

**Estudio integrado de los yacimientos
petrolíferos presentes en las Formaciones
Paují y Misoa en el Campo Motatán Domo
Norte**

Thierry Kabbabe, [Rolando Benítez](#), José M. Orribo,
[Fernando Chacartegui](#), Manuel Delgado,
[Franklin Yoris](#) y Martín Essensfeld, 1996

ESTUDIO INTEGRADO DE LOS YACIMIENTOS PETROLÍFEROS PRESENTES EN LAS FORMACIONES PAUJÍ Y MISOA EN EL CAMPO MOTATÁN DOMO NORTE

Autores: **KABBABE Thierry**^(1,2), **BENÍTEZ Rolando**^(1,2), **ORRIBO José M.**^(1,2), **CHACARTEGUI Fernando**⁽¹⁾, **DELGADO Manuel**⁽¹⁾, **YORI S Franklin**⁽²⁾ y **ESSENFELD Martín**⁽²⁾

(1) Maracaibo S.A., (2) Universidad Central de Venezuela.

RESUMEN

El campo Motatán, localizado en Zulia Suroriental, ha producido petróleo de mediana gravedad por los últimos cuarenta (40) años. El área de estudio es un domo fallado, localizado al norte de dicho campo.

El objetivo de este estudio, el cual es parte de una tesis de pregrado que integra geología, petrofísica e ingeniería de petróleo, fue el caracterizar el yacimiento para planes futuros de explotación.

Estratigráficamente está compuesto por una intercalación de areniscas y lutitas de edad Eoceno Medio, representadas por la Formación Misoa y las "arenas basales" de la Formación Paují. Sedimentológicamente está conformado por doce facies, comúnmente bicurvaditas, de las cuales sólo 3 son prospectivas (S, S3 y ocasionalmente S11). Estas se disponen en "sets" parasecuencias de engrosamiento hacia el tope ("upward coarsening parasequences"), interpretadas como barras de plataforma, influenciadas por eventos de tormentas.

La calidad del reservorio ha sido afectada drásticamente por procesos sedimentarios (bicurvación) y diagenéticos (compactación, sobrecrecimiento de cuarzo y ocasionalmente cemento calcáreo). La porosidad y permeabilidad remanente es resultado de la combinación de efectos diagenéticos (disolución) y eventos tectónicos (fracturas). La capacidad de almacenaje del reservorio está representada principalmente por la matriz de la roca, mientras las fracturas actúan como vías de permeabilidad.

Las facies prospectivas (S, S3 y S11) se caracterizan por mayores porosidades y permeabilidades, identificándose en los registros por volumen de arcillosidad (Ysh). Esta relación fue extrapolada a todos aquellos pozos sin núcleo al igual que toda la información sedimentológica y estratigráfica para producir un modelo determinístico estático del yacimiento.

Análisis geoquímicos efectuados indican la presencia de aguas meteóricas en el yacimiento, probablemente alimentadas a través de fallas regionales y locales. Análisis de cromatografía de gases, conjuntamente con datos de presión y producción indican la existencia de la menos dos yacimientos, lo cual abre nuevas oportunidades de desarrollo en el área.

El modelo estocástico fue realizado para la información sedimentológica y petrofísica, tratando de identificar y predecir la distribución tridimensional de la misma. El modelo obtenido indica "sets" de parasecuencias con orientación este-oeste y cuyas dimensiones promedio son 3000 metros de longitud y 4500 metros de ancho.

El modelo de simulación del reservorio fue escalado del estocástico, considerando las facies prospectivas y la presencia de fracturas en el reservorio, al igual que la posible influencia de un acuífero en el área. Este modelo, que integra la parte estática y dinámica, explica el comportamiento de producción observado y ofrece nuevas oportunidades para el desarrollo del área.

ABSTRACT

The Motatán field, located on the southeastern corner of the Maracaibo Basin, has produced medium grade oil for the past forty (40) years. The studied area is a complex, faulted dome structure located to the north of the Motatán Field. The objective of this study, which is part of an integrated geological, petrophysical and reservoir engineering pre-graduate thesis, was to characterize the reservoir for future exploitation plans.

Stratigraphically, the reservoir is composed of intercalated sandstones and shales of Middle Eocene age represented by the Upper Misoa Formation and the Paují Formation basal sandstones. Sedimentologically, the reservoir is composed of twelve (12) facies commonly bicurvated, of which only three are prospective (S, S3 and locally S11). They are vertically arranged in coarsening upwards parasequences and parasequence sets, interpreted as platform, offshore bars periodically modified by storm events.

The reservoir quality has been intensively affected by sedimentary processes (bicurvation) and diagenetic events (compactation, quartz overgrowths, and occasionally carbonate cements). Most of the remaining porosity and permeability is a combination of diagenetic secondary origin and of tectonic activity (presence of fractures). The storage capacity of the reservoir is provided by matrix porosity while fractures act as permeability conduits. Prospective facies (S, S3 and S11) are characterized by higher porosity and permeability and were identified on logs based on a Ysh relationship cutoff. This relationship was carried and extrapolated to all uncored wells in the study area, as was all stratigraphical and sedimentological data to produce a static deterministic model for the reservoir.

Geochemical analyses performed to different waters indicate the presence of meteoric waters in the system, probably charged through regional faulting, associated to the Andes uplift. Geochemical finger printing of crudes in addition to pressure and production data indicate the presence of at least two separate reservoir, which opens new development opportunities in the area.

