

**ANÁLISIS DE ZONAS FRACTURADAS MEDIANTE EL USO DE
REGISTROS ELECTRICOS, PARA LA FORMACIÓN MIRADOR, EN UN CAMPO
DEL PIEDEMONTE LLANERO COLOMBIANO**

JULIETA CAROLINA PINEDA SANCHEZ

SERGIO IVAN NUNCIRA CARREÑO

**UNIVERSIDAD INDUSRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE GEOLOGIA
BUCARAMANGA**

2005

**ANÁLISIS DE ZONAS FRACTURADAS MEDIANTE EL USO DE
REGISTROS ELECTRICOS, PARA LA FORMACIÓN MIRADOR, EN UN CAMPO
DEL PIEDEMONTE LLANERO COLOMBIANO**

JULIETA CAROLINA PINEDA SANCHEZ

SERGIO IVAN NUNCIRA CARREÑO

Trabajo de Grado presentado como requisito parcial para optar el titulo de

Geólogo

Director

RICARDO MIER UMAÑA

Geólogo

CODIRECTOR

Alberto Ortiz Fernández

Geólogo Msc.

**UNIVERSIDAD INDUSRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE GEOLOGIA
BUCARAMANGA**

2005

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos a:

- **Dios**, nuestro guía y apoyo incondicional.
- **U. I. S.** Nuestro gran Orgullo
- **Geol. Alberto Ortiz Fernández** por abrirnos las puertas, darnos su confianza y su apoyo y guiarnos en la realización del proyecto.
- **ING. HECTOR HUGO PEREZ**, Colaborador y parte esencial en el desarrollo del proyecto con sus aportes tanto técnicos como humanos.
- **Gmph** en cabeza del Ing. Nicolás Santos por hacernos parte de su equipo de trabajo
- Nuestros compañeros y amigos **Edwar Herrera, Luz Helena Rueda y Karen Vargas** por apoyarnos y respaldarnos durante el camino recorrido.
- Nuestros amigos Oscar y Carlos Parra, Humberto Carvajal, Gerson Nava y todos los que compartieron a nuestro lado tantas experiencias buenas y malas, que nos hicieron crecer cada día.
- Nuestras familias, por el apoyo constante.

A mis dos papás:

Julio Cesar Pineda, por cuidarme todo el tiempo desde arriba y a mi papá

Rodolfo Blanco por apoyarme en los buenos y malos momentos.

A mi hermanita Diana y mi Mamá..... mil gracias.

A mi mejor amigo y compañero **Sergio**, por ser el mejor motivo para hacer las cosas cada vez mejor!

JULIETA

Hoy avanzo un escalón más en el objetivo que me he trazado,
nada hubiera sido posible sin el apoyo de mis padres **Alonso y Virginia** y mis
hermanos **René, Laura y Jessica**.

A **Julieta**, el impulso que me ayuda a ser cada día mejor.

Gracias,

SERGIO I.

TITULO: “ANÁLISIS DE ZONAS FRACTURADAS MEDIANTE EL USO DE REGISTROS ELÉCTRICOS, PARA LA FORMACIÓN MIRADOR, EN UN CAMPO DEL PIEDEMONTE LLANERO COLOMBIANO”. *

AUTORES: NUNCIRA CARREÑO, Sergio Iván
PINEDA SANCHÉZ, Julieta Carolina **

PALABRAS CLAVES: Formación Mirador, Modelo Fracturamiento, Registros de Pozo, Electrofacies, Intensidad de Fracturamiento

Los yacimientos con influencia de Fracturas Naturales han despertado en la industria petrolera un interés marcado por entender el efecto creado por las fracturas en el flujo de fluidos en el subsuelo.

Este estudio plantea una metodología para analizar el efecto de las fracturas sobre la herramienta de perfilaje, así como técnicas de análisis de los registros de pozo para identificarlas, validando estos datos con la información proveniente del conteo de fracturas en los núcleos de la Formación Mirador en el Campo. Para tal fin se estudiaron 13 registros de pozo convencionales en 6 pozos del campo, de los cuales 3 son corazonados.

Para determinar electrofacies en los pozos se utilizó un método denominado diagramas de arañas (web's spiders, Serra 1984), que permite una aproximación litológica en cada uno de los pozos no corazonados y los relaciona con aquellos que tienen núcleo.

El método utilizado para analizar posibles zonas de fracturamiento, corresponde a una técnica indirecta de interpretación de la respuesta de los registros de pozo convencionales en las cuales se determinan deflexiones muy altas a la derecha del Pef que van acompañadas de lecturas anómalas en el Gamma Ray, disminución de la densidad presentando desviaciones marcadas en la curva y valores anómalos en la corrección de densidad; todo esto ligado a la disminución de resistividad en zonas donde los pozos se encuentran saturados y a los cambios exagerados en la pared del pozo reflejados en la curva de Caliper. Dicho modelo es validado cualitativamente con información proveniente de los análisis de núcleos y alguna información de datos de producción.

La integración de toda esta información permite determinar la relación de la intensidad de fracturamiento con la distribución de los pozos en el campo y visualizar las electrofacies con más tendencia al fracturamiento.¹

* Proyecto de Investigación

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Geología, Directores Alberto Ortiz Fernández y Ricardo Mier Umaña

TITLE: ANALYSIS OF FRACTURED ZONES, USING ELECTRIC LOGS, OF MIRADOR FORMATION, LLANOS FOOTHILL BASIN, COLOMBIA*.

AUTHORS: NUNCIRA CARREÑO, Sergio Iván
PINEDA SANCHEZ, Julieta Carolina **

KEY WORDS: Mirador Formation, Electrics Logs, Electrofacies, Fracture Intensity, Fracture model.

Naturally fractured reservoirs, has nowadays, an outstanding interest in oil industry in order to understand the effect of fractures in fluids flux.

In this work, we suggest a methodology to analyze the effects of fractures on the profiling tools as well as techniques to identify them on electrics logs, make its validation in association with the fractures viewed in cores from the Mirador formation of the llanos foothills in order to meet this goal, we have employed 13 logs from 6 fields from which 3 have cores.

To establish electrofacies on the different wellbores, we used the spider's web (Serra, 1984), which allows a lithologic proxy in well bores with no core record, with those who has it.

The Methodology employed to forecast possible fractured zones was an unstraight forward logs response interpretation technique, un which we identified zones with extremely high light deflections along with anomalous Gamma ray readings, density diminishing, strange correction values; further more the diminishing on the resistivity values in zones in which the wellbores are saturated. Such a model, is qualitatively valid with the information, the core analysis showed, and some production Data.

The coupling of all the exposed above, allow us to establish the relation ship between the fracture intensity, the wells distribution on the entire field, and the electrofacies with a fracturing tendency.²

* Research Project

** Faculty of engineering physics – chemistry. Geology school. Directors: Alberto Ortiz Fernández and Ricardo Mier Umaña

TABLA DE CONTENIDO

| | |
|---|-----------|
| INTRODUCCION..... | 1 |
| 1. OBJETIVOS..... | 4 |
| 1.1 OBJETIVO GENERAL..... | 4 |
| 1.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS..... | 4 |
| 2. GENERALIDADES SOBRE EL CAMPO | 5 |
| 2.1 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA..... | 5 |
| 2.2 GEOLOGÍA GENERAL..... | 6 |
| 2.3 ESTRUCTURA DEL CAMPO | 7 |
| 2.4 ESTRATIGRAFÍA REGIONAL..... | 10 |
| 2.4.1 Ambiente de depósito y estratigrafía de la formación Guadalupe..... | 12 |
| 2.4.2 Ambiente de depósito y estratigrafía de la formación Barco y Los Cuervos..... | 12 |
| 2.4.3 Ambiente de depósito y estratigrafía de la formación MIRADOR..... | 13 |
| 2.4.3.1 Interpretación Ambiental y Estratigráfica..... | 15 |
| 2.4.3.2 Litología..... | 17 |
| 3. FUNDAMENTOS TEORICOS..... | 18 |
| 3.1 ASPECTOS FUNDAMENTALES DE LOS REGISTROS ELÉCTRICOS..... | 21 |
| 3.1.1 Potencial Espontáneo..... | 21 |
| 3.1.2 Registro de rayos Gamma..... | 22 |
| 3.1.3 Registro Neutrón..... | 23 |

| | |
|---|-----------|
| 3.1.4 Registros de Resistividad..... | 24 |
| 3.1.5 Registro sónico (DT)..... | 24 |
| 3.1.6 Perfil de densidad (RHOB)..... | 25 |
| 3.1.7 Curva de corrección del perfil de densidad (DRHOB)..... | 25 |
| 3.1.8 PEF (Potencial Fotoeléctrico)..... | 26 |
| 3.1.9 Registros de FMS..... | 26 |
| 3.2 ASPECTOS FUNDAMENTALES DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE | |
| FRACTURADOS..... | 26 |
| 3.2.1 Génesis de la Fracturas..... | 27 |
| 3.2.1.1 Fracturas de Cizalla..... | 27 |
| 3.2.1.2 Fracturas de extensión..... | 28 |
| 3.2.1.3 Fracturas de Tensión..... | 28 |
| 3.2.2 Morfología de las Fracturas..... | 28 |
| 3.2.2.1 Fracturas Abiertas..... | 28 |
| 3.2.2.2 Fracturas Deformadas..... | 29 |
| 3.2.2.3 Fracturas Mineralizadas..... | 30 |
| 3.2.2.4 Fracturas vugulares..... | 30 |
| 4. ANALISIS DE INFORMACION DE NUCLEOS Y REGISTROS PARA EL | |
| ESTUDIO DE LA INTENSIDAD DE FRACTURAMIENTO..... | 31 |
| 4.1 ANALISIS DE LA INFORMACION..... | 31 |
| 4.1.1 Información de núcleos..... | 31 |
| 4.1.2 Información de registros..... | 34 |
| 4.1.3 Información de Facies y Fracturas..... | 34 |
| 4.2. METODOLOGIA PARA CORRELACION FACIES – REGISTROS..... | 36 |

| | |
|--|-----------|
| 5. DEFINICION DE ELECTROFACIES PARA POZOS CORAZONADOS..... | 39 |
| 5.1 METODOLOGIA PARA DEFINICION DE LECTROFACIES..... | 39 |
| 6. ANALISIS DE FRACTURAS A PARTIR DE REGISTROS, PARA POZOS CORAZONADOS 1, 2 y 3..... | 44 |
| 6.1 CRITERIOS DE ANÁLISIS, BASDOS EN LOS REGISTROS DE LOSPOZOS EXISTENTES PARA IDENTIFICACIÓN DE FRACTURAS..... | 45 |
| 6.1.1 Criterio del Caliper..... | 46 |
| 6.1.2 Criterio PEF – GAMMA RAY..... | 47 |
| 6.1.3 Criterio del registro de Resistividad..... | 53 |
| 6.1.4 Criterio del registro de densidad y corrección de la curva de densidad..... | 55 |
| 6.1.5 Criterio de comparación de porosidad..... | 56 |
| 6.1.6 Criterio de relación entre la onda compresional y de corte del registro Sónico..... | 60 |
| 7. METODOLOGIA GENERAL PARA EL ANÁLISIS DE ZONAS FRACTURADAS..... | 62 |
| 7.1 MODELO GENERADO PARA EL ANALISIS DE ZONAS FRACTURADAS..... | 63 |
| 7.1.1 Criterios Cualitativos..... | 63 |
| 7.1.2 Criterios Cuantitativos..... | 67 |
| 7.1.2.1 Algoritmo de Potencial Fotoeléctrico (PEF)..... | 68 |
| 7.1.2.2 Algoritmo de la curva de Densidad (RHOB)..... | 70 |
| 7.1.2.3 Algoritmo de corrección de la curva de densidad (DRH)..... | 70 |
| 7.2 PROBABILIDAD DE FRACTURAMIENTO A PARTIR DE LA APLICACIÓN DE LOS CRITERIOS..... | 73 |

| | |
|--|-----------|
| 8. APLICACIÓN EN LOS POZOS NO CORAZONADOS 3 – 4 – 5 y 6..... | 76 |
| 8.1 DEFINICION DE ELECTROFACIES..... | 78 |
| 8.2 DEFINICIÓN DE INTERVALOS FRACTURADOS..... | 80 |
| 9. RESULTADOS..... | 83 |
| 9.1 VALIDACION DE LA CURVA DE FRACTURAMIENTO..... | 83 |
| 9.2 RELACION DE LA INTENSIDAD DE FRACTURAMIENTO CON LAS ELECTROFACIES.... | 85 |
| 9.3 RELACION DE LA INTENSIDAD DE FRACTURAMIENTO CON LA DISTRIBUCION DE LOS POZOS..... | 86 |
| 10. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES..... | 91 |
| BIBLIOGRAFIA..... | 96 |

LISTA DE FIGURAS

| | |
|--|----|
| Figura 1. Ubicación del Campo | 5 |
| Figura 2. Mapa de localización del Piedemonte Llanero..... | 6 |
| Figura 3, Sección estructural detallada del campo..... | 7 |
| Figura 4. Visualización esquemática del campo y campos adyacentes..... | 9 |
| Figura 5. Columna Estratigráfica Generalizada del Piedemonte Llanero..... | 11 |
| Figura 6. Interpretación Ambiental y Estratigráfica de la Formación Mirador en el pozo 1..... | 14 |
| Figura 7. Ubicación detallada de los pozos 1, 2 y 3 dentro del campo..... | 33 |
| Figura 8. Ejemplo de diagrama de araña realizado para la facies ABRE en el pozo 1..... | 37 |
| Figura 9. Diagrama de barras realizado para el Registro Gamma Ray en el pozo 1..... | 38 |
| Figura 10. Diagrama de barras para el registro de Uranio, donde se muestran las primeras divisiones realizadas (A y B) para la definición de las electrofacies..... | 40 |
| Figura 11. Diagramas de araña para las facies AB y ACEP, superpuestos uno respecto al otro, donde se observan pequeñas diferencias que permiten la subdivisión en electrofacies..... | 41 |
| Figura 12. Diagrama de definición de electrofacies, basado en las semejanzas de las facies sedimentarias respecto a los registros eléctricos..... | 43 |
| Figura 13. Formato utilizado para visualización de los registros y las columnas estratigráficas...44 | |
| Figura 14. Se observan picos anómalos en la curva del Caliper (color azul), correspondientes a fracturas en paquetes arenosos..... | 47 |
| Figura 15. Fracturas evidenciadas en el pozo 1 por un incremento muy alto en el valor del registro Pef en litologías arenosas..... | 48 |
| Figura 16. Relación entre los rayos Gamma y el perfil de absorción fotoeléctrica, pozo 2..... | 50 |
| Figura 17. Incrementos en los valores del Pef que no corresponden a la tendencia de los registros en el pozo y que según el intervalo respectivo pozo, corresponde a fracturas y en algunos sectores estilolitos..... | 50 |

| | |
|---|----|
| Figura 18. Relación entre los rayos Gamma y el perfil de absorción fotoeléctrica, pozo 3..... | 51 |
| Figura 19. Incrementos en el Pef, producto de fracturas en estratos de areniscas..... | 51 |
| Figura 20. Relación entre los rayos Gamma y el perfil de absorción fotoeléctrica, pozo 1..... | 52 |
| Figura 21. Fracturas evidenciadas en el pozo 1, por disminución de los registros de resistividad en paquetes de arenas saturadas..... | 54 |
| Figura 22. Fracturas evidenciadas en el pozo 2, por disminución en el registro de densidad (RHOB) y picos en la corrección (DRHOB), en litología arenosa..... | 56 |
| Figura 23. Relación entre los registros Sónico (DT – DSI) y Densidad (RHOB – LDT), pozo 1..... | 57 |
| Figura 24. Relación entre los registros Sónico (DT – DSI) y Densidad (RHOB – LDT), pozo 2..... | 59 |
| Figura 25. Relación entre los registros Sónicos de onda P (DTRP – DSI) y onda S (DTRS – DSI) en el pozo 1..... | 61 |
| Figura 26. Fracturamiento, marcado por aumento del registro sónico que responde a la onda P...61 | |
| Figura 27. Curva de fracturamiento parcial (C4_CALI), evidenciada por el registro Caliper, para un sector del pozo 1..... | 65 |
| Figura 28. Curva de fracturamiento parcial (C5_RES), evidenciada por los registros de Resistividad ILD – DITE e ILM - DITE, para un sector del pozo1..... | 66 |
| Figura 29. Curva de fracturamiento parcial (C1_PEF), evidenciada por el registro de Potencial fotoeléctrico PEF _LDT, para un sector del pozo 1..... | 69 |
| Figura 30. Curva de fracturamiento parcial (C2_RHOB), evidenciada por el registro de Densidad RHOB_LDT, para un sector del pozo 1..... | 71 |
| Figura 31. Curva de fracturamiento parcial (C3_DRHO), evidenciada por la curva de corrección del registro de Densidad DRHO_LDT, para un sector del pozo 1..... | 72 |
| Figura 32. Curva de probabilidad de Fracturamiento Total (CF), donde resume el uso de todos los criterios parciales empleados, para un sector del pozo 1..... | 75 |
| Figura 33. Ubicación detallada de los pozos 4, 5 y 6 dentro del campo..... | 77 |

| | |
|--|----|
| Figura 34. Formato utilizado para visualización de los registros y las electrofacies definidas en los pozos no corazonados..... | 78 |
| Figura 35. Curva de probabilidad de Fracturamiento Total (CF), donde resume el uso de todos los criterios parciales empleados, para un sector del pozo no corazonado 4..... | 82 |
| Figura 36. Comparación de las curvas de intensidad de fracturamiento provenientes de registros (CF) y de la descripción de núcleos para el pozo 1..... | 84 |
| Figura 37. Ubicación del pozo 6. dentro el campo, afectado por el fallamiento..... | 87 |
| Figura 38. Taza de producción de barriles /día para el pozo 5..... | 89 |
| Figura 39. Taza de producción de barriles /día para el pozo 3..... | 89 |
| Figura 40. Taza de producción de barriles /día para el pozo 4..... | 90 |
| Figura 41. Taza de producción de barriles /día para el pozo 6..... | 90 |

LISTA DE TABLAS

| | |
|---|----|
| Tabla 1. Inventario pozos corazonados con los intervalos utilizados..... | 32 |
| Tabla 2. muestra la información de registros básicos disponible para cada uno de los pozos en estudio..... | 34 |
| Tabla 3. Facies sedimentarias definidas para la formación Mirador, en el campo..... | 35 |
| Tabla 4. Valores promedio para cada electrofacies y su correspondiente facies en el pozo 1..... | 42 |
| Tabla 5. Valores promedio para cada electrofacies y su correspondiente facies en el pozo 2..... | 42 |
| Tabla 6. Valores para los discriminantes empleados en los pozos, para el modelo de Fracturamiento..... | 68 |
| Tabla7. Relación entre el número de criterios empleados por pozo y el valor de los pesos..... | 74 |
| Tabla 8. Intervalos analizados, correspondientes a la formación Mirador en los pozos no corazonados..... | 76 |
| Tabla 9. Relación entre el número de criterios empleados por pozo y el valor de los pesos..... | 81 |

ANEXOS

Anexo 1. Formatos de visualización de los registros eléctricos y su correspondiente curva de fracturamiento para los pozos 1, 2 y 3.

Anexo 2. Formatos de visualización de los registros eléctricos y su correspondiente curva de fracturamiento para los pozos 4, 5 y 6.

Anexo 3. Correlación estratigráfica entre los pozos 1, 3 y 4.

Anexo 4. Correlación estructural entre los pozos 1, 2 y 5.

INTRODUCCION

Los yacimientos naturalmente fracturados han venido incrementando el porcentaje de las reservas de hidrocarburos en el mundo, debido a esto, el interés por los estudios de fracturas naturales en superficie y del subsuelo para las formaciones, ha aumentado dramáticamente en los pasados años.

Esto, ha hecho que en la industria crezca el interés por entender el efecto de la fracturas sobre el flujo de los fluidos en el subsuelo, a su vez porque donde hay un significativo incremento en la producción de petróleo y gas, las fracturas juegan un rol importante en la producción (Nelson, 2001).

Teniendo en cuenta que todas las formaciones presentan en mayor o menor proporción fracturas, muchos métodos han sido utilizados con el fin de optimizar la producción petrolera en el país.

Algunos de estos métodos solo proveen una capacidad limitada para determinar la extensión y la productividad de estas fracturas, sin embargo con el interés que se muestra por los actuales reservorios fracturados es necesario la evaluación de un método rápido y eficaz: identificación de fracturas por medio de registros

En la industria petrolera, los registros de pozos se han constituido en piezas claves para el estudio de yacimientos, son a menudo la base para la evaluación inicial de un pozo o un prospecto y sirven para definir su viabilidad económica.

Un yacimiento naturalmente fracturado es aquel que contiene fracturas creadas por la naturaleza. Estas fracturas naturales pueden tener efectos positivos o negativos en el transporte de fluidos. Las fracturas completamente abiertas o parcialmente mineralizadas podrían tener, por ejemplo, un efecto positivo en el flujo de petróleo pero a la vez negativo en cuanto al flujo de gas o agua se refiere. Por otro lado las fracturas naturales totalmente mineralizadas podrían crear barreras de permeabilidad para cualquier tipo de fluido, que conllevaría a recobros antieconómicos o marginales.

Debido a que los yacimientos naturalmente fracturados (YNF) se han convertido en la actualidad en una alternativa muy llamativa para el mejoramiento del recobro y en general para toda la exploración de reservorios potencialmente petrolíferos, se han identificado dos técnicas para la determinación de zonas fracturadas (Nelson, 1985) : *Directas* (núcleos, imágenes de pozo, etc.), o *indirectas* (registros de pozo.)

La finalidad de este trabajo es proponer una metodología para la herramienta de perfilaje, que permita interpretar la respuesta e incidencia de la fracturas naturales en cada uno de los registros con mayor certeza y así encontrar los intervalos de mayor fracturamiento para la Formación, basados en los datos recopilados de tres pozos corazonados, los cuales sirven como base para extrapolar la información obtenida, a los pozos en los cuales no se tengan disponibles núcleos de perforación.

Este proyecto hace parte del Convenio 329 de la Unidad de Investigación del Instituto Colombiano del Petróleo y el Grupo de Modelamiento de Procesos de Hidrocarburos (GMPH) de la UIS, dentro del programa de investigaciones en Yacimientos Naturalmente Fracturados (YNF) para los campos del Piedemonte.

Dentro de los objetivos con los cuales formalmente se relaciona este proyecto y el programa de investigaciones en YNF a la fecha se encuentran: la Investigación sobre el origen geológico del sistema fracturado presente en un yacimiento altamente heterogéneo a partir de la evolución geológica. La determinación de la disposición, tipo y características más importantes de las macrofracturas y micro fracturas (escalamiento) presentes en el yacimiento (o sector de interés), con base en la evaluación de núcleos, registros, información de campo y estudios realizados a este yacimiento. La orientación de muestras de campo y subsuelo mediante el método de paleomagnetismo y la evaluación de la relación de las facies sobre la intensidad, espaciamiento y carácter positivo (con hidrocarburos) de las fracturas presentes en los horizontes productores del Campo.

1. OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

Estudiar el efecto de la presencia de fracturas sobre la respuesta obtenida en los registros eléctricos, con el fin de proponer una metodología de interpretación que sirva como herramienta de exploración para los yacimientos con influencia de fracturas naturales, tomando como base los datos obtenidos en la Formación Mirador.

1.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Mediante la aplicación de las diferentes herramientas de perfilaje, identificar posibles zonas de fracturas, ya sea a partir de una respuesta individual o combinada de los registros.
- Correlacionar las diferentes facies sedimentarias definidas en los núcleos de perforación existentes para el campo, con las repuestas de los registros eléctricos y su relación con el fracturamiento.
- Proponer una metodología para los registros, que permita una adecuada interpretación de sus respuestas y que lleve a identificar acertadamente los intervalos de fracturas.
- Extrapolar la relación obtenida entre los registros eléctricos y los núcleos de perforación existentes para aquellos pozos en los cuales no se tienen núcleos de perforación, determinando intervalos fracturados y su distribución en el campo

2. GENERALIDADES SOBRE EL CAMPO

2.1 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA

El campo fue descubierto en 1993 y está ubicado en el sector oriental del Departamento de Casanare y límites con Boyacá, en la parte sur del tren del denominado Piedemonte Llanero Colombiano (**Figura 1**), allí se llevó a cabo la realización de programas intensos de exploración, evaluación y desarrollo en la cuenca que finalmente se tradujeron en la adquisición y procesamiento de varios programas sísmicos 2D (más de 2000 kilómetros) y alrededor de 840 Km. cuadrados de sísmica 3D, la perforación de mas de 100 pozos y mapeo geológico detallado de superficie.



Figura 1. Ubicación del Campo. (BP, Well Review, 2001)

2.2 GEOLOGÍA GENERAL

El Piedemonte Llanero Central está localizado en las estribaciones orientales de la Cordillera Oriental Colombiana, en la zona de cabalgamiento frontal entre las planicies poco deformadas de los Llanos Orientales y las montañas de alto relieve de la cordillera (**figura 2**). Se orienta en dirección SO - NE y se extiende unos 100 kilómetros al norte y sur del pueblo de Yopal. Esta provincia está limitada hacia el Oeste por el sistema de fallas de Guacaramo y al Este por el sistema de fallas de Yopal – Borde Llanero. La principal estructura aflorante a lo largo de esta franja central es el sinclinal de Nunchia que involucra rocas desde el oligoceno al reciente (formaciones Carbonera a Guayabo-Corneta).

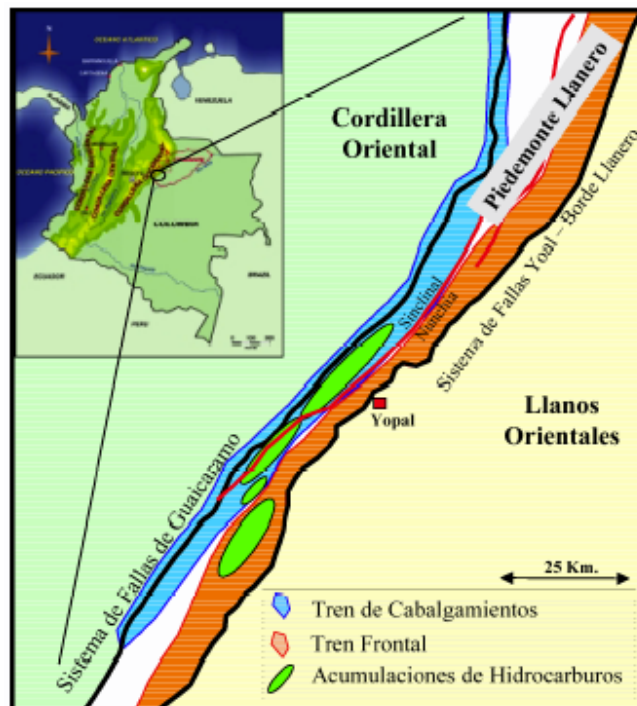


Figura 2. Mapa de localización del Piedemonte Llanero (MARTINEZ, 2003)

En el bloque colgante de la falla de Guaicaramo afloran rocas desde el Cretáceo medio al Terciario. A nivel del subsuelo se destacan dos zonas principales de deformación como son el tren de estructuras frontales y el tren de estructuras en cabalgamientos, con características estructurales particulares (**Figura 3**).

Esta cuenca ha sido explorada activamente desde 1988 resultando en el descubrimiento de varios campos con una gran variedad en la composición de los hidrocarburos (gas condensado a petróleo volátil) en yacimientos conformados principalmente por cuarzo arenitas muy apretadas.

2.3 ESTRUCTURA DEL CAMPO

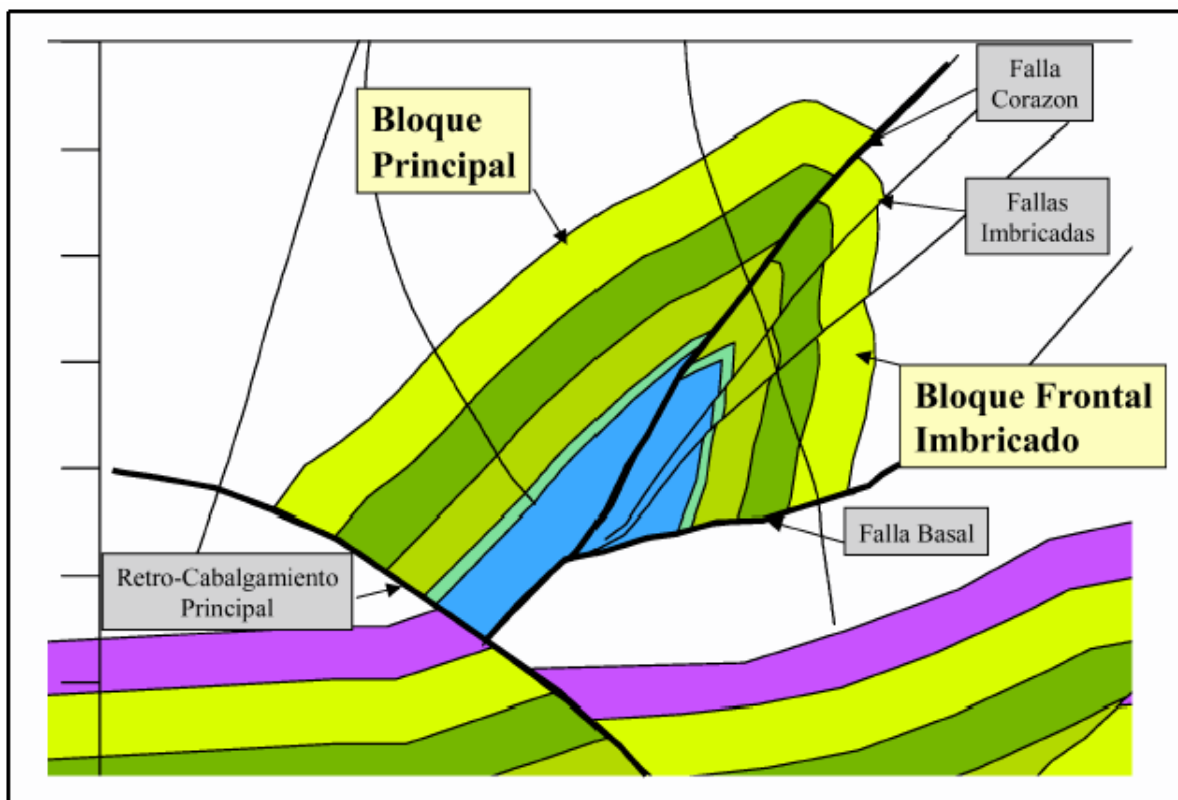


Figura 3, Sección estructural detallada del campo. Se muestran los diferentes rasgos estructurales. (MARTINEZ, 2003).

