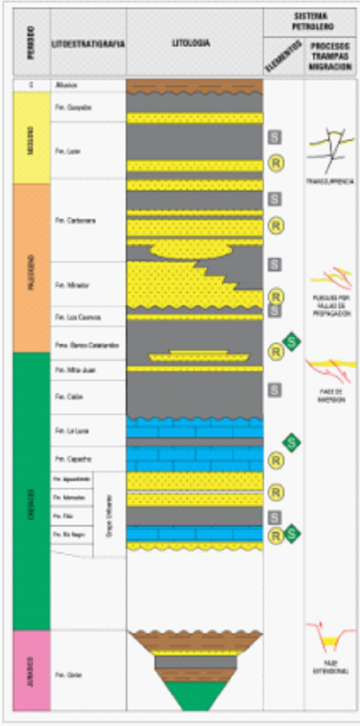
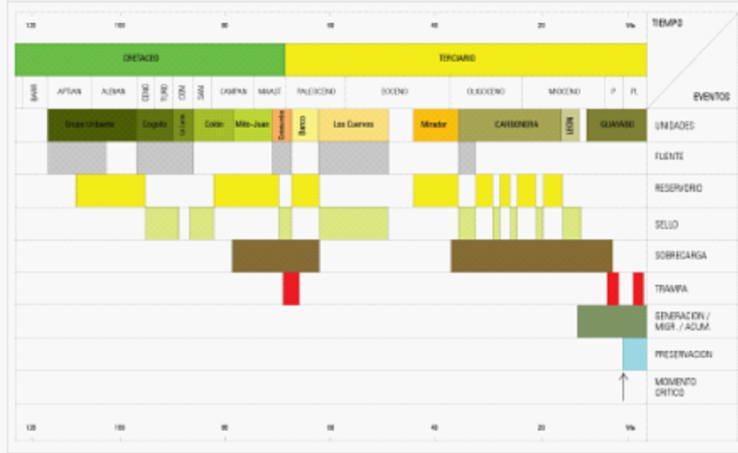




Sistema de eventos petroleros



Carta de eventos



RESUMEN	
Tipo de Cuenca	▶ Antepais
Área de la cuenca	▶ 7715 km ² / 771.501 Ha
Área ofertada	▶ 184 km ² / 18.393 Ha
Sísmica 2D	▶ 4170 Km
Pozos petroleros descubiertos	▶ 13
Pozos exploratorios	▶ 29

Geología del petróleo

Evidencia de Hidrocarburos

Con una producción acumulada de más de 450 mbp y 500 gpg, la cuenca del Catatumbo es pionera en la exploración petrolera en Colombia. El inicio de las actividades exploratorias inició con la firma de la concesión Barco en 1920. Los principales campos descubiertos a la fecha son: Tibi-Socavó, Carbonera, Sordina, Río Zulla, Petrolés y Puerto Barco. La cuenca del Catatumbo es la extensión suroccidental de la cuenca de Macacbo y se considera una cuenca moderadamente explorada.

Roca Fuente

Las rocas cretácicas pelíticas (Formaciones La Luna, Capacho, Tibi y Mercedes) están presentes en toda la extensión de la cuenca de Catatumbo; así mismo, la Formación La Luna es considerada una de las más ricas rocas fuentes del mundo y es la principal roca fuente en la cuenca de Catatumbo, con espesores promedio de 200 pies y rangos de C.O.T. entre 1.5 a 9.6%, con promedios de 3.8%. La Formación La Luna está en ventana de generación.

Migración

Tres sistemas de migración se han documentado en la cuenca de Catatumbo y son los responsables del llenado de las trampas que se han desarrollado en el Mioceno tardío-Plioceno. El carácter litológico de las areniscas de grano muy fino de la secuencia cretácica y la homogeneidad de las calizas han favorecido la ocurrencia de entrapamientos "in situ" o con rutas de migración muy cortas. Migración lateral a lo largo de los cuerpos arenosos y migración vertical a lo largo de las superficies de falla son las rutas de migración más efectivas en la cuenca.