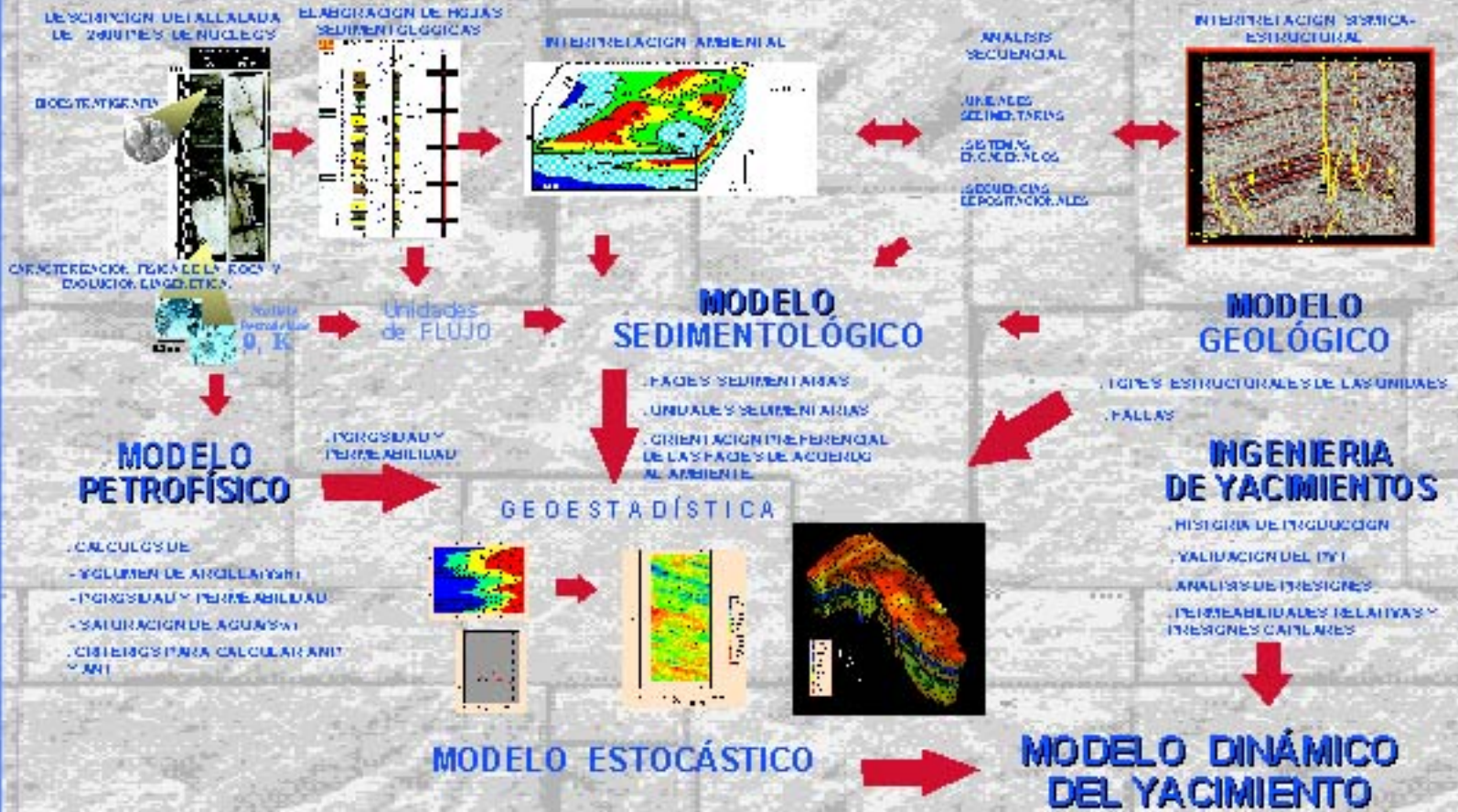
Stochastic modelling was performed to both sedimentological and petrophysical data in order to identify and predict 3-D reservoir behavior. The model obtained conforms to the established static model indicating parasequences sets trending east to west with dimensions varying from 3000 meters in length and 4500 meters in width.

The reservoir simulation model was design upsizing the volumes obtained from the stochastic model and considering only the prospective facies identified and the influence of fractures on the reservoir. The dynamic model may also be influenced by the presence of an aquifer in the area.

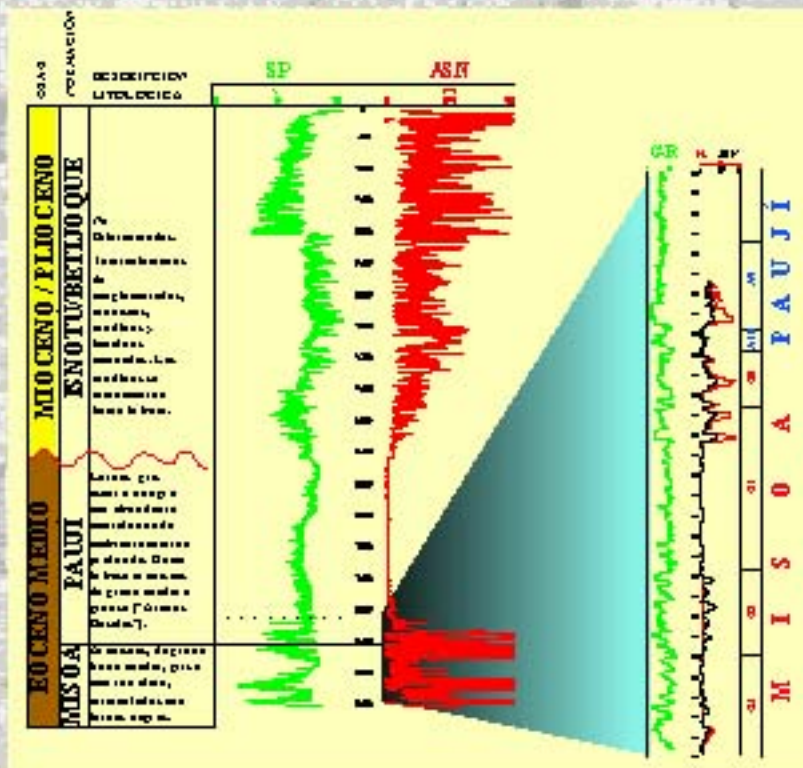
The integrated static and dynamic model explain the reservoir behavior observed, and offers new opportunities for development and increase production.



