



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
División de Estudios de Postgrado

**ESTUDIO PETROFISICO DEL PLAY PALEOCENO WILCOX AL
OESTE DE LA CUENCA DE BURGOS, EN EL AREA CHINA-
BARRILETE ESTADO DE NUEVO LEON.**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:

MAESTRO EN INGENIERÍA

(EXPLORACIÓN DE RECURSOS ENERGÉTICOS DEL SUBSUELO)

P R E S E N T A :

JESUS ALEJANDRO GARCIA ARIAS

Director de Tesis:
DR. JOAQUÍN EDUARDO AGUAYO CAMARGO



Ciudad Universitaria

Noviembre de 2006

JURADO ASIGNADO:

Presidente: M en C. Holguín Quiñónez Noel.

Secretario: Ing. León Islas Felipe Jaime.

Vocal: Dr. Aguayo Camargo Joaquín Eduardo.

1^{er} Suplente: Ing. Juárez Casas Miguel.

2^{do} Suplente: M en I. Treviño Rodríguez Alfredo f.

Lugar donde se realizo la tesis: Ciudad Universitaria, México Distrito Federal.

TUTOR DE TESIS:

Dr. Aguayo Camargo Joaquín Eduardo.

FIRMA

Estudio Petrofísico del Play Paleoceno Wilcox al oeste de la Cuenca de Burgos en el área China-Barrilete Estado de Nuevo León.

ÍNDICE.

RESUMEN.

I-.INTRODUCCIÓN.

II-. GENERALIDADES.

- 2.1.- Localización del área de estudio.
- 2.2 – Objetivo.
- 2.3 – Metodología.
- 2.4. – Antecedentes.
- 2.4. a. – Geofísicos.
- 2.4. b. – Geológicas.

III -. MARCO GEOLÓGICO.

- 3.1.- Tectónico – estructural.
- 3.2. – Estratigrafía del Paleoceno Wilcox.

IV -. INTERPRETACIÓN.

- 4.1 - Evaluación Petrofísica sección norte.
- 4.2.- Evaluación Petrofísica sección centro.
- 4.3.- Evaluación Petrofísica sección sur.
- 4.4.-.Interpretación de las tres secciones, mapas base y configuraciones.

V -. SISTEMA PETROLERO.

VI -. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

BIBLIOGRAFIA

Apéndice

Evaluación petrofísica y cross plot de los pozos

1. Alicata-1.
2. Capitán-1.
3. Cenicerito-1
4. Coli-1.
5. China-104.
6. Flamante-1.
7. Neira-1.
8. Otoño-1.
9. Surco-1.
10. Tecuma-1.
11. Zinfandel-1.

Mapas y secciones sísmicas.

- a.- Mapa base.
- b.- Mapa con los pozos productores y que manifestaron en el Pwx.
- c.- Mapa con la configuración de la cima del Pwx.
- d.- Mapa con la configuración de la cima del Pmdy.
- e.- Mapa con los espesores del Pwx.
- f.- Sección sísmica con pozos de la parte norte.
- g.- Sección sísmica con pozos de la parte centro.
- h.- Sección sísmica con pozos de la parte sur.

Estudio Petrofísico del Play Paleoceno Wilcox al oeste de la Cuenca de Burgos en el área China-Barrilete Estado de Nuevo León.

RESUMEN

Se realizó la evaluación petrofísica de 20 pozos que se encuentran localizados en el área del cubo China – Barrilete, de la Cuenca de Burgos, con el propósito de evaluar su potencial petrolero. De igual manera, se elaboró el mapa base con sus respectivos rasgos estructurales de fallas, con la finalidad de poder visualizar los diferentes espesores de cada pozo de la Formación Paleoceno Wilcox.

En el análisis e interpretación petrofísica se destaca que los rangos de porosidad varían de 5 a 20 %. En cambio, la saturación de agua no es muy variada porque la mayoría de los pozos están invadidos, esto se puede ver cuando la curva de resistividad somera rebasa a la curva profunda. Cabe mencionar que la interpretación realizada se apoyo con los datos arrojados de los estudios de laboratorio realizados a los núcleos de pared y convencionales. En los pozos productores y en los que manifestaron se puede observar el cruce entre las curvas de densidad y neutrón. De los cuatro pozos productores, que son el China-104, Zinfandel-1, Alicata-1 y Verano-1, el que mejor producción inicial obtuvo fue el Verano-1 con una $Q_g = 0.918$ mmpcd; con una porosidad del 15% y una $Sw = 59\%$.

La Formación Paleoceno Wilcox está compuesta de lutitas gris oscuro, arenosas, semiduras, con alternancias de areniscas gris claro y gris oscuro, con granos de cuarzo texturalmente finos, subredondeados, regularmente clasificados, semicompactos, en matriz arcillosa y cementante calcáreo. El depósito de esta formación se llevó a cabo en un ambiente marino, interpretado en este trabajo, que puede corresponder a nerítico interno distal o proximal.

I. - INTRODUCCIÓN

Como una necesidad de incrementar la producción de gas y las reservas en el país, Petróleos Mexicanos ha establecido una política intensa de exploración en todas las zonas del país.

Con esta idea y a través de la Maestría en Ingeniería Petrolera y Gas Natural, impartida por la Universidad Nacional Autónoma de México, PEMEX solicitó realizar un proyecto integral para evaluar el potencial petrolero del Play Paleoceno Wilcox al occidente de la Cuenca de Burgos.

Esta tesis trata únicamente lo correspondiente a la evaluación petrofísica del Play Paleoceno Wilcox, y se apoya en los datos de las otras disciplinas, que en conjunto, forman el proyecto integral realizado.

II. – GENERALIDADES

2.1. – Localización del área de estudio

El área de estudio China – Barrilete tiene aproximadamente 525 Km². se ubica al suroeste de la Cuenca de Burgos, en el municipio de China Nuevo León, entre las coordenadas geográficas 99° 19´ 85’’ a 99° 00´ 00’’ de longitud oeste y los paralelos 25° 50´ 20’’ a 25° 36´ 20’’ latitud norte. Geológicamente pertenece a la Cuenca de Burgos. (fig. 2.1).

Fisiográficamente, la Cuenca Terciaria de Burgos, ubicada en el noreste de México, cubre un área aproximada de 50 000 km². Geológicamente tiene continuidad al norte con el embahiamiento del Río Grande en la región sur de Texas, E.U.A., al sur está limitada por la Cuenca Tampico – Misantla, al oriente se continua hacia la Plataforma Continental del Golfo de México y al occidente la delimitan afloramientos que marcan el contacto Cretácico – Terciario.

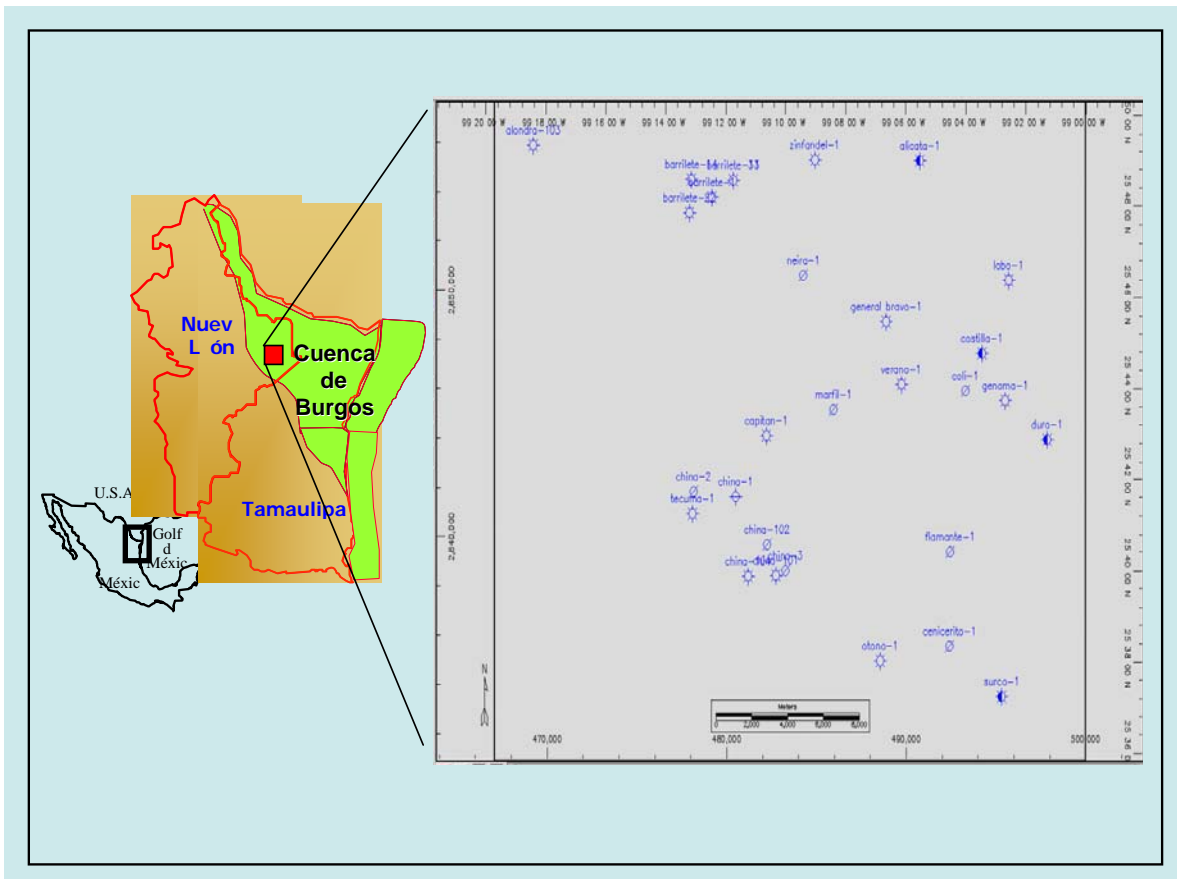


Fig. 2.1 Mapa de localización del área de estudio.

2.2. – Objetivo

- 1-. Identificar y evaluar los cuerpos de arenas productoras del play Paleoceno Wilcox, del área China – Barrilete.
- 2-. Evaluar el potencial petrolero dentro del play Paleoceno Wilcox.

2.2. – Metodología

Se desarrollaron diversas actividades (fig. 2.1), las cuales se subdividen en tres etapas:

a) Recopilación de información. En esta etapa se conjuntó el material bibliográfico disponible de la zona y se analizó, De igual manera se cargaron 28 archivos en formato LAS de información de curvas de registros geofísicos, los cuales se revisaron y se editaron, así mismo, se normalizaron las curvas rayos gama (GR) y potencial espontáneo (SP), dando como resultado una base de datos confiable y la generación de un mapa base. Esta primera etapa se trabajó en la plataforma Geoframe (fig. 2.2).

b) Interpretación. Una vez validada la información, se realizó la evaluación petrofísica de los pozos del área mediante la herramienta Interactive Petrophysics con el cual se calcularon los parámetros R_w , salinidad, porosidad, saturación de agua, saturación de hidrocarburos y gradiente de temperatura, para cada uno de los pozos a evaluar, de igual manera, se apoyó con los valores petrofísicos arrojados de los núcleos de tapón. Cabe mencionar que la interpretación y el cálculo de sus parámetros, se realizó cualitativamente y cuantitativamente.

c) Análisis e integración. Consistió en el procesamiento de los datos obtenidos en la interpretación y su influencia en el sistema petrolero del área.

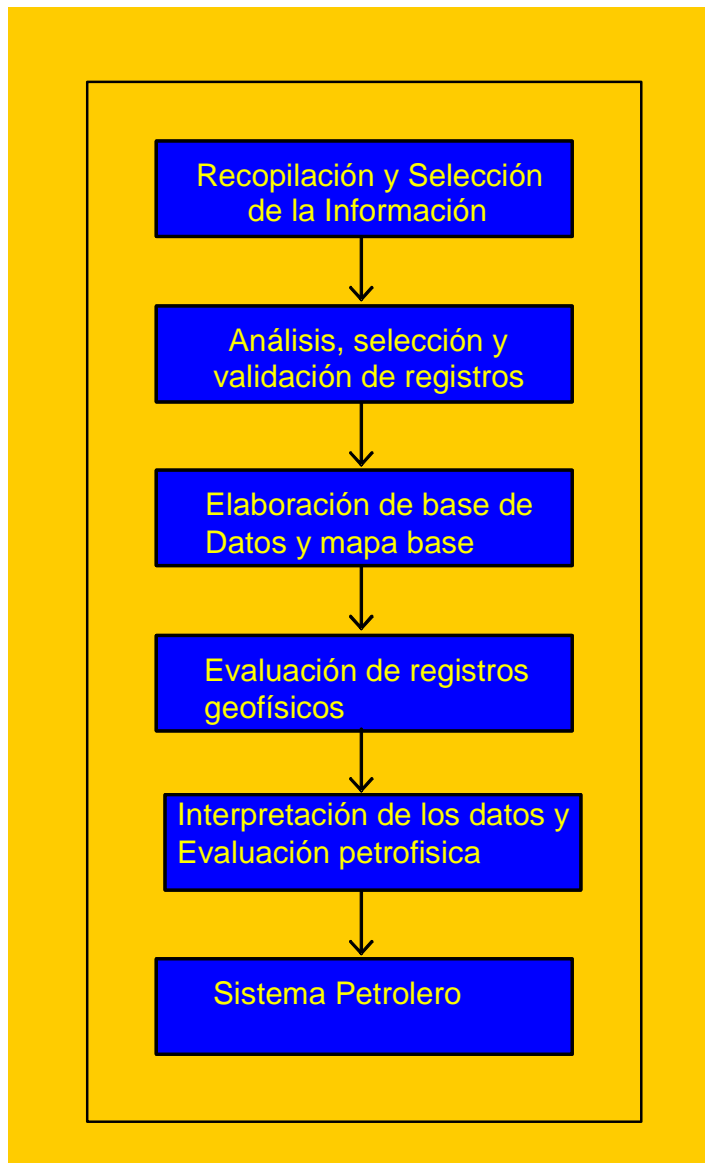


Fig. 2.1. Diagrama de flujo de trabajo. Aquí se muestran desglosadas las actividades que se realizaron desde la recopilación y validación de la información hasta la evaluación petrofísica e interpretación de los datos obtenidos y su relación con el sistema petrolero.

2.3. – Antecedentes

La Cuenca de Burgos inicia su exploración en la década de 1930, en los estados de Tamaulipas y Nuevo León. Actualmente, esta cuenca es la principal productora de gas no asociado de México, la cual está en una etapa de exploración y explotación madura. Su columna sedimentaria siliciclástica terciaria, relacionada con el desarrollo de sistemas deltaicos, que llegan a tener un espesor aproximado de 10 000 m., está asociada a una serie de eventos que dan lugar al desarrollo de sistemas de fallas normales regionales con orientación general NW – SE, relacionándose a ellas los principales yacimientos, que a la fecha suman un total de 185 campos, con una producción acumulada de 5 772 mmpc y una producción diaria que recientemente alcanzó los 1 035 mmpc.

2.3. a. – Geofísicos.

En el área se han realizado estudios petrofísicos a núcleos de pared y convencionales, así como evaluaciones petrofísicas con registros geofísicos. Algunos de los trabajos son los siguientes: pozo Alicata-1, González y García, (2003), NuTech energy alliance, (2003), pozo Zinfandel-1, González y Sowers, (2003), NuTech energy alliance, pozo Capitán-1, NuTech energy alliance, (2004), pozo Cenicerito-1, NuTech energy alliance, (2004), pozo Coli-1, Kelton y Mosley, (2003), pozo Genoma-1, (2003),

De los pozos perforados solo siete de ellos cuentan con un conjunto básico de curvas de información, y el pozo Marfil-1 es el único del área que solo tiene las curvas Sp y de resistividad. Por tal motivo, no se pudo realizar su evaluación petrofísica. El resto de los pozos, al ser más recientes, cuentan con mayor número de curvas y de estudios petrofísicos.

2.3. b. – Geológicos.

El área se encuentra cubierta por sedimentos aluviales del Reciente (fig. 2.3.b.1).

Hasta la fecha, se han perforado 28 pozos en el área, los cuales han cortado una columna sedimentaria que va desde el Reciente hasta el Cretácico Superior Méndez.

La columna estratigráfica representativa del área esta dada por las columnas de los pozos Capitán-1, Marfil-1, Barrilete-1 y Otoño-1 que son los más completos. A continuación se describen las formaciones y las litologías encontradas en dichos pozos.

Edad: Cretácico Superior.

Formación: Méndez.

Se constituye por lutitas de color gris oscuro y negro, semiduras, calcáreas, en partes limolíticas, con delgados horizontes de mudstone gris oscuro, la biozona esta determinada por *Heterohelix striata*, *Pseudotextularis deformis*, *Globotruncanita stuarti*. (Saucedo, 1990).

Edad: Paleoceno Inferior.

Formación: Midway.

Formación constituida por lutita gris oscuro, semidura, arenosa, calcárea, alternando con areniscas gris claro y gris oscuro, de granos finos de cuarzo, subredondeados, regularmente clasificados, semicompacta, en matriz arcillosa y cementante calcáreo. Su batimetría corresponde al nerítico medio. La biozona quedo definida por *Pseudohastigerina wilcoxensis*, *Lentaculina wilcoxensis*, *L. midwayensis*, *Pseudoglandulina manifiesta*, *Vaginulinopsis tuberculata*, *Haplopragmoides topagorukensis*, *Nodosaria affinis*, *Globigerina sp*, *Anomalita sp* (Franco, 2004).

Edad: Paleoceno Medio.

Formación: Wilcox.

Constituida litológicamente por una secuencia de lutita gris oscuro, semidura, arenosa y calcárea, con alternancia de areniscas gris claro y gris oscuro, de granos finos de cuarzo, subredondeados, regularmente clasificados, semicompacta, en matriz arcillosa y cementante calcáreo.

La biozona presente es de *Morozavella angulata*, *Morozovella unzinata* y *Vaginulinopsis tuberculata* con lo cual se le asigno una edad de Paleoceno Medio.

El depósito de esta formación se llevo acabo en un ambiente marino indiferenciado, en algunos casos no se pudo determinar el ambiente ya que la fauna encontrada es muy escasa y ofrece poca preservación (Cornelio, 2003).

Edad: Eoceno Inferior.

Formación: Wilcox.

Litológicamente constituida por una secuencia de lutitas gris claro y gris oscuro, suave a semidura, arenosa y ligeramente calcárea. Alternando con cuerpos de arena, de color gris claro, de granos finos de cuarzo, subredondeados, regularmente clasificados, semicompactas, en matriz arcillosa y cementante calcáreo.

La biozona *Acarinina soldadoensis* le asigno la edad de Eoceno Inferior.

El medio de depósito se llevo acabo en un ambiente nerítico interno distal a nerítico interno proximal (Cornelio, 2003).

Edad: Eoceno Medio.

Formación: Reklaw.

Constituida por cuerpos de lutitas gris claro, semidura, arenosa en partes y calcárea, alternando con paquetes de arenisca gris claro, de granos medios de cuarzo, subredondeados, regularmente clasificados, semicompactas, en matriz arcillosa y cementante calcáreo.

Su ambiente de depósito va de nerítico medio a interno.

Edad: Eoceno Medio.

Formación: Queen City.

Litológicamente es una secuencia alternada de lutitas y areniscas, las primeras de color gris claro, dura, arenosa y calcárea, las areniscas, son de color gris claro, de granos finos a medios de cuarzo, subredondeados, regularmente clasificados, semicompacta, en matriz arcillosa y cementante calcáreo.

Se le asignó una edad de Eoceno Medio, de acuerdo al cambio litológico y la correlación de los registros geofísicos y la relación de los reflectores sísmicos. Cabe mencionar que la formación Queen City pertenece a ambientes de nerítico interno distal a nerítico interno proximal, lo que propicia que la fauna sea escasa y en ocasiones nula. (Franco, 2004).

Edad: Eoceno Medio.

Formación: Weches.

La litología está compuesta por lutitas de color gris claro y gris oscuro, semiduro, arenoso y calcáreo, intercalada con areniscas de color gris claro, de granos finos de cuarzo, subredondeados, regularmente clasificados, compacta, en matriz arcillosa y cementante calcáreo. La cima de esta formación por la biozona *Textularia smithvillensis*. (Cornelio, 2003).

Edad: Eoceno Medio.

Formación: Cook Mountain.

La litología se compone de lutitas de color gris claro a gris oscuro, suave y ligeramente calcárea, con delgadas intercalaciones de areniscas, de color gris oscuro, de granos finos a medios de cuarzo, subredondeados, regularmente clasificados, semicompactos, en matriz arcillosa y cementante calcáreo. La biozona esta dada por la *Ceratubilimina eximia* (Franco, 2004).

Edad: Eoceno Medio.

Formación: Yegua.

Constituida principalmente por lutita gris claro a gris verdoso, café grisáceo, suave a plástica, con intercalaciones de pequeños cuerpos de arenisca gris claro, de granos finos de cuarzo, subangulosos a subredondeados, deleznable, en matriz arcillosa y cementante calcáreo (Franco, 2004).

La fauna característica esta dada por la biozona de *Neopónides guayabalensis* y *Epónides yeguaensis* (Cornelio, 2003).

La cuenca de Burgos muestra una columna sedimentaria Terciaria, desarrollada en etapas alternantes transgresivas y regresivas, que en conjunto constituyen un marco general regresivo hacia el oriente, de bajo relieve, con una lenta subsidencia en la que predominan ambientes deltaicos, costeros, marinos internos y medios.

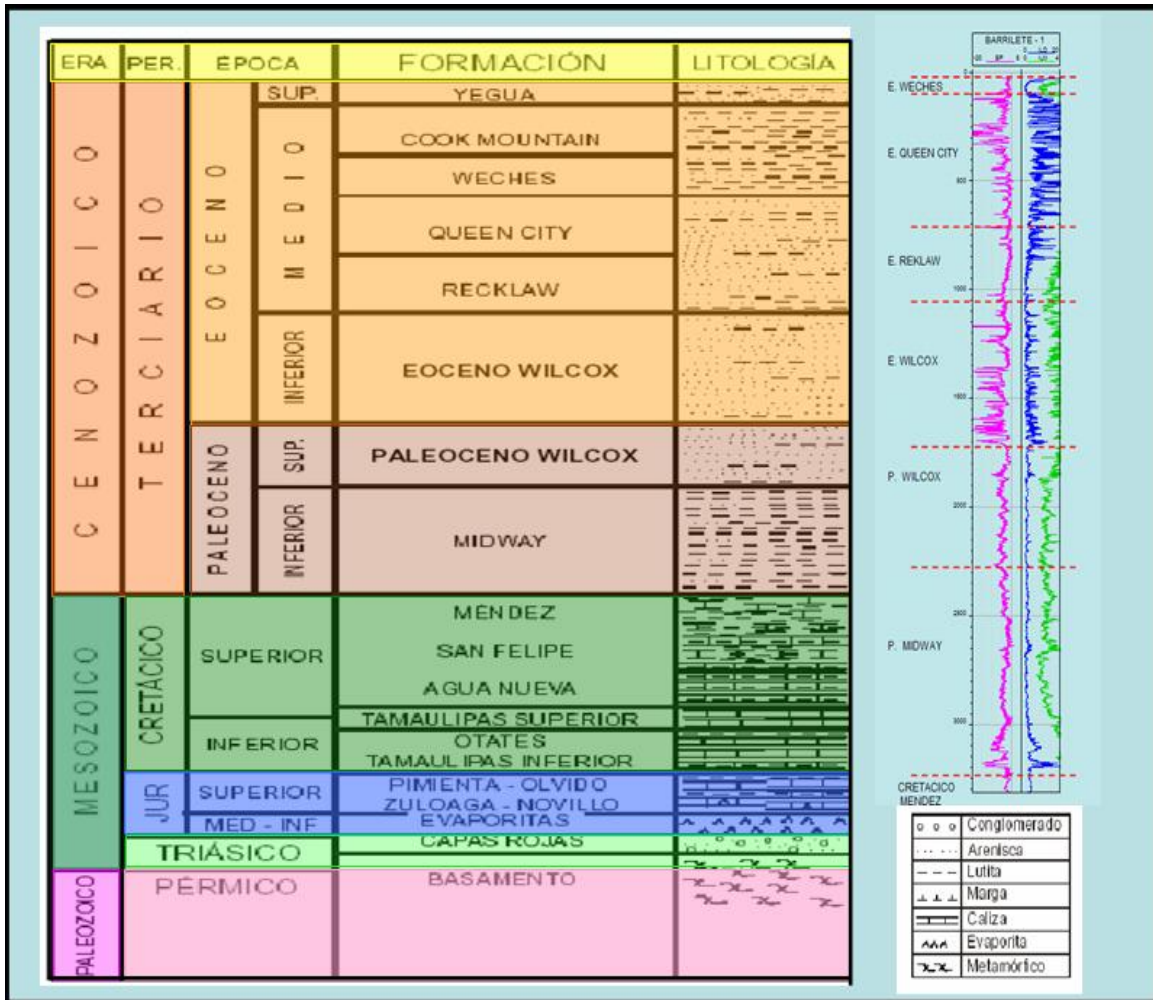


Fig. 2.3.b.1. Columna estratigráfica representativa del área China-Barrilete. Modificado de Ortiz y Tolson.

El play Wilcox esta constituido por una secuencia areno – arcillosa, que se depósito durante una etapa predominante regresiva, que favoreció el desarrollo de numerosos cuerpos arenosos alargados en dirección norte-sur, formando sistemas de barras integrales y constructivas hacia el oriente, con edad del Paleoceno medio al Eoceno inferior, con rangos de espesores en el Eoceno de 20 a 70 m y porosidades de 12 a 21% y para el Paleoceno Wilcox con rangos de espesores de 5 a 65 m y porosidades del 15 al 20% (Echánove, 1976).

Estudios de paleosedimentación han podido logra definir una franja de producción del Eoceno al Paleoceno que se extiende desde Nuevo Laredo, Tamps. Con los campos Jaujal, Alondra y Peñalva hasta al sur de China, N.L. y en la cual se localizan los pozos productores Duna-1, Lobos-1, Calabaza-1, Verano-1 (Robles, 1982).

Hay evidencias de la existencia común de roca generadora, que presenta buenas condiciones de cantidad, calidad y madurez de la materia orgánica para la generación de hidrocarburos, relacionadas con rocas almacenadoras y sello, así como los procesos que incluyen la formación de la trampa-generación-migración y acumulación de los hidrocarburos.

Los yacimientos de hidrocarburos en el área están asociados primeramente a trampas estructurales y en segundo lugar a trampas estratigráficas y combinadas. Las trampas estructurales son del tipo anticlinal, a consecuencia del plegamiento y al fallamiento. Las trampas estratigráficas y combinadas se encuentran representadas por acuñamientos de arenas y discordancias.

La principal producción en el área y en el Play Paleoceno Wilcox, se encuentra en el pozo Verano-1, con una $Q_g = 0.918$ mmpcd. A una profundidad de 2469 m. correspondiendo a un cuerpo arenosos de espesor bruto de 21 metros; con una porosidad de 16% y una saturación de agua de 59%.

III.- MARCO GEOLÓGICO

En este capítulo se discutirán de forma muy general y regional los principales eventos geológicos ocurridos en la cuenca de Burgos, y en forma más detallada se analizarán los principales eventos tectónico – sedimentarios del Terciario, que servirán como marco de referencia al análisis sismoestratigráfico.

3.1.- Marco Tectónico – Estructural.

El origen de la cuenca de Burgos y de los paleoelementos del Noreste de México, están asociados a la apertura del protogolfo de México en el Jurásico Medio, como resultado de una etapa de ruptura (rift) acompañada de un fallamiento normal (Pérez, 1992).

