



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

CARACTERIZACION INICIAL PETROFISICA DEL
POZO EXPLORATORIO KOSNI-1

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

INGENIERO GEOLOGO

P R E S E N T A :

IGOR HERNANDEZ MARTINEZ



DIRECTOR: ING. BERNARDO MARTELL ANDRADE

CIUDAD UNIVERSITARIA

2005

m343720



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN
60-I-389

SR. IGOR HERNÁNDEZ MARTÍNEZ
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. José Bernardo Martell Andrade y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Geólogo:

CARACTERIZACIÓN INICIAL PETROFÍSICA DEL POZO EXPLORATORIO KOSNI-1

	RESUMEN
I	INTRODUCCIÓN
II	ANTECEDENTES
III	MARCO GEOLÓGICO
IV	APOYO DE REGISTROS GEOFÍSICOS
V	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente

“POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU”

Cd. Universitaria, D. F., a 18 de abril de 2005

EL DIRECTOR


M. en C. GERARDO FERRANDO BRAVO

GFB*JAGC*gtg


Agradecimientos:

A mi Familia

A mis Amigas y Amigos

A mi Colegio Madrid

A mi Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México

**A la Coordinación Caracterización Inicial y Delimitación de Yacimientos, de
PEMEX Exploración y Producción, Región Norte**

Resumen

El objetivo primordial de un pozo exploratorio de hidrocarburos, es que el pozo sea productor de gas y/o aceite, de ser así es necesario que se cuente con toda la información posible del mismo para así poder realizar una caracterización adecuada del pozo y posteriormente del yacimiento.

La información geológica del pozo Kosni-1, que en totonaco significa "volador", fue la que se utilizó para la realización de este trabajo, se localiza en plataforma continental de Golfo de México enfrente de playas del estado de Veracruz; fue perforado con el objetivo conocer el potencial gasífero de las rocas del Plioceno y Mioceno Superior, productoras en el campo Lankahuasa. Durante la perforación del pozo se cortaron varios intervalos arenosos, además de que se manifestó en cuatro ocasiones; esta información se corroboró con los diferentes registros geofísicos de pozos que se adquirieron, pero como su ubicación en el registro no era sencilla, se programó el corte de un núcleo de fondo así de como núcleos de pared, estos últimos, en las profundidades donde el registro presentaba las características adecuadas para roca almacenadoras. El corte de estos núcleos tuvo la finalidad de conocer mejor las propiedades de la roca almacén y entender mejor porque presentaba esa respuesta en los registros, a estos núcleos se les hicieron diferentes estudios de petrografía, difracción de rayos X y de microscopio electrónico de barrido; con los resultados de dichos estudios y con la ayuda de los registros nos fue posible generar las curvas de volumen de arcilla (VCL), saturación de agua (SUWI) y porosidad efectiva (PING).

Con la generación de estas curvas y aplicando software especializado (Geoframe), se ubicaron los intervalos que presentaran buenas características de bajo contenido de arcilla, alta porosidad y baja saturación de agua, ubicándose así tres intervalos de interés que fueron probados para conocer su contenido y su capacidad de producción.

El resultado de estas tres pruebas fue satisfactorio, dando como resultado un pozo productor de gas seco en los tres intervalos probados.

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN

I Introducción	1
I.1 Objetivos	3
II Antecedentes	4
II.1 Datos generales del Pozo Kosni-1	5
II.2 Coordenadas	6
II.3 Cotas	6
II.4 Datos de Perforación y Terminación de pozo Kosni-1	6
II. 5 Historia de perforación del pozo Kosni-1	7
II.6 Densidad y tipo de lodo	7
II.7 Desviaciones	8
II.8 Manifestaciones	10
II.9 Registros geofísicos	10
II.10 Núcleos convencional y de pared	11
III Marco Geológico	12
III .1 Evolución de la cuenca	13
III.2 Formación Guayabal	15
III.3 Formación Tantoyuca	16
III.4 Formación Escolín	17
III.5 Formación Tuxpan	18
III.6 Conglomerado Gutiérrez Zamora	19
III.7 Estratigrafía del pozo Kosni-1	20
III.7.1 Side Track-1	24
III.7.2 Side Track-2	25
III.8 Estructuras presentes	27
III.9 Sistema Petrolero	29
III.9.1 Roca Generadora	35

III.9.2 Roca Almacenadora	36
III.9.3 Trampa-Sello	39
III.9.4 Sincronía y Migración	40
IV Apoyo de Registros Geofísicos	42
IV.1 Registro de Rayos gamma	44
IV.2 Registros resistivos	45
IV.3 Registros de neutrones	47
IV.4 Registros de densidad compensada	48
IV.5 Registros de resonancia magnética o CMR	50
IV.6 Integración Geológica a los registros	51
IV. 7 Modelo de Arcillosidad	57
IV.8 Modelo de porosidad	60
IV.9 Análisis de resultados de difracción de rayos X	61
IV.10 Cálculo de agua ligada	66
IV.11 Estimación de saturación de agua	69
IV.12 Generación de las curvas de VCL, SUWI y PING	71
IV.13 Selección de intervalos de interés	75
V. Conclusiones y Recomendaciones	79
Recomendaciones	80
Bibliografía	81

I Introducción.

