

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ANÁLISIS DE REGISTROS DE HUECO ABIERTO A TIEMPOS DISTINTOS DE EXPOSICIÓN BAJO AMBIENTES HOSTILES, CAMPO PÍRITU, ORIENTE DE VENEZUELA

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
para optar por el Título de
Ingeniero Geofísico

Por: Br. Carlos E. Espinoza G.

Caracas, Abril 2003

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ANÁLISIS DE REGISTROS DE HUECO ABIERTO A TIEMPOS DISTINTOS DE EXPOSICIÓN BAJO AMBIENTES HOSTILES, CAMPO PÍRITU, ORIENTE DE VENEZUELA

Tutor académico: María Gabriela Castillo

Co-Tutor Académico: Ovidio Suárez

Tutor industrial: Luis Alberto Escandón

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
para optar por el Título de
Ingeniero Geofísico

Por: Br. Carlos E. Espinoza G.

Caracas, Abril de 2003

DEDICATORIA

A Dios por darme la vida y por conducirme por el camino de la luz. Gracias por nunca abandonarme.

A mis padres Ana y Dario, por ser los pilares de mi vida, por todo el amor que me han dado, y la educación que todavía me brinda, este logro no es sólo mío es también de ustedes, los quiero mucho.

A mi hermano Luis Dario, quien junto a mi papá es mi mejor amigo, y siempre ha sido un estímulo para llevar a cabo todos mis proyectos.

A Zuleidy, por el apoyo invaluable que me ha brindado durante todos estos años.

A mi tía Gisela por ser un apoyo familiar importante.

AGRADECIMIENTOS

A la ilustre UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA, donde me desarrolle académicamente y forme parte de ella.

A María Gabriela Castillo, tutora académica, por el entusiasmo y dedicación con que siempre llevamos el proyecto, y por nunca decaer en los momentos difíciles.

A Luis Escandón, tutor industrial, por su libertad, por guiarme y por todas las cosas que aprendí, además que la idea de este proyecto fue suya.

Al profesor Ovidio Suárez, por las oportunas sugerencias, y por asumir la responsabilidad de una Co-Tutoría a última hora.

A los petrofísicos que consulté y aportaron ideas a este trabajo: Rómulo Carmona, Eduardo García y María Prieto.

A las personas que conocí y me ayudaron en PDVSA Chuao: Ing. G. Gedler, Ing. R. Gómez, Sra. Paz, Lorena, Javier, Marianela, Eyle, Eloísa y Cinthya.

A los profesores de la Universidad, de quienes aprendí mucho, en especial a: Damián Pereira, José Cavada, Marcos Figueroa, Rafael Falcón, José L. Perdomo.

A Leidy Cárdenas, por ayudarme en los momentos importantes.

A mi amigo Efraín Zapata, quien me ayudo en la presentación final de este trabajo.

A mis compañeros de la Universidad, con quienes compartí buenos instantes en la carrera: Rosmari Usta, Rómulo Guedez, Ernesto Oropeza, Omar Pimentel, Juan Sandía, Gilberto Sánchez, Juan Lago, Isis Bilbao, Yolimar Coronado, Gabriel Gallo, Luis Luna, y algunos que se me escapan pero que siempre los recordaré.

A la familia Berroteran, quienes siempre estuvieron pendientes del desarrollo del trabajo y me ayudaron en todo momento: Sra. Zulay, Sr. Diego, Katy, Tomás, Yuli, Derby.

Espinoza G. Carlos E.

**ANÁLISIS DE REGISTROS DE HUECO ABIERTO A TIEMPOS
DISTINTOS DE EXPOSICIÓN BAJO AMBIENTES HOSTILES,
CAMPO PÍRITU, ORIENTE DE VENEZUELA.**

Tutor Académico: Prof. María G. Castillo, **Co-Tutor Académico:** Prof. Ovidio Suárez **Tutor Industrial:** Ing. Luis Escandón. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería, Escuela de Geología, Minas y Geofísica. Año 2002, 124 p.

Palabras Claves: Temperatura, Tiempo de Exposición, Hoyo Desnudo.

Resumen: el siguiente trabajo tiene como finalidad analizar los registros corridos en un pozo exploratorio, los cuales fueron grabados a tiempos distintos de exposición de hoyo desnudo, en condiciones extremas de temperatura (por encima de los 400° F). Por lo que se pretende con este estudio analizar las posibles diferencias encontradas en los registros corridos, producto de los efectos del tiempo de exposición de hoyo.

La metodología empleada para desarrollar este trabajo se dividió en tres fases: primero una etapa de organización e inventario donde se recogieron todos los datos útiles que permitieron sustentar el trabajo; luego se procedió a un análisis estadístico para cada uno de los registros, en función del grado de variación que éstos presentaron. Y por último, se procedió a explicar en cada caso las posibles razones que pudieran estar causando estas variaciones en las curvas.

El registro que presentó mayores variaciones fué el arreglo inducción, estas variaciones fueron identificadas a nivel de las arenas, y son atribuibles a presencia de filtrado de lodo, el cual en un primer momento invade la zona cercana a la pared del hoyo y luego abandona esta zona expulsado por la presión del yacimiento.

El registro síncico presentó variaciones a nivel de las arenas, registrando para la segunda fecha de grabación un mayor tiempo de tránsito. Estos cambios se

atribuyen a una sustitución de fluido capaz de atenuar el tiempo de tránsito. Y esto se asocia a un posible cambio del estado materia del filtrado de lodo, de líquido a gaseoso.

Los registro de índole radioactivo: Rayos Gamma, Densidad, Efecto Fotoeléctrico y Neutrón, no presentaron variaciones a lo largo de la sección repetida.

El impacto que generó el tiempo de exposición del hoyo, sobre la interpretación de los perfiles, está directamente asociado con el lodo de perforación, y los fluidos presentes en la formación.

ÍNDICE

DEDICATORIA.....	iii
AGRADECIMIENTOS	iv
LISTA DE FIGURAS	xi
ÍNDICE DE TABLAS	xv
CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN	1
1.1. Justificación Técnica.....	1
1.2. Objetivos	2
1.2.1. Objetivos Generales	2
1.2.2. Objetivos Específicos	2
1.3. Ubicación del área de Estudio	3
CAPÍTULO 2 GEOLOGÍA DEL ÁREA.....	4
2.1. Ubicación de la Cuenca Oriental de Venezuela.....	4
2.2. Evolución Tectonoestratigráfica de la Cuenca Oriental	5
2.2.1 Pre-Cretácico.....	5
2.2.1.1. Paleozoico.....	5
2.2.1.2. Triásico-Jurásico	5
2.2.2. Cretácico	6
2.2.3. Terciario.....	7
2.2.3.1. Paleoceno	7
2.2.3.2. Eoceno	7
2.2.3.3. Oligoceno	8
2.2.3.4. Neógeno.....	9
2.2.3.5. Neógeno-Cuaternario	9
2.3. Marco Tectónico Regional	10
2.4. Estratigrafía Regional	12
2.6. Marco Estructural del área de Píritu	13
2.5. Estratigrafía del área de Píritu	14
2.7. Sistema petrolero.....	19
CAPÍTULO 3 MARCO TÉORICO.....	20

3.1. El perfilaje de pozos	20
3.1.1. Clasificación de Perfiles	21
3.2. Herramienta para ambientes hostiles "Xtreme"	21
3.3. El perfil Acústico	22
3.3.1. Sónico Monopolar de la herramienta "Xtreme"	23
3.3.2. Factores que afectan las lecturas del perfil Sónico	25
3.4. El perfil de Inducción	26
3.4.1. Herramienta de imágenes de inducción (AIT) de la herramienta "Xtreme"	26
3.4.2. Factores que afectan las lecturas del registro Inducción	27
3.5. Perfil de rayos gamma	28
3.5.1. La medición de los Rayos Gamma	29
3.5.2 Factores que afectan el perfil de Rayos Gamma	29
3.6. El perfil Litodensidad	30
3.6.1. Medición de la densidad	31
3.6.2. Medición fotoeléctrica	31
3.6.3. Factores que afectan las lecturas del perfil Densidad	32
3.7. Registro calibre (caliper)	33
3.7.1. Configuración típica en el hoyo	33
3.8. El Perfil Neutrón	34
3.8.1. Factores que afectan los perfiles Neutrónicos	36
3.9. Propiedades físicas de las rocas que afectan las mediciones en los registros de pozos	37
3.9.1. Porosidad	37
3.9.2. Permeabilidad	38
3.9.3. Saturación de agua	39
3.9.4. El proceso de invasión	40
3.10. Estadística	42
3.10.1. Histogramas de frecuencias	42
3.10.2. Desviación típica	43
3.10.3. Gráficos de Interrelación	44

3.10.4. Análisis de varianza.....	44
3.10.5. Clases de análisis de varianza	46
3.10.6. Técnica del análisis de varianza con una sola variable nominal y factores fijos	46
CAPÍTULO 4 MÉTODO	48
4.1. Consideraciones iniciales	49
4.2. Recolección y validación de datos.....	50
4.3. Inventario de curvas	50
4.4. Gráfico de curvas.....	51
4.5. Calibración de curvas	51
4.7. Parámetros físicos a ser considerados.....	52
4.6. Identificación de áreas de interés para cada registro.	53
4.7 Gráficos de Interrelación.....	53
4.8. Análisis estadístico para registros no radioactivos.	54
4.8.1. Análisis de varianza para el registro Inducción.....	54
4.8.2. Análisis estadístico el registro Sónico.	56
4.9. Análisis estadístico para registros Radioactivos.	56
4.10. Análisis de Variaciones.....	58
CAPÍTULO 5 RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS	59
5.1. Parámetros físicos a ser considerados.....	59
5.1.2. Cálculo de la temperatura de formación.....	59
5.1.3. Características del lodo de perforación	60
5.2 Variación del registro de Temperatura Continua	62
5.3. Gráficos de Interrelación para la Herramienta Inducción.....	64
5.4. Identificación de áreas con variación para el Registro Inducción.	66
5.5 Análisis de varianza para el arreglo Inducción.....	68
5.6. Análisis del Registros Inducción	78
5.7. Intervalos con variaciones para el Registro Sónico	79
5.8. Análisis del Registro Sónico	87
5.9. Gráficos de interrelación de los Registros Radioactivos.....	88
5.10. Análisis de Repetibilidad	90

5.11. Intervalos con variación en los Registros Radioactivos	92
5.12. Análisis de variaciones de los Registros Radioactivos.	100
5.13 Análisis de los registros luego de un mes de exposición de hoyo	100
CAPITULO 6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	102
6.1 Conclusiones	102
6.2 Recomendaciones	103
CAPITULO 7 BIBLIOGRAFÍA	104
APÉNDICE A Tablas de distribución F	108
APÉNDICE B Variaciones del arreglo Inducción.....	110
APÉNDICE C Registros Graficados.....	122

LISTA DE FIGURAS

Fig 1 Ubicación geográfica del área de estudio	3
Fig. 2.1 Ubicación de la Cuenca Oriental de Venezuela	4
Fig. 2.2 Distribución de rocas jurasicas en Venezuela.....	6
Fig.2.3 Distribución de facies sedimentarias dominantes durante el Cretácico Temprano	6
Fig. 2.4 Marco regional para la sedimentación en el flanco norte de cuenca oriental de Venezuela durante el Oligoceno	8
Fig. 2.5 Principales rasgos estructurales y provincias geológicas del Oriente de Venezuela	10
Fig. 2.6 Columna estratigráfica para la Cuenca Oriental	12
Fig. 2.7 Sección geológica de la localidad de Píritu, propuesta a partir de una línea sísmica.....	13
Fig. 2.8 Cuadro cronoestratigráfico del área de Guarico y norte del estado Azoátegui	14
Fig. 2.9 Columna Estratigráfica del pozo "A",.....	15
Fig 3.1. Herramienta "XTREME", de la plataforma de Schlumberger, Corrida en el pozo "A" entre los 17000' y 20285'	22
Fig. 3.2 Diferencia de comportamiento de la propagación de onda dentro del hoyo desnudo y la formación.	23
Fig. 3.3 Perfil Sónico	24
Fig 3.4 Herramienta sónica monopolar, con un diámetro de tres pulgadas, y 6 pulgadas de resolución vertical	24
Fig. 3.5 Perfil Inducción.....	27
Fig 3.6 Respuesta de la curva de rayos gamma, ante la presencia de material radioactivo,.....	29
Fig 3.7 Ventana de detección del perfil de Litodensidad.....	31
Fig. 3.8 Ejemplo del perfil Litodensidad y Efecto fotoeléctrico	32
Fig 3.9 Configuración típica del hoyo	34
Fig 3.10 Ejemplo del perfil Neutrón	35

Fig 3.11 Herramienta neutrónica, soporta hasta 500 ° F de temperatura y 30000 Lps de presión.....	36
Fig. N° 3.12 Posición y nomenclatura de las zonas originadas por la invasión en la formación	40
Fig- 3.13. Histogramas según su forma geométrica.....	43
Fig. N° 4.1 Metodología utilizada	48
Fig 4.2 Resumen de la toma de registros en el pozo "A"	49
Fig 4.3 Calibración en profundidad. (a) registros desfasados en profundidad; (b) registros ajustados.....	51
Fig 5.1 Gráfico de Hornet para temperatura de formación 19441 pies.	60
Fig 5.2 Curva de Temperatura continua en fechas diferentes.	62
Fig. 5.3 Gráfico de interrelación para el nivel de medida de 20 pulgadas del AIT	64
Fig. 5.4 Gráfico de interrelación para el nivel de medida de 30 pulgadas del AIT	64
Fig. 5.5 Gráfico de interrelación para el nivel de medida de 60 pulgadas del AIT	65
Fig. 5.6 Gráfico de interrelación para el nivel de medida de 90 pulgadas del AIT	65
Fig 5.7 Intervalo con variación en el registro inducción en la arena 1.....	68
Fig 5.8 Histogramas de los distintos niveles de medida de la herramienta inducción para la arena 1.....	69
Fig 5.9 Intervalo con variación para el registro inducción en la arena 10.....	72
Fig 5.10 Histogramas de los distintos niveles de medida de la herramienta Inducción para la arena 10.....	73
Fig. 5.11 Gráfico de interrelación del registro Sónico.....	79
Fig 5.12 Registro Sónico en fechas diferentes. Profundidad 19240 pies.....	80
Fig 5.12 Registro Sónico en fechas diferentes. Profundidad 19040 pies.....	81
Fig 5.13 Registro Sónico en fechas diferentes. Profundidad 19130 pies.....	82
Fig 5.14 Registro Sónico en fechas diferentes. Profundidad 19200 pies.....	83
Fig 5.15 Registro Sónico en fechas diferentes. Profundidad 19240 pies.....	84
Fig 5.16 Registro Sónico en fechas diferentes. Profundidad 19100 pies.....	85
Fig 5.17 Registro Sónico en fechas diferentes. Profundidad 19210 pies.....	86
Fig. 5.19 Gráfico de interrelación para el registro Rayos Gamma.....	88
Fig. 5.20 Gráfico de interrelación para el registro Densidad	89

Fig. 5.21 Gráfico de interrelación para el Efecto Fotoeléctrico.....	89
Fig. 5.22 Gráfico de interrelación para el registro Neutrón.....	90
Fig 5.23 Registros PEF y RHOB en fechas diferentes. Profundidad 17920 pies. .	92
Fig 5.24 Registros PEF y RHOB en fechas diferentes. Profundidad 18140 pies. .	93
Fig 5.25 Registros PEF y RHOB en fechas diferentes. Profundidad 18630 pies. .	94
Fig 5.26 Registros PEF y RHOB en fechas diferentes. Profundidad 18140 pies. .	95
Fig 5.27 Registros PEF y RHOB en fechas diferentes. Profundidad 18800 pies. .	96
Fig 5.28 Registros PEF y RHOB en fechas diferentes. Profundidad 19400 pies. .	97
Fig 5.29 Registro Neutrón en fechas diferentes. Profundidad 17750 pies.	98
Fig 5.30 Registro Neutrón en fechas diferentes. Profundidad 17800 pies.	99
Fig. B-1 Registro Inducción en fechas diferentes, en la arena 2	110
Fig. B-2 Registro Inducción en fechas diferentes, en la arena 3	111
Fig. B-3 Registro Inducción en fechas diferentes, en la arena 4.....	112
Fig. B-4 Registro Inducción en fechas diferentes, en la arena 5.....	113
Fig. B-5 Registro Inducción en fechas diferentes, en la arena 6.....	114
Fig. B-6 Registro Inducción en fechas diferentes, en la arena 7	115
Fig. B-7 Registro Inducción en fechas diferentes, en la arena 8.....	116
Fig. B-8 Registro Inducción en fechas diferentes, en la arena 9.....	117
Fig. B-9 Registro Inducción en fechas diferentes, en la arena 11	118
Fig. B-10 Registro Inducción en fechas diferentes, en la arena 12	119
Fig. B-11 Registro Inducción en fechas diferentes, en la arena 13.....	120
Fig. B-12 Registro Inducción en fechas diferentes, en la arena 14.....	121
Fig. C-1 Gráficos del arreglo Inducción desde 17700´ hasta 18000´	122
Fig. C-2 Gráficos del arreglo Inducción desde 18000´ hasta 18300´	123
Fig. C-3 Gráficos del arreglo Inducción desde 18300´ hasta 18600´	124
Fig. C-4 Gráficos del arreglo Inducción desde 18600´ hasta 18900´	125
Fig. C-5 Gráficos del arreglo Inducción desde 18900´ hasta 19200´	126
Fig. C-6 Gráficos del arreglo Inducción desde 19200´ hasta 19500´	127
Fig. C-7 Gráficos del perfil Sónico y perfiles radiactivos desde 17700´ hasta 18000´	128

Fig. C-8 Gráficos del perfil Sónico y perfiles radiactivos desde 18000' hasta 18300'	129
Fig. C-9 Gráficos del perfil Sónico y perfiles radiactivos desde 18300' hasta 18600'	130
Fig. C-10 Gráficos del perfil Sónico y perfiles radiactivos desde 18600' hasta 18900'	131
Fig. C-11 Gráficos del perfil Sónico y perfiles radiactivos desde 18900' hasta 19200'	132
Fig. C-12 Gráficos del perfil sónico y perfiles radiactivos desde 19200' hasta 19500'	133

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Resumen de las características más importantes de las formaciones pertenecientes al área de Píritu.	17
Tabla 4.1 Inventario de curvas corridas en el pozo "A", en el área de interés con intervalos en profundidad	50 50
Tabla 5.1 Datos tomados para calcular la temperatura de formación	59
Tabla 5.2 Datos para el Gráfico de Horner.	59
Tabla 5.3 Características del fluido de perforación para las diferentes fechas. ..	61
Tabla 5.4 Especificaciones del aceite mineral usado como fluido de perforación.	61
Tabla 5.5 Arenas que presentan variaciones en el registro Inducción.	67
Tabla 5.6 Prueba estadística para los datos del mes de "octubre" en la arena 1	70 70
Tabla 5.7 Prueba estadística para los datos del mes de "noviembre" en la arena 1	71 71
Tabla 5.8 Prueba estadística para los datos del mes de "octubre" en la arena 10	74 74
Tabla 5.9 Prueba estadística para los datos del mes de "noviembre" en la arena 10	75 75
Tabla 5.10 Análisis de Repetibilidad.	90
Tabla A-1 Distribución de F crítico para un nivel de significación de 5%	108
Tabla A-2 Distribución de F crítico para un nivel de significación de 1%	109

CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN

El presente estudio, está basado en la experiencia asociada a un pozo exploratorio "A" ubicado en la región nor-occidental del Estado Anzoátegui, el cual perforó hasta una profundidad de 20285' pies.

En el área de interés prospectivo, se encontraron temperaturas extremadamente altas, por encima de los 400° Fahrenheit, por lo que se corrió una herramienta diseñada para estos ambientes hostiles de altas temperaturas desde los 17700' hasta los 19500', en un diámetro de hoyo de 6 ½ pulgadas. En este intervalo se corrieron una serie de registros especiales para condiciones extremas de temperatura: Rayos Gamma, Inducción, Sónico, Densidad-Neutrón y Temperatura Continua, en tres bajadas de la herramienta.

Seguidamente se continuó con la perforación y con lapso de un mes se corrieron nuevamente los mismos registros, con la misma herramienta hasta una profundidad de 20285', obteniendo como resultado una sección repetida de 1800'. En este sentido, el presente estudio pretende analizar posibles diferencias existentes en los registros grabados luego de un mes de exposición del hoyo.

1.1. Justificación Técnica

Cuando se corren registros en los pozos se obtienen como respuesta mediciones de las propiedades físicas de las rocas y su contenido de fluidos. Teóricamente si se corren nuevamente los mismos registros, en un lapso de tiempo corto y bajo las mismas condiciones de perforación, en un campo que no está en producción petrolera debería obtenerse la misma respuesta. En el pozo "A" al grabar por segunda vez los registros con un lapso de tiempo de un mes, y en el intervalo de 17700' y 19500', las respuestas de las curvas son ligeramente diferentes, atendiendo al tiempos de exposición del hoyo.

El propósito de este trabajo, es determinar las posibles razones que puedan hacer variar los registros de pozos, corridos en fechas distintas y en condiciones hostiles de temperatura. Y cómo puede ayudar esto al negocio petrolero en un mejor conocimiento de los efectos que tiene el tiempo de exposición, sobre la interpretación de registros especiales de hoyo desnudo.

1.2. Objetivos

Con la finalidad de dar respuesta al problema planteado, este Trabajo Especial de Grado propone los siguientes objetivos:

1.2.1. Objetivos Generales

- Analizar los perfiles corridos en el pozo "A", en una sección registrada a tiempos distintos de exposición del hoyo abierto, para identificar y analizar los efectos del tiempo de exposición y su impacto sobre el análisis de registros especiales.
- Cumplir el último requisito académico para optar al título de Ingeniero Geofísico, otorgado por la Escuela de Geología Minas y Geofísica de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Central de Venezuela.

1.2.2. Objetivos Específicos

- Identificar si los registros del pozo "A" presentan variaciones de medición en la sección repetida 17700'-19500'.
- Establecer los intervalos que presenten variaciones en los registros radioactivos y no radioactivos.
- Determinar las razones que pueden afectar las medidas de los registros radioactivos y no radioactivos.
- Estimar la magnitud del impacto asociado, atendiendo al tiempo de exposición del hoyo.

1.3. Ubicación del área de Estudio

El área de estudio se encuentra ubicada en la región nor-occidental del estado Anzoátegui a 1 km al norte de la población Sabana de Uchire y a 12 Km al sur de la carretera nacional de oriente (ver figura 1).

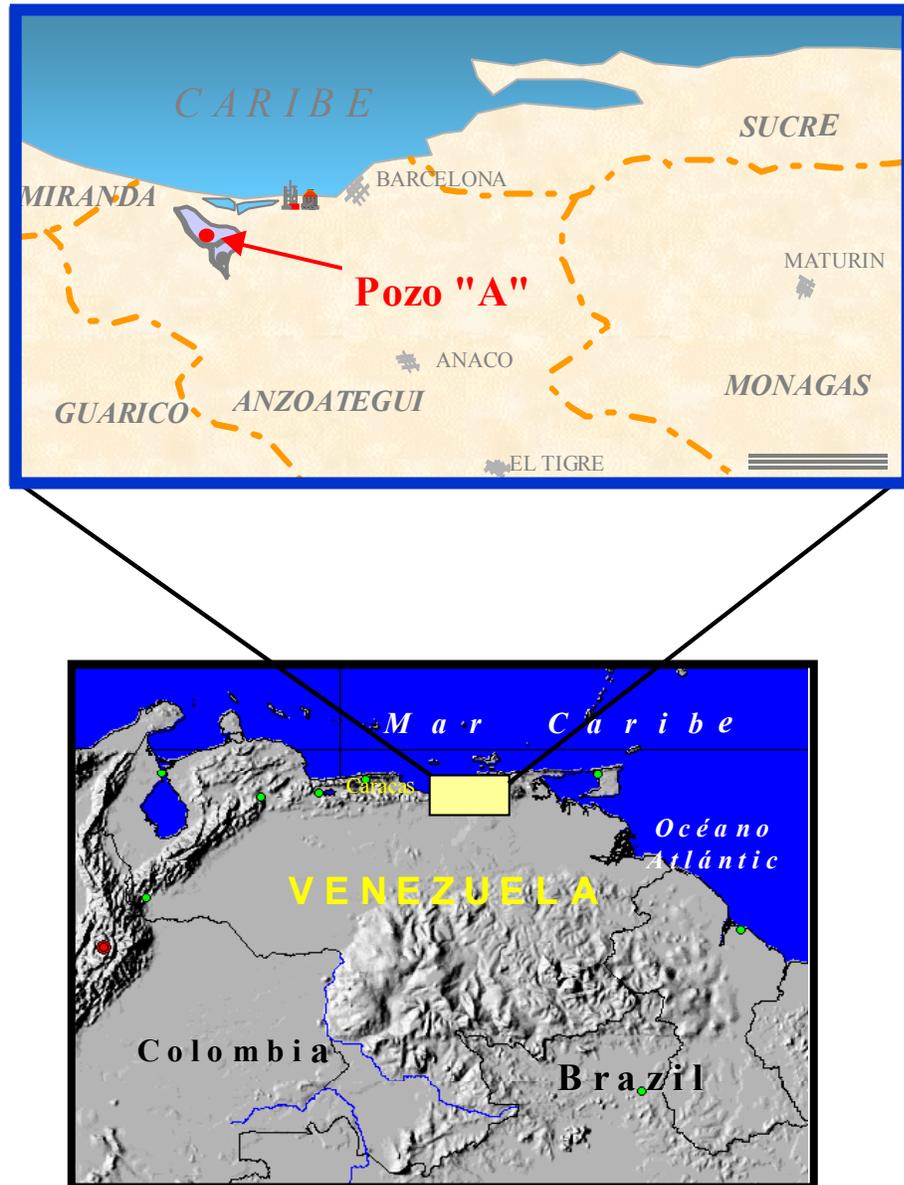


Fig 1. Ubicación geográfica del área de estudio (tomado de: Proyecto de Generación de Prospectos – Píritu, PDVSA)

CAPÍTULO 2 GEOLOGÍA DEL ÁREA

Este capítulo ha sido concebido para dar una visión general sobre la Cuenca Oriental de Venezuela, haciendo énfasis en el área de Píritu en el estado Anzoátegui. El desarrollo del capítulo, se realizará mediante la integración de varios trabajos existentes en la literatura, entre los cuales se destacan los estudios de: González de Juana (1980), Aguasuelos Ingeniería (1990), Parnaud et. (1995), Yoris & Ostos (1997), y algunos datos tomados del Proyecto de Evaluación de Prospectos – Píritu (2001).

2.1. Ubicación de la Cuenca Oriental de Venezuela

La cuenca Oriental de Venezuela es una depresión estructural ubicada en la región centro-este del país. Abarca los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro. Está limitada al norte por el Cinturón Móvil de la Serranía del Interior Central, al sur por el río Orinoco, al este se prolonga hasta el Océano Atlántico y al oeste la limita el levantamiento de El Baúl (ver figura 2.1).

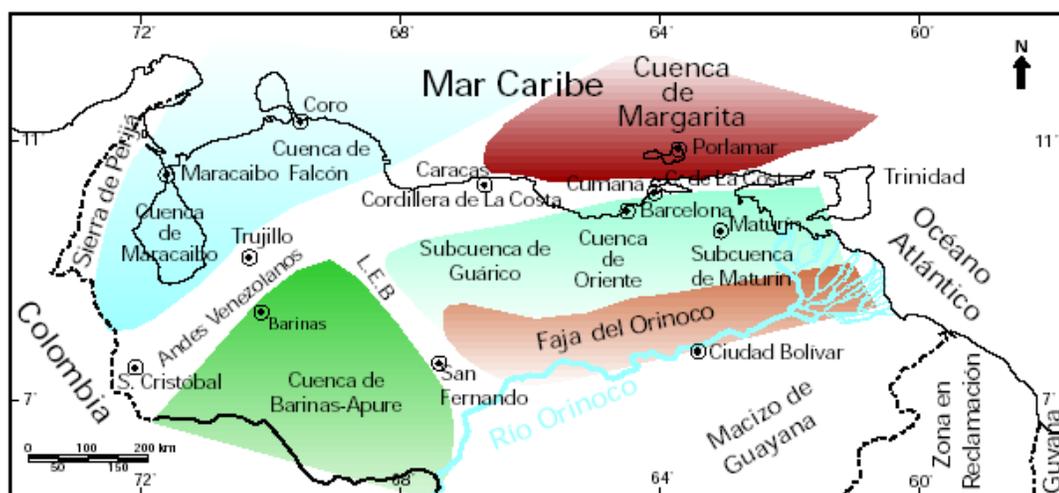


Fig. 2.1 Ubicación de la Cuenca Oriental de Venezuela, tomado de WEC 1997, Schlumberger

En este sentido, la Cuenca Oriental de Venezuela ha sido dividida en dos subcuencas: la subcuenca de Guárico hacia el Oeste y la subcuenca de Maturín hacia el Este, debe destacarse que el presente trabajo se concentrara en el norte de la subcuenca de Guárico.

2.2. Evolución Tectonoestratigráfica de la Cuenca Oriental

La evolución de la Cuenca Oriental en esta etapa del trabajo está basado en las interpretaciones de tres autores: Parnaud et al. (1995) presenta una evolución que involucra 4 megasecuencias: “prerift”, “rift”, Margen Pasivo y Cuenca “Forland”. Yoris & Ostos (1997) describen la evolución de la cuenca por edades geológicas; y finalmente, el estudio realizado por Aguasuelos Ingeniería (1990) establece una caracterización geológica del frente de montaña a través de una descripción paleoestratigráfica.

2.2.1 Pre-Cretácico

2.2.1.1. Paleozoico

Parnaud et al. (1995) define una fase de pre-apertura o prerift, en la cual se establece que la subcuenca de Guárico fue depositada en un ambiente marino costero.

Yoris & Ostos (1997) proponen que las rocas de edad Paleozoica se agrupan geológicamente como terrenos autóctonos o alóctonos a Suramérica. El terreno autóctono se encuentra en el subsuelo de la Cuenca Oriental, y está formado principalmente por “capas rojas”. Del terreno alóctono se reconoce en el subsuelo de la Cuenca Oriental, rocas graníticas producto de la subducción por debajo del borde norte de la Placa Suramericana.

2.2.1.2. Triásico-Jurásico

Parnaud (op cit) al igual que Yoris & Ostos (op. cit.) sugiere una parte de apertura y deriva durante el Jurásico y Cretácico temprano caracterizada por grabenes (fig

2.2), la creación de corteza oceánica y generación de una discordancia regional que separa esta etapa del periodo transgresivo. Con lo cual define un episodio denominado megasecuencia "Rift", cuyo rasgo característico en el Oriente de Venezuela es el Graben de Espino.

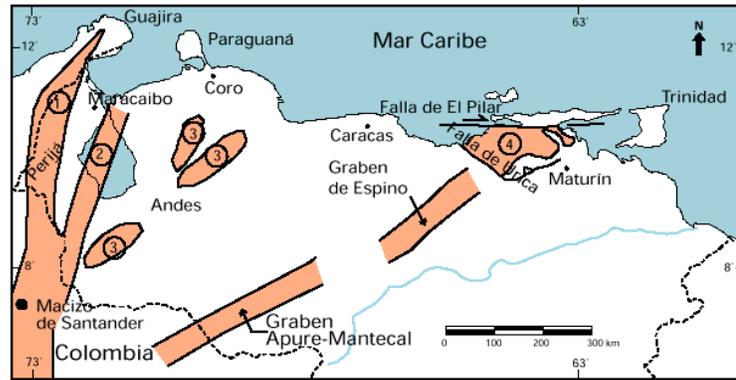


Fig. 2.2 Distribución de rocas jurasicas en Venezuela, (Tomado de Schlumberger, 1997)

2.2.2. Cretácico

Yoris & Ostos (1997) establecen que durante el Cretácico temprano se tiene en Venezuela Oriental un margen pasivo tipo Atlántico. A finales del Albiense, se inicia desde el este de Venezuela la invasión marina que coincide con el pulso mundial transgresivo del Cretácico tardío. El máximo de transgresión y anoxia se estima ocurrió entre el Turoniense y el Campaniense.

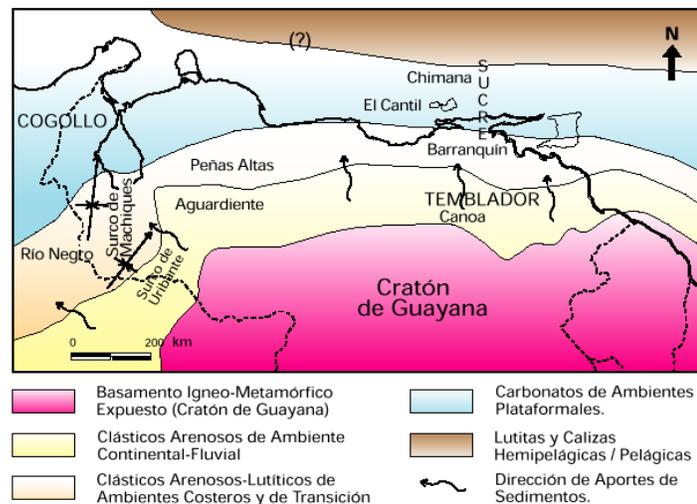


Fig.2.3 Distribución de facies sedimentarias dominantes durante el Cretácico Temprano (Tomado de Schlumberger, 1997)

Aguasuelos (1990) propone que todo el margen continental se hunde progresivamente durante el Cretácico inferior. Sobre la plataforma continental sedimenta, durante el período Cenomaniense al Santoniense, una capa calcárea euxínica de “black-shale” (Form. Querecual) seguida en el Campaniense-Maastrichtiense, por una sedimentación silíceo-arenosa (Form. Mucaria, Miembro Uchire).

2.2.3. Terciario

2.2.3.1. Paleoceno

Aguasuelos (1990) establece que este período comienza con una regresión general iniciada durante el Maastrichtiense. La plataforma continental se divide en tres dominios, de los cuales uno se encuentra emergido o sin sedimentación (subsuelo de la cuenca de Guárico), otro presenta una sedimentación terrígena fina en aguas de cierta profundidad (Serranía del Interior Oriental y Complejo Chacual).

2.2.3.2. Eoceno

Aguasuelos (1990) propone que durante el Eoceno inferior el margen continental se cierra progresivamente por su lado Norte. Esta barrera que crece vertical y lateralmente origina un surco, bordeado al sur y al oeste por la plataforma continental y abierto sobre el dominio oceánico hacia el Noreste. En este surco se depositan las secuencias “flyschs”, de los cuales el que aflora en la Napa Piemontina del Frente Central (Guárico) se encuentra en contacto tectónico con el Complejo Chacual. Las escamas que constituyen el Complejo Chacual, generadas por dislocación tectónica de una columna sedimentaria semejante a la que constituye el Noroeste de la Serranía del Interior Oriental, se encuentran en contacto tectónico con la faja molásica deformada (Form. Roblecito y Quebradon) afectada por tectónismo extensivo, que se manifiesta por la presencia de “horsts” y “graben”, limitados por fallas normales (Blanco y Sanchez, 1989). A finales del

Eoceno se generan la pila de napas, que constituyen el cuerpo principal de la Cadena Caribe.

2.2.3.3. Oligoceno

Yoris & Ostos (1997) establecen que la sedimentación durante el final del Eoceno y el Oligoceno en la Serranía del Interior se encuentra representada entre otras por la Formación Naricual. En la fig 2.4 se plantea una doble fuente de sedimentación para la Formación Naricual y equivalentes (Ejm: Formación Quebradón), la cual se ubica en sus facies del norte, como bordeando un frente de corrimientos, mientras que al sur tendría una fuente de interior de cratón, algo análogo ocurriría con los equivalentes de las Formaciones la Pascua y Roblecito, las cuales han sido llamadas “Formación Merecure” en el subsuelo del flanco sur de la subcuenca de Maturin.

