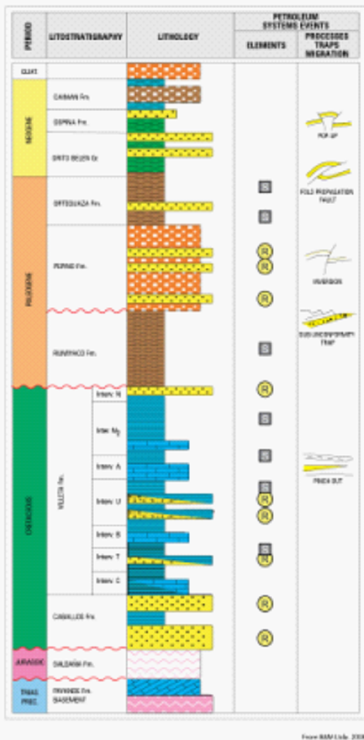


**Petroleum System Chart**



**Events Chart**



**HIGHLIGHTS**

- Basin type: Foreland
- Basin Area: 110,334 km<sup>2</sup> / 11,030,407 Ha
- Offered Area: 4,070 km<sup>2</sup> / 407,043 Ha
- Wildcats wells: 103
- Oil field discoveries: 19
- Discovered oil reserves Only Putumayo Basin: 365 MMBO
- Recovered gas reserves: 305 GCF

**Petroleum geology**

**Hydrocarbon Evidence**  
Significant production, one major oil field (Orto), 18 minor oil fields and the presence of giant oil fields in the nearby Oriente basin in Ecuador are the evidence of the exploration potential in the basin.

**Source**  
Two pods of active source rocks, with the Cretaceous sequence, located in the western flank of the basin contributed to hydrocarbons charge in the Caguán-Putumayo basin. Migration pathways shows several options. The most likely migration route seems to be west to east along sandstones of the Caballos and Vileta formations. Vertical migration along fractures and fault zones has also been documented. Expulsion of hydrocarbon started by late Miocene soon after the formation of the major structures.

**Migration**  
Cretaceous sandstones of the Caballos Formation are main reservoir in the basin with an average thickness of 300 ft, depending of paleo-relief. Porosities range from 10% to 16% and permeabilities average 50 md. Secondary reservoirs are found in sandstones of the Vileta Formation and Pepino Formation conglomerates.