En la industria petrolera, la perforación de un pozo exploratorio, implica como su nombre lo indica que va a en busca de posibles yacimientos de hidrocarburos, ya sea gas, aceite o ambos, creando así la posibilidad de encontrar un nuevo campo; la incertidumbre de que se tenga presencia de hidrocarburos es alta, por eso una forma de disminuir ese riesgo es, conociendo las características, propiedades de las rocas en el subsuelo.

Esto puede obtenerse de forma directa, por medio de recortes, núcleos convencionales o núcleos de pared, de donde pueden obtenerse datos como: litología, edad de la roca, tipo de porosidad, así como la presencia de hidrocarburos; esta última se puede presentarse en forma de impregnación o manifestaciones de gas, pero estos medios directos de conocer las rocas del subsuelo no siempre son eficientes, pues dependen de factores como el tipo de barrena, ya que si no es la adecuada, no vamos a tener recortes que nos den el tipo de roca o algún fósil para la edad. Si el lodo de perforación no tiene las propiedades adecuadas los recortes no son arrastrados eficazmente del interior del pozo, así mismo si el lodo es muy pesado, puede dañar a la formación y no dejar que se tenga una manifestación.

Por tal motivo se cuenta con una forma indirecta de conocer las propiedades de las rocas en el subsuelo y es a través de los registros geofísicos de pozos, se dice que es una forma indirecta porque no se tiene contacto con la roca, pero por el hecho de que las mediciones son adquiridas en el pozo se puede decir que es una medición directa.

Los registros geofísicos de pozos en primera instancia, nos ayudan a conocer bajo qué condiciones se encuentra el agujero, así como a seleccionar las posibles zonas de interés en el pozo, cuales son zonas

con bajo contenido de arcillas, intervalos con alta resistividad, baja porosidad o alta densidad; pero la evaluación de ellos no se queda en la selección de algún intervalo que presente las características adecuadas para ser una roca almacén, es necesario calibrar la información obtenida con la información de, recortes, núcleos convencionales o de pared, así como los estudios posteriores que se le realicen a los diferentes núcleos.

De esta forma, se tiene calibrada la información de los registros y se puede realizar mejor la evaluación de los parámetros petrofísicos que se presentan en la roca almacén, con la finalidad de obtener mejores resultados para la explotación de un yacimiento.

Es el caso del pozo Kosni-1 en el cual algunos de intervalos de interés se reconocen de acuerdo a su mineralogía y por los tipos de arcillas presentes en la roca almacén; ya que presentan una litología compleja. Por esa razón el objetivo fue generar un modelo petrofísico.

Para ello y dada la incertidumbre asociada a las altas saturaciones de agua ligada al volumen de las arcillas y al agua irreducible generado por el tamaño fino de la parte arenosa, se construyó un modelo soportado con datos geológicos y de registros geofísicos para los diferentes intervalos del Plioceno y Mioceno.

I.1 Objetivos.

Los objetivos de este trabajo son:

Realizar un modelo petrofísico para evaluar el potencial de las rocas almacenadoras del pozo kosni-1

Determinar que registros geofísicos de pozos son los necesarios para la determinación de este modelo.

Conocer la relación entre la respuesta de los registros geofísicos de pozos y las características rocas almacén del pozo Kosni-1.

Conocer que registros son los necesarios para generar las curvas de volumen de arcilla (VCL), saturación de agua (SUWI) y porosidad efectiva (PING).

Conocer las características de los yacimientos arenosos confinados en trampas de tipo estratigráfico–estructural, con la finalidad de minimizar el riesgo en el desarrollo del campo.

II Antecedentes

Con el fin de incrementar la producción de gas, PEMEX Exploración y Producción, vio como prioridad buscar nuevas localizaciones, surgiendo así el Proyecto Lankahuasa, localizado dentro de la Plataforma Continental, frente a las costas de Tuxpan y Tecolutla, en el estado de Veracruz.

Los nuevos pozos propuestos serían con fines exploratorios, ya que los existentes tenían otros objetivos y habían sido localizados por sísmica 2D, cuya meta era descubrir la porción marina de la denominada Faja de Oro, en donde la roca almacenadora corresponde a carbonatos de Edad Cretácico Inferior (EL Abra y Tamabra). Durante la perforación de dichos pozos se reportaron varias manifestaciones y altas lecturas de gas en areniscas del Mioceno. Tal es caso del pozo Pámpano-1B, localizado a 39.38 km al Suroeste del pozo Kosni-1, interrumpiendo su perforación por un accidente mecánico a la profundidad de 3534 m, antes de parar el pozo se tuvieron manifestaciones y lecturas altas de gas en areniscas del Mioceno Superior a las profundidades de 3167, 3258, 3289, 3307, 3310 y 3314 m.

Uno de los pozos marinos recientemente perforados es el pozo exploratorio Lankahuasa-1, cuya localización fue resultado de la interpretación sísmica del cubo marino Lankahuasa Centro, ubicado a 12.25 km al Suroeste del pozo Kosni-1. EL objetivo de perforar dicho pozo fue el de conocer las características estratigráficas y potencial petrolero de los sedimentos terrígenos de edad Plioceno Inferior y Mioceno Superior, en el cual durante su perforación se tuvieron manifestaciones y altas lecturas de gas en areniscas del Plioceno Inferior-Mioceno Superior (tabla II.1), llegando a una profundidad total de 3139 m.

