

# CARACTERIZACION DE LOS YACIMIENTOS AMO – DAIMI, BLOQUE 16, CUENCA ORIENTE, ECUADOR

Elena García Guerrero<sup>(1)</sup>, Ney Orellana<sup>(2)</sup>, Javier Prieto Fanjul <sup>(1)</sup>, Guillermo Jalfin<sup>(1)</sup> y Jesús Sotomayor<sup>(1)</sup>

(1) Dpto. Geología, Dirección de Geociencias, Madrid, España

(2) Unidad de Negocios Pacífico, Gerencia de Desarrollo, Quito, Ecuador

## INTRODUCCION

Los campos Amo y Daimi se encuentran ubicados en el extremo austral del Bloque 16 de la Cuenca Oriente de Ecuador (Fig.1). El yacimiento Amo fue descubierto en 1987 por Conoco Ecuador con la perforación del pozo Amo -1. Un año más tarde, la misma operadora descubre el yacimiento a partir de la perforación del pozo Daimi -1. El petróleo se descubrió en la Formación Tena basal (Basal Tena) y las areniscas denominadas “M1” y “U” pertenecientes Formación Napo (Albiano-Campaniano).

En la actualidad se cuenta con 24 pozos perforados en Amo alcanzándose una producción de 7054 bbl/d que provienen de Basal Tena y la arenisca M1 de la Fm. Napo. En Daimi la producción alcanza los 9465 bbl/d de la arenisca U con un total de 15 pozos perforados .

Los objetivos de este trabajo son : **a)** Integrar toda la información disponible **b)** Construcción de un modelo estático que refleje la distribución de facies y heterogeneidad de los reservorios principales, **c)** Obtener un cálculo ajustado de petróleo original in-situ (POES) y finalmente **d)** Emplear el modelo estático construido en RMS (ROXAR) como input para la simulación dinámica corrida en ECLIPSE.

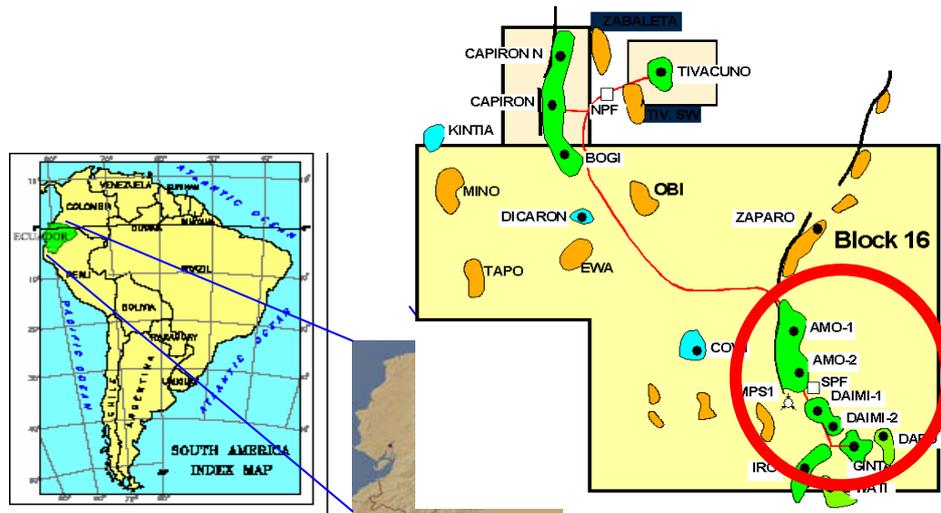


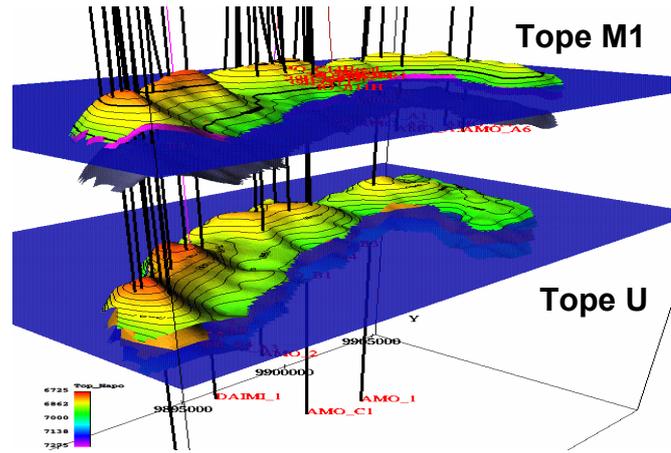
Figura 1: Ubicación del Campo Bogi-Capirón