En este sector y hacia el Este la falla más sobresaliente es la falla de Yopal, esta falla tiene al menos un desplazamiento de 5 kilómetros de vergencia oriental y se interpreta como "en secuencia" con las fallas inversas que conforman las estructuras del campo. Este sistema de fallas que lucen como de escama delgada parecen tener su raíz más profunda en la falla de Guaicaramo que en este sector involucra rocas del pre-rift y se podría interpretar como de escama gruesa.

La geometría general del campo, corresponde a un anticlinal asimétrico que se clasifica como un fault propagation fold. (ECOPETROL – ICP, 2001) (**Figura 3**). Esta estructura esta asociada al bloque levantado de un sistema de fallas de cabalgamiento denominadas informalmente falla corazón y falla Frontal. Estas fallas tienen vergencia SE con despegue dentro de los niveles arcillosos de la Formación Gacheta.

El limbo frontal de esta estructura anticlinal es invertido, la porción invertida se limita hacia el techo por la falla Corazón y hacia la base por la falla Frontal (**Figura 3**). El eje axial de la estructura es 45° en azimut, similar a las estructuras interpretadas en superficie, con lo cual se infiere que son estructuras de edades similares. A lo largo del eje tiene una extensión aproximada de 30 kilómetros y un ancho entre 3 y 7 kilómetros. El límite occidental de la estructura lo constituye un retrocabalgamiento asociado probablemente a una falla más profunda que la Falla Frontal (**Figura 4**).

La estructura tiene un flanco trasero poco inclinado y elongado limitado es su parte más oeste por un retrocabalgamiento. En la parte norte de la trampa este

retrocabalgamiento se interpreta como resultado cinemático de la falla frontal. En la parte más norte del campo, la estructura esta conformada por dos altos estructurales asociados a los bloques levantados de la falla Frontal y del retrocabalgamiento separados por una estructura sinclinal; como rasgos secundarios se tiene una serie de pequeños retrocabalgamientos con dirección similar al cabalgamiento principal.

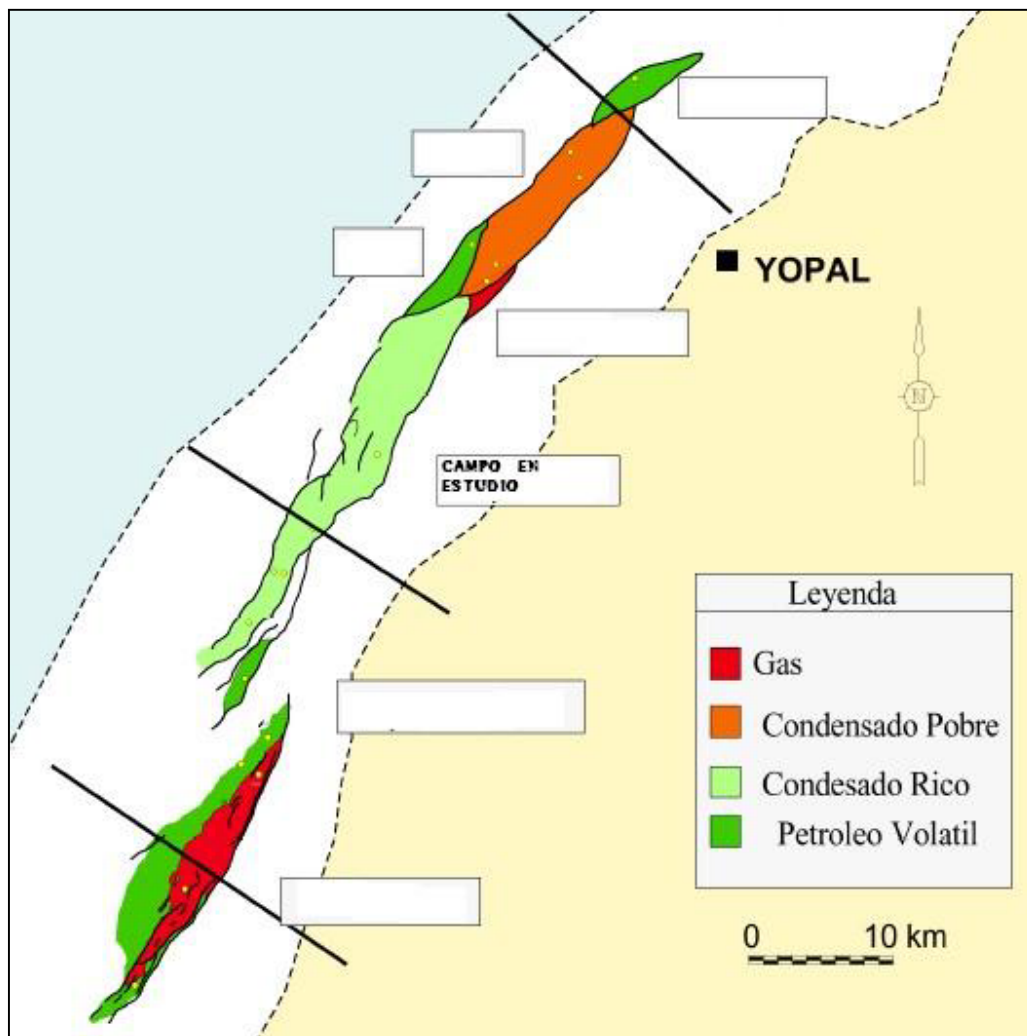


Figura 4. Visualización esquemática del campo y campos adyacentes. (MARTINEZ, 2003)

2.4 ESTRATIGRAFÍA REGIONAL

La estratigrafía del área involucra rocas del Paleozoico, Cretáceo y Terciario con presencia de múltiples discordancias regionales (**Figura 5**). Las rocas más antiguas perforadas en el área son las arcillolitas del Ordovícico sobre las cuales yace de manera discordante la secuencia Cretácea, iniciada con las formaciones Fόμεque y Une (Albiano – Aptiano - Cenomaniano), seguida de la formación Gachetá (Turoniano-Conaciano-Santoniano) y el Grupo Guadalupe (Campaniano - Maastrichtiano). La secuencia Terciaria esta dada por las formaciones Barco y Los Cuervos (Paleoceno), Mirador (Eoceno), el Grupo Carbonera y formación León (Oligoceno-Mioceno), la formación Guayabo (Mioceno-Pleistoceno) (**Figura 5**).

El estudio de las secuencias estratigráficas y sus efectos sobre la deformación y el estilo estructural y de los mecanismos que gobiernan su deformación (“mechanical stratigraphy”) han ayudado al mejor entendimiento de la estructura del Piedemonte Llanero. La presencia de una secuencia conformada por intercalaciones de formaciones predominantemente arenosas y formaciones arcillosas hacen que la estratigrafía se deforme siguiendo algunos patrones básicos que se evidencian a lo largo de la cuenca. Los despegues principales de las fallas se presentan en las formaciones principalmente arcillosas como son las arcillolitas del Ordovícico, la formación Gachetá, los miembros arcillosos del Grupo Carbonera y la formación León. (ECOPETROL – ICP, 2001).

Las principales acumulaciones de hidrocarburos en el área se encuentran en los yacimientos arenosos del Grupo Guadalupe y las formaciones Barco y Mirador.

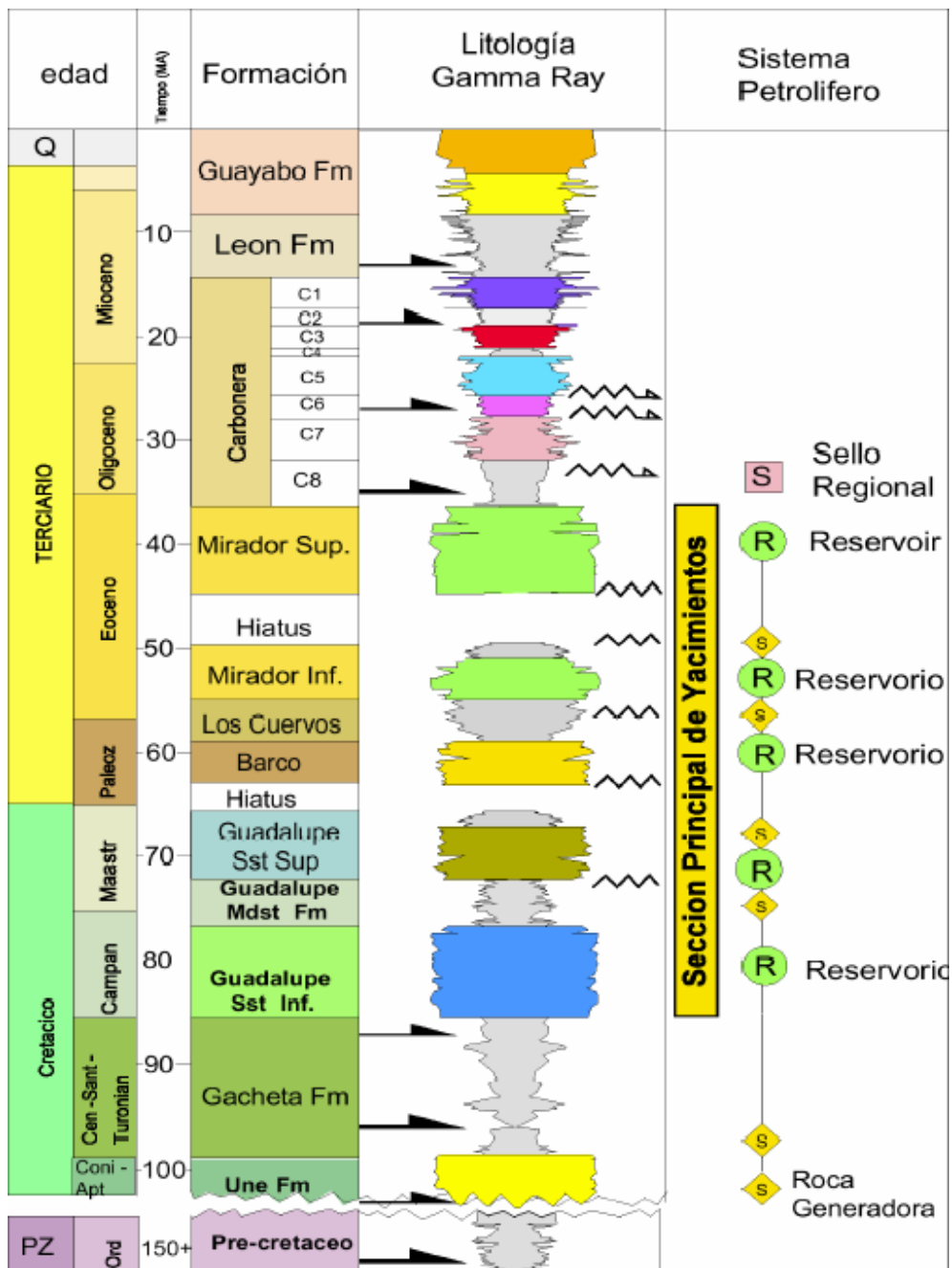


Figura 5. Columna Estratigráfica Generalizada del Piedemonte Llanero. (MARTINEZ, 2003).

Las unidades almacenadoras de hidrocarburos en el campo son las formaciones Guadalupe, Barco y Mirador del Campaniano, Paleoceno tardío y Eoceno tardío respectivamente.

2.4.1 Ambiente de depósito y estratigrafía del Grupo Guadalupe

Con base en la información de corazones y de registros de pozo de los campos de la zona, se observa (ECOPETROL – ICP, 2001) que el intervalo correspondiente a la Formación Guadalupe se interpreta un ambiente transicional a marino somero; en el intervalo inferior predominan los depósitos de canales estuarinos y rellenos de estuarios y el intervalo superior presenta depósitos de areniscas de shoreface y de lodolitas de plataforma somera.

2.4.2 Ambiente de depósito y estratigrafía de la formación Barco y Los Cuervos

A partir de la información de corazones existente en el campo se interpreta (ECOPETROL – ICP, 2001) un ambiente de depositación fluvial y de llanura costera para la Formación Barco; se identifican depósitos arenosos de canales, depósitos arenosos de cuerpos progradantes en llanuras costeras o estuarios y lodolitas de llanura costera o bahía.

2.4.3 Ambiente de depósito y estratigrafía de la formación MIRADOR

Con base en información de corazonces se divide la Formación Mirador en un intervalo Inferior y Otro Superior. El Mirador inferior se depositó en un ambiente continental donde se identifican depósitos de canales, complejos de crevasse splay o rellenos de lagos y lodolitas de llanura de inundación (**Figura 6**). El Mirador Superior se depositó en un ambiente estuarino o de bahías y se reconocen depósitos de canales estuarinos, bay-head deltas, areniscas de rellenos de estuarios o bahías y lodolitas de bahías (**Figura 6**).

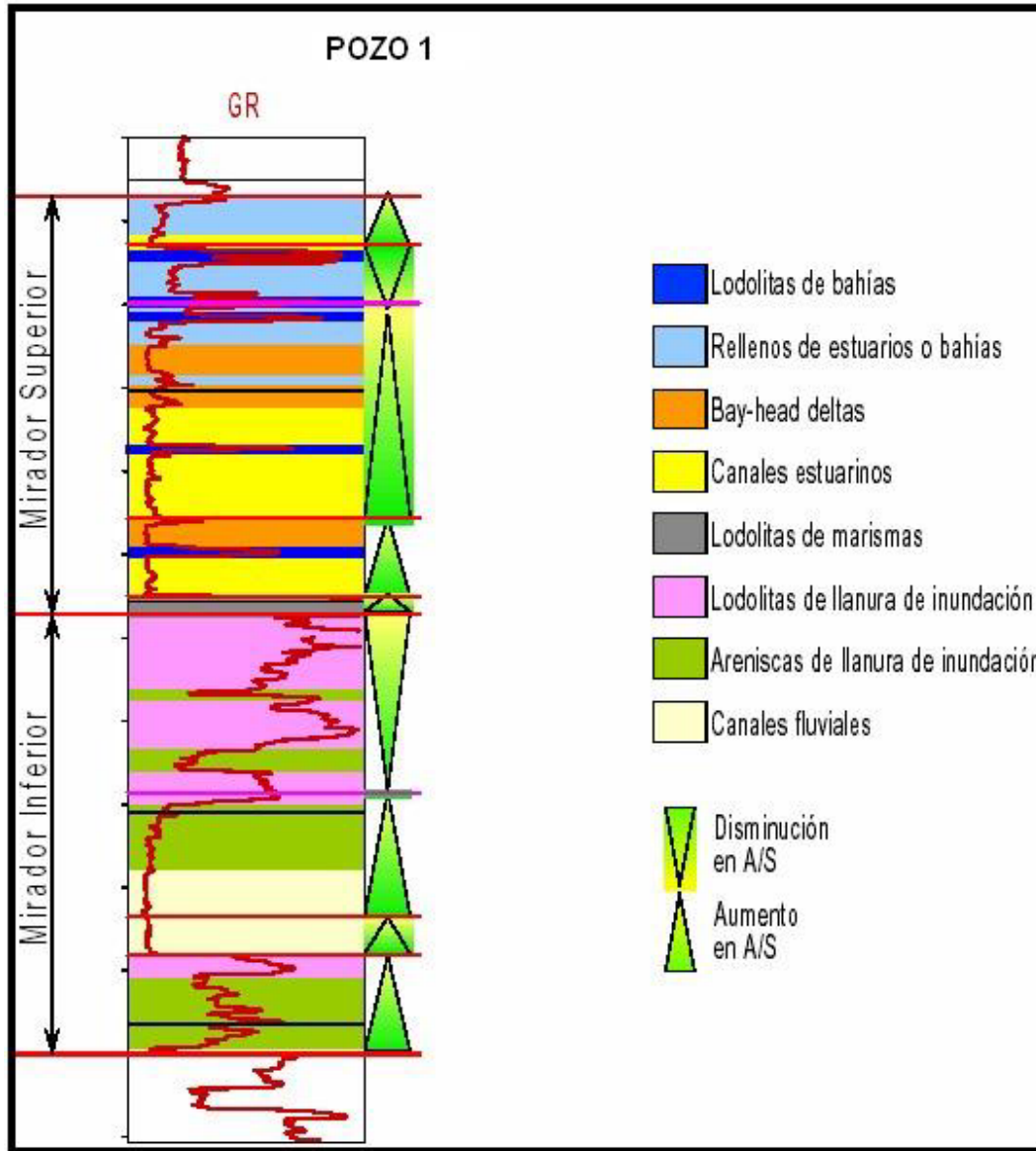


Figura 6. Interpretación Ambiental y Estratigráfica de la Formación Mirador en el pozo 1. (Ecopetrol ICP, 2001)

2.4.3.1 Interpretación Ambiental y Estratigráfica

Teniendo en cuenta atributos los sedimentológicos y estratigráficos la Formación Mirador en el área de estudio se puede dividir en Mirador Inferior y Mirador Superior (Ecopetrol ICP 2001) El Mirador Inferior contienen facies que se depositaron en un ambiente continental; en estos ciclos se identificaron cuatro principales tipos de depósito: areniscas de canales, areniscas de crevasse splay o rellenos de lagos y lodolitas de lagos y llanuras de inundación. El Mirador Superior contiene facies que se depositaron en ambientes transicionales de bahías o estuarios; en estos ciclos se identifican depósitos de canales, bay-head deltas y de rellenos de estuarios ó bahías.

• Mirador Inferior

De un análisis detallado de corazones (Ecopetrol ICP 2001, Fajardo) se definió que el Mirador Inferior esta constituido por tres ciclos estratigráficos, que están separados por superficies de inconformidad o de exposición subaérea (**Figura 6**). Estos ciclos “onlapan” continuamente la superficie de inconformidad a la base del Mirador. Estos ciclos presentan una transición de areniscas de canales a areniscas de complejos de crevasse splay o rellenos de lagos y finalmente a lodolitas de lagos y llanura de inundación; esta sucesión de depósitos puede estar o no completa. De la descripción de corazones y los datos de porosidad y permeabilidad de análisis básicos se concluyó que: 1) Las areniscas de canales corresponden a la roca con las mejores propiedades de reservorio (mas alta

porosidad y permeabilidad), 2) Las areniscas de crevasse splay tienen propiedades de reservorio mas bajas y 3) Las lodolitas de lagos y llanuras de inundación conforman barreras verticales al flujo de fluidos.

Los depósitos de canales son relativamente continuos a través del área de estudio; teniendo en cuenta la información de estudios previos, se considera que los ejes de los canales están orientados SE-NW. Los depósitos de complejos de crevasse splay o rellenos de lagos dentro de los diferentes ciclos no son continuos a través del campo; algunas veces están truncados por depósitos de canales y otras veces se pinchan en lodolitas de lagos o de llanura de inundación. Los depósitos lodosos de lagos y llanuras de inundación tampoco son continuos a través del campo; solo en el ámbito local conforman barreras verticales al flujo de fluidos. El espesor del shale medio de la Formación Mirador es muy variable en el campo debido a erosión e incisión de valles ocurrida después de su depositación.

• **Mirador Superior**

En el área de estudio el Mirador Superior está constituido por tres ciclos estratigráficos en los que se identificaron depósitos de canales, de bay-head deltas y de relleno de bahías (**Figura 6**). Los datos de porosidad y permeabilidad de análisis básicos de corazones definen que las areniscas de canales y de bay-head deltas corresponden a la roca con mejores características de reservorio; mientras que las areniscas de relleno de bahías o estuarios tienen malas calidades como reservorio.

Extrapolando la interpretación de estudios previos se considera que los ejes de los canales tienen una orientación SE-NW.

De acuerdo al trabajo realizado por la Unidad de investigaciones (UIN) del ICP, como parte del proyecto de Yacimientos Naturalmente Fracturados (YNF) (2004), se realizó una nueva interpretación facial de los pozos del campo, con el fin de disminuir el número de facies, que permitiera un manejo más sencillo de la información. Para esto se describieron nuevamente los pozos corazonados del campo identificando características litológicas y estratigráficas que permitieran analizar semejanzas, que posteriormente llevaron a caracterizar 17 facies a lo largo de todo el campo.

2.4.3.2 Litología.

La roca que se encuentra dentro de la Formación Mirador está compuesta por las areniscas de grano grueso a fino, a veces feldespáticas, depositadas en un ambiente continental. Estas areniscas son por lo general blancas a traslúcidas y el grano está subredondeado a subanguloso.

Las areniscas se encuentran en niveles espesos, hasta más de 100 pies a veces, y son separadas por arcillas carbonáceas grises a negras.

3. FUNDAMENTOS TEORICOS

Los registros han sido parte esencial en la evaluación de formaciones tanto homogéneas como heterogéneas y han empezado a tomar una gran importancia para el estudio de formaciones con presencia de fracturas naturales.

En 1957 cuando Mardooc y Myers publicaron algunas técnicas de evaluación de fracturas para el Sprawberry Trend de Texas usando registros radioactivos y de inducción se inició el interés por el estudio de fracturas a partir de los registros. Estos pioneros se esforzaron por proveer resultados razonables, sin embargo el análisis cuantitativo no fue posible; desde entonces muchas técnicas de interpretación han sido desarrolladas.

Picket, 1963, propone que la combinación de los registros sónico y neutrón pueden indicar la presencia de fracturas.

Morris, 1964, trabaja con el registro de amplitud sónica y manifiesta que la amplitud de las ondas compresionales es generalmente más atenuada debido a los altos ángulos de las fracturas, mientras que la amplitud de las ondas de cizalla parece ser más atenuada debido a bajos ángulos de las fracturas.

Pirson, 1967, hace una comparación de la separación de las curvas de normal corta y normal larga, las cuales pueden proveer información válida en cuanto a la

cantidad de porosidad, debido al fracturamiento, generando así un índice de fracturamiento.

Beck, Schutz y Fitzgerald, 1977, trabajaron un método potencial denominado “registro de identificación de fracturas”, este método se deriva de cuatro herramientas de alta resolución del dipmeter, el cual facilita la diferenciación entre los planos de fracturas horizontales y verticales.

Suau y Gartner, 1978, realizó análisis de fracturas a partir de registros en el medio oriente (Turquía y Siria), mediante la combinación de varios registros, con el fin de optimizar la producción tanto en campos gasíferos como petroleros. Las fracturas abiertas se identificaron mediante anomalías presentes tales como: cambios en la temperatura, densidad muy baja, contrastes en la resistividad de manera muy local, variaciones en el tamaño y la forma del hueco, incremento en el espesor de la torta de lodo (mud cake), utilizando registros de resistividad, dipmeter, densidad y sísmico.

Boyeldieu y Winchester, 1982, desarrollaron trabajos para caracterizar yacimientos naturalmente fracturados en formaciones carbonatadas mediante el registro de doble lateroperfil. Cuando se analiza el proceso del filtrado de lodo en un yacimiento de este tipo y se observa el registro de resistividad, se descubre que el mismo lateroperfil es indicador de fracturas mostrando que la diferencia de

medidas entre la profunda y la somera es una función del volumen de hidrocarburo desplazado hacia las fracturas.

Iverson, 1992, estudió el campo petrolero de Siloe en el suroeste de Wyoming, el cual posee una baja permeabilidad. Este reservorio fracturado ha sido examinado mediante 5 técnicas para la caracterización de la fracturas con registros de micro resistividad, sónicos, nucleares y perfiles sísmicos verticales.

Uno de los primeros estudios completos realizados para el análisis de fracturas mediante registros eléctricos se realizó en Sprawberry (Texas), para estos se tuvo en cuenta la integración de los núcleos de perforación y los registros. Ashis, 1996, propone una herramienta para integrar la información de los registros con la de los núcleos en un sistema denominado cross – plot de litoporosidad, esta técnica ayuda a interpretar formaciones con litologías complejas. El método maneja los datos de los registros de neutrón, densidad y sónico simultáneamente. De la lectura de estos registros salen dos parámetros independientes de porosidad M y N que ayudarán a determinar porosidad secundaria.

Nelson, 2000, reúne la experiencia de BP Amoco en diferentes campos del mundo para registrar una serie de aspectos teóricos en el estudio de los yacimientos naturalmente fracturados, particularmente toma un ejemplo del campo la Paz, en la Serranía de Perijá en Venezuela y muestra un estudio completo del fracturamiento del campo.

Para Colombia en particular Acosta y ramos 2001, realizan un estudio sobre la evaluación de Yacimientos naturalmente fracturados a partir de registros eléctricos, en un campo del valle Medio del Magdalena, analizando su aplicación en perforación de pozos horizontales.

Arango, 2003, realiza una determinación del índice de intensidad de fracturamiento y la incidencia sobre la permeabilidad de los yacimientos naturalmente fracturados, allí propone una metodología de estudio con base en varios criterios de determinación de intensidad de fracturamiento a partir de los registros de pozo, trabajo que realiza en un campo del Valle Medio del Magdalena.

3.1 ASPECTOS FUNDAMENTALES DE LOS REGISTROS ELÉCTRICOS

3.1.1 Potencial Espontáneo (SP). La Curva de Potencial Espontáneo (SP) es un registro en función de la profundidad, de la diferencia entre el potencial de un electrodo móvil en el pozo y el potencial fijo de un electrodo de superficie.

Frente a las lutitas, las lecturas de la curva del SP son más o menos constantes y tienden a seguir una línea recta en el perfil, llamada línea base de lutitas. En capas de suficiente espesor la curva de SP tiende a alcanzar una desviación constante definiendo una línea de arenas mientras que para el caso de formaciones permeables, con alta tendencia de fracturamiento, suele ocurrir invasión del filtrado de lodo en la fractura, lo cual origina fuertes efectos de auto

potencial que se ven reflejados por deflexiones negativas de la curva SP indicando aumentos de permeabilidad en la roca (Pirson, 1977).

La desviación de la curva del SP puede ser hacia la izquierda (negativa) ó hacia la derecha (positiva) dependiendo de las salinidades relativas del agua de formación y del filtrado de lodo.

El SP no se puede registrar en pozos llenos de lodos no conductores (base-aceite), ya que tales lodos no forman una conexión eléctrica entre el electrodo del SP y la formación. Si las salinidades (resistividades) del filtrado del lodo y del agua de formación son más ó menos iguales, las deflexiones del SP serían pequeñas y la curva casi sin variación.

3.1.2 Registro de Rayos Gamma (GR). Este perfil mide la actividad natural de los Rayos Gamma en las formaciones. Es importante en la detección y evaluación de minerales radioactivos como Potasio, Uranio y Thorio.

En formaciones sedimentarias el Perfil de Rayos Gamma generalmente refleja el contenido de lutita de las formaciones (Bendeck, 1992). Esto, porque los minerales elementos radioactivos tienden a concentrarse en lutitas y arcillas. Las formaciones limpias tienen normalmente un nivel bajo de radioactividad, a menos que estén contaminadas de cenizas volcánicas, rodados de graníticos radioactivos o que las aguas de formación contengan sales de Potasio disueltas.

En las *fracturas*, el perfil de GR puede mostrar anomalías, por altos niveles de radiactividad explicados por la depositación de sales de uranio durante la circulación de las aguas sobre las fracturas abiertas.

3.1.3 Registro Neutrón. Refleja principalmente la cantidad de hidrógeno en la formación (Bendeck, 1992). Como el petróleo y el agua contienen prácticamente la misma cantidad de hidrógeno por unidad de volumen, las respuestas reflejan primordialmente la cantidad del espacio poral lleno de líquido en formaciones limpias. Pero esta respuesta corresponde a todos los átomos de hidrógeno de la formación incluyendo aquellos que están combinados químicamente en los materiales de las formaciones.

De esta manera, la lectura de un Perfil Neutrónico depende principalmente del índice de hidrógeno de la formación. El índice de hidrógeno es proporcional a la cantidad de hidrógeno por unidad de volumen, tomando como unidad el índice de hidrógeno del agua dulce en las condiciones existentes en la superficie.

La combinación del registro neutrón con el Sónico puede indicar la presencia de fracturas, ya que para la respuesta de estos registros se asume que el registro Sónico provee el valor de porosidad de la matriz y el registro Neutrón provee el valor de porosidad total. La diferencia de porosidad entre el Sónico y el Neutrón es interpretada como porosidad de fractura.

3.1.4 Registros de Resistividad. Los registros de resistividad generalmente se corren a tres diferentes profundidades de investigación, las medidas de las cuales proporcionan las resistividades de formación, zona virgen y zona invadida (R_{XO} y R_t), que son los parámetros buscados. (Bendeck, 1992).

Asumiendo que la resistividad del filtrado de lodo es igual o un poco mayor que la resistividad del agua de formación ($R_{mf} > R_w$); la herramienta de microresistividad leerá sobre el filtrado de lodo, registrando una curva de valores bajos; mientras que la curva de resistividad somera leerá sobre la zona de transición y la curva de resistividad profunda sobre la zona no invadida; registrando valores reales de la resistividad de la formación (R_w). En general, estas lecturas diferenciales se reflejan gráficamente como una separación positiva entre estas dos últimas curvas.

Si se considera que en un sistema de fracturas, totalmente de hidrocarburo, el lodo de perforación desplaza los fluidos cerca de la pared del pozo invadiendo las fracturas. La respuesta de las herramientas que miden resistividad, puede ser empleada para identificar intervalos fracturados.

3.1.5 Registro Sónico (DT). El registro sónico es un registro de la profundidad contra Δt , el tiempo requerido por una onda compresional de sonido para recorrer un pie de formación. Conocido también como “tiempo de tránsito”, Δt es el valor recíproco de la velocidad de una onda compresional de sonido.

El tiempo de tránsito en una formación dada depende de su litología y porosidad. La dependencia de la porosidad, conocida la litología, hace que el Registro Sónico sirva como registro de porosidad.

Para el caso de las fracturas Morris et al (1964) indica que las amplitudes de las ondas compresionales (onda P) son generalmente más atenuadas por fracturas verticales o de alto ángulo. En las ondas de cizalla o corte (Onda S), el movimiento de una partícula, en la onda de corte, es perpendicular a los ejes de la cara del pozo. En general son más atenuadas por fracturas horizontales o de bajo ángulo. Cuando una onda de este tipo encuentra una fractura llena de fluido, su amplitud desaparece.

3.1.6 Perfil de Densidad (RHOB). Este registro se utiliza principalmente como registro de porosidad. La medición de la densidad de la formación tiene también aplicación en la identificación de minerales en depósitos de evaporitas, descubrimiento de gas, determinación de la densidad de hidrocarburos y evaluación de arenas arcillosas y litologías complejas.

3.1.7 Curva de corrección del perfil de Densidad (DRHOB). Indicaciones de fracturas pueden ser obtenidas a partir de esta curva, la cual corrige el registro de densidad por efectos de rugosidad del hueco o por efectos de torta de lodo (mud cake), anomalías que se presentan por efecto del lodo en las fracturas.