Con la información geológica y geofísica producto de la perforación del pozo exploratorio Lankahuasa-1 y buscando nuevas posibles localizaciones dentro del área se propuso la perforación del pozo Kosni-1.

MANIFESTACIONES				
INTERVALO(m)	GL (u)	VARIACIÓN DEL LODO (ar/cc)	EDAD (Ma)	DURACION (min)
1702	206	1.30 a 1.11	Plioceno Inferior	10 min
1941	133	1.45 a 1.42	Mioceno Superior	30 min
2432-2435	245	1.28 a 1.21	Mioceno Superior	20 min
2475	117	1.29 a 1.27	Mioceno Superior	5 min
2585	120	1.27 a 1.25	Mioceno Superior	15 min
2663	90	1.29 a 1.23	Mioceno Superior	5 min

Tabla II.1 Manifestaciones de gas en el pozo Lankahuasa-1 (GL, es la relación gas lodo).

II.1 Datos generales del Pozo Kosni-1

Localización: El pozo Kosri-1 se encuentra en aguas territoriales del Golfo de México, frente a las costas del estado de Veracruz; en el cruce de la Inline 1837 y la Crossline 2227, del estudio sísmológico 3D "Lankahuasa".

Rumbo y Distancia: Se ubica a 12.19 km al N 47°43'32.5'' E del pozo Lankahuasa-1, a 56.19 km al S 77°01'18.99'' E del pozo Pino Suárez-1, a 28.74 km al N 33°53'34.94'' E del pozo Vega de Alatorre-1, y a 105.7 km al S 73°23'23'' E de la ciudad de Poza Rica, Ver. (Fig. II.1).

Proyecto de Inversión, Municipio y Entidad Federativa: Se ubica en el proyecto de Inversión de Evaluación de potencial Lankahuasa, en Aguas territoriales del Golfo de México, en el Estado de Veracruz.

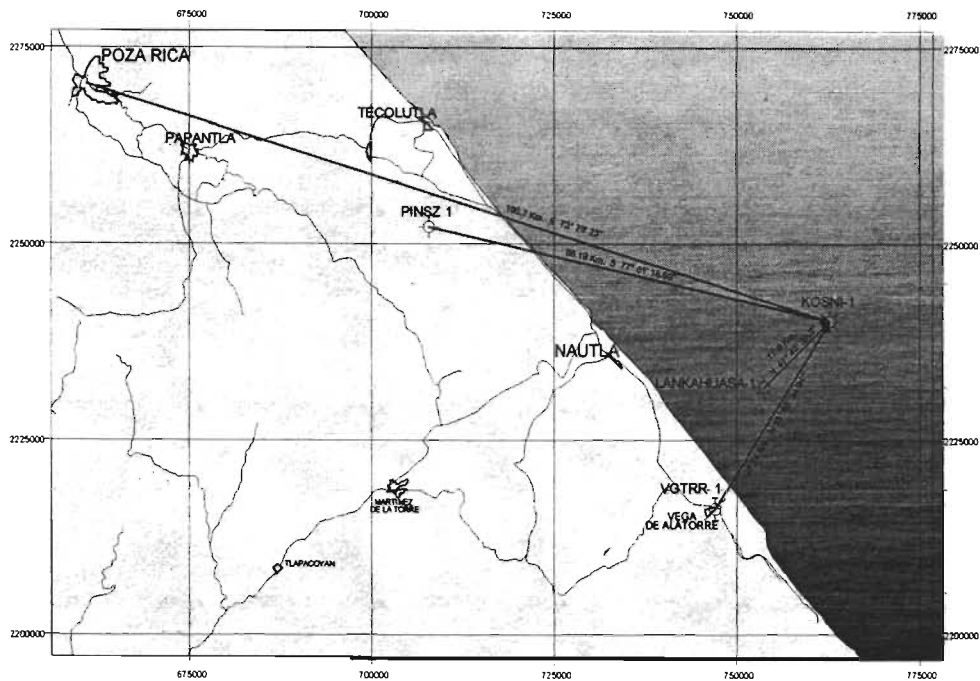


Fig. II.1 Localización Pozo Kosni-1

II.2 Coordenadas (Tabla II.2)

UTM		Geográficas	
Plataforma	Objetivo	Plataforma	Objetivo
X=762,774.00m	X=765,176.87	Latitud: N20°14'33.54''	Latitud: N20°15'34.29''
Y=2'240,197.00m	Y=2'242,102.99m	Longitud: W96°29'05.01''	Longitud: W96°27'41.26''

Tabla II.2 Coordenadas del Pozo Kosni-1.

II.3 Cotas (Tabla II.3)

Tirante de agua	175 m
Mesa rotaria	25 m

Tabla II.3 Datos de elevación de la plataforma sobre el lecho marino.

