



RESERVOIR MANAGEMENT TEAM



COLOMBIA

**MANEJO, ACTUALIZACIÓN Y GENERACIÓN DE INFORMACIÓN DE POZOS Y
REGISTROS DE LOS CAMPOS OPERADOS POR OXY EN COLOMBIA**

**ANDERSON PEÑA ORTIZ
COD. 2005417**

PRACTICA EMPRESARIAL

**OCCIDENTAL DE COLOMBIA
DEPARTAMENTO DE GEOCIENCIAS
BOGOTA
2005**



RESERVOIR MANAGEMENT TEAM



COLOMBIA

MANEJO, ACTUALIZACIÓN Y GENERACIÓN DE INFORMACIÓN DE POZOS Y
REGISTROS DE LOS CAMPOS OPERADOS POR OXY EN COLOMBIA

ANDERSON PEÑA ORTIZ
COD. 2005417

DIRECTORES

MARCO I. ALVAREZ
PhD. GEOLOGIA
UIS

CLAUDIA MALAGÓN
Msc. GEOLOGIA
OXY

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS
ESCUELA DE GEOLOGIA
BUCARAMANGA
2005

CONTENIDO

<i>INTRODUCCIÓN</i>	11
<i>1. HISTORIA DE OXY EN COLOMBIA</i>	13
<i>2. GEOLOGIA</i>	18
2.1 GEOLOGIA REGIONAL	18
2.1.1 <i>GEOLOGIA ESTRUCTURAL</i>	24
2.1.2 <i>ESTRATIGRAFIA DEL AREA</i>	27
2.1.2.1 Unidad Cretácica K2A (Cenomaniano).....	27
2.1.2.2 Unidad Cretáceo Inferior K1 (Cenomaniano).....	30
2.1.2.3 Formación Carbonera Inferior (Eoceno Tardío al Oligoceno).....	30
2.1.2.4 Formación Carbonera Superior (Oligoceno Temprano a Mioceno Medio).....	30
2.2 CARACTERISTICAS DEL HIDROCARBURO	34
2.3 ROCAS FUENTES, MODELO Y RUTAS DE MIGRACIÓN	37
2.4 CONTACTOS AGUA-ACEITE	40
2.5 DESARROLLO DEL CAMPO	42
2.6 CARACTERIZACIÓN DEL YACIMIENTO	45
2.6.1 <i>AMBIENTES DEPOSITACIONALES</i>	45
2.6.1.1 Cretácico K2A.....	45
2.6.1.2 Cretácico K1 Inferior.....	48
2.6.1.3 Carbonera Inferior.....	48
2.6.1.4 Carbonera superior.....	50
2.7 MANEJO Y SIMULACIÓN DEL YACIMIENTO	53
3. ACTIVIDADES ASIGNADAS EN LA PRÁCTICA	57
3.1 PREPARACION DE INFORMACION PARA LA LLEGADA DE REGISTROS PRELIMINARES	57

3.2 CONTROL DE CALIDAD DE REGISTROS OFICIALES	58
3.3 ACTUALIZACION DE LA BASE DE DATOS.....	58
3.3.1 <i>INTERPRETACIÓN LITOLÓGICA A PARTIR DE REGISTROS DE POZO ...</i>	59
3.4 GENERACION DEL GRÁFICO COMPUESTO	63
3.5 INFORME FINAL	70
3.5.1 <i>CROSS SECTION</i>	70
COMENTARIOS Y OBSERVACIONES	78
REFERENCIAS	79

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Mapa de ubicación para el campo Caño Limón mostrando las cuencas Llanos, Barinas, el arco de Arauca y los principales bloques del área, Cleveland y Molina (1990).....	20
Figura 2. Mapa estructural del campo Caño Limón mostrando los bloques fallados de Matanegra y Caño Limón-La Yuca.....	21
Figura 3. Sección transversal esquemática de la cuenca Llanos. Los espesores de la sección Paleozoica Terciaria alcanzan 30000 ft (9100 m) en la parte occidental de la cuenca, Cleveland y Molina op cit.....	22
Figura 4. Las mayores fallas extensionales con tendencia noreste del área Caño Limón incluyen la de Matanegra, Caño Limón y La Yuca, Cleveland y Molina op cit.....	23
Figura 5. Perfil sísmico 2 mostrando una vista en rumbo de Caño Limón. La ubicación del perfil se observa sobre la figura 2. Las estructuras de Caño Limón, La Yuca y la falla normal Arauca fueron generadas como resultado del movimiento de fallas Wrench, Cleveland y Molina op cit.....	25
Figura 6. Perfil sísmico 1 mostrando una vista en buzamiento a través del bloque Caño Limón-La Yuca. La ubicación del perfil se muestra en la figura 2. Las fallas wrench son aproximadamente verticales, Cleveland y Molina op cit.....	26
Figura 7. Columna estratigráfica basada en secuencias limitadas inconformemente. Las unidades estratigráficas de Carbonera Superior e Inferior, K1 Inferior y K2A son unidades reservorio en Caño Limón, Cleveland y Molina op cit.....	28
Figura 8. Mapa isócrono de arena neta petrolífera de la unidad K2A mostrando que el aceite de K2A esta confinado en el área de Matanegra, Cleveland y Molina op cit.	29
Figura 9. Mapa isócrono de arena neta petrolífera de K1 Inferior mostrando que el aceite de K1 esta confinado principalmente en el área de Matanegra y La Yuca, Cleveland y Molina op cit.	31
Figura 10. Mapa isócrono de arena neta petrolífera de Carbonera Inferior mostrando una amplia distribución de aceite de Carbonera Inferior. Los espesores localmente exceden los 200 ft (61 m), Cleveland y Molina op cit.	32

Figura 11. Mapa isócrono de arena neta petrolífera de Carbonera Superior mostrando que los espesores más grandes se encuentran en las áreas de Caño Limón y La Yuca, Cleveland y Molina op cit.....	33
Figura 12. Sección cruzada estructural A-A'y B-B' mostrando la continuidad del yacimiento, fallas aladañas, y múltiples contactos de agua-aceite en el campo Caño Limón, Cleveland y Molina op cit.....	35
Figura 13. Los crudos de Caño Limón son clasificados como aceites aromáticos intermedios a parafínicos naftánicos, Cleveland y Molina op cit.....	36
Figura 14. Grafica de parafinas normales C15+ contra porcentaje normalizado para 13 muestras de aceite de Caño Limón confirman que todos los aceites fueron derivados de la misma fuente marina, Cleveland y Molina op cit.....	36
Figura 15. Ruta de migración durante el Cretácico en Caño Limón. Las rocas fuentes estuvieron localizadas en el actual Piedemonte de los Llanos y el aceite migro hacia el este, Cleveland y Molina op cit.....	38
Figura 16. Sección cruzada esquemática mostrando como el aceite reemigra desde la estructura Caño Limón a la estructura La Yuca en respuesta al levantamiento regional, Cleveland y Molina op cit.....	39
Figura 17. Grafica RFT para el pozo Matanegra 6 mostrando los puntos de agua libre independiente para las unidades K1 y K2A, Cleveland y Molina op cit.	41
Figura 18. Mapa de nivel de agua libre mostrando el contacto levantado de agua-aceite, Cleveland y Molina op cit.....	41
Figura 19. Mapa de los pozos perforados por año. Un total de 46 pozos han sido perforados hasta 1988, Cleveland y Molina op cit.....	43
Figura 20. Esquema de completación en Caño Limón mostrando que las zonas próximas al contacto agua-aceite son completadas primero y zonas suprayacentes son completadas en tanto el contacto sube, Cleveland y Molina op cit.....	44
Figura 21. Diagrama esquemático del sistema depositacional e Caño Limón. Los reservorios de K2A son areniscas de shoreface. Los reservorios de K1 son areniscas de shoreface y canales de marea. Los reservorios de Carbonera Inferior son principalmente areniscas de canales distributarios. Los reservorios de Carbonera Superior son areniscas de canales fluviales, Cleveland y Molina op cit.	46
Figura 22. Fotografías de núcleos representativos de las areniscas de Caño Limón. La barra de escala es de 2 pulgadas (5 cm).....	47

Figura 23. Comparación de datos petrofísicos y ambientes depositacionales para el pozo La Yuca 6, las areniscas de canal generalmente las más altas porosidades, permeabilidades y saturación de aceite, Cleveland y Molina op cit.	51
Figura 24. Correlación estratigráfica mostrando los ambientes depositacionales para la formación Carbonera Inferior. Las areniscas de canales son los reservorios de mayor calidad, Cleveland y Molina op cit.	52
Figura 25. Gráfica del corte de agua y rata de aceite versus resultados del simulador de reservorio para los primeros 750 días de producción en Caño Limón, Cleveland y Molina op cit.	53
Figura 26. Diagrama esquemático de las heterogeneidades geológicas las cuales afectaran la invasión de agua.	55
Figura 27A. Gráfico PETCOM con la interpretación petrofísica a partir de los registros de pozo.	61
Figura 27B. Gráfico PETCOM con la interpretación petrofísica a partir de los registros de pozo.	62
Figura 28A. Interpretación litológica a partir de registros de pozo.	66
Figura 28B. Interpretación litológica a partir de registros de pozo.	67
Figura 29. Encabezado del Grafico Compuesto	68
Figura 30. Cuerpo del Grafico Compuesto para un pozo X.	69
Figura 31. Línea sísmica utilizada para observar la arquitectura de las unidades litoestratigráficas en el subsuelo	72
Figura 32. Cross Section realizada para pronosticar los topes preliminares de un nuevo pozo.	73
Figura 33. Cross Section realizada para pronosticar los topes de las unidades litoestratigráficas para el nuevo pozo.	74
Figura 34. Cross Section obtenida después de haber perforado el nuevo pozo	75

TITULO: MANEJO, ACTUALIZACIÓN Y GENERACIÓN DE INFORMACIÓN DE POZOS Y REGISTROS DE LOS CAMPOS OPERADOS POR OXY EN COLOMBIA*.

AUTOR: ANDERSON PEÑA ORTIZ **

Palabras claves: Interpretación de registros, Caño Limón, Producción, Geología del Yacimiento

RESUMEN

Occidental de Colombia comenzó sus operaciones en Colombia en 1983 con el descubrimiento del campo Caño Limón, el cual se encuentra localizado en la parte más norte de la Cuenca Llanos cerca de la frontera Colombo Venezolana, más específicamente en el departamento de Arauca. Caño Limón es una trampa estructural con cierres laterales y updip entre fallas rumbo deslizantes. Los reservorios son Cretáceos a Oligoceno, en areniscas deltaicas pobremente consolidadas. Las areniscas deltaicas predominantemente fluviales de la formación Carbonera Inferior constituye el reservorio más grande. Las reservas adicionales están presentes en areniscas de canales fluviales y distributarios de la formación Carbonera Superior y areniscas deltaicas predominantemente marinas de las unidades del Cretácico Superior.

Las labores realizadas en la práctica empresarial se centran en: la interpretación de registros de pozo para la generación de gráficos compuestos, actualización de las bases de datos utilizadas en OXY como GeoGraphix y Production Geology que son utilizadas por todo el personal del departamento de Geociencias, y la realización de secciones cruzadas que son utilizadas para conocer la arquitectura del subsuelo.

Actualmente Occidental de Colombia Inc. se encuentra en una etapa en donde su principal objetivo es incrementar la producción diaria de petróleo. Esta iniciativa esta generando gran cantidad de empleo tanto en las instalaciones de Arauca como en las oficinas de Bogotá. El programa de desarrollo del campo cuenta con la perforación de aproximadamente cuatro pozos cada mes, en donde se perforan tanto pozos de desarrollo como de extensión y algunos de exploración.

* PRACTICA EMPRESARIAL.

** FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS; ESCUELA DE GEOLOGÍA.

TITLE: MANAGING, UPDATE AND GENERATION OF INFORMATION OF WELLS AND LOGS OF THE FIELDS PRODUCED BY OXY IN COLOMBIA.

AUTHOR: ANDERSON PEÑA ORTIZ **

Keywords: Interpretation of logs, Caño Limón, Production, Geology of Reservoir.

ABSTRACT

Occidental of Colombia began its operations in Colombia in 1983 with the discovery of the field Caño Limón, it's located in the most north part of the Cuenca Llanos near the border Colombo Venezolano, more specifically in Arauca's department. Caño Limón is a structural trap with updip and lateral closure against strike-slip faults. The reservoirs are Cretaceous to Oligocene, poorly consolidated deltaic sandstones. River-dominated deltaic sandstones of the Lower Carbonera Formation constitute the largest reservoir. Additional reserves are present in distributary and fluvial channel sandstones of the Upper Carbonera Formation and in wave-dominated deltaic sandstones of the units of the Upper Cretaceous.

The labors realized in the managerial practice are centred in: the interpretation of well's logs for the generation of Compound Graphs, update of the bases of information used in OXY like GeoGraphix and Production Geology that are used by the whole personnel of Geociencias's department, and the accomplishment of cross sections that are used to know the architecture of the underground.

Nowadays Occidental of Colombia Inc. is in a stage where it's main goal is to increase the daily production of oil. This initiative is generating great quantity of employment both in Arauca's facilities and in the offices of Bogotá. The program of development of the field account with the perforation of approximately four wells every month, where there are perforated as wells of development as of extension and some of exploration.

* PROJECT DEGREE.

** FACULTY OF PHYSIC-CHEMICAL ENGINEERING; GEOLOGY SCHOOL.

INTRODUCCIÓN

Actualmente Occidental de Colombia Inc. se encuentra en una etapa en donde su principal objetivo es incrementar la producción diaria de petróleo. Esta iniciativa está generando gran cantidad de empleo tanto en las instalaciones de Arauca como en las oficinas de Bogotá. Es por esta razón que hace unos cuantos meses entre hacer parte del equipo de OXY como estudiante en práctica en el área de Geología de Producción en el Departamento de Geociencias en Bogotá.

A continuación se presenta un breve recuento de lo que ha sucedido en OXY durante el descubrimiento del campo Caño Limón desde 1983. Además se muestra la geología del área y las características principales del yacimiento.

Por otro lado, dentro de este trabajo también se describen las actividades más importantes realizadas durante la práctica empresarial, cuyo tema principal es la interpretación de registros de pozo.

PARTE I
DEL DESCUBRIMIENTO, HISTORIA Y GEOLOGIA DE CAÑO LIMÓN

1. HISTORIA DE OXY EN COLOMBIA

1983-1987

La expectativa nace en abril de 1983 cuando se inicia la perforación del pozo Caño Limón -1. Finalmente entre el 9 y el 13 de julio se realizan las primeras pruebas de producción que dan como resultado una tasa de producción diaria de 10690 Bbls.

Caño Limón empieza a consolidarse como un gigante y se planean las primeras obras de infraestructura para el transporte de materiales y para construcción de las Facilidades.

- En mayo de 1983 se observan las primeras muestras de hidrocarburos y entre el 9 y el 13 de julio nace el campo petrolero Caño Limón.
- En 1984 el proyecto fue creciendo y pasó de 60 a 100 empleados: poco después fueron 400 en el campo y las oficinas de Bogotá.
- También en ese año se remodela el aeropuerto de Arauca Santiago Pérez Quiroz y se convierte en centro estratégico para el desarrollo de Caño Limón.
- El 7 de diciembre de 1985 se inicia la producción de petróleo.
- En 1985 se inicia la construcción del oleoducto de caño Limón-Coveñas que fue un despliegue de ingeniería en el que participaron cerca de 5000 trabajadores de diferentes nacionalidades, de los cuales 300 eran empleados de OXY.
- En ese mismo año se concreta el proyecto de la sede única en Bogotá con la compra del edificio Colón.
- En 1986, para facilitar la operación, llega al Golfo de morrosquillo el buque Jarmada, una unidad flotante de almacenamiento de crudo (FSU). Medía 373 mts de largo y 64 de ancho con una capacidad de 2500000 barriles de crudo.
- En ese mismo año entra en funcionamiento el oleoducto Caño Limón – Coveñas construido en un tiempo record de 24 meses. Paralelamente se inician las

- labores de la Granja experimental El Alcaraván, para beneficiar a las comunidades araucanas.
- En 1987, con la perforación del pozo Caño Yarumal-1, se continuaba la búsqueda de las verdaderas dimensiones del yacimiento Caño Limón; hasta ese año ya se habían declarado comerciales las áreas de La Yuca, Redondo, Caño Verde y Matanegra.

1988 – 1992

Caño Limón cumplía la promesa de ser un gigante fuera de serie. El campo se convierte en pieza clave para la economía colombiana y gracias al desempeño de todos sus trabajadores, logra alcanzar niveles más altos de producción y entrega de crudo al oleoducto.

- En 1988 se termina la perforación del pozo Matanegra 11 y se inaugura la Escuela de Entrenamiento de Protección Contra Incendios Los Gavanés (donde han recibido capacitación cientos de trabajadores de Oxycol, de empresas contratistas y los cuerpos de bomberos de Arauca y Arauquita).
- En ese mismo año, se encuentra en la etapa final de construcción de 3 tanques de almacenamiento de 100000 barriles.
- En 1989 se crea la Cooperativa de Pescadores El Cardumen en el Golfo de Morrosquillo.
- En ese mismo año se implementa el Programa Integral de Manejo Ambiental y el 27 de diciembre se cumple la meta de 500 días sin accidentes incapacitantes en Caño Limón.
- Paralelamente, utilizando una moderna técnica geofísica, se identificaron reservas potenciales del orden de los 13 millones de barriles en el campo Redondo de Caño Limón.
- En 1990 se celebran cinco años de inicio de la producción de Caño Limón, iniciando con las visitas a las instalaciones de Caño Limón el señor presidente de la república, Virgilio Barco Vargas.
- En ese mismo año se pone en marcha el proyecto para tratamiento de aguas asociadas y los planes de contingencia creados para minimizar el deterioro

ambiental en el caso de derrames de petróleo en el oleoducto, se convierten en modelo para los oleoductos del país.

- El 26 de septiembre de 1991, Oxy recibe el II premio de Seguridad e Higiene Industrial concedido por Insutec. Al siguiente año, es otorgado nuevamente el premio.

1993 – 1997

El 25 de julio de 1993, se celebra la producción de los primeros 500 millones de barriles, la mayor producción a esa fecha de un campo petrolero en Colombia. En ese mismo año se cumplen 10 años del descubrimiento de Caño Limón, que hasta ese momento había generado 69 mil millones de pesos en regalías para el departamento de Arauca.

- En noviembre de 1993 hay en actividad 86 pozos en las tres áreas en que se ha dividido Cravo Norte para efectos de su administración y desarrollo; 76 están situados en Caño Limón, La Yuca y Matanegra. 73 productores, 2 de observación y uno inyector. Los 10 pozos activos corresponden a los campos Redondo y Caño Yarumal. La Yuca 20 es el pozo productor más prolífico hasta ese momento, con una producción acumulada de 19.3 millones de barriles.
- En 1994 se realiza el embarque número 1000 de petróleo en el terminal marítimo de Coveñas.
- En ese mismo año, la Cámara de Comercio de Bogotá entrega un pergamino en reconocimiento a los 25 años del establecimiento legal de Occidental de Colombia, Inc.
- En septiembre de 1994 se perfora el pozo Matanegra 16 que sería el mayor pozo inyector de agua en Colombia. Tiene un record 115'692.980 Barriles de agua inyectados desde esa fecha.
- El 5 de Enero de 1995, el presidente de la república Ernesto Samper Pizano visita el FSU (Unidad de Almacenamiento Flotante) en Coveñas.
- Oxy se convierte en la primera empresa en el mundo en desarrollar un sistema de doble ESP.

- 1996 se transportaron por el oleoducto 69.86 millones de barriles de petróleo de los campos de la Asociación Cravo Norte. El caudal máximo se logro el primero de mayo cuando se alcanzo la cifra de 254.102 Bbls.
- El 25 de septiembre de 1997 nace el programa de Convivencia Ciudadana. Se realiza el Taller de Valores para la Convivencia Ciudadana, como parte de un proyecto de educación sobre la responsabilidad social de todos los trabajadores de Caño Limón, empresas contratistas y familiares de trabajadores araucanos.

1998 – 2003

- En 1998 el petróleo de Caño Limón se cotiza a los niveles más bajos de la historia, menos de US\$ 10 por barril.
- En septiembre de 2000 se realiza reestructuración en el Distrito de Caño Limón. Se crean cuatro unidades de negocio: Producción e ingeniería (PAE), Generación de Energía (GEN), Servicios, Control de Calidad y Proyectos (SQC) y Telecomunicaciones e Instrumentación (TEL).
- En el 2000 se crea un grupo de trabajo (Task Force) para evaluar acciones conjuntas con Ecopetrol, el Gobierno Nacional y las Fuerzas Militares sobre la seguridad del Oleoducto y el campo Caño Limón. Debidos a los atentados el Oleoducto se mantiene apagado durante 179 días.
- En ese mismo año, el Consejo Colombiano de seguridad otorga a occidental de Colombia la medalla Cruz Esmeralda, por la excelencia en los programas de Salud Ocupacional, Medio Ambiente y Seguridad Industrial.
- Como consecuencia de la perforación de nuevos pozos contemplados en el plan de desarrollo y expansión para los años 2002 y 2003, Occidental de Colombia invierte aproximadamente US\$MM 4.65 para la ampliación de la facilidad PF-2.
- El 4 de julio de 2003 se termina el proyecto de remodelación del Edificio Colón en Bogotá, realizado bajo los mayores estándares técnicos, arquitectónicos y tecnológicos, y esta preparado para los retos del siglo XXI.
- El 29 de marzo de 2003 se produce el barril número 1000 millones.
- En ese mismo año se cumple el vigésimo aniversario del descubrimiento de Caño Limón, y se celebra con la visita del señor presidente de la republica Álvaro Uribe Vélez al campo de Caño Limón.

2004....

Occidental de Colombia sigue trabajando porque cree en Colombia, en su gente y en un futuro mejor...

2. GEOLOGIA

Caño Limón es una trampa estructural con cierres laterales y updip entre fallas rumbo deslizantes. Hay 9.070 acres probados (3,670 ha – 36.7 Km²) dentro de los bloques fallados de Matanegra, Caño Yarumal y Caño Limón-La Yuca (Figura 2). Los reservorios son Cretáceos a Oligoceno, areniscas deltaicas pobremente consolidadas, a una profundidad promedio de 7600 ft (2315 m). Las areniscas deltaicas predominantemente fluviales de la formación Carbonera Inferior constituye el reservorio más grande. Las reservas adicionales están presentes en areniscas de canales fluviales y distributarios de la formación Carbonera Superior y areniscas deltaicas predominantemente marinas de las unidades inferiores K1 y K2A. El sello estratigráfico para Caño Limón está formado por 400 a 500 ft (120 m-150 m) de arcillolita y shale continental de las unidades Carbonera Superior C-4 y C-5.

2.1 GEOLOGIA REGIONAL

La cuenca Llanos en el este de Colombia pertenece a una serie de cuencas sedimentarias sub-Andinas. Estas cuencas comprenden parte de Sur América y están limitadas al este por un escudo granítico y al oeste por las Montañas de los Andes (figura 1). Caño Limón se ubica en la parte norte de la cuenca Llanos donde el arco de Arauca separa la cuenca Llanos en Colombia de la Cuenca Barinas en Venezuela (Gabela, 1985).

