

# Implicaciones Estructurales En La Caracterización De Los Yacimientos Campo Mara Este

D. PRIETO RODRIGUEZ

*PDVSA Exploración, Laboratorio Geológico Occidente, LA Concepción Maracaibo Venezuela*

## RESUMEN:

El Campo Mara produce de tres Yacimientos: Eoceno-Paleoceno, Cretácico y basamento Paleozoico.

Su estructura consiste en un domo de rumbo orientado principalmente NE, cortado por un sistema de fallas longitudinales transcurrentes sinestrales de ángulo alto y de rumbo paralelo a subparalelo al eje anticlinal, delimitando bloques de forma elongada. Estos últimos están a su vez cortados por dos sistemas de fallas secundarios perpendiculares entre sí y ubicados unos en cuadrantes de distensión y otros en cuadrantes de compresión. La actividad tectónica origino la deformación a lo largo de la zona de fractura, movimientos horizontales y rotacionales originaron una estructura floral delimitada por fallas con saltos verticales producidos por las sinuosidades que presentan las fallas longitudinales transcurrentes, donde debido a la fuerte actividad tectónica compresional se desarrollaron bloques intermedios levantados o deprimidos. Por otra parte, dichas sinuosidades parecen determinar también zonas de mayor o menor permeabilidad ya que en las áreas situadas junto a la parte convexa de esas fallas se produce una distensión favorable a la apertura de las fracturas, mientras que junto a las concavidades tienen lugar zonas de compresión que conllevan al cierre de la red de fracturas a nivel del Cretácico y del basamento.

Por lo general, las fracturas abiertas se detectan durante la perforación de pozos en base a las zonas de pérdidas de circulación, las cuales están localizadas a lo largo de la columna del Cretácico calcáreo y del basamento errática e independientemente de la posición estratigráfica. Por consiguiente, es necesario recalcar que la producción proviene sólo de algunas fracturas privilegiadas que comunican con la red que contiene hidrocarburos.

areniscas y lutitas, el Paleoceno por areniscas e intercalaciones de calizas, el Cretácico por sedimentos calcáreos, calizas naturalmente fracturadas, por último, el Basamento por rocas ígneas, metamórficas y volcano sedimentarias.

Otro elemento a mencionar es que el Campo Mara Este cuenta con un modelo estructural determinado por medio del estudio de sísmica en 2D; los estudios recientes realizados sobre el modelo generan incertidumbre sobre la credibilidad de la estructura, lo que supondría el cambio o validación del modelo actual con el objeto de lograr un plan optimo de reactivación y recuperación del potencial de hidrocarburos presente en el campo.

El Campo Mara Este (ver Fig.1), se encuentra ubicado a 50 Km. de la ciudad de Maracaibo, en el extremo noroccidental de la costa del lago de Maracaibo, específicamente entre las coordenadas UTM N 1.191.000-1.245.000 y E 177.000-197.000 y su Extensión es de 240 km<sup>2</sup>.

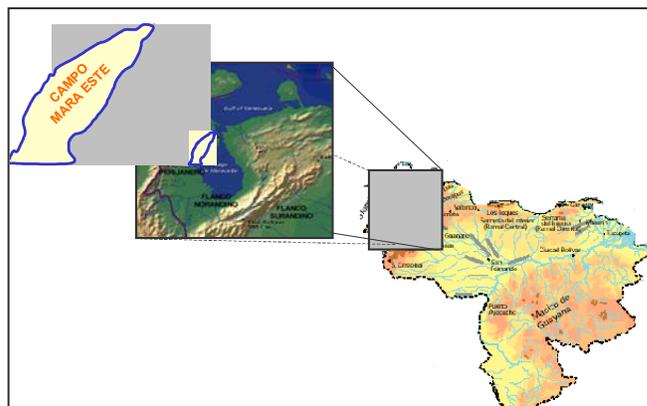


Fig.1 Ubicación Relativa del área de estudio

## INTRODUCCIÓN

El Campo Mara Este, se encuentra ubicado a 50 Km. al noroeste de la ciudad de Maracaibo, y su dimensión es de 20 km. de longitud y 12 km. de ancho, produce tres yacimientos: Eoceno / Paleoceno, Cretácico y Basamento. El Eoceno, está constituido por

## METODOLOGÍA

Al inicio y durante el proyecto, PDVSA puso a disposición sus datos existentes relacionados con el área de estudio Campo Mara Este. Estos datos incluyeron:

- Datos de Pozos, estos datos incluyen:
- Registros de Pozos (hoyo abierto y entubado)

- Núcleos, informes, análisis de núcleos, y fotografías de núcleos
- Archivos de pozos que contienen los reportes de perforación, descripciones de los ripios, desviación, buzamiento y datos de DST.
- Datos sísmicos 3-D
- Registros “checkshots” sísmicos
- Pruebas y datos de presión
- Datos de producción de pozo, yacimiento y campo
- Historial de pozos (fichas)
- Mapas oficiales del Ministerio de Energía y Minas, República de Venezuela
- Informes y estudios previos

La administración de datos fue un componente mayor del estudio. Para los variados tipos de datos, la administración de datos incluyó la recolección, organización, selección, control de calidad, digitalización y la conversión de la información para su uso en los programas de software empleados en el estudio. Se disponía de información de levantamientos de desviación para 128 pozos del campo. Se recolectaron datos de Totco. Se utilizaron las mediciones de Totco (inclinación sin azimuth) para suplementar los datos de desviación que faltaban. Se hicieron suposiciones en relación con el azimuth de hoyo y los resultados son levantamientos de desviación interpretados completos. Originalmente se exportaron los datos de desviación para el estudio desde la base de datos “Finder” de PDVSA. Debido a que no disponía de datos completos (en muchos casos no se disponía de datos para los pozos incluidos en esta base de datos), se requerían datos adicionales. Se extrajeron datos nuevos de los archivos de pozos y se incluyeron levantamientos de desviación adicionales con azimuth y datos de levantamientos Totco sin azimuth. Los datos de desviación (con azimuth) de todas las fuentes se cargaron en la base de datos de OpenWorks™ de Landmark bajo el nombre TO\_MARA\_ESTE. Estos son los datos de desviación originales, verdaderos y completos que se encontraron para el proyecto. Muchos pozos en los datos de desviación cargados son incompletos. Por ejemplo, los puntos de levantamiento no existen hasta la superficie o se extienden hasta la profundidad total. Esta falta de datos puede causar problemas con las trayectorias calculados y resultar en localizaciones de pozo mal ubicadas. En áreas estructuralmente complejas con alto buzamiento, se desea tener trayectorias completas de los pozos para ubicarlos correctamente y para poder corregir los espesores y profundidades para las profundidades verticales verdaderas (TVD) y espesores verticales verdaderos (TVT). Debido a que Landmark no utiliza los datos Totco (datos sin

azimut), se decidió crear levantamientos de desviación interpretados utilizando los datos suplementados con Totco y datos de inclinación y azimuth interpretados (Figura 2). Se seleccionaron las direcciones de azimuth examinando las superficies estructurales cartografiadas suponiendo que el hoyo tiende a arrastrarse de manera perpendicular y hacia la dirección de buzamiento. Aunque esto no siempre es el caso, es lo que se observó con la mayor frecuencia en Mara Este.

