

GEOLOGÍA, GEOFÍSICA Y GEOQUÍMICA DE LA CUENCA CATATUMBO.

Presentado por:

LUIS FERNANDO ZAPPA FIGUEROA. Cód. 2010120

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE FÍSICO-QUÍMICAS

ESCUELA DE GEOLOGÍA

BUCARAMANGA

2009.

GEOLOGÍA, GEOFÍSICA Y GEOQUÍMICA DE LA CUENCA CATATUMBO.

Presentado por:

LUIS FERNANDO ZAPPA FIGUEROA. Cód. 2010120

TRABAJO DE GRADO PARA OPTAR AL TITULO DE GEÓLOGO

Director

RICARDO MIER UMAÑA

Geólogo Especialista

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE FÍSICO-QUÍMICAS

ESCUELA DE GEOLOGÍA

BUCARAMANGA

2009.

DEDICADO A:

**Dios por haberme bendecido con sabiduría
Mis padres por su apoyo incondicional y su amor
Mis hermanos por ser el complemento del apoyo de mis padres
Mis abuelitos, tíos y primos por su ayuda y apoyo
Y a mis amigos que compartieron conmigo sus vidas y me brindaron su
amistad**

AGRADECIMIENTOS

Doy primeramente gracias a DIOS por darme la oportunidad de estudiar, de bendecir a mis padres con los recursos suficientes para que yo pudiera terminar mi universidad, por darme la sabiduría e inteligencia y paciencia para afrontar de la mejor manera cada uno de los impases que se presentaron en el transcurso de mi carrera.

A mis padres porque gracias a sus esfuerzos y dedicación me ayudaron a que lograra cumplir una de mis metas más grandes y a su amor y enseñanzas que fueron vitales para mi formación como ser humano,

A toda mi familia que siempre estuvieron apoyándome y por su ayuda en los momentos difíciles.

A mis amigos que me brindaron lo más valioso que es su amistad, apoyo, respeto y cariño, por su apoyo y por permitirme compartir buenos momentos.

A mi director de proyecto Ricardo Mier Umaña por su asesoría y sugerencias durante el tiempo que se desarrollo este proyecto.

Al profesor Mario García González director del grupo de investigación de geología de hidrocarburos y carbones por permitirme ser parte de su equipo y por darme la oportunidad de desarrollar mi tesis con la ayuda del grupo.

A los geólogos y amigos del grupo de investigación que siempre me brindaron su ayuda y apoyo incondicional.

RESUMEN

TITULO: GEOLOGÍA, GEOFÍSICA Y GEOQUÍMICA DE LA CUENCA CATATUMBO¹.

AUTOR: ZAPPA F. Luis Fernando²

PALABRAS CLAVES: Cuenca, Catatumbo, Evaluación de Potencial, Volumen, Generado, Sistema Petrolífero, Geología, Geoquímica, Hidrocarburos.

DESCRIPCIÓN:

En el Departamento de Norte de Santander en la Cuenca del Catatumbo se encuentran uno de los principales distritos petroleros del país la cual hace parte de la Cuenca de Maracaibo y también es conocida como la Subcuenca de Catatumbo, el potencial de hidrocarburo generado de la cuenca, la prospección y explotación muestra un buen potencial de producción, en este proyecto lo que se busca es lograr estimar reservar posibles para esta cuenca, con la ayuda de los datos de historial de producción, geológicos, geofísicos y geoquímicos ya existentes y además del uso de el método de balance de masas para la evaluación y así tener un cálculo actualizado de las reservas.

El propósito de este estudio es elaborar una compilación y validación la información disponible de la cuenca debido a que existe un gran volumen de información de la cuenca, que debe ser recopilada, clasificada e integrada y validada, de tal modo que al momento que sea necesario consultar esta información por alguna empresa o persona interesada se encuentre toda en una sola fuente, actualizada y de mejorar la calidad o veracidad. Definiendo de esta manera el sistema petrolífero de la cuenca el cual es necesario para poder realizar un análisis detallado de todas las propiedades necesarias a implementar en el método de evaluación, una vez teniendo los datos establecidos de las reservas probables de hidrocarburo se resta el volumen de hidrocarburos generados para sí obtener como resultado las reservas remanentes posibles presentes en la cuenca que muy seguramente se encuentran dispersas y que según con los resultados mostrados en este trabajo de investigación convierte a la Cuenca de Catatumbo en un sistema petrolífero de alto interés exploratorio.

¹ Trabajo de investigación.

² Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Geología, Dir. Geólogo Especialista, MIER U. Ricardo, Profesor adscrito a la Escuela de Geología.

ABSTRACT

TITLE: GEOLOGY, GEOPHYSICS AND GEOCHEMISTRY OF THE CATATUMBO BASIN³.

AUTHOR: ZAPPA F. Luis Fernando⁴

KEY WORDS: Catatumbo Basin, Oil Potential Evaluation, Generated Volume, petroleum System, Geology, Geochemistry, Hydrocarbons.

DESCRIPTION

In the Norte de Santander Department, in the Catatumbo Basin is located one of the most important petroleum areas of the country which is part of the Maracaibo Basin and is also known as the Catatumbo Sub Basin; the hydrocarbon potential generated of this basin and the prospection and exploitation show a good production potential; this project has as main goal to estimate possible reserves in this basin using data of historic production, geology, geophysics and geochemistry in the basin. The used methodology is de mass balance for the evaluation and calculation of the present reserves.

The purpose of this study is to develop a compilation and validation of information available of the Catatumbo basin because there is a lot of information, which must be gathered, classified, integrated and validated, so that when necessary this information for any company or person concerned is all in one data source improved, with better quality or veracity.

Defining in this way the oil system of the basin which is necessary to perform a detailed analysis of all the properties needed to implement the evaluation method, once the data have established the probable reserves of oil minus the volume of hydrocarbons generated for them to obtain results in the remaining potential reserves in the basin that will be very scattered and that according to the results shown in this research makes Catatumbo Basin petroleum system in a high exploratory interest.

³ Research Project.

⁴ Faculty of Physical-Chemical Engineering. Geology Department. Dir. Sp. MIER U. Ricardo, Associated Professor of the Geology Department.

TABLA DE CONTENIDO

	Pag.
INTRODUCCIÓN	1
1. OBJETIVOS	2
1.1. OBJETIVO GENERAL	2
1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	2
2. METODOLOGÍA	3
3. MARCO TEÓRICO	4
3.1. QUE ES UN SISTEMA PETROLÍFERO	4
3.1.1. Los elementos que conforman un sistema petrolífero son:	5
3.1.2. Los procesos de un sistema petrolífero son:	6
3.1.4. Nivel de certeza.	9
3.1.5. Nombre del Sistema Petrolífero.	10
3.1.6. Los sistemas petrolíferos como una etapa en la exploración de petróleo.	11
3.2. MÉTODOS PARA EL CÁLCULO DE RESERVAS	12
3.2.1. Métodos determinísticos:	14
3.2.2. Métodos probabilísticos:	16
3.3. MÉTODOS ESPECÍFICOS DE CÁLCULO DE RESERVAS	18
3.3.1 Método volumétrico	18
3.3.2. Método de Balance de Materiales	19
3.3.3. Análisis de la Curva de Declinación	20
3.3.4 Método de Simulación de Reservorio	21
3.3.5. FORSPAN	22
3.3.6. Simulación de Monte Carlo	25
3.3.7. El método Hubbert	32
4. LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA	42
5. MARCO GEOLÓGICO REGIONAL	43

5.1. EVOLUCIÓN DE LA CUENCA DEL CATATUMBO	43
5.2. ESTRATIGRAFÍA REGIONAL	47
5.2.1. Basamento (Precretácico)	48
5.2.2. Grupo Uribante	48
5.2.3. Formación Tibú (Aptiano)	49
5.2.4. Formación Mercedes (Aptiano- Albiano Inferior)	49
5.2.5. Formación Aguardiente (Aptiano- Albiano)	50
5.2.6. Formación Cogollo (Albiano Superior- Cenomaniano)	50
5.2.7. Formación La Luna (Turoniano-Coniaciano y Santoniano)	50
5.2.8. Formación Colón (Campaniano - Maestrichtiano)	51
5.2.9. Formación Mito-Juan (Maestrichtiano)	51
5.2.10. Formación Catatumbo (Maestrichtiano o Paleoceno)	52
5.2.11. Formación Barco (Paleoceno)	54
5.2.12. Formación Los Cuervos (Paleoceno)	54
5.2.13. Formación Mirador (Eoceno Inferior- Medio)	54
5.2.14. Formación Carbonera (Eoceno Superior - Oligoceno Inferior)	55
5.2.15. Formación León Shale (Oligoceno Superior- Mioceno; Oligoceno Medio a superior)	55
5.2.16. Formación Guayabo (Mioceno; Oligoceno Superior- Mioceno)	56
5.2.17. Formación Necesidad (Plioceno- Pleistoceno)	56
5.3. GEOLOGÍA ESTRUCTURAL	56
5.4. EVOLUCIÓN TECTONOESTRATIGRÁFICA	63
5.5. SISTEMA PETROLÍFERO DE LA CUENCA CATATUMBO	64
5.5.1. Rocas Generadoras	64
5.5.2. Familias De Aceites	67
5.5.3. Madurez	69
5.5.4. Sincronismo	70
5.5.5. Migración	71
5.5.6. Rocas Almacenadoras	72
5.5.7. Trampa	73

5.5.8. Sistemas Petrolíferos	73
5.5.9. Estudios Sísmicos.	75
5.5.10. Campos Petrolíferos	78
5.5.10. Campos Petrolíferos	78
5.5.10.1. Descripción De Algunos Pozos	79
6. ESTADO ACTUAL DE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN	97
6.1. HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE CRUDO	97
6.2. PRODUCCIÓN DE CRUDO POR CAMPO, COMPAÑÍA, CUENCA DEL CATATUMBO.	102
6.3. PRODUCCIÓN DE GAS POR CAMPO, COMPAÑÍA, CUENCA	106
7. CALCULO DEL VOLUMEN DE HIDROCARBURO GENERADO	112
7.1. CÁLCULO DE HIDROCARBUROS GENERADOS	113
7.2. GENERALIDADES	114
7.3. DESCRIPCIÓN DEL MÉTODO DE CÁLCULO	115
8. APLICACIÓN DEL MÉTODO PARA EL CÁLCULO DE VOLUMEN DE HIDROCARBURO GENERADO EN LA CUENCA CATATUMBO	120
9. RESULTADOS	121
10. GLOSARIO DE TÉRMINOS	124
11. CONCLUSIONES	128
BIBLIOGRAFÍA	130

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Sección transversal del sistema petrolífero de la Cuenca de Maracaibo de Venezuela. Tomado de: Venezuela Well Evaluation Conference, 1997, p. 1-24.	8
Figura 2. Sistema Petrolífero Villeta- Guadalupe; Subcuenca de Girardot - Valle Superior del Magdalena (VSM)-.	10
Figura 3. Clasificación de las reservas de hidrocarburos.	13
Figura 4. Las acumulaciones convencionales y continuas.	24
Figura 5. Fórmula para estimar las reservas recuperables de hidrocarburos	26
Figura 6. Diversas formas de distribución. La más conocida es la curva normal.	28
Figura 7. Resultados de la simulación de Monte Carlo.	31
Figura 8. Aumento aparente de los espesores de ANP en un mapa isopaco oficial.	34
Figura 9. En los mapas isocóricos (No-Isopacos) existe un aparente aumento de los espesores de arena neta petrolífera hacia las estructuras positivas y/o capas altamente inclinadas.	35
Figura 10. Ley de Steno de la horizontalidad, por la que los estratos tienen generalmente superficies horizontales; las superficies de estrato inclinadas comportan modificaciones sucesivas de su ubicación primitiva	35
Figura 11. Los pozos cortan el estrato inclinado “no perpendicularmente”.	36
Figura 12. No existe un aumento del espesor de arena, en realidad no se toma en cuenta que cortamos el estrato sin considerar el buzamiento de las capas y/o la desviación de los pozos en los diferentes tramos.	36
Figura 13. No existe corrección por buzamiento ni mucho menos de espesores de los cuerpos de arena.	37
Figuras 14 y 15. Al calcular las reservas por el método volumétrico, no tomamos en consideración los cambios de facies (diferencias de litologías y/o propiedades físicas de la roca, etc.).	38

Figura 16. Al calcular las reservas por el método volumétrico, no consideramos el hidrocarburo que se encuentra por debajo de las fallas inversas (área en color azul).	39
Figura 17. Al calcular las reservas por el método volumétrico, no consideramos el hidrocarburo que se encuentra por debajo de las fallas normales (área en color azul celeste).	39
Figura 18. Al calcular las reservas por el método volumétrico, no consideramos el hidrocarburo que se encuentra por debajo de otras estructuras (área en color azul oscuro)	40
Figura 19. Coalescencia entre unidades geológicas de edades y características diferentes producto de una discordancia angular; por ejemplo, Formación Misoa y El Mbro. Santa Bárbara de la Formación La Rosa.	40
Figura 20. Localización área de estudio Cuenca del Catatumbo.	42
Figura 21. Columna estratigráfica generalizada cuenca del Catatumbo.	53
Figura 22. Esquema estructural de una sección de la subcuenca del Catatumbo.	60
Fuente: Geología del Cuadrángulo F-13 Tibú.	60
Figura 23. Esquema estructural E – W de la sección del Catatumbo mostrando la distribución estratigráfica de grupos de petróleo y el anticlinal Sardinata, además de las posibles rutas de emigración en rocas del cretáceo.	61
Figura 24. Estructuras de las cuencas del Catatumbo.	62
Figura 25. Rutas de Migración en una sección estructural.	71
Figura 26. Columna estratigráfica de la subcuenca del Catatumbo.	72
Figura 27. Carta de eventos Cuenca Catatumbo	75
Figura 28. Localización de líneas sísmicas en la Cuenca de Catatumbo	77
Figura 29. Localización de los Campos de Crudo, gas y rezumaderos de la Cuenca Catatumbo	78
Figura 30. Diagrama de flujo del método de cálculo aproximado de la masa de hidrocarburos generados	113

Figura 31. Densidad de la formación de un shale. (A) la relación empírica entre el carbono orgánico total (TOC) y la densidad de la formación de baja porosidad Devonian-Mississippian Shales. (Después de Hester et al., 1990, su figura 5). (B) La relación del cálculo entre la porosidad y densidad de la formación de shales da tres valores de TOC).

117

Figura 32. Gráfico para convertir a las masas de hidrocarburos

118

LISTA DE GRAFICAS

	Pág.
Grafica 1. Producción anual de crudo del Campo Yuca.	98
Grafica 2. Producción anual de crudo del campo Carbonera.	98
Grafica 3. Producción anual de crudo del campo Petrolea.	98
Grafica 4. Producción anual de crudo del campo Puerto Barco	99
Grafica 5. Producción anual de crudo del campo Río de Oro.	99
Grafica 6. Producción anual de crudo del campo Sardinata.	99
Grafica 7. Producción anual de crudo del campo Tibú.	100
Grafica 8. Producción anual de crudo del campo Río Zulia.	100
Grafica 9. Producción anual total de la Cuenca Catatumbo.	100
Grafica 10. Producción anual acumulada de la Cuenca Catatumbo.	101
Grafica 11. Producción anual total vs. Producción anual acumulada de la Cuenca Catatumbo.	101

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Porcentaje de TOC en muestras de las formaciones de la Cuenca Catatumbo	66
Tabla 2. Tipos de Crudos presentes en la Cuenca Catatumbo.	69
Tabla 3. Reflectancia de la vitrinita. Información por pozos.	70
Tabla 4. Producción de crudo de la Cuenca Catatumbo.	102
Tabla 5. Porcentaje de producción de crudo de las principales cuencas.	102
Tabla 6. Densidad de los crudos explotados en la Cuenca Catatumbo	103
Tabla 7. Producción de crudo en el año 2008 de la Cuenca Catatumbo.	104
Tabla 8. Producción de crudo diaria en el año de 2008 de la Cuenca Catatumbo	105
Tabla 9. Producción de gas en la Cuenca Catatumbo	106
Tabla 10. Porcentaje de producción de crudo de las principales cuencas.	106
Tabla 11. Producción de gas en el año 2008 de la Cuenca Catatumbo.	108
Tabla 12. Producción de gas diaria en el año 2008 de la Cuenca Catatumbo.	109
Tabla 13. Estado actual de la exploración en la Cuenca Catatumbo.	110
Tabla 14. Calculo de potencial de hidrocarburo generado para la Formación La Luna.	121
Tabla 15. Calculo de potencial de hidrocarburo generado para la Formación Capacho	122
Tabla 16. Presentación de los resultados para las dos formaciones generadoras.	123

INTRODUCCIÓN

En el Departamento de Norte de Santander en la Cuenca del Catatumbo se encuentran uno de los principales distritos petroleros del país la cual hace parte de la Cuenca de Maracaibo y es conocida como la Subcuenca de Catatumbo, en este proyecto lo que se busca es lograr estimar reservas posibles para esta cuenca, con la ayuda de los datos geológicos, geofísicos y geoquímicos ya existentes y además del uso de el método de balance de masas para la evaluación y calculo de reservas presentados en tres tipos de escenarios en los cuales se realizaron unas modificaciones en las variables usadas para el dicho calculo, los cuales nos brinda tres diferentes resultados de generación de hidrocarburos en la cuenca.

El propósito de este estudio es recopilar y validar toda la información disponible de la cuenca del Catatumbo, evaluar las reservas posibles presentes en la cuenca basándonos no solo en la geología de la cuenca si no también en la historia de producción de la cuenca. Todo esto con el fin de tener un nivel de certeza más claro de cuanto crudo podría haber.

Los resultados de esta investigación harán parte de un estudio que se está haciendo a través de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) a nivel nacional en todas las cuencas con el fin de tener un inventario de recursos donde se busca incrementar el interés de las empresas petroleras en la busca de más depósitos petrolíferos en nuestro país.

1. OBJETIVOS

1.1. OBJETIVO GENERAL

Realizar la evaluación y diagnóstico del potencial de hidrocarburos convencionales en la cuenca sedimentaria de Catatumbo empleando el método de balance de masas.

1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Integración y validación de la información geológica, geofísica y geoquímica de la cuenca sedimentaria de Catatumbo.

Recopilación de la historias de producción de hidrocarburos, campos descubiertos, reservas probadas y remanentes.

Identificación y/o definición del sistema petrolífero de la cuenca.

Aplicación del método de balance de masas para el cual se requiere que se encuentre identificado y/o definido del sistema petrolífero de la cuenca.

Plantear diferentes escenarios en cada cuenca que permita establecer los rangos de variación de los recursos y reservas probables de hidrocarburos.

Hacer recomendaciones para mejorar la confiabilidad de las reservas probables establecidas.

2. METODOLOGÍA

- 1) Compilación de la información geológica geofísica y geoquímica de cada cuenca. Con base en esta información se establece el sistema petrolífero total presente en cada cuenca sedimentaria.
- 2) Definición del sistema petrolífero total en cada cuenca, para esto se requiere la identificación de las formaciones generadoras, formaciones reservorio y sellos. Así mismo también se requiere la identificación de los principales tipos de trampas estructurales y estratigráficas en la cuenca.
- 3) Una vez definido el sistema petrolífero de la cuenca, se procede a realizar un análisis de balance de masas estableciendo las dimensiones de los volúmenes probables de roca fuente y de las trampas. En caso de no poseer información suficiente se procede a establecer factores de eficiencia de los siguientes procesos; 1) eficiencia de generación de hidrocarburos, 2) eficiencia de expulsión de hidrocarburos, 3) eficiencia de acumulación y/o entrapamiento.
- 4) Una vez establecido las reservas probables de hidrocarburos se les resta el volumen de hidrocarburos producidos para sí obtener las reservas remanentes probables.
- 5) Elaboración y entrega del informe final con su respectivo resumen de la información de los sistemas petrolíferos totales de cada cuenca que incluye Rocas fuentes, reservorio, sellos y trampas, mapas y Tablas gráficos con el resumen de la evaluación estadística obtenida y presentación de resultados.

3. MARCO TEÓRICO

3.1. QUE ES UN SISTEMA PETROLÍFERO

El termino Oil System (Sistema de Aceite) fue introducido por primera vez por Down (1974) y se basa sobre el concepto de correlación entre el crudo y la roca fuente. El termino Sistema Petrolífero fue por primera vez usado por Perrodon (1980). Independiente, Demaison (1984) de la elaborada cuenca generativa de Meisnner *et al.* (1984). Que describe su máquina de hidrocarburos y Ulmishek (1986) identifica un sistema petrolífero independiente. Todos estos conceptos son similares al el término usado por Down, anterior a la expansión de los trabajos por Magoon (1987, 1988, 1989) que trato de formalizar los criterios para la identificación, denominación y determinar el nivel de certeza para el Sistema Petrolífero. Recopilación que refina el concepto de Sistema Petrolífero y muestra cómo se asigna el Sistema y como se utiliza para evaluar las oportunidades de exploración.

Un sistema petrolífero se define como un sistema geológico que abarca a las rocas generadoras de hidrocarburos y al aceite y gas relacionado e incluye todos los elementos (las rocas almacén, las roca sello y las trampas) y procesos geológicos (expulsión, migración y la formación de estructuras y trampas) que son esenciales para la existencia de una acumulación de hidrocarburos (Leslie B. Magoon and Wallace G. Dow, AAPG Memoir 60). La roca almacén es el recipiente; por lo general, es mucho más extensa que el yacimiento de hidrocarburos que ha sido fijado por la trampa.

3.1.1. Los elementos que conforman un sistema petrolífero son:

- **Roca Fuente:** Es aquella que está generando o ha generado y expulsado petróleo. Son rocas en las que se ha acumulado suficiente cantidad de materia orgánica, la cual se ha preservado y sometido a un calentamiento durante un lapso de tiempo geológico para alcanzar la madurez termal para generar hidrocarburos. Entre éstas rocas se hallan las lutitas, las rocas calcáreas, las margas y el carbón.
- **Roca Reservorio:** Como su nombre lo indica son las rocas cuya porosidad y permeabilidad le permiten almacenar el hidrocarburo. Las mejores rocas reservorio son las areniscas de tamaño de grano medio a grueso con buena selección, cuya ocurrencia es del 60%.
- **Roca Sello:** Son rocas cuya permeabilidad imposibilita o detiene la migración del fluido hacia la superficie ya sea hacia arriba o hacia los lados, escapándose de las trampas donde se ha acumulado. Entre las más importantes rocas sello se encuentran las lutitas de origen terrígeno (65%), las evaporitas (33%) y las rocas calcáreas densas (2%).
- **Rocas de Sobrecarga** (carga litostática): Es aquella que cubre a la roca fuente y causa su enterramiento a una profundidad tal que se den las condiciones de temperatura necesarias para que se genere petróleo a partir de la materia orgánica contenida en la roca fuente.
- **Trampa:** Es el elemento geológico básico para la acumulación de hidrocarburos y constituye el factor crítico en el ciclo de generación – migración – acumulación. Las trampas pueden ser de tres tipos, estructurales, estratigráficas o combinadas.

3.1.2. Los procesos de un sistema petrolífero son:

- **Formación de las Trampas:** Implica los procesos que determinan la disposición geométrica favorable para que el petróleo se acumule y quede atrapado en ellas. Tales procesos son: deformación de las rocas (trampas estructurales) y procesos sedimentarios y diagenéticos (trampas estratigráficas).
- **Generación de Hidrocarburos:** Proceso mediante el cual la materia orgánica contenida en la roca fuente es transformada en hidrocarburo por efecto del aumento termal y del tiempo.
- **Migración de Hidrocarburo:** Consiste en el movimiento o flujo del hidrocarburo desde la roca generadora donde son originados hasta la trampa o roca almacén donde son acumulados.
- **Acumulación del hidrocarburo en la trampa.**

Estos elementos y procesos esenciales deben ser puestos correctamente en el tiempo y en el espacio de manera que la materia orgánica incluida en la roca fuente pueda ser convertida en una acumulación de petróleo. Un sistema petrolífero existe donde se sabe que ocurren todos estos elementos y procesos esenciales o donde se piensa que hay buenas posibilidades de que ocurran.

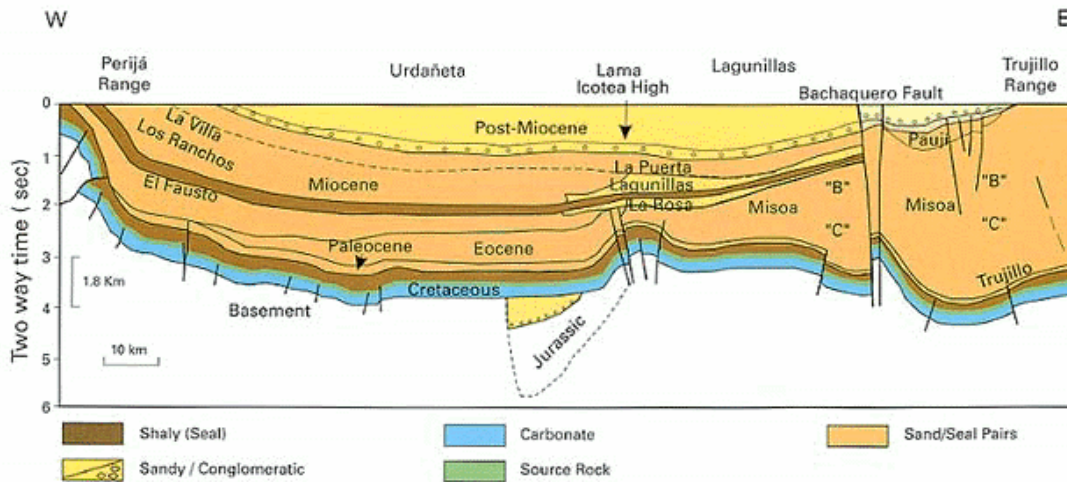
3.1.3. El momento crítico de un sistema petrolífero está basado en el cuadro de la historia de enterramiento de las unidades de roca en aquella localidad geográfica donde la roca fuente se encuentra a la máxima profundidad de enterramiento. Si se construye adecuadamente, el cuadro de la historia de enterramiento muestra el tiempo cuando la mayoría de los hidrocarburos son generados. Geológicamente, la migración y acumulación de petróleo ocurren en

un periodo de tiempo corto, o en un momento geológico. Incluido con el cuadro de la historia de enterramiento, se muestran los elementos esenciales del sistema petrolífero.

La extensión geográfica del sistema petrolífero en el momento crítico está definida por una línea que delimita la roca fuente madura y todos los depósitos de petróleo y gas, convencionales y no convencionales, originados de esa fuente en tiempo de la migración. Un mapa mostrando una línea que delimita la cocina de la roca fuente madura y todas las acumulaciones de hidrocarburo relacionadas es la mejor manera de describir la extensión areal del sistema.

El sistema petrolífero incluye las siguientes unidades de roca o elementos esenciales: Una roca fuente de petróleo, una roca almacenadora, una roca sello y una roca de carga litostática (sobrecarga) en el momento crítico. La función de las tres primeras unidades de rocas son obvias; sin embargo la función de la roca de carga litostática (sobrecarga) es más sutil, porque, en adición a proveer la carga litostática (sobrecarga) necesaria para madurar la roca fuente, también puede tener considerable impacto en la geometría de la ruta subyacente de migración y entrapamiento. La sección transversal, dibujada para mostrar la geometría de los elementos esenciales al momento de acumulación de hidrocarburos, es la que mejor describe cuales unidades de roca forman el sistema en sentido vertical o extensión estratigráfica del sistema (Figura1).

Figura 1. Sección transversal del sistema petrolífero de la Cuenca de Maracaibo de Venezuela. Tomado de: Venezuela Well Evaluation Conference, 1997, p. 1-24.



Fuente: Schlumberger's Oilfield Glossary (2005).

La carta de eventos del sistema petrolífero (Figura2) muestra dos episodios temporales, el tiempo de duración y el tiempo de preservación. La duración es el tiempo que tomó en formarse un sistema petrolífero y el tiempo de preservación es el lapso de tiempo en que los hidrocarburos contenidos dentro de ese sistema pudieron haber estado preservados, modificados o destruidos. Un sistema petrolífero necesita suficiente cantidad de tiempo geológico para ensamblar todos los elementos esenciales y para llevar a cabo los procesos necesarios para formar un yacimiento petrolífero. Si la roca fuente es el primer elemento o la más antigua unidad depositada y la roca de carga litostática (sobrecarga) necesaria para madurar es el último o el elemento más joven, entonces la diferencia de edades entre el más antiguo y el más joven elemento es el tiempo de duración del sistema petrolífero.

El tiempo de preservación empieza después que los procesos de generación, migración y acumulación son completados. Los procesos que pueden ocurrir

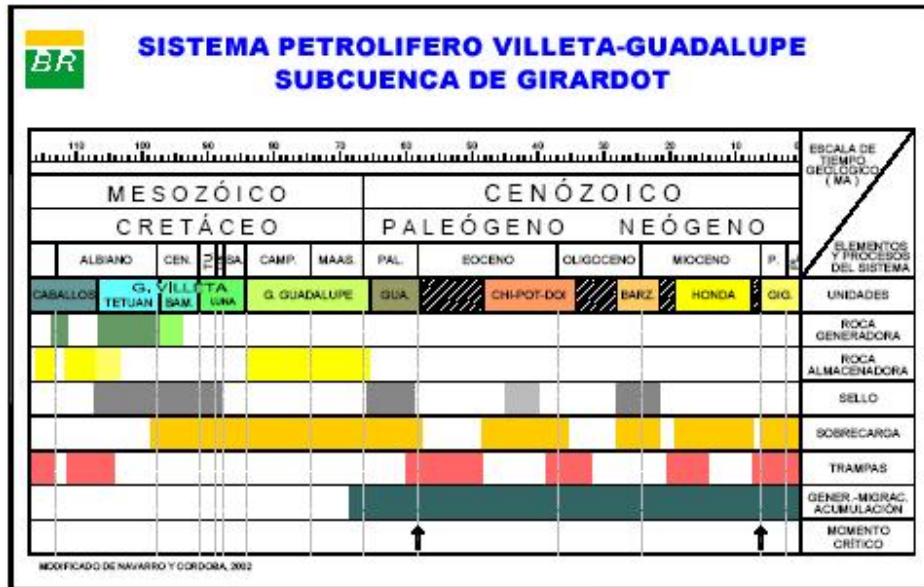
durante el tiempo de preservación son remigración, degradación física y biológica o la destrucción completa de hidrocarburos. Durante el tiempo de preservación, el petróleo remigrado (migración terciaria) puede acumularse en trampas formadas después del tiempo de duración. Si hay actividad tectónica insignificante durante el tiempo de preservación, las acumulaciones permanecen en su posición original. La remigración sucede durante el tiempo de preservación solo si ocurre deformación por plegamiento, fallamiento, levantamiento o erosión. Si todas las acumulaciones y elementos esenciales son destruidos durante el tiempo de preservación, entonces la evidencia que un sistema petrolífero existió no existe. Un sistema petrolífero incompleto o recién completado está todavía en su tiempo de duración y por lo tanto no tiene aun tiempo de preservación.