Dentro de la cuenca Llanos, 30000 ft (9150 m) de sedimentos Paleozoicos a Terciarios sobreyacen el basamento Pre-Cámbrico (Figura 3). Los principales horizontes productores de petróleo están en Carbonera Superior del Oligoceno y Carbonera Inferior del Eoceno a Oligoceno y la formación Mirador del Eoceno y varias unidades del Cretáceo Superior (Parker, 1986). Las unidades productivas Carbonera Inferior y Superior y Cretáceo Superior están presentes en el campo Caño Limón.

La historia estructural del campo Caño Limón está directamente relacionada a movimientos de fallas rumbo deslizantes (wrench). Las mayores fallas rumbo

deslizantes (wrench) son Matanegra, Caño Limón, y La Yuca, las cuales transectan el área de caño Limón con una tendencia noreste. (Figura 4)

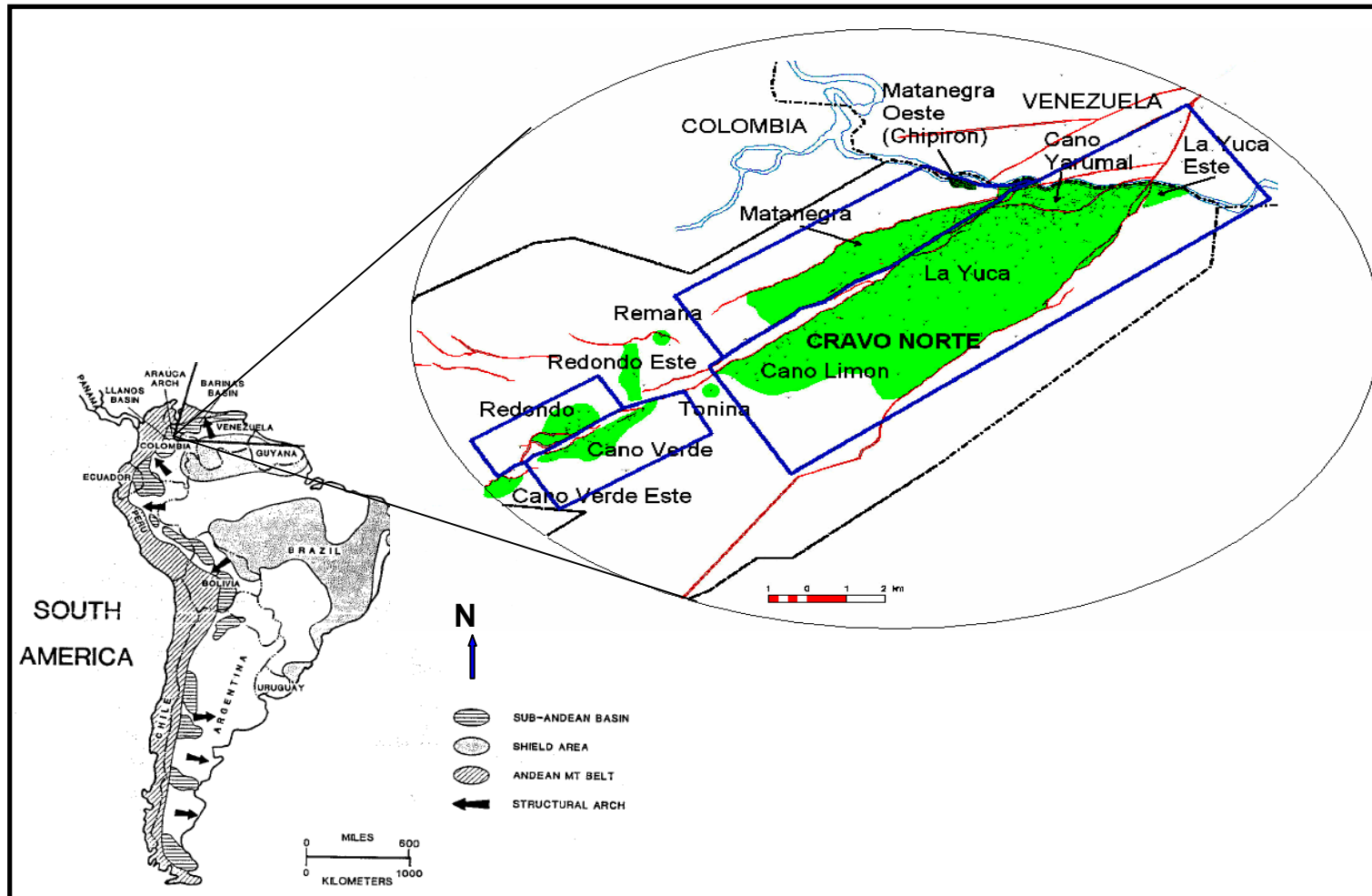


Figura 1. Mapa de ubicación para el campo Caño Limón mostrando las cuencas Llanos, Barinas, el arco de Arauca y los principales bloques del área, Cleveland y Molina (1990).

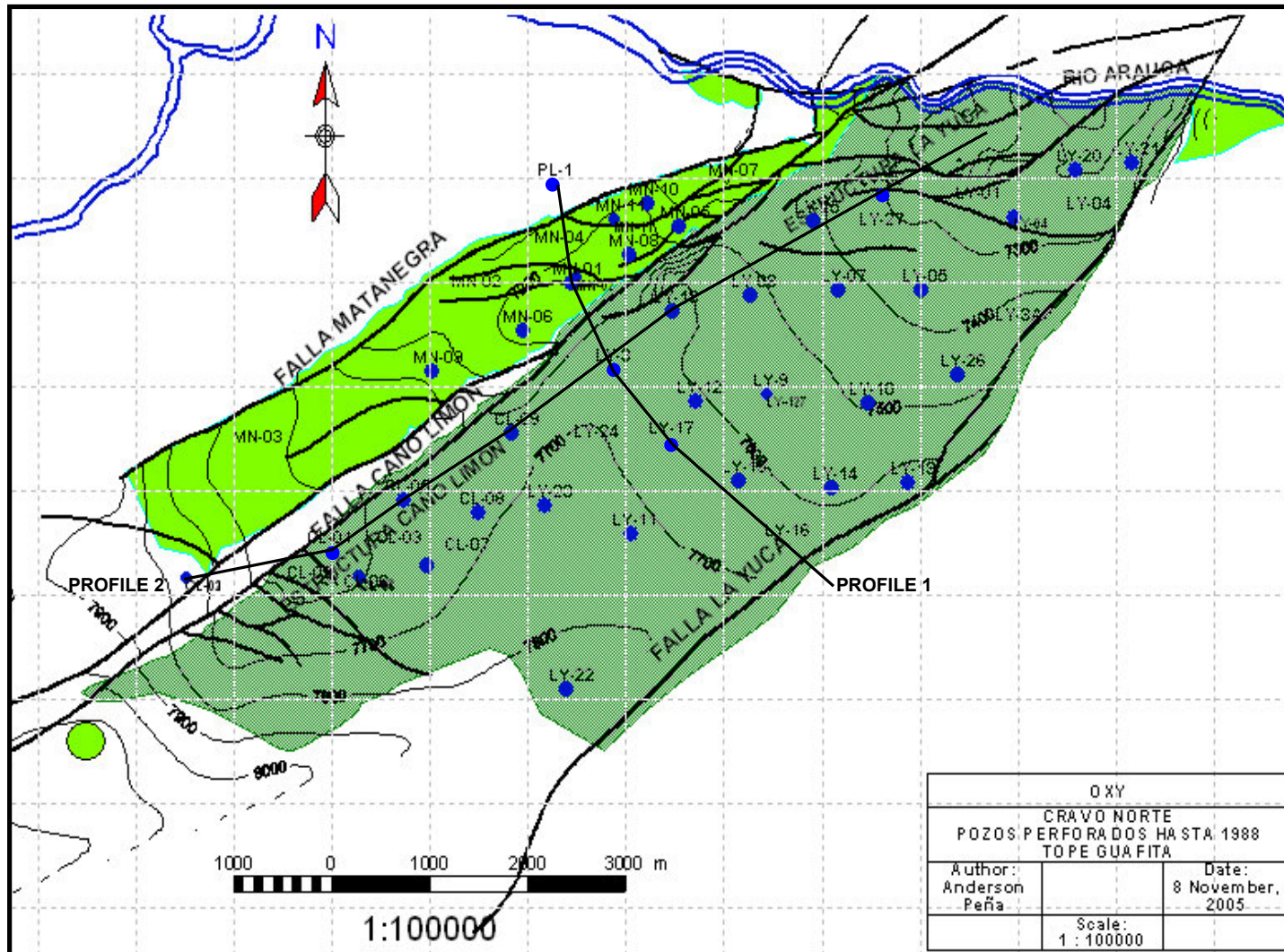


Figura 2. Mapa estructural del campo Caño Limón mostrando los bloques fallados de Matanegra y Caño Limón-La Yuca.

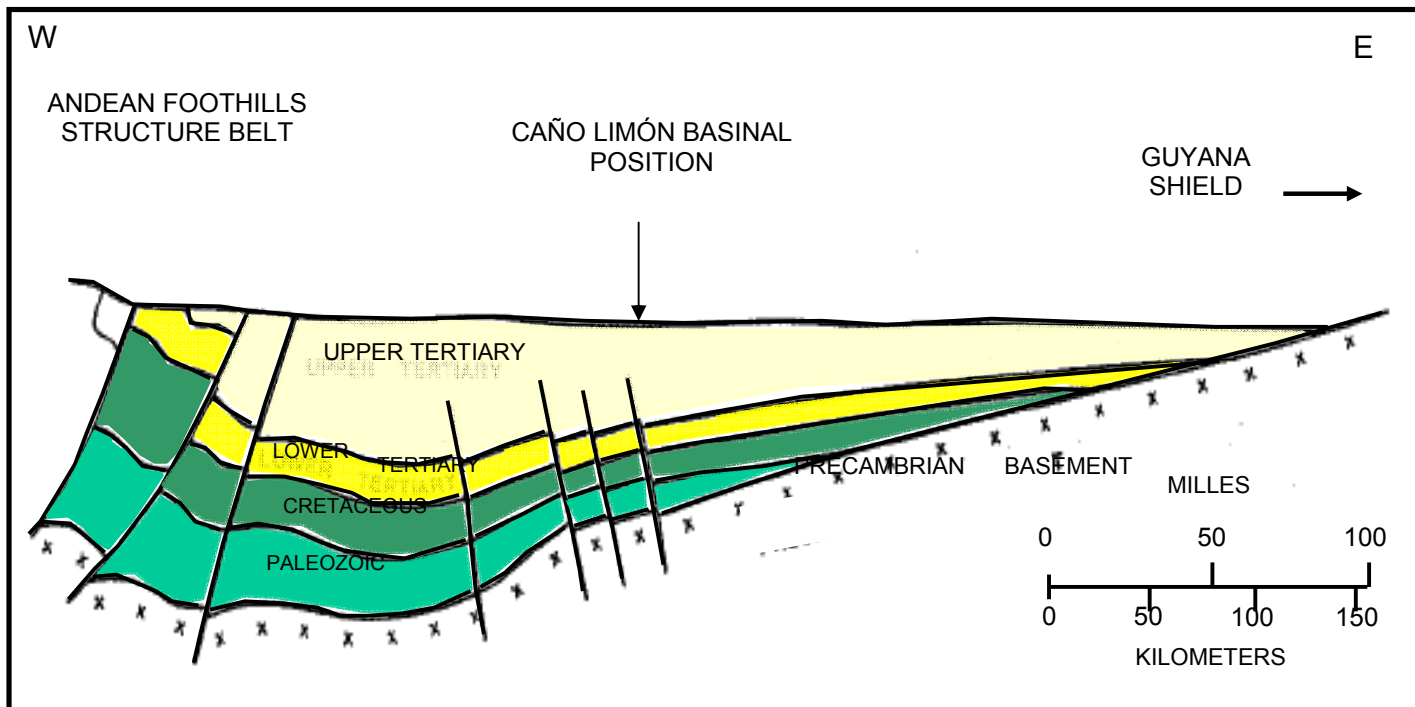


Figura 3. Sección transversal esquemática de la cuenca Llanos. Los espesores de la sección Paleozoica Terciaria alcanzan 30000 ft (9100 m) en la parte occidental de la cuenca, Cleveland y Molina op cit.

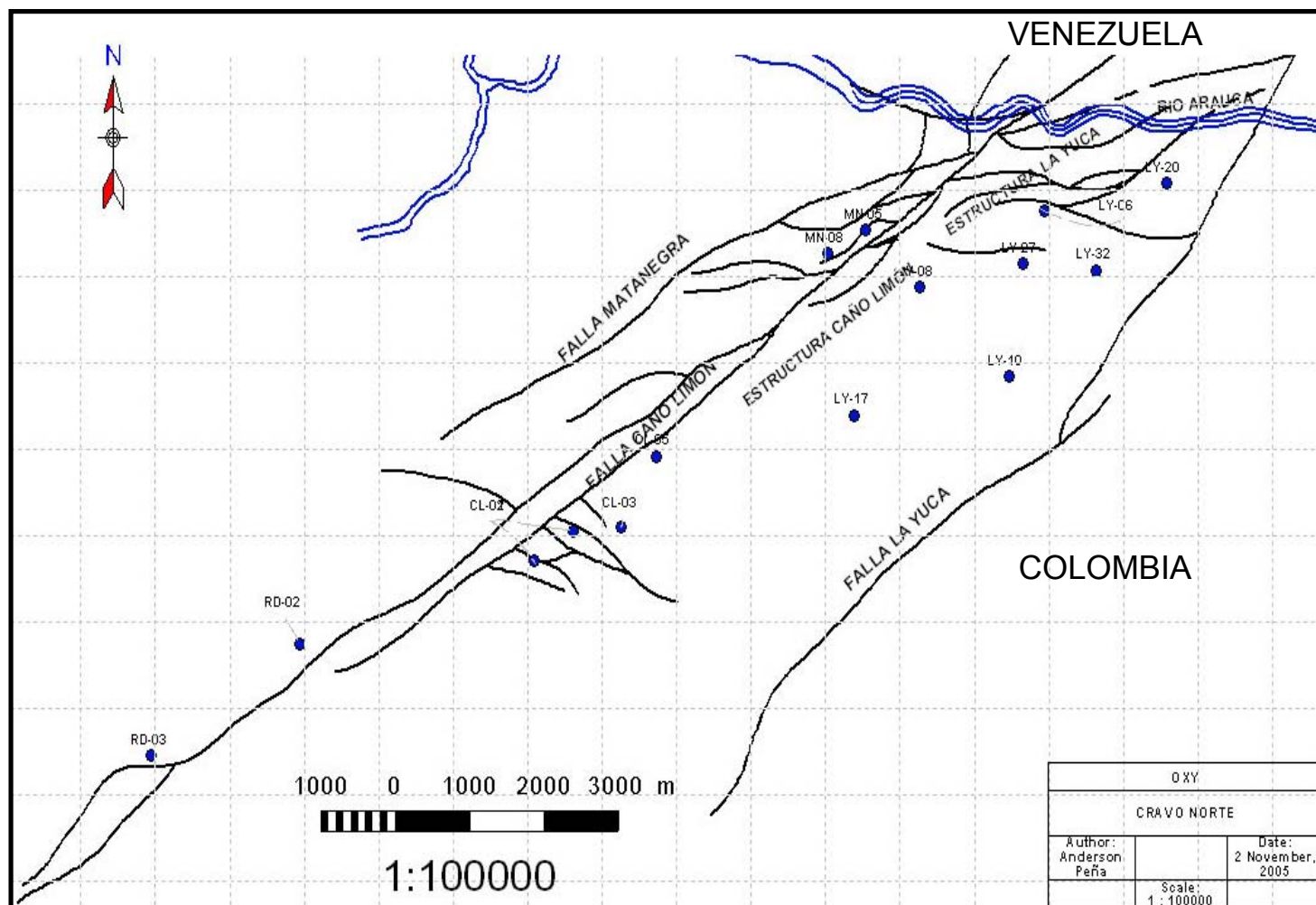


Figura 4. Las mayores fallas extensionales con tendencia noreste del área Caño Limón incluyen la de Matanegra, Caño Limón y La Yuca, Cleveland y Molina op cit.

2.1.1 GEOLOGIA ESTRUCTURAL

La acumulación en Caño Limón esta atrapada por un cierre lateral y updip entre las fallas sellantes. La tendencia noreste de las fallas rumbo deslizantes (wrench) en Caño Limón han tenido un desplazamiento lateral y vertical de 0 a 500 ft (0-150 m). Esto divide el campo en dos bloques fallados: el bloque Matanegra con forma de cuña (wedge) elevada al noroeste y el bloque Caño Limón- La Yuca al sureste. Este bloque contiene las estructuras de Caño Limón y La Yuca. Subparalelo a la falla de Caño Limón están las fallas rumbo deslizantes (wrench) de Matanegra y La Yuca, las cuales proporcionan un sello lateral a los límites del campo y exhiben un desplazamiento aproximadamente vertical a inverso. El cierre updip esta contra la falla normal Arauca y otras fallas cercanas al río Arauca las cuales forman el borde Colombo-Venezolano. La falla Arauca tiene un desplazamiento vertical de 10 a 350 ft (3 a 105 m) La naturaleza sellante de las fallas rumbo deslizantes (wrench) ha sido demostrado por los contactos independientes de agua-aceite sobre otros sitios de las fallas, también por pruebas de interferencia entre pozos sobre otros lugares de la falla Caño Limón. El desplazamiento vertical de cero en algunos puntos a lo largo de la falla ha sugerido que los sellos son debidos a sedimentos de shale a lo largo del plano de falla.

El movimiento de fallas syndeposicionales provoco un adelgazamiento de las unidades Carbonera Inferior M1 y M3. Además, el movimiento de la falla creo áreas topográficamente bajas tales como las que están entre los altos de La yuca y Caño Limón dentro de los cuales las areniscas de canales distributarios fueron depositadas(Figura 5) (Cleveland, 1988). La comparación de espesores y posiciones estratigráficas de fallas cortantes en pozos sugiere que el levantamiento del bloque noreste Matanegra ocurrió durante la depositación de Carbonera Inferior y que este bloque después estuvo sujeto a un intenso fallamiento durante la depositación de Carbonera Superior.

Los limites downdip al suroeste en cada bloque están formados por contactos de agua-aceite (Parker, 1986). En el presente, el área probada del campo es de 9070 acres (3670 ha). Los perfiles sísmicos a partir de una revisión 3-D del área probada ilustra una vista en rumbo y buzamiento del campo (Figura 5 y 6).

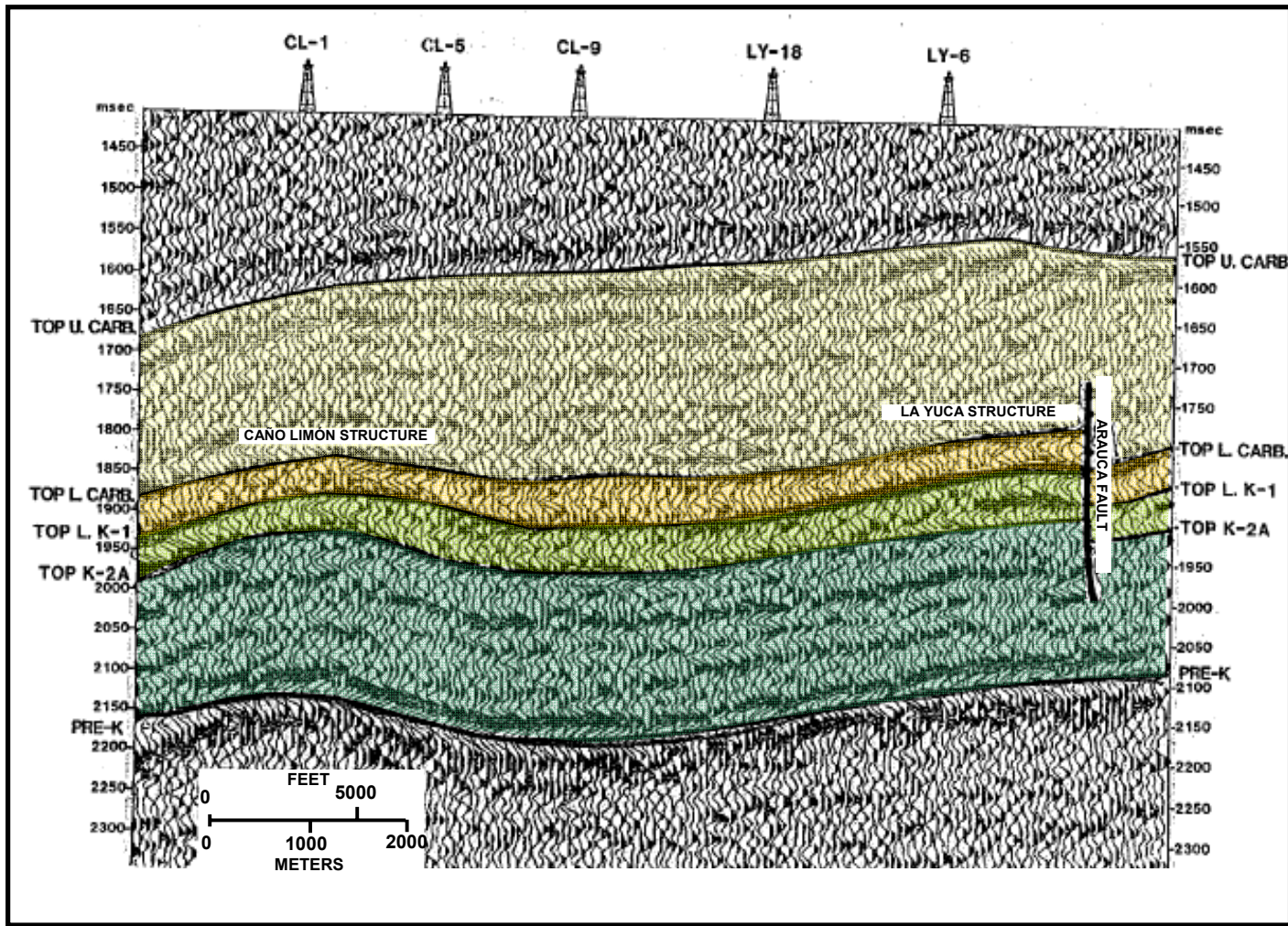


Figura 5. Perfil sísmico 2 mostrando una vista en rumbo de Caño Limón. La ubicación del perfil se observa sobre la figura 2. Las estructuras de Caño Limón, La Yuca y la falla normal Arauca fueron generadas como resultado del movimiento de fallas Wrench, Cleveland y Molina op cit.