3.1.8 PEF (Potencial Fotoeléctrico). Este registro mide el factor fotoeléctrico de una formación, permitiendo identificar el contenido mineralógico de las rocas presentes; ya que existen valores previamente establecidos para los diferentes minerales. Anomalías en este registro indican la presencia de minerales que aumentan el valor del PEF probablemente en zonas fracturadas.

3.1.9 Registros de FMS. La herramienta microexploradora de formación FMS obtiene un conjunto de imágenes orientadas, bidimensionales y de alta resolución de las variaciones de microresistividad alrededor de la pared del pozo.

El programa de graficación que contiene la herramienta, permite la presentación de las imágenes en escala de grises (blanco para altas resistividades y negro para bajas) y en escala de colores. Además posee un software incorporado dentro del registro que permite visualizar las imágenes en presentación azimutal, dándoles su propia orientación entre 0° y 360°.

La herramienta FMS ha presentado excelentes resultados para la ubicación de fracturas naturales y en pozos horizontales.

3.2 ASPECTOS FUNDAMENTALES DE LOS YACIMENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

Un yacimiento naturalmente fracturado es una ocurrencia macroscópica de discontinuidades planares en la roca debido a la deformación o a la diagénesis

física. Si se refiere a una fractura frágil, esta estuvo probablemente abierta al inicio, pero pudo haber sido alterada o mineralizada posteriormente. Si se trata de fracturas más dúctiles, estas debieron existir como unas bandas de alta deformación en la roca. Como resultado, los reservorios naturalmente fracturados pueden tener efectos positivos o negativos en el flujo de fluidos dentro de la roca.

La definición de un reservorio fracturado es muy amplia debido a que un sistema de fracturas naturales puede tener una variedad de efectos sobre el reservorio y el recobro. Por consiguiente estos efectos deben de ser analizados antes que sean evidenciados en los datos de producción. Un reservorio fracturado es aquel que presenta fracturas naturales, o está predestinado a tenerlas (Nelson 2001).

3.2.1 Génesis de las Fracturas

Tres tipos de fracturas son identificados para tres direcciones principales de stress. Toda fractura frágil en la roca debe conformar uno de estos tres tipos básicos de fracturas: cizalla, extensión y fracturas de tensión (Nelson 2001).

3.2.1.1 Fracturas de cizalla. Estas fracturas tienen un sentido de desplazamiento paralelo al plano de fractura. Ellas forman un ángulo agudo para la dirección del máximo esfuerzo principal compresivo σ_1 y un ángulo obtuso en dirección del mínimo esfuerzo compresivo σ_3 dentro de la muestra de roca.

3.2.1.2 Fracturas de Extensión. Las fracturas de extensión tienen un sentido de desplazamiento perpendicular y alejado del plano de fractura. Estas fracturas se originan cuando los tres esfuerzos principales son compresivos.

3.2.1.3 Fracturas de Tensión. Estas fracturas también tienen un sentido de desplazamiento perpendicular y alejado del plano de fractura. Estas fracturas son semejantes a las fracturas de extensión. Sin embargo, para formar una fractura de tensión, al menos uno de los esfuerzos debe ser negativo. Para formar una fractura de extensión, todos los tres esfuerzos principales deben ser positivos (compresivos). Las fracturas de tensión solo ocurren cerca a la superficie, mientras que las fracturas de extensión pueden ocurrir en condiciones de mayor profundidad.

3.2.2 Morfología de las Fracturas

Un factor importante que determina la porosidad de fractura y la permeabilidad es la morfología de los planos de fractura. Esta morfología puede ser observada en los núcleos y afloramientos e inferirse de algunos registros de pozo. Hay cuatro tipos básicos de morfología para los planos de fracturas naturales.

3.2.2.1 Fracturas Abiertas. Como su nombre lo indica, no poseen material diagenético relleno el espacio entre las paredes de la fractura. El ancho de la fractura es muy pequeño, probablemente del tamaño de un poro, pero incrementa significativamente la permeabilidad en la dirección paralela a la fractura, pero por otro lado tiene un efecto despreciable en la permeabilidad en el sentido

perpendicular a la fractura. El flujo de fluidos en las fracturas abiertas está evidenciado en los afloramientos por un tinte de oxidación o por un bandeamiento paralelo a las fracturas.

3.2.2.2 Fracturas Deformadas. Las fracturas deformadas se originan en una zona de cizalla dúctil, donde inicialmente se presentan como abiertas y posteriormente se alteraron físicamente por el movimiento tectónico de la cizalla.

Aquí se incluyen fracturas estriadas y alisadas. Las estrías son formadas por acumulaciones de material finalmente desgastado resultante de la granulación o movimientos de deslizamiento. Las fracturas alisadas son el resultado del deslizamiento friccional a lo largo de una fractura o un plano de falla. Estas superficies estriadas o pulidas pueden incrementar la permeabilidad en dirección paralela a la fractura pero disminuir drásticamente la permeabilidad perpendicularmente a ésta.

3.2.2.3 Fracturas Mineralizadas. Estas fracturas han sido cementadas u “obstruidas” por mineralizaciones diagenéticas secundarias. A menudo todo este material secundario cementante es cuarzo, carbonato o ambos. Los minerales pueden cementar de manera completa o parcial. Este efecto en la permeabilidad depende completamente del relleno y de la historia diagenética del material. Usualmente las fracturas cementadas son barreras permeables, pero la cementación incompleta de la fractura puede formar un poro ó una porosidad intergranular que genera un incremento en el valor de la permeabilidad del reservorio.

3.2.2.4 Fracturas vugulares. Las fracturas vugulares no son morfológicamente una fractura verdadera, ellas son una matriz de alteración alrededor de una fractura.

Las fracturas vugulares se forman cuando los fluidos penetran en las rocas de baja permeabilidad a lo largo de los planos de fractura. Si los fluidos están en desequilibrio con la matriz de la roca, la disolución puede ocurrir. Estas fracturas pueden proporcionar porosidades y permeabilidades significativas debido a su forma relativamente redondeada.

4. ANALISIS DE INFORMACION DE NUCLEOS Y REGISTROS PARA EL ESTUDIO DE LA INTENSIDAD DE FRACTURAMIENTO

Para el estudio de las variables estáticas (núcleos y registros) se hizo uso de la información disponible en el Instituto Colombiano del Petróleo, ICP, del campo, considerado como yacimiento de doble porosidad y doble permeabilidad, en el que las fracturas naturales actúan como conductos que mejoran la productividad del yacimiento.

4.1 ANALISIS DE LA INFORMACION

Para la realización de este proyecto se tomaron en cuenta los resultados obtenidos por el Grupo de Modelamiento de Procesos de Hidrocarburos (Gmph) trabajo realizado durante los años 2004 y 2005, en lo correspondiente a la descripción sedimentológica y de fracturamiento de gran parte de los pozos del campo.

4.1.1 Información de núcleos

La información de núcleos permite validar y correlacionar los datos y observaciones que se puedan extraer de los registros de pozos.

Para este estudio se trabajaron tres pozos corazonados, escogidos estratégicamente de acuerdo a su ubicación geográfica y estructural dentro del campo.

La tabla 1 muestra el inventario de pozos utilizados y su localización dentro del campo.

Tabla 1. Inventario pozos corazonados con los intervalos utilizados.

| POZO | TOPE | BASE | FORMACION | POSICION ESTRUCTURAL |
|-------------|-------------|-------------|------------------|-----------------------------|
| 1 | 12444 | 12942 | Mirador | Cresta |
| | 12942 | 13083 | Los Cuervos | |
| 2 | 14760 | 15065 | Mirador | Cresta |
| 3 | 13860 | 13883.2 | Mirador | Flanco |
| | 14076 | 14118 | Mirador | |

La figura 7, muestra la ubicación detallada de los pozos y su posición vista de perfil, para entender la importancia de estos dentro del yacimiento.

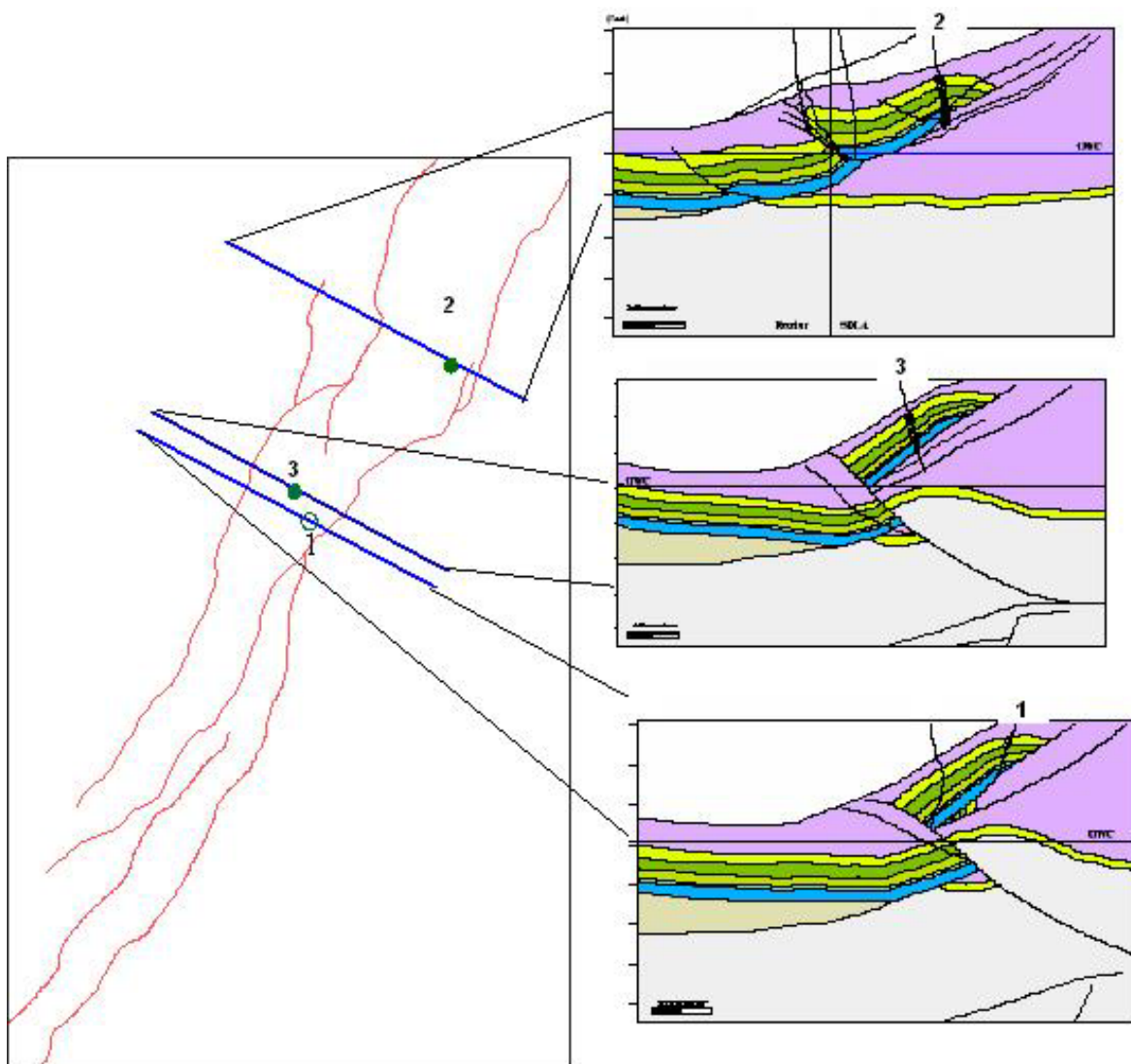


Figura 7. Ubicación detallada de los pozos 1, 2 y 3 dentro del campo

4.1.2 Información de Registros

Con base en la búsqueda, descargue y posterior análisis de la información obtenida a través de las diferentes bases de datos que posee ECOPEPETROL, se hizo una recopilación completa de la información del campo de estudio en formato digital.

En la base de datos de OpenWorks® se utilizó el proyecto Cupiagua 2000; este proyecto tiene cargada la información completa de registros eléctricos básicos, pruebas de pozo, curvas generadas en el proceso de interpretación, que fueron utilizados para el proyecto del Modelo Integrado Cupiagua de ECOPEPETROL 2001.

La **Tabla 2**, muestra la información de registros básicos disponible para cada uno de los pozos en estudio.

| REGISTRO POZO | CAL | GR | CGR | RESISTIVOS | | | | DT | RHOB | DRHO | PEF | URAN | POTA | THOR |
|------------------|-----|----|-----|------------|------|-----|-----|------|------|------|-----|------|------|------|
| | | | | IDPH | IMPH | ILD | ILM | | | | | | | |
| 1 | X | X | X | X | X | X | X | X | X | X | X | X | X | X |
| 2 | X | X | X | X | X | X | X | X | X | X | X | X | X | X |
| 3 | X | X | X | X | X | X | X | ---- | X | X | X | X | X | X |

4.1.3 Información de Facies y Fracturas

La definición o unificación de facies realizada por el Grupo de modelamiento de procesos de hidrocarburos (Gmph), y la caracterización de fracturas en los corazones son la base de este trabajo, ya que proporciona la principal fuente de comparación para lo que se pueda observar en los registros convencionales.

Los resultados de la descripción sedimentológica y facial realizada por el proyecto de Yacimientos naturalmente Fracturados de la Unidad de Investigación del ICP, 2004, muestra las siguientes facies:

| FACIES | DESCRIPCIÓN |
|---------------|--|
| Aac | Cuarzoarenita con aloquímicos |
| Ab | Cuarzoarenita bioturbada |
| Abre | Cuarzoarenita bioturbada con relictos de estratificación cruzada |
| Adp | Cuarzoarenita con deformación penecontemporánea |
| Aep | Cuarzoarenita con estratificación cruzada con pebbles |
| Al | Cuarzoarenita con laminación |
| Abri | Cuarzoarenita bioturbada con relictos de laminación |
| Acep | Cuarzoarenita conglomerática con estratificación cruzada y pebbles |
| Ae | Cuarzoarenita con estratificación cruzada |
| Aep | Cuarzoarenita con estratificación planar |
| Cep | Conglomerado con estratificación cruzada con pebbles |
| Cmo | Conglomerado oligomórfico |
| Fb | Arcillolita - Limolita bioturbada |
| Fc | Arcillolita – Limolita carbonosa |
| Fm | Arcillolita – Limolita moteada |
| Fbri | Arcillolita Limolita bioturbada con relictos de laminación |
| Fl | Arcillolita Limolita con laminación |

Tabla 3. Facies sedimentarias definidas para la formación Mirador, campo Cupiagua

En cuanto a la descripción de fracturas, se evaluaron parámetros como tipo de fractura (natural, inducida, semi inducida, estilolitos), tipo de esfuerzo (tensión, compresión, cizalla), aptitud de la fractura, abertura, morfología y relleno; descritas pie a pie de forma sistemática a lo largo de los pozos corazonados.

Para el análisis de fracturas a partir de registros es importante tener en cuenta las fracturas naturales (tensión, compresión y cizalla) las cuales son un aporte significativo a la porosidad y permeabilidad del yacimiento; a su vez los estilolitos actúan como barreras al flujo de hidrocarburos por lo que es vital su identificación en los pozos y su distribución zonal.

4.2. METODOLOGIA PARA CORRELACION FACIES – REGISTROS

Originalmente un estudio sedimentológico a partir de los registros involucra un estudio de las formas de varias curvas, valores determinados para cada registro, y otras variables que puedan indicar el tipo de sedimentación y ambiente deposicional; en el caso de este estudio se plantea una metodología inversa (Serra, 1986) donde se parte de la descripción de ambientes y facies sedimentarias definidas en los corazones, lo cual sirve como base para comparar con los datos obtenidos de los registros eléctricos, dando así una idea o rangos de valores que se puedan asignar a cada una de las facies sedimentarias definidas, estableciendo de esta manera una serie de electrofacies que son totalmente correlacionables con lo observado en los núcleos de perforación.

El método consiste inicialmente en realizar lo que se ha denominado “Diagramas de araña” (spider’s webs, Serra, 1986), que consiste de una serie de ejes distribuidos de manera radial, donde cada eje está dividido en su escala respectiva y a cada uno corresponde un registro eléctrico, en ellos se grafican los

valores del registro para cada facies sedimentaria, al final se unen los puntos de cada eje formando un polígono que tendrá una forma característica para dichas facies.

En la **figura 8** se muestra un diagrama realizado para la facies *Abre* con los registros eléctricos utilizados para su caracterización.

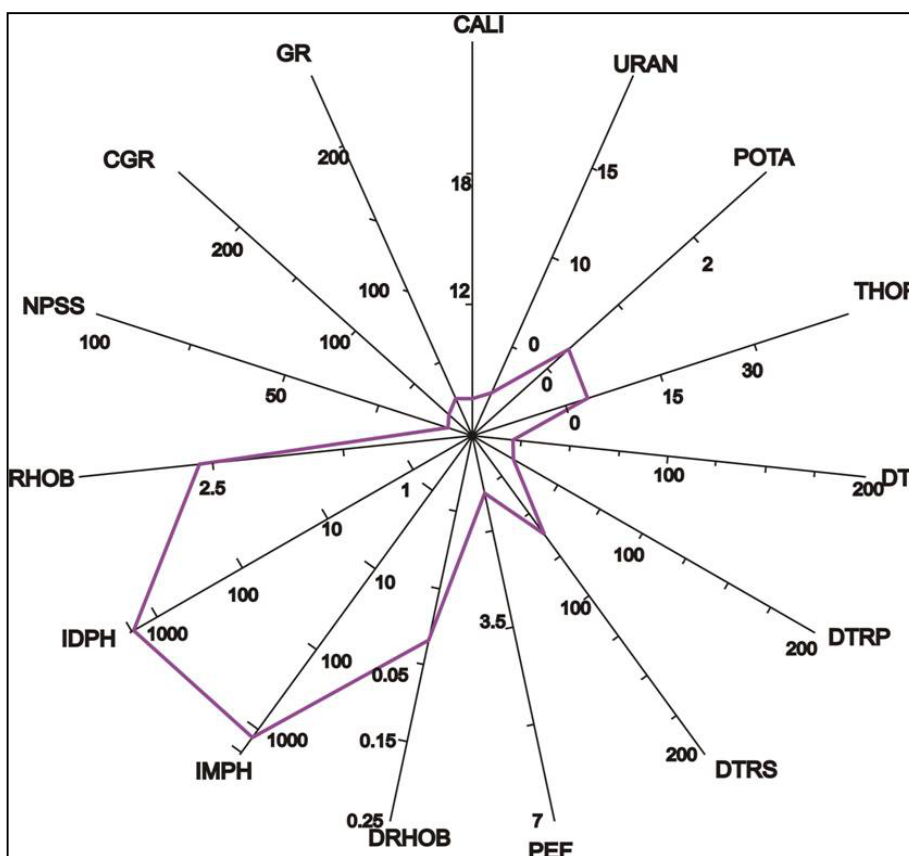


Figura 8 Ejemplo de diagrama de araña realizado para la facies ABRE en el pozo 1.

En este ejemplo la forma del polígono es la huella de la facies *Abre*, definida a partir de los registros; que es de utilidad en el momento de analizar pozos donde no exista núcleo de perforación, siendo estos diagramas la única fuente de

comparación para hacer una aproximación más detallada a la definición de la litología que atraviese el pozo.

Otra forma de visualizar la respuesta de los registros y su relación con las facies se logra a partir de la realización de diagramas de barras, en los cuales se grafican en la ordenada las facies definidas en el corazón y en la abcisa el valor correspondiente de un determinado registro para cada facies, (**figura 9**).

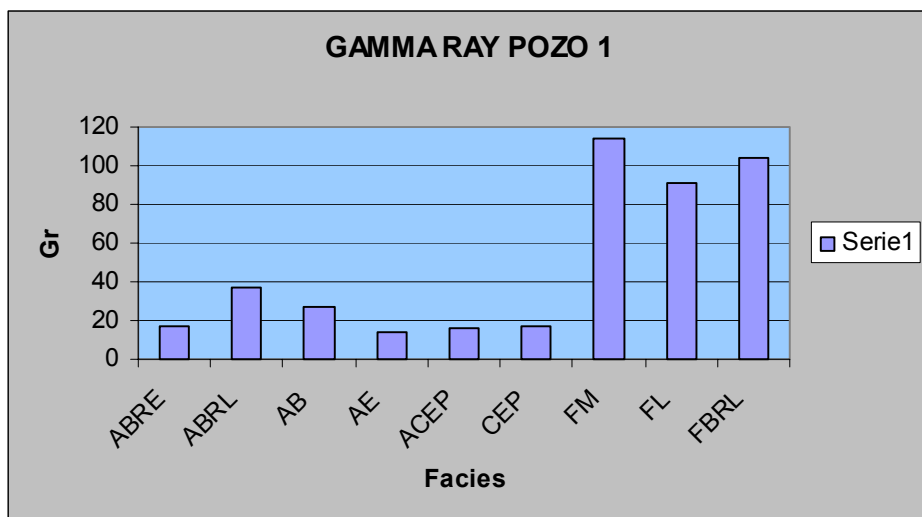


Figura 9. Diagrama de barras realizado para el Registro Gamma Ray en el pozo 1.

Estos diagramas son un discriminante de litología a partir de los registros eléctricos convencionales, nótese que para cada facies hay un valor correspondiente promedio del registro en el pozo, lo que permite visualizar y comparar el valor del registro en las facies.

5. DEFINICION DE ELECTROFACIES PARA POZOS CORAZONADOS

Teniendo en cuenta el método de evaluación y visualización utilizado para relacionar las facies sedimentarias con registros eléctricos (spider's webs y diagramas de barras), se logra definir valores promedio de los registros para cada facies, asignando de esta forma unas correspondientes electrofacies (Tabla 4, 5), para los pozos corazonados en estudio del campo.

5.1 METODOLOGIA PARA DEFINICIÓN DE ELECTROFACIES

Teniendo en cuenta los valores expuestos en las tablas y los diagramas, se logran dividir 2 grandes paquetes o intervalos, en los cuales están oscilando los valores de los registros, que a su vez están correspondiendo a los grandes paquetes sedimentarios que se observan en los pozos (Areniscas - conglomerados y limolitas – arcillolitas).

Se define la primera caracterización de electrofacies de la siguiente manera:

A Y B, (**Figura 10**) que de la misma forma van a estar subdivididas de acuerdo a pequeñas diferencias que se observen en los diferentes registros, esto se denota de forma numérica (A1, A2....., B1, B2...etc.).(**Figura 11**).

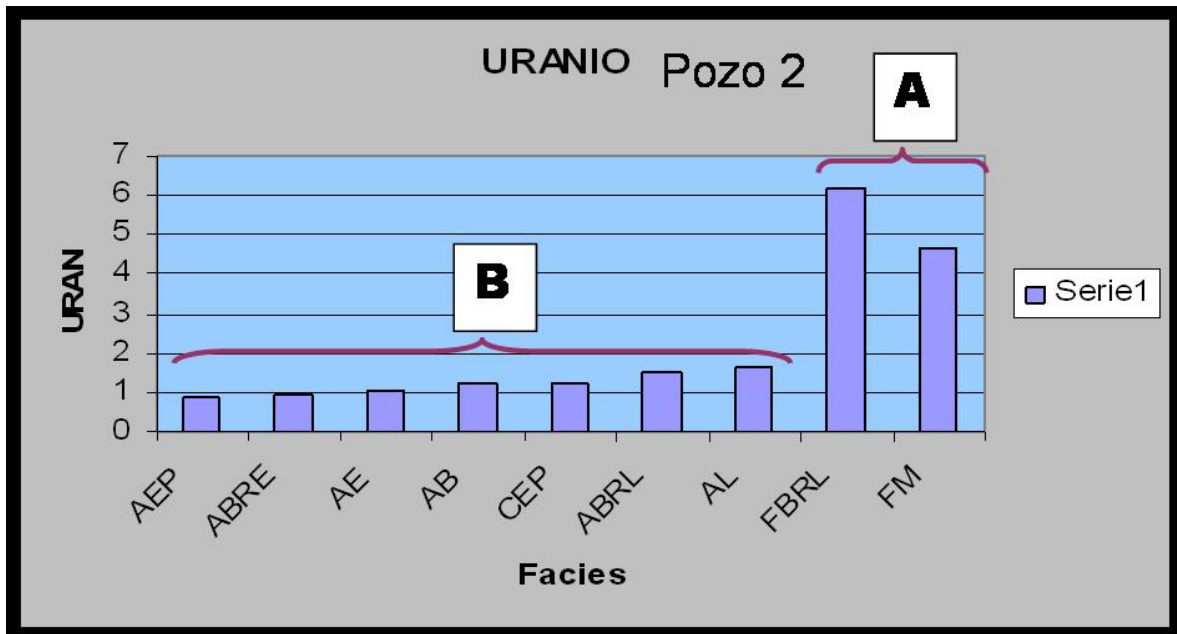
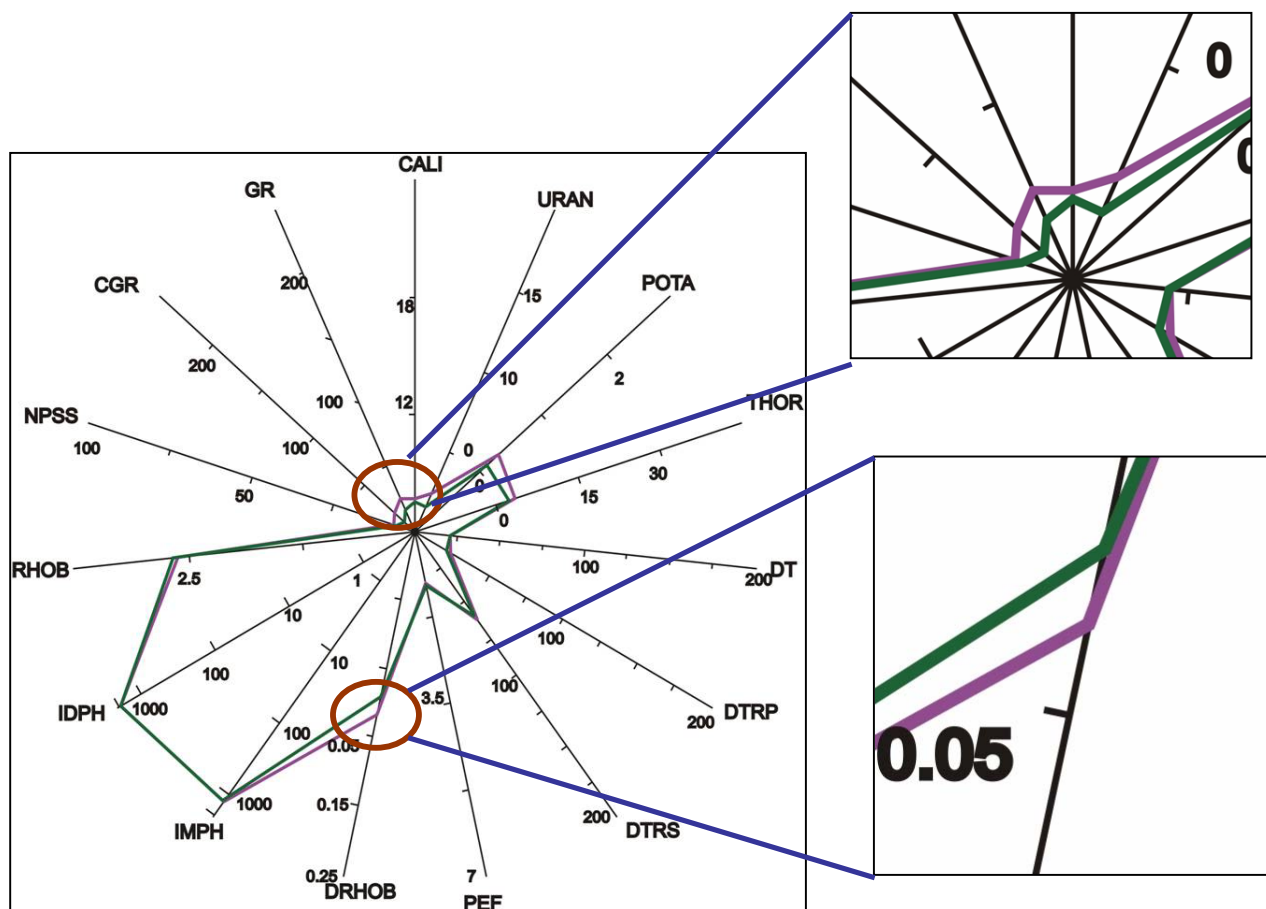


Figura 10. Diagrama de barras para el registro de Uranio, donde se muestran las primeras divisiones realizadas (A y B) para la definición de las electrofacies.

Como los diagramas de barras no logran definir pequeñas deferencias en cada electrofacies mayor ya establecida y se busca un mejor detalle, que permita subdividir los paquetes grandes, agrupando las facies sedimentarias que presenten un comportamiento similar; se hace uso de los llamados diagramas de araña (**Figura 11**), en los cuales por comparación visual entre ellos, ya sea en el mismo o en los demás pozos se logran definir criterios de diferenciación entre unas facies y otras, agrupándolas en las electrofacies definitivas



AB ———

ACEP ———

Figura 11. Diagramas de araña para las facies AB y ACEP, superpuestos uno respecto al otro, donde se observan pequeñas diferencias que permiten la subdivisión en electrofacies.

Basados en el análisis detallado de los pozos en estudio y después de analizar diferencias y semejanzas de cada facies sedimentaria y la respuesta de los registros, se muestra un esquema de la caracterización realizada (**Figura 12**).