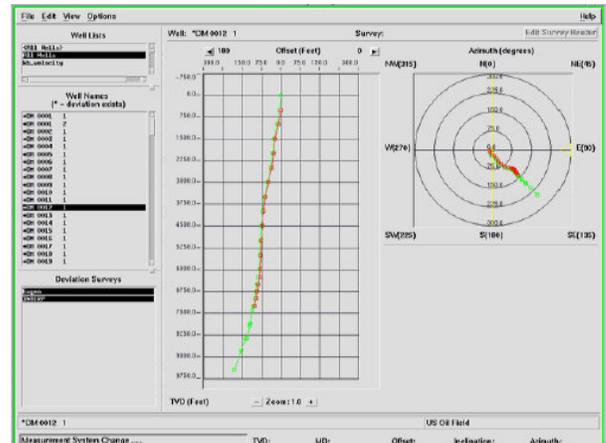


FIGURA 2 Imagen instantánea (“snapshot”) de Landmark que muestra los datos de desviación originales e interpretados

### Software Geológico

La correlación geológica y selección de fallas se realizaron en Stratworks™ de Landmark, un paquete integrado para la industria petrolera de UNIX. Los datos de los topes de horizontes y fallas están almacenados en la base de datos OpenWorks™ de Landmark. Se utilizó el software “Geosec” de Paradigm, un paquete de secciones balanceadas bidimensionales, para construir secciones estructurales y ayudar a definir el modelo estructural e historia tectónica. Se utilizó software adicional para realizar el modelado tridimensional. El software “gOcad” de T-surf fue utilizado para construir el modelo tridimensional que consistía de superficies y fallas. Los mapas finales fueron elaborados en LandMark Z-Map™ utilizando las superficies y fallas finales exportadas del modelo de gOcad.

### Interpretación Geofísica Datos Sísmicos

El campo Mara Este se encuentra en la mitad norte del levantamiento tridimensional La Paz-Netick-Mara, el cual también cubre los campos La Paz y Netick. La cobertura de este levantamiento es aproximadamente 560 km<sup>2</sup> y tiene una orientación sureste – noroeste.

Los puntos de origen X y Y del levantamiento son:  
Y X – 165851.63  
Y Y – 1182973.50

Los “inlines” con una orientación noroeste – sureste comienzan en 10220 y terminan en 12900, y los “crosslines” con una orientación suroeste – noreste son del 2431 al 3390. El espaciado de celdas es 30 por 15 metros con el eje largo de la celda perpendicular a la dirección de las líneas. La porción interpretada del levantamiento que incluye el área Mara Este se extiende desde el inline 11000 hasta 12900 y desde el crossline 2431 hasta 3390. Se cargaron los datos sísmicos en Landmark utilizando la zona UTM 19, Norte.

Se solicitó el mallado completo de los datos 2-D anteriores para este estudio pero solamente unas pocas líneas “off-structure” fueron disponibles. Estas líneas no resultaron útiles en el presente estudio. sin embargo en visto de la calidad de los datos 3-D, posiblemente hubiesen podido brindar información útil.

#### Sismogramas Sintéticos

Siete pozos en el área sísmica de Mara Este tienen datos de registros sísmicos. Sin embargo, solamente dos tienen datos suficientes para construir sismogramas sintéticos que se extienden por más de un intervalo geológico. Se generaron sismogramas sintéticos para estos pozos (DM-114 y DM-144) utilizando las curvas de sísmico y densidad disponibles.

#### Interpretación de Fallas Sísmicas

Se interpretaron fallas en cada décimo inline con una orientación noroeste – sureste, perpendicular al rumbo del campo. También se interpretaron fallas en crosslines seleccionados, cuando fuera necesario. No todas las fallas son paralelas a inlines o crosslines en este levantamiento y por lo tanto, dichas líneas no siempre proporcionan una visión clara del comportamiento de las fallas. También se interpretaron fallas en dieciocho líneas arbitrarias que intersecaron tantos pozos claves que fuera posible (Fig. 3)

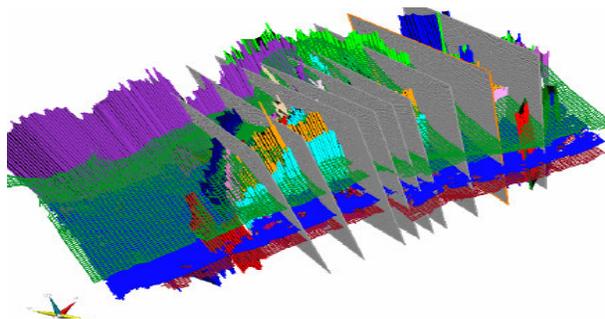


Fig 3 Visualización 3D con líneas arbitrarias Campo Mara Este.

Todas las fallas seleccionadas en la sísmica fueron comparadas con cortes de fallas en registros de pozo para su validación y también para ayudar a ubicar fallas seleccionadas difíciles. Luego se incorporaron todas las fallas en un modelo utilizando gOcad.

Las mejores herramientas para la visualización de fallas en la sísmica son los datos de cortes de horizonte (“horizon slice”) en la forma de mapas de buzamiento y azimut.

#### Software Geofísico

La interpretación sísmica se llevó a cabo en SeisWorks™ and Stratimagic™ de LandMark, ambos basados en UNIX. SeisWorks™ es un paquete para interpretación general que realiza todas funciones de sistemas de interpretación sísmica basados en UNIX (interpretación de horizontes y fallas, análisis de amplitud estándar, aplanamiento de horizontes, rotación de fase, análisis de fase y frecuencia, etc.).

Tiene un vínculo de la base de datos de Oracle al paquete StratWorks™ de Landmark que almacena la interpretación geológica. La interpretación completa de horizontes y fallas e información de conversión de profundidad (“checkshots”, sintética, tablas de tiempo – profundidad y modelo de velocidad) fueron entregadas a PDVSA en el formato de Landmark.

Stratimagic™ es una herramienta nueva diseñada específicamente para el análisis estratigráfica de facies sísmicas de datos sísmicos tridimensionales. La fortaleza de este “software” es que realiza comparaciones y clasificación de trazas por intervalo para crear mapas de clasificación de trazas para la interpretación de detalles estratigráficos. Algunas de estas mismas herramientas pueden ser utilizadas para detectar rasgos estructurales.

La elaboración de mapas procedió por varios pasos. Se construyeron mapas de control de calidad a través del proceso en el paquete MapView de SeisWorks™ y en el paquete FastQCTM de Stratimagic™. Los mapas de observación rápida (“quicklook”) construidos por estos paquetes permitieron la verificación continua de las interpretaciones e ideas. Se integraron los datos sísmicos con los datos geológicos y fueron ingresados en gOcad para construir un modelo estructural tridimensional. Se elaboraron los mapas finales en el paquete cartográfico Z-Map™ de Landmark.

La sintética utilizada en este estudio fue generada en SynTool de Landmark. Se el utilizo el modelo

de velocidad en "DepthTeam" de Landmark. El nombre del modelo de velocidad es MaraNew.

#### Elaboración de Mapas y Modelos

2.5.1 Cartografía de Mapas Estructurales en Tiempo e Isocronos Se seleccionaron los horizontes Socuy y Basamento para la interpretación estructural debido a que son los mejores reflectores regionales y/o mostraron un cambio significativo en velocidad. Se seleccionaron dos Discordancias Post-Eoceno distintas.

La discordancia más alta (denominada la "Discordancia Intra-Mioceno") corresponde al tope geológico Misoa\_1\_M. La discordancia más baja no fue cortada por ningún pozo. Se seleccionó la Formación Colón también para ayudar en la construcción del modelo de velocidad.

Se inició la interpretación en las localizaciones de los once pozos con "checkshots". Sin embargo, era muy importante que cada pozo era calibrado a la sísmica y utilizado en la interpretación sísmica debido a la complejidad estructural del área. Luego de la selección, se exportó cada superficie a un paquete de cartografía, fue limpiada y reimportada. Sin embargo, se mantuvieron las superficies originales para el análisis de atributos.

La Figura 4 es un mapa estructural en tiempo de Socuy. Las áreas en blanco son áreas donde los datos sísmicos no permitieron la interpretación.