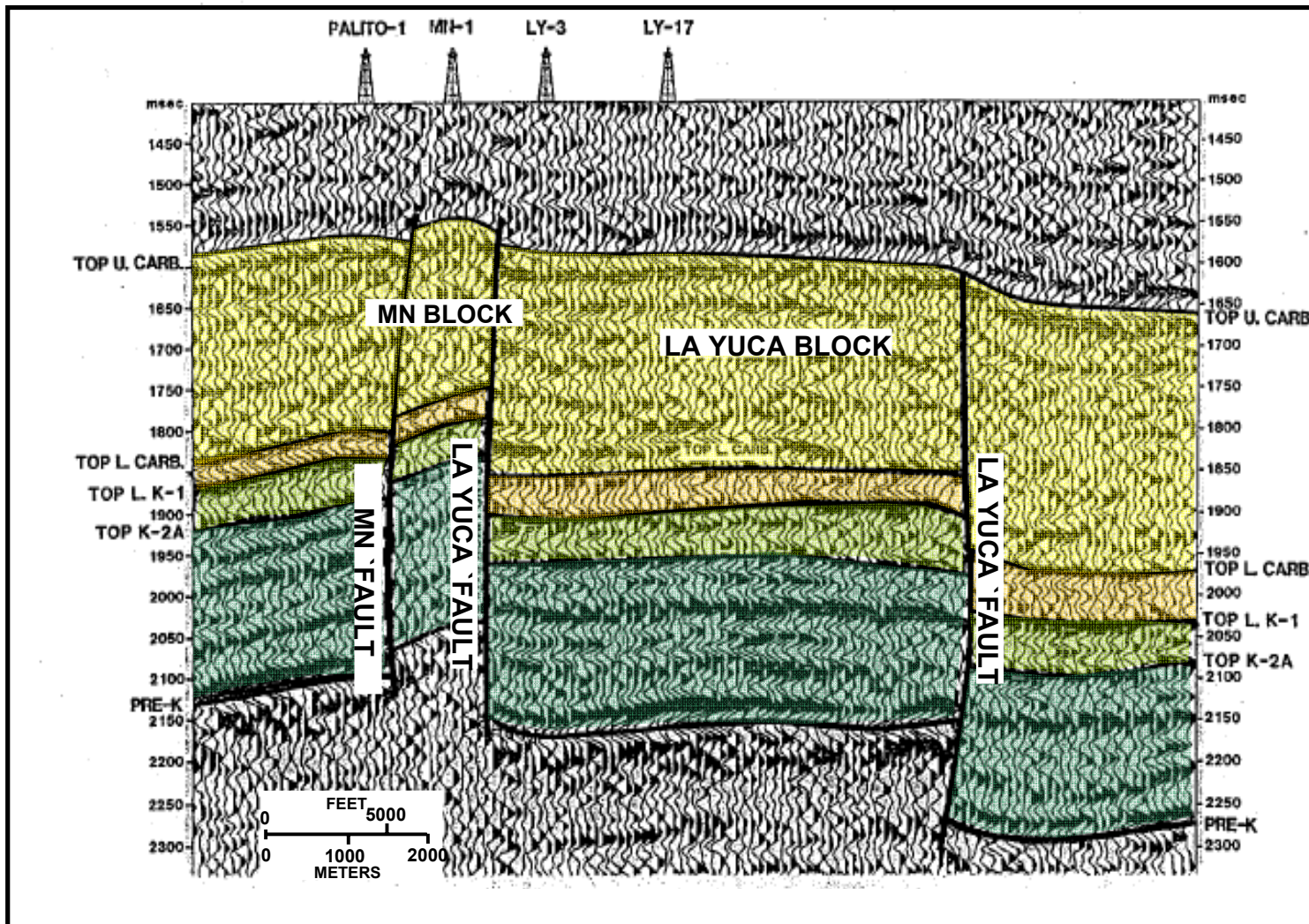


Figura 6. Perfil sísmico 1 mostrando una vista en buzamiento a través del bloque Caño Limón-La Yuca. La ubicación del perfil se muestra en la figura 2. Las fallas wrench son aproximadamente verticales, Cleveland y Molina op cit.

2.1.2 ESTRATIGRAFIA DEL AREA

La nomenclatura estratigráfica empleada en el campo Caño Limón esta basada en un marco de secuencias limitadas inconformemente (Figura 7). La sección que contiene aceite comprende partes de cuatro unidades sedimentarias separadas disconformemente con un espesor combinado de 1000 ft (305 m). Localmente a regionalmente shales correlacionables subdividen las unidades dentro de zonas productivas. En general, las secuencias estratigráficas registran un episodio regresivo.

Las secuencias progresan hacia arriba desde el Cretaceo marino somero que son depósitos deltaicos dominados por olas seguidos por Carbonera Inferior conformada por un complejo deltaico dominado por ríos y finaliza con Carbonera Superior conformado por depósitos de canal y de llanuras de inundación.

Los sedimentos encontrados en Caño Limón fueron derivados desde el escudo de Guayana al este, mientras sedimentos hallados al occidente en la Cuenca Llanos fueron derivados de fuentes al occidente. Así, algunas unidades equivalentes en tiempo sobre lados opuestos de la cuenca tienen diferentes nombres. La nomenclatura estratigráfica para las unidades productivas esta descrita abajo desde la más vieja a la más joven.

2.1.2.1 Unidad Cretácica K2A (Cenomaniano)

La cual esta subdividida en varias zonas como K2A1, K2A2, K2A3 y K2A4 en Caño Limón, tiene un espesor promedio de 245 ft (75 m). El shale Palito separa el K2A de la arenisca subyacente K2B y este es una barrera regional al flujo del fluido vertical.

La unidad K2A es equivalente en edad a la formación Chipaque la cual aflora en la Cordillera Oriental de los Andes al occidente. La figura 8 es un mapa isócrono de arena neta petrolífera para la unidad K2A.

AGE	FM.	MEMBER	ZONE	ENVIRON. OF DEPOSIT.	THICK	REGIONAL UNCONFORMITIES	OIL PROD		
								AGE	MEMBER
TERTIARY	OLIGOCENE	UPPER CARBON-ERA	C-1	DELTAIC MARINE	1500' (457 m)				
			C-2	DELTAIC					
			"E" SHALE	MARINE					
			C-3	DELTAIC					
			C-4	LACUSTRINE TO FLOOD PLAIN					
	OLIGOCENE	LOWER CARBON-ERA	UPPER	M-1	DELTAIC			245' (75 m)	
			LOWER	M-2	DELTAIC				
	CRETACEOUS	SENONIAN	CONIACIAN TO SANTONIAN	LOWER K-1 SANDS	A			SHALLOW MARINE TO DELTAIC	300' (91 m)
					B				
					C				
					D				
				LA YUCA SHALE	LA YUCA SH.			E F	MARINE
K-2A SAND				1	SHOREFACE TO SHALLOW MARINE	245' (75 m)			
				2					
K-2B SAND				3	SHOREFACE TO MARINE	110' (34 m)			
				4					
PALITO SH.				PALITO SH.	MARINE				
K-3				UPPER	FLUVIAL	800' (244 m)			
K-3				LOWER	FLUVIAL				
UNKNOWN	PRE-CRET.								

Figura 7. Columna estratigráfica basada en secuencias limitadas inconformemente. Las unidades estratigráficas de Carbonera Superior e Inferior, K1 Inferior y K2A son unidades reservorio en Caño Limón, Cleveland y Molina *op cit*.

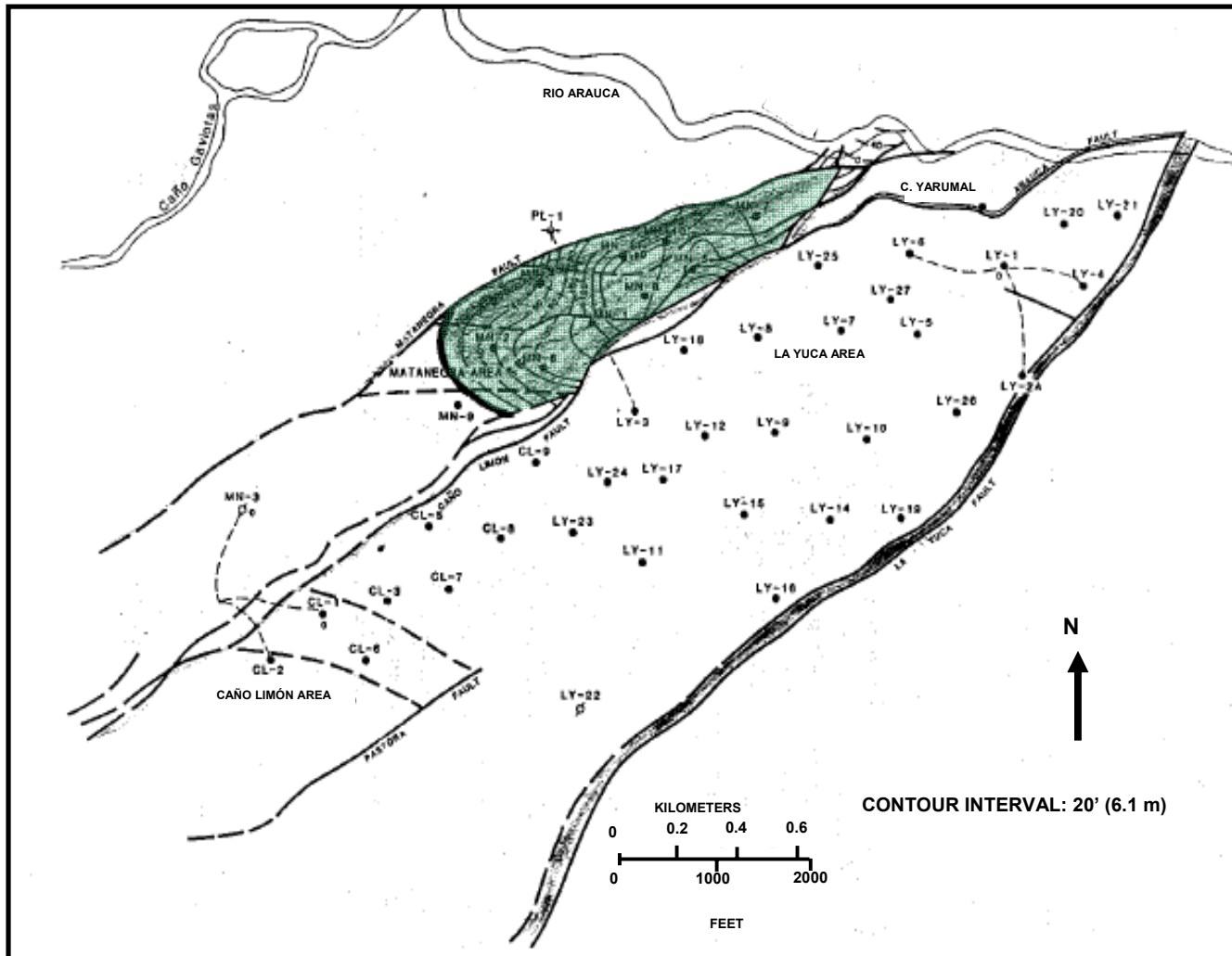


Figura 8. Mapa isócrono de arena neta petrolífera de la unidad K2A mostrando que el aceite de K2A esta confinado en el área de Matanegra, Cleveland y Molina op cit.

2.1.2.2 Unidad Cretáceo Inferior K1 (Cenomaniano)

Esta subdividida en varias zonas como K1A, K1B, K1C, K1D, K1E y K1F. Esta tiene en promedio un espesor de 313 ft (95 m) en el bloque Caño Limón- La Yuca y 247 ft (75 m) de espesor en el bloque de Matanegra. El shale La Yuca el cual forma parte inferior de K1 Inferior, forma una barrera regional para el flujo vertical. El K1 Inferior es correlacionable con el Grupo Guadalupe presente al occidente en la cuenca Llanos. El K1 superior no se halla en Caño Limón pero se encuentra al occidente. La figura 9 es un mapa isócrono de arena neta petrolífera para K1 Inferior.

2.1.2.3 Formación Carbonera Inferior (Eoceno Tardío al Oligoceno)

Esta subdividida en las zonas M1, M2, M3 y M4. Esta tiene un espesor promedio de 280 ft (85 m) en el bloque de Caño Limón- La Yuca y 215 ft (66 m) en el bloque de Matanegra. El shale Guafita forma una barrera regional para el flujo vertical dentro de Carbonera Inferior, separando la zona M1 de la zona M2. El Carbonera Inferior fue previamente referido como la Formación Mirador en Caño Limón. Sin embargo, la formación Mirador, cuya localidad tipo se halla en la cordillera Oriental de los Andes, ha mostrado recientemente ser más vieja que Carbonera Inferior y no se extiende dentro del área de Caño Limón (Bogotá-Ruiz, 1988). La figura 10 es un mapa isócrono de arena neta petrolífera para la formación Carbonera Inferior.

2.1.2.4 Formación Carbonera Superior (Oligoceno Temprano a Mioceno Medio)

Esta dividida en los miembros C1 hasta C5. Aunque esos miembros son continuos a través de la Cuenca Llanos, canales individuales de areniscas dentro de la formación son discontinuos. La formación Carbonera Superior tiene un espesor promedio de 1500 ft (460 m) en el área de Caño Limón. El miembro C5 del Oligoceno y la parte inferior del miembro C4, con un espesor combinado de 150 a 200 ft (46-61 m), son productivos en el área y están subdivididos en las zonas C4A, C4B, C5A y C5B. La figura 11 es un mapa isócrono de arena neta petrolífera de Carbonera Superior.

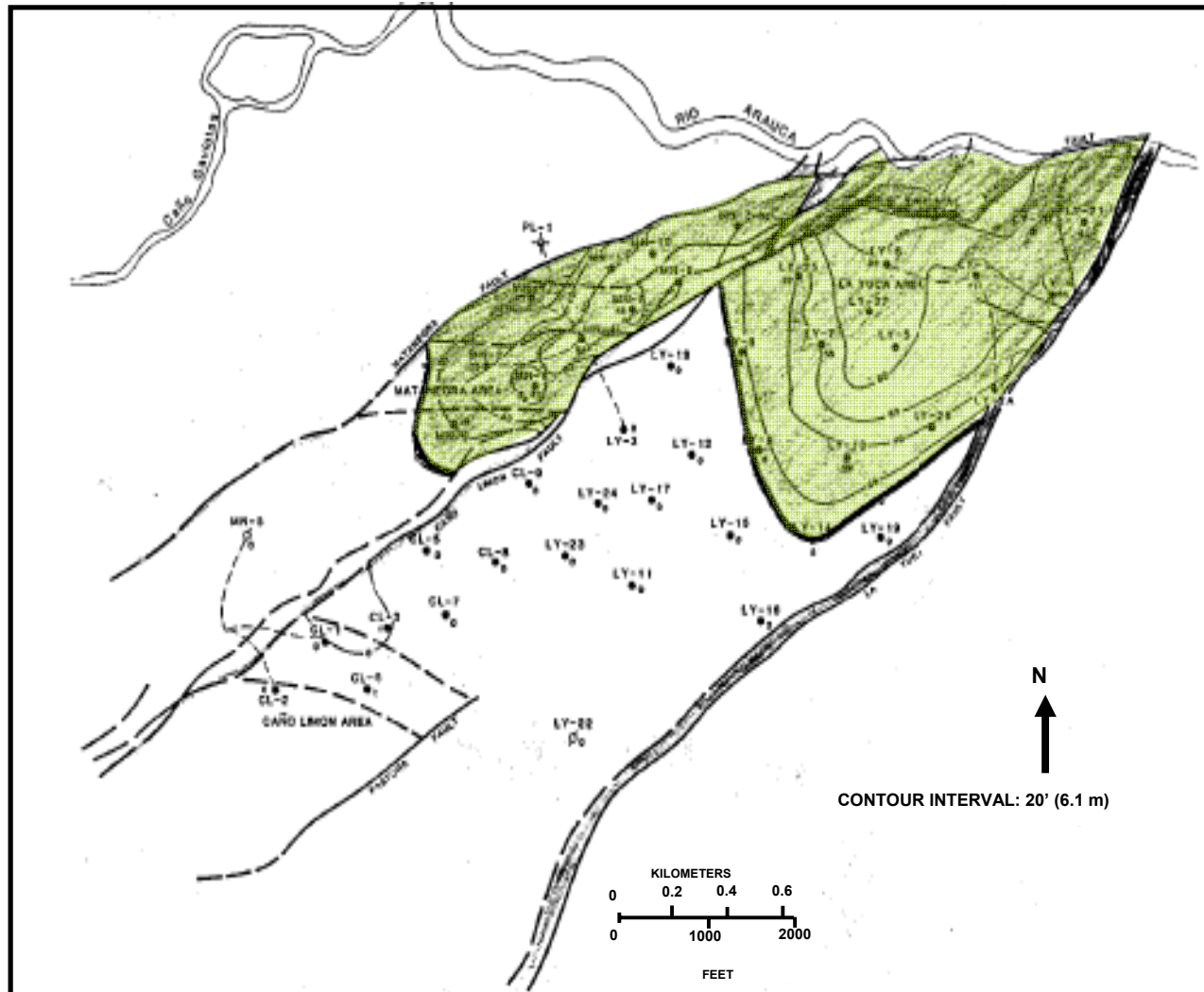


Figura 9. Mapa isócrono de arena neta petrolífera de K1 Inferior mostrando que el aceite de K1 esta confinado principalmente en el área de Matanegra y La Yuca, Cleveland y Molina op cit.

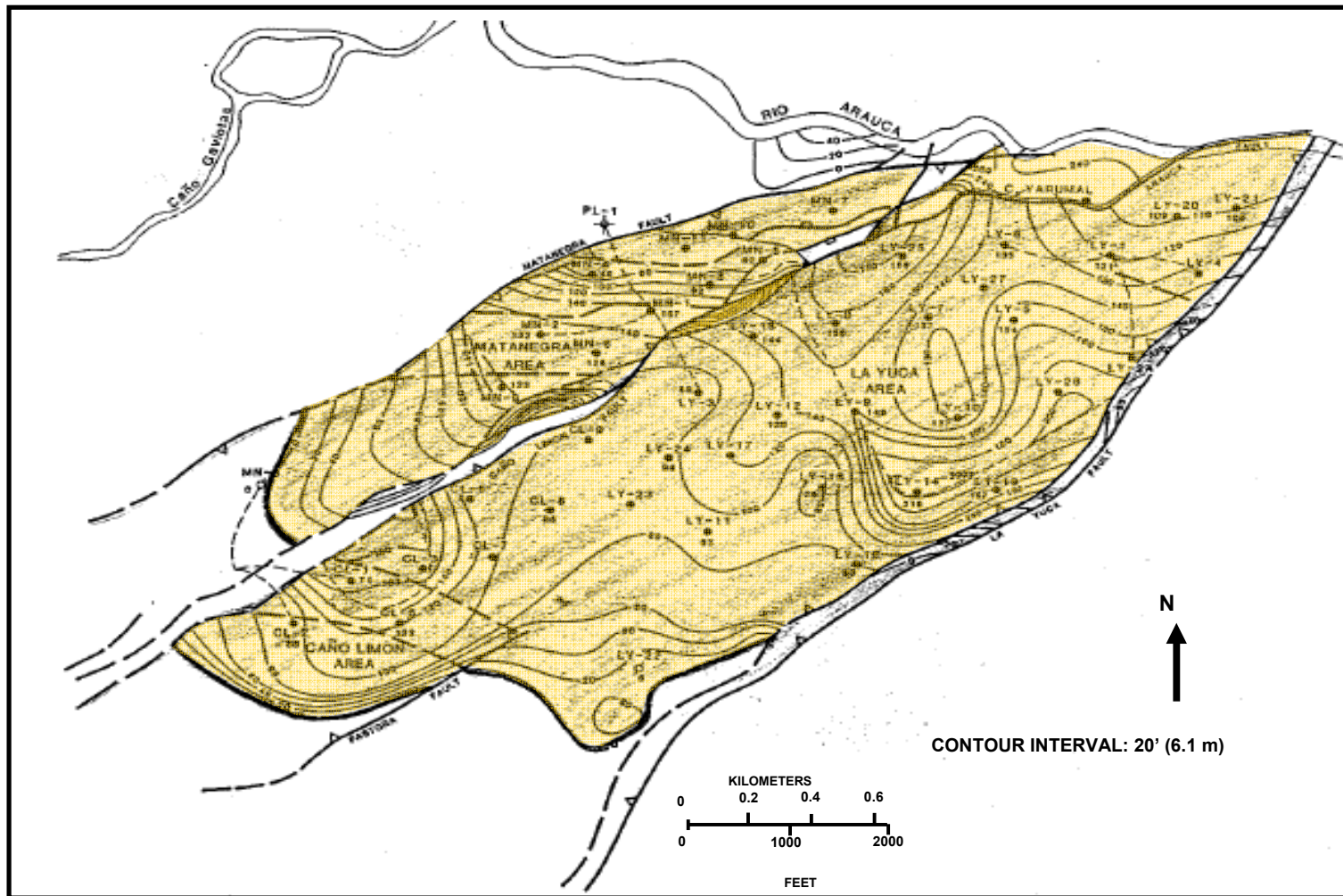


Figura 10. Mapa isócrono de arena neta petrolífera de Carbonera Inferior mostrando una amplia distribución de aceite de Carbonera Inferior. Los espesores localmente exceden los 200 ft (61 m), Cleveland y Molina *op cit*.

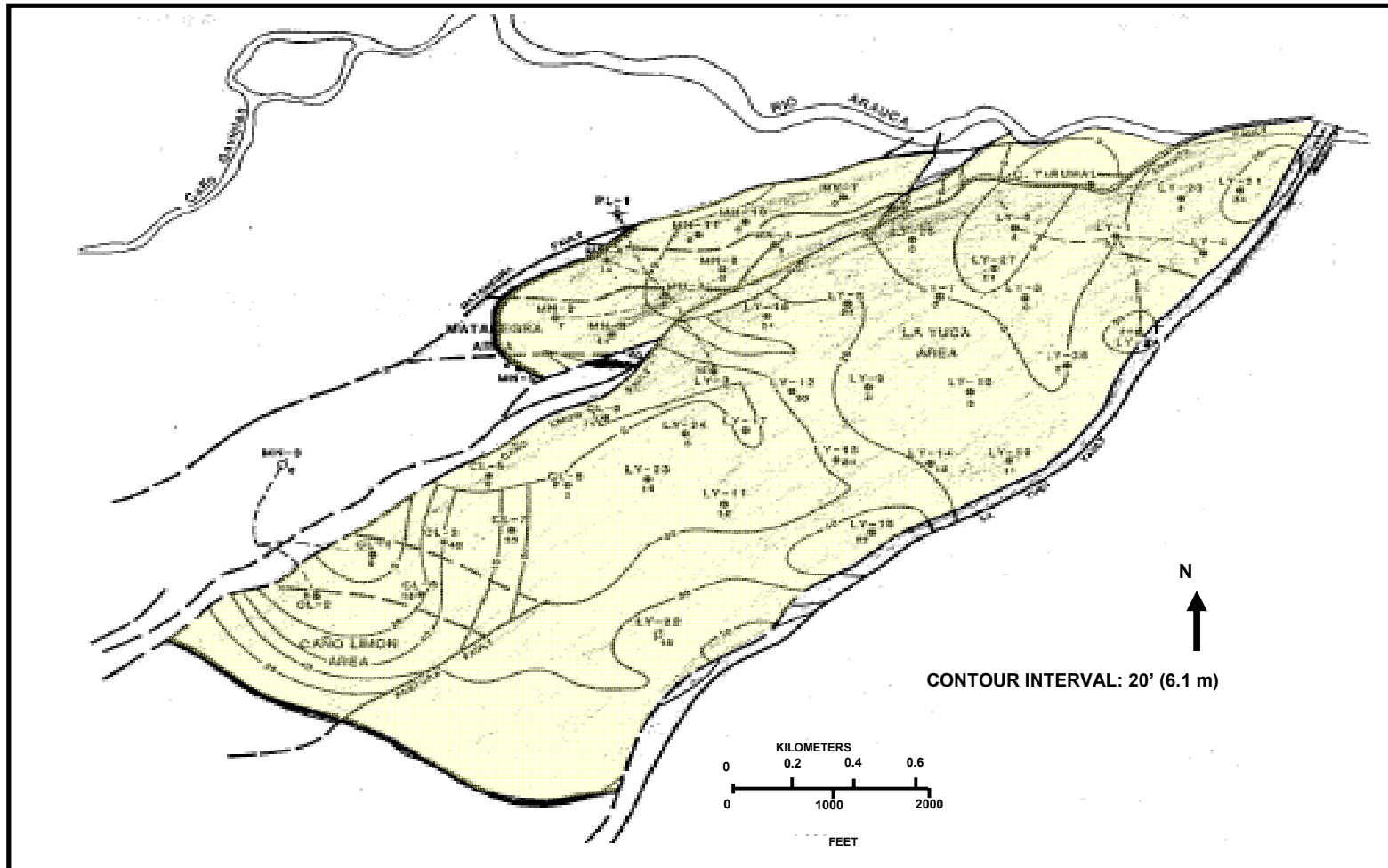


Figura 11. Mapa isócrono de arena neta petrolífera de Carbonera Superior mostrando que los espesores más grandes se encuentran en las áreas de Caño Limón y La Yuca, Cleveland y Molina *op cit.*

La continuidad del reservorio Carbonera Inferior entre las áreas de Caño Limón y La Yuca esta ilustrado en la sección cruzada A-A' (Figura 12). La excelente continuidad del reservorio en Carbonera Inferior ha sido demostrada por detección de interferencia de presiones en los pozos de La Yuca a partir de la producción en los pozos de Caño Limón. Un contacto común de agua-aceite es compartido por los reservorios Carbonera Inferior y K1 Inferior, mientras que las areniscas de Carbonera superior más delgadas y discontinuas tienen localmente múltiples e independientes contactos de agua-aceite.

