

Determinación de la Orientación de las Direcciones de Esfuerzos en el Yacimiento Eoceno, Campo Ceuta, mediante el Uso de Perfiles

Poquioma S. J. Walter.
PDVSA. Exploración y Producción.

Santana M. Leonardo J.
PDVSA. Exploración y Producción.

ABSTRACT.

Los esfuerzos originalmente en sitio se encuentran equilibrados, pero cuando se realizan operaciones de perforación, completación o producción, este equilibrio se ve alterado y se corre el riesgo de perder la estabilidad del hoyo.

El objetivo de este trabajo es determinar la dirección de los esfuerzos horizontales máximos a partir del uso de perfiles, utilizando datos obtenidos en el campo Ceuta, en la costa oriental del Lago de Maracaibo, Venezuela, complementados con datos obtenidos a partir de núcleos extraídos en el área.

La técnica consiste en la determinación de las direcciones de los esfuerzos horizontales a partir del azimuth de los "breakouts" u ovalizaciones detectadas en los pozos, mediante el uso de herramientas caliper e imágenes acústicas.

Este trabajo tiene como alcance la obtención de las direcciones de esfuerzos horizontales, en él no se contempla determinar otras cantidades asociadas como son las magnitudes.

Los resultados de la investigación indican que es factible medir los campos de esfuerzos con este tipo de técnicas, obteniéndose además la determinación de dos campos de esfuerzos distintos y una zona de desviación entre ambos. Los campos de esfuerzos, regional y local, tienen como dirección del máximo esfuerzo principal N30°O y N55°E respectivamente, cotejando con lo esperado teóricamente.

INTRODUCCIÓN.

Los esfuerzos originalmente en sitio se encuentran equilibrados, pero cuando se realizan operaciones de perforación, completación o producción este equilibrio se ve alterado significativamente, y es por ello que se corre el riesgo de perder la estabilidad del hoyo o de producir arena que corroe tubería y produce daños a los equipos de subsuelo y superficie.

La prevención de todas estas contingencias es la clave para minimizar los costos y el tiempo empleado en estas operaciones, haciéndolas más efectivas. Para ello se debe tener un perfecto balance entre los factores que intervienen en la formación, tales como los esfuerzos, presión de poros, cohesión, etc. y las fuerzas que pueden ser controladas tales como la presión ejercida por el fluidos de perforación / recompletación, composición química del lodo, dirección del cañoneo y de pozos horizontales o altamente inclinados.

De esta manera se evitan problemas de colapso y alargamiento del hoyo, pérdidas de circulación, arenamiento, atascamiento de tuberías de perforación, colapso de revestidores, líneas de flujo, etc. que producen, desde incremento de los costos hasta pérdida o abandono de los pozos.

El objetivo de este trabajo es determinar la dirección de los esfuerzos horizontales máximos en los yacimientos de edad Eoceno de la costa oriental del Lago de Maracaibo, específicamente en el

campo Ceuta, área 2 Sur, Venezuela, mediante el uso de perfiles destinados para tal fin, complementados con los resultados de análisis de núcleos obtenidos en la zona.

El área 2 Sur de Ceuta, se encuentra dentro de un marco geológicamente complejo, considerada entre las de mayor interés para la corporación, debido a que en la misma se ha realizado una exhaustiva campaña de avanzada sin haber podido determinar aún el límite Sur de la acumulación.

Conociendo la dirección del máximo esfuerzo horizontal en el área 2 Sur, se puede determinar la trayectoria más óptima de perforación y cañoneo, para evitar los inconvenientes de arenamiento bastante comunes en el área.

DESARROLLO.

Estado de los Esfuerzos en Sitio.

Los esfuerzos en sitio de un yacimiento se encuentran inicialmente en equilibrio, pero si por alguna razón las fuerzas cambian o se distorsiona ese equilibrio, tendrá lugar una corrección natural en el yacimiento para restaurar la estabilidad.

Los esfuerzos en el yacimiento pueden representarse en tres direcciones principales, verticalmente por sobrecarga de los sedimentos (S_v) y horizontalmente en dos direcciones ortogonales entre sí. Estos dos esfuerzos horizontales generalmente no son iguales y por convención el máximo y mínimo esfuerzo se denotan con S_H y S_h respectivamente (figura 1).

A medida que se perfora un pozo se altera el equilibrio de los esfuerzos que prevalecen en el yacimiento. Para compensar este desequilibrio se utiliza la presión hidrostática, con la cual se trata de equilibrar los esfuerzos ejercidos desde el yacimiento hacia el pozo. Dado que la presión del fluido de perforación es uniforme en todas las direcciones, no es posible balancear completamente los esfuerzos y en consecuencia, la roca alrededor del pozo se distorsiona y puede fallar si la redistribución de esfuerzos excede su resistencia (figura 2).

Alternativamente, la formación puede fallar por los esfuerzos de tensión y compresión. Los esfuerzos de tensión dan lugar a un mecanismo de falla que ocurre cuando la presión hidrostática ejercida por la columna de lodo excede la resistencia de la roca, esto provoca fracturas a lo largo de un plano perpendicular a la dirección del esfuerzo mínimo en sitio, produciendo elongaciones, lo que puede venir acompañado de una pérdida de circulación.

Breakouts.

Las elongaciones pueden definirse como un marcado alargamiento alrededor del diámetro nominal del hoyo. Los primeros estudios sobre la dirección de las elongaciones de los hoyos fueron realizados por Cox en el año de 1970, en un estudio de un perfil de buzamiento de cuatro brazos en Alberta, Estados Unidos.

Bell y Gough (1979) expandieron este estudio proponiendo que los diferentes esfuerzos horizontales pueden contribuir a la elongación del hoyo, la cual es paralela a la dirección del menor esfuerzo horizontal. Ellos demostraron que las fracturas hidráulicas de Cold Lake se iniciaron en dirección paralela a la orientación de la ovalización o "Breakouts", resultando esta última la dirección del menor esfuerzo horizontal.

Existen dos tipos de elongaciones básicamente, las ovalizaciones y los derrumbes. La ovalización (o breakout) es un alargamiento alrededor del diámetro nominal del hoyo en una sola dirección y es originado por un esfuerzo de falla de extensión (Figura 3).

El segundo tipo de alargamiento es llamado derrumbe (o washout) y puede ocurrir en ambos diámetros a la vez en diferentes valores. Este alargamiento es atribuido al deterioro mecánico causado por la tubería de perforación y otras causas. La diferencia básica entre un breakout y un derrumbe es que el primero está orientado en el pozo, mientras que los derrumbes no exhiben una orientación consistente, salvo la influencia de desviación del hoyo por arrastre de tuberías.

