

CARACTERIZACIÓN DE RESERVORIOS, FASE CRÍTICA PARA UNA ADECUADA SIMULACIÓN NUMÉRICA EN SISTEMA DE DOBLE POROSIDAD, RESERVORIO SARA, CAMPO VÍBORA, BOLIVIA

Hugo Araujo y Chet Ozgen
Andina S.A. y Nitec LLC

El historial de producción del reservorio Sara del campo Víbora refleja una entrada de agua de características drásticas. Una adecuada caracterización del reservorio permitió entender los fenómenos de la distribución de los tipos de roca y de los fluidos, lo cual facilitó obtener un modelado apropiado para la simulación numérica. En este trabajo se presenta los aspectos relevantes de la caracterización del reservorio Sara del campo Víbora que fueron claves para la construcción de un modelo de simulación numérica de doble porosidad y tres fases (petróleo, gas y agua) en el cual por primera vez en este reservorio se encara la presencia de una red de micro-fracturas naturales. La simulación en doble-porosidad permitió entender la presencia de contacto agua-petróleo no uniforme atribuido actualmente a la presencia de micro-fracturas. En pozos relativamente más jóvenes dicho contacto se encontró relativamente más profundo siendo que lo contrario sería lo esperado. Además se determinó una abundancia relativamente mayor de micro-fracturas asociada a las proximidades de las fallas principales. El modelo de doble porosidad reflejó adecuadamente el comportamiento de este reservorio mostrando un buen ajuste de historia con un comportamiento de entrada de agua muy drástico.

Introducción

Este trabajo presenta el desarrollo efectuado durante la caracterización integrada del reservorio Sara del Campo Víbora ubicado a 143 km al Noroeste de la ciudad de Santa Cruz, Bolivia, y ubicado en el extremo oeste del grupo de campos que conforman el Boomerang Hills, Figura 1. El equipo técnico estuvo dirigido por un gerente de proyecto cuya selección se estableció que sea ingeniero con experiencia en estudios integrados y simulación numérica, una comprensión amplia de aspectos relativos a las especialidades involucradas en estudios de caracterización integrada y conformado por especialistas de las diferentes disciplinas de geología, petrofísica, geofísica e ingeniería. En su primera fase el estudio encaró la caracterización multidisciplinaria e integrada de los reservorios del campo Víbora en general y del reservorio Sara en particular utilizando la información disponible de geología, petrofísica, geofísica e ingeniería con el objetivo de llegar a establecer un modelo geológico tridimensional que represente adecuadamente la tectónica estructural, la distribución de las propiedades de la roca reservorio y la condición inicial de los fluidos en reservorio. Sobre esta base se desarrolló el modelo de simulación numérica enfocado con un concepto nuevo para este reservorio que involucra la presencia de microfracturas abiertas, razón por la cual el modelo numérico utilizado es de doble porosidad. Durante la fase de simulación numérica se efectuó el ajuste de historia y se pudo reproducir en forma fidedigna la historia de producción de fluidos y del comportamiento de presión por pozo con lo que

se ha logrado establecer un alto grado de confiabilidad en el conocimiento de las características y comportamiento del reservorio y en los números de reservas adicionales que resultaron de este estudio.

Base de Datos

El manejo de la abundante información y su ordenamiento científico que facilite el manejo de datos de las unidades geológicas definidas, las propiedades de roca determinados en la evaluación petrofísica, los datos de coronas e información de ingeniería ameritó la creación de una base de datos relacional. Esta se jerarquiza por importancia de los cuerpos geológicos en la vertical y relaciona los diferentes atributos y propiedades respectivos entre pozos.

Desarrollo Tectónico Estructural

La interpretación sísmica estuvo basada en 6 líneas sísmica 2D originalmente procesadas a mediados de la década de los 80 y re-procesadas con tecnología moderna. Se ajustaron los sismogramas sintéticos generados de los registros sísmico y densidad con los datos sísmicos a la profundidad del horizonte interpretado. El re-procesamiento de las líneas de sísmica 2D mejoró grandemente la interpretabilidad de los datos, sin embargo ciertos eventos son algo menos ambiguos hacia el norte en las líneas de procesamiento original. La interpretación sísmica 2D indica la posibilidad de la existencia de una superficie de despegue principal de bajo ángulo por debajo de Sara pero no se encontró evidencia clara. Se ha interpretado esta superficie como una discontinuidad ondulante por debajo de Sara. La existencia de la misma se verificó recién ahora con la sísmica 3D de reciente adquisición que se encuentra actualmente en etapa de interpretación, Figura 2. La tectónica del reservorio Sara es muy compleja y la cantidad de líneas 2D interpretadas no fue suficiente para correlacionar las fallas de corrimiento entre las líneas 2D. El control de pozos indica que existen varias fallas de corrimiento pequeñas que son difíciles de ver en las líneas 2D. Se analizaron los registros de buzamiento de 17 pozos y la inclinación y azimut de estos ajustan razonablemente bien con la curvatura del mapa estructural en profundidad. La multiplicidad de fallas estarían aparentemente afectando este reservorio en el sentido de compartimentalizarlo. Se efectuó análisis de la amplitud sísmica del horizonte Sara en un intento de correlacionar con la productividad de los pozos no encontrándose consistencia excepto anomalías de alta amplitud localizadas cerca de algunos pozos. Se efectuó una segunda iteración a la interpretación 2D dentro de un marco tridimensional con lo cual fue posible mejorar la interpretación. Se efectuó la conversión de los mapas de tiempo a profundidad usando el método de velocidad promedio. El mapa preliminar resultante de la integración de información de pozos, análisis de registros de buzamiento y la interpretación de sísmica 2D, fue posteriormente modificado al efectuar la interpretación dentro del marco tridimensional de la misma información 2D. El mapa final brindó el marco estructural para el modelo de simulación numérica presentando una mayor complejidad de fallas tal como se ve en la Figura 3.

Caracterización Geológica

La arenisca Sara del campo Víbora pertenece a la formación El Carmen de edad Silúrica, Figura 4. De los 28 pozos perforados en este campo 21 atraviesan esta arena y algunos otros penetran parcialmente. Se identificó los topes de las formaciones principales y de los miembros y unidades geológicas menores. La interpretación geológica indica un paleoambiente que va desde planicie costera a delta frontal y canales distributarios, todos compatibles con la interpretación general de que se trata predominantemente de una unidad marina somera. El espesor fluctúa entre 100 y 150 m. Se intentó subdividir el Miembro Sara, principalmente con el objetivo de definir las capas que podrían presentar diferentes características de reservorio con propósito del modelaje numérico, pero no se pudieron efectuar tales subdivisiones ya que las marcas de subdivisión no se pueden correlacionar más que para algunos pocos pozos. El mapa isópaco total muestra un espesor relativamente uniforme, sin embargo si se toma solo el Miembro Sara que representa la facie de agua somera se observa que se engruesa hacia el norte mientras que el Miembro Intermedio que representaría la facie de agua profunda se adelgaza hacia el norte. De esto se deduce que estos miembros no están separados por una inconformidad y más bien están en relación de facies uno con otro. Juntas estas facies representan una secuencia deposicional progradacional somera hacia arriba. Bajo estas bases es que se decidió que podía considerarse como una sola unidad de flujo.

Descripción de Coronas

Quince pozos coronearon un total de 97 m de corona para Sara con un neto total recuperado de 64.3 m y además se obtuvieron 80 metros de muestras laterales obtenidas de 20 testigos laterales. Los análisis de núcleos describen la arena como de grano medio a grueso, rica en cuarzo y madura textural y mineralógicamente. El alto porcentaje de cuarzo sugiere un origen de terreno rico en cuarzo, una muy lenta sedimentación en un paleoambiente de alta energía. La presencia de fósiles (burrows), presumiblemente de origen marino, es común en los núcleos recuperados y se observan laminaciones simétricas de ondulitas. Se detecta presencia de Glauconita, generalmente asociada con sedimentación lenta típica de ambiente de marino somero. Es común la presencia de estratificación cruzada pero esto no diagnostica ningún ambiente particular. Hay poca o ninguna presencia de intercalación de arcillas lo cual indica alta energía de las ondas durante la depositación, y que el paleoambiente marino somero y costero a plataforma permaneció relativamente estable en un largo período de tiempo. La alta energía de ondas es compatible con la paleografía del Silúrico. Los datos disponibles de núcleos para el campo Víbora no abarcan un espesor continuo substancia por lo que no son suficientes para desarrollar una interpretación sólida depositacional de las facies, ni tener un modelo de facies detallado.

Evaluación Petrofísica:

Previo al análisis petrofísico se efectuó la normalización de los datos. La normalización de los registros de SP indicó que las correcciones de la línea base fueron efectuadas en un 40% de los pozos, es decir, un ajuste importante. La normalización de las curvas de GR fue también importante llegándose a definir 30 unidades API para arena limpia y 120-130 unidades API para arcilla. Las correcciones para las curvas de porosidad fueron menores.