La sección cruzada B-B' (Figura 12) muestra que el bloque Matanegra ha sido levantado 300 ft (91 m) verticalmente a través de la falla Caño Limón. Los contactos independientes de agua-aceite sobre otros lugares de la falla están evidenciando la naturaleza sellante de la falla.

2.2 CARACTERISTICAS DEL HIDROCARBURO

Los crudos de Caño Limón son aceites aromáticos intermedios a aceites naftenicos parafínicos (Figura 13) de acuerdo a la clasificación de Tissot y Welte (1978). Ellos son de densidad moderada a viscosa, con un contenido de sulfuros de 0.41%.

Composiciones isotópicas, isoprenicas y biomarcadores, las cuales están relacionadas por el aceite en profundidades similares, sugieren que todos los crudos fueron probablemente generados del mismo kerogeno marino. Una grafica de C15+ de parafinas normales contra el porcentaje normalizado para 13 muestras de aceite de Caño Limón claramente confirma que el aceite pertenece a la misma familia y fueron generados por la misma fuente marina (Figura 14).

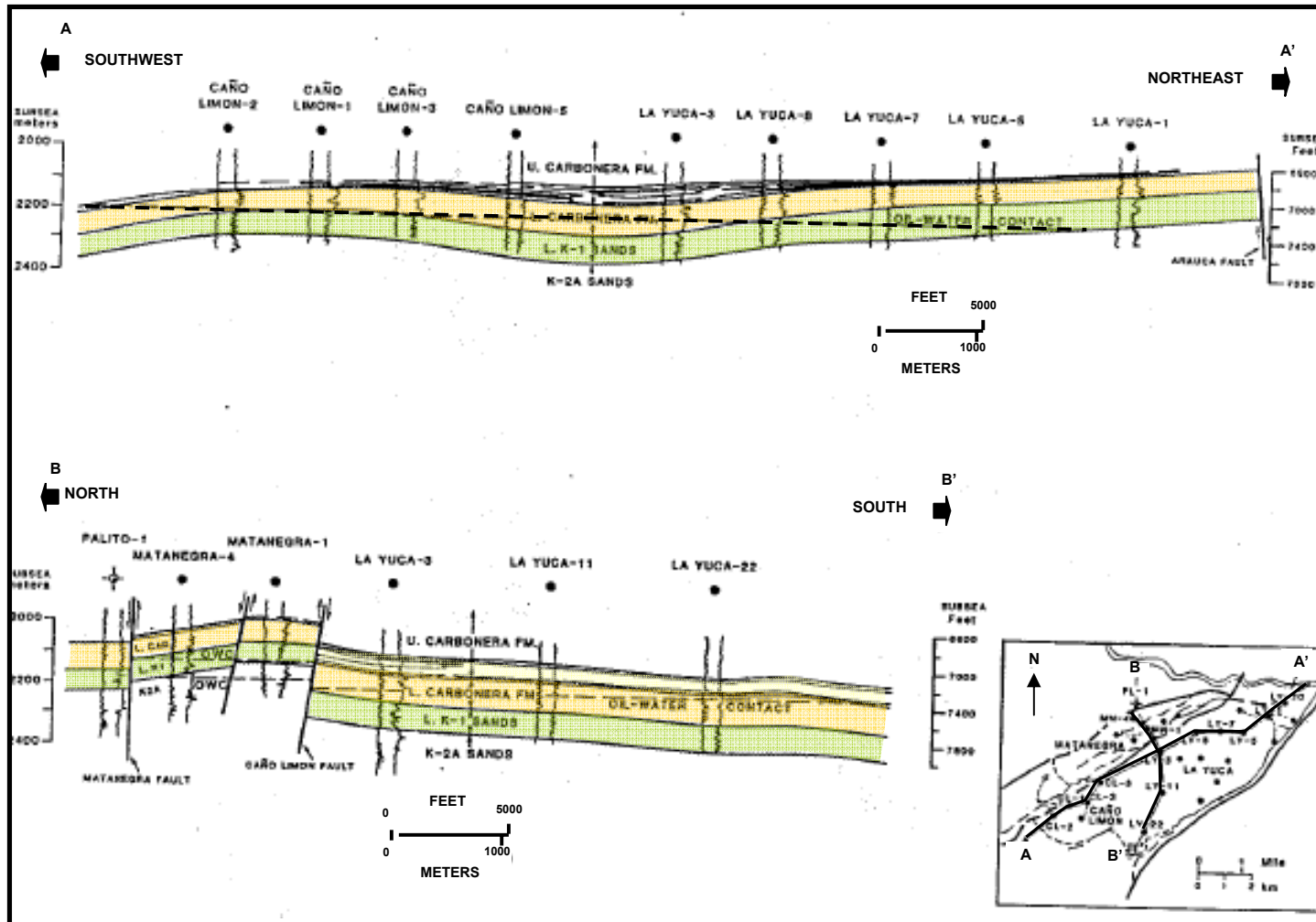


Figura 12. Sección cruzada estructural A-A'y B-B' mostrando la continuidad del yacimiento, fallas aledañas, y múltiples contactos de agua-aceite en el campo Caño Limón, Cleveland y Molina *op cit.*

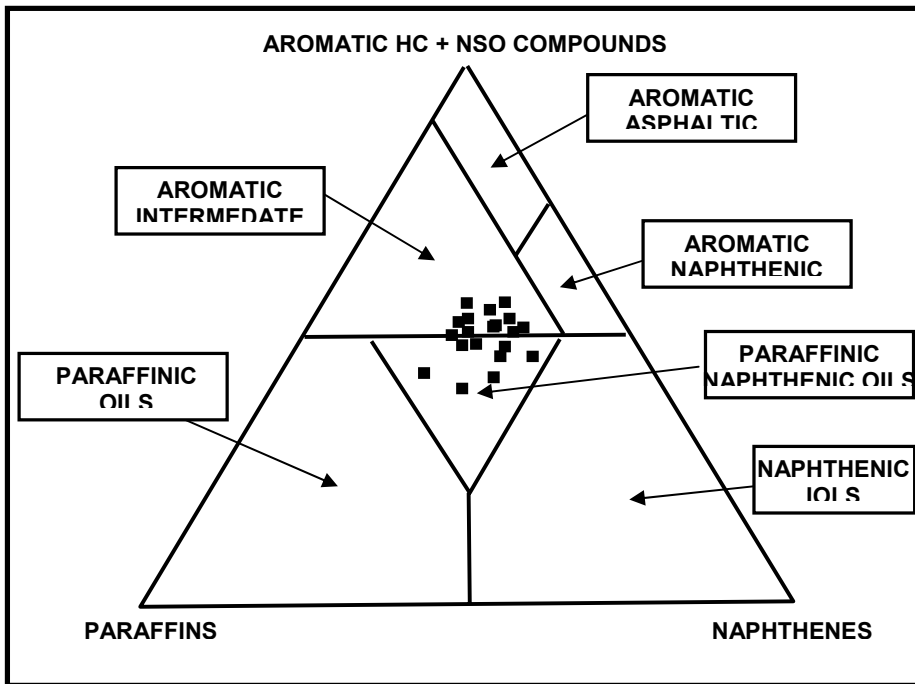


Figura 13. Los crudos de Caño Limón son clasificados como aceites aromáticos intermedios a parafínicos naftánicos, Cleveland y Molina *op cit*.

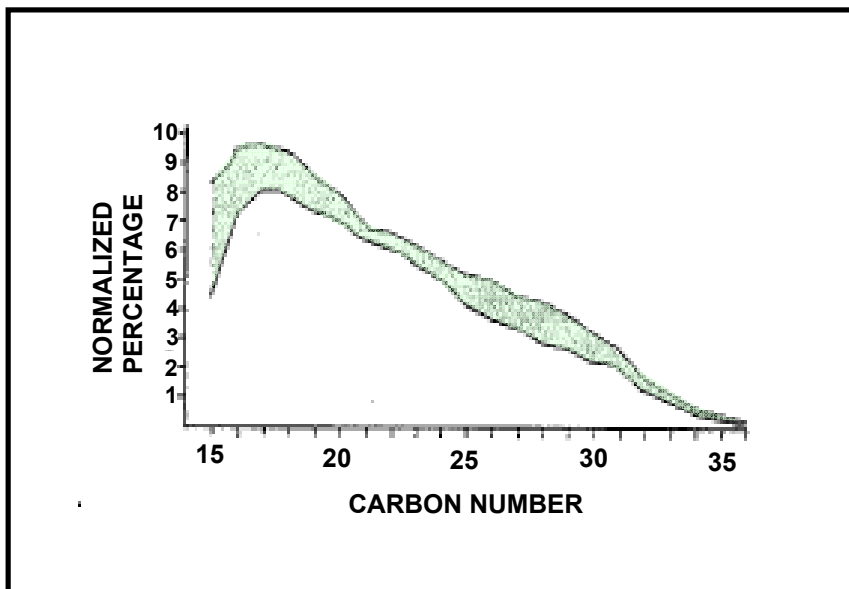


Figura 14. Grafica de parafinas normales C15+ contra porcentaje normalizado para 13 muestras de aceite de Caño Limón confirman que todos los aceites fueron derivados de la misma fuente marina, Cleveland y Molina *op cit*.

2.3 ROCAS FUENTES, MODELO Y RUTAS DE MIGRACIÓN

La fuente marina de material orgánico a partir del cual los crudos de Caño Limón pudieron haber sido generados está presente solamente en los afloramientos del Cretáceo Tardío y Paleozoico al occidente. Aunque abundantes zonas Terciarias ricas en materia orgánica están presentes dentro de la Cuenca Llanos, esas rocas contienen principalmente derivados de kerogeno terrestre inmaduros. Las secciones Cretácicas del subsuelo en la Cuenca Llanos contienen poca a buena fuente potencial, pero los análisis en núcleos y rípios de Caño Limón indican que esos sedimentos contienen kerogenos terrestres inmaduros ($R_o = 0.48$). La idea aceptada sobre la generación y migración del aceite en los Llanos sostiene que esos aceites fueron probablemente expulsados por capas fuentes del Cretácico. El área generadora estuvo localizada a lo largo de la actual Cordillera Oriental, con subsecuentes migraciones de aceite hacia el este y el suroeste a través de capas conductoras y fallas (Figura 15). La migración del aceite implicó grandes distancias de aproximadamente 100 millas (161 km) si los aceites de Caño Limón fueron derivados a partir de las rocas fuentes del Cretácico Tardío las cuales están expuestas en estos momentos.

Los análisis de Lopatin indican que la generación de aceite y migración probablemente ocurrieron durante la depositación de Carbonera Superior del Oligoceno Tardío al Mioceno Temprano. Así, el entrapamiento estructural estuvo presente y un llenado previo al levantamiento regional el cual comenzó durante la depositación de la formación León del Mioceno Medio.

El desarrollo estructural y la historia de migración del campo Caño Limón es mostrada en la sección cruzada de la figura 16. Las tendencias de gravedad y otras propiedades geotérmicas contra la profundidad varían para el área y para cada zona. Por ejemplo, las acumulaciones originales antes del levantamiento (PRE Mioceno Medio) en los altos estructurales de Caño Limón y La Yuca están interpretadas teniendo diferentes tendencias de profundidad contra gravedad. Subsecuentes levantamientos estructurales causaron remigración de aceite de más baja gravedad desde la estructura de Caño Limón a dentro de la estructura de La Yuca. A profundidades comparables, las gravedades de los aceites son más bajas en La Yuca que en Caño Limón.

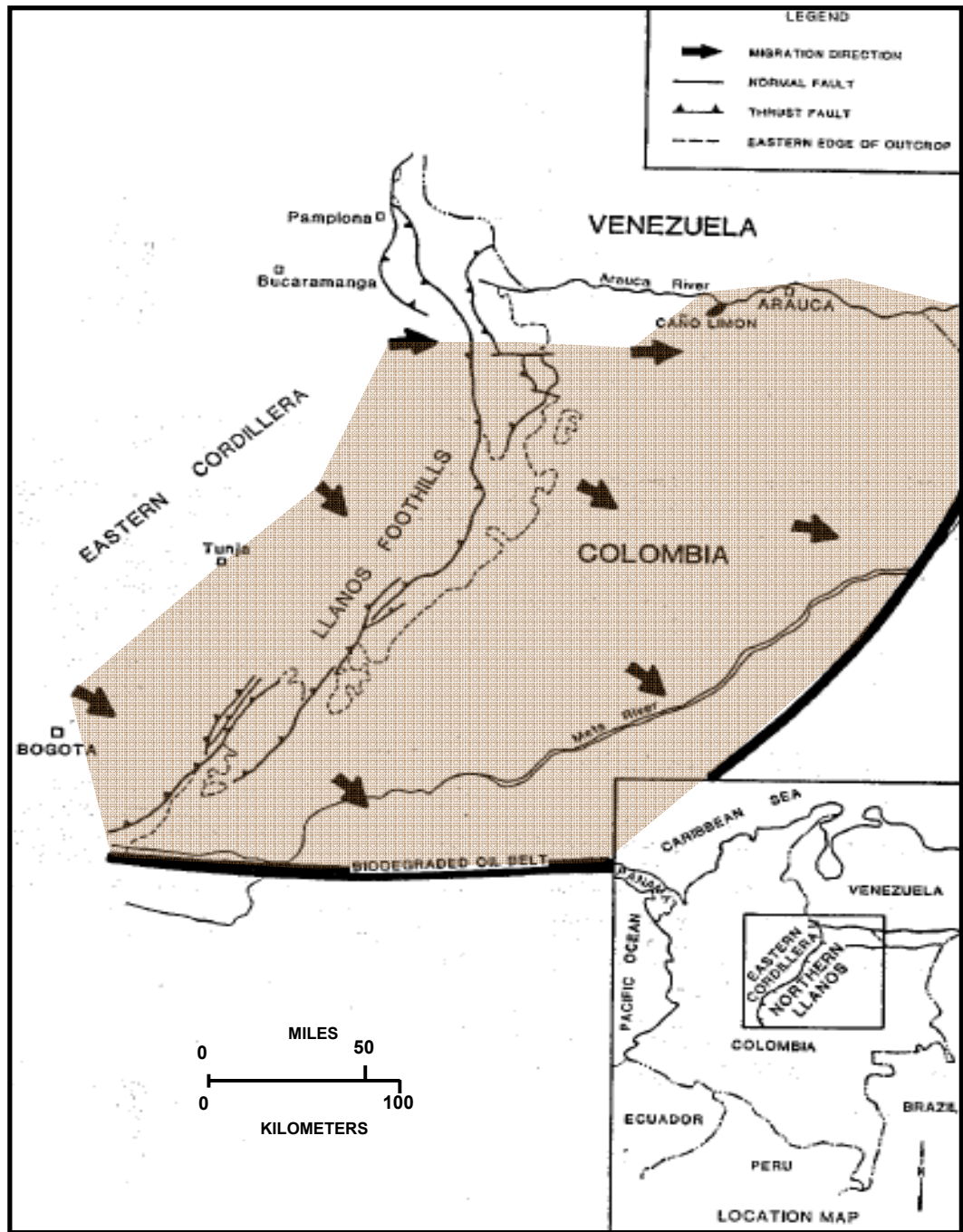


Figura 15. Ruta de migración durante el Cretácico en Caño Limón. Las rocas fuentes estuvieron localizadas en el actual Piedemonte de los Llanos y el aceite migro hacia el este, Cleveland y Molina *op cit*.

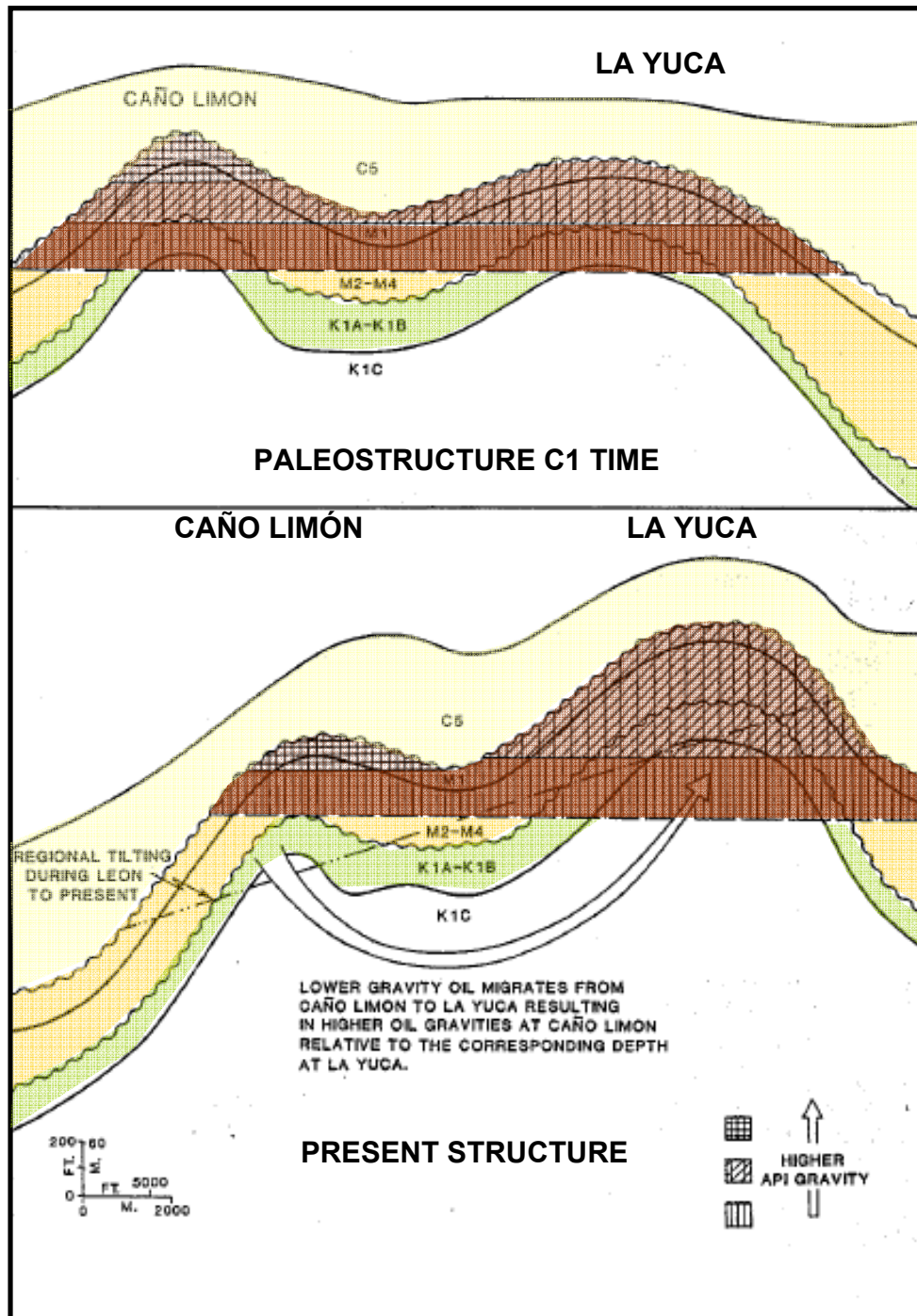


Figura 16. Sección cruzada esquemática mostrando como el aceite reemigra desde la estructura Caño Limón a la estructura La Yuca en respuesta al levantamiento regional, Cleveland y Molina *op cit*.

2.4 CONTACTOS AGUA-ACEITE

Los contactos originales de agua libre fueron determinados usando pruebas repetidas de formación (RFT) generando graficas de gradientes de presión derivadas a partir de los pozos perforados antes de comenzar la producción. Por ejemplo, una gráfica de Matanegra 6 RFT ilustra como la intersección de los gradientes de agua y aceite demuestran los contactos independientes de agua-aceite en las unidades K1 Inferior y K2A (Figura 17). Dentro de cada bloque fallado, los contactos separados de agua-aceite pueden ser demostrados para la formación Carbonera Superior (3 o más contactos), Carbonera Inferior y K1 Inferior (1 contacto), y K2A (1 contacto). La Formación Cretácica K2A tiene el contacto más profundo y es productiva solamente en el bloque Matanegra.

El mapeo de la distribución del fluido requirió la interpretación de los contactos agua aceite a partir de registros y corazones además de los datos de las pruebas RFT. El mapa del contacto agua-aceite para las formaciones Carbonera Inferior y K1 Inferior revela una superficie levantada subparalela a la estructura geológica y buzando en promedio 0.38° al sureste (Figura 18). Este levantamiento sugiere que un sistema dinámico de acuíferos regionales con flujo sureste, este en contacto con la acumulación de aceite. Los acuíferos activos hidrodinámicos están reconocidos en todas partes de la Cuenca Llanos (Molina, 1988).

El análisis potenciométrico en conjunto con la resistividad regional del agua, los datos geoquímicos y estudios stratigráficos regionales sustentan esta interpretación (Molina, 1988). El funcionamiento del campo también indica un acuífero muy dinámico dentro del bloque Caño Limón. Después de 148 MMBO ($2.4 * 10^7 \text{ m}^3$) de producción, la presión fue restaurada rápidamente en Caño Limón durante un cierre del campo, indicando una fuerte influencia del acuífero.