El término breakout en la industria petrolera es una diferencia de azimuth consistente en una sola dirección a lo largo del pozo, es decir, son elongaciones o ampliaciones simétricas producidas diametralmente opuestas en el hoyo (figura 4).

Bell y Gough desarrollaron una teoría sobre la formación de los breakouts que sostiene que estos podrían ser formados por fallas de corte en las paredes del pozo en las regiones de mayor concentración de esfuerzos de compresión. En un pozo vertical, esto implica que el breakout podría iniciarse a lo largo de un azimuth paralelo al del mínimo esfuerzo horizontal (figura 5).

Una posible explicación de la profundidad y apariencia irregular de los breakouts es que estos continúan creciendo después de su formación inicial. El inicio de la ovalización se ha tratado de explicar con dos mecanismos, el mecanismo de breakouts y el llamado mecanismo de intersección de la fractura.

El mecanismo del breakout predice que la ampliación del hoyo se alinea con la dirección del menor esfuerzo horizontal y se basa en correlaciones con las direcciones de esfuerzos inferidas de terremotos o medidas de pozos cercanos.

El mecanismo de intersección de la fractura predice que la dirección del menor esfuerzo horizontal se alinea con el rumbo de las fracturas naturales y se basa en la extrapolación de la disposición de las fracturas vistas en afloramientos a profundidad.

Detección y Visualización de Breakouts.

Calipers.

Las primeras fuentes de información acerca de los breakouts en los pozos son los registros caliper de cuatro y seis brazos, ya que permiten obtener la ovalización del hoyo a lo largo de toda su extensión.

Los esfuerzos horizontales en el hoyo generan breakouts, los cuales pueden ser una indicación de la dirección de los principales esfuerzos horizontales ya que estos se desarrollan en la dirección del menor esfuerzo.

Debido al diseño de la herramienta (figura 6), los brazos quedan completamente en contacto con las paredes del hoyo en un giro constante, apoyando las almohadillas para realizar mediciones. En caso de que exista un derrumbe, ensanchamiento en las paredes o un breakout, la herramienta arrastra los patines apoyados a la pared y reporta la anomalía en el registro.

Para cada una de las anomalías la herramienta produce una respuesta específica (figura 3). El conjunto de datos recolectados es procesado mediante software especializado y se genera un perfil de dos secciones que consta de tres pistas (tracks) en la primera sección y cuatro en la segunda.

En la primera pista (Depth) se muestra una escala de profundidad en pies a la izquierda, y la profundidad a la que se hallaba la herramienta al momento de reportar la medición y construcción de la elipse a la derecha. La segunda pista (Bit Size) muestra la forma del hoyo registrada por la herramienta y la posición relativa de esta dentro del mismo. Provee además información acerca de la distancia de cada uno de los patines al centro de la herramienta (en pulgadas).

En la pista se muestran los datos procesados y la elipse de ovalización en caso de que esta pueda ser procesada. Si la herramienta detecta un derrumbe o el diámetro nominal del hoyo, se limitará a mostrar un dibujo con el diámetro del futuro casing, lo que facilita los cálculos de volumen de cemento.

En la tercera pista (Borehole Data) se muestran los datos de las longitudes (en pulgadas) de los diámetros mayor y menor de la elipse de ovalización y el ángulo que forma el eje mayor respecto al norte. La segunda sección del perfil consta de cuatro pistas. La primera de éstas es la pista del gamma ray (GR) que puede emplearse para correlacionar. Las otras tres pistas indican la forma del hoyo reportada por cada uno de los tres pares de patines pie a pie.

Así puede tenerse una idea de la forma del hoyo de arriba hacia abajo, es decir, de manera longitudinal. La línea segmentada se supone el centro de la herramienta y cada una de las almohadillas o patines genera una curva que debe ser cotejada con las elipses de ovalización para garantizar la existencia de los breakouts.

Registros de Imágenes.

Los registros de imágenes acústicas (figura 7) generan imágenes detalladas de las paredes del hoyo. Su principio básico consiste en un transductor montado en una sección rotatoria que opera en modo de eco pulsante, es decir, el mismo dispositivo emite un pulso ultrasónico y graba su reflexión proveniente de la pared del hoyo. En cada disparo se registran dos parámetros, el tiempo de tránsito y la amplitud de onda reflejada.

El transmisor gira seis veces por segundo adquiriendo 250 muestras de amplitudes por cada revolución y sus correspondientes tiempos de tránsito. De esta manera estas herramientas completan los 360 grados del hoyo.

La imagen está compuesta por píxeles de puntos de datos, representando la amplitud de la reflectancia acústica de la pared del hoyo, la cual está afectada por la impedancia acústica de la roca. Las formaciones de alto reflejo acústico son representadas con una imagen de color claro, mientras que las de bajo reflejo son representadas con un color oscuro. La principal aplicación con que cuenta esta herramienta en geomecánica es que permite una rápida detección de breakouts con el uso de un software especializado.

Área en Estudio.

El área en estudio es la zona denominada *Área 2 Sur* en el campo Ceuta, que se encuentra en la costa oriental del Lago de Maracaibo. La cuenca del Lago de Maracaibo está localizada al noreste de Venezuela (figura 8), ocupando un área de aproximadamente 62000 Km. De esta cuenca se han producido aproximadamente 35 billones de barriles de petróleo desde 1914, de allí que algunos de sus yacimientos han sido clasificados entre los mas grandes del mundo.

El campo Ceuta está ubicado al Este del Lago de Maracaibo (Bloque VII), al Sur de una serie de fallas de rumbo SO-NE conocida como "sistema de fallas de pueblo viejo" y se encuentra subdividido en 8 áreas tanto terrestre como lacustres.

Una de estas áreas, el *Área 2 Sur*, se encuentra situada en la región suroccidental del campo Ceuta, limitada al Norte por una falla normal de rumbo noreste, al Oeste por la falla inversa VLC-70, al este por otra falla inversa (VLG-3686), ambas con rumbo Norte sur y buzamiento al Este.

Hasta el presente no se ha determinado el límite Sur de la acumulación, aún con la perforación de pozos recientes que muestran condiciones casi originales de la presión del yacimiento y mejoras en los valores de las propiedades petrofísica, por lo que el límite Sur es arbitrario (figura 9).

Reservas/ geología.

El Área 2 Sur se encuentra en una región geológicamente compleja cuya columna estratigráfica está mostrada en la figura 10. La sección de interés para este estudio es la que está comprendida en el Eoceno, constituido por las formaciones Paují y Misoa, ésta última dividida en arenas B y C. De todo este sector, el estudio está centrado en las arenas C (que van de C1 hasta C7) debido a que la misma presenta los yacimientos de mayor interés para la operadora petrolera nacional. Obsérvese la complejidad del sistema, que presenta discordancias con el Mioceno y el Paleoceno.