3.1.4. Nivel de certeza.

La relación genética entre la roca fuente de petróleo y el petróleo es una condición necesaria para definir un sistema petrolífero; esa relación genética puede demostrarse por la similaridad química entre la materia orgánica presente en la roca fuente madura y el petróleo mediante un método denominado correlación geoquímica entre roca fuente y petróleo. Un sistema petrolífero puede ser identificado con tres niveles de certeza: conocido, hipotético y especulativo según el nivel de certeza en la relación genética entre la roca fuente de petróleo y el petróleo, es decir la certidumbre que se tiene de que un volumen particular de roca fuente madura ha generado los hidrocarburos en una acumulación. En un sistema petrolífero conocido existe una buena correlación geoquímica entre la roca fuente y las acumulaciones de petróleo. En un sistema petrolífero hipotético, la información geoquímica demuestra la existencia de una roca fuente, pero no existe correlación geoquímica entre la roca fuente y el petróleo de los yacimientos existentes. En un sistema petrolífero especulativo, la existencia de roca fuente y acumulaciones de petróleo es postulada completamente sobre la base de

evidencia geológica o geofísica. Al final del nombre del sistema, el nivel de certeza es indicado por (!) conocido, (.) por hipotético, y (?) por especulativo.

Figura 2. Sistema Petrolífero Villeta- Guadalupe; Subcuenca de Girardot -Valle Superior del Magdalena (VSM)-.



Fuente: Rincón *et al.* (2003). Petrobras Colombia Ltd.

3.1.5. Nombre del Sistema Petrolífero.

El nombre del sistema petrolífero incluye el nombre de la unidad de roca fuente, seguida por el nombre de la unidad principal de roca almacenadora y luego el símbolo expresando el nivel de certeza. Por ejemplo, El sistema Villeta-Caballos (!) es un sistema conocido que consiste en la Formación Villeta como la roca fuente y las areniscas de la Formación Caballos como la mayor roca almacenadora.





3.1.6. Los sistemas petrolíferos como una etapa en la exploración de petróleo.

El concepto de sistema petrolífero de acuerdo con Magoon y Dow (1994) 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 un prospecto en un área muy reducida para perforar un pozo. La primera etapa o análisis de **cuenca sedimentaria** tiene por objeto 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. Más 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. El **play** es uno o más prospectos relacionados y un **prospecto** es una trampa potencial que debe ser evaluada para ver si contiene cantidades comerciales de petróleo. El play y el prospecto son conceptos usados por los exploracionistas para presentar un idea geológica que justifique la perforación de un pozo en busca de yacimientos no descubiertos de petróleo (Magoon, 1995). El análisis del sistema petrolífero investiga las acumulaciones descubiertas de petróleo, en tanto que el análisis del play investiga las posibles acumulaciones de petróleo no descubiertas. Un **play complementario** es aquel definido con base en el conocimiento de un sistema petrolífero como una extensión o complemento del sistema petrolífero (Magoon, 1995). La presencia de roca almacenadora, roca

sello, volumen de trampa, carga de hidrocarburos y sincronismo, se usan en la evaluación del play. Un play existe donde exista evidencia de cada uno de estos elementos esenciales, en donde se sospecha pero no se ha descubierto aún la existencia de depósitos comerciales de petróleo derivado de un volumen particular de roca fuente activa. A medida que se van descubriendo nuevos yacimientos de petróleo en el play complementario con el progreso de la exploración, se amplían los límites del sistema petrolífero (Magoon, 1995).

EJEMPLO EN COLOMBIA

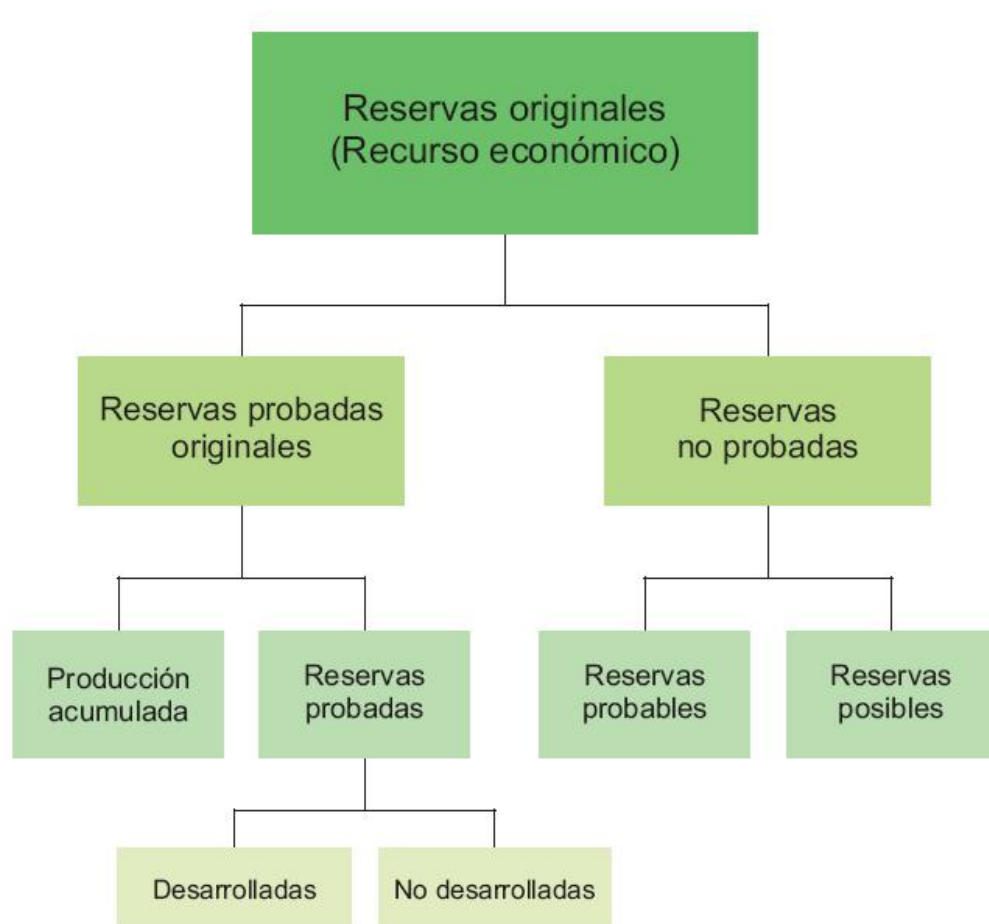
Cuenca		Llanos Orientales
Sistema Petrolífero		Sistema Gacheta / Mirador Sistema Gacheta – Carbonera / Mirador
Play's Definidos		Fallas antitéticas que afectan la Fm. Mirador Falla de rumbo Carbonera en la prov. Arauca Pliegue Cretáceo-Eoceno, prov. Meta
Prospectos		Extensión SW del sist. De fallas de Mantecalén al norte y sur del graben de Arauca. Piedemonte Llanero y Foredeep a lo largo de la parte E de la cuenca, la Fm. Carbonera.

3.2. MÉTODOS PARA EL CÁLCULO DE RESERVAS

La cuantificación y clasificación de las estimaciones de reservas son, por naturaleza, procesos bastante subjetivos. Las estimaciones de las reservas se han desarrollado en condiciones de incertidumbre, y su fiabilidad y la clasificación están directamente relacionadas con la calidad de los datos disponibles, así como

a la competencia y la integridad de la persona encargada de realizar las estimaciones. La clasificación de las estimaciones de las reservas son derivadas del uso de los dos principales métodos para la determinación de las reservas (figura 3), los cuales con: el determinístico y el probabilístico.

Figura 3. Clasificación de las reservas de hidrocarburos.



Fuente: Modificado de Petroleum Resources Classification and Definitions, Society of Petroleum Engineers, 2000.

3.2.1. Métodos determinísticos:

El procedimiento determinístico es el método más comúnmente usado para el cálculo de reservas. Si todos los valores de los cálculos son confiables se sabe que parámetros pueden ser utilizados y el valor determinístico real puede ser calculado. Sin embargo debido a la incertidumbre en los datos geológicos, ingenieriles y económicos, el efecto en la estimación de reservas utilizando el método determinístico, el cálculo de reservas en cada uno de los parámetros utilizado para cada caso es la mejor estimación. Como resultado de esto, de entrada se considera que los parámetros generales usados en este método para la distribución de probabilidad no son formalmente una clasificadas como reservas calculadas. Las estimaciones de reservas calculadas usando el método determinísticos deben ser asignadas a las categorías de probada, probable y posible sobre la base de las probabilidades las cuales son inherentes a las estimaciones.

La asignación de las estimaciones de las reservas a las respectivas categorías de clasificación debe ser coherente con los límites prescritos de la probabilidad, teniendo en cuenta factores tales como la vida del depósito en etapa de producción, la calidad y la cantidad disponible de datos tanto geológicos como de ingeniería, la disponibilidad de un adecuado reservorio análogo y quizás lo más importante es la sentencia que de él evaluador a la incertidumbre la cual es inherente a la estimación.

El procedimiento de asignación de las reservas estimadas en sus respectivas categorías calculadas usando el método determinísticos normalmente se usan uno o dos enfoques. En el Primer enfoque el evaluador desarrolla una mejor estimación de reservas para cada una de las categorías, usando parámetros coherentes. Utilizando esta metodología, el evaluador de manera eficaz establece una serie de cálculos de las reservas, el resultado de la estimación probada está

basada en los parámetros para los cuales se les puede atribuir una alta probabilidad de ocurrencia y las otras estimaciones de reservas probables y posibles se basan en parámetros para los cuales existe una menor probabilidad de ocurrencia. El efecto de esto es un aumento progresivo de las cantidades estimadas las cuales varían de categorías probadas a probables y a posibles, como el rango de las estimaciones depende de la incertidumbre el cual es inherente a los parámetros específicos en los que se basan las estimaciones. En el segundo enfoque un solo cálculo de reservas se deriva de una fusión, y luego se le asigna una respectiva categoría a la reserva la cual está basada en una evaluación de las porciones estimadas con el fin de satisfacer con mayor probabilidad cada una de los diferentes tipos de reservas. Al hacer esta determinación, el evaluador debe hacer un juicio subjetivo inherente a la incertidumbre como la única estimación y por lo tanto la medida en que puede ser asignada la prueba es a la categoría de reservas probable o posible. Como ya se ha señalado, donde se han estimado reservas probables o posibles, se debe ajustar y añadir a las reservas probadas dando lugar a las reservas esperadas.

En resumen, es uno de los métodos más comúnmente usados en la estimación de reservas que se desarrollan bajo ciertas condiciones, debido a que las compañías petroleras sentían cada vez más la necesidad de mejorar la cuantificación de las reservas de los yacimientos, en base a los conceptos determinísticos indicados en las definiciones probadas, probables y posibles. Esta asignación de las respectivas categorías de clasificación para las estimaciones de las reservas debe ser coherente con los límites prescritos de la probabilidad, teniendo en cuenta factores tales como la vida del depósito en la etapa de producción, la cantidad y la calidad de la geología y los datos disponibles.

3.2.2. Métodos probabilísticos:

Este método es el más adecuado para las circunstancias en que la incertidumbre es alta, como en el caso de los reservorios que se encuentran en la primera etapa de desarrollo en las zonas de frontera o en aéreas donde las nuevas tecnologías no se están aplicando aun. Como el nivel de incertidumbre aumenta, se convino que el método probabilístico se vuelve más pertinente en cambio en método determinísticos se vuelve menos confiable.

Este método utiliza el análisis estadístico de datos. Curvas de frecuencias relativas establecidas para cada variable describen una gama de posibles valores para cada uno, así como las diferentes probabilidades para cada uno de estos valores y también establece las probabilidades de que estos valores se vayan a producir. Después de que la curva de frecuencia de distribución se ah establecido para cada variable se utiliza para clasificar reservas, el método Monte Carlo es muy similar y se utiliza para estimar el valor o reservas. Se toma una sola muestra al azar de cada variable de cada distribución de probabilidad y esto se usa para calcular un único valor de la variable dependiente. Este procedimiento se repite un gran número de veces y que en última instancia se crea una curva de frecuencia de distribución que describe una variedad de estimaciones de las reservas y las probabilidades de lograr una estimación en particular.

Una vez que las medidas de tendencia central (la medida o promedio aritmético, la moda o el valor “más probable” y la mediana o valor “medio”) y la dispersión (rango, la desviación estándar y percentiles), se han determinado utilizando esta técnica, las estimaciones de reservas pueden ser asignadas a cada una de las categorías, probadas, probable y posible. La asignación de la reservas estimadas en las respectivas categorías y deben ser coherentes con las probabilidades descritas en las definiciones de reservas, aquellas reservas probadas que tienen un 80% de mayor probabilidad y los otros tipos de reservas probables y posibles

tendrían más bajas probabilidad. Las curvas de frecuencia de distribución relativamente acumulada pueden ser utilizadas como base para la asignación de las categorías para cada una de las reservas estimadas. Una vez más, el evaluador debe describir claramente los fundamentos usado para la categorización de las reservas estimadas.

Al igual que las estimaciones obtenidas usando el método determinísticos, las reservas probables y posibles deben ajustarse. Dado que las probabilidades se han establecido a través del método probabilístico, debería utilizarse para ajustar las respectivas estimaciones.

Cabe señalar que la probabilidad asociada a la estimación de reservas para determinado grupo debería aumentar las combinaciones en el desarrollo del procedimiento en un determinado periodo de tiempo. Como la probabilidad de recuperación aumenta, la porción de reservas estimadas que se considera probadas es probable que aumente, con una disminución de la porción de las categorías probables y posibles. El objetivo del evaluador debe ser reducir al mínimo la medida que es necesaria para estimar reservas probadas durante la vida del reservorio, por motivos distintos a la producción aunque puede haber circunstancias en las que tales reducciones son necesarias.

En resumen es un método donde se usan valores puntuales de los parámetros para estimar reservas; el resultado está expresado por un solo valor. Los métodos probabilísticos para determinar reservas usan parámetros estocásticos para hacer una simulación por el Método de Montecarlo. El resultado viene expresado por una curva de probabilidad acumulada Vs el volumen de reservas.

3.3. MÉTODOS ESPECÍFICOS DE CÁLCULO DE RESERVAS

Sistemas diseñados para proporcionar una orientación a los evaluadores sobre el cálculo de reservas probadas, probables y posibles, utilizando los siguientes métodos para la determinación de las reservas:

- **Método Volumétrico**
- **Balance de materiales**
- **Análisis de la curva de descenso**
- **Simulación de reservorio**
- **FORSPAN**
- **Simulación Monte Carlo**
- **Método Hubbert**

3.3.1 Método volumétrico

Este método permite realizar una estimación del petróleo original in situ (POES) a partir de la cuantificación del volumen de roca que conforma un yacimiento, la capacidad de almacenamiento de la roca y la fracción de hidrocarburo presente en los poros de dicha roca, aunque influyen también otros factores, como por ejemplo, el área de drenaje, la cantidad y confiabilidad de la información existente del yacimiento, etc. Por lo tanto es importante emplear este método usando valores promedio de los parámetros requeridos, en cuyo caso es referido, como la

aplicación determinística del método volumétrico. La ecuación del método volumétrico se expresa de la siguiente forma:

$$POES = \frac{7758 * A * \Phi S_o * h}{B_{oi}}$$

Donde:

POES = Petróleo Original En Sitio, bn (en condiciones de superficie)
 7758 = Constante de conversión entre las unidades de acres-pies empleadas para el cálculo del volumen de fluidos ($v = A * h$)
 A = Área, acres
 Φ = Porosidad, fracción
 S_o = Saturación de Petróleo, fracción
 H = Espesor, pies (ANP)
 B_{oi} = Factor volumétrico del Petróleo inicial, B_y/b_n

El B_{oi} se define como el volumen que ocupa a condiciones de yacimiento un barril normal de petróleo, más su gas en solución. También puede definirse como el cambio en volumen que experimenta la fase líquida al pasar de las condiciones de yacimiento a las condiciones de superficie como consecuencia de la expansión líquida y/o liberación del gas en solución.

3.3.2. Método de Balance de Materiales

Es el método empleado para calcular el volumen de hidrocarburos en el lugar donde se encuentra el reservorio al tiempo que una apropiada geología, producción y datos de laboratorio lo dispongan. Cuando la productibilidad económica junto con el balance de materiales es el límite, las reservas son determinadas. En una forma más simple se podría describir este método en una ecuación que puede ser definida como:

$$\text{El volumen inicial} = \text{El volumen remanente} + \text{El volumen removido}$$

Dado que el petróleo, el gas y el agua están presentes en los depósitos de crudo, la ecuación puede ser usada para calcular el total de fluidos que componen el depósito o para cualquiera de los fluidos presentes. Para los depósitos de gas, el método más utilizado frecuentemente es el de marcar puntos de presión en el reservorio, el cual es controlado por la compresibilidad del gas (P/Z) vs. la producción almacenada.

Para realizar un balance de materiales se requieren cuatro grupos de datos indispensables los cuales son:

- Producción de Fluidos
- Depósitos de presión y temperatura
- Análisis de Fluidos
- Análisis básico y registros petrofísicos

Además de estos datos, es muy conveniente saber el tipo de mecanismo que está operando en el depósito a fin de facilitar la estimación del volumen inicial de hidrocarburos presentes en él. Al igual que con otros métodos entre mejor se la calidad de los datos, mayor va ser el grado de confiabilidad de los resultados.

3.3.3. Análisis de la Curva de Declinación

El análisis del descenso en la curva de producción proporciona información para la estimación con la ayuda de tres importantes elementos como lo son:

- Reservas remanentes de petróleo y gas que pueden ser recuperadas.
- Expectativa en futuras tasas de producción.
- Restante vida productiva de los pozos o del depósito.

Además de las anomalías que aparecen en el gráfico es útil una adecuada explicación. El análisis solo es válido siempre que el pozo no sea alterado y que el drenaje del depósito sea constante.

Al igual que con todos los demás métodos, la caracterización de las reservas por el método de análisis del descenso de la curva depende de la interpretación que se obtenga. Importantes consideraciones que deben tenerse en cuenta incluyen la cantidad y calidad de los datos, la variabilidad del perfil, y una comprensión del pasado y el futuro del sistema de producción y del mecanismo de agotamiento. Debido a la extrapolación empírica una disminución de la curva por lo general puede tener una gama de interpretaciones. El rango depende de la historia de producción de la propiedad. Por ejemplo, si antes se limita la historia de producción, es posible que para un pozo o para un pozo en etapa de producción se halle un rango amplio de interpretaciones posibles. Esto es valioso para poder comprender el mecanismo de recuperación de la producción en de la formación (o de las mismas formaciones de la zona) y de las diversas características del pozo (suelo neto, la permeabilidad y de la zona extinción). Además cada interpretación está en función de la experiencia, integridad y de la objetividad de la persona que esté haciendo la evaluación.

3.3.4 Método de Simulación de Reservorio

Un simulador de depósito es una herramienta que se utiliza para simular los procesos que tienen lugar en la producción de un reservorio. La simulación se hace a menudo para optimizar la recuperación mediante el análisis de los diversos diseños de reservorios, de los métodos de producción y de la misma complejidad de los depósitos. Aunque los métodos de simulación de yacimientos son complejos incluyen una combinación de los principios físicos y técnicas de análisis de uno o más métodos de estimación de reservas.

Los criterios usados para la categorización de las reservas incluyen la cantidad, la calidad de la producción y de la precisión de los datos, la validez del modelo y de su demostrada confiabilidad el cual es comparable con el reservorio y con la capacidad de coincidir con la historia. Para ilustrar, la historia geológica y de rendimiento se debe disponer de una cantidad suficiente de datos que permitan asemejarse razonablemente y si se usa un modelo adecuado de simulación que haya sido utilizado en reservorios similares al que se está estudiando, la proyección de la recuperación en virtud de mecanismos primarios y en especial con las condiciones económicas podría considerarse como reservas probadas. Si la simulación del modelo muestra un mejor mecanismo de recuperación, los criterios antes mencionados de clasificación para un reservorio mejorarían y se aplicaría para la recuperación en general. Esto significa que cuando el modelo de simulación está siendo usado para los actuales proyectos de recuperación y si el funcionamiento mejora, y si existen los datos suficientes y la respuesta de estos datos es coherente con los resultados de la simulación, se puede esperar que para los modelos de reservorio que estén proyectados a futuro tengan una alta probabilidad de demostrar resultados confiables, la simulación de recuperación puede ser usado como un método para estimar reservas.

3.3.5. FORSPAN

Una acumulación de una o más reservorios de petróleo (un término colectivo de petróleo crudo, gas natural y líquidos de gas natural) comparte una trampa particular, carga, y un conjunto de características presentes en el depósito. A efectos de la evaluación, una acumulación es tratada como una entidad única. El USGS identifica dos grandes tipos de acumulaciones de petróleo sobre la base de la geología - convencional y continua (Fig. 4). Una acumulación convencional puede ser todo un terreno, o sólo los depósitos del campo asociado con un sistema petrolífero. Una acumulación continua es más amplia y puede incluir varias áreas productivas que (no en la terminología USGS) puede ser denominado

campos. Las acumulaciones convencionales se asocian con trampas estructurales o estratigráficas, comúnmente delimitadas por una baja depresión en contacto con el agua y, por tanto, afectados por la flotabilidad de petróleo en el agua (Schmoker, 1996; Schmoker, 1999). La acumulación continua son áreas amplias de reservas de petróleo que no están necesariamente relacionadas con las convencionales trampas estructurales o estratigráficas. Estas acumulaciones no tienen bien definido el contacto petróleo / agua, y, por tanto, no son localizados por la flotabilidad de petróleo o del gas natural en el agua (Schmoker, 1996; Schmoker, 1999). Ejemplos de una acumulación continua se debe incluir "los depósitos de gas apretado", coalbed gas, petróleo y gas en la pizarra, el petróleo y el gas en yeso, centrada en la cuenca de gas, y de gas biogenico de bala profundidad o somero.

Para estimar las posibles adiciones a las reservas de la acumulación continua, el USGS ha desarrollado un modelo llamado "FORSPAN" (acrónimo de Previsión SPAN; Schmoker, 1999). El FORSPAN trata de un modelo de acumulación continua como una colección de petróleo que contiene una estructura para efectos de la evaluación. Una estructura es una subdivisión o área dentro de una acumulación continua de dimensiones relacionadas con las áreas de drenaje de los pozos. Las estructuras son las zonas que podrían ser drenados por un pozo, aunque algunas pueden haber tenido más de un pozo en ellos en el pasado. Por lo tanto, puede contener más de uno. Cada estructura es capaz de producir petróleo o gas, pero pueden variar considerablemente de unos a otros en sus características de producción y por lo tanto en sus características económicas (Schmoker, 1999). El potencial de adicionar a las reservas provienen de recursos continuos de petróleo los cuales se calculan estadísticamente por la combinación de distribuciones de probabilidad de la estimación del número de estructuras que tengan a prueba el potencial de adicionar a las reservas con el volumen estimado de petróleo y de gas natural que cada una de las estructuras de prueba sea posible producir (en total recuperación). Una de esos métodos estadísticos para la

combinación de número de células con una recuperación total, utilizado por el USGS, se llama ACCESS (acrónimo de Analytic basado en células de energía continua del sistema de hoja de cálculo) y se describe por Crovelli (2000).

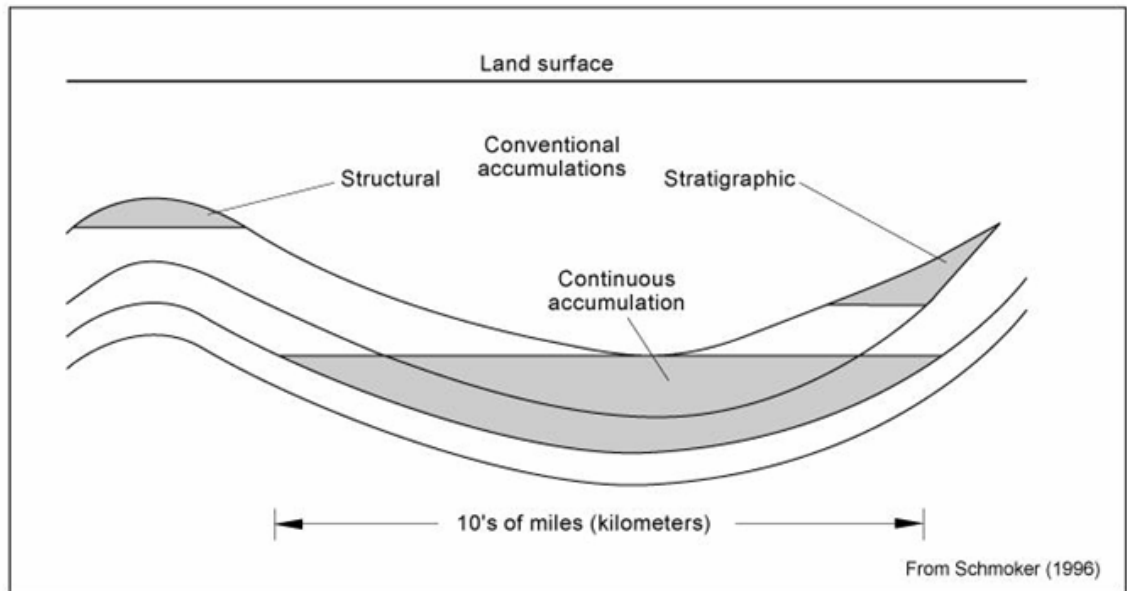
Tradicionalmente, la acumulación continua ha sido evaluada por un método volumétrico. Características geológicas básicas (tales como área, el espesor y la porosidad de los embalses) fueron tratadas como probabilístico para el cálculo de variables en lugar de volúmenes de recursos. Estas variables se encuentran asociadas a incertidumbres y se correlacionaron el uno con el otro en formas que estaban mal ilustrado y haciendo que el modelo sea muy difícil. Según Schmoker (2003), el modelo FORSPAN se basa en el rendimiento de la producción de los depósitos, como empíricamente se demostró por los pozos. En este método, las estimaciones de volúmenes de petróleo o de gas in situ no se han desarrollado. En lugar de ello, se utilizan los datos de producción y las previsiones de posibles adiciones a las reservas. Esos modelos de la evolución de reservas buscan establecer el desempeño y si son especialmente adecuados para la acumulación continua que ya están parcialmente desarrollados. Los propios pozos sirven como un amplio equipo analógico en los que se puede evaluar el peso y todos los parámetros del depósito (tales como espesor, saturación de agua, permeabilidad y porosidad). En efecto, los datos de producción se utilizan empíricamente para proporcionar el producto del petróleo in situ y el factor de recuperación. Al carecer de suficiente perforación y producción de datos, el evaluador debe basarse en la información analógica a partir de la acumulación.

Figura 4. Las acumulaciones convencionales y continuas.

Las acumulaciones convencionales se definen como acumulaciones discretas por debajo del contacto de las aguas subterráneas, que se ven afectados por el efecto buoyancy del petróleo en el agua. La acumulación continua (acumulación no

convencionales) tienen grandes dimensiones espaciales y carece de un bien definido contacto petróleo / agua, y por tanto no son localizados por la flotabilidad.

Conventional and Continuous Accumulations



Fuente: FORSPAN Model Users Guide.

3.3.6. Simulación de Monte Carlo

La simulación de Monte Carlo considera el riesgo y la incertidumbre como factores integrales dentro de los cálculos, en lugar de tomarlos como consideraciones secundarias. Lo más importante, es que incorpora el concepto de probabilidad. Se trata de una técnica estadística que responde a la pregunta: Si alguna cosa ocurre, ¿cuál es el rango de resultados posibles? La técnica genera la probabilidad en función de las relaciones de valor para los parámetros clave. Se puede utilizar para responder preguntas técnicas— ¿Cuál es el rango de reservas recuperables y económicas de hidrocarburos en esta región?— ¿Cuál es la probabilidad de que el VAN de este proyecto potencial exceda el objetivo de \$X millones? Resulta más fácil ver cómo funciona la simulación de Monte Carlo

cuando se examina la tarea relativamente más directa de determinar las reservas recuperables de un posible prospecto subterráneo (figura 5).

Figura 5. Fórmula para estimar las reservas recuperables de hidrocarburos

Reservas recuperables

$N_r = (GRV) f \phi S_h \epsilon_r B$	
N_r	= reservas recuperables
GRV	= volumen total de la roca
f	= relación entre espesor neto y espesor total
ϕ	= porosidad
S_h	= saturación de hidrocarburos
ϵ_r	= eficiencia o factor de recuperación
B	= factor de encogimiento o de expansión

Fuente: Pdf. Riesgos medidos

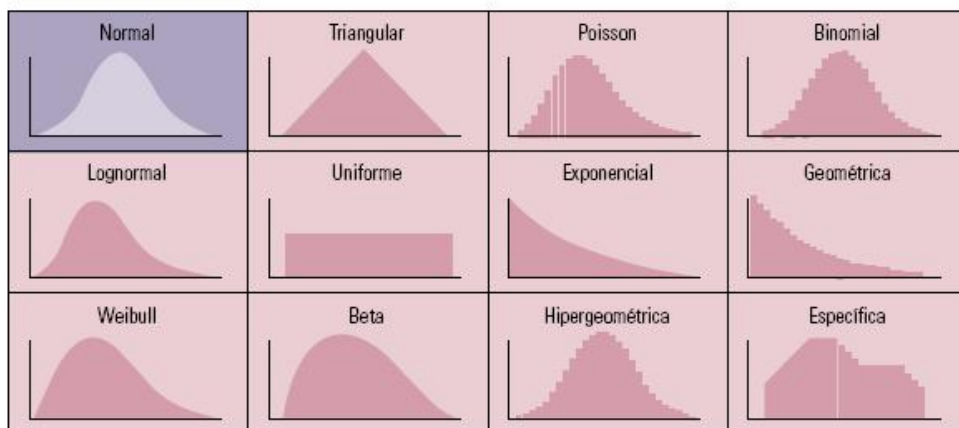
Si los yacimientos fueran homogéneos, sería muy simple deducir las reservas recuperables de ese yacimiento, utilizando un valor único para cada parámetro. Pero, en la práctica, por lo general no es posible asignar valores únicos a cada parámetro. Los geólogos y los ingenieros tienen que estimar valores promedio a través de todo el volumen de un campo, para propiedades tales como la porosidad y el volumen total de la roca (GRV, por sus siglas en inglés) sobre la base de información incompleta.

