

**METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLÍFERO EN
CUENCAS SEDIMENTARIAS DE COLOMBIA: VALLE MEDIO DEL
MAGDALENA**

**CARLOS EDUARDO TIRADO NORIEGA
YINNET MARYID GONZÁLEZ MARTÍNEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2006

**METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLÍFERO EN
CUENCAS SEDIMENTARIAS DE COLOMBIA: VALLE MEDIO DEL
MAGDALENA**

**CARLOS EDUARDO TIRADO NORIEGA
YINNET MARYID GONZÁLEZ MARTÍNEZ**

**Trabajo de investigación en modalidad “Tesis de Grado” presentado como
requisito parcial para optar al título de Ingeniero de Petróleos**

Director:

M.Sc NICOLÁS SANTOS SANTOS

Codirector:

Ing. OSCAR ARMANDO ARENAS M.

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2006

AGRADECIMIENTOS

A Dios y a mi familia.

CARLOS EDUARDO

A mi Abuelita, quien siempre me ha ayudado, a mi hija Isabella, quien me recordó al nacer que se debe terminar todo lo que se empieza, a la Universidad y sus profesores que me han permitido culminar mi sueño y ampliar mis horizontes y lo más importante a la benevolencia Divina...

YINNET

RESUMEN

TITULO: METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLÍFERO EN CUENCAS SEDIMENTARIAS DE COLOMBIA: VALLE MEDIO DEL MAGDALENA

AUTORES: TIRADO NORIEGA, Carlos Eduardo, y, GONZÁLEZ MARTÍNEZ, Yinnet Maryid**

PALABRAS CLAVES: Metodologías de exploración, cuencas sedimentarias, evaluación de potencial petrolífero, caracterización de cuencas, técnicas petrofísicas, riesgo en exploración, indicadores en exploración

RESUMEN: Esta nueva metodología utilizada, Tirado-González, es una herramienta para determinar el potencial petrolífero en cuencas sedimentarias mediante una preselección de criterios, como son: Caracterización petrofísica y propiedades fisicoquímicas de los campos y/o pozos existentes en la zona deseada (Valle Medio del Magdalena); la cual dará un listado que mostrara al usuario la información técnica e histórica recopilada en una base de datos (bajo construcción como parte del proyecto del Grupo de modelamiento en procesos de hidrocarburos GMPH, UIS y algunas agencias gubernamentales como la Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH); cuando el usuario identifique los pozos y/o campos de su interés evaluara estos a través de la metodología propuesta Matriz: INDICADOR- VALOR EFECTIVO. La valoración individual de estos indicadores llevara al usuario a un conocimiento técnico más amplio con base en las recomendaciones tipo solución seleccionada y soportada en conocimientos científicos interdisciplinarios que contienen el estado del arte de la exploración en Ingeniería de Petróleos.

Desde la ultima década la economía global ha crecido inmensamente, a esto se debe el incremento en la demanda de petróleo alrededor del mundo reactivando las exploraciones de hidrocarburo para garantizar la suficiencia energética. Los inversionista han llevado el dinero, la tecnología y el personal capacitado hacia diferentes escenarios. Es por esto que se deben crear herramientas como **La Metodología Tirado-Gonzalez**, *matriz: indicador-valor efectivo* para capturar inversiones de compañías internacionales.

* Tesis de Grado.

**Facultad Ingeniería Físico-químicas. Escuela Ingeniería de Petróleos. Nicolás Santos Santos.

ABSTRACT

TITLE: METHODOLOGY TO EVALUATE OIL POTENTIAL AT SEDIMENTARY BASINS IN COLOMBIA. MIDDLE MAGDALENA VALLEY*

AUTHORS: TIRADO NORIEGA, Carlos Eduardo, y, GONZÁLEZ MARTÍNEZ, Yinnet Maryid**

KEY WORDS: Exploration methodology, sedimentary basins, oil potential evaluation, basin characterization, petrophysic technique, exploitation operation risk, exploitation indicator.

DESCRIPTION: This is a new methodology called Tirado-Gonzalez. It is a tool to determine the oil potential at sedimentary basins, which through a pre-selection technique of some petrophysic and physic-chemistry characteristics of fields, wells or zones will select and show a list to the user with the targeted location to be considered as a future inversion. That list will satisfy the searched characterization in this case at middle Magdalena Valley. The locations on that list could be consulted at a general but significant data base (under construction by GMPH, modeling group for hydrocarbon process, Of Industrial University of Bucaramanga) in order to get more acknowledge, statistical and economical data. After consulting, the user could evaluate the searched field under some parameters such as: play, geology, petrology, petrography, environmental impact and operational risk getting a diagnostic with some major technical solutions prepared by a select interdisciplinary staff of engineers, geologist, and students.

Since the last decade the global economy has grown immensely. That is the reason for the huge petroleum demand around the world. The energy need has increased the exploratory activities for the oil companies. The investors have brought the money, the technology and the people to different scenarios. A cause of that is important to create tools which show an acceptable plan to investors as is **Tirado-Gonzalez methodology**, *indicator- effective punctuation matrix*, in order to attract international companies' capital.

* Thesis of Grade.

** Physical-chemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Nicolás Santos Santos.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	12
1. GENERALIDADES	13
2. METODOLOGÍAS CONSULTADAS PARA LA VALORACIÓN Y EXPLORACIÓN DE POTENCIALES PETROLÍFEROS	16
2.1 ANTECEDENTES METODOLÓGICOS	16
3. METODOLOGÍA TIRADO-GONZÁLEZ: NUEVA METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLÍFERO DE CUENCAS SEDIMENTARIAS	35
3.1 ANÁLISIS DE METODOLOGÍAS	35
3.2. IDENTIFICACIÓN Y SECUENCIA DE LOS ELEMENTOS DE MATRIZ: INDICADOR-VALOR EFECTIVO, PUNTUACIÓN, TÉCNICA DE VALORACIÓN	39
3.2.1 Descripción	39
3.2.2 Diseño de matriz	40
3.2.3 Metodología de estimación	41
4. RESULTADOS Y ANÁLISIS	56
4.1 EJEMPLO DE APLICACIÓN CON A METODOLOGÍA TIRADO-GONZÁLEZ	56
5. CONCLUSIONES	70

6. RECOMENDACIONES	72
7. BIBLIOGRAFÍA	73
ANEXOS	76

LISTA DE GRÁFICAS

	Pág.
Gráfica 1. Clasificación de reservas según SPE	15
Gráfica 2. Incorporación de Reservas (mmbbls) ANH	28
Gráfica 3. Reservas remanentes de crudo (mmbbls)	28
Gráfica 4. Reservas remanente de gas (Gpc)	29
Gráfica 5. Relación reservas / Producción	29
Gráfica 6. Historia de producción de crudo. Promedio anual	30
Gráfica 7. Producción de crudo por campo (mbpd)	30
Gráfica 8. Exportaciones totales históricas	31
Gráfica 9. Inversión extranjera	31
Gráfica 10. Inversion extranjera sectorizada	32
Gráfica 11. Inversión en exploración por origen de los recursos (US\$m)	32
Gráfica 12. Inversión en exploración por destino de los recursos (US\$m)	33
Gráfica 13. Pirámide de construcción para la metodología Tirado González	39
Gráfica 14. Diagrama de flujo para el método de valoración empleado a través de la Metodología Tirado-González	44
Gráfica 15. Distribución triangular (a)	46
Gráfica 16. Curva de probabilidad (b)	46
Gráfica 17. Porosidad en el Campo Real (datos tomados de corazones)	47
Gráfica 18. Árbol de decisiones para la compra de bloques	52
Gráfica 19. Diagramas Metodología Tirado-González	57

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Matriz identificador de impacto	50
Tabla 2. Valoración definitiva del proyecto	51
Tabla 3. Asignación de valores de control de inversión según rutas del árbol de riesgo	55

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo 1. Código de sistemas empleado en el diseño y programación de la metodología Tirado-González	77
Anexo 2. Base de datos del campo real utilizada en la metodología Tirado-González	102
Anexo 3. Recomendaciones técnicas para una base insuficiente de datos	147

INTRODUCCIÓN

A través de la alta demanda de petróleo alrededor del mundo se han incrementado el número de actividades en la exploración. Colombia es parte de este evento, ya que además de requerir de la inversión extranjera para evaluar su potencial debe también desarrollar campañas agresivas que garanticen una autosuficiencia energética. Es por ello que se incentiva a la investigación y al diseño de nuevas metodologías para la evaluación del potencial petrolero, como es el caso de la Metodología Tirado-González, descrita en el presente trabajo y aplicada a un caso real en el Valle Medio del Magdalena.

Dicha metodología toma como referencias otras desarrolladas en Grecia, Cuba, Venezuela, Francia, Italia, Canadá, Estados Unidos y algunas regionales como del Instituto Colombiano del Petróleo (I.C.P.) en Colombia. Fundamentalmente se presenta un *formato amigable* donde el usuario puede buscar campos o zonas en cuencas sedimentarias a través de ciertas características del yacimiento para posteriormente realizar una evaluación de la información contenida en una base de datos y contar con unas recomendaciones técnicas adicionales. El fin primordial es brindar más información para ser usada como una herramienta de decisión para una futura inversión. Dicho metodología no se considera única ni excluye otra literatura referente al tema.

Finalmente, considerando este trabajo como un intento por elaborar metodologías a nivel nacional y con un propósito tan ambicioso es de esperarse que expertos en materias de finanzas e inversión se interesen en este mencionado proyecto y le den un empuje y una validación, quedando esto fuera del control de sus investigadores y dependiendo de la demanda del mercado.

1. GENERALIDADES

Debido a que en los últimos diez años las naciones han pisado el acelerador de la economía no es de extrañar que también haya subido de forma espectacular la producción del petróleo. La demanda energética mundial se ha visto incrementada vertiginosamente, siendo el petróleo el recurso energético más utilizado y conocido las compañías se han visto en la necesidad de aumentar la producción y descubrir más campos de explotación. Es innegable por lo tanto que las inversiones para estas actividades demandan innovación tecnológica y altas inversiones. Por ello países en vía de desarrollo aceptan la participación de compañías extranjeras para la evaluación del potencial petrolero y su explotación.

Distintas metodologías que han sido desarrolladas alrededor del mundo para explorar y posteriormente producir petróleo servirán de modelo. Las cuencas sedimentarias en Colombia necesitan una metodología que incluya análisis técnicos, económicos, legislativos y sociales como herramienta utilizada en la determinación del potencial petrolífero. Respondiendo a este requerimiento se desarrollará la metodología “Tirado-González” que propone evaluar dicho potencial basado en una matriz indicador – valor efectivo, que con información recopilada de previos estudios e historia de producción de campos explotados se convierte en herramienta para tomar decisiones de inversión tanto a compañías nacionales como extranjeras quienes ven limitadas sus actividades en nuestro país por la falta de información específica importante en la apertura de nuevas líneas de inversión y ser usada en la evaluación del potencial petrolífero .

Adicionalmente, con el desarrollo de esta metodología “Tirado-González” se ratifica la inminente creación de una base de datos enriquecida desde distintas disciplinas como parte de la presentación de un portafolio de inversiones que

garantice la posición actual de Colombia como país productor y exportador en búsqueda de su autosuficiencia.

El éxito en el uso de esta metodología recae en un apropiado manejo de la estimación de reservas, la cual requiere la aplicación de principios de ciencias físicas, matemáticas y económicas; principios que están sujetos a cambios en conocimientos tecnológicos, condiciones económicas, estatutos y regulaciones usadas para oficializar la información de reservas.

Los métodos volumétricos, la evaluación del desempeño histórico (rangos de producción, presión de yacimiento, WORs y GORs), técnicas de simulación en balance de materiales, analogías con yacimientos en la misma localización geográfica son utilizadas para estimar reservas por el ingeniero de petróleos.

Al estimar reservas de acuerdo a los métodos volumétricos se estima el petróleo in situ después de revisar documentos como mapas geológicos, registros, corazones e información correspondiente al completamiento de pozos y cualquier producción obtenida.

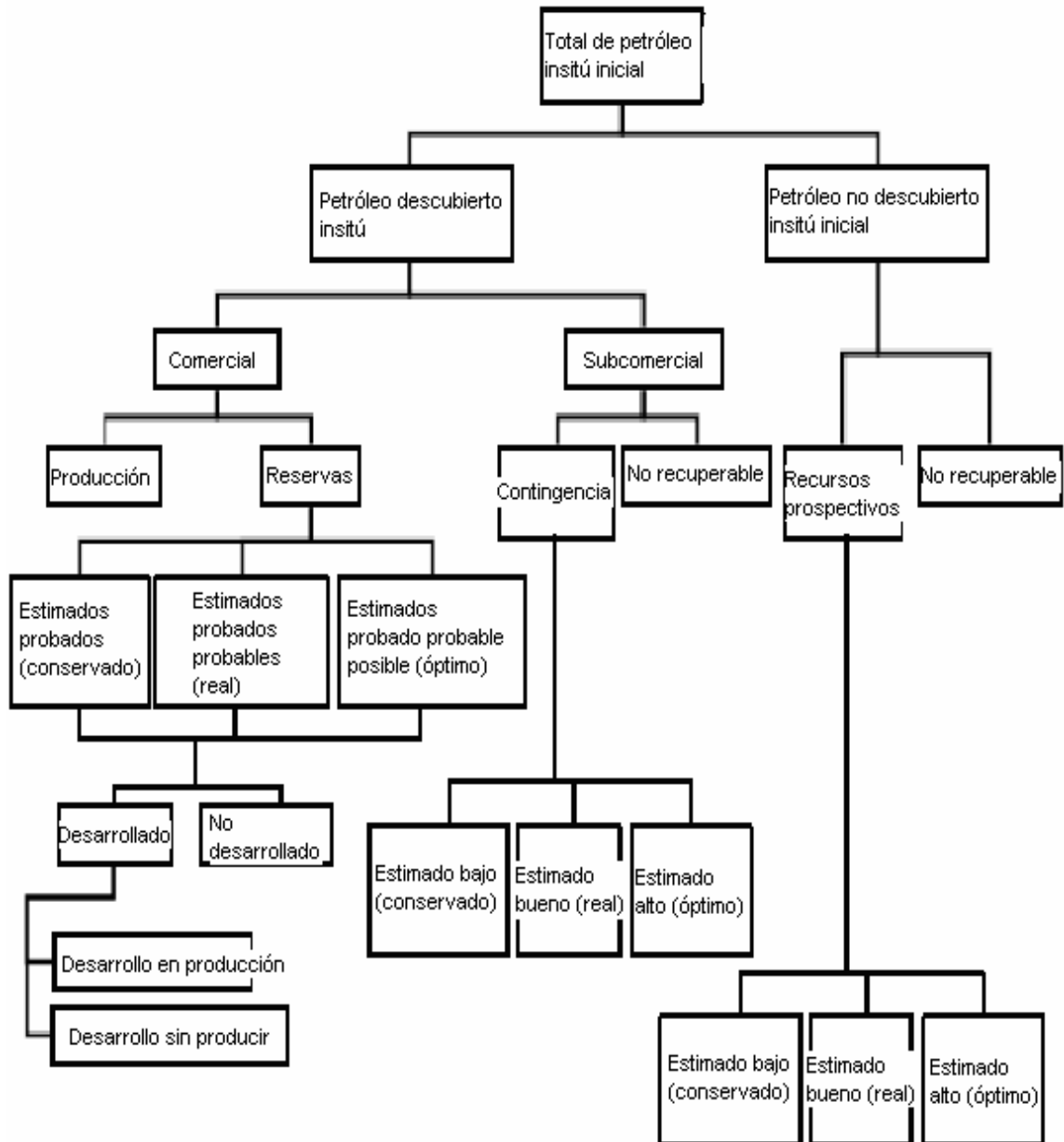
Si se estima las reservas a través del análisis del desempeño del pozo se acude a su historia y proyección. Esos estimados pueden basarse en las tasas de producción, presión de yacimiento y relaciones agua-aceite y gas-aceite.

La utilización de modelos matemáticos para predecir reservas y producciones futuras puede hacerse a través de una combinación de geología detallada, estudios del yacimiento y simulación computarizada de modelos. La validación de estos modelos simulados depende de la replicabilidad del ajuste histórico.

Comparar yacimientos similares para pronosticar tasas futuras es un último recurso, se debe entonces comparar áreas geográficas similares estimando

reservas por analogías. La SPE presenta un diagrama para la clasificación de las reservas como se muestra en la Gráfica 1.

Gráfica 1. Clasificación de reservas según SPE



2. METODOLOGÍAS CONSULTADAS PARA LA VALORACIÓN Y EXPLORACIÓN DE POTENCIALES PETROLÍFEROS

2.1 ANTECEDENTES METODOLÓGICOS

Búsqueda o localización de yacimientos de petróleo: Cuando nació la industria petrolífera, era más sencillo localizar yacimientos, porque se explotaron los más superficiales, cuya existencia era conocida, o porque fueron descubiertos por obra del azar. Pero la creciente importancia de esta industria, originó una búsqueda intensiva y racional de nuevos yacimientos, que se transformó en una verdadera ciencia, con aportes de Geología, la Física, la Química, etc.

Actualmente el hallazgo de yacimientos petrolíferos no es obra del azar si no que obedece a una tarea científicamente organizada, que se planifica con mucha antelación. Instrumental de alta precisión y técnicos especializados deben ser trasladados a regiones a menudo deshabitadas, en el desierto o en la selva, obligando a construir caminos y sistemas de comunicación, disponer de helicópteros, instalar campamentos y laboratorios, etc. El conocimiento de la estructura del suelo es fundamental para la determinación racional de las posibilidades de existencia de los yacimientos.

Actualmente se utilizan los siguientes métodos de exploración:

Exploración superficial:

1. Relevamientos topográficos a gran escala.

2. Relevamientos geológicos superficiales, en zonas donde afloran rocas sedimentarias.

3. Relevamientos geofísicos, basados en métodos:

- **Gravimétricos**, que estudian las pequeñas alteraciones de la gravedad, producidas por la vecindad de grandes masas de rocas densas. Por medio de un instrumento especial llamado gravímetro.

Los valores obtenidos se ubican en un mapa y se unen los puntos donde g es igual obteniéndose líneas isogravimétricas que revelan la posible estructura profunda.

- **Magnetométricos**, que denuncian las pequeñas alteraciones magnéticas producidas por las distintas permeabilidades magnéticas de las rocas cristalinas próximas.
- **Sismográficos**, método que consiste en hacer detonar cargas de dinamita en pozos de poca profundidad, normalmente entre 10 y 30 pies, registrando las ondas reflejadas en las capas profundas por medio de sismógrafos combinados con máquinas fotográficas.

Toda la información obtenida a lo largo del proceso exploratorio es objeto de interpretación en los centros geológicos y geofísicos de las empresas petroleras. Allí es donde se establece qué áreas pueden contener mantos con depósitos de hidrocarburos, cuál es su potencial contenido de hidrocarburos y dónde se deben perforar los pozos exploratorios para confirmarlo. De aquí se obtiene lo que se llaman "prospectos" petroleros, que junto a análisis de hidrocarburos determina su presencia en el suelo y en perforaciones poco profundas. Con estos datos, se elaboran planos de posibles acumulaciones explotables en la zona.

Exploración profunda, se realiza en zonas que se consideran favorables, mediante la perforación de pozos profundos y aplicando:

- **Perfilaje eléctrico**, realizado con electrodos que se bajan a distintas profundidades de un pozo de exploración, para determinar la conductibilidad eléctrica de las distintas capas.
- **Perfilaje geoquímico**, que determina la presencia de vestigios de hidrocarburos en las capas profundas del subsuelo.
- **Perfilaje térmico**, efectuado con termómetros de máxima y mínima temperatura, a distintas profundidades, que diferencian las capas por sus conductibilidades térmicas.
- **Cronometraje de perforación**, mide distintas velocidades, con que se atraviesan las capas individualizándolas.
- **Fotografía de las paredes de los pozos**, que también se utilizan para la identificación de las capas atravesadas.

Recientemente, se han ideado métodos muy modernos y rápidos, basados en:

- **La radioactividad de las capas**, que es mucho mayor en las capas areniscas que pueden contener petróleo
- **La absorción de neutrones** o modificación de su velocidad, producida por los yacimientos, que se practica para determinar su extensión.

Todos los datos reunidos, solamente proporcionan una posibilidad de existencia del yacimiento, que autoriza a realizar la gran inversión de capital requerida por la

perforación de un pozo. Estos datos se concretan en la ejecución de planos estructurales, que determinan la ubicación más favorable para la perforación, y permiten el cálculo de las posibles reservas petrolíferas.

Externalidades y economías de aprendizaje en la exploración petrolera: Otra característica relevante de la actividad exploratoria es que las inversiones ejecutadas para su puesta en marcha pueden tener un impacto sobre el incremento de las reservas petrolíferas a través del proceso que conlleva al descubrimiento de nuevos yacimientos. Las actividades de búsqueda de hidrocarburos pueden demorar varios años desde el inicio de la exploración geológica y geofísica, pasando por la perforación, hasta la determinación de la factibilidad de la explotación comercial de las reservas o el rechazo del proyecto. Sin embargo, la acumulación de inversiones en exploración genera un incremento de los conocimientos sobre la localización de las reservas y su tamaño, lo cual hace que se mejore el perfil productivo de los yacimientos.

El concepto de economías de experiencia y del efecto “aprender haciendo” (learning by doing) fueron introducidos por Arrow (1962) en la literatura sobre crecimiento económico. *Uhler* aplica el análisis económico a la exploración petrolera desarrollando un análisis de la función del proceso de producción correspondiente al descubrimiento de nuevas reservas de petróleo. Dicha función busca recoger los siguientes aspectos:

- a) Los efectos de la acumulación de conocimientos geológicos,
- b) Los efectos del eventual agotamiento de las reservas descubiertas,
- c) La tendencia de las grandes reservas a ser encontradas en etapas tempranas del desarrollo de una región. El modelo de producción estocástica pretende analizar el vínculo existente entre el esfuerzo exploratorio (que incluye el monto

de dinero invertido, el riesgo asumido y el grado de acumulación de conocimientos geológicos) y el descubrimiento de reservas adicionales.

Los sistemas petrolíferos como una etapa en la exploración de petróleo: El concepto de Magoon y Dow es uno de los cuatro niveles de investigación en la exploración de petróleo. La exploración comienza en un área geográfica extensa con el estudio de la cuenca sedimentaria a nivel regional y el nivel de detalle aumenta a medida que se reduce el área de interés, hasta que al final del proceso exploratorio se estudia con máximo detalle el "prospecto", en un área muy reducida para perforar un pozo.

- **La primera etapa** o análisis de cuenca estudiar las rocas sedimentarias.
- **La segunda etapa** del proceso exploratorio es el análisis del sistema petrolífero en el cual se estudian las acumulaciones de petróleo comerciales y no comerciales descubiertas y los elementos y procesos que las originaron, e interesa conocer estos mecanismos en el tiempo en que se formaron las acumulaciones de petróleo. Los sistemas petrolíferos pueden ser usados como un modelo efectivo para investigar y entender las acumulaciones descubiertas de petróleo. Mas allá del análisis de cuencas y de sistemas petrolíferos, los restantes niveles de investigación en la exploración de petróleo son el análisis de "play" y prospectos; las siguientes metodologías referencian estas actividades.

METODOLOGÍA 1: SISTEMA DE INFORMACIÓN GEOGRÁFICA PARA EL ANÁLISIS Y EXPLORACIÓN DE LOS SISTEMAS PETROLÍFEROS

Luis Fernando Sarmiento, Sergio Hernández, Hans Bartels, Martha Galindo y Juan Carlos García.

Se ha diseñado una implementación del sistema de información geográfica (SIG) que realiza las tareas de despliegue de información necesaria para que los exploradores de petróleo definan y analicen los sistemas petrolíferos de una cuenca o provincia sedimentaria.

Un sistema petrolífero es un sistema natural que comprende una roca activa generadora de petróleo, las acumulaciones de petróleo y gas generados de dicha roca y todos los elementos y procesos geológicos esenciales para que exista un depósito de petróleo en el subsuelo. La definición y análisis de los sistemas petrolíferos permite orientar la exploración y disminuir el riesgo geológico exploratorio.

El SIG permite desarrollar las siguientes tareas:

- Disponer y desplegar adecuadamente la información básica necesaria para el análisis de los sistemas petrolíferos.
- Facilitar la generación de mapas de la roca fuente, roca almacenadora, roca sello y trampas potenciales.
- Facilitar la construcción de mapas de los sistemas petrolíferos, con volúmenes de roca fuente activa y ocurrencias de hidrocarburos.
- Desplegar información cartográfica necesaria para el análisis de "*plays complementarios*", útil en la selección de nuevas áreas prospectivas y en la reducción del riesgo geológico exploratorio.
- Efectuar cálculos de balances de masas entre volumen de petróleo generado y volumen de petróleo descubierto.

- Desplegar imágenes útiles en el análisis de sistemas petrolíferos.

Información geográfica y geológica básica:

- Mapa base geográfico con la delimitación del área y mapa geológico.
- Base de datos de referencias bibliográficas sobre la geología.
- Columna estratigráfica o pozo (un pozo o pozo compuesto) que incluya todas las unidades estratigráficas hasta el basamento económico, con litología, espesores, facies, interpretación de ambientes sedimentarios y análisis bioestratigráficos.
- Mapa de localización de la columna estratigráficas y de localización de la sección estructurales con bordes y depocentro de la Cuenca.

Pozos:

- Mapa de localización indicando si son productores o secos.
- Base de datos de pozos con información de: coordenadas, profundidad, registros existentes, unidades estratigráficas, topes, litologías, manifestaciones de hidrocarburos y profundidad, e intervalos productores.
- Base de datos de ripios y núcleos de perforación disponibles.

Geoquímica orgánica:

Base de datos de análisis geoquímicos de muestras de roca, crudos y gas.
Correlaciones geoquímicas y petróleo-roca fuente, análisis de propiedades

volumétricas, análisis de fracciones de hidrocarburos, saturados, aromáticos, resinas, asfáltenos (SARA), cromatografía gaseosa y biomarcadores.

Sísmica:

- Mapa de localización de programas sísmicos existentes y base de datos con datos generales y localización física de las secciones.
- Secciones sísmicas seleccionadas con las que puedan construirse secciones transversales regionales que atraviesen cada sistema petrolífero los depocentros y bordes de cuenca.

Campos productores:

- Listado y mapa de localización de todos los campos productores.
- Para cada campo: mapa estructural de la unidad productora mostrando contacto agua aceite, indicando si se produce crudo y/o gas, relación gas/aceite GOR, reservas descubiertas, petróleo in-situ y producción total acumulada.
- Sección transversal del campo y para un pozo representativo del campo registro eléctrico, topes y edades de las unidades estratigráficas, inconformidades y estimación de espesores erodados, perfiles de madurez, litología, datos de temperatura y porosidad.

METODOLOGÍA 2: INDICADOR CUALITATIVO DE INTERÉS -ICI-

Pruebas de campo en Venezuela

Dr. Martín Essinfeld - Universidad Central de Venezuela, Diciembre 2005

Durante muchos años de exploración petrolera en Venezuela se ha planteado, en los diversos eventos técnicos la necesidad de desarrollar un instrumento sencillo y versátil para 'ranquear' (ordenar de mayor a menor atractivo) diferentes opciones en situaciones operacionales, como:

- Ubicación de pozos de desarrollo
- Asignación de 'atractivo' ante alternativas de inversión para exploración.

Resultaba obvio que los indicadores económicos tradicionales de valor, (*Valor Presente Neto, Eficiencia de Inversión, Tasa Interna de Retorno y otros*), aunque totalmente válidos, eran insuficientes por no incluir factores como dificultad o riesgos geográficos especiales y otros. Una salida en los años 1965-1975 fue las opciones probabilísticas (tipo Monte Carlo) que permitieron incluir riesgos o incertidumbres, pero de compleja aplicación para su uso rutinario.

Desde 1988 hasta el presente, Egep Consultores S.A., ha usado la metodología de indicadores de interés no sólo ampliándola de manera significativa, sino que aplicándola exitosamente en trabajos de campo a escala de pozos individuales y yacimientos en un área. El desarrollado ICI -INDICADOR CUALITATIVO DE INTERÉS- incluyó:

- Volumen poroso en cada uno de los paquetes arenosos.
- Nivel de presión y saturación de petróleo en cada uno de los paquetes arenosos explotables.
- Consideración para cada localización de las áreas efectivas posibles de drenaje en relación con la continuidad lateral de las arenas.

- Lenticularidad vertical dentro de cada paquete arenoso, cuyos valores se dan en la Tabla 1.

El ICI tiene el siguiente formato:

$$ICI = f(P, S_o, V_p, L, C) \quad \text{Ecuación 1}$$

Donde:

- ICI: Indicador Cualitativo de Interés
- P: Presión estática (Psi)
- S_o: Saturación de petróleo (fracción)
- V_p: Volumen poroso (pies cúbicos)
- L: Lenticularidad vertical
- C: Continuidad lateral
- a: Coeficiente = 2 para mallado regular
- b: Constante para simplificación de unidades = 10E13

Esta utilización ampliada del ICI permitió confirmar expectativas de reservas adicionales de 1000 MMB al explotar áreas de la acumulación con bajo nivel de desarrollo de pozos, ayudando así a postular planes futuros de perforación*.

METODOLOGÍA 3: MODELADO DE LOS SISTEMAS PETROLEROS

Modelo de un Sistema Petrolero es una representación en 3D de los datos geológicos en un área de interés la cual varía desde una simple área de drenaje a cuenca completa. En este, el modelo de datos es procesado por un simulador especial que permite determinar la historia térmica, de presión, generación y migración del petróleo, lo cual da como resultado un modelo dinámico de la

* MARTÍN ESSENFELD, Luis A. Vera. "Desarrollo de Indicadores Cualitativos de Interés para Localizaciones de Pozos de Desarrollo y Trabajos (RA/RC)". VII Jornadas Técnicas de Petróleo. Sociedad Venezolana de Ingenieros de Petróleo. Puerto La Cruz, Venezuela. Junio, 1999.

evolución del área de interés a través del tiempo geológico, pueden evaluarse procesos relacionados con formación de la carga y subsiguiente migración y pérdida de petróleo.

El avance reciente más importante ha sido la posibilidad de realizar análisis de riesgos con el modelado avanzado de datos en 3D. Esto permite definir las incertidumbres en el modelo de datos geológicos y analizar los efectos que estas incertidumbres tienen sobre los resultados. Una característica importantísima es que estos análisis no se realizan sólo para la carga petrolera, sino se aplican también a los procesos completos de generación, migración y pérdida de petróleo.

El método de los sistemas petroleros: Su utilización se ha convertido en una herramienta estratégica comprobada para reducir el riesgo en la Exploración y Producción Petrolera. En la última década han surgido nuevas tecnologías que permiten extraer información adicional directamente desde los datos geofísicos. Estas tecnologías han contribuido de manera significativa a la reducción de los riesgos de exploración, sin embargo, a menudo se basan en un sólo tipo de datos geofísicos y geoquímicos (G&G) para evaluar los riesgos de la exploración. Un ejemplo de este tipo de datos son los “Indicadores Directos de Hidrocarburos” (IDH) y, aunque esta información parece muy atractiva, es bien sabido que muchos pozos no exitosos han sido perforados basándose en el criterio de los IDH, aún en áreas maduras de exploración.

METODOLOGÍA 4: INSTITUTO MEXICANO DE PETRÓLEO

Se han realizado importantes trabajos de diagnóstico sobre el estado y uso de las tecnologías de exploración en el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP). De acuerdo a los análisis realizados las tecnologías relevantes utilizadas actualmente en la exploración petrolera son:

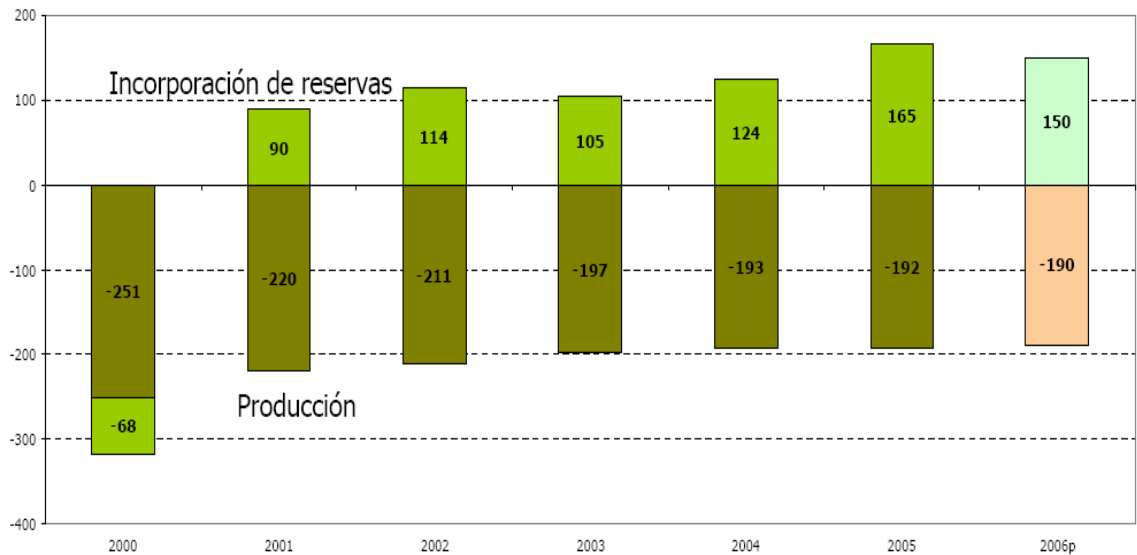
Estratigrafía de secuencias, sedimentología y diagénesis; técnicas y métodos en bioestratigrafía; técnicas y métodos de análisis geoquímicos de hidrocarburos; modelado geoquímico de procesos en rocas generadoras; modelado cinemático, estructural y de fracturación; caracterización de sistemas petroleros; métodos potenciales (gravimetría y magnetometría); técnicas de adquisición sísmica 2D y 3D; técnicas de interpretación sísmica 2D y 3D; procesado sísmico de migración en tiempo y profundidad; atributos básicos e inversión en sísmica 2D y 3D; atributos sísmicos de amplitud; procesos sísmicos para imágenes subsalinas; procesamiento e interpretación de registros de pozo; y metodologías y técnicas de exploración, evolución del potencial, de plays y de riesgo, entre las más importantes.