Roca Almacenadora

Los principales reservorios en la cuenca esta representados por las calizas y areniscas cretácicas (Grupo Uribante y Fm. Capacho); igualmente, las areniscas deltaicas Cenozoicas (Fms. Barco, Mirador y Carbonera) son excelentes reservorios. Adicionalmente, rocas del basamento fracturado son consideradas potenciales objetivos exploratorios.

Roca Sello

Las rocas lutíticas marinas cretácicas y las arcillolitas plásticas continentales, representan las unidades sello en la cuenca del Catatumbo.

Trampa

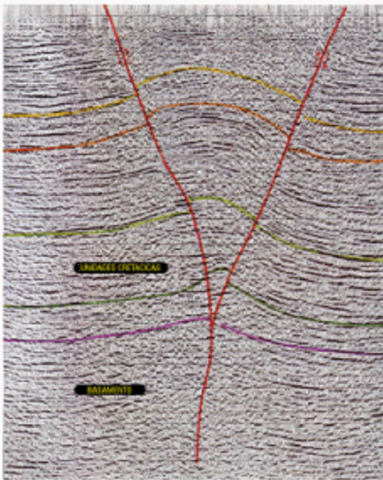
La cuenca del Catatumbo se caracteriza por su amplia variedad de trampas: estructuras asociadas a fallamiento Normal con inversión parcial, estructuras asociadas a sub-cabalgamientos, anticlinales producidos por transgresión y estructuras asociadas a sistemas de inversión son las más importantes trampas estructurales. La producción de petróleo de las rocas cretácicas esta asociada a porosidad secundaria desarrollada por fracturamiento.

Prospectividad

La cuenca de Catatumbo ha sido una de las más prolíficas áreas en el país. Hidrocarburos comerciales se producen de pliegues asimétricos asociados a procesos de inversión. Estudios recientes en la cuenca han sugerido un importante potencial exploratorio en el cinturón plegado presente en la parte occidental de la cuenca.

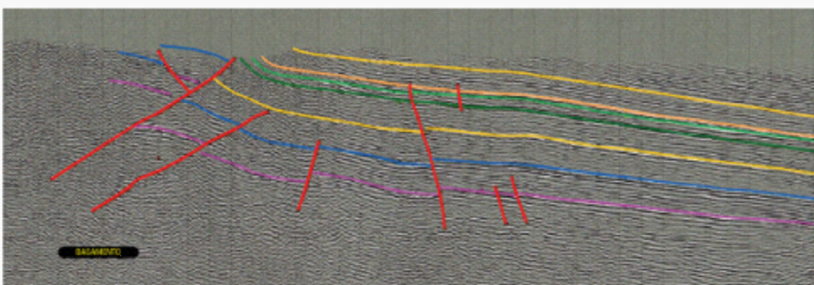
Tipos de plays

Anticlinales asociados a transgresión



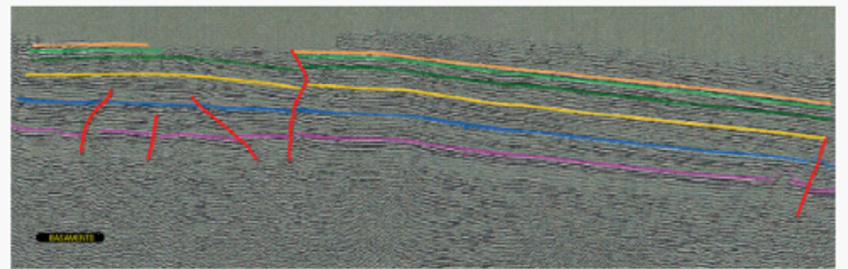
Tomado de Mito Sismica, 1998, interpretado por Barrero, D.

Trampas asociadas a sub-cabalgamientos



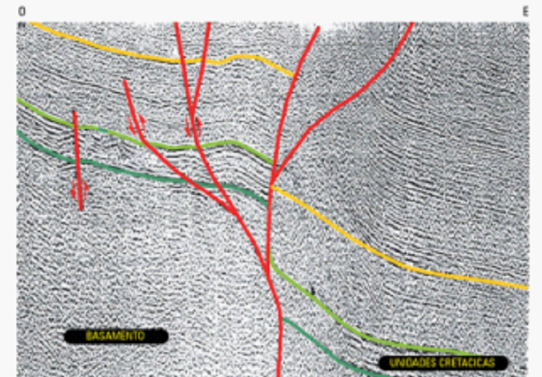
Tomado de Mito Sismica, 1998, interpretado por Barrero, D.