## GEOLOGIA

La estructura consiste en un anticlinal alargado con un eje de rumbo N-S. Hacia el sur, en Daimi, el eje de la estructura rota hacia el SE adquiriendo el eje anticlinal un rumbo NW-SE. Existen fallas inversas al oeste con rumbo N-S. El anticlinal es de escaso relieve con una baja incidencia de las fallas en la estructura. (Fig.2)

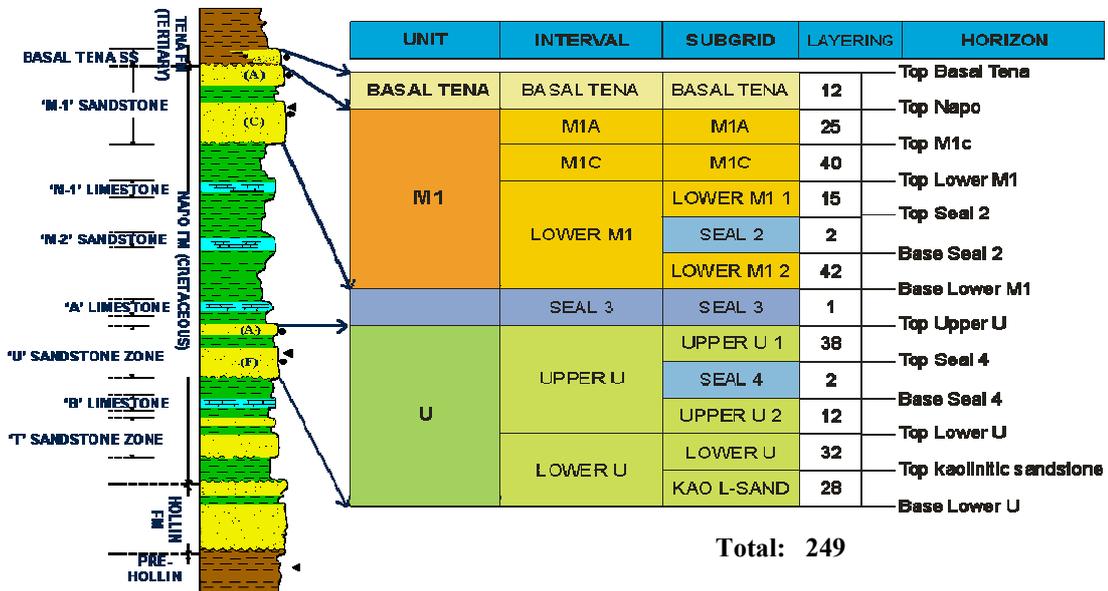
Los reservorios principales se encuentran en la Fm. Napo; la “sección M1” de edad Santoniano - Campaniano compone la sección superior mientras que la “sección U” del Cenomaniano se encuentra en el tercio medio de la Formación. Existen también indicios de la existencia de petróleo en la “arenisca T” (Albiano Medio) pero no ha sido producido por ser muy pesado (10° API).

**Figura 2:** Modelo Estructural de los reservorios M1 y U. Formación Napo.



La “sección U” comienza con la depositación de sedimentos de origen fluvial denominados “arenisca U inferior”. Este cortejo sedimentario de nivel de base bajo (LST) se desarrolla sobre el límite de secuencia de 98 Ma que erosiona a estratos calcáreos marinos del Albiano superior (Caliza B). El ascenso relativo del nivel del mar da lugar a la depositación de sedimentos arenosos finos intercalados con lentes arcillosos en ocasiones calcáreos, definidos como “arenisca U Superior”.