Los parámetros para la evaluación petrofísica fueron tomados de coronas, de agua de formación y de gráficos especializados para este propósito. La R_w promedio obtenida del gráfico de Picket fue de 0.10 ohmm que compara muy bien con la R_w media obtenida de muestras de agua de formación de 0.112 ohmm para una salinidad media de 19820 NaCl equiv, mg/l. El exponente de cementación “m” tomado del gráfico de Picket para varios pozos resulta en un valor promedio de 1.67 que compara muy bien con el valor obtenido de mediciones de laboratorio de 1.75. El valor del exponente de saturación “n” medido de laboratorio fue de 1.9.

El cálculo de la porosidad fue efectuado de preferencia de la combinación Neutrón / Densidad y como segunda opción Neutrón / Sónico. Se encontró presencia de Uranio en las arenas por lo cual se tomó en cuenta esto para corregir la arcillosidad en base al uso del registro de GR. No se encontró correlación entre la presencia de Urano y algún evento tectónico.

La saturación de agua fue obtenida mediante el uso de varias ecuaciones de modelos para arenas limpias y arenas arcillosas. Se calibró los resultados tanto de porosidad como de saturación de agua con resultados de análisis de coronas. La comparación de los resultados del análisis de coronas y de los resultados del análisis de registros se la puede apreciar en la Figura 5, el GR y S_w en pista 1, porosidad total y efectiva en pista 2, densidad de grano sobre la pista 3 y permeabilidad en la pista 4. Del ajuste logrado entre los valores de núcleo y de registros, aún cuando son pocos pozos los que se comparan, se logró definir que al menos existe indicativo de que las ecuaciones de Archie y el modelo de Doble Agua son las que mejor aproximan las saturaciones de agua. Se calibró además con información de mud-logs y de pruebas de producción, habiéndose logrado un alto grado de confianza para los resultados que se presentan.

Los resultados del espesor neto para propósitos de la simulación se calcularon en base a los cutoff seleccionados con criterios de ingeniería que fueron de 5% para la porosidad, 40 % para el Vsh y 100% para la S_w . Los mapas se construyeron dentro del marco del criterio geológico y se entregaron en forma digital al grupo de ingeniería.

Contacto de Fluídos

Se corrió un modelo especial de evaluación petrofísica en forma experimental para separar la saturación de petróleo y de gas. Este modelo requiere tres curvas de resistividad, bulk densidad y porosidad neutrón-densidad. Mediante este modelo fue posible tener un buen indicativo en varios pozos del nivel de contacto gas-petróleo, Figura 6. El proceso es iterativo e intenta ajustar la distribución de saturaciones en la zona lavada (flushed zone) ajustando en la zona de cruce neutrón-densidad.

Los resultados de saturación de agua en función de la profundidad de la evaluación petrofísica permitieron establecer un estimado del contacto agua-petróleo por pozo. Estos datos se mapearon encontrándose una inclinación progresiva del contacto hacia el norte de hasta de unos 8 m más profundo. Figura 7. Se analizó también las fechas de perforación encontrándose pozos iniciales como el VBR-X2D que presenta un contacto más alto y pozos perforados más recientemente que resultaron con un contacto más

profundo. En los primeros se espera que no se tenga ningún efecto de movimiento de fluidos y en los más recientes si hubiese movimiento se esperaría encontrar el contacto más arriba. El comportamiento de presiones indica que el acuífero es débil por lo que se descarta que se deba a razones de flujo hidrodinámico de agua a través de la estructura. La presunción de posibles cambios litológicos hacia el norte se descarta al analizar separadamente las rocas de alta porosidad, mayores a 9% ya que persiste el fenómeno Figura 8. La posibilidad de que hubiese tectónicamente ocurrido una inclinación de la estructura posterior a la migración original de petróleo no ha tenido mayor soporte pero tampoco ha sido descartada. Otra explicación posible sería la compartimentalización del reservorio en vista de la complejidad tectónica pero no se cuenta con pruebas de interferencia. La presencia de microfracturas explicada más adelante permitió entender como se generaría un aparente contacto inclinado.

Caracterización de la Roca Reservorio

Se efectuaron catorce análisis convencionales y veintinueve experimentos especializados de aire-agua, aire mercurio y agua-petróleo. La porosidad media para coronas a condiciones de confinamiento de reservorio fue de 13.5 %, valor similar a la media obtenida de registros. Un aspecto relevante es que la forma de la curva estadística de los resultados de coronas es similar a la de los datos de registros lo que ayuda a establecer que se tiene una buena representatividad de los resultados de estos experimentos. La permeabilidad horizontal varía predominantemente de 10 a 200 md sin embargo se llega a apreciar algunos valores de hasta 1000 y 2000 md. La relación de permeabilidad vertical a la permeabilidad horizontal k_v/k_h obtenida de 21 medidas de los núcleos resultó con una media de 0.53.

Para establecer los tipos de roca se utilizó el método de graficar los datos de presión capilar contra la saturación de agua normalizada S_w^* , de cuya pendiente se obtuvo el inverso del índice de distribución del tamaño de poro λ y de cuya extrapolación a S_w^* de 1 se estableció los valores de la presión de entrada P_e de la roca, Figura 9. Esto permitió establecer el rango de variación de la presión de entrada P_e para definir los tipos de roca a utilizarse en la simulación.

Las curvas de permeabilidades relativas agua-petróleo, permeabilidades relativas gas-líquido y presiones capilares de los experimentos permitieron establecer los valores promedio de las condiciones que caracterizan esta roca que son:

λ	ϕ (%)	S_{wi}	S_{or}	$K_{ro@S_w}$ i	$K_{rw@S_o}$ r	S_{org}	$K_{ro@S_w}$ i	$K_{rg@S_{org}}$
0.8	0.5	0.24	0.404	0.706	0.12	0.31	0.706	0.33

De las curvas experimentales de presión capilar y convirtiéndola en altura se estimó que la zona de transición agua-petróleo sería de buen espesor sobrepasando los 20 m mientras que la transición petróleo-gas sería pequeña y menor a 5 m, Figura 10. Posteriormente se corrobora esto con el análisis de perfiles.

Caracterización de Microfracturas

Los indicadores claves de la presencia de microfracturas fueron los registros de imágenes, Figura 11 y la interpretación de los mismos, Figuras 12 y 13 que aunado a la complejidad tectónica estructural concuerda con la posibilidad de tener las microfracturas activas.

Los resultados de la petrofísica brindaron la porosidad total y la saturación de agua total en función de la profundidad. Puesto que la matriz y las fisuras son las partes componentes del total entonces se puede escribir que :

$$S_w \phi = S_{wf} \phi_f + S_{wm} \phi_m \quad (1)$$

Donde ϕ y S_w son la porosidad y saturación de agua total y los subíndices f y m se refieren a *fisuras* y a *matriz* respectivamente.

Por otro lado la presión capilar tomada de los núcleos representa a la matriz y puede ser transformada a altura por encima de la tabla de agua libre obteniéndose así la distribución de saturación de agua en función de la profundidad. La Figura 14 muestra tres curvas en función de la profundidad, la distribución de saturación total de agua de registros eléctricos, la curva modelo de distribución de la saturación de agua obtenida de las coronas que representa la matriz y la curva modelo de distribución de saturación de agua en las fisuras. El hecho de observar que por debajo de la profundidad a la que la curva de saturación de agua de los registros presenta saturaciones menores a 100 %, Figura 8 pozo VBR-10, se explica por el hecho de que las fisuras estarían saturadas de hidrocarburos aún cuando la matriz a esta profundidad esté saturada de agua 100% ya que la presión capilar en las fisuras es cero. Aplicando este concepto se tiene que la profundidad conocida más profunda a la cual no se detecta presencia de hidrocarburos en las fisuras puede ser tomada como el nivel de agua libre. Al superponer la saturación de agua en función de la profundidad de coronas, de registros y de fisuras tal como se muestra en la Figura 14 se debería esperar que la curva de registros coincida con la curva de coronas cuando no existe presencia de fisuras y que la presencia de fisuras ocasione que el valor de saturación de registros sea menor que el de coronas siendo la diferencia mayor cuanto mayor sea el volumen de fisuras. Si la ecuación (1) se la divide por la porosidad total y se define F_f como la fracción del volumen de fracturas en el volumen total poroso y reordenando se tiene la ecuación (2):

$$F_f = (S_{wm} - S_w) / (S_{wm} - S_{wf}) \quad (2)$$

Aplicando esta ecuación para cada pozo y tomando en cuenta que S_{wf} es cero, que la S_w del sistema total obtenido de registros y la S_{wm} de la curva de coronas son datos conocidos para cada pozo, Figura 14, entonces se obtiene la fracción del volumen de fisuras en el volumen total poroso en función de la profundidad. Lo correspondiente a la matriz será $(1 - F_f)$. Para establecer estos valores de F_f y $(1 - F_f)$ por capa para la simulación se efectuó un re-escalamiento y promediación para los intervalos correspondientes a cada capa para cada pozo y luego se efectuó la interpolación generando los mapas de estos parámetros. El resultado indica que las partes con mayor

influencia de fracturas corresponde a las más altas elevaciones por un lado y también a la vecindad de las fallas.