Lo que ellos pueden hacer con los datos limitados con que cuentan, sin embargo, es trazar una curva de distribución, es decir, una curva que describe la probabilidad de que ocurra un valor determinado, para cada variable ingresada en el cálculo. Por ejemplo, si los valores de porosidades posibles para la arenisca oscilan por lo general entre 10% y 35%, la curva de distribución que relaciona la probabilidad (eje vertical), con el valor de porosidad (eje horizontal), describiría la probabilidad de que ocurra cada valor de porosidad.

Se pueden trazar curvas de distribución similares para todos los otros datos. En una simulación de Monte Carlo, cada uno de estos datos se muestrea en forma arbitraria y los valores individuales se multiplican entre sí (procedimiento conocido como una "prueba"). El resultado de una prueba individual proporciona una respuesta posible para las reservas recuperables. Este muestreo arbitrario de cada distribución de datos ingresados se repite muchas veces, por lo general entre 1000 y 100,000 dependiendo del tipo de cálculo que se desea realizar. Con tantas pruebas, la simulación tomará los resultados más posibles de cada distribución, en lugar de los extremos, porque existen más ejemplos dentro de ese rango. Como resultado final se obtiene una nueva curva de distribución, que representa un rango de posibles cantidades de reservas recuperables y la probabilidad de que ocurra algún valor en particular.

En un mundo ideal, las curvas de distribución individual se deberían basar en muchas mediciones. Pero, en la práctica, a menudo existe un mínimo de datos disponibles. Los expertos en las distintas disciplinas que aportan su experiencia, sugieren la forma de la curva que concuerda con la limitada cantidad de datos disponibles. Por ejemplo, los geólogos a menudo establecen analogías entre la porosidad de las rocas que se examinan y la porosidad de las rocas de un área similar explotada previamente. La forma de las distribuciones puede variar enormemente (figura 6). Una distribución triangular, por ejemplo, se podría elegir para la porosidad si los expertos pudieran asegurar que conocen los valores de porosidad mínima, máxima y más probable. Una distribución log normal, podría parecer lo más apropiado para el GRV, lo cual indicaría que los expertos consideran que el rango es mayor para los valores altos que para los valores bajos.

Figura 6. Diversas formas de distribución. La más conocida es la curva normal.



Fuente: Pdf. Riesgos medidos

Si bien la simulación de Monte Carlo es ampliamente utilizada para estimar las reservas, sólo una cantidad limitada de compañías la adoptan como método para tomar decisiones económicas, o para evaluar riesgos políticos o de seguridad, si bien los principios son los mismos. Esto sugiere una percepción inusual del

riesgo, es decir, que el riesgo existe y que es importante en el mundo físico pero que, de alguna manera, está ausente en el mundo económico. Esto no es cierto en absoluto, como lo han demostrado las variaciones observadas en los precios del petróleo, de los costos, de las tasas de interés y de muchos otros factores financieros a lo largo de los años.

En el siguiente ejemplo, se considera un campo hipotético con reservas recuperables de 150 millones de barriles [2.4 millones de m³] de petróleo (MBO). La producción anual alcanza inmediatamente un nivel del 12% de las reservas totales, es decir, 18 MBO/año [2.8 millones m³/año] por 5 años; a partir de allí declina al 20% por año, hasta que se han producido los 150 MBO. Se necesitan cinco pozos productores, a un costo de \$15 millones por pozo a lo largo de dos años. Los costos de instalación de la plataforma de producción y de las tuberías de conducción ascienden a \$765 millones en el transcurso de tres años. Los costos operativos son de \$75 millones por año y el gasto del abandono después de la última producción es de \$375 millones. Los impuestos corporativos son del 30%, la inflación a lo largo de este período es del 3.5% y la tasa de descuento es del 10%. Se supone que el precio del petróleo es de \$18 por barril y que aumenta según la tasa de inflación.

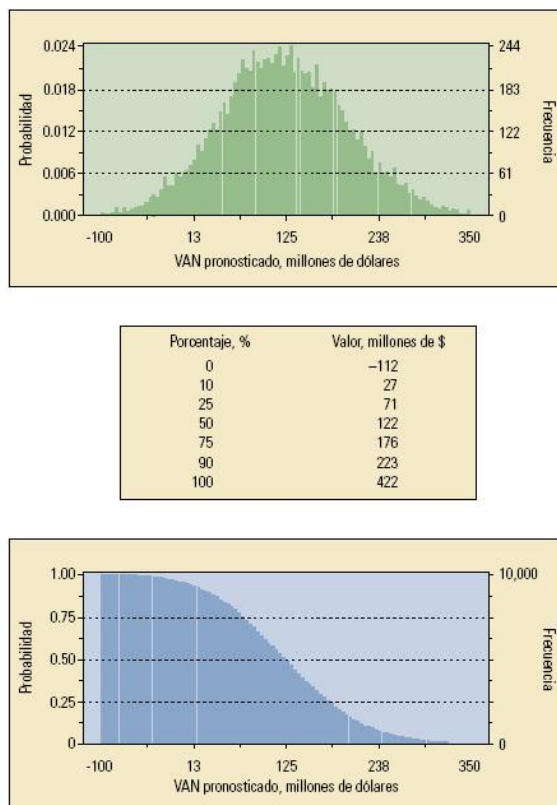
Mediante un cálculo simple y determinístico del valor actual neto, se obtiene un valor actual neto nominal, descontando el flujo de fondos al 10% por año (VAN10) de \$125 millones. Este es un número positivo, de modo que la decisión de proceder con el desarrollo será muy sencilla. Una evaluación probabilística del mismo campo pone a consideración del responsable de tomar la decisión un panorama más amplio. Se supone que la evaluación probabilística utiliza las cifras anteriores como los datos más probables (que son los que se encuentran en la mitad del rango) pero también se sugieren otros valores como posibles datos a considerar: los gastos de perforación, las erogaciones de capital y los gastos operativos, que se supone se distribuyen en forma normal con una desviación

estándar (SD) del 10% con respecto a la media. Los gastos de abandono normalmente se distribuyen con una desviación estándar del 20% de la media. Los volúmenes de producción también se distribuyen en forma normal, pero con una correlación positiva con respecto al gasto operativo. Se considera que la mejor manera de describir el precio futuro del petróleo durante el período de interés es con una distribución log normal, con una SD del 10% en el primer año de producción, con un incremento del 2% anual, y alcanzando el 34% en el último año de producción. De esta manera se obtiene un precio constante bajo de aproximadamente \$10 por barril, mientras que el precio alto asciende de \$23 a \$37.5 por barril durante la vida del campo. Los resultados de las 10,000 pruebas de una simulación de Monte Carlo muestran la probabilidad de que ocurra un rango de resultados posibles (figura 7). El valor promedio esperado es de \$124 millones. Esto significa que una cantidad importante desde un punto de vista estadístico de oportunidades idénticas, tendrían un valor promedio de \$124 millones cada una, en términos del VAN. Sin embargo, también existe una amplia gama de resultados posibles y la posibilidad de obtener resultados completamente diferentes. Por ejemplo, el 10% de los casos comprendidos en la simulación, arrojó valores inferiores a \$27 millones. Por lo tanto, el valor llamado P10 del resultado, o el valor que posee un 10% de probabilidades de que el resultado sea inferior (ó 90% de probabilidades de que sea mayor), es de \$27 millones en este ejemplo. El valor más bajo dado por cualquiera de las pruebas es -\$112 millones, y alrededor del 5% de las pruebas, arrojó resultados de VAN negativos. Por otra parte, el P90 fue de \$223 millones, lo que significa que el 10% de las pruebas produjo valores superiores a \$223 millones.

Para este campo en particular, existe una pequeña probabilidad de alrededor del 5% de perder dinero, pero una probabilidad considerable de ganar una cantidad de dinero importante (por ejemplo, una probabilidad del 16% de ganar más de \$200 millones). Si bien la decisión a tomar sería la de seguir adelante con el proyecto, el análisis de Monte Carlo, al poner de manifiesto la situación completa,

le brinda a los responsables de tomar las decisiones, una mayor tranquilidad al saber que se han considerado todos los aspectos. El análisis de Monte Carlo es una herramienta poderosa, pero se debe utilizar con cuidado (véase "El análisis de Monte Carlo aplicado a las intervenciones. Un error en la asignación justa de algún dato ingresado, como por ejemplo la variación del precio del petróleo, puede hacer que todo el análisis resulte erróneo. En un campo del Mar del Norte desarrollado en los años 80, el análisis de Monte Carlo podría haber dado como resultado un panorama totalmente ajeno a la realidad, ya que se tuvo en cuenta que el rango del precio del petróleo oscilaría alrededor de \$35 por barril; valor que prevaleció a comienzos de la década. Pero a fines de los 80, el precio del barril era de \$15 o menos.

Figura 7. Resultados de la simulación de Monte Carlo.



Fuente: Pdf. Riesgos medidos.

Una simulación de Monte Carlo, que recibe este nombre por el casino de Monte Carlo, en Mónaco, donde a menudo se prueban sistemas para ganar en los diversos juegos de azar; muestra toda la gama de resultados posibles, como valores actuales netos (VAN) de un activo que aparece sobre el eje X y la probabilidad de alcanzar cada uno de ellos (*arriba*) sobre el eje Y. Sobre este mismo eje también se observa la frecuencia de cada resultado en 10,000 pruebas. La simulación no brinda una única respuesta, sino un rango de ellas. El responsable de tomar decisiones recibe un panorama general. En la tabla (*centro*) se observan varios ejemplos extraídos del pronóstico de la distribución y frecuencia de probabilidades. La distribución de la inversa de las probabilidades acumuladas, (*abajo*) muestra la probabilidad de obtener un VAN mayor, que un cierto valor sobre el eje X.

3.3.7. El método Hubbert

King M. Hubbert es un personaje casi mítico dentro el mundo de la geofísica y la geología. En el año 1949 predijo por primera vez que “la era de los combustibles fósiles sería de muy corta duración”. En el año 1956, mientras trabaja en un laboratorio de investigación de la Shell Oil Company en Houston, Hubbert presentó modelos matemáticos que anunciaban que la cumbre de la producción petrolífera en los Estados Unidos llegaría a su punto máximo alrededor del año 1970.

Esto, que en inglés es denominado “oil peak”, se representa con una curva lógica con forma de campana, y viene a decir que pasado este punto, la producción tiende a disminuir de manera inexorable. En el momento de su predicción y pese a su prestigio, nadie tomó seriamente a Hubbert, siendo criticado e incluso ridiculizado, especialmente por los economistas. El hecho es que efectivamente, en el año 1970 la extracción de crudo en los Estados Unidos empezó a disminuir, empezando una época de déficit en la balanza comercial energética

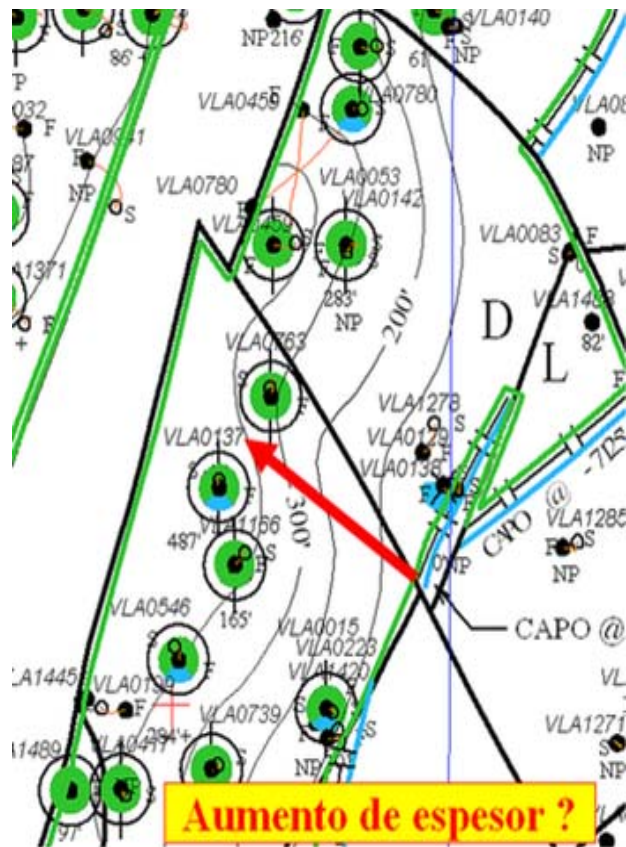
norteamericana. Campbell, Laherrère, y otros como Deffeyes, Duncan, Barlett, Ivanhoe o Youngquist son denominados “geólogos del barril medio vacío”, o geólogos “pesimistas”. Utilizando la metodología de Hubbert y datos obtenidos de la compañía Petroconsultants/IHS, una de las más prestigiosas en cuestiones energéticas a nivel mundial, están prediciendo el “oil peak” de la producción mundial para la primera década de este siglo (entre ellos mismos hay una cierta variación en las fechas, yendo desde el 2004 al 2010, aunque como dicen, las fechas exactas son irrelevantes, lo que cuenta es la inevitable tendencia).

Además de la utilización de los métodos de King M. Hubbert, que hoy en día no son discutidos, su postura se basa en otro factor, quizás el más importante: el origen de los datos sobre las reservas y la propia definición de estas.

Como ya hemos visto en los párrafos anteriores, existen normas aparentemente estrictas para el cálculo de las reservas de hidrocarburos, no obstante, al echar un vistazo a los mapas isopacos que maneja la empresa estatal Petróleos de Venezuela S. A., nos damos cuenta que gran cantidad de dichos mapas presentan errores o no consideran aspectos geológicos de suma importancia para un cálculo más exacto de las reservas.

El mayor error que se genera por el incorrecto cálculo de reservas en algunos campos petroleros, es el hecho de no considerar las desviaciones y el desplazamiento de los pozos que luego de ser registrados, nos proporcionarían la información necesaria para realizar la contabilidad del hidrocarburo en el subsuelo.

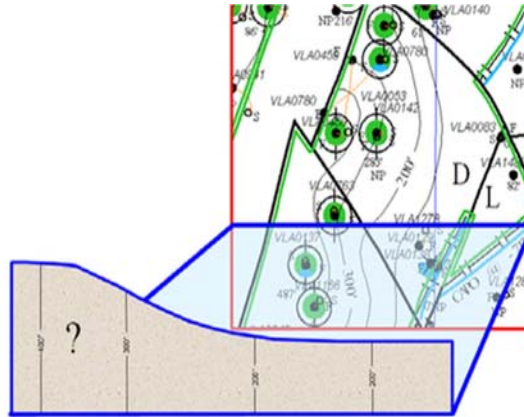
Figura 8. Aumento aparente de los espesores de ANP en un mapa isopaco oficial.



Fuente: <http://modelaje-de-yacimientos.blogspot.com/2008/02/errores-comunes-que-influyen-en-la.html>.

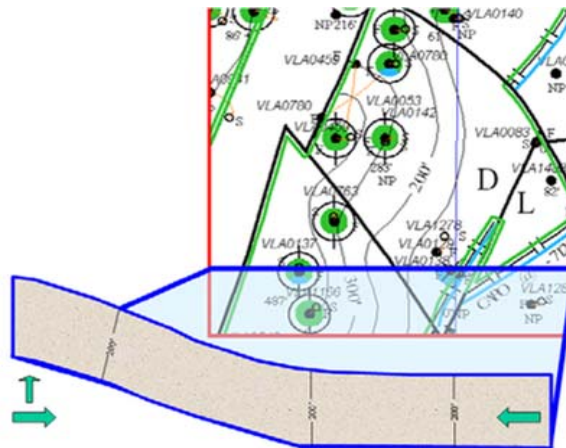
Aunque en algunos casos existen pozos con una desviación prácticamente despreciable, el casi total de pozos perforados presentan una desviación que debería de tomarse en consideración, razón está por la que a cada pozo perforado se debería realizar la respectiva corrección por desviación (no confundir con verticalizar el pozo o TVD), que consiste en realizar los cálculos matemáticos con el propósito de corregir los cambios de ángulo y azimut que presentan los pozos con respecto al tope geológico del intervalo de interés, ya que de lo contrario es posible que el espesor de roca reservorio que se obtenga sea mayor al verdadero.

Figura 9. En los mapas isocóricos (No-Isopacos) existe un aparente aumento de los espesores de arena neta petrolífera hacia las estructuras positivas y/o capas altamente inclinadas.



Fuente: <http://modelaje-de-yacimientos.blogspot.com/2008/02/errores-comunes-que-influyen-en-la.html>

Figura 10. Ley de Steno de la horizontalidad, por la que los estratos tienen generalmente superficies horizontales; las superficies de estrato inclinadas comportan modificaciones sucesivas de su ubicación primitiva

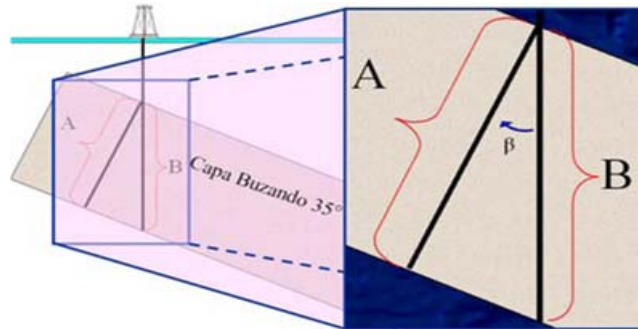


Fuente: <http://modelaje-de-yacimientos.blogspot.com/2008/02/errores-comunes-que-influyen-en-la.html>

Aunado a esto, podemos obtener un mayor error por el hecho de no considerar las desviaciones y el desplazamiento de los pozos en dichas capas inclinadas, ya que

es posible obtener un aumento del espesor de las capas donde existe un buzamiento considerable ($> 10^\circ$).

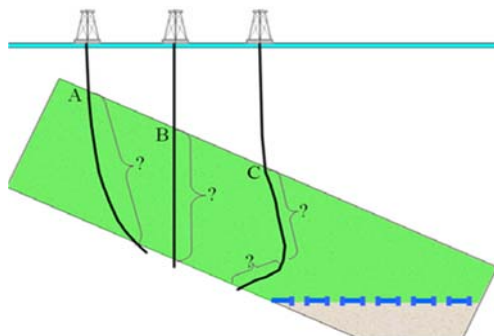
Figura 11. Los pozos cortan el estrato inclinado “no perpendicularmente”.



Fuente: <http://modelaje-de-yacimientos.blogspot.com/2008/02/errores-comunes-que-influyen-en-la.html>

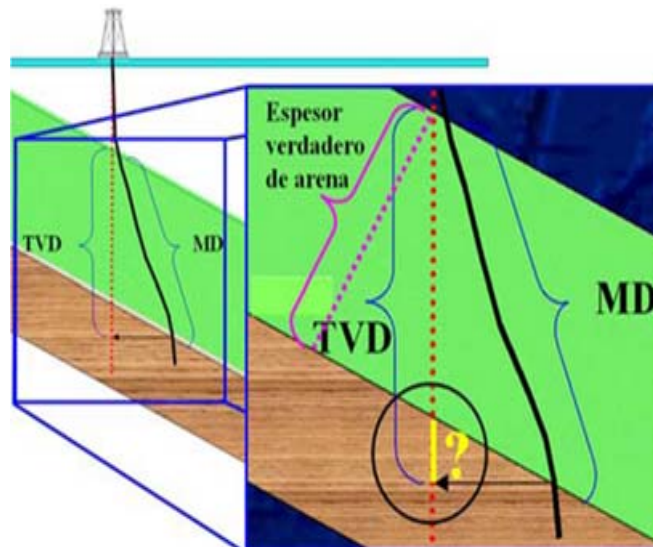
El cálculo de reservas en el pasado y hasta el presente, se ha llevado a cabo tomando en cuenta los espesores de ANP sin correcciones de este tipo. Las correcciones de MD a TVD, no son más que la verticalización de los excesos por desviación, más no la horizontalización del estrato o capa.

Figura 12. No existe un aumento del espesor de arena, en realidad no se toma en cuenta que cortamos el estrato sin considerar el buzamiento de las capas y/o la desviación de los pozos en los diferentes tramos.



Fuente: <http://modelaje-de-yacimientos.blogspot.com/2008/02/errores-comunes-que-influyen-en-la.html>

Figura 13. No existe corrección por buzamiento ni mucho menos de espesores de los cuerpos de arena.

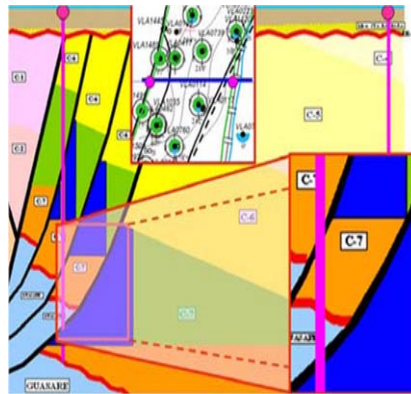


Fuente: <http://modelaje-de-yacimientos.blogspot.com/2008/02/errores-comunes-que-influyen-en-la.html>

Los cambios de facies son tal vez el problema con un mayor grado de incertidumbre, ya que no es nada fácil definir los límites de los diferentes subambientes sedimentarios, aunado al hecho de que dentro de una misma facies se pueden presentar cambios significativos en las propiedades físicas de la roca. Las consecuencias en este caso pueden ser tanto positivas como negativas, debido a la disminución en la porosidad y permeabilidad; componentes minerales, etc. Una facies sedimentaria es una secuencia de roca sedimentaria que se caracteriza por su geometría (forma), litología, estructura sedimentarias, paleo corrientes, y fósiles. Una facies es entonces el producto de un ambiente sedimentario, aunque también influye en ella las fases erosiónales o de no-deposición que previamente haya sufrido el material sedimentario.

definirá el más exacto volumen total de roca. En otros casos, las estructuras complejas como intersección de fallas, variaciones en el buzamiento de las mismas, discordancias angulares y la definición de horizontes parcialmente erosionados, también generan errores considerables en la contabilidad total de hidrocarburos.

Figura 16. Al calcular las reservas por el método volumétrico, no consideramos el hidrocarburo que se encuentra por debajo de las fallas inversas (área en color azul).



Fuente: <http://modelaje-de-yacimientos.blogspot.com/2008/02/errores-comunes-que-influyen-en-la.html>

Figura 17. Al calcular las reservas por el método volumétrico, no consideramos el hidrocarburo que se encuentra por debajo de las fallas normales (área en color azul celeste).



Fuente: <http://modelaje-de-yacimientos.blogspot.com/2008/02/errores-comunes-que-influyen-en-la.html>

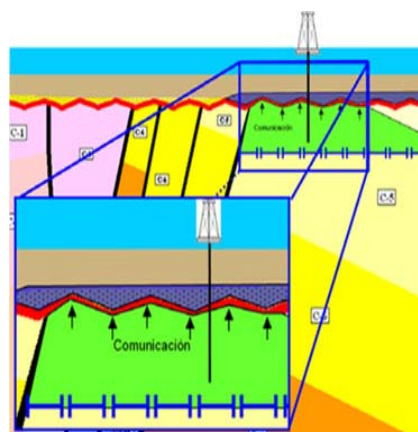
Figura 18. Al calcular las reservas por el método volumétrico, no consideramos el hidrocarburo que se encuentra por debajo de otras estructuras (área en color azul oscuro)



Fuente: <http://modelaje-de-yacimientos.blogspot.com/2008/02/errores-comunes-que-influyen-en-la.html>

Por ahora, finalmente, un punto de atención importante es el que corresponde a las áreas donde existe coalescencia, producto del contacto discordante y en algunos casos angular, entre yacimientos de diferentes edades y características, que traen como consecuencia la posible comunicación de unidades de flujo con propiedades físicas, estratigráficas y sedimentológicas totalmente diferentes.

Figura 19. Coalescencia entre unidades geológicas de edades y características diferentes producto de una discordancia angular; por ejemplo, Formación Misoa y El Mbro. Santa Bárbara de la Formación La Rosa.



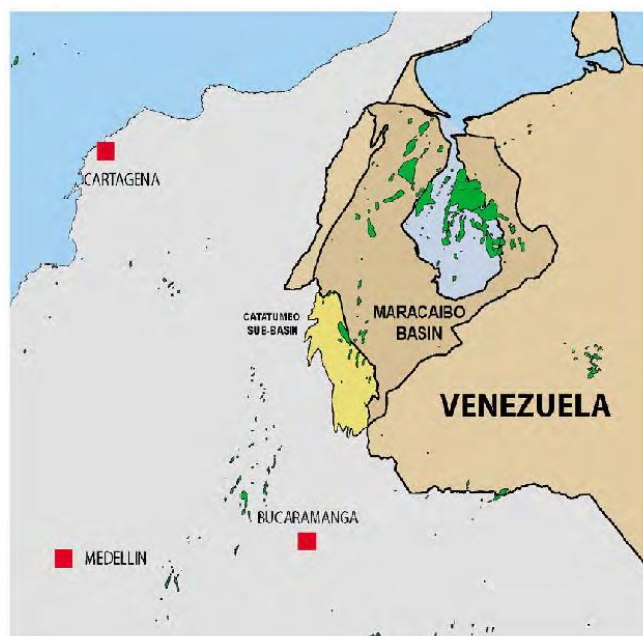
Fuente: <http://modelaje-de-yacimientos.blogspot.com/2008/02/errores-comunes-que-influyen-en-la.html>

Existen casos particulares donde la producción acumulada de un pozo es mayor a las reservas estimadas para el yacimiento en el que es productor, razón por la cual, es necesario definir, si es posible, la comunicación que existiera entre dos yacimientos diferentes. Peor es el caso en el que los pozos producen en comingled, pues no es posible cuantificar la producción asociada a cada yacimiento. "La evolución constante del precio del petróleo eleva al primer plano del escenario mundial a cuatro países: Venezuela, Rusia, Arabia Saudita e Irán". Arabia Saudita, que históricamente ha sido el país con mayores reservas de hidrocarburos del mundo, con 261 mil millones de barriles, ahora escolta a Venezuela que tiene las reservas de hidrocarburos más grandes del mundo, con 315 mil millones de barriles de crudo. Según fuentes oficiales, Venezuela producirá en el año 2012, 5.847.000 barriles de crudo, desde los cerca de los 3,3 que se producen en la actualidad.

4. LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA

La Cuenca del Catatumbo está localizada hacia el nororiente del país, en el Departamento de Norte de Santander, cubriendo un área aproximada de 7350 km². Se encuentra limitada hacia el occidente por la Serranía de Perijá, hacia el suroriente por la Cordillera Oriental de Colombia y los Andes de Mérida y hacia el oriente por el límite fronterizo con Venezuela. Geológicamente la cuenca del Catatumbo, forma la extensión más suroccidental de la Cuenca de Maracaibo, una de las provincias petrolíferas más prolíficas del mundo (ver figura 20). Con un acumulado de reservas mayor a 550 MBPE y 11 campos de aceite y gas descubiertos en el área (entre estos el Campo Tibú), la cuenca de Catatumbo es una de las áreas más antiguas de producción de hidrocarburos en Colombia.

Figura20. Localización área de estudio Cuenca del Catatumbo.



Fuente: Tomado y modificado por EXXON. 1993.

5. MARCO GEOLÓGICO REGIONAL

5.1. EVOLUCIÓN DE LA CUENCA DEL CATATUMBO

En el territorio Colombiano no se han reconocido unidades litoestratigráficas del Arcaico, o sea que tengas edades superiores a los 2.500 Ma (Toussaint, 1993). Supuestamente se piensa que a mediados del Proterozoico, el territorio del departamento de Norte de Santander, formaba parte de una provincia tectonoestratigráfica ancestral que se encontraba unida al Escudo de Guayana (Irving, 1971; Kroonenberg, 1982; Clavijo, 1994), sin descartarse la posibilidad de que ya existiera como una unidad precámbrica alóctona con respecto al Escudo (Etayo et al., 1983; González et al., 1988; Toussaint & Restrepo, 1989). En este lapso se desarrolla una cuenca marina de sedimentación predominantemente samítica, pelítica y localmente calcárea. Esta secuencia es deformada y altamente meteorizada a finales del Proterozoico (945 ± 40 Ma), para conformar la unidad denominada Neis de Bucaramanga o Complejo Bucaramanga.

En el paleozoico inferior en la Cordillera Oriental, durante el Cámbrico, sobre los paleo relieves erosionados del Proterozoico superior se deposita una potente secuencia grano gradada cíclica de ambiente de talud submarino (Etayo et al., 1983). Posteriormente, esta secuencia fue plegada y metamorfizada durante la Orogenia Caledoniana, en el lapso de 410 – 450 Ma (?), con un metamorfismo hasta la facies de esquistos verdes, y se constituye la unidad conocida como Formación Silgará (Ward et al., 1973).

Registros geocronológicos de los períodos Silúrico y Devónico inferior (Paleozoico Inf. – Sup.) no se conocen en esta área; su ausencia podría interpretarse como a la no depositación (hiato estratigráfico), al desarrollo de procesos erosivos o

también a grandes movimientos tectónicos al finalizar la Orogenia Caledoniana en este sector de la Cordillera Oriental. A finales del Devónico inferior se desarrolla una subsidencia en la Cordillera Oriental, mientras que a mediados del Devónico se inicia un período de sedimentación marina epicontinental, donde se originaron las formaciones El Tíbet, de un ambiente litoral transgresivo, y la Floresta, de ambiente marino de plataforma bastante tranquilo, sin perturbación de corrientes (Mojica & Villarroel, 1084); esta última unidad contiene fósiles del Devónico medio. En este intervalo se suceden movimientos compresivos, donde ocurre la probable separación de la Provincia de Mérida a partir del Carbonífero.

La Cordillera Oriental durante el Devónico superior y el Jurásico medio, se caracteriza por la ocurrencia de procesos magmáticos diferenciales y por la ausencia de metamorfismo regional. La actividad magmática en el área se ubica en este tiempo y se encuentra estrechamente relacionada con las cuarcas monzonitas de $350 \pm 17,5$ Ma (Boinet, 1983), presentes al suroriente de Pamplona, Norte de Santander. Este proceso magmático indica una etapa temprana del Grupo Plutónico del Macizo de Santander.

Entre los períodos Devónico superior y el Carbonífero inferior se presenta un gran hiato estratigráfico y después de esta interrupción avanza un mar transgresivo durante el Carbonífero (Pensilvaniano) – Pérmico y se depositan sedimentos clásticos y bioclásticos, alternados con calizas biogénicas, los cuales son constituyentes de la Formación Diamante (Ward et al., 1973) y de la unidad denominada Paleozoico del Río Nevado (Stibane & Forero, 1969; Vargas et al., 1976). En el área no se reconocieron sedimentitas del Triásico – Jurásico inferior (Mesozoico); probablemente se debe a un hiato estratigráfico o bien a que esta ausencia tenga que ver con un proceso de erosión. Es posible que el cuerpo plutónico existente al suroccidente de la cuenca, pertenezca a estos períodos geológicos, ya que las rocas plutónicas del Macizo de Santander; en su mayoría, han sido consideradas por varios autores como del Triásico – Jurásico.