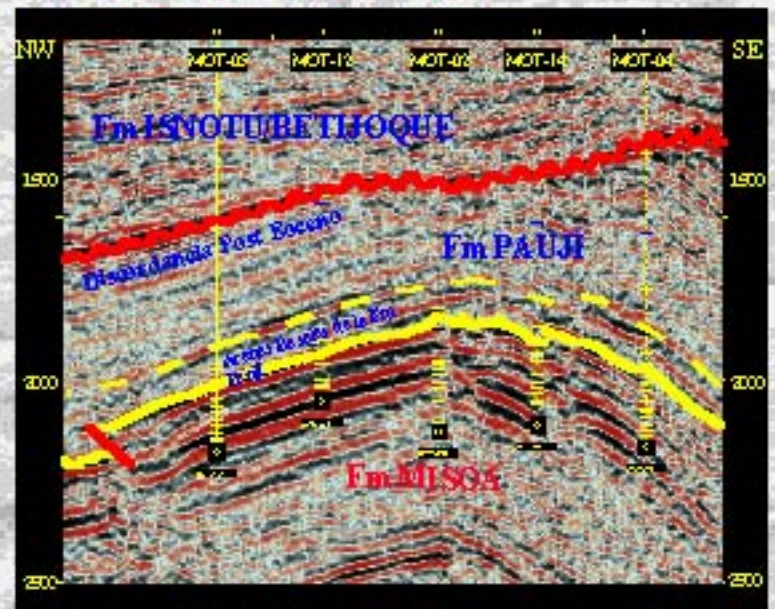
ESQUEMA GENERAL



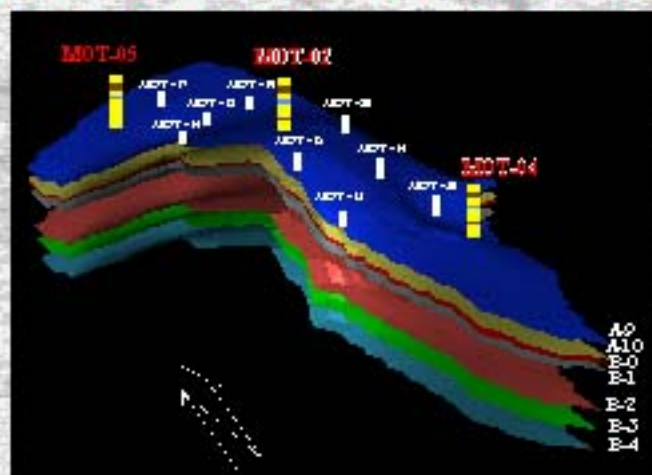
ESTRATIGRAFÍA REGIONAL



SECCIÓN SÍSMICA



UBICACIÓN DE LOS POZOS



UBICACIÓN ESTRATIGRÁFICA DE LOS NÚCLEOS

EL NE	FORMACION	MEMBRO SUB-FORMAL	MOT-02	MOT-05	MOT-06	MOT-07
DOCO EOCENO AUTENTICO	PAUJI	N6		300	300	1100
		N6				
	MISOA	D-6	300	300	300	1100
		D-1				
		D-2				
		D-3				

FACIES SEDIMENTARIAS

Una **FACIES SEDIMENTARIA** es un determinado volumen de roca definido por parámetros físicos, químicos y biológicos que la caracterizan y diferencian de otras rocas adyacentes. Estos parámetros son definidos en base al color, textura, mineralogía, estructuras sedimentarias, icnofósiles y contenido fósil entre otros. A cada facies se le asignó un código y color utilizado en Maraven S.A. En Motatán Domo Norte se identificaron un total de 12 facies sedimentarias.

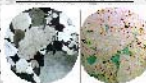
S



Arenisca de grano grueso a conglomerático, gris a marrón. Estratificación paralela o gradada. Bioturbación moderada (*Ophiomorpha*). Impregnación de hidrocarburo buena. Si la bioturbación es intensa se denomina **S_B**, y la permeabilidad se deteriora al punto de que la impregnación es de escasa a nula.



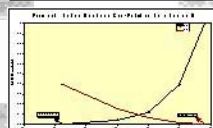
PETROGRAFÍA



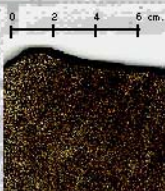
Tamaño de Grano: 0.9mm
POROSIDAD: 85%
 Cuarzo: 85%
 Chert + Frag. Bones: 1%
 Feldspatos: 1%
MATRIZ (Arcillas): 2%
 Slice: 2%
 Carbonatos (Siderita): 0%
 Halohalocitas: 1%
 Cadmita, Tz, Clorita: Tz

ANÁLISIS PETROFÍSICOS

K: 38 md (273 - 0,3 md.)
 Porosidad: 9,3 %
 Rayos Gamma: 25 API



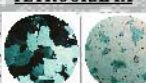
S3



Arenisca de grano medio a grueso, marrón a gris. Apariencia masiva. Escogimiento bueno. Bioturbación ausente a moderada (*Ophiomorpha*). Impregnación buena a muy buena. Si la bioturbación es abundante, se denomina **S_{3B}**, donde no hay impregnación, debido al deterioro que esta produce en la permeabilidad.



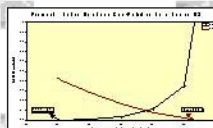
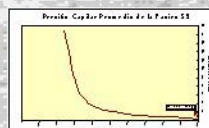
PETROGRAFÍA



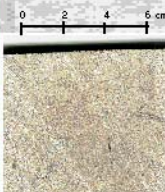
Tamaño de Grano: 0.9mm
POROSIDAD: 93%
 Cuarzo: 82%
 Chert + Frag. Bones: 2%
 Feldspatos: 1%
MATRIZ (Arcillas): 24%
 Slice: 3%
 Carbonatos (Siderita): 0%
 Halohalocitas: 1%
 Cadmita, Tz, Clorita: Tz

ANÁLISIS PETROFÍSICOS

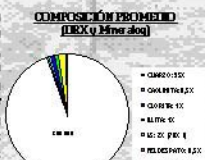
K: 70 md (1545 - 0,001 md.)
 Porosidad: 10,5 %
 Rayos Gamma: 27 API



S11



Arenisca de grano fino a medio, gris a marrón clara. Escogimiento bueno a moderado. Laminación paralela común, a veces cruzada de ángulo bajo del tipo tabular. Bioturbación ausente a común (*Ophiomorpha*, *Thalassinoides* y *Diplocraterion*). Impregnación ocasional, en especial en zonas fracturadas. Cuando la bioturbación es intensa se denomina **S_{11B}**, en la que disminuyen aún más los valores de permeabilidad.