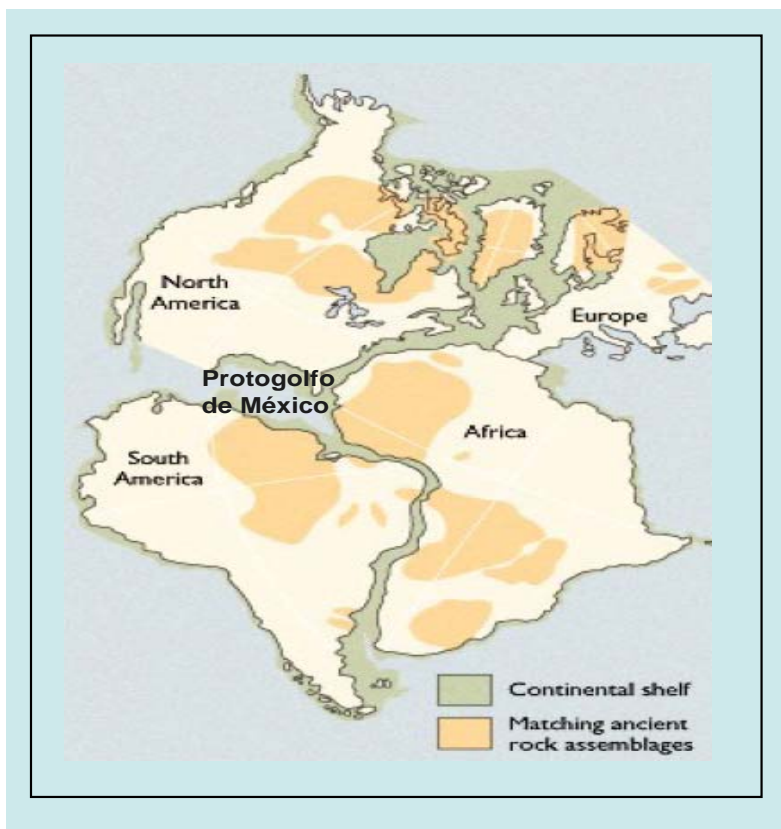


Fig. 3.1 Diagrama de la Pangea y el Protogolfo de México, (Modificado de Salvador 1987).

Al concluir esta época, una subsidencia diferencial entre los bloques de basamento, da paso a depósitos marinos en el área. La sedimentación empieza durante el Calloviano, con la presencia de evaporitas; las condiciones de plataforma somera continúan presentes hasta el Oxfordiano con carbonatos de aguas someras arcillosas, así como capas rojas y evaporitas; en las áreas circunvecinas a los paleoelementos positivos la sedimentación fue predominantemente clástica. A fines del Jurásico Tardío (Kimmeridgiano-Tithoniano), al continuar los movimientos de subsidencia, las condiciones fueron de aguas más profundas, dando margen al depósito de carbonatos arcillosos y arcillas.

A partir del Berriasiano cesaron los movimientos horizontales de placas asociados con la apertura del Protogolfo de México, dando paso a una sedimentación predominantemente calcárea con influencia de evaporitas y presencia de terrígenos en las márgenes de las áreas que aun permanecían emergidas. Los ambientes de depósito a partir de esta época y hasta el término del Cretácico Temprano, varían de plataforma interna a mar abierto.

A fines del Cretácico Tardío se manifiestan los primeros movimientos del evento Laramide mediante un levantamiento en la parte oeste. Al término de esta época e inicios del Terciario los movimientos orogénicos alcanzaron su máxima expresión, incrementando con esto el aporte de clásticos; asociado a este fenómeno, durante el Paleoceno, una plataforma inestable con movimientos verticales y basculamientos, favorecieron el desarrollo de fallas normales escalonadas al oriente.

En el Eoceno Temprano se inicia el desarrollo de fallas de crecimiento, que forman estructuras rollover. Durante el Eoceno Medio-Tardío la actividad de las fallas de crecimiento se desplazan hacia el oriente de la cuenca y las fallas postdepósito siguen actuando.

Durante el Oligoceno, las fallas de crecimiento alcanzan su mayor desarrollo, en tanto que para el Mioceno Tardío estas dejan de actuar.

3.2.- Marco Estratigráfico del Paleoceno Wilcox.

Durante el Paleoceno Temprano una transgresión marina marca el inicio de una sedimentación fina, dando lugar a depósitos arcillo-arenosos de ambientes de plataforma media-externa a batial superior con desarrollos de areniscas turbidíticas que corresponden a la Formación Midway.

Para el Paleoceno Tardío un evento regresivo producto de una caída del nivel del mar, así como ajuste regional del depocentro del Río Houston, dan lugar al incremento de cuerpos arenosos dentro de una secuencia arcillo-arenosa que constituye a la Formación Wilcox.

PALEOCENO WILCOX

Definición: La primera referencia sobre la descripción de esta formación es la de : Crider y Johnson, (1906), en donde marcan como localidad tipo un afloramiento del condado de Wilcox, Alabama, en donde se identifica una serie de unidades con sedimentos que varían de gravas, arenas no marinas, arenas marinas y lutitas; esta formación es actualmente subdividida dentro de la Cuenca de Burgos en dos unidades cronoestratigráficas el Paleoceno Wilcox y el Eoceno Wilcox, ya que cada una de ellas presenta características litoestratigráficas, bioestratigráficas y ambientales particulares.

Litología y espesor: Constituida por una secuencia de lutitas gris oscuro, semiduras, arenosa y calcárea, con alternancias de areniscas gris claro y gris oscuro, de granos finos de cuarzo, subredondeados, regularmente clasificados, semicompactas, en matriz arcillosa y cementante calcáreo. (fig. 3.2).

En el Paleoceno se distingue una potente secuencia sedimentaria compacta de aproximadamente 1000 m. cortada por el pozo Neira-1.

La biozona presente es ***Morozovella angulata***, ***Morozovella uncinata*** y ***Vaginulinopsis tuberculata***, con las cuales se le asignó la edad Paleoceno Medio.

Relaciones estratigráficas: Sus contactos inferior y superior son concordantes con las formaciones Paleoceno Midway y Eoceno Wilcox respectivamente.

Origen: El depósito de la formación Wilcox marca un largo periodo de estabilidad tectónica relativa, de subsidencia lenta y progradante, que precedió a la etapa erosiva del Paleoceno Medio. Se depositó durante una etapa predominantemente regresiva que favoreció el desarrollo de numerosos cuerpos arenosos alargados, formando verdaderos sistemas de barras integrales y constructivas, progradantes hacia el oriente.

El depósito de esta formación se llevó a cabo en un ambiente marino indiferenciado, en algunos casos no se puede determinar el ambiente ya que la fauna encontrada es muy escasa y ofrece poca preservación.

El medio de depósito donde se originó esta sedimentación corresponde con ambientes de nerítico interno distal a nerítico interno proximal. Por su posición estratigráfica por la fauna ***Acarinina soldadoensis*** se le asignó una edad de Eoceno Inferior.

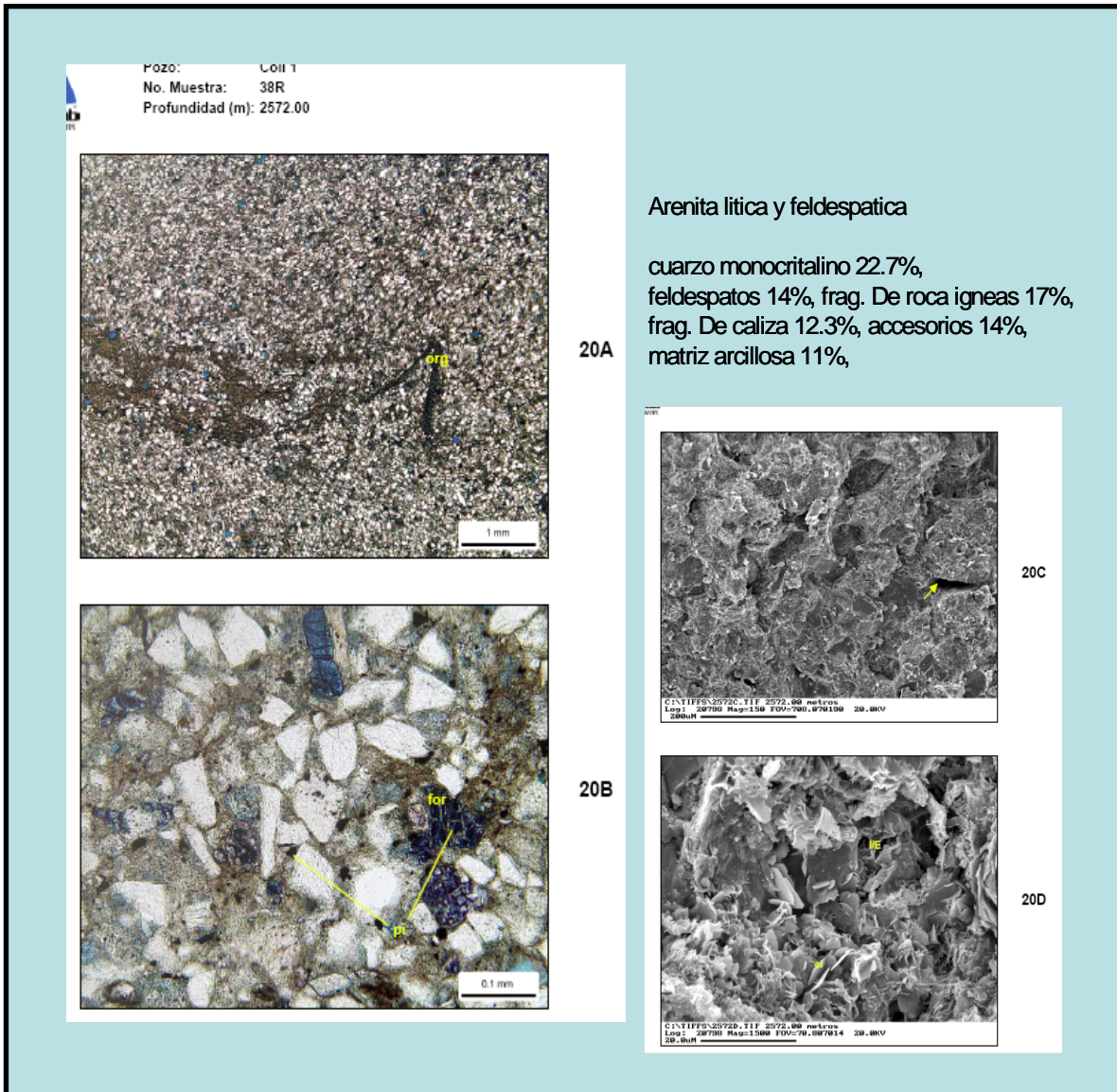


Fig. 3.2. Fotografía de lámina delgada del Paleoceno Wilcox, estas imágenes corresponden a la muestra 38R (2572 m) del pozo Coli-1, por sus componentes litológicos se clasificó como una arenita lítica y feldespática, la mayoría de las muestras caen dentro de esta clasificación. Estos resultados nos indican que nuestro yacimiento es compacto, con baja permeabilidad y porosidad.

IV. INTERPRETACIÓN.

4.1 - Evaluación Petrofísica, sección norte.

A partir del mapa base se realizaron tres secciones estratigráficas de norte a sur, ver (fig. 4.1).

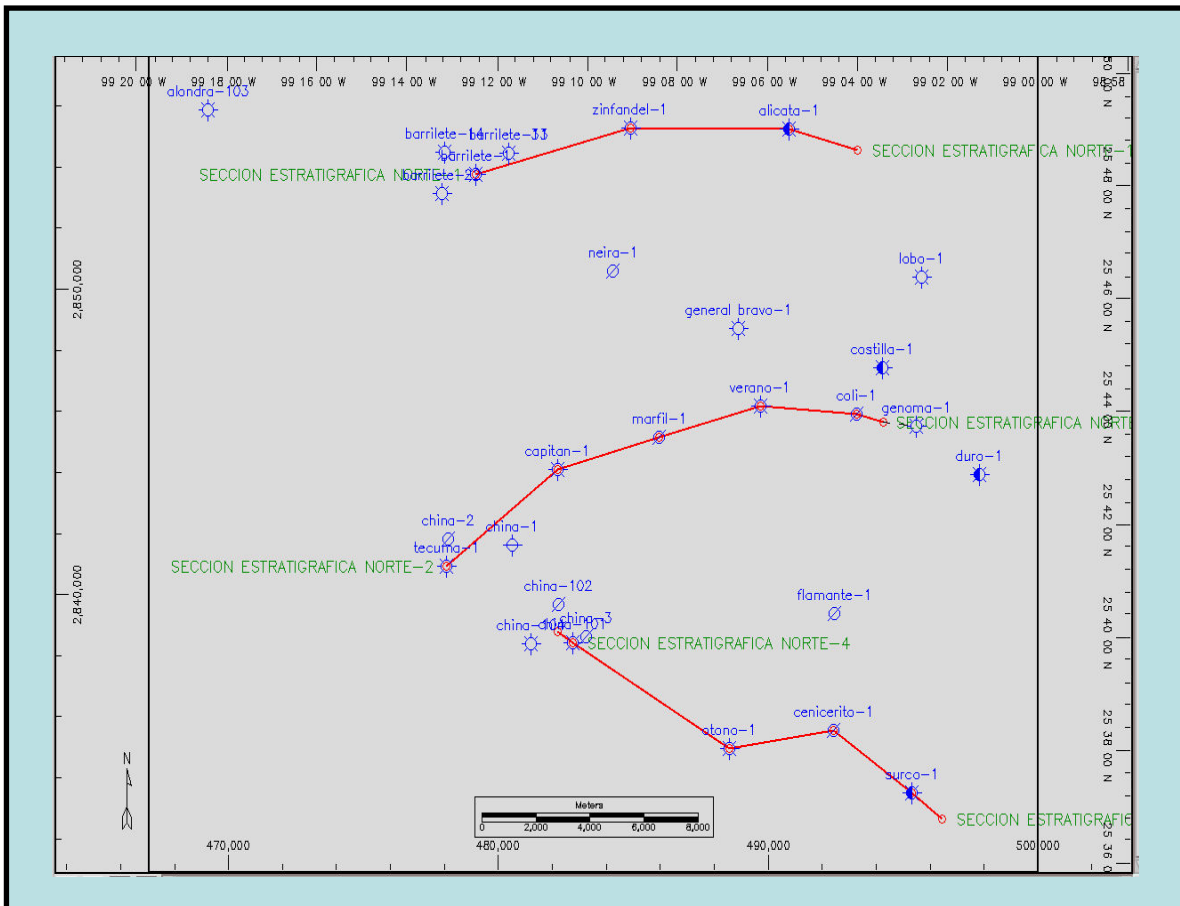


Fig. 4.1 Mapa base mostrando las tres secciones estratigráficas estratégicas, construidas con la finalidad de observar a través de los registros geofísicos, el comportamiento que tienen los cuerpos de arena.

Para la evaluación petrofísica se tomaron como referencia los datos del pozo Zinfandel-1, partiendo de una temperatura de fondo promedio de 110 °C a 2560 m.

y una temperatura superficial promedio de 25 a 30 °C y una salinidad promedio de 25, 000 a 30, 000 ppm. Arroja una R_w promedio de 0.20 a 0.35 ohms.

La primera sección la tocan los pozos Barrilete-1, Zinfandel-1 y Alicata-1, (fig. 4.1). En el pozo Barrilete-1, de acuerdo a la expresión de la curva Sp se muestra un cuerpo compacto y arcilloso en su mayor parte; esto se demuestra con la presencia de alta resistividad y se confirma con la expresión de las curvas Rhob, Dt y Nphi (fig. 4.1.2). Durante la perforación del pozo no se presentó ninguna manifestación, por lo que en ese campo no existiría la posibilidad de encontrar hidrocarburos en este play.

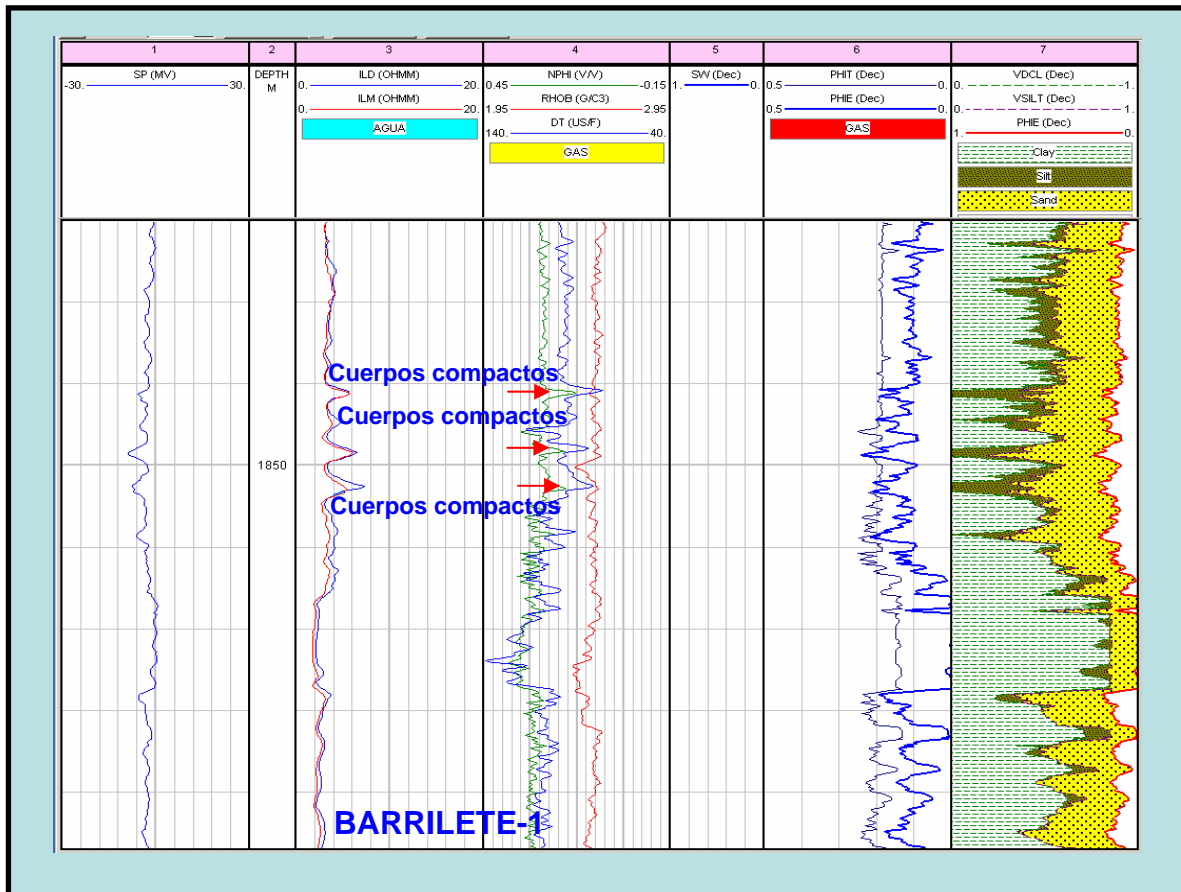


Fig. 4.1.2. Evaluación petrofísica del pozo Barrilete-1. De acuerdo a la expresión que tienen las curvas de resistividad y las de porosidad, se puede observar que corresponden a cuerpos compactos.

Para el pozo Zinfandel-1, se pueden apreciar bien los cuerpos arenosos gracias a la expresión de la curva Gr, de acuerdo a esto en el intervalo 2474 a 2484 m. tenemos un cuerpo interesante que tienen la posibilidad de contener hidrocarburos un indicio es la presencia de las dos curvas de resistividad juntas y con un valor de $R_t = 9.64$ ohms, una porosidad de 15 % y una $S_w = 60\%$ (fig. 4.1.3). Dentro de este intervalo se cortaron cuatro núcleos de pared de los cuales se desprende que la porosidad varía de 8 a 11 %, la S_w varía de 45 a 57% y una permeabilidad de 0.0010 a 0.0025 md. De acuerdo a su análisis petrográfico son areniscas gris claro, de granos muy finos a finos de cuarzo y líticos de moderados a bien clasificados, subredondeados, subangulosos y dúctiles, esfericidad baja, moderadamente consolidados, cementante ligeramente calcáreo, zona de flujo.

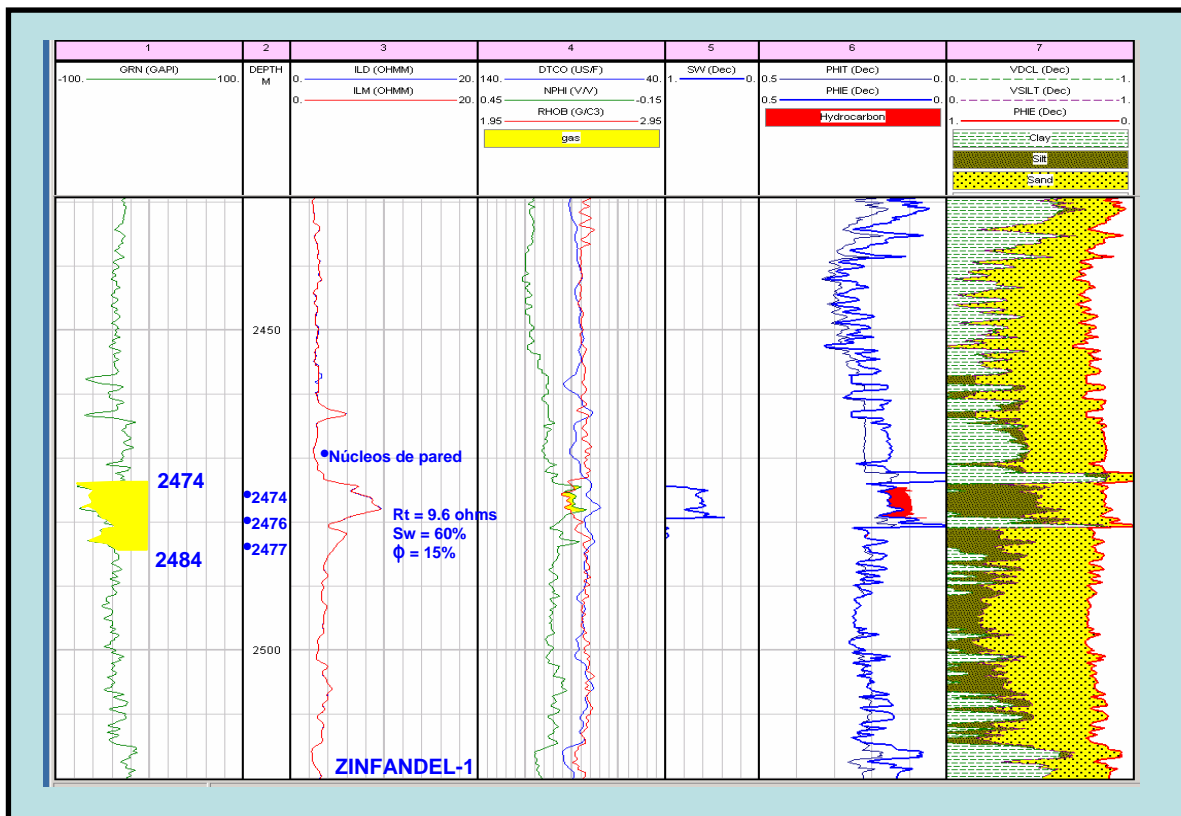


Fig. 4.1.3. Evaluación petrofísica del pozo Zinfandel-1. Como podemos observar se presenta el cross over entre las curvas Rhob y Nphi indicando la presencia de gas.

Otro intervalo con posibilidades de contener hidrocarburos es el de 2646 a 2651 m. donde la expresión de la curva Gr nos delimita un paquete arenoso de 5 m. y una $R_t = 6.6$ ohms. Además de observar que las curvas de resistividad van juntas (pegadas), lo que es un indicio de presencia de gas, también se puede corroborar con el cross over de las curvas Rhob y Nphi. (fig. 4.1.4). Existe la posibilidad que el cuerpo esté algo compacto porque la porosidad promedio es de 13 % y una $S_w = 35\%$. De acuerdo a la litología se reporta 90% lutita gris oscura, semidura, arenosa y calcárea y 10% de arenisca gris oscuro, de granos finos de cuarzo, subredondeados, regularmente clasificados, semicompactas en matriz arcillosa y cementante calcáreo.

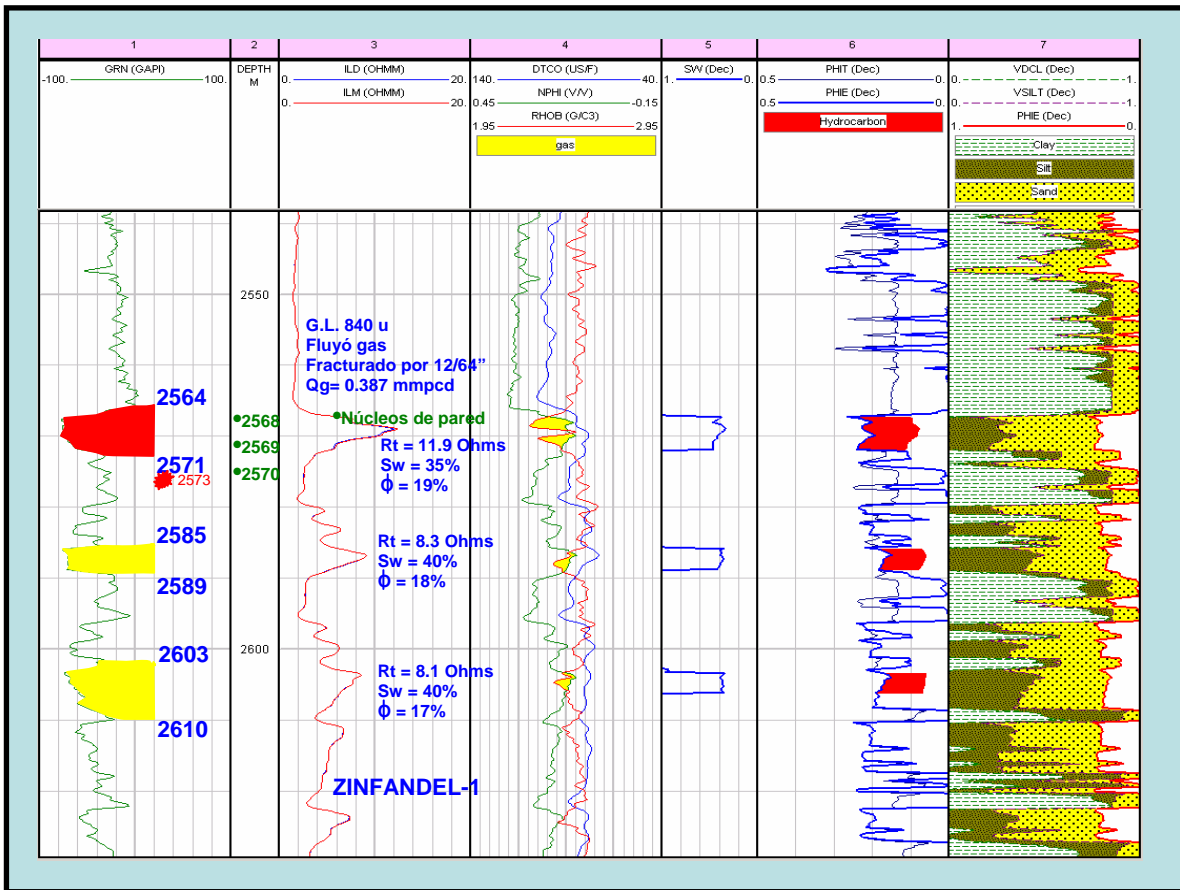


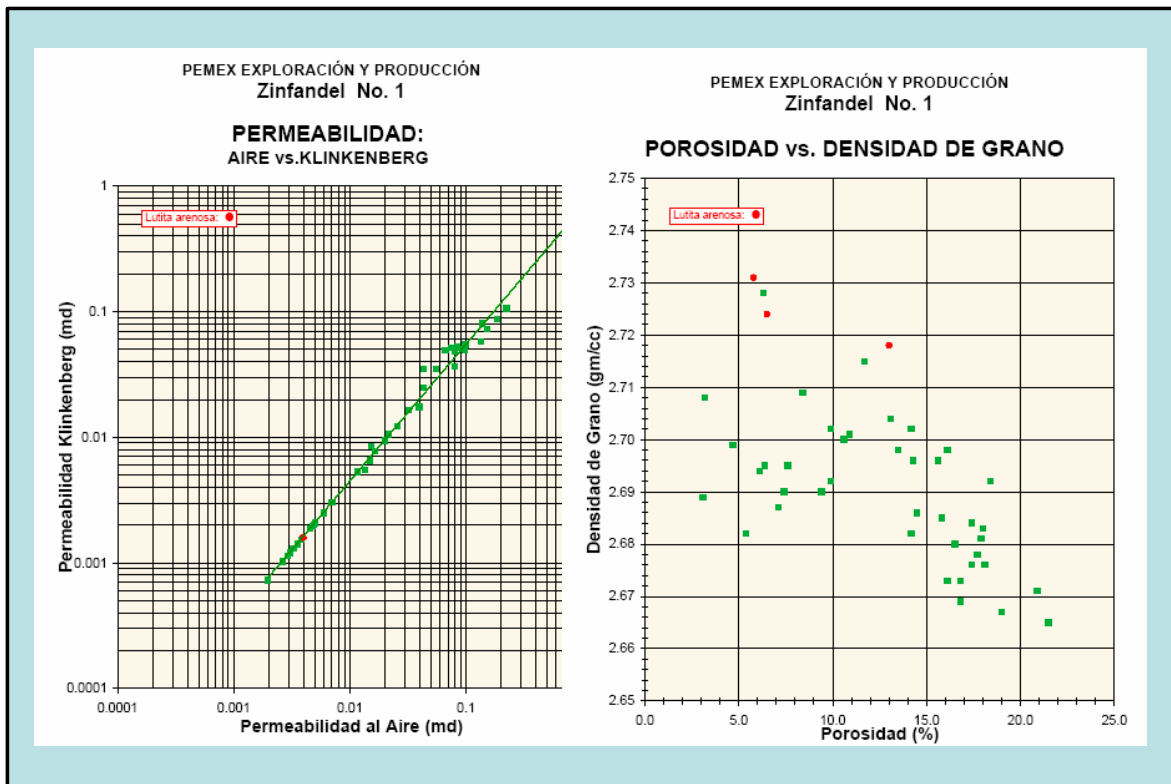
Fig. 4.1.4. Evaluación petrofísica del pozo Zinfandel-1. Aquí se muestra el cross over entre las curvas Nphi y Rhob, lo cual nos indica la presencia de gas, de los tres intervalos propuestos, solo se probó uno, por presentar mejores características petrofísicas en comparación a los otros dos.