Durante el Triásico superior y el Jurásico inferior se presenta una etapa compresiva, evidenciada por una zona levantada como lo son las provincias del Macizo de Santander y de Mérida. A finales del Jurásico se produce una sedimentación de ambiente fluvial, que da origen a la Formación Girón, la cual se caracteriza por su contacto discordante con el Neis de Bucaramanga, a las formaciones Silgará, Diamante y con el cuerpo cuarzomomzonítico.

En la región centro – oriental de la cuenca, durante el Jurásico inferior y el Cretácico inferior (Valanginiano), se registra una etapa de subsidencia con cambios graduales en la depositación de tipo continental a marino, donde la depositación deltaica podría estar marcando el inicio de una regresión del mar en este intervalo; se deposita una potente secuencias de areniscas, lutitas y calizas, cuyo espesor supera los 4000 m, con avances y retrocesos del mar y con parcial influencia deltaica. Esta secuencia está representada principalmente por las diferentes formaciones cretácicas correspondientes a la Cuenca de Catatumbo – Maracaibo, al Macizo de Santander y la Provincia de Mérida.

La subsidencia en el sector oriental de la Falla de Labateca trajo como resultado un incremento significativo de areniscas marinas en la secuencia de las formaciones cretácicas de Río Negro y Aguardiente; estas areniscas probablemente tuvieron origen en grandes procesos erosivos del Escudo de Guayana. Actualmente, el sector occidental del rasgo tectónico en referencia posee mayores alturas topográficas que el sector oriental.

A finales del Cretácico y principios del Terciario (Cenozoico) ocurre el retiro del mar. Finaliza la etapa distensiva y desde el Paleoceno se da inicio a la etapa compresiva, y ocurre con ésta el levantamiento de la provincia del Macizo de Santander; durante el Paleoceno medio. Durante este lapso las condiciones ambientales desarrolladas dieron lugar a una sedimentación de origen marino a transicional – continental, cuyo material tiene más de 1500 m de espesor y es

componente de las formaciones terciarias de la Cuenca de Catatumbo – Maracaibo.

Durante el Mioceno medio se produce el inicio del levantamiento de la Cordillera Oriental, pero luego en el Mioceno medio tardío es cuando se desarrolla una fase comprensiva más intensa, que origina en el extremo occidental una cadena montañosa, plegada, cabalgante, de vergencia al occidente y forma en el borde oriental un sistema de cabalgamiento, con vergencia al oriente, lo que coincide con el Bloque Pamplona (Clavijo, 1994). Con base en estas condiciones tectonogénicas el Macizo de Santander se interpreta como un horst, cuyo borde occidental y oriental cabalgan respectivamente sobre la cuenca del Valle Medio del Magdalena, y sobre las cuencas de Catatumbo – Maracaibo y Llanos Orientales (Fabre, 1983; Toussaint & Restrepo, 1989).

Después de desarrollarse una fase corta y distensiva en la Cordillera Oriental, durante la cual se originó un fallamiento normal (Falla de Labateca en su fase inicial de formación), y a partir del Mioceno superior, se inicia una fase compresiva que se ha continuado hasta la actualidad (Boinet et al., 1985).

La Orogenia Andina, durante el Mioceno - Plioceno, dio origen a la regresión final del mar y así el ambiente depositacional con el tiempo se fue tornando progresivamente de tipo marino a completamente continental. Esta orogenia, que aún se encuentra en proceso de actividad, ha producido como resultado final la actual conformación geomorfológica de la Cordillera Oriental y particularmente la estructuración del territorio al cual corresponde el área de la Cuenca.

Como fase final en el desarrollo de la evaluación geológica del área, se registra la sedimentación de algunos depósitos cuaternarios de origen aluvial y coluvial, conos de deyección y escasas terrazas fluviales, cuyas edades van del Pleistoceno al Holoceno.

En resumen la Cuenca del Catatumbo es la extensión SW de la Cuenca de Maracaibo, una de las provincias petrolíferas más prolíficas del mundo. La cuenca de Maracaibo–Catatumbo forma una depresión estructural limitada por cordilleras Andinas que incluye al sur y oriente los Andes de Mérida (Mondragón, 2002), hacia el occidente y suroccidente la Serranía de Perijá y la extensión más norte de la Cordillera Oriental de Colombia respectivamente. El límite oriental de la Cuenca del Catatumbo está definido por el límite internacional de Venezuela-Colombia (Mondragón, 2002).

El registro sedimentario de la cuenca del Catatumbo sobrepasa los 15.000 pies de espesor e involucra rocas de un amplio rango de edad desde el Jurásico hasta el Reciente (Notestein et al 1944). La historia geológica de la cuenca durante el Mesozoico–Cenozoico registra múltiples estadios de evolución, desde una cuenca extensional durante Triásico-Jurásico, un estadio de margen pasivo durante la mayor parte del Cretácico, un estado de transición entre un margen pasivo a uno activo a finales del Cretácico y comienzos del Terciario, y finalmente una cuenca de ante país (*foreland*) durante el Terciario (Notestein et al 1944). Cada uno de estos mayores estadios de evolución es caracterizado por una secuencia sedimentaria y un estilo propio de deformación, que registran una dinámica y compleja historia de evolución tectónica, ligada a múltiples episodios de colisión, acreción y transgresión a lo largo de la parte norte de la placa suramericana (Mondragón 2002).

5.2. ESTRATIGRAFÍA REGIONAL

El registro sedimentario de la cuenca se inicia hacia finales del Cretácico Inferior durante el Aptiano, con la sedimentación de lutitas, lodolitas, calizas y areniscas depositadas sobre una plataforma marina somera en forma discordante sobre las rocas Triásicas y Jurásicas. En el área estos depósitos están representados por las formaciones Tibú, Mercedes, Aguardiente, Cogollo y La Luna. A finales del

Cretácico, como producto de la colisión de la placa pacífica contra la margen oeste de la placa Suramericana, se inicia la depositación de shales y algunos niveles de areniscas correspondientes a las formaciones Colón y Mito Juan, los cuales representan el sello regional de los reservorios Cretácicos.

A finales del Cretácico y comienzos del Terciario la progresiva colisión oblicua entre la placa Caribe y la margen del norte de Suramérica, genera varios eventos de deformación. Como consecuencia en la Cuenca del Catatumbo, los ambientes de depositación se hacen más continentales. El registro sedimentario está representado por arcillolitas, areniscas y horizontes de carbón depositados en ambientes fluviales, parálicos y deltaicos, representados por las formaciones Catatumbo, Barco, Los Cuervos, Mirador, Carbonera, León, Guayabo y Necesidad. El área aproximada de la cuenca es de 7000 Km² y el espesor aproximado de sedimentos es de 10000 pies. (ECOPETROL-ICP, 1991). La figura 21 presenta la columna generalizada para la cuenca del Catatumbo. A continuación se describen las unidades geológicas presentes en la cuenca:

5.2.1. Basamento (Precretácico)

Se define así a un conjunto de rocas ígneas y metamórficas, afines a las presentes en el Macizo de Santander, la Sierra de Perijá y los Andes de Mérida (Richards, 1968). En estos sectores las rocas ígneas están representadas por granodioritas y dioritas, y las rocas metamórficas consisten de gneises y esquistos cuyas edades van desde el precámbrico al Triásico.

5.2.2. Grupo Uribante

En Colombia su redefinición fue hecha por Notestein *et al.* (1944) quienes lo subdividen en tres unidades; los miembros cartografiados, Tibú, Mercedes y Aguardiente. El Grupo Uribante presenta un espesor de 1300 pies hacia el

nororiente, llegando a alcanzar 1800 pies hacia el extremo Suroccidental de la cuenca.

5.2.3. Formación Tibú (Aptiano)

La formación aflora en las cabeceras del río Tibú del cual toma su nombre, fue definida por Notestein et al. (1944). Está conformada por lodolitas de color gris oscuro, negro y marrón con laminación plano paralela, fósiles, con abundantes restos de conchas y de peces; intercalada con pequeños niveles de calizas lumaquéllicas en bancos de 30 cm. con estratificación ondulosa y cuarzoarenitas grises, calcáreas, con abundantes fósiles, bioturbadas en bancos gruesos macizos. El espesor de la formación varía entre 351' a 544'. Descansa inconforme sobre el basamento y su límite superior es concordante con la formación Mercedes. El ambiente de sedimentación ha sido interpretado como de origen marino poco profundo. (Bouman y Gibson, 1964).

5.2.4. Formación Mercedes (Aptiano- Albiano Inferior)

La sección tipo de esta unidad se encuentra localizada en el valle de Las Mercedes en la Concesión Barco definida por Notestein et al. (1944). Consiste de calizas arenosas y fosilíferas intercaladas con shales, dolomitas y areniscas. Las calizas clasifican en un rango entre mudstones y grainstones. Se presentan en capas delgadas, ricas en materia orgánica con abundante foraminíferos planctónicos (Exxon, 1993). El espesor varía de 489' a 658'. Su contacto inferior es concordante y neto con la formación Tibú, el contacto superior es transicional con la formación Aguardiente. El ambiente de sedimentación es marino somero.

5.2.5. Formación Aguardiente (Aptiano- Albiano)

El nombre proviene del filo del Aguardiente en la Concesión Barco definida por Notestein et al. (1944). A escala regional consiste predominantemente de cuarzoareniscas de grano grueso con niveles de glauconita y fosfatos intercaladas con shales y calizas. El espesor de la formación varía entre 148' a 275' con tendencia de engrosamiento hacia el sur de la cuenca del Catatumbo. El ambiente de depositación de esta unidad es marino de plataforma abierta (Bouman y Gibson, 1964). La base de aguardiente es transicional, el contacto superior con la formación Cogollo es concordante y parcialmente gradacional.

5.2.6. Formación Cogollo (Albiano Superior- Cenomaniano)

La sección tipo se localiza en la quebrada La Luna (Venezuela) definida por Notestein et al. (1944). Consiste de lodolitas grises oscuras a negras, con laminación plano paralela a ondulosa, con impresiones de bivalvos y restos de peces; intercaladas con lodolitas arenosas grises a marrones, calcáreas, bioturbadas, calizas lumaquéticas (wackestone y packstone de bivalvos) grises, ondulosa y calizas micríticas en capas hasta de 70 cm., planoparalelas (ICP, 1998). El espesor de la formación es de 574' a 1427'. Sus contactos superior e inferior son concordantes. El ambiente de depósito ha sido interpretado como marino somero (Bouman y Gibson, 1964).

5.2.7. Formación La Luna (Turoniano-Coniaciano y Santoniano)

La sección tipo está localizada en la quebrada La Luna (Venezuela) definida por Notestein et al. (1944). Consiste de calizas delgadas gris oscuras intercaladas con shales. Hacia la parte inferior de la formación presenta mudstone gris oscuro que ocasionalmente se presentan como lentes o concreciones intercaladas con lodolitas calcáreas gris oscuras, laminadas, en capas con estratificación plano

paralela a ondulosa, ricas en materia orgánica (ICP, 1998). El espesor varía de 328' a 394'. Su contacto inferior con la formación Cogollo es transicional y el contacto superior es concordante y definido por una capa glauconítica. Los sedimentos correspondientes a la Formación La Luna fueron acumulados sobre fondos anóxicos de plataforma marina externa, en ambientes pelágicos durante la máxima inundación de la cuenca registrada en el Cretáceo superior, según ECPICP (1991). La Formación La Luna varía dentro de la Cuenca del Catatumbo desde facies 100% calcáreas hasta calizas lodosas donde el contenido de clásticos finos no es superior al 30%, las facies menos calcáreas se concentran en la parte occidental de la cuenca y localmente aparecen en la zona de los campos Tibú y Carbonera.

5.2.8. Formación Colón (Campaniano - Maestrichtiano)

La localidad tipo es el Anticlinal de Colón en Venezuela definida por Notestein et al. (1944). Está constituida por un shale gris, localmente calcáreo; en la base presenta un nivel de arenisca glauconítica. El espesor de la formación varía entre 705' a 1509'. Su contacto inferior es concordante y el superior se asume transicional. El ambiente de depósito ha sido interpretado como marino somero superior y de pantanos (Bouman y Gibson, 1964).

5.2.9. Formación Mito-Juan (Maestrichtiano)

La localidad tipo está ubicada en la quebrada Mito Juan en el domo norte de Petrólea definida por Notestein et al. (1944). Esta unidad consiste principalmente de Shale gris-verdoso, shale limoso, limolita y caliza fosilífera arenosa y glauconítica. Este miembro tiene distribución local y desaparece al sur de la cuenca pasando a Shale. El espesor de la formación varía de 902-1378'. El contacto infrayacente de la formación Mito Juan con la formación Colón es transicional y el suprayacente es concordante y gradacional con la formación

Catatumbo. El ambiente de depósito es de agua salobre y marino somero (Bouman y Gibson, 1964).

5.2.10. Formación Catatumbo (Maestrichtiano o Paleoceno)

La sección tipo se encuentra localizada en el río Catatumbo y el pozo Río de Oro - 3 definida por Notestein et al. (1944). Consiste de lodolita gris con pequeños nódulos, lentejones de arcilla ferruginosa; intercalaciones de arenisca de grano fino y limolita que constituyen secuencias granocrecientes en unas y granodecrescientes en otras. En la parte superior la lodolita es carbonosa y contiene delgadas capas de carbón. Su espesor varía entre 328' a 656'. Los contactos inferior y superior de la unidad con las formaciones Mito-Juan y Barco son transicionales. El ambiente de depósito de transición entre ambientes de aguas marinas poco profundas a frentes deltaicos progradantes predominantemente lodosos con alguna influencia de marea y desarrollo local de pantanos salobres. (Bouman y Gibson, 1964).

Figura 21. Columna estratigráfica generalizada cuenca del Catatumbo.

EDAD		Esesor en Metras	Qal	Qt	UNIDAD ESTRATIGRAFICA	
CENOZOICO	Cuater	Reciente			Aluviones, pedimentos, derrumbes, terrazas	
		Pleistoceno	50	o p	Formación Necesidad	
	MIOCENO	Terciario	Plioceno		o	Grupo Guayabo
				800-2.640		
	OLIGOCENO		350-785		Formación León	
	EOCENO		410-720		Formación Carbonera	
			160-450		Formación Mirador	
	PALEOCENO		245-490		Formación Los Cuervos	
		150-275		Formación Barco		
		100-300		Formación Catatumba		
MESOZOICO	CRETACEO	Superior	275-420		Formación Mito Juárez	
			215-460		Formación Colón	
			45-86		Formación La Luna	
			218-435		Formación Cogollo	
		Medio	418-503		Formación Uribante	
					Aguardiente Mercedes Tibú	
PRE-MESOZOICO	ROCAS CRISTALINAS			Esquistos		
				Neises		
				Intrusivos Graníticos		

Fuente: Geología del Cuadrángulo F-13.

5.2.11. Formación Barco (Paleoceno)

La sección tipo se encuentra localizada en el flanco Oriental del Anticlinal de Petrólea definida por Notestein et al. (1944). Está compuesta por intercalaciones de areniscas de grano fino a medio y lodolitas. Con delgadas secuencias granocrecientes de arenisca de grano fino a medio bioturbadas y secuencias granodecrescentes de areniscas de grano fino con estratificación cruzada y lodolita gris café. Algunos horizontes de carbón están presentes principalmente hacia el tope de esta unidad. El espesor de la Formación Barco varía entre los 500 pies en el noreste a 700 pies hacia el sureste de la cuenca. El contacto inferior de esta unidad es transicional con la infrayacente Formación Catatumbo y el contacto superior es concordante. El ambiente de depósito es deltaico. (Bouman y Gibson, 1964).

5.2.12. Formación Los Cuervos (Paleoceno)

La sección tipo se encuentra localizada en la quebrada Los Cuervos afluente del río Catatumbo (Notestein, 1944 en Escalante y Rojas Op Cit). Litológicamente está constituida por intercalaciones de arcillolita verde a grisácea, limolita micáceacarbonosa, capas de carbón y arenisca lodosa; hacia el tope el color de la arcillolita es roja. Su espesor es variable entre 804' - 1607' con aumento hacia el norte. Su contacto inferior con la formación Barco se considera conforme y transicional; el contacto superior con Mirador es localmente discordante. El ambiente de depósito se ha interpretado como Albufera. (Bouman y Gibson, 1964).

5.2.13. Formación Mirador (Eoceno Inferior- Medio)

El nombre proviene del cerro Mirador en la parte alta del río Iora en Venezuela, definida por Notestein et al. (1944). Está constituida por arenisca con algunas

intercalaciones de Shale y Shale arenoso. Su espesor es variable entre 525' - 1312'; se aprecia un aumento de espesor hacia al oeste y el norte. Su contacto inferior es nítido y localmente discordante, y su contacto superior es concordante transicional con la Formación Carbonera. El ambiente de sedimentación es continental (fluvial y deltaico). (Bouman y Gibson, 1964).

5.2.14. Formación Carbonera (Eoceno Superior - Oligoceno Inferior)

El nombre de la formación se debe a la Quebrada Carbonera afluente del Río Zulia definida por Notestein et al. (1944). Consiste de una secuencia gruesa de intercalaciones de arcillas, shales grises, limolitas, areniscas de grano fino a grueso en delgadas capas y en menor proporción horizontes de carbón. Hacia el tope y base de la formación se presentan capas delgadas de areniscas glauconíticas y calizas, las cuales registran incursiones marinas. El espesor de esta unidad varía entre los 1300 y los 1900 pies hacia el sureste y noroeste de la Cuenca del Catatumbo respectivamente (Bouman y Gibson, 1964). El contacto con la suprayacente Formación León es concordante y gradacional.

5.2.15. Formación León Shale (Oligoceno Superior- Mioceno; Oligoceno Medio a superior)

La sección tipo proviene de la quebrada León, afluente del Río Zulia en el flanco este del Anticlinal de Petrólea definida por Notestein et al. (1944). Está constituida predominantemente por Shale de color gris a gris verdoso con esporádicas intercalaciones de arenisca y láminas carbonosas. El espesor de la formación es variable entre 1673' a 2575'. Los contactos inferior y superior de la formación son concordantes y su ambiente de depósito es de agua salobre (Bouman y Gibson, 1964).

5.2.16. Formación Guayabo (Mioceno; Oligoceno Superior- Mioceno)

El nombre proviene del Cerro Guayabo en Venezuela; en Colombia la sección tipo está localizada en la quebrada León (Van der Hammen, 1958 en Escalante y Rojas Op Cit). La formación consiste en intercalaciones de arenisca, limolita, shale arenoso y en menor proporción arcillolita. El espesor de la formación en la quebrada de León es de 2634', faltando su parte superior. El contacto inferior de la formación Guayabo es concordante con la formación León Shale; el contacto superior no está determinado. El ambiente de depósito es de tipo lagunar aluvial, de playa y en general deltaico (Bouman y Gibson, 1964).

5.2.17. Formación Necesidad (Plioceno- Pleistoceno)

El nombre deriva de la playa Necesidad del Río de Oro afluente del Río Catatumbo definida por Notestein et al. (1944). Está constituida por arcillas pobremente consolidadas y areniscas gruesas y conglomeráticas. Su espesor es desconocido y el espesor observable en la playa Necesidad es 164'. Los contactos superior e inferior de la formación son discordantes y su ambiente de sedimentación es de tipo continental (Bouman y Gibson, 1964).

5.3. GEOLOGÍA ESTRUCTURAL

La Cuenca del Catatumbo constituye una depresión estructural entre la Serranía del Perijá al Oeste y los Andes de Mérida al Sureste. Las estructuras presentes son en su mayoría pliegues asimétricos extensos los cuales se han venido configurando desde el Eoceno temprano durante la orogenia Caribe (Kellogg, 1984 en Escalante & Rojas, 1991); y en el mioceno tardío – plioceno durante la orogenia Andina en la cual suceden los máximos levantamientos de la Serranía de Perijá y por tanto la formación de las estructuras actuales, edad sustentada en

discordancias que coinciden con levantamientos regionales (Kellogg & Bonini, 1982 en Escalante & Rojas, 1991).

El fallamiento predominante de la subcuenca es de tipo inverso, afectando los flancos de los pliegues con dirección paralela a su eje. Se presentan fallas normales paralelas al fallamiento inverso afectando también las crestas de las estructuras (ver Figura 24).

El esquema estructural de la subcuenca del Catatumbo es interpretado o asociado a un estilo tectónico de Wrench convergente, que hacia el sur de la subcuenca tienen un marcado predominio de estructuras compresivas (pliegues y fallas inversas) y que pasa a ser ligeramente menos convergente en el norte. El estado de Wrench incipiente está ubicado de tal forma que no ha permitido la destrucción total de los pliegues (Lobo & Ulloa, 1989 en Escalante & Rojas, 1991).

Anticlinorio Petróleá – Tarra: Esta estructura se desprende de la Serranía de Perijá inmediatamente al N de su bifurcación de la Cordillera Oriental. Tiene 120 km de longitud. Su rumbo es NE y presenta cabeceo hacia el N. Está constituido por los anticlinales de González, Leoncito y Petróleá.

Anticlinal de González: Se encuentra en el extremo S del anticlinorio Petróleá-Tarra. Es un anticlinal alargado, asimétrico, con buzamientos altos en ambos flancos. Tiene cabeceo hacia el N y es abierto hacia el S. Está afectado por fallas pequeñas asociadas a la Falla Cerro y afloran estratos de las formaciones Mirador y Carbonera.

Anticlinal Leoncito: Está localizado al E del Anticlinal de González. Es un anticlinal asimétrico con buzamientos muy altos en el flanco E y suaves en el flanco W. Tiene rumbo NE y cabeceo hacia el S; no se encuentra cerrado hacia el

N, a menos de que exista algún fallamiento transversal. La secuencia del terciario aflora completa.

Anticlinal de Petrólea: Se encuentra localizado al N del anticlinal de González. Es una estructura asimétrica, con buzamientos muy altos en el flanco W y un promedio de 15° en el flanco E. Tiene rumbo NS y se encuentra muy fallado. Presenta dos altos locales que han sido denominados Domo Petrólea Norte y Domo Petrólea Sur. En sus flancos aflora la secuencia del Terciario, hasta la parte inferior del Grupo Guayabo (ver Figura 23).

Anticlinal cuervo: Es una estructura con rumbo NE. Su cresta se encuentra truncada por una falla de cabalgamiento que buza 30 – 35° W. Afloran estratos del Cretáceo Superior y del Eoceno.

Anticlinal Esperanza: Se encuentra al NW del Anticlinal Cuervo. Es un domo amplio, asimétrico, con buzamientos suaves. Afloran estratos de la formación Catatumbo.

Anticlinal Río de Oro: Tiene rumbo NE y se extiende desde el Río Catatumbo hasta el Río Lora en Venezuela, alcanzando 50 km de longitud. Es un anticlinal estrecho, asimétrico; su flanco E es casi vertical y el W presenta buzamientos suaves. Afloran capas de la formación Barco.

Anticlinal Sardinata: Se encuentra a 9 km al W del Anticlinal de Petrólea. Es una estructura ligeramente asimétrica, cuyos flancos buzan aproximadamente 10°. Está cubierto casi totalmente, por aluvión; en su cresta, las capas de la formación León se encuentran a 15 m de profundidad (ver Figura 23).

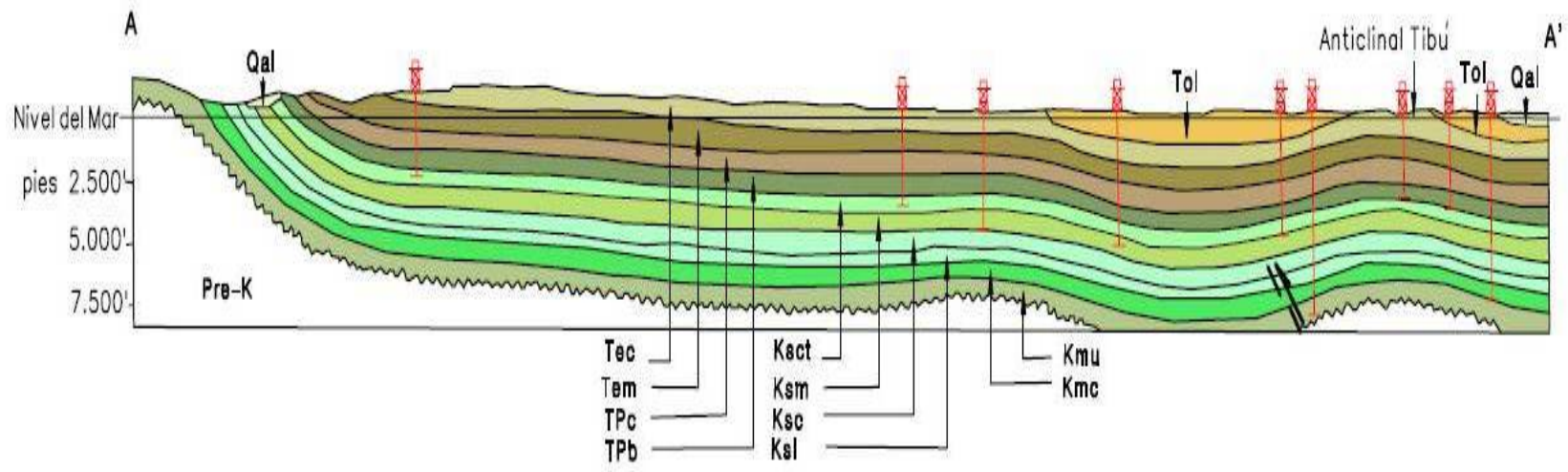
Anticlinal de Tibú: Es la continuación al N del Anticlinal Sardinata. Tiene rumbo NW, es ligeramente asimétrico, con buzamientos aproximados de 15° en el flanco W y 6° en el flanco E (ver Figura 22).

Anticlinal Socuavó: Se encuentra al NW del Anticlinal de Tibú y se extiende hacia el N, hasta el río Socuavó del Norte. Es un anticlinal asimétrico, con buzamientos muy altos en su flanco W y suaves en el flanco E afloran rocas de la formación carbonera.

Flexión Catatumbo: Al W de la concesión Barco y cerca del río Catatumbo aparece una secuencia cretácea normal buzando hacia el E 10° en contacto con un basamento; un poco más al E el basamento cambia rápidamente entre 50° y 60° y luego decrece 10° en la misma dirección, la zona de altos buzamientos es llamada flexión del Catatumbo.

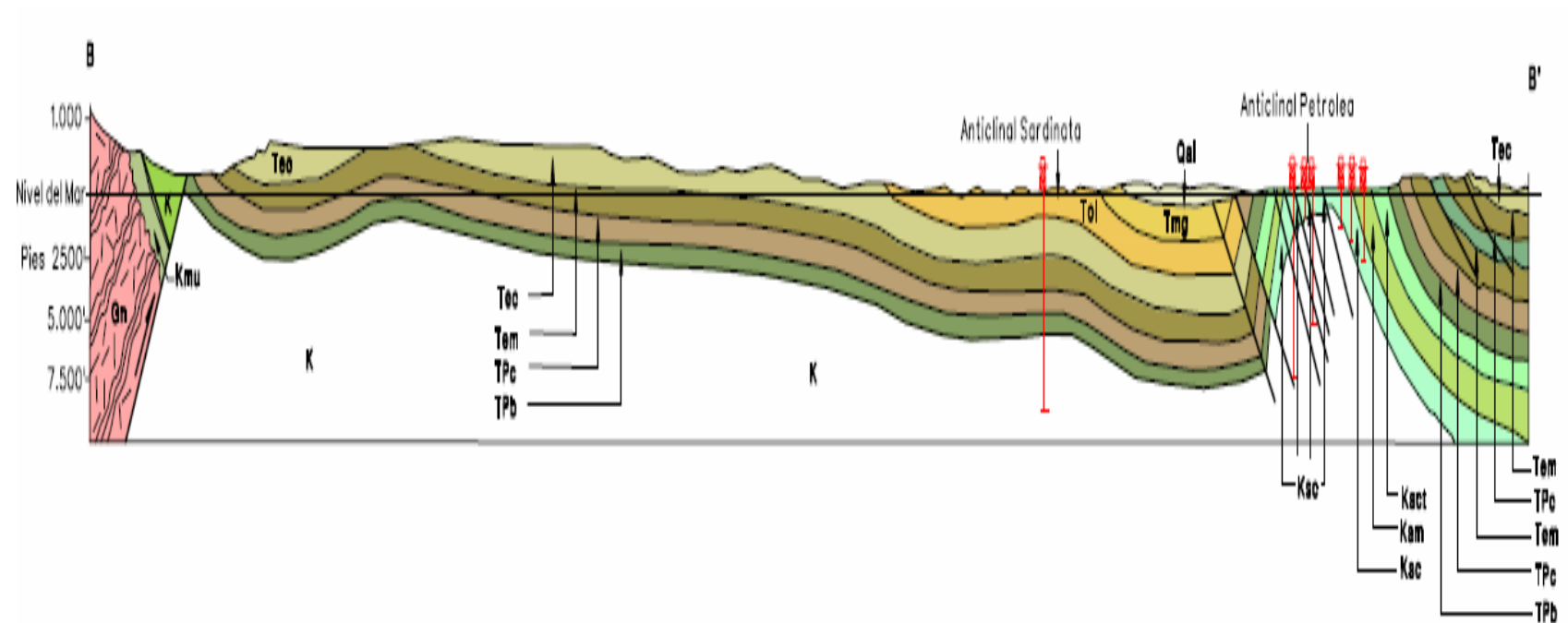
Fallas: Las principales fallas son las de Perijá, Cuiba y el tigre, se plantea que esta última se continúe hacia el sur empalmándose con las fallas de las Mercedes con un desplazamiento vertical del orden de 2400 m. La falla de Oca limita al norte con la cuenca de Venezuela y ha sido estudiada anteriormente en las cuencas del Cesar – Ranchería y la Guajira.

Figura 22. Esquema estructural de una sección de la subcuenca del Catatumbo.