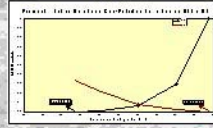
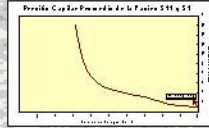
PETROGRAFÍA



Tamaño de Grano: 0.3mm
POROSIDAD: 6%
 Cuarzo: 71%
 Chert + Frag. Bones: 3%
 Feldspatos: 0%
MATRIZ (Arcillas): 25%
 Slice: 3%
 Carbonatos (Siderita): 0%
 Halohalocitas: 1%
 Cadmita, Tz, Clorita: 0%

ANÁLISIS PETROFÍSICOS

K: 3 md (41,6 - 0,001 md.)
 Porosidad: 7,8 %
 Rayos Gamma: 36 API

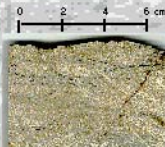


S1



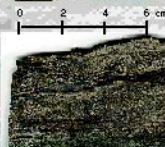
Arenisca de grano fino a medio, gris a marrón claro, con abundantes laminaciones paralelas continuas de lutita. Bien Escogida. Bioturbación de ausente a moderada (*Thalassinoides* y *Ophiomorpha*). Impregnación de hidrocarburos ausente. Esta facies es escasa en Motatán.

S2



Arenisca de grano muy fino a fino, marrón a gris claro, y con laminaciones arcillosas oscuras paralelas, cruzada de bajo ángulo o del tipo "hummocky". Escogimiento moderado a bueno. Bioturbación de ausente a común (*Thalassinoides*, *Chondrites*, *Planolites*, *Asterosoma* y *Diplocraterion* entre otros). Impregnación ausente. Es común la facies **S_{2B}** donde la bioturbación es muy intensa, aumentando el contenido de arcillas en las mismas, y destruyendo las posibles estructuras sedimentarias existentes.

H



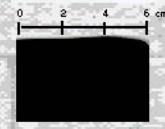
Intercalaciones de areniscas grises de grano muy fino con lutitas negras, en forma alternada y continua. Estructuras en forma de nódulos/hubes, debidas a bioturbación o estructuras de carga. Bioturbación de moderada a común (*Thalassinoides*, *Chondrites* y *Planolites*). Impregnación ausente.

ST



Limonita gris a negra, con algunas laminaciones continuas y discontinuas de arenisca gris muy fina. Bioturbación de ausente a común (*Chondrites* y *Planolites*). Ocasionales nódulos y niveles de siderita, así como fragmentos de conchas.

L



Lutitas de color negro, generalmente laminadas y físlas, a veces arenosas. Ocasionales nódulos de siderita, así como gasterópodos y bivalvos bien preservados.

INTERPRETACIÓN AMBIENTAL

ESTRUCTURAS SEDIMENTARIAS

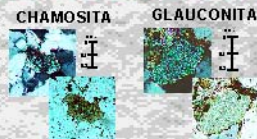


Estratificación Cruzada tipo "HUMMOCKY"

La estratificación y laminación cruzada presente en los núcleos es de bajo ángulo, observándose además el tipo "Hummocky". Hay ausencia de estructuras sedimentarias y litologías diagnósticas de plano costero o delático, como estratificación de ángulo alto, capas de carbón, horizontes con raíces, conglomerado o bien seleccionados y canales relacionados con depósito de anteplaya.

ARCILLAS AUTIGÉNICAS

En las petrografías realizadas se encontraron, aunque en cantidades inferiores al 1%, minerales autigénicos como glauconita y chamosita, típicos de la diagénesis temprana de sedimentos marinos.



MICROFÓSILES



En la Formación Misoa persisten conjuntos faunales de condiciones marinas someras a plataformales (50 a 100 metros de profundidad) como *Erizalina*, *Ammonia*, *Bulimina*, *Cibicides*, y foraminíferos planctónicos como *Chiloguembelina martini* y *Globigerina* sp. En la parte basal de la Formación Pauj se encuentran especies de aguas profundas aunque predominan las de condiciones plataformales, mientras que en la sección media y superior abundan foraminíferos de aguas muy profundas (*Lenticulina*, *Uvigerina*, *Cibicides*, *Textularia*, etc.).

MACROFÓSILES

Se recolectaron moluscos (bivalvos y gasterópodos) bien preservados y sin evidencias de transporte, que corresponden en su mayoría a faunas marinas de plataforma externa. Algunas nunca reportadas en Venezuela. Indican una edad Eoceno Temprano, en contraste con los estudios de micropaleontología que arrojan edad Eoceno Medio.



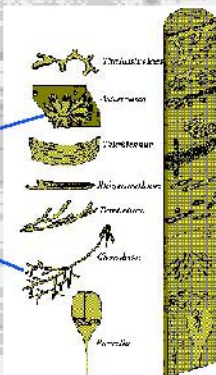
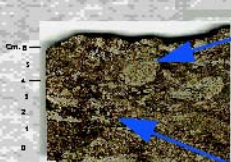
ESCALA 1 mm



ICNOFÓSILES

Los icnofósiles son estructuras sedimentarias producidas biológicamente e incluyen trazas, pistas, excavaciones, perforaciones y otras huellas realizadas por organismos. Estas trazas se agrupan en ICNOFACIES, que reflejan variaciones en la biota debido a cambios ambientales como profundidad, turbidez, energía y salinidad del agua, consistencia del sustrato, oxigenación, fuente de alimento, temperatura, etc.