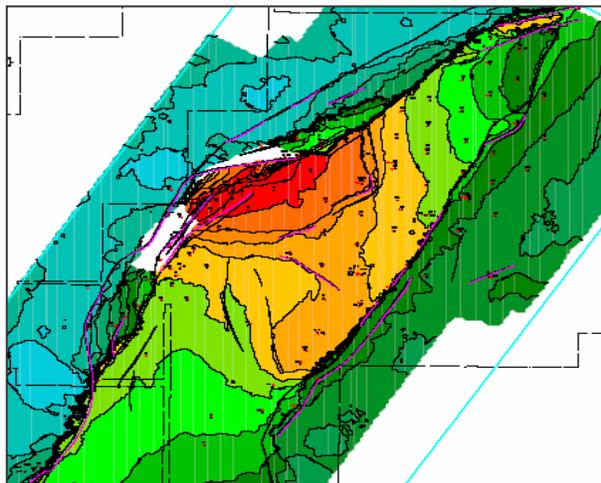


Fig. 4 Mapa estructural en tiempo de Socuy

Como se mencionó anteriormente, el levantamiento se procesó con un operador DMO de 45 grados, y por lo tanto los buzamientos mayores a 45 grados fueron tratados con filtros, lo

que ha resultado en áreas donde no es posible interpretar la sísmica. El tamaño del área varía con la profundidad del horizonte y puede ser observado en cada uno de los mapas estructurales en tiempo. La interpretación de horizontes dentro de esta área se realizó con el control de pozo (en profundidad) y fusionada con las superficies de profundidad derivadas de la sísmica y los pozos.

Los mapas isocronos (Figura 5) fueron calculados sustrayendo una superficie superior interpretada de una superficie inferior interpretada. Los valores isocronos más delgados en cada mapa se muestran en color anaranjado y amarillo, graduándose a verde para los valores isocronos de mayor espesor. Nótese que el intervalo de isocronos es frecuentemente delgado adyacente a fallas en los labios hundido y levantado

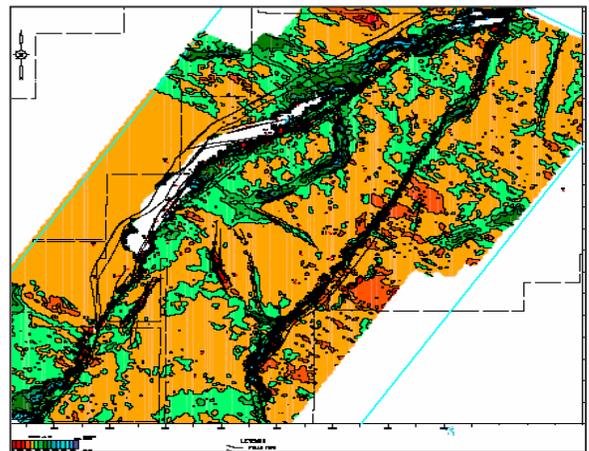


Fig.5 Mapa Isocrono socuy a Machiques

Mapas de Buzamiento y Azimut Los mapas de buzamiento y azimut constituyen buenas herramientas en la visualización de los rasgos estructurales del área, especialmente las fallas. Estos mapas se calculan estimando el error de mínimos cuadrados de superficie para ser ajustados a una red de puntos centrado sobre la traza para la cual los dos atributos están siendo computados. El mapa de buzamiento mide el buzamiento de 0 a 90 grados. En el ejemplo (Figura 6 ) el amarillo y verde indica buzamiento mayores, y el rojo buzamientos menores. Por lo tanto, las fallas se muestran como líneas amarillas-verdes sobre la superficie oscura. Es difícil el distinguir el ruido de las fallas en datos ruidosos, pero datos más limpios son más fáciles de ser interpretados.

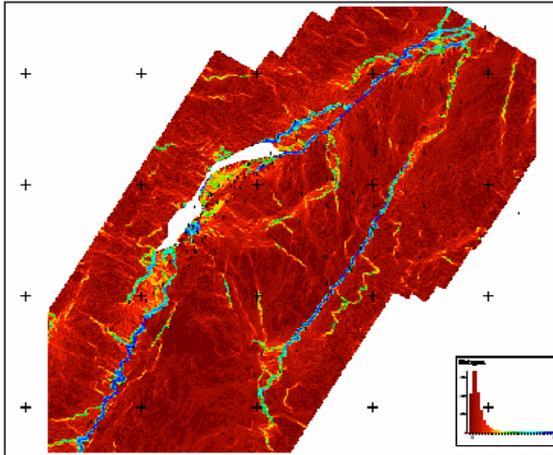


Fig. 6 Mapa de Buzamiento Socuy.

Un mapa de azimuth mide el azimuth de la dirección del buzamiento de 0 a 360 grados. En el ejemplo (Figura 7) los tonos de azul representan un buzamiento hacia el noroeste, los tonos de rojo representan un buzamiento hacia el noreste; los tonos de verde representan un buzamiento hacia el suroeste; y los tonos de amarillo representan un buzamiento hacia el sureste. Los tonos de color efectivamente muestran la estructura.

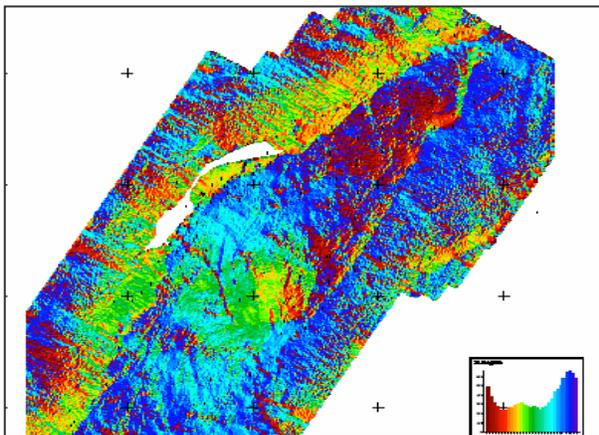


Fig. 7 Mapa de Azimut Socuy.

Mapas de Curvatura Promedia y Rugosidad Estos atributos de Curvatura Promedia y Rugosidad miden el derivado del buzamiento el cual indica las flexuras del horizonte independientemente del buzamiento global. Se utiliza una malla de 7 X 7. Estos mapas pueden ser utilizados para detectar diferencias entre compartimentos de fallas. Las superficies planas (aun inclinadas) tendrán una curvatura de cero, mientras la curvatura es alta en regiones donde la inclinación se cambia drásticamente (es decir, zonas de inflexión en la superficie cerca de fallas, pliegues, etc.), pero

también en regiones donde existan cambios morfológicos importantes. La curvatura promedia es negativa cerca de un bajo o positiva cerca de un pico. El mapa de Curvatura Promedia es similar al "Edge map" generado en SeisWorksTM de Landmark.

Los colores más vivos (que no sean verde) representan flexuras más extremas en cada visualización. Las fallas están delineadas claramente por los colores más vivos. Las fracturas ocurrirán con mayor probabilidad en áreas de flexura y por lo tanto, podrían aparecer como áreas en colores vivos.

Los mapas estructurales y cortes sísmicos en tiempo claramente muestran que la geometría de Mara Este es un bloque de horst modificado que fue deformado por compresión y transpresión posterior. El corte en tiempo 1520 ms (Figura 8) muestra las fallas principales las cuales son codificadas por color para coincidir con las secciones sísmicas. Fallas normales escalonadas de rumbo N-NE (de color morado y verde) forman el límite occidental del horst. La falla larga de color marrón delimita el límite oriental del horst; es hundido hacia el este. Una falla normal corta (de color rosado) en el extremo norte de la estructura tiene el sentido opuesto de desplazamiento vertical. Una falla inversa (de color azul claro) está ubicada en el este y paralela al borde del horst. La falla de corrimiento que forma el límite oeste del pliegue es identificada por el color azul.