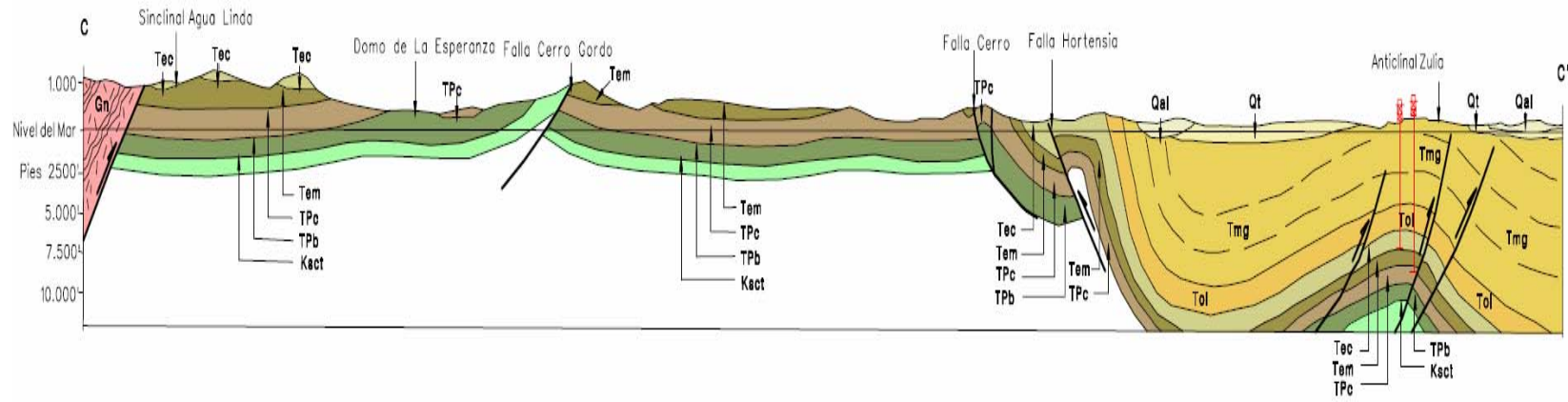
Fuente: Geología del Cuadrángulo F-13 Tibú.

Figura 23. Esquema estructural E – W de la sección del Catatumbo mostrando la distribución estratigráfica de grupos de petróleo y el anticlinal Sardinata, además de las posibles rutas de emigración en rocas del cretáceo.



Fuente: Geología del Cuadrángulo F-13 Tibú.

Figura 24. Estructuras de las cuencas del Catatumbo.



Fuente: Geología del Cuadrángulo F-13 Tibú.

5.4. EVOLUCIÓN TECTONOESTRATIGRÁFICA

Para un mejor entendimiento de la evolución tectonoestratigráfica de la cuenca se ha acudido a una tabla de eventos referenciados en el tiempo geológico.

MIO-PLAISTOCENO	<p>Durante el Mioceno ocurre una subsidencia en la mayoría de la cuenca de Maracaibo en la cual predomina sedimentación continental, fluvial y de llanura costera con el influjo de clastos de la emergente cadena montañosa.</p> <p>Una serie de discordancias sindeposicionales evidencian el inicio del gran pulso orogénico que aportó la magnitud y combinación de esfuerzos horizontales y verticales que actuaron hasta finales de orogenia andina que se combinaron reactivando las grandes fallas rumbo deslizamientos de Oca – Pilar, Bucaramanga – Santa Marta, San Simón, Boconó y fallas asociadas, modelando las trampas estructurales de la cuenca y dándole el esquema tectónico actual.</p> <p>A inicios del pleistoceno culmina la actividad orogénica Andina, persiste un ambiente de tipo continental con depósitos aluviales y coluviales que bordean los cauces actuales de los ríos y algunas planicies deltaicas que se forman al desembocar en el lago del Maracaibo.</p>	
OLIGOCENO	<p>Ocurre levantamiento regional, erosión y depositación en ambiente lacustre representado por la formación León.</p> <p>En el Oligoceno – Mioceno se levantaron los Andes de Mérida.</p>	
EOCENO	<p>A principios del Eoceno se inician levantamientos de la Cordillera Oriental y la Serranía de Perijá. La cuenca es ocupada por aguas dulces a salobres que llegan hasta la cordillera oriental y aún hasta el Valle del Magdalena, presentándose discordancias locales.</p> <p>El eoceno medio está representado por arenas de ambientes litorales, deltaicos y fluviales. Algunos diastemas locales en la subcuenca del Catatumbo evidencian actividad tectónica asociada al levantamiento del área fuente adyacente.</p> <p>Luego las regiones levantadas fueron erosionadas y además se manifiesta el predominio de un ambiente lagoonal como consecuencia de una regresión al Este, evidenciada por la formación carbonera.</p>	
PALEOCENO	<p>A inicios del Paleoceno se produjo un levantamiento con la salida del mar hacia el Norte y Noroeste, desarrollándose una llanura costera deltaica y un cinturón litoral al Oeste y Suroeste de la cuenca, es decir en el campo costero Bolívar más no en la Subcuenca del Catatumbo en la cual es correlacionable con la formación Catatumbo del maestriciano – paleoceno inferior.</p>	
CRETÁCICO	Cretácico– Terciario	Límite Fase marina regresiva, depositación de la formación Mito – Juan seguida de la depositación de la formación Catatumbo del paleoceno inferior.
	Campaniano – Maestriciano	Persisten condiciones de subsidencia con la depositación de las formaciones de Colón y Mito – Juan.

	Cenomaniano – Conaciano	Transgresión en dirección N – S. Sedimentación euxínica representada en la formación La Luna con amplio contenido de materia orgánica.
	Turoniano – Coniaciano	Los mares cubrieron el geosinclinal extendiéndose hasta el NE de Venezuela representados por los depósitos de la formación La luna.
	Aptiano – Albiano	Predominan condiciones marinas, se depositan formaciones Tibú y Mercedes.
	Neocomiano – Barreniano	Período de hundimiento progresivo caracterizado por el aporte de material elástico y paracialmente marino por la fm. Ríonegro.
JURÁSICO – CRETÁCICO	Período de sedimentación continental sedimentovolcánica, siguió una etapa de hundimiento del geosinclinal septemtrional andino lo que representó una etapa transgresiva con ambiente predominantemente marino.	
TRIÁSICO JURÁSICO	Período de transición. Depositación de la formación la Quinta en Venezuela.	
PALEOZOICO En general durante el Paleozoico un extenso geosinclinal ocupó la cuenca del Maracaibo desde el NW de Venezuela hasta el actual Valle del Magdalena.	Pérmico – carbonífero	Al norte de la cuenca se presentó sedimentación marina (formación palmarito) y en la parte meridional sedimentos continentales. Luego hubo plegamientos que afectó estas formaciones producto de la orogenia Apalachiana.
	Carbonífero inferior	Fuertes deformaciones por la orogenia Herciniana lo que se manifiesta en la formación carparo (Venezuela) que representa el primero de dos ciclos sedimentarios de los Andes de Mérida.

5.5. SISTEMA PETROLÍFERO DE LA CUENCA CATATUMBO

5.5.1. Rocas Generadoras

La Formación La Luna (Conaciano al Campaniano tardío) y la Formación Capacho (Cenomaniano a Turoniano) son las principales roca fuente las cuales presentan un valor promedio de 3.2 y 2.1 en porcentaje de TOC respectivamente y una madurez termal adecuada, hacia el norte se encuentra en ventana de generación de crudo y hacia el sur se encuentra en el comienzo de la ventana de generación de gas (Ecopetrol – ICP, 2001). En ambas Formaciones el Índice de Hidrogeno (IH) es generalmente bajo de más o menos unos 200 mg HC / g TOC. Esto puede atribuirse a que estas Formaciones han alcanzado una alta madurez termal. El kerogeno de la

Formación La Luna es tipo II, mientras que el kerogeno de la Formación Capacho es tipo II / III. El análisis petrográfico realizado por Ecopetrol – ICP en 1993 indica que hay altos porcentajes de asfalto en ambas formaciones y que varían entre el 5% y el 60%, con un promedio de 28%, lo que es evidencia de la generación de hidrocarburos y de su posterior migración.

La Formación Capacho tiene un espesor de 180 a 450 m y se observa en la parte inferior facies superficiales características de ambientes plataforma, la cual posteriormente se profundizó convirtiéndose hacia la parte superior en un ambiente dióxico. A nivel regional no se observan variaciones significativas en las facies.

La Formación La Luna tiene un espesor promedio de unos 60m y se compone de roca caliza con intercalaciones de shales de plataforma marina distales. Esta Formación varía de unas facies calcárea a unas facies de lodo calcáreo las cuales presentan un contenido de clastos de hasta un 30%. La facie calcárea se encuentra en menor proporción más hacia la parte occidental de la cuenca (Ecopetrol – ICP, 2001).

La secuencia del Paleoceno (Formaciones Catatumbo y Los Cuervos) consta de pizarras y carbón los cuales son muy ricos en materia orgánica de Tipo II / III con un contenido de TOC el cual varía de 1% a 69% presente en las unidades con carbón. El espesor de la Formación Cuervos (finales del Paleoceno – Eoceno Temprano) va desde los 200 m al este a 500 m en el campo Río de Oro. Hacia el sur de la Cuenca de Catatumbo, en la sección Cornejo – Santiago llega a un espesor de 315 m. Para la secuencia del Paleoceno se observa una mayor madurez termal, la cual es baja en la mayor parte de la cuenca. En general tanto en las Formaciones del Cretácico y Terciarias la madurez aumenta hacia el sur.

La reflectancia de vitrinita de la materia orgánica de la cuenca muestra un alto gradiente térmico hacia el sur del pozo Cerrito 1 en comparación a los datos

observados en los pozos de la zona central de la cuenca. Los perfiles de pozos y de reflectancia de vitrinita ponen en manifiesto efectos tectónicos como fallas, así como fuertes periodos de erosión de los horizontes más jóvenes.

Análisis geoquímicos realizados en la cuenca del Catatumbo, (EEC-ECP, 1993; AMOCO, 1996; CORELAB, 1998) indican que dentro de la secuencia estratigráfica existen varios niveles ricos en materia orgánica (ver Tabla 1), no obstante los de mayor potencial corresponden a los siguientes intervalos:

- Formación La Luna (de buenas a excelentes condiciones como generador de aceite)
- Formación Capacho (de bajo a excelente potencial para generar aceite)
- Grupo Uribante (de bajo a buen potencial para generar aceite y gas)
- Formaciones Catatumbo y Barco, con bajo potencial para generar gas y bueno para generar aceite.

Tabla 1. Porcentaje de TOC en muestras de las formaciones de la Cuenca Catatumbo

FORMACIÓN	NUMERO DE MUESTRAS	TOC (%) PROMEDIO	TOC (%) MÁXIMO
León	2	0.50	0.61
Carbonera	17	0.54	0.95
Mirador	6	0.77	1.03
Los Cuervos	8	0.38	0.74
Barco / Catatumbo	52	6.15	68.15
Mito Juan	27	0.77	2.09
Colón	35	0.66	1.13
La Luna	47	4.5	11.23
Cogollo	33	1.27	4.96
Aguardiente	57	1.05	4.24
Mercedes	36	0.76	2.62
Tibú	45	0.66	5.67

Fuente: EEC-ECP, 1993.

5.5.2. Familias De Aceites

Dentro de la definición de las familias de aceites se encuentran dos interpretaciones en cuanto al número de familias. A través del análisis adelantado por EEC-ECP, 1993 en muestras de aceites de nueve pozos, (ver Tabla 2) se pudieron establecer tres grupos y su correlación con los potenciales intervalos generadores. Los primeros dos grupos probablemente pertenezcan a una sola familia debido a su similitud en cuanto a sus características geoquímicas. El grupo C únicamente fue determinado con base en una sola muestra colectada en el campo Río Zulia.

Los aceites del Grupo A caracterizados por tener entre 17.6° y 32° API, y de bajo a moderado contenido de azufre (0.8-2.12%), se encuentran principalmente asociados a reservorios terciarios que han sido generados por la Fm. Capacho (Cogollo) y el Grupo Uribante.

Los hidrocarburos clasificados en el Grupo B, están caracterizados por tener gravedades API entre 40.6 y 54.6° API y bajo contenido de azufre (0.03% - 0.10%) y están asociados a areniscas y calizas cretácicas y donde la Fm. La Luna es la generadora. Los aceites de estas dos familias de acuerdo a los análisis realizados con biomarcadores fueron generados a partir de materia orgánica de afinidad marina.

Los hidrocarburos del Grupo C, cuya única muestra fue extraída de la Formación Mirador del campo Río Zulia, presenta una gravedad API de 39.9°, bajo contenido de azufre (0,3%) y son producto de una mezcla de aceites generados a partir de materia orgánica de afinidad marina y terrestre. Por otro lado, los estudios de Core Lab definen cuatro familias, (a partir de 57 muestras de zanja (cuttings) de rocas Cretácicas y Terciarias de 8 pozos). No obstante, discrepan con lo expuesto por EEC-ECP, 1993 en cuanto a que no encontraron evidencias favorables como intervalo generador en las rocas del Grupo Uribante (pozos Petrolea-108, Cerro Gordo-3 y La Silla 4K). Adicionalmente, de

acuerdo a los análisis realizados, la diferenciación de los Grupos I y II se basa sólo en cambios en las facies orgánicas de la unidad generadora.

A partir de los análisis de las 19 muestras de aceites y rezumaderos realizados por Core Lab, 1998, se definieron cuatro grupos de aceites.

Grupo 1. Aceites Kerógeno Tipo II, los más comunes en la cuenca, asociados a las Fm. La Luna-Cogollo.

Grupo 2. Aceites similares al del Grupo I. sólo muestran diferencias en las facies orgánicas generadoras. Grupo I (7 crudos y 5 oil seeps Petrólea - 2 del Higuerón) asociados a materia orgánica algal, mientras que el Grupo II (2 crudos del Campo Carbonera) fueron derivados de materia orgánica algal-bacterial.

Grupo 3. (2 crudos del campo Río Zulia), los cuales son producto de la mezcla de aceites de afinidad marina, Tipo II (similares al del Grupo II) y terrestre, Tipo III (facies carbonosas del Paleoceno).

Grupo 4. Hidrocarburo de origen marino probablemente generado por la Fm. La Luna-Cogollo) naturalmente contaminado con un bitumen inmaduro de origen terrestre (Rezumadero Higuerón Core Lab, 1998).

Tabla 2. Tipos de Crudos presentes en la Cuenca Catatumbo.

Well	Reservoir Formation/age	Family Oil	°API	Sulfur (%)	Pristane/Phytane	S/S+R C ₂₉ Steranes	ββ/αα + ββ C ₂₉ Steranes	C ₂₉ /C ₂₇ Steranes	C ₃₅ /C ₃₄ Hopanes	Oleanane/Hopane	Ts/Tm
Tibú 479	Mirador	B	18	2,12		0,48		0,82	0,95	0,12	0,37
Río Zulia 14	Barco	A	38		3,14	0,43	0,52	1,31	0,55	0,30	1,05
Río Zulia Field	Mirador	A	39	0,27	3,22	0,48	0,50	1,21	0,62	0,24	0,96
Tibú Field	Barco	C	35	0,76	0,90	0,42	0,59	0,82	1,25	0,12	1,50
Carbonera 5K	Barco	B	21			0,44	0,51	0,96	0,75	0,13	0,70
Uribante Field	Uribante-Aguardiente	C	45	0,14	1,16	0,47	0,61	0,77	1,63	0,16	3,54
Tibú Field	Uribante	C	43	0,08	1,19	0,38	0,60	0,67	1,30	0,18	4,52
Río de Oro Field	Uribante	B	44	0,09	1,08	0,51	0,61	0,76	1,70	0,11	5,72
Sardinata Field	Uribante	C	31	0,81	0,95	0,47	0,62	0,74	1,52	0,13	3,93
Carbonera 5K	Mito-Juan	B	30		0,94	0,43	0,52	0,92	0,78	0,16	0,79
Petrólea Field	Cogollo	c	42	0,10	1,19	0,42	0,57	0,75	1,95	0,29	4,50

Fuente: CT&F - Ciencia, Tecnología y Futuro - Vol. 3 Núm. 3 Dic. 2007.

5.5.3. Madurez

La evaluación de la roca generadora en ocho pozos de la cuenca, Cerro Gordo-3, Carbonera La Silla 4K, Petrólea 108, 91, 90, Mucurera-3, Leoncito-2 y Río Zulia 14 (Core Lab, 1998), concluye que las Fms. La Luna y Cogollo se encuentran maduras a sobremaduras (Ro. 1.0-1.46). El análisis de los shales paleocenos del intervalo Barco-Catatumbo en el pozo Cerro Gordo-3 (ver Tabla 3), arrojó resultados de inmadurez (Ro. 0.58%).

Por otro lado, análisis hechos en el pozo Río Zulia-14 demuestran que la Fm. Barco está entrando a la ventana de expulsión (Ro. 0.72%), mientras que la Fm. Los Cuervos esta inmadura, Ro. 0.54-0.60 (Core Lab, 1998).

Taludkar en Robertson Research, 1985, muestra los mapas regionales de madurez de la Fm. La Luna para la cuenca de Maracaibo, incluyendo el área colombiana de Catatumbo (valores de TTI en 81 pozos), para el Mioceno y

para tiempo presente. En estas dos figuras puede observarse que en la cuenca del Catatumbo, se ha producido una migración de las áreas de cocina, hacia el occidente.

Tabla 3. Reflectancia de la vitrinita. Información por pozos.

Formation / Well	Cerrito 1	Tibú 191K	Cerro Gordo 3K	Río de Oro 14	Sardinata Norte 2
León		-	-	-	-
Carbonera	0,59	-	-	-	-
Mirador	0,68	-	-	-	-
Los Cuervos	0,71	-	0,52	-	-
Barco	0,83	-	0,55	0,5	0,52
Mito Juan	1,24	-	0,55	0,63	-
Colón	1,64	0,68	0,64	0,72	-
La Luna	2,70		0,85	1,05	1,15
Cogollo	2,62	0,94	1,22	0,96	-
Aguardiente	-	1,14	1,42	1,04	1,37
Mercedes	-	-	1,48	1,13	1,78
Tibú	-	-	1,56	1,12	1,99

Fuente: CT&F - Ciencia, Tecnología y Futuro - Vol. 3 Núm. 3 Dic. 2007.

5.5.4. Sincronismo

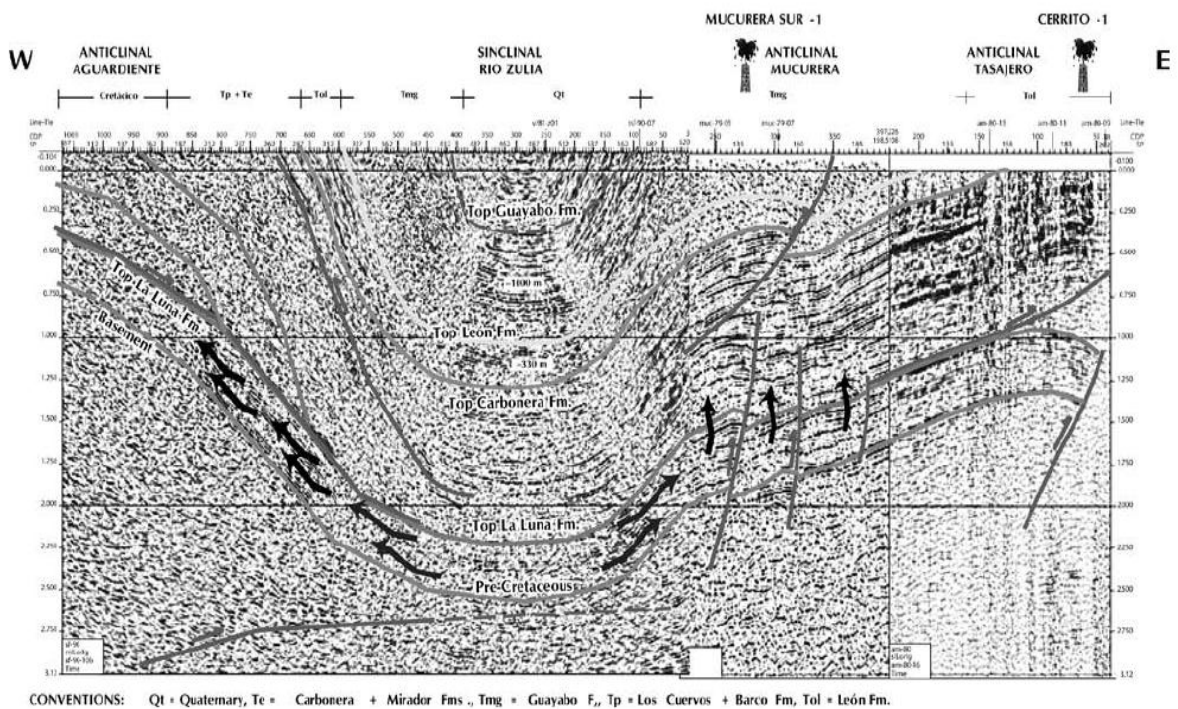
De acuerdo a la evaluación realizada por Core Lab, 1998 en algunas áreas como Río Zulia, las secuencias Terciarias y Cretácicas fueron levantadas a finales del Mioceno-Plioceno y posteriormente erodadas. Esto implica que en las zonas levantadas la generación fue suspendida desde el tiempo de la deformación. Por lo tanto, en dichas áreas, las Fms. Cogollo-La Luna generaron y expulsaron hidrocarburos antes del levantamiento. Cocinas activas cretácicas podrían existir en la actualidad solamente en las áreas donde el levantamiento y la erosión no estuvieron presentes. Por lo tanto es probable que parte de estas cocinas activas en el cretácico, actualmente estén generando gas seco en algunas áreas y aceite condensado en otras. Dentro de este orden de ideas, el modelamiento realizado por EEC-ECP, 1993, en la estructura donde fue perforado el pozo Río de Oro 14 y un área aledaña que en teoría no habría sufrido levantamiento confirma esta afirmación.

Según el estudio de EEC-ECP, 1993, el pico de generación de las rocas generadoras cretácicas ocurre a finales del Mioceno y es anterior a la formación de las trampas desarrolladas durante el intervalo Mioceno-Plioceno.

5.5.5. Migración

Según el estudio realizado por Taludkar en Robertson Research, 1985, la migración ocurre desde el lado Venezolano desde el Mioceno, posteriormente durante el levantamiento del Mioceno-Plioceno los hidrocarburos presentes en la cuenca del Catatumbo fueron generados en cocinas locales o cercanas. (Figura 25. Rutas de Migración en una sección estructural).

Figura 25. Rutas de Migración en una sección estructural.



Fuente: CT&F - Ciencia, Tecnología y Futuro - Vol. 3 Núm. 3 Dic. 2007.

5.5.6. Rocas Almacenadoras

La columna estratigráfica de la subcuenca del Catatumbo muestra abundancia de rocas almacenadoras a lo largo de toda la sección, con numerosas calizas y areniscas en el cretáceo y gruesos cuerpos de arena en el terciario (ver Figura 26).

Las principales rocas productoras en el Catatumbo son las areniscas paleocenas de la Formación Barco, las areniscas del Eoceno de la Formación Mirador y las areniscas de la formación carbonera de edad (Eoceno sup – Mioceno inf.).

Las areniscas de la Formación Barco, con porosidades del 10% al 15% son productoras en las estructuras de Tibú – Socuaro, que han producido hasta la fecha 224 mmbp y tienen un espesor productivo neto de 150 pies las areniscas de la Formación Mirador con porosidades de 15% a 22% es la principal productora en el campo ero Zulía, tiene un espesor productivo neto de 40 a 60 pies y ha producido hasta la fecha de 129 mmbp..

Figura 26. Columna estratigráfica de la subcuenca del Catatumbo.

	AGE	TECTONIC SETTING	FORMATION	LITHOLOGY	THICKNESS	PETROLEUM SYSTEM ELEMENT	
TERTIARY	Neogene	FORELAND BASIN	Guayabo	Claystone	0-900 m	Overburden	
			León	Shale & Sils.	0-450 m	Overburden	
			Carbonera	Ss & Coal	500-700 m	Overburden	
	Paleogene		TRANSITION STAGE	Mirador	Sandstone	30-450 m	Reservoir
				Los Cuervos	Clays. & Sh.	245-490 m	Source Rock
				Barco	Ss & Clays.	150-275 m	Overburden
Upper/Late	PASSIVE MARGIN	Catatumbo		Ss & Clays.	100-300 m	Source Rock	
		Mito Juan		Sh & Lm.	275-420 m	Source Rock	
		Colon		Shale	215-610 m	Source Rock	
		Lower/Early	Uribante group	La Luna	Claystone	30-100 m	Source Rock
Capacho				Claystone	180-450 m	Source Rock	
Aguardiente				Claystone	180-240 m	Reservoir	
Mercedes	Claystone			120-210 m	Reservoir		
Tibú	Claystone	150-210 m		Reservoir			
pre-Cretaceous	RIFTING			Basement		Basement	

Fuente - Ciencia, Tecnología y Futuro - Vol. 3 Núm. 3 Dic. 2007.

Las areniscas de la Formación Carbonera también llamadas “arenas Green” son subarcosas o arenosas de grano fino a medio intercaladas con shales grises y un espesor de 27 m. El nivel productor se ha dividido en 3 intervalos de acuerdo al comportamiento de los registros Ge, sp combinadas con la porosidad (Neutrón – Densidad) y la resistividad.

La sección cretácea tiene porosidades de 5% a 15% para las areniscas y menos del 10% para las calizas, el espesor productivo neto se estima en 200 pies en los campos productores del cretáceo y la mayor parte de la producción proviene de rocas fracturadas, donde la porosidad secundaria favorece el flujo de petróleo.

5.5.7. Trampa

En la Cuenca de Catatumbo se observa una amplia variedad de trampas estratigráficas, fallas normales con inversión parcial, estructuras semicomprimidas, múltiples estructuras (pinchamientos y de inversión), zonas triangulares y estructuras asociadas al sistema de inversión.

Una pequeña parte del aceite entrampado desde el Paleoceno por las Formaciones Barco y Catatumbo, se considera como aceite nativo o in situ. Estos play´s están siendo controlados principalmente por cierres estructurales. El entrampamiento y la producción de todo el Cretácico se encuentra básicamente controlado y asociado a la porosidad secundaria la cual es desarrollada por el mismo fracturamiento de las rocas Cretácicas.

5.5.8. Sistemas Petrolíferos

Dentro de la evaluación realizada por Amoco, 1998 identifica dos sistemas petrolíferos

- Superior. La Luna-Reservorios Terciarios. En la cual están presentes hidrocarburos de madurez “normal”, de 30-35° API, sin biodegradación. (Presente en Maracaibo).
- Inferior. Generación-Acumulación Cretácico-Grupo Uribante Hidrocarburos de madurez “Alta” de 40-45° API, sin biodegradación y que se encuentra restringido al área de Catatumbo y el área venezolana de los campos de Rosario y West Tarra.

De otro lado el estudio realizado por Taludkar y Marcano (AAPG MEMOIR 60. 1994), en la cuenca de Maracaibo y que incluye la porción colombiana identifican dos sistemas petrolíferos:

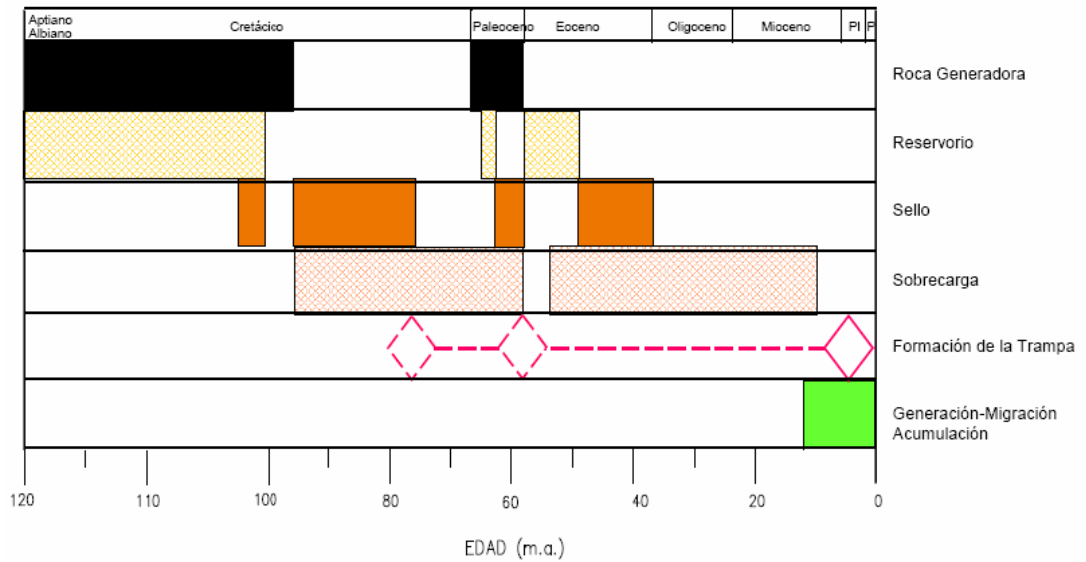
- La Luna-Misoa (Mirador). El cual ha contribuido al 98% de las reservas recuperables en la cuenca de Maracaibo (52.2 BBO) y abarca cerca de 47.500 km². Ubicado en toda la extensión de la cuenca.
- Grupo Orocué (Fm. Catatumbo - Barco - Los Cuervos). Sistema petrolífero hipotético, localizado en la porción SW de la cuenca de Maracaibo, con una extensión de 10.500 km². Los hidrocarburos generados por este sistema, están eventualmente mezclados con los aceites generados por la Fm. La Luna.

La información sintetizada parece sugerir la presencia de tres sistemas petrolíferos

- Grupo Uribante
- La Luna-Cogollo-Reservorios Terciarios
- Grupo Orocué (Fms. Catatumbo-Barco-Los Cuervos)

En los cuales los hidrocarburos pueden eventualmente mezclarse de acuerdo a las condiciones locales de migración y sincronismo.

Figura 27. Carta de eventos Cuenca Catatumbo



Fuente: ECOPETROL 1999.

5.5.9. Estudios Sísmicos.

Este capítulo se basa en un estudio sísmico realizado en la subcuenca del Catatumbo y que se refiere al procesamiento y análisis geológico de las velocidades de apilamiento de la línea sísmica CATATUMBO 77 - C utilizando y documentando las subrutinas ZINST y ZTRVL del paquete TEKSPERT (ver figura 27.).

El sistema TEKSPERT, en un paquete (conjunto de programas) para procesamiento sísmico diseñado por la compañía canadiense TECNICA PETROLEUM SERVICES y adquirido por ECOPETROL para su laboratorio de geofísica, con miras a realizar procesos cuidadosos y especializados de la información sísmica de especial interés, tanto exploratorio como de desarrollo.

La adquisición de la línea Catatumbo 77-c se lleva a cabo durante el programa sísmico Catatumbo 78, realizado por la compañía WESTERN, para ECOPETROL.