METODOLOGÍA 5: ESTRATEGIAS DINÁMICAS DE INVERSIÓN PARA UNA EXITOSA EXPLORACIÓN (*DYNAMIC INVESTMENT STRATEGIES FOR EXPLORATION SUCCESS*)

LETA SMITH, SENIOR CONSULTANT. ECONOMICS AND CONSULTING

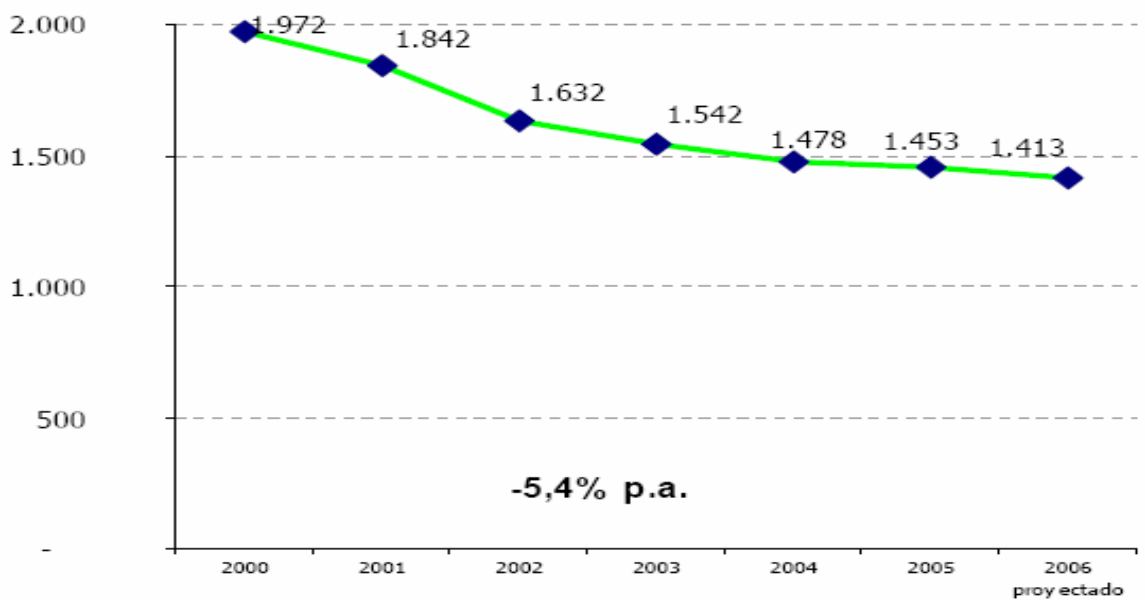
Esta metodología fue presentada en el congreso Colombiano de petróleo y gas 2005, en la cual se presenta unas series de información estadística que corresponden a cuadros comparativos de Colombia frente a otros países de la región andina mostrando tipos de gobierno, PIB, tarifas arancelarias a inversión extranjera; como también datos de población, empleo, reservas, actividades económicas y otros específicamente de Colombia. Dicha información es utilizada para desarrollar una metodología de exploración de hidrocarburos más exitosa debido a que involucra aspectos más amplios y dinámicos que influyen en dicha actividad, como ejemplos las Gráficas 2 a 12 a continuación, más datos comparativos se encuentran en Anexo 2.

Gráfica 2. Incorporación de Reservas (mmbls) ANH



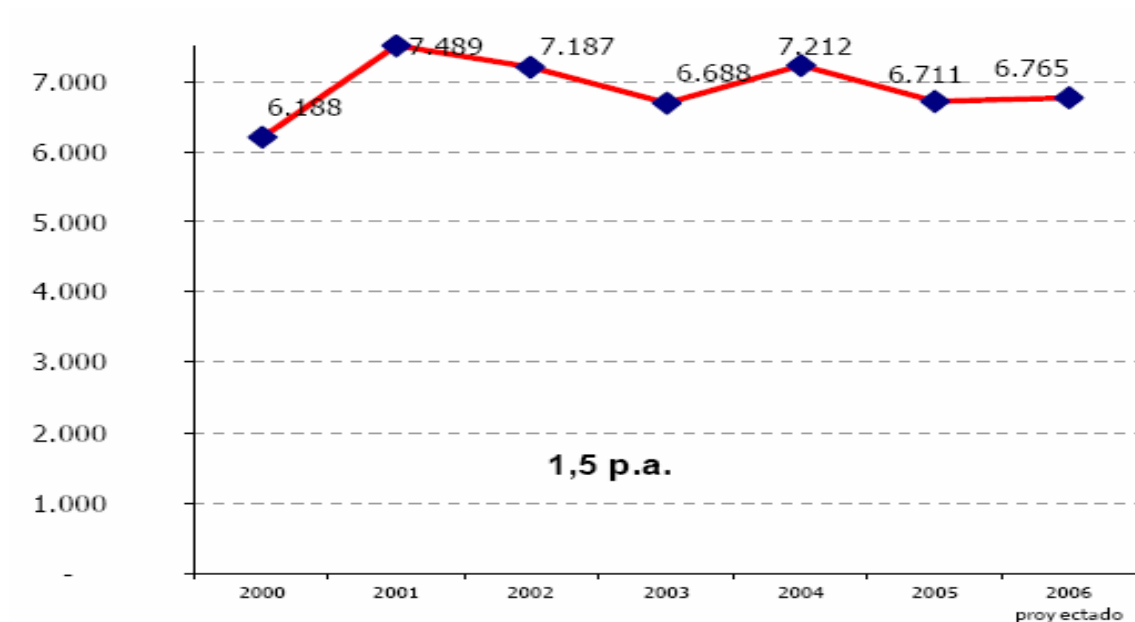
Fuente: ANH

Gráfica 3. Reservas remanentes de crudo (mmbls)



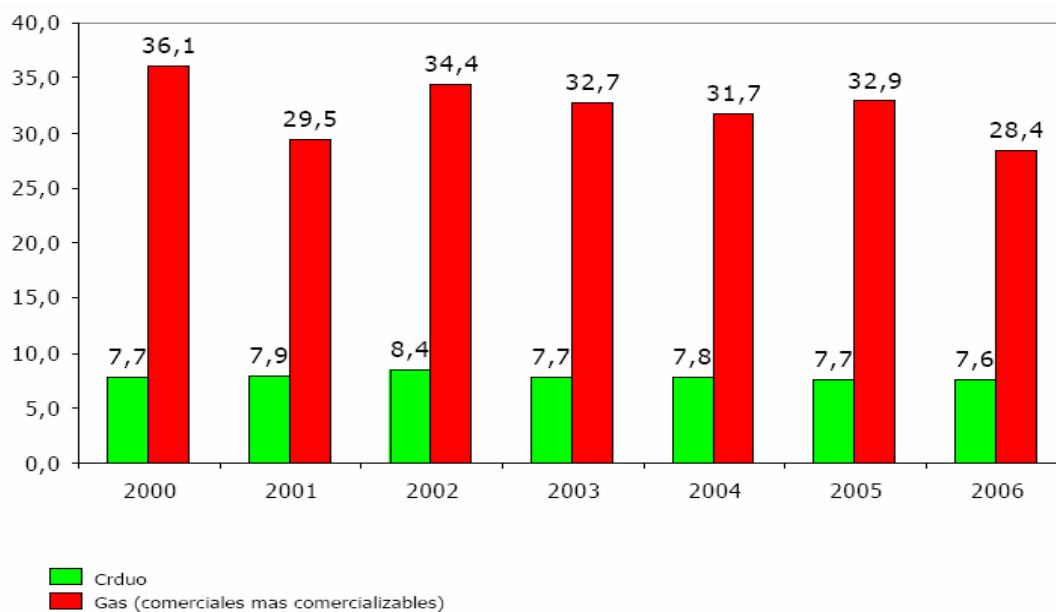
Fuente: ANH

Gráfica 4. Reservas remanente de gas (Gpc)



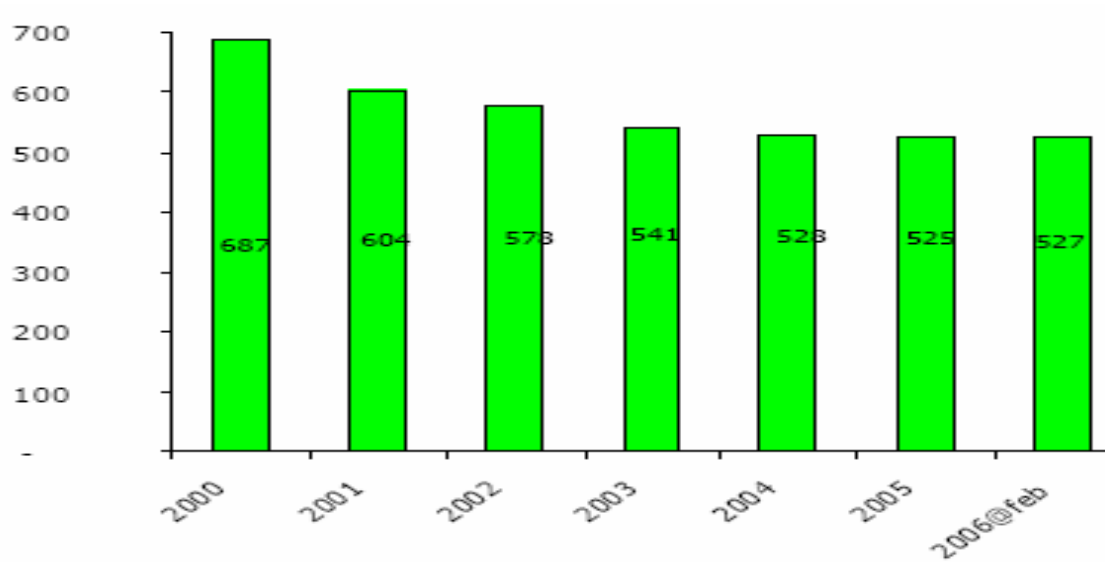
Fuente: ANH

Gráfica 5. Relación reservas / Producción



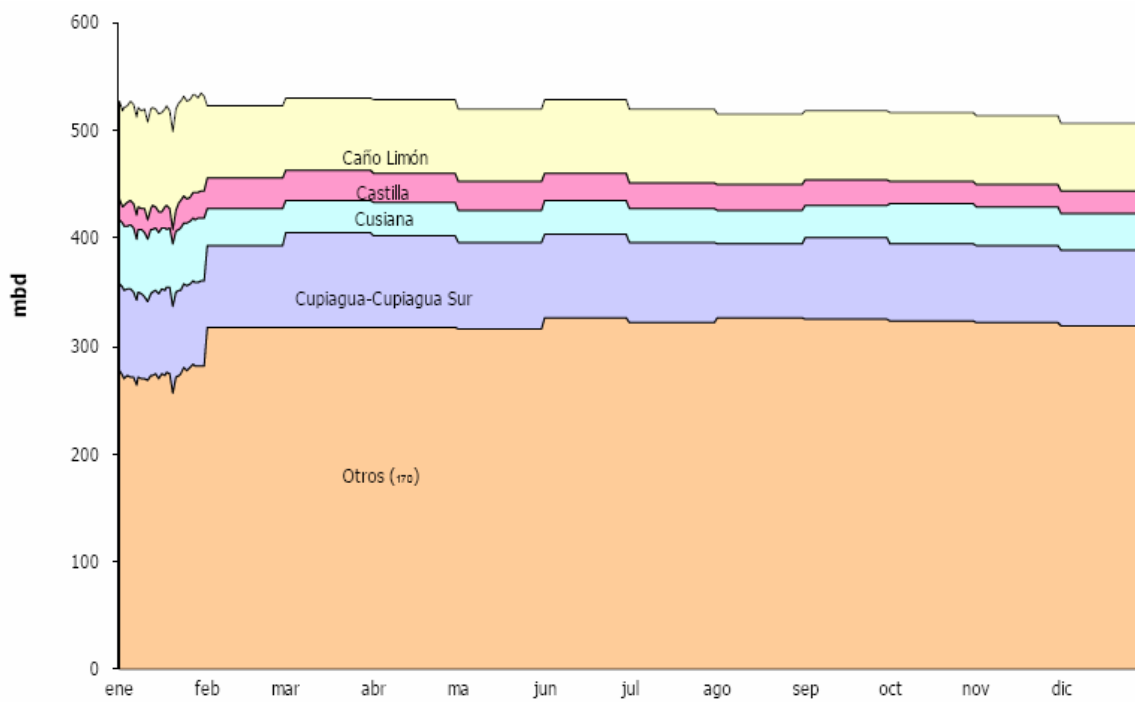
Fuente: ANH

Gráfica 6. Historia de producción de crudo. Promedio anual



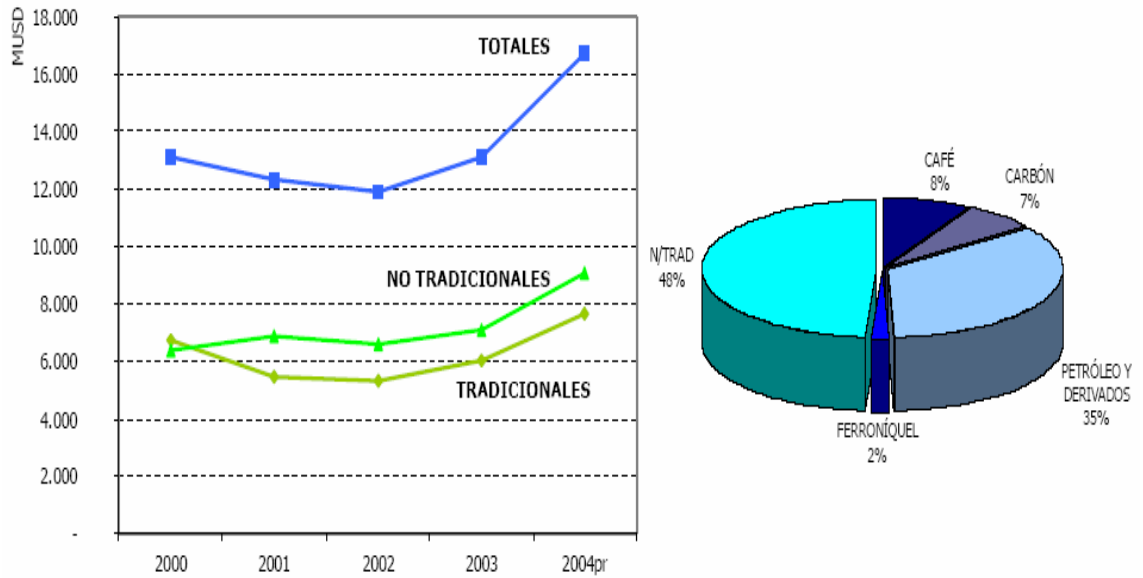
Fuente: ANH

Gráfica 7. Producción de crudo por campo (mbpd)



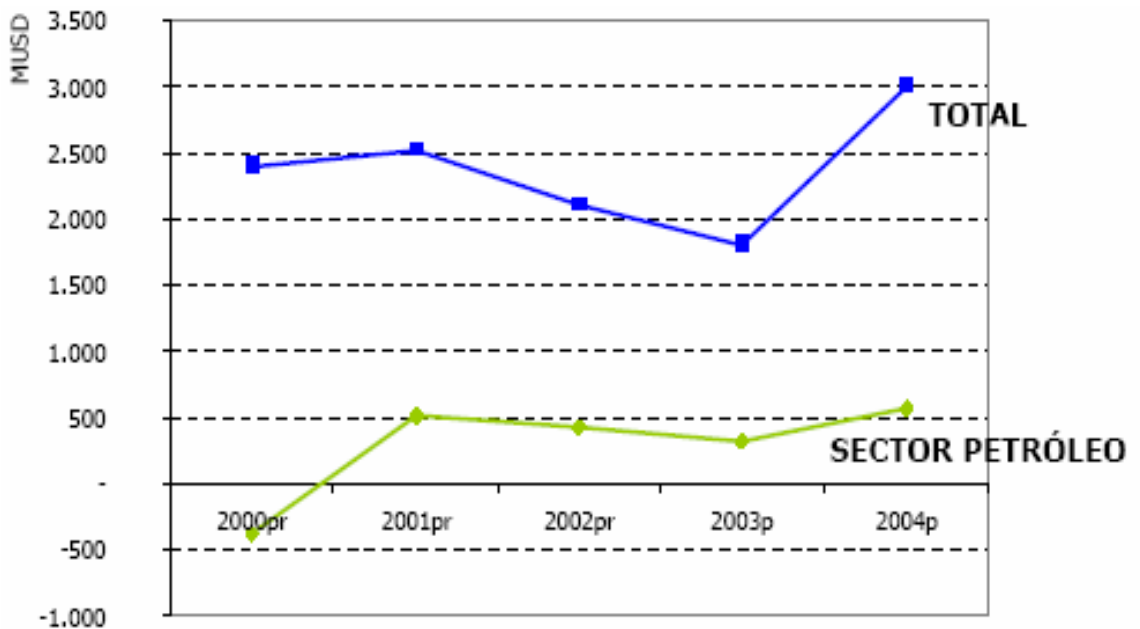
Fuente: ANH

Gráfica 8. Exportaciones totales históricas



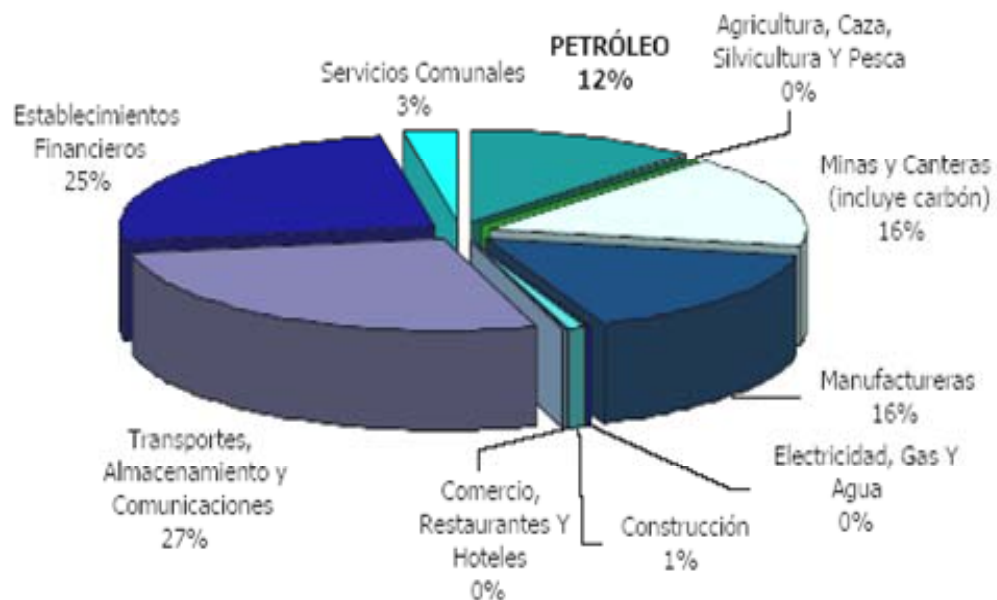
Fuente: Banco de la República – Subgerencia Estudios Económicos.

Gráfica 9. Inversión extranjera



Fuente: Banco de la República – Subgerencia Estudios Económicos.

Gráfica 10. Inversión extranjera sectorizada

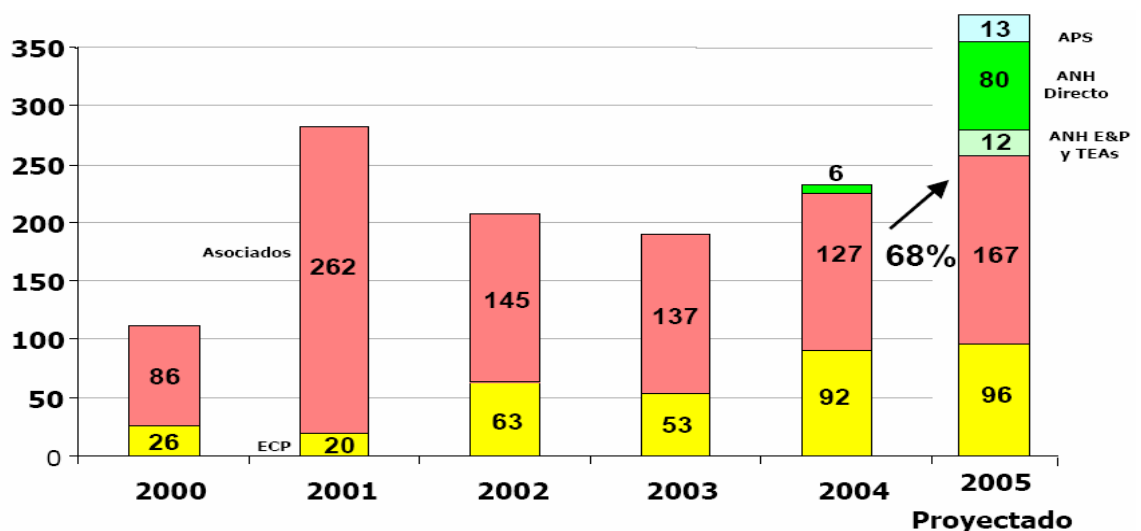


pr: provisional

p: preliminar

Fuente: Banco de la República – Subgerencia Estudios Económicos.

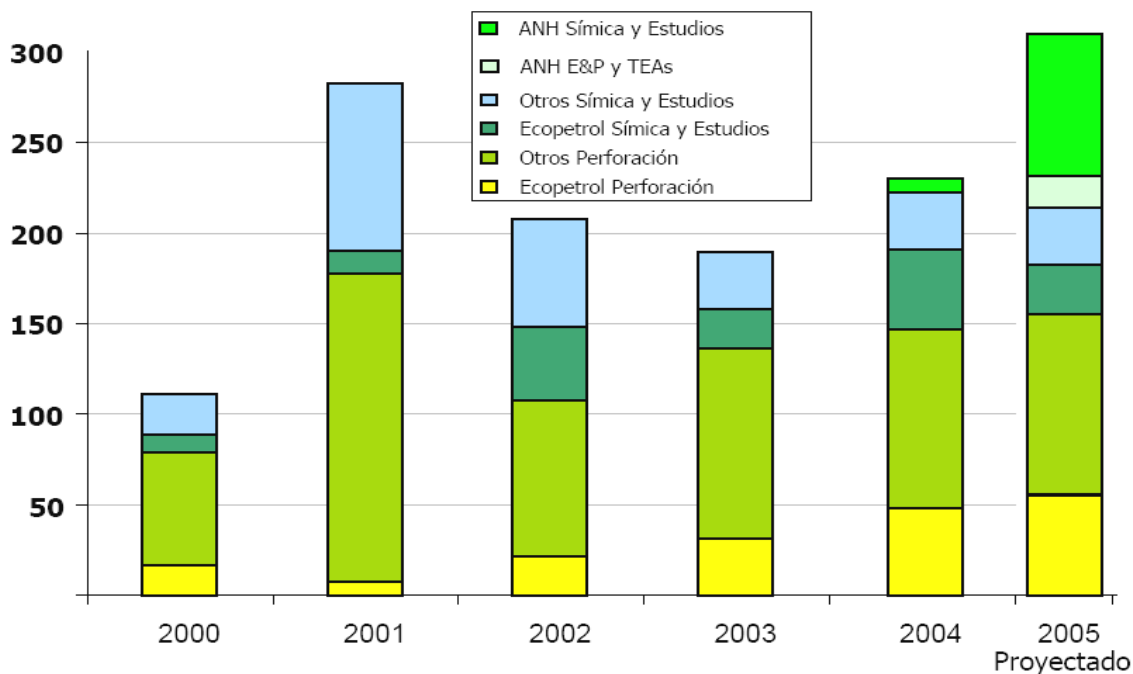
Gráfica 11. Inversión en exploración por origen de los recursos (US\$m)



APS: Área de prospección superficial.

Fuente: ANH

Gráfica 12. Inversión en exploración por destino de los recursos (US\$m)



Fuente: ANH

Este capítulo resalta las principales metodologías a nivel mundial que se ajustan a los criterios que los investigadores necesitan como base y modelo para el desarrollo de su nueva metodología.

METODOLOGÍA 6: MÉTODO ANALÍTICO DE VALORACIÓN DE RECURSOS PARA ACUMULACIONES DE PETRÓLEO (*ANALYTIC RESOURCE ASSESSMENT METHOD FOR CONTINUOUS PETROLEUM ACCUMULATIONS*) BY ROBERT A. CROVELLI - USGS -

Este método analítico se presenta a través de un programa computacional llamado ACCESS. Fue desarrollado para estimar reservas de petróleo usando un modelo geológico llamado FORSPAN. Las ecuaciones matemáticas derivadas

aplicadas provienen de teorías probabilísticas dentro del software que puede ser usado para calcular el potencial en un sistema petrolero. El modelo contiene secciones para ingresar la información, dentro de la cual se encuentra el modelo de información geográfica que a su vez contiene unidades probabilísticas con información sobre clasificación de yacimientos, áreas, presiones y fuentes de roca. Este sistema utiliza los parámetros descriptivos para definir los modelos y sus variables probabilísticas.

La evaluación de cada cuenca involucra importante información como: historia del pozo, producción, geoquímica y mapas estratigráficos. Toda la estimación del potencial petrolero se calcula a través de primero, el modelo geológico, el método analítico probabilístico y tercero, el uso de ACCESS (Energy Spreadsheet System) como sistema computacional para obtener resultados.

3. METODOLOGÍA TIRADO-GONZÁLEZ: NUEVA METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLÍFERO DE CUENCAS SEDIMENTARIAS

3.1 ANÁLISIS DE METODOLOGÍAS

Luego de seleccionar las metodologías se ha realizado un análisis de los elementos más significativos, como se describe en este capítulo.

METODOLOGÍA 1: SISTEMA DE INFORMACIÓN GEOGRÁFICA PARA AL ANÁLISIS DE LOS SISTEMAS PETROLÍFEROS EN LA EXPLORACIÓN DE PETRÓLEO

Análisis de cuenca sedimentaria:

El propósito de esta fase es conocer aspectos básicos de la evolución geológica de cada cuenca sedimentaria que es el marco necesario para el análisis de los sistemas petrolíferos. Además identificar la distribución lateral y vertical de las unidades de roca potencialmente generadora, almacenadora, sello, de sobrecarga y de trampas potenciales. La evolución sedimentaria preferiblemente dentro de un esquema de estratigrafía de secuencias, incluyendo sección estratigráfica regional, evolución estructural incluyendo eventos de deformación y estilo estructural de cada evento de deformación.

Análisis de los sistemas petrolíferos: Para cada sistema petrolífero se recomienda:

- Elaborar el mapa de los sistemas petrolíferos (parciales).

- Elaborar la tabla de los sistemas petrolíferos indicando los campos de cada sistema petrolífero.
- Elaborar la carta de historia de enterramiento de los campos productores y luego de cada sistema petrolífero en el sitio donde la roca fuente haya alcanzado la máxima madurez, para estimar tiempos de generación, migración y acumulación de HC.
- Elaborar la carta de eventos para cada campo y luego para cada sistema petrolífero para delimitarlo temporalmente.
- Elaborar correlaciones geoquímicas petróleo-petróleo y petróleo-roca fuente para definir direcciones de migración, la extensión geográfica y definir el nivel de certeza de cada sistema petrolífero.
- Elaborar los cálculos de balance de masas: elaborar tablas y datos estadísticos de producción reservas en los campos productores y calcular masa o volumen, de petróleo generado.

Para la metodología Tirado-González se tomara: establecer modelos de datos y estándares de codificación, de tal forma que reflejen la historia de las cuencas, sus propiedades geoquímicas y geofísicas; dicha información será recolectada en un programa (Visual Basic) que el usuario maneje según sus criterios de búsqueda.

METODOLOGÍA 2: INDICADOR CUALITATIVO DE INTERÉS -ICI-

El Indicador Cualitativo de Interés ha contribuido durante muchos años en Venezuela a evaluar diferentes situaciones operacionales, análisis de proyectos de inversión y confirmación de expectativas de reservas adicionales.

En resumen para la metodología Tirado-González se identificaron 9 bloques de información que caracterizan cada campo: la metodología cualitativa y su interrelación, que son:

Caracterización del área; Tamaño de la base de recursos; Requerimientos para desarrollo de reservas; Perfiles de producción futura; Costos de inversiones y operaciones; Requerimientos tecnológicos; Política corporativa; Análisis económico consolidado.

METODOLOGÍA 3: MODELADO DE LOS SISTEMAS PETROLEROS

Taller de evaluación de recursos:

Una forma excelente para introducir esta metodología a través de la metodología Tirado-González es el taller de evaluación de recursos petroleros enfocado en la aplicación de nuevas metodologías y técnicas, como son el Método de los Sistemas Petroleros y el Modelado de los Sistemas Petroleros, para determinar el crecimiento y evaluar el tamaño y número de acumulaciones de gas y aceite no descubiertas. Los talleres permiten un intercambio abierto de ideas en el cual todos los participantes presentan y discuten datos y conceptos.

Esta comparación ha mostrado que un porcentaje de los prospectos a perforar con base al método de detección directa (IDH) no garantizara encontrar hidrocarburos producibles; esto significa que aplicar este método como criterio dominante para la toma de decisiones las estrategias de exploración enfocadas requieren principalmente la habilidad de adquirir, mantener y aplicar una comprensión fundamental del funcionamiento de los sistemas petroleros exitosos.

METODOLOGÍA 4: INSTITUTO MEXICANO DEL PETRÓLEO

De esta metodología se resalta el uso de todas las herramientas como son, geoquímica, geofísica, sísmica, elaboración de mapas estratigráficos y análisis de registros para la determinación efectiva del potencial petrolífero.

METODOLOGÍA 5: ESTRATEGIAS DINÁMICAS DE INVERSION PARA UNA EXITOSA EXPLORACIÓN

El modelo de inversión dinámica consultado es uno de los más determinantes en la metodología Tirado-González. Los factores históricos, sociales, económicos y técnicos para la evaluación del potencial petrolífero están integrados en uno de los pasos, *base de datos*, de los nueve que conforman la secuencia metodológica.

METODOLOGÍA 6: MÉTODO ANALÍTICO DE VALORACIÓN DE RECURSOS PARA ACUMULACIONES DE PETRÓLEO

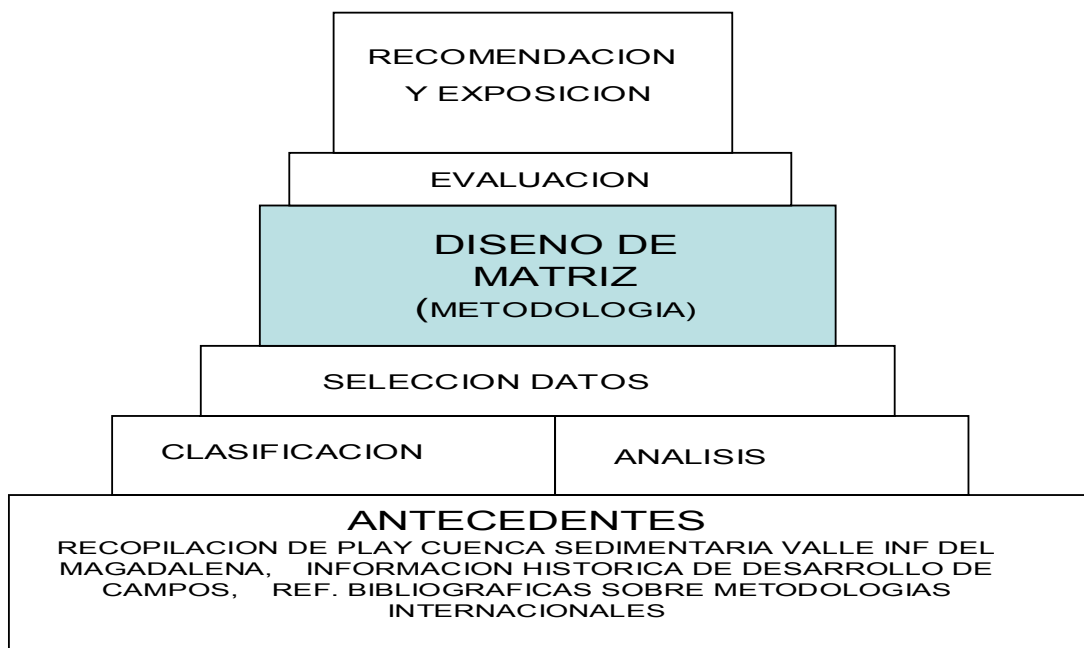
El modelo de secciones donde se deben ingresar datos por el usuario serán utilizados en la metodología Tirado-González; además las técnicas de distribución probabilística serán el modelo para la evaluación del potencial petrolífero. Debe ser claro que ambas metodologías no asignan un factor de recobro solamente un rango de producción de hidrocarburos factible.

Las ventajas y desventajas encontradas en el capítulo han sido analizadas rigurosamente creándose la metodología Tirado-González para evaluación del potencial petrolífero, revisando carencias y justificando aspectos positivos.

3.2. IDENTIFICACIÓN Y SECUENCIA DE LOS ELEMENTOS DE MATRIZ: INDICADOR-VALOR EFECTIVO, PUNTUACIÓN, TÉCNICA DE VALORACIÓN

3.2.1 Descripción.

Gráfica 13. Pirámide de construcción para la metodología Tirado González



- Búsqueda de metodologías para la evaluación de potenciales petrolíferos en cuencas sedimentarias alrededor del mundo (universidades, institutos técnicos, compañías estatales, etc.)
- Recopilación bibliográfica y recolección de datos, información técnica: geofísica, geoquímica, ambiental, riesgo, económica, legislativa y social.
- Clasificación de dicha información mediante tablas, estadísticas y principales indicadores (Ver Anexo 2 y 3).

- Diseño de una metodología tipo matriz indicador-valor efectivo para determinar el potencial petrolífero en cuencas sedimentarias.
- Aplicación de la metodología a un caso prueba.
- Análisis de los resultados para inferir en la toma de decisiones, discusión y posterior exposición.

3.2.2 Diseño de matriz. La metodología Tirado-González reconoce que no se puede dar una valoración directa al cálculo volumétrico de reservas potenciales de hidrocarburos. Pero después de un riguroso estudio sobre la validez en la consecución de los datos, el cumplimiento a las normas ambientales que demandan las actividades exploratorias y el análisis de riesgos de inversión, evalúa entonces la eficiencia $E\%$ en el recobro de dicho potencial contemplando las variables anteriormente mencionadas. Dejando como único valor fuera del estudio el factor de recobro, ya que es ajeno a la investigación y depende de los métodos de ingeniería aplicados al recobro. **Nota:** *Todos los valores son mejores si son mayores*

$$E\% = [(OOIP * R_G) + (OOIP * R_{SE})] F_R \% \quad \text{Ecuación 2}$$

$$E\% = [(OGIP * R_G) + (OGIP * R_{SE})] F_R \% \quad \text{Ecuación 3}$$

Donde:

E:	Eficiencia del recobro del potencial de hidrocarburos (%)
R_G :	Riesgo geológico (Fracción)
R_{SE} :	Riesgo socio económico (Fracción)
F_R :	Factor de recobro (%)
OOIP:	Original oil in place (MBBL) (<i>Ver sección cálculo de reservas</i>)
aGIP:	Original gas in place (MMSCF)

El riesgo geológico: depende de la existencia de los datos geológicos. Cuantifica la incertidumbre de los datos obtenidos de espesor, porosidad y saturación de agua. Su rango de variación esta entre [0.15 - 0.75]

$$R_G = D_h + D_\emptyset + D_{Sw} = [0.45 - 0.75] \quad \text{Ecuación 4}$$

Donde:

D_h : Incertidumbre en datos de espesor según su fuente. [0.15 – 0.25][†]

D_\emptyset : Incertidumbre en datos de porosidad obtenidos por corazones. [0.15-0.25][†]

D_{Sw} : Incertidumbre en datos de saturación de agua obtenidos por registros. [0.15-0.25]

El riesgo socioeconómico: depende de las medidas que se tomen para prevenir impactos ambientales negativos y garantizar una tasa de efectiva de retorno de capital y utilidad.

$$R_{SE} = P_A + C_i = [0 - 0.25] \quad \text{Ecuación 5}$$

Donde:

P_A : Prevención ambiental. A mayor valor se reduce el impacto negativo. Los valores entre [0 – 0.125]

C_i : Control en el riesgo de inversión. [0 – 0.125]

3.2.3 Metodología de estimación.

Probabilística para el riesgo geológico: Es llamado probabilístico cuando el conocimiento geológico y los datos de ingeniería y economía son usados para

[†] Los valores no se inician en cero ya que las fuentes de datos de los campos y bloques de exploración son resultados de estudios técnicos que demandan un mínimo grado de conocimiento geológico y estadístico. Se considera un valor de 0.15 como un mínimo punto de partida.

generar un rango de estimados con sus respectivas probabilidades asociadas. Los métodos de estimación de reservas se clasifican en tres: análogos, volumétricos y técnicas de desempeño. Estas últimas usualmente están divididas en estudios de simulación, cálculos de balance de materia y análisis de tendencias de declinación.