Solo el intervalo 2564 a 2571 m es productor, con una $Q_g = 0.3387$ mmpcd., presenta una $R_t = 11.9$ ohms, una porosidad de 21% y una $S_w = 35\%$ (fig. 4.1.4).

Dentro de este intervalo se cortaron tres núcleos de pared. De acuerdo a los resultados petrográficos son areniscas gris claro, de grano muy fino a medio, de cuarzo y líticos de pobre a moderadamente clasificados, de angulosos a subangulosos, subredondeados y dúctiles, esfericidad baja, moderadamente consolidada, cementante calcáreo, con porosidades que varían de 5.4 a 17.4%, S_w que van de 40 a 68% y permeabilidades de 0.0019 a 0.0024 md. (González y Sowers, 2003).

Durante la perforación hubo una manifestación a la profundidad de 2573 m con lectura de $GL = 840$ u.

En los análisis cross plot realizados a los núcleos de pared se observa que la mayoría de los puntos tienen porosidades entre 5 y 20%, con rangos de $S_w = 40$ a 90%. Las graficas de Porosidad vs. Permeabilidad, Porosidad vs. saturación de agua, muestran que una tercera parte de los núcleos de pared tienen buena calidad de yacimiento. (Virgilio C. Rodríguez Lara, 2004).



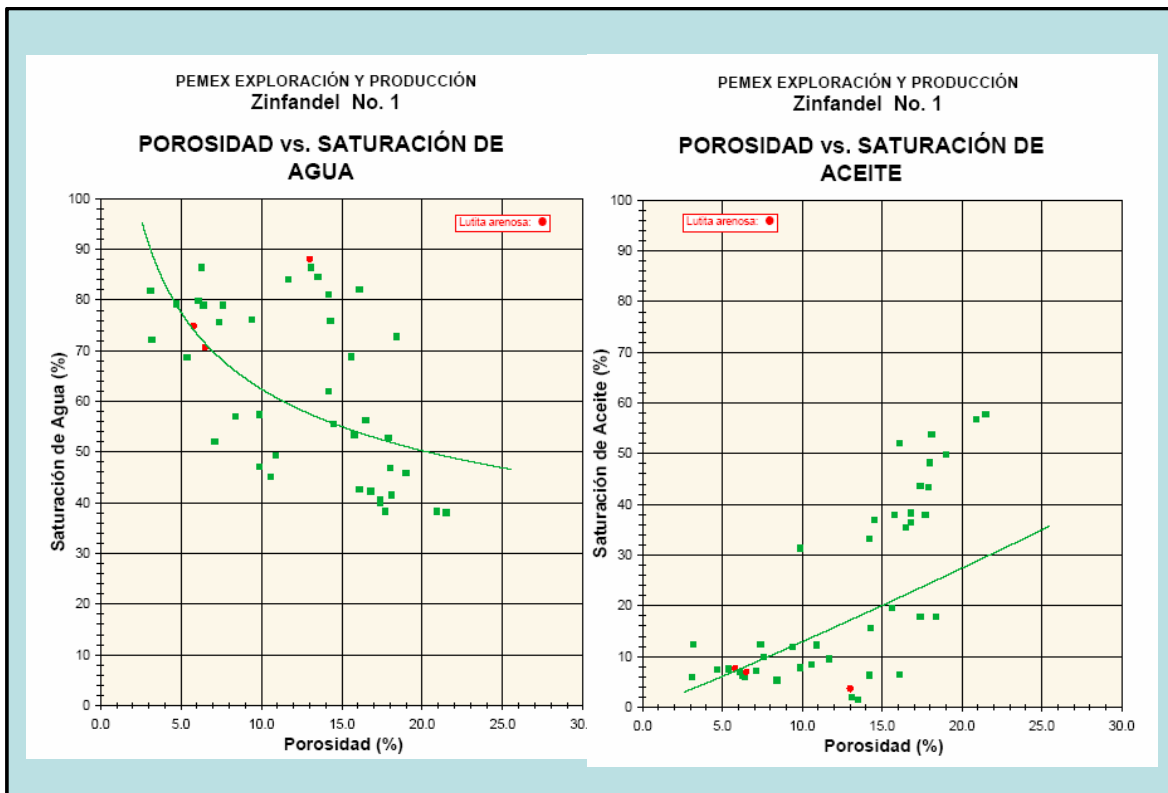
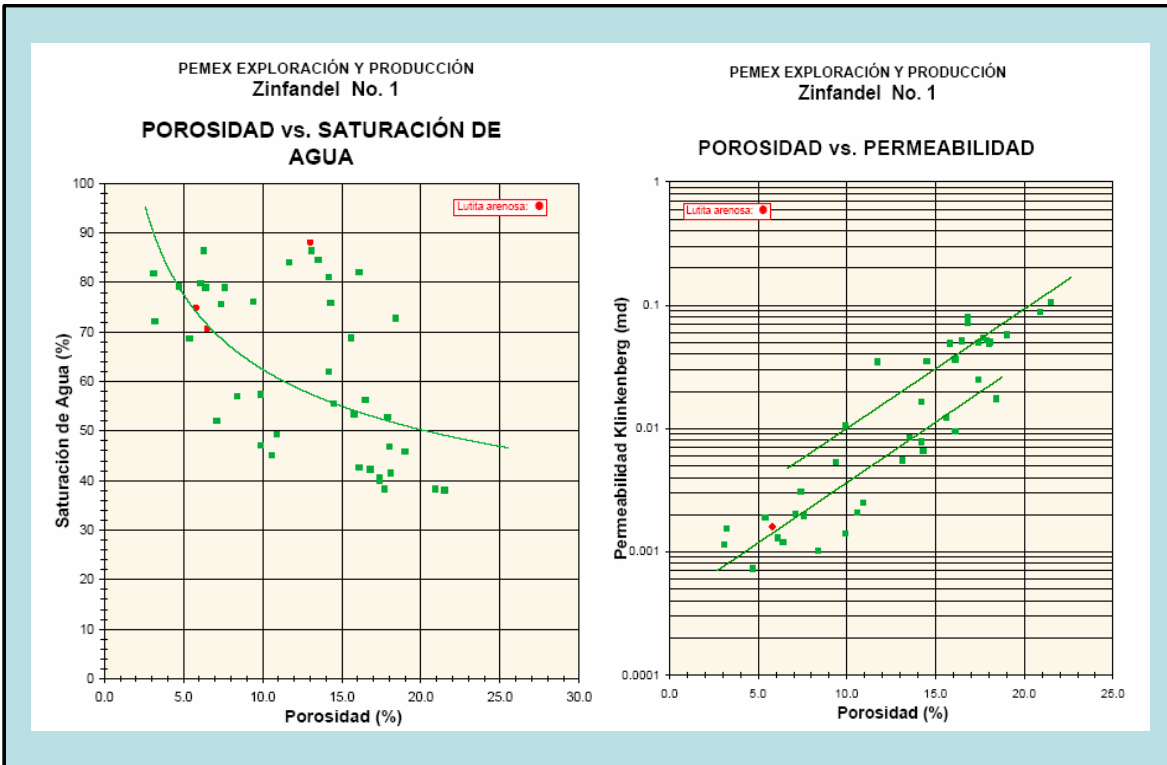


Fig. 4.1.5. Cross plots del pozo Zinfandel-1. A través de estos diagramas vemos que la porosidad varía de 5 a 20%, con rangos de s_w de 40 a 90% y permeabilidades de 0.001 a 0.1 md.

En el pozo Alicata-1, la expresión de la curva Gr nos permite reconocer cuerpos arenosos, pero desafortunadamente la mayoría de ellos están invadidos de agua y esto se puede apreciar cuando la curva somera (Ath10) sobrepasa en valor a la curva profunda (Aht-90), aunque también se puede apreciar que en el intervalo 2751 – 2754 m hay una arena muy compacta y esto se ve reflejado en los valores relativamente altos de resistividad $R_t = 7$ ohms y de igual forma se puede comprobar con las curvas Rhob y Nphi. (fig. 4.1.6). En este intervalo se cortaron dos núcleos de pared y de acuerdo a los resultados petrográficos, está compuesto de una lutita arenosa gris claro, compacta, ligeramente calcárea, con porosidades que varían de 7 a 8 % y Sw de 96 a 100%. (González y García, 2003).

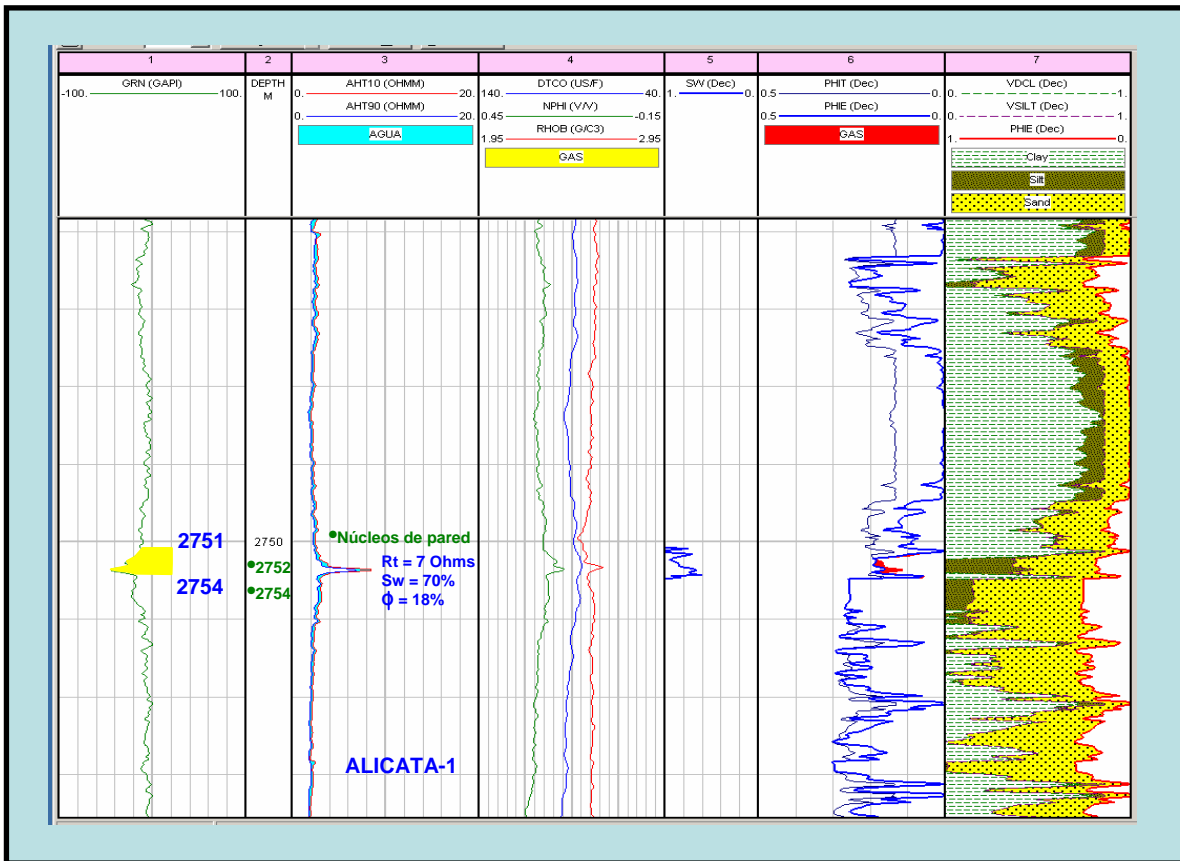


Fig. 4.1.6. Evaluación petrofísica del pozo Alicata-1. Aquí se indica que el intervalo está invadido y la expresión de alta resistividad corresponde a un cuerpo compacto, esto se puede comprobar con la expresión de las curvas de Rhob y Nphi, aunado con la descripción petrográfica de los núcleos.

Se realizó una prueba de producción en el intervalo 2646-2651 del cual fluyó gas pero no se cuantificó aunque por las curvas de resistividad se puede apreciar que el intervalo tiene agua, con una $Sw = 55\%$ (fig. 4.1.8). En este mismo intervalo se puede apreciar el cross over entre las curvas de R_{hob} y N_{phi} indicando la presencia de gas. Los resultados del análisis petrográfico al intervalo, arrojaron que, litológicamente corresponde a areniscas gris claro, de granos muy finos a finos, en partes de cuarzo, bien clasificados, subredondeados y angulosos, esfericidad baja, porosidad primaria, moderadamente consolidada, cementante calcáreo, intercalada con horizontes de lutita gris oscura, trazas de pirita, con porosidades que van de 8 a 15 % y Sw entre 72 a 95 %.

De los 9 núcleos de pared que se cortaron para hacerles los análisis petrofísicos se observa que la permeabilidad va de 0.0009 a 1.494 md. (fig. 4.1.7). (González y García, 2003).

RESULTADOS DE LA PETROFÍSICA BÁSICA - CMS - 300					
Compañía: Pemex Exploración y Producción		Ubicación: APBR		Fecha: Junio 2003	
Pozo: Alicata No. 1		Tipo de Núcleo: Muestras de Pared		Archivo: 29201R-030165	
Campo: Exploratorio		Tipo de Lodo: Base de Aceite		Analistas: González	
Número de Muestra	Profundidad (metros)	Porosidad (%)	Perm. Klinkenberg (md)	Densidad de Grano (gm/cm^3)	Descripción
21r	2175.00	17.8	0.0480	2.69	Arenisca gris clara de granos finos y muy finos de cuarzo y líticos bien clasificados, subredondeados, subangulosos, esfericidad baja, moderadamente consolidada, cemento ligeramente calcáreo, clastos de lutita gris clara arenosa.
Corrida 2					
22r	2577.00	10.8	0.0028	2.68	Arenisca gris clara de granos muy finos, finos en parte medios de cuarzo y líticos pobremente clasificados, subredondeados, subangulosos y dúctiles, esfericidad baja, porosidad primaria, moderadamente consolidada, cemento tipo arcilloso, trazas de carbonatos y de pellets de arcilla.
23r	2579.00	11.8	0.0016	2.70	Arenisca gris clara de granos muy finos, finos en parte medios de cuarzo y líticos pobremente clasificados, subredondeados y subangulosos, esfericidad baja, porosidad primaria, moderadamente consolidada, cemento tipo arcilloso, trazas de carbonatos, laminas de lutita.
24r	2581.00	11.3	0.0036	2.71	Arenisca gris clara de granos muy finos, en parte finos y medios de cuarzo y líticos pobremente clasificados, subredondeados y subangulosos, esfericidad baja, porosidad primaria, moderadamente consolidada, cemento tipo arcilloso, horizontes de lutita.
25r	2582.00	10.4	0.3901	2.70	Alternancias de lutita arenosa gris oscura y arenisca gris clara, de granos muy finos y finos de cuarzo, moderadamente clasificados, subangulosos y subredondeados, esfericidad baja, moderadamente consolidada, cemento tipo arcilloso, trazas de carbonatos.
26r	2648.00	15.3	0.0395	2.69	Arenisca gris clara de granos muy finos en parte finos de cuarzo, bien clasificados, subredondeados y angulosos, esfericidad baja, porosidad primaria, bien consolidada, cemento calcáreo, micas de moscovita.
27r	2649.00	8.0	0.0093	2.72	Arenisca gris clara de granos muy finos en parte finos de cuarzo, bien clasificados, subredondeados y angulosos, esfericidad baja, porosidad primaria, moderadamente consolidada, cemento calcáreo, horizontes de lutita gris oscura.
28r	2651.00	8.2	1.494	2.72	Lutita limosa café clara, compacta y calcárea, trazas de pirita.
29r	2752.00	6.9	0.8831	2.73	Lutita arenosa gris clara compacta, ligeramente calcárea, con fracturas rellenas de calcita y reliz de falla.
30r	2754.00	7.7	0.0235	2.73	Lutita arenosa gris clara compacta, ligeramente calcárea.

Fig. 4.1.8 Resultado petrofísica de los núcleos de tapón cortados en el pozo Alicata-1.

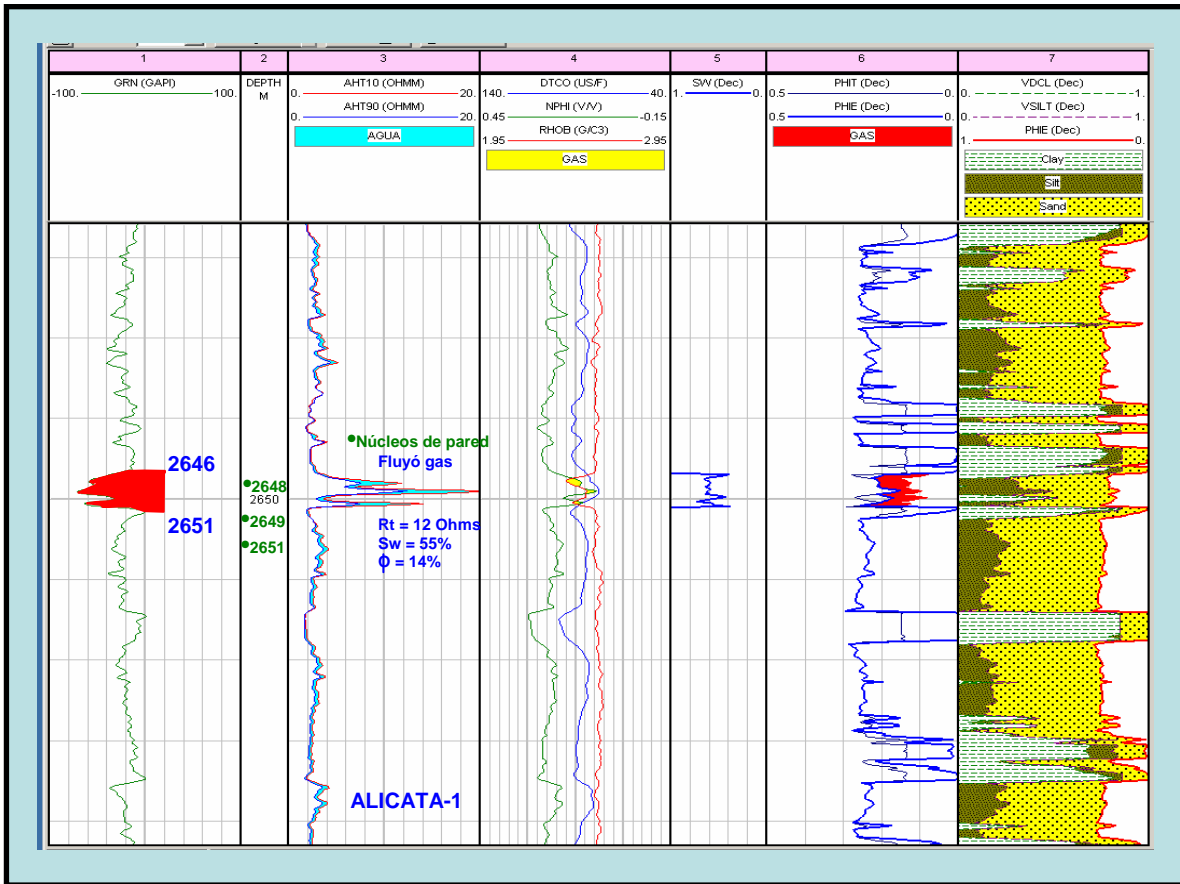


Fig. 4.1.8. Evaluación petrofísica del pozo Alicata-1. De acuerdo al cruce entre las curva Rhob y Nphi podemos deducir la presencia de gas, aunque también podemos ver que hay presencia de agua gracias a la expresión de las curvas de resistividad.

4.2.- Evaluación Petrofísica, sección centro.

La segunda sección incluye a los pozos Tecuma-1, Capitán-1, Marfil-1, Verano-1 y Coli-1. (fig. 4.1).

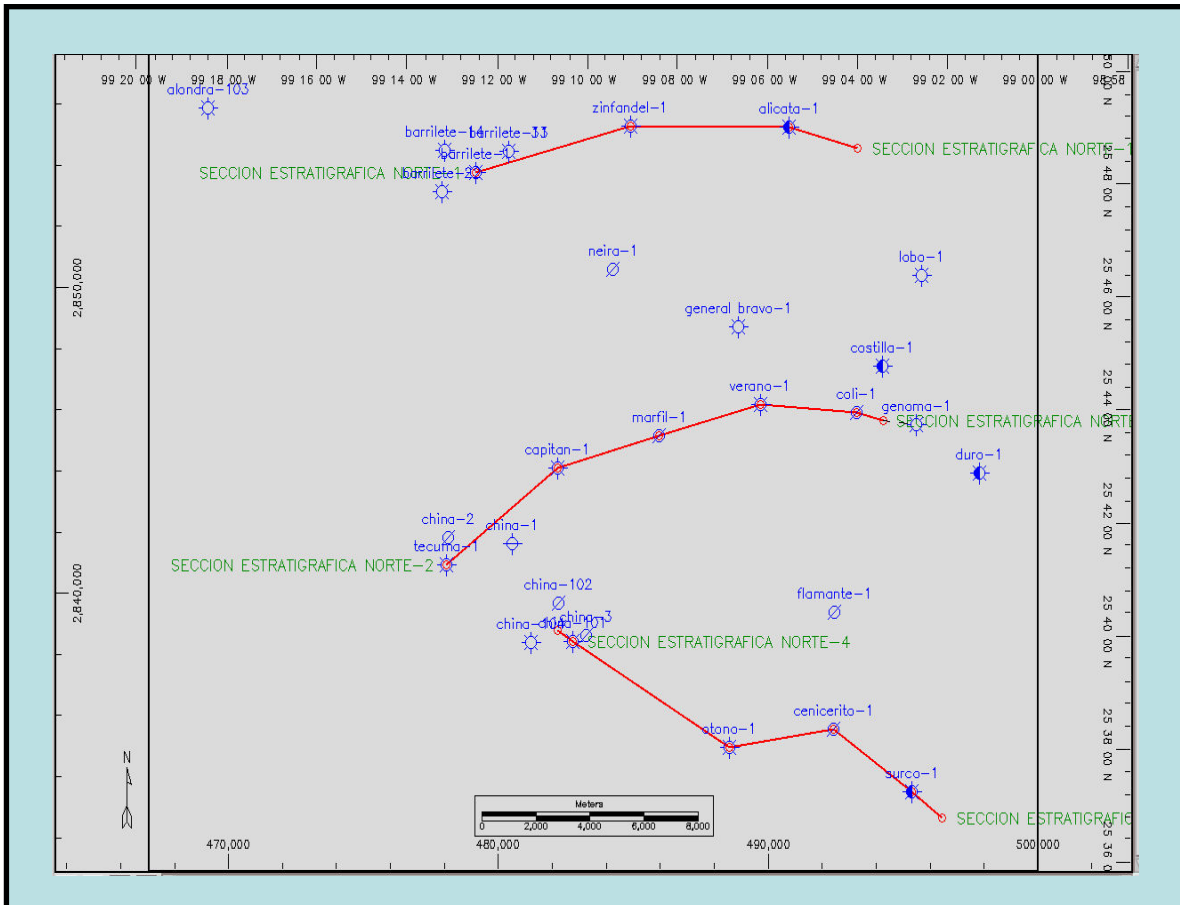


Fig. 4.1 Mapa base mostrando las tres secciones estratigráficas estratégicas, construidas con la finalidad de observar a través de los registros geofísicos, el comportamiento que tienen los cuerpos de arena.

Los pozos Tecuma-1 y Capitán-1 por las expresiones de las curvas Gr y Sp respectivamente nos muestran que son cuerpos compactos arcillosos que se pueden verificar con las expresiones de la curvas de densidad y neutron (fig. 4.2.1 y 4.2.2).

Cabe señalar que el pozo Capitán -1 presenta mayor cantidad de cuerpos compactos y prueba de ello son los valores de R_t de 4 a 6 ohms promedio y el empalme de las curvas de resistividad (fig. 4.2.2); en el pozo Tecuma-1 existen las mismas condiciones, sin embargo hay presencia de agua en algunos cuerpos de arena (fig. 4.2.1). Además durante la perforación de dichos pozos no hubo presencia de manifestaciones de hidrocarburos, determinando su nula posibilidad de contener hidrocarburos.

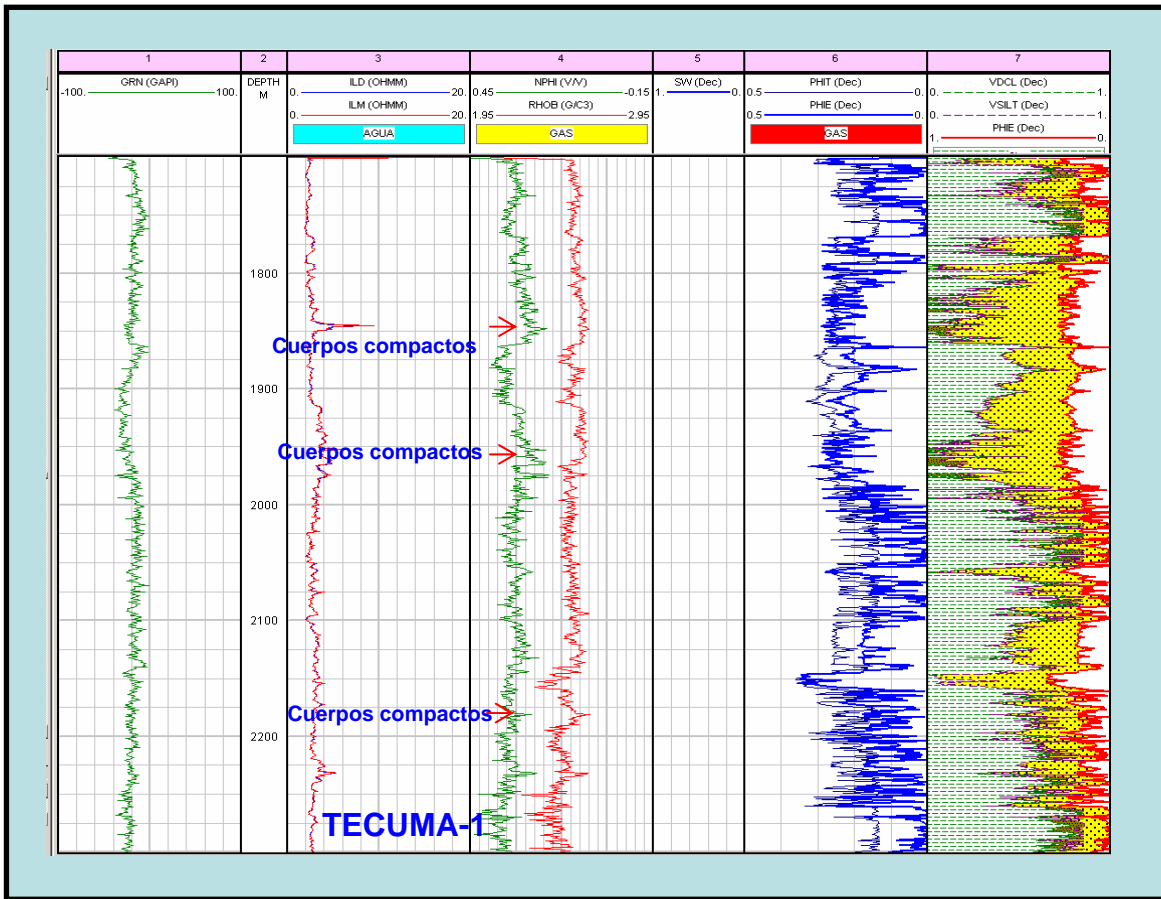


Fig. 4.2.1. Evaluación petrofísica del pozo Tecuma-1. Se observa que las curvas de resistividad presentan valores altos debido a la presencia de cuerpos compactos, esto se comprueba cuando la curva Nphi baja su valor de porosidad, en cambio la curva Rhob aumenta su valor de densidad.