icnofacies Cruziana



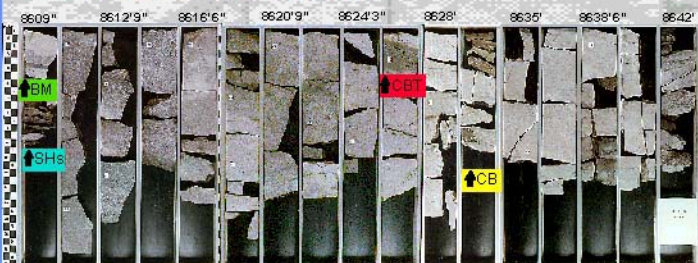
icnofacies Skolithos



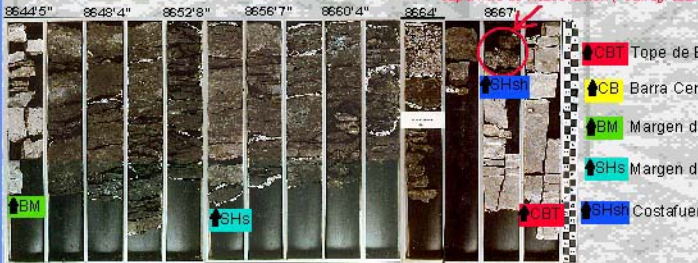
En los núcleos descritos los icnofósiles son comunes y pertenecen a las icnofacies CRUZIANA y SKOLITHOS, que han sido interpretadas como características de los depósitos de plano costero a costafuera. La icnofacies Skolithos está representada por icnogéneros como *Ophiomorpha*, *Diplocraterion*, *Arenicolites* y *Conichnus*, de subambientes sedimentarios proximales (playa baja a anteplaya inferior), mientras en la icnofacies Cruziana son comunes *Thalassinoides*, *Asterosoma*, *Traichichnus*, *Chondrites* y *Rosellina* de los subambientes más distales y litología más arcillosa (anteplaya inferior a costafuera).



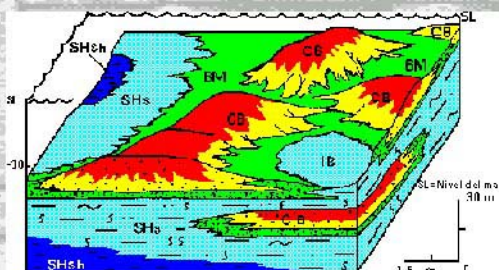
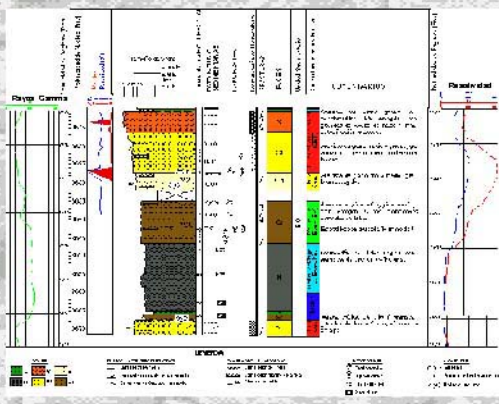
PARASECUENCIAS



Superficie de Reactivación ("transgresiva lag")



- ↑ CBT Tope de Barra Central
- ↑ CB Barra Central
- ↑ BM Margen de Barra
- ↑ SHs Margen de Barra Distal
- ↑ SHh Costafuera

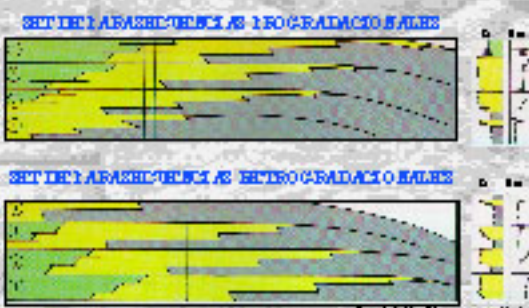
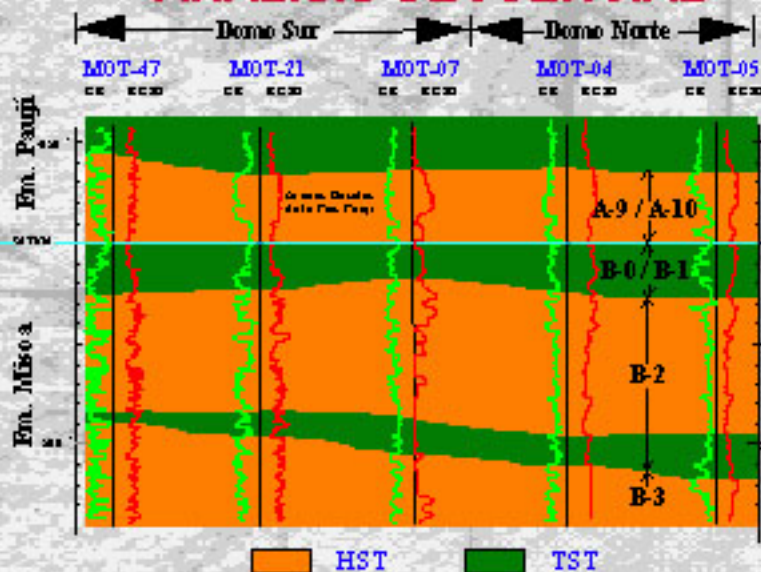


Las facies se disponen en patrones granocrecientes (CU), formando ciclo o parasecuencias de engrosamiento hacia arriba (upward-coarsening parasequence). Estas empiezan con lutitas (facies L, ST) que pasan gradualmente a heterolitas (H, S2B), areniscas finas (S2, S11B, S11) y hacia el tope a areniscas gruesas (facies S3B, S3, S8, S, S). Sobre estas areniscas gruesas, y en contacto abrupto, aparecen lutitas que comienzan un nuevo ciclo o parasecuencia, y representan una superficie de inundación (flooding surface). Las parasecuencias se han interpretado, en base a todas las evidencias expuestas, como depósitos de barras de plataforma.