El estimado de reservas puede ser preparado usando métodos probabilísticos y generalmente definidos dentro de un rango cuantitativo.

Naturaleza geológica de acumulaciones convencionales: Acumulaciones convencionales están definidas por dos características geológicas, **(1)** ocupan un volumen discreto de roca limitado por trampas, sellos y profundos contactos de agua: **(2)** estas dependen del efecto de boyanza de aceite o gas sobre agua. Debido a esto su valoración es comúnmente hecha por tamaño y número de acumulaciones discretas. (Ejemplo: campos individuales de aceite y agua). Algunas acumulaciones “no convencionales” o continuas están bajo capas e agua en áreas remotas generalmente requieren técnicas diferentes de ingeniería pero esto no las excluye de ser valoradas por la misma metodología Tirado-González.

Procedimiento fundamental: Para iniciar la valoración de reservas convencionales y continuas no descubiertas se utiliza la metodología Tirado-González compuesta de cinco pasos. El volumen de roca a ser evaluado dentro de unas razonables subunidades correspondientes a divisiones de un sistema petrolero total que se estudiarán individualmente. La esencia del procedimiento para evaluar es como sigue:

- Una mínima acumulación. El petróleo en las acumulaciones se espera sea mayor a la media considerada y ser una fuente significativo dentro de los siguientes 20 años de predicción. Debe tener una probabilidad de ocurrencia que tiene los siguientes parámetros correspondientes a una

adecuada roca: porosidad, saturación de agua y espesor definido como el riesgo geológico (geoquímico y geofísico) para que al menos una acumulación no descubierta en una unidad de subdivisión tenga el tamaño medio. El riesgo económico (incluye ambiental, panorama sociopolítico de la región e inversión) Los tamaños de las acumulaciones no descubiertas son estimados; GOR y LNG/ Gas son estimados igualmente.

- Algunas otras relaciones son usadas para la evaluación de parámetros asociados con acumulaciones de aceite en aceite y gas en gas. La combinación de probabilidades para el riesgo geoquímico, geológico y económico junto con el número de acumulaciones no descubiertas y su tamaño se analizan a través de distribuciones probabilísticas. Importante para la evaluación son la historia de las exploraciones, y patrones en los descubrimientos que sirven como un punto inicial de la futura exploración.

Información para la evaluación: Adicionalmente a los previamente descritos, los siguientes elementos con sus respectivas descripciones forman parte de la **matriz**: indicador- valor efectivo:

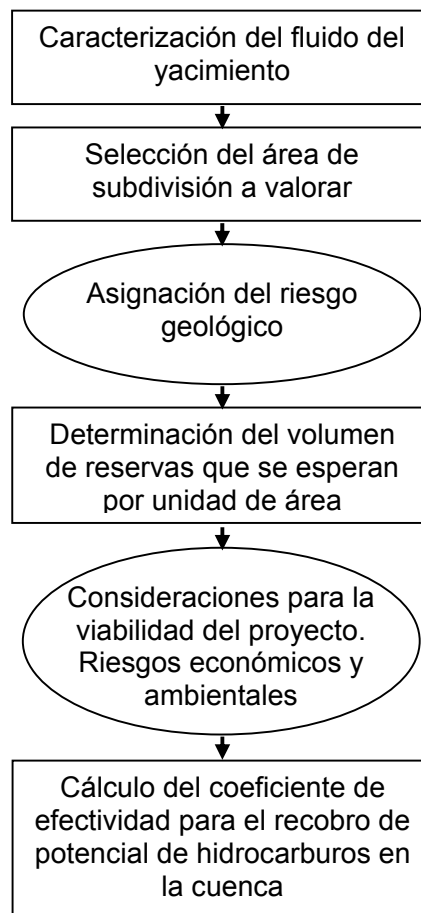
Entrada de datos- identificación: Incluye el nombre del evaluador, la fecha de la evaluación, nombres y códigos de las regiones, cuencas, sistema petrolero total y subdivisión a valorar. Se consulta la información de la base de datos (Ver Anexos 2 y 3).

Caracterización de la subdivisión a valorar:

Unidad de subdivisión: Elementos esenciales de la evaluación dan información para clasificar recursos como gas o aceite basados en el criterio GOR, saturación de agua inicial, porosidad y espesor.

La valoración requiere **(1)** escoger el tamaño de mínima acumulación, **(2)** asignar un riesgo geológico, geofísico y un riesgo económico (*apoyarse en la base de datos diseñada que reúne criterios como: geoquímica, geofísica, aspectos ambientales, riesgo e índices generales socio-económicos de la región. Si los elementos no son suficientes después de consultar “evaluación” encontrara adicionales recomendaciones técnicas para complementas su base de datos*) y **(3)** estimación del numero y tamaño de las reservas no descubiertas en el área de valoración. La combinación de estas variables con distribución probabilística permite adicionar potenciales reservas como se ve en la metodología resumida en la Grafica 14.

Grafica 14. Diagrama de flujo para el método de valoración empleado a través de la Metodología Tirado-González



Valoración-Distribución triangular: Esta distribución es usada cuando tenemos información limitada. En este estudio dicha distribución se utilizo para describir la porosidad del yacimiento, el espesor y la saturación de agua. Los tres parámetros mencionados junto con los valores de área son empleados para determinar las reservas in situ.

Cuando el número de pozos perforados no da una información suficientemente representativa entonces, esta distribución es aplicada. El hecho de que los valores estén distribuidos entre un mínimo una mediana y un máximo nos permite asignar una probabilidad para estas variables aleatorias. Las siguientes ecuaciones fueron utilizadas

$$f(x) = \frac{2}{(c-a)} \begin{cases} 0 & x < a \\ (x-a)/(b-a) & a \leq x < b \\ (c-x)/(c-b) & b \leq x < c \\ 0 & c \leq x \end{cases} \quad \text{Ecuación 6}$$

Donde:

- a** es el mínimo valor
- b** es la mediana
- c** es el máximo valor

Datos contenidos en la lista y ofrecidos por el usuario apoyado en la base de datos del pozo.

La distribución triangular tiene un valor de esperanza dado por la siguiente ecuación:

$$E(X) = (a + b + c)/3 \quad \text{Ecuación 7}$$

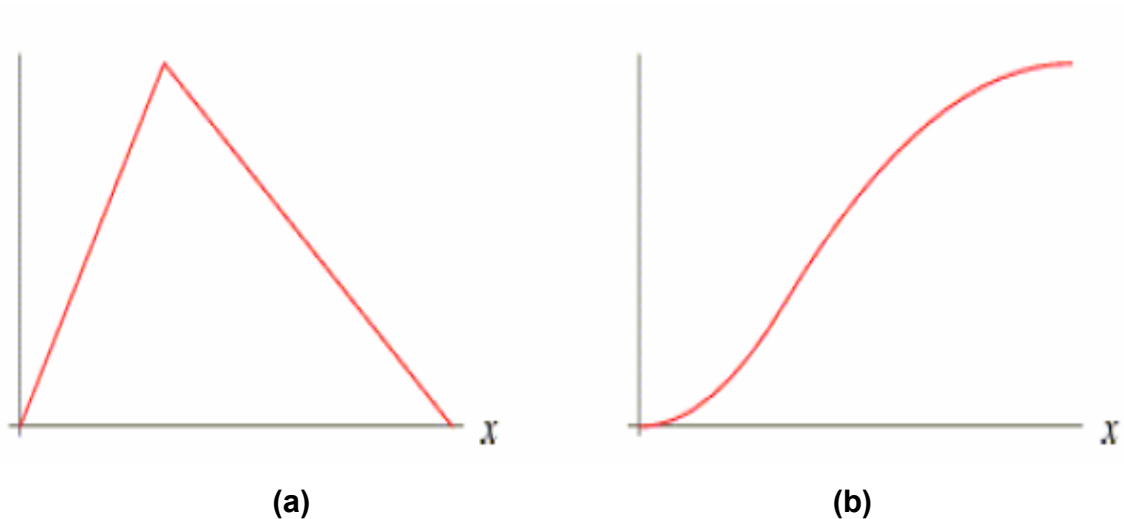
Y la desviación estándar esta dada por:

$$SD(X) = \sqrt{\{ (a^2 + b^2 + c^2 - ab - ac - bc)/18 \}}$$

Ecuación 8

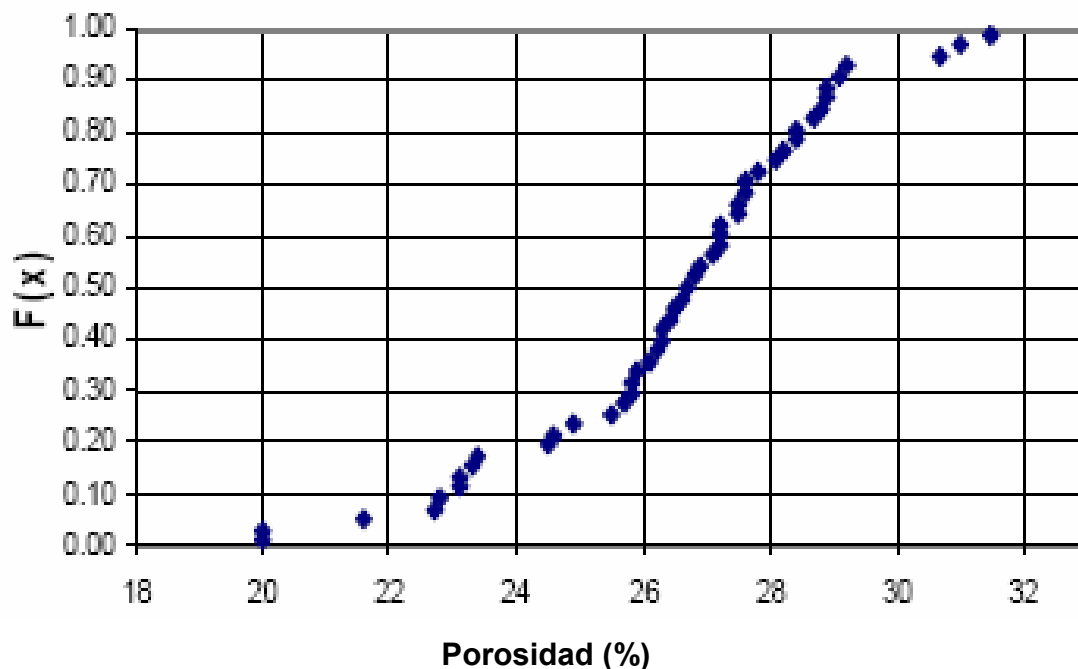
La Grafica 15 muestra la tendencia para una distribución triangular junto con la curva de probabilidad en la Grafica 16.

Grafica 15. Distribución triangular (a) **Grafica 16.** Curva de probabilidad (b)



Correlación entre parámetros: Frecuentemente los parámetros geológicos están relacionados de alguna manera. Por ejemplo en muchos yacimientos de petróleo la permeabilidad esta relacionada y depende de la porosidad. Dependencias similares son conocidas entre extensión areal del yacimiento y espesor junto con la saturación de agua y la porosidad. La siguiente Grafica 17 muestra una tendencia de la porosidad con datos obtenidos del Campo Real (ejemplo de aplicación para la metodología Tirado-González).

Grafica 17. Porosidad en el Campo Real (datos tomados de corazones)



Cálculo de reservas: Las siguientes ecuaciones se utilizan para calcular las reservas de gas y petróleo in situ. Dichos cálculos se hicieron con base en la mediana de los parámetros requeridos. Obtenidos a través del usuario y sus respuestas en el software de la metodología Tirado-González.

Sección-Identificación unidad de subdivisión: Se recogen datos generales y se puede consultar la base de datos.

Sección-Characterización unidad de subdivisión: Se determina el tipo de fluido con un pequeño screening que incluye GOR, Bo, Composición C7⁺ y gravedad API. También el usuario responde a:

¿Cuál es el área total a explorar? Área total de exploración.

¿Cuál es el área de la unidad de subdivisión tomada? Expresada en acres y correspondiente al valor predeterminado por el usuario.

¿Cuál es el recobro esperado en unidad de subdivisión? Un mínimo tamaño de acumulación no descubierta (volumen), el cual relaciona en parte el periodo de 20 años escogido en la metodología de valoración. Se recomienda

Número de unidades de valoración con reservas igual o mayor a la buscada: Aquellas celdas con reservas definidas por algún método de ingeniería que sean del mismo o mayor valor a las buscadas. El valor mínimo, la mediana y el valor máximo. *Para acumulaciones de gas el tamaño equivalente de 1 barril es igual a 6000 SCF.*

Cálculo de aceite in situ:

$$OOIP = 7758Ah\phi(1-S_w) / B_{oi} \quad \text{Ecuación 9}$$

Cálculo de gas in situ:

$$OGIP = 43.56Ah\phi(1-S_w) / B_{gi} \quad \text{Ecuación 10}$$

Donde:

A:	Área del yacimiento (acres)
h:	Espesor del yacimiento (pies)
ϕ :	Porosidad del yacimiento (fracción)
S_w :	Saturación de agua (fracción)
B_{oi} :	Factor volumétrico inicial de formación de aceite (RB/STB)
B_{gi} :	Factor volumétrico inicial de formación de gas (CF/SCF)
OOIP:	Original oil in place (STB)
OGIP:	Original gas in place (MSCF)

Riesgo socio-económicos:

Valoración-Ambiental: Como se carece de una línea base que identifique los niveles de deterioro de los ecosistemas de soporte utilizando fotointerpretación, para poder determinar las formaciones geomorfológicas, uso y utilización del uso del área de estudio, comparando líneas de vuelo de años anteriores a la implantación del complejo petrolero.

En la formulación del modelo se establecen varios supuestos, unos basados en las características físicas de la región y otros se asumen dada la restricción de información; éstos son por ejemplo:

La Depresión Momposina que en su totalidad recibe la contaminación del río Magdalena, la contaminación al complejo cenagoso, los municipios de la jurisdicción del campo petrolero que le aportan las aguas residuales domésticas sin tratamiento, al igual que la contaminación por falta de control en químicos.

Identificación, predicción y evaluación de impactos: La metodología seguida para tanto la evaluación del impacto ambiental como la valoración cuantitativa de impactos para el presente trabajo se enmarcará básicamente en lo especificado por el Reglamento de Prevención y Control Ambiental de la Ley General del Medio Ambiente en sus artículos 23 a 35 y en el Reglamento Ambiental del Sector Hidrocarburos.

Así como, en los términos de referencia para Estudios de Evaluación de Impacto Ambiental propuestos por el Banco Mundial. Se debe organizar un equipo profesional multidisciplinario, que cubra las áreas pertinentes de los subsistemas biofísico y socioeconómico.

- **Paso 1:** Trabajo de campo de levantamiento de información y verificación de las condiciones de línea base del área de influencia del proyecto. Este paso permite a los expertos obtener conocimientos específicos sobre el estado del lugar donde se implementará el proyecto.
- **Paso 2:** Identificación de Impactos, como parte de la etapa preliminar Se efectúa una identificación de impactos en la ficha ambiental del proyecto. En la Tabla 1, siguiendo la misma metodología de identificación usando una matriz causa-efecto, se identifican los impactos potenciales derivados de las diferentes actividades del proyecto en los diferentes factores ambientales.

Tabla 1. Matriz identificador de impacto

FACTORES AMBIENTALES		-1	0	1
		NEGATIVO	NEUTRO	POSITIVO
Ambiente terrestre	Clima			
	Calidad del aire			
	Ruido ambiental			
	Geología			
	Fisiografía			
	Suelos			
	Uso y tenencia de suelos			
	Vegetación			
	Fauna			
	Hidrología y recursos hídricos	Agua superficiales		
Aguas subterráneas				
Uso de recursos hídricos				
Recursos sociales, económicos y culturales	Aspectos sociales y culturales			
	Empleo			
	Comercio			
	Infraestructura y servicios			
	Arqueología			

Para la valoración cuantitativa de impactos ambientales potenciales identificados, se emplearon criterios y de esta forma se buscan los valores para resolver la ecuación 5 de Prevención ambiental. Donde P, corresponde a la asignación de peso o importancia en un rango del (-1, 0, 1) asignado a cada factor evaluado por opinión del usuario y obtenido de la suma total. La clasificación se muestra en la Tabla 2.

Tabla 2. Valoración definitiva del proyecto

VALOR		PONDERACIÓN	CÓDIGO DE COLOR
DE	A		
1	17	Positivo	0,125%
-3	0	Negativo no significativo	0,075%
--7	-3	Negativo significativo	0,050%
-8	-17	Negativo altamente significativo	0%

Matriz de identificación de impactos potenciales:

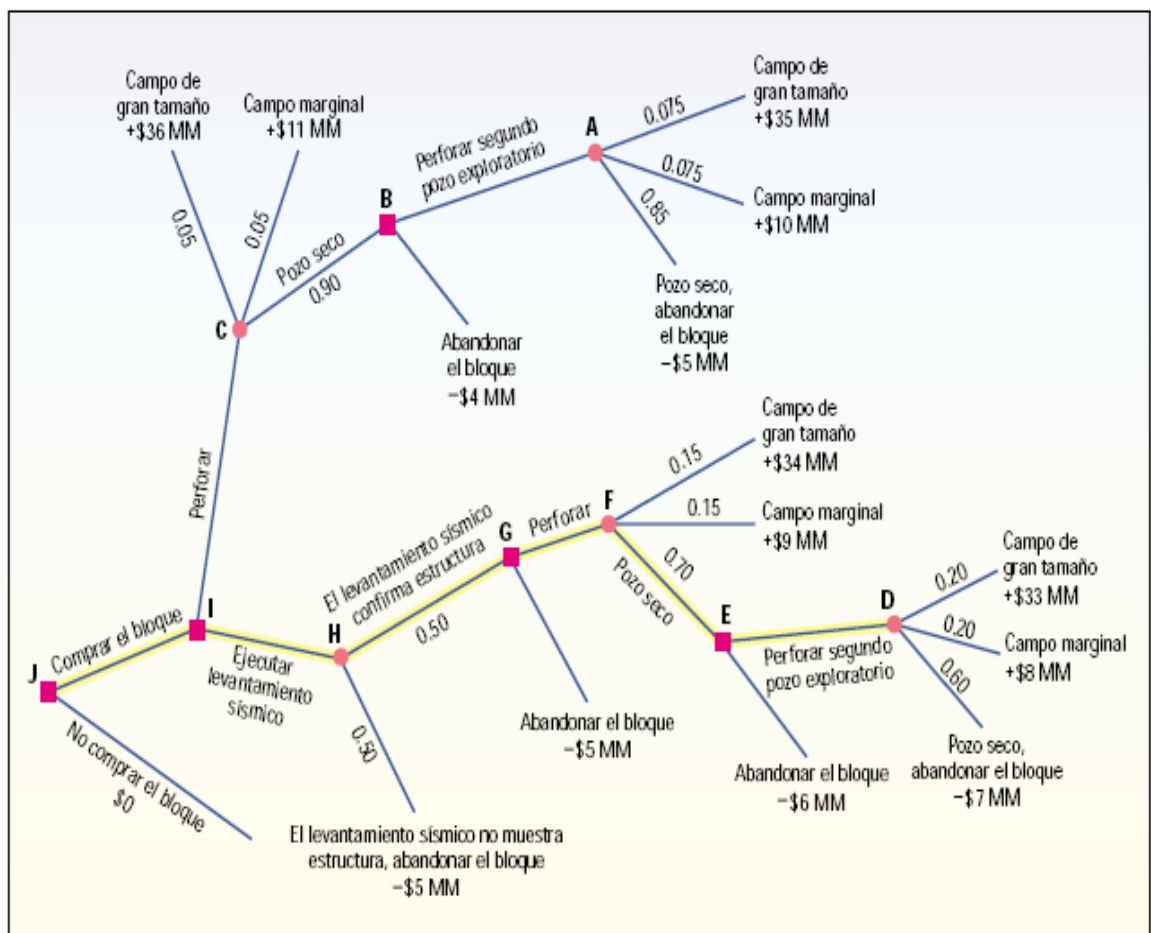
Predicción de Impactos: Una vez identificados los impactos potenciales que pueden producirse por la interacción de las actividades del Proyecto y los factores ambientales, de acuerdo con la secuencia metodológica propuesta para el desarrollo del estudio, corresponde la predicción de los impactos en función a las relaciones causa efecto determinadas en la etapa de identificación.

Los resultados de la valoración de impactos realizada para los diferentes impactos identificados son en su mayoría positivos o negativos no significativos. En el impacto ambiental integral cabe la realización de una evaluación global de impactos consistente en la valoración integral total del efecto del proyecto sobre el área de influencia del mismo en este sentido, después de realizada la identificación, predicción y evaluación de los impactos potenciales.

Riesgo de inversión: En este trabajo se pretende mostrar como un adecuado manejo del riesgo puede aumentar la efectividad en la evaluación del potencial petrolero en un proyecto de exploración y reducir el costo de financiamiento y evitar decisiones de inversión incorrectas, como se muestra en la Gráfica 18.

En este ejemplo, la decisión depende de una sucesión de decisiones (destacadas en amarillo) que incluyen la ejecución de un levantamiento sísmico y la perforación de uno o dos pozos exploratorios. (Adaptado de Newendorp.)

Gráfica 18. Árbol de decisiones para la compra de bloques



Existen varios métodos para ayudar a quienes toman las decisiones a evaluar la incertidumbre, reducir el riesgo y escoger soluciones que se puedan llevar a la práctica. Entre estos métodos se incluyen los cálculos del valor actual neto (VAN), los análisis del flujo de fondos descontado, la simulación de Monte Carlo, la teoría de la cartera de inversiones, el análisis del árbol de decisiones y la teoría de las preferencias.

Las situaciones elementales se pueden resolver con cálculos básicos de valor esperado, pero los casos en los que participan más factores requieren un proceso de análisis de decisiones que combina información de múltiples disciplinas, da cuenta de la incertidumbre y evalúa el efecto de las diferentes decisiones. Esta recomendación se centra en el análisis del árbol de decisiones y su funcionamiento.

Análisis del árbol de decisiones: El análisis del árbol de decisiones es una manera de encuadrar y resolver situaciones complejas que requieren la toma de una decisión. La clave para el éxito, consiste en definir el problema con claridad desde el principio y luego determinar las decisiones que se deben tomar.

Por ejemplo, una decisión puede depender de seis factores: precio del petróleo, volumen de petróleo, precio del gas, volumen de gas, erogaciones de capital y costos operativos; pero se desconoce la importancia relativa de estos factores.

El anterior árbol de decisiones simple que muestra un nodo de decisión (cuadrado) y los posibles resultados, acompañados por su valor esperado multiplicado por la probabilidad de que ocurra tal resultado. El camino con el valor esperado más alto está destacado en amarillo, que se asocia a una decisión de no perforar es \$0; es decir, no se gasta ni se gana dinero. El valor esperado de la decisión de perforar depende de lo que se encuentre al perforar: hay un 10% de probabilidad de que

sean 5000 MMpc de gas, 20% de que sean 2000 MMpc, y un 70% de que sea un pozo seco. El tamaño esperado del yacimiento tiene una distribución continua.

El valor esperado de un nodo de incertidumbre es la suma de todos los valores esperados, y ponderados según las probabilidades, de todos los resultados que se ramifican desde dicho nodo. De este modo, al retroceder desde el final o del lado derecho del árbol, se pueden calcular los valores esperados para cada resultado. Una vez que se han calculado todos los valores esperados, se puede tomar la ruta de decisión óptima, es decir, la que proyecta el mayor valor esperado.

Además del tamaño y el contenido desconocidos del yacimiento, es necesario predecir, entre otros, los siguientes resultados:

- Precio del petróleo y el gas
- Calidad e incertidumbre de la generación de imágenes sísmicas o los datos de registros de pozos
- Costo y riesgo versus el valor de la información adicional
- Compartimentalización del yacimiento o número de pozos
- Propiedades y comportamiento de los fluidos del yacimiento

Quizás menos obvios para los profesionales de los campos petrolíferos, pero también importantes para el análisis de árboles de decisiones, son las eventualidades tales como: la estabilidad y la legislación gubernamental, las fusiones de empresas, los casos judiciales, los aspectos de salud, seguridad y activos. La siguiente Tabla 3, muestra los valores asignados a control de inversión según los acontecimientos y decisiones del proyecto.

Tabla 3. Asignación de valores de control de inversión según rutas del árbol de riesgo

RUTAS ÁRBOL DE RIESGO	CI %
JIC-CAMPO DE GRAN TAMAÑO	0.125
JIC-CAMPO MARGINAL	0.100
JICB-ABANDONAR	0
JICBA-CAMPO DE GRAN TAMAÑO	0.125
JICBA-CAMPO MARGINAL	0.100
JICBA-POZO SECO	0
JIH-ABANDONAR	0
JIHG-ABANDONAR	0
JIHGF-CAMPO DE GRAN TAMAÑO	0.125
JIHGF-CAPO MARGINAL	0.100
JIHGFE-ABANDONAR	0
JIHGFED-ABANDONAR	0
JIHGFED-CAMPO MARGINAL	0.100
JIHGFED-CAMPO DE GRAN TAMAÑO	0.125

4. RESULTADOS Y ANÁLISIS

4.1 EJEMPLO DE APLICACIÓN CON LA METODOLOGÍA TIRADO-GONZÁLEZ

Información proveniente de “CAMPO REAL UBICADO A 20 Km DE BARRANCABERMEJA, COLOMBIA”

Este caso evaluado en esta capítulo por la metodología Tirado-González mostrando la información contenida en la base de datos del campo (Ver Anexo 2) y los resultados de la evaluación matriz: INDICADOR-VALOR EFECTIVO.

CONCEPTO METODOLOGÍA TIRADO-GONZÁLEZ:

Las compañías petroleras usualmente producen tanto petróleo como gas natural dado que ambos pueden encontrarse asociados en un yacimiento. Las actividades de exploración y explotación son relevantes para hallar nuevas reservas de hidrocarburos que permitan incrementar racionalmente la producción de los recursos no renovables y reducir la dependencia de un país a las importaciones de crudo.

La exploración petrolera constituye un segmento competitivo, el cual se encuentra influenciado por una serie de particularidades en su estructura económica que por lo general no son ampliamente conocidas. Esta etapa de la industria es diferente de las fases de explotación de yacimientos, transporte y refinación.

La actividad de exploración es intensiva en capital y tecnología de punta, demanda fuertes inversiones en capital específico cuya rentabilidad está sujeta a diversos riesgos asociados a la localización y el tamaño de las reservas, así como a los

precios internacionales del crudo. La principal fuente de incertidumbre radica en el hecho que no se conoce con exactitud si se encontrará o no petróleo en una zona explorada ni tampoco si las cantidades halladas serán aceptables en términos comerciales en el caso de un hallazgo.

Las empresas pueden empezar a realizar sus actividades en una zona donde existen reservas probadas de petróleo, en áreas lejanas dentro de una misma cuenca geológica donde se presume existe petróleo, o en lugares remotos que no cuentan con una historia previa de descubrimientos petroleros; una compañía podría empezar a realizar los estudios geológicos y geofísicos para identificar las áreas donde probablemente se halla el petróleo y para ello puede utilizar como una guía de evaluación del potencial petrolífero la metodología presentada a continuación, en la Gráfica 19. (Código de programación se encuentra en Anexo 1)

Gráfica 19. Diagramas Metodología Tirado-González



NOTA: Todos los conceptos que aparecen en la metodología son explicados en las páginas 61 a 68.

Paso 1: Reconocimiento del área. Clasificación del yacimiento. Selección: mínimas reservas buscadas. Hipervínculo con base de datos.

Si se consulta base de datos:

Paso 1: Ingrese los parámetros de clase de yacimientos o áreas de exploración buscadas. Encuentre hipervínculo a base de datos geográfica, geológica, ambiental y de riesgo de inversión.

Paso 2: Encuentra base de datos individual por área. Decida si desea realizar una evaluación del prospecto o reiniciar la búsqueda.

Información Técnica e Histórica del Pozo

NOMBRE DEL POZO

	Características	Valor	Características	Valor
▶				
*				

Información Técnica

Geofísica Geoquímica Riesgo de inversión Geográfica Ambiental

Desea escribir alguna nota importante sobre ésta consulta que le recuerde lo leído? Si No

Determinación Potencial Petrolífero Metodología Tirado - González

Paso 3: Responda el cuestionario para confirmar si la información obtenida en la base de datos es suficiente, sino considere las soluciones técnica recomendadas.

Matriz Indicador - Valor Efectivo

El usuario puede evaluar en forma individual los siguientes criterios de Indicador - Valor Efectivo determinando el grado de expectativa que la información en la Base de Datos satisface valores de SI o NO y/o el manejo o alcance técnico que su compañía puede tener para invertir o llevar a cabo un proyecto de explotación del potencial petrolífero en la zona seleccionada.

Escoga un Pozo o Campo de la lista

NOMBRE DEL POZO O CAMPO

Indicador - Valor Efectivo para Determinar el Potencial Petrolífero		SI	NO
1	Son los métodos de prospección Geofísica contenidos en la Base de Datos suficientes para definir el área de interés?	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
2	Es la información Geoquímica de la zona de investigación considerada, suficientemente descriptiva y representativa?	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
3	Son suficientes las limitaciones Ambientales existentes en la Base de Datos del área, donde se llevara a cabo la explotación para realizar el estudio de impacto ambiental?	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
4	Se obtuvieron directrices que apuntan fácilmente a la elaboración de un análisis de riesgo de inversión?	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Obtener Evaluación Suficiencia en Información

Determinación Potencial Petrolífero Metodología Tirado - González

Paso 4: Si consultó las recomendaciones técnicas obtendrá información sobre actividades adicionales encaminadas a conseguir más información necesaria para incrementar su base de datos

Recomendaciones Técnicas y Operativas Obtenidas Mediante la Aplicación de la Metodología Tirado - González para Determinar el Potencial Petrolífero de:

Nombre del pozo

Indicador - Valor Efectivo			
Nº	Indicador	Valor	Recomendación Técnica
*			

El usuario puede ahora consultar la recomendación técnica, seleccionándola de la columna de la tabla, correspondiente a dicho indicador.

Imprimir información técnica Modificar la presente evaluación

Guardar Nueva evaluación

Determinación Potencial Petrolífero Metodología Tirado - González

Paso 2: Si no consulto la base de datos, continuará con la caracterización del área. Iniciará el ajuste de la efectividad en la recuperación de las reservas potenciales de hidrocarburo por ajuste de riesgo geológico.

MÓDELO DE VALORACIÓN PARA POTENCIAL DE HIDROCARBUROS.

CARACTERIZACIÓN DE LA SUBDIVISIÓN A VALORAR:

Cuál es el área total a explorar? [input] Acres

Cuál es el área de la unidad de subdivisión tomada? [input] Acres

Cuál es el volumen de reservas esperado para la anterior unidad de subdivisión:

Mínimo: [input] Máximo: [input] (MBBL para aceite) (SCF para Gas)

Cuál es el factor de recobro [input] %

DISTRIBUCIONES DE SUBDIVISIÓN A VALORAR Y AJUSTES POR CLASES DE RIESGOS:
Ingrese todos los datos que tenga de los siguientes parámetros:

PARÁMETROS	MÍNIMO	MEDIANA	MÁXIMO
Datos de Espesor			
Datos de Porosidad			
Datos de Saturación de Agua			

Nota: Para ingresar los datos haga doble click en el parámetro deseado.

Reservas In place

Determinación Potencial Petrolífero Metodología Tirado - González

Paso 3: Continuará con el ajuste de la efectividad en la recuperación de las reservas potenciales de hidrocarburo por ajuste de riesgo ambiental, a través de la valoración de matriz de afectación del medio ambiente.

Módulo de Valoración

MÓDELO DE VALORACIÓN PARA POTENCIAL DE HIDROCARBUROS.

RIESGO SOCIO - ECONÓMICO:
 Analice si la exploración ocasiona efectos sobre los siguientes factores Ambientales:

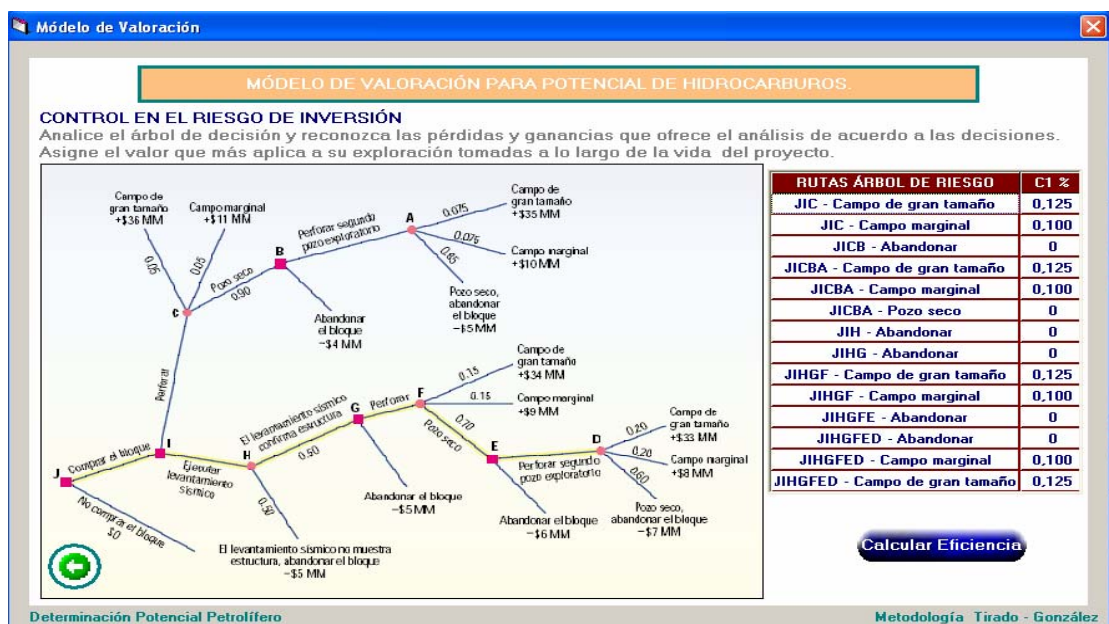
FACTORES AMBIENTALES		Negativo	Neutro	Positivo	FACTORES AMBIENTALES		Negativo	Neutro	Positivo
Ambiente Terrestre	Clima	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Hidrología y recursos hídricos	Aguas Superficiales	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	Calidad del aire	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		Aguas Subterráneas	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	Ruido Ambiental	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		Uso de recursos hídricos	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	Geología	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Recursos Sociales Económicos y culturales	Aspectos sociales y culturales	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	Fisografía	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		Empleo	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	Suelos	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		Comercio	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	Uso y tenencia de suelos	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		Infraestructura y servicios	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	Vegetación	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		Arqueología	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	Fauna	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>					

Puntaje:

DE	A	PONDERACIÓN	CÓDIGO DE COLOR
1	17	POSITIVO	0,13 %
-2	0	NEGATIVO NO SIGNIFICATIVO	0,08 %
-7	-3	NEGATIVO SIGNIFICATIVO	0,05 %
-8	-17	NEGATIVO ALTAMENTE SIGNIFICATIVO	0 %

Determinación Potencial Petrolífero Metodología Tirado - González

Paso 4: Luego de realizar el ajuste de la efectividad en la recuperación de las reservas potenciales de hidrocarburo por ajuste de riesgo en inversión obtendrá un valor global de efectividad.



MANUAL DE CONCEPTOS PARA EL USUARIO

Probabilidad: Se expresa como una fracción decimal, suficientemente representativa (política y físicamente) a un a particular unidad de valoración dentro de un marco de actividades necesarias para encontrar una acumulación de petróleo de un tamaño mínimo de reservas probadas, tiempo de 20 años.