Estos yacimientos contienen un POES (Petróleo Original en Sitio) de más de 3.0 MMBBNP, lo que demuestra claramente las oportunidades tecnológicas del campo Ceuta. Todos estos datos son referidos al año 1999.

METODOLOGÍA.

Para determinar la dirección de los principales esfuerzos horizontales, se seleccionaron los datos provenientes de los registros existentes en el área. El resultado de esta recolección de información indica un total de 15 pozos seleccionados presentando 10 de éstos calipers de seis brazos y los restantes 5 herramientas de imágenes acústicas.

Adicionalmente se recaudó información sobre intervalos perfilados y diámetro nominal del hoyo para cada uno de estos pozos en el Eoceno, que es donde se desarrolla este trabajo.

Posteriormente fueron seleccionados cuatro pozos a los cuales se le ha realizado pruebas de laboratorio para determinar la dirección de los esfuerzos principales, estos son los pozos VLG 3743, VLG 3768, VLG 3780 y VLG 3782. Este último paso se realiza con el fin de ampliar el conjunto de datos para el posterior análisis geoestadístico y validar los resultados obtenidos con esta información complementaria.

Una vez recolectados los datos se clasificaron atendiendo a una serie de consideraciones que pueden afectar el resultado del estudio. El primer criterio que se utilizó en este caso fue el de emplear los datos de los pozos que se encontraran más alejados de las fallas, tomando como punto de partida a los pozos que se encontraran cercanos al centro del área. Esto redujo significativamente la cantidad de datos a utilizar, razón por la cual tuvo que ser incluido el conjunto de datos de todos los pozos.

Luego el conjunto de datos se redujo significativamente debido a que en algunos de los pozos seleccionados se hizo posible el análisis del registro. Esta limitación tiene su origen en la configuración empleada en la herramienta caliper al momento de la corrida en el pozo. En dicha configuración, se obvió el módulo con el que es posible orientar la herramienta, de este modo, se hace imposible determinar la dirección de la elipse de anisotropía respecto al norte.

En un total de diez pozos que debían ser empleados para realizar el estudio en el *Área 2 Sur* solo dos presentaron el módulo de orientación. Los ocho pozos restantes presentaban el mensaje *Orientation Index : None*, por lo que no pudieron ser empleados.

Los breakouts obtenidos en cada uno de los restantes pozos en estudio fueron tabulados (Tabla 1) y se procedió a realizar sobre estos un análisis estadístico, obteniéndose así por pozo la media, moda y mediana del azimuth de la dirección del mayor esfuerzo horizontal.

Como puede suponerse, con las herramientas de imágenes acústicas es posible detectar un mayor número de ovalizaciones, por lo tanto se pueden producir mas datos y esto hace que los pozos a los que se ha corrido esta herramienta provean mayor representatividad del fenómeno en estudio.

Los resultados obtenidos son analizados entendiendo la naturaleza física del fenómeno de ovalización. Como se sabe, una de las características mas importantes de éstas direcciones, es que son magnitudes vectoriales, por lo que no pueden ser promediadas y de esta manera se descarta el valor de la media.

La mediana y la moda tendrían comportamientos similares, como puede observarse en la figura 11, en la que se obtiene una recta con un 99,85 % de correlación lineal entre los puntos. Sin embargo, la lógica lleva a indicar que la categoría de moda es la que físicamente se comporta de manera mas representativa, debido a que es la que indica el máximo número de breakouts por pozos, apuntando en la misma dirección.

Por esta razón se toma como valida la categoría moda y con ella se construye un mapa (figura 12, líneas azules) en el cual puede observarse la tendencia del máximo esfuerzo horizontal. Debido al reducido conjunto de datos, en este mapa no se podía aplicar la técnica geoestadística convencional, ya que de hacerse se podría incurrir en errores por la incertidumbre y por la misma naturaleza vectorial del fenómeno.

Para validar los resultados y aumentar el conjunto de datos, se emplean los datos obtenidos sobre propiedades mecánicas y dirección de esfuerzos del *Área 2 Sur* a partir de ensayos de laboratorio a núcleos mediante SWAA (*Shear Wave Acoustic Anisotropy*), AAA (*Acoustic Anisotropy Analysis*) y DSA (*Differential Strain analysis*) (Tabla 2).

Para proponer un solo valor mediante el análisis de núcleos debe emplearse el resultado del DSA, debido a que los ensayos SWAA y AAA suponen que el eje del hoyo está alineado con la dirección del esfuerzo vertical, lo que no siempre es correcto y por lo tanto genera errores de medición.

Las líneas rojas de la figura 12 muestran el mapa obtenido a partir de los datos de núcleos y su comportamiento. Obsérvese que la cantidad de datos es aún mas escueta que la obtenida a partir de perfiles. Debe destacarse que este tipo de datos tiene carácter puntual, es decir, la dirección medida en las pruebas de núcleos se hace en un punto del mismo a la profundidad que sea de interés para los ingenieros de yacimientos.

En la figura 12 puede notarse que la preferencia en la dirección de los esfuerzos horizontales mayores obtenidos a partir de registros es paralela a la falla VLG-3686, mientras que en los datos obtenidos a partir de núcleos se observa que el mayor esfuerzo horizontal tiende a alinearse perpendicularmente a dicha falla.

La explicación de este fenómeno es muy sencilla, los núcleos que han sido tomados en esta área se extrajeron de pozos muy cercanos a la falla VLG-3686 y por lo tanto los resultados para determinar

la dirección de los esfuerzos se encuentran afectados por el campo de esfuerzos locales que se generan en dicha falla debido a la interacción con los bloques vecinos.

El campo de esfuerzos mostrado en la figura 12 paralelo a la falla VLG-3686 será entonces el campo de esfuerzos regionales, es decir, en él los esfuerzos están sometidos a una dirección de compresión regional, que no es otra que la que se le aplica al volumen de manera que en un lapso de tiempo las condiciones permanezcan invariantes. En este caso, este campo está generado desde el Eoceno Superior, luego de la colisión de las placas del Caribe y Sur Americana.

En la figura 12 puede observarse una variación en la dirección entre los pozos VLG- 3743 y 3768. Esto es lo que se conoce como una desviación, que corresponde al ángulo que hacen las direcciones de compresión regionales y locales. Es importante destacar que el campo de esfuerzos local tenderá a someterse en la dirección del campo de esfuerzos regional, ya que la magnitud de éste último es mucho mayor.