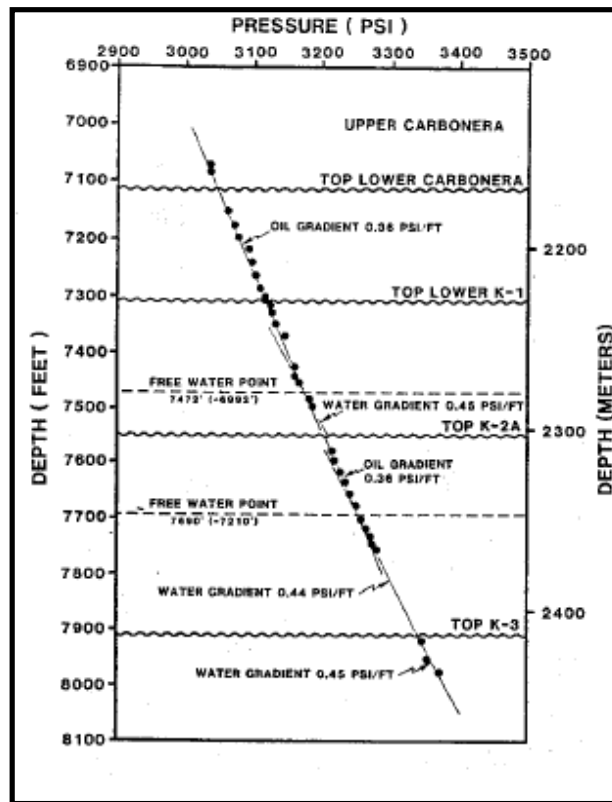


Figura 17. Grafica RFT para el pozo Matanegra 6 mostrando los puntos de agua libre independiente para las unidades K1 y K2A, Cleveland y Molina *op cit.*

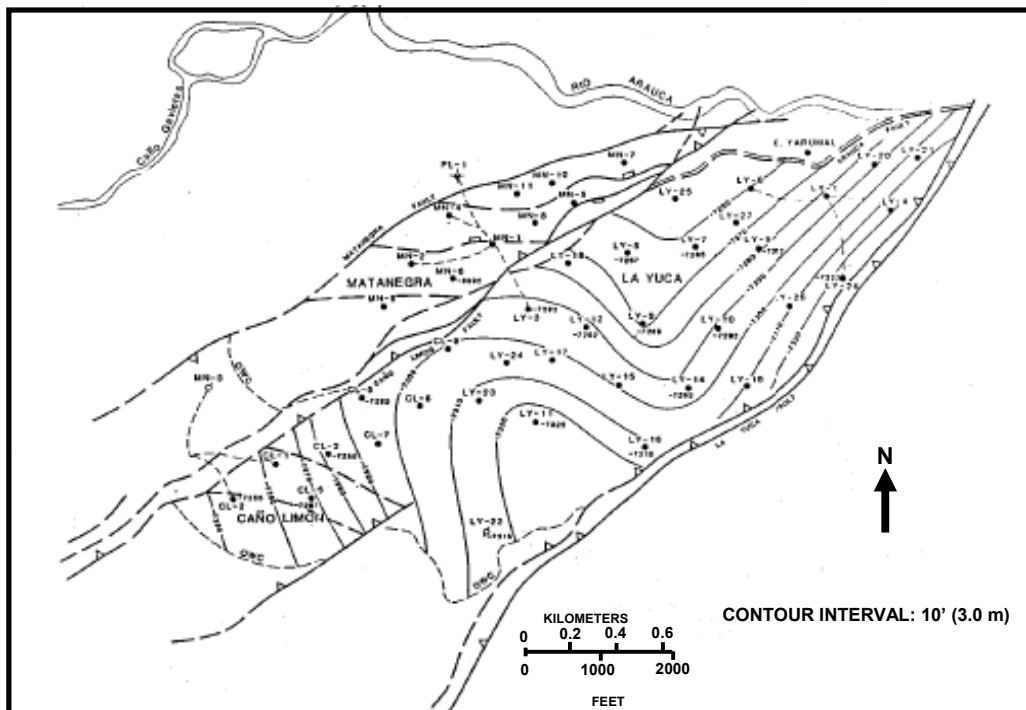


Figura 18. Mapa de nivel de agua libre mostrando el contacto levantado de agua-aceite, Cleveland y Molina *op cit.*

2.5 DESARROLLO DEL CAMPO

Hasta 1988, 46 pozos han sido perforados en un área aproximada de 247 acres (100 ha- 1Km²), de los cuales 43 son productores, dos pozos son usados únicamente para el monitoreo de presión, y uno fue perforado para reemplazar un pozo productor que presento problemas mecánicos. 12 pozos fueron perforados durante 1985, 18 en 1986, 8 en 1987 y 8 en 1988 (Figura 19). La mayoría de pozos fueron inicialmente completados en la formación Carbonera Inferior. Ocho completaciones incluyen las zonas K1 y K1B, tres pozos updip en el área de La Yuca están completados justamente en la zona K1 Inferior, y cuatro pozos en el bloque Matanegra están completados en la zona K2A.

La figura 20 muestra como las zonas próximas al contacto agua-aceite son completadas primero y zonas suprayacentes son completadas en tanto el frente de agua avanza. Este programa de completación selectiva y recompletación asiste la dirección del yacimiento por el balanceo del fluido tomado a partir de varias capas reservorio y es un elemento dominante en alcanzar una influencia uniforme del agua y un alto barrido eficientemente.

Las tasas de producción del pozo varían de 3000 a 10000 BOPD (477-1590 m³/D) dependiendo del intervalo completado. Pozos individuales han producido ha tasas de más de 20000 BOPD (3180 m³/D).

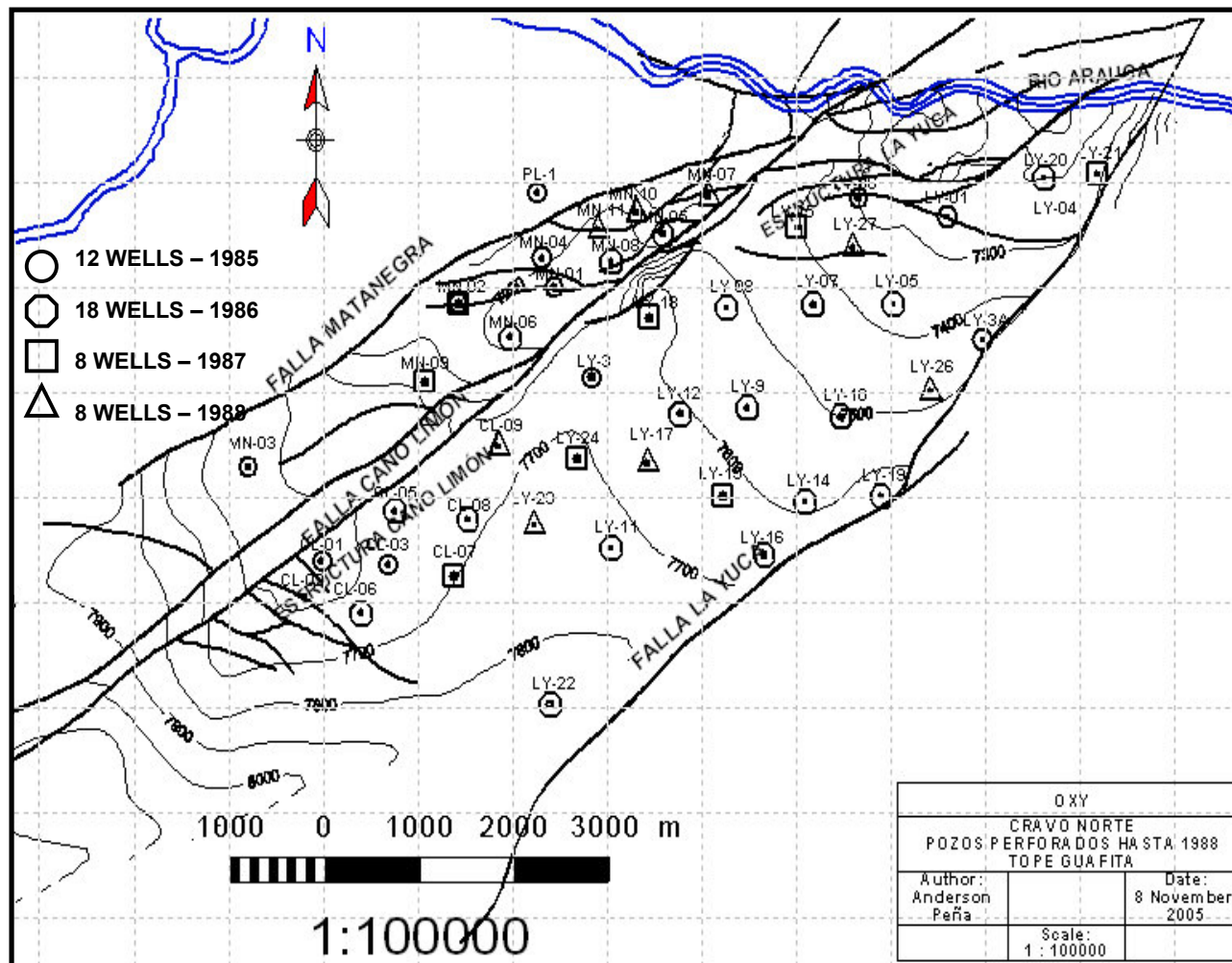


Figura 19. Mapa de los pozos perforados por año. Un total de 46 pozos han sido perforados hasta 1988, Cleveland y Molina *op cit.*

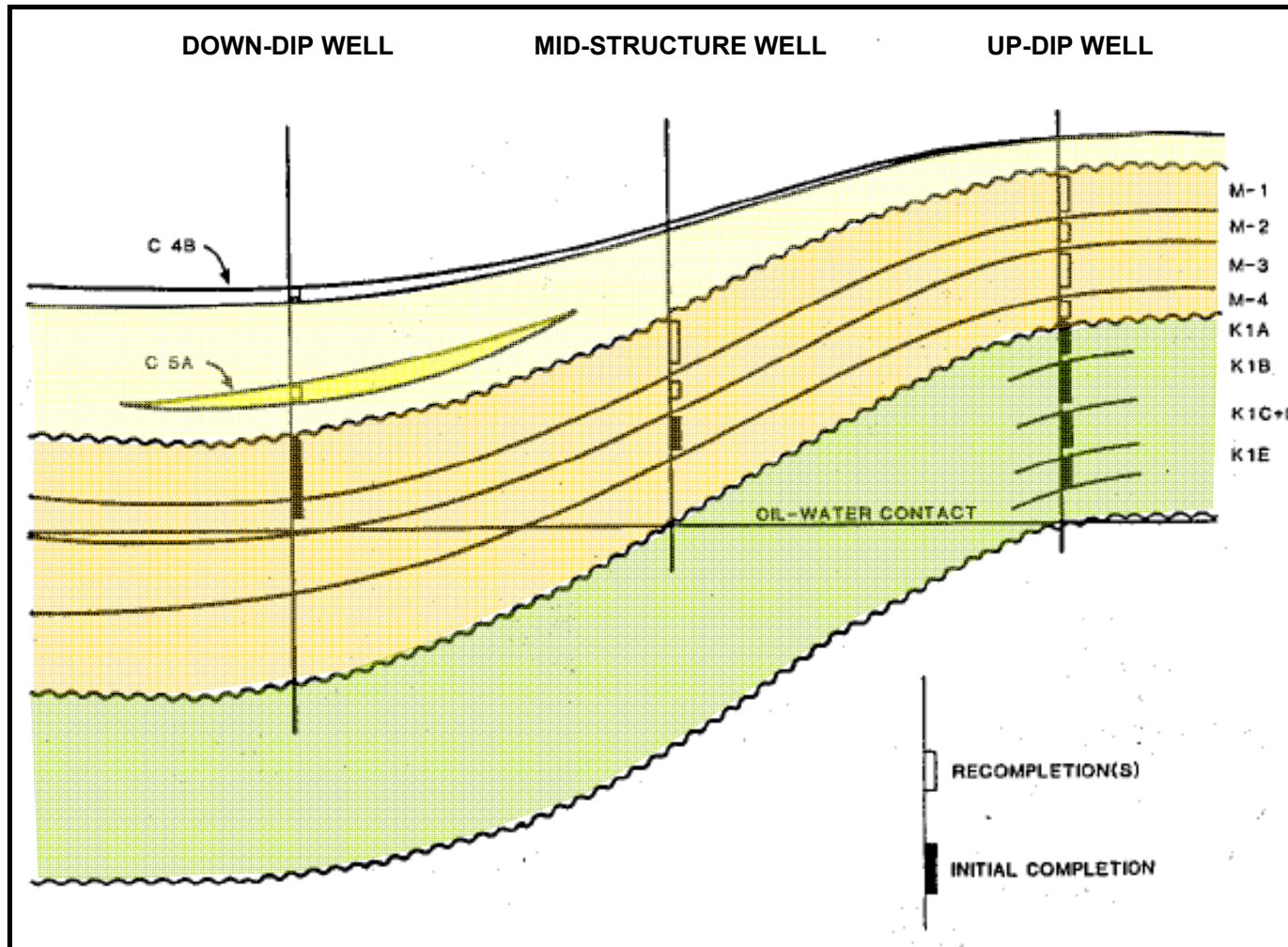


Figura 20. Esquema de completación en Caño Limón mostrando que las zonas próximas al contacto agua-aceite son completadas primero y zonas suprayacentes son completadas en tanto el contacto sube, Cleveland y Molina *op cit.*

2.6 CARACTERIZACIÓN DEL YACIMIENTO

2.6.1 AMBIENTES DEPOSITACIONALES

Los sedimentos de la sección productora del campo Caño Limón fueron derivados del escudo granítico de Guyana al sureste. Las areniscas del yacimiento son cuarzoarenitas compuestas predominantemente de granos de cuarzo subangulares a angulares.

El modelo depositacional del campo Caño Limón es ilustrado en la figura 21. Las interpretaciones son basadas en 2226 ft (679 m) de núcleos de 11 pozos en el campo. Cada formación productora representa un ambiente depositacional diferente. El reservorio cretácico K2A consiste de areniscas deltaicas dominadas por mareas que tienen una alta continuidad paralela a la paleo-línea de costa. Los sedimentos cretácicos K1 incluyen shale marino con areniscas deltaicas dominadas por mareas interestratificadas, areniscas de canal mareal, y areniscas de plataforma interna. El Carbonera Inferior es interpretado como areniscas deltaicas dominadas por ríos, y el Carbonera Superior como continental, arcillolitas de planicie deltaica superior a inferior. Cada uno de estos ambientes es discutido en detalle en las siguientes secciones.

2.6.1.1 Cretácico K2A

Areniscas de lower shoreface comprenden el 56% de los yacimientos Cretáceos K2A, y las areniscas de upper shoreface comprenden el remanente. Un origen marino somero para ambas facies es indicado por las concentraciones de glauconita que pueden exceder el 10%. La arenisca de lower shoreface es de grano muy fino a fino y tienen una pobre calidad debido en gran parte a la bioturbación (Figura 22A). Las madrigueras son frecuentemente rellenas con caolinita. La arenisca de upper shoreface es de grano fino pero no bioturbada, con estratificación cruzada uniforme y laminación delgada de arcilla preservada (Figura 22B). Los yacimientos de areniscas de shoreface son significativos por su continuidad paralela a la línea de costa y la ausencia de barreras significativas al movimiento lateral de fluido. Dos tipos de barreras locales al movimiento vertical del fluido en los reservorios K2A están presentes: (1) shale marino y de bahía interdistributaria, y (2) areniscas cementadas por calcita derivada de la disolución de capas adyacentes con conchas de bivalvos.

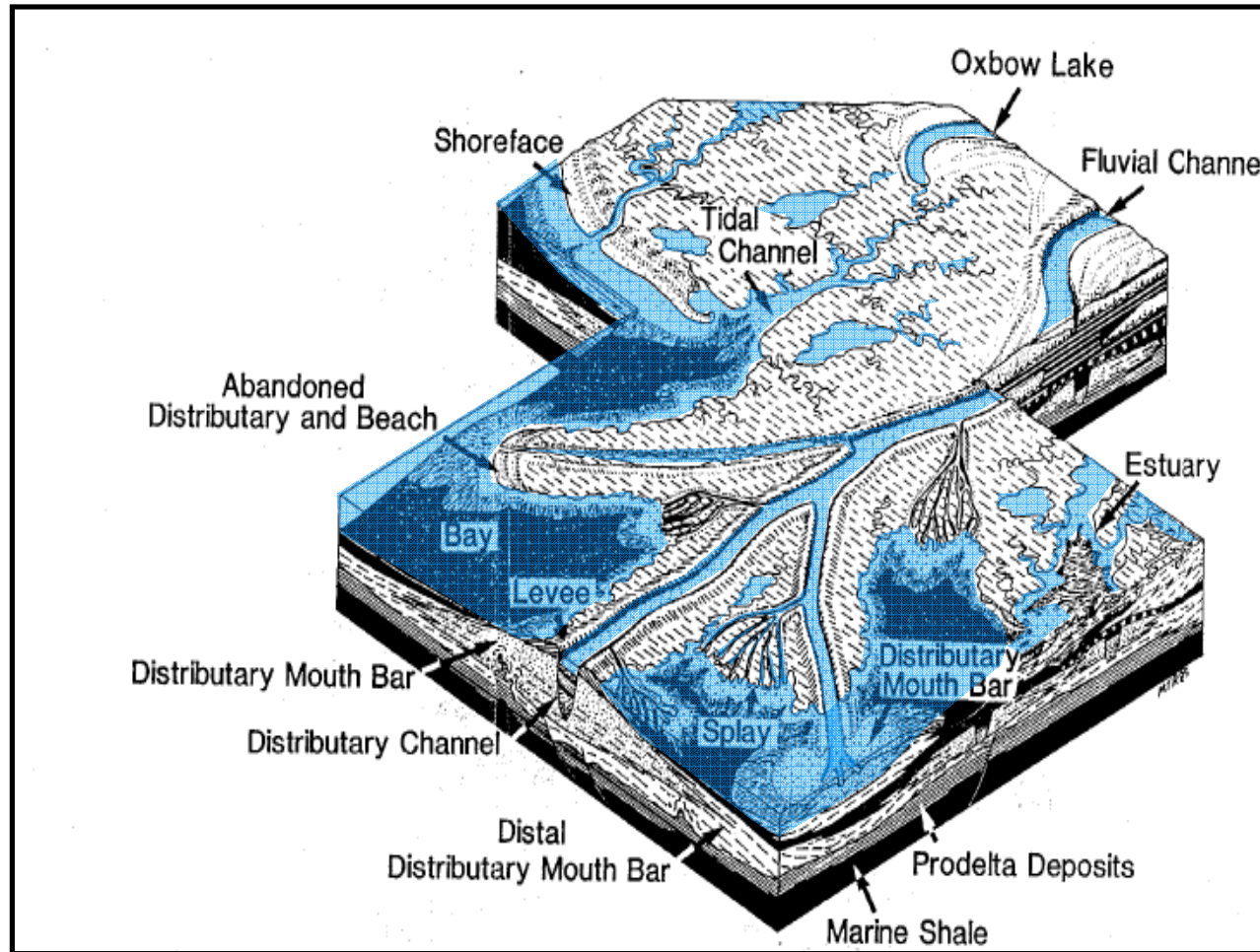


Figura 21. Diagrama esquemático del sistema deposicional e Caño Limón. Los reservorios de K2A son areniscas de shoreface. Los reservorios de K1 son areniscas de shoreface y canales de marea. Los reservorios de Carbonera Inferior son principalmente areniscas de canales distributivos. Los reservorios de Carbonera Superior son areniscas de canales fluviales, Cleveland y Molina *op cit.*

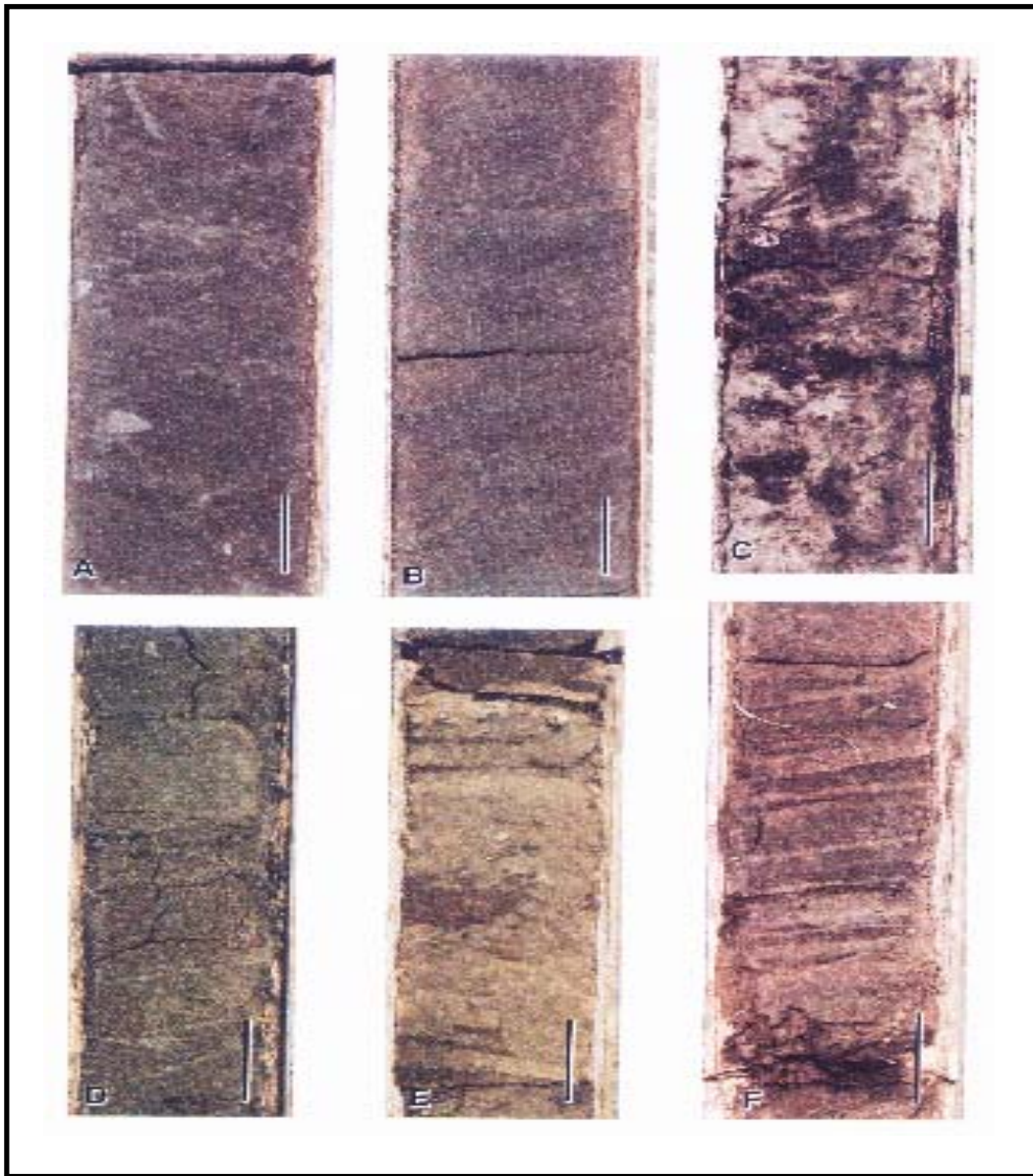


Figura 22. Fotografías de núcleos representativos de las areniscas de Caño Limón. La barra de escala es de 2 pulgadas (5 cm).

(A) Las areniscas de lower shoreface son de grano muy fino a fino y contienen glauconita. Las madrigueras llenas de arcilla resultan en manchas moteadas de aceite. (B) Las areniscas de upper shoreface son de grano fino y con glauconita. Debido a que estas no están bioturbadas, la estratificación cruzada uniforme y laminación están preservadas. (C) Areniscas de lower shoreface y de plataforma interna bioturbadas. (D) Arenisca de canal distributivo con granos gruesos de arena y tiene una estratificación cruzada de moderado a alto ángulo. (E) Areniscas de canal de baja energía, de grano fino, bien sorteadas y arcillosas. (F) Areniscas de barras de desembocaduras de distributarios de grano fino, bien sorteadas y laminadas.