Acumulación: Se reconocen dos tipos de acumulación, convencional y continúa.

- **Convencional** es una unidad individual produciendo de una única o múltiple formación de una misma área relacionada estructural o estratigráficamente.
- **Continua** es una unidad individual de producción sobre una formación o formaciones de área extensiva petroleras pero no necesariamente relacionadas estructural o estratigráficamente.

Unidad de subdivisión a valorar: Un volumen de roca que se puede mapear del sistema petrolero total que reúne acumulaciones (descubiertas y no descubiertas) la cual comparte características geológicas y factores socioeconómicos. Si es necesario un sistema petrolero total puede ser subdividido dentro de dos o más unidades de valoración para que cada unidad sea suficientemente homogénea para una valoración individual.

Barriles de aceite equivalente (BOE): Una unidad de volumen de petróleo en la cual la porción de gas es expresada en términos de su equivalente energético en barriles de aceite. Para esta evaluación 6000 pies cúbicos de gas son iguales a un barril de aceite equivalente.

Un sistema de petrolero total compuesto: Es un mapa que compagina todo o una porción de dos o más sistemas petroleros totales. Es usado cuando las acumulaciones dentro de una unidad de valoración se asumen son cargadas por mas de roca fuente.

Acumulación continua: Acumulación de petróleo a través de un gran área que no es significativamente afectada por influencias hidrodinámicas y por la cual la metodología es cogida por valoración de tamaños y números de valoraciones discretas no es apropiada. Esta no contiene contactos de agua bien definidos. Los términos tipo de acumulación continua y acumulación continua son intercambiables.

Acumulación convencional: Una acumulación discreta, comúnmente limitada por un contacto de agua la cual es significativamente afectada por el efecto de boyanza de petróleo en agua. Esta definición geológica no incluye factores como profundidad de agua, estatutos regulatorios y técnicas de ingeniería.

Campo: Una unidad de producción que consiste en un grupo de formaciones de gas y aceite que cuando proyectados a la superficie se consideran en área continúa.

Crecimiento de campo: El incremento en volumen de petróleo conocido que comúnmente ocurre cuando campos de aceite y gas son desarrollados y producidos. Los términos de crecimiento de campo y crecimientos de reserva son intercambiables.

Tiempo de predicción: Un tiempo futuro en el cual las acumulaciones de petróleo tienen el potencial de ser adicionadas a las reservas. Un espacio de 20 años es usado en esta evaluación y afectan (1), el tamaño mínimo de acumulaciones no descubiertas, (2), el número de años en el futuro en que el crecimiento de las

reservas, (3) valoración económica (4) las acumulaciones que son escogidas para ser consideradas en la valoración (5) la estructura de riesgo.

Acumulación de gas: Mayor o igual a un GOR de 9000 pies.

GOR: Relación gas aceite. Esta valoración es usada conociendo gas y aceite en superficie.

Provincia geológica: Un área definida característica de cientos o miles de kilómetros que compagina una unidad geológica natural (cuenca sedimentaria) o alguna combinación de entidades geológicas continuas.

Volumen conocido de petróleo: La suma de producción acumulada y de reservas remanentes que son reportadas en la base de datos usada en esta evaluación. También llamada total estimado de volumen recuperable o EUR.

Relación liquido gas (LGR): Ratio de total de petróleo líquido (aceite condensado, gas natural líquido) a gas (barriles/millón de pies cúbicos). Esto es calculado dentro de acumulaciones de gas y a condiciones de superficie. Esta relación es usada para valorar los coproducidos asociados con gas no descubiertos.

Mínimo tamaño de acumulación: El mas mínimo tamaño de acumulación (volumen de aceite en acumulación de aceite o volumen de gas en acumularon de gas) que es considerado en el proceso de valoración para acumulaciones convencionales.

Mínimo recobro total por celda: El mínimo recobro (volumen de aceite o gas) en el que es considerado por el proceso de valoración para un tipo de acumulación continua.

Mínimo sistema de petróleo: La parte que se puede mapear de un sistema total de petróleo en la cual la presencia de elementos esenciales ha sido probada por descubrimientos de petróleo mostrado y acumulación.

Gas natural liquido (NGL): Petróleo que esta comúnmente como un gas en el yacimiento pero es liquido a condiciones de superficie. Estos son reportados separadamente del petróleo crudo.

Relación Gas natural liquido a gas (Para acumulaciones de aceite): Se expresa en barriles sobre millones de pies cúbicos a condiciones de superficie. Esta relación es usada para evaluar gas natural líquido asociado con gas no descubierto en acumulaciones de aceite.

Acumulación de aceite: Una acumulación con un GOR menor que 20000 pies cúbicos sobre barriles.

Aceite en acumulaciones de aceite: Volumen de aceite en acumulaciones de aceite.

Petróleo: Un término conectivo para gas, petróleo y gas natural liquido.

Play: Un conjunto conocido o postulado de acumulaciones de gas o aceite que comparten propiedades geológicas y geográficas como son roca fuente, caminos de migración, tiempo, mecanismo de atrapamiento y tipos de hidrocarburo. Un play se diferencia de una unidad de valoración. Una unidad de valoración puede ser incluida en uno o más plays.

Reservas de petróleo remanente: Un volumen de petróleo en una acumulación descubierta que todavía no ha sido producido. Para esta valoración las reservas

remanentes son calculadas sustrayendo la producción acumulada de volumen conocido.

Aumento de reservas: El incremento de volumen de petróleo conocido que comúnmente ocurre cuando acumulaciones de aceite y gas son producidas.

Un sistema de petróleo total (SPT): Es una unidad mapeable que compagina acumulaciones de petróleo (descubiertas o no descubiertas) que han sido generadas de una misma roca fuente, junto con elementos geológicos mapeables (fuente, yacimiento y sello) que controlan procesos fundamentales de generación, migración, entrapamiento y preservación del petróleo.

Recobro total: El total de volumen recuperable esperado de aceite, gas y gas natural líquido de un campo bajo las condiciones actuales económicas y de ingeniería (EUR).

Reservas de petróleo no desarrolladas: En acumulaciones continuas como opuestas al crecimiento de las reservas o acumulaciones convencionales no descubiertas.

Reservas de petróleo no descubiertas: Reservas postuladas desde la información geológica y teórica que existe fuera de la acumulación conocida de gas y aceite.

Volumen de petróleo evaluado: La cantidad de aceite, gas y gas natural líquido que tienen el potencial de ser adicionado a las reservas en un futuro. Para esta evaluación el marco de tiempo es de 20 años. Este volumen incluye acumulaciones no descubiertas cuyo tamaño es mayor o igual al llamado mínimo tamaño de acumulación y ubicado dentro del aumento de las reservas de los campos ya descubiertos.

Permeabilidad: Es la conductividad de un cuerpo poroso a los fluidos o capacidad de los fluidos para desplazarse entre los espacios que conectan los poros de una masa porosa.

Se define como permeabilidad absoluta de un medio poroso a la facilidad para permitir el flujo de fluidos a través del sistema poroso interconectado y/o sistema de fracturas, si el medio esta 100% saturado con el fluido que fluye.

Formación (arenisca, arena, caliza, dolomita): La arenisca es una roca sedimentaria, de color variable, que contiene clastos de tamaño arena. Después de la lutita, es la roca sedimentaria más abundante y constituye cerca del 20 % de los granos son gruesos, finos o medianos, bien redondeados; de textura detrítica o plástica. El cuarzo es el mineral que forma la arenisca cuarzosa, pero las areniscas interesantes pueden estar constituidas totalmente de yeso o de coral. Las arenas verdes o areniscas glauconíticas contienen alto porcentaje del mineral glauconita. La arcosa es una variedad de arenisca en la que el feldespato es el mineral dominante además del cuarzo, tenemos la caliza detrítica del tamaño de la arena.

Saturación de aceite inicial: Es la saturación de aceite que se encuentra en la roca inmediatamente después de haber perforado el pozo.

Profundidad: Distancia desde superficie hasta el yacimiento medida en pies.

Presión anormal Es la presión que excede o esta debajo de la presión esperada determinada profundidad. La presión normal incrementa aproximadamente en 0.465 psi por pie de profundidad o 10.5 kilopascales por metro de profundidad. Por ejemplo, la presión normal esperada a 1,000 pies es 465 psi.

Corte de agua: Es la relación de agua contenido dentro del fluido producido en superficie.

Tipo de empuje (hidráulico, gas en solución, capa de gas):

- **Por gas en solución** es a veces llamado *Empuje por Gas Interno, Empuje por Gas Disuelto, Empuje por Depletación, Empuje Volumétrico o Empuje por Expansión de Fluidos*.
- **Por empuje por agua.** En este tipo de reservorio no existe capa de gas, por lo tanto la presión inicial es mayor que la presión del punto de burbuja. Cuando la presión se reduce debido a la producción de fluidos, se crea un diferencial de presión a través del contacto agua-petróleo. De acuerdo con las leyes básicas de flujo de fluidos en medio poroso, el acuífero reacciona haciendo que el agua contenida en él, invada al reservorio de petróleo originando *Intrusión o Influjo* lo cual no solo ayuda a mantener la presión sino que permite un desplazamiento inmiscible del petróleo que se encuentra en la parte invadida.
- **Por capa de gas** Para este tipo de reservorios se considera que *la presión inicial del reservorio es exactamente igual a la presión del punto de burbuja*. Esto ocurre debido a que en el transcurso del tiempo geológico, debe existir el equilibrio entre el petróleo y el gas.
- **Con la capa de gas**, el petróleo esta manteniendo la máxima cantidad de gas en solución. A medida que la presión del reservorio se reduce (por efecto de la producción), la capa de gas se expande causando un desplazamiento inmiscible del petróleo. La eficiencia de recuperación promedio para un reservorio con capa de gas es del orden de 20 a 40 % del petróleo original en sitio.

Geofísica: Los métodos geofísicos son una herramienta muy importante en la geología del petróleo pues nos permiten, sin tener que ingresar dentro de la tierra, conocer las propiedades físicas del subsuelo

Geoquímica: La prospección geoquímica es una herramienta fundamental para identificar y valorar una contaminación ambiental, ya sea para reconocer el alcance y extensión de un problema conocido (por ejemplo, la contaminación inducida por una mina en su entorno) como para buscar las fuentes de una contaminación de origen desconocido.

5. CONCLUSIONES

Se deduce que el uso de métodos múltiples reduce las incertidumbres de interpretación, porque las fuertes anomalías relacionadas con afloramientos de hidrocarburos tienden a ser resaltadas, mientras que las aleatorias tienden a anularse entre sí.

Las decisiones en la industria del petróleo y el gas determinan la dirección y el curso de miles de millones de dólares cada año. Algunas de las decisiones más extraordinarias determinan la oferta máxima por una concesión, el mejor proceso de desarrollo para un determinado bien, la prioridad de perforación en el marco de opciones de exploración de una compañía, el momento de incrementar la capacidad operativa de una instalación, o la decisión de firmar un contrato de suministro a corto o largo plazo. Por eso, una decisión puede depender de seis factores: precio del petróleo, volumen de petróleo, precio del gas, volumen de gas, erogaciones de capital y costos operativos; pero se desconoce la importancia relativa de estos factores. Debido a esto se deben acudir a metodologías como la Tirado-González, herramienta útil de trabajo para un proyecto de exploración petrolera.

Para el análisis de riesgos en inversión la incertidumbre acerca de los costos operativos no afecta el resultado de manera significativa y, por lo tanto, se puede tratar como una certeza sin influir en forma importante en los resultados.

Las experiencias obtenidas a nivel mundial indican que, con los conocimientos científicos y técnicos disponibles actualmente en la industria extractora de petróleo y gas natural podría orientarse sobre criterios ecológicos. Sin embargo, para que ello ocurra es necesaria una concientización ecológica, basada en la adopción de

normas vigentes en los países altamente industrializados, a fin de reducir al mínimo los riesgos y los efectos ambientales indeseados; el proyecto debe ejecutarse de manera responsable, teniendo en cuenta las posibles consecuencias ecológicas y sociales. Lo más indicado para ello es un sistema de gestión interdisciplinaria, basada en la participación directa de todos los sectores de la población.

Para evaluar el potencial petrolífero en cuencas sedimentarias se deben analizar económicamente las alternativas de exploración para lo cual se requiere una planeación de las inversiones y costos, adelantando un programa para adquisición de información sísmica en el Campo y su área de influencia, encaminada a disminuir la incertidumbre del modelo estructural del Campo ,con el soporte de consultores y estructurando las alternativas encaminadas a recuperar reservas no probadas, que pudieran ser recuperadas mediante mecanismos de producción secundarios o mejorados.

6. RECOMENDACIONES

Las empresas estatales colombianas han jugado un papel muy importante en el desarrollo de la industria petrolera nacional, sin embargo, hay que resaltar el hecho de que sólo el campo de Apiay responde a descubrimiento propio y es en éstos momentos el de mayor rentabilidad . Los demás campos son recibidos de los contratos de concesión vencidos (después de 30 años de explotación), la industria petrolera Colombiana debe contribuir al desarrollo sostenible de nuestro país y para ello debe fortalecerse financieramente a ECOPETROL de manera que pueda buscar y desarrollar nuevos campos. Por otra parte, los contratos de asociaciones con compañías extranjeras o nacionales privadas debe realizarse bajo términos justos y equitativos y las utilidades de los recursos naturales deben contribuir racionalmente a mejorar el nivel de vida de nuestra sociedad, a elevar el nivel de educación y así, asimilar y producir conocimiento a tono con los estándares universales.

Los beneficios para el Estado no deben limitarse solamente a percibir unas regalías, es necesario ir mas allá; por ejemplo, una verdadera transferencia de tecnología, capacitación de alto nivel a ingenieros colombianos, acceso a los centros de investigación de las compañías matrices, creación de fondos especiales para promover el desarrollo científico y tecnológico en materia de conservación ambiental en universidades públicas.

7. BIBLIOGRAFÍA

ALBEAR, J. F., and, ITURRALDE, M. A. Estratigrafía De Las Provincias De La Habana. En: Contribución A La Geología De Las Provincias de La Habana de Geología y Paleontología. Academia de Ciencias de Cuba. Ciudad de La Habana: Editorial Científico – Técnica. 1986.

ALLEN, P. A., and, ALLEN, J. R. Basin Analysis principles and applications. Oxford: Blackwell Scientific Publications. 1990. 451 p.

Banco Mundial. Environmental requirements. Washington D.C. 1984.

CASTRO, J. A., y Otros. Contrato 012-03-03. Obtención De Una Metodología Para La Búsqueda De Yacimientos En Rocas Serpentiníticas Para El Incremento De Las Reservas Del País Y Posterior Aumento De La Extracción De Dicho Combustible. Etapa IV. Mapas Complejos De La Región Habana Matanzas. O-977 Archivo CEINPET. 1990.

CONCAWE: Methodologies for Hazard Analysis and Risk Assessment in the Petroleum Refining and Storage Industry, La Hayana. 1990.

Conference: DYNAMIC INVESTMENT STRATEGIES FOR EXPLORATION SUCCESS *LETA SMITH, SENIOR CONSULTANT. ECONOMICS AND CONSULTING*

DEMAISON, G. J., and, PERRODON, A. Petroleum Systems and exploration strategy: First Joint A.A.P.G. Research Conference. 1994.

DOW, W. G. Historical development of the petroleum system concept: First Joint A.A.P.G. Research Conference. Geologic aspects of petroleum systems. Mexico. 1994. p. 9.

KORTH, H., y, SILBERSCHATZ, A. Fundamentos de Bases de Datos. 2ª ed. McGraw - Hill Book Co. 1991.

MAGOON, L. B. The play that complements the petroleum system. A new exploration equation: Oil and Gas Journal. 1995.

MARTÍN ESSENFELD, Luis A. Vera. "Desarrollo de Indicadores Cualitativos de Interés para Localizaciones de Pozos de Desarrollo y Trabajos (RA/RC)". VII Jornadas Técnicas de Petróleo. Sociedad Venezolana de Ingenieros de Petróleo. Puerto La Cruz, Venezuela. Junio de 1989.

MILLER, B. M. Object-Oriented expert systems and their applications to sedimentary basin analysis: U.S.G.S. Bulletin 2048. 1993. 31 p.

OCDE - Organización de Cooperación y Desarrollo Económicos. Emission standards for major air pollutants from energy facilities in OECD member countries, Paris. 1984.

OCMI - Organización Consultiva Marítima Intergubernamental: Results of International Conference on Tanker Safety and Pollution Prevention; with Regulations and Amendments, Londres. 1981.

PERRODON, A. Petroleum System: Models and applications: Journal of Petroleum Geology. Vol. 15. Nº 3. 1992. p. 319-326.

PRESSMAN, R. Ingeniería del Software. 3ª ed. McGraw - Hill Book Co. 1992.

Programa de Ayuda a la Administración del Sector Energía. Regulación Ambiental y Social de las Operaciones de Petróleo y Gas en Áreas Sensibles de la Cuenca Subandina. ESMAP. Informe: 2 de julio de 1999.

RANGEL, A.; GIRALDO, B., y, SARMIENTO, L. Evaluación geoquímica Cuenca Valle Superior del Magdalena. Informe final: ECOPEPETROL Instituto Colombiano del Petróleo. 5 apéndices. 1994. 195 p.

WILLIAMS, John David, B.S. An Analysis of Monte Carlo Simulation as an Estimator of Original Oil in Place and Original Gas in Place. Master of Science in Engineering. Faculty of the Graduate School. University of Texas at Austin. December, 2004.

www.anh.gov.co

www.banrep.gov.co

www.dane.gov.co

www.dnp.gov.co

www.ecopetrol.com.co

www.epis.com.co

www.slb.com

ANEXOS

ANEXO 1.
CÓDIGO DE SISTEMAS EMPLEADO EN EL DISEÑO Y PROGRAMACIÓN DE
LA METODOLOGÍA TIRADO-GONZÁLEZ

```

Option Explicit
Dim buscar As Boolean
Dim i As Integer, contador As Integer
Dim permeabilidad(7) As String
Dim viscosidad(5) As String
Dim reservas(7) As String
Dim satur_agua(6) As String
Dim satur_aceite(6) As String
Dim cortes(4) As String
Dim gor(6) As String
Dim profundidad(5) As String
Dim pinicial(7) As String
Dim pactual(7) As String

Private Sub Cmb_criterio_Click(Index As Integer)
If ejecutar = True Then
    Cmb_criterio(Index).Locked = True
    contar
End If
End Sub

Private Sub Cmb_criterio_DropDown(Index As Integer)
If ejecutar = True Then
    If buscar = False Then
        Cmb_criterio(Index).Locked = False
    End If
End If
End Sub

End Sub

Private Sub Cmb_criterio_KeyPress(Index As Integer, KeyAscii As Integer)
If ejecutar = True Then
    If KeyAscii <> 13 Then
        KeyAscii = 0
    End If
End If
End Sub

Private Sub Cmd_busqueda_Click()
If ejecutar = True Then
    buscar = True
    Lbl_pie.Visible = True
    consulta = " select * from pozos where " &
consultar
    If registros.State Then registros.Close
registros.Open consulta, conexion
    If Not registros.EOF Then
        registros.MoveFirst
        LsV_pozo.ColumnHeaders.Clear

'Frm_evaluar.LsV_pozo.ColumnHeaders.Cle
ar
        LsV_pozo.ColumnHeaders.Add(, , "
NOMBRE DEL POZO O CAMPO",
4400).Alignment = lvwColumnLeft

```

```

'Frm_evaluar.LsV_pozo.ColumnHeaders.Add
(, , "NOMBRE DEL POZO O CAMPO",
3500).Alignment = lvwColumnLeft
    LsV_pozo.ListItems.Clear
    Frm_evaluar.LsV_pozo.ListItems.Clear
    LsV_pozo.ListItems.Add , , ""
    For i = 1 To registros.RecordCount
        With LsV_pozo.ListItems.Add(, , " "
& i & ". " & registros!nom_pozo)
            If Not IsNull(registros!tool) Then
                .ToolTipText = registros!tool
            Else
                .ToolTipText = ""
            End If
        End With
        registros.MoveNext
    Next i
listar
Else
    Cmd_busqueda.Visible = False
    Lbl_pie.Visible = False
    LsV_pozo.Visible = False
    MsgBox "No se ha encontrado ningún
pozo" & vbCrLf & "con los anteriores
criterios", vbInformation + vbApplicationModal
+ vbOKOnly, "Búsqueda de pozos"
    End If
    registros.Close
    Set registros = Nothing
End If
End Sub

Private Sub Cmd_evaluar_Click()
If ejecutar = True Then
    Frm_evaluar.Show

    Frm_evaluar.LsV_pozo.Visible = True
    For i = 1 To 8
        Frm_evaluar.Chk_valor(i).Enabled =
False
        Frm_evaluar.Chk_valor(i).Value = 0
    Next i

    Frm_evaluar.LsV_pozo.ColumnHeaders.Clea
r
    Frm_evaluar.LsV_pozo.ListItems.Clear

    Frm_evaluar.LsV_pozo.ColumnHeaders.Add(
, , "NOMBRE DEL POZO O CAMPO",
3500).Alignment = lvwColumnLeft
    For i = 1 To
Frm_criterio.LsV_pozo.ListItems.Count
        Frm_evaluar.LsV_pozo.ListItems.Add i ,
Frm_criterio.LsV_pozo.ListItems(i).Text

        Frm_evaluar.LsV_pozo.ListItems(i).ToolTipTe
xt =
Frm_criterio.LsV_pozo.ListItems(i).ToolTipTe
xt
    Next i
    Frm_evaluar.Lbl_pozo.Visible = True
    Frm_evaluar.Lbl_nombre.Visible = False
    Frm_criterio.Visible = False
End If
End Sub

Private Sub Cmd_reiniciar_Click()
If ejecutar = True Then
    original
End If
End Sub

```

```

Private Sub Form_Load()
Me.Width = 10890
Me.Height = 8730
centrar
Frm_criterio.Icon = LoadPicture(App.Path &
"imagenes\Buscar.ico")
If ejecutar = True Then
    conectar
    original
Else
    LsV_pozo.Visible = True
    Lbl_pie.Visible = True
    Cmd_evaluar.Visible = True
    LsV_pozo.ColumnHeaders.Add(, , "
NOMBRE DEL POZO O CAMPO",
4400).Alignment = lvwColumnLeft
End If
End Sub

Sub original()
Cmd_busqueda.Visible = False
LsV_pozo.Visible = False
LsV_pozo.Height = 2100
Lbl_pie.Visible = False
Cmd_evaluar.Visible = False
For i = 1 To 13
    Cmb_criterio(i).Text = "Seleccione"
Next i
intervalos
centrar
buscar = False
End Sub

Sub listar()
LsV_pozo.Visible = True
Cmd_evaluar.Visible = True
Cmd_busqueda.Visible = False
centrar
End Sub

Sub centrar()
Frm_criterio.Move (MDI_Metodologia.Width -
Frm_criterio.Width) \ 2,
(MDI_Metodologia.Height -
Frm_criterio.Height - 1000) \ 2
End Sub

Sub contar()
contador = 0
For i = 1 To 13
    If Cmb_criterio(i).Text <> "Seleccione"
Then
        contador = contador + 1
    End If
Next i
If contador >= 5 Then
    Cmd_busqueda.Visible = True
    Cmd_evaluar.Visible = False
Else
    Cmd_busqueda.Visible = False
End If
End Sub

Private Sub Form_Unload(Cancel As Integer)
Unload Me
MDI_Metodologia.Tlb_mdi.Visible = False
MDI_Metodologia.mnu_ejecutar.Enabled =
True
MDI_Metodologia.mnu_explorar.Enabled =
True
MDI_Metodologia.Tlb_mdi.Visible = False

```

```

MDI_Metodologia.mnu_ejecutar.Enabled = consulta1 = consulta1 & " or " &
True = "formacion = ' " &
MDI_Metodologia.mnu_explorar.Enabled = UCase(Trim(Cmb_criterio(2).Text)) & ""
True = End If
End Sub = End If

Private Sub LsV_pozo_Click()
If ejecutar = True Then
If (LsV_pozo.SelectedItem.Index - 1) > 0
Then
LsV_pozo.SelectedItem.ForeColor = consulta1 = consulta1 & " or " & "gor " &
&HFF& gor(Cmb_criterio(3).ListIndex)
Frm_criterio.Visible = False Else
Frm_tecnico.llenar = consulta1 = consulta1 & " or " & "gor " &
Frm_tecnico.Show gor(Cmb_criterio(3).ListIndex)
End If End If
End Sub = End If

Public Function consultar() As String
consulta1 = ""
If Cmb_criterio(1).ListIndex > 0 Then
If consulta1 = "" Then
consulta1 = "permeabilidad " &
permeabilidad(Cmb_criterio(1).ListIndex)
Else
consulta1 = consulta1 & " or " &
"permeabilidad " &
permeabilidad(Cmb_criterio(1).ListIndex)
End If
End If
If Cmb_criterio(2).ListIndex > 0 Then
If consulta1 = "" Then
consulta1 = "formacion = " &
UCase(Trim(Cmb_criterio(2).Text)) & ""
Else
consulta1 = consulta1 & " or " &
"reservas " &
reservas(Cmb_criterio(4).ListIndex)
Else
consulta1 = consulta1 & " or " &
"reservas " &
reservas(Cmb_criterio(4).ListIndex)
End If
End If
If Cmb_criterio(5).ListIndex > 0 Then
If consulta1 = "" Then
consulta1 = "satur_agua " &
satur_agua(Cmb_criterio(5).ListIndex)
Else
consulta1 = consulta1 & " or " &
"satur_agua " &
satur_agua(Cmb_criterio(5).ListIndex)
End If
End If
If Cmb_criterio(6).ListIndex > 0 Then
If consulta1 = "" Then

```

```

        consulta1 = "depositacion =" &
UCase(Trim(Cmb_criterio(6).Text)) & ""
    Else
        consulta1 = consulta1 & " or " &
"depositacion =" &
UCase(Trim(Cmb_criterio(6).Text)) & ""
    End If
End If
If Cmb_criterio(7).ListIndex > 0 Then
    If consulta1 = "" Then
        consulta1 = "satur_aceite " &
satur_aceite(Cmb_criterio(7).ListIndex)
    Else
        consulta1 = consulta1 & " or " &
"satur_aceite " &
satur_aceite(Cmb_criterio(7).ListIndex)
    End If
End If
If Cmb_criterio(8).ListIndex > 0 Then
    If consulta1 = "" Then
        consulta1 = "profundidad " &
profundidad(Cmb_criterio(8).ListIndex)
    Else
        consulta1 = consulta1 & " or " &
"profundidad " &
profundidad(Cmb_criterio(8).ListIndex)
    End If
End If
If Cmb_criterio(9).ListIndex > 0 Then
    If consulta1 = "" Then
        consulta1 = "pactual " &
pactual(Cmb_criterio(9).ListIndex)
    Else
        consulta1 = consulta1 & " or " & "pactual
" & pactual(Cmb_criterio(9).ListIndex)
    End If
End If
        End If
        If Cmb_criterio(10).ListIndex > 0 Then
            If consulta1 = "" Then
                consulta1 = "cortes " &
cortes(Cmb_criterio(10).ListIndex)
            Else
                consulta1 = consulta1 & " or " & "cortes "
& cortes(Cmb_criterio(10).ListIndex)
            End If
        End If
        If Cmb_criterio(11).ListIndex > 0 Then
            If consulta1 = "" Then
                consulta1 = "viscosidad " &
viscosidad(Cmb_criterio(11).ListIndex)
            Else
                consulta1 = consulta1 & " or " &
"viscosidad " &
viscosidad(Cmb_criterio(11).ListIndex)
            End If
        End If
        If Cmb_criterio(12).ListIndex > 0 Then
            If consulta1 = "" Then
                consulta1 = "pinicial " &
pinicial(Cmb_criterio(12).ListIndex)
            Else
                consulta1 = consulta1 & " or " & "pinicial
" & pinicial(Cmb_criterio(12).ListIndex)
            End If
        End If
        If Cmb_criterio(13).ListIndex > 0 Then
            If consulta1 = "" Then
                consulta1 = "empuje = " &
UCase(Trim(Cmb_criterio(13).Text)) & ""
            Else

```

```
        consulta1 = consulta1 & " or " & "empuje  
= "" & UCase(Trim(Cmb_criterio(13).Text)) &  
""
```

```
    End If
```

```
End If
```

```
consultar = consulta1
```

```
End Function
```

```
Sub anterior()
```

```
Me.Hide
```

```
Frm_metodologia.Show
```

```
MDI_Metodologia.Tlb_mdi.Buttons(2).Image
```

```
= 4
```

```
End Sub
```

```
Sub siguiente()
```

```
Me.Hide
```

```
Frm_tecnico.Show
```

```
End Sub
```

```
Sub intervalos()
```

```
permeabilidad(1) = " < 30"
```

```
permeabilidad(2) = " BETWEEN 30 and 50"
```

```
permeabilidad(3) = " BETWEEN 51 and 70"
```

```
permeabilidad(4) = " BETWEEN 71 and 90"
```

```
permeabilidad(5) = " BETWEEN 91 and 110"
```

```
permeabilidad(6) = " BETWEEN 111 and  
130"
```

```
permeabilidad(7) = " > 130"
```

```
viscosidad(1) = " < 15"
```

```
viscosidad(2) = " BETWEEN 15 and 20"
```

```
viscosidad(3) = " BETWEEN 21 and 25"
```

```
viscosidad(4) = " BETWEEN 26 and 30"
```

```
viscosidad(5) = " > 30"
```

```
reservas(1) = " < 50"
```

```
reservas(2) = " BETWEEN 50 and 100"
```

```
reservas(3) = " BETWEEN 101 and 300"
```

```
reservas(4) = " BETWEEN 301 and 500"
```

```
reservas(5) = " BETWEEN 501 and 700"
```

```
reservas(6) = " BETWEEN 701 and 900"
```

```
reservas(7) = " > 900"
```

```
satur_agua(1) = " < 0.50"
```

```
satur_agua(2) = " BETWEEN 0.50 and 0.55"
```

```
satur_agua(3) = " BETWEEN 0.56 and 0.60"
```

```
satur_agua(4) = " BETWEEN 0.61 and 0.65"
```

```
satur_agua(5) = " BETWEEN 0.66 and 0.70"
```

```
satur_agua(6) = " > 0.70"
```

```
satur_aceite(1) = " < 0.20"
```

```
satur_aceite(2) = " BETWEEN 0.20 and 0.25"
```

```
satur_aceite(3) = " BETWEEN 0.26 and 0.30"
```

```
satur_aceite(4) = " BETWEEN 0.31 and 0.35"
```

```
satur_aceite(5) = " BETWEEN 0.36 and 0.40"
```

```
satur_aceite(6) = " > 0.40"
```

```
cortes(1) = " < 0.15"
```

```
cortes(2) = " BETWEEN 0.15 and 0.20"
```

```
cortes(3) = " BETWEEN 0.21 and 0.25"
```

```
cortes(4) = " > 0.25"
```

```
gor(1) = " < 2000"
```

```
gor(2) = " BETWEEN 2001 and 8000"
```

```
gor(3) = " BETWEEN 8001 and 20000"
```

```
gor(4) = " BETWEEN 20001 and 30000"
```

```
gor(5) = " BETWEEN 30001 and 40000"
```

```
gor(6) = " > 40000"
```

```
profundidad(1) = " < 2000"
```

```
profundidad(2) = " BETWEEN 2001 and  
5000"
```

```
profundidad(3) = " BETWEEN 5001 and  
9000"
```

```
profundidad(4) = " BETWEEN 9001 and  
13000"
```

```
profundidad(5) = " > 13000"
```

```
pinicial(1) = " < 1000"
```

```

pinicial(2) = " BETWEEN 1001 and 2000"
pinicial(3) = " BETWEEN 2001 and 3000"
pinicial(4) = " BETWEEN 3001 and 4000"
pinicial(5) = " BETWEEN 4001 and 5000"
pinicial(6) = " BETWEEN 5001 and 6000"
pinicial(7) = " > 6000"
pactual(1) = " < 1000"
pactual(2) = " BETWEEN 1001 and 2000"
pactual(3) = " BETWEEN 2001 and 3000"
pactual(4) = " BETWEEN 3001 and 4000"
pactual(5) = " BETWEEN 4001 and 5000"
pactual(6) = " BETWEEN 5001 and 6000"
pactual(7) = " > 6000"
End Sub
Option Explicit
Dim click As Boolean
Dim i As Integer, h As Integer, suma As Integer

Private Sub Chk_valor_Click(Index As Integer)
If click = False Then
    If Index Mod 2 = 0 Then
        h = (Index \ 2) - 1
    Else
        h = (Index \ 2)
    End If
    For i = (h * 2) + 1 To (h + 1) * 2
        If Index <> i Then
            click = True
            Chk_valor(i).Value = 0
        End If
    Next i
    click = False
    Lbl_promedio(1).Enabled = True
    promediar
End If
End Sub

Private Sub Cmd_evaluar_Click()
If ejecutar = True Then
    Frm_indicador.Lbl_nombre.Caption = Lbl_nombre.Caption
    Frm_evaluar.Visible = False
    Frm_indicador.Show
    Frm_indicador.grd_indicador.RemoveAll
    Frm_indicador.llenar_grid
End If
End Sub

Private Sub Form_Load()
centrar
Frm_evaluar.Icon = LoadPicture(App.Path & "\imagenes\evalua.ico")
If ejecutar = True Then
    click = False
    Cmd_evaluar.Visible = False
    Sha_marco(7).Visible = False
Else
    Cmd_evaluar.Visible = True
    Sha_marco(7).Visible = True
    LsV_pozo.Visible = True
    For i = 1 To 8
        Chk_valor(i).Enabled = False
        Chk_valor(i).Value = 0
    Next i
    LsV_pozo.ColumnHeaders.Add(, "NOMBRE DEL POZO O CAMPO", 3800).Alignment = lvwColumnLeft
End If
End Sub

```

```

Sub promediar()
conteo = 0
conteo1 = 0
For i = 1 To 4
    preguntas(i) = 0
Next i
h = 0
For i = 1 To 8 Step 2
    If Chk_valor(i).Value = 1 Then
        conteo = conteo + 1
        preguntas(i - h) = 1
    End If
    If Chk_valor(i + 1).Value = 1 Then
        conteo1 = conteo1 + 1
        preguntas(i - h) = 2
    End If
    h = h + 1
Next i
h = 0
For i = 1 To 4
    If preguntas(i) <> 0 Then
        h = h + 1
        orden(h) = i
    End If
Next i
If (conteo + conteo1) > 0 Then
    Cmd_evaluar.Visible = True
    Sha_marco(7).Visible = True
    Lbl_promedio(1).Caption = conteo * 25 & "
%"
Else
    Cmd_evaluar.Visible = False
    Sha_marco(7).Visible = False
    Lbl_promedio(1).Caption = "0 %"
End If
End Sub

Private Sub Form_Unload(Cancel As Integer)
Unload Me
MDI_Metodologia.Tlb_mdi.Visible = False
MDI_Metodologia.mnu_ejecutar.Enabled =
True
MDI_Metodologia.mnu_explorar.Enabled =
True
End Sub

Private Sub LsV_pozo_Click()
If ejecutar = True Then
    If (LsV_pozo.SelectedItem.Index - 1) > 0
Then
        LsV_pozo.SelectedItem.ForeColor =
&HFF&
        LsV_pozo.Visible = False
        Lbl_pozo.Visible = False
        Lbl_nombre.Visible = True
        Lbl_nombre.Caption =
UCase(Mid(LsV_pozo.SelectedItem.Text,
Instr(LsV_pozo.SelectedItem.Text, ".") + 4))
        Lbl_nombre.ToolTipText =
LsV_pozo.SelectedItem.ToolTipText
        For i = 1 To 8
            Chk_valor(i).Enabled = True
            Chk_valor(i).Value = 0
        Next i
    End If
End If
End Sub

Sub centrar()
Frm_evaluar.Move (MDI_Metodologia.Width -
Frm_evaluar.Width) \ 2,