La sección M1 esta compuesta por más de una secuencia sedimentaria (en el sentido de Vail et al., 1977). El tercio inferior de la sección M es una sucesión transgresiva integrada por pelitas y calizas, alcanzando el nivel de máxima inundación a los 86 Ma (MFS). Esta sección equivale a la roca generadora, depositada en posiciones internas hacia el oeste de la cuenca. Inmediatamente por encima se desarrolla la denominada “M1 Inferior”, que constituye los depósitos de nivel alto (HST) de la secuencia anterior. La M1 Inferior es una sucesión progradante de una planicie costera formada por barras y canales de marea. La caída del nivel del mar, representada por el límite de secuencia (SB) de 80 Ma, da lugar a la depositación de canales fluviales entrelazados multilaterales y multiepisódicos (Arenisca M1-C) que evolucionan en estuarios (Arenisca M1-A) conforme el ascenso del nivel del mar (Fig.3). Separados por una superficie de erosión (la posibilidad de que sea un límite de secuencia, está puesta en duda) se encuentran rellenos arenosos de canal conocidos como la arenisca Basal Tena (Fm. Tena Basal).



**Figura 3:** Columna Estratigráfica General del Bloque 16 y Subdivisión Geocelular usada en RMS

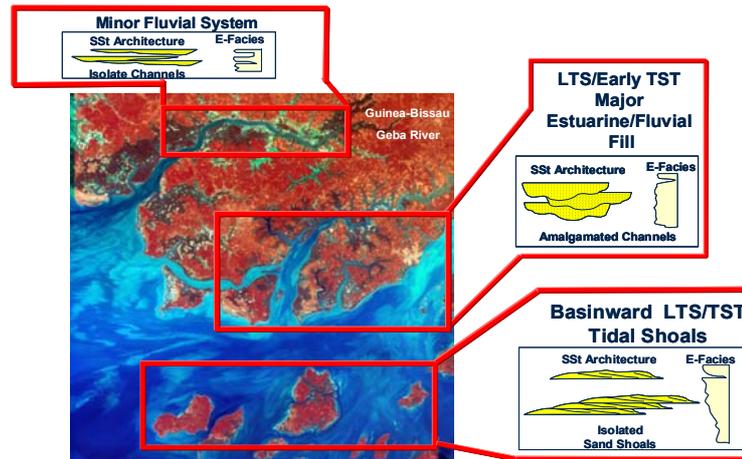
### MODELO ESTOCASTICO

A pesar que la sísmica 3D cubre el yacimiento Daimi y del resto sólo se dispone de sísmica 2D, el modelado estructural se elaboro en función de dos horizontes interpretados de la integración de ambos datos sísmicos: **a)** Tope Napo y **b)** Tope de la arenisca U Inferior. Tomando el tope Napo como nivel de referencia las superficies estructurales del tope de las subunidades: Basal Tena, M1A, M1C, M1 Inferior se generaron a partir del cálculo teniendo en cuenta los espesores que registran en los pozos. Siguiendo

el mismo criterio pero utilizando como referencia el horizonte sísmico del tope de la arenisca U inferior construyeron las superficies estructurales de las subunidades U Superior y U Inferior.