2.6.1.2 Cretácico K1 Inferior

La unidad marina K1 Inferior contiene un mayor porcentaje de roca no-reservorio (66%) que la unidad K2A (24%). Los depósitos no-reservorio del K1 Inferior son principalmente shales marinos y de bahía interdistributaria, con capas secundarias de conchas y areniscas cementadas por calcita como en el K2A.

Los depósitos reservorio consisten de areniscas de plataforma interna marina (Figura 22C) , de shoreface y de canales mareales. Todas las areniscas son de grano muy fino-fino con un contenido bajo en glauconita. La caolinita ocurre en cantidades variables y reduce la permeabilidad del yacimiento. Esta ocurre como rellenos de madrigueras donde puede formar barreras laterales de otro modo en areniscas pobremente continuas. Los únicos reservorios de alta calidad del K1 son aquellos con pocas o sin madrigueras.

Los shales marinos interestratificados y de bahía interdistributaria separan el K1 Inferior verticalmente en 6 miembros de areniscas. El más inferior de 60-100 ft (18-30 m) del K1 Inferior es el shale marino de La Yuca, el cual separa el K1 Inferior y el K2A en diferentes regimenes hidrodinámicos con contactos separados de Agua-aceite.

2.6.1.3 Carbonera Inferior

La formación Carbonera Inferior del Eoceno es el principal reservorio de Caño Limón, teniendo un mayor número de areniscas permeables y un 74% del total de aceite en sitio. Areniscas de canales distributarios deltaicos comprenden el 68% de los reservorios de Carbonera Inferior. Los depósitos que llenan el canal exhiben contactos basales erosivos, agudos, con arenisca gruesa, conglomerática, y estratificación cruzada de alto a moderado ángulo (Figura 22D). Secuencias granodecrescentes moderada a pobremente sorteada están presentes pero son frecuentemente incompletas debido al apilamiento o amalgamación de los canales.

Un 24% adicional de las rocas reservorio de Carbonera Inferior son areniscas de canal de baja energía, las cuales típicamente recubren o gradan lateralmente dentro de areniscas de canal distributario. La arenisca de canal de baja energía es de grano fino,

bien sorteada, y con laminación cruzada ondulosa. La bioturbación ocasional indican condiciones marinas someras o salobres (Figura 22E).

Una abrupta terminación del flujo del canal esta representada por el abandono de los sedimentos de canal. Arcillolitas interlaminadas con un contenido menor de areniscas de grano muy fino a fino llenaron las depresiones de canales estancados. El abandono del llenado de los canales son mayormente unidades no reservorio, que forman barreras para el flujo vertical el cual se extiende solamente tan lejos como la depresión del canal haya sido llenada.

Barras de desembocadura de distributarios constituyen únicamente el 6% de los reservorios de Carbonera Inferior. Esta baja porción es debida a que las barreras han sido parcial o completamente erodadas por los canales distributarios. Contactos gradacionales con shale de prodelta subyacente y contactos erosivos abruptos con areniscas de canales distributarios suprayacentes son característicos (Figura 22F). La arenisca de barrera es de grano fino y moderadamente bien sorteada, con un decrecimiento hacia arriba del contenido de arcilla. Estratificación cruzada de bajo a alto ángulo y laminación paralela ondulosa, localmente madrigueras, están presentes.

De menor importancia el 2% de los reservorios de Carbonera Inferior son depósitos de estuario, crevasse splay y overbank. Estos son típicamente areniscas interestratificadas y secuencias de shale con poca a pobre calidad de reservorio.

Las rocas no reservorio incluyen arcillolitas marinas y de llanura de inundación, shales de prodelta y de bahía de distributarios. El shale marino es gris oscuro, con laminación paralela, fisible y continua regionalmente. El mejor ejemplo es el shale Guafita de aproximadamente 18 ft (5.4 m) de espesor el cual separa los miembros M1 y M2 de Carbonera Inferior. Este shale actúa como un sello regional efectivo para el movimiento del fluido. El shale de bahía de interdistributarios es gris oscuro, con laminación subparalela a ondulosa, y madrigueras son frecuentes con areniscas y limolitas interlaminadas. El limo y la arena fueron depositadas en las bahías cuando los canales cercanos se inundaron. El shale de bahía de interdistributarios ocasionalmente forman amplias barreras en el campo para el flujo del fluido. El shale de prodelta es gris oscuro interlaminado con arenisca de grano fino. La arcillolita de llanura de inundación es de

color gris claro con un moteo ocasional rojo y ocre. Estos pueden contener delgadas capas de carbón y tubos de raíces con material carbonaceo. Esos depósitos continentales representan la máxima fase progradacional del delta. Ellas pueden servir como una barrera efectiva para el movimiento vertical del fluido pero están localmente cortados por distributarios o canales fluviales.

2.6.1.4 Carbonera superior

La formación Carbonera superior esta compuesta principalmente de arcillolitas de llanura de inundación las cuales sirven como sello para los reservorios de Carbonera inferior. Esta formación también contiene algunas areniscas discontinuas de canal distributario o fluvial que tienen buenas propiedades de reservorio. Esas areniscas de canal tienen espesores y propiedades de reservorio comparables a esas de la formación Carbonera Inferior (Cleveland, 1988).

Los ambientes depositacionales fueron también interpretados usando registros wireline después correlacionados con los núcleos. Las correlaciones muestran que: (1) los valores de gamma ray incrementan con un contenido mayor de arcilla, (2) los valores de resistividad profunda incrementan con el tamaño de grano en rocas que contienen aceite. Por ejemplo, areniscas de canales distributarios exhiben lecturas de gamma ray muy bajas y cuando contienen aceite, exhiben resistividades muy altas. Las relaciones de los ambientes depositacionales con los parámetros petrofísicos son mostrados para La Yuca 6 en la figura 23. Correlaciones de núcleos a registros han sido usadas para determinar los ambientes depositacionales a través del campo en una serie de secciones estratigráficas (Figura 24)

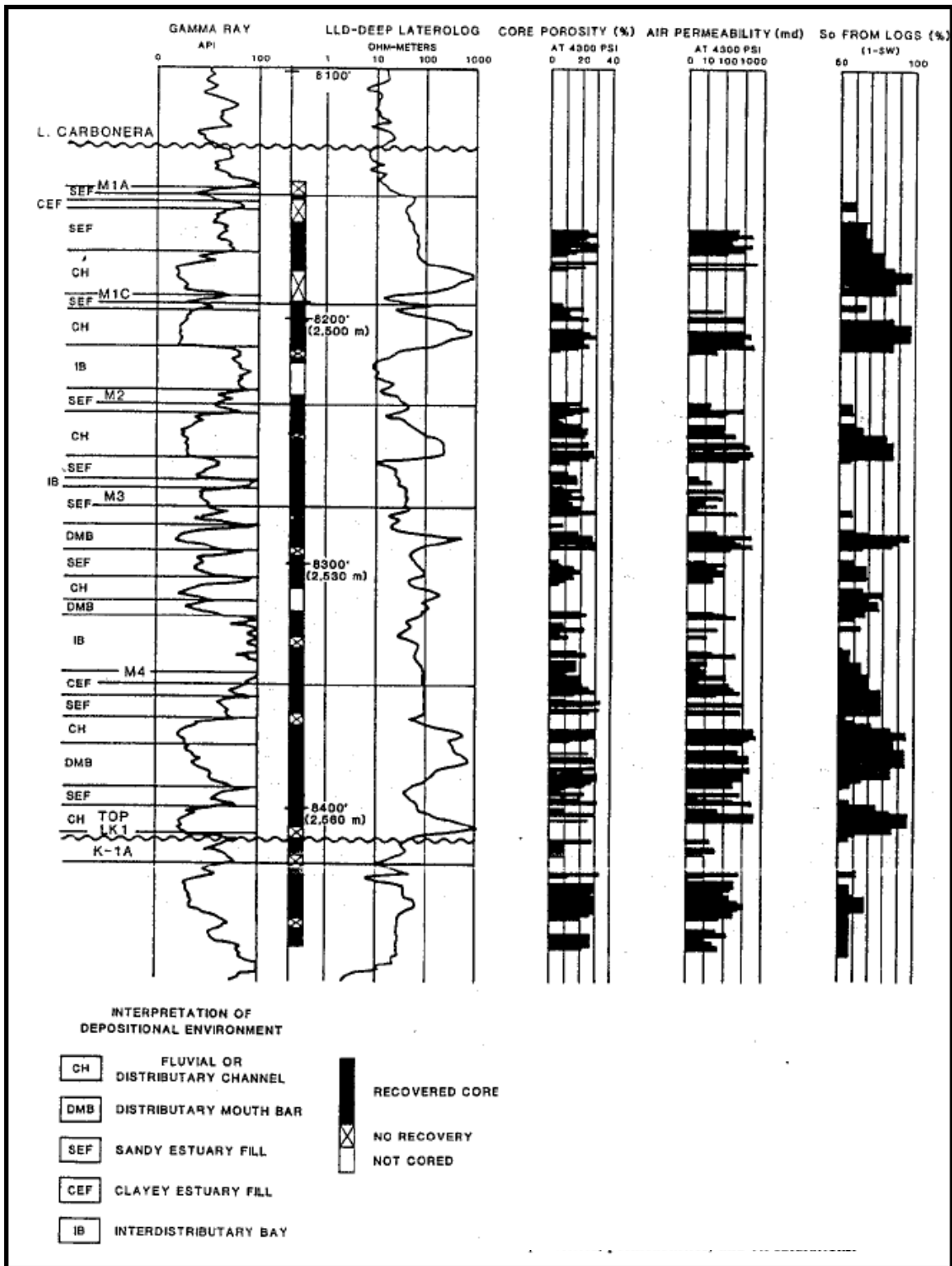


Figura 23. Comparación de datos petrofísicos y ambientes depositacionales para el pozo La Yuca 6, las arenas de canal generalmente las más altas porosidades, permeabilidades y saturación de aceite, Cleveland y Molina *op cit*.

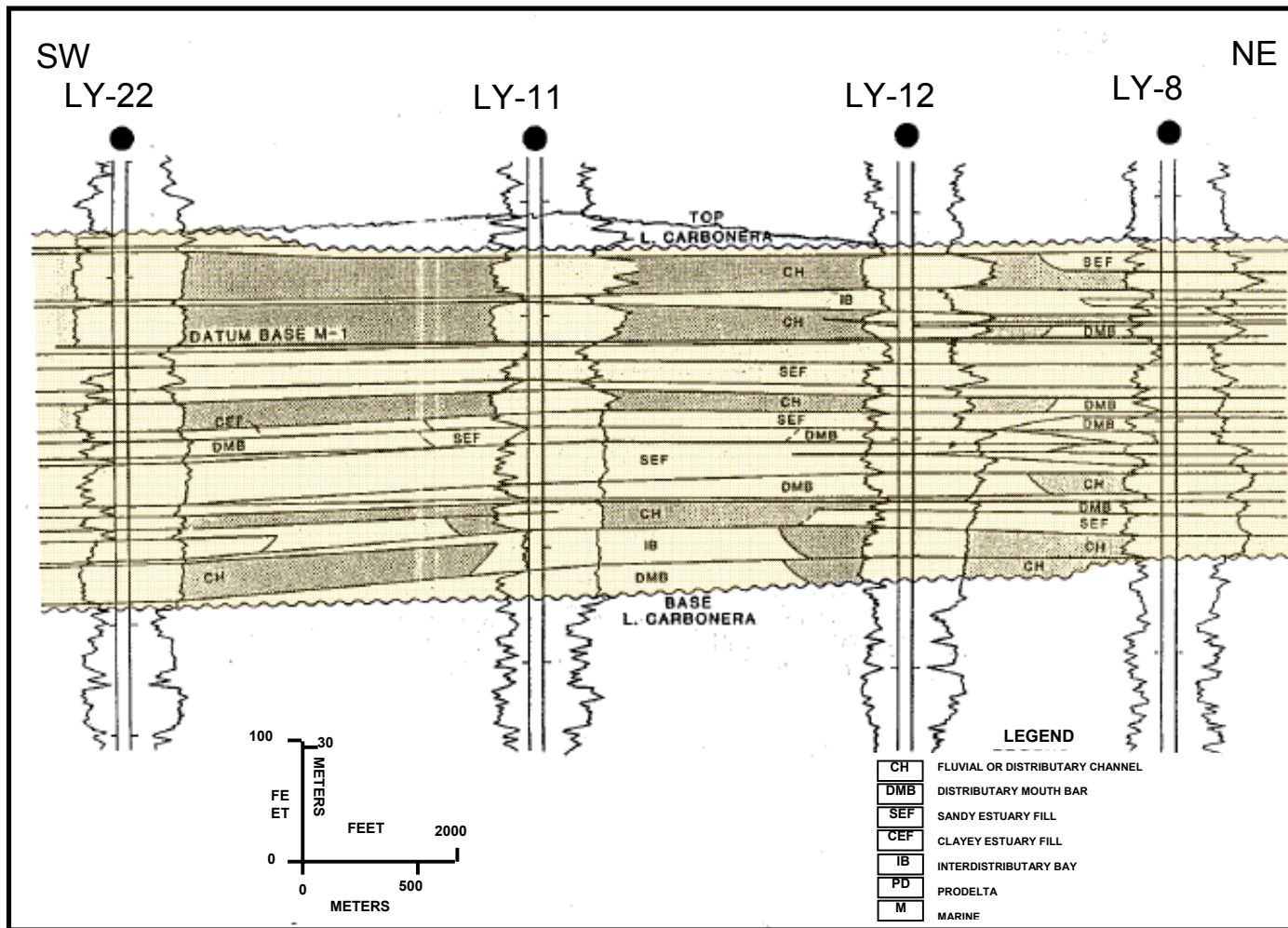


Figura 24. Correlación estratigráfica mostrando los ambientes depositacionales para la formación Carbonera Inferior. Las areniscas de canales son los reservorios de mayor calidad, Cleveland y Molina *op cit.*

2.7 MANEJO Y SIMULACIÓN DEL YACIMIENTO

Las operaciones futuras del campo y la recuperación final de aceite fueron simuladas usando mapas de propiedades petrofísicas, isopacos y estructurales de las capas reservorio, basados sobre el mapeo de los ambientes del reservorio individuales. Los mapas de canales fueron especialmente usados en la construcción de mapas de permeabilidad, puesto que las areniscas de canal son las más permeables (Cleveland, 1988).

Una gráfica simulada para el corte de agua y rata de producción de aceite para los primeros 750 días es mostrada en la figura 25. Los resultados de la simulación indican que la eficiencia de recobro de aceite para Caño Limón será del 54% con un recobro final de más de un billón de barriles ($1.6 \cdot 10^8 \text{ m}^3$).

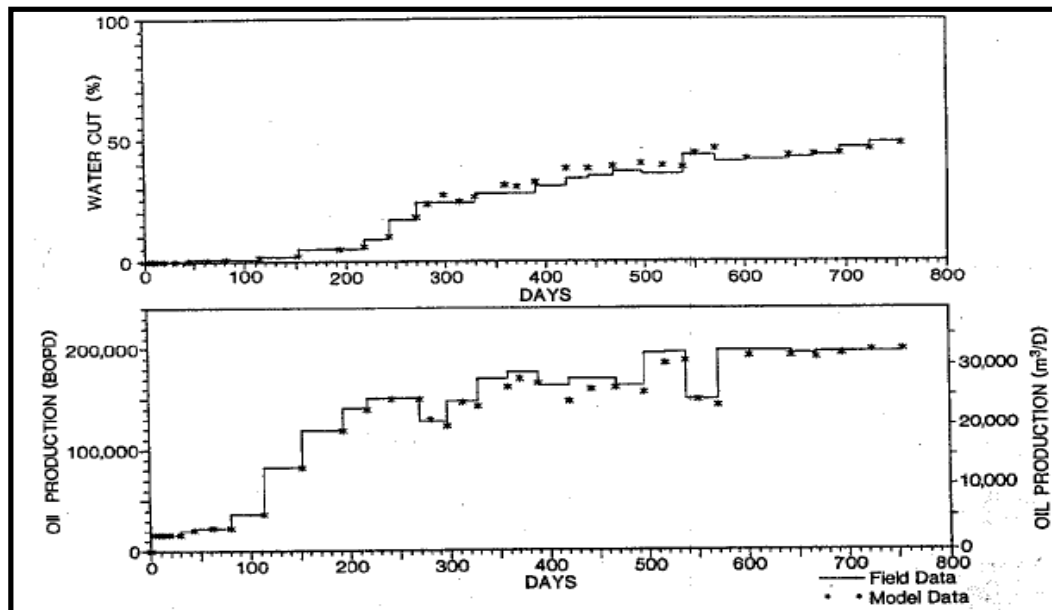


Figura 25. Gráfica del corte de agua y rata de aceite versus resultados del simulador de reservorio para los primeros 750 días de producción en Caño Limón, Cleveland y Molina op cit.

La producción de los pozos de Caño Limón indican que las heterogeneidades geológicas tienen un significativo efecto en la invasión de agua al reservorio (Figura 26). Los factores geológicos que afectan la eficiencia en el barrido incluyen los siguientes:

1. Variación de la permeabilidad areal en zonas reservorio relacionada a la variación areal en los ambientes depositacionales.
2. Permeabilidad vertical y distribución de estratos dentro de cada zona son relacionados a los ambientes depositacionales.
3. La permeabilidad vertical dentro de areniscas individuales es afectada por shale discontinuos u otras características permeables discontinuas.
4. Rutas de alto flujo, de extensión y volumen limitada ocurren dentro de porciones del reservorio. Ejemplos son capas delgadas altamente permeables tales como areniscas estrechas de canal, fallas o combinaciones de estas.
5. La magnitud de la permeabilidad vertical varía a través de shales aparentemente continuos que separan zonas reservorio.
6. La variación de facies y los planos de falla controlan la influencia del agua en los reservorios.
7. La distribución de facies controla la comunicación a través de fallas y entre diferentes unidades de arena.
8. Barreras laterales dentro de capas de arenisca incluyen bordes de canal, arcillolitas de canales abandonados y madrigueras llenas de caolinita.

Secciones cruzadas detalladas y mapas, basados en parte sobre la interpretación de ambientes depositacionales, son usados en el balanceo de aceite tomado a partir de varias capas reservorio y en el mantenimiento del avance del frente de agua. Las decisiones de balanceo incluyen el planeamiento de las ubicaciones de los nuevos pozos y diseños selectivos de los programas de completamiento. Pozos recompletados

para perforar nuevos intervalos o para excluir intervalos de altos cortes de agua en pozos previamente completados pueden ser recomendados. La decisión de hacerlo esta especialmente influenciada por el reconocimiento de zonas de alta permeabilidad y de barreras laterales y horizontales las cuales afectaran el flujo del fluido dentro del reservorio.

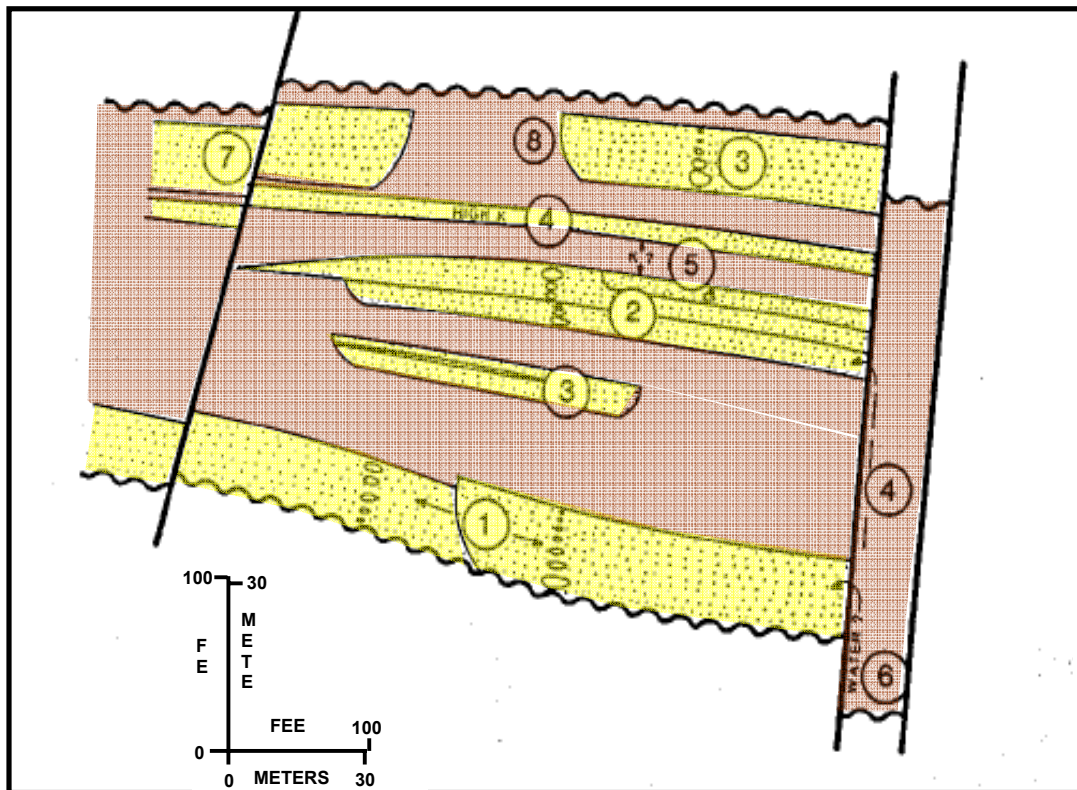


Figura 26. Diagrama esquemático de las heterogeneidades geológicas las cuales afectaran la invasión de agua.

(1) variación de la permeabilidad areal, (2) distribución de la permeabilidad vertical dentro de una zona, (3) distribución de la permeabilidad vertical dentro de una arenisca, (4) rutas permeables de alto flujo, (5) permeabilidad vertical en shales, (6) influencia de fuentes de agua, (7) comunicación a través de fallas internas y (8) barreras laterales, Cleveland y Molina *op cit.*

PARTE II
DE LAS ACTIVIDADES REALIZADAS DURANTE LA PRACTICA EN OXY

3. ACTIVIDADES ASIGNADAS EN LA PRÁCTICA

3.1 PREPARACION DE INFORMACION PARA LA LLEGADA DE REGISTROS PRELIMINARES

En la actual campaña de perforación de Occidental se están perforando 2 pozos aproximadamente cada 15 días. Una de las principales tareas como auxiliar consiste en preparar la información geológica de los pozos vecinos con el fin de tenerla a tiempo en el momento de recibir los registros eléctricos del nuevo pozo. Esta tarea se puede resumir en los siguientes pasos

- **Corroborar topes preliminares**

En esta tarea el objetivo principal es revisar en la prognosis (reporte realizado antes de la perforación de un pozo) que los topes preliminares de las diferentes unidades litológicas que van a ser perforadas sean coherentes y no presenten ninguna inconsistencia.

- **Preparar y verificar que la información en los pozos vecinos está disponible: topes, MDT's.**

Verificación de los topes reportados en la base de datos y de las pruebas MDT (si las hay) en los registros de los pozos con los cuales se correlaciona el nuevo pozo. Se debe dejar la información de registros de los pozos vecinos para la correlación del nuevo pozo.