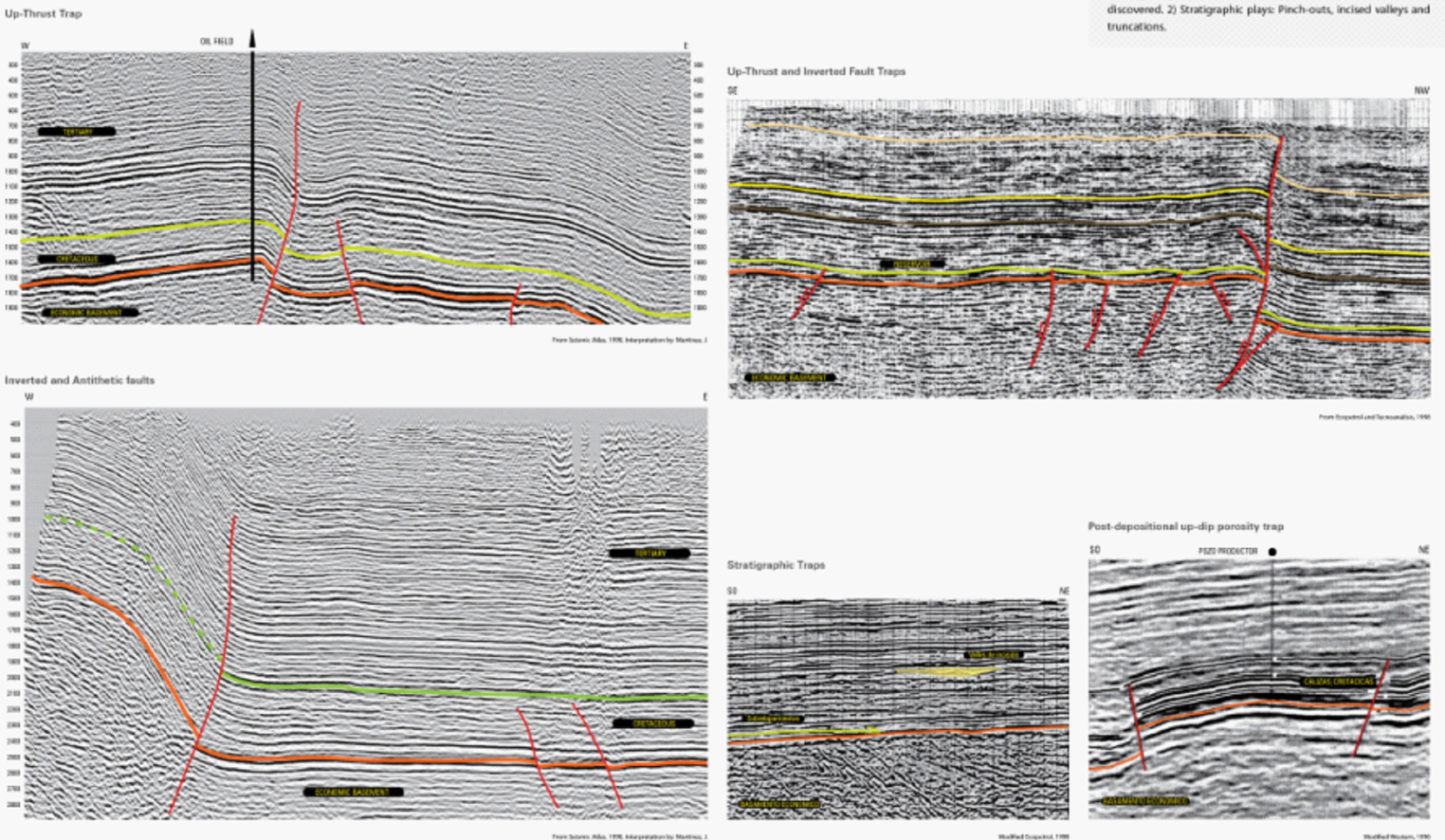
**Reservoir**  
Cretaceous sandstones of the Caballos Formation are main reservoir in the basin with an average thickness of 300 ft, depending of paleo-relief. Porosities range from 10% to 16% and permeabilities average 50 md. Secondary reservoirs are found in sandstones of the Vileta Formation and Pepino Formation conglomerates.

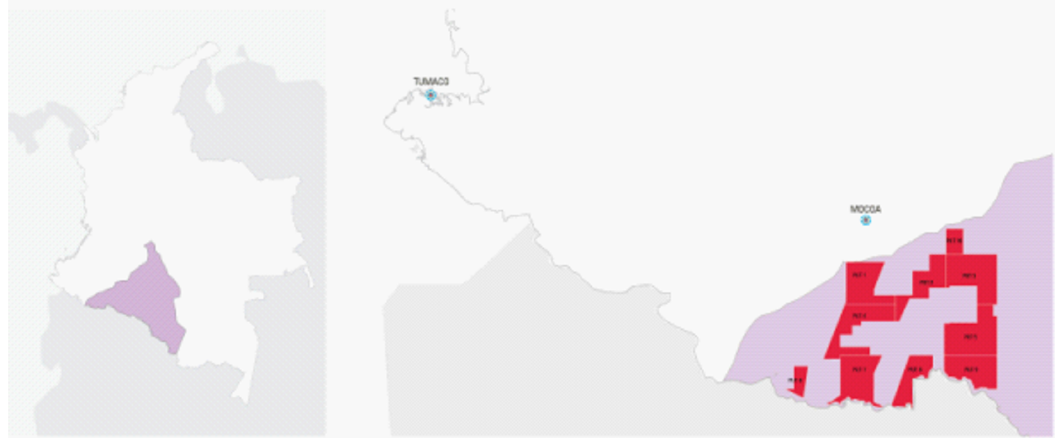
**Seal**  
Cretaceous plastic shales of the Vileta Formation are excellent top and lateral seal units. Orteguza Formation shales are potential seals.