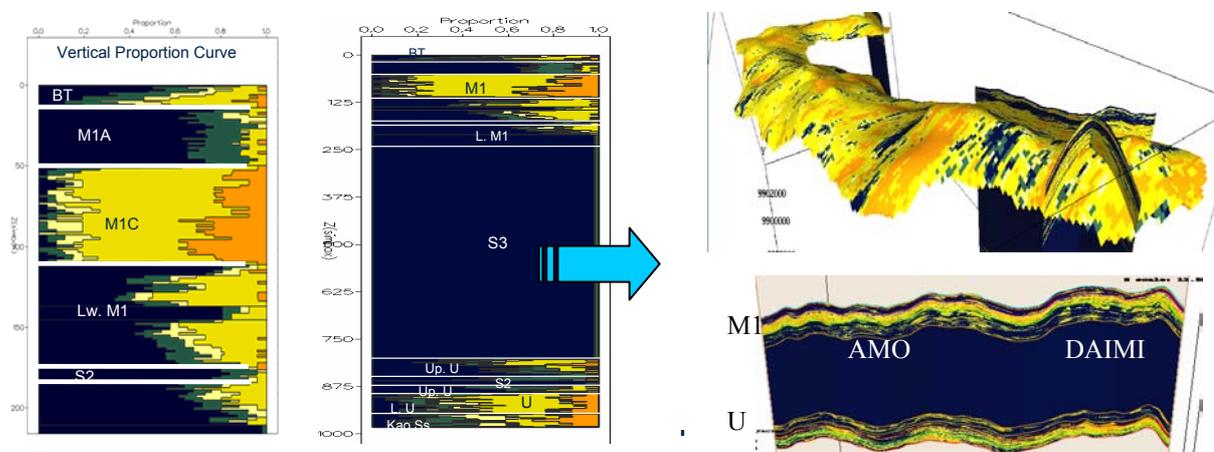
Para la subdivisión estratigráfica se utilizó la columna de la figura 3 la cual se integra de 12 submallas con un total de 249 capas. Cabe señalar que en el modelo se incluyen 3 submallas que representan sellos, denominados: sello 2 (intra Lower M1), sello 3 (lutitas y calizas de M1 y M2) y sello 4 (intra U superior). Para la construcción de la malla se seleccionó un tamaño de celda de 50 m x 50 m x 1.5 pie con una orientación preferencial de 270° (coincidente con el promedio de las paleocorrientes), dando un total de 5.632.131 celdas.

La columna sedimentaria (Fig. 3) representa una sucesión cíclica de eventos transgresivos-regresivos (T-R) acontecidos alrededor de un sistema fluvial-estuarino a marino somero de una planicie costera dominada por mareas. Como modelo análogo se utilizó el delta-estuario del río Geba en Guinea Bissau (Fig. 4).



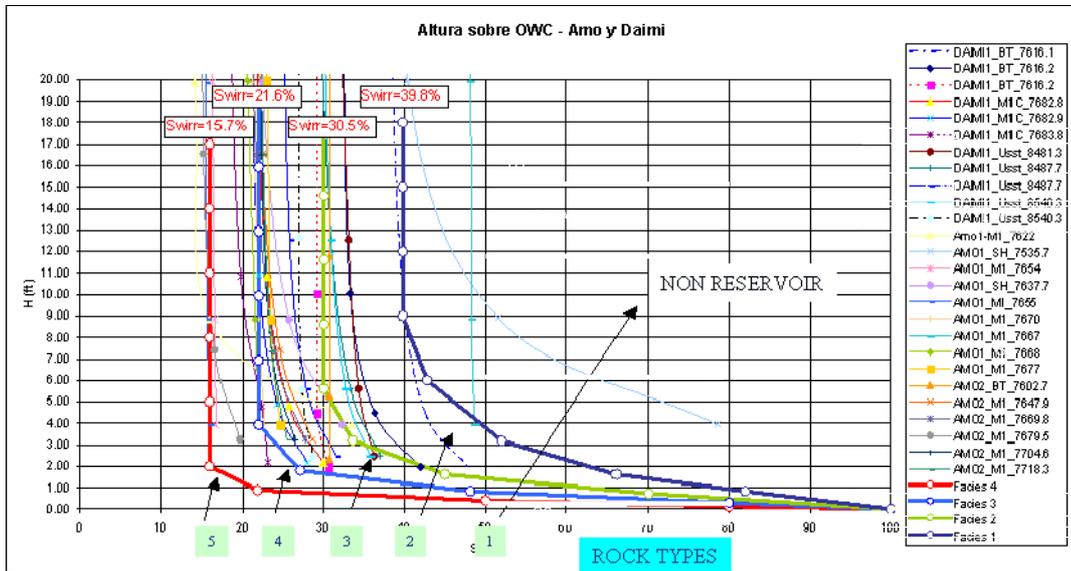
**Figura 4 :** Modelo Análogo Delta-Estuarino del Río Geba (Guinea Bissau)