Caracterización del Comportamiento de la Historia de Producción

El reservorio Sara de la formación El Carmen es productor de petróleo y el gas del casquete no está en explotación directa. Al momento se tienen 19 pozos terminados en este reservorio, la relación gas petróleo de producción oscila entre 10,000 y 30,000 PC/Bbl según el grado de entrada de gas del casquete y su mayor problema es la entrada de agua. En un intento de identificar algún patrón de mecanismo del movimiento del agua se graficó la producción de agua contra varias diferentes variables, de las cuales se presenta el corte de agua versus la producción de líquido en la que se aprecia la rapidez de entrada de agua a los pozos, figura 15 (superior) y permite clasificarlos en tres grupos distintos. El primer grupo de pozos corresponde a aquellos que producen agua casi inmediatamente después de estar activos y además su tasa de incremento de corte de agua lineal y de alta pendiente, con una vida productiva de tres a cuatro años. Se piensa que su columna de petróleo es muy limitada y además tienen una zona de transición pronunciada. El segundo grupo de pozos presentan una entrada importante de agua más retrasada y también tienen una tasa de incremento de corte de agua lineal y de alta pendiente, Figura 15 (inferior). Estos se piensa tienen una columna de petróleo más espesa y/o una zona de transición más limitada. El tercer grupo que compone los pozos restantes con alguna excepción presentan su entrada de agua mucho más retrasada y un comportamiento de la tasa de aumento del corte de agua no lineal sino con tendencia hiperbólica. Se piensa que tienen una columna de petróleo aún mayor y/o una zona de transición más limitada. No se dibujó mapa de corte de agua en vista de que se presume que el corte de agua por su característica proviene más de un tipo de entrada que no representa un avance uniforme del frente de agua sino más bien se conifica localmente pudiendo existir áreas intermedias entre pozos que están con petróleo y no necesariamente con un supuesto valor de corte de agua de interpolación. Este primer análisis induce a analizar en detalle las zonas de transición y el papel fundamental que juegan las zonas de transición y la presión capilar que define la curva de transición.

Caracterización de Fluidos

La alta relación gas-petróleo llama la atención dado que el reservorio es productor de petróleo. Sin embargo el gas de casquete no puede permanecer totalmente aislado dado el escaso espesor del cinturón de petróleo por lo que la RGP tiene un muy alto rango de variación desde 800 PC/Bbls hasta 30,000 PC/Bbl. La baja RGP parece provenir solamente de un solo pozo que ha producido en los rangos de 800 a 1200 PC/Bbl siendo entonces una excepción a la regla de que todos los otros pozos trabajan con una media de 9000 PC/Bbl. Una gráfica de la densidad API vs la RGP nos indica que a medida que la RGP aumenta el valor de API es más alto, Figura 16. La información de laboratorio de los análisis PVT nos indica que existe un rango de muestreo de 37.8 a 52.3 API. La medición de la densidad API de producción está entre los extremos de 35 a 51 API. El muestreo PVT indica que el petróleo tiene una RGP original de 875 PC/Bbl en el cinturón (VBR-23) y de 22444 PC/Bbl inicial en el casquete (VBR-16).

La caracterización con la ecuación de estado EOS para la recombinación de la muestra de gas-condensado del casquete arrojó una presión de saturación P_d del recombinado

original de 5522 psia contra 4135 psi de muestreo. Esta inconsistencia se tuvo que trabajar teóricamente hasta converger en una P_d similar a la de muestreo. El resultado es una RGP de recombinación de 38,483 PC/Bbl. El análisis de multicomponentes para el petróleo muestreado no tuvo mayores dificultades. Luego se convirtió los resultados composicionales de petróleo a sistema de aceite negro. Para el manejo del casquete de gas dado que tiene cierta riqueza se calculó el rendimiento de condensado “rs” en función de la presión.

Análisis de Presiones

Las pruebas de presión son muy complejas dada la presencia de tres fases en la producción. Además los efectos del casquete de gas se hacen sentir rápidamente tal como se ilustra en la Figura 17 pozo VBR-18LL, tal que no se puede estudiar efectos a tiempos largos. Los valores de factor de daño negativos en pozos que no fueron estimulados son consistentes con el criterio de que la microfisuras están abiertas favoreciendo a la productividad. El comportamiento de presión del reservorio por otro lado indicó que no existe un empuje de agua importante sino más bien débil.

Construcción del Modelo de Simulación Numérica

La existencia de dos medios que almacenan fluidos como lo son las micro-fracturas y la matriz de la roca, el hecho de que la capacidad de conducción de los fluidos contrasta grandemente en estos dos medios y además que ellos están inter-relacionados son la causa de considerar el uso de la formulación de doble porosidad para la simulación numérica del reservorio.

Los mapas de fracción del volumen poral de fracturas F_f y de matriz $(1-F_f)$ para cada capa de simulación fueron multiplicados por los mapas de distribución de porosidad total determinada también por capa obteniéndose así las porosidades de fractura y de matriz de donde se determinó asignó valores a la malla de simulación. Es importante mencionar que se tuvo que poner un límite mínimo de porosidad de fractura el cual fue de 0.75% determinado mediante corridas de sensibilidad. En cuanto a la permeabilidad de las fisuras no se tiene mayores elementos que el conocer algunos valores estimados de fisura individual y muy poco se conoce de la intensidad y variabilidad de las aperturas y tamaños por lo que se optó por asignar para el inicio valores de permeabilidad de fractura uniformes.

La altura de la zona de transición agua-petróleo de 30 m o más permitió establecer que con un espesor de 10 m por capa se puede manejar los efectos de variación de la distribución de la saturación de agua en la zona de transición. Se incorporaron originalmente 12 capas de 10 m cada una.

Para el mallado se seleccionó celdas cuadradas de 50x50 m cubriendo el área con 97 celdas en X y 46 celdas en la dirección, haciendo un total de 53544 celdas para las doce capas que en doble porosidad significan 107088 celdas, Figura 18.

El tamaño de celdas y número de ellas fueron sometidas a prueba en corridas iniciales llegando a la conclusión de que se puede para este caso manejar el efecto de

conificación de gas y de agua de manera aceptable sin tener que recurrir a una grilla menor o grilla con refinación local. Si tomamos en cuenta la representación numérica de las fallas en las doce capas y que se está simulando con sistema de doble porosidad cualquier alternativa de refinación de la malla exigiría un ejecutable que sobrepasaría en mucho los niveles prácticos de manejo del ejecutable actual que es de 300 megabytes.

La formulación de doble porosidad permitió utilizar una tabla de agua uniforme a 3370 mbnm, por encima de la cual las fisuras contienen petróleo y la matriz distribuye la saturación de agua en función del tipo de roca y sus correspondientes presiones de entrada P_e y curvas de presión capilar P_c . El más alto nivel de saturación 100% de agua en la roca matriz llega a una altura de 3352 mbnm. El contacto gas-petróleo se definió a 3306 mbnm con una presión inicial de 5040 m al nivel del contacto gas-petróleo.

La caracterización del índice de distribución del tamaño de poro λ permitió determinar 7 tipos de roca. Estos corresponden a diferentes presiones de entrada P_e determinados en la caracterización y no significan tipos de litología.

Las corridas de simulación preliminares sirvieron para calibrar los tamaños de malla y el valor mínimo de la porosidad de fractura. Se efectuó el ajuste de historia pozo a pozo lográndose un buen ajuste en especial de la entrada de agua, Figura 19.

Conclusiones

La caracterización detallada descrita permitió construir un modelo numérico de simulación representativo demostrándose que la incorporación adecuada de las variables al modelo solamente es posible si se efectúa un trabajo detallado multidisciplinario e integrado.

La caracterización multidisciplinaria permitió establecer la presencia de micro-fisuras abiertas y la importancia de su consideración en el comportamiento de la producción de este reservorio.

Se desarrolló un método para caracterizar las micro-fracturas naturales y cuantificar la matriz y fisuras para incorporar a la simulación numérica.

Se descartó por corridas de sensibilidad la separación de los compartimientos definidos en los mapas estructurales.

Se determinó por ajuste del comportamiento de reservorio reservas adicionales importantes.

Se estableció estratégico el manejo del casquete de gas en la recuperación de líquidos cuya optimización se estudiará en la fase de alternativas de pronósticos de producción.

Agradecimiento.- Los autores agradecen a la empresa petrolera Andina S.A. por autorizar la publicación de este artículo. Nuestro reconocimiento a los participantes en el proyecto de caracterización y simulación del Campo Víbora ingenieros J. Salinas, P. Torquemada, R. Cabrera, M.E. Kusiak, O. Aguirre, R. Antelo, O. Sanabria de Andina

S.A. y Dr. D. Graue, Dr. T. Ryer, Dr. B. Cluff, C. Rudolph, M. Kramer, P. Northrop, O. Karaoguz, Ch. Weinstein, Sh. Smothers, T. Firincioglu de Nitec LLC.