Pozo 1

| FACIES SEDIMENTARIA | VALOR REGISTRO ELÉCTRICO (POZO 1) | | | | | | | | | | | | |
|------------------------|-----------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------------|
| | CAL | GR | CGR | NPH | RHOB | PEF | DT | DTRS | DTRP | URAN | POTA | THOR | ELECTROFACIE |
| Abre | 8.290 | 17.27 | 13.13 | 4.733 | 2.566 | 1.990 | 56.23 | 90.43 | 55.94 | 1.735 | 0.116 | 2 | B1 |
| Ae | 7.636 | 13.63 | 9.090 | 4.918 | 2.550 | 2.187 | 55.65 | 89.56 | 55.65 | 1.560 | 0.066 | 2 | B1 |
| Acep | 7.630 | 16.35 | 10.90 | 5.240 | 2.570 | 2.187 | 55.65 | 87.6 | 55.65 | 1.40 | 0.133 | 2.25 | B1 |
| Cep | 7.909 | 16.66 | 10.6 | 6.557 | 2.575 | 2.33 | 54.78 | 96.08 | 54.98 | 1.458 | 0.11 | 1.6 | B1 |
| Ab | 7.720 | 27.27 | 20.84 | 6.557 | 2.540 | 2.113 | 56.08 | 89.15 | 58.69 | 2.372 | 0.310 | 3.33 | B2 |
| Abri | 8.757 | 37.12 | 28.02 | 8.196 | 2.466 | 3.90 | 57.38 | 99.12 | 57.38 | 2.965 | 0.322 | 6.5 | B3 |
| Fbri | 8.50 | 104.0 | 84.80 | 25.8 | 2.40 | 4.04 | 57.5 | 95.0 | 60.0 | 6.50 | 1.16 | 21.7 | A1 |
| Fm | 12.54 | 113.6 | 86.35 | 33.93 | 2.369 | 6.92 | 66.06 | 110.2 | 64.01 | 5.121 | 2.065 | 27.99 | A2 |
| FI | 9.270 | 90.90 | 72.72 | 26.22 | 2.60 | 5.906 | 58.28 | 97.39 | 60.86 | 4.330 | 1.133 | 14 | A3 |

Tabla 4. Valores promedio para cada electrofacies y su correspondiente facies en el pozo CP A1z

Pozo 2

| FACIES SEDIMENTARIA | VALOR REGISTRO ELÉCTRICO (POZO 2) | | | | | | | | | | | | |
|------------------------|-----------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|-------|-------|-------|-------|-------|--------------|
| | CAL | GR | CGR | NPH | RHOB | PEF | DT1 | DT2 | DT4P | URAN | POTA | THOR | ELECTROFACIE |
| Abre | 8.57 | 21.10 | 11.44 | 4.24 | 2.53 | 2.048 | 88.56 | 95.70 | 61.42 | 1.18 | 0.156 | 2.4 | B1 |
| Adp | 8.63 | 17.85 | 12.47 | 3.86 | 2.543 | 2.06 | 95.27 | 98.25 | 57.77 | 0.66 | 0.27 | 2.11 | B1 |
| Ae | 8.6 | 19.29 | 11.17 | 3.56 | 2.57 | 2.02 | 89.59 | 94.52 | 59.74 | 1.071 | 0.16 | 2.15 | B1 |
| Cep | 8.63 | 22.18 | 12.53 | 4.466 | 2.55 | 2.173 | 93.975 | 95.97 | 58.42 | 1.20 | 0.19 | 2.36 | B1 |
| Aep | 8.59 | 19.88 | 13.4 | 3.95 | 2.55 | 2.12 | 86.45 | 92.71 | 57.74 | 0.88 | 0.1 | 2.52 | B1 |
| Ab | 8.58 | 20.33 | 13.72 | 3.8 | 2.575 | 1.9 | 83.83 | 93.42 | 60.05 | 0.63 | 0.218 | 2.6 | B2 |
| Abri | 8.6 | 30.82 | 23.26 | 5.35 | 2.249 | 2.22 | 91.52 | 91.42 | 59.38 | 1.51 | 0.326 | 4.13 | B3 |
| AI | 8.63 | 27.37 | 16.30 | 4.75 | 2.575 | 2.076 | 89.66 | 95.86 | 61.28 | 1.66 | 0.21 | 3.57 | B3 |
| Fbri | 9 | 93.51 | 52.4 | 8.3 | 2.583 | 2.26 | 95.71 | 100 | 61.62 | 6.17 | 0.2 | 11.19 | A1 |
| Fm | 8.71 | 110.9 | 79.17 | 32 | 2.66 | 3.06 | 106.37 | 112.1 | 58.68 | 4.68 | 0.63 | 18.67 | A2 |

Tabla 5. Valores promedio para cada electrofacies y su correspondiente facies en el pozo CP H 11

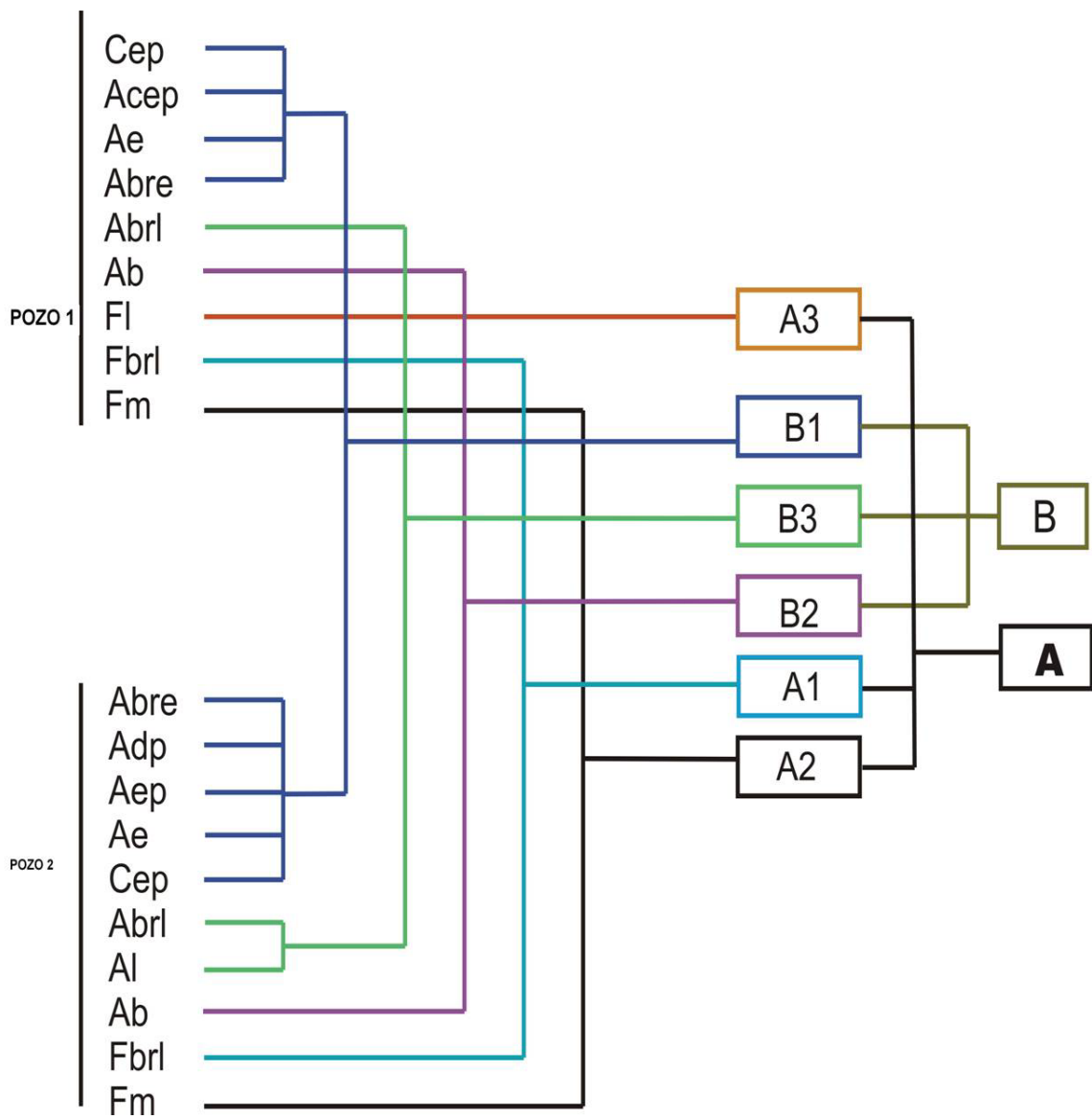


Figura 12. Diagrama de definición de electrofacies, basado en las semejanzas de las facies sedimentarias respecto a los registros eléctricos

6. ANÁLISIS DE FRACTURAS A PARTIR DE REGISTROS, PARA LOS POZOS CORAZONADOS 1, 2 y 3

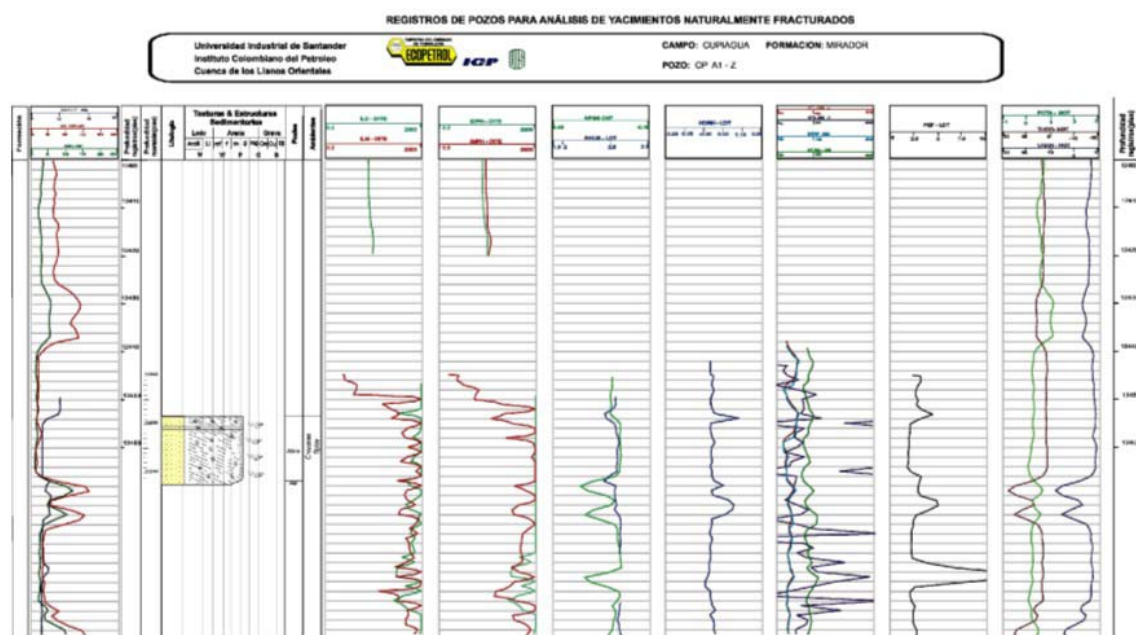


Figura 13. Formato utilizado para visualización de los registros y las columnas estratigráficas

Para iniciar el análisis de las zonas fracturadas, se hace una visualización de los registros eléctricos convencionales principales (Tabla 2) y las columnas estratigráficas definidas en la descripción de los corazones de perforación; para esto se creó un formato digital (Figura 13) donde se muestra varios sets de registros dispuestos de forma vertical, correspondientes en profundidad con el núcleo y con las facies y ambientes sedimentarios definidos para cada intervalo. Esto permite hacer un análisis general de la respuesta de ellos y de cualquier anomalía que no corresponda a un efecto normal de los paquetes litológicos.

Una primera inspección manual, compara las descripciones y caracterizaciones de fracturas realizadas en los corazones con las anomalías observadas en los registros; cabe anotar que la descripción en los núcleos es bastante detallada, por lo tanto es probable que el registro no muestre el mismo fracturamiento menor que se describe físicamente, mostrando una tendencia más general de zonas fracturadas en determinados intervalos.

Otra situación que se puede presentar es que en los registros no se observen indicios de fracturas que si son verificables en los núcleos; esto puede ocurrir porque las fracturas no existen en profundidad o porque no se habían desarrollado totalmente y no son sensibles a la herramienta de perfilaje.

6.1 CRITERIOS DE ANÁLISIS, BASADOS EN LOS REGISTROS DE POZOS EXISTENTES PARA IDENTIFICACIÓN DE FRACTURAS.

Para iniciar el análisis se tomaron en cuenta algunos registros fundamentales que según la teoría pueden mostrar criterios para la identificación de fracturas, validando si son aplicables total o parcialmente para los pozos en estudio y en general para el campo.

6.1.1 Criterio del Caliper

Este registro ha sido utilizado normalmente para controlar las dimensiones del hueco y por consiguiente las condiciones de estabilidad de este.

Aunque en los pozos de estudio este registro no presenta grandes anomalías debido a que la mayoría de los paquetes son arenosos; sirve como un indicador inicial de fracturamiento.

Se observa, como es de esperarse que en litologías arcillosas la curva del Caliper aumente sus valores debido a la inestabilidad del hueco por efecto de litologías muy físilas (Arango, 2003); se observó en pozos como el 1 y 3 principalmente que en unos pequeños sectores donde se observa fracturamiento en arcillas, los valores de la curva Caliper son demasiado inestables, con comportamientos muy anómalos con respecto a los demás paquetes de litología muy fina.

En las arenas, especialmente en la parte superior de la Formación Mirador, en los lugares donde se registra alto fracturamiento en el corazón, se observan anomalías (aumento) en los valores de la curva del Caliper (**Figura 14**), corroborando en este sector que el criterio es aplicable; esta situación se observa más claramente en el pozo 1, mientras que en los otros dos no es muy claro debido a una estabilidad marcada del registro a lo largo de los pozos.

Por esta razón este criterio se utiliza como simple inspección inicial más no como un elemento cuantificador de fracturas.

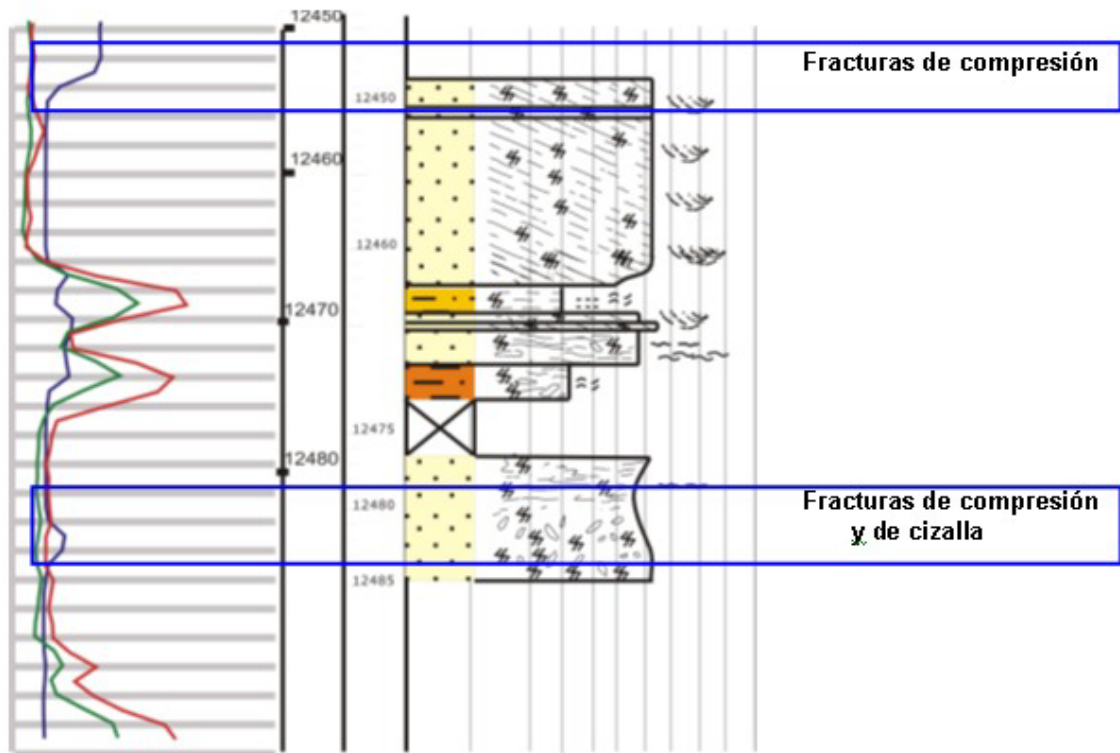


Figura 14. Se observan picos anómalos en la curva del Caliper (color azul), correspondientes a fracturas en paquetes arenosos. Se observa en mirador superior en el pozo 1. (La curva roja corresponde al registro Gamma Ray)

6.1.2 Criterio PEF – GAMMA RAY

El registro Pef, mide el índice de absorción fotoeléctrica de la formación y se corre con la herramienta LDT (perfil de litodensidad); cuando el lodo de perforación contiene barita, afecta considerablemente las lecturas de los valores tomados del Pef y distorsiona su aplicación litológica, siendo un posible indicador de fracturas abiertas. La Barita tiene un número atómico efectivo alto (267 barns/electrón) lo que implica que su sección fotoeléctrica es muy alta en contraste con las arenas (1.81 barns/electrón), caliza (5.08 barns/electrón), agua (0.73 barns/elctrón) aceite (0.119 barns/electrón) y gas (0.095 barns/electrón); al introducirse en las fracturas

abiertas origina un aumento en el valor del Pef registrado por la herramienta.
(Bendeck, 1992).

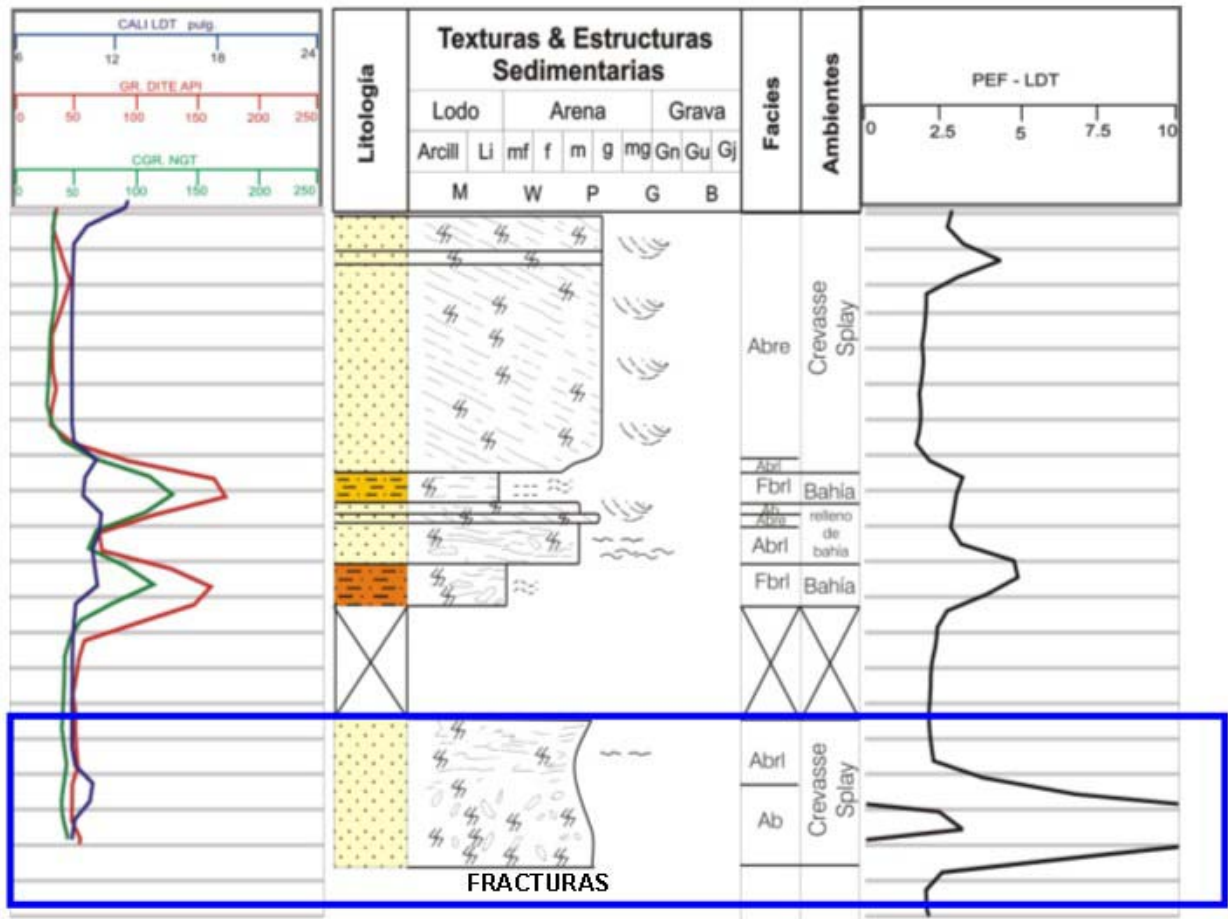


Figura 15. Fracturas evidenciadas en el pozo 1 por un incremento muy alto en el valor del registro Pef en litologías arenosas.

Al comparar el Pef con los registros de rayos gamma (GR – DSI), junto con los perfiles de rayos gamma espectral (URAN – NGT, POTA-NGT, THOR-NGT), se puede validar que los incrementos en los valores del perfil de litodensidad, no son producto de la concentración de diferentes tipos de arcillas en la formación,

mostrando de esta forma la presencia de fracturas abiertas (**Figura 15**) en determinado intervalo.

Una forma de visualizar esto, se obtiene partir de la realización de diagramas correlativos (crossplot), donde se analiza alguna tendencia o anomalía en el comportamiento teórico de los registros que pueda interpretarse como fractura.

Se realizaron crossplot para los tres pozos corazonados (1, 2 y 3), en los cuales se grafica, en el eje ordenado los valores de Pef y en el eje de las abcisas los valores de Gamma Ray (**Figuras 16, 17, 18 y 19**), identificando en cada uno de ellos zonas estables y posibles intervalos anómalos que correspondan a fracturamiento o posibles mineralizaciones asociadas al fracturamiento.

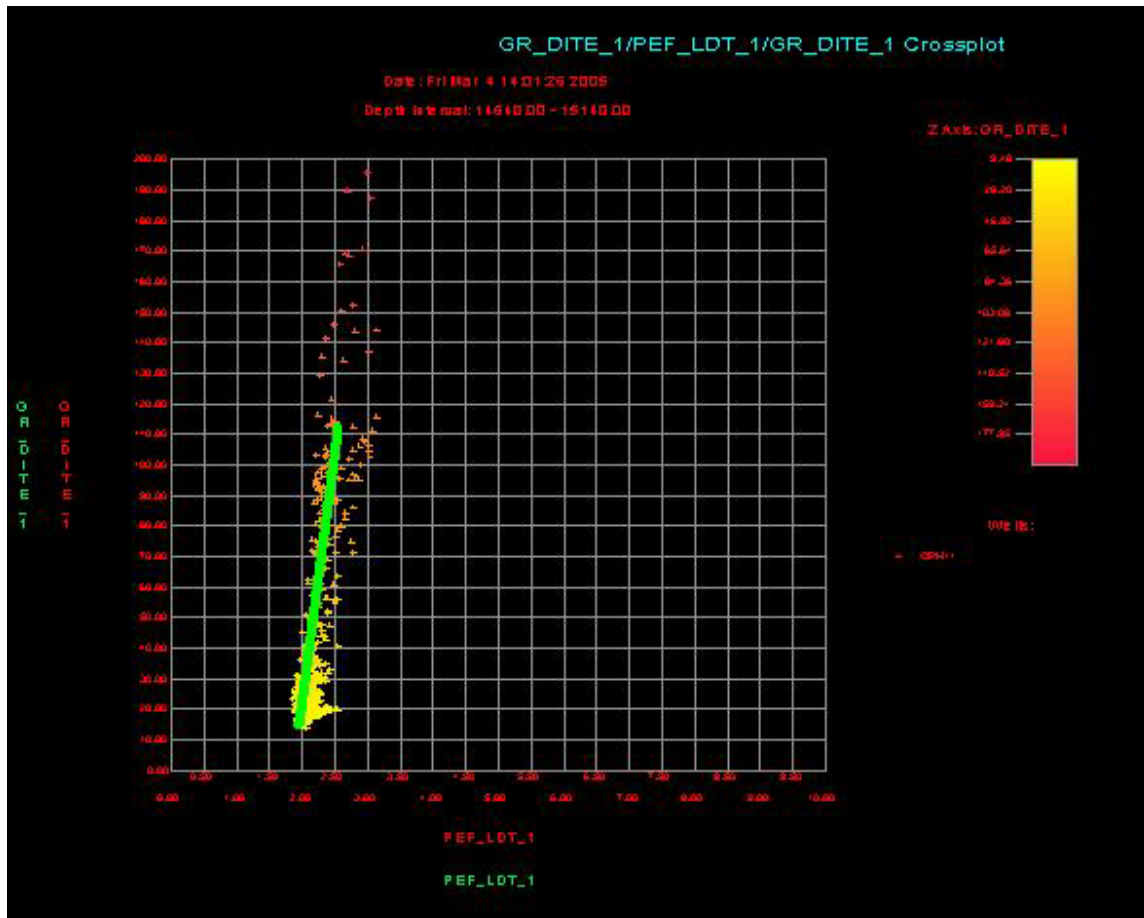


Figura 16. Relación entre los rayos Gamma y el perfil de absorción fotoeléctrica, pozo 2. Tomado del Software Petroworks® (Nótese la tendencia lineal en diagrama, lo que es la zona estable de la formación)

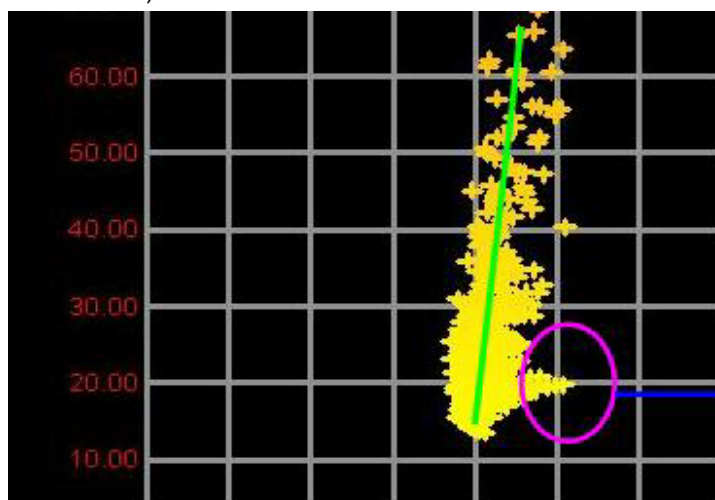


Figura 17. Incrementos en los valores del Pef que no corresponden a la tendencia de los registros en el pozo y que según el intervalo respectivo pozo, corresponde a fracturas y en algunos sectores estilolitos). (Vista detallada de la figura16)

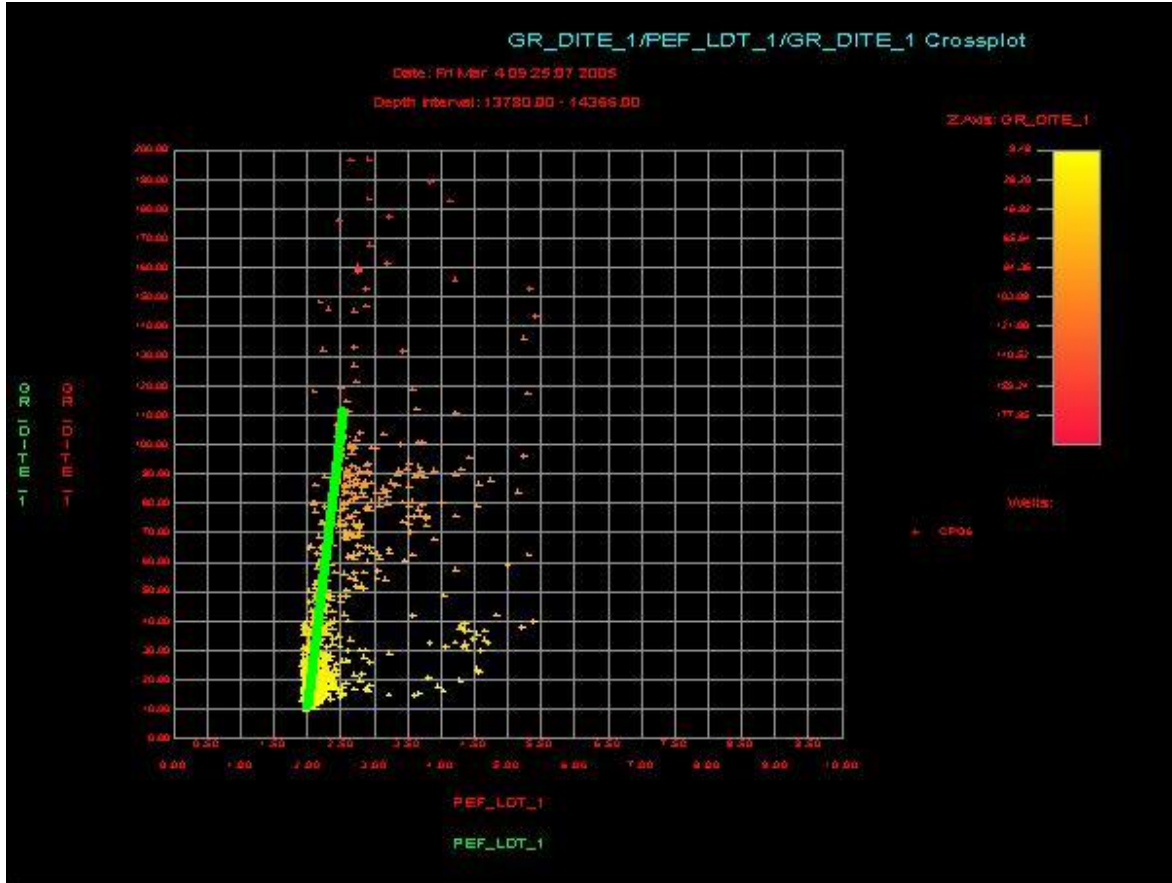


Figura 18. Relación entre los rayos Gamma y el perfil de absorción fotoeléctrica, pozo 3. Tomado del Software Petroworks® (Nótese la tendencia lineal en diagrama, que corresponde a la zona estable de la formación)

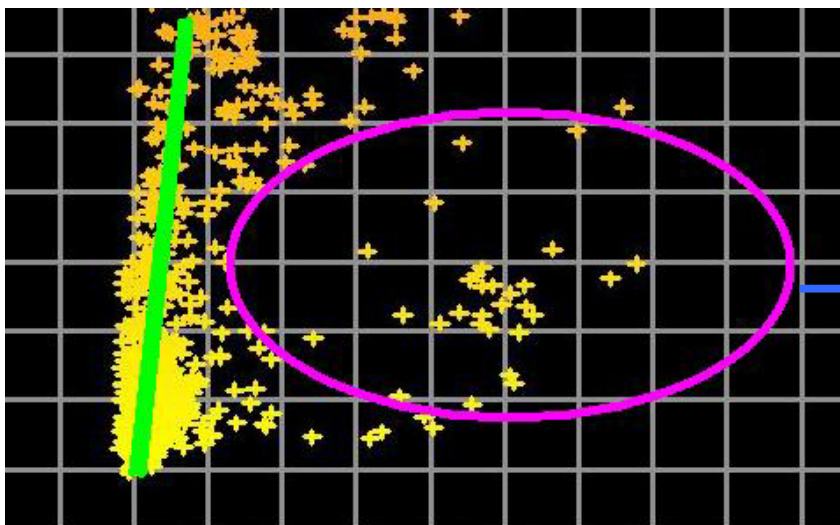


Figura 19. Incrementos en el Pef, producto de fracturas en estratos de areniscas. (Vista detallada de la figura 18)