Tomando además los datos del *Área 8 Centro y Sur*, que es vecina al área en estudio y presenta características similares, se puede aplicar una técnica novedosa conocida como geoestadística modificada para cantidades vectoriales.

El resultado final, aplicando la técnica geoestadística modificada para análisis de cantidades vectoriales puede observarse en la figura 13 y como era de esperarse existe un campo de esfuerzos locales que pierde intensidad hacia el sur de la acumulación, un campo de esfuerzos regional dominante a lo largo de toda el área y la zona de desviación que indica el límite entre el campo de esfuerzos locales y regionales.

De esta manera se obtienen dos tendencias principales en el área, cerca de la falla VLG- 3686 con N50°E y al alejarse de esta una dirección preferencial de N40°O, ambas para definir la dirección del mayor esfuerzo horizontal.

DISCUSIÓN DE RESULTADOS.

La determinación de las direcciones de fracturamiento en las rocas es fundamental para la planificación de la perforación de pozos horizontales entre otros, con miras a aumentar la producción del yacimiento. Estas direcciones están ligadas a las de los máximos esfuerzos, por tanto, una metodología que defina el campo de estos esfuerzos de un área es de suma importancia.

La dirección de esfuerzo máximo para el Área 2 Sur de Ceuta es de N40°O para las localizaciones alejadas de la falla VLG 3686, lo cual es consistente con la dirección estimada a través de la interpretación de otras técnicas de ámbito regional como el análisis de ovalizaciones de otros yacimientos de la Cuenca dispersos geográficamente, específicamente Mara Oeste, Barúa Motatán y Tía Juana.

Puede entonces indicarse que el Área 2 Sur de Ceuta presenta una componente de esfuerzos máximos de carácter regional que coteja con el marco tectónico de la Cuenca del Lago de Maracaibo.

Las medidas geomecánicas de las direcciones de máximos esfuerzos realizadas en los pozos cercanos a la falla VLG 3686 corresponden a un campo de esfuerzos máximos dominado por una dirección compresional a lo largo de ésta, originado por interacción con los bloques vecinos.

Obsérvese que la dirección del máximo esfuerzo en esta región es perpendicular a la dirección de la falla, resultado que era predecible teóricamente. Es de esperar entonces, que se considere como

válido ya que el mínimo esfuerzo tendría una dirección paralela a la falla en este sector. Este campo de esfuerzos se muestra más intenso hacia el Norte del área, y su dirección es aproximadamente NNE.

Hacia el centro del bloque se observa una tendencia del esfuerzo máximo horizontal a orientarse en la dirección NNO, que coteja con la componente de esfuerzos máximos de carácter regional de la Cuenca del Lago de Maracaibo, originada según estudios anteriores por la colisión oblicua de las placas del Caribe y Sur Americana durante el Eoceno Superior.

En el mapa se puede distinguir también la zona de desviación que corresponde al ángulo formado por las direcciones de compresión regional y local. Esta zona pone en evidencia las perturbaciones locales ligadas al material en sí.

Puede entonces suponerse que el campo de esfuerzos en el Área 2 Sur de Ceuta presenta tres zonas bien delimitadas. Una cuya dirección de esfuerzos es coincidente con el campo de esfuerzos regional, una zona gobernada por la dirección de esfuerzos sometidos a un campo local y una zona de desviación generada por el ángulo formado entre las dos direcciones anteriores.

Sin embargo, observándose el mapa de tendencias de dirección de máximos esfuerzos horizontales generado por métodos estocásticos, puede notarse que a lo largo de la falla VLC-70 no se genera ningún tipo de esfuerzos locales, inclusive, si se emplean los resultados obtenidos en el área 8 Centro y Sur cuyos pozos presentan graves problemas de estabilidad, puede observarse que los mismos cotejan con los obtenidos a lo largo de la falla VLG-3686.

Esto lleva a pensar que la teoría de las tres zonas es refutable y que deben emplearse otras herramientas para la sustentación de una nueva teoría, la existencia de una barrera tectónica que atraviesa el Área 2 Sur en dirección paralela a la falla VLG-3686, interceptando ésta bajo el pozo VLG-3780.

Para ello se siguió una técnica empleando los métodos de estimación de Kriging ordinario 2D, aplicando una serie de semivariogramas esféricos con un rango aproximadamente igual a la distancia entre los pozos.

Se aplicó Kriging solo en los estratos C2 y C3 para predecir la tendencia de producción de arena (figura 14), proporción de la arena rígida total (figura 15) y porosidad promedio (figura 16), debido a que una fracción dominante de los pozos se encuentran completados en este intervalo.

Los resultados obtenidos con esta técnica sustentan la existencia de una barrera tectónica, que no ha podido ser detectada mediante los procedimientos de sísmica probablemente debido a que la misma escapa a la resolución empleada. Obsérvese que en la región donde actúa el campo de esfuerzos locales, la roca es más porosa en ambos estratos, la rigidez es menor y se produce mayor cantidad de arena (Figura 17).

La combinación de las técnicas geomecánica y geoestadística llevan a suponer entonces que esta barrera tectónica se encuentra a lo largo de la zona anteriormente denominada zona de desviación, y que esta podría ser una falla de poco salto u otra barrera similar.

Evidentemente esta podría ser la respuesta al arenamiento sufrido por los pozos que se encuentran al Oeste de la barrera descubierta. La producción, cañoneo y otras actividades desarrolladas en el Área 2 Sur se han generado en función de un bloque tectónico con similares características a lo largo del mismo, cuando el área se encuentra formada por dos bloques de distintas características.

Las áreas mas explotadas (Oeste de la barrera) presentan presiones lógicamente menores, de esta manera se tienen mayores esfuerzos efectivos que controlan la resistencia de la roca y por lo tanto en estas zonas se propicia mayor producción de arena. Igualmente se concentran rocas con mayor porosidad y menor rigidez, como ya se ha indicado anteriormente.

Dicha barrera tectónica tenderá entonces a desplazarse en dirección NO-SE hasta hacer contacto con la falla VLG-3686 por debajo del pozo VLG-3780, delimitando así los dos bloques, el principal sometido al campo de esfuerzos regionales de la Cuenca del Lago de Maracaibo (al Este de la barrera) y el secundario con variaciones de dirección de esfuerzos de carácter locales, similares a los encontrados en las áreas vecinas.

CONCLUSIONES.