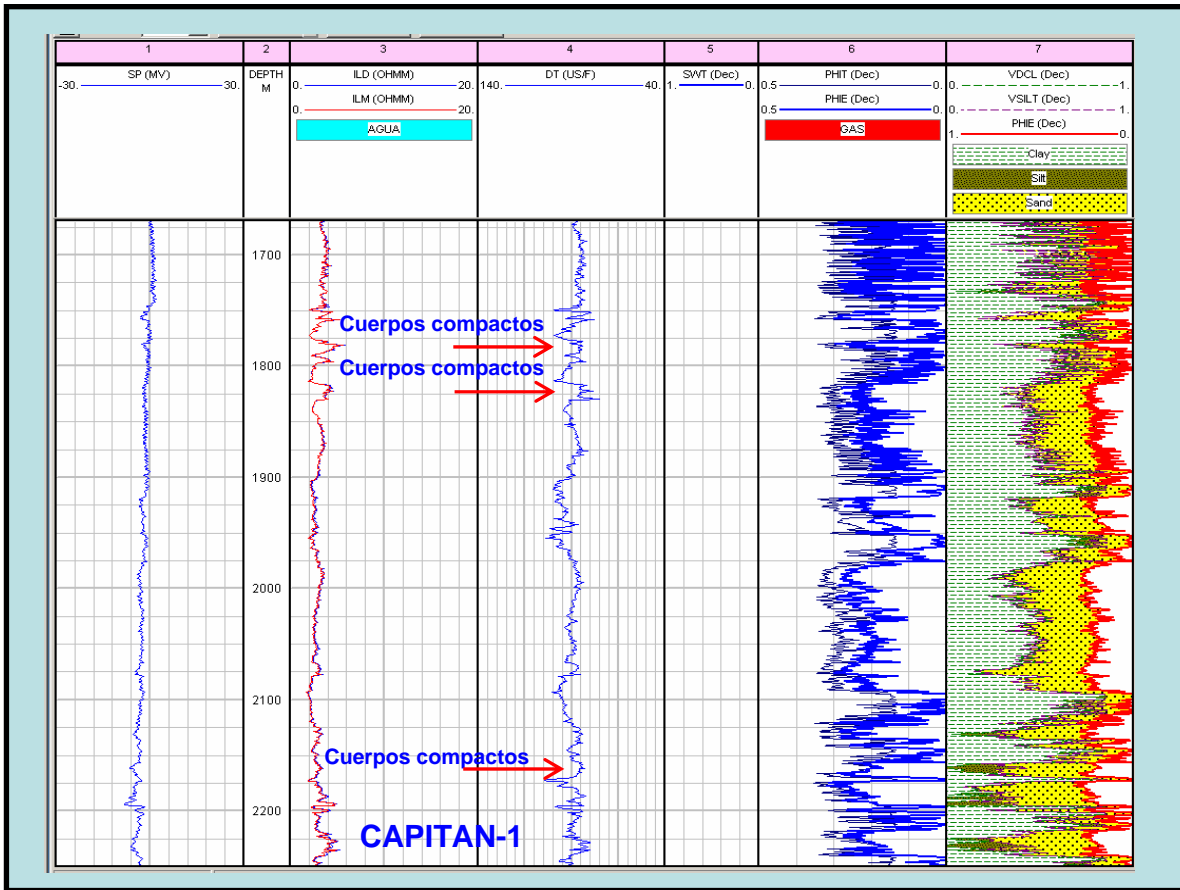


Fig. 4.2.2. Evaluación petrofísica del pozo Capitán-1. Al igual que en el pozo Tecuma-1, se puede visualizar la presencia de cuerpos compactos, lo único que cambia es la curva sónica, en la cual se observa una variación pequeña en sus valores Dt.

Del pozo Marfil-1, se observa que la expresión de la curva Sp es muy arcillosa teniendo muy pocos cuerpos arenosos bien desarrollados. Una limitante para poder identificar cuerpos con posibilidad de hidrocarburos es la ausencia de la curva de resistividad somera, ya que en el pozo Marfil-1, solo se cuenta con la curva profunda. De este pozo solo se hizo una prueba de producción en el intervalo 2102 a 2115 m. habiendo fluido gas sin presión. La porosidad fue del 18% y la Sw de 48%. (fig. 4.2.3).

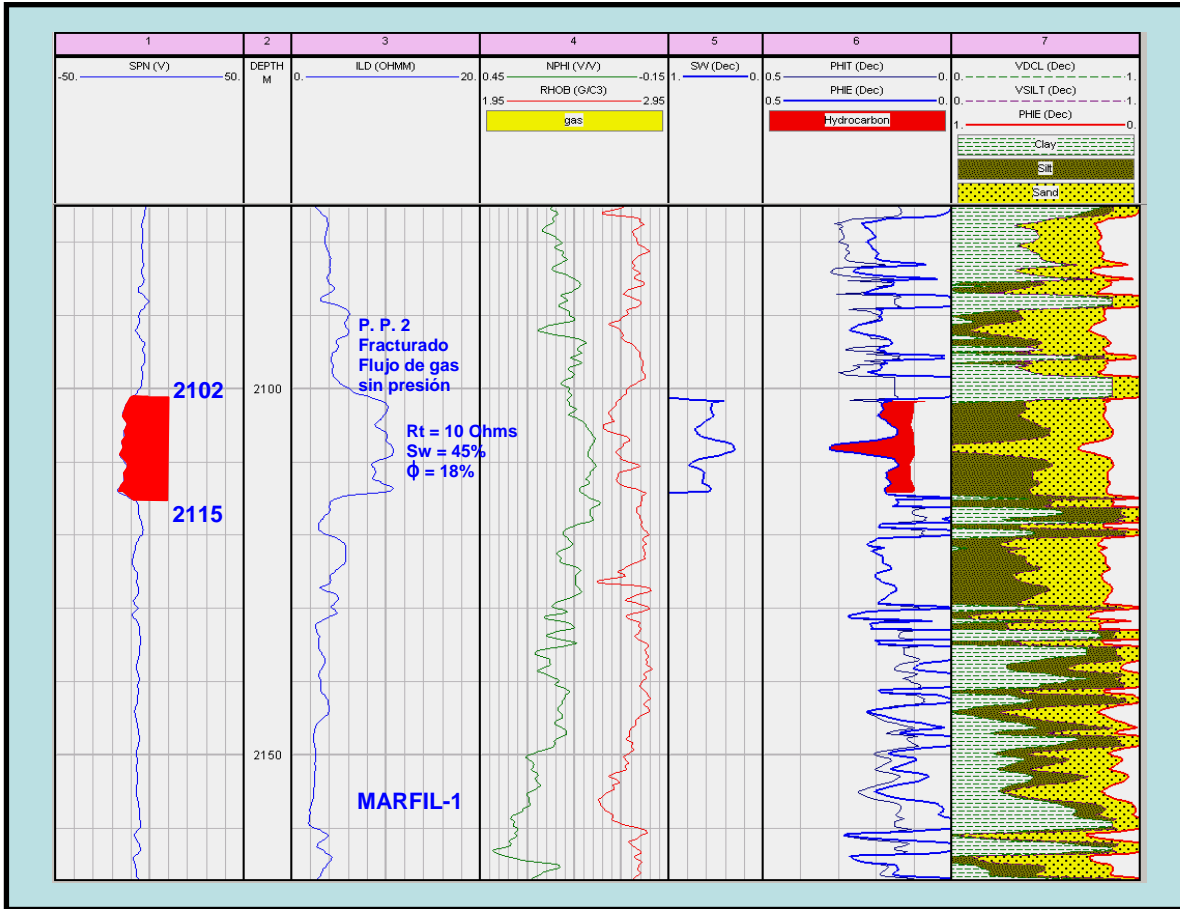


Fig. 4.2.3. Evaluación petrofísica del pozo Marfil-1. Aquí se observa que la curva Sp no tiene buena expresión, aunado a esto tenemos la limitación de que solo contamos con la curva de resistividad profunda, faltando la curva somera, para poder visualizar la existencia de otro intervalo importante.

En el pozo Verano-1, de acuerdo a la expresión de la curva Gr, no se observan muy bien los cuerpos arenosos o bien son cuerpos arcillo-arenosos (fig. 4.2.4). en los intervalos 2355 – 2372 y 2245 - 2265 m. se observan cross over de las curvas de densidad y neutron; pero son muy pequeños, ya que estamos hablando de espesores de 1 a 2 m. cuya porosidad es del 17% y Sw= 66%. Aquí también tenemos la limitante de falta de información, en todo el intervalo evaluado, en este caso la ausencia de la curva de resistividad somera, no nos permite visualizar si hay presencia de agua, gas o simplemente está compactado, ya que solamente

contamos con la curva de resistividad profunda, por lo que no se pueden identificar con más precisión cuerpos arenosos con potencial petrolero.

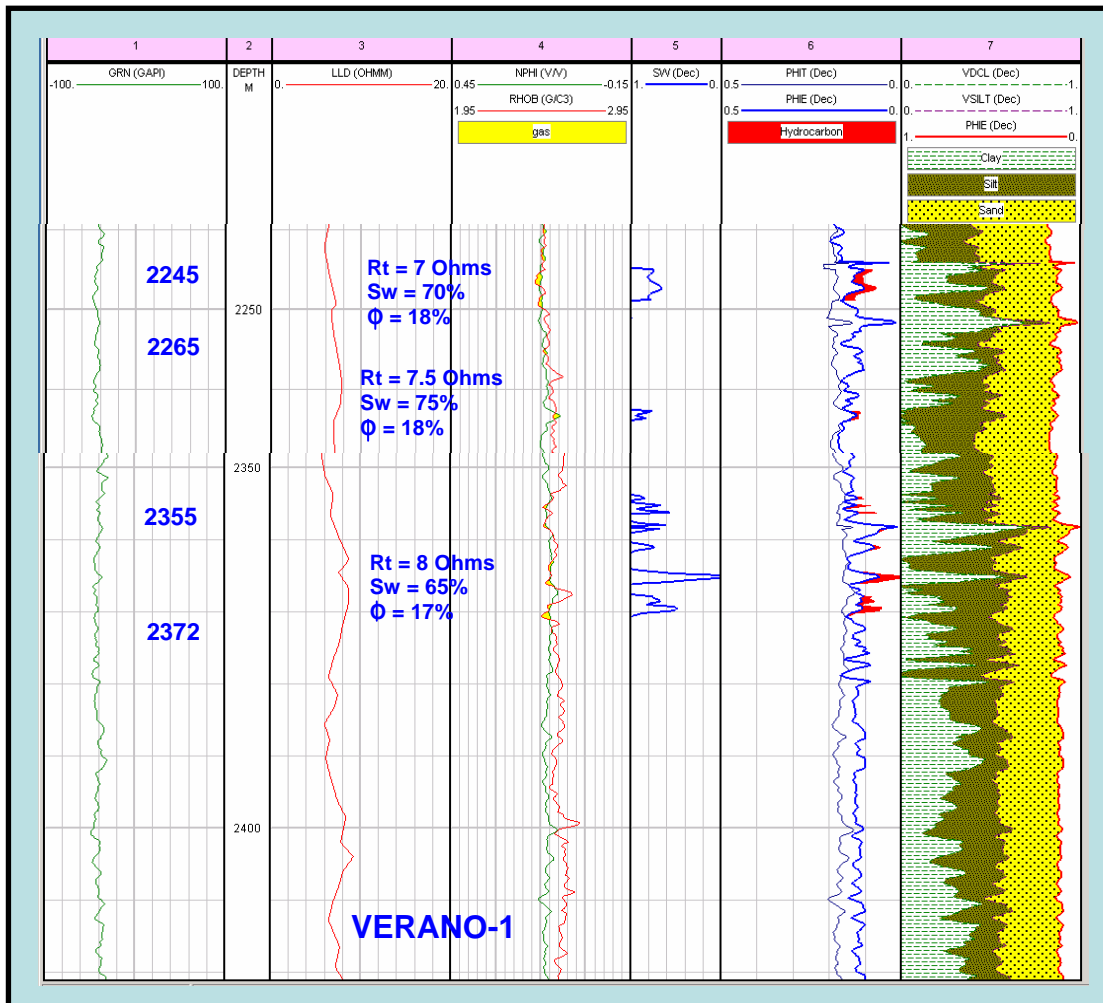


Fig. 4.2.4. Evaluación petrofísica del pozo Verano-1. De acuerdo al análisis, se muestra que la curva Gr casi no tiene expresión, ocasionándonos, una poca visualización de los cuerpos de arena, aunque se puede ver los cross over entre las curvas Nphi y Rhob, lo cual nos indica la presencia de gas, aunque tengamos intervalos de espesores muy delgados.

Solo el intervalo 2469 – 2490 es productor, con una $Q_g=0.918$ mmpcd. cuyo espesor neto es de 21 m. Aquí si se puede apreciar el cuerpo arenoso gracias a la expresión del Gr, además de tener una $R_t= 10$ ohms, en este intervalo tenemos la

presencia del cross over entre la curva de densidad y neutron, la porosidad es del 15% y una $Sw = 59\%$. (fig. 4.2.5).

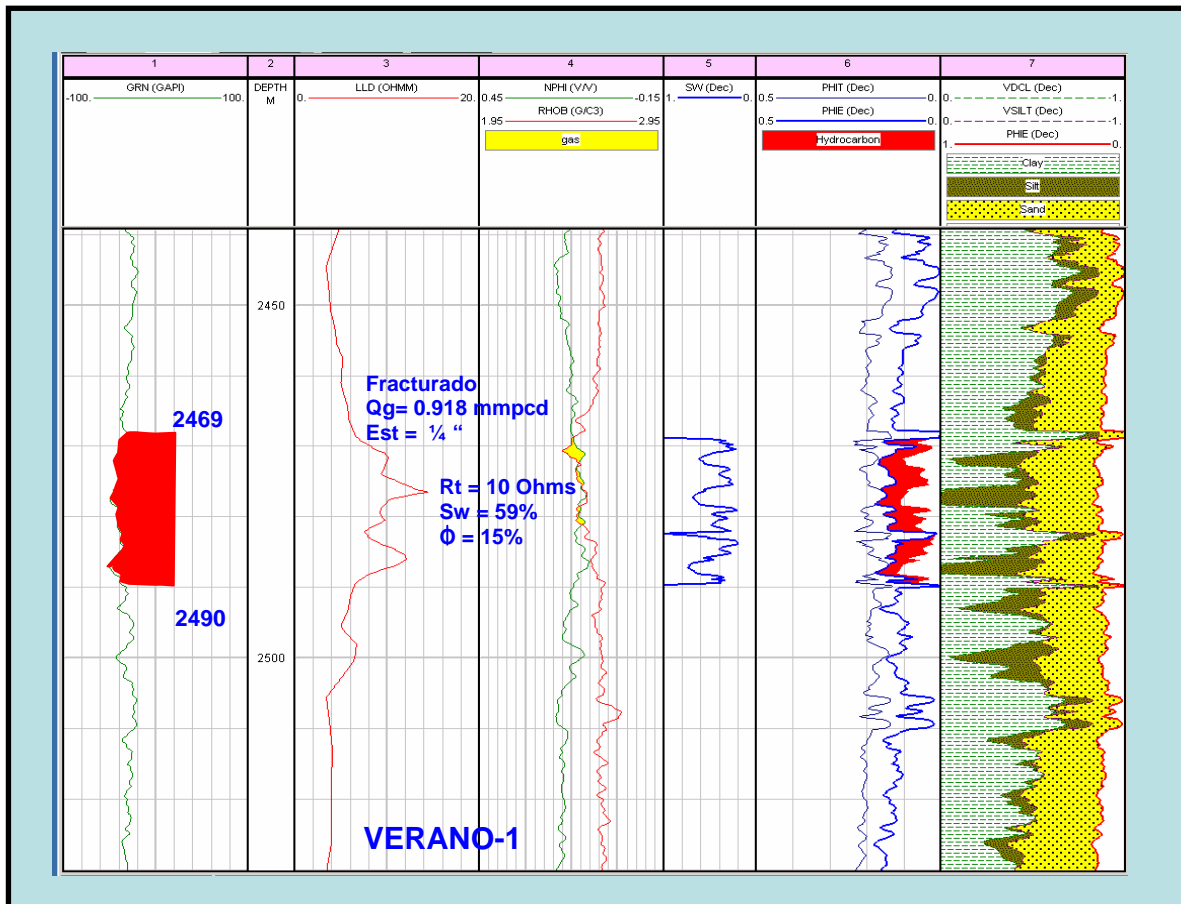


Fig. 4.2.5. Evaluación petrofísica del pozo Verano-1. Este es el mejor pozo en cuestión de producción inicial, dentro del play, pero desafortunadamente solo contamos con una curva de resistividad, lo cual hace muy pobre su evaluación, aunque la única relevancia lo hace el cross over entre las curvas Nphi y Rhob, indicándonos la presencia de gas.

Por último, en el pozo Coli-1 se disparó el intervalo 2612 -2615 m del cual no fluyó gas y solo se recuperó agua salada de 4,400 ppm, esto puede ser debido a que en el intervalo la curva somera rebasa a la curva profunda indicando que hay presencia de agua, pero por la expresión se puede determinar que el intervalo está invadido. Presenta una $Rt = 10$ ohms, una porosidad de 16% y una $Sw = 60\%$.

Arriba de este intervalo se cortaron cinco núcleos de pared cuyos valores de porosidad van de 6.8 a 9.6%. (fig. 4.2.6).

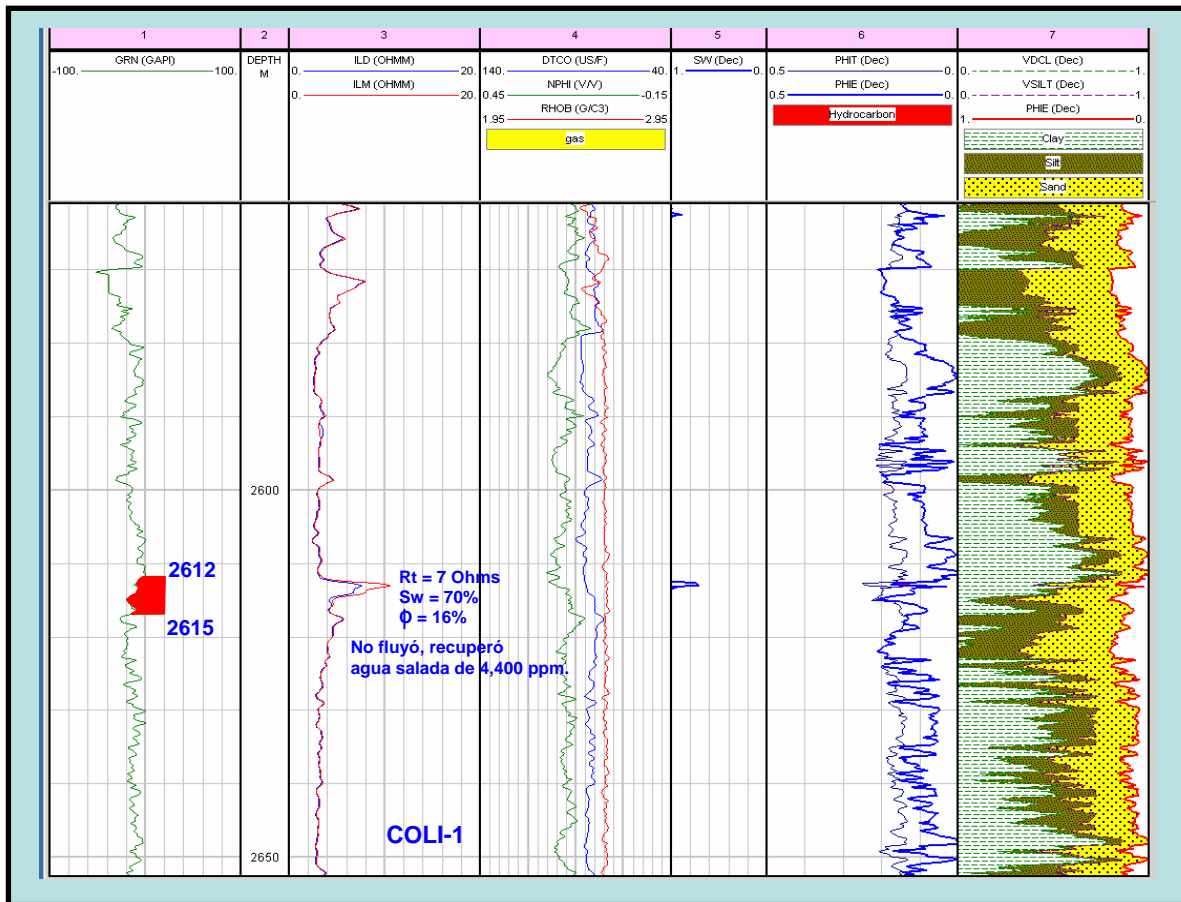


Fig. 4.2.6. Evaluación petrofísica del pozo Coli-1. Como podemos ver, el intervalo probado resultó estar invadido, esto se puede comprobar con las expresiones de las curvas de resistividad, ya que la curva somera sobrepasa a la curva profunda, indicando la presencia de agua. Otro rasgo visible es la compactación que presenta el cuerpo evaluado, que de acuerdo a los resultados obtenidos en los estudios de petrografía, nos indican rocas compactas.

De los intervalos 2556-2563 y 2570-2581 m. El primero se disparó, resultando invadido de agua salada de 4,400 ppm. Concluyéndose que el otro intervalo esta también invadido de agua salada, sus respectivos valores de $R_t = 5$ y 8 ohms,

porosidad del 15 y 10% y $Sw = 65$ y 70% . En los dos intervalos se cortaron 5 núcleos de pared, los cuales tienen una porosidad que va de 7 a 10% y una permeabilidad en el primer intervalo que va de 0.0006 – 0.0035 md y en el segundo intervalo de 0.0006 a 0.0010 md. (fig. 4.2.7).

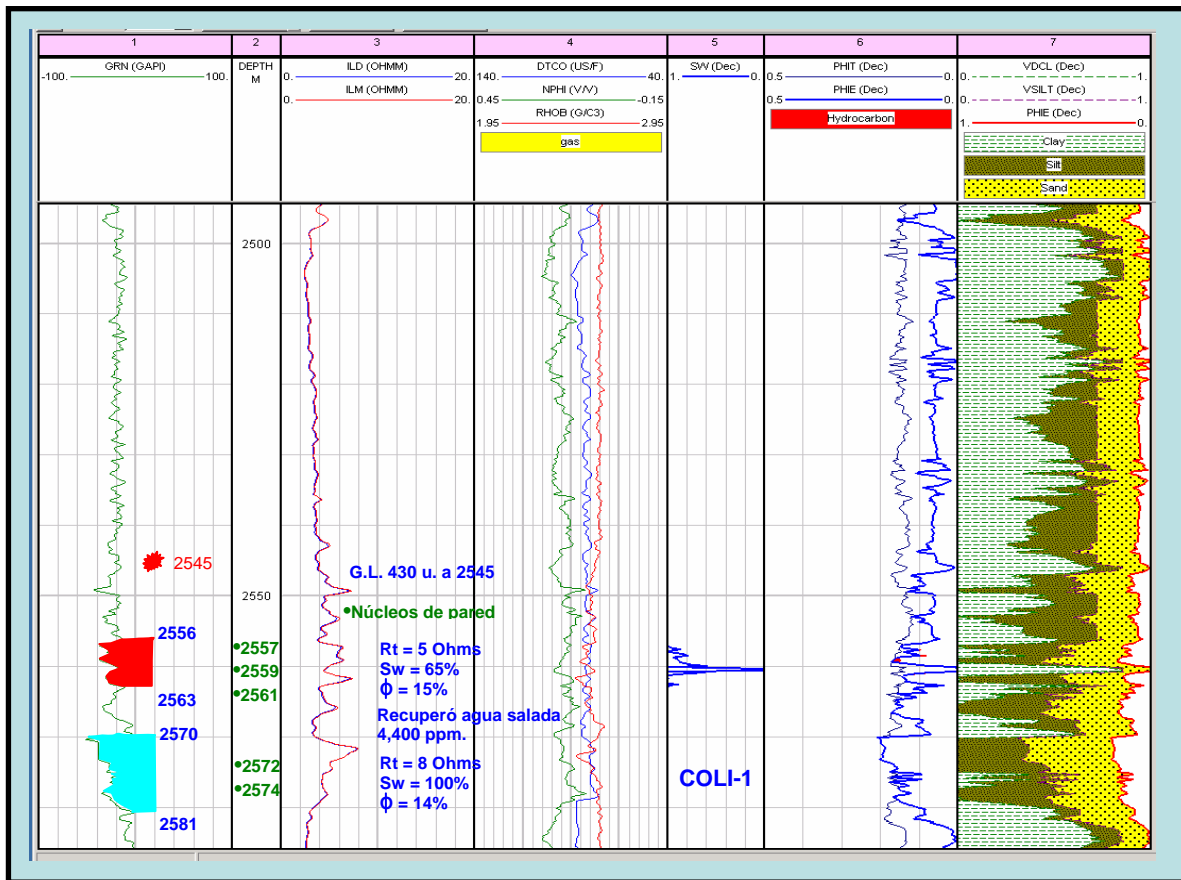


Fig. 4.2.7. Evaluación petrofísica del pozo Coli-1. Como se indica, el intervalo disparado resultó invadido de agua salada, por lo consiguiente, y por sus mismas características petrofísicas, el segundo intervalo se dio como invadido. A través de la expresión de las curvas de resistividad se observa compactación y esto se puede comprobar con los resultados petrográficos de los núcleos que nos indican una arenita lítica compuesta de fragmentos de rocas ígneas, calizas, etc.

Se realizó el análisis cross plot a los intervalos probados (fig. 4.2.8), del pozo Coli-1, donde se observó que la mayoría de los puntos representan porosidades entre 14 y 17 %, y rangos de saturación de agua de 70 a 100 %, las resistividades verdaderas de formación son menores de 10 Ohms, excepto para la prueba 1, donde alcanza 12 Ohms. La calidad de la roca para fluir, en las pruebas 1 y 2, es mala, de acuerdo a los estudios petrográficos las areniscas son de granos muy finos. Durante la perforación se presentaron dos manifestaciones, una a la profundidad de 2545 m, con lectura de GL= 430 u, y la segunda manifestación a la profundidad de 2454 m. con lectura de GL= 330 u, en esta última se cortó un núcleo convencional en el intervalo 2460 a 2469 m. del cual se cortaron 9 tapones de pared del núcleo, los cuales se describieron petrográficamente como lutitas y lutitas limosas, muy bioturbadas, las que se encuentran interestratificadas con varias limolitas arcillosas, areniscas y areniscas arcillosas. (Rodríguez, 2003). Del análisis petrofísico se desprende que los valores de porosidad varían de 2.8 a 10.4 %, con una permeabilidad que va de 0.0005 a 0.005 md. Por evaluación de registros se tiene una porosidad de 12% y una $S_w = 100\%$ (Kelton y Mosley, 2003). La calidad del yacimiento, de acuerdo a los resultados, es de nula a muy deficiente.