II.4 Datos de Perforación y Terminación de pozo Kosni-1 (Tabla II.4)

Fecha Inicio de Perforación	20 de Abril de 2003
Fecha Termino de Perforación	7 de Diciembre 2003
Fecha Inicio de Terminación	8 de Diciembre de 2003
Fecha de Terminación Oficial	6 de Abril de 2004
Profundidad Programada	5,573 m
Profundidad total	4,686 m

Tabla II.4 Datos oficiales del pozo Kosni-1.

II. 5 Historia de perforación del pozo Kosni-1

Tuberías de Revestimiento:

En la se tabla II.5, se indica de manera general el estado mecánico final de este pozo.

Diámetro del la Tubería (pulg)	Profundidad (m)
30	302
20	505
13 3/8	1985
Liner 9 5/8	1779-4050
Liner 7	2497-4768

Tabla II.5 Estado Mecánico.

II.6 Densidad y tipo de lodo

Los primeros 522 m, se perforaron con agua de mar y baches de lodo Bentonítico de 1.03 gr/cm^3 ; posteriormente de los 522 a 1993 m, se perforó con lodo Polimérico de 1.15 a 1.24 gr/cm^3 . Posteriormente se cambió a lodo de Emulsión Inversa con densidad inicial de 1.24 gr/cm^3 a 1994 m y bajando temporalmente a 1.22 gr/cc a los 2000 m, variando paulatinamente a 1.38 gr/cm^3 a 4114 m. Posteriormente bajó de 1.38 gr/cm^3 a 1.36 gr/cm^3 hasta el término de la etapa a la profundidad de 4221 m.

Durante el desarrollo de la perforación del Side Track-1, ST-1 (desviación del pozo respecto a la trayectoria programada), se utilizó lodo de Emulsión Inversa, iniciando con 1.26 gr/cm^3 , hasta 4084 m, de 4084 a 4109 m se cambió a 1.25 gr/cm^3 ; posteriormente, se aumento la densidad del lodo a 1.26 gr/cm^3 hasta la profundidad de 4203 m. Se cambió paulatinamente de 1.25 gr/cm^3 a 1.31 gr/cm^3 hasta 4806 m, donde se tuvieron problemas de atrapamiento.

Durante el desarrollo de la perforación del Side Track-2 (ST-2), se continuó utilizando lodo de Emulsión Inversa con densidad inicial de 1.36 gr/cm^3 , conservándose misma hasta la profundidad de 4008 m.

De 4008 a 4297 m se aumentó a 1.38 gr/cm^3 . Posteriormente, se observó que las condiciones de operación permitían bajar paulatinamente la densidad del mismo a 1.35 gr/cm^3 , a la profundidad de 4576 m. De 4576 a 4770 m, densificó lodo a 1.37 gr/cm^3 , donde suspendió por intento de atrapamiento. Se reanudó la perforación con una densidad de 1.43 gr/cm^3 y aumentando paulatinamente a 1.45 gr/cm^3 a la profundidad de 4842 m, donde suspendió nuevamente por intento de atrapamiento. Terminando con lodo de 1.74 gr/cm^3 a 4868 m.

II.7 Desviaciones

La perforación del pozo Kosni-1, se programó en forma direccional de 500 a 5573 m, utilizando sarta navegable con motor de fondo con el fin de controlar el ángulo y rumbo de desviación, así como la distancia horizontal respecto a la posición inicial del pozo.

Durante la perforación se presentaron varios problemas mecánicos por lo cual se efectuaron 2 reentradas (side tracks). La primera profundidad total alcanzada (agujero principal) fue de 4,221m. La profundidad en el ST-1 fue de 4,806m y la del ST-2 fue de 4868m la cual es la profundidad total del pozo, sin haber alcanzado la profundidad total programada debido a fricciones, arrastre de la sarta y conatos de atrapamiento. En la figura II.7.1 se muestra la desviación y estado final del pozo.