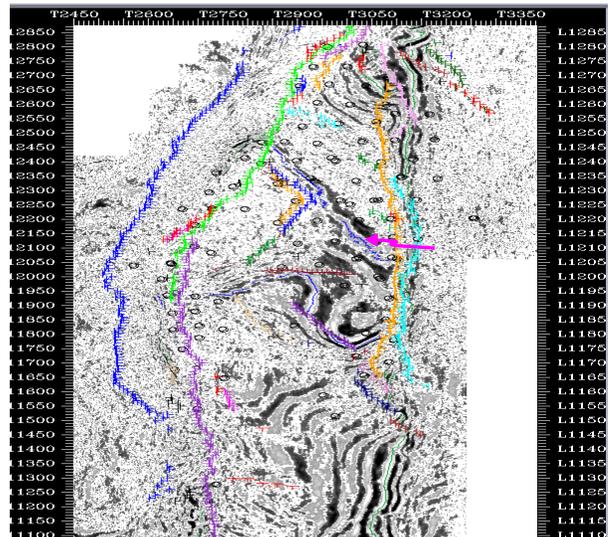
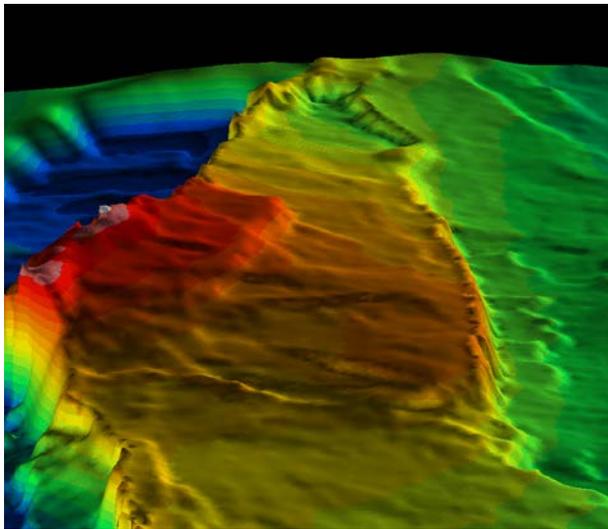


Fig. 8 Corte en Tiempo de Mara.

El horst es colindado en el oeste parcialmente por lo que aparenta ser dos fallas escalonadas y no por una sola falla. El desplazamiento máximo es de aproximadamente 1500 pies. Un pequeño "pop-up" (estructura de Tetones) se encuentra entre estas dos fallas en la cresta de la estructura.

El "pop-up" forma parte de una culminación mayor la cual está doblada al lado de las fallas limitantes de noroeste. Existe un bulto convexo notable de las fallas principales. Una falla de rumbo ENE corta de manera oblicua a través del flanco occidental del pliegue, formando un alto con forma triangular adyacente a la culminación principal. Un segundo "pop-up" más pequeño se encuentra a lo largo de la falla limitante del NW cerca del extremo norte de la estructura.

Como se mencionó anteriormente la interpretación de fallas en Mara Este ha sido problemática desde el inicio del desarrollo del campo. Los factores que la hace compleja incluyen la complejidad estructural global del campo, la evolución estructural compleja conjuntamente con la cantidad de datos disponibles y la calidad de los datos para el campo. La adición de la sísmica 3-D conjuntamente con los procesos de elaboración de secciones balanceadas y modelado 3-D han mejorado mucho el entendimiento de la geometría de fallas y evolución estructural. Sin embargo, la caracterización e identificación de fallas aun está sujeta a mucha interpretación debido a la sobreposición tectónica compleja causada por múltiples episodios tectónicos y la calidad de los datos sísmicos en las áreas de fallas complejas. Se reconoce regionalmente que el Pre-Cretácico ha experimentado una historia tectónica compleja.



Vista 3D Superficie en tiempo Socuy.

Para determinar las implicaciones estructurales se recolectaron los conjuntos de datos necesarios para desarrollar un modelo conceptual para el fracturamiento en el yacimiento, relacionado con los estilos de deformación y estructuras geológicas determinadas en este estudio. Se revisaron los datos estáticos, Registros de Imagen, Reportes, Núcleos, Datos de Pérdida

de Fluidos y Registros. El enfoque fue generar una tabla completa de datos y hacer correlaciones cruzadas de los conjuntos de datos para probar las hipótesis geológicas. Por ejemplo, para determinar si existe una influencia estratigráfica sobre la distribución de fracturas dentro del yacimiento, se elaboró una gráfica de la intensidad de fractura contra la profundidad para cada pozo. Las correlaciones cruzadas realizadas de los conjuntos de datos fueron basadas en conceptos geológicos.

Una revisión de los datos dinámicos, datos de producción y datos de pruebas de pozos permitieron evaluar cualitativamente las implicaciones para elaborar un modelo de fracturas. Se utilizaron los datos para probar algunas de las observaciones y pulir el modelo conceptual elaborado de los datos estáticos.

La combinación de las fases anteriores generó un modelo conceptual para el estilo y distribución de fracturas en el yacimiento.

Se elaboraron gráficas de la orientación de fracturas contra profundidad y unidad estratigráfica para identificar si una unidad estratigráfica en particular tenía una orientación característica, pero no se evidenció ningún patrón obvio. Las fracturas presentan altos buzamientos pero con un rango de orientaciones dentro de todas las unidades estratigráficas. Se midió la intensidad de fracturas espacialmente con referencia a las fallas limitantes principales.

Aquí el número total de fracturas registrado en una sección de núcleo, homologadas a la longitud de núcleo por donde se observaron las fracturas. Posteriormente se elaboró un gráfico de estos datos contra la distancia a una falla principal. Como se pudo observar, los pozos más cercanos a las fallas típicamente ejercen una influencia sobre la distribución de fracturas en el yacimiento. Aparentemente hay una reducción en la intensidad de fracturas con la distancia de la falla. Esto podría implicar que las fallas tengan una zona de daños asociada. Por lo tanto es probable que la mayor conectividad y la mayor porosidad de fractura estén asociadas con fallas reconocidas sísmicamente a grande escala.

#### Pérdida de Fluido.

Se recolectaron datos sobre la pérdida de fluido y se elaboraron gráficos de dichos datos y profundidad. El propósito de esto era determinar si existía un intervalo en particular que era conductor de fluidos durante la perforación. Se dividió la pérdida de fluidos en agua, lodo y otros. Como se

puede observar en la gráfica, no hay un intervalo estratigráfico donde se observa la pérdida de fluido preferencial. Varios pozos tienen fluido perdido en varios intervalos mientras que otros varios mostraron poca o ninguna pérdida de fluido.

Luego se elaboraron gráficas de los datos de pérdida de fluido y la distancia de una falla apreciada sísmicamente. Aquí existe una correlación general entre los datos. Los pozos ubicados cerca de una falla principal muestran un número mayor de zonas de pérdida de fluido que los pozos alejados de una falla principal. Sin embargo, algunos pozos cercanos a fallas no tenían ningún registro de la pérdida de fluido. Lo que se desconoce de estos pozos es si no hubo pérdida de fluido o si simplemente no se registró la pérdida de fluido. Si se supone que solamente las fracturas causarían la pérdida de fluido, esto sugiere que podrían haber mayores concentraciones de fracturas asociadas con el fallamiento a gran

Revisión cualitativa de los datos dinámicos en el contexto del modelo

Esta sección revisa los datos dinámicos. Estos son los datos de producción y de pruebas de pozo. Estos datos serán discutidos en el contexto del modelo conceptual formulado durante la fase anterior.

Datos de Producción.

Se recolectaron los datos de producción y se elaboraron gráficas espaciales, dependiendo de la localización de los pozos. El propósito de esto es identificar áreas de producción característicamente buenas para el yacimiento.

Las gráficas del total de petróleo producido para cada pozo muestra una buena correlación visual entre las fallas y los pozos que son buenos productores. El mejor de los pozos es DM-0101 que se encuentra en la intersección de las dos fallas limitantes principales. Sin embargo no todos los pozos ubicados a lo largo de los hilos de fallas son buenos productores. Esto es particularmente el caso para la falla de rumbo SE. La elaboración de gráficas de la producción inicial de todos los líquidos, petróleo y agua, permite el examen de la habilidad del pozo de fluir a diferencia de la habilidad de producción de petróleo. Al hacer esto, se puede observar que la mayoría de los pozos ubicados a lo largo de este hilo de fallas tienen altas tasas de flujo (Fig 9). Aparentemente existe una buena correlación entre la proximidad del pozo a una falla y el potencial de flujo. Las gráficas de la producción de petróleo acumulada y la

distancia de la falla reconocida sísmicamente más cercana muestran que existe una buena correlación.