Iconografía y Modificación de VERTIER et al. 1972

INTERPRETACIÓN AMBIENTAL

ANÁLISIS SECUENCIAL

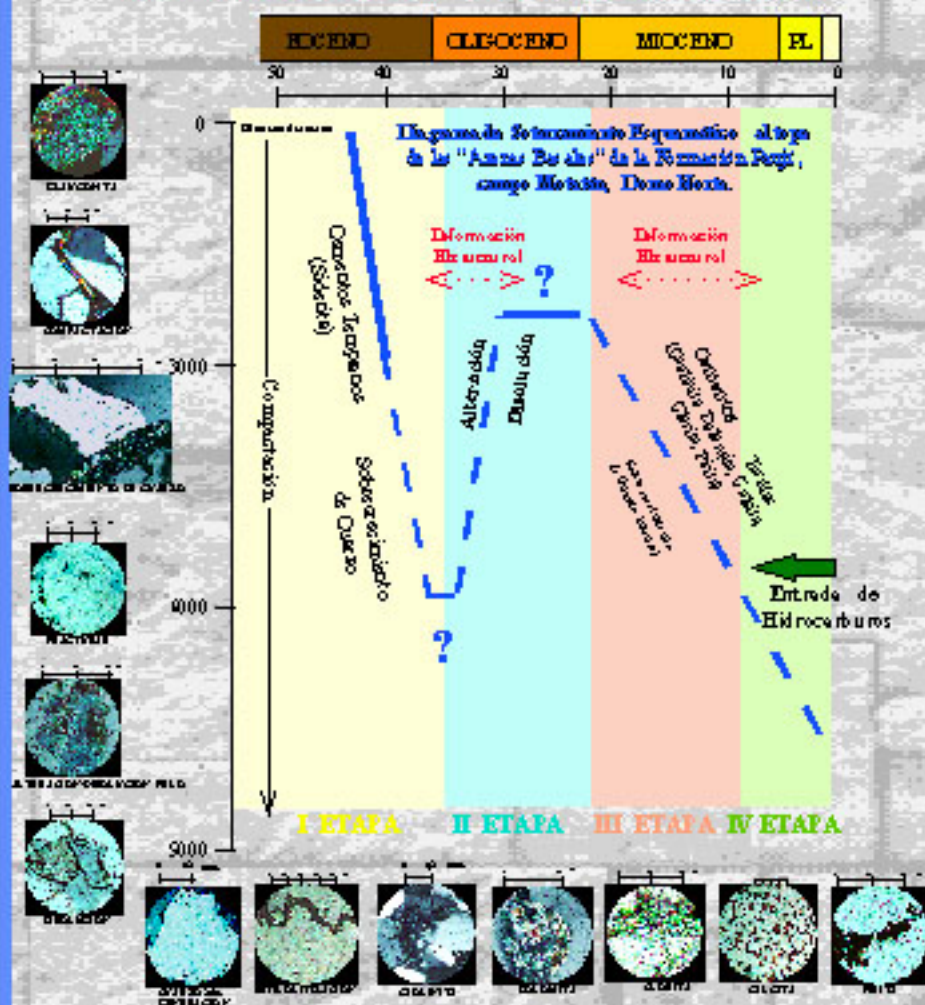


La sección estudiada de la Formación Mico se subdividió en cuatro sistemas estratigráficos, dos HST y dos TST alternados, siendo el último de ellos un TST que culmina en una superficie de máxima inundación (MFI), propuesta como límite entre las formaciones Lauji y Mico.

La correlación entre Mico Sur y Domo Norte permitió identificar la existencia en el Domo Norte de las "arenas base" de la Formación Lauji, no reportadas anteriormente. Estas fueron depositadas durante el HST por encima de MFI de 445 M y por debajo del TST que depositó el gran espesor de las facies de esta formación, las cuales constituyen un sello a nivel regional.

Se evidencian nuevamente los cambios más marcos hacia el norte de estas formaciones, donde la sucesión es más lítica, mientras hacia el sur se observan mayor espesores de arenitas y parásitos de espilólitos claramente evaporíticos.

SECUENCIA PARAGENÉTICA



ANÁLISIS DE LAS AGUAS DE FORMACIÓN

CLASIFICACIÓN SEGÚN SULIN

Se basa en el ión predominante (Na^+ o Cl^-) para determinar el ambiente de origen del agua de formación. La clasifica en aguas conexas y aguas meteóricas.

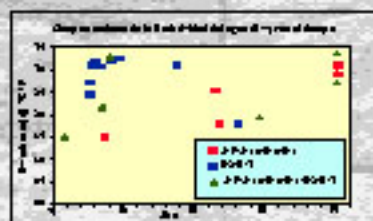
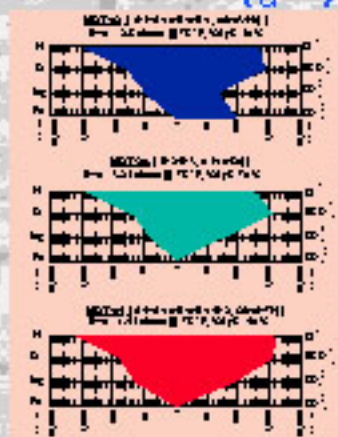
DIAGRAMAS STIFF

Representación en forma de estrellas que se construye en base a la composición química de las aguas de formación. Permite identificar visualmente el tipo de agua de formación, su comportamiento y tendencias en los distintos niveles estratigráficos.

-AGUAS CONEXAS ($\frac{Na}{Cl} > 1$)



-AGUAS METEÓRICAS ($\frac{Na}{Cl} < 1$)



En la gráfica se observa una tendencia donde R_{Na} aumenta con el tiempo. También se detallan los comportamientos que corresponden a dos yacimientos y a la mezcla de ambos.

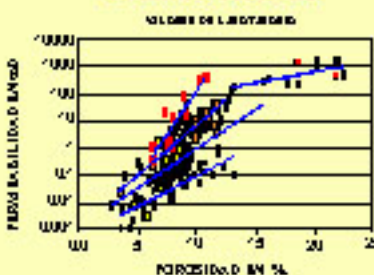
RELACIONES ENTRE LOS VALORES DE POROSIDAD EFECTIVA Y LA PERMEABILIDAD.

El no contar con registros de porosidad en los intervalos con núcleos obligó a derivar relaciones con registros de diversos tipos en pozos vecinos; entre ellos: registros de porosidad, radioactividad y resistividad.

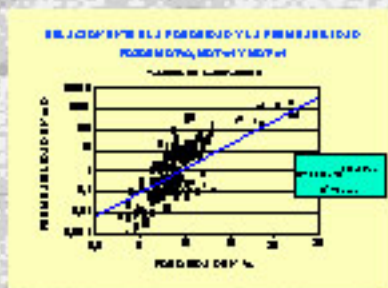
Se obtienen así porosidades efectivas que luego son utilizadas para determinar los valores de permeabilidad empleando las relaciones obtenidas para cada facies.