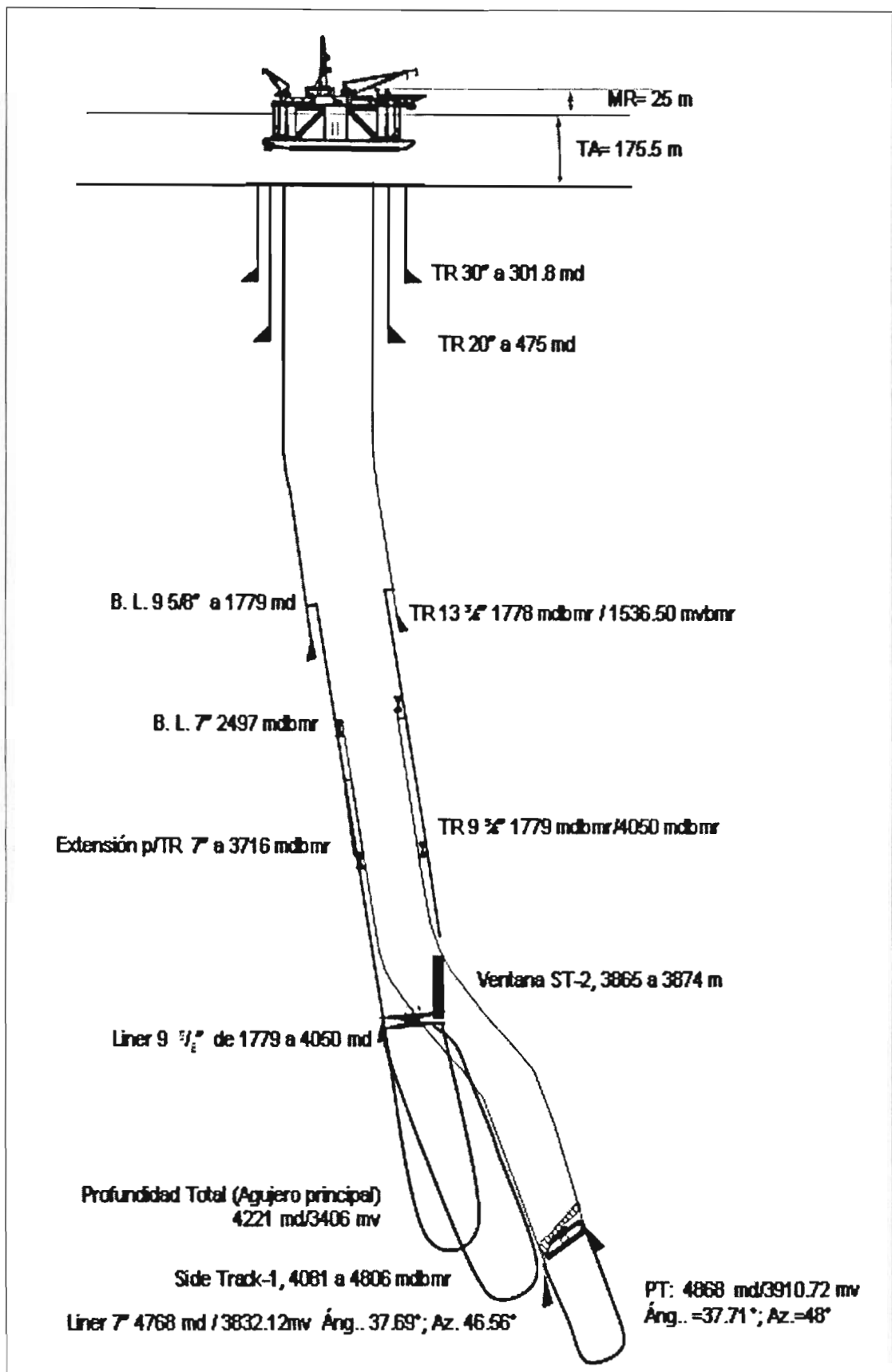


Fig. II.7 Estado mecánico final del pozo Kosni-1.

II.8 Manifestaciones

Durante la perforación, se presentaron 4 manifestaciones de gas, presentando relaciones gas lodo (GL), gas corte (GC) y gas succión (GS) en diferentes profundidades, esto se muestra en la tabla II.8.

Intervalo (m)	GL (u)	GC (u)	GS (u)	Variación (gr/cc)	Duración (min)	Edad
3713-3722	379	5	0	1.37	30	Plioceno Inferior
3923-3928	179	1	0	1.38	60 -	Plioceno Inferior
4154-4168 (ST-1)	82	4	8	1.26	45	Plioceno Inferior
4853-4868 (ST-2)	70	0	2	1.74 a 1.72	120	Mioceno Superior

Tabla II.8 Manifestaciones en el pozo Kosni-1.

II.9 Registros geofísicos

Durante la etapa de la perforación se registraron los diferentes intervalos atravesados, la primera y segunda corrida se tomaron en el primer agujero y la última corrida en el ST-2; en la tabla II.9, se muestra el intervalo registrado y la abreviatura de la herramienta.

Tipo de registro	Intervalos		
Tiempo real continuo (LWD-MWD)	508-1993	1993-4050	3865-4868
Arreglo Inductivo-Rayos Gamma (AIT-GR)	508-1992	1985-4054	3865-4777
Litódensidad-Neutrón Compensado-Rayos Gamma (LDL-CNL-RG)	508-1984	1985-3966	3867-4770
Sónico Dipolar Rayos Gamma (DSI-RG)	508-1938	1985-3965	3867-4772
Espectroscopia de Elementos (ECS)		1958-3965	3867-4760
Check-Shot Survey (CSAT)	200-1970		
Espectroscopia de Rayos Gamma	508-1985	3800-4050	
Imágenes de Buzamientos Estrati-Estructural (OBMI)		1985-3960	3885-4770
Resonancia Magnética (CMR)			3900-4342
Sónico de Cementación (CBL-VDL)		1785-4053	3725-4750
Temperatura		1785-4054	
Giroscópico			210-4070

Tabla II.9 Herramientas utilizadas en las diferentes etapas de perforación.

II.10 Núcleos convencional y de pared

Durante la perforación se cortó un núcleo convencional en el intervalo de 4181–4190 m, así como diez núcleos de pared a diferentes profundidades, como se muestra en la figura II.10, a estos núcleos de pared como al núcleo convencional se les hicieron estudios petrográficos, de Difracción de Rayos X y estudios en Microscopio Electrónico de Barrido (MEB).