La definición de facies se realizó a partir del estudio de testigos coronas que se asimila al concepto de “rocas tipo” (rock types = RT) tomando en consideración su tamaño de grano, porosidad, permeabilidad, saturación de agua ( $S_w$ ) y saturación irreducible ( $S_{wirr}$ ) derivadas de la presión capilar (fig.6). Las facies son 1, 2, 3, 4; 5 cuya calidad de reservorio va desde 1 = no-reservorio a 5 = excelente<sup>1</sup>. Posteriormente, estas facies fueron compatibilizadas con la generación de unidades de flujo (FZI) y a su vez ajustadas y reconocidas en los perfiles de pozo como electrofacies (e-facies) mediante la utilización del software Techsia. La distribución de facies se realiza en función de la curva vertical de proporciones y variogramas del tipo esférico con una dirección preferencial que obedece a la dirección general de paleocorrientes (270°). El modelo se construyó a partir de módulo de “Belts”. (fig.5)



**Figura 5 –** Proporción vertical de facies en los campos Amos - Daimi y Modelo de Facies (capa 72)

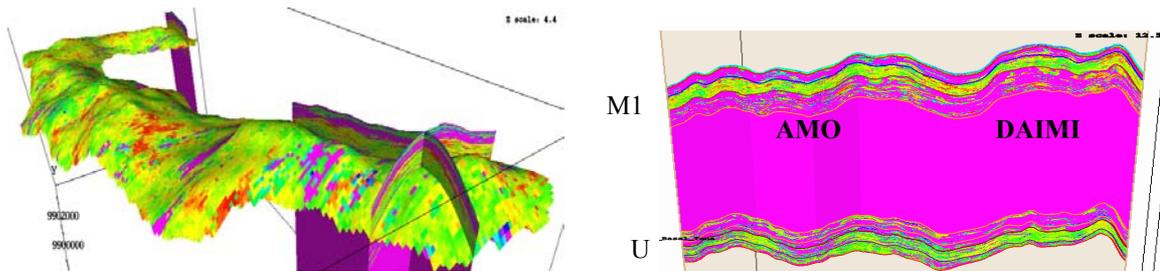
<sup>1</sup> Nótese que las facies aquí definidas como de 1 a 5 coinciden con la tabla presentada en el modelo de Bogi-Capirón (presentado en XII Congreso Latinoamericano) con la aclaración que los números van de 0 a 4 .



**Figura 6:** Curvas de Saturación de Agua en función de la altura desde el nivel de agua libre (HFWL).

### MODELO DE POROSIDAD

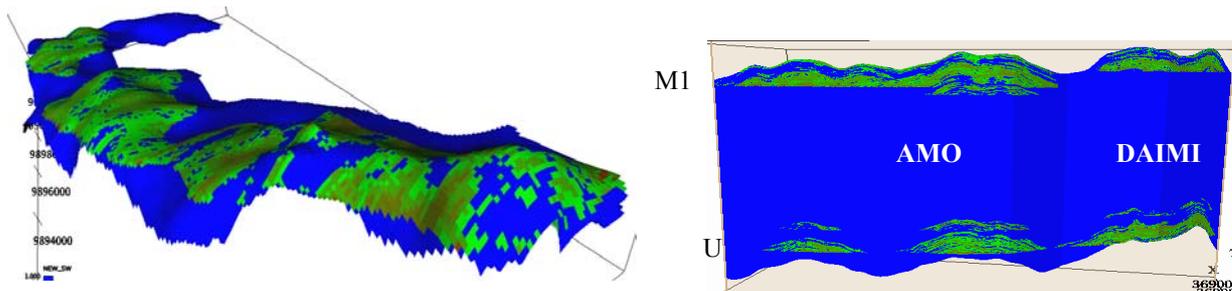
Para el modelo de porosidad se realizó el análisis de datos y los variogramas respectivos para la distribución de porosidad previa a una transformación gaussiana (normal), la cual se realiza estocásticamente y controlada por el modelo de facies (fig.7)