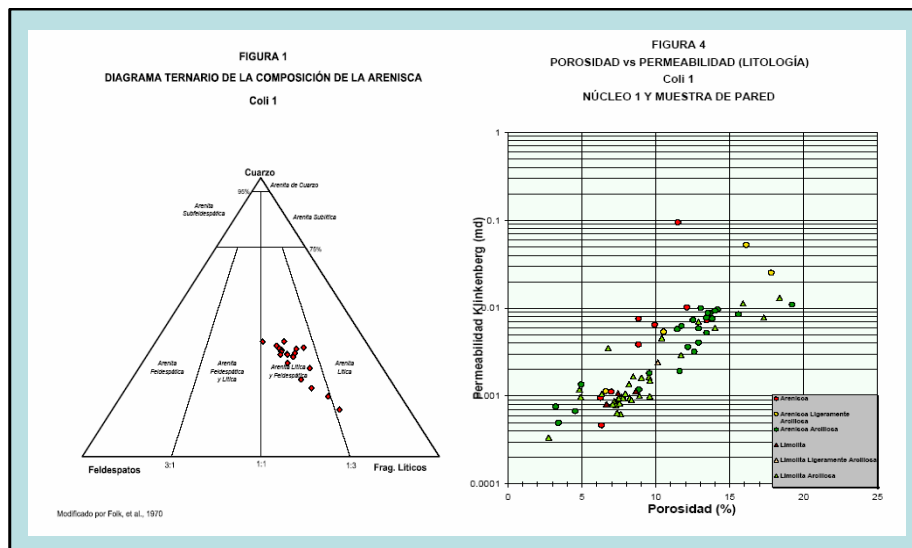


Fig. 4.2.8 Cross plot del pozo Coli-1. De acuerdo a la clasificación de Folk. Las muestras caen dentro de arenisca lítica y feldespática, el rango de porosidad va de 4 al 18% y la permeabilidad varía de 0.0004 a 0.1 md.

En la mayoría de los pozos se han observado valores altos de resistividad debido a la presencia de cuerpos compactos, esto se corrobora al examinar las láminas delgadas y su descripción petrográfica del pozo Coli-1, en el cual tenemos que, de acuerdo a la clasificación de Folk, la mayoría de las muestras están clasificadas como arenitas líticas, compuestas de cuarzo, feldespato, fragmentos de roca ígnea, calizas, etc. (fig. 4.2.9). Ocasionalmente que las rocas estén compactas, por lo que aumenta la resistividad y disminuye la porosidad y la permeabilidad del yacimiento.

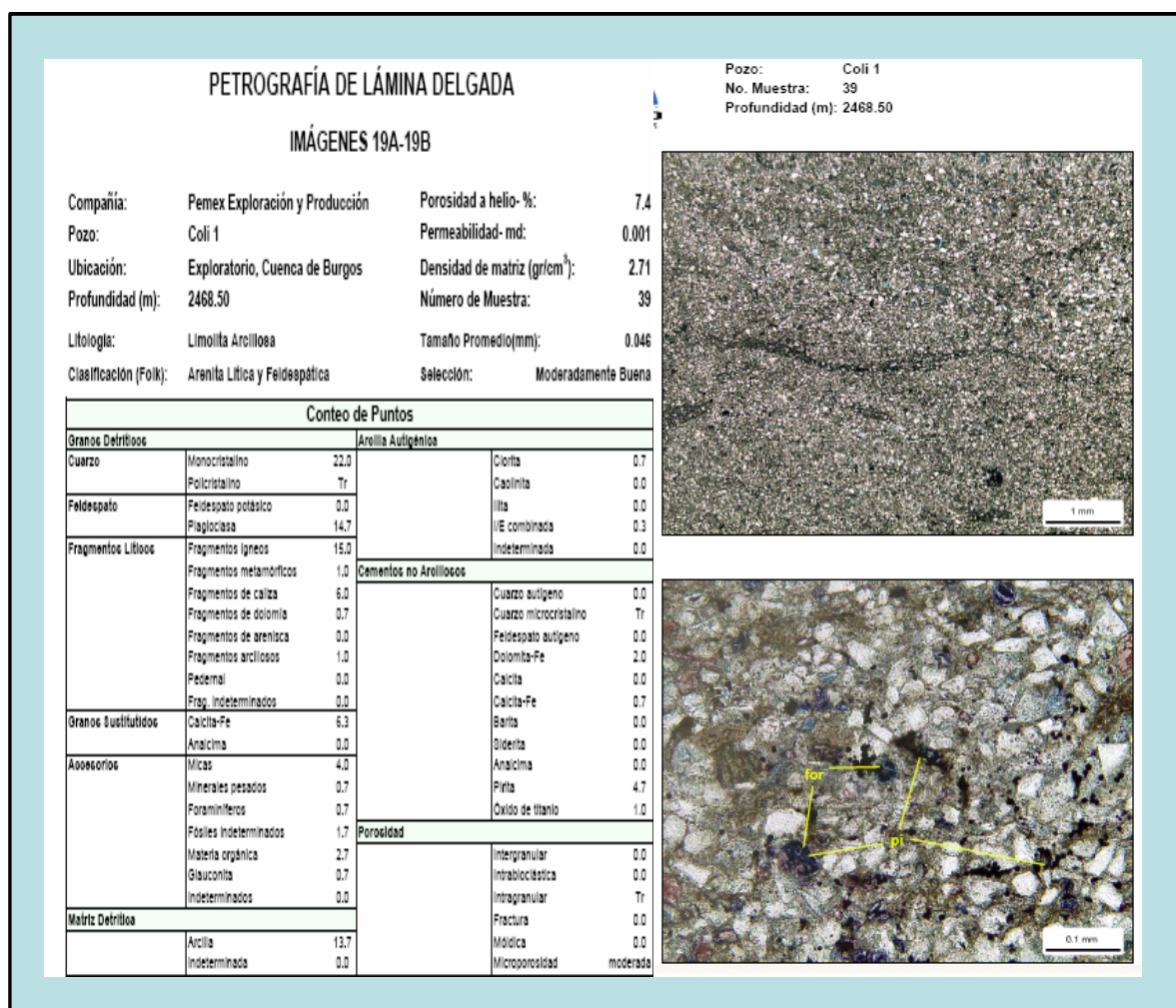


Fig. 4.2.9 Petrográfica de lámina delgada del pozo Coli-1. De acuerdo a la clasificación de Folk. Las muestras caen dentro de arenisca lítica y feldespática.

4.3.- Evaluación Petrofísica, sección sur.

La última sección incluye a los pozos China-104, Otoño-1, Cenicerito-1 y Surco-1. (fig. 4.1).

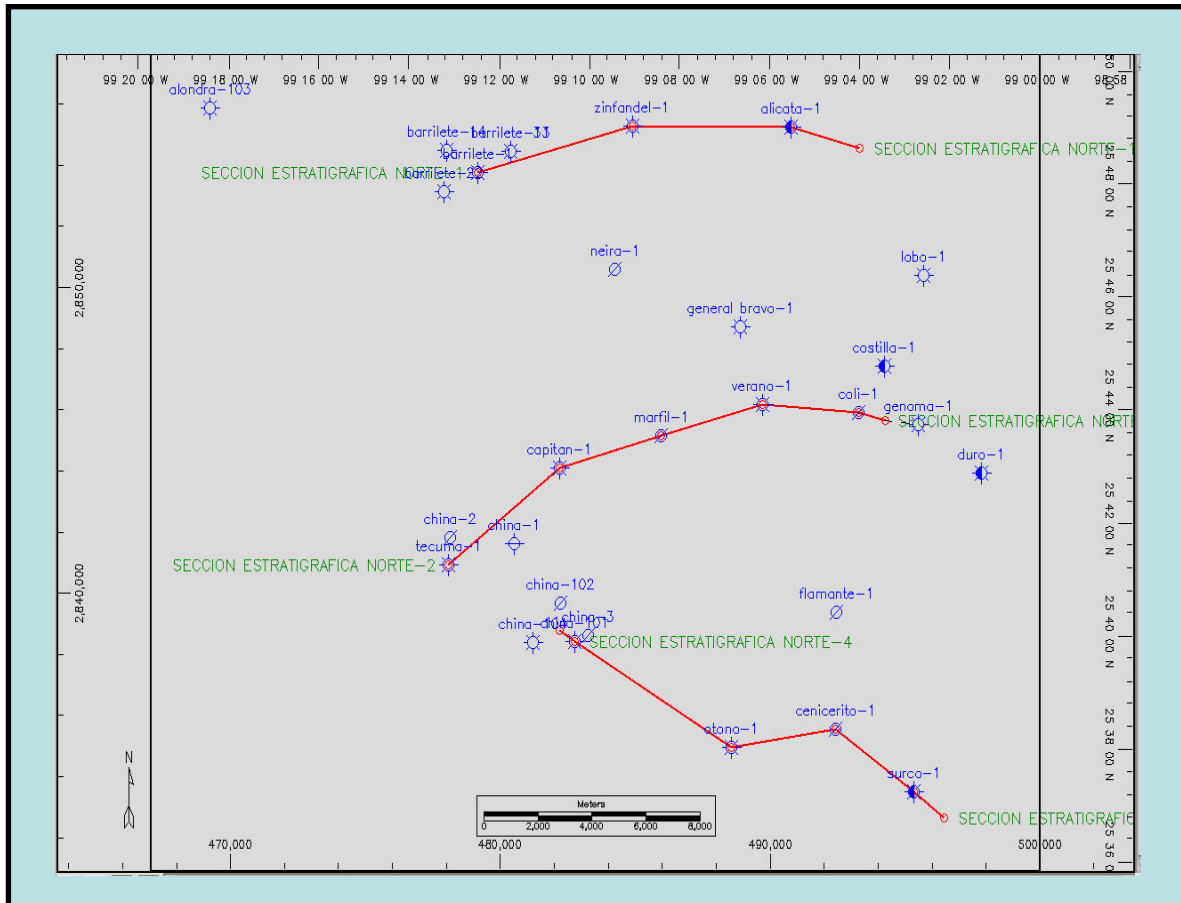


Fig. 4.1 Mapa base mostrando las tres secciones estratigráficas estratégicas, construidas con la finalidad de observar a través de los registros geofísicos, el comportamiento que tienen los cuerpos de arena.

En el pozo China-104, de acuerdo a la expresión de la curva Sp, no se aprecian cuerpos bien desarrollados de arena; se observa una columna arcillo arenosa. Este pozo fue productor en el intervalo 2044 – 2051 m. con una Qg= 0.4 mmpcd de gas, una Rt 10 ohms, porosidad promedio de 18% y Sw= 40%. (fig. 4.3.1).

Cabe resaltar que la evaluación que se realizó a este pozo de desarrollo, no cuenta con la curva de resistividad profunda, al igual que las curvas de densidad y neutrón. Lo que hace que su interpretación no sea veraz.

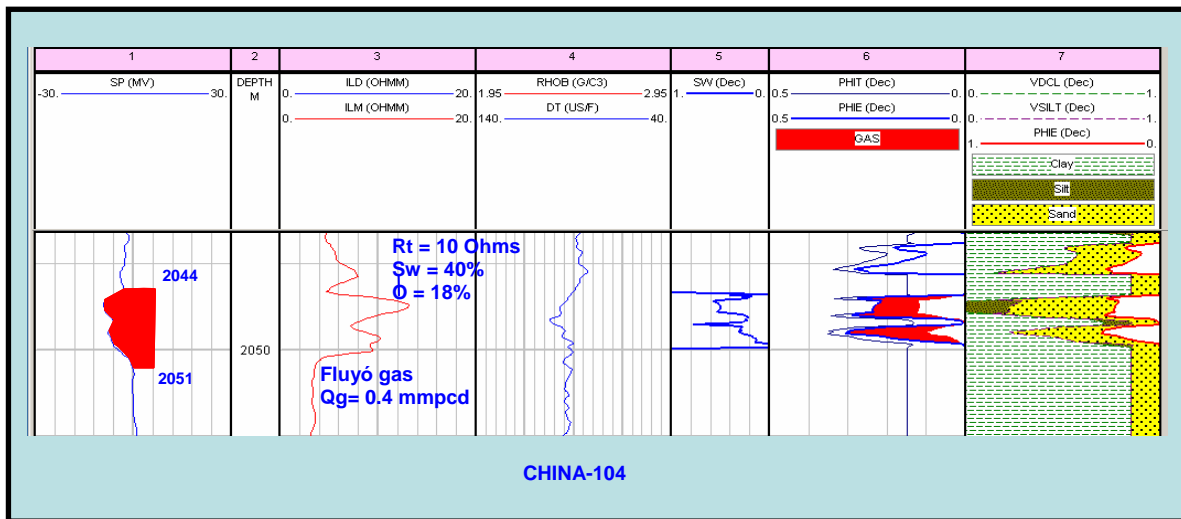


Fig. 4.3.1. Evaluación petrofísica del pozo China-104. En este intervalo no se cuenta con la curva de resistividad profunda, la curva Sp no tiene una buena expresión, en general el pozo no cuenta con un set básico de curvas para una evaluación de formaciones.

Del pozo Otoño-1 se observa que la curva Sp tiene buena expresión, lo cual nos facilita identificar los cuerpos arenosos y sus posibilidades. Durante la perforación del pozo se detectaron dos manifestaciones a las profundidades 1721 y 1745 m. Revisando el registro geofísico, se observa un cuerpo arenoso que va de 1720 a 1745 m. aunque el análisis de las curvas de resistividad indican la presencia de agua. Desafortunadamente como no se cuenta con las curvas de densidad y neutrón, su evaluación es muy riesgosa para probar dicho intervalo, además se puede ver que su Rt es de 5 ohms, porosidad 21 % y Sw= 57%.(fig. 4.3.2).

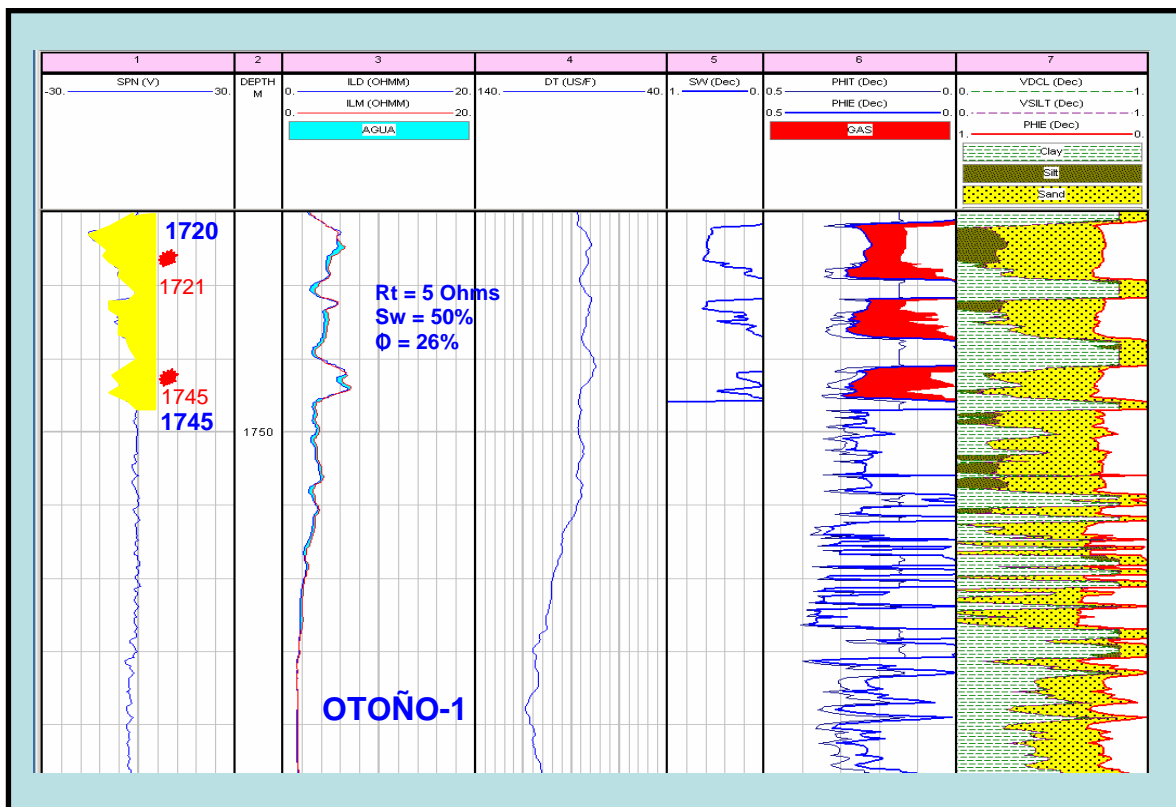


Fig. 4.3.2. Evaluación petrofísica del pozo Otoño-1, aquí podemos suponer que el intervalo tenga agua, ya que la curva de resistividad somera rebasa a la curva de resistividad profunda, indicándonos la presencia de agua, pero también existe la posibilidad de tener hidrocarburos, ya que tenemos registradas dos manifestaciones durante la perforación, aunque hace falta la información de registros de densidad y neutron para poder disminuir las incertidumbres en este intervalo.

En este pozo se cortó un núcleo convencional en el intervalo 1877 a 1883 m, del cual se recuperaron 5 m, y cuya descripción litológica es la siguiente, de acuerdo a Cabrera 1979:

P.S. limolita de color gris claro, que gradúa a arenisca de grano fino, bien seleccionada, con delgadas intercalaciones de lutita del mismo color, con escasos fragmentos de cuarzo de grano medio.

P.M. arenisca de color gris claro, de grano fino, bien seleccionada, con escaso material orgánico negro, ligeramente calcárea.

P.I. limolita de color gris, ligeramente arenosa, que gradúa a arenisca de grano fino, del mismo color, con escasa pirita diseminada y ligeramente calcárea.

Observando la expresión de las curvas de resistividad, el pozo Cenicerito-1, está invadido de agua, aunque se pueden ver intervalos compactos, este pozo solo cuenta con la curva Sónica, lo cual hace más difícil su interpretación. (fig. 4.3.3).

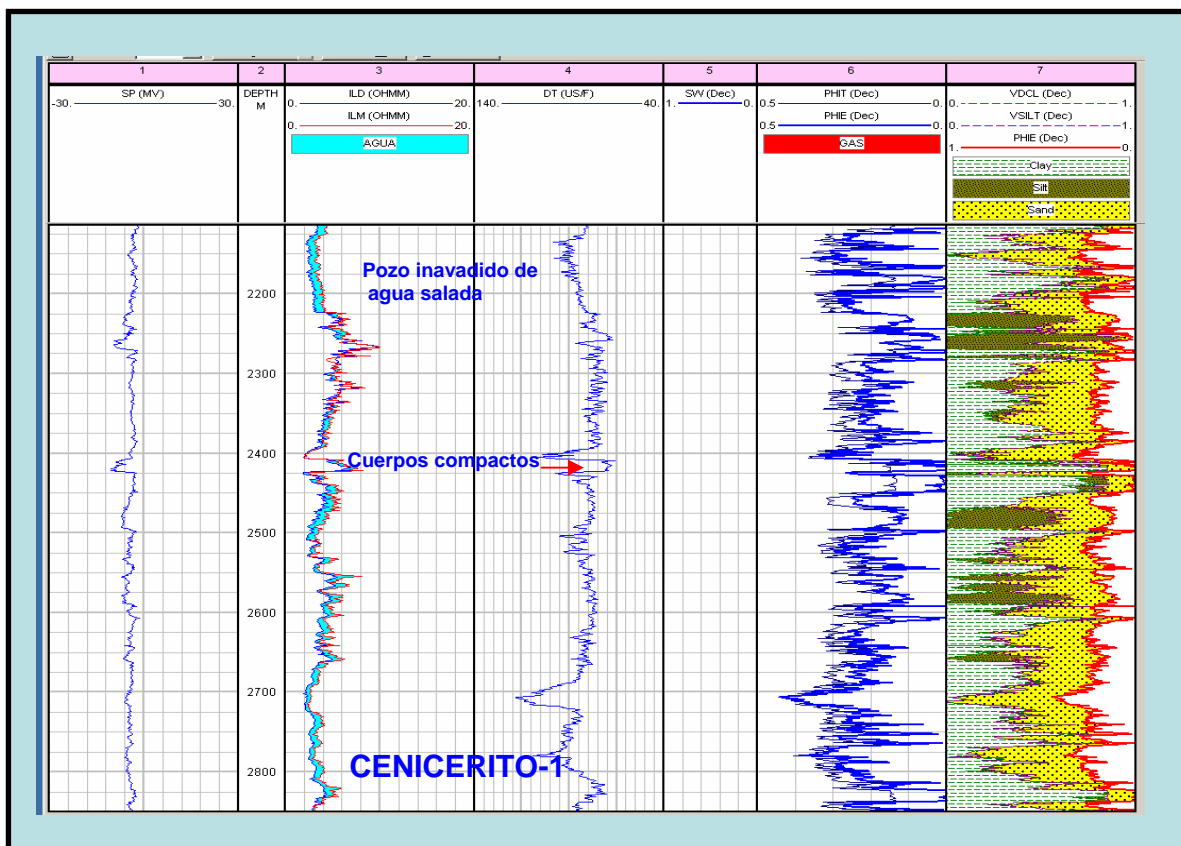


Fig. 4.3.3. Evaluación petrofísica del pozo Cenicerito-1. Como podemos observar la curva de resistividad somera rebasa a al curva de resistividad profunda indicándonos la presencia de agua, por tal motivo el pozo se clasificó como improductivo, invadido de agua salada, aunque también se aprecia que hay presencia de cuerpos compactos y debido a los constituyentes litológicos tenemos valores altos de resistividad.

Por último, el pozo Surco-1 presenta una expresión bien definida por la curva Gr, delimitando los cuerpos de arena, y con ayuda de las curvas de resistividad se pueden diferenciar las arenas invadidas, de las productoras.

Dentro de este mismo pozo se dispararon tres intervalos.

El primer intervalo va de 2900 a 2913 m. del cual fluyó gas sin dato de cuantificación, con un valor de $R_t = 8$ ohms, una porosidad de 12% y $S_w = 60\%$. (fig. 4.3.4).

De acuerdo a la composición mineralógica de la roca, se tiene que para este intervalo, la roca está compacta, lo que da como resultado la escasa o nula producción y con rangos de saturación de agua entre 55 y 70 %, de ahí que los resultados de las pruebas, no hayan sido satisfactorias, con producción baja de hidrocarburos. Su descripción litológica es la siguiente, 60% de arenisca gris oscuro y café claro, de grano fino de cuarzo, subredondeada, bien clasificada, semicompacta en matriz arcillosa y cementante calcáreo. (Franco, 2002)

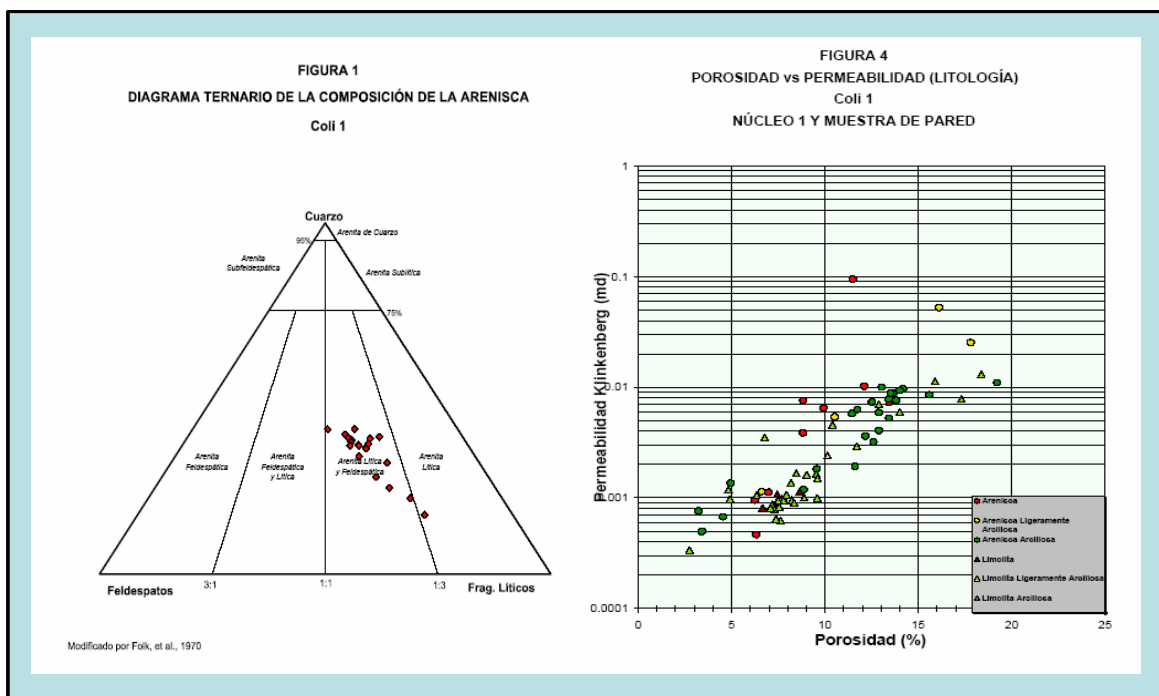


Fig. 4.3.5. Cross plot del pozo Coli-1. Como se indica en los gráficos las muestras están clasificadas como areniscas líticas y feldespáticas, los rangos de porosidad varían del 5 al 18% y la permeabilidad va de 0.0004 a 0.02 md.

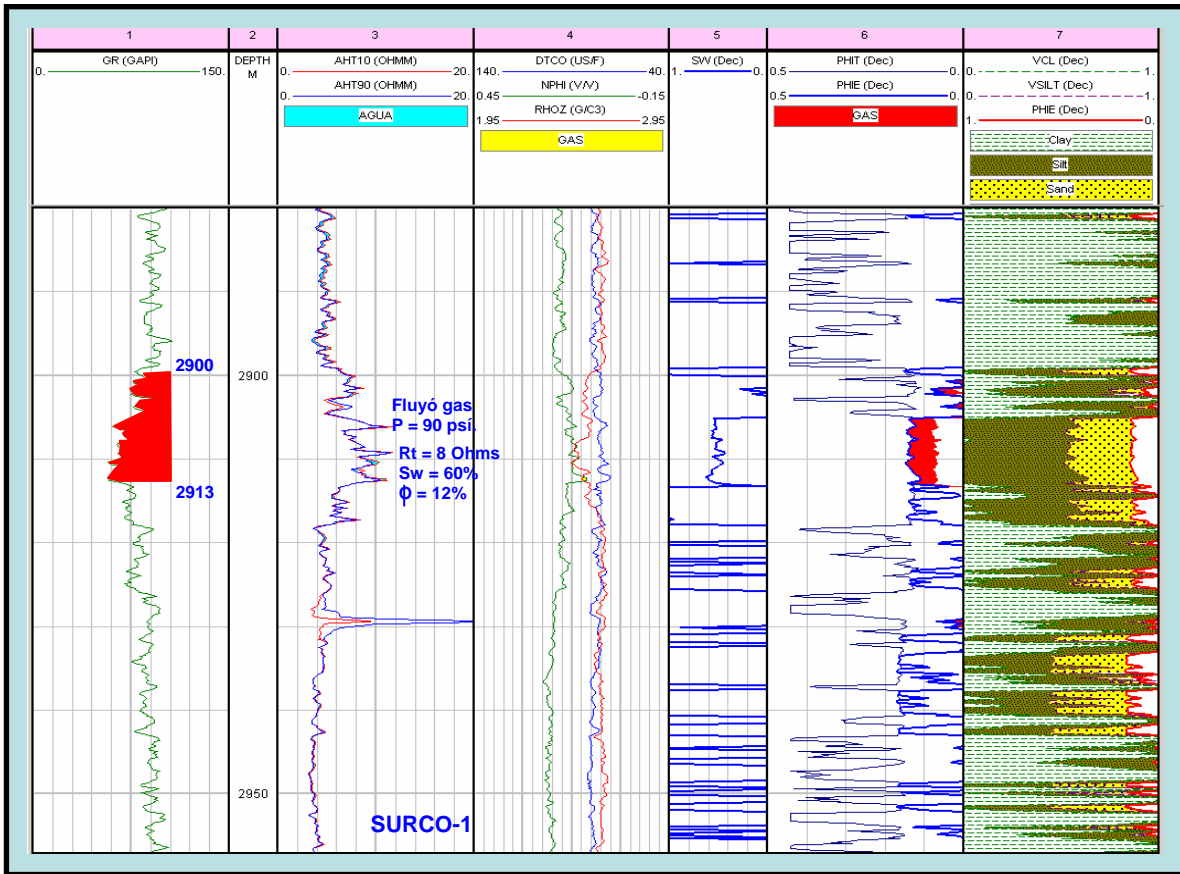


Fig. 4.3.4. Evaluación petrofísica del pozo Surco-1. De acuerdo a la expresión de las curvas de resistividad se observa que la formación está compacta y en algunas partes está invadida de agua, la compactación se puede comprobar con las gráficas de la calidad de la roca.