Luego de culminadas las fases de recolección, validación y análisis de datos, y habiendo discutido los resultados obtenidos, se puede concluir que:

1. La integración de las técnicas geomecánica y geoestadística con la geología permite obtener el patrón de los esfuerzos máximos y mínimos horizontales de un área, guardando relación con el sistema tectónico compresional que los crea. De esta manera, es posible predecir la dirección de los esfuerzos horizontales principales en un pozo a perforar.
2. El Área 2 Sur se encuentra dividida en dos bloques diferentes, separados por una barrera tectónica no detectada por ningún procedimiento geofísico convencional, obtenida a partir de la conjunción de técnicas geomecánicas y geoestadísticas conjuntamente con la geología.
3. Los análisis realizados indican que la dirección del mayor esfuerzo horizontal en el bloque tectónico principal del Área 2 Sur de Ceuta es de N40°O aproximadamente, lo que concuerda con el régimen de fallamiento regional existente en la zona, producido por la acción del choque entre las placas del Caribe y Sur Americana durante el Eoceno Superior.
4. El bloque tectónico secundario del Área 2 Sur presenta un campo de esfuerzos producido por la interacción con los bloques vecinos, cuya dirección es N50°E que tiene su origen en la falla VLG-3686 en la misma dirección de compresión local, a lo largo de ésta, y cuya magnitud se atenúa hacia el Sur.
5. Entre los pozos VLG-3743 y VLG-3768 se observa un cambio de dirección de los esfuerzos máximos correspondientes a los efectos de las compresiones regionales y locales, detectado a partir de pruebas de laboratorio. Esto permite suponer que la barrera tectónica se encuentra entre ambos.
6. El mecanismo de formación de ovalización en el hoyo que aplica al área 2 Sur es el de breakouts, por esta razón, la elipse de ovalización registrada por las herramientas se encuentra alineada con el azimuth del menor esfuerzo horizontal.
7. Las herramientas de perfilaje permiten obtener la dirección de los esfuerzos horizontales a lo largo de todo el hoyo con un costo significativamente menor que las pruebas realizadas en muestras de núcleos (DSCA, SWAA, AAA), que solo permiten determinar la dirección de los esfuerzos principales a determinadas profundidades.

En virtud de lo anteriormente concluido se recomienda:

1. Perforar los pozos en el área orientados en la dirección del esfuerzo horizontal máximo de acuerdo con lo establecido en este estudio, empleando para ello el mapa generado en este estudio. De esta manera se reduce el riesgo de atascamiento de tuberías, colapso de hoyos, arenamiento y cementaciones defectuosas.
2. Debe implementarse el cañoneo orientado en la dirección establecida en este estudio del mayor esfuerzo horizontal para cada bloque tectónico, con la finalidad de obtener cavidades mas estables y reducir de esta manera el arenamiento, reduciendo los costos significativamente.
3. En lo posible, planificar localizaciones alejadas de la falla VLG-3686 hacia el Norte del área debido a la incertidumbre que crea el campo de esfuerzos locales en cuanto a la dirección de esfuerzos horizontales principales y su desviación, estado de agotamiento de presión y características mecánicas de la roca.
4. Realizar tomas de registros para determinación de direcciones de esfuerzos como parte del conjunto de registros obligatorios en los próximos pozos a perforar, a fin de realizar correlaciones y obtener la dirección del esfuerzo principal en cada pozo. Durante la corrida de estos registros, deberá hacerse obligatorio el uso del módulo de orientación.
5. Seleccionar los ensayos geomecánicos en muestras de núcleo con el debido cuidado que ello requiere. Debe recordarse que los perfiles emiten datos a lo largo de todo el hoyo con un costo menor a los ensayos que corresponden solo a resultados puntuales que pueden alterar el resultado final de determinar propiedades con la aquí estudiada.
6. Utilizar esta técnica en todos los yacimientos donde se disponga la información con el fin de caracterizar éstos geomecánicamente y de este modo mejorar el recobro y minimizar la producción de sólidos aplicando una serie de planes como perforación de pozos horizontales, altamente desviados, fracturamiento hidráulico y cañoneo orientado.

BIBLIOGRAFÍA.

1. Abass H., J. Brundley et al. "Oriented Perforations. A Rock Mechanics View". Paper SPE 28555, Conference and Show Middle East Oil. Barahin, 1995.
2. Asdnoy B., M. Chenever. "Stability of Highly Incline Borehole". SPE Drilling Engineers. 1987.
3. Bell J., D. Gough. "The use of Borehole Breakouts in the Study of Stress". U.S. Geological Survey. California, 1982.
4. Boada E. "Estudio de Ovalización de Hoyos en Área Norte de Monagas". U.C.V. Trabajo Especial de Grado. Caracas, 1996.
5. Bruce, S. "A Mechanical Stability Log". Paper SPE 19942, Drilling Conference. Houston 1990.
6. Britler R. "The Terminology of Structures in the Thrust Belts". Journal of Structural Geology. Volumen 4. 1982.

7. Cheatam J. "Wellbore Stability".
Artículo de JPT. Junio, 1984.
8. Coates D. "Fundamentos de Mecánica de Rocas".
Centro de Investigación Minera. Canadá, 1970.
9. Cox J. "Long Axis Orientation in Elongated Borehole and its Correlation with Rock Stress Data"
SPWLA. 24th Annual Logging Symposium. 1983.
10. Gazaniol D, J Piau et al. "Wellbore Failure Mechanisms in Shales: Prediction and Prevention"
Paper SPE 28851. JPT, Julio 1995.
11. González De Juana C. "Geología de Venezuela y sus Cuencas Petrolíferas".
Foninves. Caracas, 1980.
12. Hong S, J. Rogiers. "Fracture Initiation from Inclined Wellbores in Anisotropic Formations".
SPE 29993. China, 1996.
13. INTEVEP S.A. "Caracterización Estructural del Área 2 Sur de Ceuta".
Informe INT-3939. Los Teques, 1997.
14. INTEVEP S.A. "Determinación del Campo de Esfuerzos en Ceuta, Lago de Maracaibo".
Informe INT-4328. Los Teques, 1998.
15. Last N., D. Plumb. "Managing Wellbore Instability in the Cuisiana Field".
Schlumberger Sureco C.A. Caracas 1995.
16. Reporte de Registro de Imágenes UBI del Pozo VLG-3798.
Schlumberger. Zulia, Venezuela. 1997.
17. Reporte de Registro de Imágenes CBIL del Pozo VLG-3815
Western Atlas. Zulia, Venezuela. 1997.
18. Torres Germán, et al. "Soporte Técnico para la Perforación de la Localización W-DKA-1, Área 2 Sur, Bloque VII, Campo Ceuta."
Informe EPC 13983, Caracas 1996.
19. Vasquez A. "Introducción a la Geomecánica Petrolera".
VVA Asociados. Caracas, 1997.
20. WEC 1997. "Evaluación de Pozos".
Schlumberger. Caracas, 1997.
21. Xu L, et al. "Program of Borehole Stability Analysis with Determination of Horizontal Stress Bounds from Wellbore Data".
Universidad de Oklahoma. 1995.
22. Zoback M, et al. "Wellbore Breakouts and In Situ Stress".
Journal of Geophysical Research. 1985.