- **Correlación preliminar de topes**

Asistir al Geólogo responsable del pozo en la tarea de correlación. Esta tarea es supervisada por el Geólogo a cargo del pozo.

3.2 CONTROL DE CALIDAD DE REGISTROS OFICIALES

Durante esta etapa se reciben los registros de pozo en papel, tales registros son Gamma ray, SP (Spontaneous Potencial), registros de resistividad de investigación profunda, somera y de la zona invadida, registros de porosidad neutron y densidad, registro caliper etc, posteriormente se realiza un control de calidad de estos registros. El aporte que realiza el auxiliar en esta tarea es revisar que la siguiente información sea la correcta:

- Revisión del header del registro, en el cual se verifican: coordenadas del pozo, elevación de la mesa rotaria, elevación del nivel del suelo, intervalo de registro, profundidad total del pozo, profundidades de casing, el tamaño de la broca y las propiedades del lodo de perforación.
- Revisión de las observaciones indicadas en el registro, en estas observaciones se muestran los objetivos de la toma de los registros, diseño de la sarta, propiedades de las herramientas, la utilización de algunos registros (ejemplo, el caliper de seis brazos para el cálculo del volumen del hueco para así monitorear las condiciones de estabilidad del hueco, el intervalo de sección repetida del registro con el fin de calibrar las herramientas.
- Revisión de escalas de las diferentes curvas. Se debe revisar que los valores de cada curva sean coherentes y que la impresión sea buena.
- Distribución de la información a los diferentes grupos del área de producción (Ingeniería y Geología).

3.3 ACTUALIZACION DE LA BASE DE DATOS

El objetivo principal es tener toda la información disponible en la base de datos para que los diferentes grupos del área de producción puedan acceder a esta información en

cualquier momento. La información cargada en la base de datos tiene que ver con toda la información pertinente del pozo (coordenadas, localización, archivo direccional, etc).

3.3.1 INTERPRETACIÓN LITOLÓGICA A PARTIR DE REGISTROS DE POZO

Para tener al día la información de cada pozo que es perforado en las bases de datos, se hace necesario realizar la interpretación litológica a partir de un gráfico llamado PETCOM el cual es suministrado por los petrofísicos del departamento de geociencias. Una vez se obtiene este gráfico, lo que se hace es interpretar este registro por medio de los siguientes cut-off:

- **Shale**
Para que la litología interpretada a partir de las curvas Gamma Ray y V-Clay corresponda a Shale, los valores de V-Clay deben ser superiores al 80%
- **Siltstone (limolita)**
Para que la litología interpretada a partir de las curvas Gamma Ray y V-Clay corresponda a una limolita, los valores de V-Clay deben estar entre el 0% y el 80%
- **Arenisca**
Para que la litología interpretada a partir de las curvas Gamma Ray, V-Clay (VCL), Porosidad Neutron (PHIE), Saturación de agua (SW) corresponda a una arenisca, los valores de V-Clay deben estar entre el 0% y el 50%, los valores de PHIE mayores o iguales del 14% y los valores de SW dependen del campo en el cual se perfora el pozo, pero por lo general son valores mayores del 50% o del 60%.
- **Limestone (Caliza)**
Para que la litología interpretada a partir de las curvas Gamma Ray, V-Clay (VCL), Micro Esférico (MSF), registro resistivo de investigación profunda (LLD) y Porosidad Neutron (PHIE) corresponda a una caliza, los valores de V-Clay deben mayores o iguales del 0%, los valores de MSF deben ser mayores que los

valores de LLD por más de 20 ohmm y que además los valores de PHIE sean menores o iguales al 19%.

Para la interpretación de las areniscas saturadas de aceite se tienen en cuenta las mismas curvas utilizadas en la interpretación de las areniscas, solo que los valores cambian dependiendo del campo y de las unidades estratigráficas del área.

En las figuras 27A y 27B se observa un ejemplo de una parte del PETCOM, al lado derecho de esta imagen se coloca una pequeña columna con la sección litológica interpretada a partir del PETCOM.

La interpretación litológica realizada a partir del gráfico PETCOM se debe hacer cada pie, lo cuál hace que esta interpretación sea con una escala muy detallada pudiéndose diferenciar la litología cada pie.

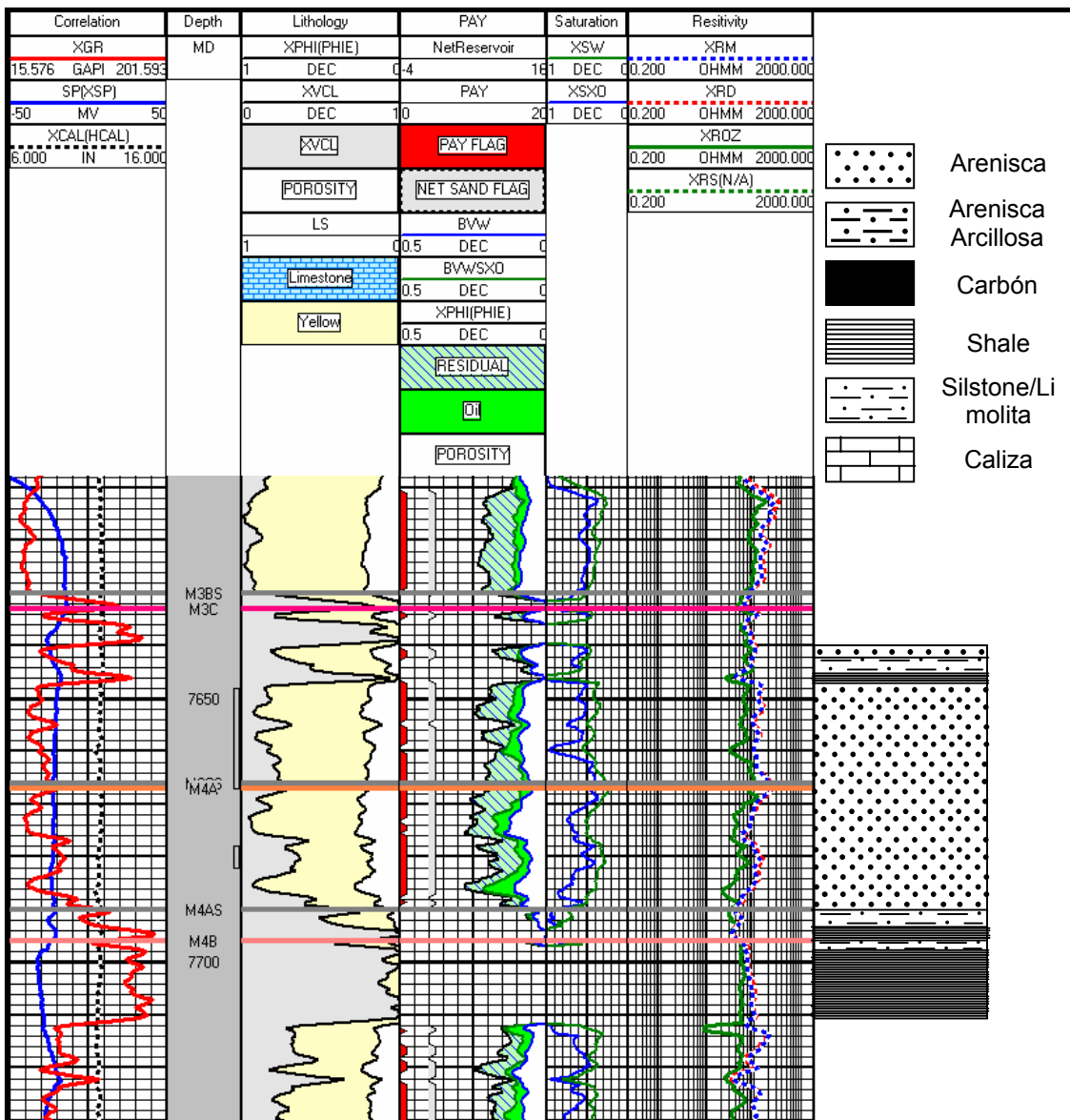


Figura 27A. Gráfico PETCOM con la interpretación petrofísica a partir de los registros de pozo.

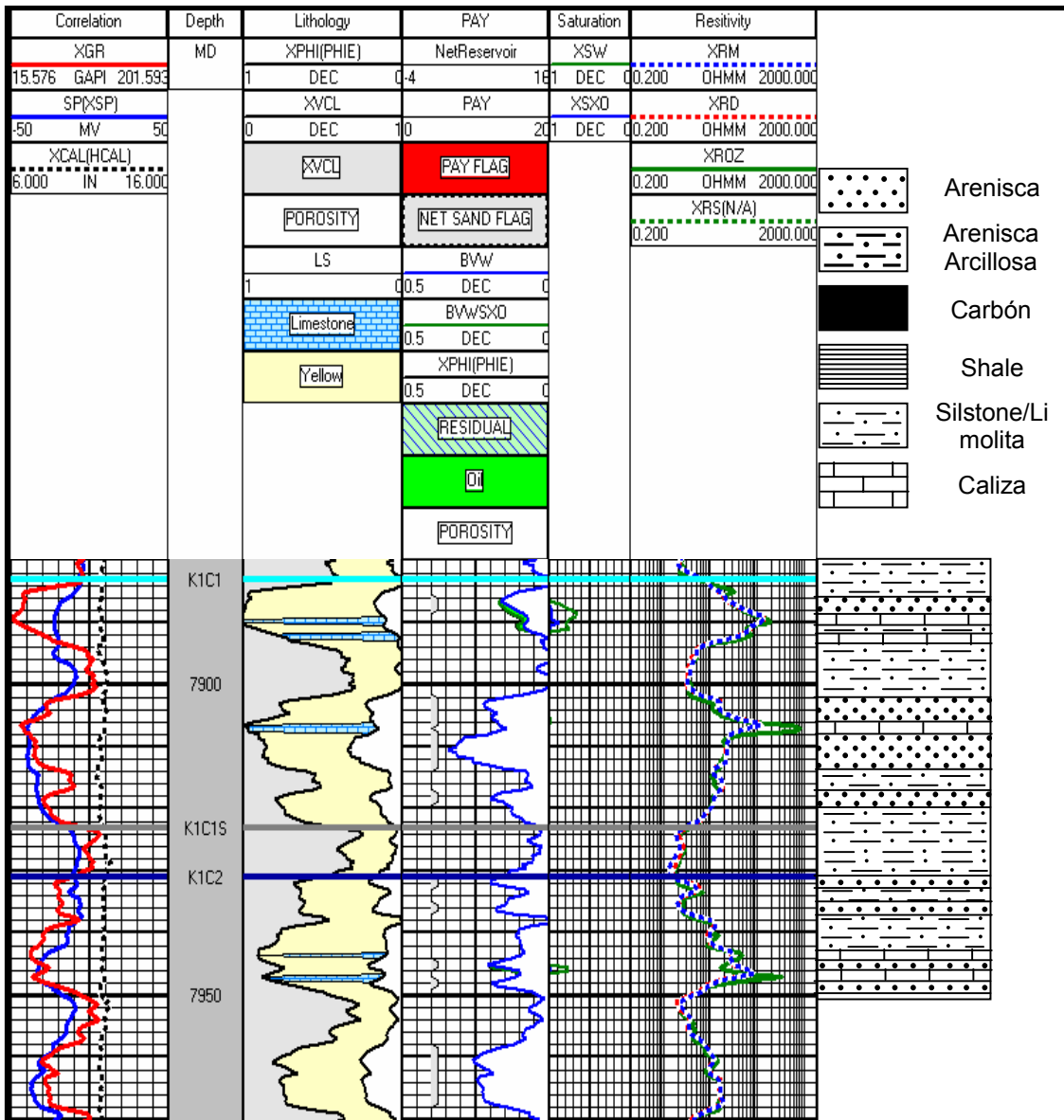


Figura 27B. Gráfico PETCOM con la interpretación petrofísica a partir de los registros de pozo.

3.4 GENERACION DEL GRÁFICO COMPUESTO

La realización del gráfico compuesto es uno de los aportes más importantes por parte del auxiliar de geología, ya que el geólogo auxiliar realiza la interpretación litológica cada 2 pies a partir de los registros de resistividad, gamma ray, sp, neutron y densidad. Aquí se identifican diferentes litologías teniendo en cuenta los siguientes cutoffs en las curvas:

- **Shale**
La interpretación litológica se realiza teniendo en cuenta la curva Gamma Ray, así, encontramos shale para valores de Gamma Ray mayores de 150 unidades de API
- **Claystone**
Encontramos este tipo de litología donde los valores de la curva Gamma Ray estén entre 135 y 150 unidades de API.
- **Mudstone**
Los cutoffs para esta litología sobre la curva Gamma Ray deben estar entre 105 y 135 unidades API.
- **Arenisca arcillosa**
Esta litología se identifica cuando los valores sobre la curva Gamma Ray están entre 75 y 105 unidades API.
- **Arenisca**
Los valores de Gamma Ray obtenidos para esta litología se encuentran entre 0 y 75 unidades API.

- **Carbón**

La identificación de capas de carbón se hace con los registros de densidad y porosidad, el registro de porosidad presenta valores muy altos y el registro de densidad presenta valores muy bajos.

- **Calizas**

Para diferenciar las calizas se hace mediante el registro de resistividad de la zona invadida (RXOZ) el cual presenta valores mucho más altos de resistividad en comparación con los registros de resistividad de investigación somera (LLS) y profunda (LLD).

La figura 28A y 28B son imágenes con los registros Gamma Ray, Resistivos, Porosidad Neutron y densidad de un pozo X. A la derecha de esta imagen se encuentra una pequeña columna con la interpretación litológica de acuerdo con los cutoffs anteriormente mencionados.

Después de realizar la interpretación litológica a partir de los registros de pozo cada 2 pies, se generan una serie de archivos con diferente información la cual es utilizada para generar el grafico compuesto. Este grafico compuesto al final consta de un encabezado (Figura 29) con la información general del pozo, y otra parte con los registros y su respectiva interpretación litológica (Figura 30).

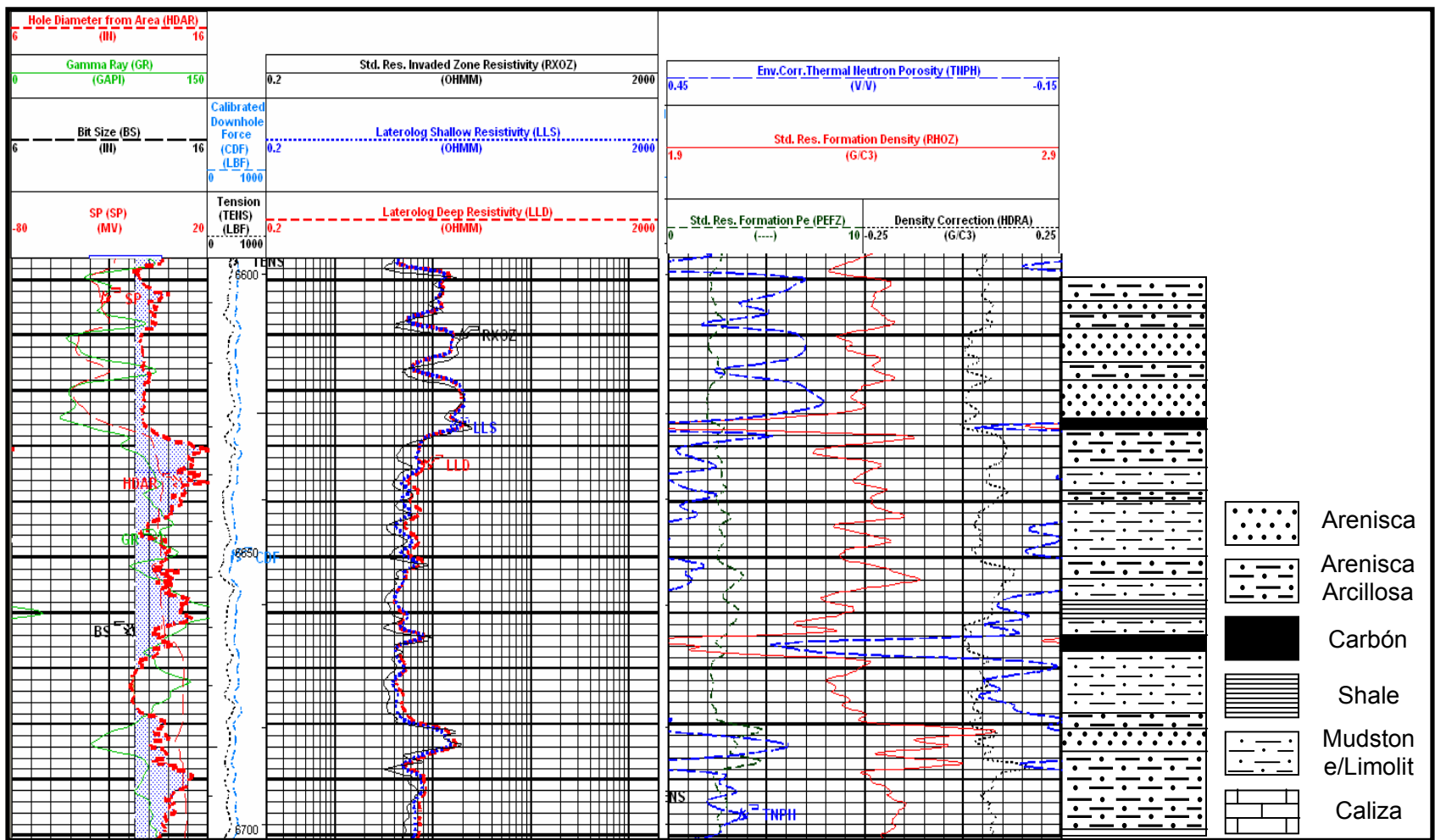


Figura 28A. Interpretación litológica a partir de registros de pozo.

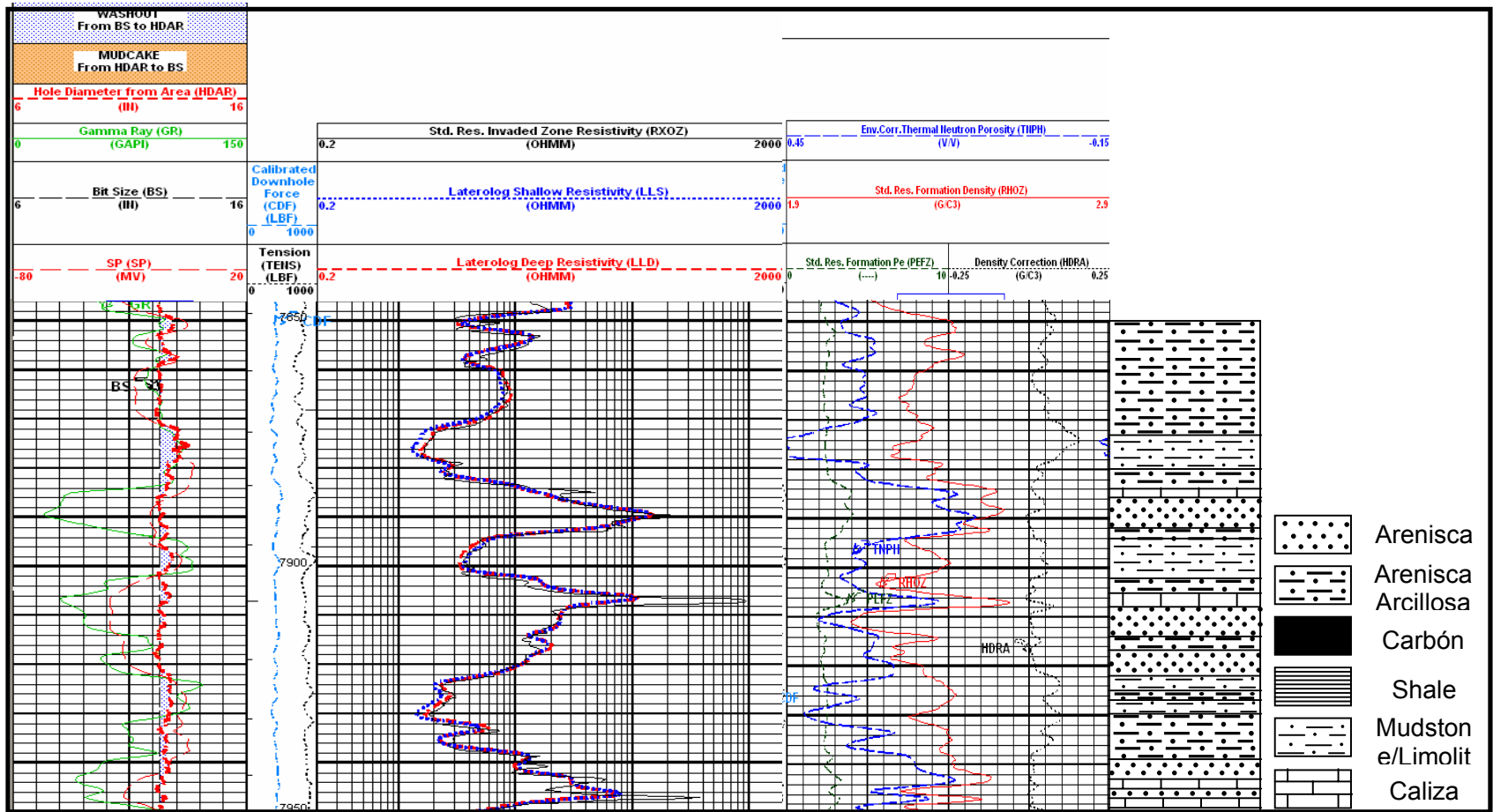


Figura 28B. Interpretación litológica a partir de registros de pozo.