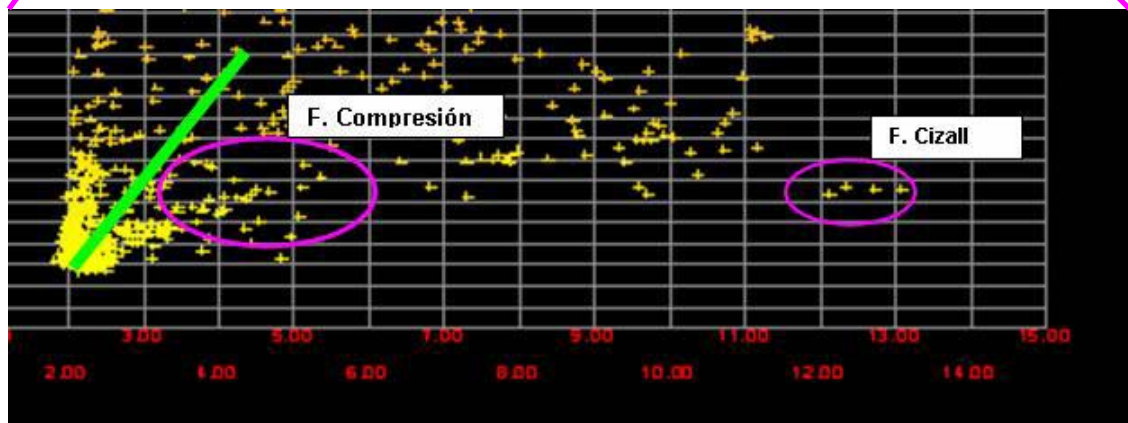
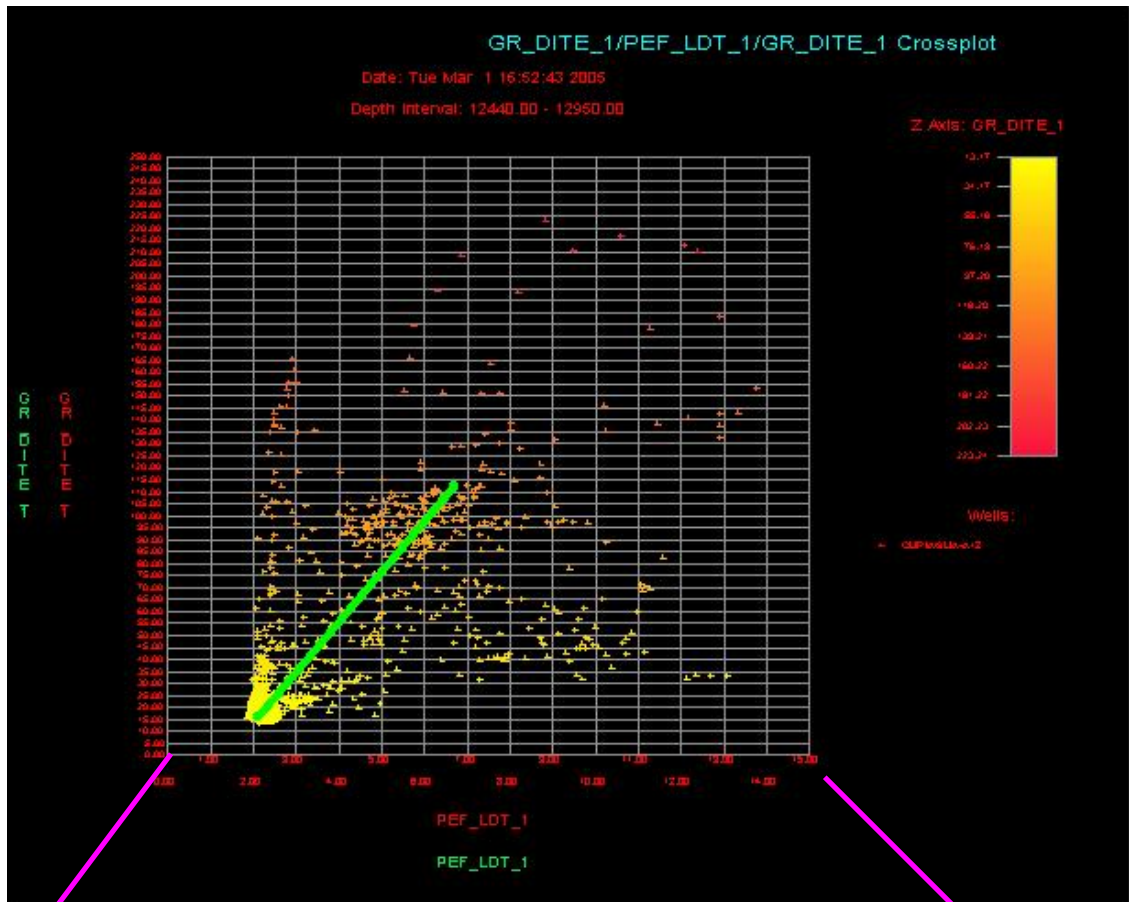


Figura 20. Relación entre los rayos Gamma y el perfil de absorción fotoeléctrica, pozo 1. Tomado del Software Petroworks®

Este criterio es muy importante, primordialmente en la identificación de fracturas abiertas y en algunos casos para fracturas parcialmente mineralizadas o estilolitos.

En los gráficos y en especial en la **Figura 20**, se observa una clara dispersión de puntos hacia la zona derecha del crossplot, que no coincide con el comportamiento lineal de los demás puntos, esto se asume porque el Pef se incrementa debido a la invasión del lodo de perforación en las fracturas.

El criterio Pef – Gamma Ray, funciona muy bien cuando el lodo perforación contiene suficiente Barita, que permite el incremento marcado como se observa en la **Figura 20**; en casos donde esto no suceda, las anomalías no van a ser tan marcadas (**Figuras 16 y 18**), y se necesita un mejor detalle para identificar zonas fracturadas o el análisis de otro criterio adicional.

6.1.3 Criterio del registro de Resistividad

Para los pozos en estudio, se cuenta con una serie de registros de resistividad, llamados registros de inducción (ILD, ILM, IDPH, IMPH), que aunque no tienen profundidad de investigación muy grande, tiene buena resolución vertical.

Fueron diseñados para medir la resistividad de la formación, operando en pozos que contienen lodos base aceite, se enfocan con el fin de disminuir el efecto del pozo y de las formaciones adyacentes (Bendeck, 1992).

Se ha evidenciado que en zonas fracturadas este registro, en especial el de resistividad de inducción media (ILM), tiende a disminuir sus valores (**Figura 21**), debido a que el lodo de perforación invade las fracturas, por lo que la herramienta leerá sobre el lodo y no sobre el fluido real de la roca. Cabe anotar que gran parte de la formación está saturada de hidrocarburo y por consiguiente los registros de resistividad presentan valores muy altos cercanos a 1950 ohmn.

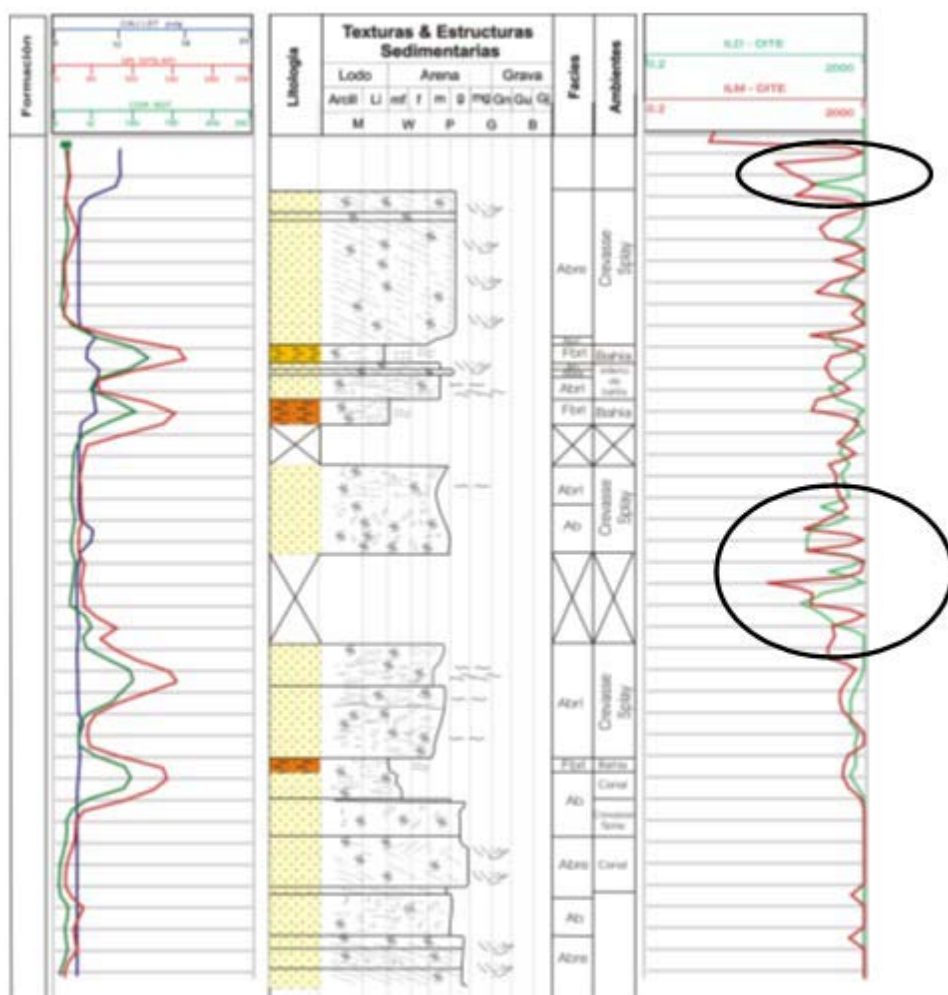


Figura 21. Fracturas evidenciadas en el pozo 1, por disminución de los registros de resistividad en paquetes de arenas saturadas.

6.1.4 Criterio del registro de densidad y corrección de la curva de densidad

Se ha identificado un indicador de la presencia de fracturas, teniendo en cuenta el perfil de densidad (RHOB – LDT), el cual proporciona la porosidad de la roca en estudio. En zonas donde existe fracturamiento, el lodo de perforación invade las fracturas, produciendo disminución en la lectura de la herramienta de perfilaje; por lo tanto si se hace una exclusión por el perfil de Gamma Ray, descartando zonas arcillosas, es posible asegurar que en paquetes arenosos, una disminución significativa del registro de densidad es evidencia de fracturas.

Este mismo comportamiento se presenta en la curva de corrección del registro de densidad (DRHOB – LDT), la cual hace corrección por efectos de rugosidad del hueco y torta de lodo, cuando existen fracturas llenas de lodo, este puede provocar anomalías en la curva (deflexión positiva o negativa del cero de la curva) aún con buenas condiciones de hueco (Aguilera, 1995).

En litologías como la formación Mirador (**Figura 22**), donde las caras del pozo por lo general presentan buenas condiciones, las anomalías de caliper y corrección de densidad son atribuidas principalmente a la presencia de fracturas.

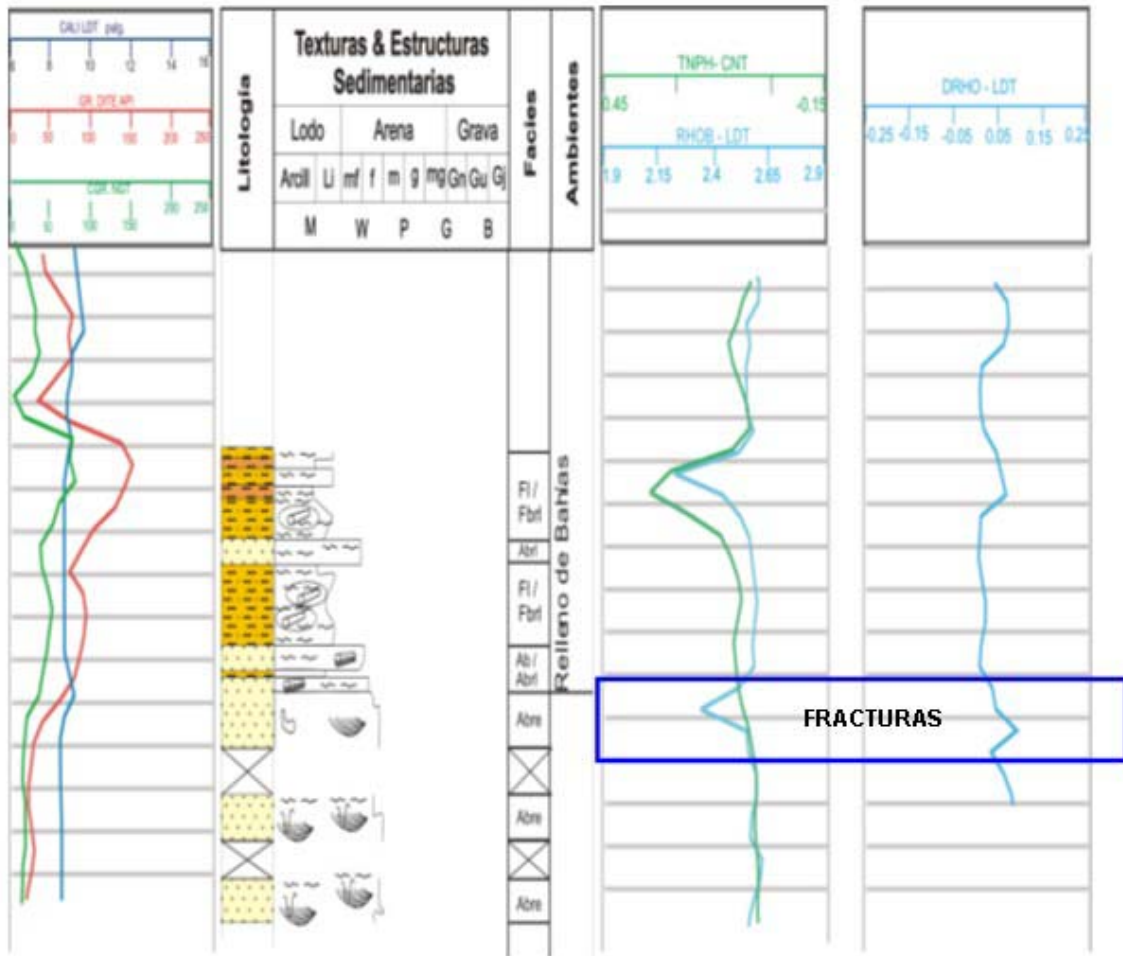


Figura 22. Fracturas evidenciadas en el pozo 2, por disminución en el registro de densidad (RHOB) y picos en la corrección (DRHOB), en litología arenosa.

6.1.5 Criterio de comparación de porosidad

Cuando se combinan los registros de porosidad (Neutrón, Densidad y Sónico), se puede encontrar un buen indicador de fracturamiento, determinando zonas donde exista porosidad secundaria. En este método se asume que el registro sísmico provee la porosidad de matriz y el registro neutrón o densidad provee la porosidad total (Schlumberger, 2000); cuando se observen diferencias se pueden interpretar

como porosidad de fractura; esto se puede asegurar, cuando se tenga la certeza que no existe otra clase de porosidad secundaria.

Para analizar estos aspectos se realizan crosplots entre los diferentes registros de porosidad, con el fin de visualizar el comportamiento de los valores de las curvas con respecto a zonas fracturadas anteriormente descritas en los corazones.

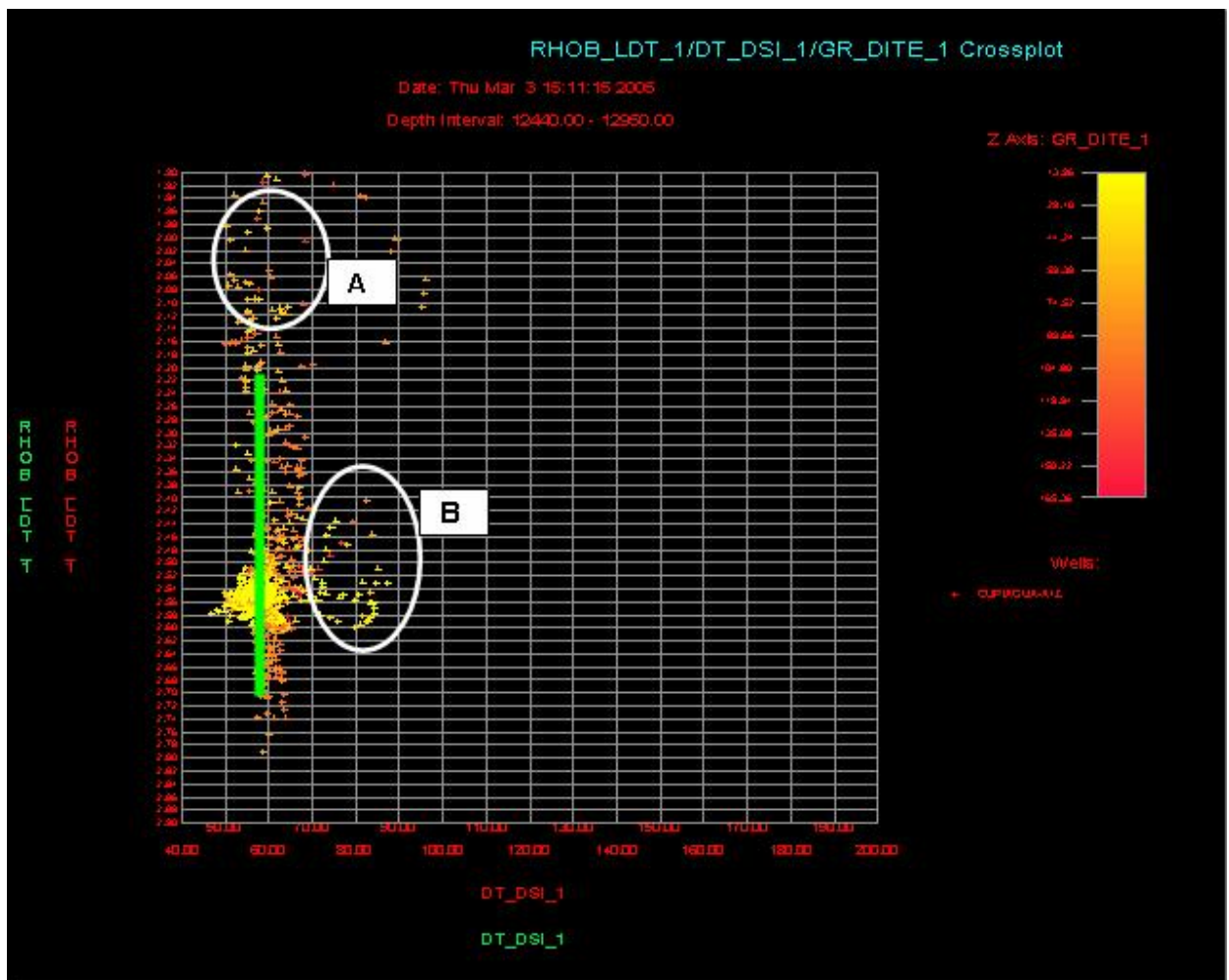


Figura 23. Relación entre los registros Sónico (DT – DSI) y Densidad (RHOB – LDT), pozo 1. Tomado del Software Petroworks® (Nótese la tendencia lineal en diagrama, que corresponde a la zona estable de la formación y zonas anómalas A y B que se relaciona con zonas fracturadas).

En la **Figura 23**, se grafican los registros Sónico vs. Densidad; correlacionado los puntos del gráfico con el pozo, se observa una zona estable que sigue una tendencia lineal dependiendo del tipo de litología; a la vez se identifican dos zonas (A y B), las cuales corresponden a zonas fracturadas; en la *zona A* particularmente hay una marcada disminución en el registro de densidad (que traduce en un aumento de porosidad), comparada con unos valores estables en el registro sónico, siendo un indicador de diferencias de porosidad que se podrían identificar como porosidad de fractura; al analizar la *zona B*, se observan valores relativamente altos del sónico en comparación con el registro de densidad, lo que teóricamente no sería lógico para el análisis de fracturas; como evidentemente esos puntos, corroborados con las descripciones en los corazones, presentaban un fracturamiento marcado, se concluye que hay una intensidad de fracturamiento alta, que provoca anomalías en la onda acústica, retardando el tiempo de tránsito y por lo tanto produciendo aumento en el registro sónico.

Al visualizar otros pozos corazonados en el campo se observa el mismo comportamiento anterior, identificando las mismas zonas anómalas (**Figura 24**), que son expresadas como diferencias de porosidad debido a fracturamiento.

Para este criterio se debe tener en cuenta, que la herramienta solo mide un lado del hueco, por lo tanto la porosidad puede ser subestimada (Beck, 1977), a la vez la porosidad puede ser sobreestimada por irregularidades del hueco.

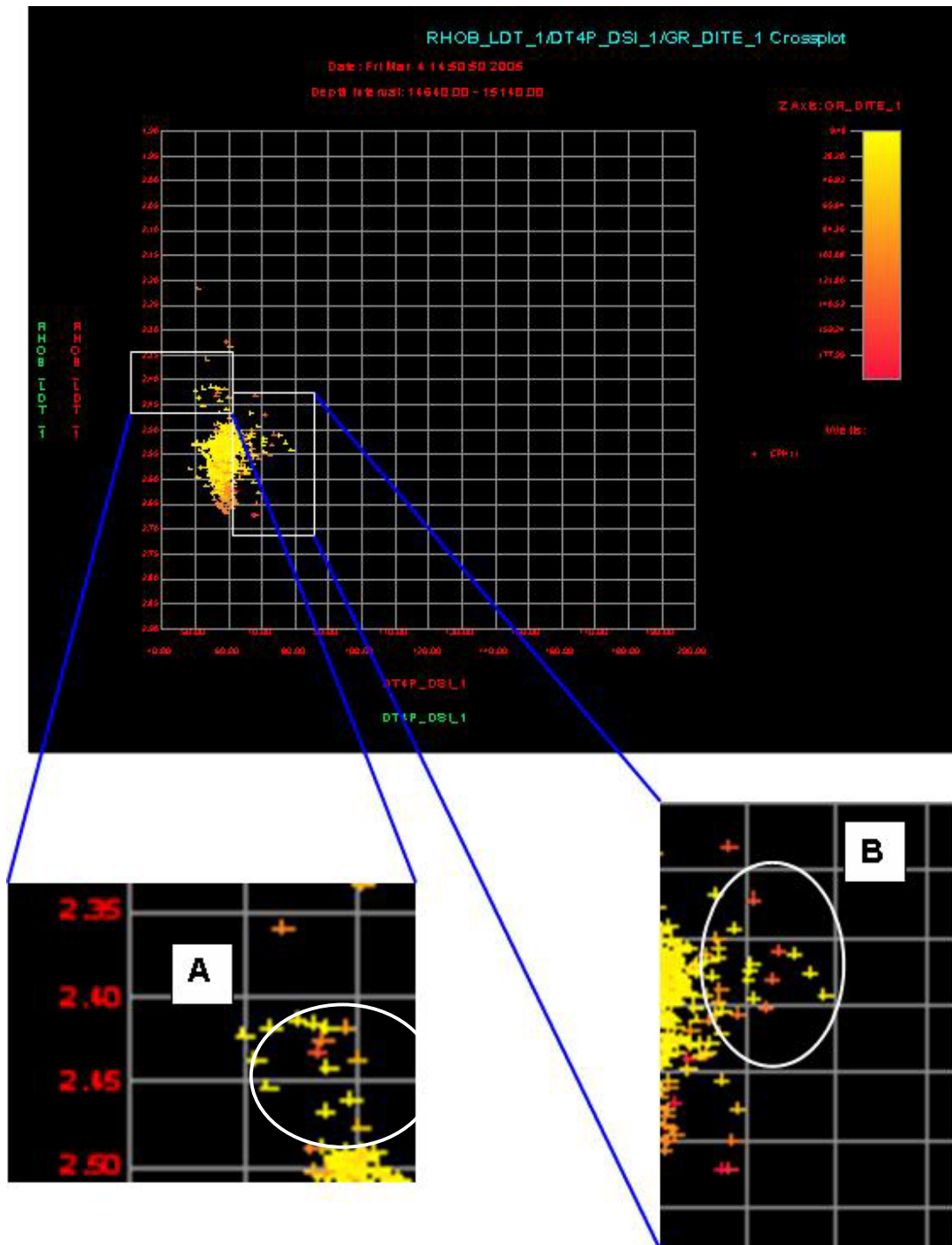


Figura 24. Relación entre los registros Sónico (DT – DSI) y Densidad (RHOB – LDT), pozo 2. Tomado del Software Petroworks® (Nótese la tendencia lineal en diagrama, que corresponde a la zona estable de la formación y zonas anómalas A y B que se relaciona con zonas fracturadas)

6.1.6 Criterio de relación entre la onda Compresional y de Corte del registro Sónico.

El registro sónico es empleado para detectar fracturas, gracias a la variación de atenuación acústica que experimenta una onda acústica cuando ocurre un cambio drástico en la permeabilidad. Pickett (1963), indicó que las lecturas de velocidad acústica generadas por este tipo de registro, indican dos tipos principales de ondas, (de corte u onda S – shear y compresional u onda P) las cuales están relacionadas con la velocidad de viaje de la onda entre el transmisor y la formación.

La onda P es más sensible a la presencia de fracturas verticales o de alto ángulo, mientras que las de cizalla o de corte (onda s) se ven más atenuadas por fractura horizontales o de bajo ángulo (Morris, 1964).

Para visualizar esta relación se realiza un crossplot entre el registro sónico que responde a las ondas P (DTRP – DSI) y el registro que responde a las ondas s (DTRS – DSI), (**Figuras 25 y 26**). En el diagrama se observa una zona estable demarcada claramente que responde normalmente a las características litológicas de la formación, a su vez se observan atenuaciones, especialmente en el registro de la onda P que son correlacionables con zonas fracturadas identificadas en el pozo, lo que mostraría la presencia principalmente de fracturas de alto ángulo.

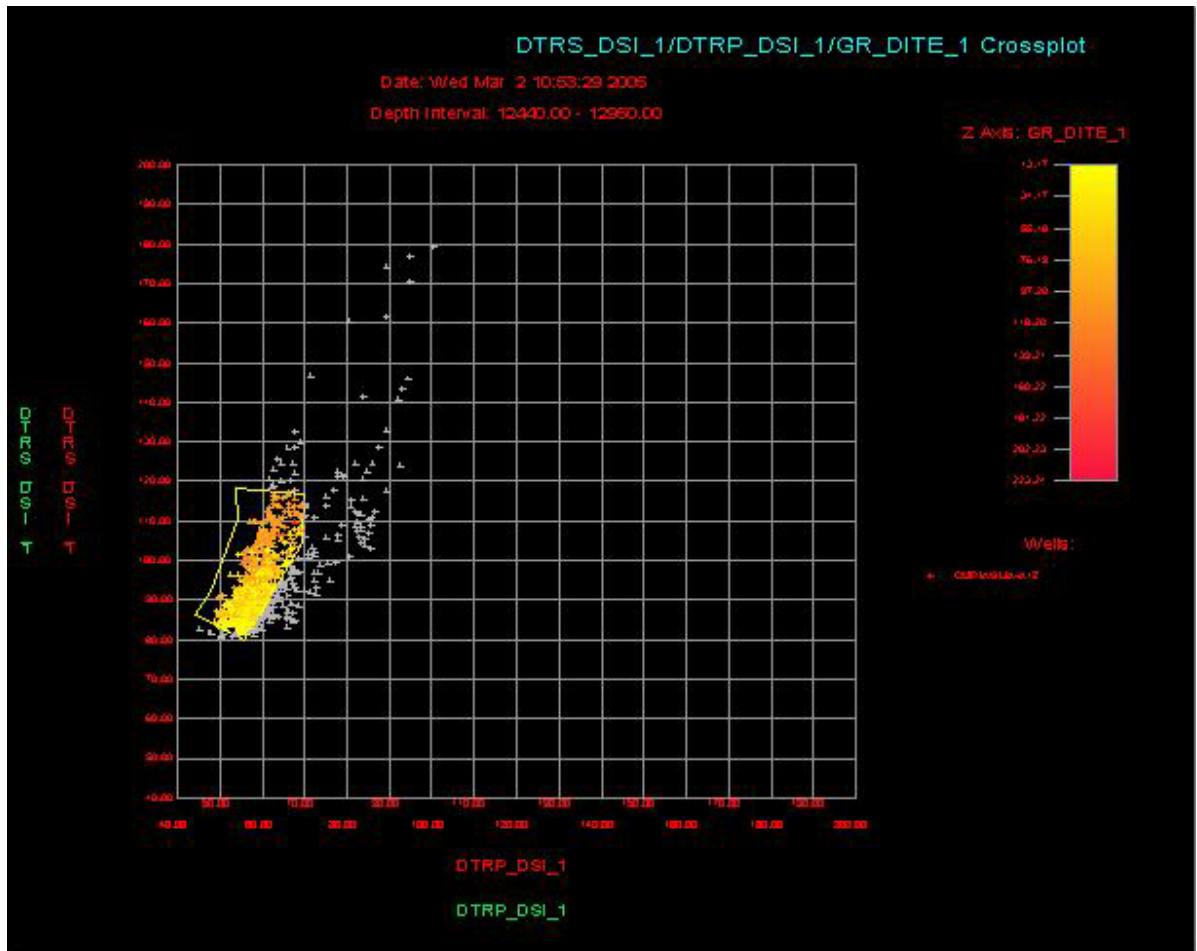


Figura 25. Relación entre los registros Sónicos de onda P (DTRP – DSI) y onda S (DTRS – DSI) en el pozo 1. Tomado del Software Petroworks® (Se observa una zona estable que responde normalmente a las características litológicas de la formación)

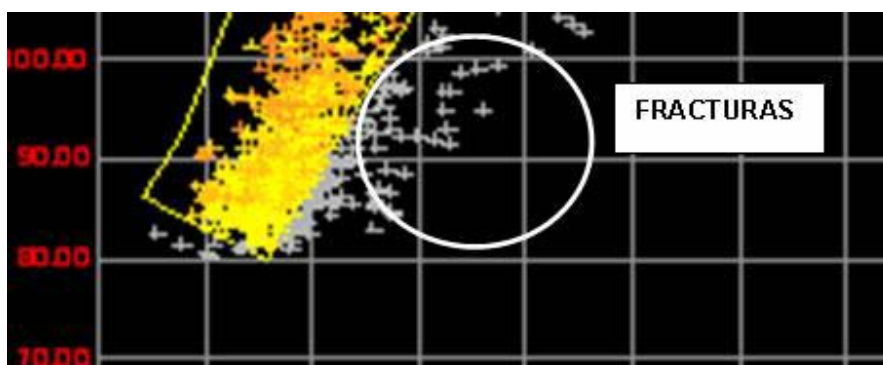


Figura 26. Fracturamiento, marcado por aumento del registro sónico que responde a la onda P (vista detallada de la figura 25)

7. METODOLOGIA GENERAL PARA EL ANÁLISIS DE ZONAS FRACTURADAS

Después de estudiar el comportamiento de los diferentes registros eléctricos convencionales en algunos pozos corazonados del campo, comparando con las descripciones realizadas a los núcleos de perforación, es posible concluir y proponer una metodología de investigación, que permita identificar zonas fracturadas en los diferentes pozos no corazonados que existen y en otros que se puedan perforar en un futuro.