Referencias

- 1.- A.J. Tankard, R. Suarez S., and H.J. Welsink, Petroleum basins of South America: AAPG Memoria 62.
- 2.- Fortner, J: "Estudio de Fluidos del Yacimiento para Y.P.F.B.-VBR-16(L.L.)", Vibora Field, Core Laboratories, Venezuela, Mayo 17, 1996.
- 3.- Fortner, J: "Estudio de Fluidos del Yacimiento para Y.P.F.B.-VBR-23(L.L.)", Vibora Field, Core Laboratories, Venezuela, Junio 7, 1996.
- 4.- Richie, P: " Propiedades Básicas de las Rocas para Y.P.F.B., Pozos VBR-21, VBR-20, VBR-19, VBR-17D, VBR-10, VBR-9, VBR-7, VBR-5, Campo Víbora", Core Laboratories, Venezuela, 1995.
- 5.- Cabrera, R.T.: "Análisis Petrofísico Convencional y Especial de Testigos, para Y.P.F.B., Pozos VBR-18, VBR-9, VBR-X2 , Campo Víbora, Bolivia", Y.P.F.B. Centro de Tecnología Petrolera, Santa Cruz, 1994.
- 6.- Richie, P. "Estudio de las Propiedades Avanzadas de la Roca para Y.P.F.B., Pozos VBR-16, VBR-20, VBR-7, VBR-9, VBR-10, VBR-19, VBR-21, Campo Víbora, Bolivia", Core Laboratories, Venezuela, 1995.
- 6.- Petroleum Work-Bench Well Test analysis-Interpret/2, Black Oil Simulation-SimBest II, Scientific Software Intercomp Inc, 1995
- 7.- Ozgen, C., Araujo, H. y Firincioglu,T.: "Use of Capillary Pressure Data and Log Calculated Water Saturation for the Characterization of Dual Porosity, Dual Permeability Systems", paper SPE 53860 presentado en la Latin America Petroleum Engineering Conference, Caracas, Venezuela, 21-23 de Abril de 1999

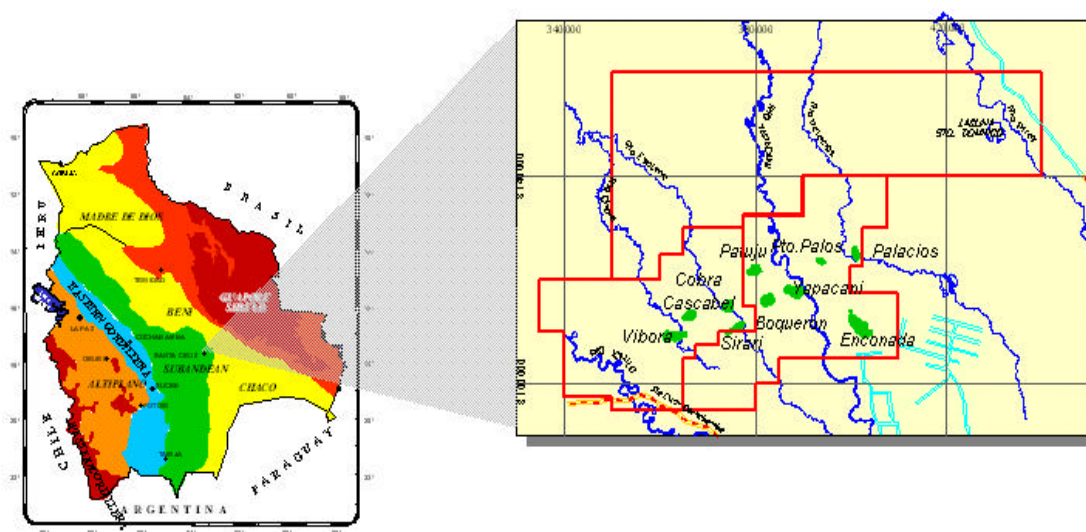


Figura 1.- Mapa de ubicación del campo Víbora. Expansión del área Boomerang Hills

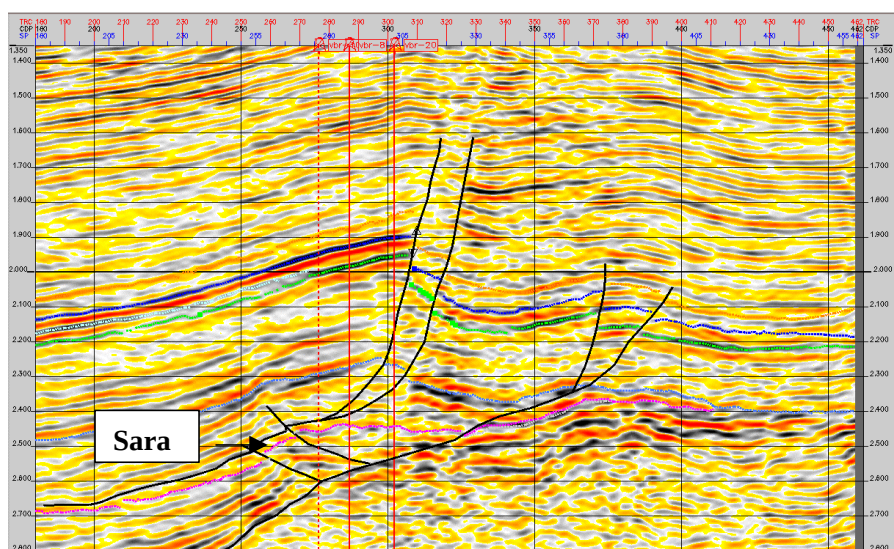


Figura 2.- Corte de sísmica 3D con los horizontes picados, el despegue de las fallas y las fallas principales.

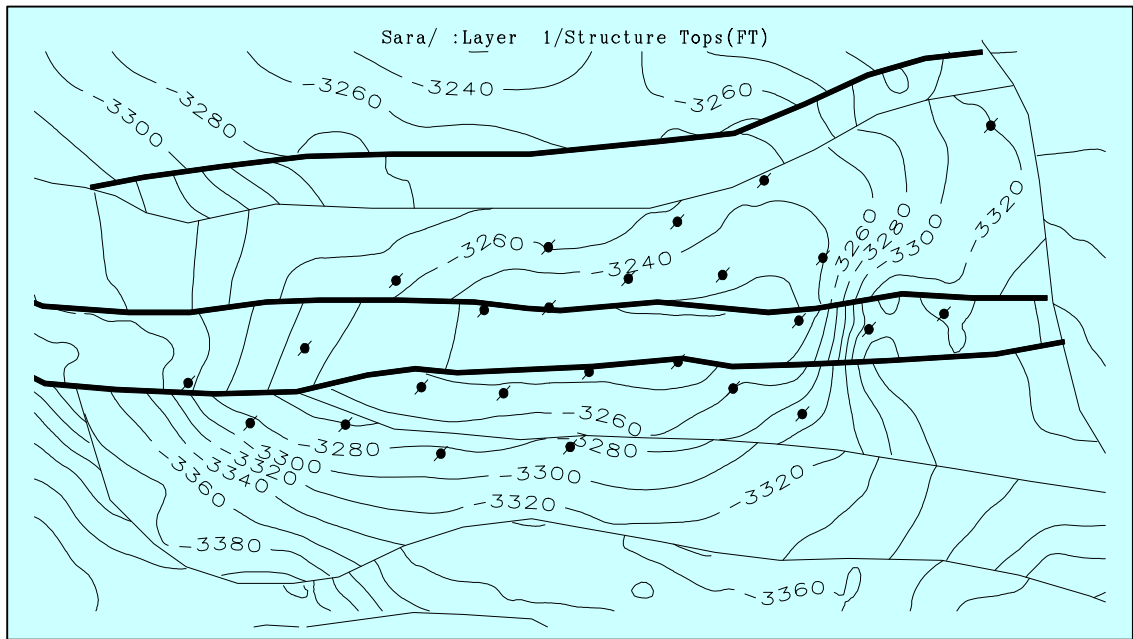


Figura 3.- Mapa estructural final en base a sísmica 2D interpretación tridimensional usado en el modelo de simulación numérica.