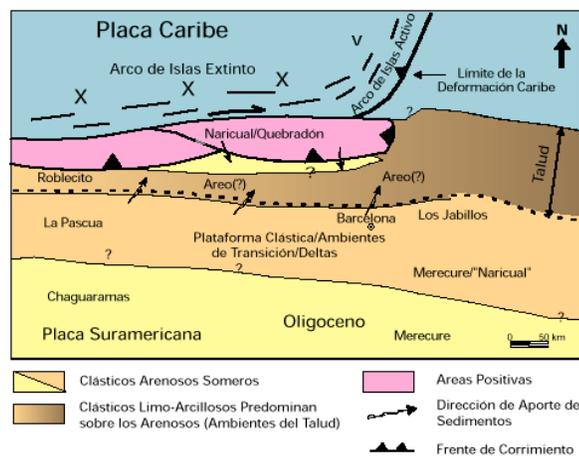


Fig. 2.4 Marco regional para la sedimentación en el flanco norte de cuenca oriental de Venezuela durante el Oligoceno (Tomado de Schlumberger, 1997)

Aguasuelos (1990) propone que al principio del Oligoceno el frente del Alóctono Caribe (Napa Piemontina) cabalga sobre un surco nacido en el Eoceno Superior. Este último corrimiento podría ser contemporáneo con la profunda reorganización geométrica y cinemática que ocurre en el Noroeste de Venezuela, en este período. Al sur del frente de la Cadena Caribe (en la época ubicada al Noreste de la actual Cordillera Andina) aparece, al principio del Oligoceno, la cuenca marina de Guárico. En su borde Norte la cuenca se apoya sobre el frente de la Napa

Piemontina. Hacia el Este- Noreste la cuenca de Guárico se comunica con el dominio marino abierto (allí el margen continental era todavía de tipo pasivo, sin deformación compresiva). En la cuenca de Guárico las molasas oligocenas (Fm. Roblecito) se depositan en ambiente marino relativamente profundo (tipo plataforma interna).

2.2.3.4. Neógeno

Según Yoris & Ostos (1997), durante el neógeno se produjo la generación de cuencas tipo “forland” o antepaís, las cuales en el Oriente del país son el resultado de la colisión oblicua de la Placa del Caribe con el borde nor-oeste de la Placa Suramericana. Las subcuencas de Guárico y Maturín al sur del Frente de Montaña de Guárico y la Serranía del Interior Oriental presentan ambientes transicionales a marino somero, los cuales hacia el este pasan a ser más profundos.

En el Plioceno la orogénesis en el norte de Venezuela terminó de definir las cuencas actuales y levantó extensas zonas, constituyendo el Sistema de Montaña del Caribe.

2.2.3.5. Neógeno-Cuaternario

Parnaud et al. (1995) establece durante este período una fase compresiva que da origen a la Serranía del Interior y el margen pasivo se transforma ahora en una Cuenca “Forland”. Esta colisión de la Placa del Caribe con la Placa Suramericana fue diacrónica y produjo un desplazamiento progresivo de oeste a este denominada Mega sutura de Colisión Oblicua (Stephan et al., 1985).

2.3. Marco Tectónico Regional

Entre los elementos tectónicos principales de la Cuenca Oriental (Fig 2.5) tenemos que al sur-oeste se interpretan los corrimientos de Anaco y Tala, y hacia el centro nor-oeste la Falla de Úrica y el corrimiento de San Francisco; los dos primeros eventos sugieren relación de continuidad entre sí, los otros rasgos estructurales se muestran como la rampa lateral del Corrimiento de Pírital.

Las fallas de San Francisco (Salvador y Rosales, 1960) y la de Urica (Rod, 1959), sirvieron a Murani (1972) para subdividir la serranía en tres bloques, denominados de este a oeste Bloque Caripe, Bloque Bergantín y Bloque Santa Rosa (González de Juana, et. Al. 1980).

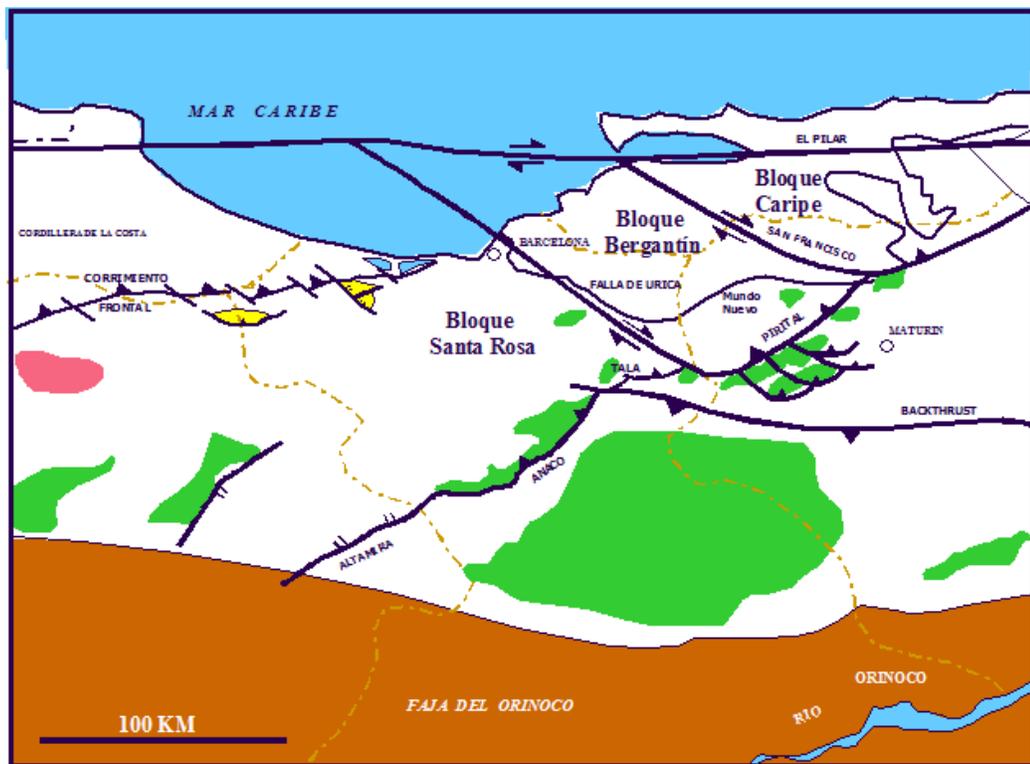


Fig. 2.5 Principales rasgos estructurales y provincias geológicas del Oriente de Venezuela, (Tomado del PEP-Píritu).

En términos generales, el declive de las estructuras hacia el oeste es más continuo y más pronunciado en el Bloque de Caripe que en el de Bergantin, en el cual se encuentran con mayor frecuencia pliegues alargados con declive suave, como el anticlinal de Mundo Nuevo. (González de Juana et. Al, 1980).

El bloque Bergantin se ubica en el Corrimiento de Mundo Nuevo al sur y la falla de El Pilar al norte. El bloque Bergantin es de evolución tectónica más temprana que las áreas que están más al sur, y contienen en afloramiento las unidades sedimentarias más antiguas conocidas en la Serranía desde el Cretácico temprano hasta el Paleógeno.

En lo que respecta al Corrimiento de Pirital, describe un alto estructural desplazado por la falla de Urica. Este corrimiento tendría su plano de despegue principal hacia la base del Cretácico, causando un bloque alóctono, por debajo del cual deberían estar presentes las unidades terciarias.

2.4. Estratigrafía Regional

Las fases de apertura, margen pasivo y cuenca antepaís, que marcaron el desarrollo y la evolución tectónica de la cuenca Oriental de Venezuela, controlaron la sedimentación y deformación de las unidades cretácico-paleógenas que afloran en la serranía, y que se encuentran actualmente en el subsuelo. Estas unidades de margen pasivo subyacen a una cubierta sedimentaria de secuencias syn-orogénicas de cuenca antepaís. En la figura 2.6 se muestra la relación de las secuencias propuestas por Di Croce en 1995 con cuatro megasecuencias tectono-estratigráficas. Estas representan una secuencia pre-apertura, constituida por el Precámbrico, el Paleozoico, una secuencia de apertura Jurásica; una secuencia Cretácica de margen pasivo; y una secuencia Cenozoica syn-orogénica de cuenca antepaís.

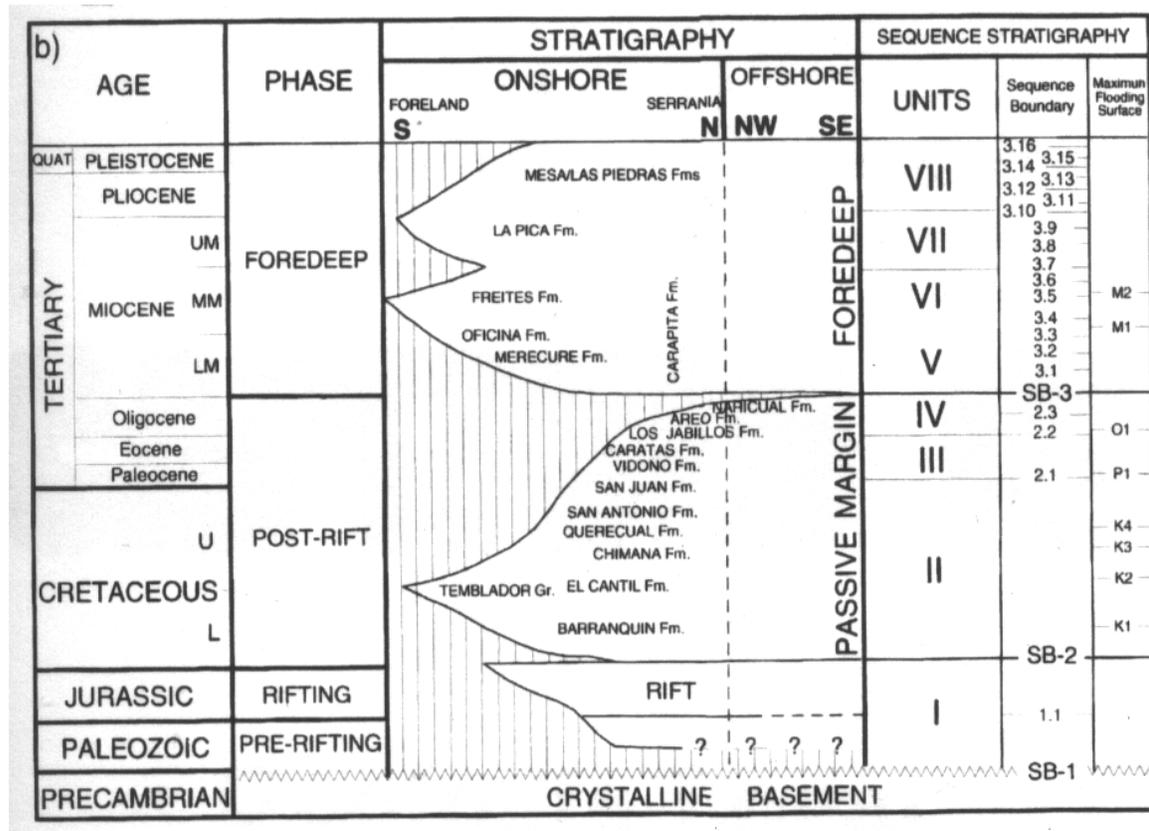


Fig. 2.6. Columna estratigráfica para la Cuenca Oriental (tomado de Di Croce, 1999)

2.6. Marco Estructural del área de Píritu

Desde el punto de vista estructural, en el sector de Píritu, se puede considerar un periodo distensivo durante el cual se reactivaron fallas normales jurásicas y cretácicas, durante el Mioceno Temprano, luego que hacia el oeste noroeste se generaran las napas que constituyen el cuerpo principal de la Cadena Caribe, a finales del Eoceno o principios del Oligoceno. Posteriormente, se sucedieron una serie de eventos transpresionales dextral que se desarrollaron a partir del Mioceno Medio, los cuales generaron las primeras estructuras compresivas interpretadas en el área de Píritu, (ver figura 2.7), que fueron modificadas posteriormente por la llegada de corrimientos desarrollados al noroeste del área. Estos eventos no afectaron mayormente las estructuras preexistentes, conformadas por fallas normales jurásicas y cretácicas. (Peña y Rojas, 2002)

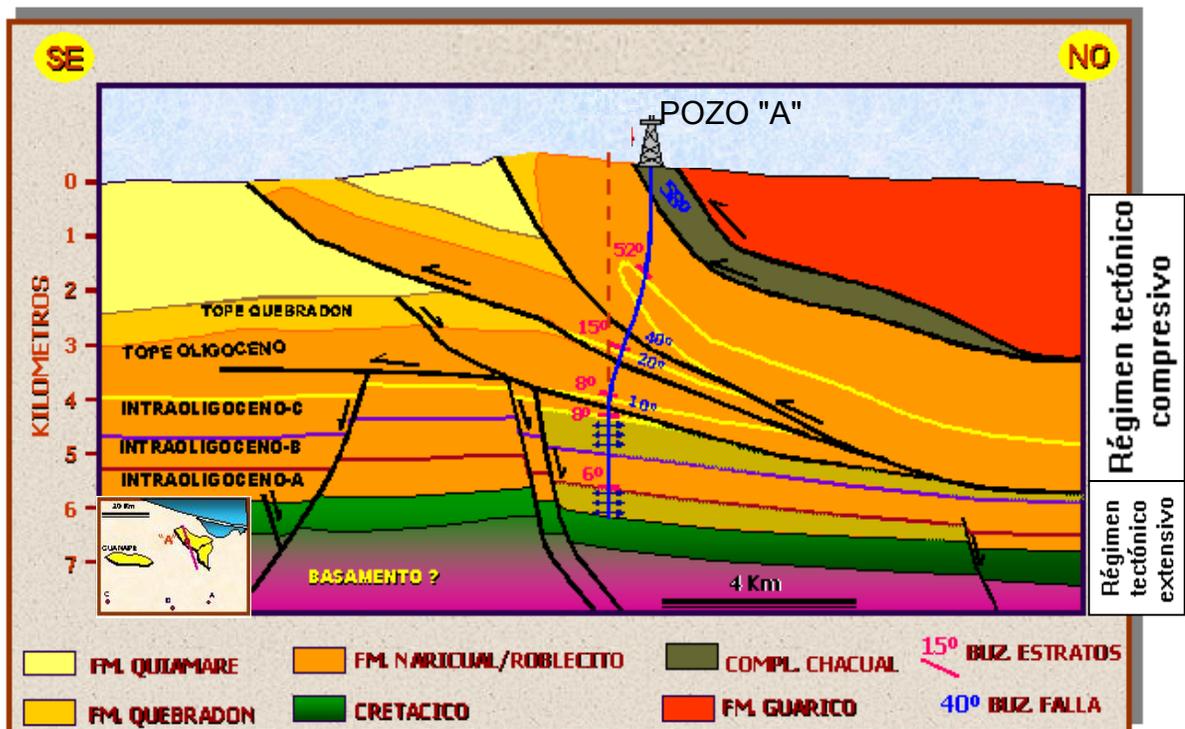


Fig. 2.7. Sección geológica de la localidad de Píritu, propuesta a partir de una línea sísmica. (Tomado de PEP-Píritu, 2001)

2.5. Estratigrafía del área de Píritu

El área de Píritu, está representada por el Complejo Chacual y las formaciones Roblecito, Naricual, Quebradon y Quiamare, tal como se muestra en la sección geológica figura 2.7, siendo las formaciones Naricual y Quebradon equivalentes a la formación Chaguaramas hacia el estado Guárico, donde la columna litoestratigráfica esta representada por las formaciones: La Pascua, Roblecito y Chaguaramas, ver figura 2.8.

En la tabla 2.1 se hace una síntesis de cada una de estas formaciones a través de un cuadro resumen, tomando las descripciones hechas por González de Juana y el Código Estratigráfico de Venezuela.

EIDADES	GUARICO OESTE		GUARICO ESTE		ANZOATEGUI NORO.		SECUENCIAS SISMICAS	FASES TECTONIC.			
	SUBSUELO	SUPERFICIE	SUBSUELO	SUPERFICIE	SUBSUELO	SUPERFICIE					
CENOZOICO	CUATERNARIO				Río Capirón, Río Orégano, MESA LAS PIEDRAS		PF	P F	POST FORE LAND		
	Neógeno	PLIOCENO								FORE LAND	
		SUPERIOR									
		MEDIO									
	INFERIOR										
	Paleógeno	Oligoceno		CHAGUARAMAS		QUIAMARE, QUEBRADON, NARICUAL		OFICINA, UCHIRITO, CARAPITA, CAPAYA, NARICUAL	FB3, FB2, FB1	F B	
		SUPERIOR		ROBLECITO LA PASCUA		ROBLECITO LA PASCUA		MERECURE			
		INFERIOR		ROBLECITO LA PASCUA		ROBLECITO LA PASCUA		MERECURE	FA2	F A	
		EOCENO		ROBLECITO LA PASCUA		ROBLECITO LA PASCUA		MERECURE	FA2	F A	
	PALEOCENO		ROBLECITO LA PASCUA		ROBLECITO LA PASCUA		MERECURE	FA2	F A		
Mesozoico	Cretácico		TIGRE CANOA		TIGRE CANOA		SAN JUAN, SAN ANTONIO, QUEREQUAL, TEMBLADOR (Y EQUIVALENTES)	SAN JUAN, SAN ANTONIO, QUEREQUAL, CHIMANA, EL CANTIL, BARRANQUIN	MP-K	M P	MARGEN PASIVO
	SUPERIOR		TIGRE CANOA		TIGRE CANOA		SAN JUAN, SAN ANTONIO, QUEREQUAL	SAN JUAN, SAN ANTONIO, QUEREQUAL	MP-K	M P	MARGEN PASIVO
INFERIOR		TIGRE CANOA		TIGRE CANOA		SAN JUAN, SAN ANTONIO, QUEREQUAL	SAN JUAN, SAN ANTONIO, QUEREQUAL	MP-K	M P	MARGEN PASIVO	
PRE-CRETACICO		TIGRE CANOA		TIGRE CANOA		TIGRE CANOA	TIGRE CANOA		R	RIFT	

Fig. 2.8 Cuadro cronoestratigráfico del área de Guarico y norte del estado Azoategui (Tomado de Chigné, et al. 2000, Modificado por Gegler 2002).

La columna estratigráfica en el área de Píritu fig. 2.9 está representada de tope a base por una sección alóctona denominada complejo Chacual. Una sección para autóctona del Oligoceno correspondiente a la Formación Naricual, la cual se encuentra dentro del régimen compresivo definido para el terciario en la subcuenca de Guarico. Y por último, se tiene una secuencia autóctona correspondiente al Oligoceno Temprano representada por las arenas basales de la Formación Roblecito, la cual se encuentra dentro del régimen tectónico extensivo de la Subcuenca de Guarico. (Tomado de Peña y Rojas, 2002)

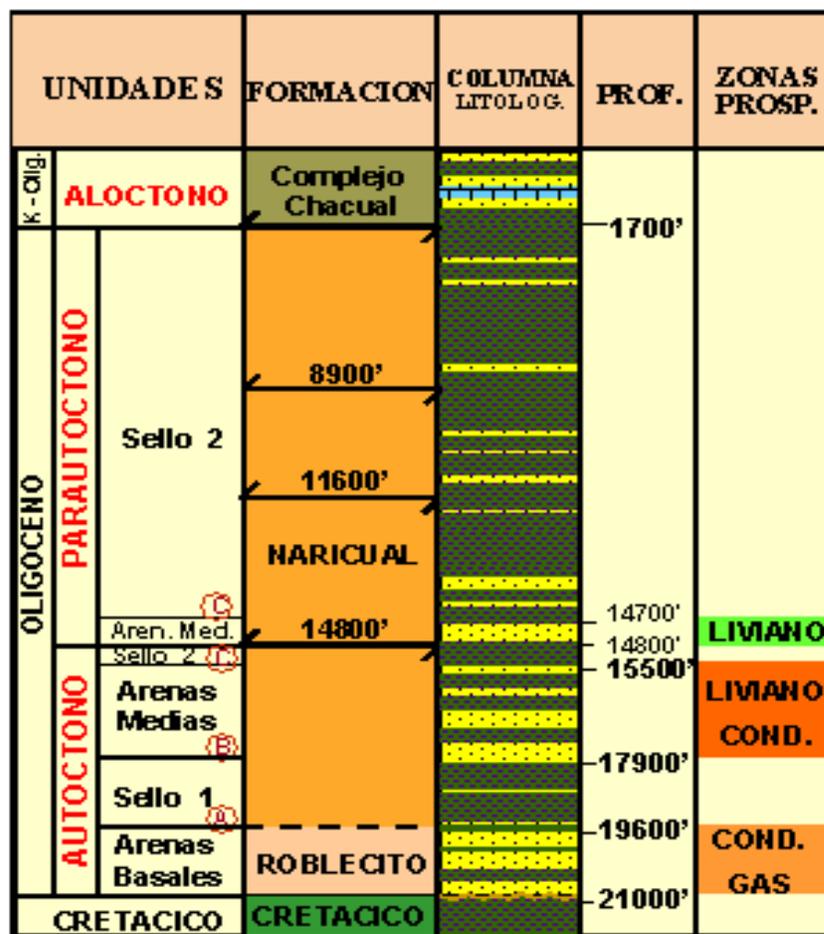


Fig. 2.9 Columna Estratigráfica del pozo "A", (Tomado de PEP-Píritu, 2001)

Tabla 2.1 Resumen de las características más importantes de las formaciones pertenecientes al área de Píritu.

Formación	Edad	Litología	Espesor	Fósiles	Ambientes
QUIAMARE	M I O C E N O I N F E R I O R	Secuencia monótona de arcillas moteadas y abigarradas con intercalaciones de areniscas guijarrosas, lutitas carbonáceas y lignito en capas lenticulares. **	3050 m	Moluscos: Turritella matarucana, t. plebria, entre otros que sugiere edad Mioceno Superior. *	Continental, piemontino, de suelo selváticos surcados por cursos fluviales. *
QUEBRADON		Lutitas mal estratificadas de color variable entre azul, gris y negro, en parte carbonáceas, con lignito delgado intercalados localmente, poco resistentes a la erosión. *	1070 m	Poco fosilífera. Se tiene foraminíferos bentoníticos como Ammonia Beccaril, Miliammina fusca. Además de pequeños moluscos y algunos bivalvos. *	Los moluscos pequeños sugieren un ambiente marino marginal. Los bivalvos sugieren un ambiente estuarino, algunos otros como Polymesada cf. Comparando un ambiente marino de plataforma. *
CHAGUARAMAS		Consiste en una alternancia de areniscas, lutitas y lignitos de agua salobre, con desarrollos locales de arcilla de agua fresca. *	2.590 m	Moluscos de agua salobre (<i>Ammonoastuta alberdingi</i>) y restos de vertebrados no identificados *	Las condiciones ambientales van desde nerítico interno en la base hasta marino marginal en el tope. Algunos lignitos fueron depositados en las capas superiores de Chaguaramas durante intervalos de clima húmedo. *
MERECURE	O L I G O C E N O	Areniscas de grano a grueso de colores gris claro a oscuro con estratificación cruzada. La continuidad de las capas de areniscas está interrumpida por capas delgadas de lutitas negras, duras, carbonosas y por intervalos de arcillitas y limolitas grises. **	579 m	Abundantes restos de plantas, escasez de foraminíferos arenáceos. **	Los restos de plantas sugieren un ambiente de sedimentación en aguas dulces a salobres. **

* Tomados del Léxico estratigráfico de Venezuela ** Tomado de González de Juana

Tabla 2.1 Continuación

Formación	Edad	Litología	Espesor	Fósiles	Ambientes
NARICUAL	O L I G O	Se dividió en tres partes: <i>Parte Inferior (400m)</i> : Consiste en lutitas carbonosas, lutitas arenosas y areniscas. <i>Parte media (1000m)</i> : contiene areniscas y lutitas con importantes desarrollos de carbón. <i>Parte superior (400m)</i> : De areniscas separadas por lutitas estériles y algunos carbones. **	1800m	Restos bien preservados de plantas, aunque no se conoce publicación alguna al respecto. **	Pantanosos representados por las capas de carbón. *
ROBLECITO	C E N O	Lutitas de color gris oscuro a negro, debidamente laminada (95%). El resto lo forman areniscas de grano fino a conglomerático, generalmente no calcárea, aunque se conoce una pequeña capa de areniscas con moluscos. **	2150	Foraminíferos con abundantes formas y arenáceas. **	Lo foraminíferos sugieren un ambiente marino somero. **
LA PASCUA	O E L O I C G E O N C O E N O	Areniscas intercaladas (50%) con lutitas oscuras y unas pocas capas de ligníticas. En algunos lugares se pueden encontrar capas delgadas de caolín casi puro intercaladas con las areniscas. **	460	Impresiones de plantas, foraminíferos y moluscos. **	La fauna indica un ambiente marino salobre. **

* Tomados del Léxico estratigráfico de Venezuela ** Tomado de González de Juana

2.7. Sistema petrolero

Según los estudios de geoquímica realizados en el área, las **rocas generadoras** de mayor importancia en la región pertenecen a un ambiente marino próximo-distal de edad Oligoceno y Mioceno Temprano, ambas con materia orgánica tipo II/III. Sin embargo, en el modelaje "Basin-Mod" hecho con 23 puntos (10 pozos y 13 virtuales) indican que los mayores volúmenes de hidrocarburos fueron generados en el Mioceno Temprano (Anka et al., 1998).

Por otro lado, los estudios de caracterización geoquímica de crudos, rocas menes realizados en el norte de Anzoátegui (Stoufer et al., 1996) revelaron que el hidrocarburo acumulado en los campos del área mayor de Anaco y Úrica, fueron generados por una roca madre correspondiente a las mismas secuencias sedimentarias de edad terciarias.

El inicio de la expulsión de hidrocarburos ocurrió hace 10 m.a., el pico de generación ocurrió hace aproximadamente unos 5 m.a. y el final de este proceso pudo haber ocurrido hace 2.3 m.a. (Anka et al., op. cit.)

Una parte de los crudos migrados desde la cocina, ubicada al este, quedaron atrapados en las estructuras formadas en el Mioceno Tardío. Los objetivos principales lo constituyen las Arenas Basales del Oligoceno Temprano (Formación Roblecito) y las Arenas Medias del Oligoceno Tardío (Formación Naricual).

La columna estratigráfica de interés petrolífero, incluye las arenas basales de la Formación Roblecito, con unos 1000 pies de espesor, depositadas en un ambiente continental-transicional durante el Oligoceno, se incluye también unos 1250 pies de espesor de intercalaciones de arenas y lutitas equivalentes a la Formación Naricual; cada arena tiene su propio sello vertical. (Tomado de Peña y Rojas, 2002)

CAPÍTULO 3 MARCO TEÓRICO

En este capítulo se explicaran los principios básicos de funcionamiento, aplicaciones y limitaciones de los perfiles de pozos, seguidamente se describirán características específicas de cada perfil, de acuerdo a la herramienta corrida por la empresa Schlumberger en el pozo "A". Adicionalmente, se describirán algunas propiedades físicas de las rocas que pudieran afectar las medidas de los registros tales como porosidad, permeabilidad, saturación de fluidos, etc. y se discutirá sobre el proceso de invasión, necesario para un entendimiento de las condiciones del hoyo durante el perfilaje.

3.1. El perfilaje de pozos

Las acumulaciones petrolíferas en el subsuelo se encuentran en rocas porosas que forman parte de estructuras geológicas o trampas con condiciones favorables para tal acumulación. La única manera efectiva de verificar si dichas rocas contienen hidrocarburo, consiste en perforar un hoyo a través de ellas. Una vez perforado el hoyo, surgen muchas preguntas que pueden intentar responderse de varias maneras, entre las cuales el perfilaje a hoyo abierto ofrece información rápida y continua, respaldada por un alto grado de confiabilidad.

El perfilaje de pozos puede definirse, como la técnica de registrar información del subsuelo en forma continua, mediante herramientas que se bajan a través de un hoyo perforado hasta cierta profundidad. El registro continuo de la información recibe el nombre genérico de "perfil".

El perfilaje a hueco abierto constituye entonces, el eje central de todos los métodos de evaluación de formaciones, este método mide propiedades eléctricas, acústicas, químicas, mecánicas y radioactivas de la formación, las cuales son interpretadas y convertidas en propiedades como porosidad, saturación de agua y tipo de roca, entre otras.

3.1.1. Clasificación de Perfiles

Las curvas en un perfil pueden representar propiedades de las rocas (resistividades, velocidades del sonido), mediciones geométricas (diámetro del hoyo, desviación), y cálculos basadas en datos de otros perfiles o combinaciones de cualquiera de ellos.

Los métodos de perfilaje se clasifican comúnmente de acuerdo a los principios físicos en que ellos se basan. Existen tres clasificaciones principales acústicos, eléctricos y radioactivos. En este trabajo se clasificaran en dos grupos no radioactivos (acústicos y eléctricos) y radioactivos.

3.2. Herramienta para ambientes hostiles "Xtreme"

En la actualidad muchos campos petroleros presentan condiciones extremas de altas presiones y altas temperaturas, en este sentido, se han diseñado herramientas que puedan soportar tales condiciones, sin que sean afectados los circuitos internos de las herramientas y que garantizan, que las medidas registradas sean eficientes.

La herramienta "Xtreme" redefine los límites de altas presiones y altas temperaturas en ambientes hostiles, logrando soportar temperaturas de hasta 500° F y presiones de hasta 25.000 LPC, hecho que se integra a través de una tecnología de guaya que puede operar en pozos de hasta 30.000 pies.

Con esta herramienta se pueden registrar un conjunto de perfiles tales como Rayos Gamma, Temperatura Continua, Densidad, Neutrón, Sónico Monopolar y una herramienta de Imágenes de Inducción de varios niveles de medidas y de alta resolución, tal como se muestra en la figura 3.1. En este trabajo se estudiarán los perfiles radioactivos y no radioactivos que presentan sección repetida, y se utilizará la curva calibre (caliper), como un registro de apoyo para un mejor conocimiento de la geometría y estabilidad del hoyo.

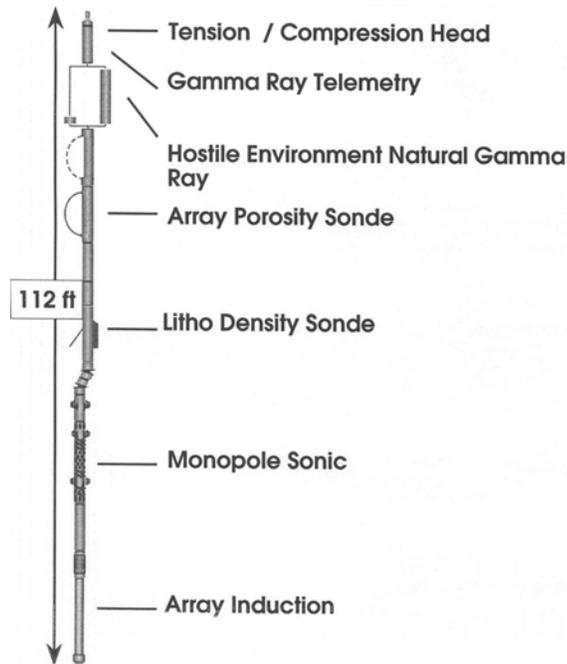


Fig 3.1. Herramienta "XTREME", de la plataforma de Schlumberger, Corrida en el pozo "A" entre los 17000' y 20285'. Tomado de www.schlumberger.com

3.3. El perfil Acústico

El perfil sónico es el registro continuo del tiempo que emplea una onda sonora compresional, para viajar a través de un pie lineal de formación. El tiempo requerido para este viaje, se denomina tiempo de tránsito y se expresa en microsegundos por pie. Se obtiene a partir del recíproco de la velocidad del sonido en el medio considerado:

$$\Delta t = 10^6 / \text{Velocidad (pies/ seg)}$$

El objetivo fundamental de medida de este dispositivo es la porosidad de la formación, ya que la velocidad de propagación del sonido en una formación, depende básicamente de la porosidad de ésta, de la litología y de la naturaleza del fluido que llena el espacio poroso.

3.3.1. Sónico Monopolar de la herramienta "Xtreme"

La herramienta sónica monopolar, está basada en la recepción de presiones en una sola dirección, creadas por un pulso de onda compresional en el fluido de perforación a hoyo abierto, la cual se propaga dentro de la formación. Cuando este pulso entra a la formación crea un campo uniforme alrededor de las paredes del hoyo. De este modo se excitan tanto las ondas compresionales como la de cizalla que se propagan dentro de la formación. Tanto la onda compresional como la de cizalla crean un frente de onda en el fluido de perforación, ver figura 3.2, el receptor de la herramienta recibirá los tiempos de llegada de este frente de ondas (compresional y de cizalla).

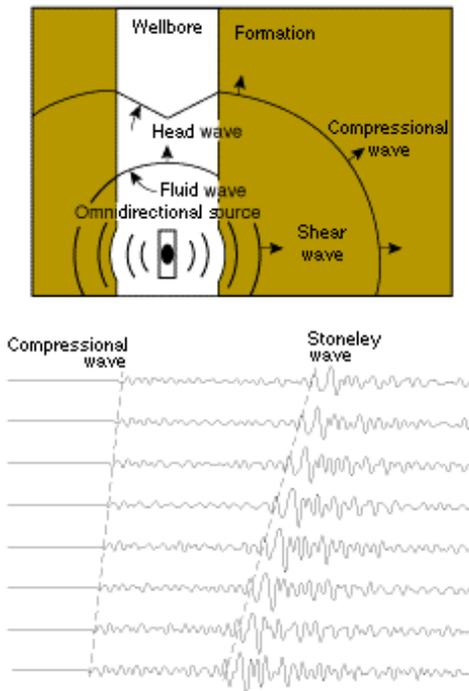


Fig. 3.2 Diferencia de comportamiento de la propagación de onda dentro del hoyo desnudo y la formación. Tomado de www.schlumberger.com

La herramienta sónica monopolar sólo mide el tiempo de viaje de la onda compresional. Estos tiempos de viaje compresionales varían desde 40 $\mu\text{seg}/\text{pie}$ en formaciones compactas, hasta 140 $\mu\text{seg}/\text{pie}$, en rocas poco consolidadas. Las

velocidades correspondientes, las cuales son el inverso de los tiempos de viaje, varían entre 25.000 a 6.600 pies /seg. en la figura 3.3 se muestra un ejemplo de un registro sónico estándar.

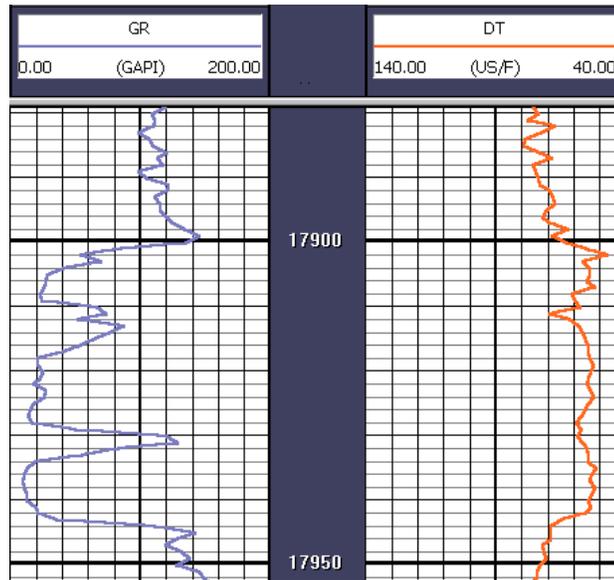


Fig. 3.3 Perfil Sónico. (PDVSA; 2002)

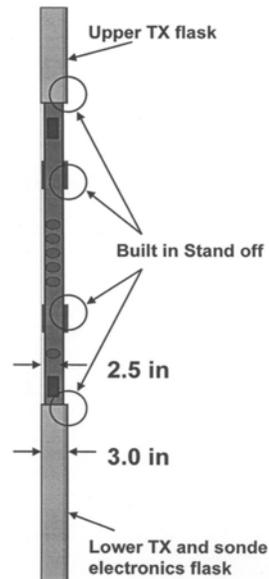


Fig 3.4. Herramienta sónica monopolar, con un diámetro de tres pulgadas, y 6 pulgadas de resolución vertical Tomado de: www.schlumberger.com

3.3.2. Factores que afectan las lecturas del perfil Sónico

Las lecturas del perfil sónico son afectadas por factores inherentes al hoyo, a la formación, los fluidos contenidos en ella y a efectos de instrumentación.

Efectos de hoyo: el factor más importante entre los efectos del hoyo es su diámetro. Este efecto no es considerable cuando el diámetro es uniforme, sino cuando existen grandes variaciones debidas a derrumbes. El lodo y el revoque no tienen ningún efecto sobre las lecturas.

Efectos de la formación: la velocidad del sónico en las formaciones depende del tipo de formación considerada y del grado de consolidación en el caso de areniscas. Así mismo, la presencia de arcilla dentro de la formaciones permeables consideradas. El tiempo de tránsito en las arcillas a profundidades considerables, es mayor que el de la matriz de las rocas porosas más comunes. En rocas muy someras puede suceder lo contrario.

Los fluidos presentes en la formación también tienen cierto efecto, que depende de la profundidad de invasión del filtrado.