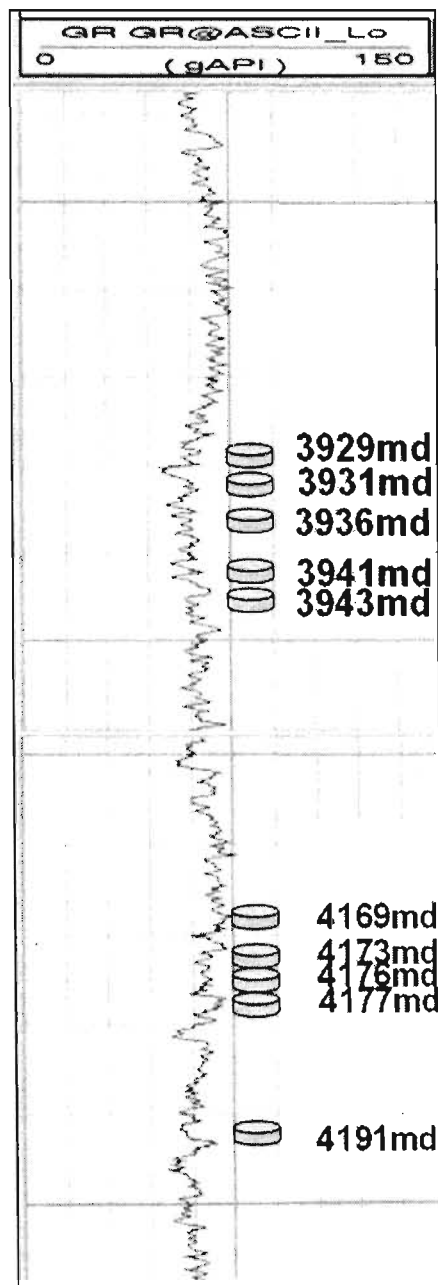


Fig. II.10 Núcleos de pared con base en la respuesta del registro rayos gamma.

III Marco Geológico

El pozo Kosni-1 se encuentra en la denominada Cuenca Tampico-Misantla (López-Ramos, 1956), que cuenta con una superficie aproximada de 63,200 km², localizándose en la porción centro-oriental de México, ocupando áreas terrestres y marinas dentro de las aguas territoriales mexicanas del Golfo de México.

Sus límites geológicos están definidos al nor-noreste por los elementos paleogeográficos de la Cuenca de Burgos y la Plataforma de Tamaulipas, al noreste y oeste la Sierra Madre Oriental cuyo contacto Cretácico-Cenozoico ésta dado por una línea oblicua noroeste-sureste que parte al norte de Cd. Victoria, Tamps., prolongándose hacia el sur hasta alcanzar el extremo oriental del Eje Neovolcánico que constituye su límite sur. Al este su límite es con en la Plataforma Continental hasta la isobata de 200 m.

En la porción terrestre de la cuenca, afloran rocas sedimentarias marinas del Paleoceno, Eoceno, Oligoceno y Mioceno, en forma de franjas paralelas a la costa actual del Golfo de México, presentándose de occidente a oriente, indicando así el carácter regresivo que tuvieron durante su depósito; con esto se le define como una cuenca siliciclástica, originada de la regresión marina iniciada a fines del Cretácico y principios del Terciario, como resultado de la orogenia Laramide. La evolución sedimentaria de esta cuenca estuvo gobernada por el continuo levantamiento del occidente y progresivo hundimiento o basculamiento al oriente; la línea de costa presentó continuo movimiento, provocando fases transgresivas y regresivas.

Este paquete está conformado por sedimentos siliciclásticos y algunos desarrollos arrecifales locales, que los tenemos presentes en las formaciones que se han reconocido: Chicontepec, Aragón, Guayabal, Chapopote, Tantoyuca, Horcones, Palma Real, Alazán, Mesón, Escolín, Coatzintla y Tuxpan (López-Ramos, 1956).

III .1 Evolución de la cuenca

El ciclo sedimentario con sedimentos siliciclásticos de la Cuenca Tampico-Misantla, se inicia a fines del Cretácico, cuando la Orogenia Laramide levantó y plegó las rocas mesozoicas conformando a la Sierra madre Oriental. Como consecuencia de ese evento tectónico durante el Paleoceno Temprano, se crearon y desarrollaron corrientes fluviales que transportaron gran cantidad de sedimentos finos (Formación Velasco). En el Paleoceno tardío, se establece la combinación de litofacies isócronas, una constituida por sedimentos arcillosos con contenido faunístico característico de aguas profundas, que varían lateralmente a otra litofacie arcillo-arenosa de ambiente turbidítico con una marcada asociación faunística de aguas someras y profundas, esta variación y polaridad de facies, muestra un caso sedimentario de ambiente de antefosa (Cabrera y Lugo, 1984).

A fines del Paleoceno, en el extremo meridional de la cuenca ocurrió un levantamiento estructural diferencial con respecto a la porción septentrional, a causa del levantamiento de Santa Ana, quedando erosionado gran parte de la columna sedimentaria mesozoica, formándose posteriormente canales submarinos que cortaron principalmente rocas cretácicas y jurásicas; los límites erosionales presentan cierto paralelismo con las estructuras orogénicas emergidas del Cretácico. En el Eoceno temprano, estos canales submarinos fueron rellenados por sedimentos clásticos provenientes en su mayoría de las porciones continentales emergidas al occidente (Sierra Madre Oriental) y al oriente (Plataforma de Tuxpan); dicho relleno consiste de una alternancia de sedimentos gruesos y finos, de tipo flysch (Cabrera y Lugo, 1984).