GRUPO	SISTEMA	FORMACIÓN	ESPESES (m)	LITOLOGÍA	RESERVORIOS	DESCRIPCION LITOLOGICA
CENOZOICO	TERCIARIO	(TARIQUIA) Inf CHACO	2066 m.			Areniscas marrón grano fino a medio, con sabulos y clastos diseminados, friables, intercaladas con limolitas y arcilitas plásticas marrón rojizas.
		YECU	360 m.			Arcilitas marrón claras, ligeramente calcáreas, intercaladas en la base con margas verdes.
		PE TACA	224 m.			Areniscas gris verdosas y marrón, friables, intercaladas con limolitas y arcilitas marrón violáceas.
MESOZOICO	CRETACEO	YANTATA	140 m.			Areniscas gris blanquecinas, grano fino, friables, tiene concreciones calcáreas.
		ICHOA	381 m.			Areniscas marrón rojizas, grano fino a medio, buena selección, matriz arcillosa, friable. En la base se presenta un conglomerado con clastos de caliza.
PALEOZOICO	DEVONI	ROBORE	208 m.			Limolitas gris oscuras, fisiles, astillosas.
			107 m.			Areniscas gris blanquecinas, grano fino a medio, cemento silíceo, duras compactas, baja porosidad, intercaladas con lutitas y limolitas gris oscuras. Reservorio potencial
	SILURIANO	EL CARMEN	254 m.			Lutitas negras, fisiles Ar. SARA: Arenisca blanquecina, grano fino a medio, redondeado, bien seleccionado, cemento silíceo, en partes carbonático, dura compacta, porosidad regular.
						Gas Petróleo y Gas Petróleo

Figura 4.- Columna estratigráfica Campo Víbora

VBR-X1

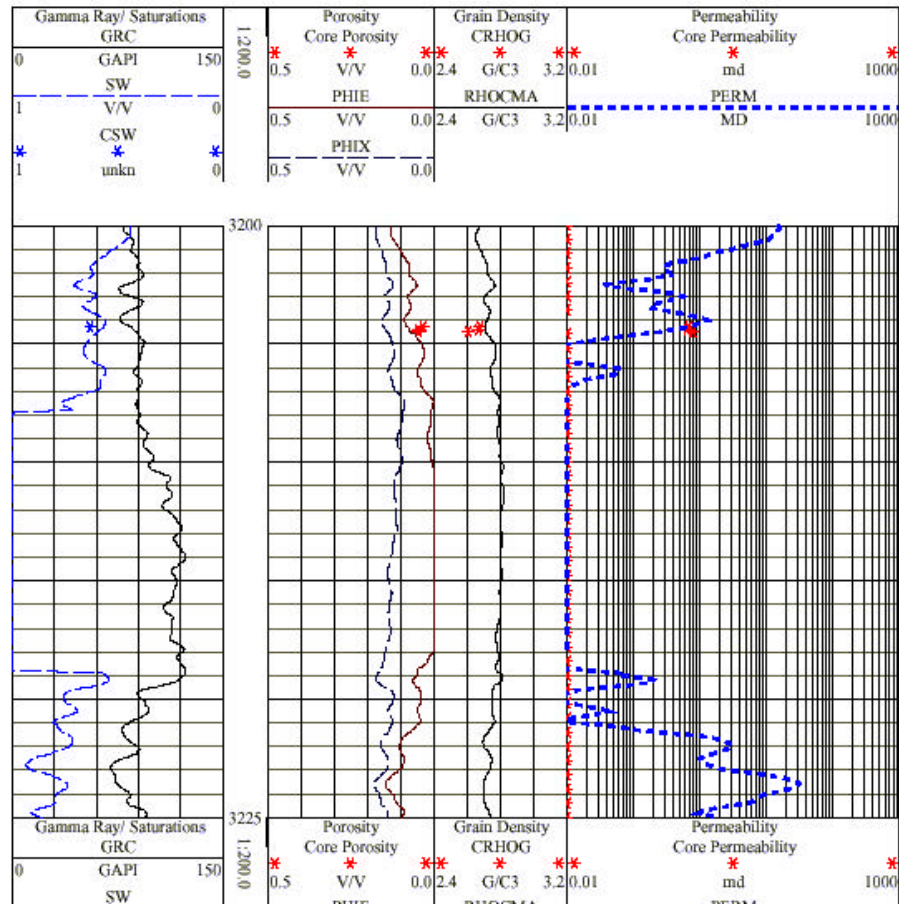


Figura 5.- Comparación de respuestas de perfiles y de coronas

VBR-8

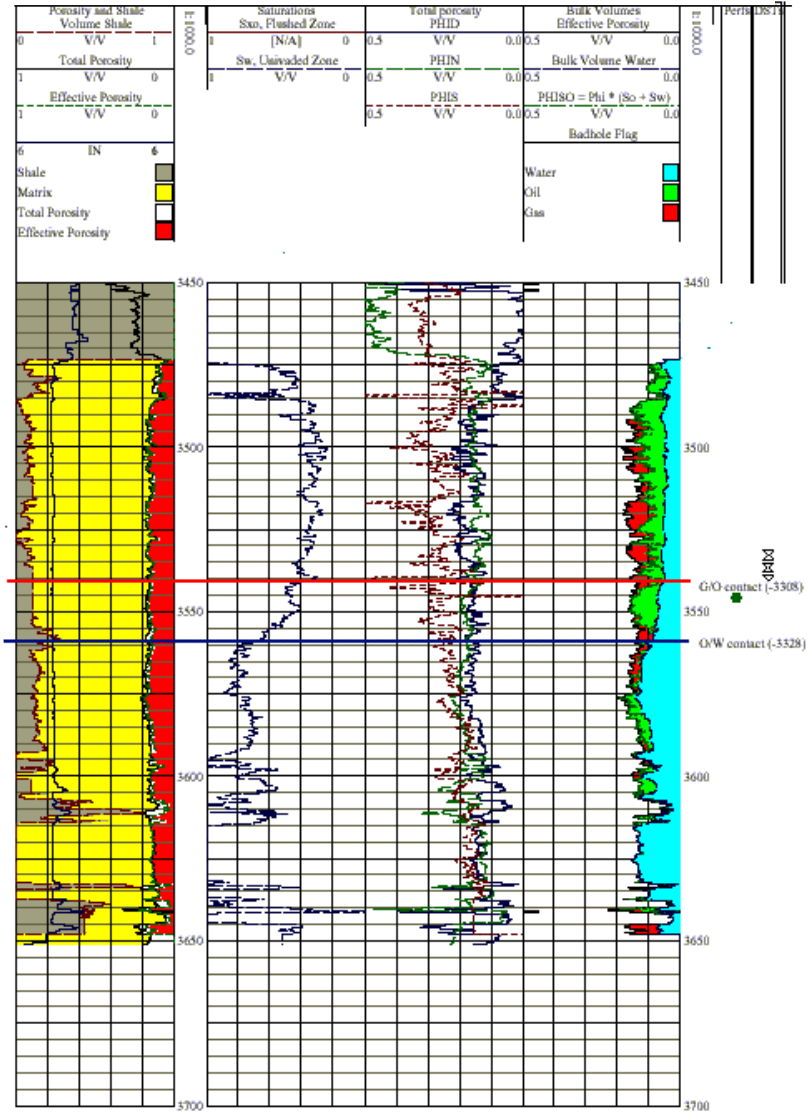


Figura 6.- Contacto de flúidos según evaluación petrofísica.