Efectos de instrumentación: en ocasiones, el primer arribo de ondas puede ser lo suficientemente fuerte para activar el primer receptor, pero muy débil para activar el segundo receptor que está más alejado del transmisor. Este receptor puede ser activado por un arribo de ondas posteriores, y como resultado, el tiempo de transito medido en este ciclo será demasiado largo. Esto ocurre cuando la señal sónica es fuertemente atenuada por formaciones no consolidadas, por fracturas, por formaciones gasíferas de alta presión o por lodos contaminados con aire o gas. Este efecto también se conoce como "salto de ciclo" ("cycle skipping").

3.4. El perfil de Inducción

Este perfil se basa en campos electromagnéticos y corrientes inducidas; utiliza bobina en vez de electrodos, su fundamento de mediciones es totalmente diferente que sus antecesores, debido a esto, el perfil de Inducción puede ser corrido en lodos no-conductivos como lodos a base de petróleo, emulsión invertida o aire donde resulta imposible para los demás dispositivos de resistividad.

3.4.1. Herramienta de imágenes de inducción (AIT) de la herramienta "Xtreme"

El objetivo principal de este perfil, es la medición de la resistividad de la zona no afectada por la invasión de filtrado, es decir, la zona virgen. El perfil responde a la conductividad de la formación, y como tal, la unidad de medida es el mmho/m equivalente a 1000 / resistividades en ohm/m. En la práctica, esta lectura es recíproca y convertida en resistividad; los valores de resistividad son generalmente mayores de 1.0 y por lo tanto, para evitar usar valores fraccionarios de la conductividad, se utiliza la milésima parte del ohm-m, miliohm-m.

El registro de resistividad indica invasión y presencia de hidrocarburos. Para realizar mediciones de resistividad se emplea la herramienta de Imágenes de Inducción AIT ("Array Induction Tool"). Esta cuentan con una resolución vertical de 12 pulgadas en condiciones óptimas. La herramienta AIT consta de ocho conjuntos de tres bobinas asociadas con una bobina transmisora de frecuencia fija. Asimismo, cada uno de estos conjuntos comprende una bobina receptora y una bobina secundaria. Las bobinas se encuentran espaciadas a lo largo de la sonda en una estructura plegada, con lo cual se obtiene una sonda corta y compacta. Las diversas señales se combinan para producir respuestas a 1, 2 y 4 pies de resolución vertical, mientras que las profundidades de investigación dentro de la formación están fijadas a 10, 20, 30, 60 y 90 pulgadas.

El perfil inducción puede ser graficado en escala lineal o logarítmica, y su rango de medida es de 0.2 a 2000 ohm-m. En la figura 3.5 se muestra un ejemplo del perfil inducción con los distintos niveles de medidas.

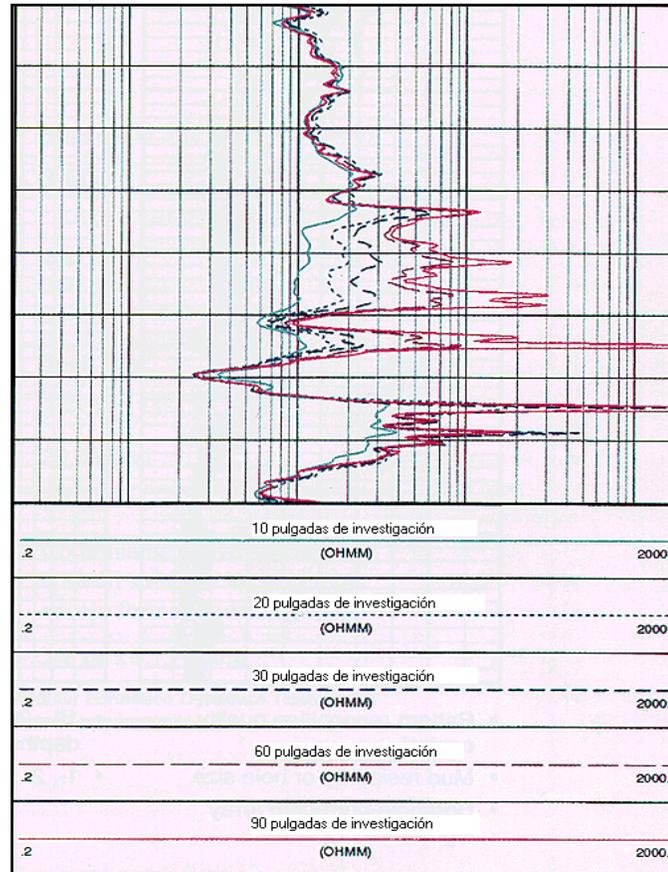


Fig. 3.5 Perfil Inducción (Tomado de <http://www.schlumberger.com>)

3.4.2. Factores que afectan las lecturas del registro Inducción

Las respuestas del perfil de inducción es la suma de los efectos de los cuatro medios que contribuyen a ella: lodo, capa adyacente, zona invadida y zona virgen.

Efectos de lodo: depende del lodo y del diámetro del hoyo. Su efecto es considerado cuando el lodo es salino y también cuando el diámetro del hoyo es mayor de 10´. El efecto del hoyo, sin embargo puede minimizarse mediante la colocación de centralizadores en la sonda.

Efectos de la capa adyacente: depende de la resistividad de la capa vecina y también del espesor de la capa considerada. Cuando R_a/R_s es menor de 1.0, la corrección es relativamente pequeña, ya que las corrientes tienden a circular en la zona más conductiva. Para R_a/R_s mayor de 1.0, la corrección puede ser importante si la capa es delgada ($h < 5'$) y resistiva. Para espesores de capa menores de $5'$ la resolución de la curva es muy pobre. La corrección se efectúa mediante gráficos.

Efectos de invasión: cuando la invasión es menor de 5 veces su diámetro, su efecto es poco importante sobre las lecturas. En general, si no existe efectos del lodo y la capa es mayor de $5'$ de espesor, la conductividad aparente viene dada por:

$$C_a = C_{xo}G(D_i) + C_t(1.0 - G(D_i))$$

Donde $G(D_i)$ representa el factor geométrico radial función del diámetro de invasión, C_{xo} representa la conductividad de la zona lavada y C_t conductividad de la zona virgen. En términos de resistividad, se tiene:

$$\frac{1}{R_a} = \frac{G(D_i)}{R_{xo}} + \frac{1 - G(D_i)}{R_t}$$

El valor de R_{xo} puede obtenerse de cualquiera de los dispositivos micro resistivos. El diámetro de invasión puede estimarse conociendo la porosidad de la formación.

3.5. Perfil de rayos gamma

El perfil de rayos gamma es una herramienta diseñada para medir la radioactividad natural de las formaciones. Fue introducido en 1939 como una técnica capaz de determinar la litología de pozos entubados, en los cuales nunca se había registrado perfil alguno.

El perfil es una medida de la emisión natural de rayos gamma, los cuales tiene una gran penetración, aún en materiales tan densos como el acero. Los rayos gamma son emitidos como el resultado de la desintegración de los elementos radioactivos contenidos en las formaciones, de los cuales, el potasio 40 es uno de los más abundantes. De todas las formaciones encontradas en la perforación de pozos, las

lutitas contienen la mayor cantidad de sales radioactivas, por lo tanto, el perfil de rayos gamma esencialmente distingue las lutitas de las demás formaciones.

3.5.1. La medición de los Rayos Gamma

La herramienta de rayos gamma consta básicamente de un detector de rayos gamma y de equipos electrónicos de control y transmisión de datos. Además, dado que su longitud activa es de unas pocas pulgadas, su uso permite un estudio detallado de las formaciones, la unidad de medida usada en la actualidad es la unidad API. Esta unidad fue establecida por el Instituto Americano de Petróleo, con el objeto de normalizar los diferentes sistemas de medición usados en años anteriores. Las medidas de rayos gamma varían entre 0 y 200 API, donde los valores bajos indican la presencia de materiales no radioactivo, y en caso contrario, para valores altos en API se estaría en presencia de material radioactivo tal como se muestra en la figura 3.6.

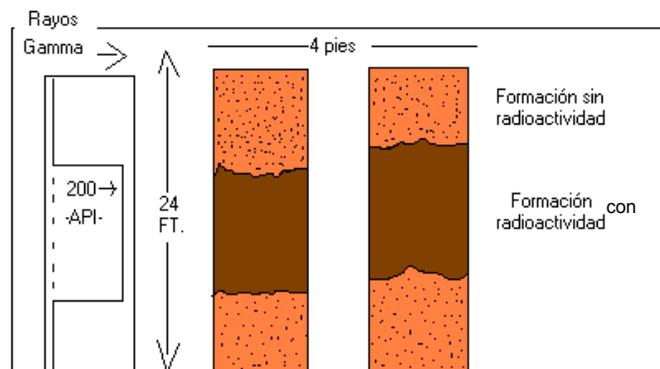


Fig 3.6. Respuesta de la curva de rayos gamma, ante la presencia de material radioactivo, Modificado de Bateman Richard, 1991.

3.5.2 Factores que afectan el perfil de Rayos Gamma

La respuesta de la curva de rayos gamma está afectada por varios factores, entre los cuales se pueden mencionar:

Diámetro del hoyo: las variaciones normales del hoyo no afectan el perfil apreciablemente; sin embargo, derrumbes grandes pueden ocasionar un descenso en la radioactividad medida. El peso del lodo también afecta las lecturas.

Fluctuaciones estadísticas: La desintegración y absorción radioactivas, son procesos de ocurrencia variable (distribución aleatoria), y debido a esto, el perfil de rayos gamma está sujeto a variaciones estadísticas. Aun con el detector en posición estacionaria, el número de Rayos Gamma por unidad de tiempo que llega al detector, será variable dentro de un rango pequeño.

Velocidad de perfilaje y constante de tiempo: Para suavizar las variaciones estadísticas de la curva, la herramienta utiliza un condensador amortiguador que introduce una demora en el registro de los datos, caracterizada por una constante de tiempo. Para evitar una excesiva distorsión de la curva se elige una velocidad de perfilaje, tal que el contador no se desplace más de un pie durante una constante de tiempo. Aumentando la constante de tiempo, disminuye el error debido a variaciones estadísticas.

3.6. El perfil Litodensidad

El registro Litodensidad, forma parte de la tercera generación de los dispositivos de densidad. Este registro proporciona un perfil de la densidad total de la formación ρ_b , y una curva del efecto fotoeléctrico que refleja el número atómico promedio de la formación y es por lo tanto, un buen indicador del tipo de matriz de roca.

Las mediciones de densidad total (ρ_b) y efecto fotoeléctrico P_e se realizan a través de la selección de energía de los rayos gamma que llegan hasta el detector lejano. Esto se muestra en la ilustración 3.7 donde se representa el número de rayos gamma que llega al detector como una función de su energía para tres formaciones que tiene la misma densidad total pero diferentes índices de absorción volumétrica U , la cual puede ser baja, media y alta.

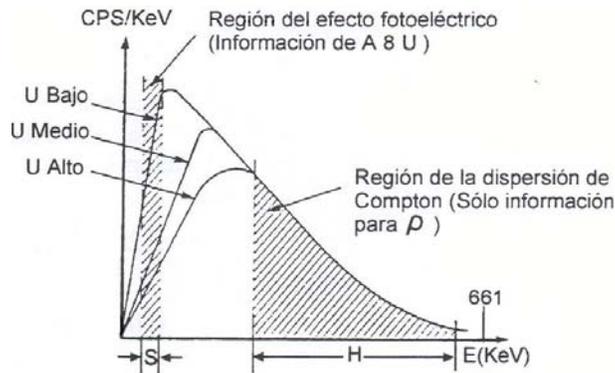


Fig 3.7. Ventana de detección del perfil de Litodensidad. Tomado de "Log Interpretation P/A" de Schlumberger.

El registro densidad de la herramienta "Xtreme" mide la densidad de la formación y el factor fotoeléctrico usando los datos espectrales de tres detectores. En esta herramienta esta incorporado el registro calibre (caliper), y puede soportar temperaturas de 400° F por 5 horas continuas y presiones de 20,000 LPC.

3.6.1. Medición de la densidad

La medición de la densidad básica se toma registrando sólo aquellos rayos gamma de alta energía, como los de la región H de la figura 3.7. En esta zona, sólo están los rayos gamma dispersados y su número representado por el área de la curva, depende únicamente de la densidad de electrones. El rango de medida del registro densidad generalmente es de 2 a 3 g/cm³.

El objetivo principal de este perfil es el cálculo de la porosidad de las formaciones, mediante la medida de la densidad. También es usado para evaluar formaciones arcillosas de litologías complejas.

3.6.2. Medición fotoeléctrica

El parámetro Pe refleja la litología de la formación, debido a que es fuertemente dependiente del número atómico afectivo del medio que absorbe los rayos

gamma. Para un elemento individual de número atómico Z, Pe está dado en unidades de registro (barns/electrón), por $Pe = (Z/10)^{3.6}$. Para una formación que contiene varios elementos, el valor efectivo de Pe se obtiene sumando las contribuciones de cada uno, pesadas por su densidad electrónica relativa en la mezcla. Este perfil se presenta con un rango de medida de 0 a 10 b/e, tal como se muestra en la figura 3.8.

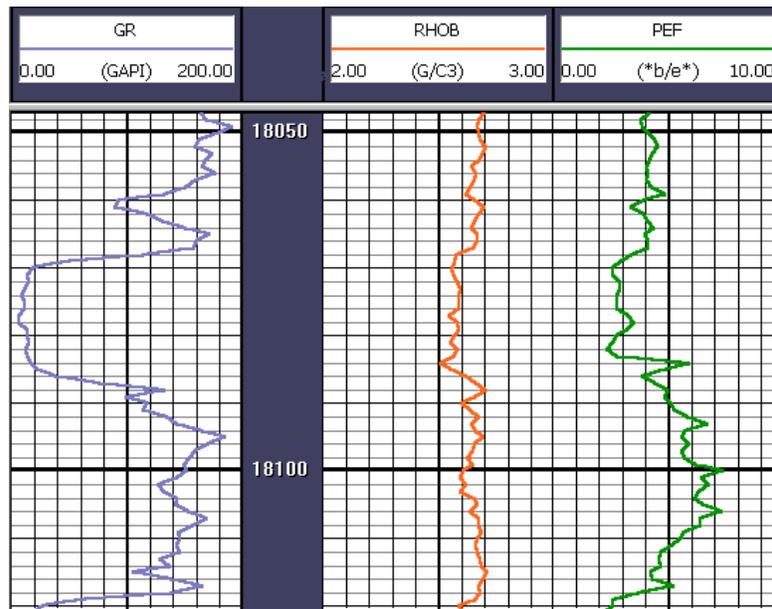


Fig. 3.8 Ejemplo del perfil Litodensidad y Efecto fotoeléctrico (PDVSA; 2002)

3.6.3. Factores que afectan las lecturas del perfil Densidad

Las lecturas del perfil de densidad están afectadas por varios factores. A continuación se explicaran sus efectos:

Tamaño del hoyo: como la herramienta va adosada a la pared del pozo, el efecto del diámetro del hoyo se hace notable cuando el hoyo es mayor de 10''. La porosidad aparente es mayor que la real. La rugosidad del hoyo también tiene un efecto notable en las lecturas.

Espesor del revoque: El efecto del revoque hace que la porosidad aparente sea mayor que la verdadera, ya que su densidad es en general menor que la de la formación. Revoques menores de 1/4" no afectarán las lecturas.

Litologías de la formación: El efecto de la composición mineral de la matriz es generalmente insignificante a menos que las formaciones contengan altas concentraciones de minerales muy densos y elementos con alto número atómico.

Fluidos presentes en la zona investigada: Dentro del radio de investigación de la herramienta pueden existir diferentes fluidos que van a afectar la respuesta de la curva de densidad. Estos fluidos pueden ser filtrado o hidrocarburo.

3.7. Registro calibre (caliper)

El registro calibre mide el diámetro del hoyo desnudo. Los primeros registros calibre fueron desarrollados para determinar el tamaño del hoyo en agujeros cañoneados con nitroglicerina. Estos registros mostraron grandes variaciones en el tamaño del hoyo, incluso en la parte del hoyo que no había sido cañoneada. Esto mostró la necesidad de correr el registro calibrador en el hoyo entero, y así darse una idea de la configuración de éste en el momento del perfilaje.

3.7.1. Configuración típica en el hoyo

Un dibujo esquemático de un hoyo típico, figura 3.9, donde muestra derrumbes considerables en la formación causando agujeros más grandes. Otras formaciones no se derrumban.

En el caso que la formación sea porosa y permeable, el filtrado de lodo penetra en la formación dejando una costra de lodo en la pared del hoyo, en este caso el tamaño del hoyo será menor que el diámetro de la mecha. Algunas formaciones inclusive pueden expandirse y producir reducción en tamaño del agujero.

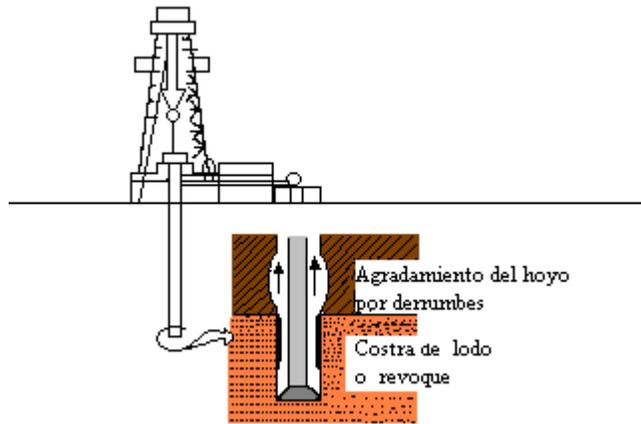


Fig 3.9 Configuración típica del hoyo (Modificado de Bateman, 1988).

Este registro se utiliza para calcular el volumen del hoyo y determinar la cantidad de cemento necesaria para llenar un cierto volumen a una profundidad dada; también se utiliza para determinar el diámetro del hoyo con precisión y usarlo en la interpretación de otros registros; y otra aplicación importante es la de localizar zonas permeables por la presencia de revoque en la pared del hoyo.

3.8. El Perfil Neutrón

Los perfiles neutrónicos son herramientas diseñadas con el propósito de delimitar formaciones porosas y determinar su porosidad total. La curva responde principalmente al contenido de hidrógeno de las formaciones, y en consecuencia, si las formaciones son limpias y sus poros están llenos de agua o petróleo, las lecturas reflejan la porosidad total.

El objetivo primario de la herramienta es la medición de la porosidad de las formaciones. Como la respuesta de la herramienta depende del contenido de hidrógeno, podemos deducir que cuando la concentración de hidrógeno es alta, los neutrones serán retardados o capturados, muy cerca de la fuente emisora; si por el contrario, la cantidad de hidrógeno es baja, los neutrones viajarán más lejos antes de ser capturados. Con la distancia fuente–receptor comúnmente usada, a

una mayor lectura corresponderá una menor concentración de hidrógeno y menor porosidad y viceversa.

En la figura 3.10 se muestra un registro neutrónico convencional.

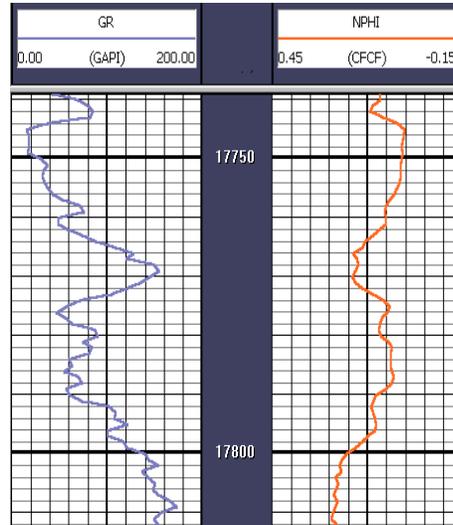


Fig 3.10 Ejemplo del perfil Neutrón (PDVSA; 2002)

Las herramientas neutrónicas pueden usar tres tipos de detectores: de neutrones termales, neutrones epitermales o de captura de rayos gamma. En la herramienta “Xtreme”, se utiliza detectores de neutrones termales, el cual mide la densidad de los neutrones de más baja energía en su vecindad. En la figura 3.11 se muestra la herramienta neutrónica de la herramienta “Xtreme”.



Fig 3.11. Herramienta neutrónica, soporta hasta 500 ° F de temperaturas y 30000 PSI de presión. Tomado de: www.schlumberger.com

3.8.1. Factores que afectan los perfiles Neutrónicos

La curva de respuestas neutrónicas está afectada en general por factores inherentes al hoyo y a la formación.

Efecto del hoyo: El diámetro del hoyo afecta las lecturas en razón de la capacidad del lodo para capturar neutrones. Mientras mayor sea el diámetro del hoyo, más neutrones serán capturados en el lodo, y por lo tanto, disminuirá la intensidad de los rayos gamma de captura que llegan al detector. Lo que trae como consecuencia indicaciones de falsa porosidad.

El espesor del revoque está en relación directa con el efecto sobre la porosidad calculada, por ser un material de alta porosidad.

Efectos de la formación: la cantidad de arcilla presente dentro de la formación permeable afectará las lecturas, debido a que éstas contienen gran cantidad de agua confinada, y por lo tanto presentarán un elevado índice de hidrógeno, en estas condiciones la porosidad derivada de la curva será mayor que la verdadera.

3.9. Propiedades físicas de las rocas que afectan las mediciones en los registros de pozos

3.9.1. Porosidad

Este término puede ser definido como el porcentaje de espacios vacíos en el volumen total de una roca, y resulta fundamental para que ésta actúe como almacén. La porosidad es fundamental para que una roca actúe como yacimiento:

$$\text{Porosidad} = \text{Volumen de poros/volumen total}$$

Crotti, Cabello e Illiano (2000) señalan que la porosidad es uno de los parámetros fundamentales para la evaluación de todo yacimiento. También es uno de los parámetros más simples y conceptualmente mejor definidos del medio poroso. En esta categoría entra la definición de espacio poral y matriz rocosa. Existe un acuerdo general de que el volumen poral a considerar, para la evaluación del yacimiento, no debe incluir aquellos poros que no están conectados con los canales principales del sistema. A nivel de mediciones clásicas de laboratorio se habla de una "porosidad efectiva", asociada a la red de poros interconectados y una porosidad total que incluye también los poros "aislados" de la red interconectada.

Existen varios tipos de porosidad según la conexión de sus poros:

Conectada: Cuando los poros están conectados por un solo lado.

Interconectada: Los poros están conectados por varios lados. Las corrientes de agua pueden desalojar el gas y el petróleo.

Aislada: Los poros se encuentran aislados.

Las porosidades se clasifican de acuerdo con las condiciones físicas del material que rodea los poros, así como según la distribución y la forma de los poros mismos. En una arena limpia, la matriz de la roca está compuesta de granos individuales, los cuales son más o menos esféricos y se encuentran empacados de alguna forma donde existen poros entre ellos. Esta propiedad se denomina porosidad intergranular o porosidad de matriz.

Dependiendo de la forma como fueron depositadas, las calizas y las dolomitas, también pueden tener porosidad interrgranular. Pueden igualmente exhibir una porosidad secundaria, la cual se presenta en forma de cavidades de disolución o pequeñas cavernas. La porosidad secundaria es causada por la acción de las aguas de formación o de las fuerzas tectónicas sobre la matriz de la roca después de la depositación.

3.9.2. Permeabilidad

Hung (1997) menciona la permeabilidad como la medida de la factibilidad con que los fluidos se desplazan a través de una roca. La permeabilidad es una propiedad dinámica para una muestra dada de roca y para un fluido homogéneo, siempre que el fluido no interactúe con la roca misma. La unidad de permeabilidad es el “darcy”, la cual es bastante grande. Por ello se emplea la milésima parte, o sea, el milidarcy (md). El símbolo de la permeabilidad es k. Para que sea permeable, la roca debe poseer poros interconectados o fracturas, por lo tanto, hay una relación de tipo general entre la porosidad y la permeabilidad. Una mayor permeabilidad, generalmente se corresponde con una mayor porosidad, aunque esto no siempre constituye una regla absoluta. Las lutitas y algunas arenas tienen una alta porosidad, pero los granos son tan pequeños que los conductos aprovechables para el movimiento del fluido, son bastante restringidos y tortuosos. Por tal motivo, la permeabilidad puede ser muy baja en tales casos. Otras formaciones como las calizas, pueden estar compuestas de roca ininterrumpida por fisuras muy pequeñas o por fracturas de gran extensión. La porosidad de tales formaciones puede ser baja, pero la permeabilidad de una fractura puede ser muy grande. En consecuencia, las calizas fracturadas, pueden exhibir una porosidad baja conjuntamente con una permeabilidad extremadamente alta.

La siguiente ecuación es la de Darcy, la cual expresa la tasa del flujo a través de un medio poroso y permeable con unidades prácticas:

$$Q = 1.127A \left(\frac{K}{\mu} \right) \left(\frac{\Delta P}{L} \right)$$

Donde:

K = Darcy

Q = tasa de flujo (bbl por día)

ΔP = Diferencia de presión (lpc)

L = Distancia recorrida por el fluido (pies)

A = Área transversal (pies²)

μ = Viscosidad

3.9.3. Saturación de agua

La fracción del espacio poroso ocupada por el agua se denomina *saturación de agua*. Esta se mide en porcentaje y se representa con el símbolo S_w ; la fracción restante, contentiva de petróleo o gas se denomina *saturación de hidrocarburos* y se representa S_h . Uno es el complemento del otro, entonces la saturación de hidrocarburos es igual a uno menos la saturación del agua ($1-S_w$). El supuesto general es que el yacimiento estuvo inicialmente lleno de agua y que a lo largo del tiempo geológico, el petróleo o el gas formados en otro lugar, migraron hacia la formación porosa, desplazando el agua de los espacios porosos de mayor tamaño. Sin embargo, los hidrocarburos que migran nunca desplazan toda el agua intersticial. En efecto, hay una saturación de agua irreducible o S_{wi} , representada por el agua retenida por la tensión superficial sobre la superficie de los granos en el contacto entre los granos y en los intersticios más pequeños. Su valor varía entre 0.05 (5%) en las formaciones de granos muy gruesos, hasta 0.6 (60%) o más, en las formaciones de granos muy finos con alta superficie específica.

La resistividad de una roca parcialmente saturada de agua (R_t), depende no solo del valor de S_w , sino también de su distribución en el interior del espacio poroso. La distribución de las dos fases (agua e hidrocarburo) dentro de la roca, depende de la humectabilidad de la misma, de la dirección en que fue establecida y del tipo de porosidad ya sea intergranular, cavernosa o ambas.

En la fig 3.12 se muestra la situación de los alrededores del pozo durante la corrida de los registros. El pozo ha penetrado una serie de estratos de roca de variada composición física y química. Se presenta una secuencia de areniscas y lutitas que son muy comunes en un campo petrolífero. Debido a la presión diferencial que existe entre la columna de lodo y el fluido de la formación, origina una continua infiltración del filtrado de lodo en las zonas porosas y permeables, formándose así rápidamente una torta de barro o revoque en la pared de la formación, lo cual limita la velocidad de las subsecuentes invasiones del filtrado. La resistividad del lodo es R_m , la del revoque es R_{mc} y su espesor es t_{mc} . La resistividad del filtrado acuoso es R_{mf} .

La resistividad de la zona lavada es R_{xo} y la saturación de agua (principalmente filtrado de lodo) es S_{xo} y en el caso de tener la presencia de algún hidrocarburo, la saturación del hidrocarburo residual es S_{hr} , que es igual al S_{xo} . Más allá de esta zona lavada, se halla una región en la cual la inundación no es tan completa, la invasión del filtrado se reduce en la medida que aumenta la distancia desde el pozo. La resistividad promedio de esta zona transicional de invasión es R_i , mientras que el promedio de la saturación acuosa (agua de formación y filtrado de barro) es S_i . El diámetro promedio de la zona invadida es D_i . Más allá de esta zona invadida, se encuentra una sección de la formación en la cual los fluidos no han sido perturbados por la operación de perforación. Esta sección tiene una resistividad verdadera de la formación R_t y una saturación de agua (agua de formación) de S_w . La resistividad de esta agua de formación es R_w .

3.10. Estadística

La estadística se ocupa de la caracterización de grupos de elementos. Para analizar una muestra, las propiedades de interés deben ser medibles en términos numéricos. Un conjunto de observaciones (muestra) se puede describir con mayor facilidad con índices que resuman la información contenida en dicho grupo.

Una muestra se puede representar con medidas de tendencia central y medidas de dispersión, estas características son conocidas como parámetros y describen poblaciones. Las medidas de tendencia central representan valores típicos de una población, mientras que las medidas de dispersión indican qué tan homogéneas pueden ser estas observaciones.

La estadística puede usarse entonces para estimar parámetros característicos de poblaciones y pruebas de hipótesis de las poblaciones.

3.10.1. Histogramas de frecuencias

Un histograma es la gráfica de barras de una distribución de frecuencias. Por lo general, se colocan sobre el eje horizontal de la gráfica los límites exactos de clase, en tanto que sobre el eje vertical se coloca el número de observaciones.

Los histogramas de acuerdo a su forma geométrica se clasifican con las siguientes etiquetas descriptivas:

Normal, simétrico o triangular: Alrededor de la media se forma una distribución simétrica en forma de montículo que se vuelve más dispersa en los extremos (ver figura 3.13 a).

Uniforme (rectangular): Cada valor aparece con igual frecuencia, (figura 13.3 b).

Sesgado: Una cola es más larga que la otra, la dirección del sesgo es del lado de la cola más larga (figuras 13.3 c y d)

Bimodal: Las dos clases más pobladas están separadas por una o más clases. Esta situación implica que se están muestreando dos poblaciones (figura 13.3 e).

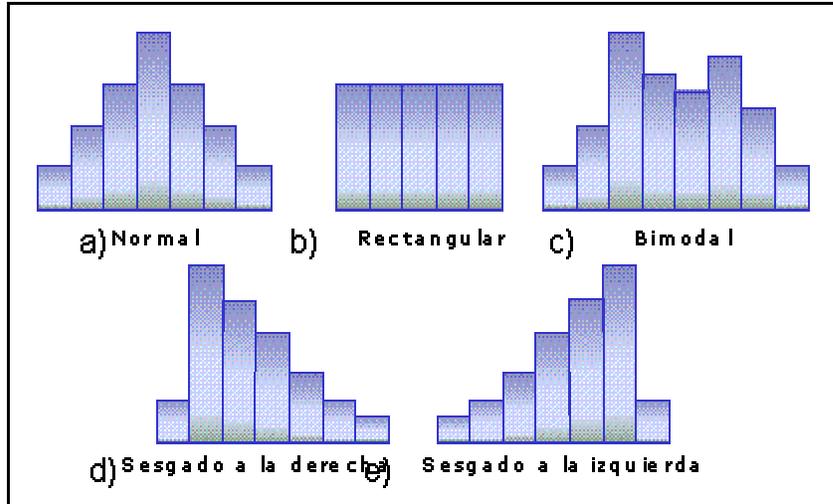


Fig- 3.13. Histogramas según su forma geométrica.

En el caso concreto de datos geológicos o relacionados con la geociencia, cuando se consiguen distribuciones bimodales, la muestra debe ser divididas en dos poblaciones, ya que cada tendencia responde a características de datos diferentes. Por ejemplo, cuando se trabaja con litologías tales como arenas, calizas y lutitas, cada muestra se le deben aplicar tratamientos individuales, ya que cada una responde de manera diferentes, y no se puede tratar como un todo a la hora de calcular una medida de tendencia central.

3.10.2. Desviación típica

La desviación típica o conocida también como desviación estándar, es una medida de la variación de los valores de un conjunto de datos con respecto al promedio aritmético. La desviación estándar se calcula como la raíz cuadrada positiva del promedio aritmético de los cuadrados de los desvíos de los valores, con respecto a su media aritmética; su símbolo es la letra griega

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})^2}{N-1}}$$

Como medida absoluta de dispersión, es la que mejor nos proporciona la variación de los datos con respecto a la media aritmética, su valor se encuentra en relación directa con la dispersión de los datos.

3.10.3. Gráficos de Interrelación

Los gráficos de interrelación indican el grado de variabilidad de las observaciones. Esta variabilidad puede ser pequeña o grande y depende del fenómeno bajo estudio.

En el caso que se tengan secciones repetidas, y se grafique la misma variable a tiempos distintos de grabación en un gráfico de dispersión, se espera que la diferencia entre cada par de valores sea mínima, por lo que la representación gráfica deberá ser una línea recta con pendiente “m” de valor 1, es decir, 45° respecto al eje horizontal, para el caso en que no haya variaciones o estas sean mínimas.

3.10.4. Análisis de varianza

El procedimiento de análisis de varianza trata de analizar las variaciones de una respuesta, y de asignar componentes de esta variación a cada una de las variables de un conjunto de variables independientes. El razonamiento se basa en que las variables se modifican por la variación de algún conjunto de variables independientes desconocidas. Como en las investigaciones pocas veces incluye todas las variables que afecten la respuesta en un experimento, es posible observar una variación aleatoria en la respuesta, aun cuando se mantenga constante todas las variables independientes consideradas. El objetivo del análisis de varianza es identificar variables independientes importantes en un estudio y determinar cómo interactúan y afectan las respuestas.

Para realizar el análisis de varianza es necesario conocer ciertos conceptos útiles para entender el procedimiento que se aplicó en este estudio. Nos referimos a la *distribución f* y a las pruebas de hipótesis.

Distribución f: Es la distribución de la proporción de dos estimaciones de variación. Se usa para calcular los valores de probabilidad en el análisis de varianza. La distribución de f tiene dos parámetros: los grados de libertad del numerador, y los grados de libertad del denominador.

Grados de libertad: Es un número que es igual al número de desviaciones independientes que caracterizan la varianza asociada con una estadística.

Grados de libertad es igual al tamaño de la muestra n menos el número de los parámetros estimados de la población, usados para calcular un término de varianza.

Pruebas de Hipótesis nula: Es un procedimiento por el cual establecemos una hipótesis nula y otra alternativa con el fin de resolver un problema. El procedimiento incluye el diseño y selección de la muestra. Luego de tomados los datos de la muestra, se calcula el valor de una estadística. A un nivel de significación previamente seleccionado, la estadística se compara con el valor obtenido de la tabla de la distribución estadística apropiada. Esa comparación nos lleva a tomar la decisión de rechazar o no la hipótesis nula.

Hipótesis nula: Es una aseveración sobre el valor de un parámetro desconocido de una población. Se presume cierta hasta tanto se demuestre lo contrario. Usualmente indica que no hay cambio, que no hay diferencia (por eso se llama nula). Esta hipótesis se rechaza o no, dependiendo del valor de la estadística o del valor al nivel de significación deseado.

Hipótesis alterna: Es una aseveración sobre el valor de un parámetro desconocido de una población. Es la hipótesis de investigación, es lo que deseamos demostrar con el experimento o estudio. Cuando rechazamos la hipótesis nula lo hacemos a favor de ésta.

Nivel de significación: Es probabilidad de rechazar la hipótesis nula cuando es cierta. Probabilidad de cometer un error tipo I. Este nivel es seleccionado por el investigador antes de realizar el experimento. Los valores comúnmente seleccionados son niveles de .01, .05 y .10.

3.10.5. Clases de análisis de varianza

Según Sierra (1994) en su libro “Análisis Estadístico Multivariable” explica que el análisis de varianza se refiere siempre, a una variable de intervalo (variable dependiente) y a una o más variables nominales (variable independiente).

Por tanto, se pueden distinguir, en primer lugar, diversos tipos de análisis de variable según el número de variables de escala nominal.

A su vez, tanto el análisis de varianza en el que hay una variable nominal, como en el que hay dos, se pueden diferenciar dos modalidades distintas de este análisis llamadas la primera, de factores fijos y la segunda de factores aleatorios, es decir, elegidos al azar formando una muestra representativa.

En la primera modalidad, el análisis de varianza sólo tiene validez y significación para los sujetos con los que se realiza el análisis de varianza, mientras que en el de factores o efectos aleatorizados es posible, en su caso, la extensión de dicho análisis a la población total de la que preceden dichos efectos, y de la que son una muestra. Por factores se entienden las distintas categorías de la variable independiente.

3.10.6. Técnica del análisis de varianza con una sola variable nominal y factores fijos

Esta es una técnica que consiste en una aplicación de pruebas estadísticas, la cual exige una serie de condiciones antes de hacer la prueba de hipótesis.