Del segundo intervalo (2726 a 2735 m). Fluyó gas con una $Q_g = 0.216$ mmpdc, $Q_a = 48$ bpd, resistividad de 10 ohms, porosidad del 15% y $Sw = 60\%$ (fig. 4.3.6). De acuerdo a la expresión de las curvas de resistividad hay presencia de agua en el intervalo, además se puede apreciar la presencia de gas por el cruce de las curvas de densidad y neutrón (fig. 4.3.6). La descripción litológica es 70% de arenisca gris claro y café claro, de grano muy fino a fino de cuarzo, subredondeada, bien clasificada, semicompacta en matriz arcillosa y cementante calcáreo. (Franco, 2002).

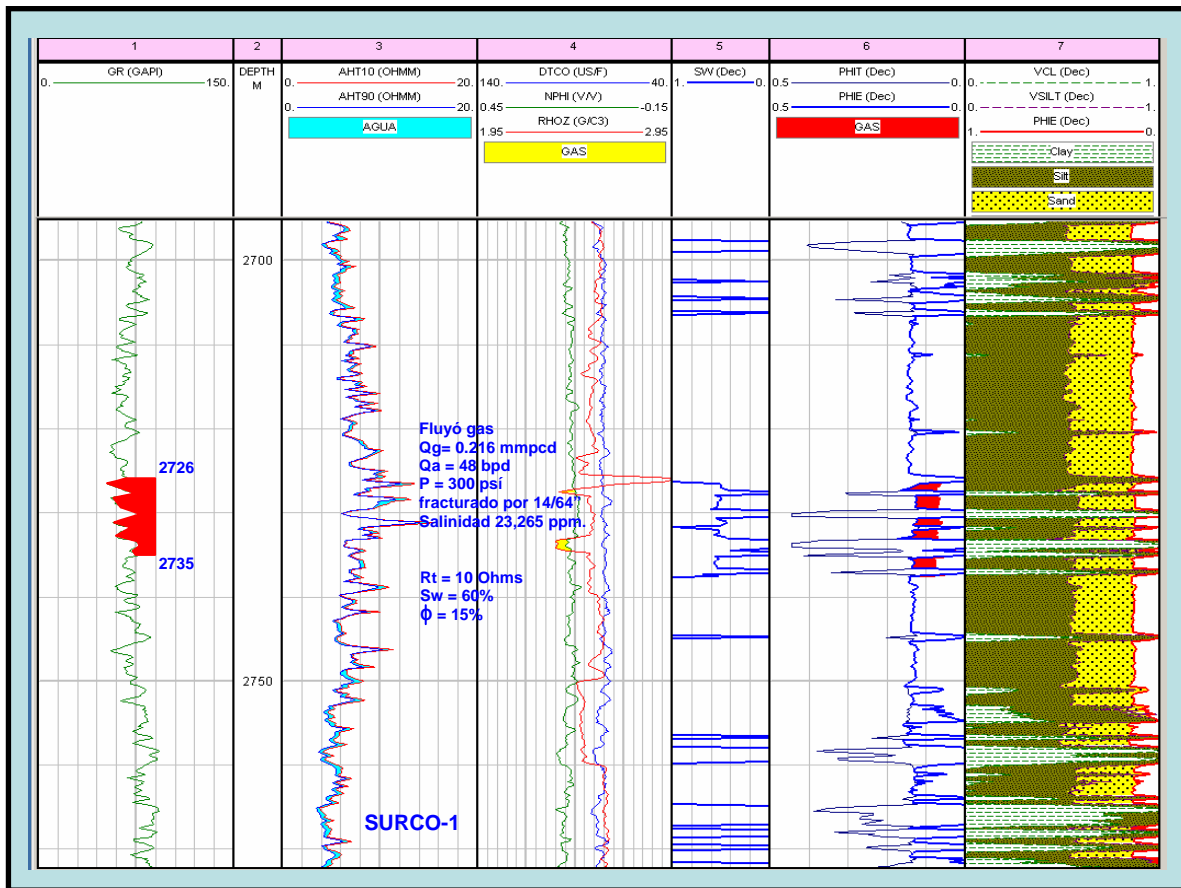


Fig. 4.3.6. Evaluación petrofísica del pozo Surco-1. En este caso se indica que las curvas de resistividad, nos muestran la presencia de cuerpos compactos, debido a este hecho vemos que la curva Nphi baja sus valores de porosidad, por otro lado se puede ver que la curva de resistividad somera rebasa a la curva de resistividad profunda, indicándonos presencia de agua, de igual manera se puede apreciar el cross over entre las curvas Nphi y Rhob mostrando la presencia de gas.

El último intervalo de 2439 a 2448 m fluyó gas con una $Q_g = 0.635$ mmpcd, $Q_a = 46$ bpd, resistividad de 7 ohms, porosidad del 14% y $S_w = 60\%$.

El cruce de las curvas de densidad y neutrón nos indica la presencia de gas en el intervalo (fig. 4.3.7). Su descripción litológica es de 50% lutitas gris oscuro, semidura, arenosa y calcárea y 50% de arenisca gris claro y oscura, de grano fino

de cuarzo, subredondeado, moderadamente clasificado, semicompacto, en matriz arcillosa y cementante calcáreo. (Franco, 2002).

Cabe señalar que por la expresión que muestran las curvas de resistividad se pueden separar los intervalos productores de los intervalos invadidos.

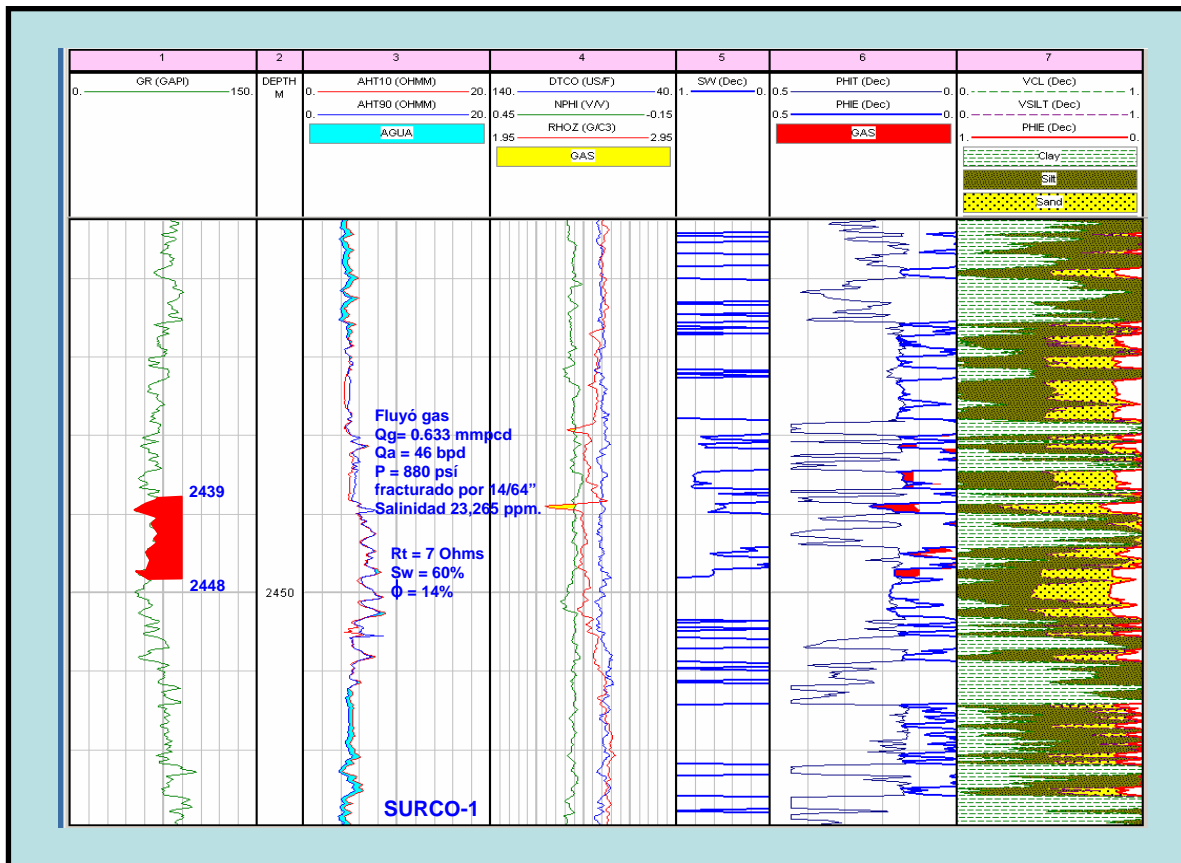


Fig. 4.3.7. Evaluación petrofísica del pozo Surco-1. Se observa que la formación está compacta. Un rasgo importante que reflejan las curvas de resistividad, es que los cuerpos de arena superior e inferior del intervalo probado están invadidos de agua salada y en el intervalo probado se puede apreciar que tiene agua, pero también gas, esto se comprueba por el cross over entre las curvas Rhob y Nphi.

El pozo Flamante-1, de acuerdo a la curva Gr, tiene buena expresión y se pueden identificar bien los cuerpos arenosos, pero desafortunadamente dichos cuerpos

están muy compactos, lo cual se puede ver a través de la expresión de empalme que tienen las curvas de resistividad. De igual forma las curvas de densidad, neutron y sónica reflejan la existencia de cuerpos compactos. De los resultados de la evaluación se tienen porosidades que varían de 5 a 20 % y S_w del 100 %. (fig. 4.3.8). De este pozo se cortaron 35 muestras de pared, de las cuales solo 8 pertenecen al Paleoceno Wilcox. Lo que resalta que su porosidad varia de 4.6 a 12 %, S_w = 90 a 100 % y con permeabilidades entre 0.0019 y 0.1121 md.

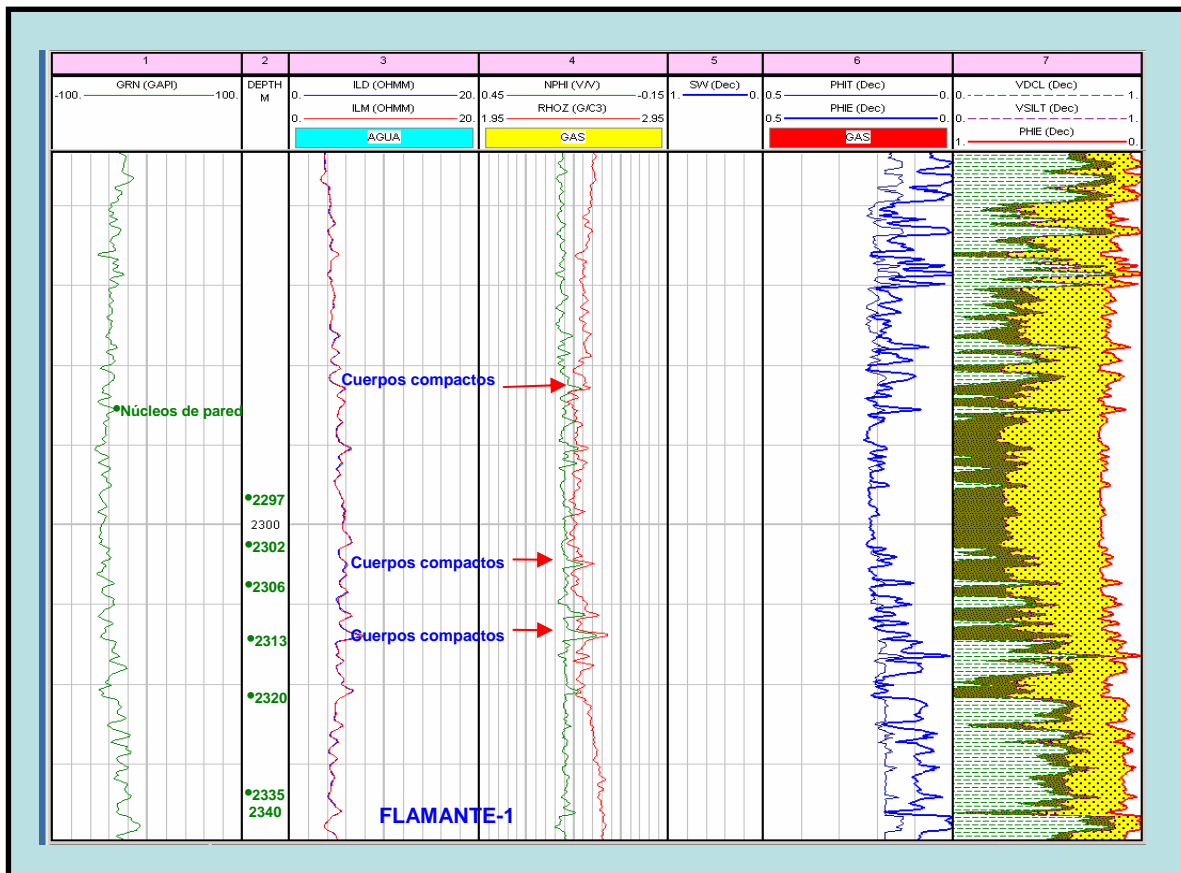


Fig. 4.3.8. Evaluación petrofísica del pozo Flamante-1. Lo que se muestra aquí es que la formación está compacta y esto se puede comprobar por la expresión de las curvas de resistividad, en conjunto con las curvas de densidad y neutron. Los estudios petrográficos realizados a los núcleos de pared. Nos indican arenitas líticas, cuyos constituyentes líticos son fragmentos de rocas ígneas, calizas, etc.

Se elaboró un diagrama ternario (Fig. 4.3.9) en donde se muestra que la mayoría de las muestras se clasifican como areniscas líticas y feldespáticas, de acuerdo con la clasificación de Folk, su composición mineralógica consiste de cuarzo, fragmentos de roca ígnea, caliza, metamórficos, dolomía, pedernal, plagioclasa, feldespato, etc. Hay indicios de reemplazamiento de granos por calcita ferrosa, dentro de los minerales accesorios se encuentran las micas, minerales pesados y glaucomita, la relación del grano es muy fino, la materia orgánica (fragmentos de plantas) son comunes en las areniscas arcillosas y limonitas arcillosas (Beckner, Mosley, 2003). En el cross plot realizado nos indica que la porosidad tiene un rango del 5 al 18%, con una permeabilidad que varía del 0.008 al 0.2 md y una saturación de agua es cercana al 100 %. La calidad de la roca para fluir es de regular a mala, ya que se acerca a lo compacto donde no se tiene producción, y es irrelevante la simulación, (Cornelio, 2003). Durante la perforación solo hubo una manifestación a la profundidad de 2523 m. G.L.= 969 u.

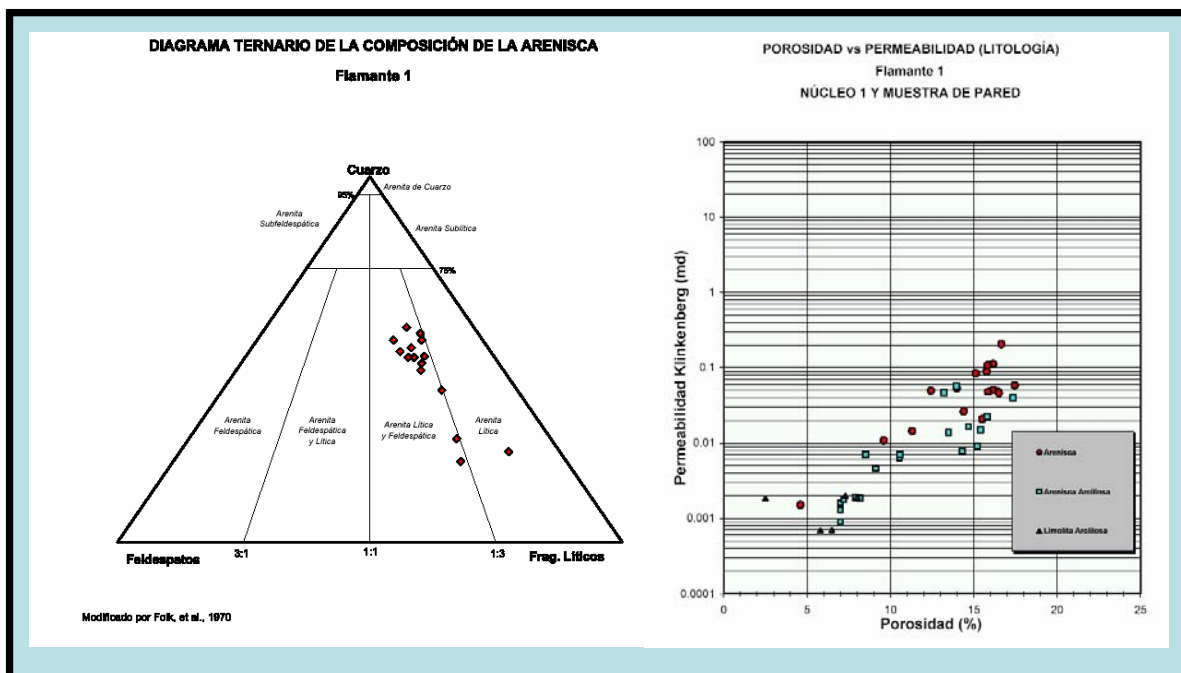


Fig. 4.3.9. Cross plot del pozo Flamante-1. Como se indica en los gráficos las muestras están clasificadas como areniscas líticas y feldespáticas, los rangos de porosidad varían del 5 al 18% y la permeabilidad va de 0.008 a 0.2 md.

4.4.-.Interpretación de las tres secciones y mapas de configuraciones.

En la sección de la (fig. 4.4.1). Se puede observar que los reflectores sísmicos son discontinuos, notando que el Paleoceno Wilcox esta muy deformado y muy afallado, en comparación a las formaciones superiores, que presenta una continuidad en sus reflectores. En el pozo Barrilete-1 de acuerdo a su posición estructural, el Paleoceno Wilcox posee poco interés petrolero, aunque cabe señalar que sus reflectores sísmicos presentan continuidad, en cambio, en el pozo Zinfandel-1 se nota una discontinuidad en cuestión a sus reflectores, debido probablemente al intenso fallamiento, provocando que los bloques presenten una rotación entre ellos. Además se muestra que los intervalos productores están dentro de una cuña de arena definida por la sísmica, pero desafortunadamente el pozo cortó la parte baja de la cuña, con lo cual se puede inferir que su mejor posición está hacia el este, ya que posiblemente llegue a invadirse en poco tiempo, quedando un remanente de hidrocarburos importante. En el pozo Alicata-1, uno de los intervalos que manifestaron se encuentra ubicado en una cuña de arena, cuya geometría fue definida por los reflectores sísmicos, y de igual manera se ven discontinuos. La otra manifestación esta ubicada fuera de las cuñas.

Cabe mencionar que la falta de datos e historia de producción de los pozos mencionados, nos conduce a dudar cual fue el resultado oficial de su terminación, es necesario contar con el análisis de posperforación, para poder dictaminar cual o cuales elementos del sistema petrolero fallaron.

A través de esta sección se puede inferir que el aporte sedimentario fue de oeste a este, observando que la parte este es de mayor espesor.

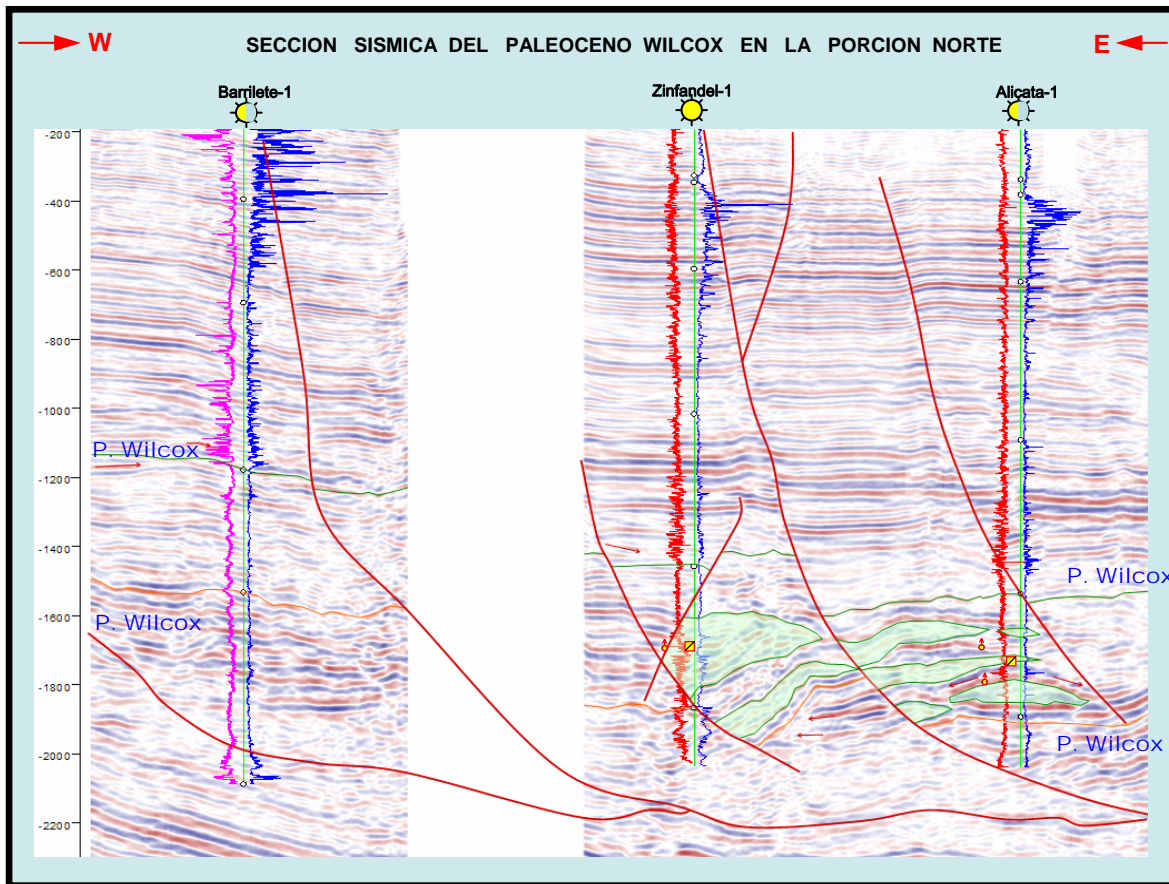


Fig. 4.4.1. Sección sísmica de la porción norte. Como se indica en la presente el Paleoceno Wilcox está muy deformado y afallado. Sus reflectores en su mayoría se ven discontinuos en comparación a las formaciones superiores, lo cual hace difícil definir la geometría y distribución de los cuerpos de arena.

En la segunda sección (fig. 4.4.2). Se ven claramente los reflectores sísmicos del Paleoceno Wilcox, en la parte oeste, presentan una continuidad más o menos bien definida, aunque en la parte inferior de la formación se muestran discontinuos, esto se pone de manifiesto en los pozos Tecuma-1 y Capitán-1, pero generalmente el Paleoceno Wilcox está fallado, provocando la separación en bloques. La parte central de la sección está muy deformada. Llama la atención el pozo Marfil-1, que por su posición estructural, su intervalo arenoso cae en la parte baja de la cuña, con lo cual su producción no fue medida o se invadió, pero de

acuerdo a la geometría de la cuña su mejor posición sería en la parte este del mismo pozo. En cambio, para el pozo Verano-1 su intervalo de prueba corresponde a la parte mas alta de la cuña de arena y con esto se puede comprobar que debido a su posición estructural el pozo tuvo un gasto inicial de gas muy bueno. Para el pozo Coli-1 se analizó que sus reflectores sísmicos presentan buena continuidad, y definen muy bien la geometría de la cuña de arena, de igual forma presenta una buena posición estructural pero desafortunadamente los tres intervalos probados resultaron invadidos de agua salada.

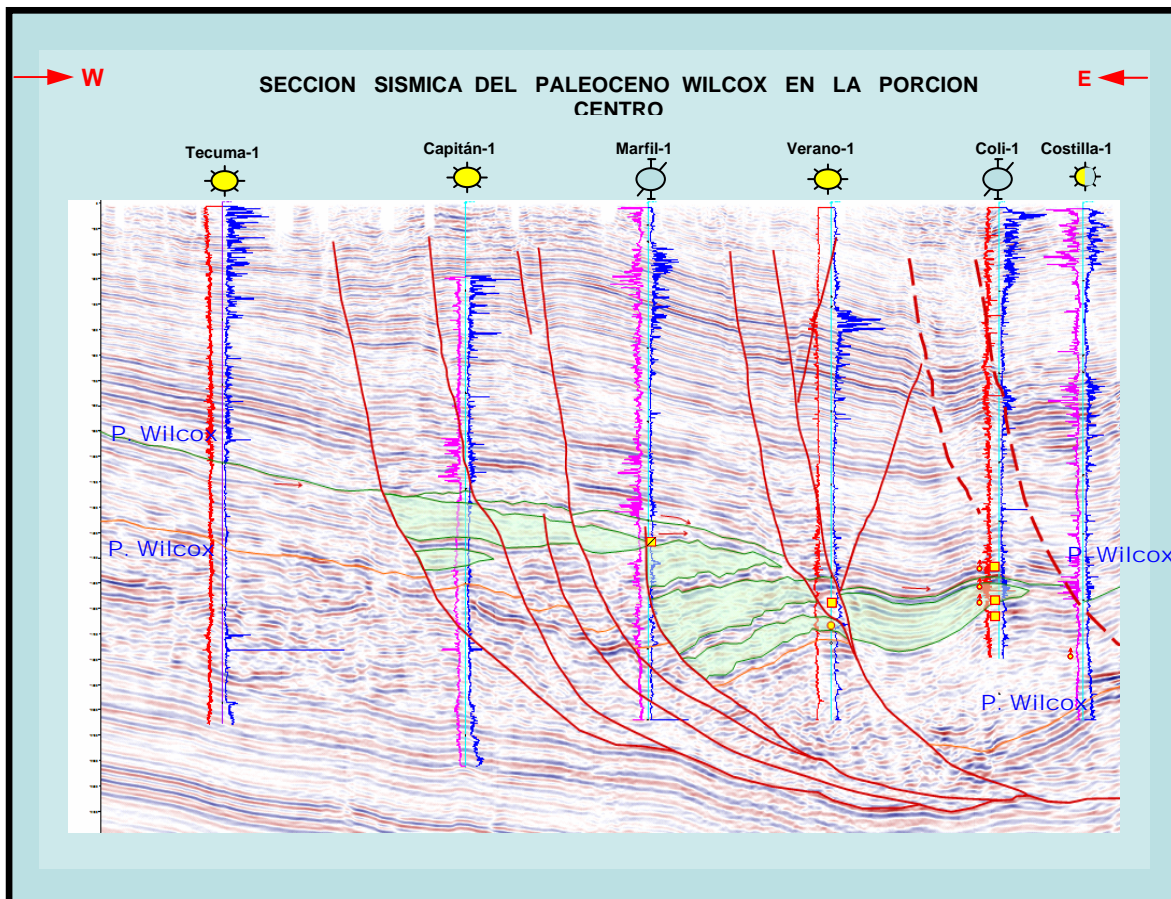


Fig. 4.4.2. Sección sísmica de la porción centro. En esta sección se ve claramente que el aporte sedimentario va en dirección oeste a este, aunque también se muestra lo afallado y deformado que está el Pwx. De igual manera se puede ver la buena posición estructural de la cuña de arena productora en los pozos Verano-1.

En la tercera sección (fig. 4.4.3), la parte oeste no se encuentra muy fallada en comparación con la parte este, aunque en la porción del Paleoceno Wilcox sus reflectores sísmicos se vean caóticos y discontinuos. Para el pozo China-104, que produce en esta formación, de acuerdo a sus reflectores sísmicos, define una cuña alargada, la cual es continua. La parte central de la sección está muy afectada por fallas, las cuales separan las cuñas en bloques. El pozo Otoño-1 presenta buena situación estructural y de acuerdo a los resultados en la perforación se tienen posibilidades de contener hidrocarburos, pero la evaluación de registros geofísicos arroja que hay presencia de agua. El pozo Cenicerito-1, por su posición estructural, la geometría de sus cuñas y por evaluación de registros geofísicos, está invadido de agua salada. En el pozo Surco-1, sus intervalos probados presentan reflectores sísmicos con buena continuidad, de igual forma tienen buena situación estructural, pero solo la tercera prueba de producción está ubicada en la parte más alta de la cuña de arena y desafortunadamente uno de los elementos del sistema petrolero no funcionó, los dos intervalos restantes resultaron invadidos de agua salada.