La implicación es que los controles principales sobre el flujo de fluido están asociados con las fallas reconocidas sísmicamente. Esto está de acuerdo con la observación de que la mayor intensidad de fracturamiento se encuentra asociada con estas fallas. Es probable que las zonas de daño asociadas con estas fallas sean por lo tanto responsables por la producción principal en la parte del Cretáceo del yacimiento Mara Este.

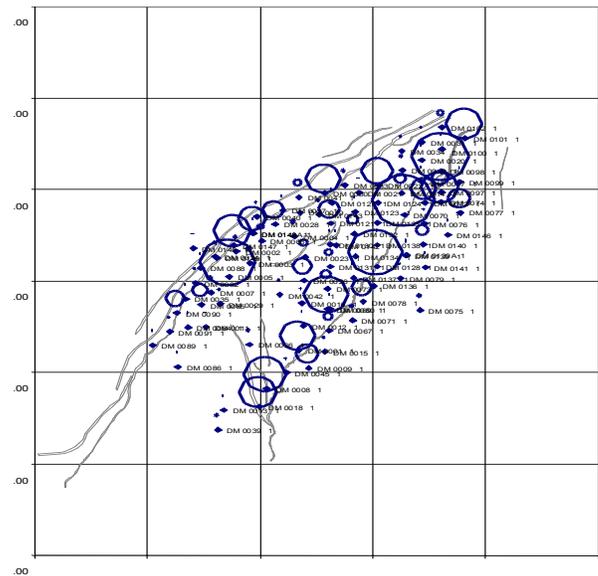


Fig 9 Grafico de burbuja de Producción

Datos de Pruebas de Pozo.

Es muy difícil derivar un valor de  $kH$  en un yacimiento fracturado, particularmente cuando no existe ningún espesor estratigráfico obvio del fracturamiento observado en los datos estáticos. Sin embargo, las pruebas de pozo pueden ser extremadamente valiosas para examinar la naturaleza de la conectividad de la red de fracturas. Cuando se normalicen los datos de pruebas de pozos por la tasa ("rate normalized"), es posible comparar directamente los datos de pruebas de pozo.

Los datos de pruebas de pozo de Mara Este muestran dos características distintas:

Flujo lineal, con un gradiente empinado positivo para el derivado para la duración de las pruebas del pozo. Esto implica que el flujo es típicamente flujo de tubería y que la red de fracturas es probablemente escasamente conectada.

Flujo esférico, con el derivado de tiempo mediano a tardío y con un gradiente empinado negativo. La implicación de esto es que las pruebas de pozo encuentran una red de fracturas cada vez mejor conectada, lo que permite el flujo en toda dirección o que existe una mayor intensidad de fracturas lo que permite un incremento del flujo

La gráfica de los datos de pruebas de pozo al lado del pozo donde se recolectaron los datos de pruebas de pozo muestra que existe una relación consistente entre la forma de la prueba de pozo y la localización del pozo dentro del yacimiento (Figura 10). El pozo ubicado cerca de una falla reconocida sísmicamente típicamente tiene un flujo esférico, lo que sugiere que el flujo cerca de estas fallas sea a través de una red de fracturas bien conectadas. Las pruebas de pozos dentro de pozos alejados de fallas típicamente muestran un flujo lineal, lo que sugiere que la red de fracturas de fondo esté conectada escasamente.

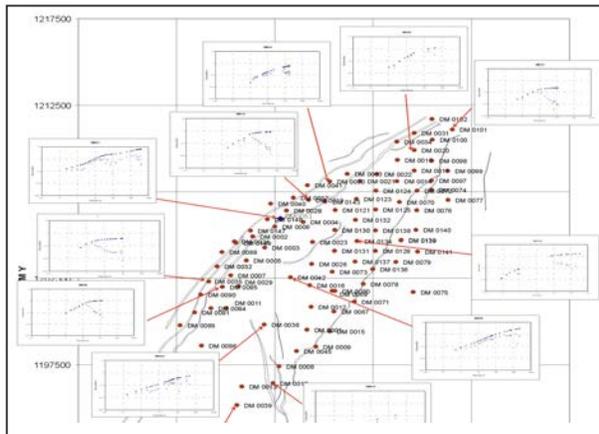


Fig 10 Ubicación de pruebas de pozos

Suponiendo que todas las fracturas tengan la misma permeabilidad, al utilizar un valor de  $kH$  interpretado de las pruebas de pozos  $H$  reflejará la intensidad de fractura. Una gráfica de  $kH$  y distancia a la falla más cercana produce una curva similar a la observada en la intensidad de fractura normalizada, lo que sugiere que el comportamiento dinámico de la red de fracturas esté asociado directamente con la intensidad de fracturamiento en la red. También sugiere que el control más significativo del comportamiento dinámico de un pozo es la distancia a una falla reconocida sísmicamente.

Desarrollo del Modelo Conceptual.  
Cretácico.

El trabajo anterior ha notado que los pozos perforados hacia el límite del campo, muy cercanos a las fallas límites, muestran caudales

más altos que los pozos perforados hacia el centro del campo. El examen de las curvas de respuesta de las pruebas de pozo revela dos patrones generales: pozos que muestran características fuertes de flujo esférico, interpretado como una respuesta relacionada a la falla y los que muestran un flujo lineal predominante, interpretado como flujo relacionado con fracturas de fondo.

Basándose en esto, se definieron dos miembros finales de comportamiento de pozo, los cuales son:

Zonas del yacimiento donde el flujo es dominado por flujo ampliamente lineal a través de una red de fracturas de fondo; y

Zonas del yacimiento donde los datos de tiempo tempranos representan el flujo a través de la red de fracturas de fondo, pero los datos de tiempo posteriores son dominados por flujo esférico altamente conectado cuando el pozo bombea de una falla principal.

Basamento.

Existen pocos datos directos sobre las fracturas en el basamento. La mayor parte de la información viene de los datos de producción, con alguna información de las pérdidas de circulación y Pruebas de Presión Momentánea ("Transient Pressure"). Se examinaron relaciones similares a las encontradas en el Cretácico. Se elaboró una gráfica de producción de petróleo acumulada y distancia a falla. Aquí no existe la misma relación como se ve en el Cretácico, lo que sugiere que la naturaleza de la red de fracturas en el basamento sea distinta a la del Cretácico. Una gráfica de producción de petróleo, agua y gas y profundidad en el basamento muestra que generalmente por la mayor parte del basamento existen niveles similares de petróleo/gas/agua. Para desarrollar esta estratificación de los fluidos, debería haber una red de fracturas razonablemente bien conectadas.

Para determinar si existe cualquier tendencia distinta de la comunicación dinámica en el basamento se llevó a cabo una Correlación de Spearman Rank de los datos de producción en el basamento. Esto es un análisis de correlación sencillo que examina la similitud de tendencias de producción entre pozos. Si se encuentra una similitud se supone que haya una conexión entre los pozos. Sin embargo, no se encontraron tendencias distintas en los datos de producción o que sugiere que no haya una dirección de conectividad de fracturas dominante.

Hipótesis potencial para la evolución del Yacimiento Mara Este.

Para entender la probable distribución de fracturas es necesario ubicar las observaciones realizadas para el basamento y Cretácico en el contexto de una evolución geológica de la formación del yacimiento. La idea principal detrás de este modelo evolucionario es confiar en la interpretación sísmica de las fallas principales en el yacimiento y las secciones resultantes. Cualquier modelo geológico elaborado debe explicar las observaciones principales de que el control sobre la distribución de fracturas se debe de las fallas limitantes principales y en el basamento esto no es el caso. En el basamento aparentemente hay una red de fracturas bien conectadas que es independiente de la deformación tectónica que ocurrió durante los años de depositación del Paleozoico.