El procesamiento de la línea se hace en el Laboratorio de Geofísica del Instituto Colombiano del Petróleo, usando el paquete TEKXPRT, y siguiendo las siguientes etapas:

- ◆ Pre procesamiento.
- ◆ Reformateado de SEG Y a TEKXPRT.
- ◆ Edición de trazas.
- ◆ Definición de la geometría de campo.
- ◆ Actualización de la información para cada traza.
- ◆ Eliminación de los primeros arribos.
- ◆ Cálculo y aplicación de las correcciones estáticas.
- ◆ Recuperación de amplitud por pérdidas de transmisión TRLR.
- ◆ Deconvolución SPIKING en el dominio del tiempo y deconvolución en el dominio de la frecuencia.
- ◆ Reagrupar las trazas del dominio del disparo al dominio del punto común en profundidad CDP.
- ◆ Análisis preliminar de velocidades.
- ◆ Cálculo y aplicación de correcciones estáticas residuales.
- ◆ Correcciones dinámicas o de normal moveout.
- ◆ Corte de estiramiento en las trazas más lejanas producido por la corrección de normal moveout.
- ◆ Apilado.
- ◆ Migración.

5.5.10. Campos Petrolíferos

La Cuenca del Catatumbo está constituida principalmente por 7 campos constituidos de la siguiente manera, el más grande eh importante de esta cuenca es en Campo Tibú, Campo Socuavo, Campo Rio de Oro, Campo Petrolea, Campo Sardinata Norte y Sardinata Sur, Campo carbonera y finalmente el Campo Zulia (ver Figura 28.), además se encuentran dos campos de gas y 7 campos mas que han sido reportados como rezumaderos.

Figura 29. Localización de los Campos de Crudo, gas y rezumaderos de la Cuenca Catatumbo.



Fuente: ECOPETROL 1999.

Dentro del estudio y delimitación de estos campo no solo se han usado métodos superficiales y de sísmica si no que también se han realizado numerosas perforaciones o pozos, los cuales nos permite identificar más claramente la geometría de estos campos corroborando así la información obtenida y haciendo así que la producción mejore y sea más eficiente, aprovechando de la mejor manera el recurso presente en el depósito.

5.5.10.1. Descripción De Algunos Pozos

Campo Yuca –1: (Noviembre 3/57 – Enero 10/58) TD: 4.805 pies. Fm. Mito Juan.

La clasificación inicial fue de A3 y finalizó como B2b, produjo de la Formación Catatumbo, pero actualmente está taponado y abandonado. El pozo fue perforado solo hasta el cretácico muy superior con producción de gas y aceite en las Formaciones Barco y Catatumbo. Se probó con este pozo una trampa estratigráfica que solo tiene expresión en el Terciario, con una componente estructural debido a que se halla en un flanco del monoclinal de Oru y para el Cretácico es parte del sinclinal adyacente al anticlinal de Tibú.

Carbonera –4K: (Septiembre 13/82 – Enero 5/83) TD: 7.730 pies. Basamento.

El pozo tiene clasificación inicial A2b (buscando un yacimiento profundo en las calizas fracturadas del Cretácico), y final C3, debería ser C2b por que no encontró lo prospectado a mayor profundidad. Presentó manifestaciones de gas en la Formación Barco y de hidrocarburo en la Formación Aguardiente. Los resultados de las pruebas no son buenos, la mayor parte de ellas fueron acuíferas, aun que el pozo se encuentra en un campo de producción.

El pozo perforó una zona muy compleja estructuralmente y de acuerdo con lo reportado en las pruebas debido a esa complejidad tectónica es posible la filtración de agua dulce a la secuencia.

El pozo se perforó para probar un posible entrapamiento contra la falla en el flanco oriental del anticlinal de Petrolea. Se localizó en superficie muy cerca de la falla de Carbonera, razón por la cual al iniciar la perforación inició en el bloque alto pasó dicha falla las Formaciones calcáreas profundas las encontró el bloque bajo.

En la situación estructural de este pozo, parte baja del flanco del Anticlinal de Petrolea, se hace poco atractivo insistir en lograr producción significativa de los intervalos profundos en rocas fracturadas.

Carbonera –5K: (Abril 22/82 – Julio 1-82) TD: 7.940 pies. Basamento.

El pozo tiene clasificación inicial A2b buscando un yacimiento profundo y final como pozo descubridor de yacimiento profundo B2b. Desde la Formación Catatumbo hasta la profundidad final, toda la secuencia perforada presentó petróleo en las muestras de zanja.

El pozo finalmente es productor, pero no se reporta de que niveles y a que profundidad, aunque de acuerdo con las pruebas hechas, el pozo produce por debajo de la falla de carbonera, en las Formaciones Catatumbo y Mito Juan, lo que está relacionado probablemente a un plegamiento menor asociado a una falla con despegue en los shales de la Formación Colón.

El pozo se perforó para probar las posibilidades de entrapamiento en intervalos profundos fracturados, que conforman el flanco oriental del Anticlinal de Petrolea.

Pozo Cerrito –1: (Septiembre 5/80 - Diciembre 26/80) TD: 9.200 pies. Basamento.

El pozo tiene clasificación inicial A3 y final B3, es productor de gas, en la formación La Luna con reservas entre 6 y 16 GPCG. Provee de gas a la ciudad de Cúcuta. A lo largo de toda la perforación se presentaron manifestaciones de hidrocarburos en las Formaciones del Terciario Medio, Inferior y Cretácico en especial en la Formación La Luna, donde hubo manifestaciones de gas en abundancia durante la perforación.

Las pruebas hechas en la Formación La Luna la clasifican como productora de Gas y en menor proporción la Formación Tibú. En la formación Aguardiente el resultado de la prueba fue de agua y en la Formación Barco no fue concluyente aunque hubo un reventón de gas durante su perforación.

Las muestras de pared tomadas en las Formaciones Catatumbo y Los Cuervos no mostraron presencia de hidrocarburos. El corazón tomado en la Formación Aguardiente no presentó indicios de hidrocarburos. La estructura productora está ubicada sobre la cresta de un anticlinal amplio asociado a una falla inversa, que se une a una falla con despegue somero denominada cabalgamiento del anticlinal de Tasajero.

Cerro Gordo -3: (Febrero 15/89 – Abril 19/89) TD: 6.875 pies. Basamento.

La clasificación inicial fue A3 y la final fue C3, pero el pozo es productor no comercial de gas. Existen manifestaciones de hidrocarburos en las Formaciones Barco y Catatumbo, y con los SWC se comprueba; sin embargo es necesario tener en cuenta que cerca afloran estas Formaciones.

Las Formaciones La Luna y Capacho tienen manifestaciones de gas; la prueba en la Formación Capacho (DST 4 y 5) y al tope de la Formación La Luna dieron como resultado gas, se mejoraron los resultados acidificando. Se tomaron 5 corazones en la Formación La Luna y solamente en los corazones números 4 y 5, hacia la base de la Formación, mostraron algo de fluorescencia.

El pozo está ubicado en un anticlinal contra falla de inversión y la falla inversa principal hace repetir las Formaciones Colon y Mito Juan en el bloque bajo. En ambos bloques hay presencia de hidrocarburos.

Chibagra -2: (Febrero 7/73 – Abril 20/73) TD: 11.191 pies. Basamento.

El pozo no se probó por que presentó muy pobres manifestaciones de gas en las formaciones Capacho (Cogollo) y Aguardiente. Se tenían muchas incertidumbres con este pozo, por ejemplo: al parecer este pozo buscó probar una repetición de secuencia Cretácica bajo una falla, pero finalmente se perforaron 4200 pies de Basamento Metamórfico que equivale a más de un mes de perforación adicional y no se encontró la falla; se tomaron registros eléctricos desde una tercera parte de la formación Aguardiente, dejando sin registrar el primer cuerpo arenoso de ésta formación, pero si se registraron más de 2000 pies del Basamento; se tomó un corazón pero dentro de las rocas metamórficas; de acuerdo con la desviación del pozo a los 5400 pies se presenta un cambio brusco en el ángulo del pozo lo que evidencia presencia de una falla, pero no se reportó, o el pozo siguió por un plano de estratificación; y se tomaron muchos SWC desde la formación mercedes hasta el basamento pero muy pocos recuperados y de ellos no hay descripción.

Las formaciones del Terciario inferior y Cretácico superior son mucho más arcillosas que en el pozo Rodeo-1 y Mucurera-3K. (Formaciones Mirador, Los Cuervos, Barco, Catatumbo y en mayor proporción Mito Juan, Colon, La Luna y Cogollo). La estructura probada está sobre el flanco de un anticlinal amplio asociado a una falla inversa, la cual se une en el subsuelo a una falla con despegue somero más conocida en superficie como el cabalgamiento del anticlinal de Tasajero. Por lo anterior el pozo parece estar muy bajo en la estructura.

Cúcuta -2: (Marzo 22/86 – Septiembre 21/86) TD: 11.340 pies. Miembro Mercedes.

Tiene clasificación inicial A3 y final C3, aunque las pruebas no fueron concluyentes y presentó manifestación de hidrocarburos desde los niveles arenosos de la formación Carbonera hasta la formación Catatumbo.

El pozo fue perforado hasta la formación Mercedes con algunas muestras de hidrocarburo, con pérdidas de lodo, faltando por perforar la formación Tibú que es el intervalo cretácico más bajo. Se tomaron 23 SWC en la formación Mirador y todos presentaron fluorescencia; sería interesante conocer los resultados de los análisis de laboratorio y así definir algunas características petrofísicas de esta formación y de la misma forma calibrar mejor la interpretación de registros eléctricos.

La prueba de producción en el Mirador fue acuífera, pero no fue ubicada hacia el tope sino a la base del cuerpo de arena. La segunda prueba tomada en la formación Los Cuervos no fue concluyente. Se perforó una estructura anticlinal identificada en superficie la cual está probablemente asociada a una falla de inversión, pero el pozo terminó con una desviación de cerca de 25°, seguramente por llegar a una zona de buzamientos fuertes o alto fallamiento, lo que no permite definir con certeza en que parte de la estructura nos encontramos.

Eslabones –1: (Diciembre 17/78 – Abril 1/79) TD: 7.550 pies. Basamento.

La clasificación inicial del pozo fue de A3 y la final C3. Las pruebas fueron muy puntuales debido a que el crudo observado era residual y algo de gas no probado.

Este pozo perforó hasta el basamento económico. El pozo mostró en el terciario inferior hidrocarburos y gas, pero muy cerca, estas formaciones afloran en superficie, lo que implicaría que la estructura no tiene cierre propio o el pozo no está en una buena posición estructural.

En el pozo no se corrió el registro de Gamma Ray en la zona de interés y los registros resistivos son anómalos, porque tienen picos negativos que reflejan lecturas muy extrañas. No son concluyentes y no ayudan a su interpretación. Se tomaron corazones en las formaciones Aguardiente y Tibú. Es importante

revisar los resultados del laboratorio de estos corazones, para calibrar mejor el análisis de los registros eléctricos. Se perforó un pliegue anticlinal limitado por fallas inversas de alto ángulo, ubicadas dentro del monoclinal de Oru.

Esperanza –3K: (Noviembre 20/81 – Marzo 23/82) TD: 7.350 pies. Basamento.

Durante la perforación hubo presencia de gas en abundancia en el grupo Uribante, principalmente en la Formación Aguardiente, pero de acuerdo con las pruebas la mayor cantidad de ese gas es CO₂. No se reportó presencia de hidrocarburos (no hubo fluorescencia en las muestras de zanja).

Deben existir grandes fracturas y/o cavernas por que debido a ellas se perdieron 5000 barriles de lodo durante toda la perforación esencialmente en las calizas (cretácico), esto pudo haber producido daños en las formaciones que recibieron esa gran cantidad de lodo.

Las Formaciones Mirador, Los Cuervos, Barco y Catatumbo afloran en el área muy cerca al pozo, lo cual resta interés en ellas. El prospecto perforó la estructura anticlinal más conocida como el Domo de la Esperanza supuestamente limitado por fallas inversas y normales de alto ángulo.

Guasimales –1: (Septiembre 9/79 – Enero 24/80) TD: 8.640 pies. Basamento.

La clasificación final de este pozo es C3, aunque presentó notorias manifestaciones de hidrocarburos en la formación Barco. Faltó un registro litológico como el Gamma Ray y/o SP en las formaciones Barco, Catatumbo, Mito Juan y Colon para poder diferenciar con mayor exactitud los cuerpos de arena de los arcillosos.

No corazonaron las formaciones en forma continua sino algunos tramos de interés en las formaciones Aguardiente, Mercedes y Tibú. Es importante revisar los análisis de laboratorio hechos sobre los corazones tomados para, con una

mejor interpretación de registros eléctricos, definir con certeza la calidad de los posibles reservorios.

Un punto negativo es la presencia de agua dulce durante las pruebas de formación (de 900 a 9500 ppm de Cl). Por otro lado existen muchas áreas en donde hubo pérdidas de lodo especialmente en el Terciario inferior (los mejores reservorios) lo que da una idea sobre la posible invasión de estas formaciones. La estructura probada es un pliegue anticlinal limitado por fallas de inversión de alto ángulo dentro del monoclinal de Oru.

Indio -1: (Octubre 26/89 – Diciembre 12/89) TD: 4.773 pies. Fm. Colón.

Clasificación inicial A3 y la final C3, aunque presentó manifestaciones de hidrocarburos livianos y gas en los primeros intervalos Cretácicos; durante la perforación se hizo énfasis en analizar las formaciones Barco y Catatumbo es decir solo se estudió el Terciario inferior y Cretácico superior y no se perforó el Cretácico inferior en especial el Grupo Uribante (formación Aguardiente, Mercedes y Tibú).

El pozo no fue registrado desde superficie para poder analizar las formaciones Mirador y Carbonera, posiblemente porque estas formaciones afloran muy cerca. Los límites de las formaciones no son claramente interpretados, porque no hay correspondencia entre el límite según los registros eléctricos y su interpretación a partir de las muestras de zanja.

Las pruebas no son concluyentes debido a que el inicio de las pruebas – RFT- no concuerda con el inicio de los paquetes de arenas probados. Se prospectó con este pozo un pliegue anticlinal de relieve pronunciado limitado por fallas de inversión de alto ángulo; por otro lado es importante aclarar que muy cerca afloran las formaciones Mirador, Cuervos y Barco, es decir que las fallas para el terciario deberían ser sello para que haya posibilidades de entrapamiento.

Podría planearse una profundización del pozo con el objeto de prospeccionar las arenas y calizas de las formaciones del Cretácico inferior.

La Raya –2: (-Julio31/58) TD: 8.537 pies. Fm. Mito Juan.

El pozo inicia con una clasificación A3 y termina con C3 (seco), aunque es productor no comercial. Presenta indicios de crudo migrado en algunos niveles arenosos de la formación Carbonera y en la formación Mirador. No tiene el registro Gamma Ray para diferenciar con mejor detalle los cuerpos arenosos y su prospectividad ya que el SP no ayuda con la suficiente resolución para diferenciar los cuerpos de arena dentro de los paquetes arcillosos.

Este pozo se perforó buscando un pliegue anticlinal entre fallas de inversión y normales de alto ángulo y si esto no se presentaba, buscaba probar el extremo norte del anticlinal de Socuavo que al sur es la estructura productora en el Campo Tibú, con una componente estratigráfica. Es importante volver a revisar esta localización con nueva información para analizar si el Cretácico medio e inferior calcáreo tienen prospectividad.

Mucurera –3K: (Enero 15/80 – Agosto 1/80) TD: 10.407 pies. Tibú.

La clasificación inicial fue A3 y la final C3, pero en las pruebas hubo producción de gas en las formaciones Aguardiente y La Luna, y finalmente fue catalogado como productor no comercial de gas.

El pozo inicia en la formación León y desde la formación Carbonera hay presencia de gas y fluorescencia en menor proporción. La estructura prospectada es, cerca de superficie, un anticlinal contra falla inversa de bajo ángulo; esta falla es reportada durante la perforación que repite las formaciones Colon y Mito Juan.

Los registros eléctricos tomados en el pozo no cubren toda la sección geológica perforada y no se puede hacer una mejor evaluación del potencial de los intervalos Cretácicos calcáreos (Grupo Uribante).

Oru -1: (Septiembre 8/58 – Diciembre 11/58) TD: 4.820 pies. Mito Juan.

El pozo se encuentra al occidente de la zona de producción del Campo Tibú. La clasificación inicial del pozo fue A3 y la final C3 aunque presentó manifestaciones de hidrocarburo y gas.

Fue probado con DST y es posible que se haya cañoneado los cuerpos arcillosos, porque en posteriores pruebas más puntuales los resultados fueron más alentadores, lo que nos lleva a concluir que se debería volver a probar. El objetivo fue probar una trampa estratigráfica en el Terciario inferior – Cretácico superior, formaciones Barco y Catatumbo, que se acuñan contra la estructura anticlinal de Socuavo. Las rocas del Cretácico más bajo están haciendo parte del par sinclinal – anticlinal de Tibú.

Oru -3: (Noviembre 23/58 – Diciembre 22/58) TD: 3.200 pies. Mito Juan.

Clasificación inicial A3 y la final C3, pero fue denominado productor de hidrocarburos no comercial. La formación Mirador tiene muy buenos desarrollos arenosos, pero junto con Barco están aflorando al oeste. Es decir que para el Terciario el cierre propio de la estructura puede estar comprometido y no existir.

Este pozo se encuentra muy cerca del pozo Indio -1 y tiene características similares, incluso se perforo solo hasta la Formación Mito Juan. En la formación Los Cuervos hay manifestaciones en los cuerpos arenosos. De acuerdo con la descripción de la fluorescencia el crudo que se detectó es de un API por encima de 30°. De lo anterior se puede concluir que si hay hidrocarburos y hay

roca almacén pero al parecer no es la mejor posición dentro de la estructura. Tal como se probó el pozo con DST, existe la duda que al momento de cañonear se pudo probar los cuerpos arcillosos ya que es una secuencia de arenas con muchos niveles de arcilla y no se tenía un registro Gamma Ray para poder calibrar con precisión la herramienta; además con posteriores pruebas más puntuales sobre los cuerpos arenosos los resultados fueron distintos y más alentadores. Sería interesante profundizar el pozo para probar las formaciones del cretácico, ya que solo se perforó hasta el Cretácico muy superior.

Se buscaba hidrocarburos en un pliegue anticlinal de relieve pronunciado limitado por fallas de inversión de alto ángulo; por otro lado es importante aclarar que muy cerca afloran las formaciones Mirador, Cuervos y Barco, es decir que las fallas para el Terciario deben ser sello en caso de analizar la capacidad de entrapamiento.

Petrolea –105: (Diciembre /51 - Marzo /52) TD: 2.471 pies. Basamento.

La clasificación inicial del pozo es A3 y la final C3 pero durante la perforación y en las pruebas en la formación Tibú se encontró crudo y gas en abundancia (las arenas inferiores) y en menor proporción en la Formación Aguardiente. Los corazones tomados presentaron gas y aceite pero no se definieron las cantidades de uno y del otro. Al finalizar la perforación se reportó que la formación Tibú estaba en agua, sin embargo el pozo fluyó por entre el anular y produjo hasta marzo 17 de 1980, es decir por 28 años.

El pozo no fue registrado en su totalidad lo que no permite usar la respuesta de los registros para definir límites entre formaciones y lo más importante no permite definir la prospectividad de los niveles arenosos de las formaciones Aguardiente y Mercedes.

En 1957 se recomendó profundizar el pozo a 4500 pies, para probar la presencia de una falla y la posible repetición de la sección pero finalmente Colpet no lo hizo. Sería importante revisar esa posibilidad con la información sísmica existente hoy, pero aún persiste la posibilidad de adentrarse en una zona de falla compleja o dentro del Basamento, ya que este pozo se halla en la cresta del Domo sur de Petrolea, no muy alejado de la zona de falla de Petrolea – Escondido. El pozo no debió estar en buenas condiciones mecánicas por que durante la perforación no se controlaron los aportes de agua de las formaciones superiores; además, es importante revisar y definir cuáles son la o las formaciones que aportan agua que impide que el pozo produzca actualmente, para buscar aislarlas. La estructura es un pliegue anticlinal denominado Domo Sur que hace parte del Anticlinal de Petrolea; comparte con este último un sistema de fallas de inversión e inversas con vergencia occidental.

Petrolea –108: (Noviembre /56 - Mayo /57) TD: 7.700 pies. Basamento.

Iniciando el pozo se repiten las formaciones del cretácico superior La Luna y Capacho, es posible que la presencia de esas fallas tan cercanas a la superficie cambie la idea o el concepto con el que se planeo la perforación. De nuevo a 5200 pies aparece una nueva falla que pone en contacto a la formación Tibú con la formación Capacho y de nuevo las formaciones Capacho y Aguardiente presentan crudo migrado o Tar.

La descripción litológica se inició en el Miembro Mercedes y desde allí se reporta aceite pesado o Tar (migrado), hasta la formación Tibu. En resumen el resultado de las pruebas fue muy negativo por que produce agua con manchas de hidrocarburo o solo agua en abundancia. Lo anterior permite concluir que el pozo no está en una buena posición dentro de la estructura productora del área de Petrolea, y que probó parcialmente una o varias cuñas tectónicas existentes dentro del sistema de Fallas de Petrolea-Escondido.

Petrolea 1 A: (Agosto /33 – Mayo 24/34) TD: 3.007 pies. Basamento.

La clasificación inicial fue A3 y la final C3, pero el pozo fluyó solo, incluso por el anular y de acuerdo con la información el pozo produjo por 15 años hasta noviembre 3 de 1949, año en el que fue taponado y abandonado por que produjo más agua que petróleo.

Durante la perforación y en los corazones tomados en las formaciones Capacho y Aguardiente presentaron abundante gas e hidrocarburo pero no fueron debidamente cuantificadas las cantidades de uno y del otro. Sería importante revisar los resultados de los análisis del laboratorio hechos a estos corazones.

El pozo no fue registrado, por esta razón no se puede analizar los niveles que tuvieron manifestaciones de hidrocarburos durante la perforación. No se adelantaron pruebas en el pozo por que los niveles (no diferenciados) superiores aportaron gran cantidad de agua y los fluidos de hidrocarburos no eran limpios, además de presentar perdidas de lodo en las formaciones La Luna y Capacho. El pozo mecánicamente tuvo muchos inconvenientes, como: una perforación muy lenta, inició en Agosto de 1933 y finalizó en mayo 24 de 1934, la mayor demora se presentó perforando la formación Aguardiente que les tomó aproximadamente 5 meses atravesando un espesor de 500 pies.

El pozo se halla en la cresta del Domo Norte del Anticlinal de Petrolea, asociado a un sistema de fallas inversas y de inversión con vergencia occidental conocido como Petrolea-Escondido.

Puerto Barco –4K: (Febrero 23/80 - Junio 21/80) TD: 8.082. Basamento.

La clasificación inicial del pozo fue de A3 pero la final no es clara, aun que es productor de Gas. Por otro lado las pruebas de formación mostraron posibilidades de producir hidrocarburo de 38° API y gas en la formación

Capacho (Cogollo), aunque desde 5400 pies hasta el final del pozo hubo manifestaciones de hidrocarburos y gas.

Es importante revisar los resultados del laboratorio adelantados sobre los corazones tomados en el Miembro Mercedes y en la formación Tibú, para tener parámetros físico-químicos más confiables en el análisis de los registros eléctricos y definir que falló en cuanto a la prospectividad del Cretácico inferior en este pozo. La estructura perforada es un anticlinal relacionado a falla de inversión que en esta área conforma la Flexura del Catatumbo.

Río de Oro -14: (-Agosto /51) TD: 8.244 pies.

La ubicación de este pozo dentro de una zona de producción lo hace importante dentro del análisis, pero desafortunadamente no fue posible recopilar la información suficiente para el análisis post-perforación. La estructura perforada es un anticlinal relacionado a falla de inversión que en esta área es la Flexura del Catatumbo.

Rodeo -1: (Junio 10/67 – Agosto 27/67) TD: 8.620. Fm. Mito Juan.

La clasificación inicial fue A3 y la final C3, pero presentó abundantes manifestaciones de hidrocarburos y gas en las formaciones Mirador, Barco y Catatumbo, aunque al probar estas formaciones el resultado fue agua de 150 a 2700 ppm de Cl.

El pozo buscó probar un posible anticlinal formado por compresión contra el sistema de fallas inversas de vergencia oriental del frente montañoso de Mérida. Dependiendo de la revisión de la estructura sería muy interesante poder profundizar este pozo y ver la prospectividad de los sedimentos del Cretácico medio e inferior calcáreo naturalmente fracturados.

Sardinata -29K: (Agosto 11/57 – Enero 9/58) TD: 8.710 pies. Fm. Aguardiente. Pozo productor. Las manifestaciones de crudo durante la perforación fueron abundantes en la formación Barco, crudo migrado en Catatumbo, buenas manifestaciones en las arenas del Mito Juan y en la formación Aguardiente muy fuertes manifestaciones de crudo de 50° API.

El pozo se perforó hasta la formación Aguardiente del Grupo Uribante y es de ella de donde está produciendo 433 BPD de 53° API. Sería importante profundizar este pozo y definir la prospectividad del resto del Grupo Uribante. La estructura probada es un pliegue anticlinal asociado a falla de inversión con vergencia occidente.

Tasajero –1: (Mayo 25/52 – Enero 28/53) TD: 7.748 pies. Fm. Tibú.

La clasificación inicial fue de A3 y final de C3, las manifestaciones fueron muy pobres de gas y tar en el terciario inferior.

Las pruebas adelantadas son desalentadoras, en la formación La Luna secas, en Capacho no concluyentes y Grupo Uribante algunas acuíferas - agua fresca -, esto indica que las rocas afloran muy cerca y captan agua o hay un sistema de fallas que permiten la entrada de agua.

Los 56 corazones tomados no mostraron hidrocarburos. Sería bueno tener los análisis de laboratorio de ellos para calibrar mejor la interpretación de los registros eléctricos. Se probó la parte posterior (Back Limb) del anticlinal de Tasajero asociado a una falla de thrust con vergencia oriental.

Tasajero Norte –1: (Mayo 4/82 – Octubre 1/82) TD: 9.792 pies. Fm. Los Cuervos.

De acuerdo con el mapa de geología de superficie el pozo debería iniciar en el cretácico formación Catatumbo, pero con la información de pozo inició en el

Eoceno formación Mirador, dejando la duda de sí el pozo está bien ubicado o la geología de superficie no tiene un buen detalle en la zona o la descripción de las muestras de zanja no tuvieron una buena interpretación en cuanto a que formaciones estaba perforando en estas primeras capas.

Lo anterior se debe a que es una zona compleja estructuralmente y en la parte superior de la secuencia se repite mucho las litologías por cabalgamientos, como es el caso de la falla que en el bloque cabalgado repite la secuencia desde la formación Guayabo y la perforación de casi 6000 pies de formación León por repetición a causa de varios cabalgamientos dentro de la misma formación. La descripción de las formaciones y sus contactos no es muy exacta, dejando bastantes dudas.

El pozo llegó solo a la formación Los Cuervos del bloque cabalgado, lo que permite sugerir que sería muy interesante poder revisar el terciario inferior formaciones Barco y Catatumbo y el cretácico en especial el grupo Uribante en el bloque bajo. Lo anterior teniendo en cuenta que la presencia de hidrocarburos era cada vez mayor en abundancia y calidad a medida que se profundizaba el pozo. A lo largo de todo el pozo antes de la falla se tomaron SWC que mostraron manchamiento de aceite. Sería muy importante calibrar la interpretación de los registros eléctricos con los análisis de laboratorio de esos SWC.

El pozo terminó con un peso de lodo muy alto pero no hay explicación consistente sobre la razón de haber alcanzado tal peso. Las pruebas que se adelantaron en las formaciones Carbonera y Mirador son muy desalentadoras: secas y/o acuíferas. Esto puede tener relación con los daños producidos por el peso de lodo tan alto usado cuando se perforó estas formaciones, entre 13 y casi 15 libras por galón. Este pozo perforó la parte frontal (Front Limb) del anticlinal de Tasajero asociado a una falla de thrust con vergencia oriental.

Tibú –408K: (Octubre 21/83 – Julio 25/84) TD: 10.295 pies. Basamento.

La clasificación inicial del pozo fue de A2b y el final de B2b, el 25 de julio de 1984 se completó como productor en la formación Barco.

La formación Barco fue en su totalidad corazonada pero en la recopilación no hay información del análisis de los corazones (muy posible que sí exista en el ICP). Las formaciones del Terciario inferior y Cretácico superior son mucho más arcillosas que los pozos al norte revisados.

Es importante tener en cuenta que el pozo durante su perforación presentó muchos problemas mecánicos en especial en las formaciones del cretácico superior, incluso se hizo un SideTrack, que pudieron afectar una mejor productividad de las demás formaciones. La estructura probada es un pliegue anticlinal asociado a falla de inversión con vergencia occidente.

Tres Piedras –1: (Mayo 8/79 – Julio 23/79) TD: 6.930 pies. Basamento.

Las formación Mito Juan presenta manifestaciones de hidrocarburos en los niveles arenosos; en los pozos al norte esta formación no ha producido, podría ser un indicio de que mejoraría su prospectividad en los pozos del sur. Estos niveles arenosos no se probaron en el pozo y aunque son muy delgados están bien protegidos por sellos al tope y a la base. En la formación Capacho hubo manifestaciones de gas.

Se probaron las formaciones Catatumbo, Capacho y Aguardiente, con resultados desalentadores, solo algunas muestras de gas en las formaciones Capacho y Aguardiente. Se tomaron corazones en la formación Aguardiente y en el Miembro Mercedes del grupo Uribante, es importante revisar los resultados del laboratorio adelantados sobre ellos para poder definir parámetros más confiables para el análisis de los registros eléctricos e intentar deducir índices de fracturamiento y su dirección principal. La estructura

probada es un pliegue anticlinal limitado por fallas de inversión de alto ángulo dentro del monoclinal de Oru.

Versalles –1: (Marzo 16/89 – Mayo 15/89) TD: 7.824 pies. Basamento.

La clasificación inicial del pozo fue A3 y la final C3, pero el pozo presentó manifestaciones de hidrocarburo y gas en formaciones del Cretácico medio e inferior.

Lo más relevante es que las manifestaciones fueron tanto en el bloque levantado como en el yacente es decir que los dos bloques son prospectivos y de acuerdo con las manifestaciones durante la perforación se puede concluir que hay crudo y roca almacén pero al parecer no es la mejor posición dentro de la estructura o fue mal probado o se presentaron problemas en la perforación. Por el tipo de fluorescencia el crudo que se manifestó en la formación Aguardiente es muy liviano, es posible que durante la perforación en algunos sectores no se alcance a detectar en las muestras de zanja. Los SWC tomados en las areniscas de la formación Aguardiente mostraron corte de crudo pero no se ve la mancha en los SWC (crudo muy liviano). Es muy importante revisar el informe del laboratorio de las muestras de pared.

Entre los 6000 y 6800 pies los registros eléctricos muestran buenas características litológicas y resistivas (buenos desarrollos arenosos en la formación Aguardiente) en donde durante la perforación hubo muestras de un crudo muy liviano a gas, sería bueno revisar las pruebas, estado mecánico y problemas durante la perforación con detenimiento, y tomar la decisión de volver a probarlo.