Estas condiciones que exige son las siguientes:

a.- Existencia de dos variables, una de escala nominal, que es la variable independiente, y otra de escala de intervalo, que es la dependiente.

b.- Existencia de tantos grupos, con número igual o diferente de individuos todos ellos, como categorías o elementos de variación se han dispuesto en la variable nominal independiente. Todos estos grupos deben constituir muestra aleatorias independientes con relación a la misma o distinta poblaciones.

c.- La variable de intervalo estudiada debe presentar una distribución normal, siendo suficiente una aproximación a esta distribución.

d.- Asimismo, la variable de intervalo debe poseer igual varianza en las distintas poblaciones de las que se han obtenido los grupos o muestras. Esta condición recibe el nombre de homocedasticidad. Es importante porque el análisis de la varianza consiste en último término, como se ha indicado, en la comparación de la varianza de los grupos o muestras en cuanto estimaciones de la varianza de las poblaciones. Por tanto, si estas varianzas difieren ya originalmente mucho entre sí, pierde significación y validez este análisis.

e.- Los errores del modelo, e_{ij} , se suponen que son independientes, tienen una media cero y una varianza igual a la población σ^2 .

Dados estos supuestos, el modelo de esta clase de análisis de varianza es una ecuación lineal de tipo siguiente:

$$x_{ij} = m + a_i + e_{ij}$$

Donde:

x_{ij} = puntuación del individuo j perteneciente al grupo i , sometido al efecto i .

m = puntuación media general de las k poblaciones.

a_i = diferencia entre la media general m y la media del grupo i debida al efecto i .

e_{ij} = errores del modelo para el individuo j del grupo i , no explicados por el modelo y debidos a la variación muestral.

CAPÍTULO 4 MÉTODO

En este capítulo se explicarán las etapas desarrolladas durante el trabajo, para cumplir con los objetivos propuestos.

En la figura 4.1 se esquematiza la metodología seguida en este estudio.

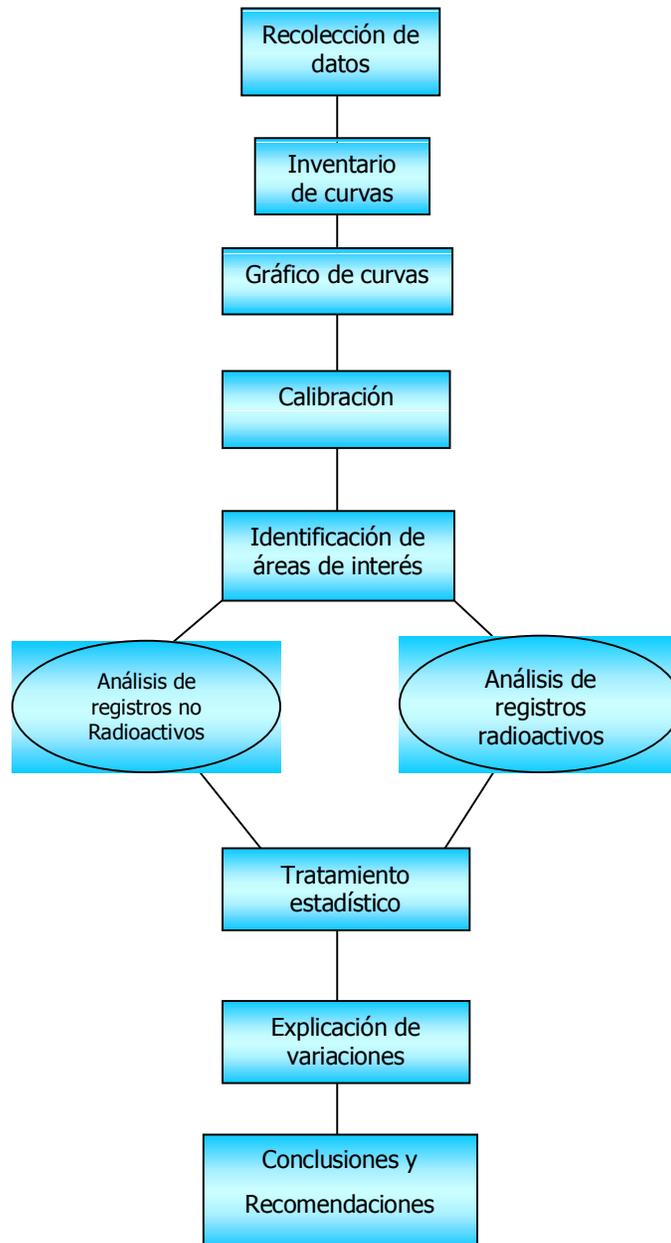


Fig. 4.1 Metodología utilizada

4.1. Consideraciones iniciales

El pozo "A" se perforó con 6 diámetros de mecha hasta llegar a la profundidad final, como se muestra en la Fig 4.2. Cuando en la perforación se alcanzó los 17.695', se colocó y cementó la camisa de 7-5/8". Seguidamente, se da inicio a la perforación del hoyo de 6 1/2", hasta alcanzar la profundidad de 19400', con un peso de lodo de 8,8 lpg. En esta sección se tomaron una serie de registros especiales para condiciones extremas de altas temperaturas, Rayos Gamma, Inducción, Sónico, Densidad-Neutrón y Temperatura Continua, en tres bajadas de la herramienta.

Manteniendo el peso de lodo en 8,8 lpg, 29 días después se corre la misma herramienta en la misma sección en profundidad, tomando los mismos perfiles ya mencionados, pero registrando en una cuarta bajada de la herramienta el perfil Caliper (calibre de hoyo), el cual será usado como un registro de apoyo para los análisis de resultados.

Pozo "A" (KB:1134')	Temp. °F	Job #	Registros Corridos	Observaciones
26" 20" 2002'				Nemotécnicos usados GR : Rayos Gamma AIT : Array Induction LDL : Lito Density Log EMS : Elemental Measurement System DSI : Dipolar Sonic Image OBDT : Oil Based Dipmeter Tool VSP : Vertical Seismic Profile MSC T : Modular Sample Core Tool
17.7" 17 1/2" 13 5/8" 9335'				
12 1/4" 9 5/8" 14930'				
8 5/8" 7 5/8" 17570'				
7 5/8" 17697'				
19400'	407	6	17-Octubre-2001 (Versacore, 8.8 lpg) 1. GR - AIT (Xtreme) 2. LDL-CNL-GR (Xtreme) 3. GR - DT - OBDT (Xtreme)	Intervalo de estudio
6 1/2" 20285'	427	7	15-Noviembre-2001 (Versacore, 8.8 lpg) 1. GR - AIT (Xtreme) 2. LDL-CNL-GR (Xtreme) 3. GR - DT - OBDT (Xtreme) 4. Cáliper-GR (Xtreme)	

Fig 4.2 Resumen de la toma de registros en el pozo "A"

4.2. Recolección y validación de datos

En esta fase inicial se procedió a recolectar toda la información existente del área, así como también una búsqueda de información referente a registros de pozos, estadística y todos a aquellos elementos que ayuden a sustentar el estudio.

4.3. Inventario de curvas

Consintió en identificar las curvas que fueron corridas en el intervalo de interés entre los 17700' y 19500', y que además estén como sección repetida. En la tabla 4.1 se muestran los intervalos de las curvas que fueron corridas en ambas fechas con los intervalos de estudio.

Tabla 4.1 Inventario de curvas corridas en el pozo "A", en el área de interés con intervalos en profundidad

Perfiles	Unidades	17 de Octubre del 2001 (pies)	14 de Noviembre del 2001 (pies)
GR (Rayos Gamma)	API	17512-19464	17719-20317
MTEM (Temperatura de lodo)	Grados °F	17512-19460	17719-20312
AT10 (Resistividad 10')	OHM-M	17535-19500	17719-20353
AT20 (Resistividad 20')	OHM-M	17532-19500	17719-20353
AT30 (Resistividad 30')	OHM-M	17546-19500	17726-20353
AT60 (Resistividad 60')	OHM-M	17513-19500	17719-20353
AT90 (Resistividad 90')	OHM-M	17513-19500	17719-20353
ATCO60 (Conductividad 60')	MM/M	17513-19500	17719-20353
DT (Sónico monopolar)	US/Feet	17518-19494	18987-20340
LDL (Lito Densidad)	G/cm ³	17578-19495	17719-20353
PEF (Factor Foto Eléctrico)	B/e	17732-19493	17733-20353
NPHI (Neutrón)	CFCF	17578-19478	17719-20285
Caliper (Calibre de hoyo)	Pulgadas		17719-20354

4.4. Gráfico de curvas

Consistió en graficar cada curva en una hoja de cálculo, de acuerdo con el rango de medida de cada registro. Los gráficos de la sección completa están desplegados en el apéndice C.

4.5. Calibración de curvas

Cuando la herramienta de perfilaje se atasca o choca con las paredes del hoyo se genera una deflexión en la curva de tensión de cable, producto de la fuerza ejercida entre la herramienta y la polea en la torre de perforación.

Esta situación genera desfases cuando se tienen secciones repetidas, razón por la cual se calibran las curvas en profundidad, lo que también se conoce como “Depth Match”.

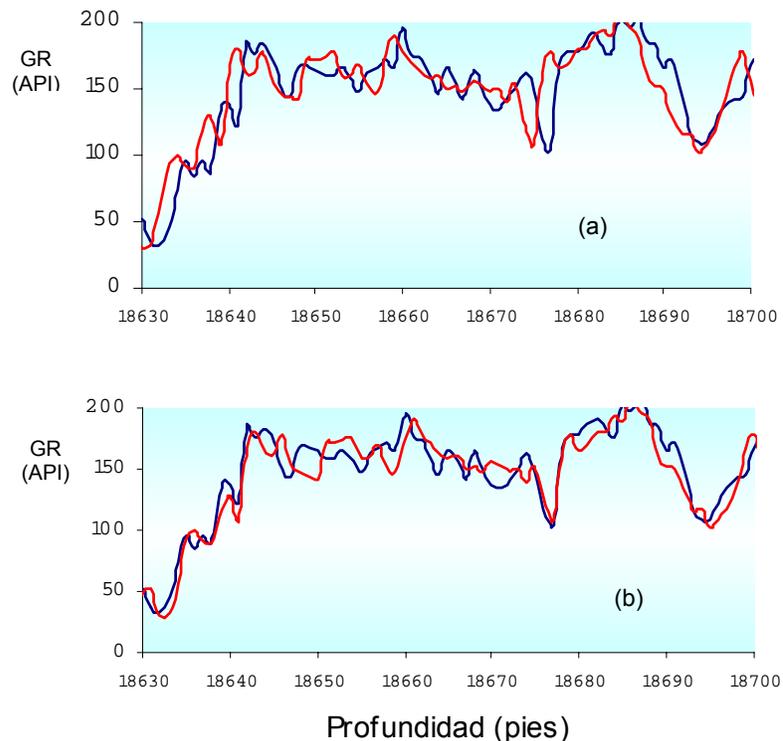


Fig 4.3: Calibración en profundidad. (a) registros desfasados en profundidad; (b) registros ajustados.

Para esta calibración, primero se toman las curvas del último hoyo en que se grabó $8\frac{5}{8}$ ”, luego se superpone con las curvas grabadas en octubre y noviembre, para amarrar la curva que esta en fase con las curvas grabadas en el hoyo anterior, y en función de esta curva se calibran las otras curvas en profundidad.

Como el desfase se presentó en varios intervalos, se tomó la curva de tensión de cable para visualizar en cual de las corridas se atascó la herramienta, En la figura 4.3 se muestra el desfase que se presento en las curvas.

4.7. Parámetros físicos a ser considerados

Previo a la identificación de áreas de interés, hay parámetros físicos que hay que tomar en cuenta, los cuales son vitales para el entendimientos de los factores que están involucrados en las variaciones de las curvas en los casos que existan. Estamos hablando de la porosidad, permeabilidad, viscosidad del fluido y temperatura de formación:

a) Porosidades y permeabilidades.

Las porosidades, fueron tomadas de un estudio previo realizado por el equipo del Proyecto Píritu. Estas porosidades ayudarán a tener una idea del radio de invasión del filtrado de lodo en las formaciones porosas y permeables.

b) Temperatura de formación

Para el calculo de la temperatura de formación se elaboró un gráfico de Horner. Para realizarlo se asume el aumento de la temperatura en el fondo del hoyo similar al aumento de la presión (Bassiounni, 1994), lo que permite expresar la temperatura de formación contra el tiempo a través de:

$$T_m(\delta t) = T_f - c \log(\delta t / (t + \delta t))$$

Donde:

t = Tiempo de circulación del lodo

δt = Tiempo que ha transcurrido desde que se paró la circulación.

T_f = Temperatura de la formación.

T_m = Temperatura del lodo.

c = Constante.

Todos estos datos son extraídos del encabezado de los registros, excepto el tiempo de circulación, que fue estimado a partir de la velocidad de flujo del lodo y la profundidad a la que se comienza a registrar.

4.6. Identificación de áreas de interés para cada registro.

Con todas las curvas graficadas y calibradas se procedió a identificar visualmente, los intervalos de los registros que respondían de maneras diferente.

A lo largo de todas las curvas se presentaron tres casos, los intervalos donde no existían variaciones; intervalos donde existían ligeras variaciones; y por ultimo el caso donde existían grandes variaciones.

Las magnitudes de estas variaciones dependió de la naturaleza física de cada registro, por lo que se dividieron en dos grupos, los registros radioactivos o nucleares y lo registros no radioactivos. A cada grupo se le aplicó un tratamiento estadístico diferente, correspondiente al grado de variación.

4.7 Gráficos de Interrelación.

Los gráficos de interrelación nos ayudaron a visualizar comportamientos atípicos entre los dos grupos de datos, relacionando la misma variable en tiempos distintos de grabación.

Estos se realizaron en conjunto con la identificación de los intervalos con variación. Y como el interés del trabajo es el efecto del tiempo de exposición, se tomó como variable independiente los registros grabados en el mes de octubre (ejeY), y como variable dependiente los grabados en noviembre (eje X).

4.8. Análisis estadístico para registros no radioactivos.

El análisis estadístico se realizó con la finalidad de cuantificar las diferencias entre poblaciones de datos, para posteriormente explicar el porqué de dichas variaciones en los casos donde éstas existan.

Dentro de las curvas no radioactivas a ser analizadas se tomaron la herramienta de imágenes de Inducción (AIT), y el registro Sónico (DT).

En este grupo fue analizado también el registro de temperatura continua, aunque su verdadera utilidad fue como un registro de apoyo para los análisis, debido a la influencia que tiene a temperatura sobre el fluido de perforación y sobre alguno de los perfiles.

4.8.1. Análisis de varianza para el registro Inducción

Las variaciones de estas curvas se presentan en el ámbito de las arenas, por lo que los datos fueron divididos en grupos de arenas. Luego se seleccionaron de este grupo 2 arenas una en el tope y otra en la base, a las que se le realizó un análisis de varianza.

Este análisis consistió en la comparación de las varianzas de los diferentes niveles de medidas de la herramienta inducción, AT10, AT20, AT30, AT60, AT90, con el fin de establecer si existen o no diferencias en los valores medios de los datos de cada grupo, y determinar si estas variaciones son producidas por el mismo fenómeno.

Para ello se utilizó la técnica de una sola variable nominal y factores fijos, expuesta en el marco teórico.

En esta técnica se requirió cumplir una serie de operaciones antes de hacer la prueba de hipótesis, como sigue a continuación:

- 1.- Se realizaron los histogramas de cada variable, los cuales deben presentar una distribución normal, siendo suficiente una aproximación a esta distribución.

2.- Se halló el total de cada columna o grupo (T_i), y la suma general (T_G) de todos ellos.

3.- Se hallaron los cuadrados de cada uno de los datos de todas las columnas y la suma por columnas y general: $\sum X_{ij}^2$.

4.- Se obtuvo el término de corrección, dividiendo el cuadrado de la suma general de todas las columnas (T_G), entre N (número de datos de la tabla):

$$\text{Término de corrección} = T_G^2 / N.$$

5.- Se hallaron las sumas de cuadrados totales, que es la diferencia entre la suma de los cuadrados de los datos de todas las columnas y el factor de corrección:

$$\text{SCT} = \sum X_{ij}^2 - T_G^2 / N.$$

6.- Se hallaron las sumas de los cuadrados intergrupo, para lo cual se elevan al cuadrado los totales de cada columna y se dividen estos cuadrados por el número de datos o elementos que forman cada columna, luego se suman los cocientes obtenidos y de la suma se resta el factor de corrección:

$$\text{SCI} = \sum T_i^2 / N - T_G^2 / N.$$

7.- Se halló la suma de cuadrados intragrupos, que es igual a la diferencia entre la suma de cuadrados total (4°) menos la suma de cuadrados intergrupo (5°):

$$\text{SCD} = \text{SCT} - \text{SCI}.$$

Hallados estos datos se ordenan los resultados en una tabla, en la que las medias cuadráticas son el resultado de dividir las sumas de cuadrados intergrupo e intragrupo por los grados de libertad, referentes al total de grupos y a la tabla en general, respectivamente. El valor "F" es el cociente de las medidas cuadráticas.

Las medidas cuadráticas reciben el nombre de *varianza intergrupo* y *varianza residual*.

4.8.2. Análisis estadístico el registro Sónico.

En el caso del registro Sónico, se seleccionaron los intervalos donde se presentan las variaciones, y se les calculó el error RMS (raíz media cuadrática), para determinar cuanta desviación en unidades de tiempo presentan estos intervalos: y determinar a partir de estas desviaciones la(s) variable(s) involucrada(s).

Para llegar a ello se procedió a realizar las siguientes operaciones:

- 1.- Se filtró aquellos valores que "no" respondieran de manera anómala en los intervalos seleccionados, de manera que no alteren el resultado.
- 2.- Cálculo de la desviación estándar, o error RMS a partir de la siguiente operación:

$$RMS = \sqrt{\frac{\sum (R1 - R2)^2}{N - 1}}$$

Donde R1 es el registro corrido el 17 de octubre y R2 el corrido el 14 de noviembre y N el numero de muestras.

4.9. Análisis estadístico para registros Radioactivos.

El conjunto de perfiles radioactivos presenta muy pocas variaciones a lo largo de toda la sección, por lo que el análisis estadístico, se baso en los cálculos y análisis de repetibilidad.

La utilización de este concepto en este trabajo, no busca desvirtuar su principal objetivo, el cual se basa en estudiar las condiciones necesarias para validar y calibrar las medidas de un instrumento, a través del análisis cuantitativo en una sección repetida.

Pero uno de las condiciones que afectan estos cálculos de repetibilidad, es el tiempo que se emplea para obtener la sección repetida. Por lo que a partir de estos cálculos se observará, cual de las curvas tienen mejor repetibilidad y por ende la que está menos afectada por el tiempo de exposición del hoyo.

Para el cálculo de la repetibilidad de cada perfil nuclear se siguieron los siguientes pasos:

1.- Se tomó una muestra de 400 datos, ubicados en la parte central de la sección repetida de tal manera que los cálculos no sean afectados por los extremos de los perfiles.

2.- Se calculó la función de repetibilidad para cada registro, donde las ecuaciones son derivadas de la literatura de Schlumberger, y son como siguen:

Repetibilidad para el registro Neutrón:

$$y = \frac{\phi_{main} - \phi_{repeat}}{S * (\phi_{main})}$$

donde:

ϕ_{main} = lectura del registro principal

ϕ_{repeat} = lectura de la sección repetida

S = es una función que depende del rango de medidas

	Función	Rango
S(ϕ)	1	$0 < \phi < 20$
S(ϕ)	2	$20 < \phi < 30$
S(ϕ)	$(4\phi/15)-6$	$30 < \phi$

Repetibilidad para el registro Densidad:

$$S(\rho b) = 0,013\rho b - 0,006$$

$$y = \frac{\rho b - \rho b'}{S(\rho b)}$$

donde:

ρb = representa el registro principal.

$\rho b'$ = representa la sección repetida.

Repetibilidad para el registro Rayos Gamma:

$$S(GR) = \frac{G - G'}{0,07xG}$$

donde:

G = representa el registro principal.

G' = representa la sección repetida.

3. Finalmente se calcula el promedio aritmético y la desviación estándar para los valores obtenidos de estas funciones de repetibilidad en cada perfil.

4.10. Análisis de Variaciones

En esta fase, quizás una de las más importantes, se explicarán las posibles razones que hicieron variar los registros, basados en análisis estadístico de los diferentes registros, y las condiciones extremas de temperatura a las que estuvo sometido el hoyo.

CAPÍTULO 5 RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

5.1. Parámetros físicos a ser considerados.

De los parámetros físicos a ser utilizados en este estudio, algunos fueron cálculos y otros tomados del Proyecto de Evaluación de Prospectos Píritu. a continuación se describirán los resultados obtenidos de estos cálculos:

5.1.2. Cálculo de la temperatura de formación

La temperatura real de formación fue calculada para los 19441' pies, profundidad donde se tienen los datos necesarios para este cálculo. En la tabla 5.1 se muestran los datos tomados del encabezado del pozo, y en la tabla 5.2 se muestran los resultados obtenidos para generar el gráfico de Horner.

Tabla 5.1 Datos tomados para calcular la temperatura de formación

Profundidad en la que se comenzó a registrar	19441 pies
Hora en que se detuvo la circulación	7:30 16-Oct.
Tiempo estimado de circulación	16 Horas

Tabla 5.2 Datos para el Gráfico de Horner.

Herramienta	Tiempo en que la herramienta llegó al fondo	Máxima temperatura	δt	$\delta t/(t+\delta t)$
Inducción	17 – Oct. 4:45	401 °F	21,25	0,558
Densidad	17 – Oct. 12:16	405 °F	28,76	0,631

El gráfico de Horner obtenido, arroja una temperatura real de formación a los 19441' de 420° F (ver figura 5.1), lo que indica una temperatura extremadamente alta. Los estándares de temperatura de formación en los campos petroleros venezolanos y alrededor del mundo en condiciones normales oscilan entre 150 y 300 °F.

Este valor tan alto de la temperatura afecta en gran medida la viscosidad del fluido de perforación, y por ende su facilidad de desplazarse por el espacio poral y causar un mayor o menor radio de invasión.

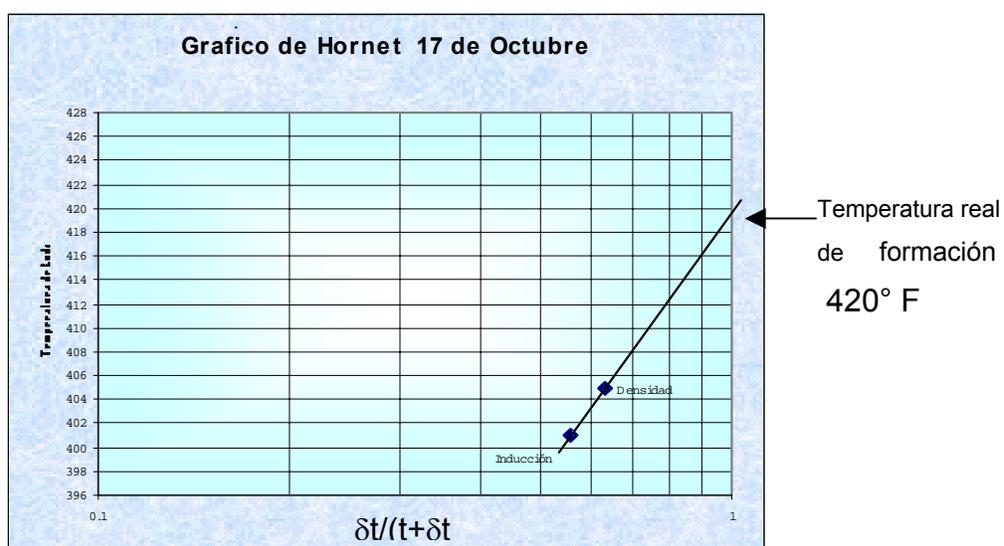


Fig 5.1 Gráfico de Horner para calcular la temperatura de formación 19441 pies

5.1.3. Características del lodo de perforación

Como se puede observar en la tabla 5.3, las características del fluido de perforación tiene pocos cambios de una fecha a otra, apenas fue aumentada la viscosidad emb. en 5 unidades y la viscosidad plástica en 6 unidades para el mes de noviembre, las demás características del lodo se mantuvieron en las mismas condiciones.

Tabla N° 5.3 Características del fluido de perforación para las diferentes fechas.

Característica	17 de Octubre	14 de Noviembre
Densidad	8,8 lpg	8,8 lpg
Viscosidad Emb.	55 s	63 s
Viscosidad Plast.	17	13
% de Sólidos	12	12
% de Aceite	88	88
% de Agua	0	0
Alcalinidad	1,5 pom	1,5 pom
Exceso de Cal.	1,95 lbs/bls	1,95 lbs/bls

Tabla N° 5.4 Especificaciones del aceite mineral usado como fluido de perforación.

Propiedades	Especificaciones Mínimas	Especificaciones Máximas
Apariencia visual	Líquido, transparente,	Incoloro
Densidad, Kg/l a 15° C	0,8	0,84
Punto de Anilina, °C		-10
Punto de inflamación	80	
Viscosidad, cSt a 40° C	2,0	3,5
Destilación (°F)		
Punto inicial de Ebullición	400	420
Punto final de Ebullición	600	660
Azufre (ppm)		20
Lubricidad		0,15

5.2 Variación del registro de Temperatura Continua



Fig 5.2 Curva de Temperatura continua en fechas diferentes.

La variación que se presenta en la curva de temperatura continua figura 5.2 está asociada al tiempo que tiene el lodo en el hoyo, al momento de perfilar, y esto puede explicarse de la siguiente manera:

Mientras se taladra el hoyo, se bombea lodo desde los tanque a través de la mecha de perforación, y éste se devuelve a la superficie a través del espacio anular. Cuando se comienza a perforar la temperatura del lodo es relativamente baja y a medida que se perfora, el lodo comienza a calentarse por la transferencia de calor de la formación, pero como el lodo se mantiene circulando a través del espacio anular se refresca.

Cuando la circulación del lodo se detiene, la temperatura del lodo T_m , al fondo del hoyo es más bajo que la temperatura de formación adyacente al hoyo, y a medida que transcurre el tiempo, éste lodo comienza a calentarse. Entonces cuando se corre el registro de temperatura hasta la profundidad final, los valores obtenidos estarán asociados a la temperatura del lodo de ese momento.

Como en la segunda fecha de corrida (noviembre) el pozo se perforó 785' adicionales, la temperatura aumentó en el fondo del pozo por el gradiente geotérmico, lo que repercute en un aumento de la temperatura del lodo que se encuentra el hoyo, buscando igualar la temperatura de formación para estar en equilibrio térmico.

Esta situación generó un aumento de 10° F, en la curva de temperatura continua para el mes de noviembre.

5.3. Gráficos de Interrelación para la Herramienta Inducción.

La figura 5.3 muestra un gráfico de interrelación del nivel de medida 20 pulgadas de la herramienta inducción. Donde la pendiente de la recta correlación es $34,36^\circ$

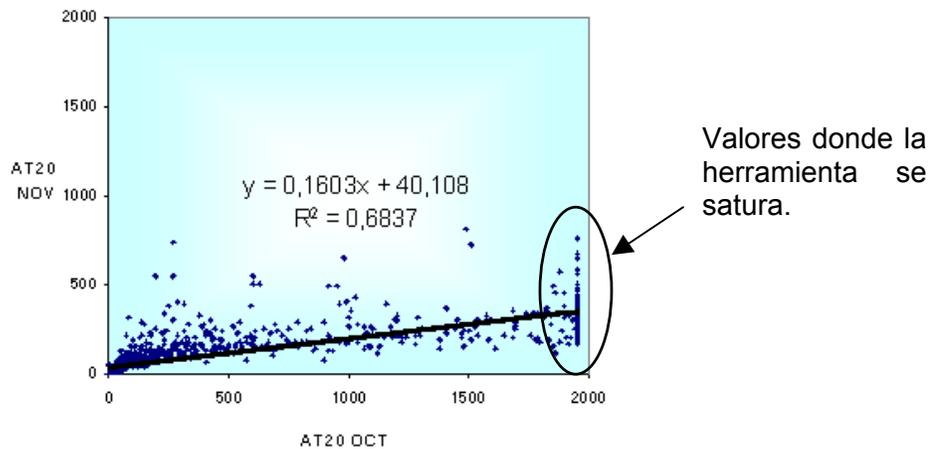


Fig. 5.3 Gráfico de interrelación para el nivel de medida de 20 pulgadas del AIT

La figura 5.4 muestra un gráfico de interrelación para el nivel de medida de 30 pulgadas de la herramienta inducción. La pendiente de la recta correlación es $36,35^\circ$

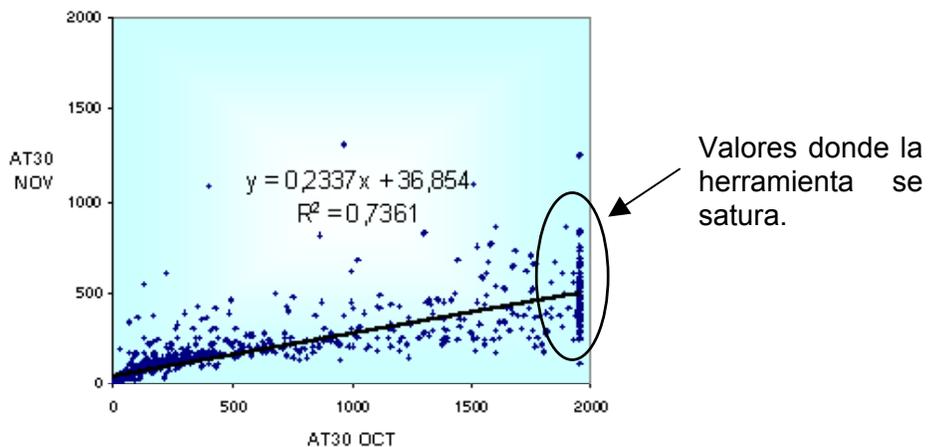


Fig. 5.4. Gráfico de interrelación para el nivel de medida de 30 pulgadas del AIT

En la figura 5.5 se observa un gráfico de interrelación para el nivel de medida de 60 pulgadas de la herramienta inducción. La pendiente de la recta correlación es $39,31^\circ$.

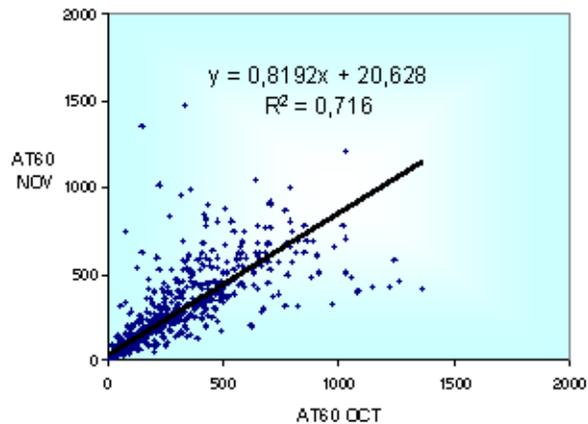


Fig. 5.5 Gráfico de interrelación para el nivel de medida de 60 pulgadas del AIT

La figura 5.6 muestra un gráfico de interrelación para el nivel de medida de 90 pulgadas de la herramienta inducción, donde la pendiente de la recta de correlación es 44.04°

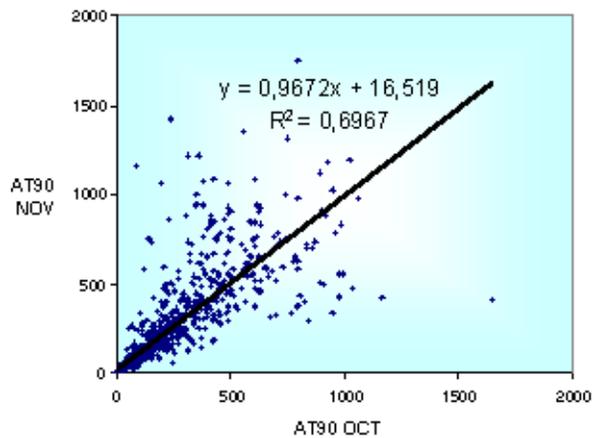


Fig. 5.6 Gráfico de interrelación para el nivel de medida de 90 pulgadas del AIT

Los ángulos de ajuste para los niveles de media de 20 y 30 pulgadas de la herramienta inducción, están por debajo de los 37° en el intervalo completo, por lo que se asume disminución significativa de la resistividad en la zona de investigación somera a la pared del hoyo.

Para el caso de los gráficos de 60 y 90 pulgadas de investigación, los ángulos de la recta correlación se acercan a los 45° , por lo que la diferencia entre cada par de valor se hace mínima en la zona profunda de investigación.

5.4. Identificación de áreas con variación para el Registro Inducción.

Las zonas identificadas con variaciones en el conjunto de curvas de la herramienta de inducción, ocurren en el ámbito de las arenas (zonas porosas y permeables). Se identificaron un total de 14 arenas en el intervalo de estudio tal como se muestra en la tabla 5.4. A éstas se les eliminó los intervalos arcillosos para no alterar el análisis estadístico.

Como las variaciones a lo largo de todas las arenas tiene el mismo comportamiento, sólo se mostrarán las que fueron tratadas estadísticamente, las arenas 1 y 10. Las demás variaciones pueden verse en el apéndice B.

Tabla 5.5 Arenas que presentan variaciones en el registro Inducción.

Arena	Intervalo Tope – Base (pies)	Espesor	GR (API)	ϕ
1	17900-17944	36'	20	0.05
2	17976-18036	58'	26	0.07
3	18068-18086	7'	11	0.04
4	18118-18142	20'	10	0.04
5	18164-18180	16'	10	0.06
6	18234-18252	18'	12	0.06
7	18348-18412	64'	23	0.05
8	18608-18638	24'	45	0.02
9	18956-18974	18'	17	0.07
10	19026-19034	8'	42	0.03
11	19038-19054	16'	18	0.06
12	19136-19198	55'	20	0.06
13	19246-19268	22'	12	0.06
14	19330-19348	18'	16	0.05

5.5 Análisis de varianza para el arreglo Inducción.

Como se dijo anteriormente, los intervalos arcillosos deben ser eliminados porque alteran el análisis estadístico, adicional a esto para las arenas limpias los perfiles de investigación somera de la herramienta inducción AT20 y AT30, se saturan en 1950 ohm-m para el mes de octubre, por lo que tampoco estos intervalos son representativos para este análisis estadístico. Por lo que se seleccionó una muestra de la arena 1, figura 5.7, que no presentara valores saturados de la herramienta, ni arcillosidad.

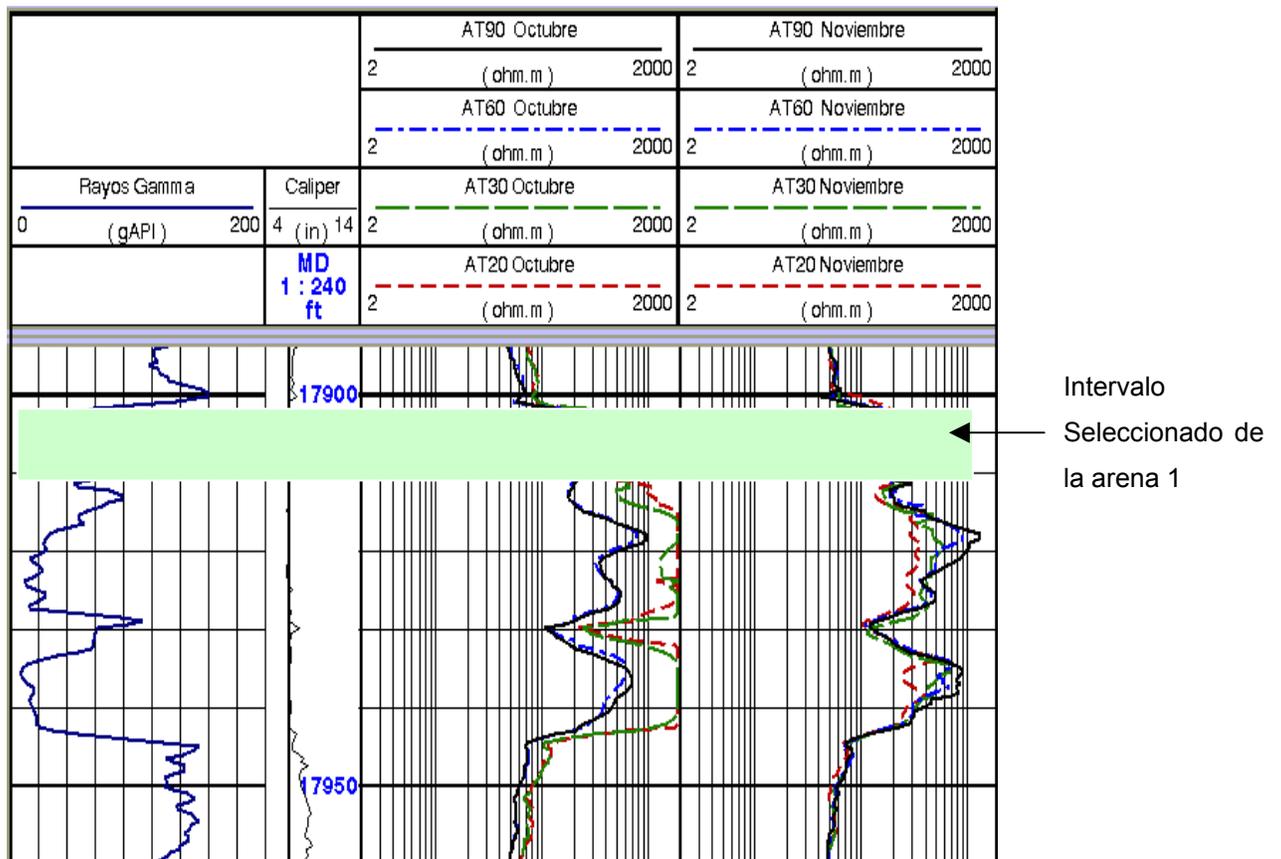


Fig 5.7 Intervalo con variación en el registro inducción en la arena 1.