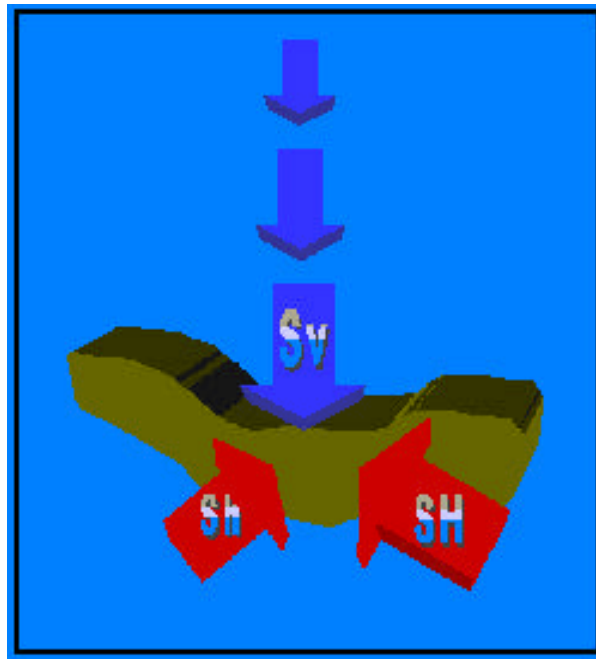


Figura 1. Estado de los Esfuerzos en Sitio.

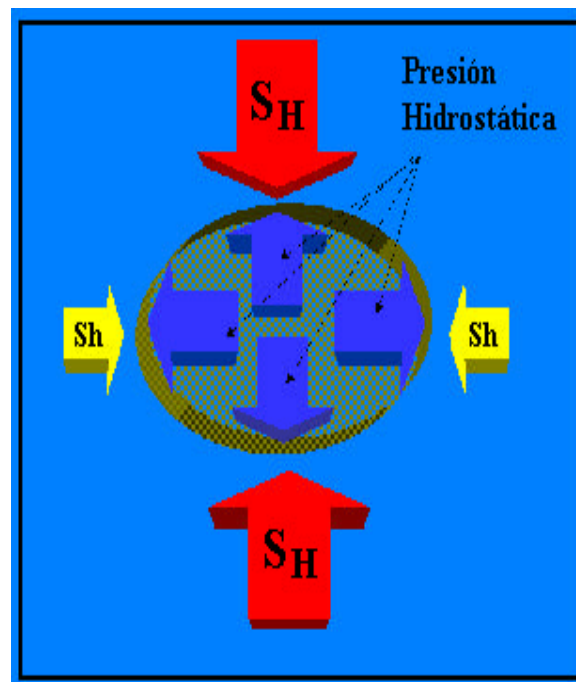


Figura 2. Redistribución de Esfuerzos en el Pozo.

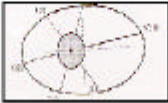
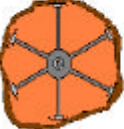
Posición Relativa en el Hoyo	Respuesta Emitida	Situación Representada
		Herramienta caliper en el diámetro del hoyo.
		Ovalización o Breakout
		Arrastre de la herramienta
		Derrumbe o washout

Figura 3. Tipos Básicos de Elongaciones.

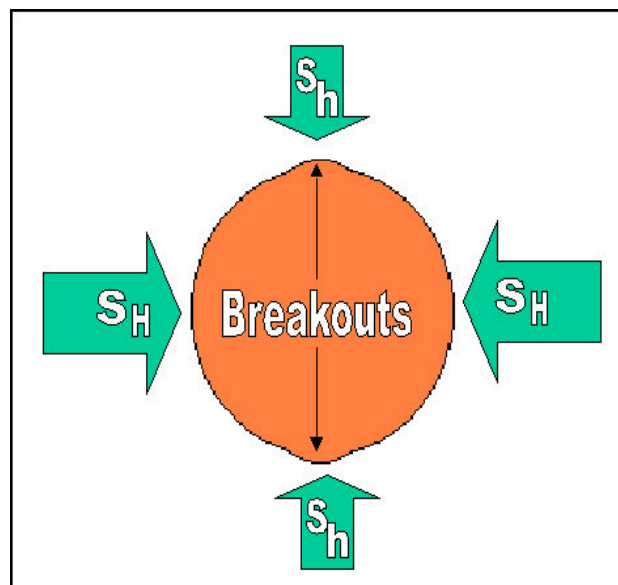


Figura 4. Ovalización o Breakout.

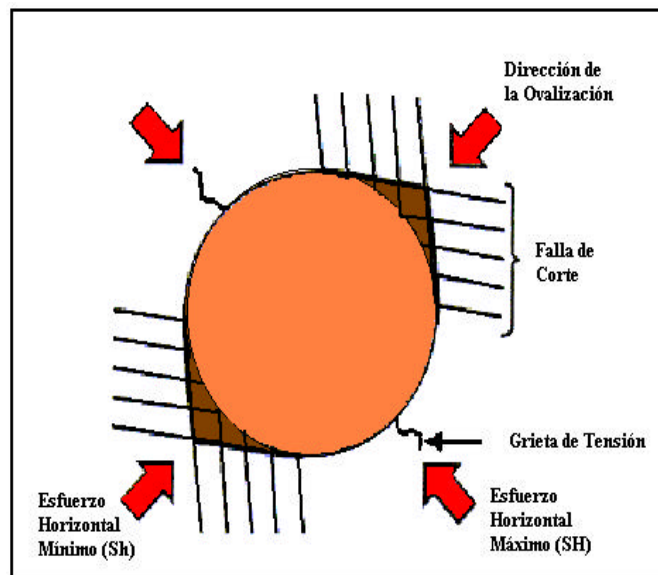


Figura 5. Origen de las Ovalizaciones o Breakouts.

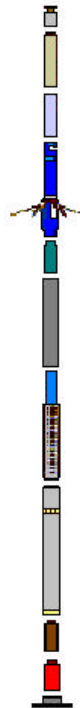


Figura 6. Herramienta Caliper para Detección de Breakouts.



Figura 7. Herramienta de Imágenes Acústicas.