Los análisis de los RFT tomados indican que son formaciones muy apretadas; es importante revisar en los SWC las permeabilidades y porosidades, y las características petrofísicas de la roca para hacer una mejor calibración de la interpretación de los registros. De acuerdo con la repetición de litologías es una

zona de muy alto fallamiento o tectónicamente muy compleja que puede afectar o favorecer las posibles trampas. En conclusión este pozo debe revisarse con mucho mayor detalle para definir mejor su estado final. Se buscaba probar una estructura.

6. ESTADO ACTUAL DE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN

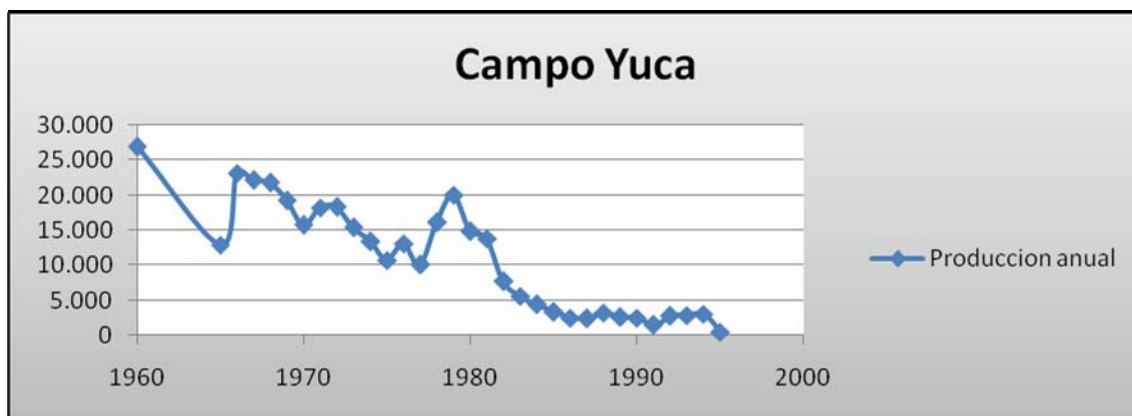
6.1. HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE CRUDO

En este capítulo se hace una recopilación de toda la historia de producción la cual va comprendida desde el año de 1960 hasta el año 2006, esta información fue adquirida gracias a la compra de la misma por medio del grupo de investigación, en la que se encuentran los datos de producción de los principales campos con la información tanto mensual, anual y además de la acumulada siendo esta última una de las más importantes. Esta información es vital para esta investigación debido a que así tenemos una clara imagen del estado actual de producción de la cuenca.

En algunos casos se observan curvas de producción que no son continuas que nos llevaría a pensar que en algún momento estos campos fueron serrados y después recuperados, vale recalcar que en estos campos la producción de crudo es muy baja y no son de total representatividad debido a estos factores, y además en estas gráficas se presentan picos de producción en lo que posiblemente se estaría viendo un posible aumento en la exploración ya sea que en algún momento se le aplicaron métodos para optimizar la producción o porque se ha encontrado algún otro pozo que en su momento ayudó a aumentarla. La producción acumulada para la Cuenca Catatumbo según la curva observada en la gráfica la gráfica muestra que aun se encuentra en crecimiento, muy diferente a lo que se observa en la producción anual de toda la cuenca en la que nos deja ver que la producción se ha disminuido considerablemente debido a que no se han podido encontrar más campos con la misma capacidad de producción como los mencionados seguidamente.

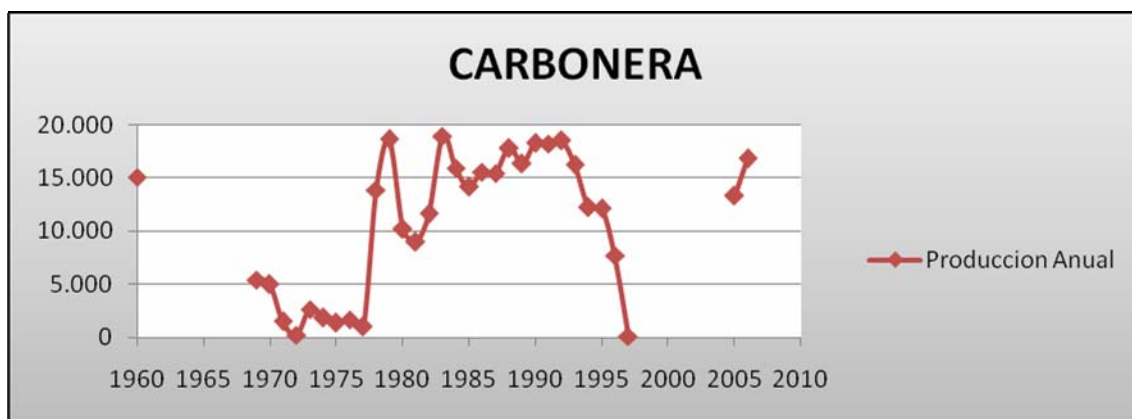
Los campos más importantes en cuestión de producción de crudo para la Cuenca Catatumbo son: Petrólea, Río de Oro, Sardinata, Tibú y Río Zulia.

Grafica 1. Producción anual de crudo del Campo Yuca.



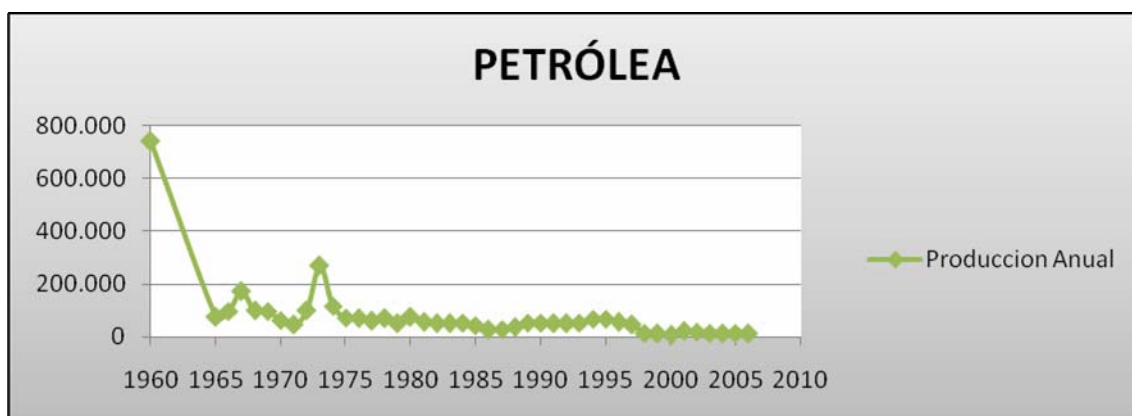
Fuente: Autor del proyecto

Grafica 2. Producción anual de crudo del campo Carbonera.



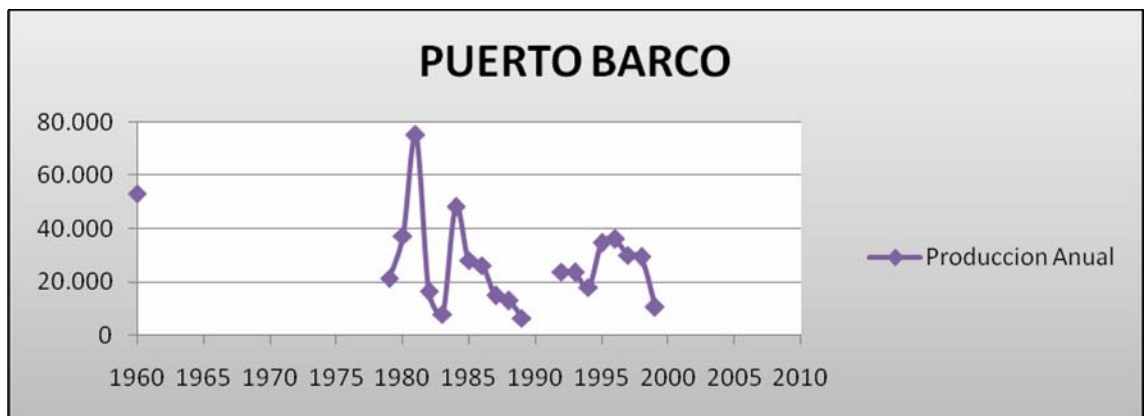
Fuente: Autor del proyecto

Grafica 3. Producción anual de crudo del campo Petrolea.



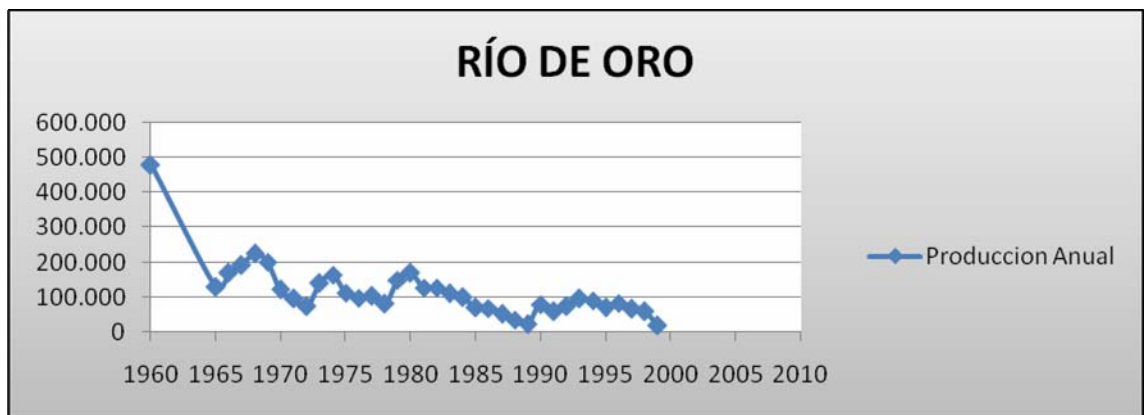
Fuente: Autor del proyecto

Grafica 4. Producción anual de crudo del campo Puerto Barco.



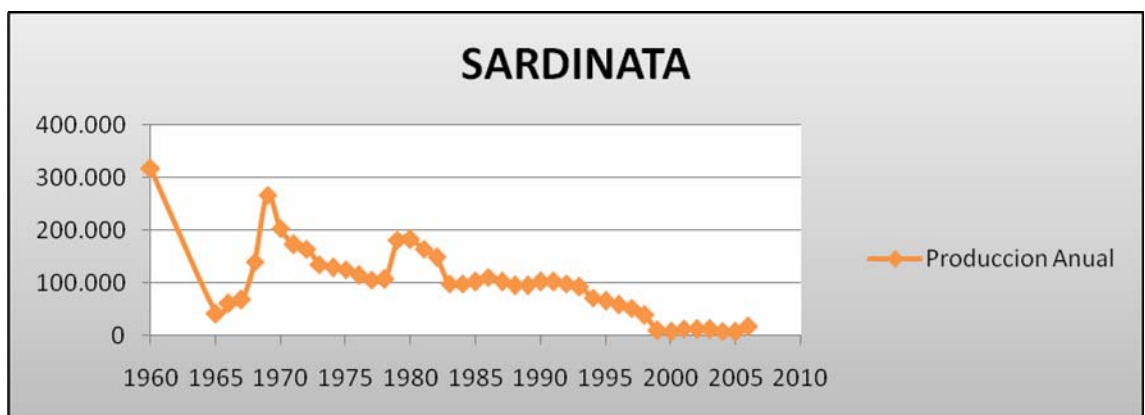
Fuente: Autor del proyecto

Grafica 5. Producción anual de crudo del campo Río de Oro.



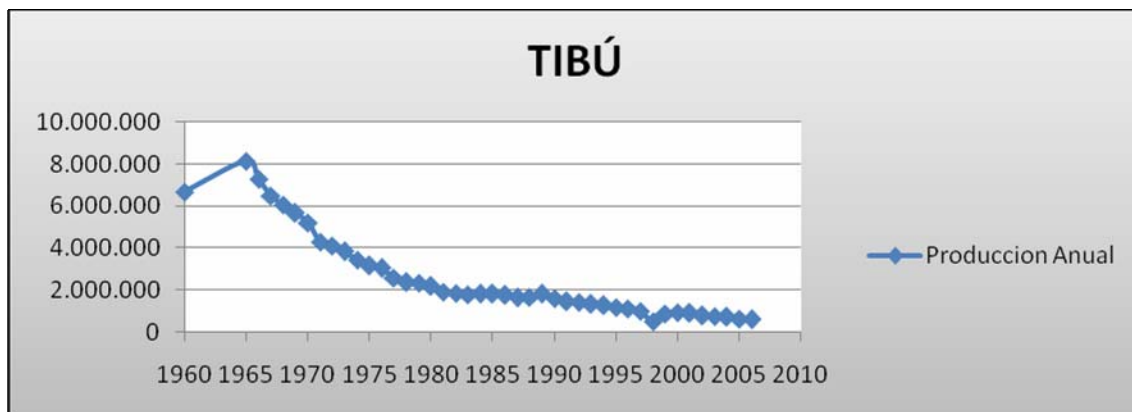
Fuente: Autor del proyecto

Grafica 6. Producción anual de crudo del campo Sardinata.



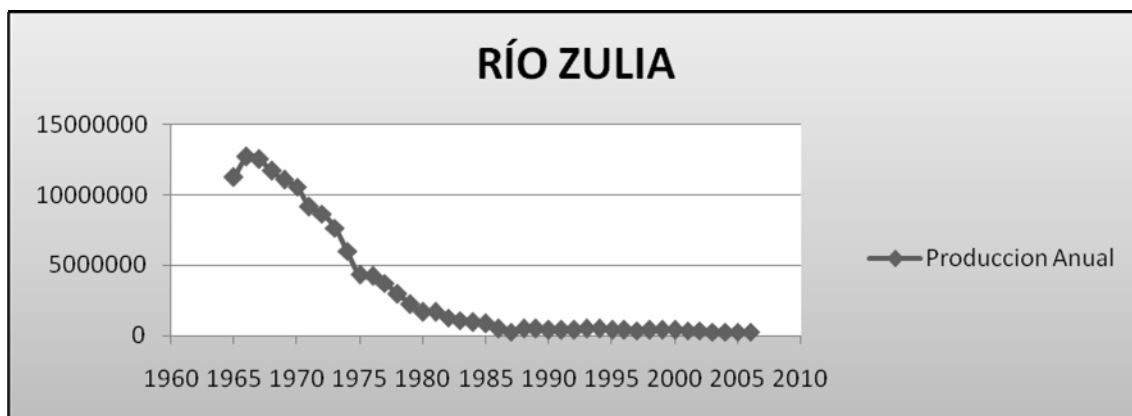
Fuente: Autor del proyecto

Grafica 7. Producción anual de crudo del campo Tibú.



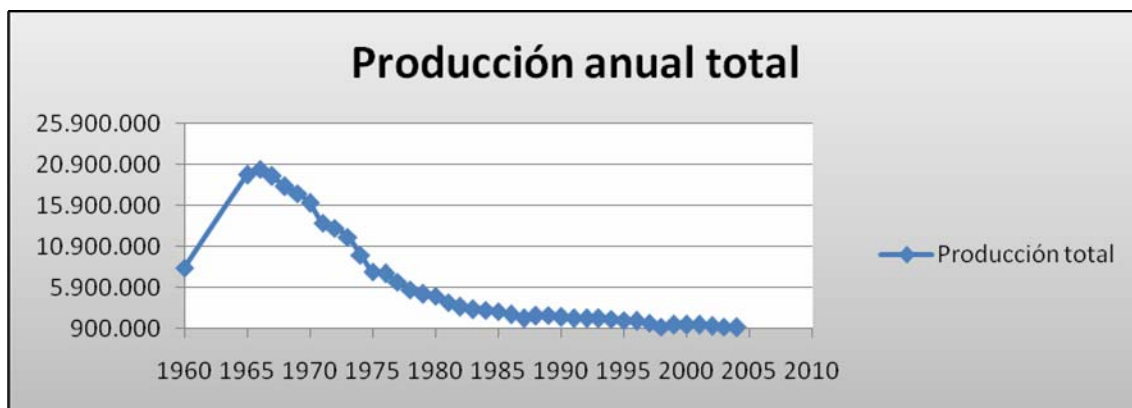
Fuente: Autor del proyecto

Grafica 8. Producción anual de crudo del campo Río Zulia.



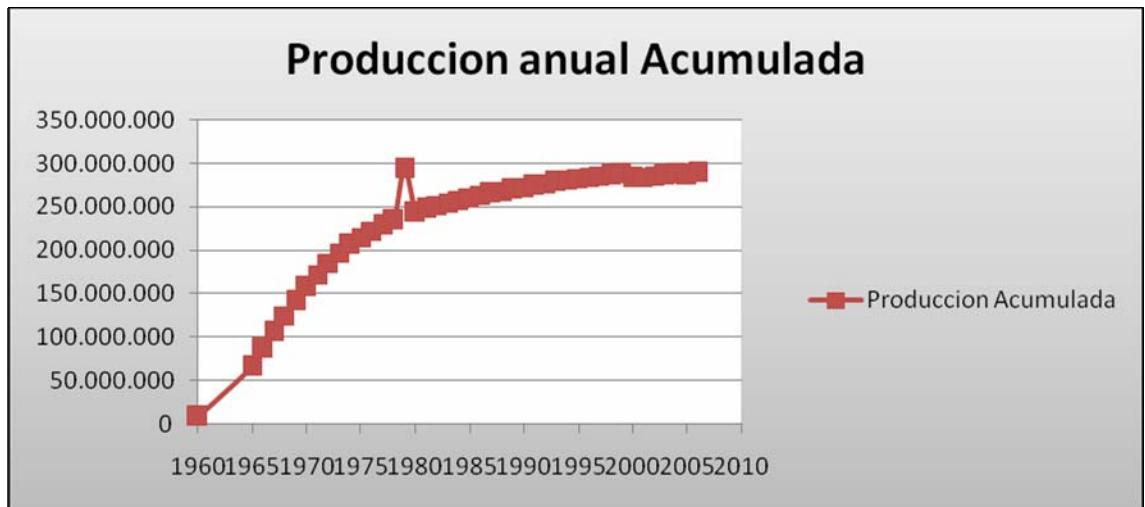
Fuente: Autor del proyecto

Grafica 9. Producción anual total de la Cuenca Catatumbo.



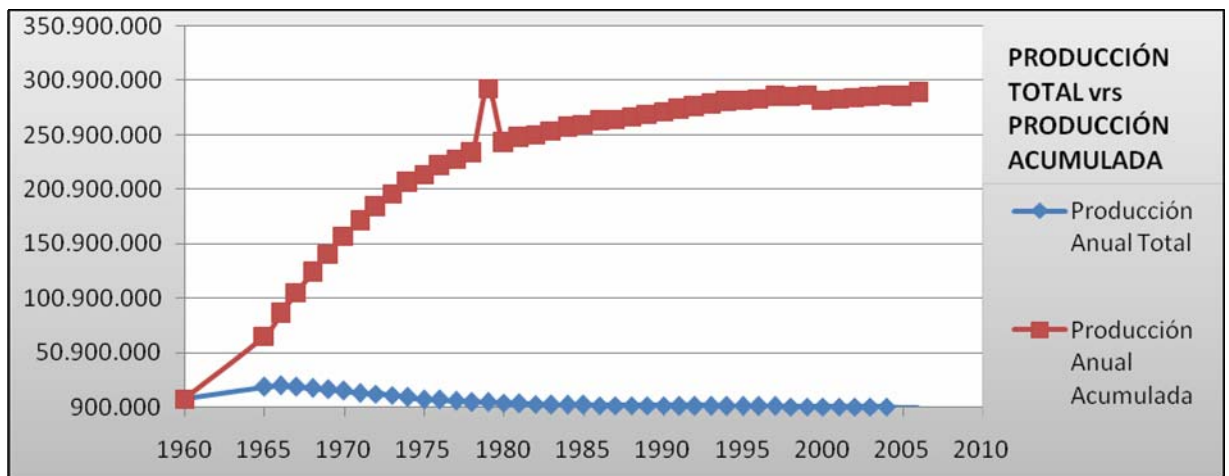
Fuente: Autor del proyecto

Grafica 10. Producción anual acumulada de la Cuenca Catatumbo.



Fuente: Autor del proyecto

Grafica 11. Producción anual total vs. Producción anual acumulada de la Cuenca Catatumbo.



Fuente: Autor del proyecto

6.2. PRODUCCIÓN DE CRUDO POR CAMPO, COMPAÑÍA, CUENCA DEL CATATUMBO.

Tabla 4. Producción de crudo de la Cuenca Catatumbo.

Campo Compañía Cuenca	Producción mensual Octubre /2000		Acumulado histórico Acumulado Kbls	Producción mensual Noviembre /2000		Acumulado histórico acumulado Kbls
	BLS	BPO		BLS	BPO	
Río Zulia	35123	1133	135627	33624	1121	135660
Sardinata	769	25	9176	819	27	9177
Tibú	80718	2604	243672	77799	2593	243751
Petrólea				738	25	37449
Puerto Barco				0	0	804
Río de Oro				0	0	11372
ECP Centro oriente	117518	3791	438099	112980	3766	438213
Total Catatumbo	117518	3791	431099	112980	3766	438213

Fuente: Autor del proyecto

Tabla 5. Porcentaje de producción de crudo de las principales cuencas.

PORCENTAJE DE PRODUCCIÓN DE CRUDO / 2000		
	OCTUBRE / 2000	NOVIEMBRE /2000
Llanos Orientales	76.01%	76.537%
Valle del Magdalena Medio	7.74%	7.75%
Valle Sup. Del Magdalena	14.31%	13.909%
Valle Inf. Del Magdalena	0.06%	0.070%
Catatumbo	0.64%	1.103%
Putumayo	1.23%	1.103%

Fuente: Autor del proyecto

- BPD : Barriles de petróleo por día.
 KBLS : Miles de barriles.
 KPCD : Miles de pies cúbicos diarios.
 KPC : Miles de pies cúbicos.
 GPC : Giga pies cúbicos.

Tabla 6. Densidad de los crudos explotados en la Cuenca Catatumbo

Cuenca Catatumbo	Valores Gravedad_API	AZUFRE
Crudo Extraliviano		
Cerro Gordo	63,00	0,01
Petrólea	46,20	0,12
Puerto Barco	44,30	0,00
Crudo Liviano		
Río Zulia	39,00	0,30
Sardinata	36,91	0,12
Tres Curvas	35,50	0,14
Tibú	31,90	1,02
Crudo Mediano		
Carbonera - La Silla	25,70	0,00

Fuente: Autor del proyecto

Tabla 7. Producción de crudo en el año 2008 de la Cuenca Catatumbo.

PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO DE LA CUENCA DE CATATUMBO 2008 (BPPD)								
CAMPOS	Enero 08	Febrero 08	Marzo 08	Abril 08	Mayo 08	Junio 08	TOTAL 2008 (Bls)	ACUMULADO (Bls)
CATATUMBO	3.046	3.044	2.909	3.022	3.027	2.871	543.572	435.724.091
Carbonera - La Silla	37	29	8	30	34	28	5.044	739.240
Cerro Gordo	-	0	1	2	9	5	543	543
Petrólea	362	387	434	441	495	300	73.535	37.696.581
Puerto Barco	20	33	21	17	14	15	3.645	812.713
Río Zulia	654	640	563	688	678	739	120.123	137.865.619
Sardinata	149	123	48	62	57	56	15.007	9.306.945
Tibú	1.823	1.832	1.830	1.779	1.740	1.727	325.503	249.302.278
Tres Curvas	-	-	3	3	-	-	172	172

Fuente: Autor del proyecto

Tabla 8. Producción de crudo diaria en el año de 2008 de la Cuenca Catatumbo

PRODUCCIÓN DIARIA DE PETRÓLEO 2008 (BPPD)								
Catatumbo	Enero 08	Febrero 08	Marzo 08	Abril 08	Mayo 08	Junio 08	TOTAL 2008 (BIs)	ACUMULADO (BIs)
Petrólea	362	387	434	441	495	300	73.535	37.696.581
Río Zulia	654	640	563	688	678	739	120.123	137.865.619
Sardinata	149	123	48	62	57	56	15.007	9.306.945
Tibú	1.823	1.832	1.830	1.779	1.740	1.727	325.503	249.302.278
Total Catatumbo	2.989	2.982	2.876	2.970	2.970	2.823	534.168	434.171.423

Fuente: Autores del proyecto

6.3. PRODUCCIÓN DE GAS POR CAMPO, COMPAÑÍA, CUENCA

CUENCA DEL CATATUMBO.

Tabla 9. Producción de gas en la Cuenca Catatumbo

Campo Compañía Cuenca	Producción mensual Octubre /2000		Acumulado histórico Acumulado K.P.C.	Producción mensual Noviembre /2000		Acumulado histórico
	KPC	KPCD		K.P.C.	K.P.C.D	
Cerrito	28530	951	1599			
Petrólea	1488	48	18348			
Río Zulia	31.410	1047	44742	30336	1.011	44774
Sardinata	17546	566	51129	19566	652	51.149
Tibú	77841	2511	364833	97005	3234	364833
ECP Gerencia Centro oriente	156815	5123	480652	173157	5772	480730
Total Catatumbo	156815	5123	480652	173157	5772	480730

Fuente: Autor del proyecto

Tabla 10. Porcentaje de producción de crudo de las principales cuencas.

PORCENTAJE DE PRODUCCIÓN DE GAS / 2000		
	OCTUBRE	NOVIEMBRE
Valle Medio del Magdalena	1.96%	1.94%
Valle Inferior del Magdalena	0.41%	0.41%
Valle Sup. Del Magdalena	0.88%	1.11%
Catatumbo	0.15%	0.17%
Putumayo	0.27%	0.26%
Llanos orientales	80.99%	81.16%
Guajira	15.35%	14.95%

Fuente: Autor del proyecto

BPD : Barriles de petróleo por día.
KBLS : Miles de barriles.
KPCD : Miles de pies cúbicos diarios.
KPC : Miles de pies cúbicos.
GPC : Giga pies cúbicos.

Tabla 11. Producción de gas en el año 2008 de la Cuenca Catatumbo.

PRODUCCIÓN DE GAS DE LA CUENCA DE CATATUMBO 2008 (BPPD)								
CAMPOS	Enero 08	Febrero 08	Marzo 08	Abril 08	Mayo 08	Junio 08	TOTAL 2008 (BIs)	ACUMULADO (BIs)
CATATUMBO	8.009	6.799	4.477	4.515	4.718	4.302	995.002	2.476.553
Carbonera - La Silla	0	0	0	0	0	0	56	58
Cerro Gordo	62	236	272	433	421	660	63.035	63.035
Petrólea	54	47	42	38	42	22	7.407	80.511
Puerto Barco	53	109	82	75	54	53	12.823	12.823
Río Zulia	400	398	368	444	418	473	75.781	1.334.056
Sardinata	1.318	1.589	188	94	10	10	96.208	96.209
Tibú	5.411	3.635	2.002	2.331	2.445	2.291	549.677	549.677
Tres Curvas	-	-	604	1	-	-	18.738	18.738
Cerrito	712	785	920	1.100	1.327	793	171.277	321.445

Fuente: Autor del proyecto

Tabla 12. Producción de gas diaria en el año 2008 de la Cuenca Catatumbo.

PRODUCCIÓN DIARIA DE PETRÓLEO 2008 (BPPD)								
Catatumbo	Enero 08	Febrero 08	Marzo 08	Abril 08	Mayo 08	Junio 08	TOTAL 2008 (BIs)	ACUMULADO (BIs)
Petrólea	54	47	42	38	42	22	7.407	80.511
Río Zulia	400	398	368	444	418	473	75.781	1.334.056
Sardinata	1.318	1.589	188	94	10	10	96.208	96.209
Tibú	5.411	3.635	2.002	2.331	2.445	2.291	549.677	549.677
Total Catatumbo	7.182	5.668	2.599	2.907	2.916	2.796	729.073	2.060.453

Fuente: Autor del proyecto

Tabla 13. Estado actual de la exploración en la Cuenca Catatumbo.

POZOS EXPLORATORIOS Y DE DESARROLLO - AÑO 2008									
AÑO INICIO	CUENCA	CLASIFICACIÓN GENERAL	EMPRESA OPERADORA	ESTADO DEL POZO	POZO	PROF. VERTICAL REPORTADA PIES	PROF. VERTICAL PROGRAM . PIES	PROF. REAL (DESVIADA) PROGRAM. PIES	PROF. REAL (DESVIADA) REPORTADA PIES
2008									
	CATATUMBO								
		<i>Pozos de Desarrollo</i>							
			ECOPETROL S.A.						
				<i>Pozos Programados</i>					
					Petrólea-225		2.000		
					Petrólea-226		2.000		
					Sardinata-36		9.800		
					Sardinata-37		9.800		
					Petrólea-228		2.000		
		<i>Pozos Exploratorios</i>							
			ECOPETROL S.A.						

				<i>Pozos Programados</i>				
				Saltador-1		9.000		
			HARKEN ENERGY					
				<i>Pozos Contingentes</i>				
				Caracolí-A3				
			KAPPA RESOURCES					
				<i>Pozos Programados</i>				
				NN-Cerrito		7.500		
			SOLANA					
				<i>Pozos Programados</i>				
				Río Orú-1		6.000		
				Versalles-1		9.000		
			WELL LOGING					
				<i>Pozos Contingentes</i>				
				Carbonera-A3-1				
				Carbonera- A3-2				

7. CALCULO DEL VOLUMEN DE HIDROCARBURO GENERADO

Este capítulo presenta las directrices para el cálculo de la cantidad de hidrocarburos generados en un sistema petrolero. Al menos por tres razones pueden ser citados para la realización de tales cálculos. En primer lugar, los cálculos volumétricos y los parámetros de proporcionar los datos numéricos que ayudan a definir y describir el sistema petrolero. En segundo lugar, las estimaciones de los hidrocarburos generados servirán de base para el análisis de las expulsiones de hidrocarburos, la migración, y la acumulación. En tercer lugar, un conjunto internamente coherente de cálculos volumétricos, en representación de diversos sistemas de petróleo, ofrece claves sobre el funcionamiento de los sistemas de petróleo en general.

En algunos casos, los parámetros necesarios para calcular la cantidad de hidrocarburos generados son poco limitados y por lo tanto el error en el cálculo puede ser grande. Aunque es una desventaja, los grandes errores no necesariamente desestiman el valor del cálculo del volumen de hidrocarburo. Por ejemplo, para saber si el valor del volumen de aceite generado está más cerca de 1 mil millones, 10 millones, o 100 millones de bbl, y de que dicha información no suele ser evidente a partir de la inspección cualitativa.