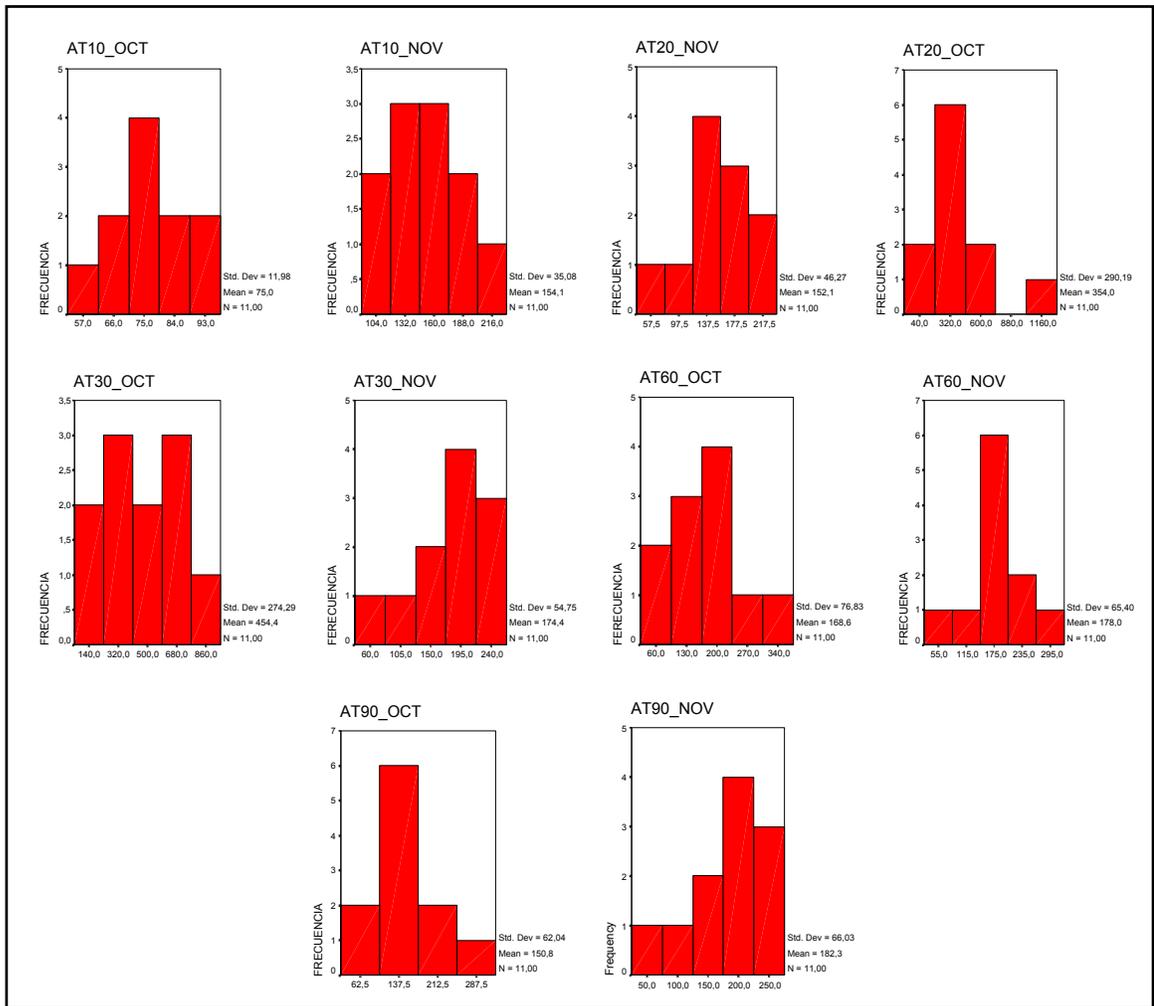


Fig. 5.8 histogramas de los distintos niveles de medida de la herramienta inducción para la arena 1.

En la fig 5.7 se muestran los histogramas de los distintos niveles de medida de la herramienta inducción para la arena 1. Estos histogramas según una de las condiciones del análisis de varianza deben presentar o aproximarse a una distribución normal. Esto se cumplió en la mayoría de los casos, excepto en el histograma AT30_OCT el cual presentó una distribución rectangular, y AT20_OCT que presentó un valor extremo. Sin embargo, se cumplieron las condiciones mínimas para realizar las pruebas estadísticas.

Tabla 5.6 Prueba estadística para los datos del mes de “octubre” en la arena 1

	X ₁	X ₁ ²	X ₂	X ₂ ²	X ₃	X ₃ ²	X ₄	X ₄ ²	X ₅	X ₅ ²	Totales
	AT10 oct	(AT10 oct) ²	AT20 oct	(AT20 oct) ²	AT30 oct	(AT30 oct) ²	AT60 oct	(AT60 oct) ²	AT90 oct	(AT90 oct) ²	
17900	55,41	3070,27	87,77	7703,57	86,22	7433,89	71,04	5046,68	70,09	4912,61	
17901	63,93	4087,04	84,69	7172,40	96,1	9235,21	55,24	3051,46	58,63	3437,48	
17902	71,00	5041,00	180,01	32403,60	259,08	67122,45	153,23	23479,43	134,92	18203,41	
17903	90,10	8118,01	285,97	81778,84	241,6	58370,56	124	15376,00	133,82	17907,79	
17904	92,94	8637,84	312,76	97818,82	761,03	579166,66	168,9	28527,21	153,55	23577,60	
17905	71,00	5041,00	250,63	62815,40	523,59	274146,49	171,22	29316,29	145,82	21263,47	
17906	63,26	4001,83	275,19	75729,54	344,58	118735,38	183,11	33529,27	114	12996,00	
17907	80,48	6477,03	534	285156,00	741,07	549184,74	251,14	63071,30	201,63	40654,66	
17909	78,37	6141,86	463,05	214415,30	864,6	747533,16	329,08	108293,65	279,41	78069,95	
17910	71,23	5073,71	292,84	85755,27	420,08	176467,21	145,78	21251,81	171,78	29508,37	
17914	87,40	7638,76	1126,78	1269633,17	660,56	436339,51	202,32	40933,38	195,46	38204,61	
Ni	11		11		11		11		11		N = 55
Ti	825,1		3893,7		4998,5		1855,1		1659,1		Tg = 13231,49
Ti ²	680823,0		15160821,8		24985102,2		3441247,6		2752646,0		
Ti ² /Ni	61893,0		1378256,5		2271372,9		312840,7		250240,5		4274603,7
Σ Xi ²	63328,4		2220381,9		3023735,3		371876,5		288735,9		5968057,9

Fuente de variación	Suma de Cuadrados	Grados de libertad	Varianzas	F
Entre grupos	SCE = 1091470,46	4	272867,616	8,217
Dentro de grupos o residual	SCD = 1693454,23	51	33204,98	
Total	2784924,7			

F crítico al nivel de 0.5 = $F_{(4,51)0,05} = 2,66$

Tabla 5.7 Prueba estadística para los datos del mes de “noviembre” en la arena 1

	X ₁	X ₁ ²	X ₂	X ₂ ²	X ₃	X ₃ ²	X ₄	X ₄ ²	X ₅	X ₅ ²	Totales
	AT10 nov	(AT10 nov) ²	AT20 nov	(AT20 nov) ²	AT30 nov	(AT30 nov) ²	AT60 nov	(AT60 nov) ²	AT90 nov	(AT90 nov) ²	
17900	96,91	9391,55	57,37	3291,32	61,22	3747,89	48,36	2338,69	43,02	1850,72	
17901	121,51	14764,68	102,05	10414,20	101,24	10249,54	108,55	11783,10	97,40	9486,76	
17902	168,00	28224,00	164,96	27211,80	153,81	23657,52	160,73	25834,13	133,61	17851,63	
17903	217,75	47415,06	210,03	44112,60	218,93	47930,34	214,87	46169,12	208,66	43539,00	
17904	162,74	26484,31	157,56	24825,15	189,50	35910,25	186,16	34655,55	198,16	39267,39	
17905	114,81	13181,34	122,55	15018,50	156,34	24442,20	151,30	22891,69	171,77	29504,93	
17906	143,63	20629,58	178,57	31887,24	219,80	48312,04	221,46	49044,53	244,11	59589,69	
17907	177,63	31552,42	221,20	48929,44	251,61	63307,59	306,63	94021,96	257,37	66239,32	
17909	140,47	19731,82	149,19	22257,66	200,32	40128,10	191,40	36633,96	233,76	54643,74	
17910	163,92	26869,77	156,37	24451,58	185,05	34243,50	182,18	33189,55	214,42	45975,94	
17914	188,23	35430,53	152,77	23338,67	180,82	32695,87	186,29	34703,96	202,89	41164,35	
Ni	11		11		11		11		11		N = 55
Ti	1695,60		1672,62		1918,64		1957,93		2005,17		Tg= 9249,96
Ti ²	2875059,36		2797657,66		3681179,45		3833489,88		4020706,73		
Ti ² /Ni	261369,03		254332,51		334652,68		348499,08		365518,79		1564372,1
Σ Xi ²	273675,05		275738,17		364624,84		391266,24		409113,46		1714417,8

Fuente de variación	Suma de Cuadrados	Grados de libertad	Varianzas	F
Entre grupos	SCE = 8703,73	4	2175,93	0,739
Dentro de grupos o residual	SCD = 150045,66	51	2942,07	
Total	158749,4			

F crítico al nivel de 0.5 = $F_{(4,51)0.05} = 2,66$

De la tabla 5.6 se puede observar que el valor “f” crítico calculado, para el mes de octubre, 8,317 es mayor que el de la tabla teórica 2,66 (ver apéndice B), luego se rechaza la hipótesis nula con un riesgo de error de 5%. Por lo que valores *medios* de la variable dependiente, resistividad, en la arena 1 no son iguales en los distintos niveles de medida.

Para el mes de noviembre se obtuvo un “f” crítico calculado de 0,7, por debajo del valor de la tabla teórica 2,66. Por lo que se acepta la hipótesis nula, es decir, no hay variación y las diferencias se atribuyen a oscilaciones de las estimaciones muestrales.

En la figura 5.9 se muestra la otra arena seleccionada para el análisis de varianza, a las cuales se le aplicó el mismo procedimiento.

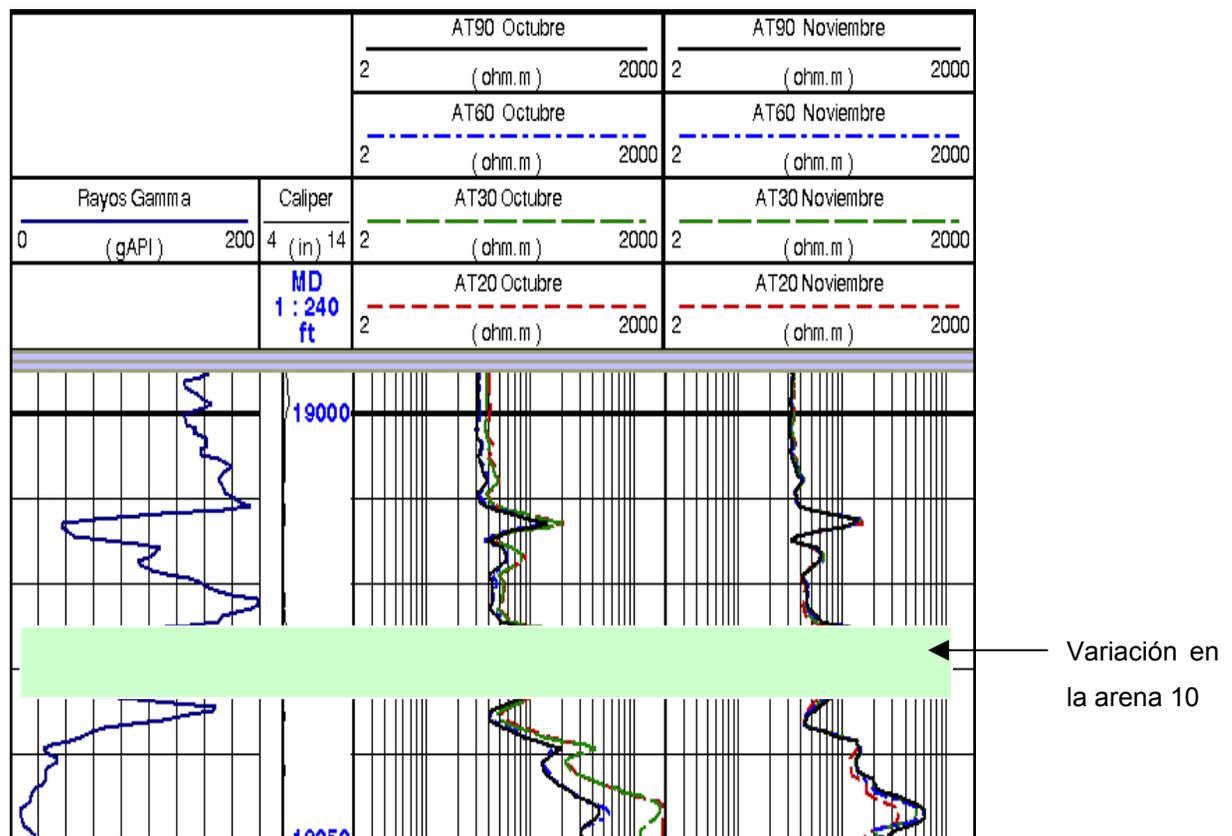


Fig 5.9 Intervalo con variación para el registro inducción en la arena 10

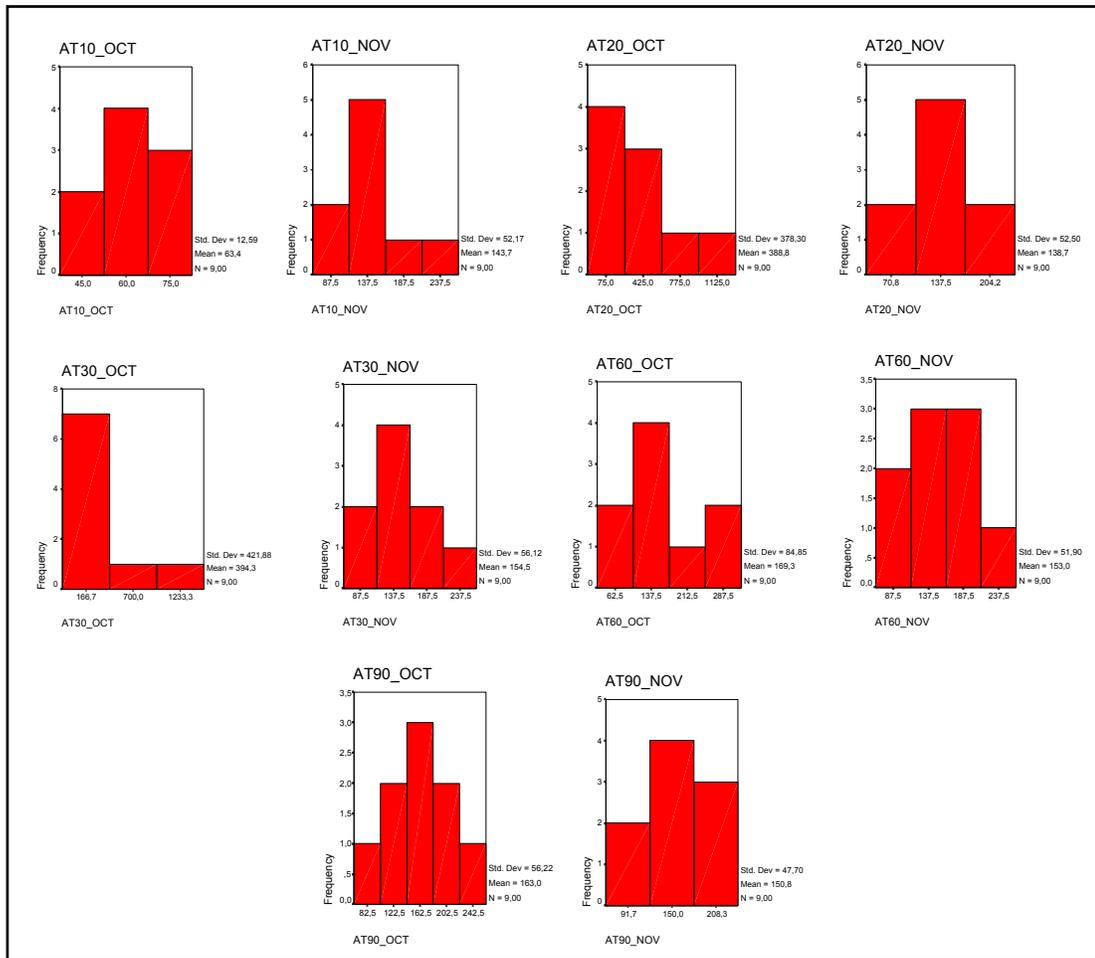


Fig. 5.10 histogramas de los distintos niveles de medida de la herramienta Inducción para la arena 10.

En los histogramas de arreglo de inducción figura 5.10, para la arena 10, se observa una distribución normal o una aproximación a ésta en la mayoría de los casos, exceptuando los histogramas AT20_OCT y AT30_OCT, que presentan una distribución sesgada hacia la izquierda. Sin embargo, se cumplen las condiciones necesarias para realizar el análisis de varianza.

Tabla 5.8 Prueba estadística para los datos del mes de “octubre” en la arena 10

	X ₁	X ₁ ²	X ₂	X ₂ ²	X ₃	X ₃ ²	X ₄	X ₄ ²	X ₅	X ₅ ²	Totales
	AT10 oct	(AT10 oct) ²	AT20 oct	(AT20 oct) ²	AT30 oct	(AT30 oct) ²	AT60 oct	(AT60 oct) ²	AT90 oct	(AT90 oct) ²	
19026	81,66	6668,36	407,05	165689,70	225,61	50899,87	193,44	37419,03	200,09	40036,01	
19027	67,49	4554,90	278,19	77389,68	290,51	84396,06	157,6	24837,76	179,55	32238,20	
19028	55,02	3027,20	184,28	33959,12	179,33	32159,25	125,57	15767,82	130,31	16980,70	
19029	71,98	5181,12	683,23	466803,23	755,4	570629,16	295,16	87119,43	251,16	63081,35	
19030	75,5	5700,25	1276,63	1629784,16	1391,48	1936216,59	312,13	97425,14	206,31	42563,82	
19031	65,87	4338,86	274,63	75421,64	292,71	85679,14	156,16	24385,95	178,78	31962,29	
19032	59,8	3576,04	172,61	29794,21	191,39	36630,13	121,37	14730,68	143,81	20681,32	
19033	51,2	2621,44	140,97	19872,54	142,9	20420,41	99,65	9930,12	113,8	12950,44	
19034	41,98	1762,32	81,63	6663,46	79,72	6355,28	62,5	3906,25	63,57	4041,14	
Ni	9,00		9,00		9,00		9,00		9,00		N=45
Ti	570,50		3499,22		3549,05		1523,58		1467,38		Tg= 10609,73
Ti ²	325470,25		12244540,61		12595755,90		2321296,02		2153204,06		
Ti ² /Ni	36163,36		1360504,51		1399528,43		257921,78		239244,90		3293362,98
Σ Xi ²	37430,48		2505377,73		2823385,90		315522,18		264535,26		5946251,55

Fuente de variación	Suma de Cuadrados	Grados de libertad	Varianzas	F
Entre grupos	SCE = 791888,08	4	197972,02	2,985
Dentro de grupos o residual	SCD = 2652888,56	40	66322,21	
Total	3444776,64			

F crítico al nivel de 0.5 = $F_{(4,40)0.05} = 2,61$

Tabla 5.9 Prueba estadística para los datos del mes de “noviembre” en la arena 10

	X ₁	X ₁ ²	X ₂	X ₂ ²	X ₃	X ₃ ²	X ₄	X ₄ ²	X ₅	X ₅ ²	Totales
	AT10 nov	(AT10 nov) ²	AT20 nov	(AT20 nov) ²	AT30 nov	(AT30 nov) ²	AT60 nov	(AT60 nov) ²	AT90 nov	(AT90 nov) ²	
19026	181,83	33062,15	211,28	44639,24	201,27	40509,61	199,27	39708,53	191,49	36668,42	
19027	149,32	22296,46	164,59	27089,87	194,91	37989,91	183,26	33584,23	208,22	43355,57	
19028	87,25	7612,56	83,71	7007,36	90,63	8213,80	88,18	7775,71	90,15	8127,02	
19029	139,53	19468,62	128,02	16389,12	140,81	19827,46	141,00	19881,00	136,31	18580,42	
19030	247,58	61295,86	218,46	47724,77	251,92	63463,69	240,67	57922,05	213,76	45693,34	
19031	147,91	21877,37	139,90	19572,01	160,73	25834,13	163,00	26569,00	153,64	23605,25	
19032	126,43	15984,54	115,32	13298,70	138,01	19046,76	144,00	20736,00	137,12	18801,89	
19033	147,21	21670,78	125,42	15730,18	142,73	20371,85	143,60	20620,96	148,00	21904,00	
19034	66,45	4415,60	61,96	3839,04	69,85	4879,02	74,32	5523,46	78,74	6199,99	
Ni	9,00		9,00		9,00		9,00		9,00		N=45
Ti	1293,51		1248,66		1390,86		1377,30		1357,43		Tg= 6667,76
Ti ²	1673168,12		1559151,80		1934491,54		1896955,29		1842616,20		
Ti ² /Ni	185907,57		173239,09		214943,50		210772,81		204735,13		989598,11
Σ Xi ²	207683,95		195290,29		240136,23		232320,94		222935,90		1098367,31

Fuente de variación	Suma de Cuadrados	Grados de libertad	Varianzas	F
Entre grupos	SCE = 1619,81	4	404,95	0,149
Dentro de grupos o residual	SCD = 108769,21	40	2719,23	
Total	110389,01			

F crítico al nivel de 0.5 = $F_{(4,40)0.05} = 2,61$

De la tabla 5.8 se puede observar que el valor f crítico calculado para el mes de octubre es de 2,98, mayor que el de la tabla teórica 2,61 (ver apéndice), luego se rechaza la hipótesis nula con un riesgo de error de 5%. Por lo que valores medios de la variable dependiente, resistividad, en la arena 10 no son iguales en los distintos niveles de medida.

Para el mes de noviembre se obtuvo un f crítico calculado de 0,15, por debajo del valor de la tabla teórica 2,61. Por lo que en este caso se acepta la hipótesis nula, es decir, no hay variación y las diferencias se atribuyen a oscilaciones de las estimaciones muestrales.

5.6. Análisis del Registros Inducción

De los resultados del análisis estadístico de las dos arenas estudiadas, se puede ver que para el mes de octubre al comparar el valor del “*f*” crítico con el de las tablas de la distribución *f*, (*ver tablas en apéndice*), el valor obtenido es mayor, por lo tanto se rechaza la hipótesis nula con un riesgo de error del 5 %, lo que quiere decir, que los valores medios de las variables estudiadas no son iguales en los distintos niveles de medida.

Caso contrario ocurre con las medidas del mes de noviembre, donde el valor del “*f*” crítico está por debajo de los valores de las tablas de la distribución *f*. Lo que quiere decir que las variaciones encontradas entre los distintos niveles de medida, son atribuibles a las oscilaciones de estimaciones muestrales.

Por otro lado, se puede notar en la tabla 5.3, que las características del fluido de perforación de una fecha a otra tienen muy pocos cambios, apenas fue aumentada ligeramente la viscosidad para el mes de noviembre. Por lo tanto, al mantenerse casi iguales las condiciones del lodo, entran en discusión otros parámetros que pueda explicar lo que esta sucediendo con estas curvas.

Estamos hablando de la factibilidad por la cual el filtrado del lodo puede desplazarse a través del sistema poral, el cual ve afectada su viscosidad y su estado de la materia por las altas temperaturas alcanzadas a estas profundidades. Además, se tiene una caída brusca en la presión de formación, por lo que el peso de lodo fue disminuido en 2,5 lpg para el hoyo final de 6 ½ pulgadas.

En consecuencia, se puede decir que para el mes de octubre, en las cercanías de la pared del hoyo, el agua de formación es desplazada por el filtrado de lodo, originándose en las primeras 30 pulgadas de profundidad una zona lavada. Mientras que para los niveles de investigación profunda 90 y 60 pulgadas, el filtrado no logra alcanzar y contaminar esta zona.

En el mes de noviembre parte de este filtrado abandona la zona que invadió, empujado por la presión yacimiento, el cual busca volver a sus condiciones iniciales, para estar en equilibrio.

5.7. Intervalos con variaciones para el Registro Sónico

En la figura 5.11 se muestra un gráfico de interrelación para el registro sónico, con una pendiente de la recta correlación de $32,17^\circ$

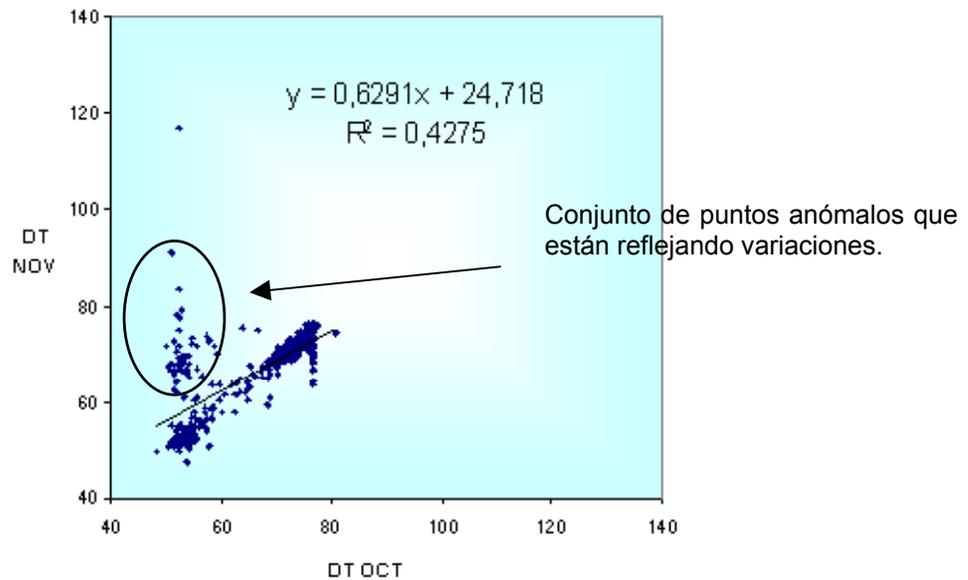


Fig. 5.11 Gráfico de interrelación del registro Sónico

En el gráfico de interrelación de la figura 5.11 se puede observar que hay un conjunto de valores, que para el mes de noviembre están reflejando un mayor tiempo de tránsito, por lo que la pendiente de la recta de correlación disminuye su ángulo.

A continuación se desplegarán los intervalos con variaciones para el registro Sónico.

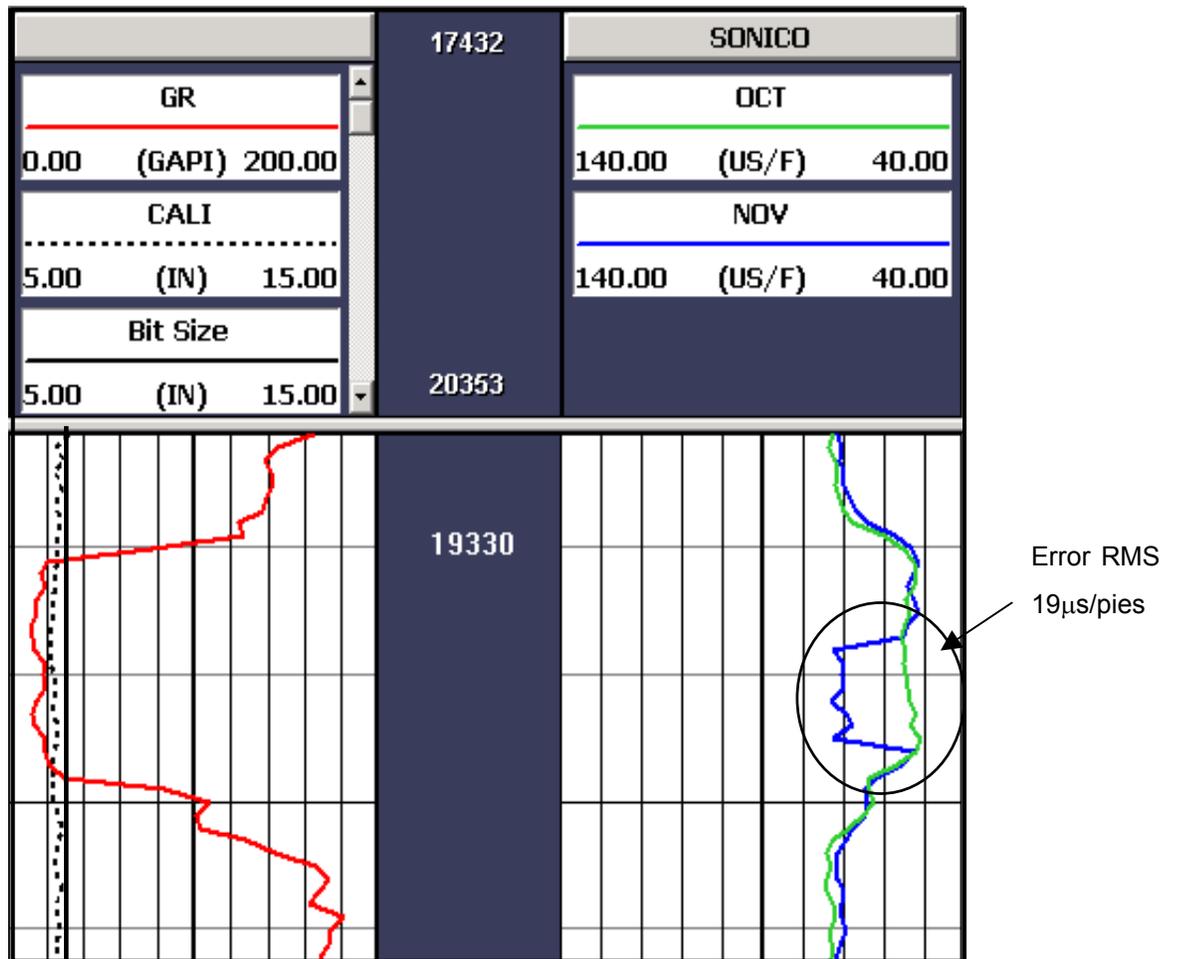


Fig 5.12 Registro Sónico en fechas diferentes. Profundidad 19240 pies.

En este caso, se observa que es probable que haya un cambio de fluidos en el intervalo arenoso. Esto se puede asociarse a un fluido de menor densidad, el cual es capaz de atenuar la transmisión de la energía sónica y producir un mayor tiempo de tránsito.

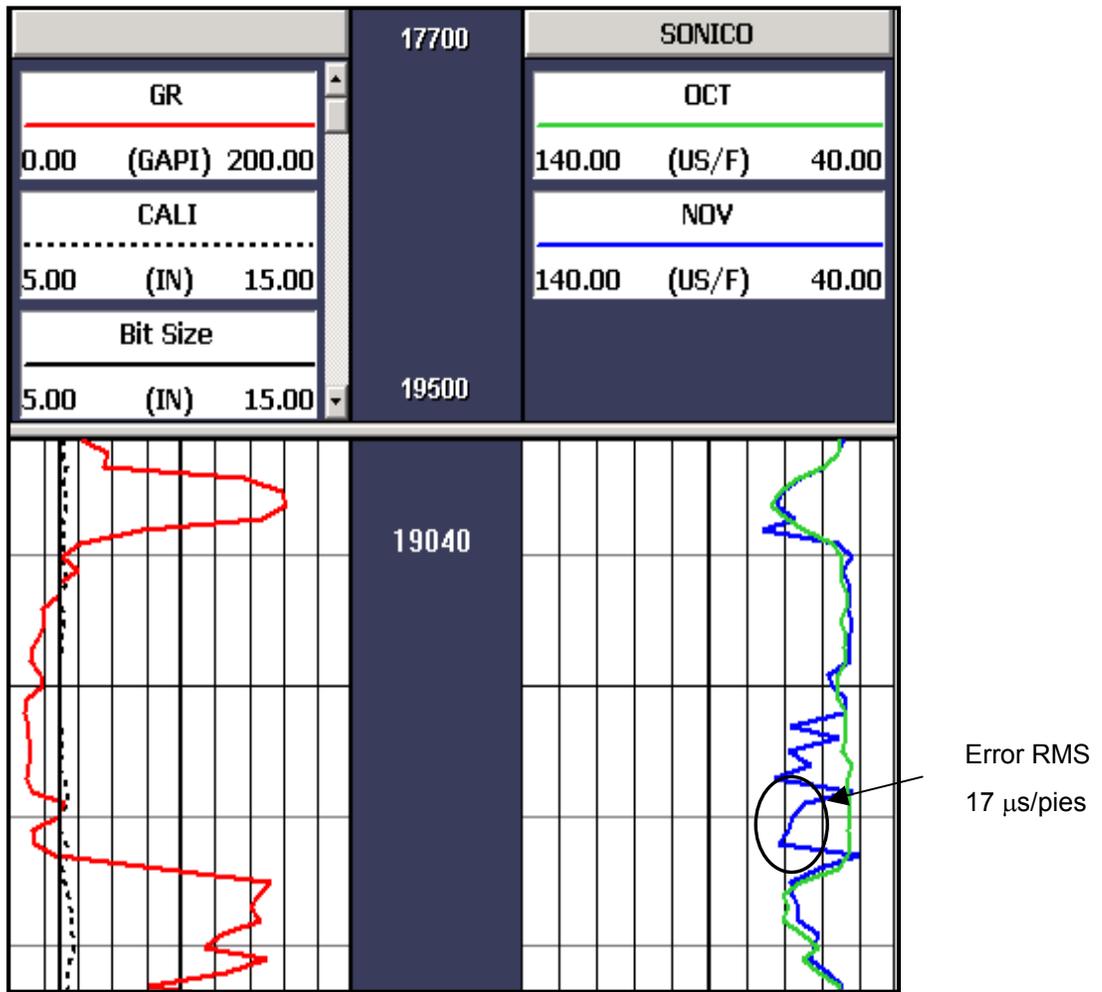


Fig 5.12 Registro Sónico en fechas diferentes. Profundidad 19040 pies.

Al igual que la figura 5.11, se puede notar que para el mes de noviembre hay un aumento del tiempo de tránsito en el intervalo arenoso, el cual se asocia con un cambio de fluido (figura 5.12).

Este comportamiento se presenta en varios intervalos, y puede observarse en las figuras 5.13 y 5.14.