**Figura 7:** Modelo de porosidad controlado por facies. (capa 72)

### MODELO DE SATURACIÓN DE AGUA

El modelado de la saturación de agua ( $Sw$ ) se realizó determinísticamente a partir de los datos de presiones capilares por facies (fig. 6) como una función de la altura sobre el nivel de agua libre (HFWL) para cada uno de los contactos de fluidos definidos. Cabe destacar que Amo y Daimi poseen a través de toda la pila sedimentaria un número de compartimentos dados por una combinación de factores estratigráficos (sellos verticales, discontinuidad lateral de los reservorios) y estructurales (cierres de estructuras anticlinales menores). Estos compartimentos definen múltiples contactos agua/petróleo (OWC) generando un modelo de  $Sw$  de alta complejidad que se resuelve a partir de la definición de ecuaciones de altura sobre el contacto por facies y por contacto.(figura 8)



**Figura 8:** Modelo de saturación de agua por curvas de presión capilar. (capa190)

En la base de los reservorios de la U inferior se desarrolla con espesor variable una concentración de caolinita de origen diagenético. Su presencia ocasiona una reducción en el registro de la resistividad enmascarando el cálculo de  $S_w$  obtenido por perfiles eléctricos. En el pasado se consideró que los niveles caoliníticos servían de barrera, retardando la llegada de agua a los pozos. Sin embargo, una inspección detallada de la petrofísica, los testigos corona y ensayos de producción indican que las areniscas finas caoliníticas preservan aún una permeabilidad suficiente (600 a 900 mD) para permitir la circulación de agua.

## CONCLUSIONES

- Posteriormente a su escalamiento, el modelo descrito sirvió de datos base para el simulador dinámico corrido en ECLIPSE.
- Amo y Daimi poseen múltiples contactos de agua independientes que definen una serie de compartimentos desarrollados por una combinación de factores estratigráficos (sellos verticales y acuñamientos de los reservorios) y estructurales (pequeños cierres anticlinales).
- El intervalo caolinítico que ocurre en la base de la U inferior no representa una barrera que demora la llegada de agua a los pozos, su permeabilidad es suficiente para permitir la fluencia (600 a 900 mD).

## BIBLIOGRAFIA

- Allen, J.R.L. 1978. Studies in fluvial sedimentation: an exploratory quantitative model for the avulsion-controlled alluvial suites. *Sedimentary Geology*, 21: 129-147.
- Barragán, R., F. Christophoul, H. White, P. Baby and M. Rivadeneira. In press. Tracing retroforeland basin onset by mean of sequence stratigraphy (Cretaceous, Ecuadorian Subandean Basin). *Tectonophysics*.
- Bridge, J. and M. Leeder. 1979. A simulation model of alluvial stratigraphy. *Sedimentology*, 26: 617-644.
- Bridge, J. and S. Mackey, 1993. A theoretical study of fluvial sandstone body dimensions. In: Bryant, I. D. and S. S. Plint (eds). *The Geological Modelling of hydrocarbon reservoirs and outcrop analogues*. Int. Assoc. of Sedimentologists, Sp. Publ., 15: 213-236
- Dalrymple, R.W. Zaitlin, B.A. and Boyd, R. 1992. Estuarine facies models: conceptual basis and stratigraphic implications. *Jour. Sed. Petrol.*, 62: 1130-1146.
- Jaillard, E. 1997. Síntesis estratigráfica y sedimentológica del Cretáceo y Paleógeno de la Cuenca Oriental del Ecuador. *Petroproducción- Orstom*. 163 pp.
- Hurst, A. 1993. Sedimentary flow units in hydrocarbon reservoirs: some shortcomings and a case for high-resolution permeability data. In: Bryant, I. D. and S. S. Plint (eds.). *The Geological Modelling of hydrocarbon reservoirs and outcrop analogues*. Int. Assoc. of Sedimentologists, Sp. Publ., 15:191-204.
- Shannmugam, G., M. Poffenberger and T. Álava. 2000. Tide-dominated estuarine facies in the Hollin and Napo ("T" and "U") Formations (Cretaceous), Sacha Field, Oriente Basin, Ecuador. *Amer. Assoc. Petr. Geol., Bull.*, 84: 652-682.