Teniendo en cuenta los criterios de análisis ya estudiados y sus respectivos diagramas, donde se visualizan tendencias de fracturamiento, se definen valores para los registros, los cuales al ser estudiados de forma individual y combinada, pueden determinar rangos que corresponden a zonas fracturadas.

Es muy importante resaltar que la respuesta de cada una de estas herramientas puede verse afectada por diferentes factores como la geometría del hueco, rugosidad del hueco, arcillosidad, profundidad de investigación de la herramienta etc.

En la metodología que se propone a continuación, no se pretende que una única respuesta de una herramienta garantice el éxito de la técnica, si no que por el contrario sea necesario la integración de varias respuestas de ellas, para que sea posible generar un modelo confiable para la identificación de intervalos fracturados basado en la comparación en los pozos corazonados 1, 2 y 3.

7.1 MODELO GENERADO PARA EL ANALISIS DE ZONAS FRACTURADAS

Para el caso de los pozos corazonados, los intervalos fracturados se identificaron mediante la comparación de la respuesta de las herramientas con valores discriminantes establecidos con base en la información de intensidad de fracturamiento proporcionada por el análisis de núcleos realizada por el proyecto de Yacimientos naturalmente Fracturados de la Unidad de Investigación del ICP, en convenio con la UIS, 2004; cabe resaltar que no todos los intervalos fracturados basados en el análisis de núcleos son visualizados en todas las herramientas debido a la baja resolución de algunas de ellas o porque simplemente las fracturas no existían en profundidad .

A continuación se describen los criterios seleccionados para el análisis de zonas potencialmente fracturadas en la formación Mirador del Campo Cupiagua. Para este análisis se determinaron dos tipos de criterios: cualitativos y cuantitativos.

7.1.1 Criterios Cualitativos

Se encuentran la *Curva de Caliper* y *Curva de resistividad*; estos criterios son denominados como cualitativos debido a que fue imposible determinar un discriminante en común para todos los pozos que permitiera generar un algoritmo sencillo para determinar una curva de fracturamiento, así que con estos dos criterios se trabaja de una manera diferente, primero y se determina posibles intervalos fracturados de manera manual en los formatos, posteriormente a cada

uno de estos intervalos se les asigna un número, cero (0) para aquellos intervalos donde estas dos herramientas no evidenciaban fracturas y uno (1) para aquellos intervalos de alto fracturamiento, estos valores se graficaron dando como resultado curvas de fracturamiento para estas dos herramientas que se denominan **C4_CALI (Figura 27)** y **C5_RES (Figura 28)**, para los criterios de Caliper y Resistividad respectivamente.

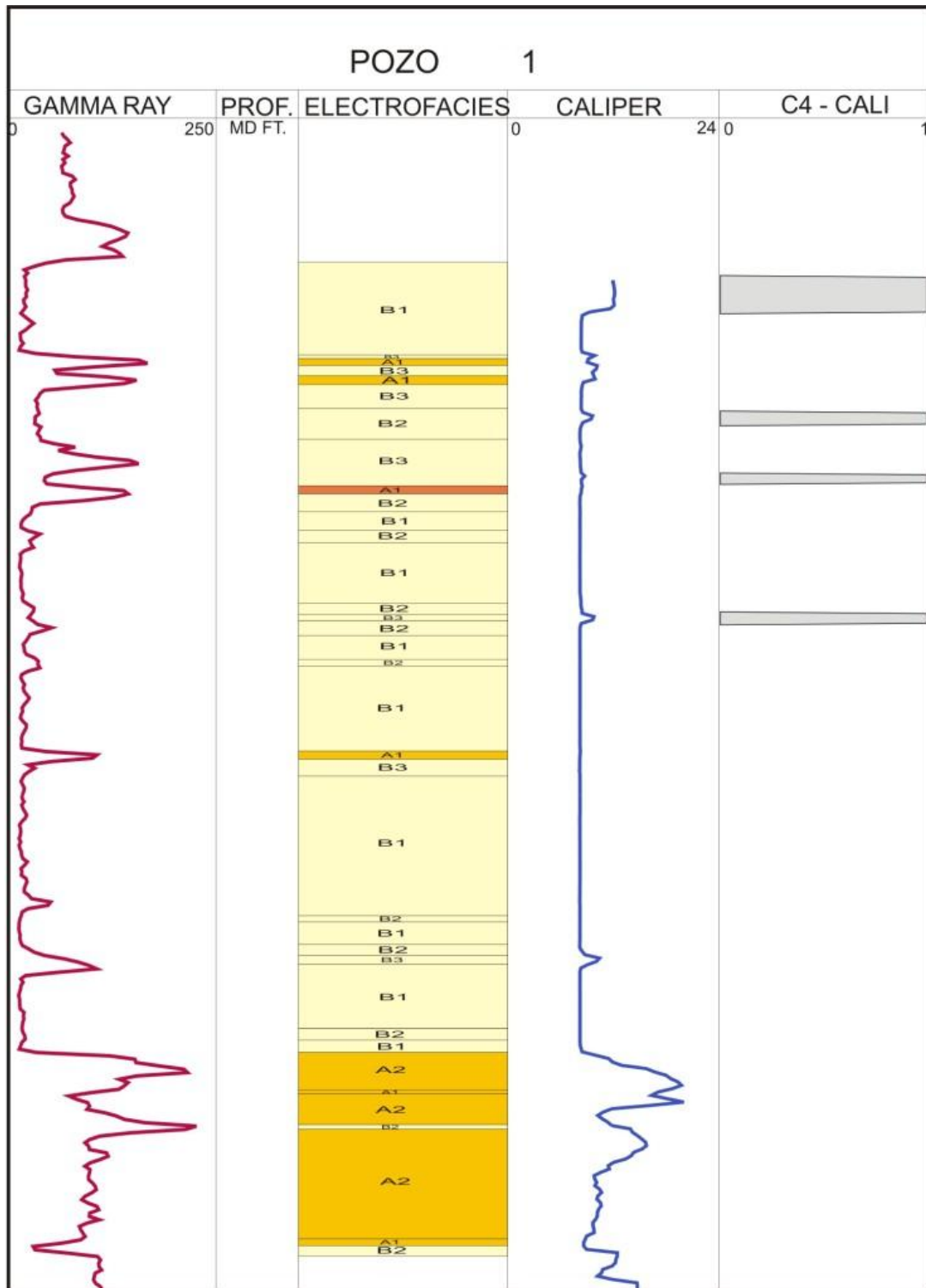


Figura 27. Curva de fracturamiento parcial (C4_CALI), evidenciada por el registro Caliper, para un sector del pozo 1.

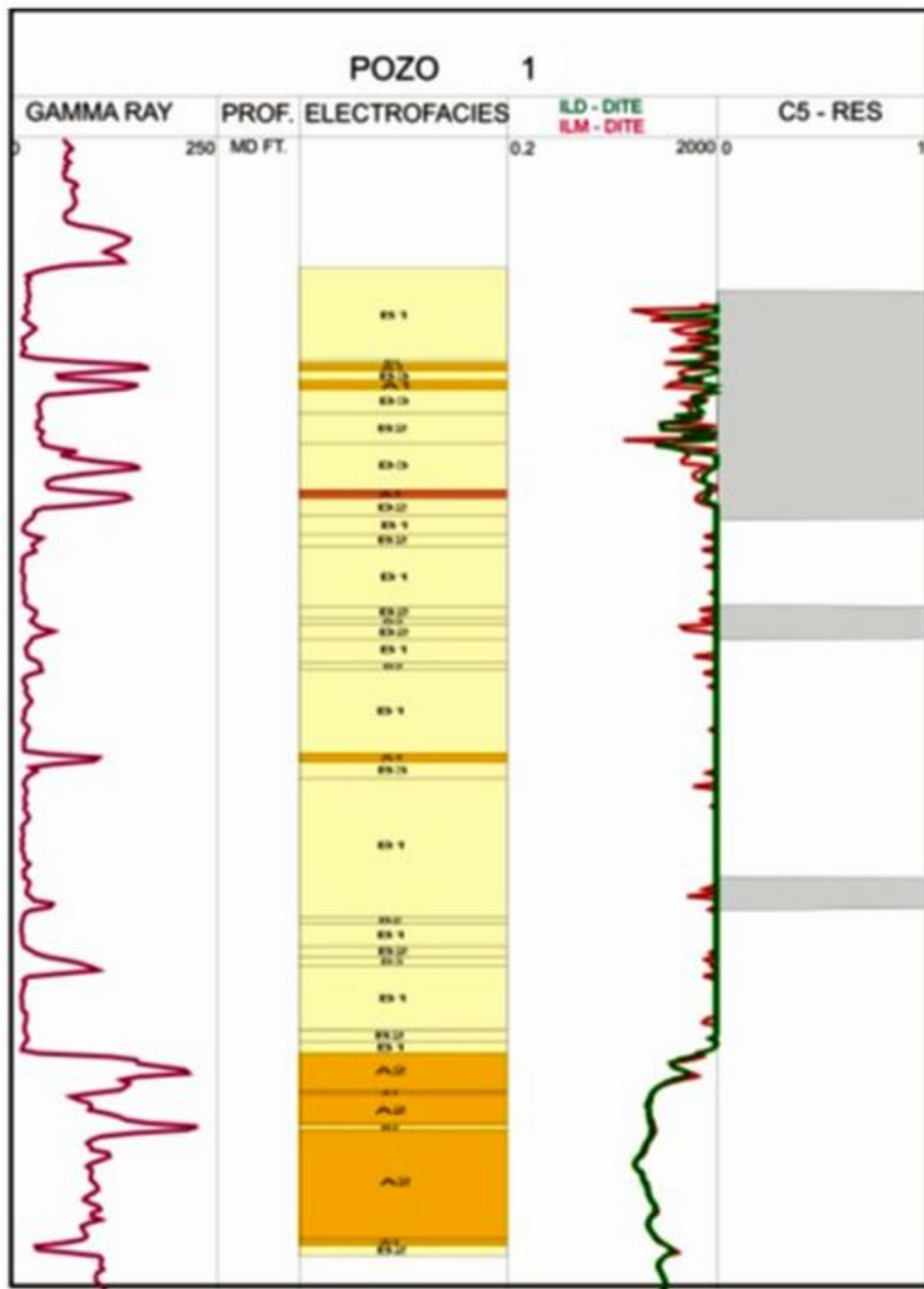


Figura 28. Curva de fracturamiento parcial (C5_RES), evidenciada por los registros de Resistividad ILD – DITE e ILM - DITE, para un sector del pozo 1.

7.1.2 Criterios Cuantitativos

Dentro de las herramientas que permiten hacer una medición más exacta de zonas fracturadas se encuentran el Registro de Potencial Espontáneo (PEF), Curva de densidad (RHOB) y corrección de la Curva de Densidad (DRHO).

Para cada una de estas curvas se estableció un sencillo algoritmo que permite hacer la comparación entre la respuesta de cada criterio con los valores de los discriminantes establecidos para cada herramienta (**Tabla 6**). Con el fin de evitar una interpretación errónea en el momento de aplicar cada discriminante en los diferentes pozos es necesario dar a cada algoritmo un discriminante en la Curva de Gamma Ray, de esta manera el algoritmo solo toma valores para las facies arenosas y descarta las arcillosas, que son las facies con valores muy altos en la curva del PEF y ocasionan problemas en el momento de dar los resultados, porque estarían mostrando intervalos fracturados que posiblemente no existen.

El valor del discriminante de Gamma Ray es 70 (API), valor que es un poco más alto que el que corresponde a las arenas, pero más bajo que el que tomaría una arcilla; esto permite que dentro del algoritmo entren zonas en las cuales existen anomalías que provocan un leve aumento en el GR y que están asociadas a Fracturamiento, (Estilolitos, mineralizaciones de sales de uranio, etc.).

| Pozo | PEF (barns/electrón) | DRHO | RHOB (gr/cm ³) | GR (API) |
|------|-------------------------|-------|-------------------------------|-------------|
| 1 | 2.3 | 0.042 | 2.52 | 70 |
| 2 | 2.3 | 0.042 | 2.52 | 70 |
| 3 | 2.3 | 0.042 | 2.52 | 70 |

Tabla 6. Valores para los discriminantes empleados en los pozos, para el modelo de Fracturamiento.

7.1.2.1 Algoritmo de Potencial Fotoeléctrico (PEF):

Para la Formación Mirador en el Campo esta herramienta proporcionó intervalos fracturados con mayor precisión y al mismo tiempo permitió diferenciar con certeza posibles zonas de gas o zonas con fracturas parcialmente mineralizadas que se pudieran confundir con intervalos fracturados abiertos.

El siguiente algoritmo determina aquellas profundidades del pozo en las cuales puede existir o no probabilidad de fracturamiento.

```
IF "PEF_LDT_1" > 2.3 AND "GR DITE_1" < 70
THEN "C1_PEF" = 1;
ELSE "C1_PEF" = 0;
END IF;
```

En la **figura 29** se visualiza gráficamente el uso de este criterio en un pozo del campo de estudio.

Esta curva muestra que para aquellos intervalos donde se cumple la condición dada por el algoritmo son intervalos con alta probabilidad de encontrarse

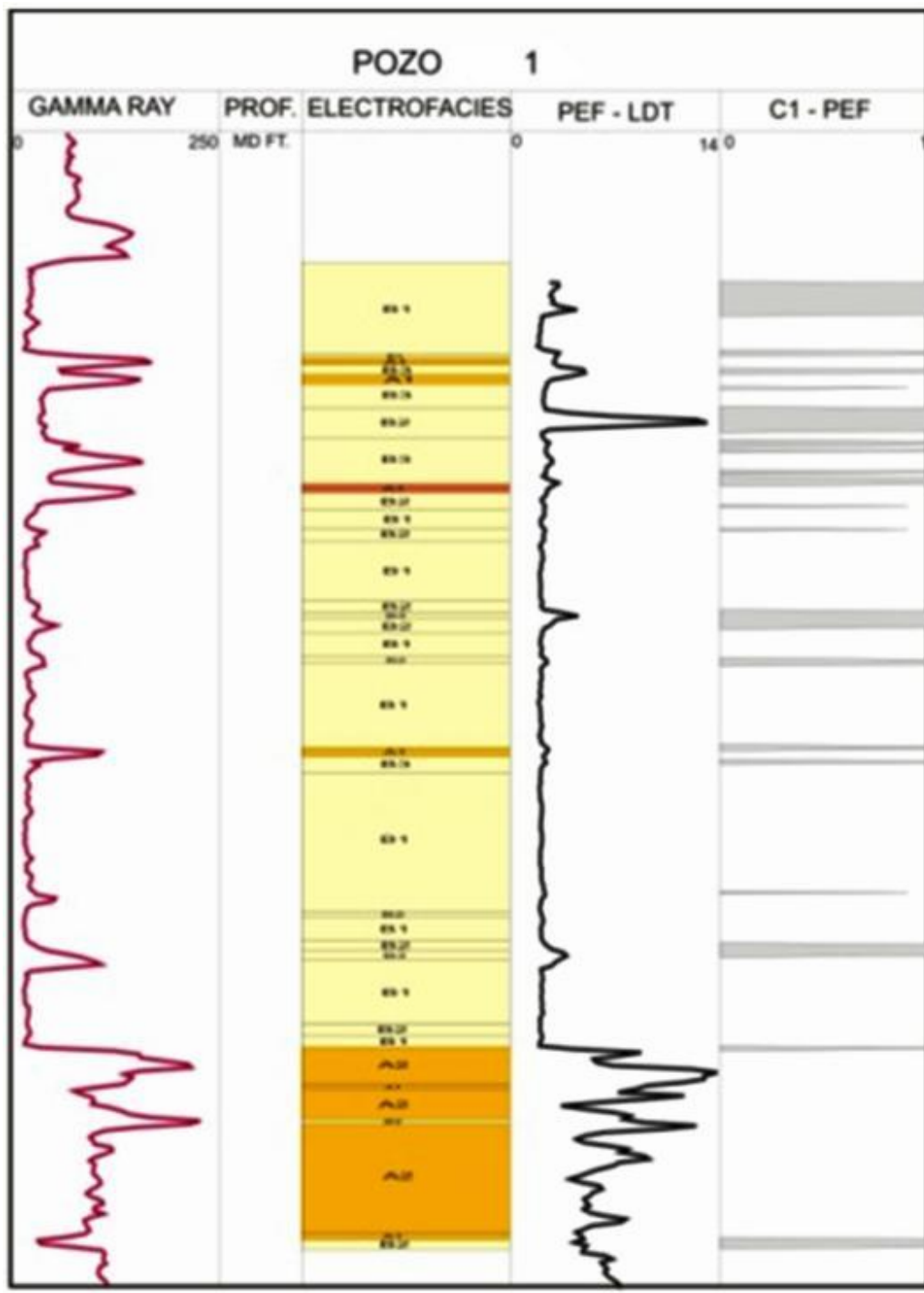


Figura 29. Curva de fracturamiento parcial (C1_PEF), evidenciada por el registro de Potencial fotoeléctrico PEF_LDT, para un sector del pozo 1.

fracturados y se le asigna un valor de uno (1), mientras que las zonas en donde el fracturamiento es nulo recibirán un valor de cero (0).

7.1.2.2 Algoritmo de la curva de Densidad (RHOB):

De la misma manera que para la curva del PEF, se estableció un algoritmo sencillo para esta herramienta que comparara la respuesta del criterio con los valores establecidos para los discriminantes (**Figura 30**).

```
IF "GR_DITE_1" <70 AND "RHOB_LDT" > 2.52  
THEN "C2_RHOB" = 1;  
ELSE "C2_RHOB" = 0;  
END IF;
```

Los intervalos donde se cumple la condición toman valores de uno (1) interpretándose así como intervalos fracturados, mientras que los valores de cero (0) representan intervalos no fracturados.

6.1.2.3 Algoritmo de corrección de la curva de densidad (DRH):

El siguiente algoritmo es utilizado para cuantificar el efecto de la intensidad de fracturamiento sobre esta herramienta, comparando el criterio con el discriminante expresado en la tabla 6.

```
IF "GR_DITE_1" <70 AND "DRH_LDT" > 0.042  
THEN "C3_DRH" = 1;  
ELSE "C3_DRH" = 0;  
END IF;
```

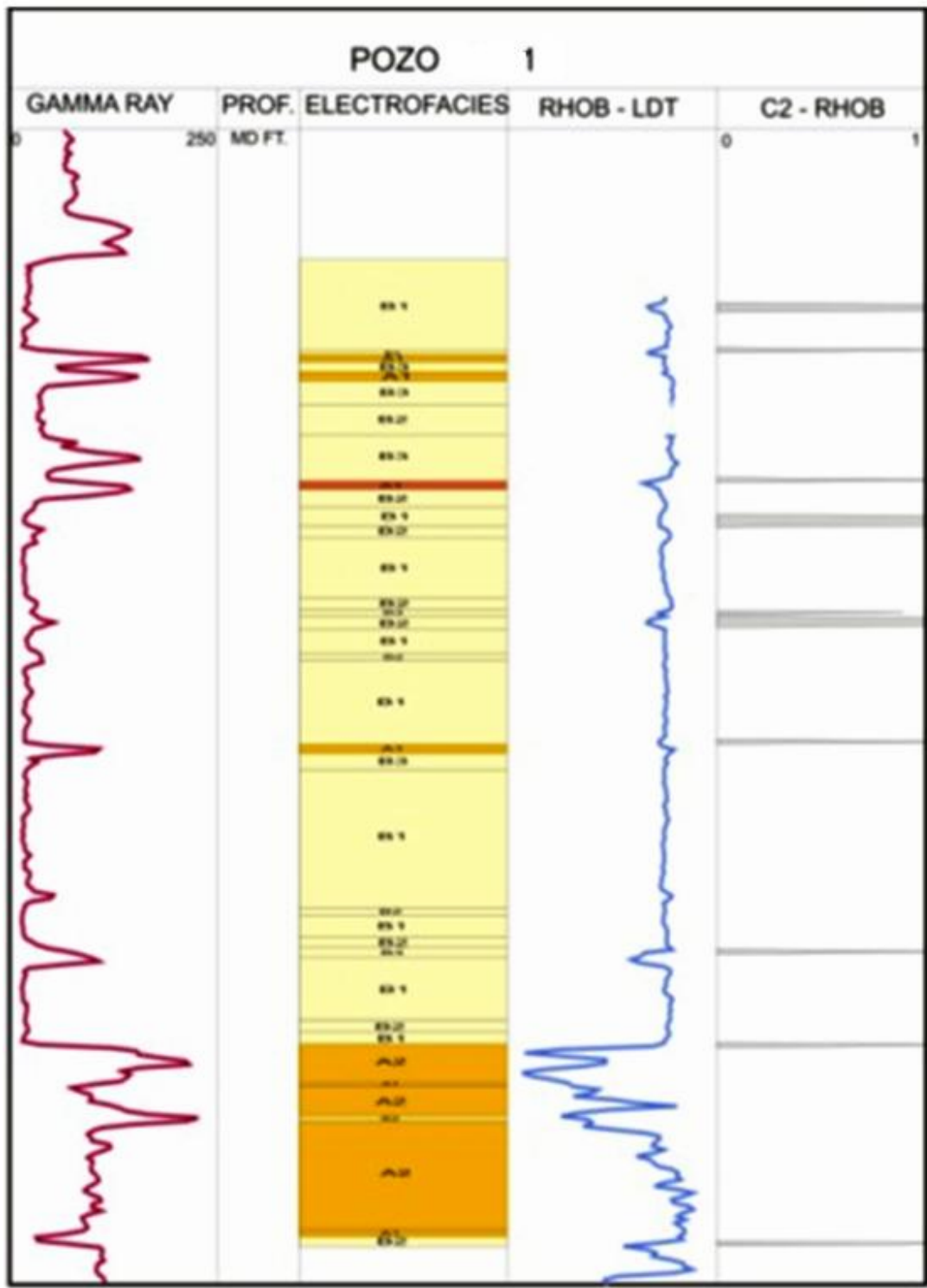


Figura 30. Curva de fracturamiento parcial (C2_RHOB), evidenciada por el registro de Densidad RHOB_LDT, para un sector del pozo 1.

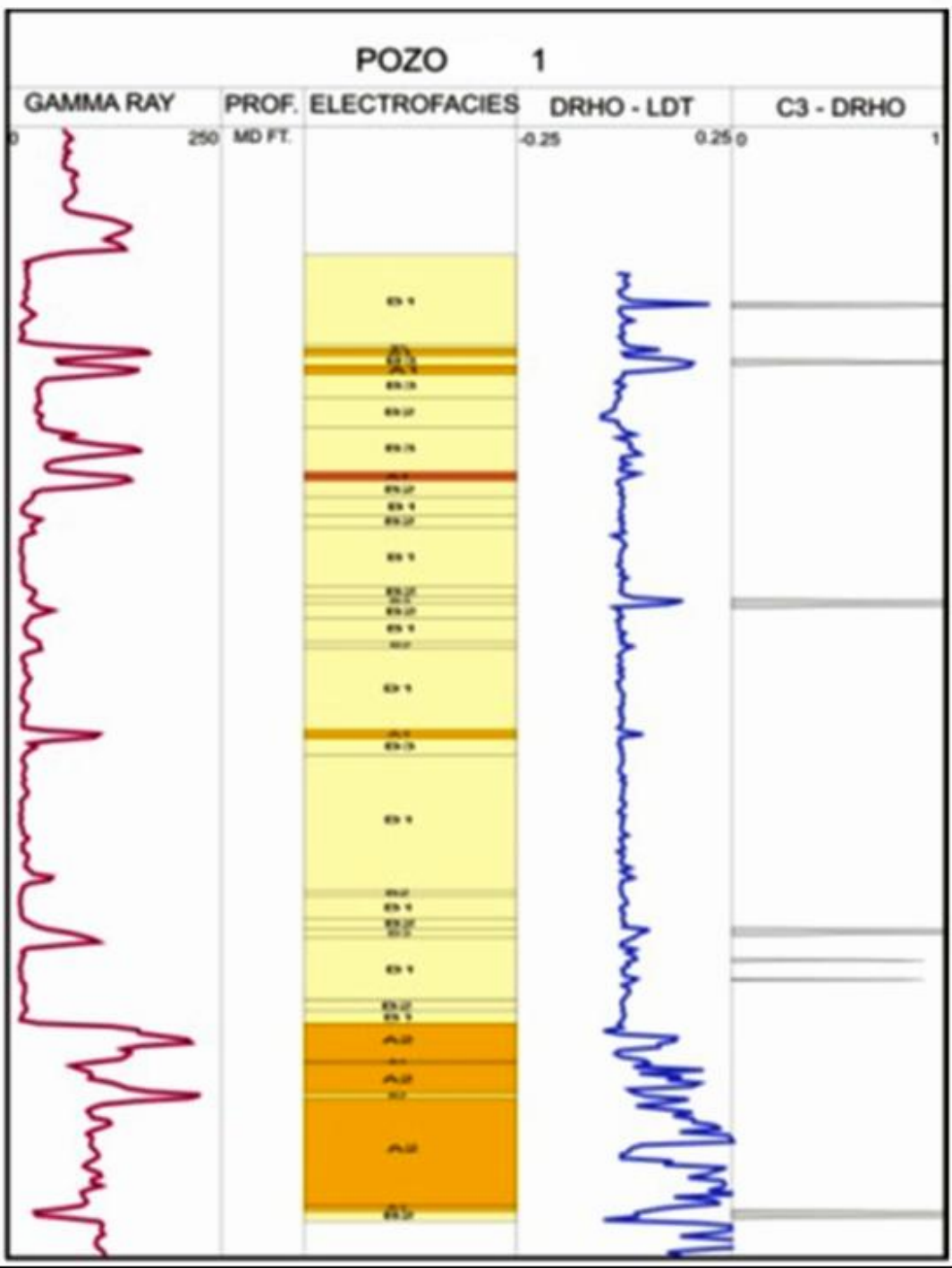


Figura 31. Curva de fracturamiento parcial (C3_DRHO), evidenciada por la curva de corrección del registro de Densidad DRHO_LDT, para un sector del pozo 1.

Al igual que en los otros dos criterios en los intervalos donde la condición es satisfecha, se genera una curva con un valor de uno (1), en caso contrario la curva tomara un valor de cero (0). (**Figura 31**).

7.2 PROBABILIDAD DE FRACTURAMIENTO A PARTIR DE LA APLICACIÓN DE LOS CRITERIOS

Como se discutió anteriormente el grado de fracturamiento de una Formación puede ser evaluado bajo diferentes criterios ya sean cualitativos o cuantitativos. A continuación se presenta la metodología desarrollada para combinar dichos criterios y representar así por medio de una curva los intervalos fracturados mediante los registros de pozo.

Teniendo en cuenta que para un intervalo fracturado de cualquier pozo seleccionado no se cumplen al mismo tiempo los cinco criterios anteriormente descritos ya sea porque el grado de fracturamiento no es lo suficientemente alto como para afectar todas las herramientas o porque la disposición de las fracturas hacen que solo un tipo de herramienta las ponga en evidencia o simplemente las fracturas se encuentran parcialmente rellenas y un sin número de elementos más que dificultan la interpretación de un intervalo fracturado, se hace necesario establecer un promedio aritmético, dependiendo del número de criterios que se le apliquen a los pozos corazonados.

Para los pozos corazonados 1, 2 y 3 se contó con los cinco criterios descritos anteriormente (cualitativos y cuantitativos) y se estableció pesos iguales para cada criterio ($1/5 = 0.2$) los cuales se analizaron empleando la siguiente ecuación:

$$\underline{\underline{CURVA DE FRACTURAMIENTO (CF)}} = P1* C1_PEF + P2* C2_RHOB + P3* C3_DRH + P4* C4_CALI + P5*C5_RES.$$

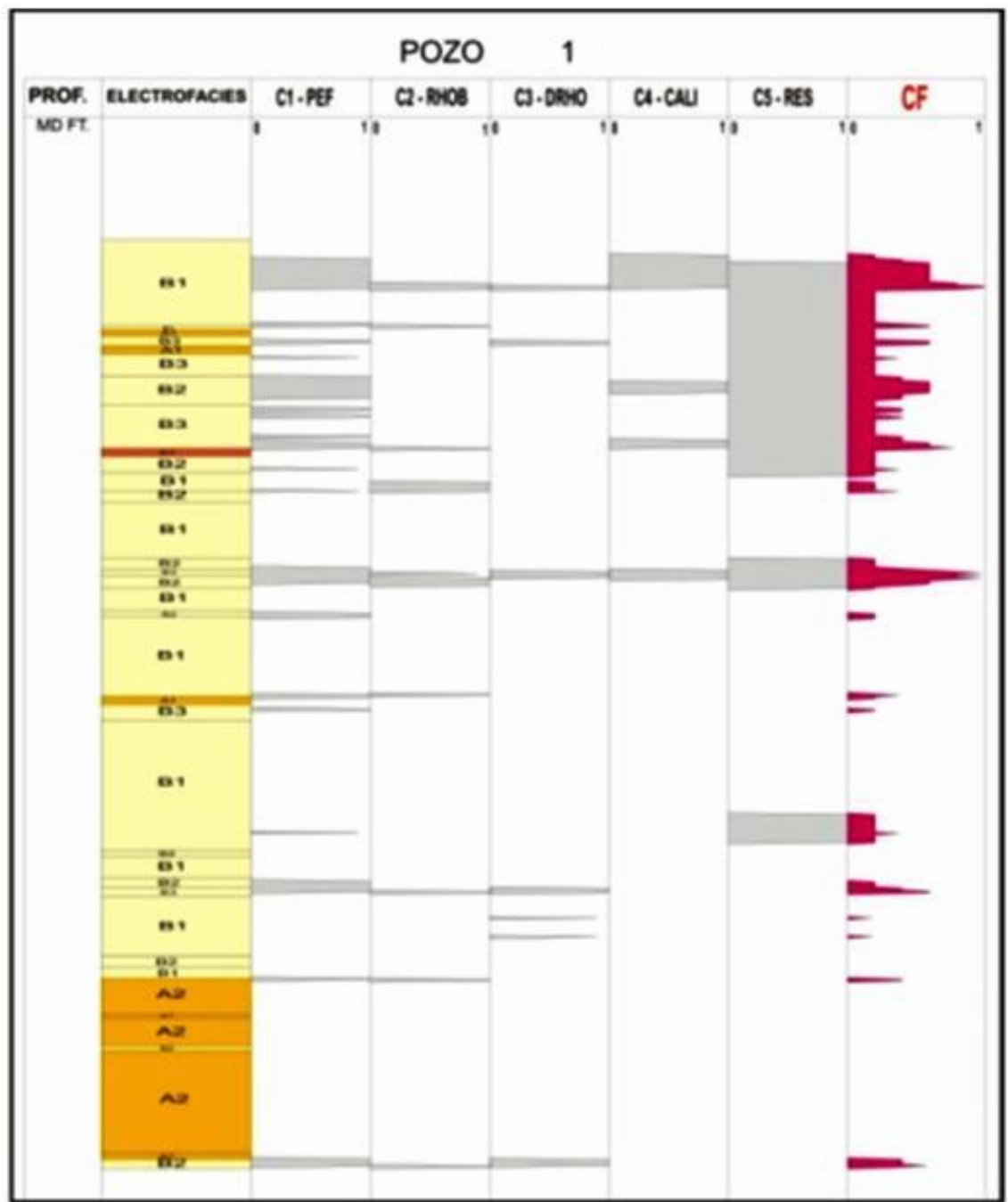
| POZOS | N° CRITERIOS | VALOR PESOS (P) |
|-------|--------------|--------------------|
| 1 | 5 | 0.2 |
| 2 | 5 | 0.2 |
| 3 | 5 | 0.2 |

Tabla7. Relación entre el número de criterios empleados por pozo y el valor de los pesos.