```

```

(MDI_Metodologia.Height - Frm_evaluar.Height - 1200) \ 2
End Sub

Sub siguiente()
Me.Hide
Frm_indicador.Show
MDI_Metodologia.Tlb_mdi.Buttons(3).Image
= 6
End Sub

Sub anterior()
Me.Hide
Frm_tecnico.Show
End Sub

Option Explicit
Dim recomiendo As String
Dim i As Integer
Dim respuesta As String

Sub imprimir()
Dim aplicacion As Word.Application
Dim Documento As Word.Document

On Error Resume Next
With CDg_imprimir
.DialogTitle = "Seleccionar impresora"
.Flags = cdIPDPrintSetup
.ShowPrinter
End With

' Averiguamos cuantas copias quiere el
usuario y dejamos que elija otras cosas,
' el propio cuadro de diálogo nos lo
permitirá hacer...
With CDg_imprimir
.DialogTitle = "Imprimir"
' cdIPDHidePrintToFile No mostrar el
botón de imprimir en un archivo
' cdIPDNoPageNums No mostrar
desde que página imprimir, etc.
' CdIPDUseDevModeCopies Dejar al SO
que se encargue de imprimir las copias
' En caso de que la
impresora no lo soporte, estará
' deshabilitada la opción
del número de copias.
.Flags = cdIPDHidePrintToFile Or
cdIPDNoPageNums Or
cdIPDUseDevModeCopies
.ShowPrinter
If Err.Number = 0 Then
'Asignamos el documento
Set aplicacion =
CreateObject("word.application")
Set Documento =
aplicacion.Documents.Open(App.Path &
"tecnica\SIGEOQUIMICA1.doc")
'Imprimimos en segundo plano
aplicacion.Documents(1).PrintOut
'Comprobamos que Word no sigue
imprimiendo
Do While
aplicacion.BackgroundPrintingStatus = 1
Loop
'Cerramos el documento sin guardar
cambios
aplicacion.Documents.Close
'Liberamos
Set Documento = Nothing
aplicacion.Quit
Set aplicacion = Nothing

```

```

'Asignamos el documento
Set aplicacion =
CreateObject("word.application")
Set Documento =
aplicacion.Documents.Open(App.Path &
"tecnic\SI\AMBIENTAL1.doc")
'Imprimimos en segundo plano
aplicacion.Documents(1).PrintOut
'Comprobamos que Word no sigue
imprimiendo
Do While
aplicacion.BackgroundPrintingStatus = 1
Loop
'Cerramos el documento sin guardar
cambios
aplicacion.Documents.Close
'Liberamos
Set Documento = Nothing
aplicacion.Quit
Set aplicacion = Nothing

'Asignamos el documento
Set aplicacion =
CreateObject("word.application")
Set Documento =
aplicacion.Documents.Open(App.Path &
"tecnic\SI\RIESGO1.doc")
'Imprimimos en segundo plano
aplicacion.Documents(1).PrintOut
'Comprobamos que Word no sigue
imprimiendo
Do While
aplicacion.BackgroundPrintingStatus = 1
Loop
'Cerramos el documento sin guardar
cambios
aplicacion.Documents.Close
'Liberamos
Set Documento = Nothing
aplicacion.Quit
Set aplicacion = Nothing

'Asignamos el documento
Set aplicacion =
CreateObject("word.application")
Set Documento =
aplicacion.Documents.Open(App.Path &
"tecnic\SI\GEOGRAFICA1.doc")
'Imprimimos en segundo plano
aplicacion.Documents(1).PrintOut
'Comprobamos que Word no sigue
imprimiendo
Do While
aplicacion.BackgroundPrintingStatus = 1
Loop
'Cerramos el documento sin guardar
cambios
aplicacion.Documents.Close
'Liberamos
Set Documento = Nothing
aplicacion.Quit
Set aplicacion = Nothing

'Asignamos el documento
Set aplicacion =
CreateObject("word.application")
Set Documento =
aplicacion.Documents.Open(App.Path &
"tecnic\SI\GEOFISICA1.doc")
'Imprimimos en segundo plano
aplicacion.Documents(1).PrintOut

```

```

        'Comprobamos que Word no sigue
imprimiendo
        Do
            aplicacion.BackgroundPrintingStatus = 1
        Loop
        'Cerramos el documento sin guardar
cambios
        aplicacion.Documents.Close
        'Liberamos
        Set Documento = Nothing
        aplicacion.Quit
        Set aplicacion = Nothing
        Printer.Print ""
        Printer.Print Frm_indicador
        Printer.EndDoc
    End If
End With
End Sub

Private Sub Cmd_evaluar_Click()
    If ejecutar = True Then
        Frm_indicador.Hide
        Frm_evaluar.Hide
        Frm_tecnico.Hide

        MDI_Metodologia.Tlb_mdi.Buttons(6).Image
= 12

        MDI_Metodologia.Tlb_mdi.Buttons(5).Image
= 10
        Frm_criterio.Visible = True
    End If
End Sub

Private Sub Cmd_guardar_Click()
    copiar

```

```

End Sub

Private Sub Cmd_imprimir_Click()
    If ejecutar = True Then
        imprimir
    End If
End Sub

Private Sub Cmd_modificacion_Click()
    If ejecutar = True Then
        Me.Hide

        MDI_Metodologia.Tlb_mdi.Buttons(6).Image
= 12

        MDI_Metodologia.Tlb_mdi.Buttons(5).Image
= 10
        Frm_evaluar.Visible = True
    End If
End Sub

Private Sub Form_Load()
    Frm_indicador.Icon = LoadPicture(App.Path
& "\imagenes\indicador.ico")
    grd_indicador.Columns("col1").Width = 500
    grd_indicador.Columns("col2").Width = 4000
    grd_indicador.Columns("col3").Width = 1000
    grd_indicador.Columns("col4").Width = 4000
    centrar
    If ejecutar = True Then

        MDI_Metodologia.Tlb_mdi.Buttons(6).Image
= 11

        MDI_Metodologia.Tlb_mdi.Buttons(5).Image
= 9

```

```

Else
    Lbl_nombre.Caption = "Nombre del pozo"
    For i = 1 To 4
        grd_indicador.AddNew
    Next i
    grd_indicador.Update
    grd_indicador.MoveFirst
End If
End Sub

Sub llenar_grid()
    For i = 1 To (conteo + conteo1)
        If preguntas(orden(i)) = 1 Then
            consulta1 = " si "
            respuesta = "SI"
            recomiendo = "No hay
Recomendación"
        Else
            consulta1 = " no "
            respuesta = "NO"
            recomiendo = "Ver Recomendación ...
-->"
        End If
        If registro.State = adStateOpen Then
            registro.Close
        End If
        consulta = "select" & consulta1 & ",
des_resp from respuestas where cod_preg=
" & orden(i) & ""
        registro.Open consulta, conexion
        If Not registro.EOF Then
            registro.MoveFirst
            If Not IsNull(registro) Then
                grd_indicador.AddNew
            End If
        End If
    Next i
End Sub

Private Sub Form_Unload(Cancel As Integer)
    Unload Me
    MDI_Metodologia.Tlb_mdi.Visible = False
    MDI_Metodologia.mnu_ejecutar.Enabled =
True
    MDI_Metodologia.mnu_explorar.Enabled =
True
End Sub

Sub centrar()
    Frm_indicador.Move (Screen.Width -
Frm_indicador.Width) \ 2, (Screen.Height -
Frm_indicador.Height - 1200) \ 2
End Sub

Sub anterior()

```

```

Me.Hide
Frm_evaluar.Show
MDI_Metodologia.Tlb_mdi.Buttons(3).Image
= 5
End Sub

```

```

Private Sub grd_indicador_BtnClick()
Dim aplicacion As Word.Application
Dim Documento As Word.Document
Dim ruta As String
Set aplicacion =
CreateObject("word.application")
If ejecutar = True Then
If grd_indicador.Columns(3).Text = "Ver
Recomendación ... -->" Then
If grd_indicador.Columns(0).Text = "1"
Then
ruta = App.Path &
"tecnic\NO\GEOFISICA.doc"
Else
If grd_indicador.Columns(0).Text =
"2" Then
ruta = App.Path &
"tecnic\NO\GEOQUIMICA.doc"
Else
If grd_indicador.Columns(0).Text =
"3" Then
ruta = App.Path &
"tecnic\NO\AMBIENTAL.doc"
Else
ruta = App.Path &
"tecnic\NO\RIESGO.doc"
End If
End If
End If

```

```

Set Documento =
aplicacion.Documents.Open(ruta)
aplicacion.Visible = True
Set aplicacion = Nothing
End If
End If
End Sub

```

```

Sub copiar()
Dim seccion As String, archivo As String
Dim libre As Integer
If ejecutar = False Then
For i = 1 To 4
If i = 1 Then
archivo = "AMBIENTAL.doc"
End If
If i = 2 Then
archivo = "RIESGO.doc"
End If
If i = 3 Then
archivo = "GEOFISICA.doc"
End If
If i = 4 Then
archivo = "GEOQUIMICA.doc"
End If
If MsgBox("Desea guardar la
recomendación " & archivo & "?",
vbInformation + vbYesNo, "Guardar") =
vbYes Then
With CDg_copiar
.DialogTitle = "Guardar
Requerimiento"
.FileName = ""
.Filter = "Documentos de Word
|.doc"
.Flags = 0

```

```

        CDg_copiar.ShowSave
    ' Si no se ha cancelado
        If Err = 0 Then
            If CDg_copiar.FileName <> ""
Then
                If Mid(CDg_copiar.FileName,
InStr(CDg_copiar.FileName, ".") + 1) =
LCase("doc") Then
                    libre = FreeFile
                    seccion = ""
                    Open App.Path &
"tecnic\NO" & archivo For Binary As libre
                    If Err.Number = 0 Then
                        seccion =
Input(LOF(libre), libre)
                        Close
                    End If
                    Open
CDg_copiar.FileName For Binary As libre
                    If Err.Number = 0 Then
                        Put libre, , seccion
                        Close
                    Else
                        MsgBox "No se puede
guardar el archivo", vbInformation +
vbOKOnly, "Error"
                    End If
                    Else
                        MsgBox "Esta tratando de
crear un archivo" & vbCrLf & "diferente de
Word", vbCritical + vbOKOnly, "Error"
                    End If
                End If
            End With
        End If

        Next i
    End If
End Sub
Option Explicit
Dim b&
Private Sub Form_KeyPress(KeyAscii As
Integer)
    Unload Me
    MDI_Metodologia.Show
End Sub

Private Sub Form_Unload(Cancel As Integer)
    ws.Style = 4
    ws.ExtendedStyle = 0
    ws.Hide
    DevM.dmFields = DM_PELSWIDTH Or
DM_PELSHEIGHT
    DevM.dmPelsWidth = largo 'Aquí pones la
resolución que deseas (Ten cuidado de no
poner resoluciones incompatibles)
    DevM.dmPelsHeight = alto
    b = ChangeDisplaySettings(DevM, 0)
End Sub

Private Sub Tim_inicio_Timer()
    Unload Me
    MDI_Metodologia.Show
End Sub

Private Sub Form_Load()
    Me.Show
    Img_logo.Picture = LoadPicture(App.Path &
"imagenes\logo final.gif")
    'Para capturar la resolucion actual de la
pantalla
    largo = GetDeviceCaps(Frm_inicio.hdc, 8)

```

```

alto = GetDeviceCaps(Frm_inicio.hdc, 10)
' Para rellenar la estructura de datos:
Call EnumDisplaySettings(0&, b&, DevM)

' Cambiamos el tamaño
DevM.dmFields = DM_PELSWIDTH Or
DM_PELSHEIGHT
DevM.dmPelsWidth = 1024 'Aquí pones la
resolución que deseas (Ten cuidado de no
poner resoluciones incompatibles)
DevM.dmPelsHeight = 768
b = ChangeDisplaySettings(DevM, 0)
Move (Screen.Width - Me.Width) / 2,
(Screen.Height - Me.Height) / 2
ws.WindowHandle = Frm_inicio.hWnd
ws.Show
Tim_inicio.Interval = 2500
End Sub
Private Sub Form_Load()
If ejecutar = True Then
    Img_siguiente.Picture =
LoadPicture(App.Path &
"\imagenes\siguiente.ico")
    Img_siguiente.Visible = True
    Sha_marco(2).Visible = True
Else
    Img_siguiente.Visible = False
    Sha_marco(2).Visible = False
End If
Frm_metodologia.Icon =
LoadPicture(App.Path &
"\imagenes\creditos.ico")
Img_petroleo(1).Picture =
LoadPicture(App.Path &
"\imagenes\logo1.gif")
Img_petroleo(2).Picture =
LoadPicture(App.Path &
"\imagenes\colombia.jpg")
Lbl_creditos.Caption = "Esta metodología es
una herramienta para determinar el potencial
petrolífero" _
& vbCrLf & "mediante una preselección de
criterios como: Caracterización de las rocas
y" _
& vbCrLf & "fluidos de los Campos y/o Pozos
existentes en la zona deseada (VMM) la
cual" _
& vbCrLf & "dará un listado que mostrará al
usuario la información técnica e histórica" _
& vbCrLf & "recopilada en una Base de Datos
(GMPH en construcción)." _
& vbCrLf _
& vbCrLf & "Cuando el usuario identifique los
Pozos y/o Campos de su interés evaluará
éstos a través" _
& vbCrLf & "de la metodología propuesta en
la Matriz Indicador - Valor Efectivo." _
& vbCrLf _
& vbCrLf & "La valoración individual de éstos
indicadores llevará al usuario a un
conocimiento técnico" _
& vbCrLf & "más amplio con base en las
recomendaciones tipo solución
seleccionadas y soportadas" _
& vbCrLf & "en conocimientos científicos
interdisciplinarios que contienen el estado
del arte de la" _
& vbCrLf & "exploración en la Ingeniería de
Petróleos."
Lbl_autores.Caption = "CARLOS EDUARDO
TIRADO NORIEGA" _

```

```

& vbCrLf & "YINNET MARYID GONZÁLEZ
MARTÍNEZ" _
& vbCrLf & " INGENIERÍA DE PETRÓLEOS -
UIS - 2006" _
& vbCrLf & "BUCARAMANGA - COLOMBIA"
Me.Height = 9630
Me.Width = 11475
centrar
End Sub

Private Sub Form_Unload(Cancel As Integer)
Unload Me
MDI_Metodologia.Tlb_mdi.Visible = False
MDI_Metodologia.mnu_ejecutar.Enabled =
True
MDI_Metodologia.mnu_explorar.Enabled =
True
End Sub

Private Sub Img_siguiente_Click()
Me.Hide
Frm_criterio.Show
End Sub

Sub centrar()
Frm_metodologia.Move
(MDI_Metodologia.Width -
Frm_metodologia.Width) \ 2,
(MDI_Metodologia.Height -
Frm_metodologia.Height - 1200) \ 2
End Sub

Sub siguiente()
If ejecutar = False Then
Me.Hide
Frm_criterio.Show
MDI_Metodologia.Tlb_mdi.Buttons(2).Image
= 3
End If
End Sub
Option Explicit
Dim i As Integer

Private Sub Cmd_copiar_Click()
copiar
End Sub

Private Sub Cmd_evaluar_Click()
Frm_evaluar.Show
MDI_Metodologia.Tlb_mdi.Buttons(6).Image
= 12
MDI_Metodologia.Tlb_mdi.Buttons(5).Image
= 10
Frm_evaluar.LsV_pozo.Visible = False
Frm_evaluar.Lbl_pozo.Visible = False
Frm_evaluar.Lbl_nombre.Visible = True
Frm_evaluar.Lbl_nombre.Caption =
grd_pozo.Caption
For i = 1 To 8
Frm_evaluar.Chk_valor(i).Enabled = True
Frm_evaluar.Chk_valor(i).Value = 0
Next i
Me.Hide
End Sub

Private Sub Cmd_ambiental_Click()
Dim aplicacion As Word.Application
Dim Documento As Word.Document
If ejecutar = True Then
'Asignamos el documento

```

```

Set          aplicacion          =          Set aplicacion = Nothing
CreateObject("word.application")
Set          Documento          =          End If
aplicacion.Documents.Open(App.Path &          End Sub
"tecnic\SIAMBIENTAL1.doc")
    aplicacion.Visible = True
    Set aplicacion = Nothing
End If
End Sub

Private Sub Cmd_geofisica_Click()
Dim aplicacion As Word.Application
Dim Documento As Word.Document
If ejecutar = True Then
    'Asignamos el documento
    Set          aplicacion          =          CreateObject("word.application")
CreateObject("word.application")
    Set          Documento          =          Set          Documento          =
aplicacion.Documents.Open(App.Path &          aplicacion.Documents.Open(App.Path &
"tecnic\SIGEOFISICA1.doc")
    aplicacion.Visible = True
    Set aplicacion = Nothing
End If
End Sub

Private Sub Cmd_geografica_Click()
Dim aplicacion As Word.Application
Dim Documento As Word.Document
If ejecutar = True Then
    'Asignamos el documento
    Set          aplicacion          =          CreateObject("word.application")
CreateObject("word.application")
    Set          Documento          =          Set          Documento          =
aplicacion.Documents.Open(App.Path &          aplicacion.Documents.Open(App.Path &
"tecnic\SIGEOGRAFICA1.doc")
    aplicacion.Visible = True

```

```

End Sub

Private Sub Cmd_ver_Click()
Me.Hide
MDI_Metodologia.Tlb_mdi.Buttons(6).Image
= 12
MDI_Metodologia.Tlb_mdi.Buttons(5).Image
= 10
Frm_criterio.Visible = True
End Sub

Private Sub Form_Load()
If ejecutar = False Then
    grd_pozo.Caption = "NOMBRE DEL
POZO"
    Opt_no.Enabled = False
    Opt_si.Enabled = False
    For i = 1 To 7
        grd_pozo.AddNew
    Next i
    grd_pozo.MoveFirst
End If
Frm_tecnico.Icon = LoadPicture(App.Path &
"imagenes\labor.ico")
centrar
grd_pozo.Columns("col1").Width = 3000
grd_pozo.Columns("col2").Width = 2000
grd_pozo.Columns("col3").Width = 2250
grd_pozo.Columns("col4").Width = 2000
End Sub

Private Sub Form_Unload(Cancel As Integer)
Unload Me
MDI_Metodologia.Tlb_mdi.Visible = False
MDI_Metodologia.mnu_ejecutar.Enabled =
True
MDI_Metodologia.mnu_explorar.Enabled =
True
End Sub

Private Sub Opt_no_Click()
If ejecutar = True Then
    Opt_si.Visible = False
    Opt_no.Visible = False
    Lbl_comentario.Visible = False
    Txt_comentario.Visible = False
    Cmd_copiar.Visible = True
    Cmd_imprimir.Visible = True
    Cmd_ver.Visible = True
    Cmd_evaluar.Visible = True
MDI_Metodologia.Tlb_mdi.Buttons(6).Image
= 11
MDI_Metodologia.Tlb_mdi.Buttons(5).Image
= 9
    Lbl_opciones.Visible = True
End If
End Sub

Private Sub Opt_si_Click()
If ejecutar = True Then
    Opt_no.Visible = False
    Opt_si.Visible = False
    Txt_comentario.Visible = True
    Txt_comentario.SetFocus
    Lbl_txt.Visible = True
    Lbl_comentario.Visible = False
End If
End Sub

```

```

Private Sub
Txt_comentario_KeyPress(KeyAscii As Integer)
If KeyAscii = 13 Then
    If Txt_comentario.Text = "" Then
        MsgBox "Por favor escriba una nota en
la caja de texto", vbCritical + vbOKOnly,
"Comentario"
        Txt_comentario.SetFocus
    Else
        consulta = " update pozos set tool= " &
Txt_comentario.Text & " where nom_pozo =
" & grd_pozo.Caption & ""
        If registro.State = adStateOpen Then
            registro.Close
        End If
        registro.Open consulta, conexion
        Set registro = Nothing
        Lbl_txt.Visible = False
        Txt_comentario.Visible = False
        Cmd_copiar.Visible = True
        Cmd_imprimir.Visible = True
        Cmd_ver.Visible = True
        Cmd_evaluar.Visible = True
        grd_pozo.ToolTipText =
Txt_comentario.Text
Frm_criterio.LsV_pozo.SelectedItem.ToolTip
Text = Txt_comentario.Text
        Txt_comentario.Text = ""
        MsgBox "Su comentario se ha grabado
satisfactoriamente", vbInformation +
vbOKOnly, "Comentario"
MDI_Metodologia.Tlb_mdi.Buttons(6).Image
= 11
    End If
    Lbl_opciones.Visible = True
End If
End Sub

Sub centrar()
Frm_tecnico.Move (MDI_Metodologia.Width -
Frm_tecnico.Width) \ 2,
(MDI_Metodologia.Height -
Frm_tecnico.Height - 1000) \ 2
End Sub

Sub anterior()
Me.Hide
Frm_criterio.Show
End Sub

Sub siguiente()
Me.Hide
Frm_evaluar.Show
End Sub

Sub copiar()
Dim aplicacion As New Word.Application
Dim Documento As Word.Document
Dim Parrafo As Paragraph

On Error Resume Next
With CDg_copiar
    .CancelError = True
    .DialogTitle = "Guardar"
    .Filter = "Documentos de Word |.doc"
    .ShowSave

```

```

End With
    ' Si no se ha cancelado
    If Err = 0 Then
        Set Documento =
aplicacion.Documents.Add
        Set Parrafo =
Documento.Paragraphs.Add
        grd_pozo.MoveFirst
        For i = 1 To grd_pozo.Rows
            Parrafo.Range.InsertBefore
grd_pozo.Columns(0).Text & " = " &
grd_pozo.Columns(1).Text & "; "
            If grd_pozo.Columns(2).Text <> ""
And grd_pozo.Columns(3).Text <> "" Then
                Parrafo.Range.InsertBefore
grd_pozo.Columns(2).Text & " = " &
grd_pozo.Columns(3).Text & "; "
            End If
            grd_pozo.MoveNext
        Next i
        Parrafo.Range.InsertBefore
grd_pozo.Caption & "; Características -->
:"
        aplicacion.ActiveDocument.SaveAs
CDg_copiar.FileName
        aplicacion.Visible = True
    End If
End Sub

Sub imprimir()
On Error Resume Next
With CDg_copiar
    .DialogTitle = "Seleccionar impresora"
    .Flags = cdIPDPrintSetup
    .ShowPrinter
End With

Err = 0
On Error Resume Next
With CDg_copiar
    .CancelError = True
    .DialogTitle = "Imprimir"
    .Flags = cdIPDHidePrintToFile Or
cdIPDNoPageNums Or
cdIPDUseDevModeCopies
    .ShowPrinter
    ' Si no se ha cancelado
    If Err = 0 Then
        Printer.Print ""
        Printer.Print Frm_tecnico
        Printer.EndDoc
    End If
End With
End Sub

Sub llenar()
grd_pozo.Caption =
UCase(Mid(Frm_criterio.LsV_pozo.SelectedIte
m.Text,
Instr(Frm_criterio.LsV_pozo.SelectedItem.Te
xt, ".") + 4))
consulta = "select * from pozos where
nom_pozo = " & grd_pozo.Caption & ""
If registro.State = adStateOpen Then
    registro.Close
End If
registro.Open consulta, conexion
If registro.EOF = False Then
    grd_pozo.RemoveAll
    grd_pozo.AddNew
    grd_pozo.Columns("col1").Value =
"Permeabilidad"

```

```

    grd_pozo.Columns("col3").Value = "Cortes
de Agua"
    If Not IsNull(registro!permeabilidad) Then
        grd_pozo.Columns("col2").Value =
registro!permeabilidad
    End If
    If Not IsNull(registro!cortes) Then
        grd_pozo.Columns("col4").Value =
registro!cortes
    End If
    grd_pozo.Update
    grd_pozo.AddNew
    grd_pozo.Columns("col1").Value =
"Saturación de Aceite Inicial"
    grd_pozo.Columns("col3").Value =
"Presión Inicial"
    If Not IsNull(registro!satur_aceite) Then
        grd_pozo.Columns("col2").Value =
registro!satur_aceite
    End If
    If Not IsNull(registro!pinicial) Then
        grd_pozo.Columns("col4").Value =
registro!pinicial
    End If
    grd_pozo.Update
    grd_pozo.AddNew
    grd_pozo.Columns("col1").Value = "Tipo
de Formación"
    grd_pozo.Columns("col3").Value = "Tipo
de Empuje"
    If Not IsNull(registro!formacion) Then
        grd_pozo.Columns("col2").Value =
registro!formacion
    End If
    If Not IsNull(registro!empuje) Then
        grd_pozo.Columns("col4").Value =
registro!empuje
    End If
    grd_pozo.Update
    grd_pozo.AddNew
    grd_pozo.Columns("col1").Value =
"Ambiente de Depositación"
    grd_pozo.Columns("col3").Value =
"Profundidad"
    If Not IsNull(registro!depositacion) Then
        grd_pozo.Columns("col2").Value =
registro!depositacion
    End If
    If Not IsNull(registro!profundidad) Then
        grd_pozo.Columns("col4").Value =
registro!profundidad
    End If
    grd_pozo.Update
    grd_pozo.AddNew
    grd_pozo.Columns("col1").Value =
"Reservas recuperables"
    grd_pozo.Columns("col3").Value =
"Presión Actual"
    If Not IsNull(registro!reservas) Then
        grd_pozo.Columns("col2").Value =
registro!reservas
    End If
    If Not IsNull(registro!pactual) Then
        grd_pozo.Columns("col4").Value =
registro!pactual
    End If
    grd_pozo.Update
    grd_pozo.AddNew
    grd_pozo.Columns("col1").Value =
"Saturación de agua inicial"

```

```

    grd_pozo.Columns("col3").Value = registro.Close
"Viscosidad"
    If Not IsNull(registro!satur_agua) Then
        grd_pozo.Columns("col2").Value = grd_pozo.TabIndex = 0
registro!satur_agua
    End If
    If Not IsNull(registro!viscosidad) Then
        grd_pozo.Columns("col4").Value =
registro!viscosidad
    End If
    grd_pozo.Update
    grd_pozo.AddNew
    grd_pozo.Columns("col1").Value = "Gor"
    If Not IsNull(registro!gor) Then
        grd_pozo.Columns("col2").Value =
registro!gor
    End If
    If Not IsNull(registro!tool) Then
        grd_pozo.ToolTipText = registro!tool
    Else
        grd_pozo.ToolTipText = ""
    End If
    grd_pozo.Update
    grd_pozo.MoveFirst

End If
    Opt_no.Enabled = True
    Opt_si.Enabled = True
    Opt_no.Visible = True
    Opt_si.Visible = True
    Opt_no.Value = False
    Opt_si.Value = False
    Cmd_copiar.Visible = False
    Cmd_imprimir.Visible = False
    Cmd_ver.Visible = False
    Cmd_evaluar.Visible = False

registro.Close
Lbl_comentario.Visible = True
Set registro = Nothing
grd_pozo.TabIndex = 0
Txt_comentario.Visible = False
Lbl_opciones.Visible = False
End Sub

Private Sub MDIForm_Load()
Me.Move (Screen.Width -
MDI_Metodologia.Width) \ 2, (Screen.Height -
MDI_Metodologia.Height) \ 2
MDI_Metodologia.Icon =
LoadPicture(App.Path &
"imagenes\engranaje.ico")
cargar_barras
Tlb_mdi.Visible = False
Me.WindowState = 2
End Sub

Private Sub MDIForm_Unload(Cancel As
Integer)
End
End Sub

Private Sub mnu_ejencuesta_Click()
ejecutar = True
Unload Frm_criterio
Unload Frm_evaluar
Unload Frm_indicador
Unload Frm_tecnico
Unload Frm_metodologia
Tlb_mdi.Buttons(1).Image = 2
Tlb_mdi.Buttons(2).Image = 4
Tlb_mdi.Buttons(3).Image = 6
Tlb_mdi.Buttons(4).Image = 8

```

```

Tlb_mdi.Buttons(5).Image = 10
Tlb_mdi.Buttons(6).Image = 12
Tlb_mdi.Buttons(7).Image = 13
Tlb_mdi.Visible = True
Frm_metodologia.Show
mnu_ejecutar.Enabled = False
mnu_explorar.Enabled = True
End Sub

```

```

Private Sub mnu_exencuesta_Click()
ejecutar = False
Unload Frm_criterio
Unload Frm_evaluar
Unload Frm_indicador
Unload Frm_tecnico
Unload Frm_metodologia
Tlb_mdi.Buttons(1).Image = 1
Tlb_mdi.Buttons(2).Image = 4
Tlb_mdi.Buttons(3).Image = 5
Tlb_mdi.Buttons(4).Image = 7
Tlb_mdi.Buttons(5).Image = 10
Tlb_mdi.Buttons(6).Image = 12
Tlb_mdi.Buttons(7).Image = 13
Tlb_mdi.Visible = True
Frm_metodologia.Show
mnu_ejecutar.Enabled = True
mnu_explorar.Enabled = False
End Sub

```

```

Private Sub mnu_salir_Click()
End
End Sub

```

```

Sub cargar_barrah()
Tlb_mdi.ImageList = ImL_activos
For i = 1 To 7

```

```

Tlb_mdi.Buttons(i).Image = i
Next i
End Sub

Private Sub Tlb_mdi_ButtonClick(ByVal
Button As MSComctlLib.Button)
Select Case Button.Index
Case 1
If ejecutar = False Then
MDI_Metodologia.ActiveForm.Hide
Frm_metodologia.Show
Tlb_mdi.Buttons(3).Image = 5
Tlb_mdi.Buttons(2).Image = 4
End If
Case 2
If ejecutar = False Then
If ActiveForm.Name <>
"Frm_metodologia" Then
ActiveForm.anterior
End If
End If
Case 3
If ejecutar = False Then
If ActiveForm.Name <>
"Frm_indicador" Then
ActiveForm.siguiete
End If
End If
Case 4
If ejecutar = False Then
MDI_Metodologia.ActiveForm.Hide
Frm_indicador.Show
Tlb_mdi.Buttons(3).Image = 6
Tlb_mdi.Buttons(2).Image = 3
End If
Case 5

```

```

    If ejecutar = True And
(ActiveForm.Name = "Frm_tecnico" Or
ActiveForm.Name = "Frm_indicador") Then
        ActiveForm.copiar
    End If
    Case 6
    If ejecutar = True And
(ActiveForm.Name = "Frm_tecnico" Or
ActiveForm.Name = "Frm_indicador") Then
        ActiveForm.imprimir
    End If
    Case 7
    End
End Select
End Sub
Public Sub conectar()
Set conexion = New ADODB.Connection
If conexion.State = adStateOpen Then
    conexion.Close
End If
    conexion.CursorLocation = adUseClient
'conexion.Provider =
"MSDASQL.0;password=07041980;Persist
Security Info=true"
    conexion.ConnectionString =
"Provider=Microsoft.Jet.OLEDB.4.0;" & _
App.Path & "\Base de
Datos\Metodologia.mdb;" & _
"Persist Security
Info=False"
    conexion.Open 'abro la conexión
End Sub
Option Explicit

```

```

Public Declare Function GetDeviceCaps Lib
"gdi32" (ByVal hdc As Long, ByVal nIndex As
Long) As Long
Global Const BitsPixel = 12
Global Const Planes = 14
' Para cambiar la resolución
Public Declare Function
EnumDisplaySettings Lib "user32" Alias
"EnumDisplaySettingsA" (ByVal
lpzDeviceName As Long, _
ByVal iModeNum As Long, lpDevMode
As Any) As Boolean
Public Declare Function
ChangeDisplaySettings Lib "user32" Alias
"ChangeDisplaySettingsA" (lpDevMode As
Any, _
ByVal dwflags As Long) As Long
Global Const CCDEVICENAME = 32
Global Const CCFORMNAME = 32
Global Const DM_PELSWIDTH = &H80000
Global Const DM_PELSHEIGHT =
&H100000
Public Type DEVMODE
    dmDeviceName As String *
CCDEVICENAME
    dmSpecVersion As Integer
    dmDriverVersion As Integer
    dmSize As Integer
    dmDriverExtra As Integer
    dmFields As Long

```

dmOrientation As Integer	dmDisplayFlags As Long
dmPaperSize As Integer	
dmPaperLength As Integer	
dmPaperWidth As Integer	
dmScale As Integer	
dmCopies As Integer	dmDisplayFrequency As Long
dmDefaultSource As Integer	End Type
dmPrintQuality As Integer	Public DevM As DEVMODE
dmColor As Integer	Public largo As Integer, alto As Integer
dmDuplex As Integer	
dmYResolution As Integer	Public conexion As ADODB.Connection
dmTTOption As Integer	Public consulta As String, consulta1 As String
dmCollate As Integer	Public registros As New ADODB.Recordset
	Public registro As New ADODB.Recordset
dmFormName As String * CCFORMNAME	Public preguntas(1 To 4) As Byte, orden(1 To 4) As Byte
dmUnusedPadding As Integer	Public conteo As Byte, conteo1 As Byte
dmBitsPerPel As Integer	Public ejecutar As Boolean
dmPelsWidth As Long	
dmPelsHeight As Long	

ANEXO 2.
BASE DE DATOS DEL CAMPO REAL UTILIZADA EN LA METODOLOGÍA
TIRADO-GONZÁLEZ

ÍNDICES Y GENERALIDADES PARA COLOMBIA

Ubicación geográfica: La República de Colombia está situada en el extremo noroeste de América del Sur.

Límites: Al norte con el Mar Caribe, al oeste con el Océano Pacífico, al noroeste con Panamá, al este con Venezuela y Brasil, y al sur con Perú y Ecuador. Son parte de su territorio las islas caribeñas de San Andrés, Providencia y las de Gorgona, así como Gorgonilla y Malpelo en el Pacífico.

Relieve colombiano: Tres cadenas montañosas.

Red hidrográfica: Densa red hidrográfica, en donde el río Magdalena es la principal vía de tráfico fluvial, que comunica el centro del país con los puertos del Caribe.

Coordenadas geográficas: 4° 00' N, 72° 00' O

Hora oficial: La hora oficial es de cinco horas menos, con relación al meridiano de Greenwich (GMT -5 Horas).

Superficie: 1.141.7481 Km².

Clima: El clima colombiano es variado: en las zonas costeras es de tipo tropical; hacia el interior del país el clima es templado. Hay dos estaciones marcadas, lluviosas y secas que se alternan cada tres meses aproximadamente.

Recursos naturales: Petróleo, gas natural, níquel, carbón, oro, cobre, esmeraldas, recursos hídricos.

Educación: Tasa de alfabetismo Adultos 92,7%

Principales ciudades: Bogotá Medellín, Cali, Barranquilla, Cartagena, Bucaramanga, Cúcuta, Pereira.

Lengua oficial: Español (existe alrededor de 68 lenguas indígenas).

Religión: Católica 90% de la población; 10% distintas religiones

Industria: Petróleo, carbón, oro, telas y tejidos, alimentos, esmeraldas, calzado, cemento, confección, químicos.

Agricultura: Café, flores cortadas, banano, arroz, caña de azúcar, tabaco, maíz, verduras, productos forestales, camarones cultivados.

Gobierno: Organización Político Administrativo

Nombre Oficial: República de Colombia

Tipo de Gobierno: Democracia Participativa y Pluralista

Ciudad Capital: Santa Fe de Bogotá (Bogotá D.C.)

