

CARACTERIZACION DE LOS YACIMIENTOS BOGI-CAPIRON, BLOQUE 16, CUENCA ORIENTE, ECUADOR

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

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

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

El campo Capirón se encuentra ubicado inmediatamente al norte del Bloque 16 mientras que Bogi se halla dentro de dicho bloque de la Cuenca Oriente de Ecuador (Fig.1). El yacimiento Capirón fue descubierto en 1979 por la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana CEPE (Pozo Capirón -1). Más tarde, en 1987, Conoco Ecuador LTD descubre el yacimiento Bogi a partir de la perforación del pozo Bogi -1.

Los reservorios productivos corresponden a las areniscas superiores de la Fm. Napo (Albiano-Campaniano) denominadas “M1 sandstone”. Los ensayos iniciales en el pozo Capirón-1 produjeron 5496 bopd y 205 bwpd con un BSW = 3.6% mientras que en el pozo Bogi-1 arrojaron 3164 bopd y 1356 bwpd con un BWS = 30%.

En la actualidad se cuenta con 15 pozos en Capirón, 4 pozos en Bogi y un pozo exploratorio en la estructura norte (Capiron Norte-1). La producción alcanza los 6905 bbl/d con un API° = 18.3, 889 Mcfd de gas y un alto porcentaje de agua 119577 bbls/d de agua que es reinyectada.

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 dato base para la simulación dinámica corrida en ECLIPSE.

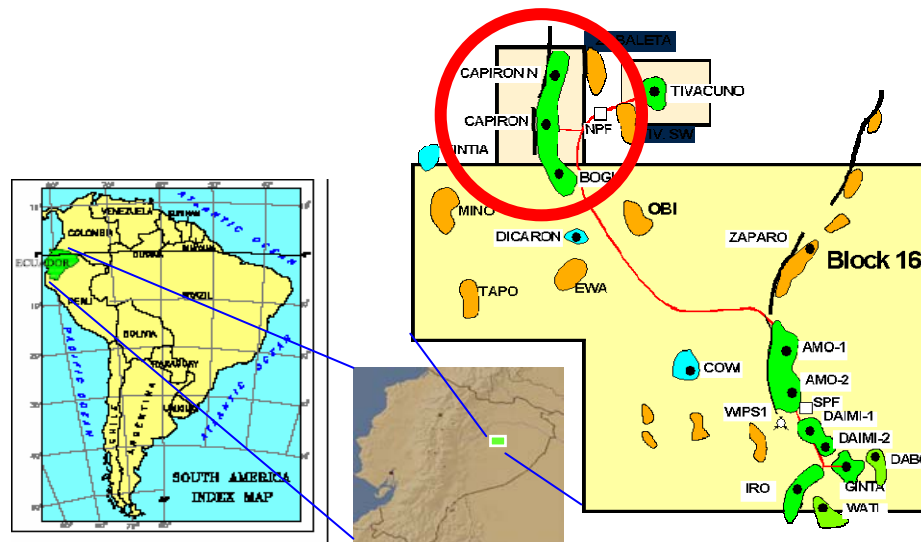


Figura 1: Ubicación del Campo Bogi-Capirón

GEOLOGIA

La estructura de Bogi-Capirón, controlada por una falla inversa al W, consiste en un suave anticlinal alargado con un eje N-NE que vira hacia N-NW en Bogi. La dirección de las fallas principales es N-NE con un rechazo menor a 60 pies (fig.2).

El reservorio principal se encuentra en la sección superior de la Fm. Napo “M1 sandstone”. La Fm Hollín, muy subordinadamente como reservorio, ha producido únicamente en el pozo Capiron A-14, por lo cual no se ha sido modelado. Las areniscas de la sección M1 conforman una sucesión de canales