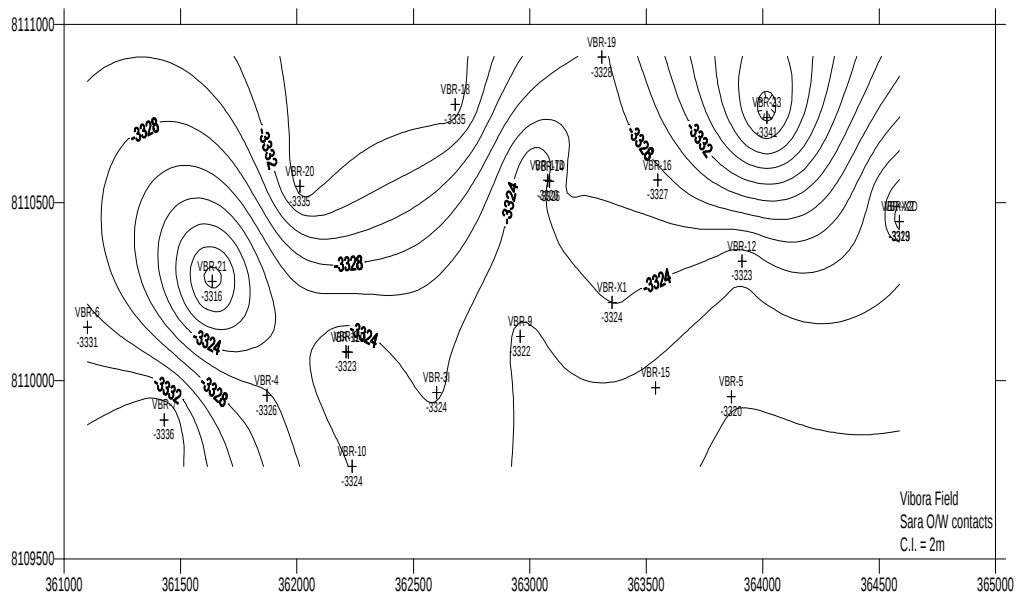


Figura 7.- Mapa que indica la posición estructural del contacto agua petróleo

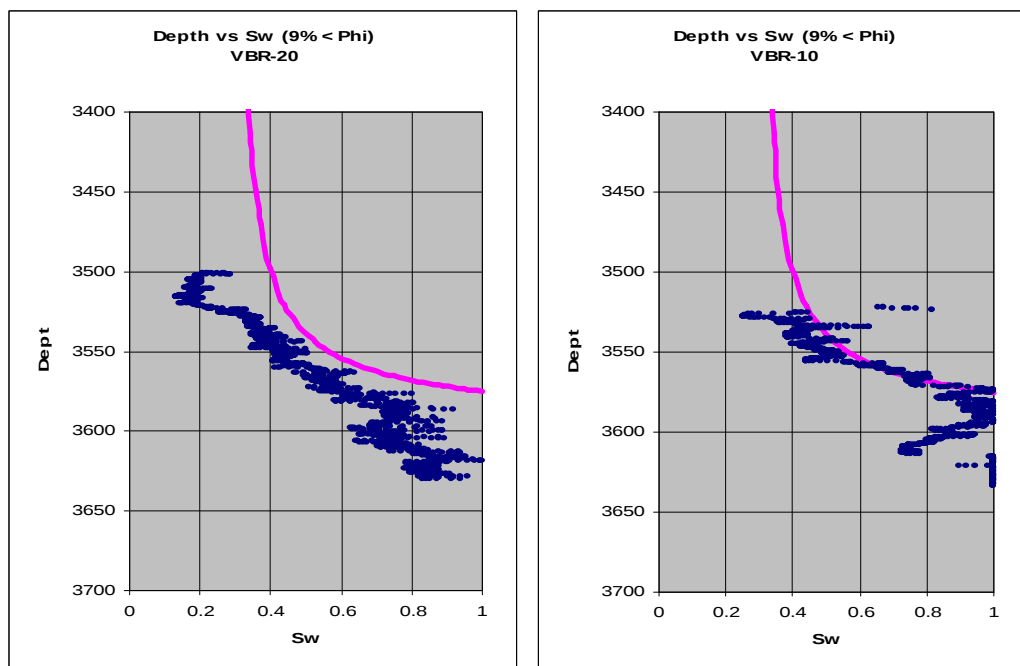


Figura 8.- Saturación de agua en función de la profundidad y curva de presión capilar de coronas expresada en profundidad