Tabla 1. PIB - Por clase de actividad económica en Colombia

RAMAS DE ACTIVIDAD ECONÓMICA	2003e	2004p
Agropecuario	14.3	14.1
- Café	1.3	1.3
- Resto agropecuario	12.9	12.8
Industria	13.2	13.3
- Trilla de café	1.0	1.0
- Resto industria	12.2	12.3
Minería e hidrocarburos	3.6	3.7
Comercio, restaurantes, hoteles	12.2	12.3
Construcciones	5.1	5.4
Transporte y telecomunicaciones	8.4	8.5
Sector financiero	6.2	6.3
Servicios gobierno	14.5	14.1
Otros servicios	22.4	22.3
PIB Total	100.0	100.0

Fuente: DANE

Sufragio: Directo universal secreto. Pueden votar ciudadanos mayores de 18 años

Moneda Local: Peso Colombiano

Principales grupos empresariales:

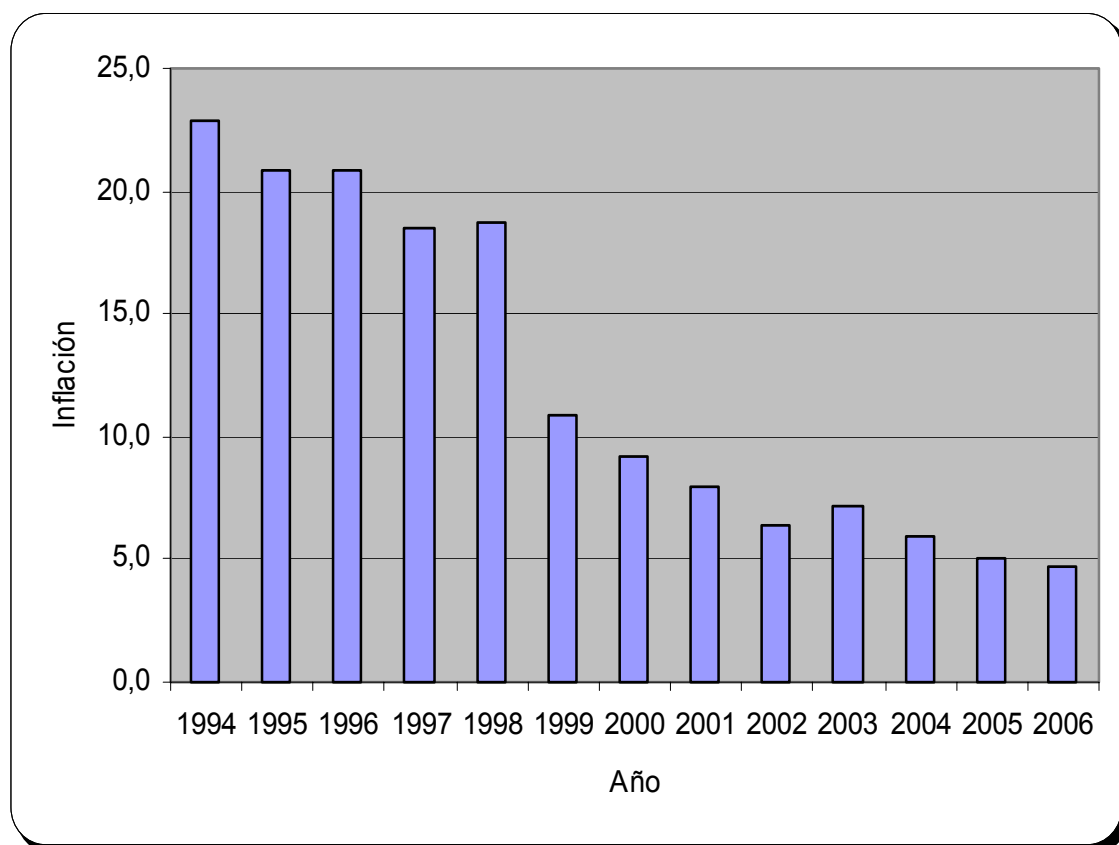
- Grupo Santodomingo.
- Grupo Sarmiento Angulo.
- Grupo Ardila Lulle.
- Sindicato Antioqueño.

Población económicamente activa: 20.6 millones de habitantes.

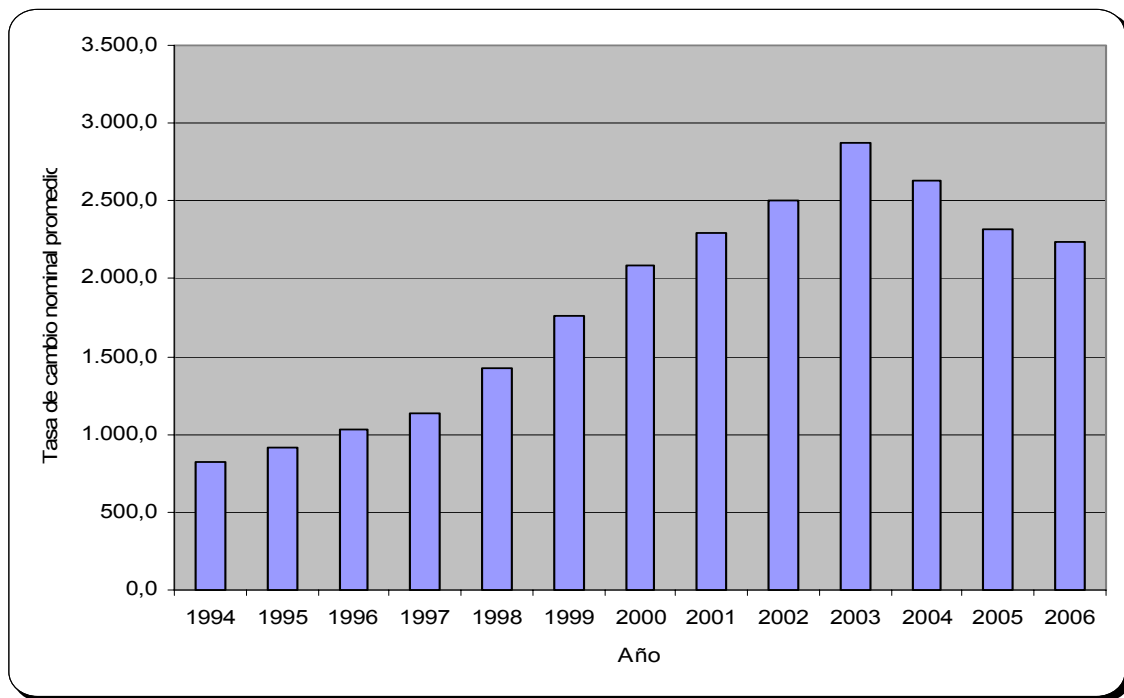
Tasa de Desempleo: 11,7% (2004 estimado).

Balanza de pagos en Colombia: Las siguientes Gráficas 1 a 5 muestran los principales indicadores económicos.

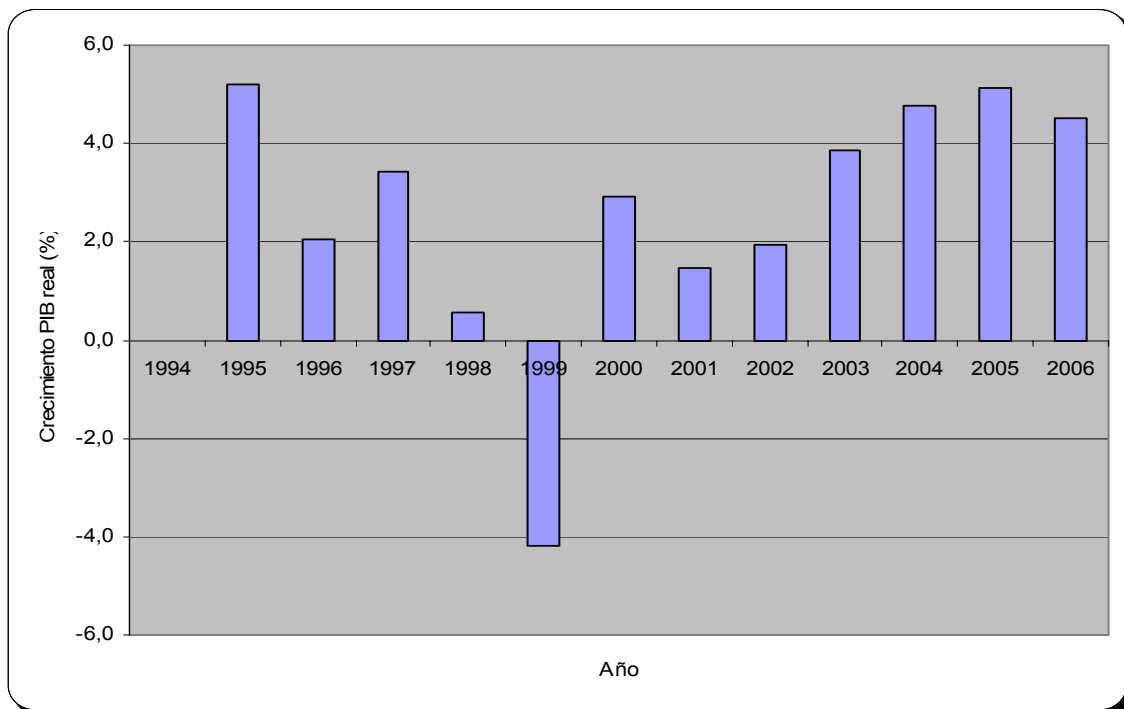
Gráfica 1. Inflación en Colombia



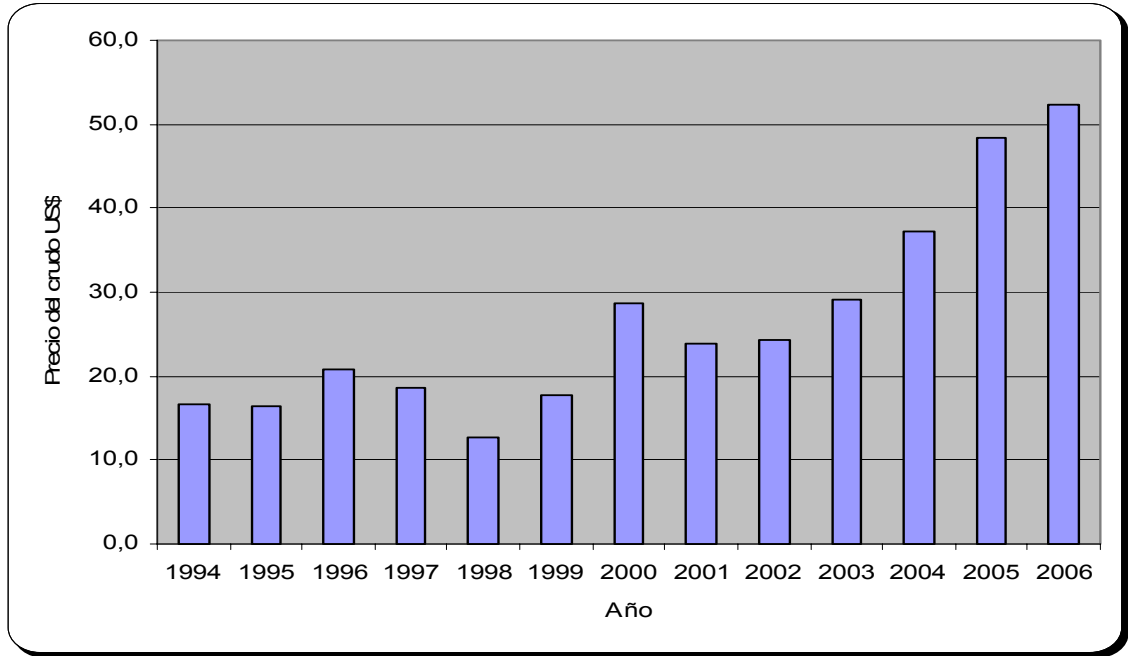
Grafica 2. Tasa Representativa del Mercado



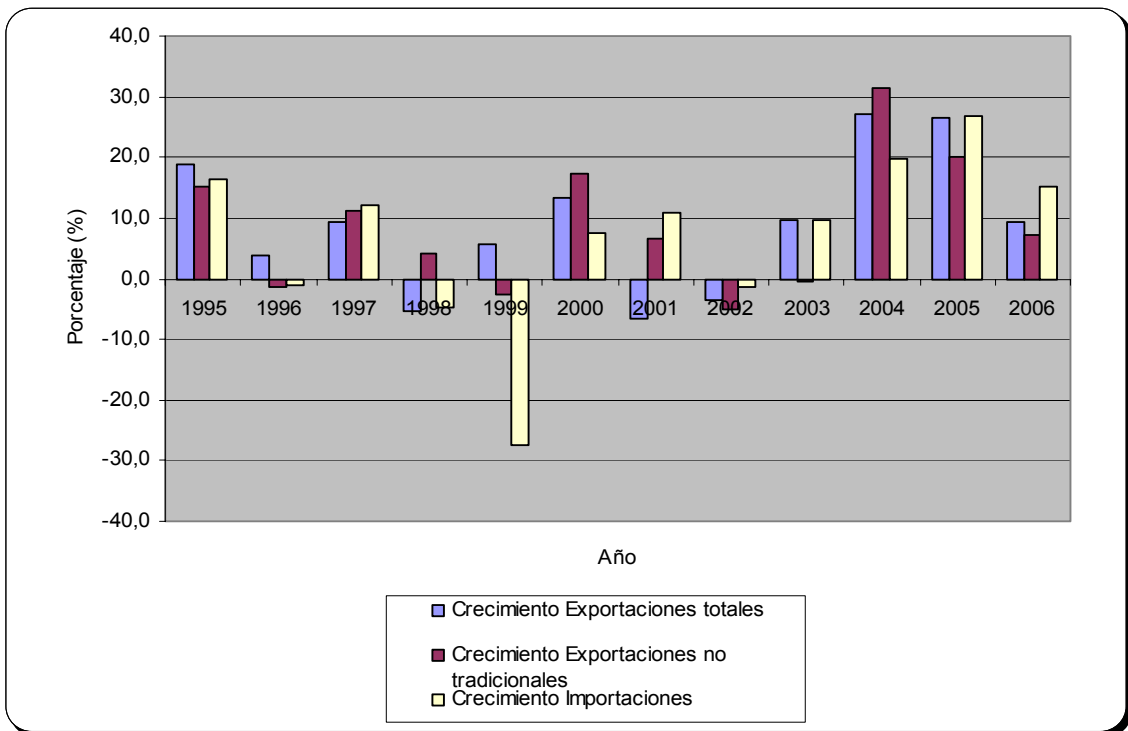
Grafica 3. Crecimiento PIB Real (%)



Grafica 4. US\$ Crudo promedio



Grafica 5. Importaciones y exportaciones en Colombia



GEOLOGÍA

Estratigrafía:

El Campo real está ubicado en la sección noroccidental de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, la cual fue un área de depositación de sedimentos no marinos y de agua salobre durante el Terciario; estos sedimentos descansan discordantemente sobre los sedimentos marinos del Cretáceo y algunas veces sobre rocas del basamento precretáceo (occidente del Campo Cantagallo).

La columna estratigráfica perforada por algunos pozos en el Campo abarca rocas desde el precretáceo hasta el Oligoceno. El Mioceno está presente en algunos Campos vecinos, y los depósitos del Pleistoceno descansan discordantemente sobre el Oligoceno hacia el Occidente del Campo La Cira (Sanderson, 1951). En la Gráfica 6 se observa la columna estratigráfica del área, Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

A continuación se hace una breve descripción de las formaciones que se encuentran en el registro sedimentario de los pozos del Campo.

Grafica 6. Formaciones sedimentarias

PER.	EPOCA	FORMACION.	ZONA	LITOLOGIA	
Terciario	Q	GRUPO MESA (Tpm)			
	PLEISTOCENO PLIOCENO				
	MIOCENO		GRUPO REAL (Tmr)		
OLIGOCENO		FM. COLORADO (Toc)	La Cira Shale		
			Arenas A0		
			Arenas A1		
			Arenas A2		
			Arenas A3		
		FM. MUGROSA (Tom)	Arenas B0		
			Arenas B1		
			Arenas B2		
			Arenas B3		
EOCENO		FORMACION LA PAZ (Tep)	Arenas C		
			Arenas Cantagallo		
Cretaceo	CAMPANIANO	FORMACION UMIR (Ksu)			
	SANTONIANO	FORMACION LA LUNA (Ks l)			
	CONIACIANO				
	TURONIANO				
	APTIANO				
	ALBIANO		FORMACION SIMITI (Kis)		
	APTIANO		FORMACION TABLAZO (Kt)		
	BARREMIANO		FORMACION PAJA (Kip)		
	HAUTERIVIANO		FORMACION ROSABLANCA (Kirb)		
VALANGINIANO		FORMACION TAMBOR (Kita)			
JURASASICO		FORMACION GIRON (Jg)			

Secuencia Precretácea: Constituida por rocas ígneas (Basamento) y rocas sedimentarias (Formación Girón), aflora al NW y SW del Campo Cantagallo; en conjunto pueden tener una edad Triásico - Jurásico. Constituida por las Formaciones Tambor, Los Santos, Cumbre, Rosablanca, Paja, Tablazo, Simití (Cretáceo inferior), La Luna y Umir (Cretáceo superior).

Basamento: Son las rocas más antiguas expuestas en la Cordillera Central y el Macizo de Santander.

Formación Girón: En general la Formación Girón presenta niveles de lutitas rojas, un nivel arcósico y niveles lutíticos alternantes con areniscas.

Secuencia Terciaria: Comprende la formación Lisama, los Grupos Chorro (Formaciones La Paz y Esmeraldas), Chuspas (Formaciones Mugrosa, Colorado) del Terciario inferior y el Grupo Real (Terciario superior).

Formaciones Productoras: En el Campo, son de interés las Formaciones La Paz y Mugrosa por cuanto ellas se constituyen en principales fuentes de producción de hidrocarburos.

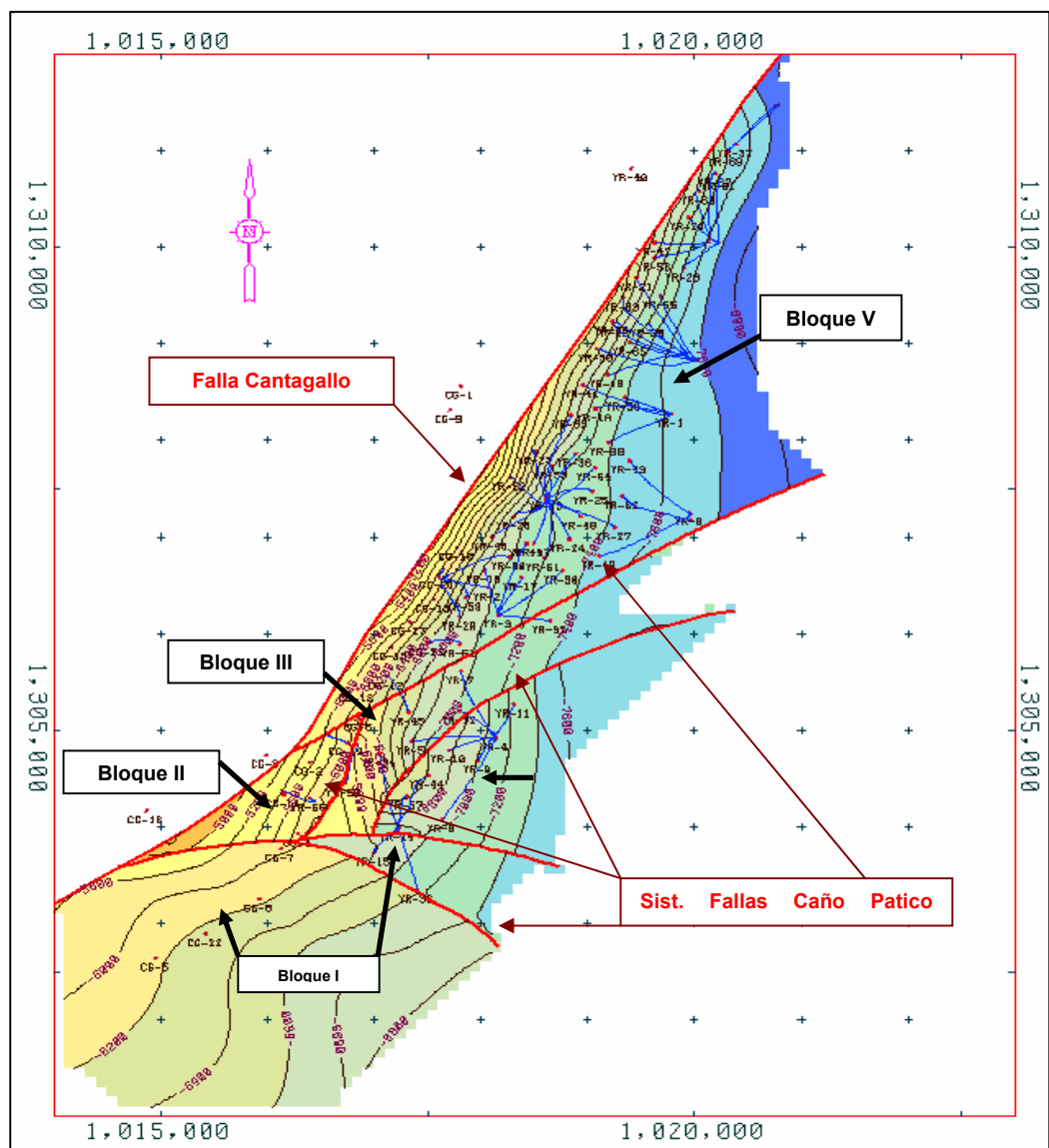
ESTRUCTURA DEL YACIMIENTO

La estructura al tope de la Formación La Paz consiste de un monoclinal buzando hacia el SE. El monoclinal presenta un buzamiento general E-SE, con mayor ángulo en el área cercana a la Falla de Cantagallo en donde alcanza los 50°, suavizándose el relieve hacia el este.

La Falla de Cantagallo como control estructural del Campo, tiene un rumbo aproximado de N33°E y presenta variaciones en la inclinación del plano de falla. En términos generales lleva una dirección SW – E – NE. Es de tipo normal con

desplazamientos de 200 pies en la vertical. Este sistema se desprende de la Falla de Cantagallo y se le asigna una edad Mioceno medio - superior, puesto que alcanza a afectar los sedimentos de la formación mugrosa del Oligoceno. Existen otras fallas transversales principalmente de tipo normal que cortan el monoclin al en cinco bloques (Gráfica 7) y de acuerdo con su comportamiento, el mecanismo de producción de los yacimientos varía en cada uno de ellos.

Gráfica 7. Mapa estructural al tope de las Areniscas Cantagallo

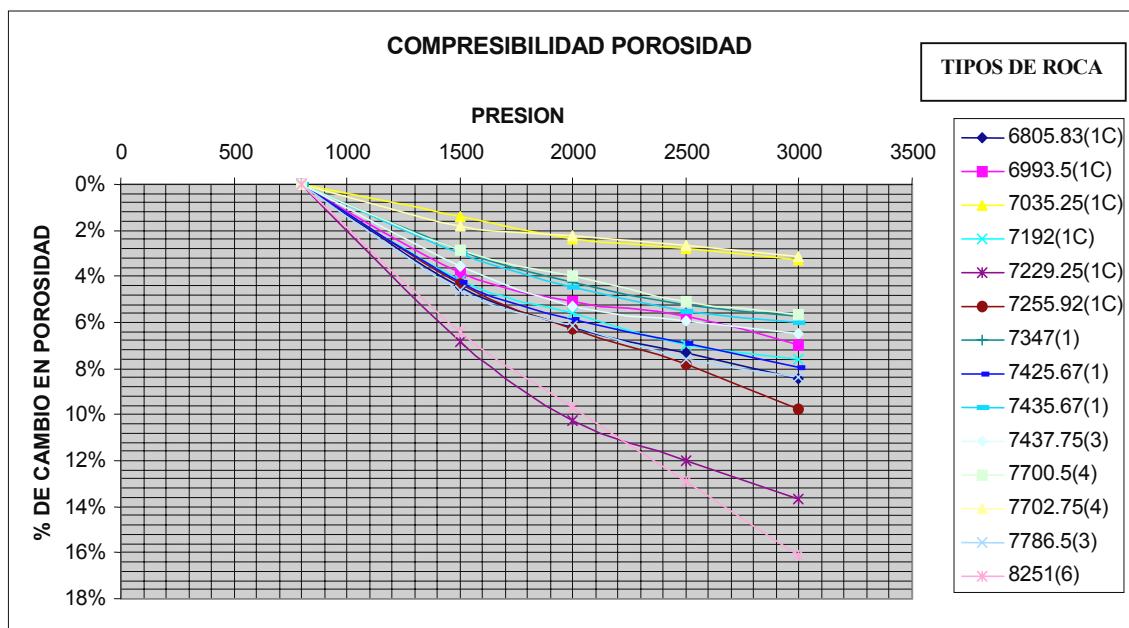


CARACTERIZACIÓN FACIAL Y PETROFÍSICA

Facies Sedimentarias: A partir del análisis de corazones existentes se pudieron establecer seis facies sedimentarias de acuerdo con características físicas, disposición vertical de tamaño de grano, grado de arcillosidad, índice de manchamiento de aceite, energía y tamaño de grano, estructuras internas, redondez y esfericidad.

Análisis de Compresibilidad de la Roca: Los análisis realizados a las muestras, reflejaron cambios sustanciales en los datos de porosidad y permeabilidad a presión de confinamiento inicial en el yacimiento, así como la demostración de cambios subsecuentes durante la vida activa del yacimiento. Como se puede ver en la grafica 8, el porcentaje de cambio en porosidad medida a condiciones de superficie con respecto a presiones iniciales de yacimiento varía entre 3 y 13% de acuerdo con los tipos de roca y su calidad petrofísica.

Grafica 8. Compresibilidad en porosidad, distintas arenas



Determinación de Tipos de Roca: Tres aspectos de vital importancia fueron analizados para el agrupamiento de los diferentes tipos de roca en los yacimientos; el comportamiento petrofísico (relación porosidad-permeabilidad), tamaño de poros y comportamiento de presión capilar (tamaño de poros).

Es importante notar que factores como composición total y composición de la fracción arcilla, son relativamente comunes para todas las muestras analizadas sugiriendo que el comportamiento petrofísico está determinado por la geometría poral. Esto indica que el tamaño de grano, tamaño de poros y gargantas, clasificación de grano y tipo de contacto granular dominarán el comportamiento petrofísico de porosidad, permeabilidad y saturación de agua irreducible.

CARACTERIZACIÓN TEXTURAL Y COMPOSICIONAL DE TIPOS DE ROCA

Muestra Arenas Profundidad: -6937.42 pies.

Poros: 28.4%. k: 410 md.

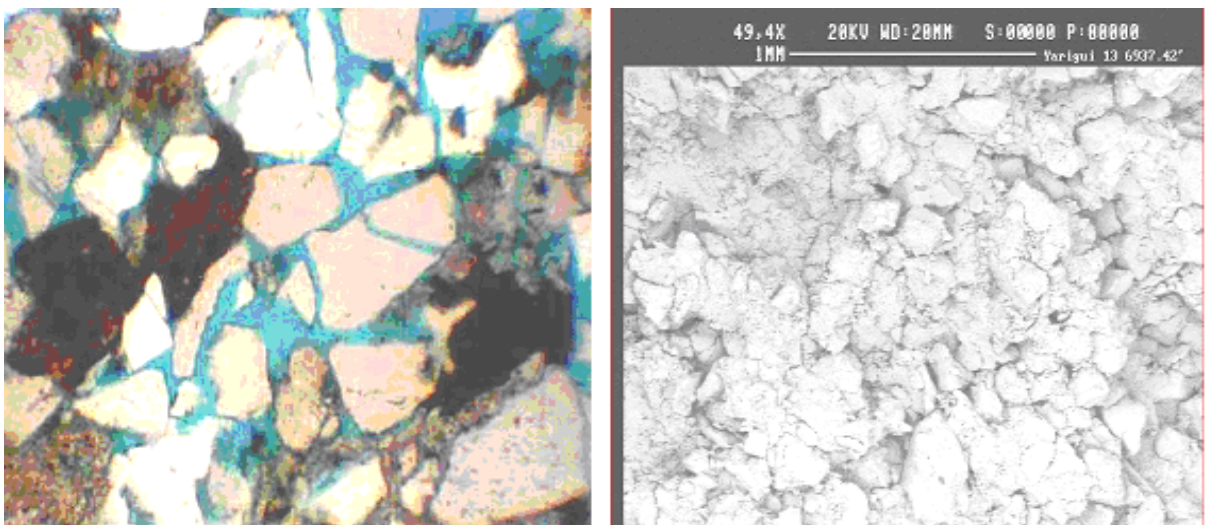
Sección Delgada: Litoarenita Arcósica de grano limo a arena media, con cuarzo monocristalino, cuarzo policristalino, fragmentos líticos, fragmentos líticos arcillosos y fragmentos líticos ígneos. Matriz arcillosa en parches.

Arenisca de apariencia inconsolidada conformada por cuarzo, líticos, algunos arcillosos (arcilla estructural), y feldespatos alterados y fragmentados que aportan parte del material arcilloso que ocasionalmente se aloja entre los intersticios de granos y en algunos poros. También presenta una matriz arcillosa en parches, algo microporosa y fragmentada, constituida por la mezcla de diferentes minerales arcillosos principalmente de tipo caolinítico, dispuesta entre los granos y recubriendo algunos parcialmente. Los poros y canales existentes, la mayoría de ellos despejados, son debidos a la inconsolidación.

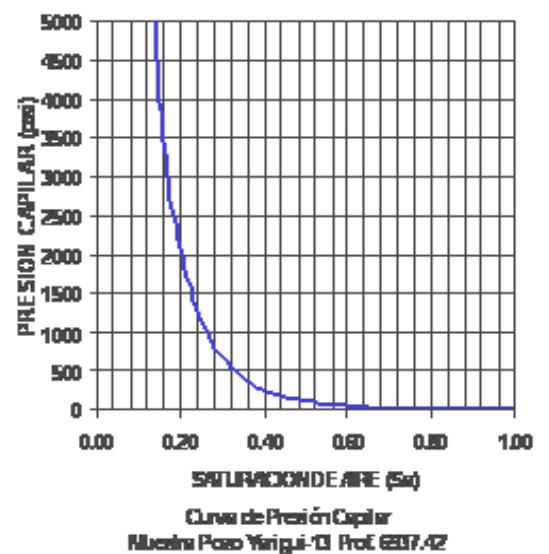
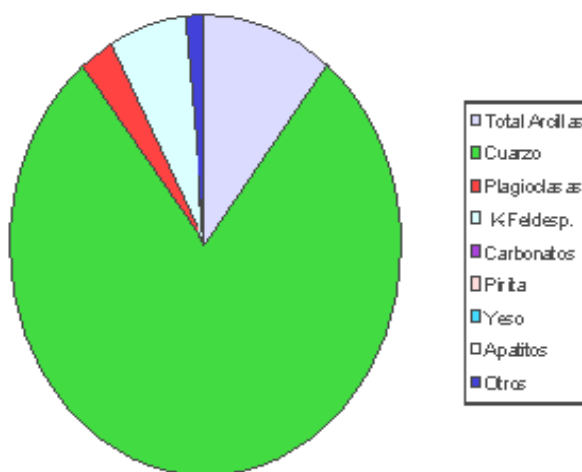
Análisis Granulométrico: Se encontró que el 70 a 50% de los granos son mayores de 53 μ .

Curva De Presión Capilar: Determina una saturación de agua inicial de 20% para este tipo de roca como de puede observar en la grafica 9.

Grafica 9. Caracterización de muestra de Arenas, profundidad: 6937.42 pies



COMPOSICION GENERAL ROCA TOTAL



Interpretación de registros de acuerdo a la disponibilidad de los perfiles eléctricos se establecieron dos grupos de pozos:

- **Pozos grupo I:** Lo conforman aquellos pozos que presentan el perfil de RHOB como herramienta de porosidad; para este grupo no se tuvieron en cuenta los pozos que presentan los perfiles de neutrón y sónico como herramientas de porosidad, debido a la baja correlación que presenta con los datos de porosidad del corazón en el caso del neutrón y a la falta de información de corazones para poder calibrar esta herramienta en el caso del sónico.
- **Pozos grupo II:** Lo conforman aquellos que presentan como mínimo el perfil de potencial espontáneo y alguna herramienta de resistividad (LN, SN, ILD, etc.) y algunos con registros de porosidad (Sónico, Neutrón, Densidad).

Los principales criterios para la estimación de las propiedades petrofísicas y saturaciones de fluidos se resumen a continuación:

Contenido De Arcilla (Vsh): El cálculo de la fracción de arcilla se realizó a partir del perfil de potencial espontáneo normalizado para todos los pozos incluidos en el estudio, ya que este perfil es el que mejor define la litología arena – arcilla.

Los cálculos fueron realizados utilizando las siguientes ecuaciones:

$$ISH = \frac{SPN - SPNcl}{SPNsh - SPNcl} \quad \text{Ecuación 1}$$

$$VSH = 0.083 \times (2.0^{(3.7 \times ISH)} - 1) \quad \text{Ecuación 2}$$

Donde:

ISH:	Índice de arcillosidad, V/V
SPNcl:	Valor del SP normalizado en Arenas, PU
SPNsh:	Valor del SP normalizado en Arcillas, PU
VSH:	Fracción de Arcilla, V/V

Porosidad: El cálculo de porosidad, en los pozos del grupo I se obtuvo a partir del perfil de RHOB, mientras que para el grupo II se obtuvo a partir del perfil SP teniendo en cuenta que en el Campo se presenta una fuerte relación entre el contenido de arcilla de la formación y la porosidad de las Arenas.

Las ecuaciones de porosidad para los pozos del Grupo I son:

$$PHIA = \frac{RHMA - RHOB}{RHMA - RHFL} \quad \text{Ecuación 3}$$

Donde:

PHIA:	Porosidad Total a partir del Densidad, V/V
RHMA:	Valor de Densidad de la matriz, G/CC (2.65 G/CC)
RHOB:	Densidad proveniente del perfil, G/CC
RHFL:	Valor de Densidad del fluido, G/CC (1.00 G/CC)

$$PHIE = PHIA \times (1 - VSH) \quad \text{Ecuación 4}$$

Donde:

PHIE:	Porosidad Efectiva, V/V
PHIA:	Porosidad Total a partir del Densidad, V/V
VSH:	Fracción de Arcilla, V/V

Permeabilidad: Para el cálculo de permeabilidad se estableció la correlación directa entre permeabilidad vs porosidad en un archivo multipozo definido por arenas con base en la información de corazones de los pozos.

Las ecuaciones de permeabilidad utilizadas para el modelo del pozo son:

Para las Arenas

Si PHIE < 17% $KLOG = 0.027963 \times 10^{\langle 14.679 \times PHIE \rangle}$ **Ecuación 5**

Si PHIE > 17% $KLOG = 0.000001 \times 10^{\langle 56.9856 \times PHIE \rangle}$ **Ecuación 6**

Con los siguientes ajustes en los casos donde no se observó buena correlación con la permeabilidad del corazón:

Si PHIE < 17% $KLOG = 0.027963 \times 10^{\langle 14.679 \times PHISP1 \rangle}$ **Ecuación 7**

Si PHIE > 17% $KLOG = 0.000001 \times 10^{\langle 56.9856 \times PHISP1 \rangle}$ **Ecuación 8**

Donde: $PHISP1 = 0.10853288 \times 10^{\langle 0.003636 \times SPN \rangle}$

Saturaciones: Para el cálculo de saturación de agua se utilizó la ecuación de Archie como la de mayor ajuste al campo. El cálculo de saturaciones iniciales se realizó estableciendo una correlación entre la permeabilidad horizontal absoluta proveniente de corazones Vs. saturación de agua irreducible estimada a partir de presión capilar (Swipc).