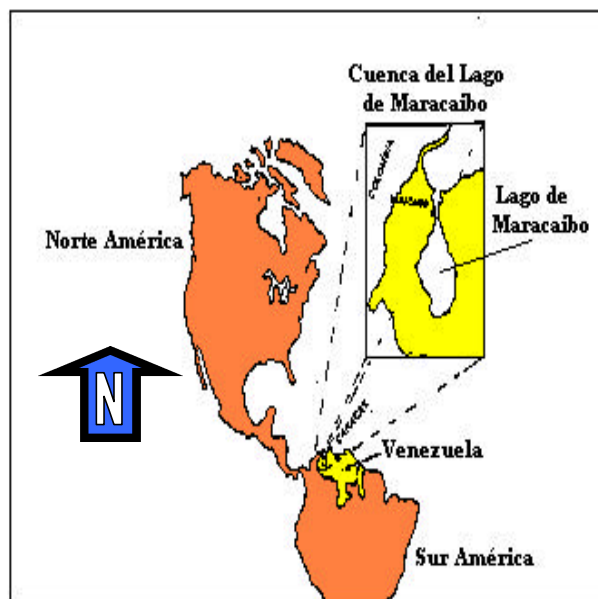


Figura 8. Cuenca del Lago de Maracaibo.

Tabla 1. Estadística Sumaria, Fenómeno de Ovalización.

Pozo	Media	Moda	Mediana
3782	N85E	N63E	N70E
3785	N28O	N25O	N24O
3789	N25O	N20O	N20O
3794	N29O	N31O	N31O
3807	N27O	N49O	N45O
3809	N35O	N34O	N34O
3815	N29O	N30O	N28O

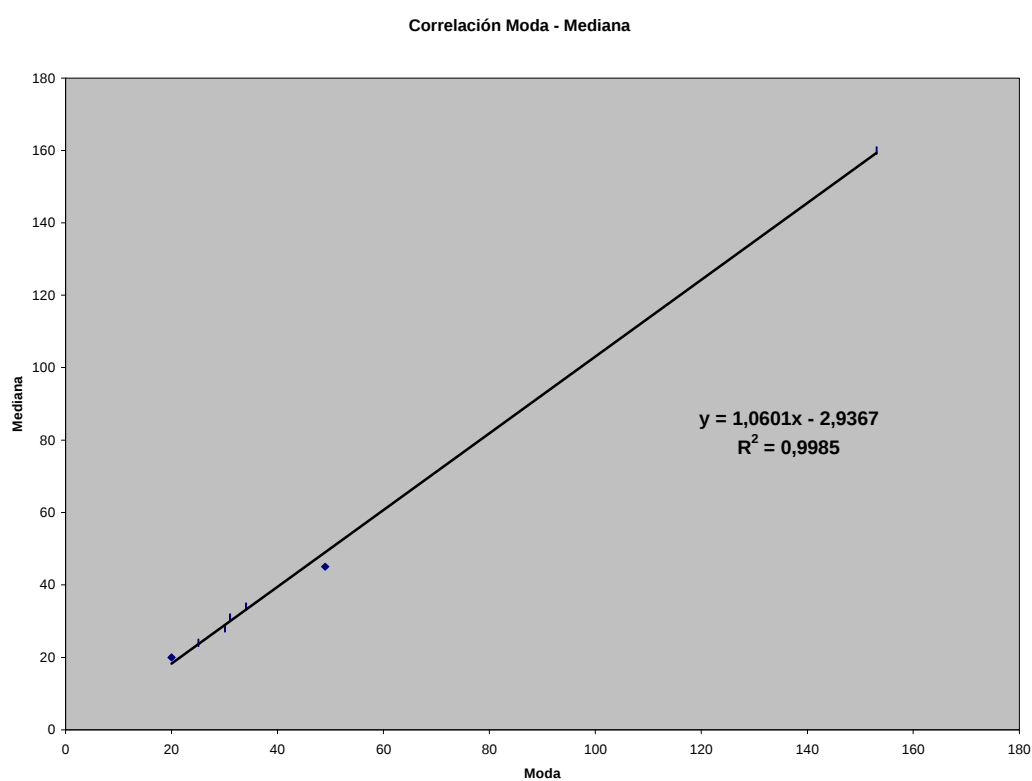


Figura 11. Correlación Moda – Mediana.

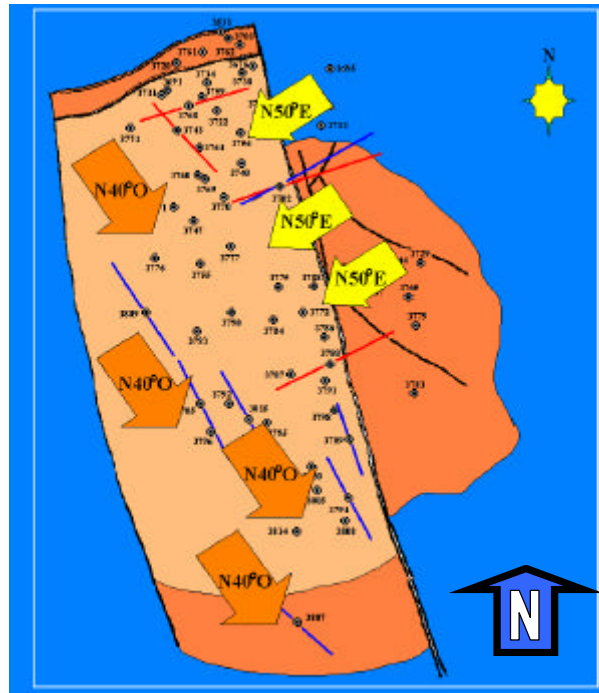


Figura 12. Tendencias de Conjuntos de Datos y Campos de Esfuerzos.

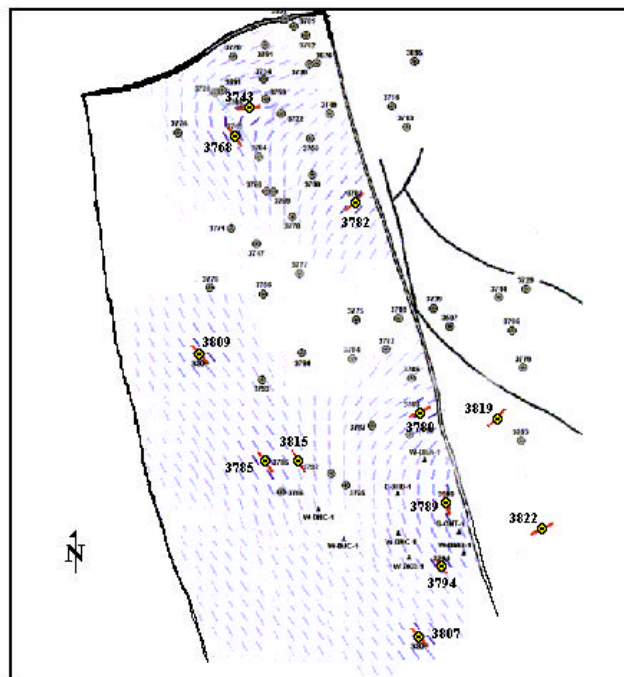


Figura 13. Modelo Propuesto con Geoestadística Vectorial.