Al igual que en las otras dos secciones, el sistema de fallas tienen su bloque caído hacia el este y que en conjunto forman un escalonamiento una con respecto a otra, otro rasgo presente es la mayoría de los planos de falla, tienden a juntarse, concluyendo que las fallas más grandes y profundas resultan ser las fallas maestras.

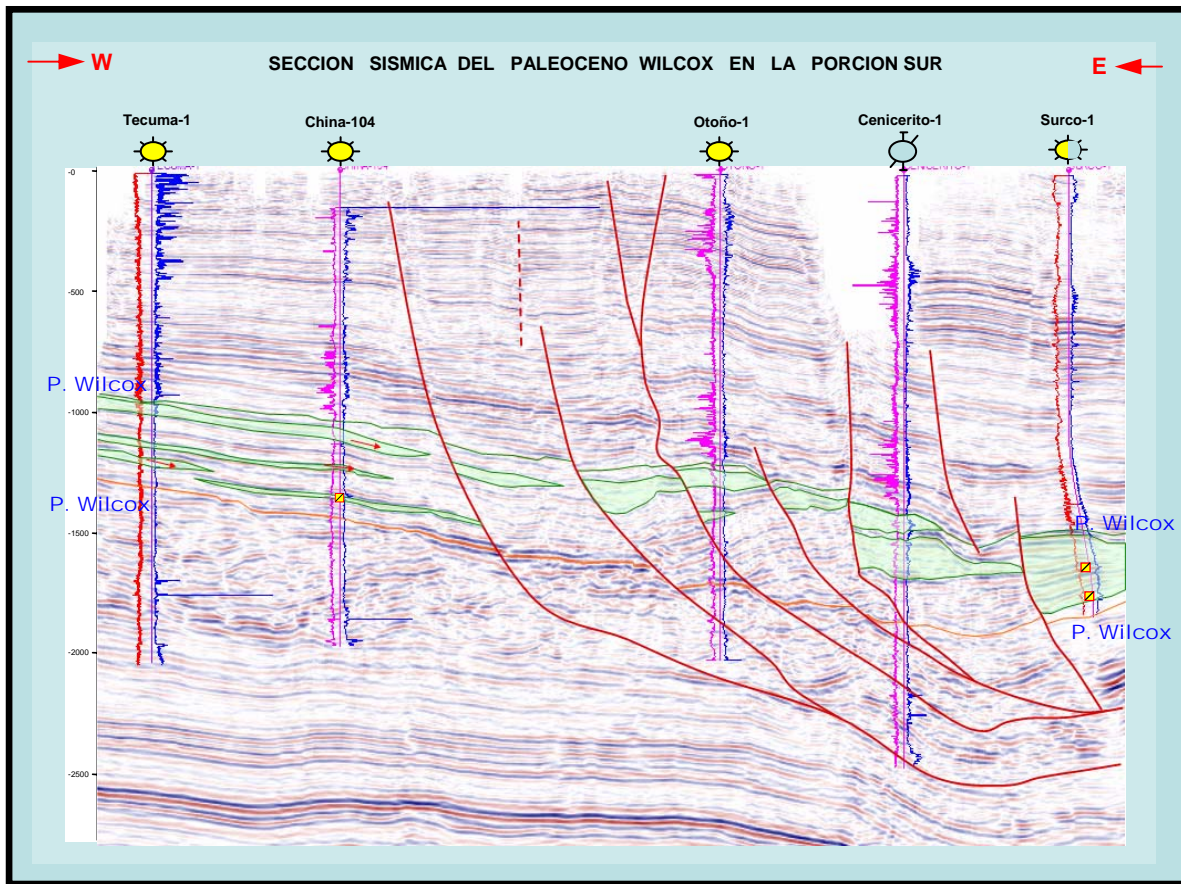


Fig. 4.4.3. Sección sísmica de la porción sur, en esta imagen se puede visualizar la discontinuidad de los reflectores una característica del Pwx, al igual que en las otras dos secciones se muestra la caída de los bloques de fallas hacia el este en forma escalonada.

De las tres secciones sísmo estratigráficas se infiere que el aporte de sedimentos fue de oeste a este, de igual forma el fallamiento va en igual dirección, notándose la caída de los bloques, uno con respecto al otro, en forma escalonada, y esto se visualiza en los mapas de configuración de cima y base del Paleoceno Wilcox (fig. 4.4.4 y 4.4.5).

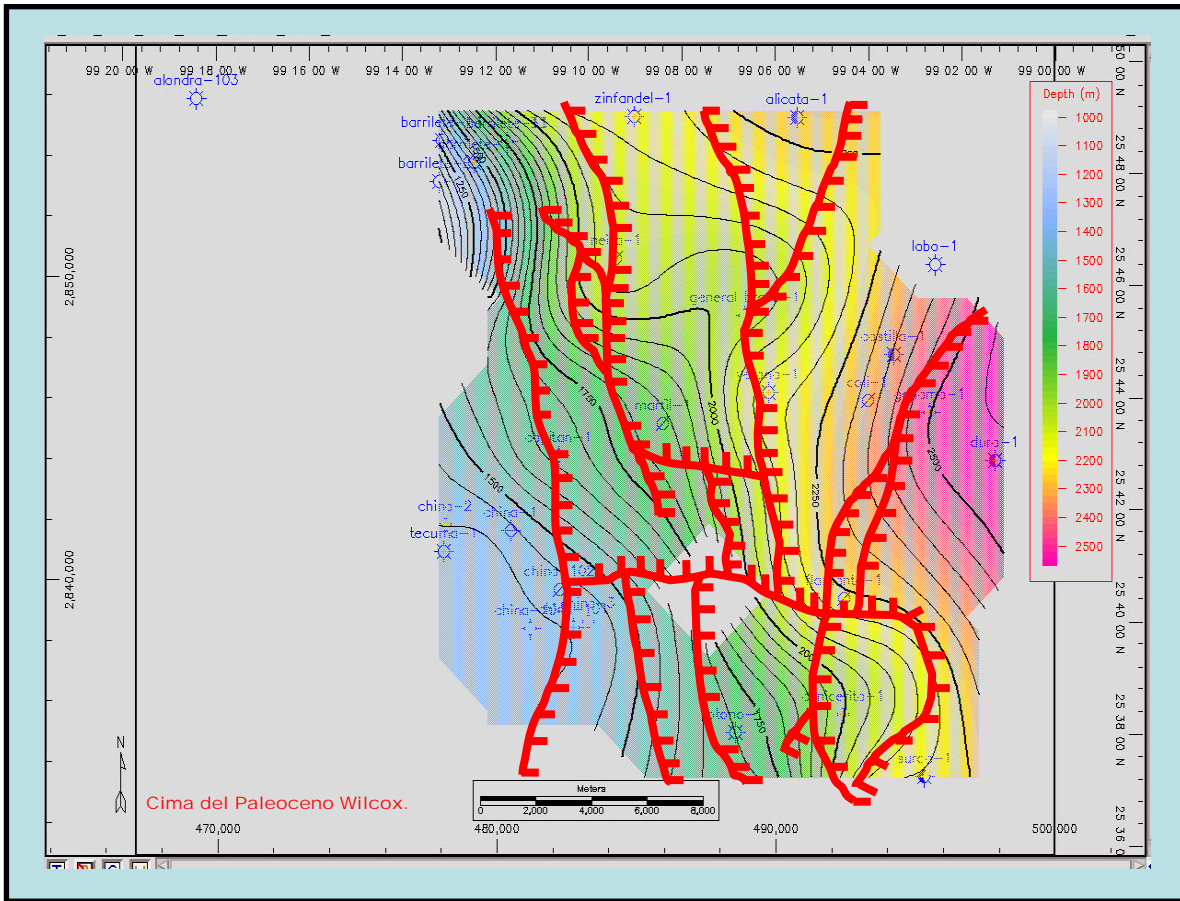


Fig. 4.4.4. Mapa Estructural de la Cima del Paleoceno Wilcox, como se indica aquí las cimas mas someras se encuentran en la parte oeste en comparación a la parte este que se encuentra la cima mas profunda.

De acuerdo a la configuración de la cima del Paleoceno Wilcox en el mapa (fig. 4.4.4, 4.4.5 y fig. 4.4.7). Se muestran que los pozos que se localizan al oeste, su cima se ubica más somera, a comparación de los pozos que se encuentran al este, cuya cima está más profunda. También se infiere que estos rasgos están controlados por la acción de las fallas y la sedimentación del área.

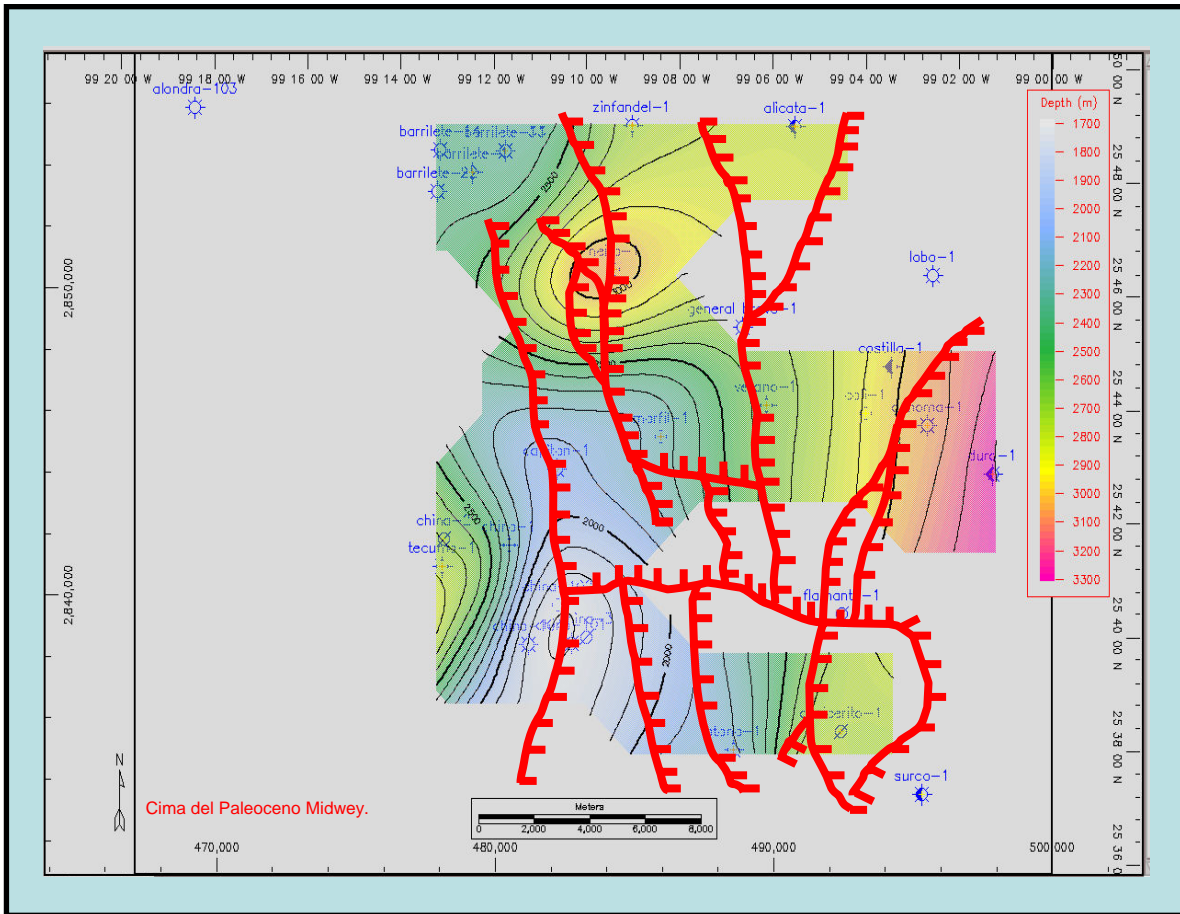


Fig. 4.4.5 Mapa Estructural de la Cima del Paleoceno Midway, se muestra que la cima se encuentra más somera en la parte oeste en comparación a la parte este que se encuentra mas profunda.

De igual forma, se puede mostrar que los espesores (fig. 4.4.6 y fig. 4.4.7). Son congruentes a la configuración de las fallas. Prueba de ello es que los pozos de un mismo campo presentan casi el mismo espesor entre ellos, en cambio, los pozos que están más alejados poseen un espesor diferente, como por ejemplo el pozo Neira-1, que es el único que cortó 958 m de espesor del Paleoceno Wilcox. Se infiere que los pozos productores están situados y bien definidos en bloques y que los procesos sedimentarios y tectónicos, contribuyeron para que el sistema petrolero funcionara, en los referidos pozos.

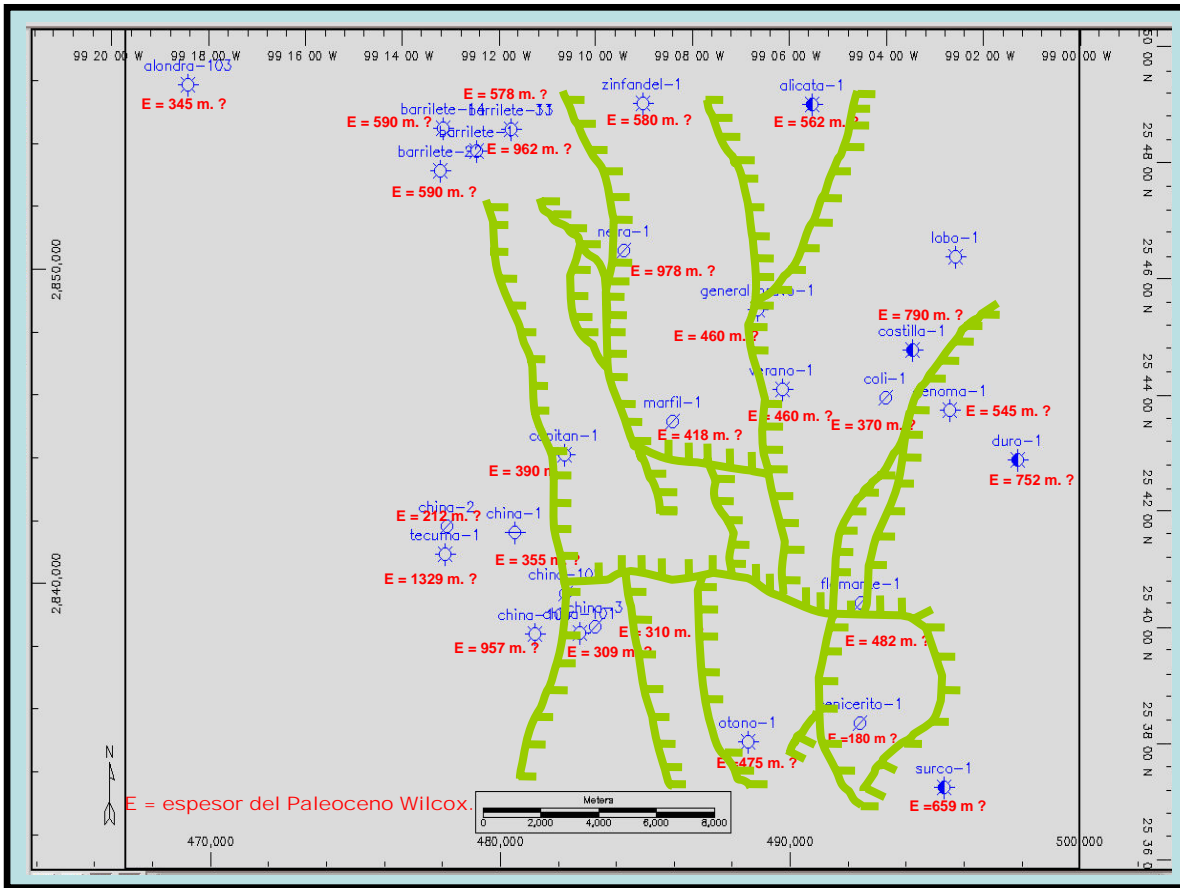


Fig. 4.4.6. Mapa Estructural de los espesores posibles del Paleoceno Wilcox.

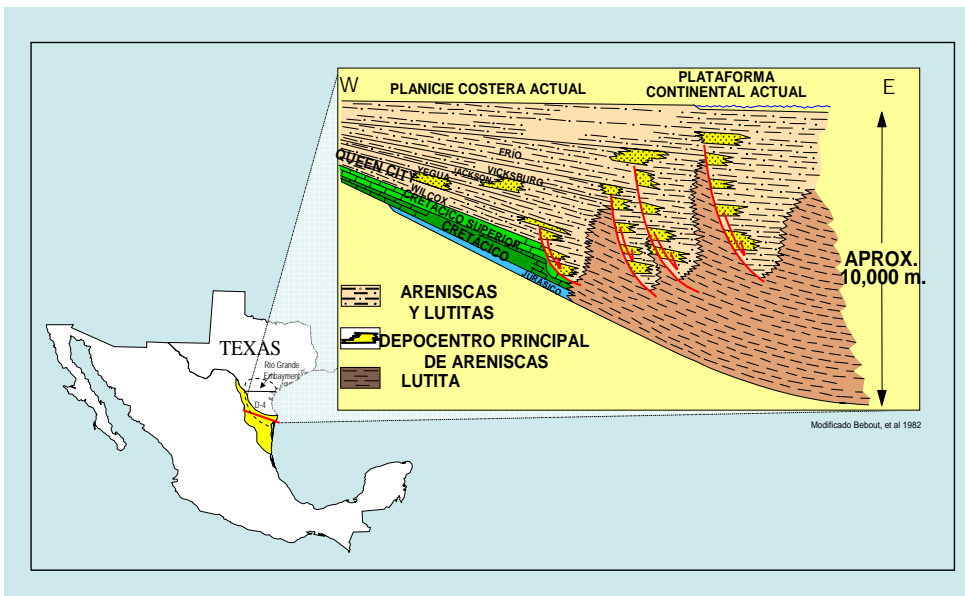


Fig. 4.4.7. Variación de la columna sedimentaria en la Cuenca de Burgos.

(Modificado de Bebout, et al., 1982.)

V.- SISTEMA PETROLERO.

En la Cuenca de Burgos se tiene identificado el sistema petrolero Wilcox. La evidencia para la postulación de ésto, se basa en la existencia de roca generadora, que presenta buenas condiciones de cantidad, calidad y madurez de la materia orgánica para la generación de hidrocarburos, relacionadas con las rocas almacenadoras y sello, así como los procesos que incluyen la formación de la trampa-generación-migración y acumulación de los hidrocarburos.

Este sistema se encuentra ubicado en la parte centro-occidental de la cuenca, a manera de franja norte-sur, y las rocas generadoras son las gruesas secuencias arcillosas de las formaciones Midway, Wilcox del Paleoceno y Wilcox del Eoceno, considerada esta última como la principal. (fig. 5.1).

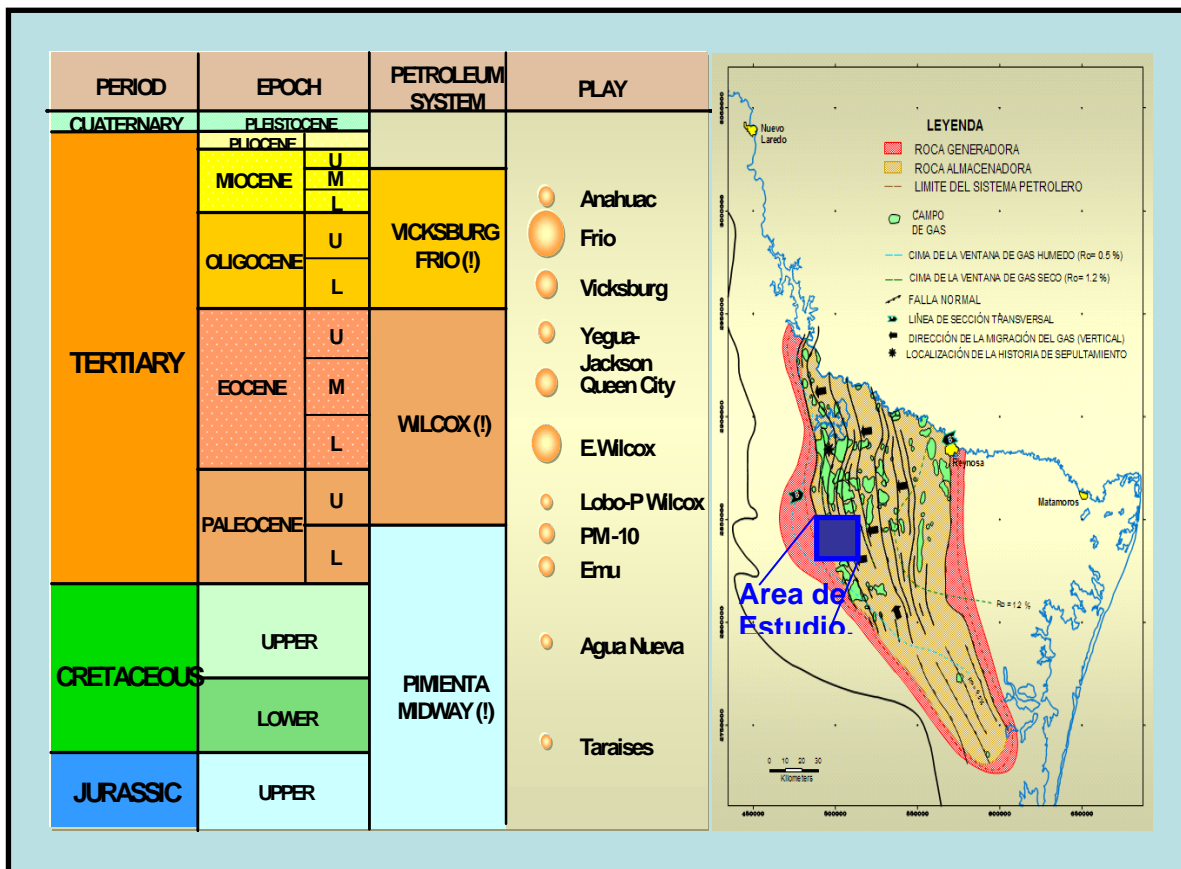


Fig. 5.1. Distribución del sistema petrolero de la Cuenca de Burgos.

ROCA GENERADORA.

La capacidad de generación de gas de la Formación Paleoceno Wilcox varía desde pobre (C. O. T. < 0.5%), asociado a un ambiente salobre y nerítico interno, a regular (C. O. T. de 0.5-1.0%), asociado a un ambiente nerítico medio; la mejor capacidad para generar, con potencial bueno (C. O. T. de 1.0 a 2.0%) ocurre en la parte más profunda de la cuenca asociado de ambientes nerítico externo a batial superior. (Ziga et al, 1198). El potencial generador de esta roca va de bueno a pobre en sentido W-E (fig. 5.2).

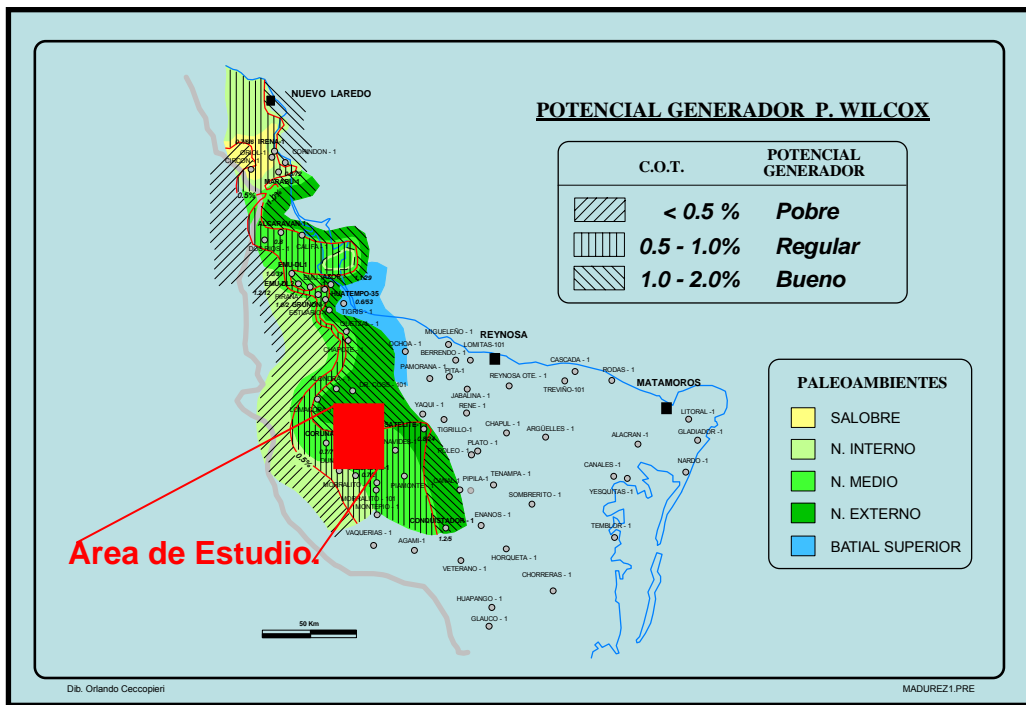


Fig. 5.2 Potencial generador Paleoceno Wilcox, (Ziga et al, 1998).

Madurez.- La cima del Paleoceno Wilcox, varía desde inmadura ($R_o < 0.5\%$), a madura ($R_o > 0.5\%$) dentro de la ventana de gas húmedo, donde ocurre la generación de condensado, observándose que la madurez aumenta hacia el oriente, debido a la actividad de las fallas de expansión, que actuaron durante el Paleoceno Tardío al Eoceno Temprano (58.5-49.5 ma) (fig. 5.3)

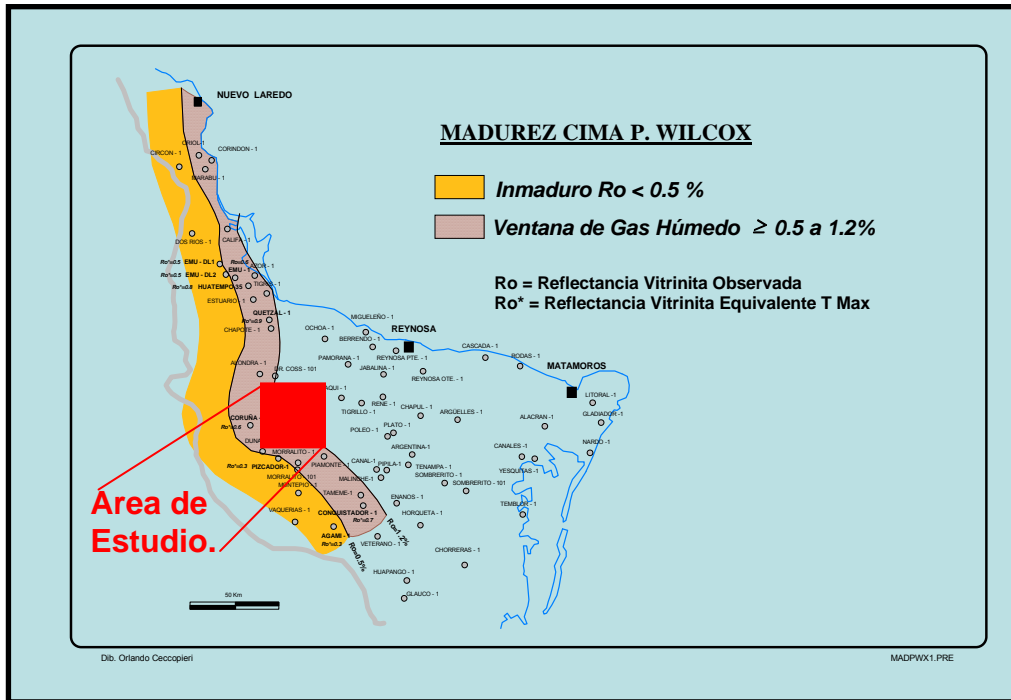


Fig. 5.3 Madurez Cima Paleoceno Wilcox, (Ziga, 1998).