La incorporación de la facies asociada a cada uno de los pares de valores permite encontrar mejores relaciones de dependencia entre ambas variables.

RELACIÓN ENTRE LA POROSIDAD Y LA PERMEABILIDAD DESCRIBIDA POR FACIES



Un primer intento no permite establecer una clara dependencia entre los pares de valores de porosidad efectiva y la permeabilidad.



Para determinar la saturación de agua se empleó la ecuación para arenas arcillosas de Somenoux, calculándose valores por el \log de $S_w = 2196$ en las facies productoras. Se hace difícil obtener valores de saturación para las facies biturbadas, donde el modelo muestra saturaciones calculadas de petróleo mientras que en los núcleos estas facies no se reportan impregnadas.

MODELO ESTOCÁSTICO

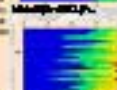
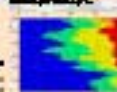
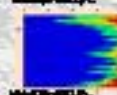
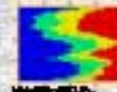
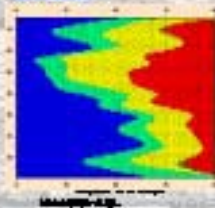
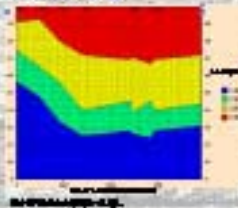
La incorporación de las distribuciones de probabilidad en las técnicas de interpretación constituye el componente ESTOCÁSTICO. Se utilizó el programa **HERESIM3D** (Heterogeneities of REservoir SIMulation), el cual usando métodos estocásticos simula la distribución volumétrica de las facies, asignándoles parámetros petrofísicos para elaborar un modelo detallado de calidad de yacimiento. Esto a través de dos herramientas geostatísticas: las Curvas de Proporción y los Variogramas.

CURVAS DE PROPORCIÓN:

Representación gráfica de la proporción de cada facies o tipo de agrupación de facies basada en sus características petrofísicas en forma vertical y horizontal.

HORIZONTAL

VERTICAL



VARIOGRAMAS:

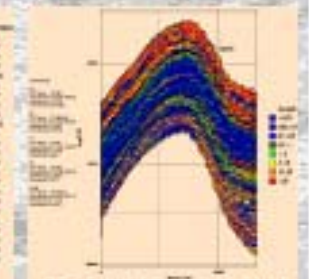
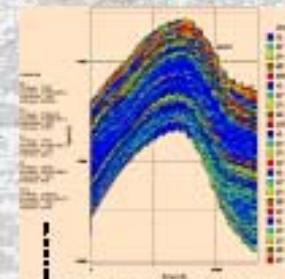
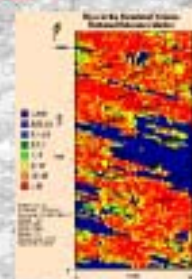
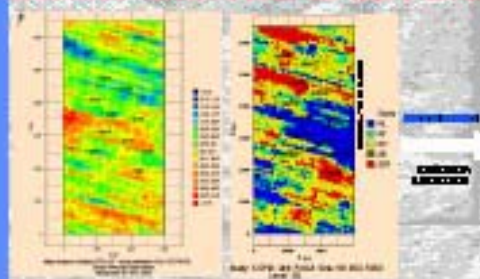
Es un triángulo que ilustra el grado de variabilidad de un parámetro entre dos puntos separados por una distancia dada en una dirección determinada. Su forma depende del grado de heterogeneidad de la unidad.

EXPERIENCIAL



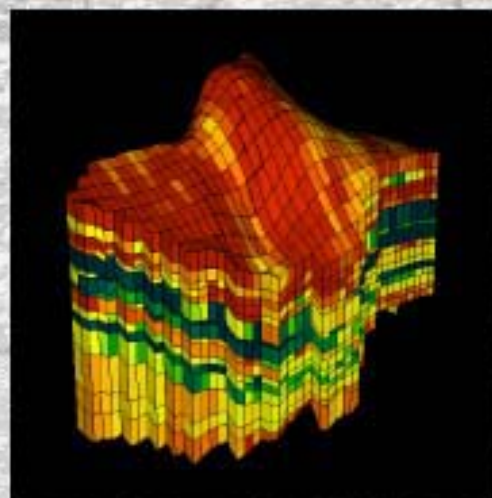
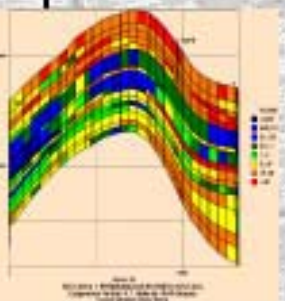
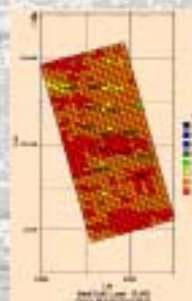
RECONSTRUCCIÓN DEL YACIMIENTO

SIMULACIÓN DE CADA UNIDAD



ESCALAMIENTO

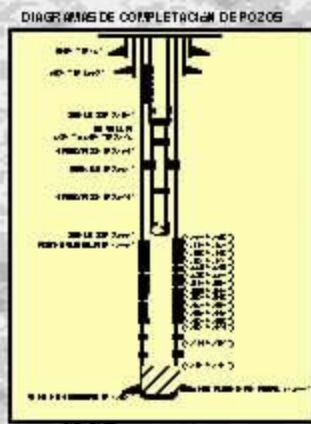
Permite la transformación de una malla de alta definición (2.400.000 de celdas) a una más gruesa (1.000 celdas) que puede ser manejada por el simulador numérico EQUIPSE. Se realizó una subdivisión de las unidades en "layers" o capas, de acuerdo a la distribución vertical de la porosidad y permeabilidad dentro de las mismas.