**Trap**  
Structural traps associated to wrench anticlines, sub-thrust, in the western side of the basin, and up-thrust in the foreland basin are the main targets. Additional traps are Pinch-outs, incised valleys and carbonates build-ups.

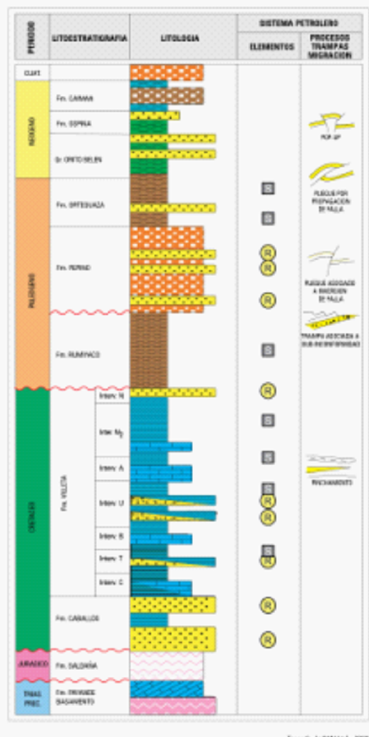
**Prospectivity**  
The existence of a petroliferous system at work is documented by several oil fields discovered in the basin. Two major plays are the responsible for the production: 1) structural wrench related and high-angle reverse closures account for most of the reserves discovered. 2) Stratigraphic plays: Pinch-outs, incised valleys and truncations.

**Types of plays**





Columna estratigráfica generalizada



Carta de eventos



**RESUMEN**

- Tipo de Cuenca: ▶ Antepaís
- Área de la cuenca: ▶ 110.304 km<sup>2</sup> / 11.030.407 Ha
- Área ofertada: ▶ 4.070 km<sup>2</sup> / 407.043 Ha
- Pozos exploratorios: ▶ 103
- Campos de petróleo descubiertos: ▶ 19
- Reservas de petróleo descubiertas (sello Putumayo): ▶ 365 MMBO
- Reservas de gas descubiertas: ▶ 305 GCF

Geología del petróleo

**Evidencia de Hidrocarburos**  
La evidencia más significativa del potencial hidrocarbonífero de la cuenca esta representada por un campo mayor (Orto), 18 campos menores y la presencia de dos campos gigantes, (Shushufudi, Lago Agrio) en la cuenca de Oriente en Ecuador, cerca a la frontera colombo-ecuatoriana.

**Roca Fuente**  
Las mejores rocas fuente de la cuenca corresponden a las calizas y lutitas de la Fm. Vileta, con kerógeno tipo II y valores de TOC entre 1.5-2.0%.

**Migración**  
La secuencia cretácica posee dos cocinas activas localizadas al oeste de la cuenca en Colombia y al sur en Ecuador. La ruta de migración más probable se produjo en sentido oeste-este a través de las areniscas de las Formaciones Caballos y Vileta. Así mismo, se ha reconocido migración vertical a lo largo de fracturas y superficies de falla. La expulsión de los hidrocarburos comenzó en el Mioceno tardío inmediatamente después de la formación de las estructuras mayores.

**Roca Almacén**  
Las areniscas cretácicas de las Formaciones Caballos y Vileta son los principales reservorios de la cuenca, con un rango de porosidad de 10-16% y una permeabilidad de 50 md. Su espesor promedio es de 300 pies. Las calizas de la Fm. Vileta y los conglomerados de la Fm. Pino constituyen reservorios secundarios.