Tipo de materia Orgánica.- El tipo de materia orgánica para el Paleoceno Wilcox esta formada por kerógeno tipo III y IV, por lo que solo produce gas seco y escaso condensado. (fig. 5.4)

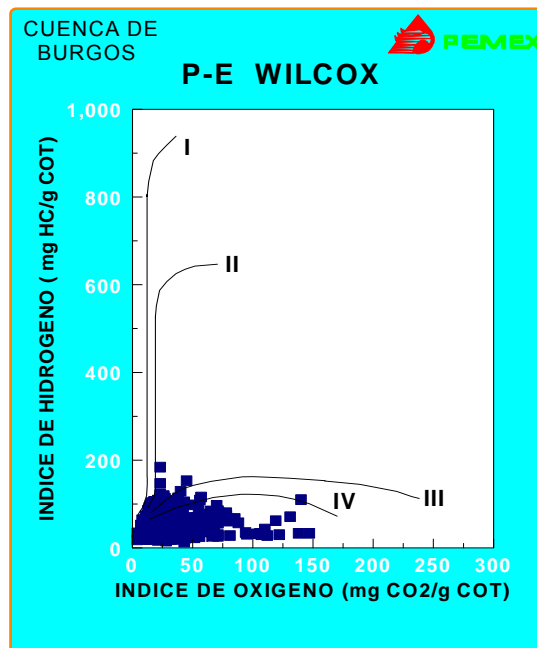


Fig. 5.4 Gráfica de Van Kreevelen, (Ziga et al, 1998).

ROCA ALMACENADORA.

La principal roca almacén para este sistema la constituyen cuerpos de areniscas dentro de la formación Wilcox, depositados en un ambiente de frente deltaico dominado por el oleaje. De acuerdo a los resultados de los registros geofísicos, los intervalos probados tienen una porosidad entre 10 y 15 %, de tipo intergranular como intragranular y en ocasiones secundaria, móldica e intercrystalina, con una saturación de agua de 35 a 70 %. De acuerdo a los resultados de los análisis de núcleos de pared, la porosidad es de entre 5 y 17%, con una permeabilidad que va de 0.0003 a 1.494 md. Los espesores brutos de la roca almacén fluctúan entre los 18 y 30 m, en tanto que sus espesores netos lo hacen entre 5 y 15 m.

Los sistemas regionales de fallas de expansión ejercieron una gran influencia en el depósito de estos cuerpos arenosos, ya que originaron grandes depocentros en los bloques bajos de las fallas. (fig. 5.5).

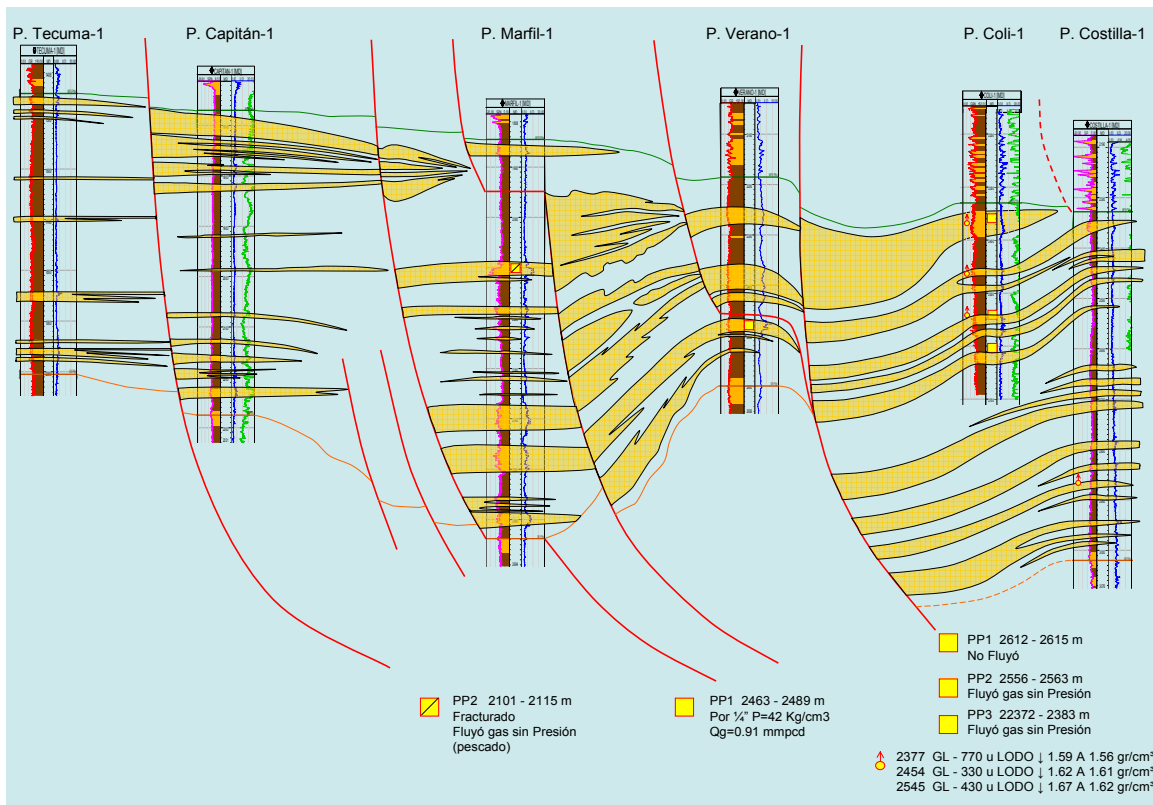


Fig. 5.5. Diagrama de la roca almacenadora, donde observamos la distribución y espesor de los paquetes de arena.

ROCA SELLO.

La roca sello de acuerdo a los registros de inducción corresponde a lutitas con espesores que varían de 50 a 200 m; dependiendo del pozo al que se esté refiriendo. También se observa que a nivel regional el play posee un sello tanto superior, como inferior (fig. 5.6).

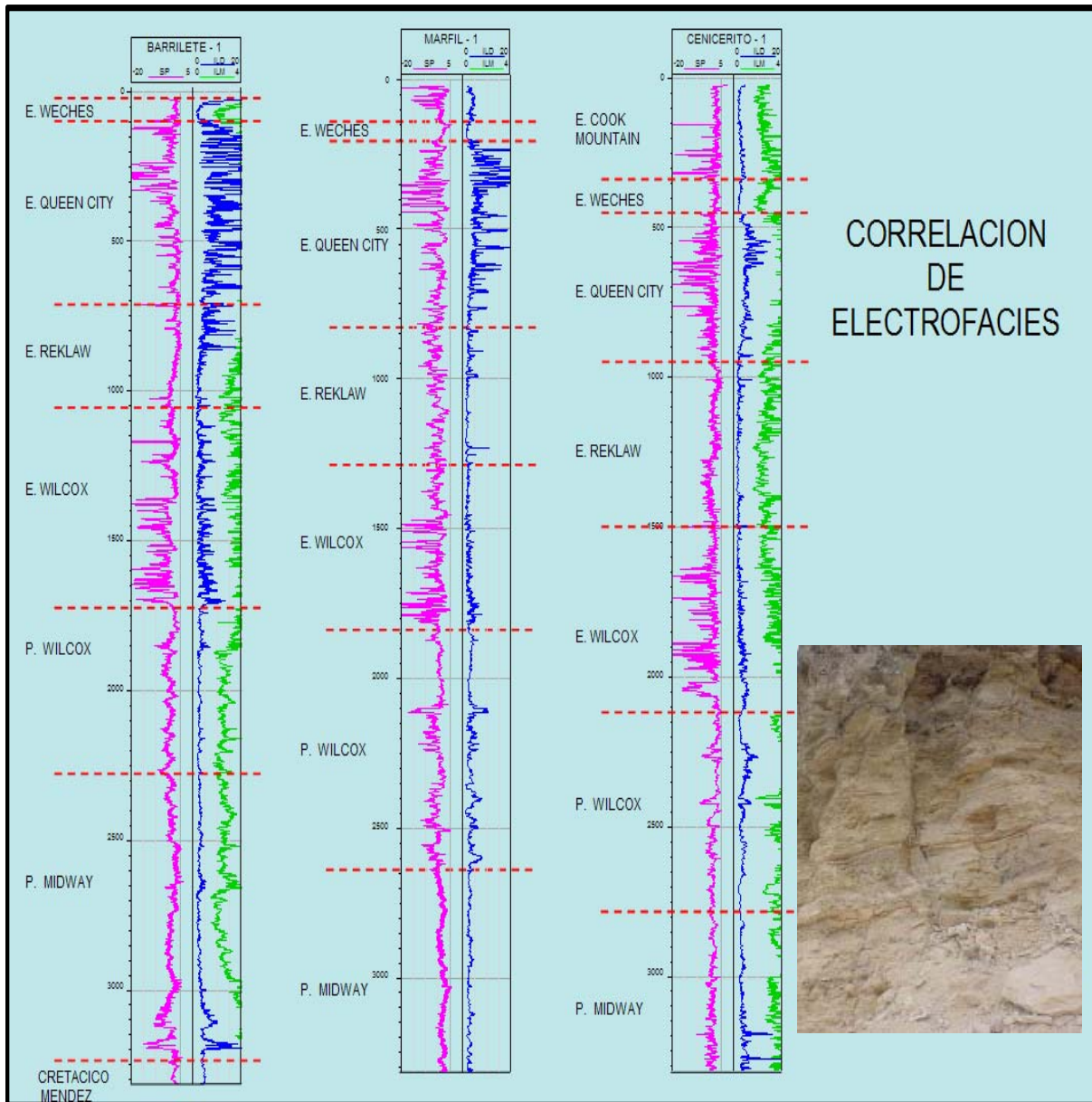


Fig. 5.6. A través de esta correlación de electrofacies se comprueba que la roca sello esta presente en el Paleoceno Wilcox.

TRAMPA.

Para este sistema, los tipos de trampas dominantes son estructuras rollover, asociadas a las fallas de crecimiento, así como cierres contra falla en bloques altamente compartimentalizados, que se formaron entre 33.5 a 29.0 m.a. (fig. 5.7).

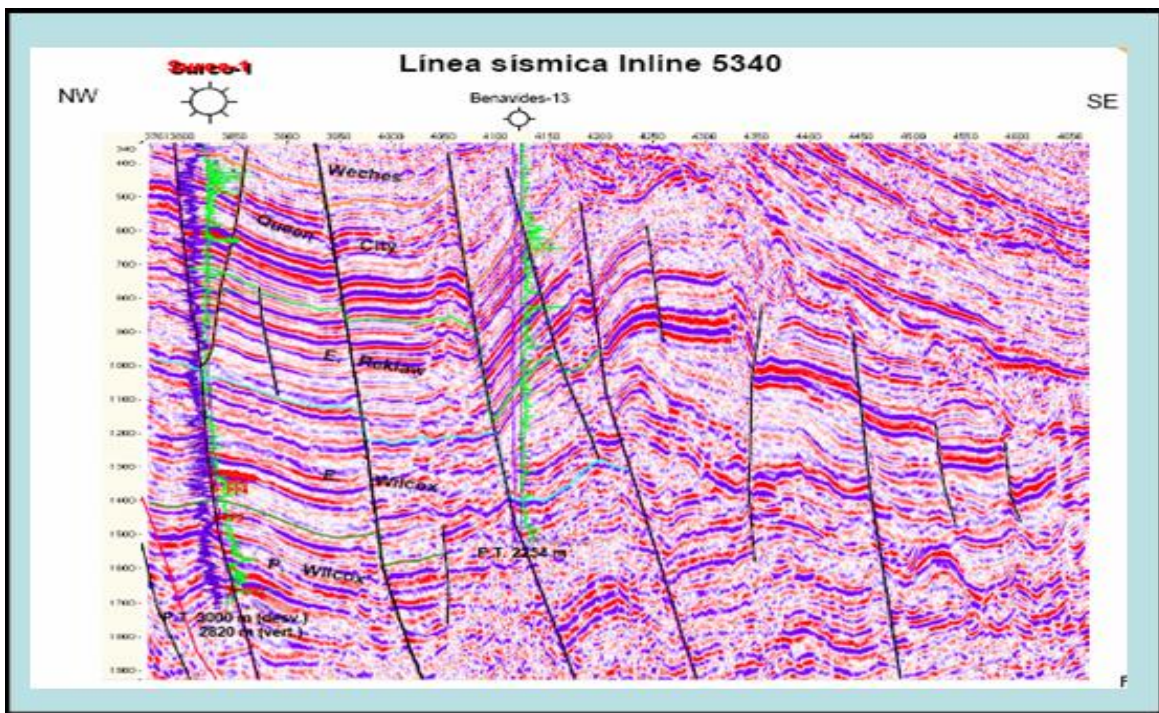
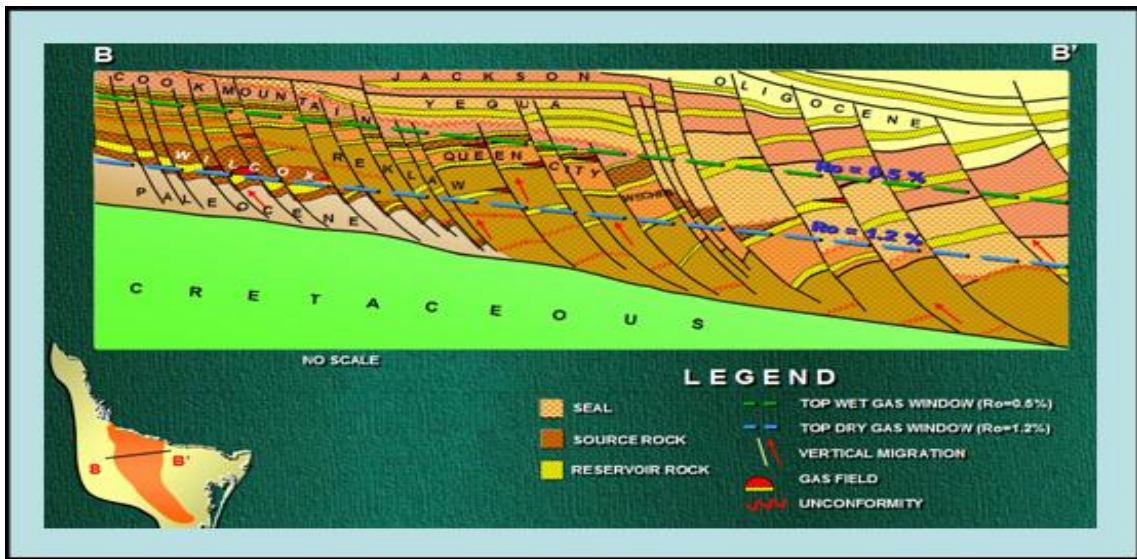
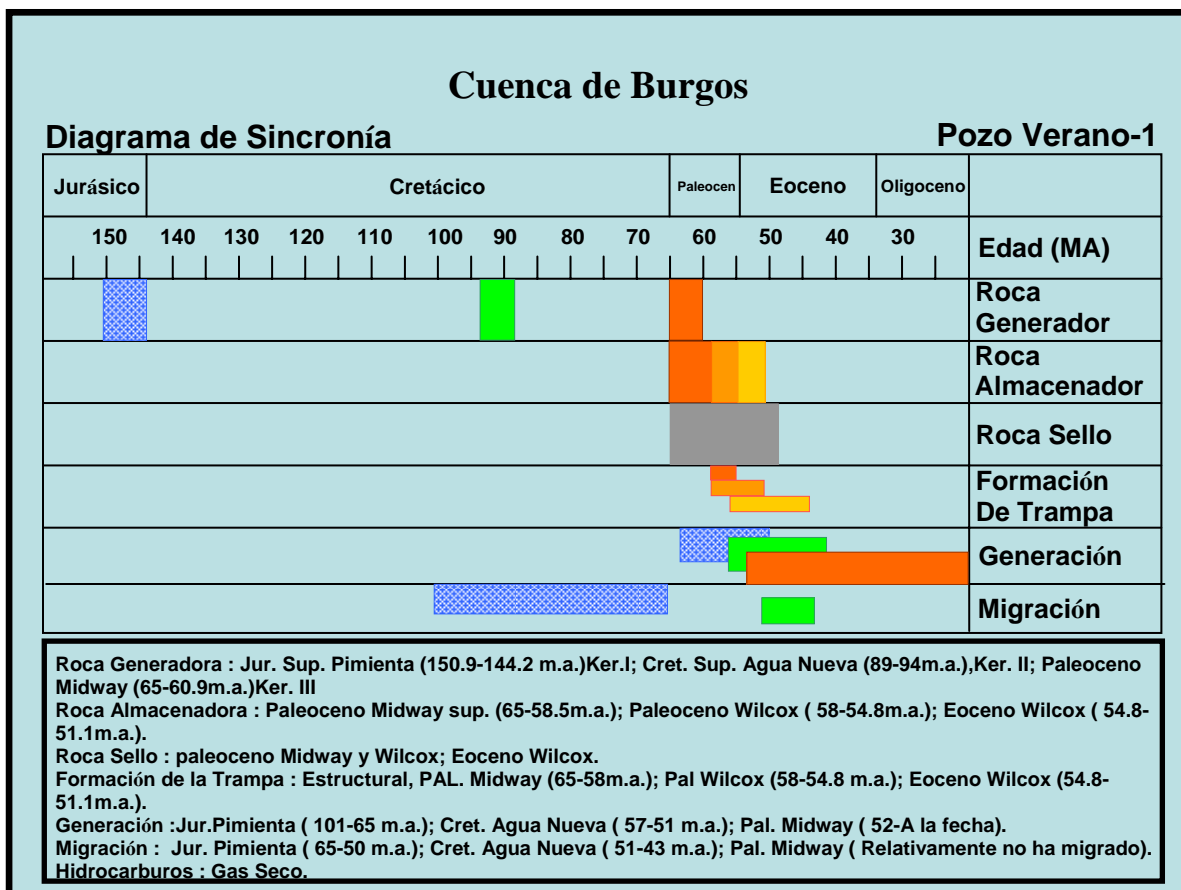


Fig. 5.7. A través de estas figura se indica que tenemos buenas trampas tanto estructurales, como estratigráficas y combinadas.

SINCRONIA Y MIGRACION.

Las rutas de migración son de tipo vertical y lateral, probablemente se efectuó inmediatamente a la generación de los hidrocarburos a partir del Paleoceno Tardío – Eoceno Temprano (58.5 – 49.5 m.a.). El alineamiento de los campos de gas asociados a los sistemas de fallas regionales expansivas que se han observado tanto en Texas como en la Cuenca de Burgos, sugiere que la migración de los hidrocarburos está sujeta a un control tectónico responsable de la distribución y espesor de los cuerpos arenosos que constituyen los principales yacimientos, caracterizados por la mezcla de metano de origen termogénico y biogénico con contenidos de gas húmedo que varían de 5 a 20 % , así como a la distribución y tamaño de las trampas, la madurez de los focos de generación de las rocas generadoras y las rutas de migración entre los focos de generación y las trampas (fig. 5.8).



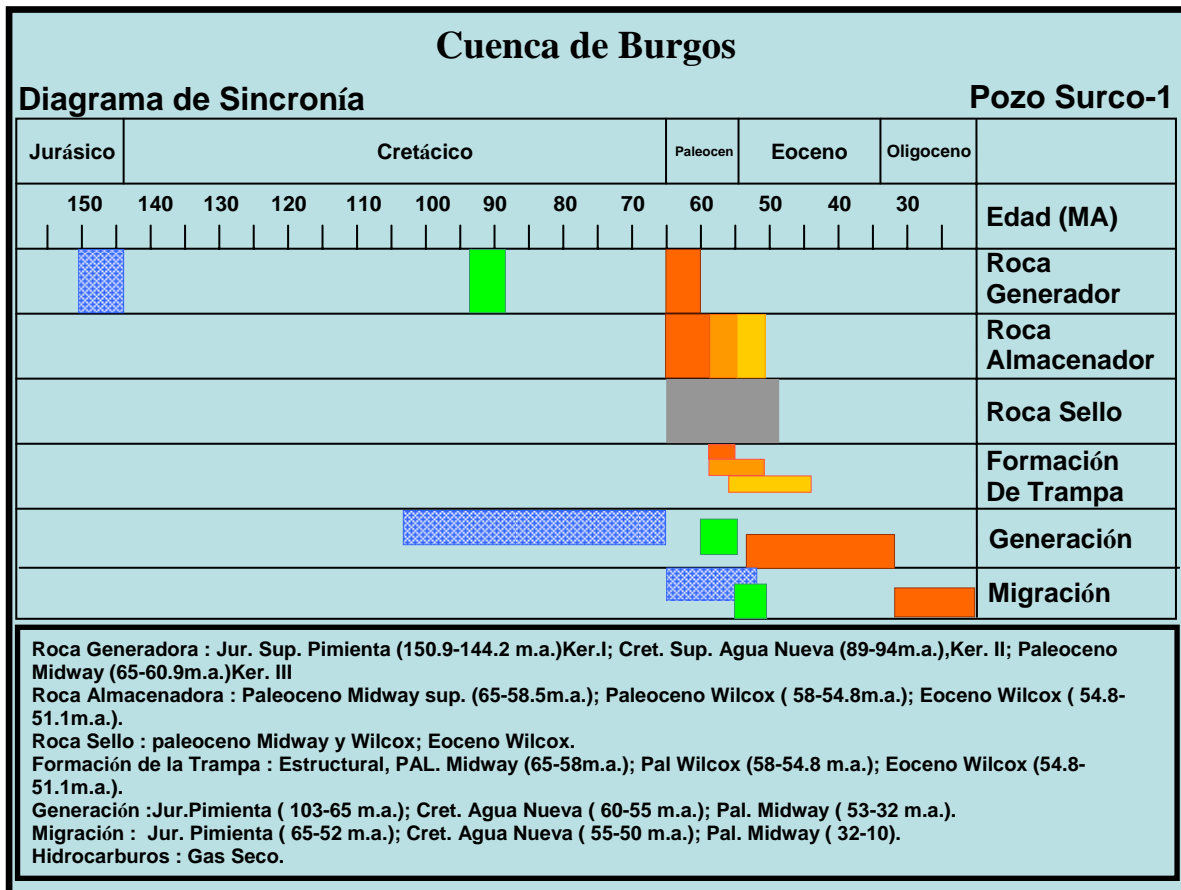


Fig. 5.8. Diagrama de sincronía. Aquí podemos apreciar la edad de cada uno de los elementos del sistema petrolero.

VI.- Conclusiones y Recomendaciones.

Conclusiones

- De acuerdo a la calidad y veracidad de la información, el play es poco atractivo para su exploración, ya que existen muchas dudas en los resultados de los pozos desde su historia de perforación, así como en la terminación de los mismos y sus aforos.
- En algunos pozos se observa que la posición en la que fueron perforados no fue la más adecuada, ya que cortaron la base de la cuña de arena, haciendo que al dispararlos, manifestaran pero en poco tiempo se invadieran de agua salada.
- De los cuatro pozos productores en el play Paleoceno Wilcox, el de mejor producción inicial fue el pozo Verano-1, y esto se debió principalmente a que fue perforado en una buena posición estructural
- De la evaluación petrofísica se observó que la mayoría de los pozos están invadidos de agua salada en el play Paleoceno Wilcox.
- De la expresión de las curvas de resistividad, se muestra en algunos pozos, valores altos de resistividad, pero desafortunadamente no fue debido a su contenido de hidrocarburos, ya que analizando su litología, se encontró, fragmentos de roca de calizas, líticas y varios minerales pesados, los cuales por su densidad afectan los valores de resistividad y ésto se puede comprobar con las expresiones que presentan las curvas de densidad y neutrón.

- En el pozo Otoño-1, del análisis del cruce de la curva de densidad y neutrón se puede apreciar el efecto de gas, pero desafortunadamente los estratos son de espesores son muy pequeños, lo cual los hacen poco atractivos para su explotación.
- De los pozos que se obtuvieron núcleos de pared, como convencionales, faltaron sus estudios petrofísicos y petrográficos.

Recomendaciones.

- Es necesario revisar, de forma consciente toda la información tanto en papel como digital de los pozos, ya que hay programas de perforación, como informes finales de pozos.
- Es necesario también, con mayor tiempo, validar las curvas de registros geofísicos en formato digital, para poder hacer una evaluación más confiable.
- Debido a la poca información, quedan muchas interrogantes, por lo que es necesario ordenar y re-analizar toda la información que existe tanto en el activo de exploración, como en el de producción.

Bibliografía

- Beckner, Mosley K., 2003. Análisis petrográfico del pozo Flamante-1, Core Laboratorios.
- Beckner, Mosley K., Kelton I., 2003. Análisis petrográfico del pozo Coli-1, Core Laboratorios.
- Cabrera C. C., 1979. Informe Final del pozo Otoño-1, Petróleos Mexicanos, Región Norte, pp. 1 -10 (inédito).
- Cornelio R. L. A., 2003. Informe Final del pozo Flamante-1, Petróleos Mexicanos, Región Norte, pp. 1 -27 (inédito).
- Correón P., 1962. Informe Final del pozo General Bravo-1, Petróleos Mexicanos, Región Norte, pp. 1 -10 (inédito).
- Cuervo J. C, 1983. Informe Final del pozo Marfil-1, Petróleos Mexicanos, Región Norte, pp. 1 -15 (inédito).
- Echánove E. O., 1976. Geología del Paleoceno – Eoceno de la Cuenca de Burgos, III Simposio de Geología de Subsuelo, pp. 254 – 258.
- Echánove E O., 1986. Geología Petrolera de la Cuenca de Burgos (consideraciones geológico – petroleras), Bol. AMGP, Vol. XXXVIII, No. 1, pp. 3 -74.
- Edwards M. B., 1981. Upper Wilcox Rosita Delta System of South Texas: Growth-Faulted Shelf-Edge Deltas, The American Association of Petroleum Geologists, pp. 54-73 (inédito).

- Franco S. V. M., 2002. Informe Final del pozo Surco-1, Petróleos Mexicanos, Región Norte, pp. 1 -34 (inédito).
- González y García., 2003. Estudio petrofísico del pozo Alicata-1, Core. Lab.
- González y Sowers., 2003. Estudio Petrofísico del pozo Zinfandel-1, Core. Lab, 2003.
- Guzmán G. J. A., 1985. Informe Final del pozo Capitán-1, Petróleos Mexicanos, Región Norte, pp. 1 -15 (inédito).
- Jerry L. F., 2001. Integración de la información petrofísica y geológica una tarea para los petrofísicos, Schlumberger, pp.1-3.
- Kelton M y Mosley K., 2003. Estudio petrofísico del pozo Coli-1, Core. Lab.
- MTC/MBM/mlrp., 1990. Informe Final del pozo Tecuma-1, Petróleos Mexicanos, Región Norte, pp. 1 -15 (inédito).
- NuTech energy alliance., 2003. Evaluación petrofísica del pozo Alicata-1.
- NuTech energy alliance., 2004. Evaluación petrofísica del pozo Capitán-1.
- NuTech energy alliance., 2004. Evaluación petrofísica del pozo Cenicerito-1.
- NuTech energy alliance., 2003. Evaluación petrofísica del pozo Zinfandel-1.
- Robles L. G., 1982. Informe Final del pozo Barrilete-1, Petróleos Mexicanos, Región Norte, pp.1 -7 (inédito).

- Robles L. G., 1982. Informe Final del pozo Verano-1, Petróleos Mexicanos, Región Norte, pp. 1 -10 (inédito).
- Rodríguez L. V. C., 2003. Informe Final del pozo Coli-1, Petróleos Mexicanos, Región Norte, pp. 1 -27 (inédito).
- Rodríguez L. V. C., 2004. Informe Final del pozo Zinfandel-1, Petróleos Mexicanos, Región Norte, pp. 1 -25 (inédito).
- Sandoval M. J., 1964. Informe Final del pozo Cenicerito-1, Petróleos Mexicanos, Región Norte, pp. 1 -7 (inédito).
- Saucedo T. M., 1990. Informe Final del pozo Neira-1, Petróleos Mexicanos, Región Norte, pp. 1 -11 (inédito).
- Ortiz U. A. y Tolson. G., 2004. Interpretación estructural de una sección sísmica en la región Arcabuz – Culebra de la Cuenca de Burgos, NE de México, Revista Mexicana de Ciencias Geológicas, v. 21, numero 2, pp. 226-235.
- Ziga R. G. Ramos G. H. Téllez A. M. y Bernabé M. M. G., Sistemas Petroleros de la Cuenca de Burgos, México, A.M.G.P., pp. 1-7.