Al final del Eoceno temprano y hasta el Eoceno medio, ocurrió sedimentación predominantemente arcillosa depositándose las formaciones Aragón y Guayabal. Durante el Eoceno medio, la sedimentación fue principalmente arcillosa con delgados desarrollos arenosos con estratificación laminar y festoneada que atestiguan condiciones de plataforma somera con gran aporte de sedimentos finos (Facultad de Ingeniería, 2002). Sin embargo, Cabrera y Lugo (1984), interpretan que el depósito ocurrió en aguas profundas y

tranquilas, y las Biozonas diagnosticas de ésta formación van asociadas con el microorganismo bentónico *Epónides guayabalensis*.

Al final del Eoceno medio, se registro el mayor efecto de sedimentación asociado a la Orogenia Laramide, que dio como resultado el deposito de sedimentos molassa (Formación Tantoyuca). La presencia de clásticos gruesos de las secuencias mesozoicas y del Paleoceno en la formación Tantoyuca indican una fuente que se caracteriza por un relieve fuerte, una vigorosa erosión y la acción de corrientes fluviales caudalosas (F.I. UNAM, 2002). En el área de la Plataforma de Tuxpan, las unidades estratigráficas del Paleoceno y Eoceno están ausentes debido a que esa área se encontraba emergida y sujeta a erosión durante estas dos épocas; esa relación estratigráfica se data por la Biozona de *Globorotalia cerroazulensis* acompañada con *Hankenina alabamensis*, *Globorotalia centrales* y *Globigerapaxis semiinvoluta* (Cabrera y Lugo, 1984). Por otro lado, en Estudios Bioestratigráficos recientes se data al Eoceno Superior con *Turborotalia cerroazulensis* (Torres-Estrada, 2001y Martínez, 2001).

Durante el Oligoceno ocurre a nivel global una regresión, fué resultado de la formación de grandes casquetes polares, efecto de una gran cantidad de cenizas volcánicas en la atmósfera (Levin, 1996); estas cenizas provocaron una disminución en la cantidad efectiva de insolación (F.I. UNAM, 2002).

A fines del Oligoceno, la cuenca presento un acelerado asolvamiento que marco el retiro de la línea de costa; pero un nuevo basculamiento relacionado con los fenómenos de subsidencia, marco el inicio de la época miocénica con el deposito de sedimentos transgresivos (clastos gruesos en la base y finos en la cima) bajo condiciones de aguas poco profundas, correspondientes a las formaciones Escolín y Coatzintla del área de Poza Rica. La Formación Escolín en el área de Poza Rica, se identifica por la presencia de los géneros Sorites y Miogipsina comprendidos entre la Biozona de *Globigerinatella insulta*; aparecen también las especies asociadas de *Globigerina dehiscens*, *Globorotalia conglobatus* t *Globorotalia tímida* (Cabrera y Lugo, 1984). En el pozo Manantial-1 se reconoce el Mioceno Inferior por la presencia del fósil índice

Globigerinoides bisphericus (Martínez, 2001), mientras que en el pozo Vega de Alatorre1, se reconoce el Mioceno Inferior con *Catapsydrax dissimilis* (Torres-Estrada, 2001).

El hundimiento ocurrió en varias etapas, puesto que en el Mioceno medio, hay inversión de la secuencia granulométrica de los sedimentos, es decir finos en la base y gruesos en la cima, marcando el carácter regresivo de los mares de esta época. En el Mioceno tardío nuevamente vuelve a definirse una secuencia transgresiva, definida con el depósito de sedimentos arenosos a arcillosos de la cima de la Formación Tuxpan; la parte media y superior de dicha formación se reconoce por las Biozonas de *Globorotalia fohsi*, *Globorotalia Mayeri*, *Globorotalia menardii* y *Globorotalia acostaensis* (Cabrera y Lugo, 1984). En el Pozo Vega de Alatorre-11 se reconoció el Mioceno Medio y Mioceno tardío con los fósiles índice *Globorotalia fohsi fohsi* y *Globorotalia acostaensis acostaensis* (Torres-Estrada, 2001), por otro lado, en el pozo Manantial-1 se identificó únicamente el Mioceno tardío con *Globorotalia fohsi fohsi* (Martínez, 2001).

Dentro de las unidades estratigráficas que se encuentran más próximas a la línea de costa tenemos a partir del Eoceno a las siguientes secuencias:

III.2 Formación Guayabal

Definición: López-Ramos (1956) reporta que por primera vez fue descrita por Adkins (1925), en un reporte geológico inédito, aunque fueran publicadas sus características por Cole (1927). Esta constituida por lutitas suaves de color gris y azul a café, que intemperizan en color gris-café a crema; localmente contiene nódulos de siderita (que son característicos de esta formación), así como capas delgadas de arena; la estratificación por lo general, no es muy clara y ocasionalmente tiene una estructura laminar, particularmente cuando es arenosa o tiene intercalaciones de areniscas.