Efectivamente se plantea un mínimo de 3 fases de deformación de las rocas del basamento, (granitos y rocas metamórficas del Paleozoico). Debería haber ocurrido un periodo de levantamiento cuando las rocas del basamento fueron llevadas hasta la superficie y expuestas. Este proceso induciría fracturas de alivio de presión y la erosión en las capas superiores del basamento. Es probable que esta capa podría haber mejorado la permeabilidad y porosidad localmente, pero si las fracturas resultan de este proceso la permeabilidad y porosidad disminuirían con la profundidad. Otras observaciones cualitativas que son consistentes con esta idea vienen del área La Paz donde la perforación continuó al mismo ritmo independientemente de la transición de tipo de roca en el tope del basamento, lo que sugiere también que el tope del basamento pudiese ser roca fracturada por erosión más débil.

Posteriormente ocurrió un periodo de depositación del Cretácico y extensión, probablemente utilizando fallas ya existentes en el basamento. Esto enterraría la capa de fracturas del basamento y causaría la propagación de las fallas de extensión local a través de la sección del Cretácico. La compresión posterior se localizaría en las fallas de extensión en el Cretácico y formaría una zona de daños alrededor de las fallas de extensión preexistentes e invertiría algunas de las estructuras orientadas preferencialmente. El proceso de inversión causaría fracturamiento intenso local alrededor de las fallas para ajustarse a los grandes cambios de volumen.

Los dos procesos de fracturamiento de alivio de presión dentro del basamento y la deformación tectónica localizada dentro del Cretácico pueden explicar las diferencias observadas en las

características del yacimiento. Esta hipótesis sobre el desarrollo del yacimiento a través de la historia de tres fases de deformación también explica la variación observada en la densidad de fracturas y el comportamiento dinámico de los yacimientos.

Incorporación del Modelo Geológico en la Simulación del Yacimiento.

Es aparente en los datos geológicos, tales como la densidad de fracturas, zonas de pérdida de circulación, que las fallas sísmicas juegan un papel importante en la distribución de fracturas. Esto se confirma aun más con las observaciones de los datos dinámicos, tales como los datos de incrementos de presión ("pressure buildup"), datos de producción y datos geofísicos. Para cualquier validación del modelo geológico mediante el cotejo histórico, sería necesario tener la flexibilidad para incorporar este mismo como control sobre los parámetros asignados en la simulación de Eclipse. Utilizando el modelo geológico de gOcad, se puede calcular la distancia a las fallas sobre un mallado. Esto se hizo para las fallas principales dentro del modelo geológico hacia el este. Luego este mallado puede ser ingresado directamente en el mallado de Eclipse y definido como parámetro dentro de la simulación. Esto mejora mucho la flexibilidad para la simulación de Mara Este.

Se consideraron varias hipótesis que deben ser examinadas utilizando la simulación de cotejo histórico que son:

La conexión entre los yacimientos del basamento y del Cretácico.

La naturaleza del flujo para las fallas principales:

¿Son sellantes a través de la superficie de dislocación?

¿Conductoras a través de la superficie de dislocación?

¿Sellantes a lo largo de la superficie de dislocación?

¿Conductoras a lo largo de la superficie de dislocación?

La naturaleza de la variabilidad de porosidad con la distancia de las fallas, principalmente en el Cretácico.

La naturaleza de la variabilidad de permeabilidad con la distancia de las fallas, principalmente en el Cretácico.

La naturaleza de la variabilidad de porosidad con profundidad en el yacimiento, principalmente en el basamento.

La naturaleza de la variabilidad de permeabilidad con profundidad en el yacimiento, principalmente en el basamento.

La capacidad de variar las propiedades de sellado de las fallas principales con profundidad en el yacimiento.

La configuración actual del modelo de Eclipse tiene la capacidad de examinar todas estas relaciones y permitirá un examen detallado del impacto del modelo geológico sobre la producción.

Presiones.

Con referencia a las pruebas correspondientes al Cretácico, se puede decir que el 52 % presentan comportamiento infinito debido posiblemente al corto tiempo de las pruebas y a la alta densidad de fracturas que la asemeja a un comportamiento homogéneo. Esto se complementa con los valores aproximados del factor de almacenamiento  $W=1$  y valores muy bajos del coeficiente de flujo de interporosidades. Así mismo, un 48% de las pruebas ajustaron mejor para un comportamiento finito. Es importante notar que en algunos casos la distancia del pozo a la falla es pequeña, esto posiblemente sea el límite de la interfase del sistema de fracturas con el medio matricial.

Desde el punto de vista de ubicación en el mapa, los mayores valores de capacidad de flujo se encuentran localizados a lo largo del sistema de fallas norte, cuyos valores varían entre 11352 md-pie (DM-0101) y 2087 md-pie (DM-0085). En 5 realizadas en los pozos: DM-0005 y DM-0026 de la parte central del campo, observaron comportamiento de doble porosidad, así como también en los pozos DM-0018 y DM-0067 de la parte sur.

De las 27 pruebas analizadas pertenecientes al basamento, solo el 7.4% de las mismas arrojaron comportamiento finito o detectan algún límite cercano al pozo. El resto de las pruebas (92.6%), manifiesta comportamiento infinito representado en todas estas pruebas por el factor de almacenamiento  $W$  igual a la unidad, indicativo esto de un alto grado de almacenaje en las fracturas y un coeficiente de flujo de interporosidades muy pequeño que indica la existencia de una matriz de pobre aporte y de bloques pequeños, donde domina el flujo de fractura a lo largo de toda la prueba. Lo antes expuesto nos lleva a concluir que la matriz en toda la formación es inerte o de pobre aporte y que todo el almacenamiento y flujo de fluido en el yacimiento ocurre a nivel de las fracturas.

Producción.

Análisis de declinación.

Consideraciones Generales.

Para realizar los análisis de las declinaciones de producción de los pozos del Campo Mara Este

se realizaron gráficos logarítmicos de tasa de petróleo con tiempo ( $\text{Log } Q_o$  vs  $T$ ) para sus pozos, utilizando la aplicación OFM (Oil Field Manager-versión, la cual facilitó la obtención del valor de las reservas de petróleo representando la información de manera gráfica y numérica.

En la elaboración y análisis de los gráficos, se tomaron en cuenta las siguientes premisas:

Se utilizaron los datos de producción de los pozos cargados en el proyecto de OFM que se encuentra en el servidor de PDVSA.

Debido a que en el momento de la realización de algunos de los gráficos solo se contó con historia de producción hasta junio del 2.000 (falta de actualización), fue necesario tomar del CENTINELA los valores de producción hasta diciembre del mismo año, con el fin de realizar la predicción hasta esa fecha. Sin embargo es necesario aclarar que los valores de producción de los pozos cargados en el CENTINELA son obtenidos de pruebas y no necesariamente corresponden con la tasa de producción mensual del pozo.

Para el cálculo de las tasas de declinación se consideró el comportamiento de producción más representativo del pozo, tomando en cuenta sus periodos de cierre y los trabajos realizados al mismo. Esta consideración esta basada en que todos los factores que han afectado al yacimiento o al pozo en el pasado lo seguirán afectando en el futuro.

En vista de que se tienen datos de producción mensual, se realizaron los análisis de declinación mensual nominal por considerarse más representativos; ya que de esta manera se puede visualizar mejor el comportamiento del pozo durante el año, lo que permite realizar un mejor ajuste de la tasa de declinación de producción del pozo.

Cretácico

En el Campo Mara Este existen 91 pozos completados en el Cretácico, a los cuales se les analizó su comportamiento de producción con el fin de determinar su tasa de declinación de producción en el tiempo y así de esta manera poder cotejar sus reservas remanentes a la última fecha de producción y en un futuro cercano realizar las predicciones hasta un límite económico establecido por PDVSA.

Resultados Obtenidos.