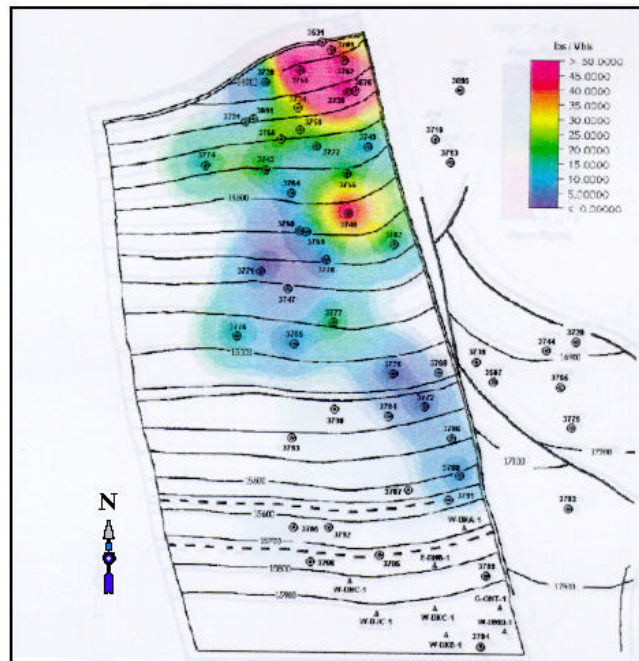


Figura 14. Kriging Para Producción de Arena, Estratos C2 y C3.

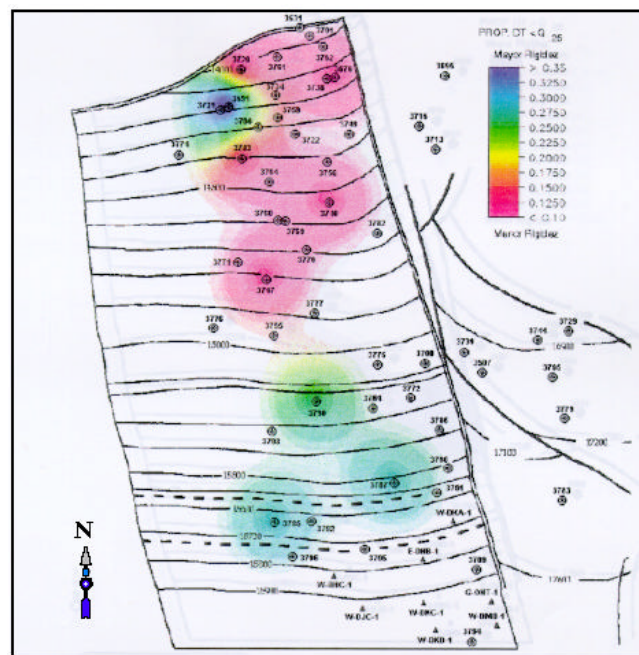


Figura 15. Rigidez de la Arena, Estratos C2 y C3.

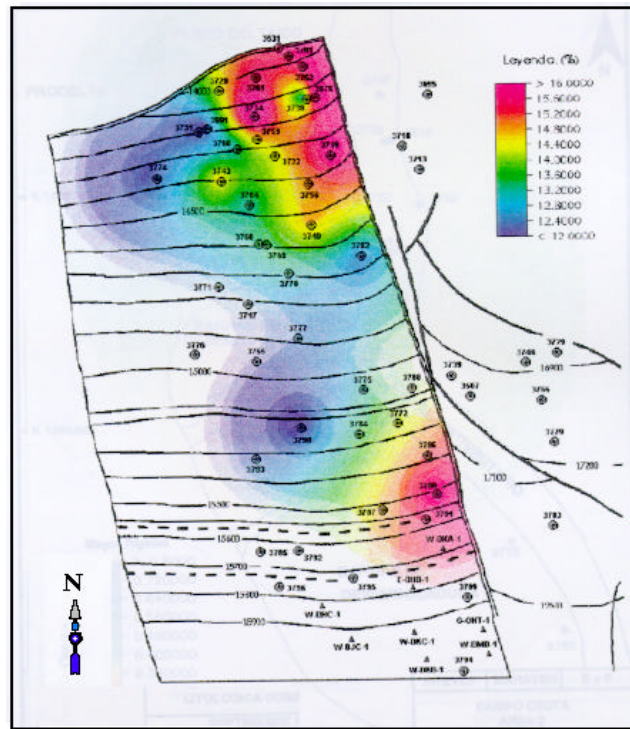


Figura 16. Porosidad Promedio, Estratos C2 y C3.

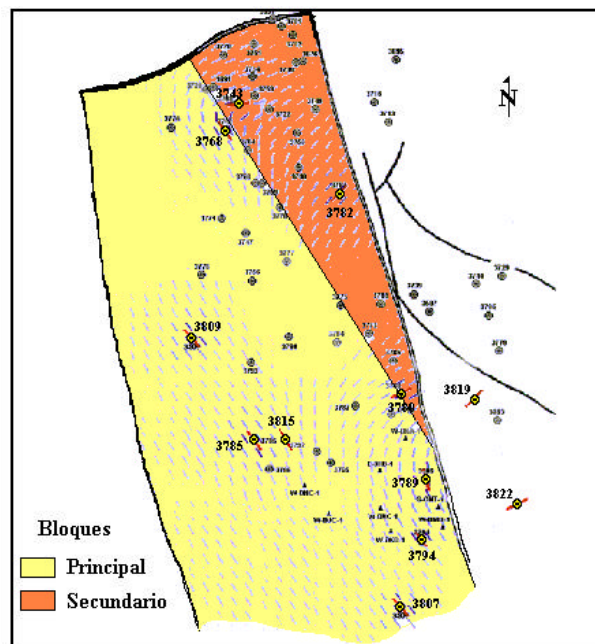


Figura 17. Modelo de Dos Bloques con Barrera Tectónica.

Tabla 2. Pozos con Ensayo DSCA.

Pozo	Dirección	Comentario
VLG 3743	N42O	
VLG 3768	N80E	
VLG 3780	N74E	Fractura Inducida
VLG 3782	N73E	Pozo con Caliper