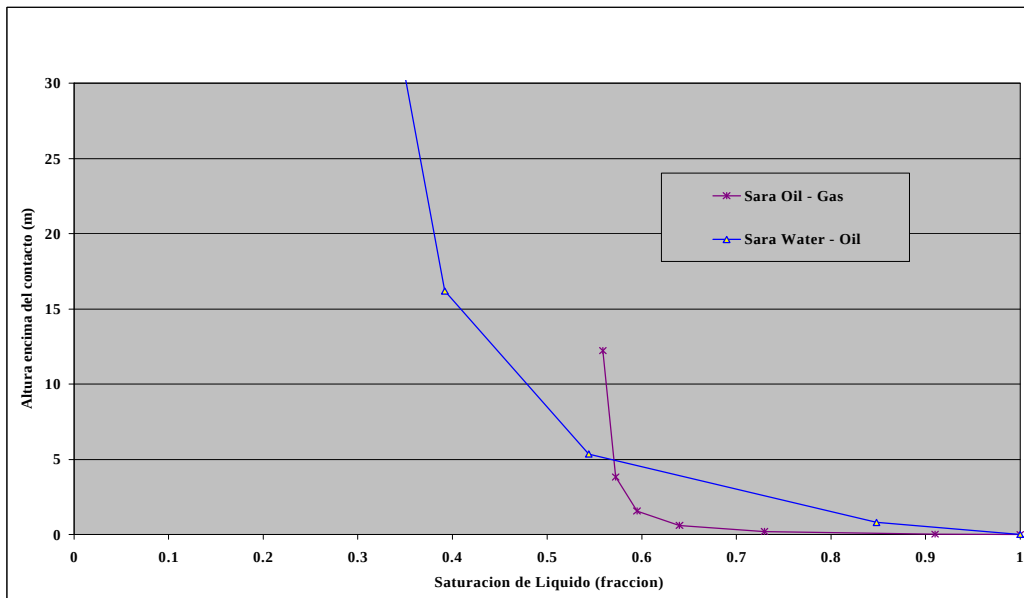


Figura 9.- Presión capilar expresada en altura sobre el contacto

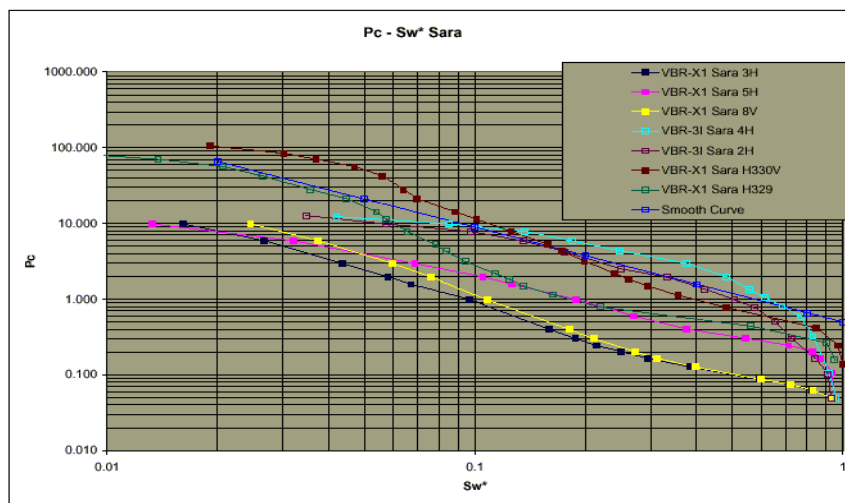


Figura 10.- Presión capilar vs saturación normalizada de agua

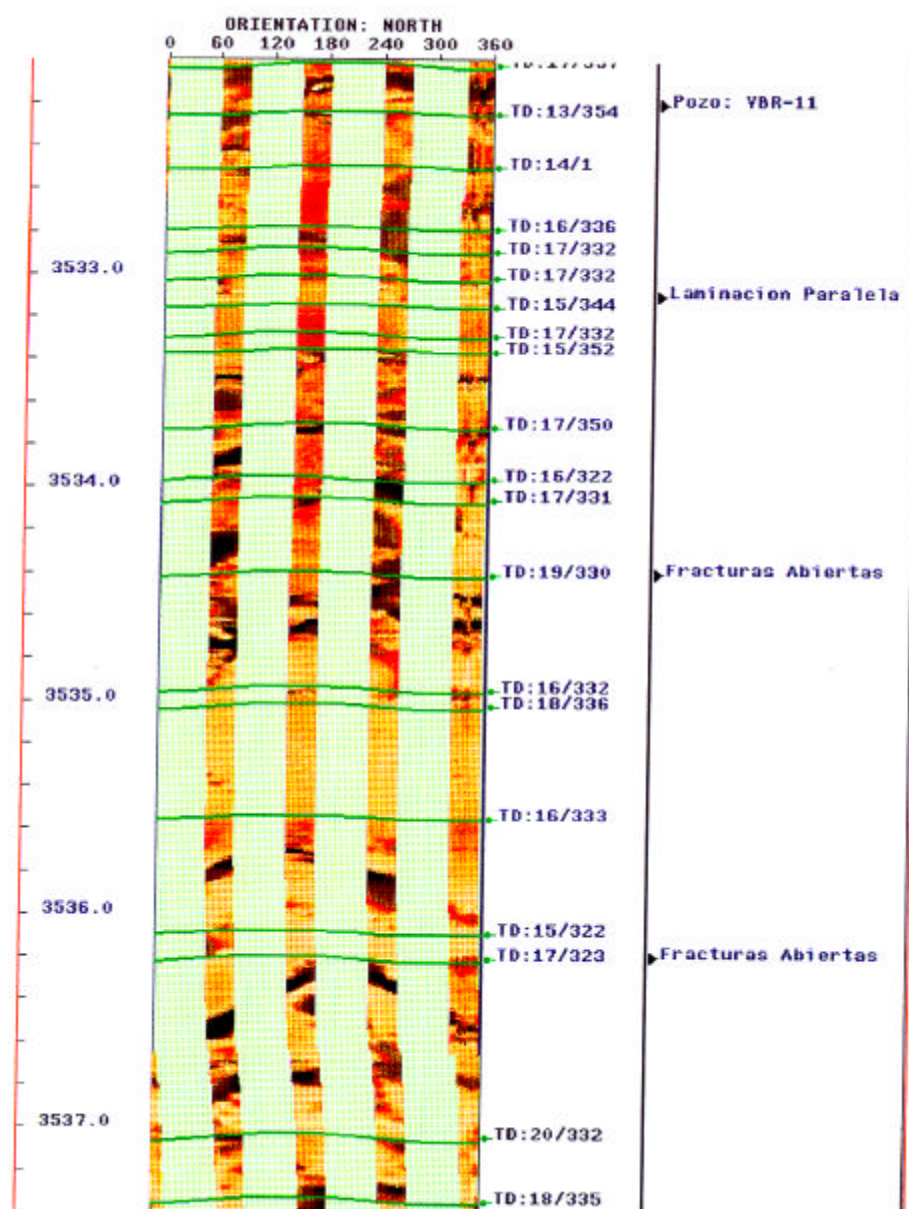


Figura 11.- Perfil de imagen mostrando fracturas según interpretación

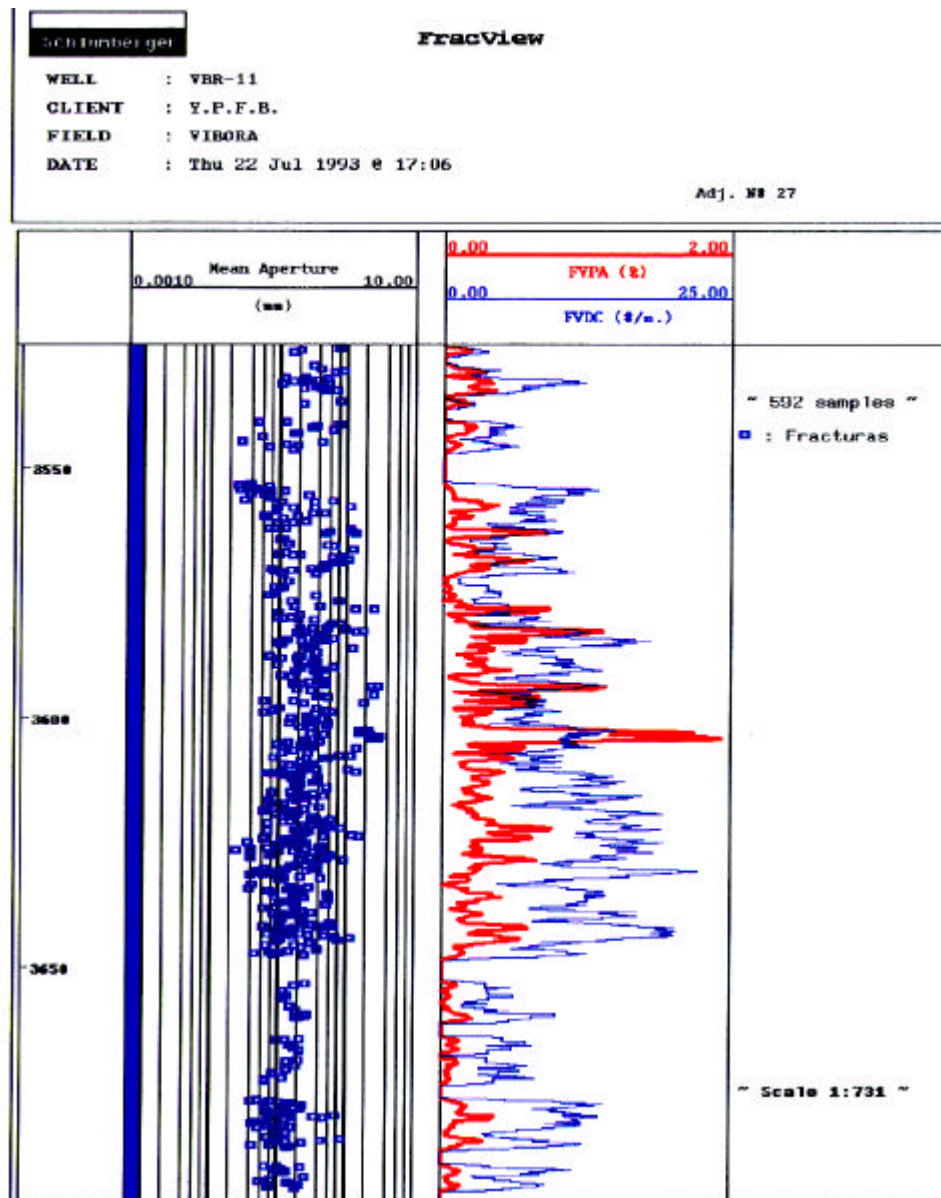


Figura 12.- Interpretación de fracturas con la profundidad y su apertura

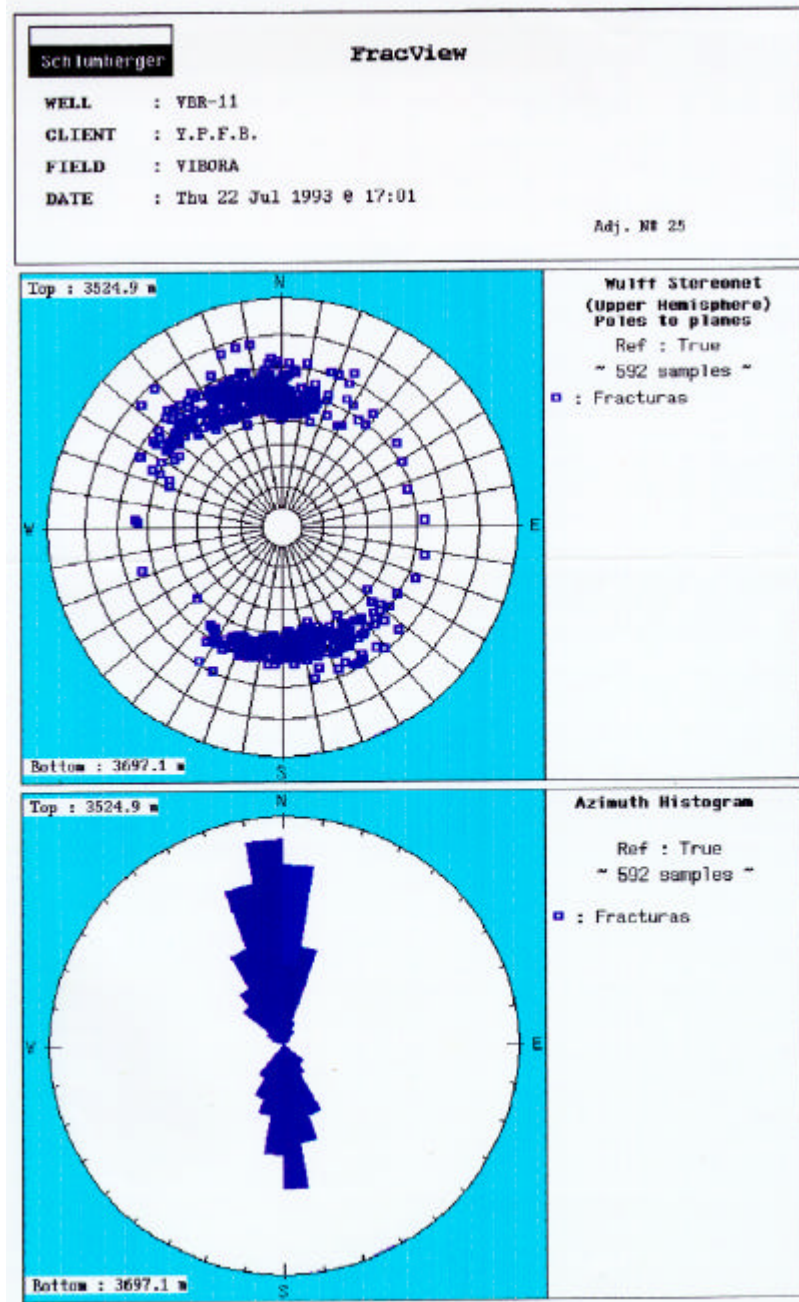


Figura 13.- Interpretación de la orientación preferencial de las fracturas

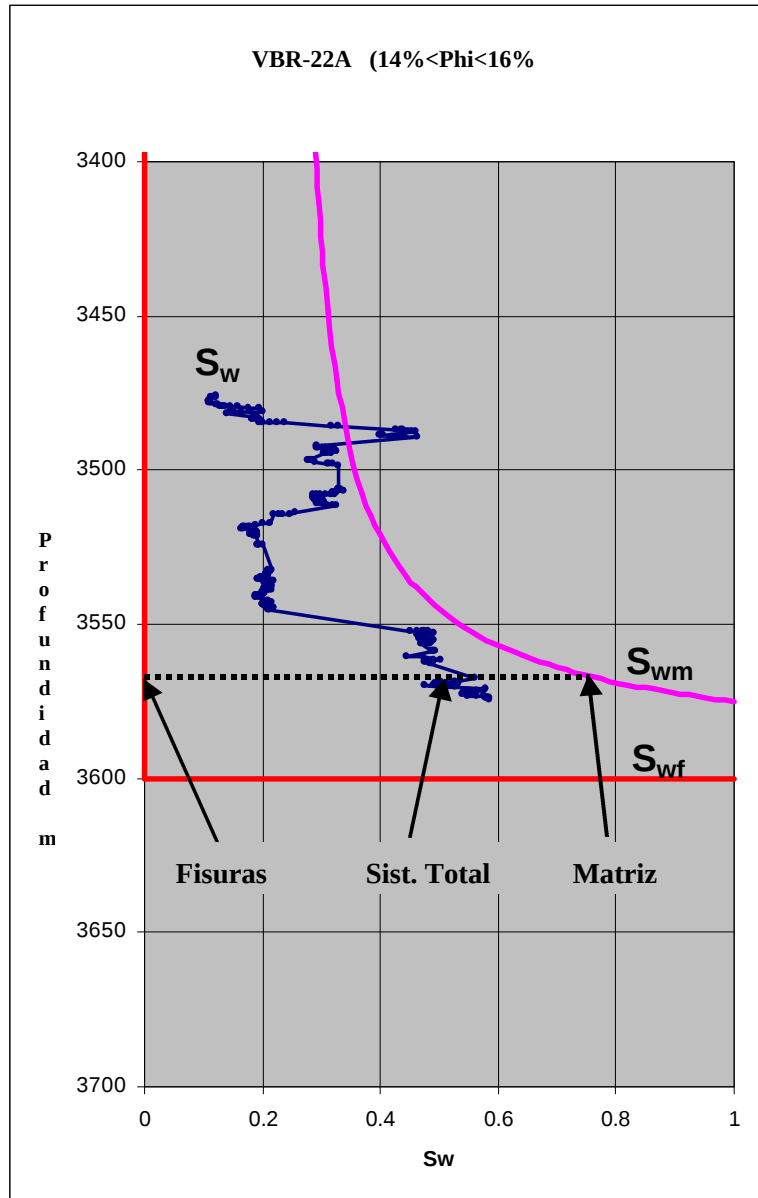


Figura 14.- Composición de la distribución de saturación con la profundidad para la roca matriz (curva de coronas), para las fisuras (presión capilar cero) y del sistema total fisuras más matriz (de evaluación de perfiles).