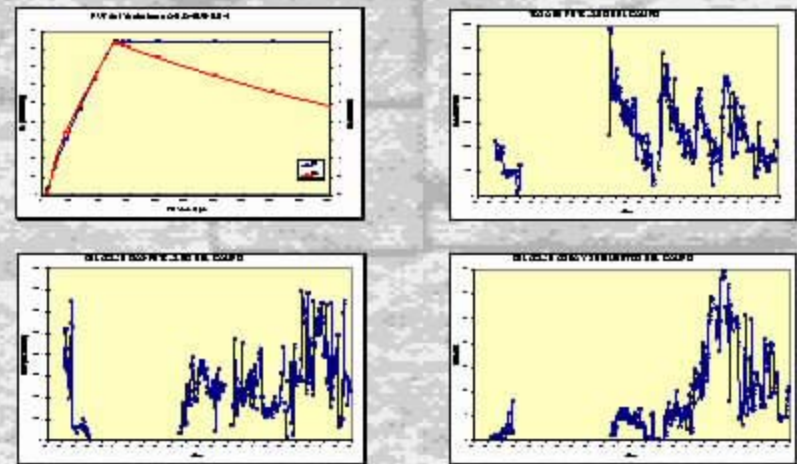
La Simulación Geostatística da una imagen tridimensional de la distribución de las heterogeneidades dentro del reservorio, que coloca el modelo geológico en un formato adecuado para aplicaciones de ingeniería de yacimientos.

INGENIERIA DE YACIMIENTOS

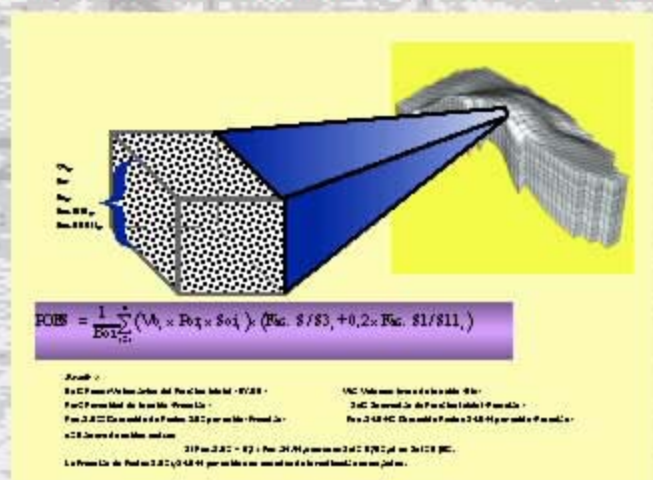
ELABORACIÓN DE HISTORIAS DE POZOS



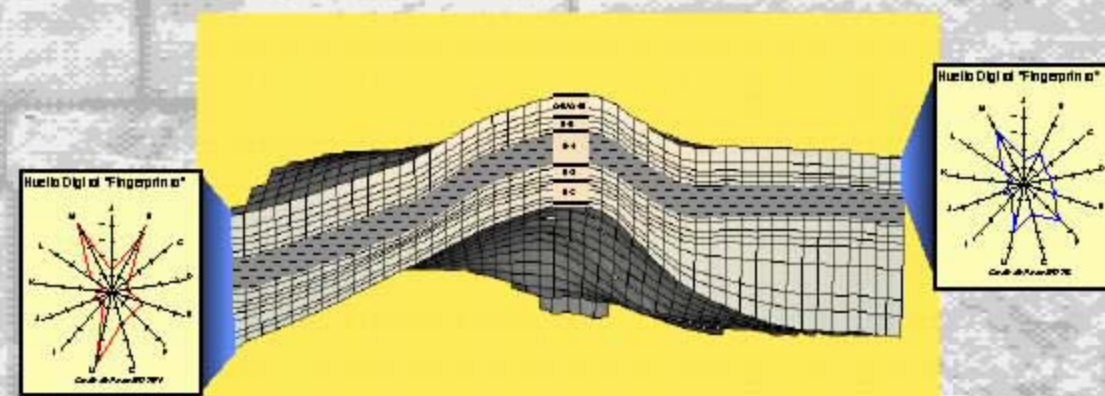
ANÁLISIS Y VALIDACIÓN DE INFORMACIÓN DE PVT Y PRODUCCIÓN



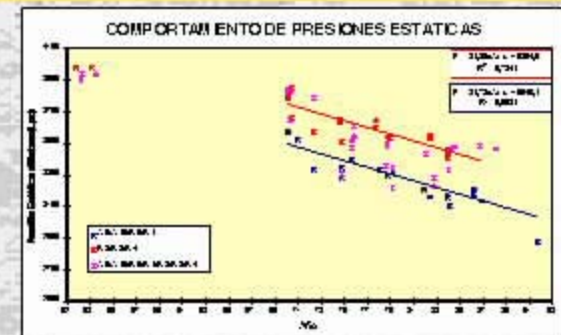
CÁLCULO VOLUMÉTRICO DE PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO (POES)



DELIMITACIÓN VERTICAL DE LOS YACIMIENTOS PRESENTES



SIMULACIÓN DE FLUIDOS



CONCLUSIONES

- El considerar el ambiente sedimentario interpretado y la caracterización petrofísica de las facies sedimentarias para la realización del modelo estocástico; aunado a técnicas de geoquímica como cromatografía de gases y análisis de las aguas de formación, resultó en un modelo completop para ser llevado al simulador de fluidos.
- El cálculo del POES se realizó mediante una ecuación no convencional, la cual tomó en cuenta la caracterización de las facies del modelo estocástico.
- El análisis secuencial de núcleos/perfiles/sísmica permitió identificar en Motatán Domo Norte la presencia de las "arenas basales" de la Formación Paují, depositadas en un HST, y cuyo límite con la Fm. Misoa se propone en el MFS de 44,5 m.a.
- Los bajos valores de porosidad y permeabilidad, presencia de fracturas en los núcleos, e historia de producción, evidencia que estas últimas juegan un papel primordial como vías de comunicación de los fluidos en el yacimiento.
- La existencia de aguas meteóricas en el yacimiento, debe considerarse a la hora de realizar la evaluación petrofísica y por consiguiente el cálculo de reservas.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen a Maraven S.A. y a la Universidad Central de Venezuela (Escuelas de Geología y de Petróleo), así como a todas las personas que colaboraron en la realización de este trabajo.