fluviales desarrollados inmediatamente sobre un límite de secuencia (SB) datado en 80 Ma que evolucionan a un sistema estuarino con influencia de marea a medida que se produce el ascenso relativo del nivel del mar. Para la elaboración del paleoambiental se utilizó como análogo el delta-estuario del río Geba en Guinea Bisso (fig. 3). Esta característica ha permitido dividirla en 2 unidades informales: MIC integrada por canales fluviales entrelazados de baja sinuosidad y M1A de origen estuarino-marino somero, compuesta por canales y barras de marea (shoals) separadas por un nivel limo arcilloso denominado M1A-1. Esta sección posee un bajo contenido arenoso actúa como sello. No obstante, en algunos sectores, la erosión desde niveles superiores y/o la concentración localizada de pequeños canales de marea en M1A-1, permite la comunicación vertical entre los reservorios M1-C y M1-A. El análisis de atributos sísmicos ha permitido definir 3 canales principales para la unidad M1A los cuales tienen una dirección preferencial Este-Oeste. El modelado estocástico ha incluido canales secundarios a esta unidad.

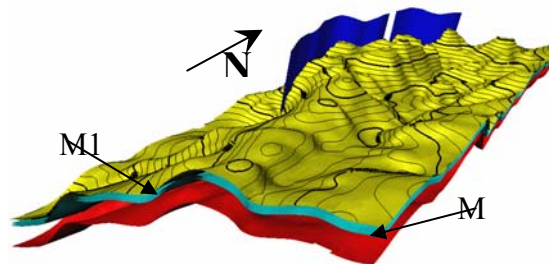


Figura 2: Modelo Estructural de Bogi Capiron. Se puede observar 3 superficies que limitan dos unidades la M1A y M1C

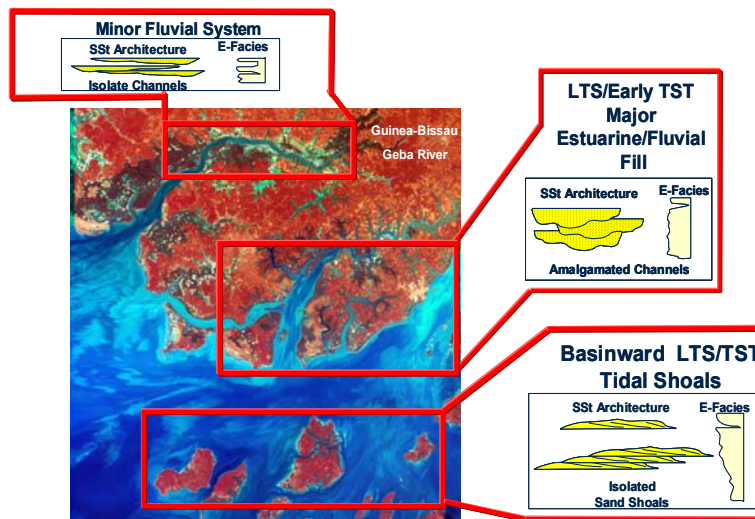


Figura 3: Modelo Análogo Estuario del Río Geba (Guinea Bissau))

MODELO ESTOCASTICO

El modelo estructural esta creado en función de la interpretación del horizonte sísmico Tope M1C, por espesores se ha determinado el tope de la unidad M1A. La unidad M1A-1 y la base de la arenisca M1C han sido creadas paralelas al tope M1C. El límite occidental está dado por la falla inversa.

El tamaño de las celdas es de 100 X 100 X 1 pie. La grilla creada tiene una dirección N-S y esta constituida por tres subgrids: M1A, M1A1 y M1C, de 25, 12 y 80 celdas verticales respectivamente.

Las facies definidas en testigos coronas se asimilan al concepto de “rocas tipo” (rock types = RT) tomando en consideración su tamaño de grano, porosidad, permeabilidad, saturación de agua (S_w) y saturación irreductible (S_{iw}) derivadas de la presión capilar (fig.4). Las facies son 0, 1, 2, 3, 4; cuya calidad de reservorio va desde 0 no-reservorio a 4 excelente. Posteriormente, éstas 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.