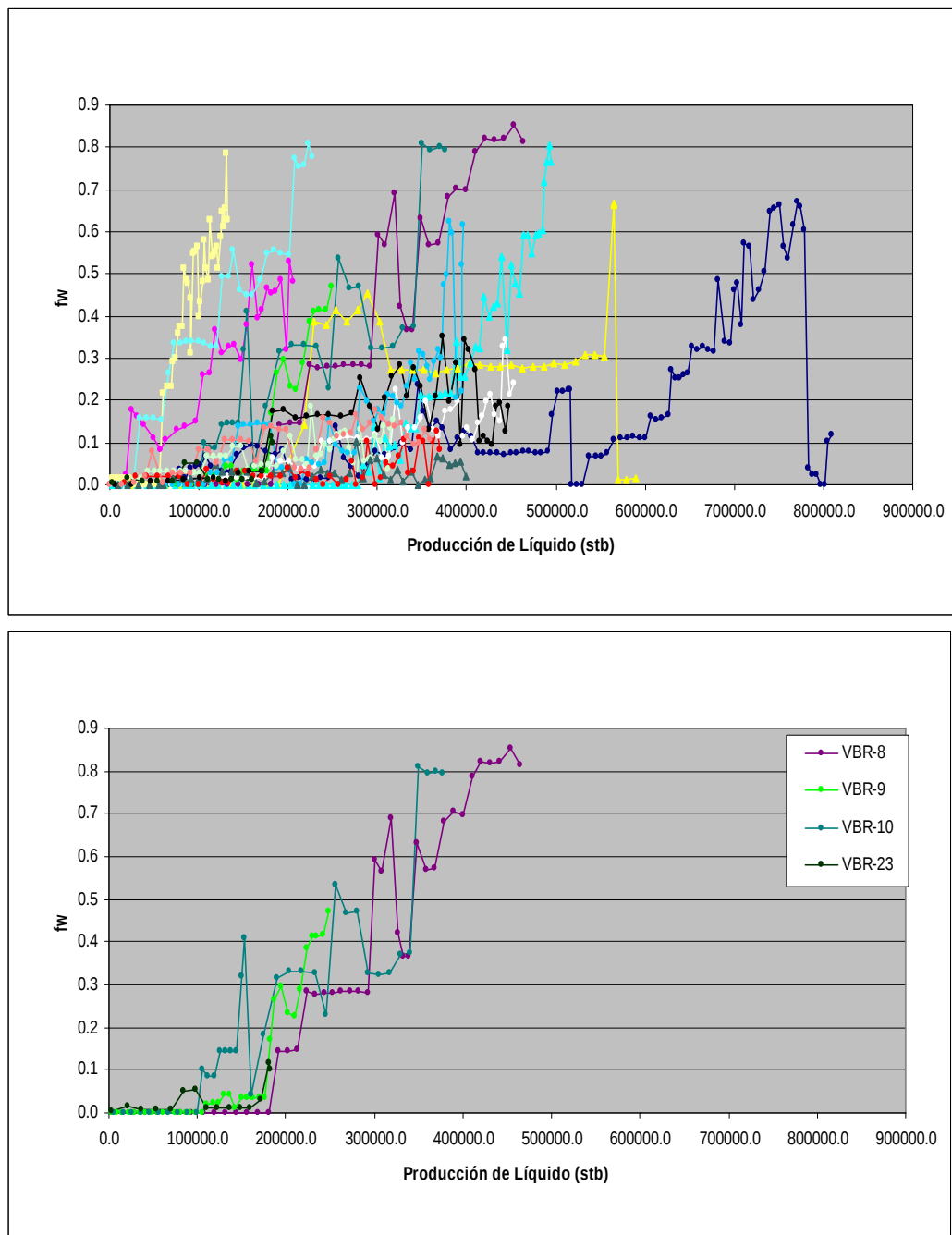


Figura 15.- Entrada de agua contra la producción de líquido de todos los pozos (arriba) y para el grupo de pozos 2 (abajo)

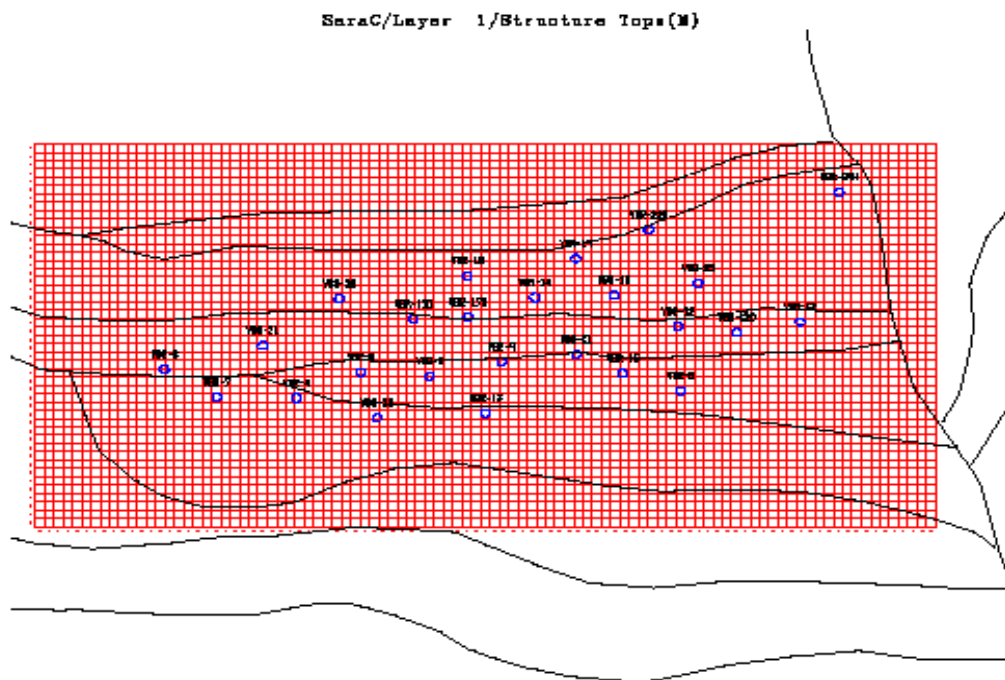


Figura 18.- Grilla de simulación con las fallas geológicas y ubicación de pozos,, capa 1

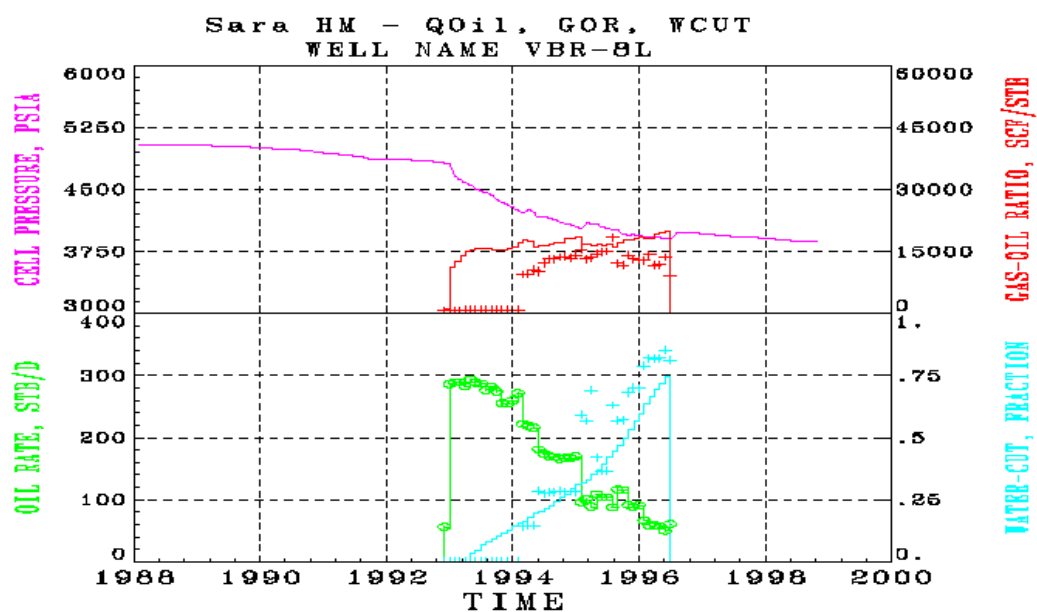


Figura 20.- Ajuste de historia pozo VBR-18L