Determinación del contacto agua aceite original. La determinación de la altura del contacto agua – aceite para los pozos del Campo Real, se basó en la respuesta de los registros eléctricos de resistividad (Ver Tabla 2).

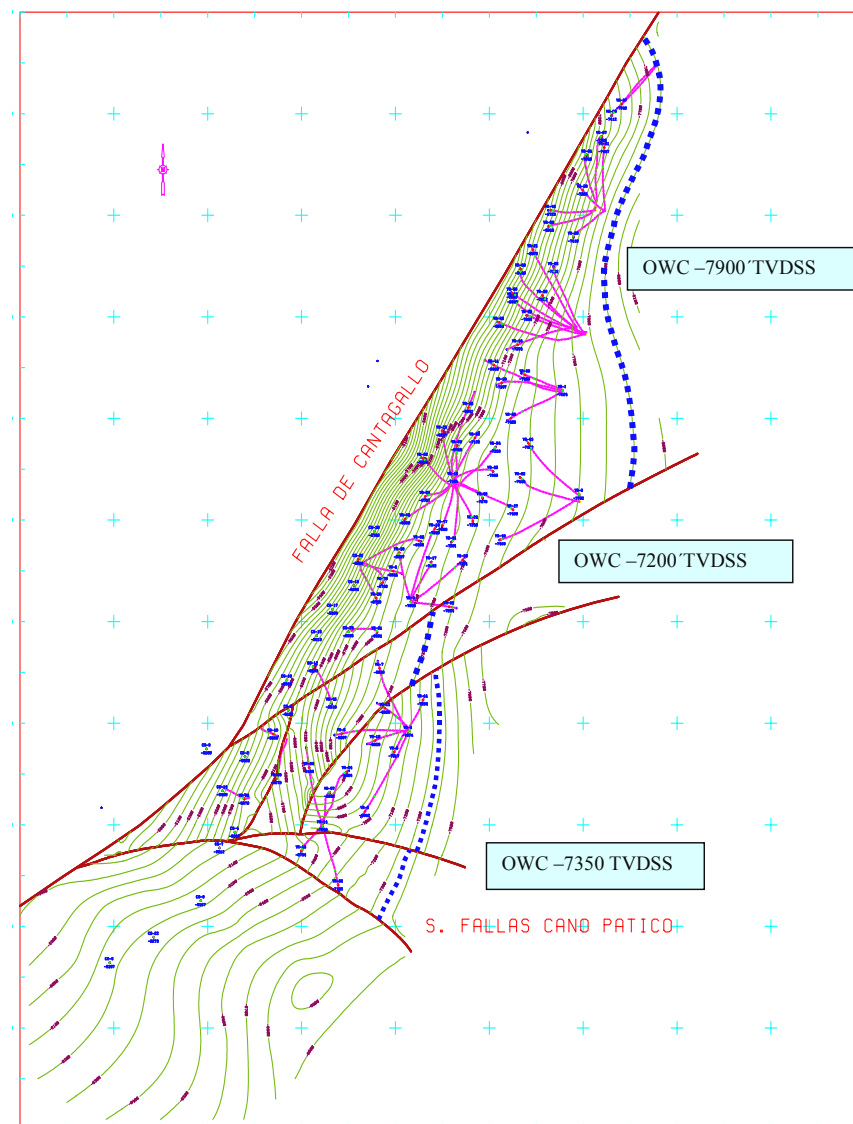
Tabla 2. Contactos agua - aceite originales Campo Real

UNIDAD	BLOQUE	OWC (TVDSS)	POZOS DE REFERENCIA
C2	V- Norte	6660	YR-16, YR-1A
	V- Central	6200	YR-2, YR-19
	III	6200	YR-44
	II	5600	CG-6
	I	5800?	CG-22
C3	V- Norte	6850	YR-67, YR-69
	V- Central	6250	YR-35, YR-36
	V- Sur	6550?	YR-19, YR-24
	IV	6650	YR-14
	IVa	6500	YR-15
	III	6650	YR-7
	II	5760	CG-6
	I	5850	CG-5
C4	V- Norte	7200	YR-37
	V- Central	6950	YR-16, YR-39
	V- Sur	6450	YR-60, YR-19
	IV	6750	YR-6
	IVa	6600	YR-15
	III	6350	YR-45, YR-5
	II	5650	CG-4
C5	V	7400	YR-1, YR-8
	IV	7350	CANTAGALLO
	IVa	6970	CANTAGALLO
	III	6800	YR-5
	II	6050	CG-6
	I	6050	CG-5

En algunos bloques fallados existe más de un solo contacto agua – aceite. La información con la que se cuenta no permite establecer barreras estructurales (fallas) dentro de estos bloques, por lo que se sugiere que debido a la distribución de los flujos canalizados existen barreras de permeabilidad de tipo estratigráfico.

La Grafica 10 muestra un mapa estructural del campo al tope de las arenas con los contactos determinados en cada bloque.

Grafica 10. Distribucion de contactos agua-aceite originales en las arenas



CARACTERIZACIÓN DE FLUIDOS

Petróleo

Pruebas PVT para el análisis del comportamiento de las principales propiedades de los fluidos, se contó con la información de cinco (5) estudios de PVT tomados al inicio de la explotación del campo, y de un PVT realizado posteriormente, como se muestra en la Tabla 3. Con base en esta información se determinó el PVT representativo para las arenas CG y las propiedades promedios (Tabla 4).

Las propiedades definidas para Arenas CG amarrado a las presiones iniciales de yacimiento estimadas, nos indican que este yacimiento estaba inicialmente subsaturado y permite clasificarlo como un yacimiento de aceite negro de acuerdo con los criterios expuestos por McCain Jr., para clasificar los diferentes tipos de crudo que se pueden encontrar en un yacimiento.

Tabla 3. PVT tomados en el Campo Real

POZO	ZONA PRODUCTORA (S)	FECHA CAÑONEO	FECHA MUESTREO
YR 2A	CG	19-Agosto-54	22-Abril-55
CG-10	C	16-Junio-56	19-Junio-56
CG-13	CG	21-October-52	13-Diciembre-52
CG-15	CG	17-Julio-53	28-Septiembre-53
YR-26	C-CG	2-Septiembre-59	8-Septiembre-59
CG-12	C-CG	14-Septiembre-49	01-Enero-1986

Tabla 4. Propiedades de fluidos de los yacimientos del Campo Real

PROPIEDAD	ARENAS CG al datum de (-7000 s.s)	ARENAS C	ACEITE
		(a - 5214 s.s)	NEGRO (McCain Jr.)
Presión de Saturación Ps (psi)	3015	2526	-
Temperatura de Yacimiento Ty (°F)	138.6	127.8	-
Factor Volumétrico del petróleo a Ps & Ty (RB/STB)	1.1204	1.1164	< 2.0
Factor Volumétrico del gas a Ps & Ty (RB/STB)	0.004724	-	-
Ralación Gas-Aceite (Rs) a Ps & Ty (SCF/STB)	299	225	< 1750
Viscosidad del Petróleo a Ps & Ty (cps)	10	31.5?	-
Viscosidad del gas a Ps & Ty (cps)	0.0198		
Color	Oscuro	Oscuro	Oscuro
Gravedad específica del gas	0.63025	0.6610	-
Gravedad específica del aceite	0.93100	0.9325	-
Gravedad API (°api)	20.5	20.2	< 40
Fracción molar C7+ (%)	52.4	56.4	> 20

Un estudio de Geoquímica titulado “Continuidad de Reservoirio Real” el cual fue realizado en 1998 y sus resultados se resumen a continuación.

- Se analizaron geoquímicamente cuarenta y dos (42) muestras de petróleo del Campo indicando que todas ellas provienen de la misma roca fuente marina (Formación La Luna – Cretáceo Superior).

- Las 42 muestras analizadas corresponden a aceites moderadamente pesados con °API entre 11.6 - 21.7. Estas gravedades API se reflejan en la composición del aceite (saturados = 29.1 -33.8%, aromáticos = 41.3 - 46.7% y NSO + asfáltenos = 20.5 - 29.4%), con bajas relaciones saturados/aromáticos (0.65 - 0.83) y altos contenidos de compuestos NSO más asfáltenos.

Agua

Las aguas de formación del campo también presentan características variables en su composición, dependiendo del bloque y de la zona productora.

En la Tabla 5 se muestran los resultados del análisis fisicoquímico.

Tabla 5. Análisis fisicoquímico del agua producida

PARÁMETROS	ENTRADA	POZOS: ARENA		
	API	YR – 43:CG	YR – 64:CG	YR – 57:CG
Ph / °C	6.6 / 42 7.7 / 37	6.5 / 34.4 7.7 / 35.7	6.7/31.6	7.4/
Grav espec @ 60° F.	1,0190	1,0211		
Conductiv @ 26°C (mmhos/cm)	35 - 43	37 - 40		
Resistiv @ °C ó °F(Ohm-m)	0,260/26°C	0,25/°C	-	0.23/75°F
Salinidad (NaCl) (mg/l)	30.000	30.000	37000	
Alcalinidad F (mg/l CaCO3)	-	-		
Alcalinidad M (mg/l CaCO3)	-	-	160	800
Hidroxidos (mg/l OH-)	-	-		
Dureza total (mg/l CaCO3)	-	-	4500	2800
Dureza Ca (mg/l CaCO3)	-	-	3500	1700

Dureza Mg (mg/l MgCO ₃)	-	-	1000	1100
Turbidez (UTN)	38-60	5-30		
Na ⁺ (mg/l)	10500	10500		
K ⁺ (mg/l)	60,0	50-70		
Ca ⁺⁺ (mg/l)	500-660	550-600	1400	680
Mg ⁺⁺ (mg/l)	100,0	80-100	243	267
Ba ⁺⁺ (mg/l)	50 - 60	50 - 60		
Sr ⁺⁺ (mg/l)	60,0	63,0		
Fe total (mg/l)	1 - 5	0.7 - 6	0.2	8.6
SiO ₂ (mg/l)	24-30	25,0		
Cl ⁻ (mg/l)	17.500	17.000		
Sulfatos SO ₄ ⁼ (mg/l)	0.0 -3.2	0.0 - 2.0	12.3	15.2
Bicarbonatos HCO ₃ ⁻ (mg/l)	190	140 - 180	329.4	976
Carbonatos CO ₃ ⁼ (mg/l)	0,0	0,0		
Sólidos totales (mg/l)	30.000	30.000		
Sólidos disueltos (mg/l)	29.000	28.500		
Sol. suspendidos (mg/l)	400-1700	300-1.200		
CO ₂ (mg/l)	10 - 20	10 - 20		
S= (mg/l)	N.D	N.D.		
Fe ⁺⁺ (mg/l)	0.25-4.5	0.15 - 3.5		

N.A: No Analizado

N.D: No detectado

RIESGO Y CONTRATACIÓN

Estimativo de reservas originales en el yacimiento: De acuerdo con estudios anteriores, contienen 34.2 Mbbls de petróleo original, cifra que se deberá tener en cuenta a la hora de definir los factores de recobro para el campo y las estrategias de explotación.

Estimativo de aceite original: Como se aprecia en la Tabla 6, las reservas analizadas presentan tan solo 22.08 millones de barriles (ST) equivalentes de desviación estándar, con una media de 3510.04 MSTBL equivalentes.

Tabla 6. Análisis estadístico del volumen poroso total (sobre el OWC)

ANALISIS DE INCETIDUMBRE VOLUMETRICA	
REALIZACION	VOLUMEN SOBRE 7900 SS (Bloque V)
	MSTBIs
DETERMINISTICA	3553,3
ESTOCASTICA 1	3491,59
ESTOCASTICA 2	3504,73
ESTOCASTICA 3	3488,45
ESTOCASTICA 4	3506,18
ESTOCASTICA 5	3522,71
ESTOCASTICA 6	3503,36
Sensibilidad Volumétrica Bloque V (sobre 7900 ss)	
Media	3510,045714
Error típico	8,346948361
Mediana	3504,73
Desviación estándar	22,08394957
Varianza de la muestra	487,7008286
Curtosis	2,1785468
Coefficiente de asimetría	1,431848596
Rango	64,85
Mínimo	3488,45
Máximo	3553,3
Suma	24570,32
Cuenta	7
Mayor (1)	3553,3
Menor(1)	3488,45
Nivel de confianza (95.0%)	20,4242618

Para el cálculo de OOIP en las arenas, se utilizó la información de contactos por bloque, una saturación de agua inicial promedio de 22%, y un factor volumétrico de 1.14 RB/STB.

Análisis de producción:

En esta fase del estudio, se describe y hace un análisis de lo que ha sido el comportamiento histórico de producción de los yacimientos del Campo desde su descubrimiento hasta diciembre de 2000.

El principal objetivo del análisis, es identificar oportunidades para incrementar producción. Para lograr este objetivo, se reinterpretó y reconstruyó la historia de presiones del campo; se actualizaron los reportes de operaciones y estados mecánicos por pozo.

Mecanismos de producción:

El comportamiento de producción de los yacimientos y el análisis de declinación, permite establecer que el mecanismo de producción predominante es el de expansión del gas en solución.

Si bien, en el bloque no ha habido variaciones considerables en las relaciones gas – aceite, tampoco ha habido intrusión de agua que indique lo contrario, pues los cortes históricos agua han sido menores del 30%.

La producción, se ha visto afectada por continuos problemas de arenamiento, aun estando empaquetados los pozos, lo cual es un indicativo del grado de inconsolidación de estas arenas.

Pronósticos de producción y reservas:

En la Tabla 7 se muestra la información de productividad y declinación para cada tipo de arena.

Tabla 7. Productividad y declinación para cada tipo de arena

COMPLETAMIENTO ARENAS	PRODUCTIVIDAD (BLS/PIE)	DECLINACIÓN (M.n.)
CG	0.57	0.57
CG inic. y luego C & CG	1.27	1.27
B & C	0.57	0.57

ANÁLISIS DE RESERVAS

En esta fase del estudio se hace un balance de las reservas estimadas durante su desarrollo.

Reservas Probadas Desarrolladas (Rpd):

Son las reservas de aceite o gas producibles por los mecanismos de producción primarios existentes en los yacimientos, con la infraestructura de pozos actual (pozos activos) y fueron calculadas en este estudio en la fase de análisis de producción. Los resultados se presentan en la Tabla 8.

Tabla 8. RPD de petróleo, Arenas Campo Real

ARENA/BLOQUE	RESERVAS DE PETROLEO (MMBIs)		
	PRODUCIDAS	RECOBRO	RPD
	HASTA DIC./01	ULTIMO (EUR)	REMANENTES
ARENAS CG			
1	0,00	0,00	0,00
2	5,06	5,08	0,03
3	1,73	1,79	0,07
4	17,03	17,74	0,70
5	115,38	137,96	22,59
TOTAL CG	139,19	162,57	23,38
ARENAS C			
1	0,13	0,13	0,00
2	0,94	1,38	0,44
3	0,36	0,59	0,23
4	2,87	3,12	0,24
5	15,25	18,94	3,69
TOTAL C	19,56	24,16	4,60
ARENAS B			
1	0,58	0,58	0,00
2	0,00	0,00	0,00
3	0,00	0,00	0,00
4	0,00	0,00	0,00
5	0,37	0,38	0,02
TOTAL B	0,94	0,96	0,02
TOTAL CAMPO	159,70	187,70	28,00

Reservas Probadas No-Desarrolladas (Rpnd): Son las reservas producibles mediante la Optimización de producción Workovers y Optimización sistema de levantamiento artificial. Apoyada en la información de la Tabla 9.

Tabla 9. RNPP de petróleo y gas, Campo Real

YACIMIENTO	RESERVAS (MBLS)		
	ESCENARIO MÍNIMO (P90)	ESCENARIO PROBABLE (P50)	ESCENARIO MÁXIMO (P10)
ARENAS B	1.1	1.5	1.9
ARENAS C	9.4	13.5	17.6
ARENAS CG	6.5	10	15.5
TOTAL CAÑONEO	17	25	35
ARENAS B	-	-	-
ARENAS C	1.99	2.12	2.25
ARENAS CG	2.43	2.60	2.77
TOTAL REACTIVACIÓN	4.42	4.72	5.02
ARENAS B	-	-	-
ARENAS C	0.51	0.55	0.59
ARENAS CG	2.91	3.10	3.31
TOTAL OPTIMIZAC LEVANT ARTIFIC	3.42	3.65	3.90
ARENAS B	1.1	1.5	1.9
ARENAS C	3.7	6.2	9.7
ARENAS CG	0.8	1.6	3.3
TOTAL "INFILL"	4.5	7.8	13
TOTAL CAMPO	29.3	41.2	56.9

Reservas No Probadas Probables (Rnpp): Son las reservas no producibles por los mecanismos de producción primarios existentes en el yacimiento, que podrían producirse mediante un proceso de inyección de agua, los resultados se muestran en la Tabla 10.

Tabla 10. RNPP de petróleo y gas, Campo Real

YACIMIENTO	RESERVAS (MBLS)
Arenas CG	12.0
Total Piloto	12.0

Reservas No Probadas Posibles (Rnpp): Son las reservas estimadas en las áreas adyacentes al campo, las cuales con base en una revisión preliminar se estimaron con un potencial petrolífero de 50 MBls.

¿Por que invertir en Colombia?

La industria petrolera colombiana ha sido en los últimos años el motor de la economía del país. El petróleo es el primer producto de exportación con el 28% del total de las exportaciones y el principal contribuyente a las finanzas del Estado.

El potencial petrolífero (crudo y gas natural) de Colombia se estima en más de 37.000 millones de barriles de petróleo, distribuidos en 18 cuencas sedimentarias que abarcan un área de 1.036.400 Km². Alrededor del 89% de esa área sedimentaria se encuentra disponible para adelantar trabajos de exploración y explotación de petróleo y gas natural.

Las cuencas de mayor actividad exploratoria son las de los valles Superior y Medio del Magdalena, Catatumbo, La Guajira, Cordillera Oriental, Putumayo y Llanos Orientales. Asimismo, se han descubierto cerca de 7.200 millones de barriles de petróleo y unos 12 terapiés cúbicos de gas, de los cuales 50% está en campos costa afuera de la costa Caribe.

Las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en Colombia son realizadas por la Empresa Colombiana de Petróleos, ECOPETROL, ya sea de manera directa o mediante contratos con compañías públicas o privadas, nacionales o extranjeras.

La prioridad del gobierno nacional en materia de hidrocarburos es el descubrimiento de nuevas reservas de crudo que permitan mantener a futuro la autosuficiencia energética del país, para lo cual desde el año 1999 se impulsaron una serie de reformas de política petrolera (contractuales, fiscales y regalías), que han permitido la firma de diversos contratos de asociación y reactivación de la actividad exploratoria en Colombia.

La adjudicación de las áreas en el país para adelantar labores de exploración para la búsqueda de hidrocarburos por particulares se realiza mediante dos procesos:

- La adjudicación de áreas permanentemente disponibles, bajo el modelo de contrato de asociación vigente, el cual consiste en un proceso de contratación directa bajo el criterio “first come-first served”.
- Las áreas disponibles para adjudicación mediante licitación o concurso.

LA ECONOMÍA COLOMBIANA

Con una economía estable y diversificada, Colombia ha disfrutado del más consistente crecimiento de toda América Latina durante varias décadas (Ver Graficas 11 a 15). El producto interno bruto (PIB) ha crecido durante los últimos 25 años y a diferencia de otros países del hemisferio, no ha dejado de pagar ninguna de sus deudas contraídas. Desde 1990, ha implementado programas de profundas reformas para abrir su economía al comercio exterior y a las inversiones extranjeras.

El crecimiento del PIB ha alcanzado una media superior al 4% anual y se ha mantenido en años recientes por la expansión del sector de la construcción, de los servicios financieros y la llegada de capital del exterior. En 2004, los resultados económicos fueron positivos, la economía colombiana creció 4,1% en comparación con el año 2003.

La economía ha mostrado un importante repunte gracias a una recuperación de la demanda externa e interna y una favorable dinámica de los principales sectores de la economía. La inflación se mantuvo en niveles moderados (5,5%).

Colombia se beneficia de los siguientes esquemas preferenciales:

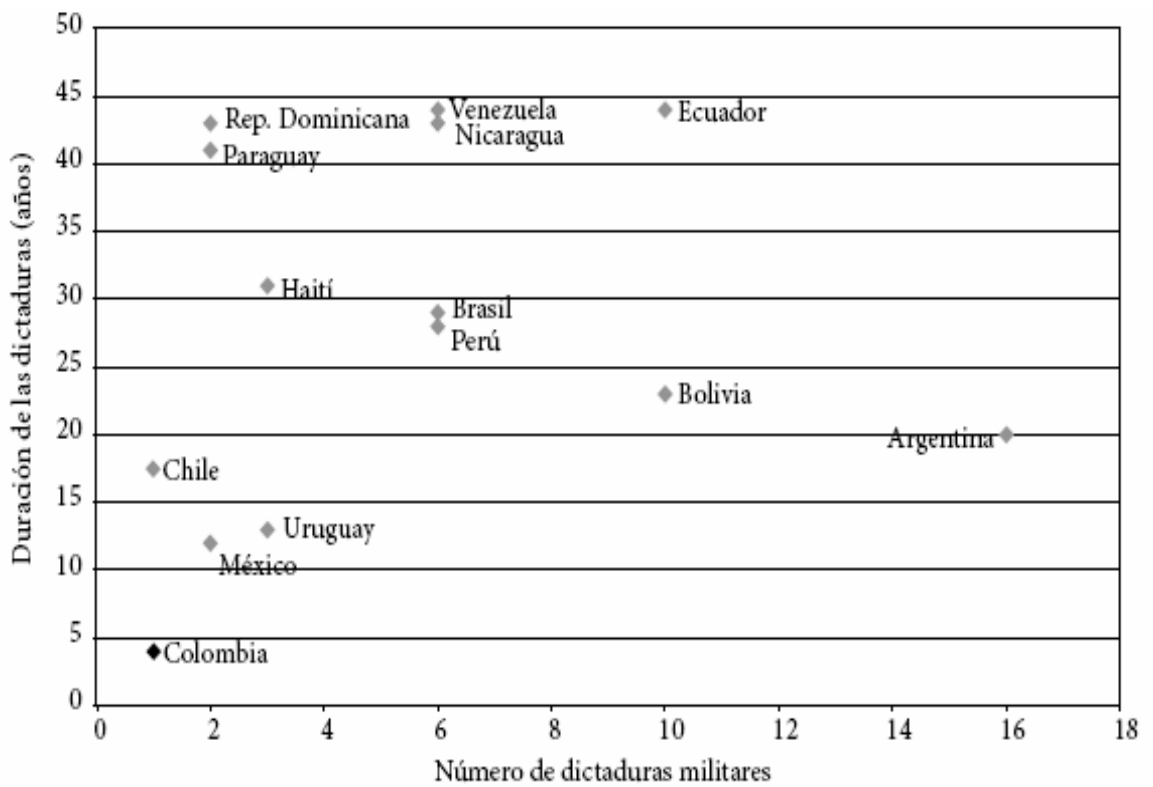
- Preferencias Arancelarias con Estados Unidos.
- Andean Trade Preference Act- ATPA - o Ley de Preferencias Arancelarias Andinas.
- Preferencias Arancelarias con Unión Europea.

Además tiene suscrito acuerdos comerciales con los siguientes países y grupos económicos:

- MERCOSUR - Comunidad Andina.
- Relaciones CARICOM – Colombia.
- Colombia - CAN – Brasil.
- Colombia - CAN – Argentina.

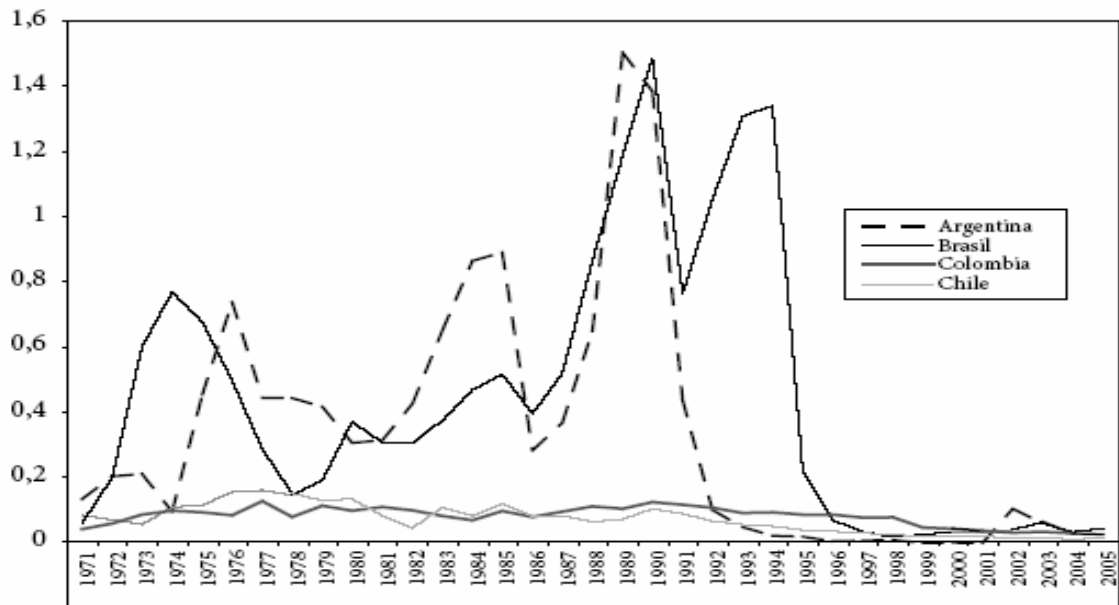
- Colombia – Chile.
- Colombia – Cuba.
- TLC Colombia – Estados Unidos.

Gráfica 11. Número y duración de las dictaduras militares en América Latina desde 1900



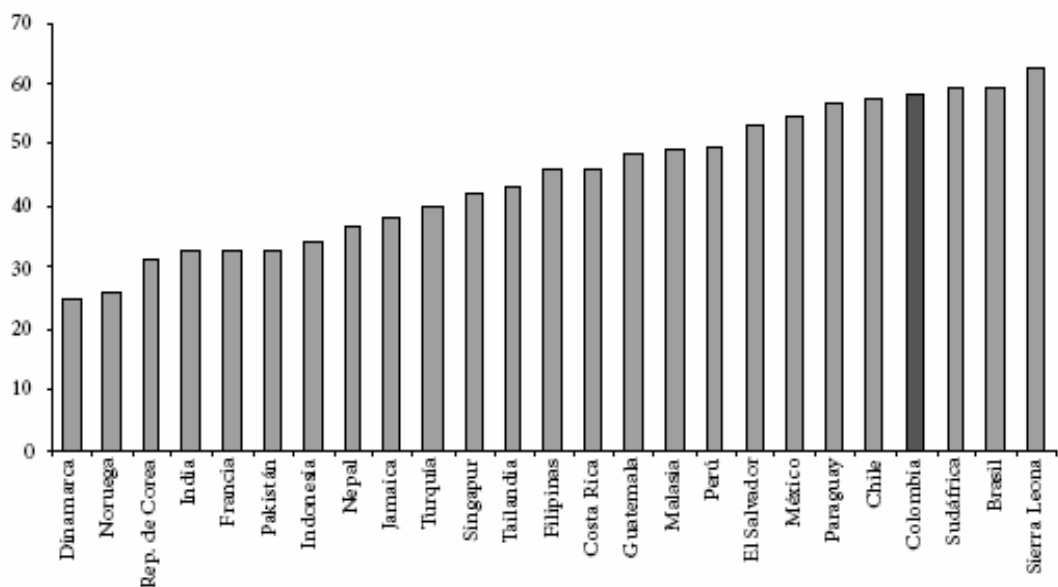
Fuente: Howard Wiarda y Harvey Kline (1996). Cálculos y actualización: DNP-DIS, 2004.

Gráfica 12. Inflación cuatro países (1971-2005)



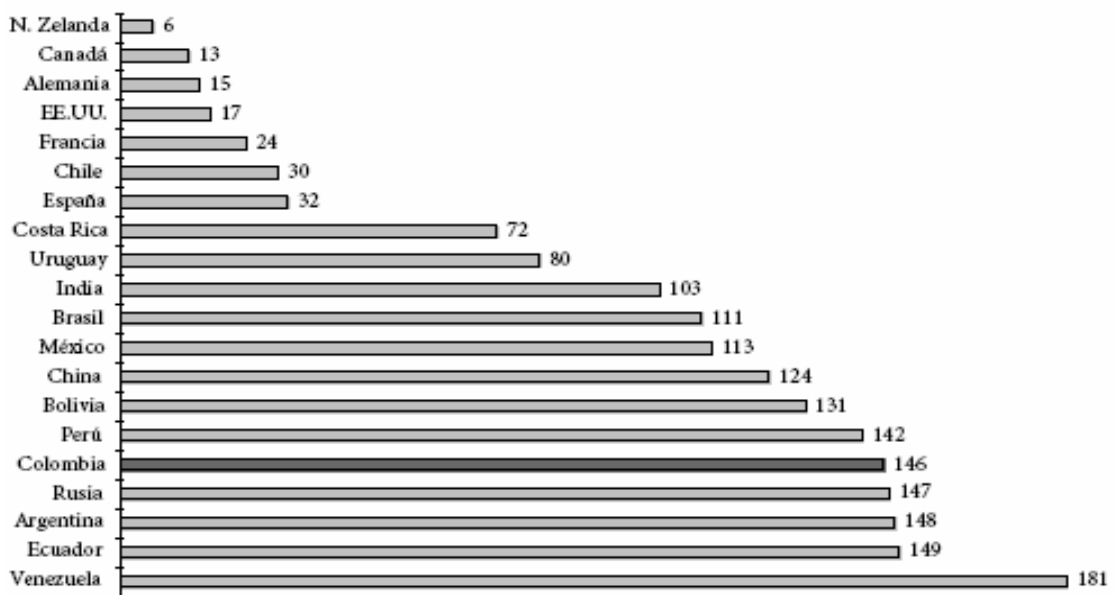
Fuente: Datos Banco Mundial (2005).

Gráfica 13. Niveles de desigualdad en los ingresos entre los países en desarrollo medidos a través del coeficiente de Gini (1992-2004)



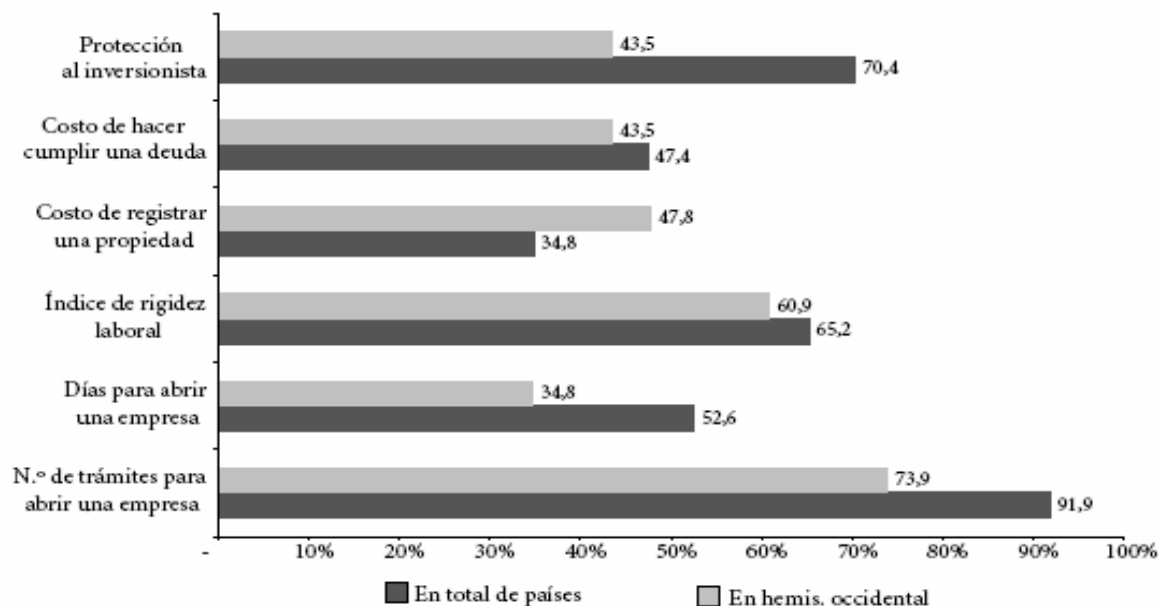
Fuente: Informes de Desarrollo Humano, 2003-2004.

Gráfica 14. Imperio de la ley



Fuente: Cálculo DEPP-DNP, datos Instituto del Banco Mundial (2005).

Gráfica 15. Porcentaje de países en mejor situación que Colombia



Fuente: Banco Mundial 2005

CONTRATACIÓN

¿Puede una compañía petrolera internacional operar directamente en Colombia?

La ley Colombiana requiere que todas las compañías extranjeras operando permanentemente en Colombia establezcan una sucursal que cumpla con los procedimientos requeridos por el Código de Comercio; además siendo un negocio permanente relacionado a la industria del petróleo debe ser reconocido a través de una resolución del ejecutivo, como lo dicta en el código del petróleo.

¿Es necesario tener una sucursal en Colombia cuando se aplica a los contratos con la ANH?

No. La compañía internacional interesada en ciertas áreas no debe establecer una sucursal durante los procesos preliminares. Es suficiente proveer a la agencia con la evidencia apropiada de incorporación de acuerdo a las leyes de origen los poderes de los representantes, todo debidamente legalizado por su representante o una certificación consular.

¿Es necesario tener una sucursal en Colombia para ejecutar y desarrollar un contrato con la ANH?

La compañía puede ejecutar el contrato con la ANH mientras la sucursal esta en proceso, sin embargo, dicha sucursal debe ser establecida dentro los 60 días calendario seguidos a la ejecución del contrato.

¿Hay alguna restricción sobre el número de nacionales colombianos que representaran la nueva sucursal?

No. Cada compañía es libre de seleccionar el número de colombianos en su sucursal, como ellos consideren apropiados. Sin embargo, es recomendable que alguno de sus representantes tenga residencia permanente en Colombia para mantener un control directo de las operaciones diarias.

¿Hay alguna limitación en el capital inicial destinado para la sucursal en Colombia?

No. Las regulaciones para capitales extranjeros no establecen ni un mínimo ni un máximo de inversión.

¿Esta sujeta la inversión de capital extranjero a un protocolo o procedimiento?

Si. Un procedimiento simple debe ser seguido. Todas las inversiones extranjeras deben canalizarse a través de instituciones financieras autorizadas simplemente por medio de la (declaración de cambio) y registró con el banco de la republica. Este procedimiento aplica a la inversión inicial y a cualquier inversión adicional.

¿Puede la compañía internacional repatriar sus ganancias y sus inversiones en Colombia?

Si. Las ganancias y venta de cualquier inversión extranjera que haya sido debidamente registrada pueden ser repatriadas de Colombia siguiendo el sistema de control de intercambio de la inversión de la industria petrolera. Todos los inversionistas pueden buscar un consejero legal para impuestos y planeación para el control de intercambios.

¿Existe un sistema de impuesto especial aplicable a la industria petrolera?

Las compañías petroleras sin importar la nacionalidad están sujetas al sistema de impuestos generales con ciertas particularidades en la amortización de sus inversiones, costos y gastos incurridos antes de que la producción empiece y el ingreso sea generado, y el transporte de aceite y gas también.

Todos los inversionistas pueden buscar asesoría legal pertinente.