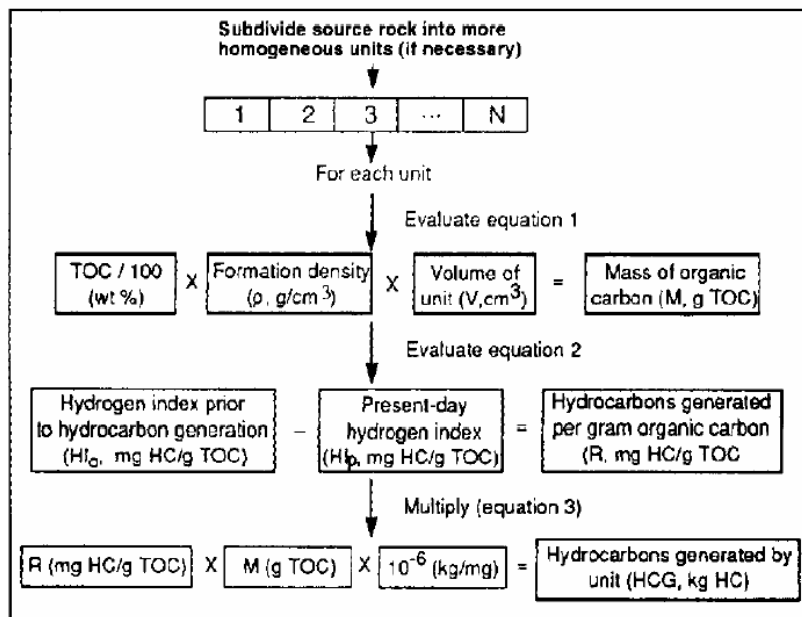
Ineficiencias asociadas con la expulsión, la migración, y la captura de los hidrocarburos son a menudo grandes. Por lo tanto, la cantidad de hidrocarburos generados pueden ser una enorme cantidad en comparación con el atrapamiento en el reservorio. McDowell (1975) llegó a la conclusión de que el petróleo que se puede extraer es quizás el 10% de todo petróleo generado por las cuencas sedimentarias y es sólo un pequeño porcentaje de aceite generado para la mayoría de las cuencas. Una década más tarde, Moshier y Waples (1985) reiteró la misma conclusión general.

La intensidad de los programas de perforación de finales del decenio de 1970 y principios del decenio de 1980 aparentemente no alteró la percepción de que la proporción de hidrocarburos generados atrapado a los hidrocarburos es típicamente grandes. Se espera que los cálculos recogidos en esta memoria arrojaran luz sobre la eficacia de los sistemas petroleros.

7.1. CÁLCULO DE HIDROCARBUROS GENERADOS

El problema abordado en este caso es el cálculo de la masa de hidrocarburos generados por la roca fuente activa de un sistema petrolífero. A efectos de la presente memoria, el método de cálculo debe ser ampliamente aplicable a un conjunto diverso de sistemas petroleros. El método debe lograr un equilibrio entre simplicidad y exactitud además de ser comprensibles al mundo científico de diversos orígenes. Los datos necesarios deben estar comúnmente disponibles. Estas limitaciones influyen fuertemente en el método de cálculo que se detalla en las siguientes secciones.

Figura 30. Diagrama de flujo del método de cálculo aproximado de la masa de hidrocarburos generados



Fuente: The petroleum system. From source to trap. AAPG, Memoir 60, Chapter 19.

7.2. GENERALIDADES

Los métodos de cálculo volumétrico de los hidrocarburos generados difieren en su enfoque y en detalle (por ejemplo, White y Gehman, 1979; Demaison y Murris, 1984; Waples, 1985; Cooles et al., 1986; Mackenzie y Quigley, 1988). Sin embargo, muchos incorporan de una u otra manera los elementos de la secuencia siguiente, que son un resumen del planteamiento de cálculo de este informe:

1. La roca fuente identificada y define sus límites.
2. La masa de carbono orgánico en la roca fuente.
3. La masa de hidrocarburos generados por unidad de masa de carbono orgánico.
4. La masa total de hidrocarburos generados está determinado por la multiplicación de estos datos.

Los pasos 1 y 2 caracterizan a la actual disponibilidad de materia orgánica y son en concepto sencillos. El paso 4 asciende a un recuento de los números anteriores y el paso 3, sin embargo, es el complejo en su concepción y es un punto en el que los métodos de cálculo tienden a divergir. La masa de hidrocarburos generados por unidad de masa de carbono orgánico depende del tipo de Kerógeno, cinética de reacción, y la historia de tiempo y temperatura a la que el Kerógeno se ha expuesto. En lugar de intentar la evaluación cuantitativa de estos factores, una medida empírica de la conversión de Kerógeno a los hidrocarburos de hidrógeno basado en el índice que se adopte aquí.

El índice de hidrógeno (HI), expresado en miligramos de hidrocarburos por gramo de carbono orgánico total (mg HC / g TOC), se obtiene a partir de la pirólisis Rock-Eval. El HI es una medida que se da en los hidrocarburos producido por gramo de TOC durante de la degradación térmica del Kerógeno.

Por lo tanto, el HI representa el potencial de una roca fuente adicional para generar Hidrocarburos.

La diferencia entre el índice de hidrógeno (antes de la generación de hidrocarburos) y el actual índice de hidrógeno puede ser equiparado a los hidrocarburos generados por la roca fuente por unidad de masa de carbono orgánico.

El uso del HI es el de cuantificar la conversión de Kerógeno que es fundamental para el método de cálculo de hidrocarburos generados que aquí se presenta. Un concepto similar fue utilizado por Merewether y Claypool (1980), Jones (1981), y Schmoker y Hester (1983), que aunque se utilizan los datos de la pirólisis para estimar la masa de hidrocarburos expulsado frente a la masa generados.

Una posible fuente de error experimental asociado con la HI debe tenerse en cuenta. El índice de hidrógeno depende del contenido de TOC y de la madurez termal de la roca fuente, el TOC es una medida de concentraciones del Kerógeno y el aceite. Variaciones en la eficiencia de expulsión puede introducir variaciones del HI que no están directamente relacionadas con el carácter de la geoquímica del Kerógeno (Cooles et al., 1986).

7.3. DESCRIPCIÓN DEL MÉTODO DE CÁLCULO

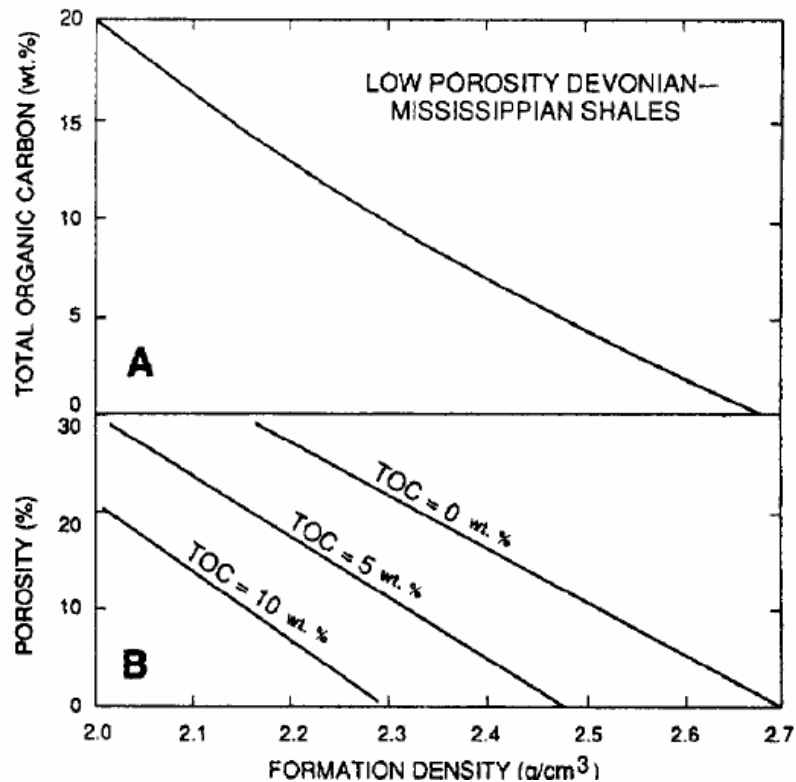
Un diagrama de flujo para el cálculo de la masa de hidrocarburo generado en un sistema petrolífero se muestra en la figura 29. En el primer paso, la roca fuente de un sistema petrolífero se identifican y se subdivide si es necesario el caso, representándose cartográficamente las unidades de propiedades físicas y geoquímicas más homogéneas. El cálculo de los hidrocarburos generados se llevan a cabo para cada unidad de roca fuente, y los resultados se suman para dar un total para el sistema petrolero.

El objetivo del segundo paso es determinar la masa de carbono orgánico, H (g COT), en cada unidad de roca fuente. Los datos necesarios para el cálculo de M son: el contenido de TOC (wt. %), la densidad media de la formación, ρ (g / cm³) y el volumen de la cocina V (cm³), de la formación. Multiplicación de estos tres parámetros da la masa de carbono orgánico en la unidad de fuente de roca:

$$M \text{ (g TOC)} = [\text{TOC (wt. \%)} / 100] \times \rho \text{ (g / cm}^3\text{)} \times V \text{ (cm}^3\text{)} \text{ (1)}$$

Tenga en cuenta que el TOC se divide por 100 para la conversión de la actual abundancia de la de la abundancia fraccional. El TOC comúnmente se derivada del análisis de la pirólisis, pero puede determinarse a partir de los registros en caliza de baja porosidad ricas en materia orgánica (Schmoker y Hester, 1983; Hester et al., 1990). La densidad de la Formación depende de la matriz mineral, de la porosidad y también del TOC en el Kerógeno porque es menos denso que la matriz de la roca. Figura 28 muestra la densidad de un shale en función de la porosidad y el COT y es útil para estimar la densidad de la roca fuente o unidades de shales en ausencia de registros de densidad de la formación. El volumen, V, unidad de la roca se determina a partir de su espesor y la extensión areal.

Figura 31. Densidad de la formación de un shale. (A) la relación empírica entre el carbono orgánico total (TOC) y la densidad de la formación de baja porosidad Devonian-Mississippian Shales. (Después de Hester et al., 1990, su figura 5). (B) La relación del cálculo entre la porosidad y densidad de la formación de shales da tres valores de TOC).



Fuente: The petroleum system. From source to trap. AAPG, Memoir 60, Chapter 19.

El objetivo del tercer paso es determinar la masa de hidrocarburos generados por unidad de masa de carbono orgánico, R (mg HC / g TOC), para cada unidad de roca fuente. Los datos necesarios para calcular R son el actual índice de hidrógeno, H_{IP} (mg HC / g TOC), y el índice hidrógeno inicial, H_{IO} (mg HC / g TOC), de la roca fuente antes de la generación de petróleo. La diferencia entre estos dos índices, se aproxima a la masa de hidrocarburos generados por gramo TOC:

$$R \text{ (mg HC / g TOC)} = H_{IO} \text{ (mg HC / g TOC)} - H_{IP} \text{ (mg HC / g TOC)} \quad (2)$$

Esta ecuación equivale a la disminución de potencial de generación de hidrocarburos generados. El H_{IP} se deriva del análisis de pirolisis y el H_{IO} se

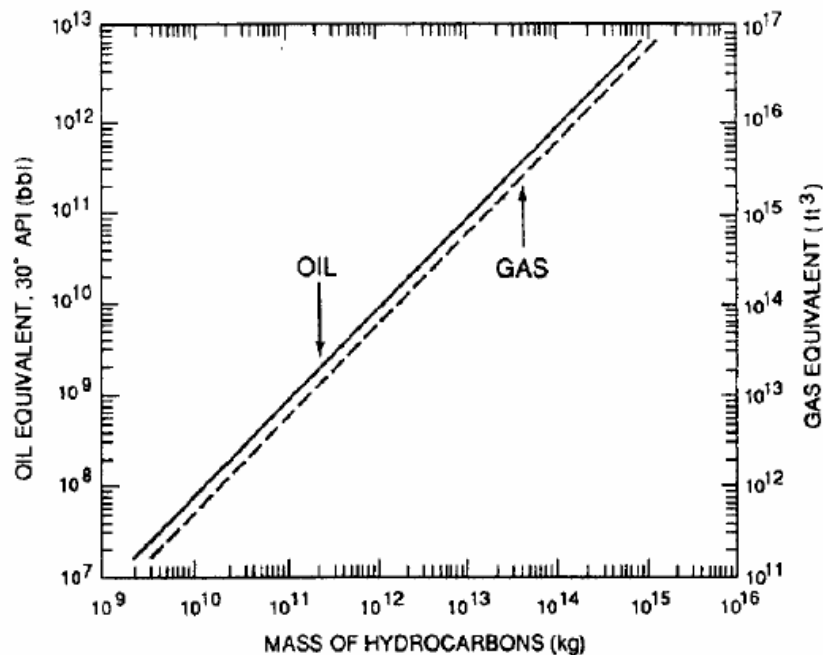
pueden derivar del análisis de pirólisis en muestras térmicamente inmaduro si es geológicamente razonable suponer ningún tipo de variaciones en Kerógeno. Alternativamente, el H_{IO} puede estimarse a partir de los diagramas de van Krevelen (por ejemplo, Tissot y Welte, 1984).

El objetivo de la última etapa consiste en calcular la masa total de hidrocarburos generados, HCG (HC kg), en cada unidad de roca fuente. Los datos necesarios para calcular HCG se desarrollan en los dos pasos anteriores:

$$\text{HCG (HC kg)} = R (\text{mg HC / g TOC}) \times M (\text{g TOC}) \times 10^{-6} (\text{kg / mg}) \quad (3)$$

Tenga en cuenta que multiplicar por 10^{-6} convierte unidades de masa de miligramos a kilogramos. Las unidades Volumétricas de hidrocarburos (bbl de petróleo o ft^3 de gas) puede ser más familiar que las unidades de masa ecuación 3. (Figura 30.) Proporciona un gráfico para convertir kilogramos de hidrocarburos equivalentes a barriles de petróleo o de pies cúbicos de metano.

Figura 32. Gráfico para convertir a las masas de hidrocarburos



de barriles equivalentes de petróleo o de pies cúbicos de metano. Tomado de:
The petroleum system. From source to trap. AAPG, Memoir 60, Chapter 19.

8. APLICACIÓN DEL MÉTODO PARA EL CÁLCULO DE VOLUMEN DE HIDROCARBURO GENERADO EN LA CUENCA CATATUMBO

Para el uso de este método en la Cuenca Catatumbo fue necesario el uso de GEOGRAPHICS para el cálculo de las área de las cocinas se uso del mapa 12 de facies paleogeografías realizado por el INSTITUTO DE INVESTIGACIÓN E INFORMACIÓN GEOCIENTÍFICA MINERO-AMBIENTAL Y NUCLEAR INGEOMINAS, estas áreas para las cocinas de las formaciones generadoras (la Luna – Capacho) fueron definas o delimitadas por los datos de pozos y estructuralmente por fallas que delimitan la cuenca, el porcentaje de TOC inicial definido con anterioridad por estudio geoquímicos en cada una de las formaciones se obtuvo de la información que se encuentra en el capítulo 6 donde se define el sistema petrolífero y se toman unos porcentajes representativos como los son del 10% para la Formación La Luna y del 5% para la Formación Capacho, en el caso de la densidad se definió para ambas formaciones de 2.9 esta densidad es la de la roca y la densidad del crudo con la cual se trabajo fue del 0.9, el factor de generación o de entrampamiento asumido para ambos casos fue del 1% y como dato adicional sé todo como factor de conversión de que 1 barril = 0.1589 m³ . Todo esto con el fin de obtener un cálculo aproximado del crudo que se pudo haber generado y del que a su vez se pudo haber entrampado.

9. RESULTADOS

Los resultados obtenidos mediante este método y aplicación de la fórmula $M (g\ TOC) = [TOC (wt. \%) / 100] \times \rho (g / Km^3) \times V (Km^3) (1)$ se presentan mostrando tres escenarios en los cuales realizándole algunos cambios en el área de las cocinas y en los espesores de las formaciones se mostrarían cual sería el mejor, el regular y el peor del volumen generado y entrampado de crudo en la cuenca, todo esto con el fin de poder tener unos puntos de referencia con respecto a las reservas ya probadas y poder tener un dato más cercano al ya conocido, además de poder redefinir las reservas remanentes para la Cuenca Catatumbo (ver tablas).

Tabla 14. Calculo de potencial de hidrocarburo generado para la Formación La Luna.

FORMACIÓN LA LUNA		
Área de la cocina = 3.288 Km²	Área de la cocina = 3.288 Km²	Área de la cocina = 1.644 Km²
Espesor = 150 m	Espesor = 62 m	Espesor = 106 m
Densidad = 2.9	Densidad = 2.9	Densidad = 2.9
TOC = 10%	TOC = 10%	TOC = 10%
Volumen de la cocina = 493.2 Km³	Volumen de la cocina = 203.9 Km³	Volumen de la cocina = 174.26 Km³
M (Ton TOC) = 143.03*10⁹ Ton	M (Ton TOC) = 59.12*10⁹ Ton	M (Ton TOC) = 50.53*10⁹ Ton
Vol.i. = 158.922*10⁹ m³ = 993.262 MMBP	Vol.i. = 65.69*10⁹ m³ = 410.562 MMBP	Vol.i. = 56.151*10⁹ m³ = 353.373 MMBP
Vol.f. = 9.933 MMBP	Vol.f. = 4.105 MMBP	Vol.f. = 3.533 MMBP

Tabla 15. Calculo de potencial de hidrocarburo generado para la Formación Capacho

FORMACIÓN CAPACHO		
Área de la cocina = 5.236 Km ²	Área de la cocina = 5.236 Km ²	Área de la cocina = 2.618 Km ²
Espesor = 315 m	Espesor = 200 m	Espesor = 200 m
Densidad = 2.9	Densidad = 2.9	Densidad = 2.9
TOC = 5%	TOC = 5%	TOC = 5%
Volumen de la cocina = 1.649 Km ³	Volumen de la cocina = 1.047 Km ³	Volumen de la cocina = 523.6 Km ³
M (Ton TOC) = 243.149*10 ⁹ Ton	M (Ton TOC) = 151.8*10 ⁹ Ton	M (Ton TOC) = 75.92*10 ⁹ Ton
Vol.i. = 260.16*10 ⁹ m ³ = 1'637.281 MMBP	Vol.i. = 168.68*10 ⁹ m ³ = 1'054.000 MMBP	Vol.i. = 84.357*10 ⁹ m ³ = 531.890 MMBP
Vol.f. = 16.372 MMBP	Vol.f. = 10.540 MMBP	Vol.f. = 5.318 MMBP

Tabla 16. Presentación de los resultados para las dos formaciones generadoras.

CUENCA	ROCA FUENTE	TOC ACTUAL	HI ACTUAL	ESPESOR Mts	VOLUMEN N Km3	TOC ORIGINAL	EXTENSIÓN ROCA FUENTE Km2	VOLUMEN GENERADO DE HC. MMBP	VOLUMEN MIGRADO NO ENTRAMPADO MMBP	VOLUMEN ACUMULADO MMBP
CATATUMBO	La Luna	3.20%	200	150	493.2	10%	3288	993262	983329	9933
		3.20%	200	62	203.86	10%	3288	410562	406457	4105
		3.20%	200	106	174.3	10%	1644	353373	349840	3533
	Capacho	2.10%	200	315	1649.3	5%	5236	1637281	1620909	16372
		2.10%	200	200	1047	5%	5236	1054000	1043436	10540
		2.10%	200	200	523.6	5%	2618	531890	526572	5318

Fuente. Autor del proyecto

10. GLOSARIO DE TÉRMINOS

CRUDO (Petróleo Crudo): Petróleo tal como sale de las formaciones productivas y llega a la superficie.

CRUDO AGRIO (Crudo Acido): El que tiene alta cantidad de compuestos de azufre que, en la refinación, liberan sustancia corrosivas.

CRUDO DULCE: Petróleo crudo de tan bajo contenido de azufre que no es necesario tratarlo químicamente para quitarle el azufre o los compuestos sulfurados.

CRUDOS NAFTÉNICOS: Petróleos crudos con un alto contenido nafténico. Los aceites lubricantes obtenidos de estos crudos se distinguen normalmente de aceites similares derivados de otros crudos (en el supuesto de que ambos aceites hayan sido igualmente refinados) por su baja densidad, más bajo residuo de carbón y punto de fluidez, y más bajo índice de viscosidad.

CRUDOS “NO CONVENCIONALES”: Aquellos pertenecientes a yacimientos de breas y asfaltos que existen en distintas zonas de nuestro territorio y que con alguna frecuencia da lugar a lo que se le conoce como afloramientos, cuando asoman a la superficie. Aunque la explotación de estos crudos no resulta, al menos por ahora, de interés comercial, se efectúan evaluaciones de ciertos yacimientos que generan crudos “no convencionales”, para su eventual utilización como resultado de avances tecnológicos.

CRUDO PESADO: Petróleo crudo de elevada gravedad específica y alta viscosidad. Lo opuesto, petróleo liviano.

CRUDO REDUCIDO: El petróleo de haberse destilado algunas de sus fracciones. También, petróleo crudo al cual se han quitado los componentes altamente volátiles.

RESERVAS: Reservas de Hidrocarburos son los volúmenes que se pueden recuperar comercialmente de acumulaciones conocidas, desde una fecha determinada en adelante. De acuerdo con el nivel de certeza que conlleve la información geológica, de ingeniería y/o económica utilizada para la estimación, estas reservas se clasifican en Reservas Probadas, Reservas Probables y Reservas Posibles. El término "recuperar" y sus diferentes connotaciones se han utilizado tradicionalmente en la Industria Petrolera para identificar las reservas que se producen o extraen de los yacimientos.

Debido a la condición de incertidumbre inherente a su estimación, las reservas necesitan ser revisadas continuamente a medida que la información técnica, prácticas operacionales y condiciones económicas cambian. Los formatos de datos básicos cuyos fines son informar y obtener aprobación del Ministerio sobre los descubrimientos, extensiones y revisiones se incluyen en estos manuales.

RESERVAS PROBADAS: Reservas Probadas son los volúmenes estimados de hidrocarburos recuperables con razonable certeza de yacimientos conocidos, desde una fecha determinada en adelante, de acuerdo con la información geológica y de ingeniería disponible, y bajo condiciones operacionales, económicas y regulaciones gubernamentales prevalecientes. Las reservas probadas pueden ser subdivididas en Desarrolladas y No Desarrolladas, que corresponden a los conceptos de "sometidas y no sometidas a explotación". Cuando se utiliza el método determinísticos el término "razonable certeza" indica un alto grado de confianza de que las cantidades estimadas serán recuperadas. Al usar métodos probabilísticos el término "razonable certeza" se traduce en una probabilidad de éxito en la recuperación igual o mayor al 90%.

RESERVAS PROBADAS DESARROLLADAS: Las reservas probadas desarrolladas están representadas por el volumen de hidrocarburos comercialmente recuperable del yacimiento por los pozos e instalaciones existentes. Dentro de esta definición se incluyen las reservas detrás de la tubería revestidora que requieren un costo menor y generalmente no requieren uso de taladro para incorporarlas a producción. También se incluyen las que se esperan obtener por la aplicación de métodos comprobados de recuperación suplementaria cuando los equipos necesarios hayan sido instalados.

RESERVAS PROBADAS NO DESARROLLADAS: Reservas probadas no desarrolladas son los volúmenes de reservas probadas de hidrocarburos que no pueden ser recuperadas comercialmente a través de los pozos e instalaciones existentes. Incluye las reservas detrás de la tubería que requieren un costo mayor para incorporarlas a producción y las que necesitan de nuevos pozos e instalaciones, o profundización de pozos existentes.

RESERVAS PROBABLES: Reservas Probables son los volúmenes estimados de hidrocarburos asociados a acumulaciones conocidas, los cuales la información geológica, de ingeniería, contractual y económica, bajo las condiciones operacionales prevalecientes, indican, con un grado menor de certeza que para las reservas probadas, que se podrán recuperar.

Estas reservas pueden ser estimadas suponiendo condiciones económicas futuras diferentes a las utilizadas para las reservas probadas. Cuando se utilizan métodos probabilísticos para su estimación, las reservas probables deben tener por lo menos un 50% de probabilidad de que la cantidad recuperada será igual o mayor que la sumatoria de las reservas probadas más las probables estimadas.

RESERVAS POSIBLES: Reservas Posibles son los volúmenes de hidrocarburos, asociados a acumulaciones conocidas, en los cuales la información geológica y de ingeniería indica, con un grado menor de certeza al de las reservas probables, que podrían ser recuperados bajo condiciones

operacionales, contractuales y/u operacionales prevalecientes. Estas reservas podrían ser estimadas suponiendo condiciones económicas futuras diferentes a las utilizadas para las reservas probadas. Cuando se utilizan métodos probabilísticos para su estimación, estas cantidades deben tener por lo menos un 10% de probabilidad de que la cantidad recuperada será igual o mayor que la sumatoria de las reservas probadas, probables y posibles.

11. CONCLUSIONES

- La sub-cuenca del Lago de Maracaibo o Cuenca de Catatumbo es una cuenca de ante país que se generó en su última etapa de formación la cual crea una depresión estructural, todo esto ligado más exactamente a múltiples episodios de colisión, acreción y transgresivos a lo largo de la parte norte de la placa suramericana.
- El tipo de materia orgánica presente en las principales rocas fuente La Luna y Capacho de la Cuenca Catatumbo son de origen tanto marino como terrestre.
- Debido a que el IH de las formaciones La Luna y Capacho es bajo 200 mg HC/%TOC nos indica que las han alcanzado una madurez termal alta y adecuada.
- La cuenca hacia el norte se encuentra en ventana de generación de aceite y hacia el sur se encuentra en el comienzo de ventana de generación de gas.
- Las reservas descubiertas y el potencial remanente expuesto por Ecopetrol equivale respectivamente 466 MBP y 1,400 MBP, y los resultados obtenidos muestran los siguientes resultados presentados en tres escenarios para cada una de las formaciones generadoras los cuales son: para la formación la Luna 9.933 MMBP (mejor de los casos), 4.105 MMBP (regular de los casos) y 3.533 MMBP (peor de los casos) y para la formación Capacho 16.372 MMBP (mejor de los casos), 10.540 MMBP (regular de los casos) y 5.318 MMBP (peor de los casos).

- El método de balance de masa es de fácil aplicación para el cálculo de potencial de hidrocarburos generados por la roca fuente presente en un sistema petrolífero.
- El cálculo de potencial se presenta en tres diferentes escenarios como una forma de mostrar como varia el resultado del volumen de hidrocarburo generado si cambian las condiciones de área y espesor, ya sea por que aumente o disminuyan los mismos. Todo esto con el fin de observar cual sería el comportamiento del resultado según se den las mejores o peores condiciones en la roca generadora.
- De acuerdo con los resultados obtenidos en la aplicación del método de balance de masas, el volumen acumulado presentado en cada uno de los tres escenarios antes mencionados y aunque no sean reservas probadas nos deja entre ver que el volumen registrado puede ser usado como un indicador con el cual se podría estimular a la industria interesada en invertir y aumentar la exploración en Colombia.

BIBLIOGRAFÍA

BAILEY, W; COUET, B; LAMB, F; SIMPSON, G; ROSE, P., 2001. Pdf. Riesgos medidos.

CALLEJA, R., 1998. Cuenca del lago de Maracaibo, Geología II. La Universidad de Zulia.

CATATUMBO. Cuenca de Maracaibo, Venezuela. VI Simposio Bolivariano, Caracas, pp. 540-551.

CORE Laboratories., 1998. Geochemical evaluation of source rocks, crude oils, oil seeps, and gas samples from the Catatumbo Basin, Colombia. Final report, 100p.

ECOPETROL - I.C.P., 1991. Evaluación de la Cuenca del Catatumbo. Ecopetrol-ICP. Reporte interno División de Exploración y Explotación. 9 Volúmenes. ISN 20837.

JULIVERT, M., 1968. Lexique Stratigraphique International. Amerique latine. Colombie.

Volumen V. Fascicule 4a. Centre Nat. Rech. Scie ; Paris. 651 p.

KLETT, T.R; CHARPENTIER, Ronald R., 2003. FORSPAN Model Users Guide, EE.UU. Departamento de Interior, Servicio Geológico de EE.UU.

LLERENA, J. y MARCANO, F., 1997. El sistema petrolífero en la subcuenca de Maracaibo.

MAGOON, L.B., 1994. The petroleum system first joint. AAPG. Research Conference, Geologic aspects of petroleum systems. México, p.14.

MAGOON, L.B., 1995. The play that complements the petroleum system. A new exploration equation. O&G journal.

MAGOON, L.B. y DOW, W.C., 1994. The petroleum system. From source to trap. AAPG, Memoir 60, p. 3-24.

MAGOON, L.B. y DOW, W.C., 1994. The petroleum system. From source to trap. AAPG, Memoir 60, Chapter 19.

MAGOON, L.B. y DOW, W.C., 1994. The petroleum system. From source to trap. AAPG, Memoir 60, Chapter 30.

PERDIZ DÁVILA, J.M., 2007. Glosario de términos petroleros. Universidad Nacional de la Amazonia Peruana. Facultad de Ingeniería Química.

PGT, 2004. Introducción a la cinética de la generación del petróleo. Petroleum Geoscience Technology. www.pgt.com.br

PONCE, A., 1978. Geología de la Región de Cúcuta. Inf. 1743; Ingeominas, Bogotá. 31 pág.

RANGEL, A; HERNÁNDEZ, R., 2007. Thermal maturity history and implications for hydrocarbon exploration in the Catatumbo Basin. Ecopetrol S.A. – Instituto Colombiano del Petróleo.

ROYERO GUTIÉRREZ, J.M., 2001 Geología y Geoquímica de la plancha 111 Toledo – Norte de Santander, escala 1:100.000. Memoria explicativa. INGEOMINAS.

SARMIENTO, L.F; HERNÁNDEZ, S; BARTELS, H; GALINDO, M; GARCÍA, J.C., 2000. Sistema de información geográfica para el análisis de los sistemas petrolíferos en la exploración de petróleo. Ecopetrol I.C.P. Bucaramanga – Colombia.

SCHMOKER, J.W; KLETT, T.R., 2002. U.S. Geological survey assessment concepts for conventional petroleum accumulations. Chapter 24, Servicio Geológico de EE.UU.

SCHMOKER, J.W; KLETT, T.R., 2002. Data sources and compilation. Chapter 27, Servicio Geológico de EE.UU.

SUESCÚN GÓMEZ, D., 1967. Geología del Cuadrángulo F-13 Tibú. Servicio geológico nacional e inventario minero nacional. Ministerio de Minas y Petróleo. República de Colombia.

SUTTON, F.A., 1946. Geology of Maracaibo Basin, Venezuela. AAPG Bulletin; Vol 30, No.10, pp 1621-1741.

<http://modelaje-de-yacimientos.blogspot.com/2008/02/errores-comunes-que-influyen-en-la.html>