Para una mejor comprensión de los análisis de los 91 pozos analizados, se tabularon los resultados indicando la tasa de declinación y el porcentaje de error entre las reservas reales del pozo y las reservas arrojadas por el OFM, parámetro que sirvió para corroborar la tendencia seleccionada.

Según los resultados obtenidos del análisis de cada pozo (activo o inactivo) para diciembre del 2.002, se tiene que:

El 60 % de los pozos del Cretácico presentaron una tasa de declinación mensual nominal entre 0.18 % -20 %, siendo el pozo DM-0072 quien presentó esta última tasa de declinación (20%). Esto se debió a que el pozo presentó un período muy corto de producción lo que hizo difícil encontrar una tendencia representativa del mismo. Sin embargo, considerando el período de producción mostrado en el análisis, solo arrojó una diferencia de 5.320 BN (32.378 BN por predicción y 27.058 BN del OFM). No obstante, considerando las condiciones antes expuestas y a la pequeña diferencia entre los valores, puede considerarse válido este ajuste.

El 40 % de los pozos no fueron analizados debido a la falta de información.

Balance de Materiales.

Efecto de las Fallas.

Con el objeto de probar el carácter sellante de las fallas presentes en el modelo desarrollado se efectuó una corrida con todas las fallas cerradas. Los resultados de esta corrida muestra niveles altos de presiones en la región Cyac-1, la cual se encuentra cerrada por las fallas Oeste y 21. En las demás regiones del Cretáceo el efecto del cierre de las fallas es poco notable. En cuanto al basamento, la región Beste presentó altas presiones a diferencia de las regiones Bcentral y Boeste que mostraron solo un ligero efecto hacia presiones altas. En definitiva pareciera que las fallas no representan barreras al movimiento del flujo.

Efecto de Crossflow.

Dado que el mejor cotejo de las presiones se realizó sin permitir la comunicación entre capas a través de los pozos (crossflow), se preparó una corrida abriendo esa posibilidad. Los resultados demuestran que esta posibilidad no tiene un efecto significativo sobre el comportamiento de las presiones por lo que continuaremos asumiendo que no hay crossflow en los pozos que están produciendo del Cretácico y basamento, simultáneamente.

Modelo de Doble Porosidad.

El modelo de doble porosidad fue creado a partir del modelo de porosidad simple agregando un número de capas similares para representar la matriz. Así el nuevo modelo tiene dimensiones de 140x73x14 para un total de 143080 bloques. Las propiedades para los bloques que representan las fracturas se establecieron iguales a las usadas para el cotejo del modelo de porosidad simple. Para los bloques de matriz se asignaron,

inicialmente, valores de porosidad y permeabilidad constantes, para todos los bloques, de 0.1% y 0.001 mD, respectivamente. El parámetro sigma " $\sigma$ " que controla la transmisibilidad matriz-fractura fue establecido para todos los bloques, inicialmente, en 0.0000001. Se utilizaron las mismas curvas de permeabilidad relativas para la matriz y las fracturas. Se usaron los mismos PVTs, para el Cretácico y el basamento, que en el modelo de porosidad simple.

Desarrollo de Trampas

Las primeras indicaciones de la acumulación de petróleo en Mara Este están registradas en rocas del Cretácico. Algunas dolomitas delgadas en los núcleos de carbonatos del Cretácico del horst central tienen porosidad intercrystalina que actualmente está rellena de bitumen. Este bitumen está relacionado probablemente con una fase temprana de migración de petróleo que ocurrió durante el Eoceno Medio a Tardío. La mayor parte de la porosidad de matriz en los carbonatos del Cretácico ya había sido destruida por la cementación anterior antes de la formación de esta estructura de horst temprano. Superficies de fracturación y dislocación ensanchadas por solución que se formaron durante el Cretácico Tardío también habrían sido rellenas con petróleo durante este tiempo, probablemente ayudando a preservar estos rasgos.

Otras indicaciones de la migración de petróleo temprana podrían ser observadas por la preservación de la porosidad más alta en rocas del Paleoceno y Eoceno en el área del horst central. Este horst central era el rasgo positivo dominante que existió durante la edad del Paleoceno y Eoceno.

La erosión profunda de las rocas del Eoceno en la cresta de la estructura ocurrió durante o después del Eoceno Tardío. Esto probablemente permitió el escape de los componentes de petróleo más volátiles y permitió el influjo de agua meteórica para mezclar y alterar las acumulaciones de petróleo a asfalto. Los yacimientos petrolíferos del Eoceno y Paleoceno probablemente eran mucho más degradados que las acumulaciones más profundas del Cretácico y basamento.

La fase final de generación y emplazamiento probablemente ocurrió durante el Mio-Plioceno después del plegamiento e inclinación final de la estructura. Los yacimientos petrolíferos existentes se reajustaron para coincidir con la configuración estructural final.

Las trampas estructurales y estratigráficas de combinación en las rocas del Eoceno y Paleoceno ubicadas en las áreas de buzamiento empinado hacia el sur y oeste y posiblemente también ubicadas en el flanco del este del horst central, son el resultado de migración y entrapamiento de etapa tardía.

## CONCLUSIONES

Durante el Terciario tuvieron lugar tres fases tectónicas de deformación ocurridas al final del Paleoceno, durante el Eoceno Tardío y en el Plioceno. Como resultado de movimientos transcurrentes bajo efectos de compresión, la estructura del Campo Mara consiste en un anticlinal asimétrico elongado en dirección NE-SO, con declive hacia el Campo El Moján al NE y hacia la silla de Netick al SO.

La intensidad de fracturas correlaciona con la distancia a fallas en el Cretácico, de la misma forma zonas de pérdida de circulación durante la perforación de pozos aumentan en intensidad con la proximidad a fallas sísmicas, por lo que se determinó que la producción en el Cretácico tiene una buena correlación con la proximidad a zonas de fallas.

Al comparar con las estructuras, las observaciones del comportamiento de la producción de los yacimientos del Cretácico y del basamento inducen a asumir que las sinuosidades de las fallas transcurrentes provocaron en las zonas de convexidad de los bloques adyacentes, áreas de distensión y por consiguiente de buena permeabilidad y producción, mientras que en las zonas cóncavas se formaron áreas de compresión de permeabilidad y producción baja o nula.

A pesar de que para el Campo Mara Este se asume un contacto agua-petróleo situado a unos 11.000 pies por debajo del nivel del mar, las observaciones de los últimos años hacen suponer que el agua que originalmente ocupó las fracturas del basamento fue desplazada por el petróleo proveniente del Cretácico a través de los planos de yuxtaposición de las numerosas fallas, obligándola a migrar hacia los flancos a lo largo de la complicada red de fracturas, para quedar entrapada en algunas fracturas con terminaciones ciegas ubicadas en cualquier nivel de la columna. Por consiguiente, se supone que la red de fracturas que contiene hidrocarburos coexiste con fracturas que contienen agua.

Teniendo en cuenta que el petróleo que se extrae de las calizas del Cretácico y del

basamento proviene esencialmente de las fracturas, es obvio que su producción depende principalmente de la intensidad del fracturamiento y sus características, lo que implica que la ubicación y distribución de fallas y fracturas (probablemente mejoradas por disolución) controlan la producción económica en los carbonatos del Cretácico.

No hay control litológico o estratigráfico evidente sobre la intensidad de fracturas; en un primer momento la presencia de estas se asoció usualmente con pérdidas de circulación durante la perforación de los pozos, posteriormente se determinó que por lo general la producción proviene de una o dos zonas de entrada a lo largo de la columna, independientemente de su ubicación estratigráfica.

Probablemente hay orígenes distintos para las fracturas en el Cretácico y en el basamento. En primer lugar, la red de fracturas del Cretácico está dominada por fracturas tectónicas asociadas con el fallamiento a gran escala en el yacimiento, mientras que es probable que las fracturas en el basamento se formaron como resultado del alivio de presión mediante el levantamiento del basamento hasta la superficie.