La **figura 32** resume el uso de todos los criterios aplicados sobre todos los pozos corazonados y la generación de la curva de probabilidad de fracturamiento (CF) a partir de registros eléctricos.

Se realizan Curvas de fracturamiento para los tres pozos corazonados las cuales se incluyen a los formatos de los demás registros. (**Anexo1**).

Como se aprecia en la **Tabla 7**, se emplearon pesos iguales para cada criterio, debido a que se considera que cada uno de ellos aporta en igual proporción, en la identificación de intervalos fracturados.



8. APLICACIÓN EN LOS POZOS NO CORAZONADOS 3, 4, 5 y 6

Para el estudio de los pozos en los cuales no existe núcleo de perforación se realiza el estudio completo, desde la definición de electrofacies hasta la identificación de zonas fracturadas.

En este capítulo se toma el Pozo 3 como un pozo no corazonado, ya que la cantidad de núcleo recuperado es muy pequeña y la mayoría del pozo no tiene corazón.

Los pozos en estudio se encuentran localizados en la parte central del campo (1, 3, 4 y 6) y en la parte norte (3 y 5) (**Figura 33**); esto teniendo en cuenta que son los pozos que mayor cantidad de registros presentan y además se encuentran cercanos a los pozos corazonados ya analizados.

Estos pozos se encuentran repartidos de igual forma que los pozos corazonados, con respecto a la posición estructural (Cresta y Flanco). (**Tabla 8**).

| POZO | TOPE | BASE | FORMACION | POSICION ESTRUCTURAL |
|------|-------|---------|-----------|----------------------|
| 4 | 14475 | 14986 | Mirador | Flanco |
| 5 | 14938 | 15444 | Mirador | Cresta |
| 6 | 13860 | 13883.2 | Mirador | Flanco |

Tabla 8. Intervalos analizados, correspondientes a la formación Mirador en los pozos no corazonados

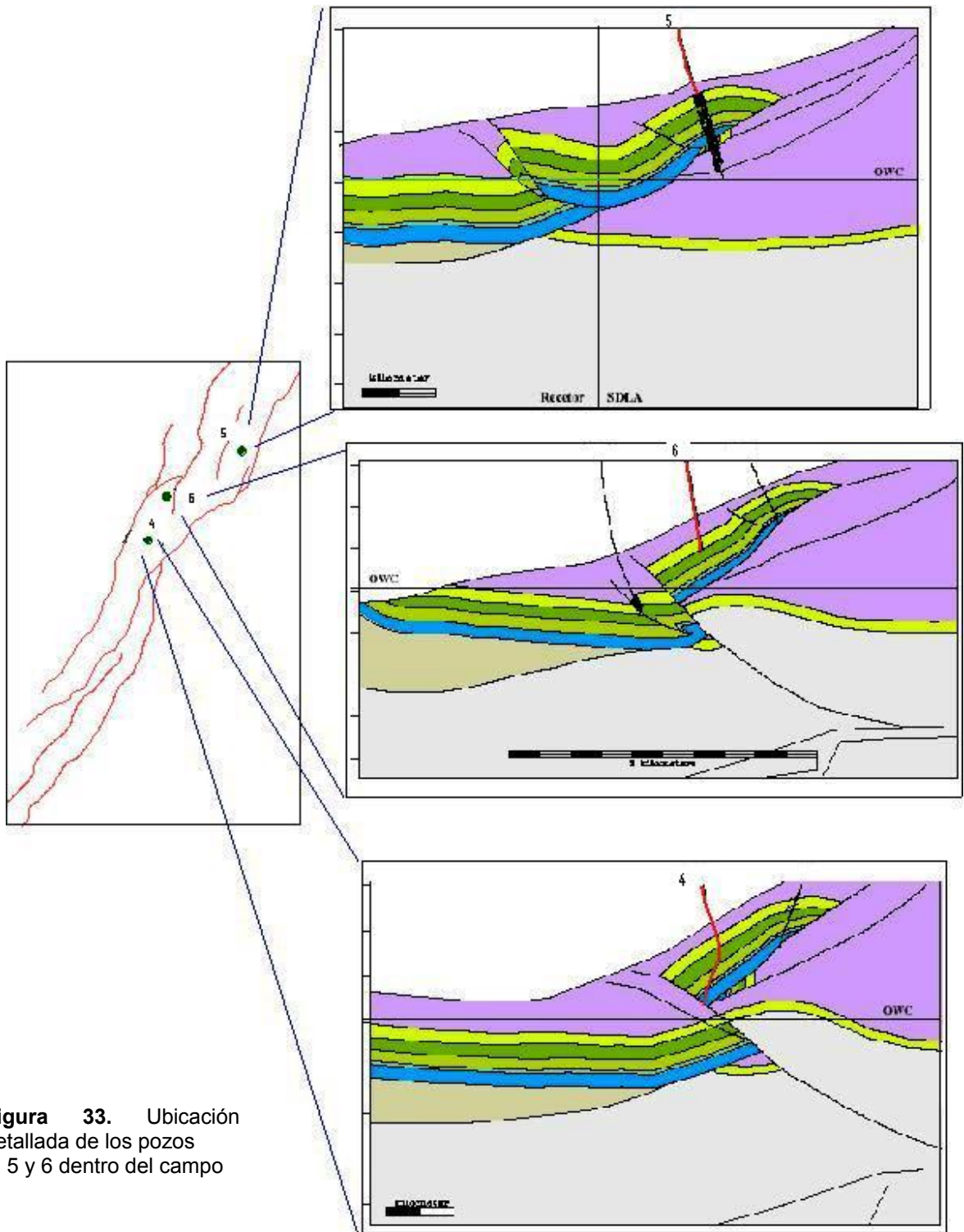


Figura 33. Ubicación detallada de los pozos 4, 5 y 6 dentro del campo

8.1 DEFINICION DE ELECTROFACIES

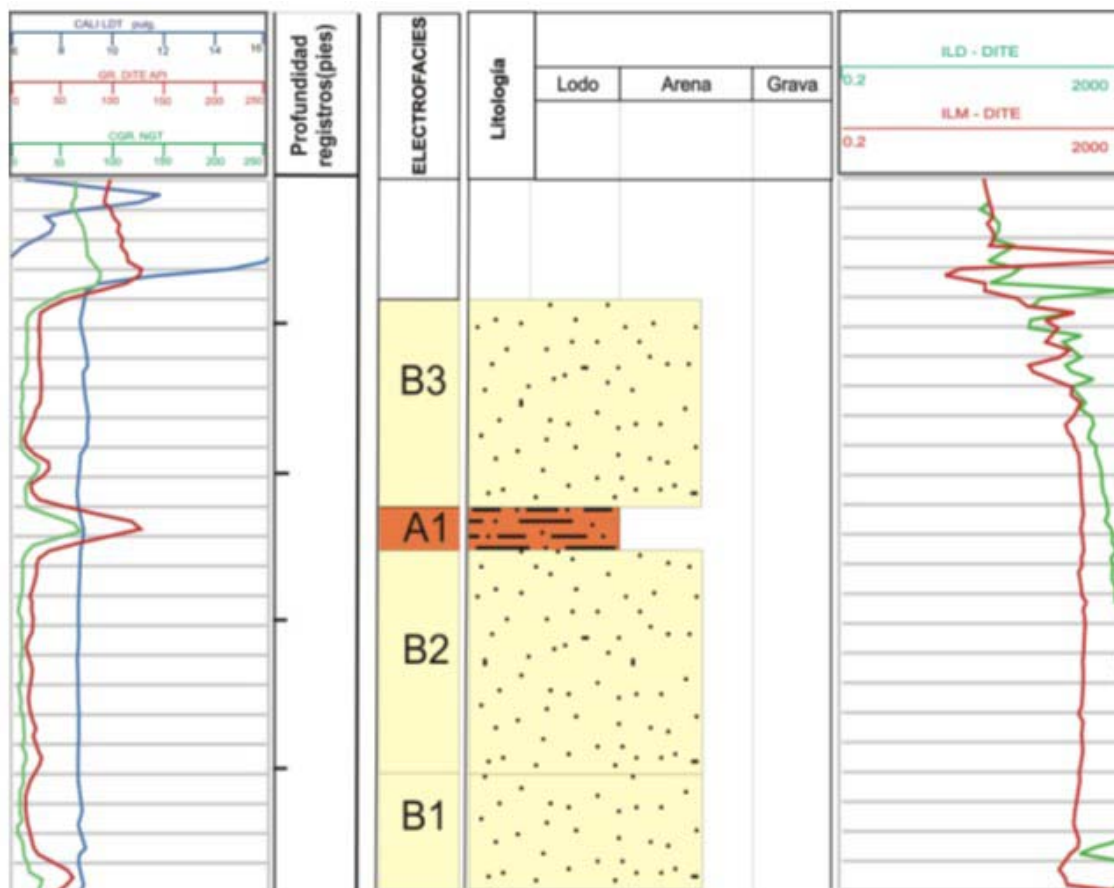


Figura 34. Formato utilizado para visualización de los registros y las electrofacies definidas en los pozos no corazonados.

La definición de electrofacies para los pozos no corazonados se realizó teniendo en cuenta el análisis de la información proporcionada por los pozos corazonados; como se explicó en el capítulo cuatro, los valores para las electrofacies se hallaron mediante la ayuda de diagramas de araña, diagramas de barras etc., los cuales se definieron en las tablas 4 y 5, lo que permite definir valores numéricos de los registros para cada electrofacies.

A partir de toda esta información se hace una comparación con los valores de los registros eléctricos de los pozos 4, 5 y 6 y en los sectores no corazonados del pozo 3, para obtener de esta manera una aproximación a la litología que cada uno de ellos encuentra, a partir de la definición de electrofacies, las cuales se muestran en un formato de forma vertical (**Figura 34**), correspondiente con los diferentes registros.

Se observa que las electrofacies definidas en los pozos 1 y 2 son totalmente correlacionables con las definidas en los pozos no corazonados.

Dentro de las observaciones que se pueden hacer después de analizados todos los pozos, se encuentra que para la electrofacies B1 se encuentran valores que son equivalentes a las facies sedimentarias Cep, Acep, Ae y Abre presentes en los pozos corazonados y que presentan en común facies donde muestran estratificación cruzada en cuarzoarenitas. La electrofacies B2 es equivalente a las facies de cuarzoarenitas bioturbadas y la electrofacies B3 esta íntimamente ligada con las facies Abrl y Al que son facies que presentan laminación o relictos de ella; en general las electrofacies B corresponden a cuarzoarenitas.

Para las zonas de arcillas en los pozos, se encontraron 3 tipos de electrofacies, donde A1 equivale la facies Fbrl que corresponde a materiales finos con relictos de laminación, A2 que es equivalente a la facies Fm que corresponde a arcillolita moteada y por último la electrofacies A3 que se relaciona a la facies Fl que corresponde a material fino con laminación.

8.2 DEFINICIÓN DE INTERVALOS FRACTURADOS

Teniendo en cuenta la metodología propuesta en el capítulo seis (6) para el análisis de fracturas basado en la información de los pozos corazonados, se establecen intervalos fracturados para los pozos 3, 4, 5, y 6.

Cada uno de los pozos se evalúan con base en los criterios definidos en la metodología, tanto cualitativos como cuantitativos, teniendo en cuenta los discriminantes establecidos en la tabla 6 y los algoritmos correspondientes.

Al igual que como se hizo anteriormente se definen curvas de fracturamiento parcial que permiten definir zonas de acuerdo cada herramienta.

Cada criterio se divide en pesos iguales (**Tabla 9**), lo cual permite obtener la curva de fracturamiento parcial de cada pozo mediante la ecuación:

$$\text{CURVA DE FRACTURAMIENTO (CF)} = P1* C1_PEF + P2* C2_RHOB + P3* C3_DRH + P4* C4_CALI + P5* C5_RES.$$

La curva de fracturamiento total estará representada por dos intervalos, cero (0) y uno (1). El intervalo que presente mayor fracturamiento será representado por el número mayor uno (1), mientras que los intervalos no fracturados serán evidenciados por cero en la curva total. Se realizan Curvas de fracturamiento para los tres pozos no corazonados las cuales se incluyen a los formatos de los demás registros. (**Anexo2**).

| POZOS | N° CRITERIOS | VALOR PESOS (P) |
|--------------|---------------------|----------------------------|
| 3 | 5 | 0.2 |
| 4 | 5 | 0.2 |
| 5 | 5 | 0.2 |
| 6 | 5 | 0.2 |

Tabla 9. Relación entre el número de criterios empleados por pozo y el valor de los pesos.

Mientras más criterios se cumplan por intervalo, el fracturamiento será mayor (**Figura 35**), si solo se cumplen 2 o 3 de 5 criterios la evidencia de fracturamiento será menor, quedando registrado en la curva de fracturamiento total zonas donde los valores serán intermedios o cercanos al cero.

Al integrar el estudio de todos los pozos, se puede decir que en las zonas donde la curva de fracturamiento es uno (1) o cercano, corresponde a fracturas abiertas con una marcada intensidad de fracturamiento, que permite que se cumplan la mayoría de criterios; mientras que en zonas donde la curva es cercana a cero (0) existe la posibilidad de la presencia de fracturas parcialmente abiertas, parcialmente mineralizadas o zonas de estilolitos, con una intensidad de fracturamiento más baja, que hace que la respuesta en los registros esté restringida parcialmente.

9. RESULTADOS

9.1. VALIDACION DE LA CURVA DE FRACTURAMIENTO

Una vez generadas las curvas de fracturamiento (CF) para los pozos, tanto corazonados como no corazonados y teniendo en cuenta los diferentes criterios utilizados, se busca hacer una comparación que valide si los criterios son acertados para definir reales zonas de fracturamiento. Para esto se comparan los diagramas de fracturamiento realizados por el proyecto de Yacimientos naturalmente Fracturados de la Unidad de Investigación del ICP, para la formación Mirador, con base en la información de fracturas de los núcleos de perforación, con las curvas de fracturamiento generadas en este proyecto. Hay que aclarar que en los diagramas a partir de los registros, las zonas más fracturadas presentan valores de uno o cercanos, mientras que en las curvas generadas a partir del corazón se asume como número de fracturas por pie, siendo el máximo valor 16 fracturas en un pie de formación.

Como se observa en la **figura 36**, en el pozo 1 la formación presenta un marcado fracturamiento en la parte superior lo cual es evidenciado en gran proporción por ambas curvas; se puede decir que en general las principales zonas fracturadas se muestran claramente en ambas curvas, validando de esta manera la metodología y el proceso de interpretación con base en los registros eléctricos; se toma como ejemplo de comparación el pozo 1 ya que es el pozo más completo y permite hacer

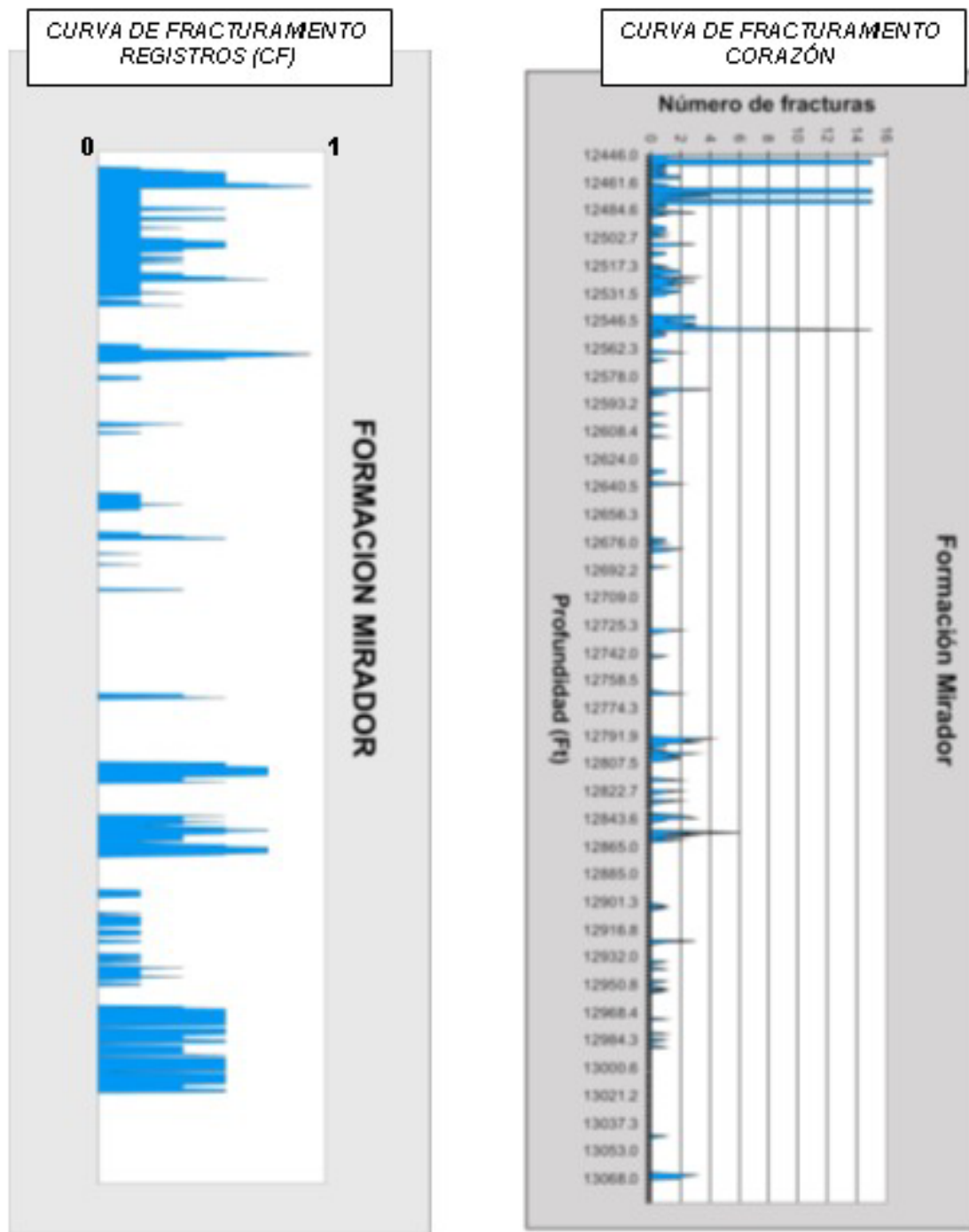


Figura 36. Comparación de las curvas de intensidad de fracturamiento provenientes de registros (CF) y de la descripción de núcleos para el pozo 1.

una visualización entre las dos curvas con una mayor cantidad de pies en profundidad.

9.2 RELACION DE LA INTENSIDAD DE FRACTURAMIENTO CON LAS ELECTROFACIES.

De acuerdo con el análisis realizado a cada uno de los pozos, tanto corazonados como no corazonados y después de generar las correspondientes curvas de intensidad de fracturamiento (CF), se puede analizar la tendencia general de fracturamiento y su relación con las electrofacies definidas.

El comportamiento general de la formación Mirador con base en la información proporcionada por los registros de pozo, permite ver que hay un marcado fracturamiento en las litologías arenosas de la parte superior del denominado Mirador superior, a su vez este mismo comportamiento se observa en la zona más profunda de Mirador inferior; estas observaciones se pueden evidenciar en cinco de los seis pozos estudiados, discriminando el pozo 6, que presenta un mayor fracturamiento diferente, a lo largo de toda la formación en el pozo.

Si se relaciona esta tendencia con la litología, más exactamente con las electrofacies; se observa que las electrofacies en las cuales el fracturamiento es más marcado corresponde a las denominadas **B2 y B3**, para esto se realizan una serie de correlaciones entre los diferentes pozos (Ver anexos 3 y 4) , que permiten ver una tendencia general hacia estas dos electrofacies, sin decir que las demás

electrofacies no están fracturadas, se puede concluir que estas dos están más predispuestas al fracturamiento.

De la misma forma, recordando que las electrofacies tienen una relación directa con las facies sedimentarias, se concluye que las facies de cuarzoarenitas bioturbadas (**B2**) y cuarzoarenitas bioturbadas con relictos de laminación (**B3**), presentan un mayor fracturamiento, visto desde un análisis basado en registros eléctricos.

9.3 RELACION DE LA INTENSIDAD DE FRACTURAMIENTO CON LA DISTRIBUCION DE LOS POZOS

De los pozos analizados ubicados en el dominio de cresta (1, 2 y 5), se observa una gran similitud en cuanto a la intensidad de fracturamiento, ya que se hace evidente que los intervalos más afectados se encuentran hacia el tope de cada uno de los pozos siendo las litologías arenosas las más fracturadas, igualmente este comportamiento se observa en los pozos 3 y 4 los cuales se encuentran ubicados en los flancos de la estructura y al parecer siguen esta misma tendencia de fracturamiento en las facies más próximas al tope, de tal manera que no muestran ninguna diferencia respecto a los pozos ubicados en la cresta, parece ser que aun cuando estos pozos están ubicados en lugares diferentes de la estructura su intensidad de fracturamiento es muy similar según el análisis realizado con base en los registros eléctricos.

Para el pozo 6 ubicado en el límite entre la parte norte y central del campo, se observa un comportamiento especial en cuanto a la intensidad de fracturamiento ya que los intervalos fracturados no solo se presentan hacia el tope sino a lo largo de toda la formación, teniendo en cuenta que cerca a este sector convergen diferentes fallas de carácter inverso que podrían dar explicación a este comportamiento (**Figura 37**), siendo este un elemento que sirve para analizar si este sector presenta mayor fracturamiento en comparación con los demás sectores del campo, permitiendo así un mayor enfoque en esta zona para la realización de estudios más detallados en el futuro.

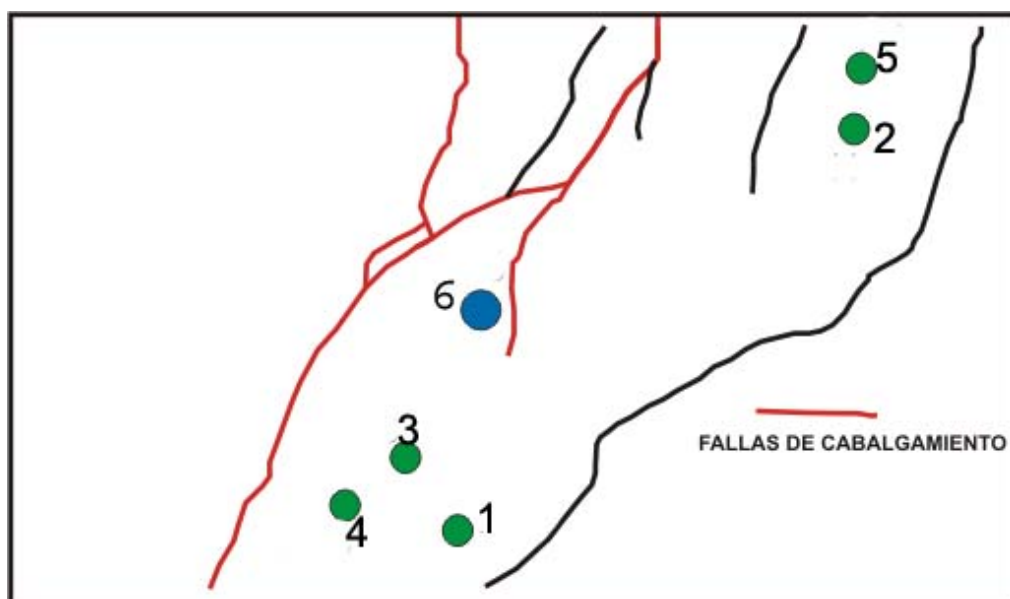


Figura 37. Ubicación del pozo 6 dentro el campo, afectado por el fallamiento.

Si se realiza una revisión de la producción de barriles de petróleo en los diferentes pozos del campo, comparando la tasa de producción diaria en algunos de ellos, se observa como es de esperarse que la producción en los primeros

meses, incluso años de todos los pozos, es bastante elevada llegando en algunos casos hasta 18000 barriles por día en pozos como el 5 y 6 (**Figuras 38, 39 y 40**); a su vez cuando pasa el tiempo, esta producción declina llegando a 500 barriles/día, incluso llega a no registrarse producción como se muestra en el pozo 5; se observa un comportamiento característico en el pozo 6 y en alguna medida en 3, si se detalla la curva de producción (**Figura 41**) estos pozos declinan en menor proporción que los demás, manteniéndose en producciones de 2000 a 3000 barriles por día con el paso del tiempo; relacionando esto con la distribución dentro del campo y la intensidad de fracturamiento, refuerza la idea que esta zona central sea de interés, ya que el hecho que la producción no decline tan sustancialmente es un indicador que las fracturas aportan producción adicional que permiten una estabilidad en los barriles diarios que proporcionan los pozos .



Figura 38. Taza de producción de barriles /día para el pozo 5



Figura 39. Taza de producción de barriles /día para el pozo 3

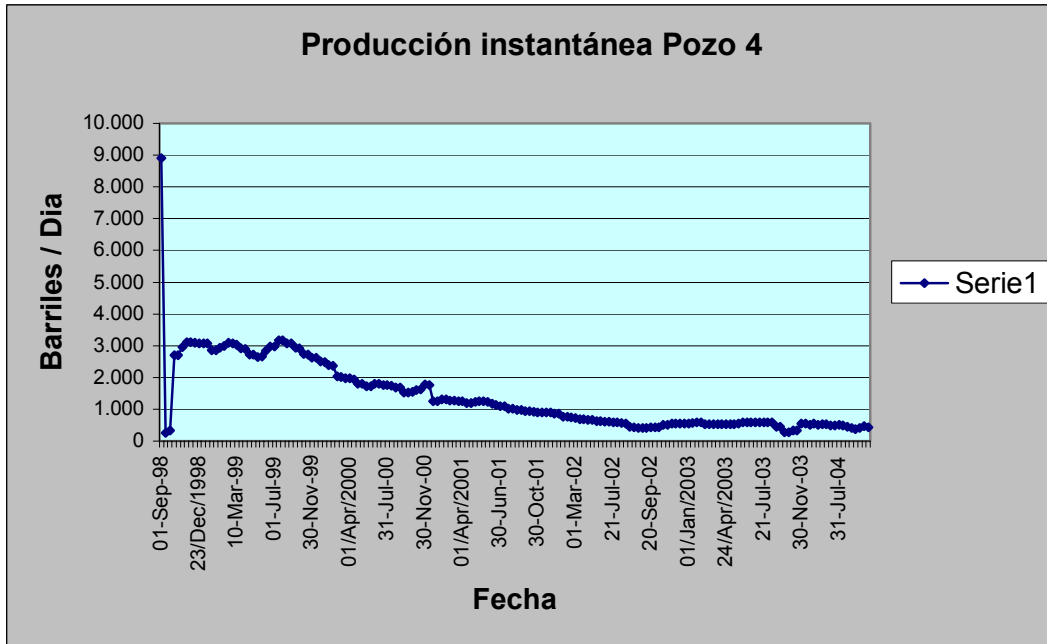


Figura 40. Taza de producción de barriles /día para el pozo 4

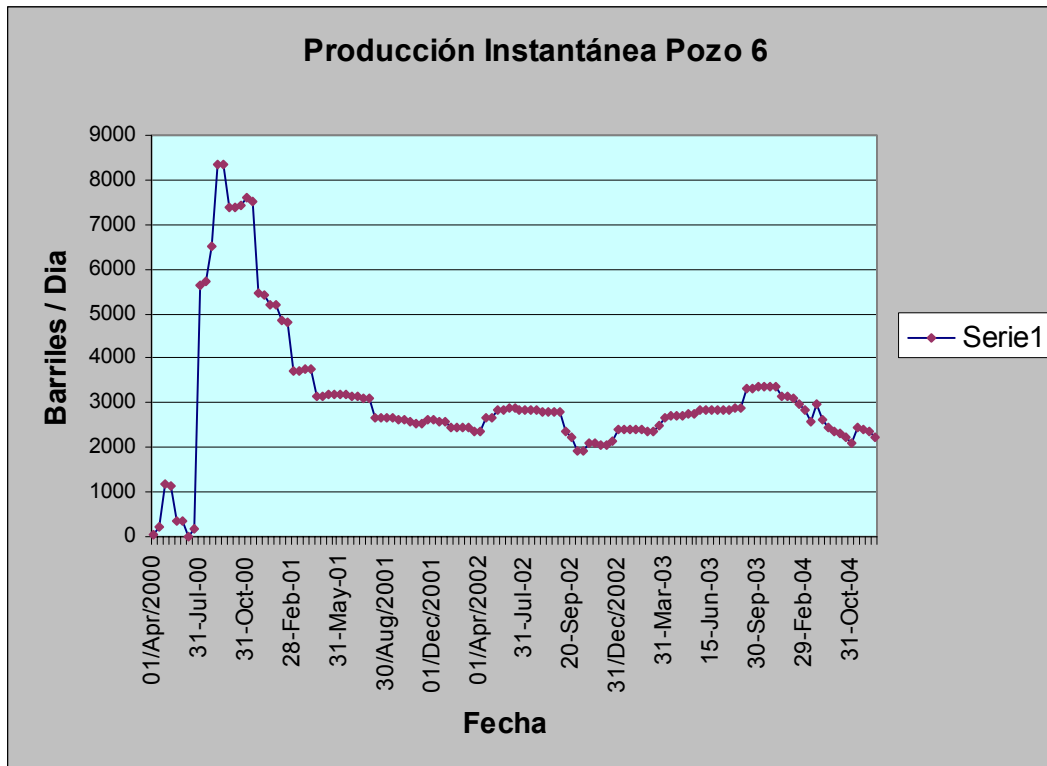


Figura 41. Taza de producción de barriles /día para el pozo 6

10. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Basados en la información sedimentológica existente en los pozos corazonados del campo, se pudo relacionar el comportamiento de las diferentes facies sedimentarias, con la respuesta de los registros eléctricos convencionales, lo cual permitió proponer electrofacies para los pozos no corazonados.
- Se definieron dos grandes grupos en la caracterización de electrofacies, denominados A y B, los cuales corresponden a litologías finas y gruesas respectivamente.
- Dentro de B se realizó una diferenciación en electrofacies más detalladas teniendo en cuenta similitudes a partir de los registros que a su vez corresponde a similitudes sedimentológicas; de esta manera la electrofacies B1 es correlacionable con facies que presentan estratificación cruzada, B2 con facies que presentan bioturbación y B3 con facies que presentan laminación y relictos de laminación.
- Dentro de A se realizó la misma diferenciación que en B; agrupándose en una electrofacies A1 las facies de arcillolitas limolitas bioturbadas con

relictos de laminación, en A2 las arcillolitas limolitas moteadas y en A3 las arcillolitas limolitas con laminación.