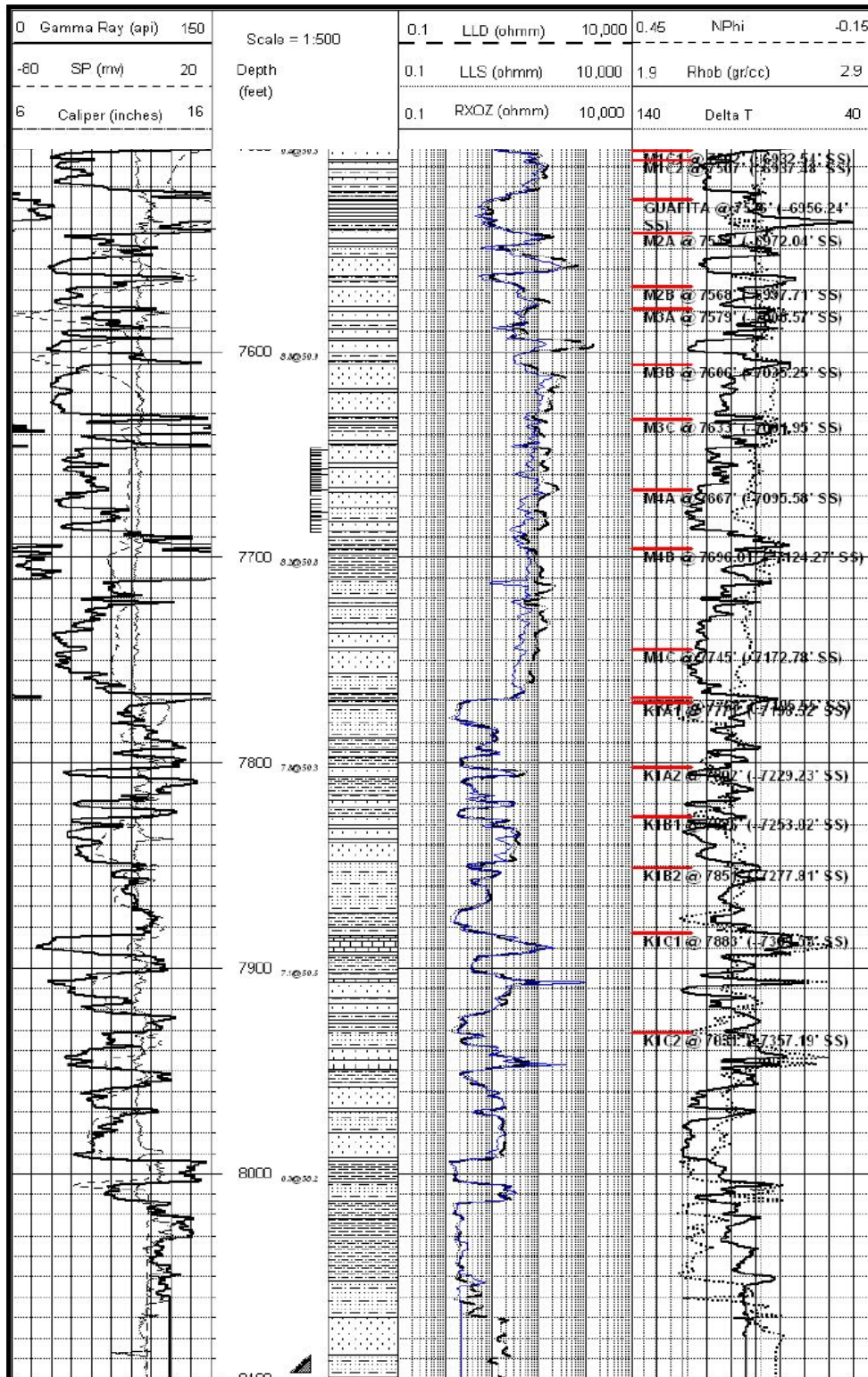


Figura 30. Cuerpo del Grafico Compuesto para un pozo X.

3.5 INFORME FINAL

La realización del informe final del pozo el cual esta conformado por lo siguiente:

- Localización del pozo (Campo, bloque, coordenadas, etc)
- Elevación de la mesa rotaria
- Elevación del nivel del suelo
- Objetivos principales o targets
- Inventario de los registros de pozo
- Comparación de los topes inicialmente pronosticados, con los topes encontrados o reales.
- Espesor de cada una de las unidades litológicas
- Comparación entre los espesores de arena neta petrolífera pronosticada y la encontrada realmente.
- Realización de la cross section, en la cual se hace la correlación del pozo a perforar con los pozos cercanos, esto se realiza con el propósito de ver principalmente la geometría y continuidad de las unidades litológicas, resaltar las fallas.

Este informe final es muy completo porque contiene tanto información geológica como de perforación que indica cuales son las condiciones finales del pozo.

3.5.1 CROSS SECTION

Para la realización de la cross section, se toman los pozos de correlación más cercanos al pozo el cual se va a perforar. Esta Cross Section se realiza con el propósito de ver principalmente la geometría y continuidad de las unidades litológicas. La Cross Section es muy importante porque permite pronosticar los topes de las unidades litológicas, además con esta se puede visualizar que tipo de estructura es la que va a atravesar el pozo.

La Cross Section también es un esquema en el cual se pueden observar la presencia de fallas que puedan estar cortando el pozo. Identificar estas fallas es importante

porque podríamos saber si a la hora de perforar perderíamos sección estratigráfica (fallas normales) o si se repite alguna sección estratigráfica (fallas inversas).

Cuando se propone un nuevo pozo, se realiza la Cross Section con los pozos de correlación, en esta se identifican las principales estructuras y se proponen los topes preliminares para el nuevo pozo. Para conocer como es la continuidad de las unidades estratigráficas, el geólogo utiliza las secciones sísmicas, las cuales son de gran ayuda al momento de realizar la Cross Section.

En la figura 31 se muestra una línea sísmica, que es interpretada y utilizada para realizar la Cross Section presentada en la figura 32. Como se observa en esta Cross Section, las unidades estratigráficas están siendo cortadas por fallas normales, las cuales ocasionan que los topes de las unidades litológicas para cada pozo estén más arriba o más abajo con respecto a cada uno de los pozos.

Después que se perfora el nuevo pozo y se toman los registros de pozo, se marcan los verdaderos topes de las unidades litoestratigráficas y se genera una nueva Cross Section con estos nuevos topes

La figura 33 muestra la Cross Section realizada antes de perforar un nuevo pozo, como se observa en esta Cross Section se proponen los topes preliminares de acuerdo a los topes observados en el pozo de correlación.

Después de que se perfora el nuevo pozo y se toman los registros de pozo, se marcan los topes finales del pozo y se realiza una nueva Cross Section con estos topes hallados. La figura 34 muestra la Cross Section del nuevo pozo después de haber sido perforado, como se observa, cada vez que se perfora un nuevo pozo se adquiere información muy valiosa, la cual permite corroborar y mejorar el conocimiento que se tiene de la arquitectura de las unidades litoestratigráficas en el subsuelo.

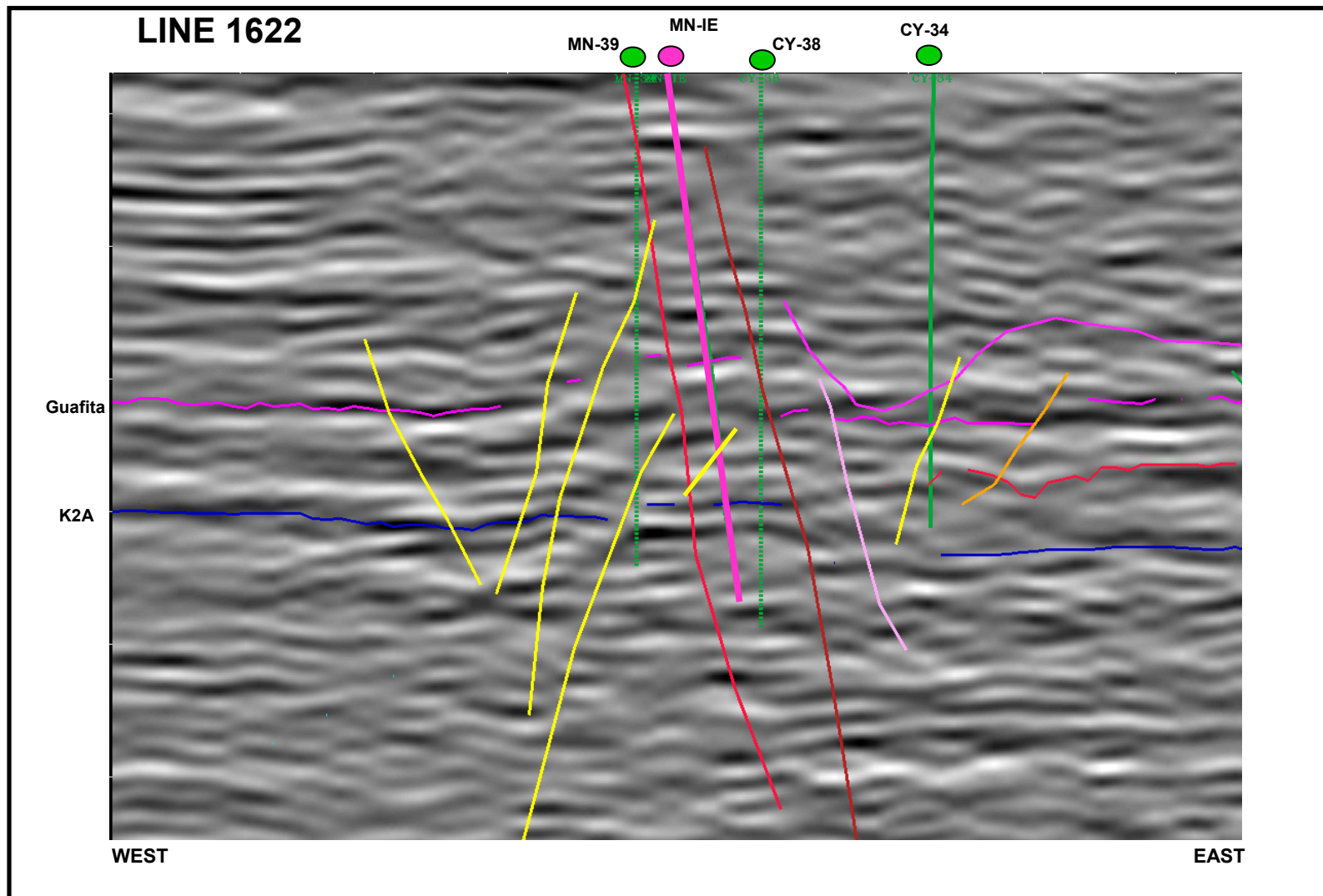


Figura 31. Línea sísmica utilizada para observar la arquitectura de las unidades litoestratigráficas en el subsuelo

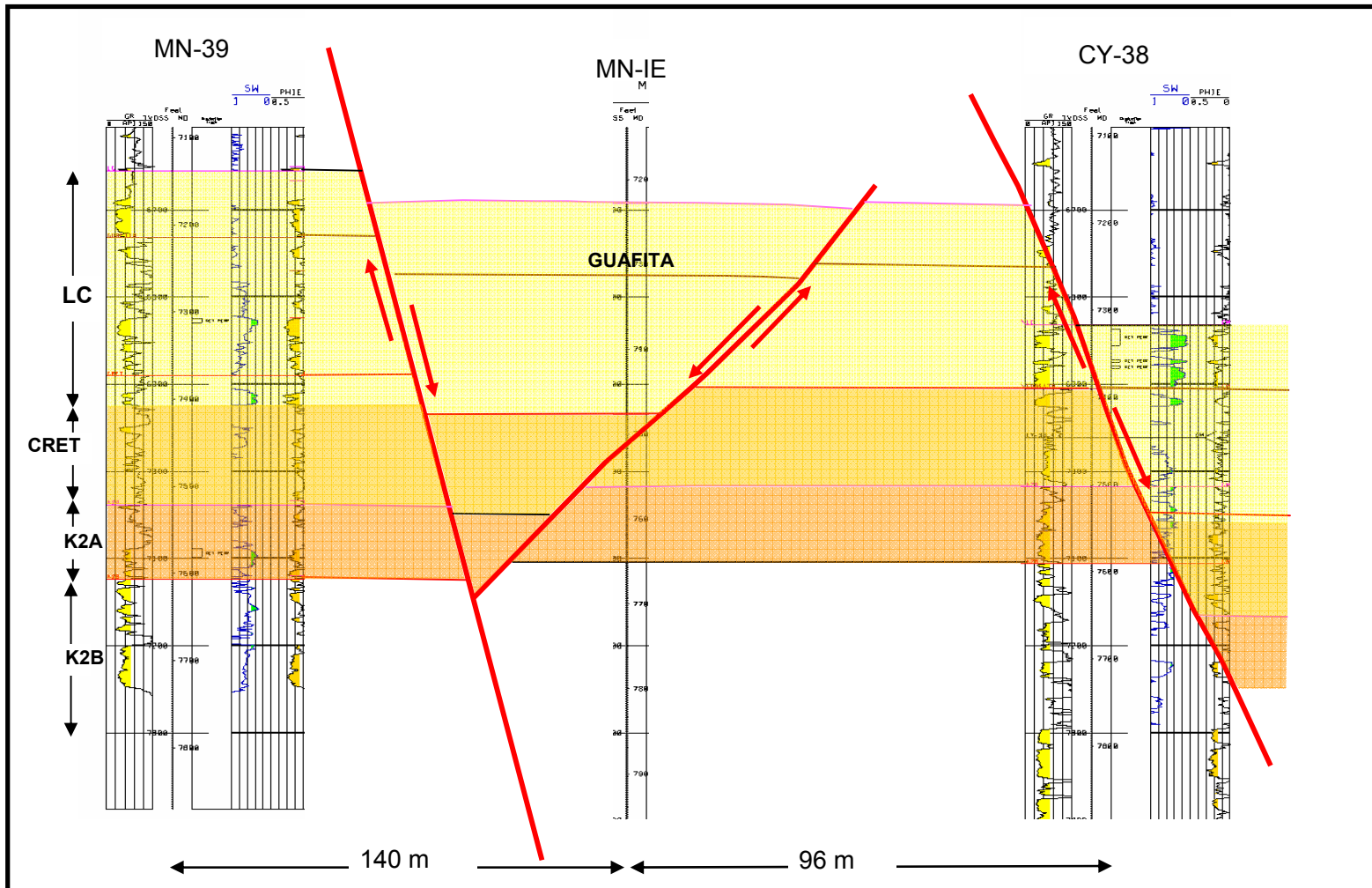


Figura 32. Cross Section realizada para pronosticar los topos preliminares de un nuevo pozo

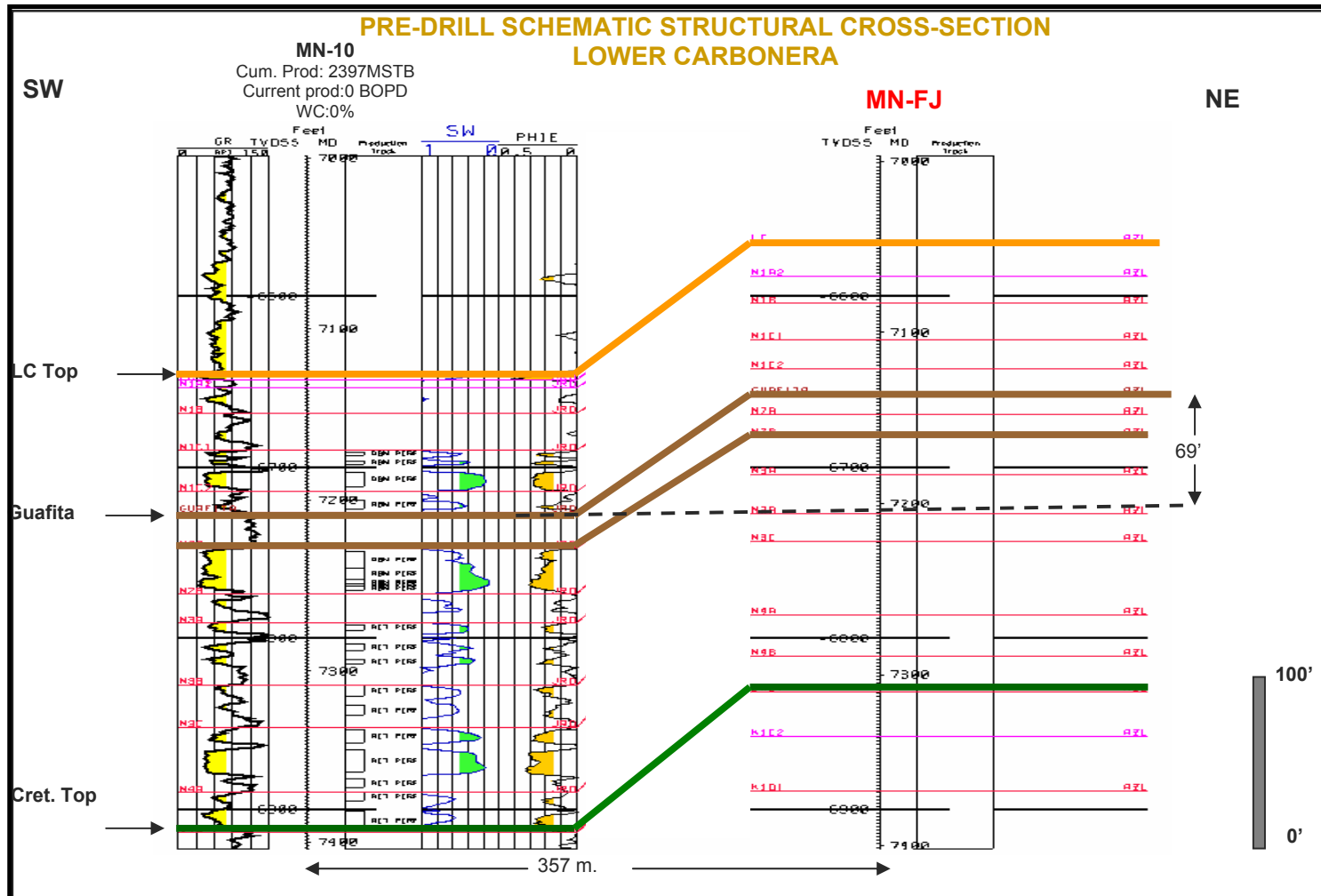


Figura 33. Cross Section realizada para pronosticar los topos de las unidades litoestratigráficas para el nuevo pozo.

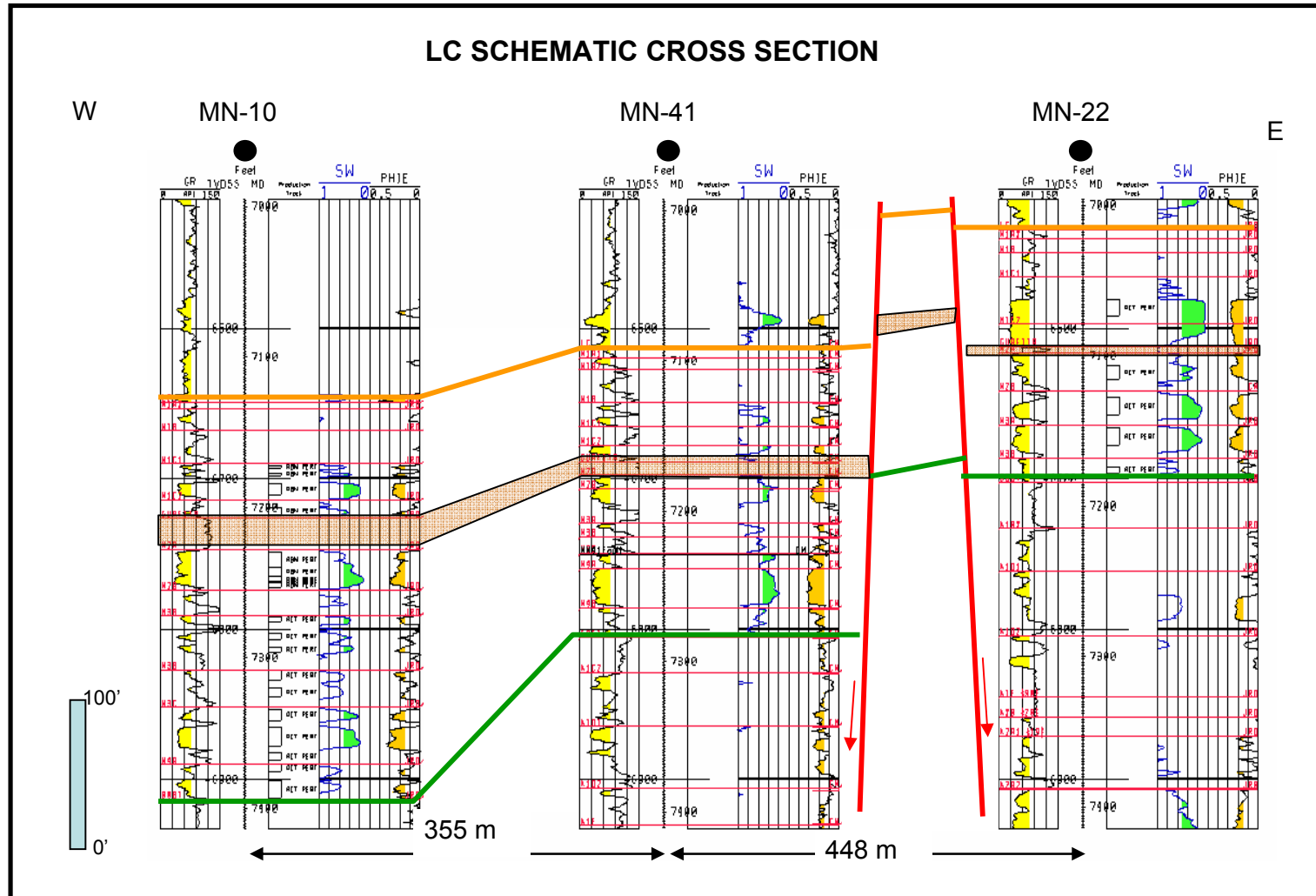


Figura 34. Cross Section obtenida después de haber perforado el nuevo pozo

3.6 FORMATO DE LAS TAREAS ASIGNADAS

TAREAS		POZO																
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1	Pozos de correlación para Marcar Calizas																	
2	Copias de MUD LOGGING																	
Registros Preliminares																		
3	Revisar topes preliminares en Prognosis																	
4	Marcar topes																	
6	Alistar los registros de correlación																	
7	Marcar topes preliminares																	
Registros Finales																		
9	Revisar coordenadas con prognosis																	
10	Distribución de Información																	
11	Definir Topes Finales de las unidades litológicas.																	
12	Hacer y enviar preinforme con: Coordenadas de Superficie, Elevaciones, Objetivos, Inventario de registros.																	
13	Control de Calidad a Registros (revisar header, remarks, tool, well schematic, curvas, labels, buena impresión, match entre curvas)																	
14	Archivar parte de los registros																	
15	Enviar inventario de registros																	
16	Devolver la información sobrante																	
17	CD ECOPELROL: Direccional Survey, Registros, Coordenadas finales																	
Actualización de la Base de Datos																		
18	Crear pozo en OPS.																	
19	Marcar Topes Finales en Registros de Resistividad 1:200 y 1:500 (MD y TVD)																	
20	Si hay, marcar profundidad de MDT's en 1:200. (→)																	
21	Cargar Directional Survey Final en OPS.																	
22	Cuando salga el "Memorandum", pedir PETCOM C5 .																	
23	Marcar topes en PETCOM y, si hay, marcar profundidad de MDT's. (→)																	
24	Marcar registros de resistividad 1:200 y 1:500 (banderas PETCOM)																	
25	Cargar curvas del CD y PETCOM en OPS.																	

COMENTARIOS Y OBSERVACIONES

Las tareas anteriores se han venido realizando con Maria Elena Rebolledo, quien es estudiante de geología en práctica de la Universidad Nacional de Bogotá.

Por motivo de confidencialidad no me es permitido divulgar información reciente de los pozos con los cuales estoy trabajando.

REFERENCIAS

- Barwin. J.H., 1990. Sandstone Petroleum Reservoirs. Cleveland. M.N., and Molina. J., 1990. Deltaic Reservoir Of The Caño Limón Field, Colombia, South America. Occidental de Colombia, Inc. Bogotá, Colombia. p 281-312.
- Bogotá-Ruiz. J., 1988. Contribución al conocimiento estratigráfico de la cuenca de Los Llanos (Colombia). III Simposio Bolivariano, Memorias Tomo I, p 308-346.
- Cleveland. M.N., 1988. The role of geological core interpretation in reservoir management of Caño Limón field. Colombia: Tercer Congreso Colombiano del Petróleo. Memorias, Tomo I. p 165-182.
- Gabela. V.H., 1985. Campo Caño Limón, Llanos Orientales de Colombia. II Simposio Bolivariano. Publicaciones, Tomo I. p 1-29.
- Molina. J., 1988. Condiciones Hidrodinámicas de Los Llanos Septentrionales. Tercer Congreso Colombiano del Petróleo. Memorias, Tomo I. p 120-198.
- Parker. C.A., 1986. Caño Limón properties suggest high recovery factor. Oil and Gas Journal. May 12, p 55-58.