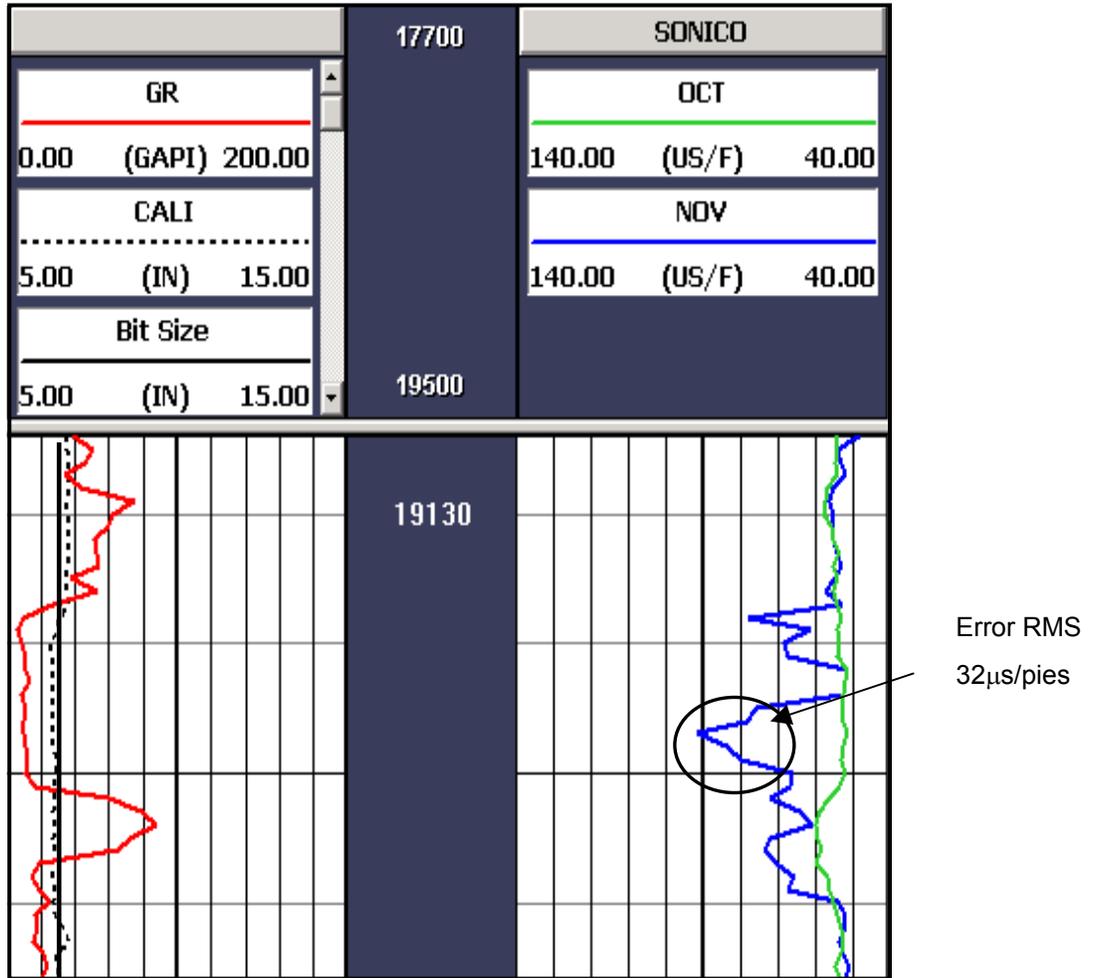


Fig 5.13 Registro Sónico en fechas diferentes. Profundidad 19130 pies.

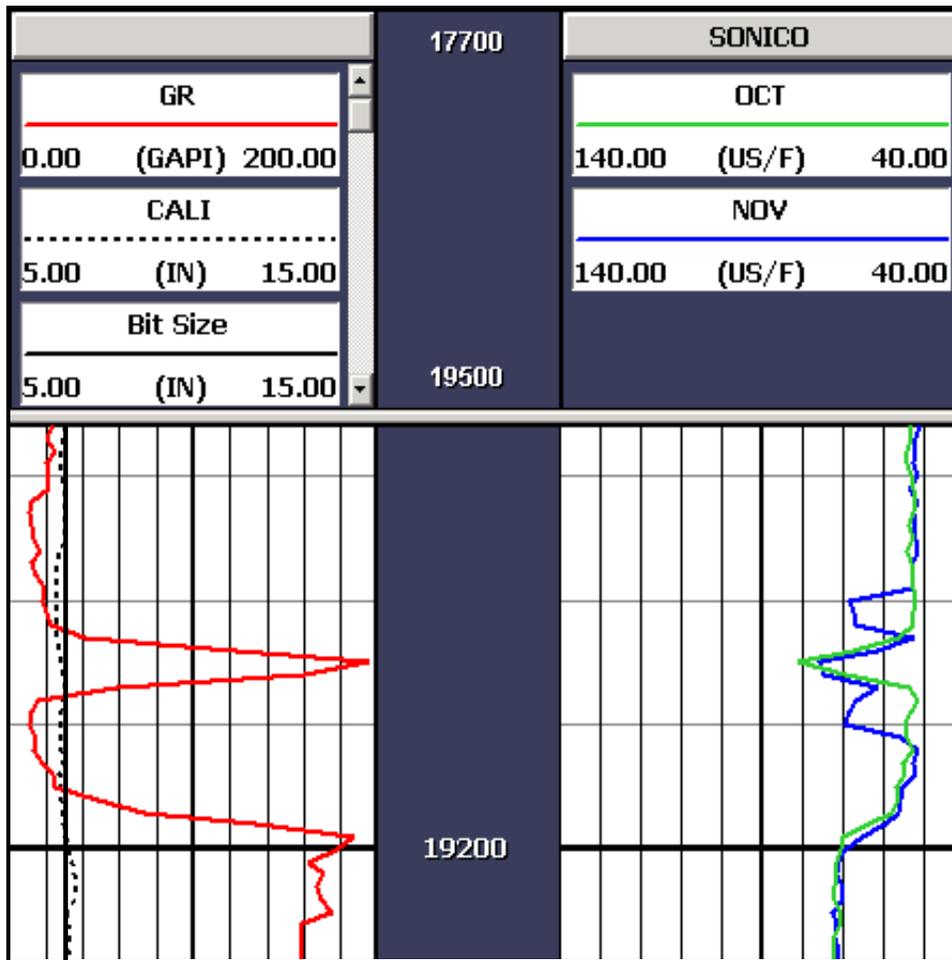


Fig 5.14 Registro Sónico en fechas diferentes. Profundidad 19200 pies.

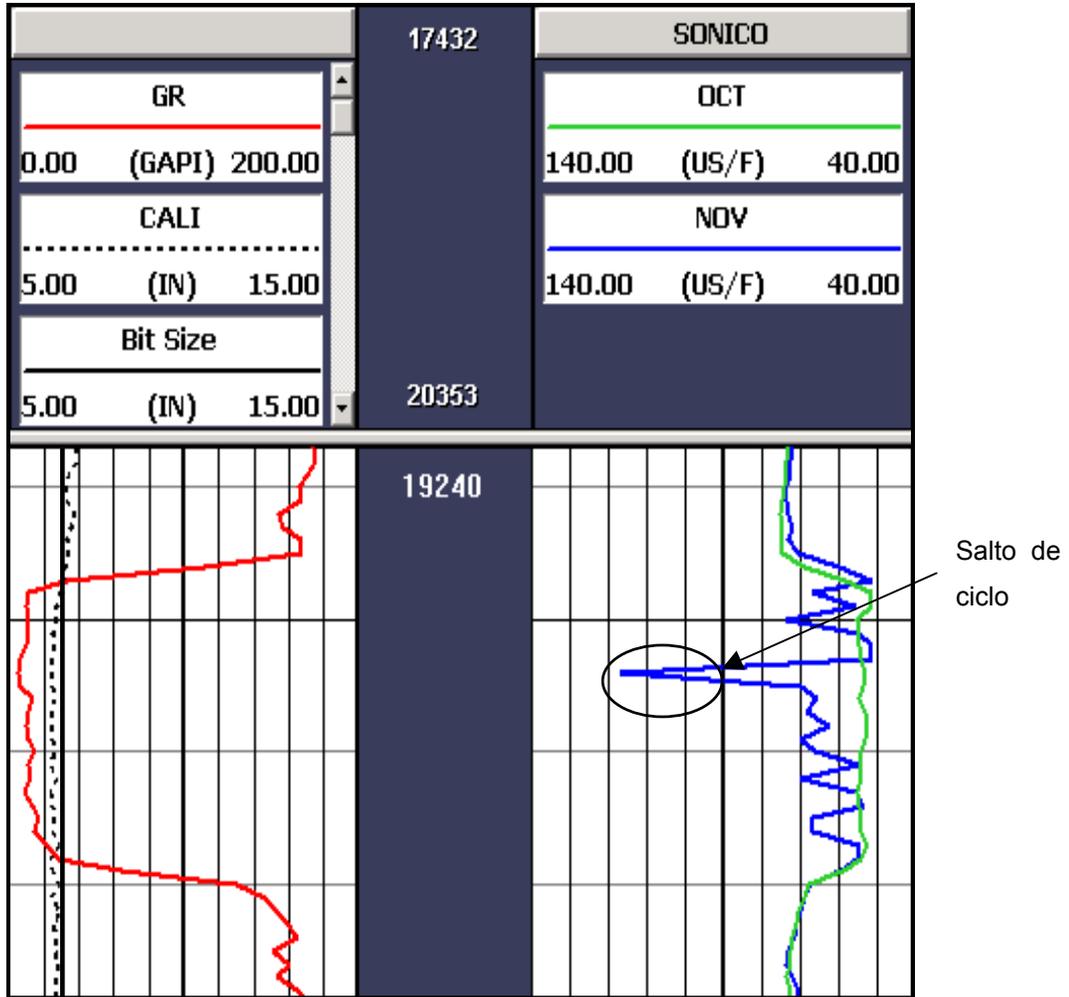


Fig 5.15 Registro Sónico en fechas diferentes. Profundidad 19240 pies.

Al tomar en cuenta que hay un cambio de fluido en las arenas, y que probablemente esté sea de menor densidad, se está generando en algunos casos saltos de ciclo figura 5.15, producto de la atenuación de la onda sónica.

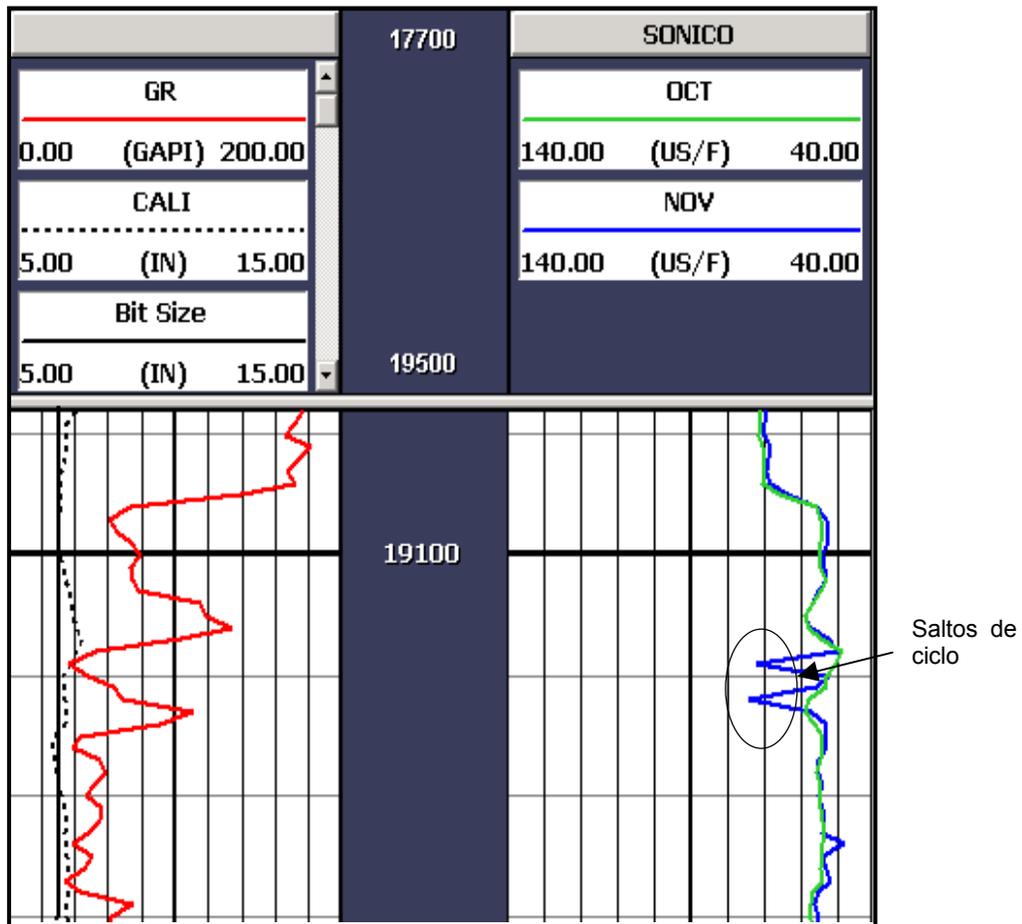


Fig 5.16 Registro Sónico en fechas diferentes. Profundidad 19100 pies.

En este caso (figura 5.16) estamos en presencia de un salto de ciclo, este fenómeno ocurre cuando la primera llegada de la señal, generalmente en el receptor lejano, llega atenuada y no tiene suficiente energía como para activar el receptor, entonces el receptor será activado con la siguiente incursión de la señal.

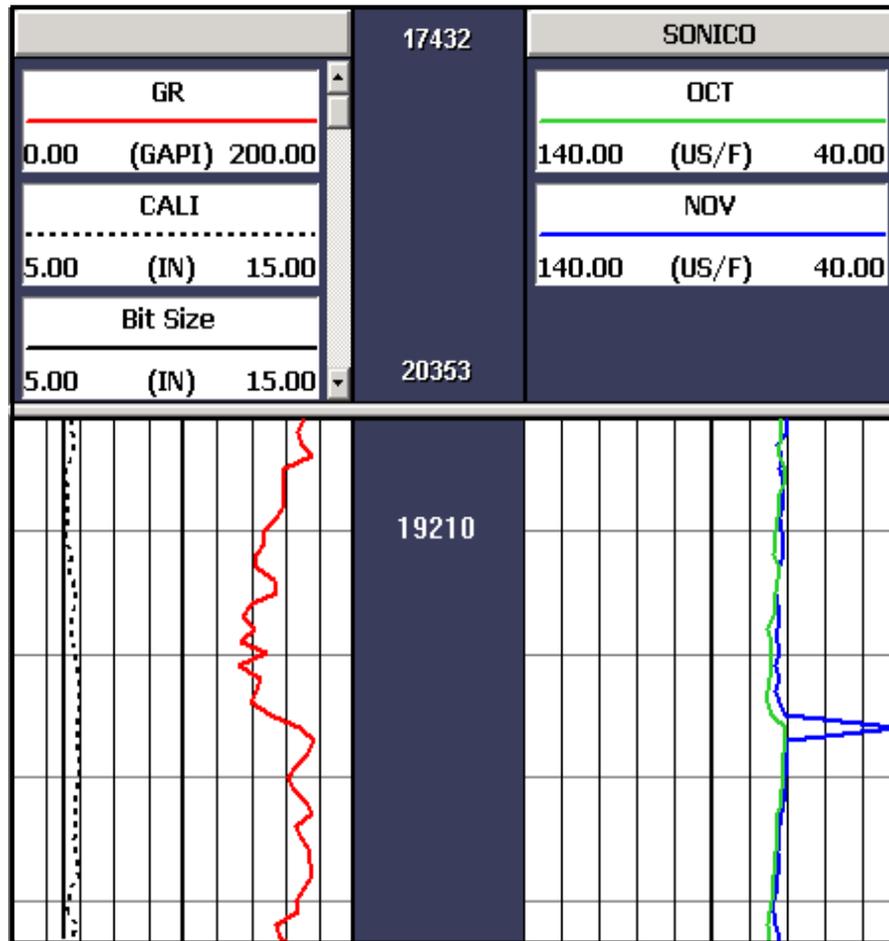


Fig 5.17 Registro Sónico en fechas diferentes. Profundidad de 19210 pies.

En la figura 5.17 se observa un pico de ruido (García, 1999), el cual se genera cuando los centralizadores de la herramienta rozan con la pared del hoyo, generando un pulso que llega al receptor antes de la llegada de la señal original, produciendo así un tiempo de transito más corto.

5.8. Análisis del Registro Sónico

Las variaciones encontradas en el registro sónico pueden ser atribuidas a un cambio de fluidos en intervalo arenoso.

Se puede notar que para el mes de Noviembre el tiempo de tránsito aumenta aproximadamente de unos 17 a 20 $\mu\text{s}/\text{pies}$, en las zonas identificadas con variaciones.

Para que este aumento de tiempo ocurra, debemos estar en presencia de un material diferente de la formación, que pueda ser capaz de atenuar la transmisión de la energía sónica, es decir, un fluido que haya disminuido su densidad, y esto suele ocurrir, en los gases, los cuales experimentan cambios de densidad significativos al producirse cambios en la temperatura y en la presión.

Es por esto, que una de las alternativas que cobra mayor fuerza en este análisis, es que el filtrado del lodo, a las temperaturas alcanzadas en el fondo del hoyo (420°F), haya cambiado su estado de la materia de líquido a gaseoso, o se encuentra en una etapa de transición.

Esto se asume debido a que en los análisis químicos realizados al lodo, una de sus propiedades evaluadas, la destilación, mostró un punto inicial y final de ebullición de 400 y 600 °F respectivamente, en condiciones normales de presión. Adicional a esto la presión del yacimiento a la profundidad de estudio es baja, por lo que el valor de temperatura de ebullición tendrá muy pocas variaciones en superficie o en el yacimiento.

Si esto es así, el filtrado del lodo al ser sometido a estas temperaturas hostiles, y presumir que cambió su estado de la materia, obtendríamos ahora un fluido menos denso dentro de la formación, y esto es lo que produce atenuaciones en el tiempo de tránsito a nivel de las arenas.

5.9. Gráficos de interrelación de los Registros Radioactivos

En la figura 5.19 se observa un gráfico de interrelación para el registro de rayos gamma. Entre los datos grabados en el mes de Octubre y los grabados en el mes de Noviembre, con una pendiente de la recta de correlación de $44,2^\circ$.

En este gráfico se puede observar que no hay cambios significativos en el registro de rayos gamma, solo algo de dispersión para los valores cercanos a los 200 API. Esto ocurre debido a que la mayor radioactividad se encuentra en estos niveles y absorción radioactiva es un proceso de ocurrencia variable.

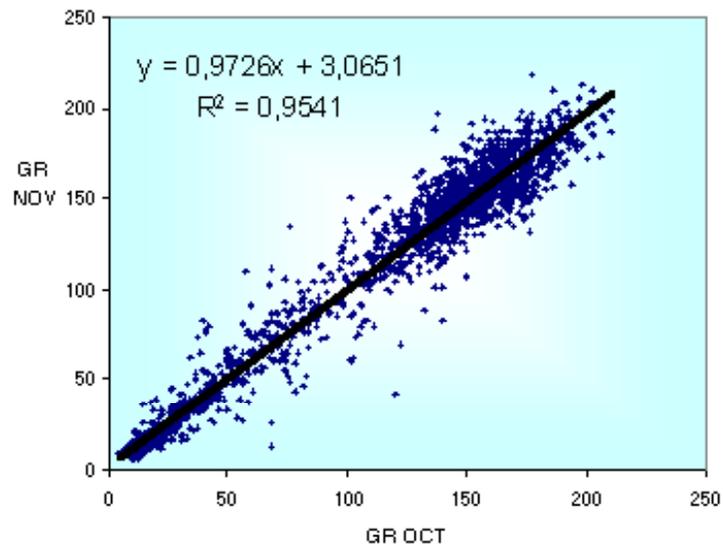


Fig. 5.19 Gráfico de interrelación para el registro Rayos Gamma

La figura 5.20 muestra un gráfico de interrelación para el registro densidad. La pendiente de la recta correlación es 42.44°.

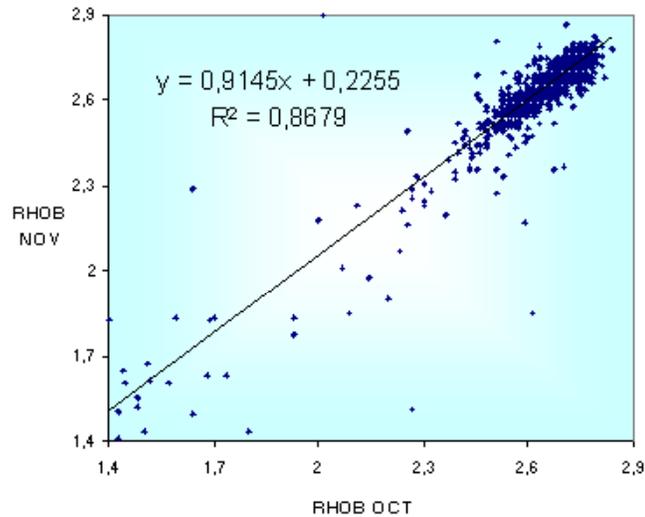


Fig. 5.20. Gráfico de interrelación para el registro Densidad

La figura 5.21 muestra un gráfico de interrelación para el efecto fotoeléctrico. La pendiente de la recta correlación es 40.86°

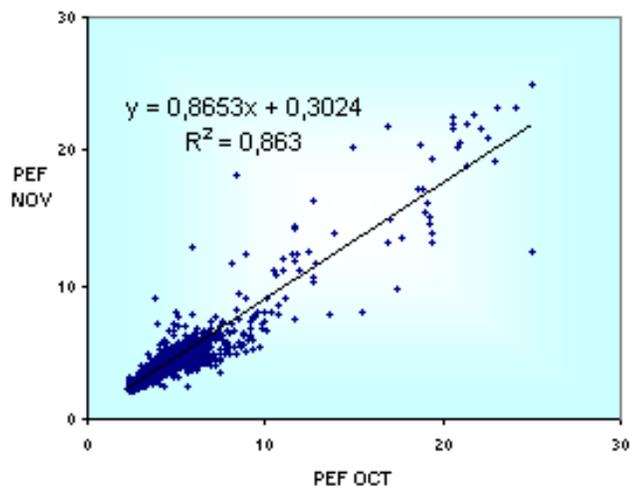


Fig. 5.21. Gráfico de interrelación para el Efecto Fotoeléctrico

La figura 5.22 muestra un gráfico de interrelación para el registro neutrón. La pendiente de la recta correlación es 44.36°

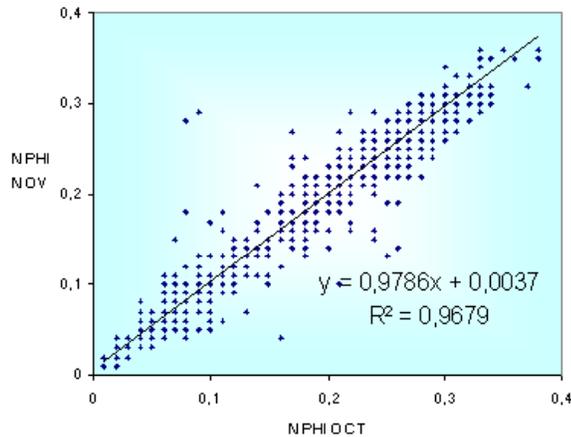


Fig. 5.22. Gráfico de interrelación para el registro Neutrón

Al observar las características de la pendiente y correlación de los distintos perfiles nucleares, se obtuvieron pendientes cercanas a los 45° y correlaciones por encima de 85%, por lo que los registros nucleares no presentan variaciones significativas a lo largo de la sección repetida.

5.10. Análisis de Repetibilidad

En lo que respecta al análisis de repetibilidad, se observa en las tablas 5.10 que los registros que tiene mayor desviación estándar son el de Rayos Gamma y el de Densidad, mientras que el que mejor repite es el registro Neutrón.

Tabla 5.10. Análisis de Repetibilidad.

	Media	Desviación típica
Rayos Gamma	-0,1363	1,7467
Neutrón	-0,0113	0,1845
Densidad	0,2403	1,5464

En el caso del registro de Rayos Gamma, se puede observar en el gráfico cruzado que hay mayor dispersión de los datos para valores altos de API, esto puede ocurrir por la radioactividad encontrada en las lutitas, que llagan a ser de hasta 190 API. Adicional a esto, la herramientas la absorción de rayos gamma es unidireccional, por lo que quizás al bajar la herramienta, ésta tomó diferentes azimut en las diferentes corridas, y esto aumenta las variaciones estadísticas.

En el Registro Densidad ocurre algo parecido al lo que ocurre en perfil de Rayos Gamma, ya que estas medidas también son unidireccionales, y pudo medir diferentes azimut en las diferentes corridas.

Adicional a esto, y como se verá en las figuras 5.23, 5.24, y 5.25, hay pequeños derrumbes, no mayores a 1 pulgada, que provocaron ligeras variaciones en el perfil densidad, por el orden de $0,05 \text{ gr/cm}^3$. Por lo que estos casos influyen en el análisis de repetibilidad.

El registro Neutrón, es el que mejor repite, y existen dos razones para que esto ocurra, una de ellas es que al tener bajas porosidades en la formación, las concentraciones de hidrógeno se encuentran en menos cantidad y se espera una alta rata de cuentas. Y por ende hay pocas variaciones estadísticas.

La otra razón, es que a diferencia del perfil de rayos gamma y el de densidad que las mediciones son unidireccionales, los neutrones son continuamente emitidos por una fuente radioactiva que viaja fuera en todas direcciones dentro de la formación, y por esto las variaciones estadísticas en el Neutrón son menores.

5.11. Intervalos con variación en los Registros Radioactivos

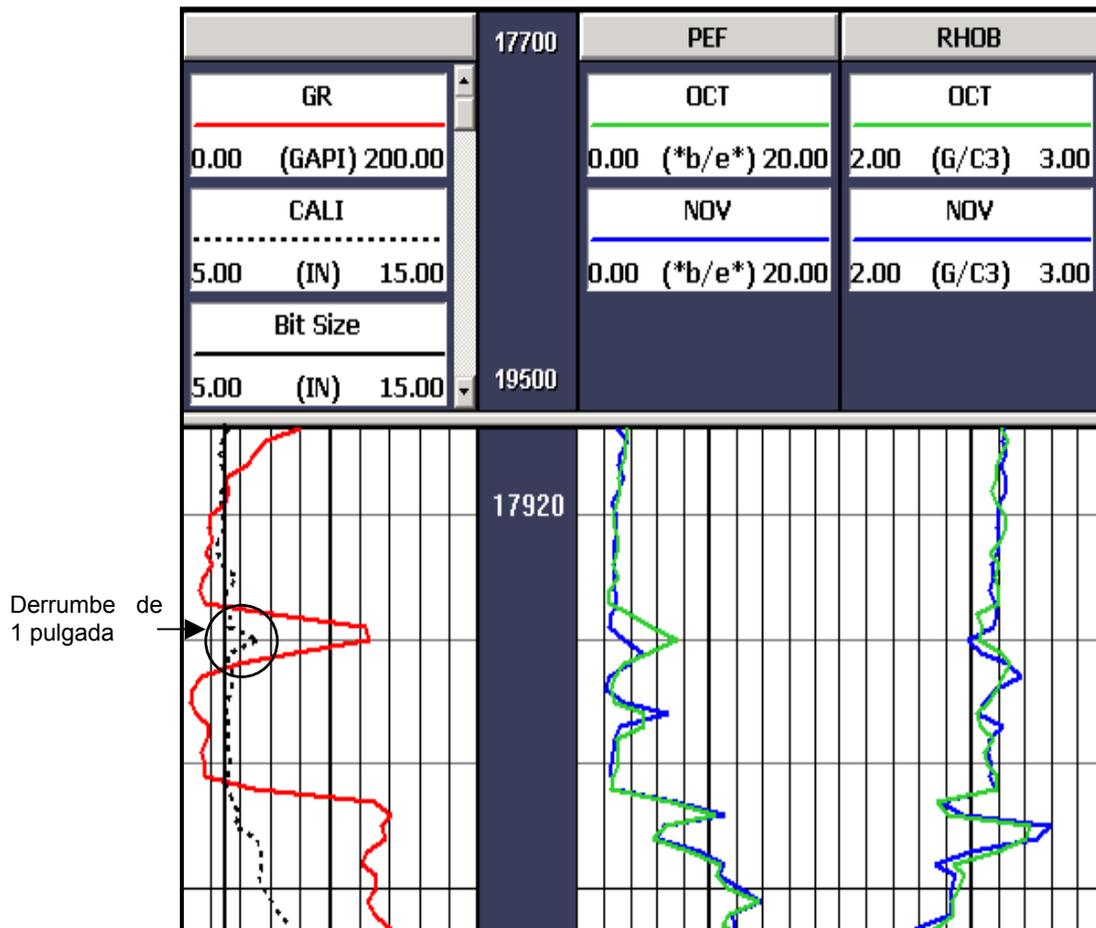


Fig 5.23 Registros PEF y RHOB en fechas diferentes. Profundidad 17920 pies.

El registro densidad y el efecto fotoeléctrico, presentan un salto producto de un derrumbe de 1'' figura 5.23 visualizado en el "caliper" a los 17930 pies de profundidad.

Esta variación se atribuye a la calidad y estabilidad del hoyo producto de los efectos operacionales de perforación sobre las formaciones.

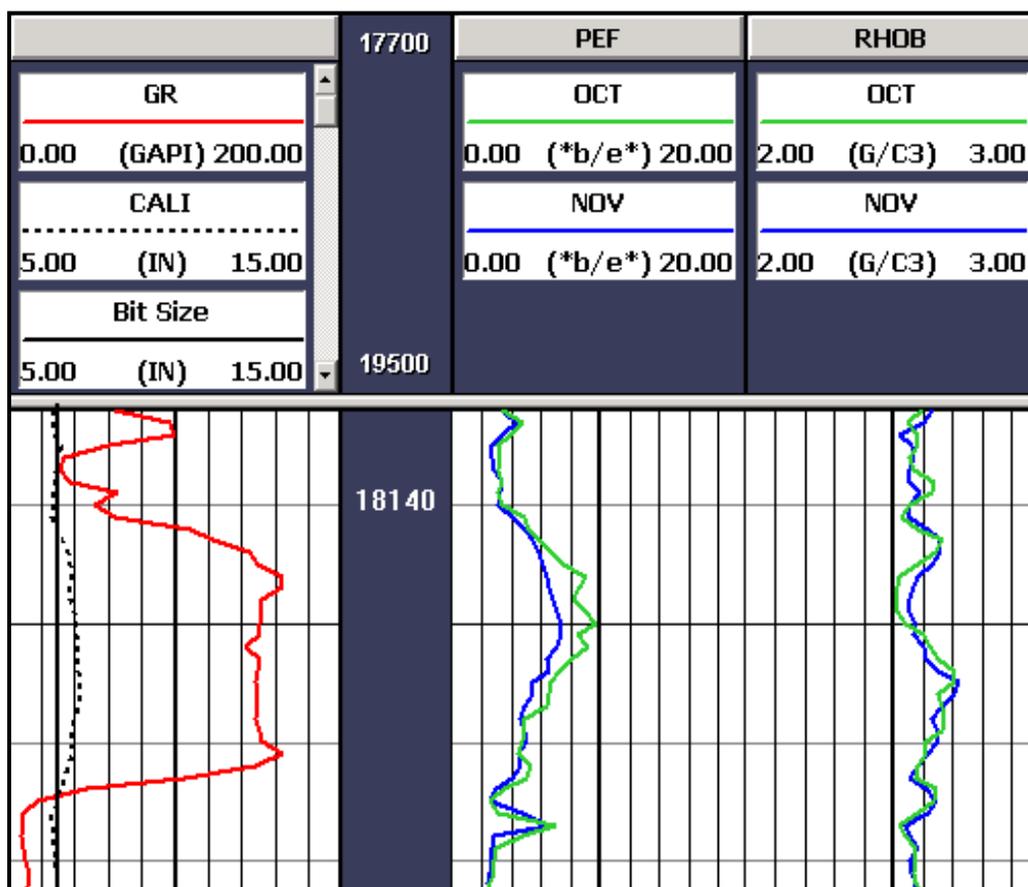


Fig 5.24 Registros PEF y RHOB en fechas diferentes. Profundidad 18140 pies.

El efecto fotoeléctrico mide el número atómico de los materiales. Es probable, que al momento de correr el registro en el mes de octubre el tamaño del hoyo era el mismo que el tamaño de la mecha. Como se puede ver en el “caliper”, hay un derrumbe de media pulgada, lo que hace disminuir el valor del numero atómico para estos pequeños derrumbes en el mes de noviembre, ver figura 5.24.

Pero al no correrse el “caliper” en el mes de octubre, no se tiene conocimiento si este ligero derrumbe estaba presente o no, para el momento de la primera corrida quedando así esta incertidumbre.

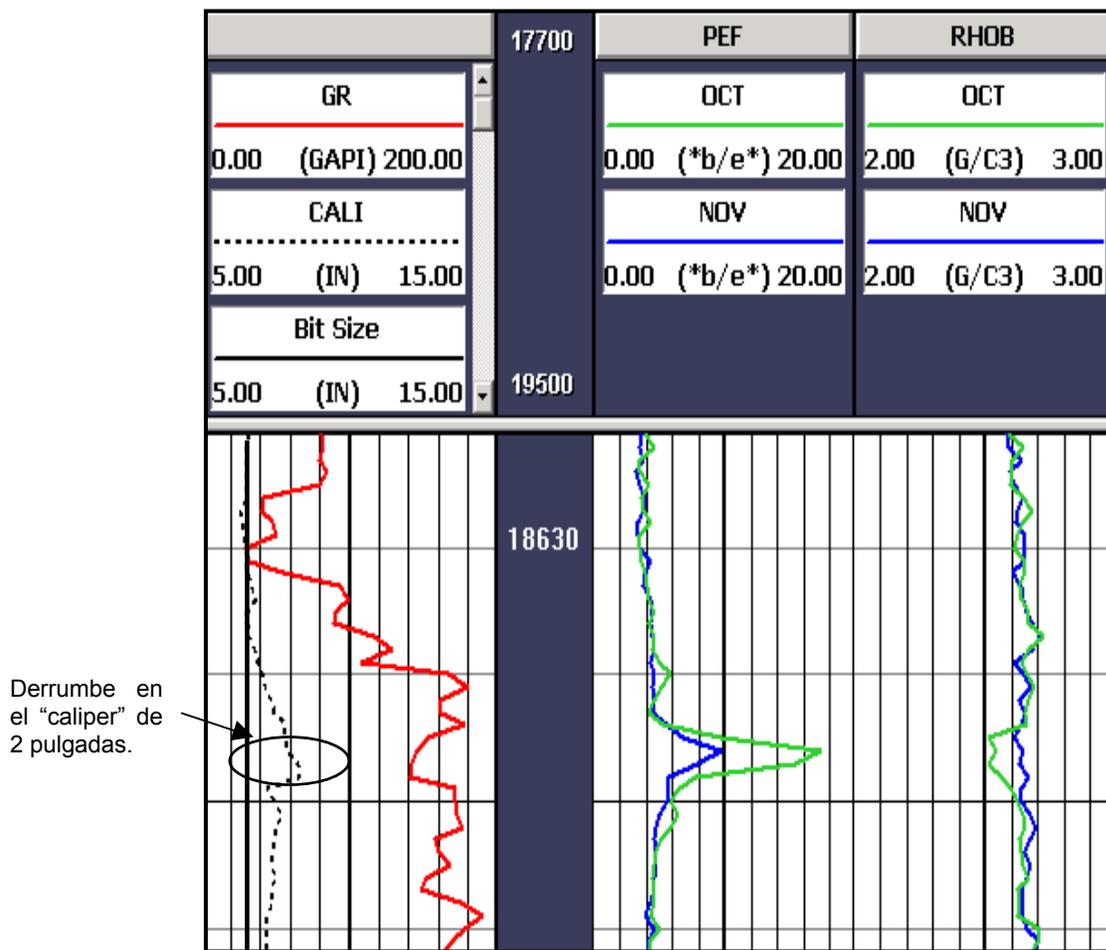


Fig 5.25 Registros PEF y RHOB en fechas diferentes. Profundidad 18630 pies.

Al igual que en la figura 5.23, el pico que se presenta en las curvas de densidad y efecto fotoeléctrico es producto de un derrumbe de 2'' visualizado en el "caliper".

En esta sección se observa algo de ruido en las curvas, lo que puede ser atribuido a la rugosidad del hoyo, y el efecto que esto tiene sobre herramientas de investigación somera.