Los datos estáticos implican que la influencia principal sobre la distribución de fracturas parecen ser las fallas a gran escala. Es probable que ante intensidades suficientemente altas de fracturas exista una red conectada adecuada para permitir el flujo de fluidos por la red.

The subandean belt comprises an array of geologically complex basins, which share some common features but also present marked differences in structural styles and sedimentary fill. In spite of the large amounts of oil and gas discovered in the subandean, the effectiveness of the exploration effort has been poorly encouraging to date.

The set of exploration techniques which comprise the holistic approach outlined in this paper have the potential to dramatically impact the exploration efficiency in the subandean region and, thus, increase the discovered reserves.

## REFERENCIAS.

**Appelman, T.** (1965), Estimate of Mara Cretaceous and Basement Gas Potential at the Beginning of Assuming UL-GOR Production, Shell de Venezuela, EPC No. 6429

American Association of Petroleum Geologist Continuing Education Course Note Series # 31,

- Audemard M., Felipe**, (1997) Tectonics of Western Venezuela, Doctoral Thesis, Rice University, inedito
- Baggelaar, H.** (1944), Preliminary Note on the Palaeontology and Minerology of Well DM-1 (KM-24 Area, Mara District), ,
- Baggelaar, H.**, (1946) Paleontological Report No. 242 Faunal Stratigraphy of the Wells DM 2 and DM 3, Shell (EPC No. 6212),
- Beicip Franlab**, (1999) La Paz Field, Integrated Reservoir Study,
- Bockmeulen, H., Barker, C. & Dickey, P.A.**, (1983) Geology and Geochemistry of Crude Oils, Bolivar Coastal Fields, Venezuela, AAPG Bulletin Vol. 67, No. 2,
- Boesi, T.**, (1995) La Ceiba y Catatumbo: Reto exploratorio en una cuenca madura, Maraven, EPC-13782,
- Boesi, T.**, (1992) Resumen de la Guía de Excursión a los Flancos del Suroeste de Los Andes (Informe de Campo), Maraven, EPC No. 12944,
- Boesi, T., Lagazzi, R., Chacarteghui, F., Sampson, E., Falcón, F.** (1992), Una visión integrada de la Formación Misoa del Eoceno, Cuenca de Maracaibo, Venezuela, Maraven, EPC-13047
- Boesi, T., Testamarck, (1992) J.S., Odremán, O.**, Sedimentación Cretácica y Paleogena en el Suroeste de los Andes Venezolanos, Maraven, EPC-13046,
- Bracho, L.**, (1983) Revision del Area ExCorpoven Campo Mara, Maraven (EPC No. 7801),
- Bueno, E.**, (1996) La Isla de Toas y el Sistema Transcurrente de OCA. Guía de Excursión de Geología Estructural a la Isla de Toas y a la cantera al SO de Carrasquero, Maraven, EPC-14038,
- Bueno, E., Hartung, W.**, (1984) Campo Mara: Interpretación Estructural, Maraven, S.A., EPC No. 7648,
- Cant, D.J.**, (1992) Subsurface Facies Analysis, Walker, R.G. & James, N.P. eds. Facies Models. Geological Society of Canada,
- Carter, Joe O., June**, (1952) Geology of the Mara Field: A review of Structural Concepts and Reservoir Characteristics, Mene Grande Oil Company (EPC No. 3891),
- Clark, F.W., Dixon, A.F.**, (1913) Report on District of Mara, State of Zulia, Shell de Venezuela, EPC-18,
- Crews, W.E., Hermes, J.J.**, (1946) Notes on the Paleocene and Cretaceous Of Mara - La Paz Fields, Anglo Saxon Petroleum Company, EPC No. 579,
- Dengo, C.A., & Covey, M.C.**, , (1993) Structure of the Eastern Cordillera of Columbia: Implications for Trap Styles and Regional Tectonics, AAPG Bulletin, V.77 No. 8
- Dewan, J.T.**, (1983) Essentials of Modern Open-Hole Log Interpretation, PennWell Publishing Company,
- Dijkers, A. J.**, (1951) A Stratigraphical and Tectonical Analysis of the Mara Field, Shell de Venezuela (EPC No. 1027),
- Dijkers, A. J.**, (1953) Shallow Prospects in the Mara Field, Shell de Venezuela, EPC-2298, April,
- Dijkers, A.J.**, (1951) The Composition of the Cretaceous Limestone Formation Water in the Mara-Maracaibo Area, Shell de Venezuela (EPC No. 8960),
- Dijkers, A.J.**, (1951) A Stratigraphical and Tectonical Analysis of the Mara Field, Anglo Saxon Petroleum Co. (EPC No. 8958),
- EGEP Consultores**, (1996) Pronóstico de Incremento de Potencial y Cálculo de Reservas Recuperables de los Yacimientos del Basamento, Campo Mara Este, Fase II, Informe Final, EPC-14151
- Exgeo**, (1996) Informe Final: Levantamiento Sísmico La Paz - Netick 3D 95 y Mara 3D Extensión 95, Maraven, EPC-13965,
- González, J.C.**, Iturralde de Arozena, J.M., & Cadillat, X.P., (1980) Geología de Venezuela y sus Cuencas Petrolíferas, Ediciones Foninves
- Goodman, E.D., Yurewicz, D.A., Stone, G.C., Norton, I.O. & Green, A.R.**, (1996) Tectonic Controls on Paleogeographic and Basin Evolution, Northern South America, Memorias del VIII Congreso Venezolano de Geofísica Maracaibo,
- Hedberg, H.D., Sass, L.C.**, (1937) Sinopsis de las Formaciones Geológicas de la Parte Occidental de la Cuenca de Maracaibo, Venezuela, Trabajo presentado ante el Primer Congreso Geológico Venezolano
- Hegwein, W. M.**, (1944) The Netick Structure in Eastern Mara, Shell de Venezuela, EPC No. 8668
- Janssen, F. L.**, (1979) Estructural Style of Northwestern Venezuela, Maraven, S.A. (EPC No. 6270),
- Lugo Lobo, Jairo Miguel**, (1991) Cretaceous to Neogene Tectonic Control on Sedimentation: Maracaibo Basin, Venezuela, Doctoral Dissertation, The University of Texas at Austen,
- Lugo, C., Espina, V.**, (1995) Post-Mortem del Pozo DM-150X (Loc. Tres Bocas - Ax), PDVSA E&P (REN-839),
- Lugo, J. & Mann, P.**, (1995) Jurassic-Eocene Tectonic Evolution of the Maracaibo Basin, Venezuela, en Tankard, A.J., Suarez Soruco, R. &

Welsink, H.J. eds., Petroleum Basins of South America, AAPG Memorias

**Molero, Gerardo y Arciniegas, Alvaro**, (1984) Comportamiento de Producción de los Pozos del Campo Mara incluidos en el Estudio realizado por Petrofausto, S.A., Maraven, S.A. (EPC No. 7890),

**Molina, Angel**, (1986) Campo Mara: Revisión Geológica de Netick y Mara Este, Maraven, EPC No. 10973,

**Pestman, P., Ghosh, S., Meléndez, L & Zambrano, E.**, (1996) Marco Estructural y Paleogeografía de la Cuenca de Maracaibo durante el Paleógeno, en Memorias del VI Simposio Bolivariano,

**Rivas, John**, (1990) Interpretación Sísmica del Levantamiento Sismográfico de Mara-Maracaibo 3D - 1988, Maraven (EPC No. 12761),

**Talukdar, S.C. & Marcano, F.**, (1994) Petroleum Systems of the Maracaibo Basin, Venezuela, in Magoon, L.B. & Dow, W.G., eds. The Petroleum System - from Source to Trap. AAPG Memoir 60,

**V.V.A. Consultores, C.A.**, (1998) Estudio Geomecánico del Área Mara-Oeste: Contribución a un Estudio Multidisciplinario, Informe Final,

**Young, C.A., June**, (1951) Tectonics of the Mara Area: An Analysis of the 5-M-5 to DM-19 Area, Mene Grande Oil Co. (EPC No. 3928),