RT	Lithofacies	Reservoir Quality	Φ (%)	K (mD)
0	Shale	No Reservoir (Model Background)	Assumed = 0	Assumed = 0
1	Shaly and Heterolithic Sandstones	Poor	$\Phi < 10$	$K < 10$
2	Fine Poor Sorted Sandstones	Fair	$10 < \Phi < 15$	$50 < K < 500$
3	Fine to Medium, Clean, Subangular Sandstones	Good to Very Good	$15 < \Phi < 20$	$500 < K < 5000$
4	Medium to Coarse, Clean, Subrounded Sandstones	Excellent	$\Phi > 20$	$1000 < K < 10000$

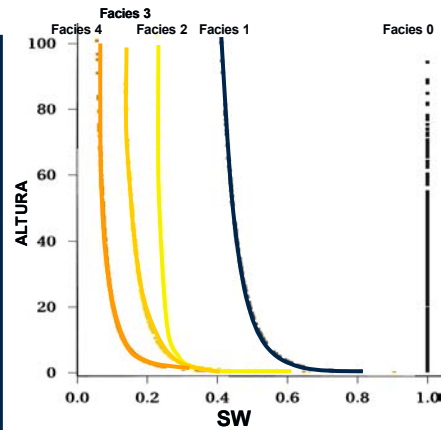


Figura 4: Cuadro de facies y modelo de saturación de agua por facies derivado de datos de presión capilar

Para Las facies de la M-1 C (sección inferior) fueron distribuidas en el modelo Píxel by Píxel con una orientación SE-NW (paleocorrientes al NW) ya que la amalgamación de canales entrelazados da como resultado un cuerpo de arena mantiforme sólo interrumpido por delgadas lentes pelíticas (fig. 5). Sin embargo, el modelado de la unidad M1A se llevó a cabo a partir de objetos, combinando una familia de canales mayores reconocidos a partir de atributos sísmicos con otros de carácter secundario, generados en RMS (fig. 6). Cabe señalar que la orientación de los canales de las arenas de la M1-A es E-W con dirección de paleocorrientes hacia el W. Los canales así generados fueron poblados por las facies a partir de una distribución píxel by píxel.

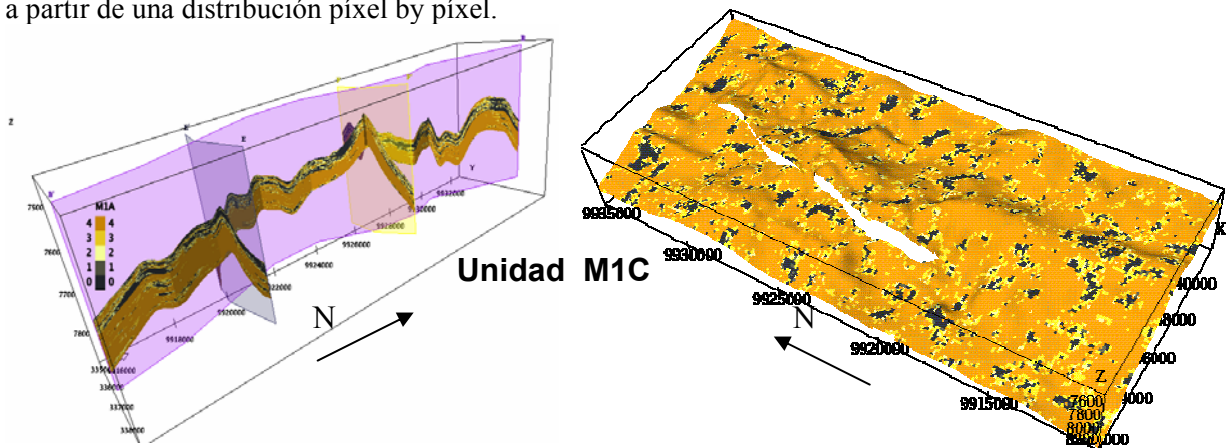
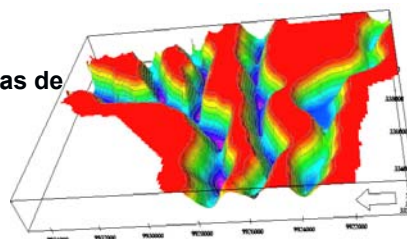