Pliegues asociados a fallas de inversión



Tomado de Mito Sismica, 1998, interpretado por Barrero, D.

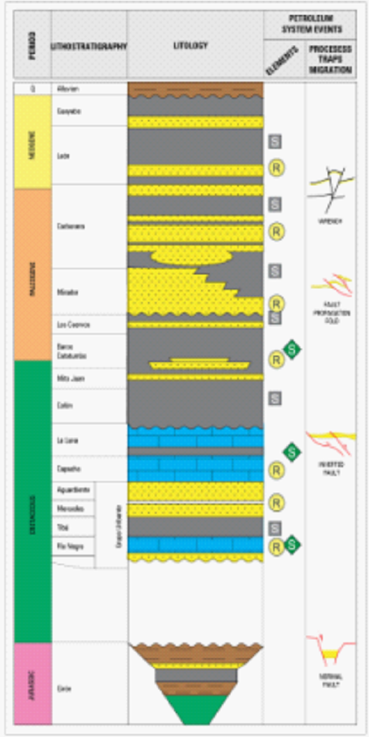
Pliegues asociados a estructuras en flor



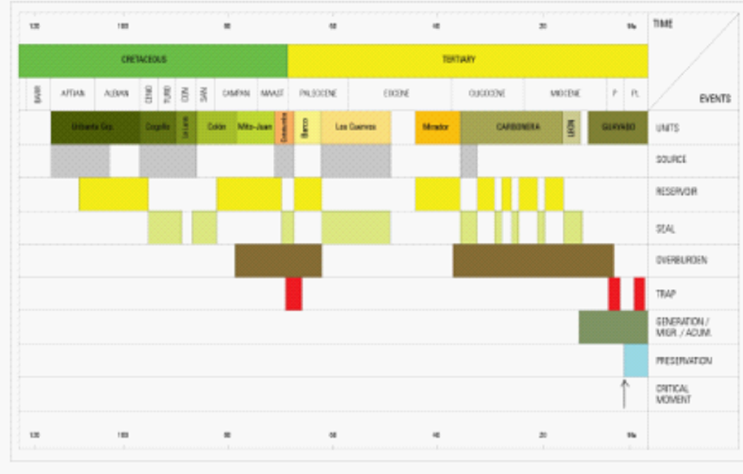
Tomado de Mito Sismica, 1998, interpretado por Barrero, D.



Petroleum System Chart



Events Chart



HIGHLIGHTS	
Basin type	Foreland
Basin Area	7715 km ² / 771.501 Ha
Offered Area	184 km ² / 18.393 Ha
2D seismic	4170 Km
Oil field discoveries	13
Wildcats	30

Petroleum geology

Hydrocarbon Evidence
Main oilfields in the basin are Tibú - Socuavo, Carbonera, Sardinata, Rio Zulia, Petrolia and Puerto Barco. The Cataatumbo basin is a moderately explored basin which has produced more than 450 MMbbl of oil and 500 Gcgl since 1920.

Source
Cretaceous-pellic rocks (La Luna, Capacho, Tibú and Mercedes formations) are widely present throughout the Cataatumbo basin; they are regionally distributed in the Maracaibo basin and are considered one of the richest hydrocarbon sources of the world. La Luna Formation is the principal source in the basin; it is 200 feet thick, TOC range between 1.5% to 9.6% with average of 3.8%. La Luna is currently in the oil window.

Migration
Three distinct migration systems have likely operated to fill the Cataatumbo basin traps that were developed in the late Miocene-Pliocene. The lithological character of the Cretaceous sequence, very fine grained sands and homogeneous limestone and shale, favored the development of in-situ oil reservoirs with very little or no hydrocarbon migration. Lateral migration along sandstone bodies and vertical migration along fractures are the two most effective migration pathways.

Reservoir
Main reservoir rocks are Cretaceous shallow water limestones and Cretaceous sandstones (Iribante Group and Capacho Formation); also Cenozoic deltaic sandstones (Barco, Mirador and Carbonera formations) are good reservoirs. Additionally, fractured basement rocks are also considered as possible reservoirs.