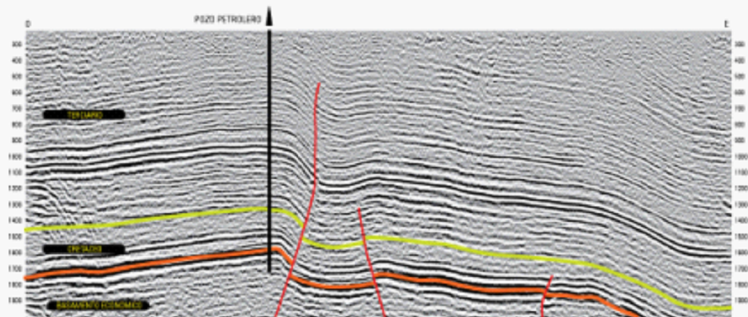
**Roca Sello**  
El sello superior y lateral esta representado por las lutitas glásticas de la Fm. Vileta. Las Lutitas de la Fm. Orteguzza son consideradas como sello regional de la cuenca.

**Trampa**  
Los principales objetivos exploratorios corresponden a estructuras anticlinales producidas por fallamiento transcurrente, sub-cabalgamientos y pliegues asociados a fallas inversas de alto ángulo (up-thrust). Trampas adicionales pueden encontrarse en acuíferos (pitch-out), valles de incisión (incised valley) y crecimientos de carbonatos (carbonate build-ups).

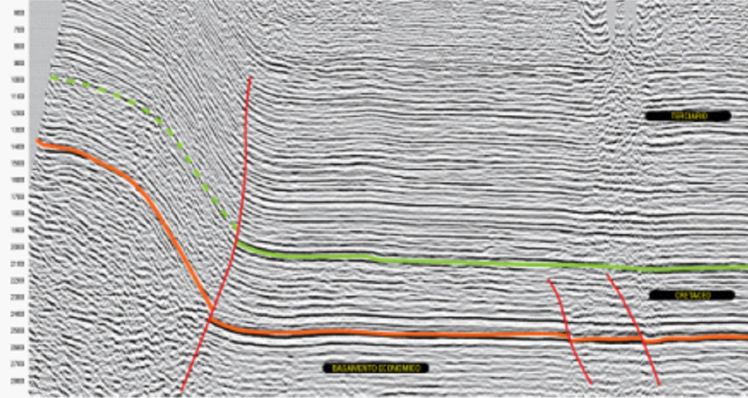
**Prospectividad**  
La existencia de un sistema petrolífero activo esta documentado por la cantidad de campos de petróleo descubiertos en la cuenca. Dos principales tipos de plays a explorar son: 1) Cierres estructurales asociados a fallas inversas y de rumbo (reverse related and high-angle reverse closure), donde se encuentran la mayoría de las reservas descubiertas. 2) Plays estratigráficos, principalmente en el sector este de la cuenca, asociados a acuíferos, valles de incisión y crecimiento de carbonatos.

Tipos de plays

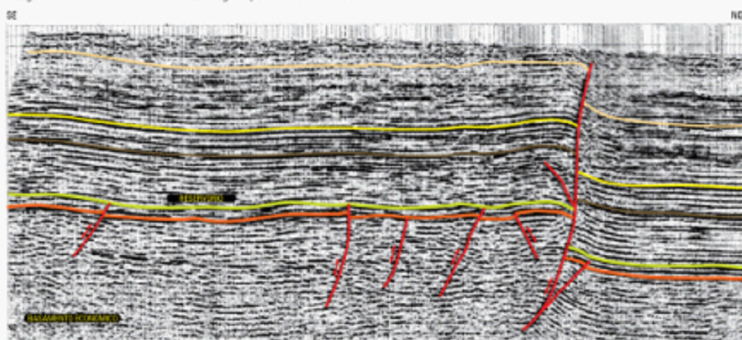
Piñeque asociado a falla de alto ángulo



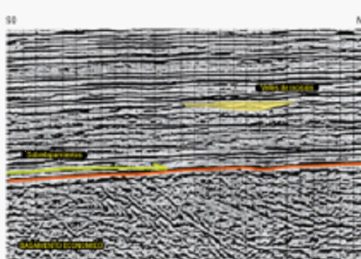
Estructuras asociadas a fallas invertidas y antitéticas



Piñeques asociados a fallamiento alto ángulo y fallas de inversión



Trampas estratigráficas



Crecimientos de carbonatos