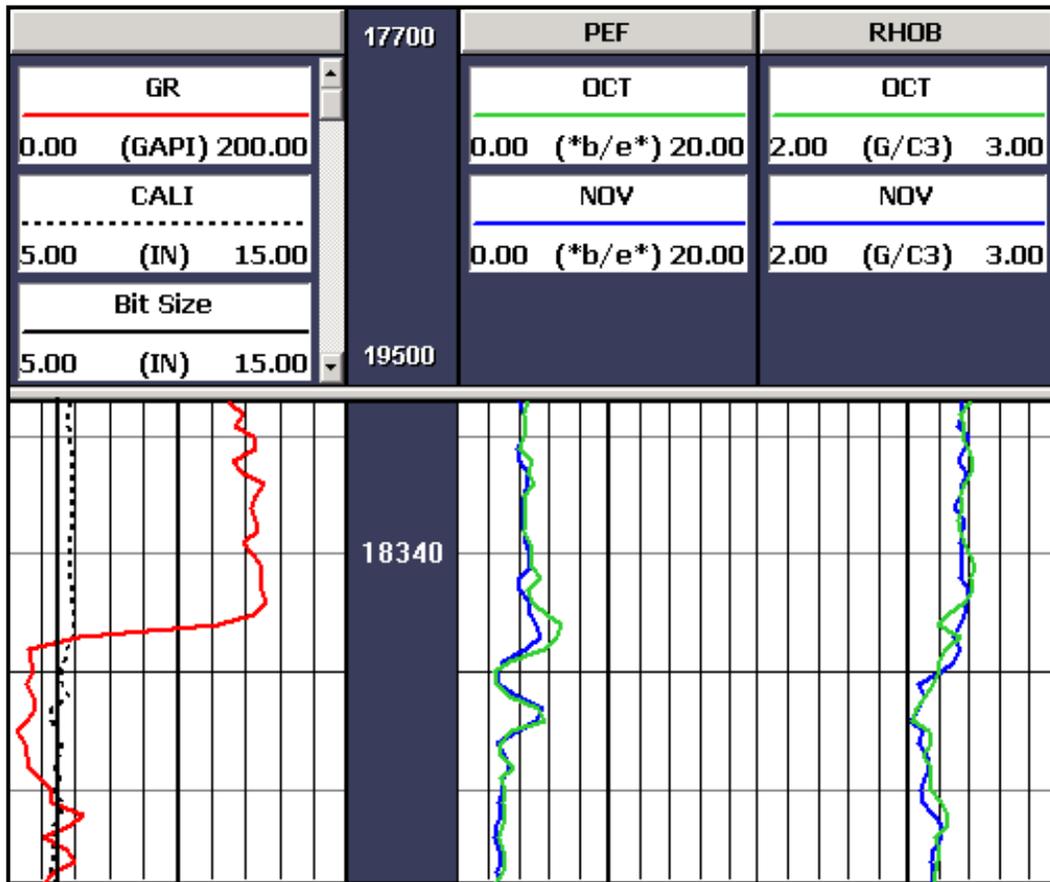


Fig 5.26 Registros PEF y RHOB en fechas diferentes. Profundidad 18140 pies.

Cuando hay cambio brusco en la litología, en el efecto fotoeléctrico se producen ligeros cambios, sin embargo, esto se observó en muy pocos casos a lo largo de toda la sección, ver figuras 5.26 y 5.27.

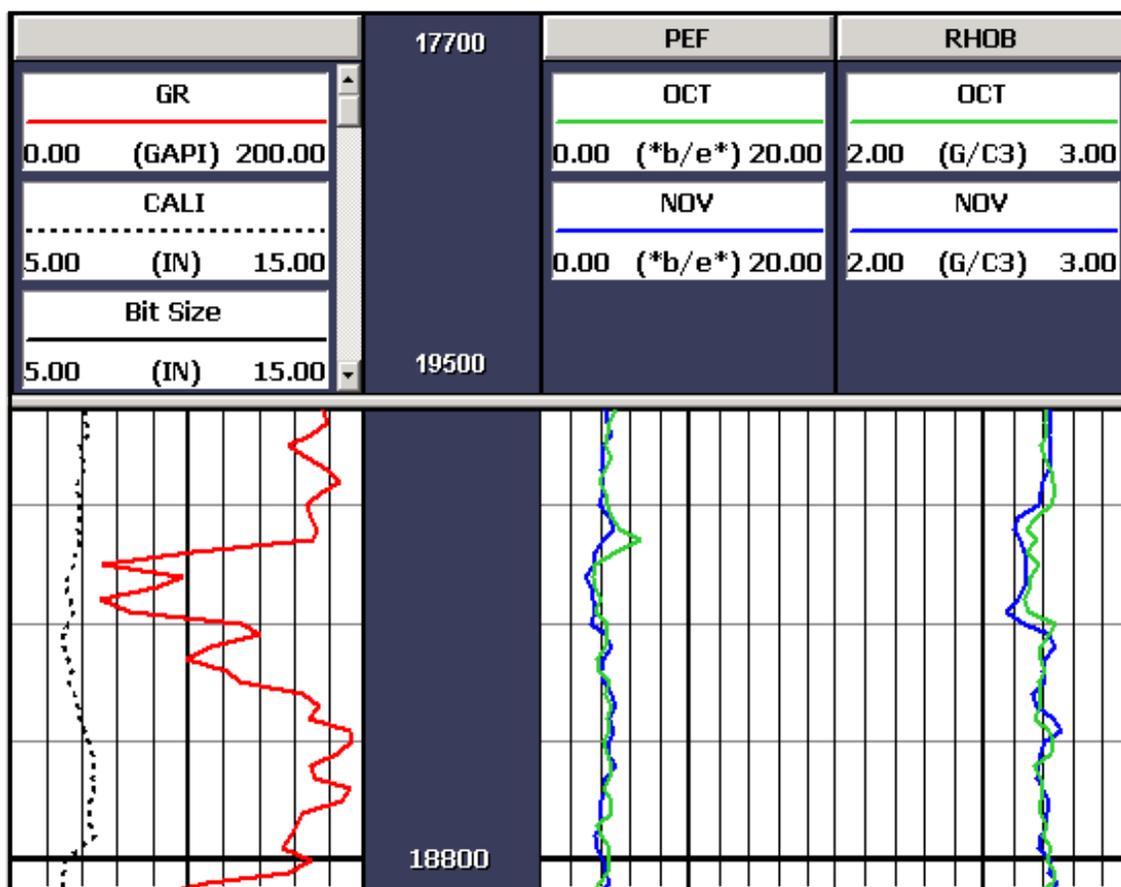


Fig 5.27 Registros PEF y RHOB en fechas diferentes. Profundidad 18800 pies.

Al igual que la figura 5.26, el efecto fotoeléctrico tiene una ligera variación con el cambio de litología.

En el caso del registro densidad estas variaciones también pueden ser atribuibles al cambio de litología.

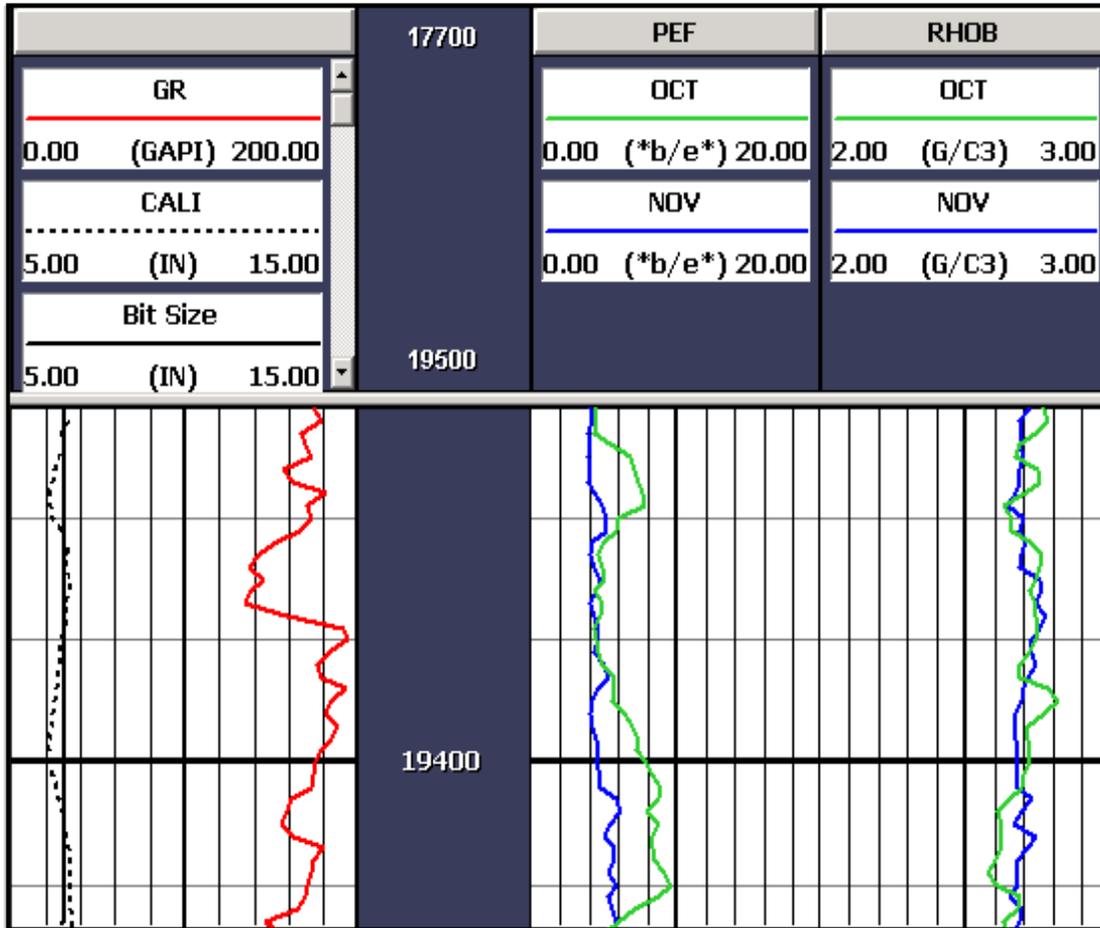


Fig 5.28 Registros PEF y RHOB en fechas diferentes. Profundidad 19400 pies.

Esta variación sólo se encuentra en los extremos de la sección repetida, y es producto de las primeras medidas tomadas en el momento en que se comienza a perfilar. Como se puede notar, la profundidad observada en la figura 5.28 es de 19400', y en el mes de octubre se comienza a registrar desde 19440'.

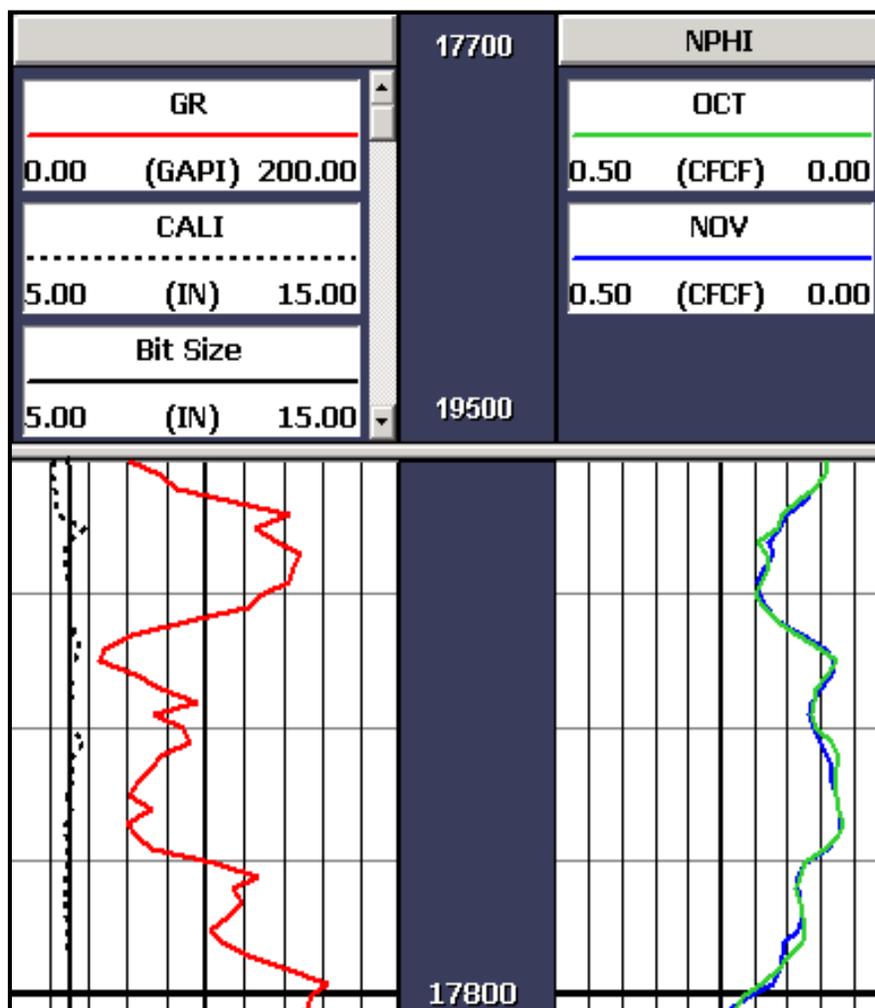


Fig 5.29 Registro Neutrón en fechas diferentes. Profundidad 17750 pies.

La herramienta neutrónica a lo largo de la sección repetida no presenta variaciones visuales, por lo que se puede decir que el tiempo de exposición no afecta las medidas, ni en las zonas porosas y permeables, ni en las que no lo son, además en las pruebas de repetibilidad, esta herramienta es la que presenta menor desviación estándar.

En las zonas donde el "caliper" muestran pequeños derrumbes, no mayor a 1" pulgada, las medidas no se ven afectadas como el registro densidad y efecto fotoeléctrico.

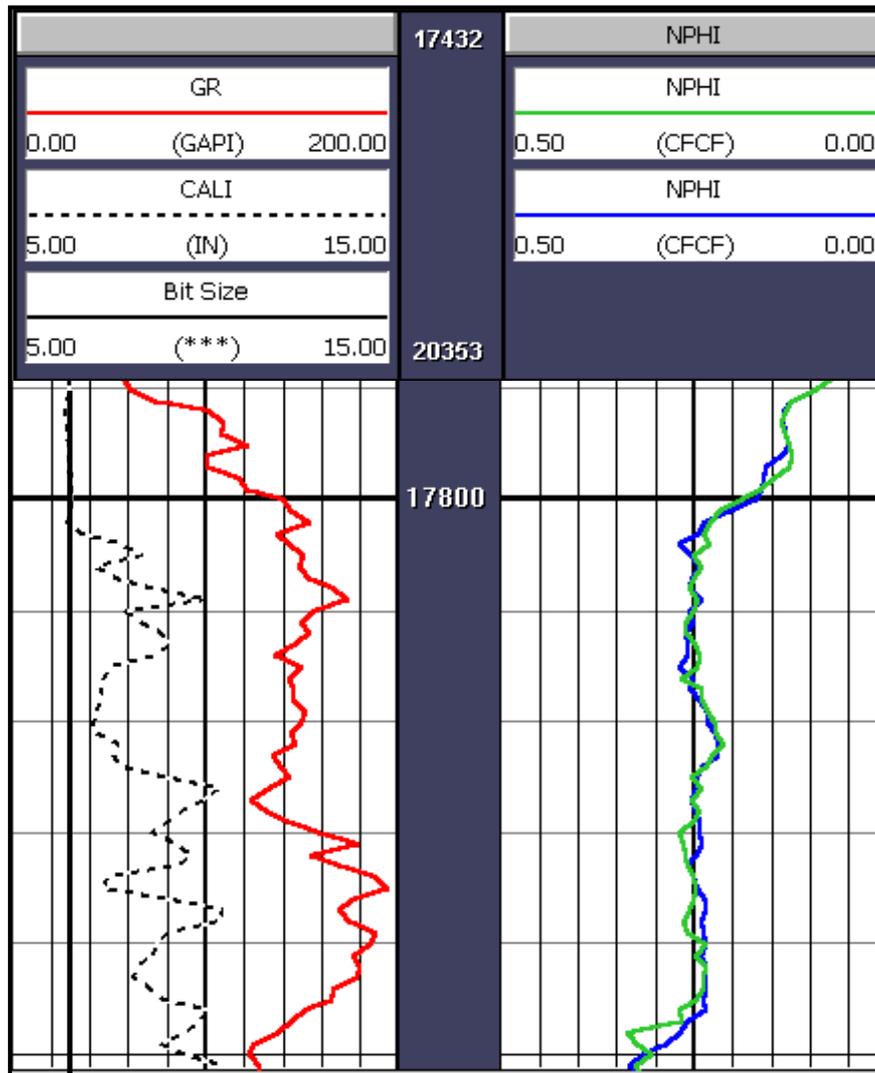


Fig 5.30 Registro Neutrón en fechas diferentes. Profundidad de 17800 pies.

En las zonas donde el “caliper” muestra un derrumbes de aproximadamente 10 ½” (máxima apertura de la herramienta), las medidas neutrónicas no se ven afectadas, ver figura 5.22. Sin embargo, no se tiene conocimiento de la existencia del derrumbe en el mes de octubre debido a que no se corrió el “caliper” en esa fecha. Por lo tanto, se genera incertidumbre en el análisis de esta sección, ya que las herramientas neutrónicas poseen un pequeño radio de investigación y sólo investiga un volumen cercano a las paredes del hoyo.

5.12. Análisis de variaciones de los Registros Radioactivos.

Las curvas de índole radioactivos, Rayos Gamma, Neutrón, Densidad y Efecto Fotoeléctrico, presentan muy pocas variaciones a lo largo de toda la sección.

Lo que quiere decir, que los efectos que se producen en la formación debido al filtrado de lodo, que penetra en la formación y la parte sólida del lodo que se deposita en la pared del pozo generando revoque, ejercen poca influencia sobre las respuestas de estos registros.

Por otro lado, los efectos operacionales parecieran tienen un mayor impacto sobre estas curvas, ya que a medida que avanzan las operaciones, las formaciones atravesadas van sufriendo cambios, tales como derrumbes en formaciones poco consolidadas, el desplazamiento del revoque y desgaste de la pared del hoyo que se producen al sacar y meter la mecha de perforación, lo que deja como consecuencia un hoyo más rugoso.

Otro de los aspectos importantes a mencionar, es que las reacciones nucleares son de carácter estadístico, debido a que la desintegración y absorción radioactiva es un proceso de ocurrencia variable, por lo que el ruido encontrado a lo largo de las curvas radioactivas es debido a este fenómeno.

5.13 Análisis de los registros luego de un mes de exposición de hoyo

Cuando se analizan los perfiles en conjunto, se observó que el impacto que generó el tiempo de exposición del hoyo, está directamente asociado con el lodo de perforación y los fluidos presentes en la formación.

Estos fluidos que están afectando los perfiles, son el filtrado del lodo, que contaminó la zona próxima a la pared del hoyo, y el agua de formación, la cual se encontraba en forma de vapor de agua. No se encontró evidencia de otro fluido en las pruebas de producción del pozo.

Estos fluidos que se desplazan en la formación, sólo están afectando los perfiles Resistivos y el perfil Sónico, mientras que los registros radioactivos se ven muy

poco afectados. En el caso particular del Densidad-Neutrón, quizás no se están reflejando cambios, por las bajas porosidades encontradas, entre 3% y 5%.

En lo que respecta a la calidad del hoyo, el “caliper” muestra, un hoyo de buena calidad, promedio de hoyo 6.8´´. Sólo se aprecia un derrumbe entre 17800´-17900´, hasta 10.5´´ (máxima apertura de la herramienta). Y algunas arenas (60% del total) muestran cierto revoque (hasta 0.5´´), dando indicios de movilidad de los fluidos.

CAPITULO 6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 Conclusiones

- La herramienta inducción es la que presenta mayor variación a lo largo de la sección repetida. Esta variación está asociada al fluido de perforación, el cual en un primer momento invade la formación y posteriormente la abandona, por la presión ejercida en el yacimiento. Esto ocurre por las altas temperaturas encontradas y que pudo afectar la viscosidad y el estado de la materia del lodo, y obtener entonces una mejor fluidez para desplazarse por el espacio poral.
- Las variaciones encontradas en el registro sónico pueden atribuirse a una sustitución de fluidos a nivel de las arenas. Este fluido sustituto se asocia al filtrado lodo, el cual probablemente pudo ver afectado su viscosidad y su estado de la materia de líquido a gaseoso o está en una etapa de transición, por lo que se produce atenuación del tiempo de tránsito y en algunos caso saltos de ciclo, para la corrida del mes de noviembre.
- El registro de rayos gamma no presentó variación a lo largo de la sección repetida, obteniéndose mayor dispersión de los datos en las zonas definidas como lutitas debido a la alta radioactividad encontrada y a las variaciones estadísticas que éstas presentan.
- El registro densidad y efecto fotoeléctrico no presentaron variaciones significativas a lo largo de la sección repetida, y las ligeras variaciones encontradas se atribuyen a pequeños derrumbes (menores a 1 pulgada) y a la calidad del hoyo.
- El registro neutrón es el que mejor repite tanto en las arenas como en las lutitas, y el que tiene un mayor coeficiente de correlación de sus datos (98%).

- El impacto que generó el tiempo de exposición del hoyo, sobre la interpretación de los perfiles, está directamente asociado con el lodo de perforación y los fluidos presentes en la formación.

6.2 Recomendaciones

- Realizar perfiles de invasión en las arenas, en la cual se involucren parámetros como la resistividad, porosidad, permeabilidad, etc., para tener un mejor conocimiento de la zona lavada, zona de transición y zona virgen.

- Efectuar pruebas de laboratorio donde se someta al filtrado del lodo a temperaturas mayores de 420° F, para ver el comportamiento de sus propiedades y del estado de la materia.

- Correr en pozos similares y para futuros estudios, el registro “caliper” en fechas diferentes, para evitar incertidumbre a la hora de evaluar los resultados de los perfiles de investigación somera.

CAPITULO 7 BIBLIOGRAFÍA

AGUASUELOS INGENIERÍA. (1991) **Modernización de los datos geológicos en el frente de montaña de la Serranía del Interior del Noreste de Venezuela.**

Informe interno preparado por Stephan, J., Macsotay, O., Vivas, V., Camacho, A., Beck, C., Renard, M., Saint-Marc, P., Ivaldi, J., and Muller, C., para Corpoven, S.A.

ANKA A., ZAHIE A., BLANCO B., PÉREZ C., CHIGNÉ N. (1998). **Evaluación y modelaje del potencial generador de hidrocarburo en las secuencias terciarias del norte de Anzoátegui.** Informe Técnico PDVSA – INTEVEP. Inédito.

AYMARD R, PIMENTEL P, NAVARRO J, MIJARES J, PEREIRA (1990) **Geological Integration and evaluation of Nothern Monagas, Eastern Venezuelan Basin** en: Brook, J. Ed. Classic petroleum provinces, Geological Society of London Special Publication N° 50, p 37-53.

BAIRD T, DRUMMON R (1998) **High-Pressure, High-Temperature Well Logging, Perforating and Testing.** Oilfield Review. Summer 1998.

BASSIOUNI Z. (1994) **Theory, Measurement, and Interpretation of Well logs.** Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers, Richardson, Texas, p.372.

BATEMAN R (1988) **Introduction to well Logging Petroleum Geology** publication GL401. p 325.

BATEMAN R (1991) **Well logging tools and techniques** Petroleum Geology. publication GL402. p 242.

CHIGNE N., BLANCO B., GIRALDO C. & RODRÍGUEZ W. (200) ***Evaluación Petrolífera del Norte de Guárico y Anzoátegui***. Informe Interno de PDVSA E y P, Inédito.

COELLO H. (1991) ***Fundamentos de perfiles en hoyo abierto***. Fundación Laboratorio de servicios técnicos petroleros - Universidad del Zulia. p 132.

DI CROCE J. (1995) ***Eastern Venezuela Basin: Sequence Stratigraphy and Structural Evolution***. Rice University Texas 225 p.

FIGUEROA M, (1999) ***Caracterización del miembro medio / superior de la formación Naricual en el sector del campo el Furrial***. Trabajo Especial de Grado, Universidad Central de Venezuela.

GARCÍA, Eduardo (1999) ***Curso básico de perfiles de pozo en Hoyo Desnudo***. CIED PDVSA, Puerto La Cruz 200 p.

GONZÁLEZ DE JUANA, C., ITURRALDE, J., PICARD, X. (1980). ***Geología de Venezuela y de sus Cuencas Petrolíferas***. Editorial Foninves. Caracas, Venezuela

HAYASHIN, L. (1974) ***Elementos de Muestreo y Correlación***. Texto Universitario.

HOWARD, Ch. (1990) ***Statistic step by step***. Editorial Trilla. México.

HUNG J, (1997) ***Evaluación de Formaciones*** PDVSA Cied.

MURANY, E. (1972) ***Tectonic basins for Anaco Fault, Eastern Venezuela***. The American Association of Petroleum Geologists Bulletin.

PARNAUD (1995) ***Petroleum Geology of the Central part of the Eastern Venezuela Basin***. Memoria 62 de la AAPG.

PECHE J. (2002) ***Generación de registros sintéticos con base en el análisis de atributos petrofísicos en el campo Socororo, Edo. Anzoátegui***. Trabajo especial de grado. Universidad Central de Venezuela.

PEÑA Y.; ROJAS S., (2002) ***Estudio Sedimentológico y Diagenético al norte del Estado Anzoátegui en la Sección Oligoceno-Mioceno***. Trabajo Especial de Grado, Universidad de los Andes.

PHILIPPE, Theys (1994) ***A serious look at repeat sections*** SPWLA 35th Annual Logging Symposium, June 19-22. Houston-Texas.

PHILIPPE, Theys (1999) ***Log data acquisition and quality control***. Editions Techip, Second Editions. Paris, Francia.

SALVADOR, A.; ROSALES, H. (1960) ***Guía de la excursión A-3, Jusepín-Cumana***. Boletín de geología. Publicación especial. Venezuela. Dirección de geología. Caracas, Venezuela.

SIERRA, R. (1994) ***Análisis Estadístico Multivariable***. Editorial Paraninfo. Madrid, España.

STEPHAN, J. F. (1990). ***Modernización de datos geológicos en el Frente de Montaña: Levantamiento***. Informe Técnico de Corpoven. Inédito.

STOUFER, S. (1996) ***Caracterización geoquímica de crudos de los frentes de deformación y áreas adyacentes entre Guárico y Anzoátegui***. PETROBRAS-PDVSA.

WALPOLE R., FREUND J. (1990) ***Estadística aplicada con aplicaciones***. Editorial Prentice-Hall. Mexico.

WATT H. (1974) ***El Perfil de Inducción***. Dresser Atlas, p 20.

WICHMANN p. (1974) ***El Perfil Acústico***. Dresser Atlas, p 13.

YAY Demore (1998) ***Probability and Statistics for Engineering and the Science***. Editorial International Thomsom. 4ta edición. Universidad Politécnica de California.

YORIS F., OSTOS M. (1997) ***Evaluación de Pozos: Geología de Venezuela***. Schlumberger, WEC.

Código Estratigráfico de Venezuela: www.pdv.com/lexico

www.schlumberger.com

APÉNDICE A Tablas de distribución F

Tabla A-1 Distribución de F crítico para un nivel de significación de 5% ($\alpha=0.05$), donde n_1 y n_2 representan de libertad asociados a las estimaciones mayores y menores de la varianza

$n_2 \backslash n_1$	1	2	3	4	5	6	8	12	24	∞
1	161.4	199.5	215.7	224.6	230.2	234.0	238.9	243.9	249.0	254.3
2	18.51	19.00	19.16	19.25	19.30	19.33	19.37	19.41	19.45	19.50
3	10.13	9.55	9.28	9.12	9.01	8.94	8.84	8.74	8.64	8.53
4	7.71	6.94	6.59	6.39	6.26	6.16	6.04	5.91	5.77	5.63
5	6.61	5.79	5.41	5.19	5.05	4.95	4.82	4.68	4.53	4.36
6	5.99	5.14	4.76	4.53	4.39	4.28	4.15	4.00	3.84	3.67
7	5.59	4.74	4.35	4.12	3.97	3.87	3.73	3.57	3.41	3.23
8	5.32	4.46	4.07	3.84	3.69	3.58	3.44	3.28	3.12	2.93
9	5.12	4.26	3.86	3.63	3.48	3.37	3.23	3.07	2.90	2.71
10	4.96	4.10	3.71	3.48	3.33	3.22	3.07	2.91	2.74	2.54
11	4.84	3.98	3.59	3.36	3.20	3.09	2.95	2.79	2.61	2.40
12	4.75	3.88	3.49	3.26	3.11	3.00	2.85	2.69	2.50	2.30
13	4.67	3.80	3.41	3.18	3.02	2.92	2.77	2.60	2.42	2.21
14	4.60	3.74	3.34	3.11	2.96	2.85	2.70	2.53	2.35	2.13
15	4.54	3.68	3.29	3.06	2.90	2.79	2.64	2.48	2.29	2.07
16	4.49	3.63	3.24	3.01	2.85	2.74	2.59	2.42	2.24	2.01
17	4.45	3.59	3.20	2.96	2.81	2.70	2.55	2.38	2.19	1.96
18	4.41	3.55	3.16	2.93	2.77	2.66	2.51	2.34	2.15	1.92
19	4.38	3.52	3.13	2.90	2.74	2.63	2.48	2.31	2.11	1.88
20	4.35	3.49	3.10	2.87	2.71	2.60	2.45	2.28	2.08	1.84
21	4.32	3.47	3.07	2.84	2.68	2.57	2.42	2.25	2.05	1.81
22	4.30	3.44	3.05	2.82	2.66	2.55	2.40	2.23	2.03	1.78
23	4.28	3.42	3.03	2.80	2.64	2.53	2.38	2.20	2.00	1.76
24	4.26	3.40	3.01	2.78	2.62	2.51	2.36	2.18	1.98	1.73
25	4.24	3.38	2.99	2.76	2.60	2.49	2.34	2.16	1.96	1.71
26	4.22	3.37	2.98	2.74	2.59	2.47	2.32	2.15	1.95	1.69
27	4.21	3.35	2.96	2.73	2.57	2.46	2.30	2.13	1.93	1.67
28	3.20	3.34	2.95	2.71	2.56	2.44	2.29	2.12	1.91	1.65
29	4.18	3.33	2.93	2.70	2.54	2.43	2.28	2.10	1.90	1.64
30	4.17	3.32	2.92	2.69	2.53	2.42	2.27	2.09	1.89	1.62
40	4.08	3.23	2.84	2.61	2.45	2.34	2.18	2.00	1.79	1.51
60	4.00	3.15	2.76	2.52	2.37	2.25	2.10	1.92	1.70	1.39
120	3.92	3.07	2.68	2.45	2.29	2.17	2.02	1.83	1.61	1.25
∞	3.84	2.99	2.60	2.37	2.21	2.09	1.94	1.75	1.52	1.00

Tabla A-2 Distribución de F crítico para un nivel de significación de 1% ($\alpha=0.01$), donde n_1 y n_2 representan de libertad asociados a las estimaciones mayores y menores de la varianza

$n_2 \backslash n_1$	1	2	3	4	5	6	8	12	24	∞
1	4052	4999	5403	5625	5764	5859	5981	6106	6234	6366
2	98.49	99.01	99.17	99.25	99.30	99.33	99.36	99.42	99.46	99.50
3	34.12	30.81	29.46	28.71	28.24	27.91	27.49	27.05	26.60	26.12
4	21.20	18.00	16.69	15.98	15.52	15.21	14.80	14.37	13.93	13.46
5	16.26	13.27	12.06	11.39	10.97	10.67	10.27	9.89	9.47	9.02
6	13.74	10.92	9.78	9.15	8.75	8.47	8.10	7.72	7.31	6.88
7	12.25	9.55	8.45	7.85	7.46	7.19	6.84	6.47	6.07	5.65
8	11.26	8.65	7.59	7.01	6.63	6.37	6.03	5.67	5.28	4.86
9	10.56	8.02	6.99	6.42	6.06	5.80	5.47	5.11	4.73	4.31
10	10.04	7.56	6.55	5.99	5.64	5.39	5.06	4.71	4.33	3.91
11	9.65	7.20	6.22	5.67	5.32	5.07	4.74	4.40	4.02	3.60
12	9.33	6.93	5.95	5.41	5.06	4.82	4.50	4.16	3.78	3.36
13	9.07	6.70	5.74	5.20	4.86	4.62	4.30	3.96	3.59	3.16
14	8.86	6.51	5.56	5.03	4.69	4.46	4.14	3.80	3.43	3.00
15	8.68	6.36	5.42	4.89	4.56	4.32	4.00	3.67	3.29	2.87
16	8.53	6.23	5.29	4.77	4.44	4.20	3.89	3.55	3.18	2.75
17	8.40	6.11	5.18	4.67	4.34	4.10	3.79	3.45	3.08	2.65
18	8.28	6.01	5.09	4.58	4.25	4.01	3.71	3.37	3.00	2.57
19	8.18	5.93	5.01	4.50	4.17	3.94	3.63	3.30	2.92	2.49
20	8.10	5.85	4.94	4.43	4.10	3.87	3.56	3.23	2.86	2.42
21	8.02	5.78	4.87	4.37	4.04	3.81	3.51	3.17	2.80	2.36
22	7.94	5.72	4.82	4.31	3.99	3.76	3.45	3.12	2.75	2.31
23	7.88	5.66	4.76	4.26	3.94	3.71	3.41	3.07	2.70	2.26
24	7.82	5.61	4.72	4.22	3.90	3.67	3.36	3.03	2.66	2.21
25	7.77	5.57	4.68	4.18	3.86	3.63	3.32	2.99	2.62	2.17
26	7.72	5.53	4.64	4.14	3.82	3.59	3.29	2.96	2.58	2.13
27	7.68	5.49	4.60	4.11	3.78	3.56	3.26	2.93	2.55	2.10
28	7.64	5.45	4.57	4.07	3.75	3.53	3.23	2.90	2.52	2.06
29	7.60	5.42	4.54	4.04	3.73	3.50	3.20	2.87	2.49	2.03
30	7.56	5.39	4.51	4.02	3.70	3.47	3.17	2.84	2.47	2.01
40	7.31	5.18	4.31	3.83	3.51	3.29	2.99	2.66	2.29	1.80
60	7.08	4.98	4.13	3.65	3.34	3.12	2.82	2.50	2.12	1.60
120	6.85	4.79	3.95	3.48	3.17	2.96	2.66	2.34	1.95	1.38
∞	6.64	4.60	3.78	3.32	3.02	2.80	2.51	2.18	1.79	1.00