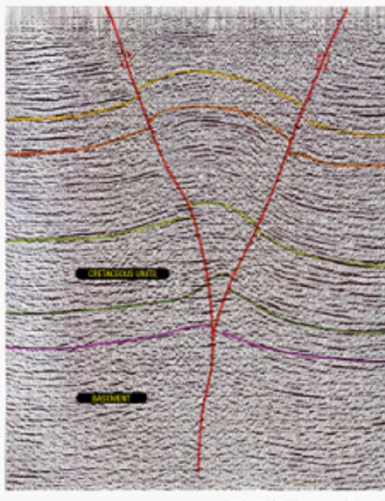
Seal
Thick sequences of marine and nonmarine shales in the Cretaceous and Cenozoic, are potential seals.

Trap
The Cataatumbo basin shows a wide variety of traps: normal faults with partial inversion, subthrust structures, wrench-anticlines and structures associated to inversion systems are important structural traps. Some oil entrapment within the Paleocene, Barco and Cataatumbo formations, is considered as result of short distance migration. The entrapment and production of Cretaceous oil is basically controlled and associated with the secondary porosity developed by fracturing of the same Cretaceous rock.

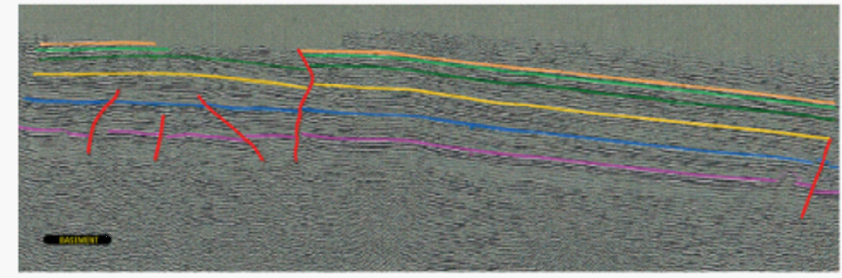
Prospectivity
The Cataatumbo basin has been one of the most prolific areas in the country. Commercial hydrocarbon production comes from structures related to asymmetric folds affected by inversion. The western zone of the basin is a fold belt and recent studies in the area indicate potential exploration plays over thrust zones.

Types of plays

Wrench anticline trap

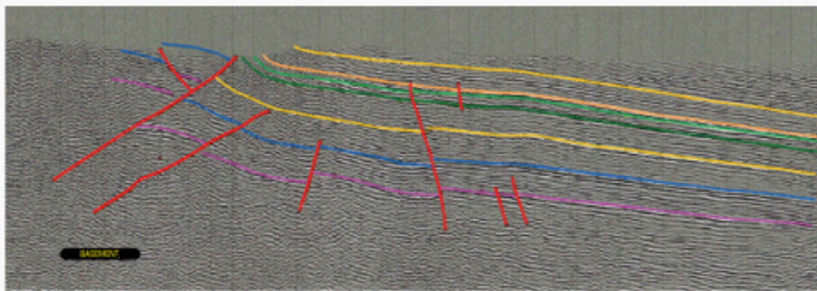


High side fault closure against inverted normal fault



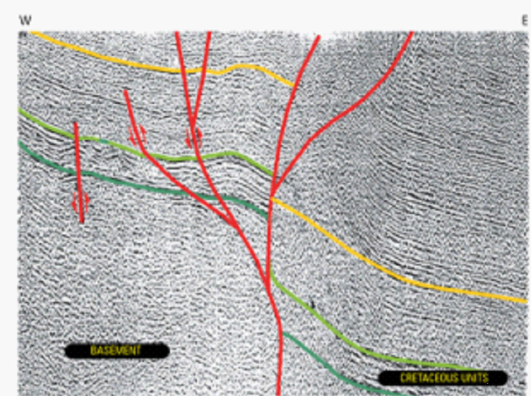
From Salas, 1996, Interpretation by Barrero, D.

Sub-Thrust Trap



From Tataru, 1996, Interpretation by Barrero, D.

High and Low side closure against faults branch of flower structure



From Salas, 1996, Interpretation by Barrero, D.