- Las facies Abri y Ai que corresponden a la electrofacies B3 presentan los valores de Gama Ray y de Pef más altos dentro de las cuarzoarenitas, permitiendo de esta manera una fácil diferenciación en los pozos no corazonados.
- Dentro de las arcillas los registros que permitieron hacer una diferenciación más detallada entre las electrofacies se encuentra los registros de Gamma Ray y de Pef, teniendo en cuenta que esta litología presenta valores altos en comparación con las arenas.
- El método de comparación de arañas es muy efectivo a la hora de buscar diferencias que permitan caracterizar electrofacies, ya que cada diagrama es único para cada litología.
- Se analizó uno a uno cada registro eléctrico, con el fin de encontrar relación de la respuesta al fracturamiento, se tiene una ventaja en determinar zonas fracturadas a partir de los registros, ya que en estos se tiene información de toda la formación, mientras que la intensidad de fracturamiento

proporcionada por los corazones está limitada solo a los intervalos que se tengan.

- Para la determinación de fracturas en el campo, los registros que permiten la mejor identificación son el registro Pef y Densidad.
- La comparación de porosidades a partir de diferentes registros mediante la realización de crossplots fue una herramienta muy útil para definir intervalos fracturados, teniendo en cuenta que el registro sísmico proporciona la porosidad de matriz y los registros Neutrón y densidad la porosidad total, asumiendo la diferencia como porosidad secundaria.
- Teniendo en cuenta los diferentes criterios de fracturamiento, se realizó la correspondiente curva de probabilidad de fracturamiento (CF), tanto para los pozos corazonados como para los no corazonados, visualizando de esta forma las zonas más fracturadas en cada uno de ellos.
- La curva de Gamma Ray con un valor de 70 API, funcionó muy bien como discriminante de las litologías arenosas a la hora de plantear los algoritmos para definir zonas fracturadas, teniendo en cuenta que aunque este valor es alto para arenas, se busca que no se excluyan aquellos intervalos en donde

las fracturas presentan mineralizaciones producto de las sales de Uranio y que producen un leve aumento en los valores de Gamma ray

- Las electrofacies más fracturadas teniendo en cuenta el análisis de registros corresponden a B2 Y B3, teniendo en común que ambas son correlacionables con facies sedimentarias que presentan Bioturbación y Laminación.
- En todos los pozos se observa una tendencia de fracturamiento hacia la parte superior de la formación, que corresponde a las zonas donde se encuentran las electrofacies B2 y B3 principalmente.
- El pozo 6 presenta un comportamiento especial dentro del campo, ya que presenta un fracturamiento muy marcado a lo largo de toda la formación, a su vez se observa que mantiene la producción de barriles a través del tiempo lo que sugiere enfocar la atención hacia este sector del campo.
- Al comparar la curva de fracturamiento obtenida de los núcleos de perforación con la curva de fracturamiento obtenida en este estudio se observa una alta equivalencia en las zonas más fracturadas, lo que demuestra que la metodología y el análisis propuesto funcionan acertadamente. Cabe aclarar que las dos fuentes (corazón y registro)

manejan escalas diferentes en cuanto su radio de investigación y por tal motivo se pueden ver algunas diferencias.

- El registro sísmico proporciona criterios importantes a la hora de identificar intervalos fracturados como son la definición de fracturas verticales y horizontales, pero su utilización en este estudio se vio limitada por la ausencia de curvas para la gran mayoría de los pozos.
- Se recomienda utilizar otros registros alternativos para complementar la metodología como son los perfiles de microresistividad, lateroperfiles registros de imagen, dipmeter que serían útiles a la hora de detallar un poco más los intervalos fracturados.
- Es necesario involucrar algunos pozos que se encuentren situados cerca del pozo 6 y en general en la parte central del campo, para verificar si se observan las mismas características de un marcado fracturamiento como se propone en este estudio.
- Sería interesante implantar esta metodología en otras formaciones pertenecientes al campo, con el fin de obtener mayor información que permita una zonación más completa en cuanto al fracturamiento se refiere.

BIBLIOGRAFIA

ACOSTA, J. y RAMOS, O. Evaluación de yacimientos naturalmente fracturados a partir de registros eléctricos – Un caso Colombiano. Tesis de grado. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 2001. 135 p.

AGUILERA, R. Naturally Fractured Reservoirs. Pennwell Books. Tulsa, Oklahoma. Second Edition, 1995.

ARANGO, S. Determinación del Índice de Intensidad de Fracturamiento y su Incidencia Sobre la Permeabilidad de los Yacimientos Naturalmente Fracturados. Tesis de Maestría. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2003.

ASQUITH, G. y GIBSON, C. Basic Well Log Analysis for Geologist. The American Association of petroleum Geologist, Methods in exploration Series, Tulsa, Oklahoma, 1982.

BECK, J., SCHULTZ, A., y FITZGERALD, D. Reservoir Evaluation of Fractured Cretaceous Carbonates in South Texas. SPWL Logging Symposium Transactions, 1977.

BENDECK, J. Perfiles Eléctricos, Una Herramienta Para la Evaluación de Formaciones. Asociación Colombiana de Geólogos y Geofísicos del Petróleo. Bogotá, 1992.

BOYELDIEU, C. y WINCHESTER, A. Use of Dual Laterolog for the Evaluation of the Fracture Porosity in Hard Carbonate Formations. Offshore South East Asia Conference, 1982.

BROCK, J. Analyzing Your Logs. Volume I (Fundamentals of open Hole Log Interpretation). Cover Illustration Courtesy of Schlumberger. United States. ., 1984.

ECOPETROL – ICP, Modelo Integrado Campo Cupiagua. Informe Final. Piedecuesta, Santander, 2001

IVERSON, W. P. Fracture Identification from well Logs. SPE Rocky Mountain Regional Meeting Held in Casper, Wyoming, 1992.

MARDOCK, E. S. y J. P. MYERS. Radioactivity Logs Define Lithology in the Spraberry Formation. Oil and Gas Journal, 1951

MARTINEZ J. A., Modelamiento Estructural 3D y Aplicaciones en la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en el Cinturón de Cabalgamiento del Piedemonte

Llanero, Cordillera Oriental, Colombia. BP Exploration, Bogotá, Colombia. VIII Simposio Bolivariano - Exploracion Petrolera en las Cuencas Subandina, 2003.

MORRIS, R. L. The Use of Compressional and Shear Acoustic Amplitudes for the Location of Fractures. Journal of Petroleum Technology, 1964.

NELSON, R. A. Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs. Gulf Publishing Company, Houston Texas (1985).

PETROWORKS, Training Manual, Landmark, 1995.

PICKETT, G. R. Acoustic Character Logs and Their Applications in Formation Evaluation. Transactions. AIME 228, 1963

PIRSON, S. J. Geologic Well Log Analysis. Gulf Publishing Company, 1967,

SCHLUMBERGER, Log Interpretation Charts, Edition 2000.

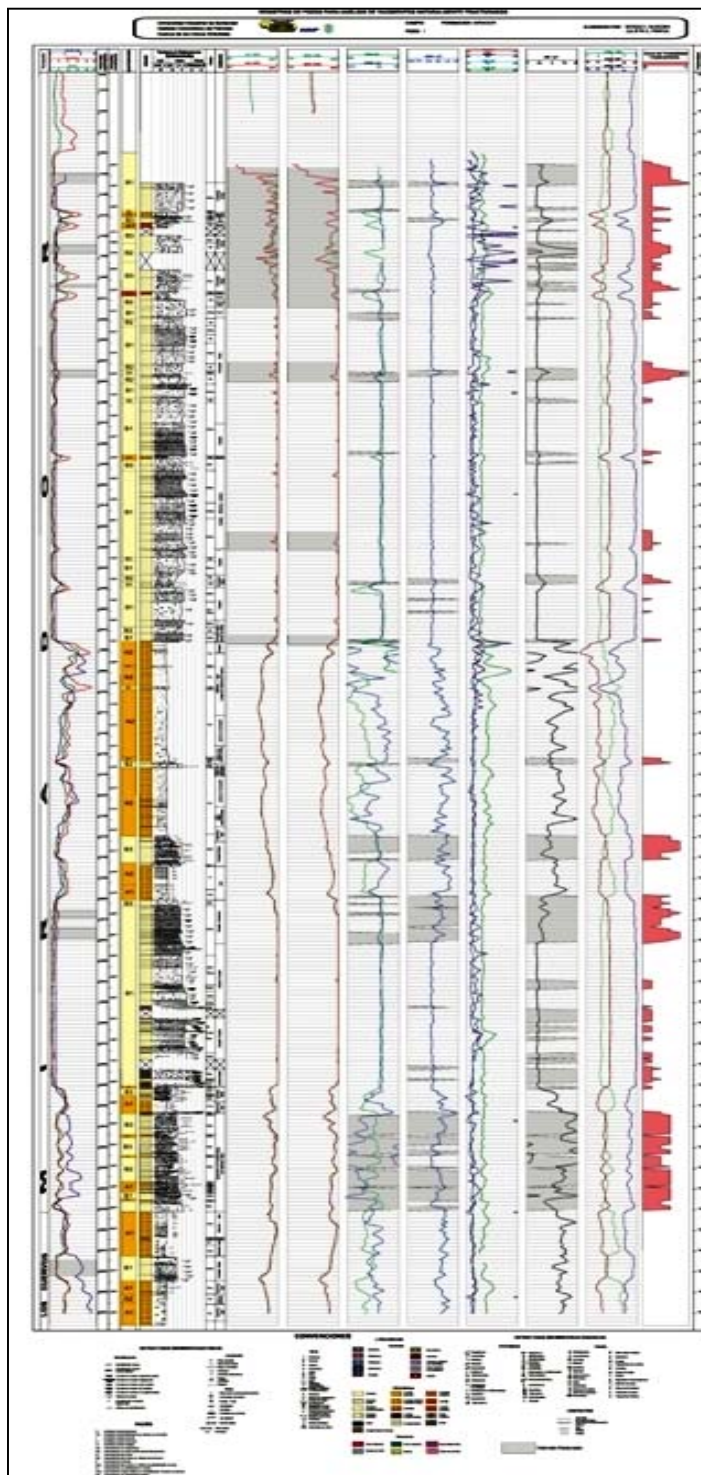
SERRA, O. Fundamentals of Well Log Interpretation. Editorial Elsevier. 1984

SUAU, J. y GARTNER, J. Fracture Detection from the Logs. 1978. En recopilación de Artículos CIT: Evaluación y Detección de Fracturas 212.75 E814.

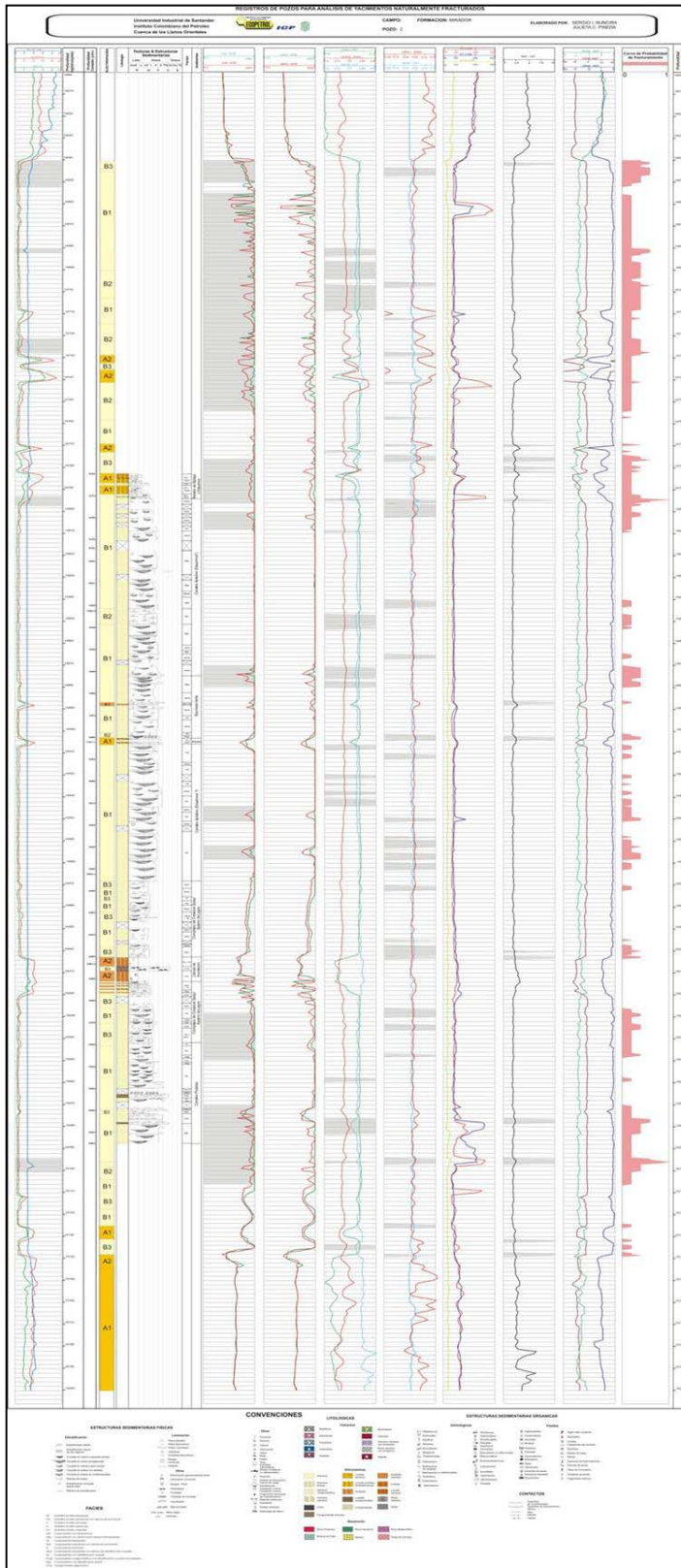
ANEXOS

Anexo 1. Formatos de visualización de los registros eléctricos y su correspondiente curva de fracturamiento para los pozos 1, 2 y 3.

POZO 1

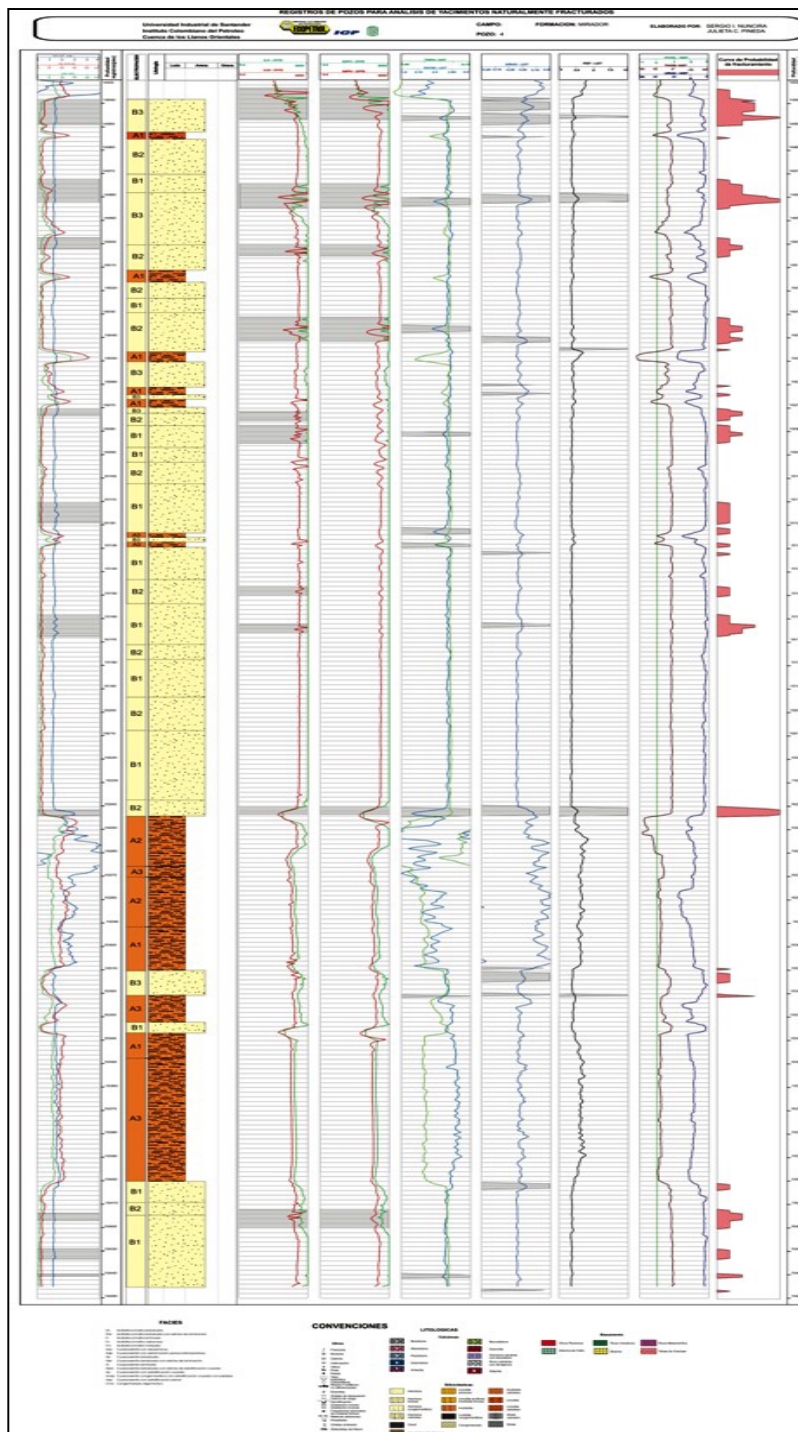


POZO 2

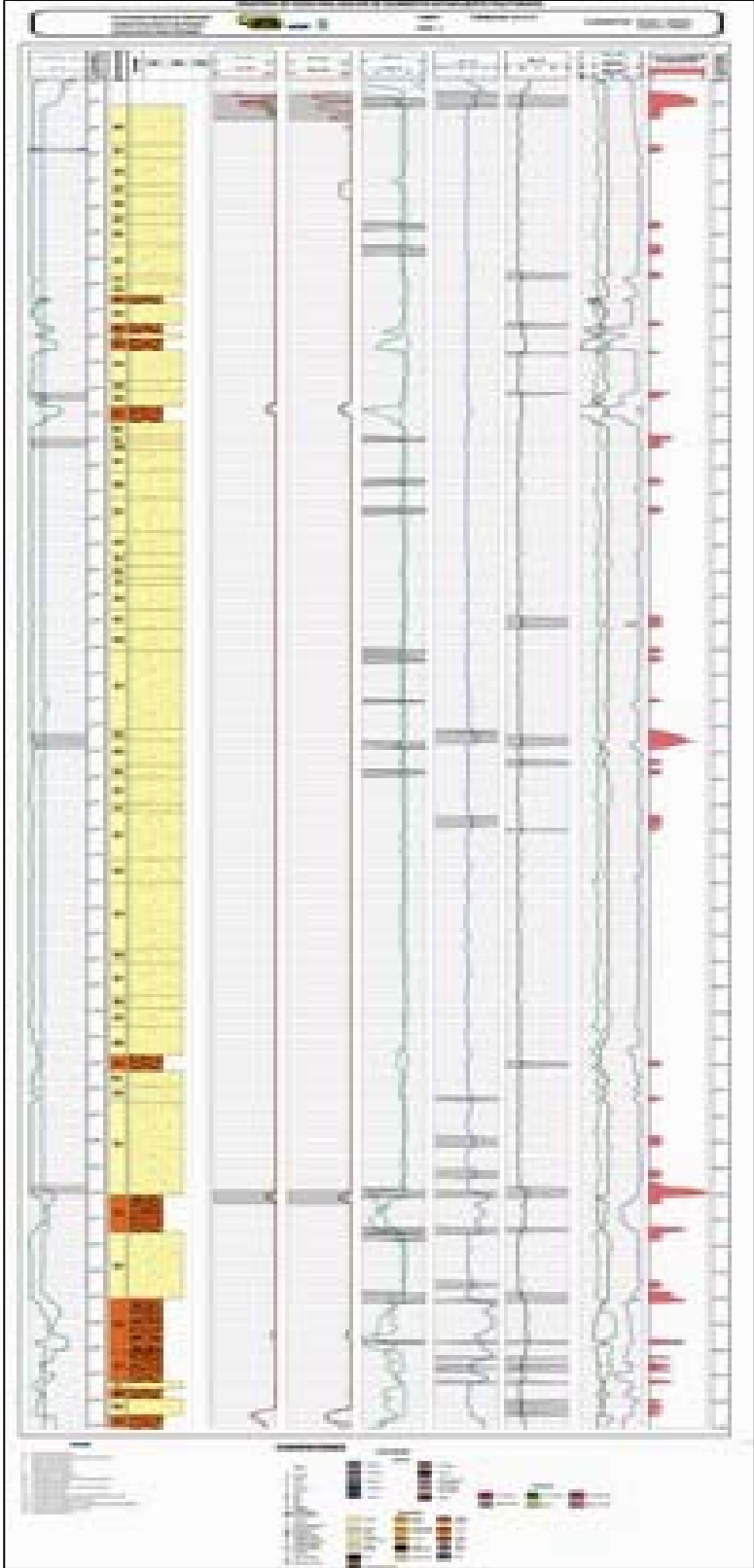


Anexo 2. Formatos de visualización de los registros eléctricos y su correspondiente curva de fracturamiento para los pozos 4, 5 y 6.

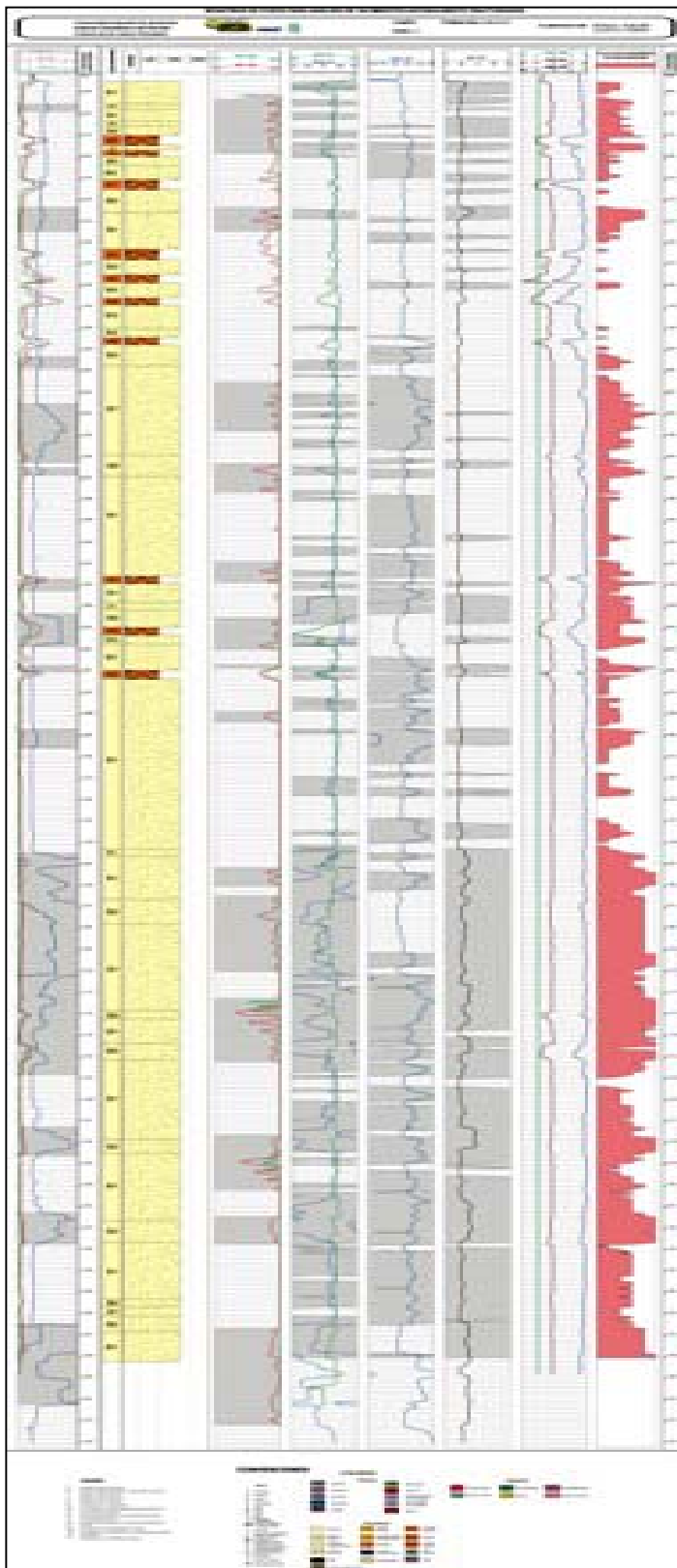
POZO 4



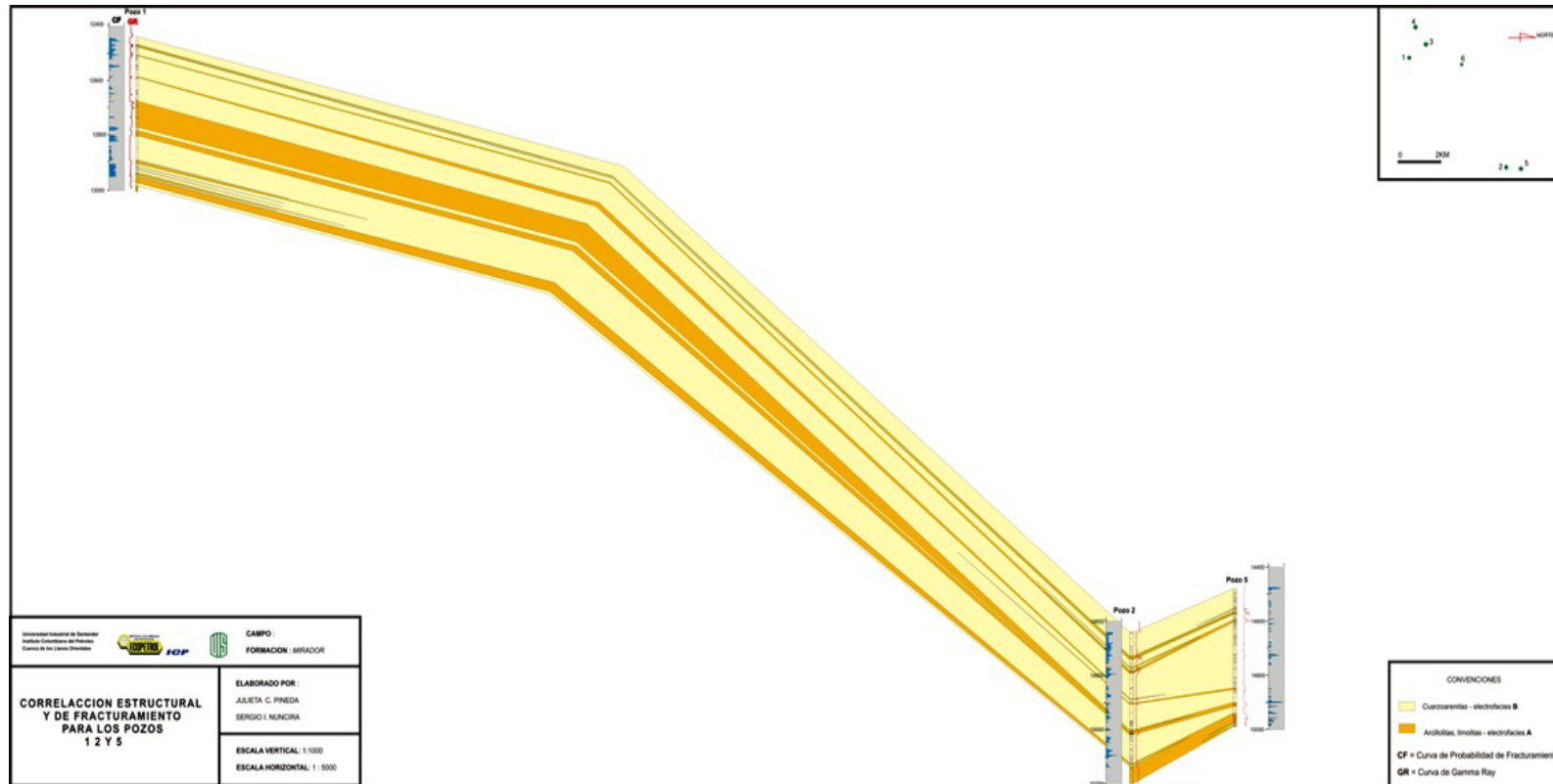
Pozo 5



POZO 6



Anexo 3. Correlación estratigráfica entre los pozos 1, 3 y 4.



Anexo 4. Correlación estructural entre los pozos 1, 2 y 5.