Figura 5: Modelo Píxel by Píxel de canales amalgamados de un sistema fluvial entrelazado

**Canales Maayores
Identificados en Mapas de
Amplitud
Sísmica**



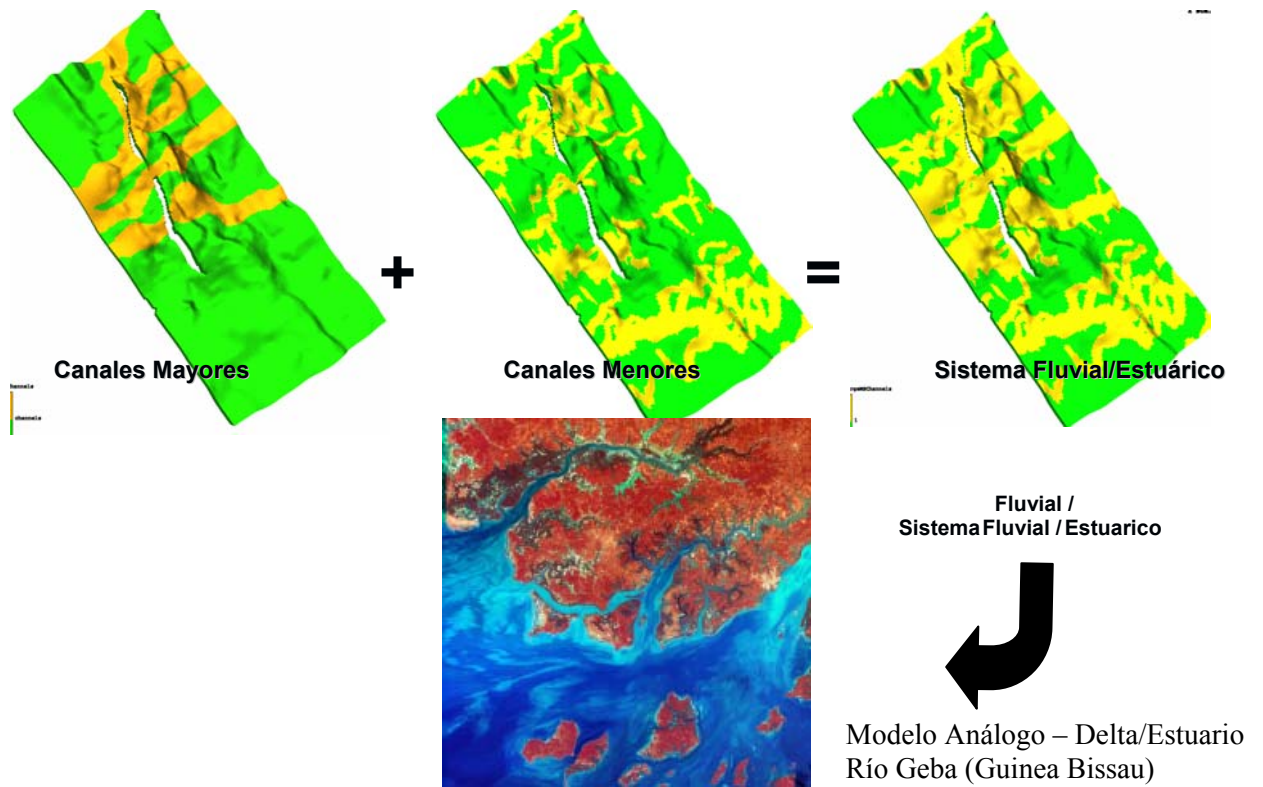


Figura 6: Modelo por objetos utilizado para la M1A

MODELO DE POROSIDAD

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

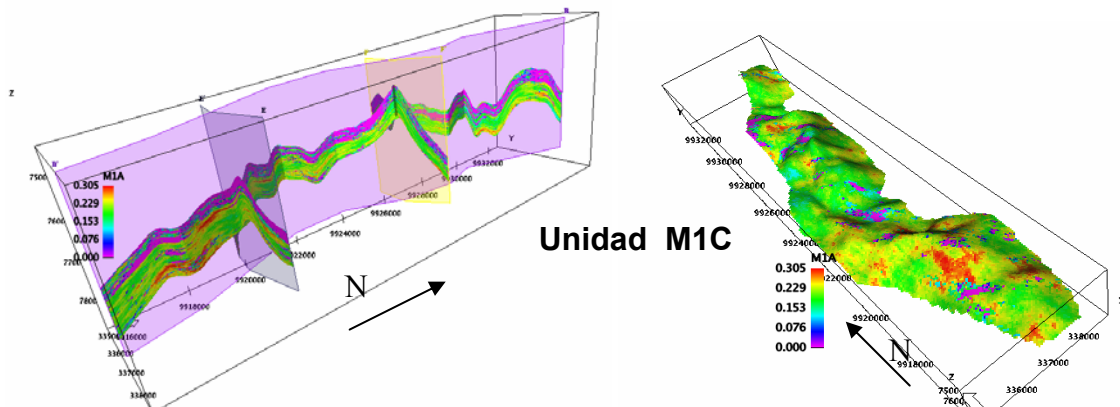


Figura 7: Modelo de porosidad controlado por facies.

MODELO DE SATURACIÓN DE AGUA

Para el modelado de la saturación de agua (S_w) se realizó determinísticamente a partir de los datos de presiones capilares por facies (fig. 4) como una función de la altura sobre el nivel de agua libre (HFWL) definido para cada uno de los campos.

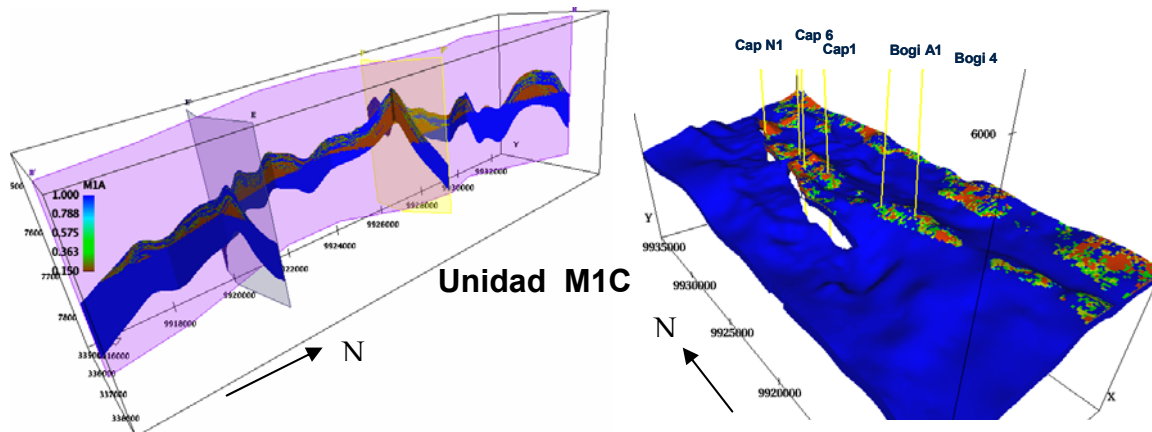


Figura 7: Modelo de Saturación de Agua.

CONCLUSIONES

- Posteriormente a su escalamiento, el modelo descrito sirvió de datos base para el simulador dinámico corrido en ECLIPSE.
- El modelo de canales mayores y secundarios modelado por objetos permite explicar las acumulaciones registradas en la M1-A.
- La presencia de dichas arenas en la M1-A1 explican la conectividad hidráulica vertical localizada que se advierte entre las unidades M1A y M1C. Consecuentemente, la unidad M1A1 no es un nivel lutítico sellante como se pensaba; sino, una capa donde se desarrollan arenas que vinculan los principales reservorios y permiten el movimiento de fluidos.
- Esto ha permitido recalcular las reservas ya producidas que fueron usualmente un problema cuando se pretendía el ajuste histórico de producción.
- Se logró un ajustado cálculo de OOIP.

BIBLIOGRAFÍA

- 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.