APÉNDICE B Variaciones del arreglo Inducción

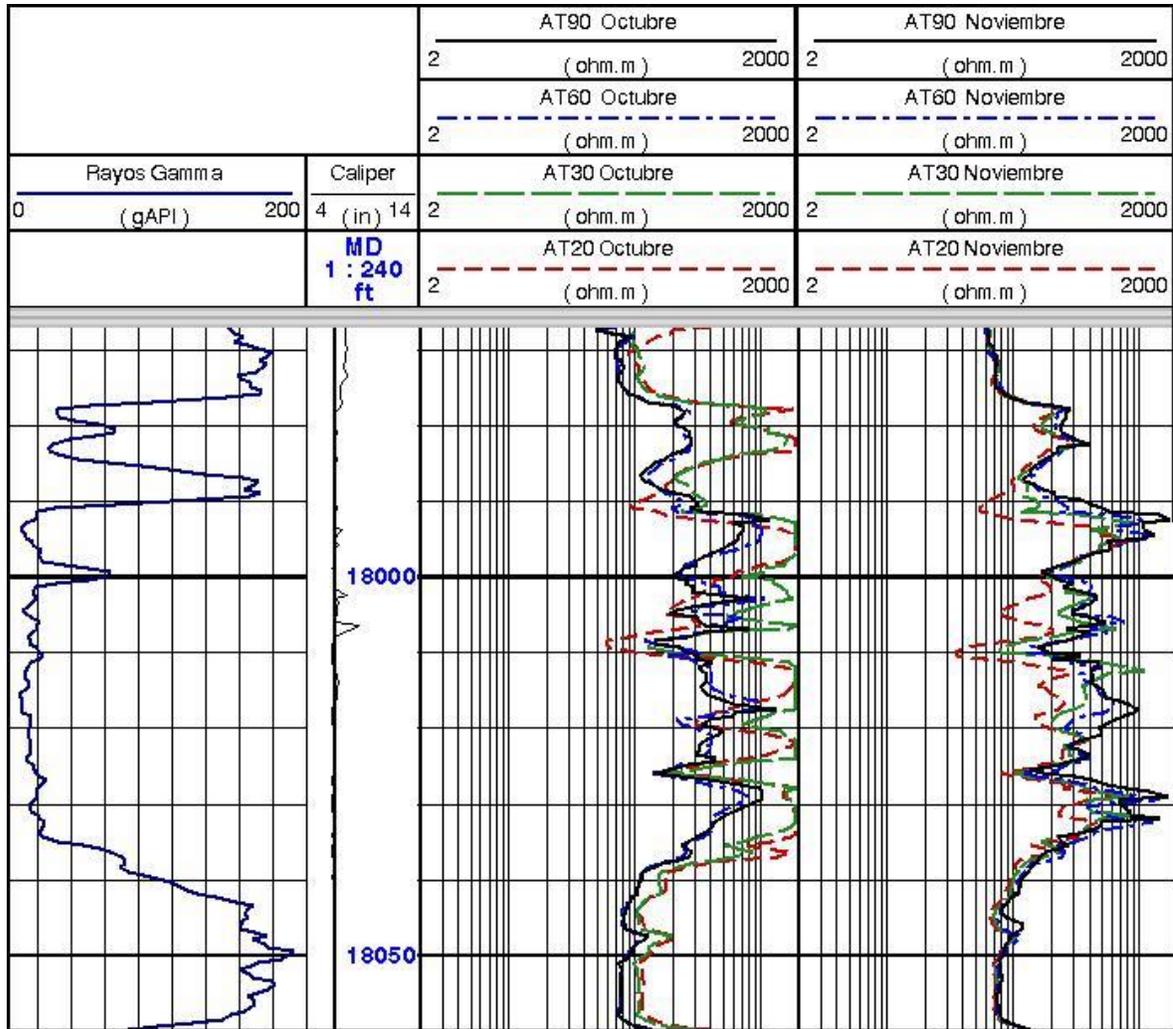


Fig. B-1 Registro Inducción en fechas diferentes, en la arena 2

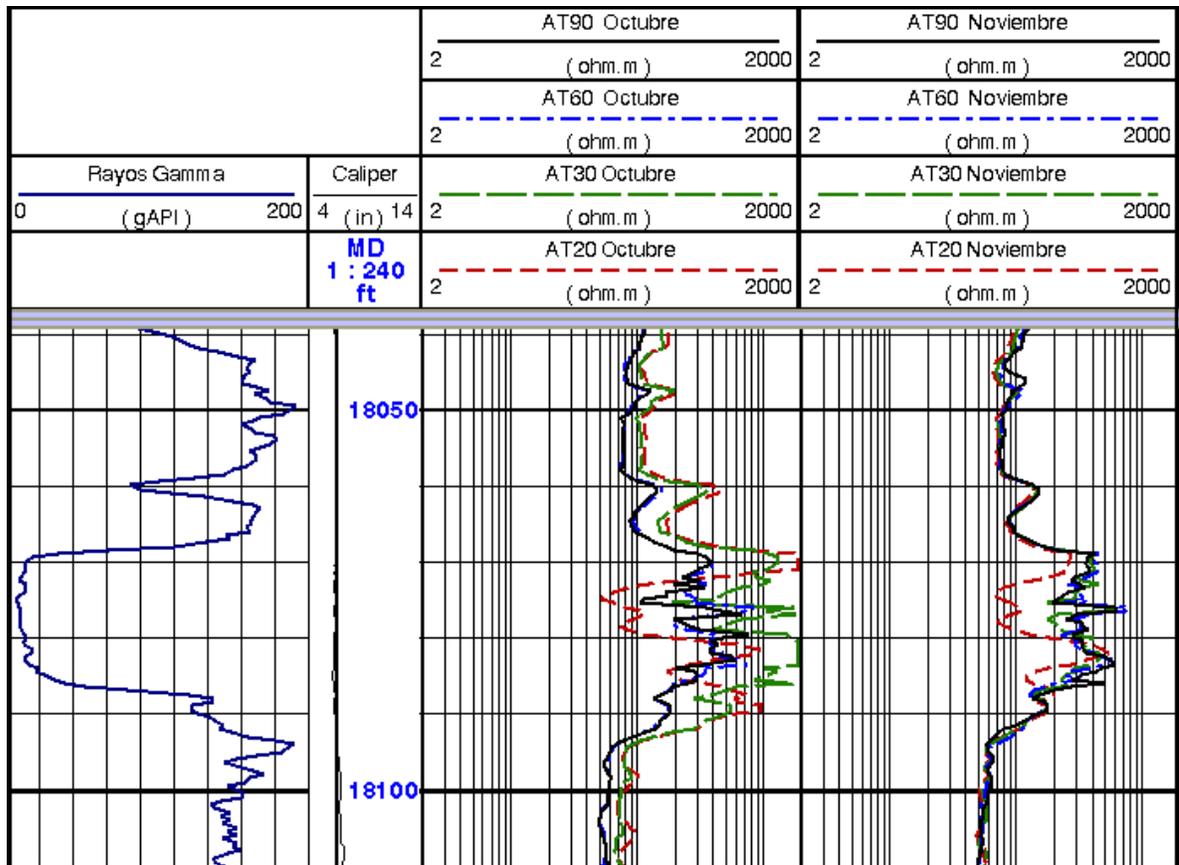


Fig. B-2 Registro Inducción en fechas diferentes, en la arena 3

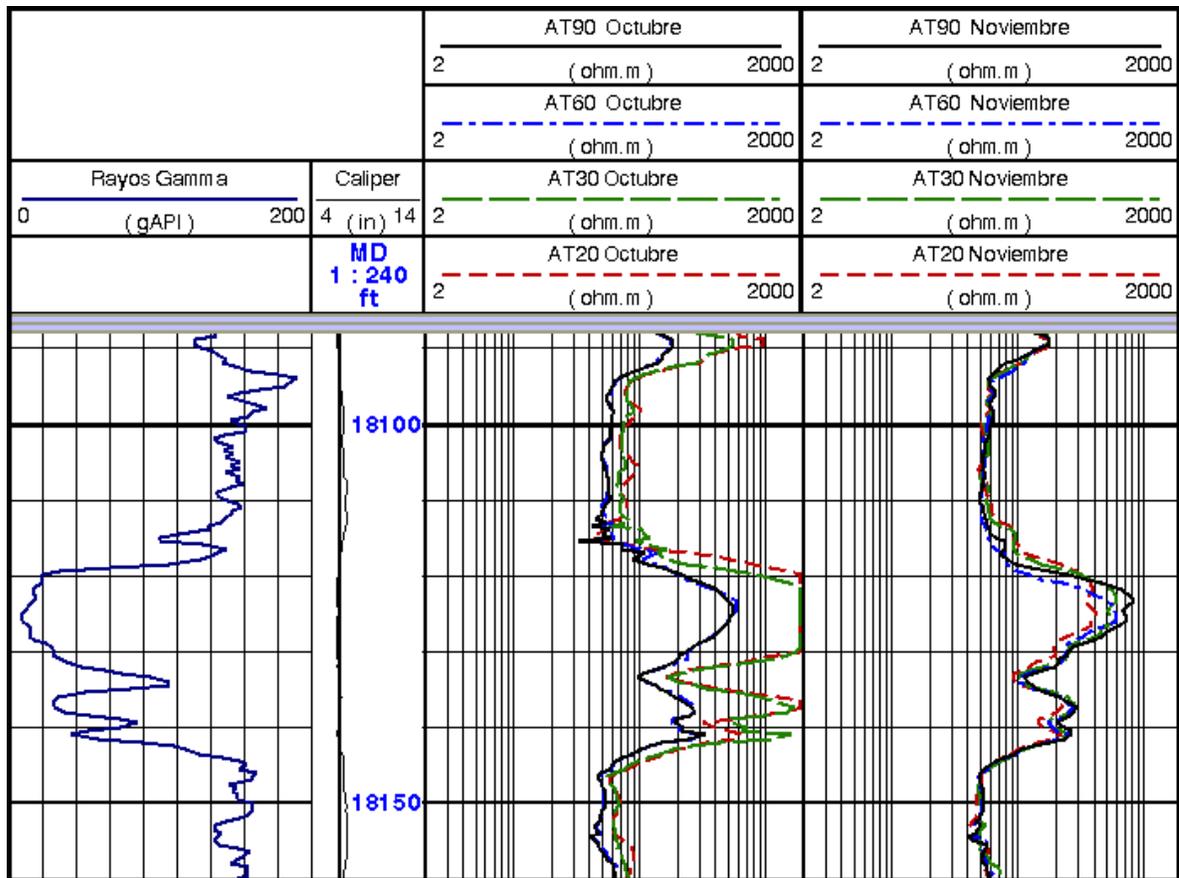


Fig. B-3 Registro Inducción en fechas diferentes, en la arena 4.

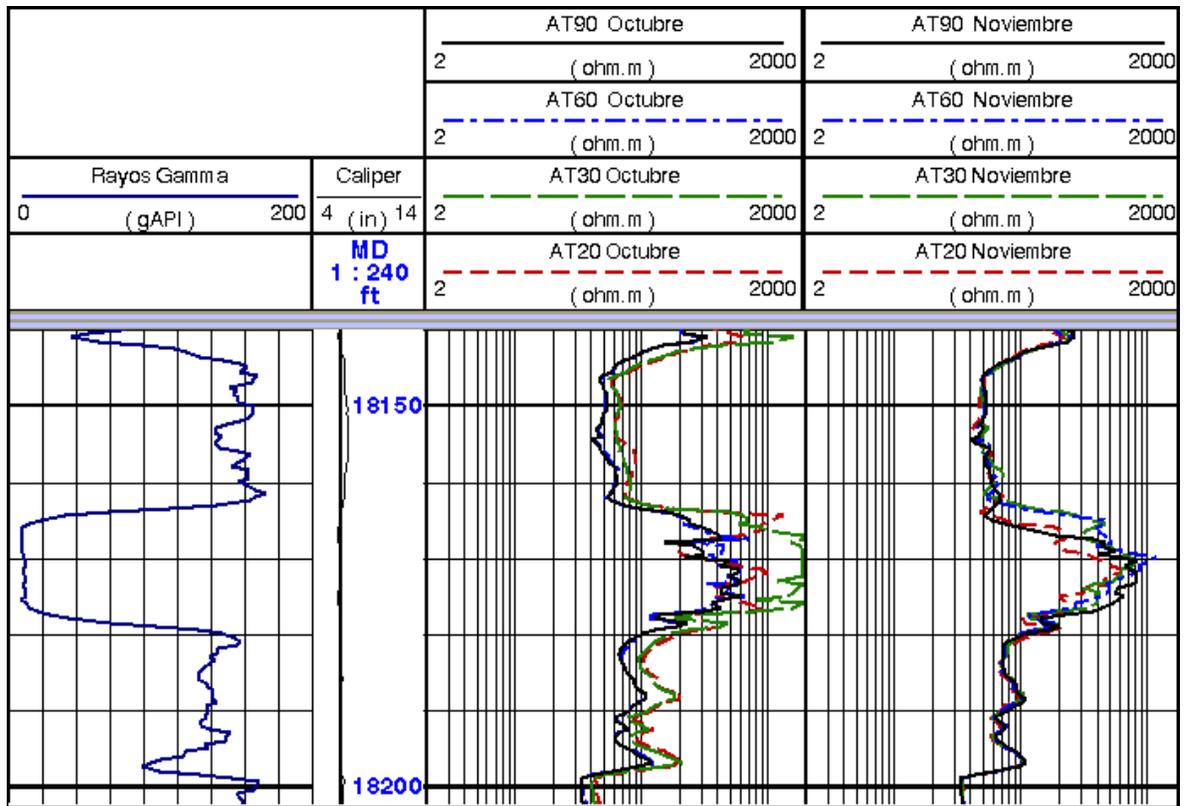


Fig. B-4 Registro Inducción en fechas diferentes, en la arena 5

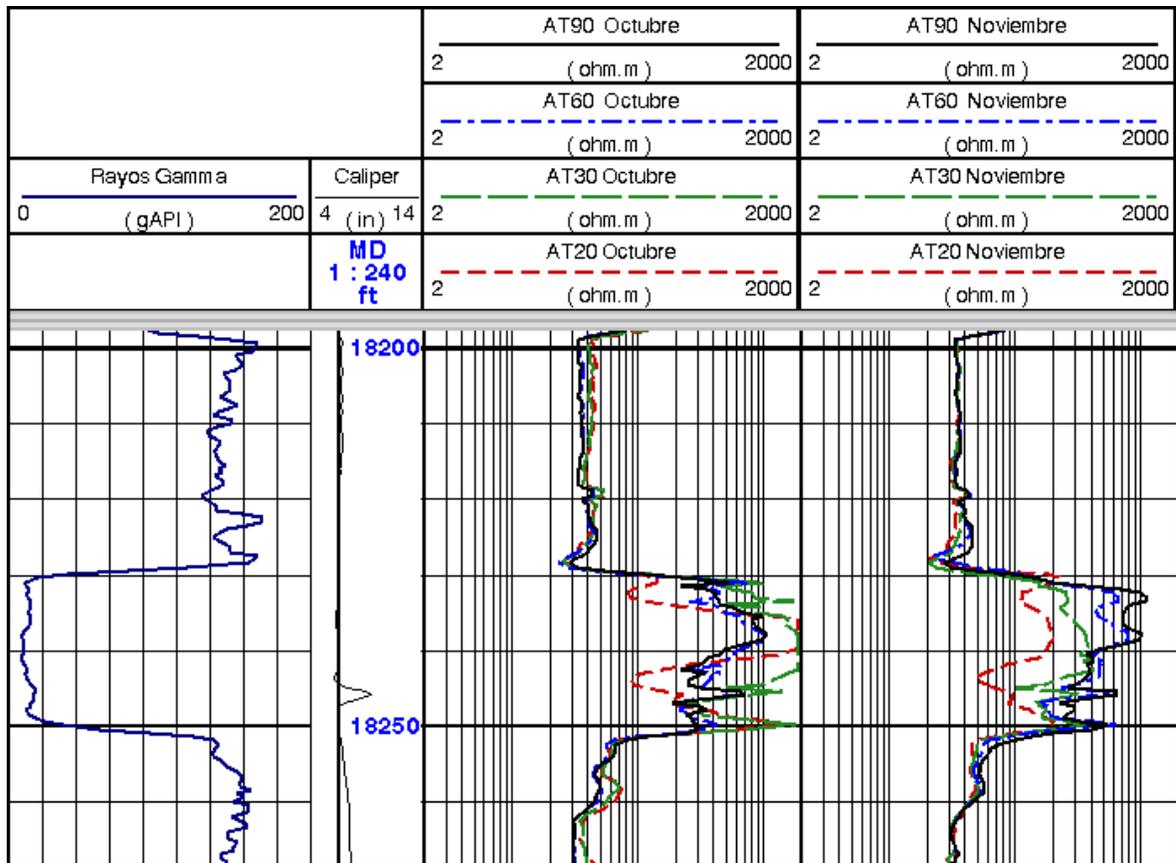


Fig. B-5 Registro Inducción en fechas diferentes, en la arena 6

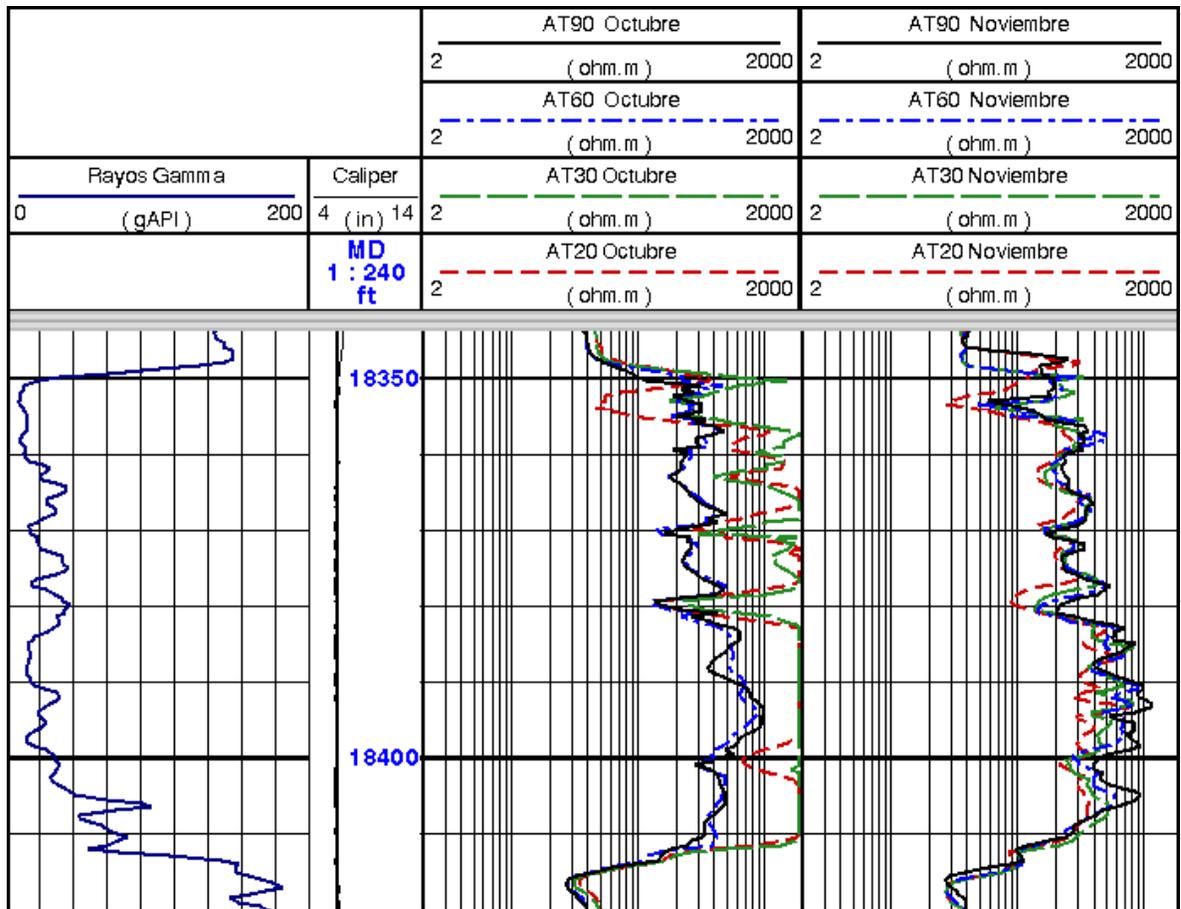


Fig. B-6 Registro Inducción en fechas diferentes, en la arena 7

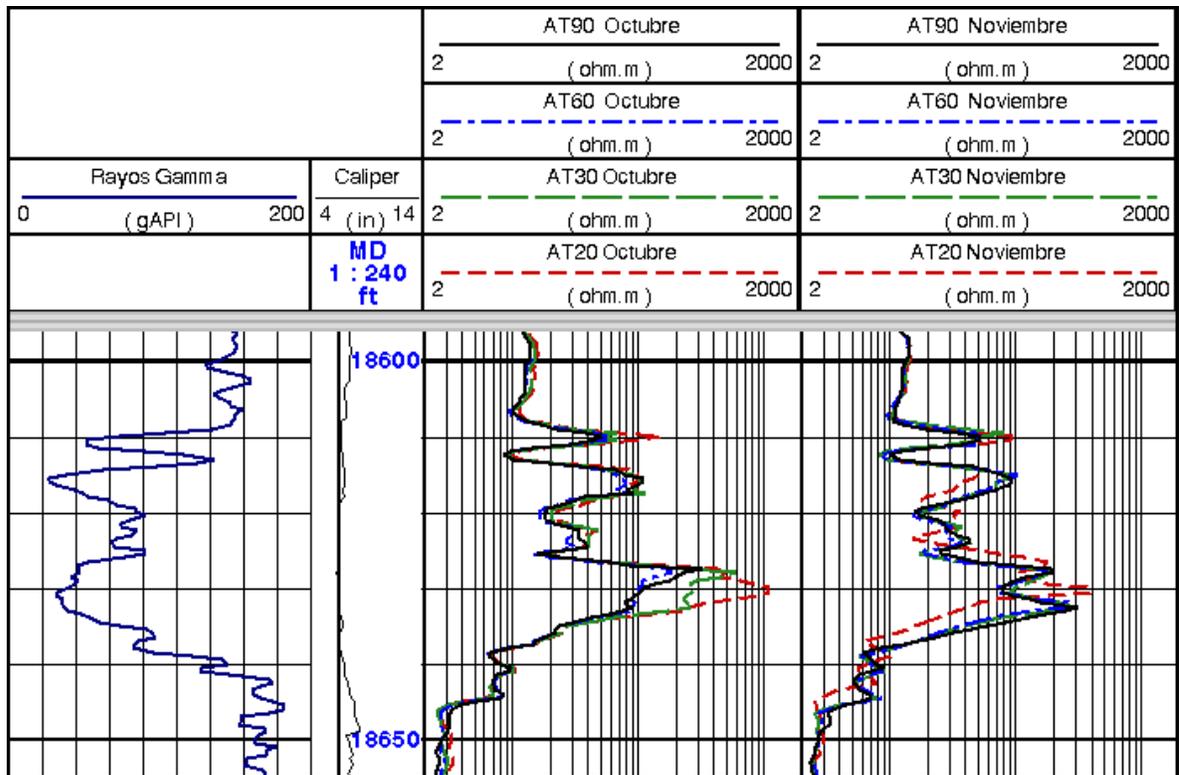


Fig. B-7 Registro Inducción en fechas diferentes, en la arena 8

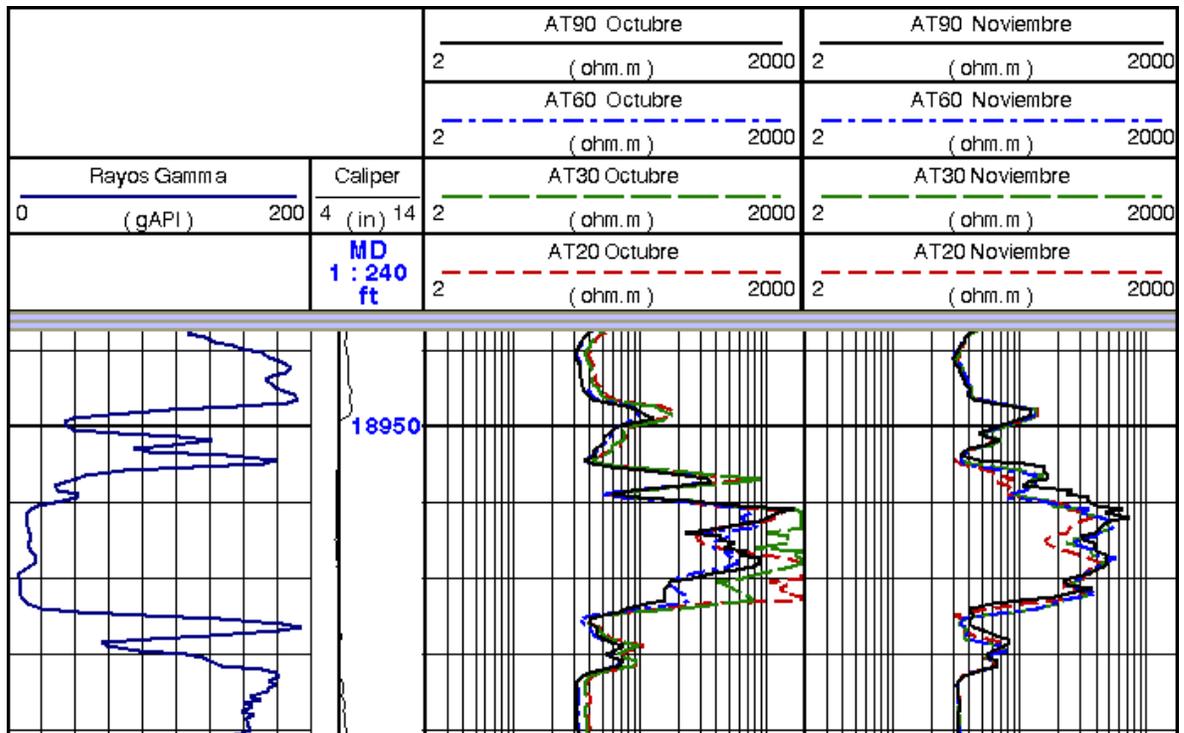


Fig. B-8 Registro Inducción en fechas diferentes, en la arena 9

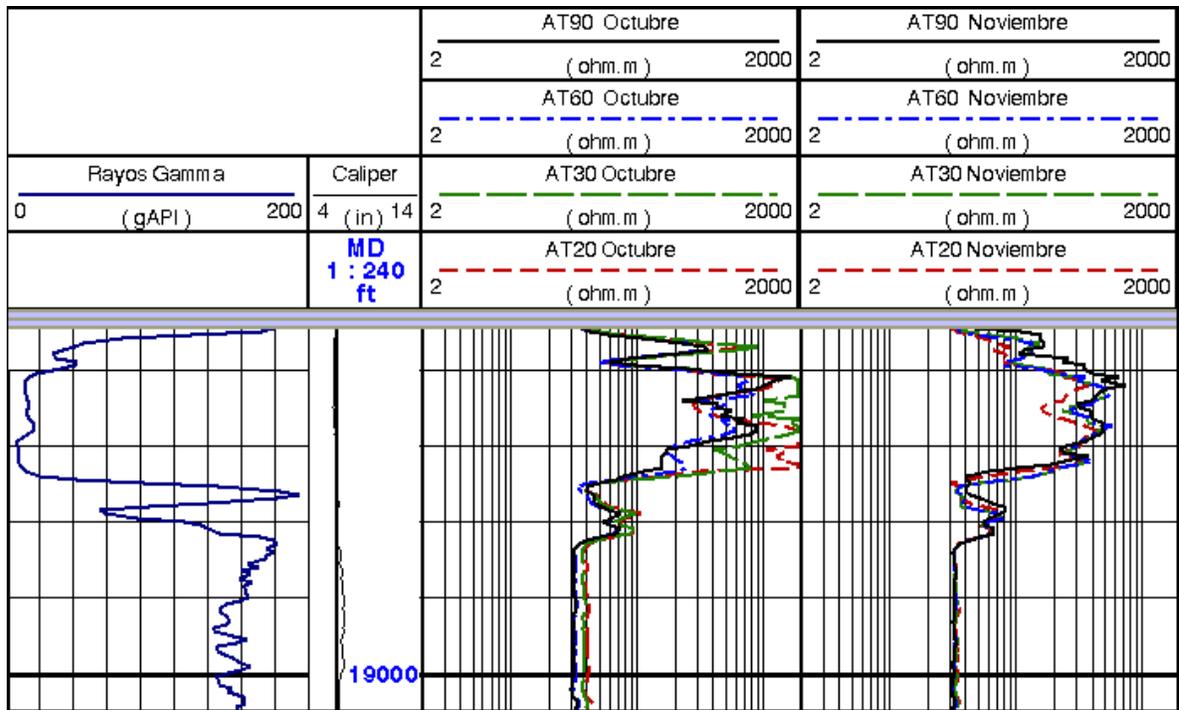


Fig. B-9 Registro Inducción en fechas diferentes, en la arena 11

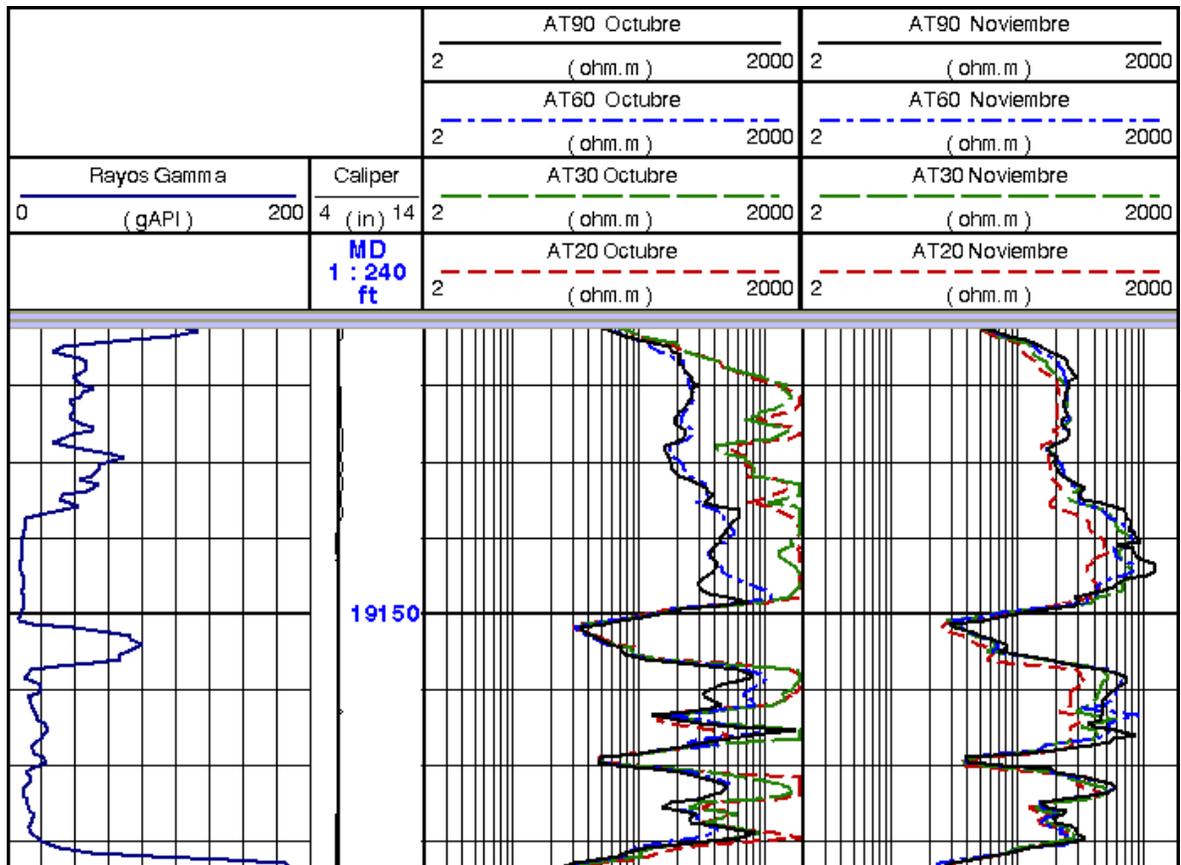


Fig. B-10 Registro Inducción en fechas diferentes, en la arena 12

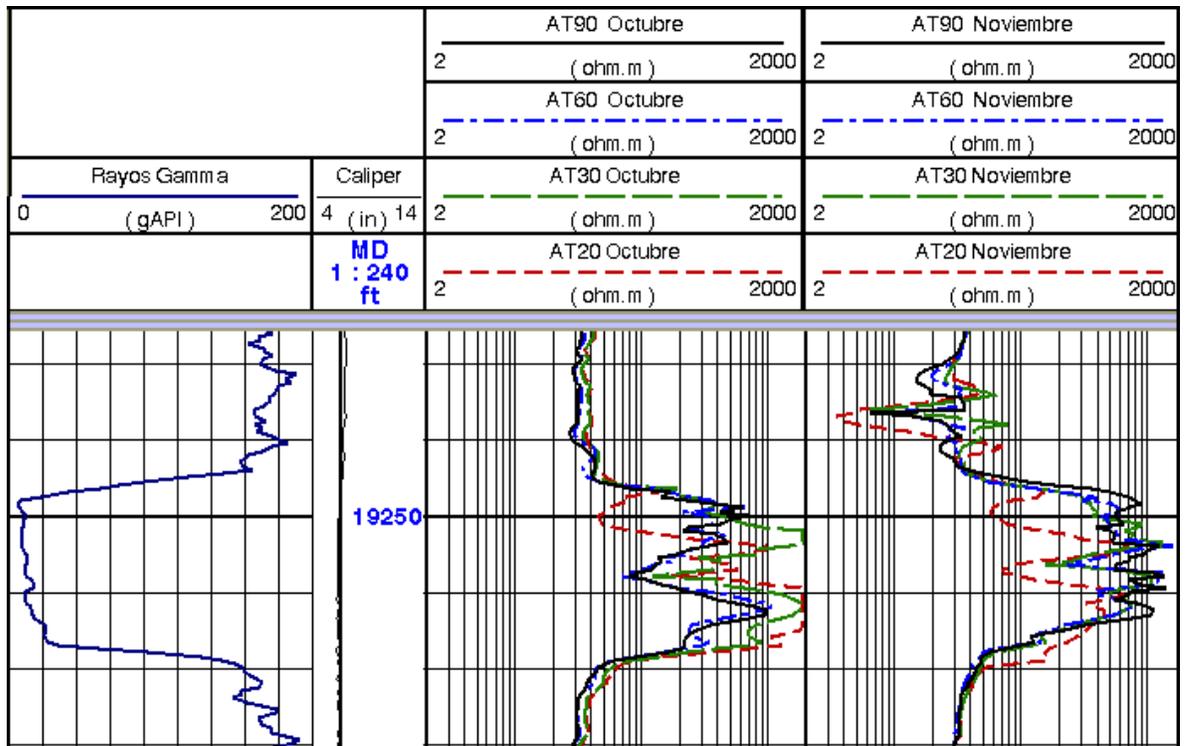


Fig. B-11 Registro Inducción en fechas diferentes, en la arena 13

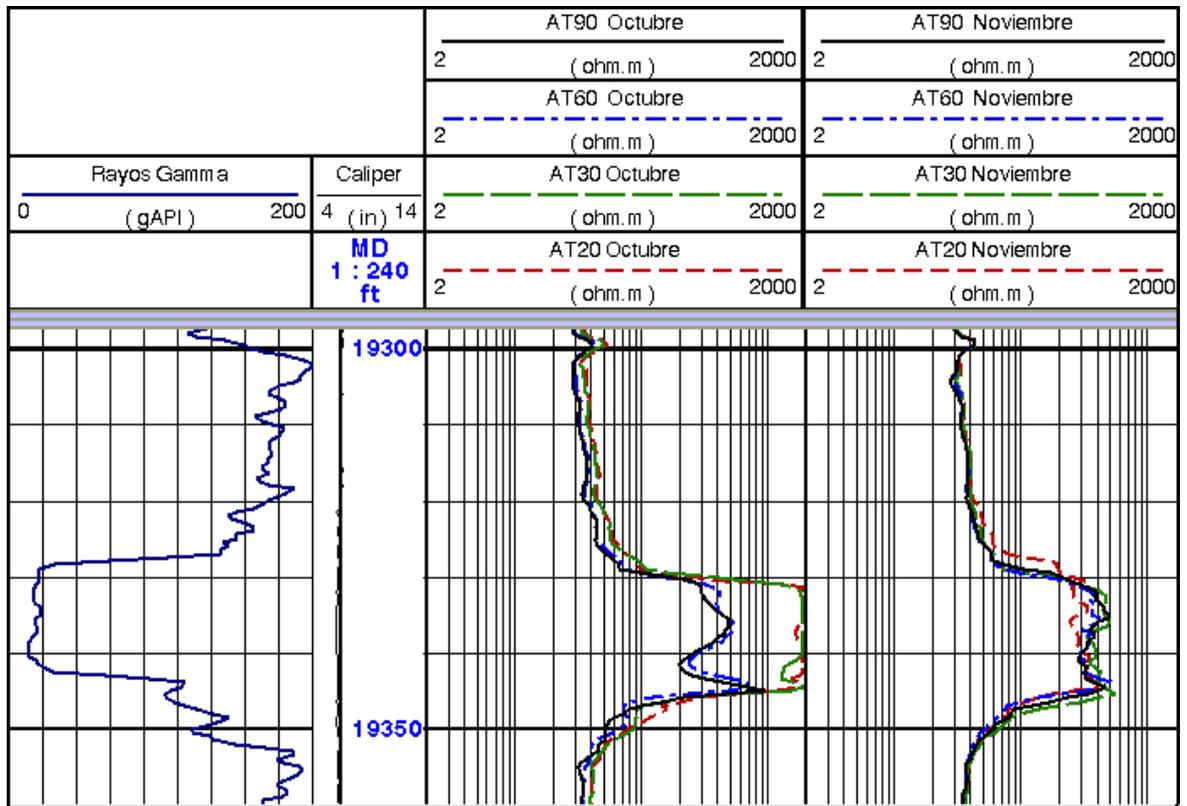


Fig. B-12 Registro Inducción en fechas diferentes, en la arena 14

APÉNDICE C Registros Graficados

Fig. C-1 Gráficos del arreglo Inducción desde 17700' hasta 18000'

Fig. C-2 Gráficos del arreglo Inducción desde 18000´ hasta 18300´

Fig. C-3 Gráficos del arreglo Inducción desde 18300´ hasta 18600´

Fig. C-4 Gráficos del arreglo Inducción desde 18600´ hasta 18900´

Fig. C-5 Gráficos del arreglo Inducción desde 18900´ hasta 19200´

Fig. C-6 Gráficos del arreglo Inducción desde 19200´ hasta 19500´

Fig. C-7 Gráficos del perfil sónico y perfiles radiactivos desde 17700' hasta 18000'

Fig. C-8 Gráficos del perfil sónico y perfiles radiactivos desde 18000' hasta 18300'

Fig. C-9 Gráficos del perfil sónico y perfiles radiactivos desde 18300' hasta 18600'

Fig. C-10 Gráficos del perfil sónico y perfiles radiactivos desde 18600' hasta 18900'

Fig. C-11 Gráficos del perfil sónico y perfiles radiactivos desde 18900' hasta 19200'

Fig. C-12 Gráficos del perfil sónico y perfiles radiactivos desde 19200' hasta 19500'