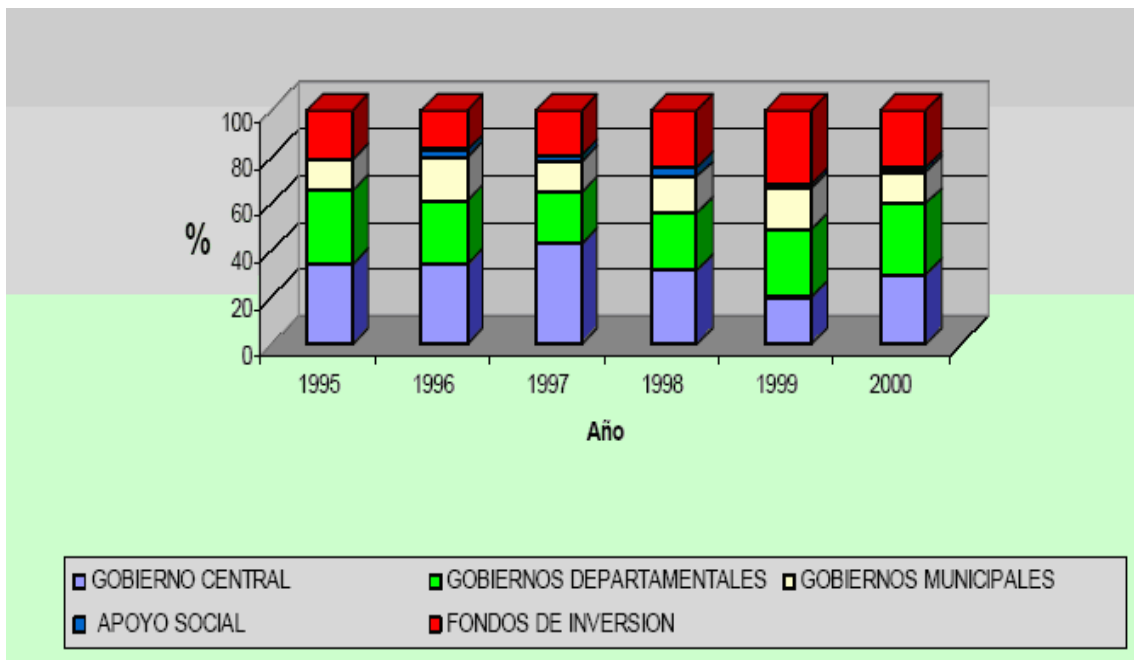
¿Están los costos y gastos incurridos por las compañías petroleras exentos de algunos impuestos?

Si. El sistema de impuestos de Colombia esta basado en la ganancia, costos y gastos relacionados directamente a las ganancias generando actividades que son deducibles al impuesto de retención en la fuente si una apropiada contabilidad ha sido llevada.

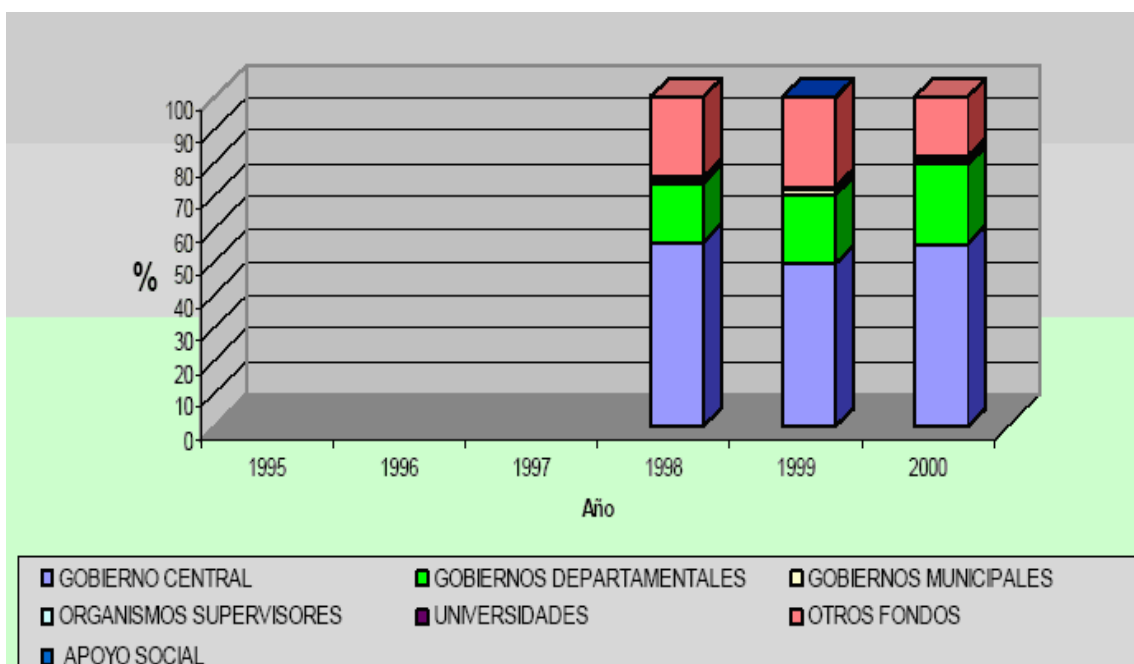
COMPARACIÓN DE DISTRIBUCIÓN DE RENTAS EN COLOMBIA FRENTE A PAÍSES ANDINOS

Ver comparaciones con otros países de la Región Andina Graficas 16 a 18.

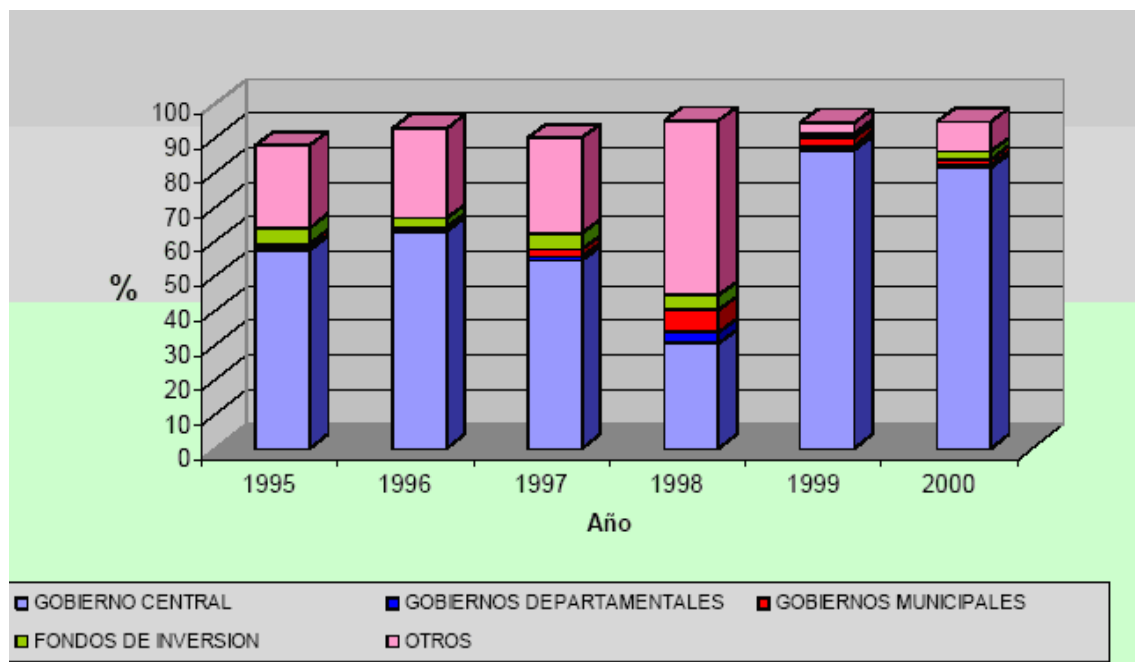
Grafica 16. Distribución de rentas Colombia



Grafica 17. Distribución de rentas Bolivia



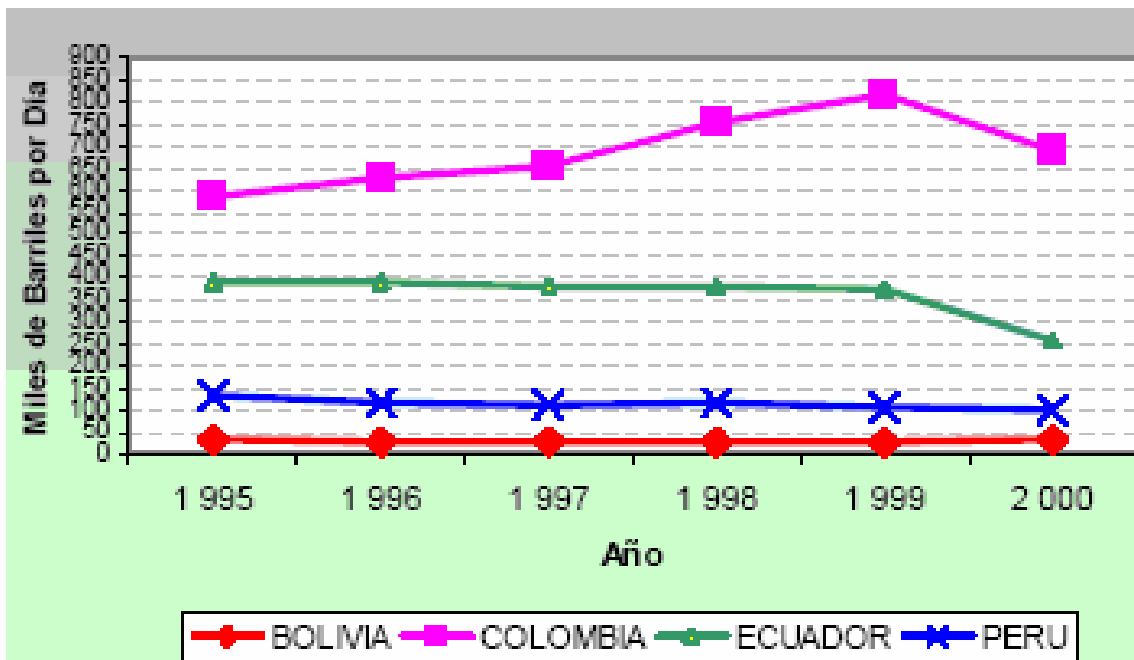
Grafica 18. Distribución de Rentas Ecuador



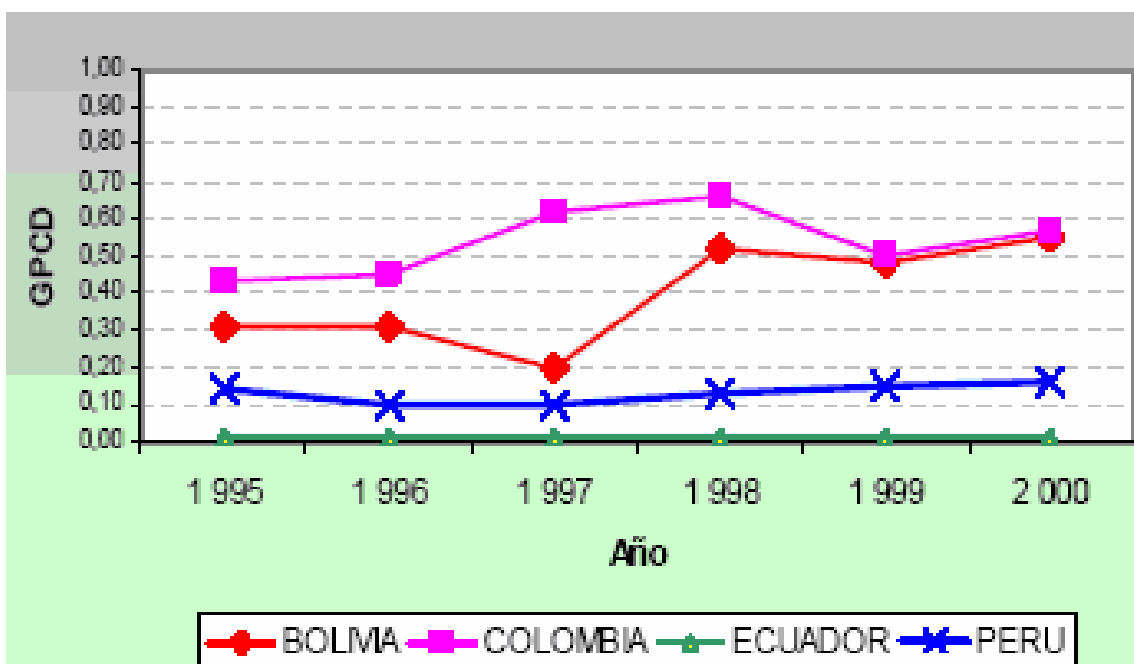
**COMPARACIÓN DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS EN COLOMBIA
FRENTE A PAÍSES ANDINOS**

Ver comparaciones con otros países de la Región Andina Graficas 19 a 20.

Grafica 19. Producción de petróleo crudo



Grafica 20. Producción de gas natural



AMBIENTAL

Descripción del ámbito de actividad:

En el siglo XXI, entre el 50 y el 70% de la creciente demanda global de energía será cubierta por dos fuentes de energía: petróleo y gas natural. Se calcula que la demanda de petróleo será mayor que la de gas natural, con una relación de 2:1 ó 2:1,5. Dada la importancia de estas dos fuentes de energía, los proyectos de desarrollo del sector y las actividades de explotación en países con yacimientos importantes tendrán efectos ambientales considerables.

La explotación de petróleo y gas natural tiene efectos ambientales específicos que dependen de la ubicación de los yacimientos y de los pasos técnicos requeridos para extraer los productos brutos. La exploración, tanto submarina como en tierra firme, se basa fundamentalmente en la geofísica y en sondeos de prospección, incluyendo una fase de prueba en caso de perforación positiva. La exploración no requiere prácticamente infraestructura.

Impacto ambiental y medidas de protección:

La exploración se define como la prospección y el reconocimiento científico de yacimientos de materias primas. Esta fase incluye:

- Estudios cartográficos.
- Estudios geofísicos.
- Sondeos de exploración.

La exploración de yacimientos de petróleo y gas natural en tierra firme se basa en el trazado de mapas fototopográficos de zonas extensas. En muchas regiones del mundo, basta analizar la superficie del terreno con ayuda de estos mapas para identificar yacimientos explotables. La prospección geológica y geoquímica son los pasos siguientes de la exploración. Para confirmar los resultados de las exploraciones geológicas, geofísicas y geoquímicas realizadas desde la superficie, es necesario efectuar sondeos de prospección, incluidas diagráfías y análisis de probetas y detritos obtenidos en la perforación.

En términos generales, se puede decir que el impacto ambiental de la exploración es moderado; no obstante, las perforaciones realizadas en esta fase en algunos casos con llevan trastornos y riesgos considerables.

Aspectos ecológicos:

Los trabajos cartográficos iniciales no suponen un impacto ambiental directo, gracias a las modernas técnicas de fotografía aérea. Los efectos ambientales resultantes de la prospección geofísica, en cambio, se perciben durante períodos que van desde varios meses hasta varios años. Los efectos dependen en cierta medida del método empleado, pudiéndose distinguir entre la gravimetría y las mediciones magnéticas (realizadas en su mayoría desde el aire), por una parte, y los estudios sismográficos, por otra. Estos últimos permiten al geofísico detectar los límites entre los distintos estratos geológicos en profundidades de hasta varios miles de metros, mediante la reflexión de ondas de presión. La prospección sísmica, además de ser la técnica más difundida, es la que más afecta al medio ambiente.

Aunque las perturbaciones persistan tan solo durante poco tiempo, será preciso limitar su impacto ambiental. Los equipos de agrimensores geofísicos, por ejemplo, viven en zonas retiradas durante períodos más o menos prolongados, en

campamentos relativamente autosuficientes. Dependiendo de las condiciones ecológicas, puede ser conveniente utilizar únicamente vías fluviales o aéreas para el acceso y el transporte. Al viajar por tierra, es imprescindible hacer desvíos si las condiciones ecológicas lo exigen. En el caso de la prospección sísmica por voladuras, la magnitud de las detonaciones empleadas para generar impulsos de presión debe regularse aplicando tecnologías modernas y eficientes. Si las condiciones lo permiten, debe utilizarse el método sísmico vibratorio, por ser menos perjudicial para el medio ambiente. El perfeccionamiento técnico de los aparatos receptores y amplificadores permite captar numerosas y diversas informaciones con impulsos relativamente débiles.

A nivel regional, el impacto más notable sobre la naturaleza y los ecosistemas procede de las perforaciones profundas. A pesar de ello, una prospección basada en el uso consecuente de tecnologías modernas de perforación genera efectos ambientales mucho menores de lo que podrían suponer las personas ajenas al sector. A pesar de la duración limitada de los proyectos de exploración, es sumamente importante evitar los efectos ambientales negativos, o por lo menos reducirlos a un nivel tolerable, mediante una planificación técnica cuidadosa y una política adecuada de inversiones.

Análisis de las caracterizaciones aguas y lodos:

Se tomaran muestras instantáneas de agua y lodos en diez puntos de la zona en estudio. En los resultados de los análisis de aguas se debe detectar la presencia de HAPN (Hidrocarburos Aromáticos Polinucleares), debido a la hidrodinámica de la zona.

Los materiales de sondeo, especialmente el lodo de perforación, deben seleccionarse en función de su moderado impacto ambiental y, en lo posible, reciclarse posteriormente.

Aspectos sociológicos:

Los proyectos de exploración producen importantes modificaciones en el ámbito social del país. Las sociedades autóctonas se ven confrontadas repentinamente con consorcios que operan a nivel mundial y con el uso de conocimientos técnicos avanzados. En vista de que las labores se llevan a cabo necesariamente en la zona del yacimiento, será preciso compensar adecuadamente los intereses divergentes en el lugar del proyecto. El proyecto debe integrarse cuanto antes en la estructura social existente, para lo cual es imprescindible obtener la participación de los diferentes grupos sociales.

Aspectos de salud pública y seguridad laboral:

Por lo general, los temas de sanidad y seguridad laboral conciernen principalmente a los trabajadores de los proyectos de exploración. Para quienes no participan directamente en el proyecto, en cambio, los efectos sanitarios y laborales son poco significativos.

Los asuntos de salud y seguridad laboral se plantean por primera vez en la fase de exploración, en relación con los equipos de agrimensores geofísicos. Estos realizan un trabajo arduo que les impone considerables privaciones, especialmente cuando operan en zonas retiradas. Sus actividades persisten hasta la apertura del pozo de perforación.

En vista de que la mayoría de las actividades son realizadas por personal local asalariado y no calificado, los servicios de asistencia deben ajustarse a la situación específica de dicho personal. Deben ofrecerse programas de atención médica, higiene y seguridad en el trabajo. Asimismo, debe asegurarse la aceptación de las medidas de seguridad en el trabajo, lo cual implica una capacitación preliminar.

El lapso de tiempo entre la exploración y la extracción debe aprovecharse para analizar minuciosamente los efectos ambientales que pueden surgir durante y después de la explotación, tomando como referencia un período normal de explotación (se calculan períodos de 15 a 25 años para campos de petróleo y de 50 a 100 años para campos de gas). Este análisis requiere el levantamiento oportuno de datos específicos sobre el respectivo entorno sociológico, cultural, económico, climático y ecológico, pudiéndose obtener datos ampliamente divergentes en los distintos países. Los resultados del análisis deben integrarse obligatoriamente en la planificación de todo proyecto de extracción de materias.

Para lograr un aprovechamiento racional y económico de las fuentes de energía naturales, debe darse prioridad tanto a la conservación de los recursos como al control de los efectos ambientales. La protección de los recursos de petróleo y gas natural se basa en el uso selectivo de técnicas avanzadas de explotación y en el aprovechamiento eficiente de todo el potencial energético extraído

Relación con otros ámbitos de actividad:

Las distancias largas de transporte limitan la rentabilidad de las exportaciones de gas natural, por lo que muchos países conceden escasa importancia a la extracción de dicho producto. En vista de ello, sería conveniente fomentar la técnica de licuefacción de gas, con miras a obtener un producto que pudiera ser transportado en barcos cisterna, obviando así los problemas actuales en este ámbito. Gracias a su alto rendimiento, el gas natural podría usarse como fuente de energía primaria, sustituyendo otras fuentes energéticas y disminuyendo así el impacto ambiental.

El sector del petróleo y del gas natural tiene relaciones múltiples con otros sectores. Algunos de los más importantes son:

- Ordenación del espacio y planificación regional.
- Planificación energética.
- Abastecimiento de agua.
- Planificación de emplazamientos industriales.
- Construcción de maquinaria, talleres y astilleros.
- Aceites y grasas vegetales.

En los casos pertinentes se ha hecho una referencia directa a los respectivos capítulos y ámbitos de proyecto.

Evaluación sinóptica de la relevancia ambiental:

Las experiencias obtenidas a nivel mundial indican que, con los conocimientos científicos y técnicos disponibles actualmente, la industria extractora de petróleo y gas natural podría orientarse sobre criterios ecológicos. Sin embargo, para que ello ocurra es necesaria una concientización ecológica, basada en la adopción de normas vigentes en los países altamente industrializados.

A fin de reducir al mínimo los riesgos y los efectos ambientales indeseados, el proyecto debe ejecutarse de manera responsable, teniendo en cuenta las posibles consecuencias ecológicas y sociales. Lo más indicado para ello es un sistema de gestión interdisciplinaria, basada en la participación directa de todos los sectores de la población.

ANEXO 3.
RECOMENDACIONES TÉCNICAS PARA UNA BASE INSUFICIENTE DE DATOS

RECOMENDACIÓN GEOQUÍMICA

Quimioestratigrafía:

Es la caracterización de unidades sedimentarias por medio del uso de datos geoquímicos inorgánicos. Dicha caracterización permite la identificación de unidades quimioestratigráficas basada en concentraciones elementales, relaciones o tendencias sistemáticas. Técnica única para las correlaciones que se usa cuando los datos bioestratigráficos son limitados o cuando existen por lo menos dos modelos; también para proveer mejoramiento de la resolución entre marcadores bioestratigráficos y para mejorar el entendimiento de los compartimientos de las cuencas. La quimioestratigrafía se puede usar para cualquier roca de cualquier edad y depositada bajo cualquier ambiente. Es La integración de la geoquímica y la mineralogía.

La geoquímica inorgánica de los sedimentos es muy variable y sensible a los menores cambios de la composición y facies, etc. Sucesiones que parecen ser uniformes pueden demostrar cambios primarios en la química de los minerales constituyentes. Se usa La información petrográfica y las técnicas estadísticas y se usan para correlacionar la información geoquímica a la mineralogía.

Registros geoquímicos: La creación de registros usando ripios y corazones por medición directa de la roca, si registros convencionales no existen o su calidad esta en duda o las condiciones del pozo no permiten el uso de técnicas

convencionales. Para dividir el pozo en claras unidades geoquímicas de roca se usan:

- Rayos gamma.
- Registro de la mineralogía.
- Rastros elementales.
- **Registros geoquímicos:** Calculo de porosidad usando la densidad de grano determinada en el Laboratorio (Registros de Densidad) la densidad del grano generalmente se supone y no se mide directamente.

En el laboratorio, se usan los ripios para obtener valores correctos de la densidad del grano.

Técnicas microbianas: Es un método de exploración directa de detección de hidrocarburos. Provee evidencias de hidrocarburos en las trampas y reservorios presentes en el subsuelo. Los análisis isotópicos y químicos de los hidrocarburos (especialmente de alto peso molecular) informan respecto a la naturaleza y madurez de la roca madre, pero son las técnicas microbianas, métodos indirectos que brindan una información muy precisa sobre la distribución y límites de las anomalías de hidrocarburos en superficie, basados en la presencia de microorganismos que oxidan los hidrocarburos.

La elección de método(s) geoquímico(s) para un programa de exploración depende de la clase de preguntas que uno espera que el método conteste:

1. ¿Cuáles son los objetivos del programa exploratorio: demostrar la presencia de un sistema de petróleo activo en un área de frontera o

resaltar o valorizar un play previamente definido o determinar el tipo de hidrocarburo?

2. ¿Qué otro tipo de datos está actualmente disponible para definir el área de interés (imágenes de satélite, levantamientos aeromagnéticos, de gravedad, de sísmica, etc.)?
3. ¿Qué métodos geoquímicos se han usado previamente en el área de interés o en áreas análogas?
4. ¿Que limitaciones existen en el área en donde se realizará la exploración (nieve, hielo, pantanos, montañas, jungla, desierto, cuenca madura, área remota, limitaciones de presupuesto o personal, etc.)?

Para responder a estas preguntas, las muestras son recolectadas en suelos no disturbados, en distintos ambientes, desde jungla a desierto. Luego de ser deshidratadas y son enviadas a los laboratorios para ser analizadas a fin de detectar la presencia de microbios oxidantes de hidrocarburos. Hay una relación directa y positiva entre la concentración de hidrocarburos livianos en suelos y estas poblaciones de microbios, una relación que es medible y reproducible.

Las muestras son procesadas para identificar la presencia de microbios oxidantes de butano. Las anomalías de microbios dependientes del butano han probado ser indicadores confiables de presencia de petróleo y gas en el subsuelo. Algunas técnicas descritas a continuación.

Microbial Oil Survey Technique (MOST): Esta técnica se basa en que las microfugas de hidrocarburos influyen a la población microbiana sobre un reservorio, particularmente a la población dependiente de compuestos termogénicos (butano). Cuando los gases ingresan al suelo, se inicia una

respuesta microbiana medible y reproducible debido a la presencia de estos compuestos microfugados.

Relevamientos de reconocimiento:

- Resaltar el potencial hidrocarburífero de concesiones y prospectos.
- Evaluar áreas donde la sísmica no es efectiva en la representación del subsuelo (por coladas basálticas en superficie, etc.).
- Resaltar el potencial hidrocarburífero de cuencas, plays o prospectos, previo a una concesión o sísmica.
- Generación y evaluación de prospectos. Aplicable en trampas estructurales y estratigráficas.

La Gráfica 1 muestra las anomalías de microbios dependientes del butano han probado ser indicadores confiables de presencia de petróleo y gas en el subsuelo, a 20 cm de profundidad.

Gráfica 1. Extracción de muestra de suelo para análisis microbiológico



Microbial Reservoir Characterization (MRC): Es una modificación interpretativa de la tecnología MOST. La hipótesis de MRC asume que el patrón de población de los microbios oxidantes de butano ubicada en la superficie puede ser directamente relacionada con los cambios de régimen de presión en el reservorio y con los patrones de fluidos extraídos.

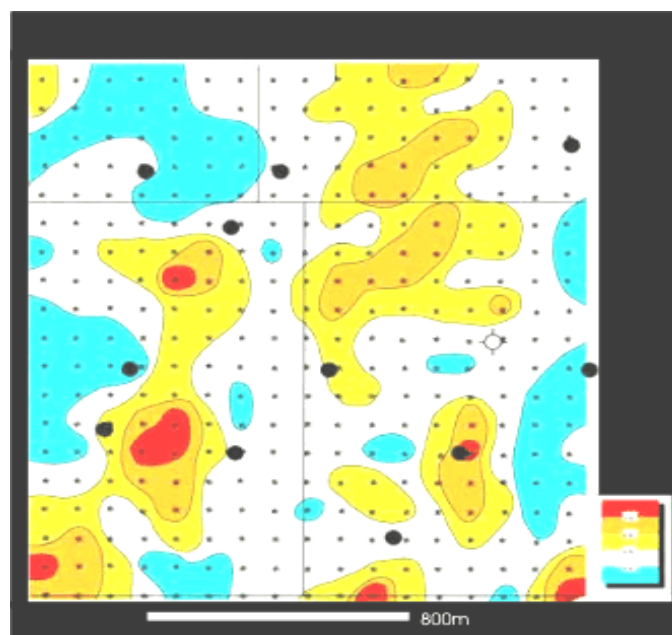
Permite la identificación de:

- Límites de yacimiento.
- Frentes de flujo.
- Barreras de inyección de agua.
- Fallas.
- Heterogeneidades del reservorio.
- Monitoreo del drenaje en tiempo.
- Ubicación de zonas no punzadas.
- Ubicación de pozos de avanzada.
- Ubicación de pozos de desarrollo.
- Discriminación de hidrocarburos biogénicos y termogénicos.
- Madurez térmica de los hidrocarburos migrados.

- Naturaleza de los hidrocarburos migrados (petróleo, gas y condensado).
- Correlación de los hidrocarburos cercanos a la superficie con los hidrocarburos en el reservorio.
- Datos de fugas en tiempos geológicos.

Cuando un pozo entra en producción, la impulsión cambia de una migración vertical por la fuerza de flotabilidad a flujos horizontales de gas, debido a la declinación de la presión alrededor del pozo. Cuando esto ocurre, la intensidad de las microfugas cambia y las poblaciones microbianas declinan rápidamente. Estos cambios en los mecanismos de flujo y en las densidades de las poblaciones de microbios pueden ser utilizados para definir las direcciones de drenaje del reservorio, radios y heterogeneidades alrededor de los pozos. Inversamente, en áreas donde el reservorio es represurizado, las microfugas son restablecidas, como se muestra en la Gráfica 2.

Gráfica 2. Distribución microbiana de la zona



En yacimientos en producción, las áreas con elevadas poblaciones de microbios representan:

- Microfugas desde áreas con presiones que no tienen comunicación con los pozos en producción.
- Porciones no drenadas del reservorio.
- Microfugas desde un reservorio que no ha sido perforado en los pozos en producción.

La técnica de gas adsorbido en el suelo: Se analiza directamente los hidrocarburos livianos utilizando extracción ácida de muestras de suelos o sedimentos. Esta tecnología de exploración está basada en la calificación y cuantificación de gases livianos de hidrocarburos que migraron desde el reservorio y son adsorbidos por las arcillas o incorporados en cementos carbonáticos, en suelos y sedimentos. Los datos de hidrocarburos adsorbidos reflejan fugas a través del tiempo, y no solo las fugas que ocurren en el presente.

A través de esta técnica se puede predecir confiablemente la naturaleza de los hidrocarburos migrados (petróleo, gas y condensado) a través de la relación de gases (C_1/C_2 ; C_2/C_3 y el indicador de microfugas $(C_2 \cdot C_3)^{1/2}$). Cuando las concentraciones de hidrocarburos son suficientes, se puede determinar la composición isotópica del metano y a veces también del etano y propano.

Estos datos isotópicos posibilitan la discriminación de hidrocarburos biogénicos y termogénicos, la estimación de la madurez térmica de los hidrocarburos migrados y correlación de los hidrocarburos superficiales con los hidrocarburos en el reservorio. Se observa el método en la Gráfica 3.

Gráfica 3. Método de gas adsorbido



Muestras extraídas con un barreno de mano o mecánico dependiendo del tipo de suelos:

Las muestras se colocan en una lata con cierre especial y se les agrega un biocida para prevenir la degradación microbiana de los gases adsorbidos.

Parte de la muestra puede ser analizada y el resto almacenada por un periodo de tiempo ilimitado. Los resultados analíticos son expresados en partes por millón de gases individuales de metano, etano, propano, butano y si hay C5+.

RECOMENDACIÓN GEOFÍSICA.

La Tabla 1 a continuación muestra en forma esquemática los distintos procedimientos geofísicos que se pueden llevar a cabo en un proceso exploración petrolera.

Tabla 1. Métodos geofísicos aplicados a la exploración petrolera

¡Error! Vínculo no válido.

EXPLORACIÓN A TRAVÉS DE TÉCNICAS SOFISTICADAS, HERRAMIENTAS SOFTWARE PARA ESTIMACIÓN DE RESERVAS

Canadá:

Una nueva herramienta de software fue presentada por AJM Petroleum Consultants a las compañías de exploración y desarrollo, que permitirá medir el potencial de un pozo en sólo una fracción del tiempo que tomarían los métodos de análisis tradicionales. El módulo Petro Cube Well Load permite a los usuarios utilizar el análisis y cubrimiento de los campos potenciales de hidrocarburos en las cuencas sedimentarias, a nivel de los pozos individuales, de modo que se puedan tomar las decisiones más acertadas en el reemplazo de reservas de esos campos maduros, y los planes de desarrollo futuro.

Francia:

A fin de identificar cuencas sedimentarias que probablemente alojen trampas petroleras, las empresas petroleras pueden perforar pozos exploratorios o medir desde la superficie, los métodos superficiales consisten en producir ondas sísmicas para analizar las ondas reflejadas y permitir el conocimiento de la estructura del subsuelo

Grecia:

Los logros al usar esta metodología consisten en conseguir una referencia de datos magnetoteléuricos para caracterizar una compleja área geológica y topográfica. Esta es una excelente inversión para un modelamiento 2D y 3D

obtenida en un tiempo record de 1 mes, disminuyendo así el tiempo de cómputo de modelos matemáticos sin dejar de ser relacionados con los modelos geofísicos.

RECOMENDACIÓN AMBIENTAL

Tabla 2. Criterios para evaluación cualitativa de impactos

CRITERIOS DE CLASIFICACIÓN	CLASE
Por el carácter	<p>Positivos: son aquellos que significan beneficios ambientales.</p> <p>Negativos: son aquellos que causan daño o deterioro de componentes o del ambiente global.</p>
Por la relación causa - efecto	<p>Primarios: son aquellos efectos que causa la acción y que ocurren generalmente al mismo tiempo y en el mismo lugar de ella;</p> <p>Secundarios: son aquellos cambios indirectos o inducidos en el ambiente. Es decir, los impactos secundarios cubren todos los efectos potenciales de los cambios adicionales.</p>
Por el momento en que se manifiestan	<p>Latente: aquel que se manifiesta al cabo de cierto tiempo desde el inicio de la actividad que no provoca.</p> <p>Inmediato: aquel que en el plazo de tiempo entre el inicio de la acción y el de manifestación es prácticamente nulo.</p> <p>Momento crítico: aquel en que tienen lugar al más alto grado de impacto, independientes de su plazo de manifestación.</p>
Por la Interrelación de acciones y/o alteraciones	<p>Impacto simple: aquel cuyo impactos se manifiesta sobre un solo componente ambiental, impactos acumulativos: son aquellos resultantes del impacto incrementados del acción propuesta sobre algún recurso común cuando se añade a acciones pasadas presentes y razonablemente esperadas en el futuro.</p> <p>Impactos Sinérgicos: son aquellos que se producen cuando el efecto conjunto de la presencia simultánea de varios agentes supone una incidencia ambiental que el efecto suma de la incidencia simultánea de varios agentes. Asimismo, incluye en este tipo, aquel</p>

	efecto retomó de acción induce en el tiempo la aparición de otros nuevos.
Por la extensión	<p>Puntual: cuando la acción impacta que produce una alteración muy localizada.</p> <p>Parcial: aquel cuyos impactos supone una incidencia apreciable en el área estudiada.</p> <p>Extremo: aquel que se detecta en una gran parte el territorio considerado.</p> <p>Total: aquel que se manifiesta manera generalizada en todo el entorno considerado.</p>
Por la persistencia	<p>Temporal: aquel que supone una alteración no permanente en el tiempo, con un plazo de manifestación que pueden determinarte y que por lo general es corto.</p> <p>Permanente: aquel que supone una alteración indefinida en el tiempo.</p>
Por la incapacidad	<p>Irrecuperable: cuando la alteración del medio o pérdida que supone es imposible de reparar.</p> <p>Irreversible: aquel impacto que supone la imposibilidad o dificultad extrema de retornar, Reversible: aquel en que la alteración puede ser asimilada por el entorno de forma mensurable, a corto, medio o largo plazo, debido al funcionamiento de los procesos naturales.</p> <p>Fugaz: aquel cuya recuperación es inmediata tras 13 de la dignidad y no precisa prácticas de mitigación.</p>