Localidad Tipo. Se encuentra en Guayabal, Municipio de Tanatoco, Ver., mas o menos a 12 kilómetros al oeste de Potrero del Llano, en el camino a Tlacolula (López-Ramos, 1956).

Litología, esta formación corresponde con una secuencia de areniscas y lutitas. Las areniscas son de grano muy fino a medio, en estratos cuyo espesor máximo es de 50 cm y en algunos casos se presentan horizontes bien cementados. Las lutitas tienen tonos grises desde claro, plomo y oscuro; pero siempre más oscuras que las areniscas. En las lutitas se encuentran foraminíferos y algunos restos de materia orgánica (restos leñosos). Cuando esta formación se encuentra intrusionada por el Intrusivo Espaldilla, el color al fresco es gris verdoso, mientras que al intemperismo es pardo-amarillento y la textura clástica cambia cristalina.

Edad y Correlación: Se reportan foraminíferos del Eoceno medio: *Lepidocyclina (Neolepidina) pustulosa* y *Lepidocyclina (polylepidina) antillea*. Se correlaciona con la formación Mount Sellman y sus variaciones laterales de la Cuenca de Burgos, así como la Formación Cook Mountain del Eoceno medio (F.I. UNAM, 2002).

III.3 Formación Tantoyuca

Definición: López-Ramos (1956), reporta que esta formación está dividida en dos facies litológicas y paleontológicas: Chapopote y Tantoyuca, siendo ambas correspondientes en edad. De acuerdo a López-Ramos (1956), la Formación Tantoyuca fue mencionada por primera vez en un Reporte Geológico inédito de la Compañía "El Águila" por Ickes (1913), siendo Wiebe en 1924 quien publicó por primera vez las características geológicas de esta formación. Esta constituida por sedimentos arenoso-conglomeráticos, areniscas y areniscas conglomeráticas de grano grueso y fino, con cementante calcáreo y algunas intercalaciones de lutita arenosa de color gris a gris oscuro; presenta también algunos conglomerados y brechas con fragmentos de calizas cretácicas de diferentes colores, así como fragmentos de pedernal negro y areniscas, probablemente pertenecientes a la Formación Chicontepec, del Eoceno Inferior.

Localidad Tipo: Se encuentra en las cercanías de la población de Tantoyuca, Ver.(a 1 Kilómetro al Este), a 150 metros al NE del cruce del camino de Tantoyuca a Chopopo (Chila Cortaza) con el arroyo Tecomate (López-Ramos, 1956).

Litología, López-Ramos (1956), reporta que en la vecindad de la población de Tantoyuca, Ver., se localiza ésta formación, que esta compuesta por lajas de areniscas, conglomerados y margas; también son frecuentes calizas impuras, con abundantes foraminíferos de los géneros *Operculina* y *Lepidocyclina*

Edad y Correlación: Se correlaciona con las formaciones Yegua y Jackson del Eoceno Superior expuestas en la Cuenca de Burgos (F.I. UNAM, 2002).

III.4 Formación Escolín

Definición: López-Ramos (1956), publica por primera vez las características litológicas de ésta formación, cita como antecedentes un reporte inédito de Grimsdale (1933); esta formación consiste en margas de color gris oscuro predominante en la parte inferior, muy homogéneas y masivas en su composición; intemperizan en color café chocolate y muestran ocasionalmente planos de estratificación.

Localidad tipo. Se encuentran los arroyos Canoas y Escolín, en la Hacienda Escolín a lo largo de 1500 metros al este del Pozo Escolín 54 (López-Ramos, 1956).

Litología: Hacia la cima de esta formación, las margas son arenosas y están intercaladas con areniscas calcáreas y calizas arenosas, las cuales en general, carecen de fósiles, aunque locamente contienen gran cantidad de *Sorites* sp. , como ocurre en los estratos que afloran a 15 kilómetros al SE de Poza Rica, sobre la carretera a Papantla así como un horizonte de *Sorites* y *Miogyosina* que aflora en toda el área de la Hacienda Escolín (López-Ramos, 1956).

Edad y Correlación: Se correlaciona con la Formación Catahoula expuesta en la Cuenca de Burgos. La Formación Escolín se correlaciona también con los miembros inferior y superior de la Formación Concepción del Mioceno de la Cuenca de Veracruz; se le asigna una edad Mioceno inferior en el área de estudio (F.I. UNAM, 2002).

III.5 Formación Tuxpan

Definición: fue descrita por primera vez por Dumble (1911), de acuerdo a López-Ramos (1956). Se compone de areniscas, areniscas calcáreas, calizas arenosas y lutitas (generalmente arenosas); localmente se aprecian algunos conglomerados, en particular en la base de la formación aunque en algunos lugares, como en el Campo Ezequiel Ordóñez, esta marcada por un horizonte de tobas de color verde; los ejemplares de los fósiles cuyas valvas son de aragonita, como el género *Cardium*, se encuentran generalmente en moldes, en tanto que los de calcita, como *Pecten*, están en muchos casos bien preservados (López-Ramos, 1956).

Localidad tipo. Se encuentra en las lomas de la Ciudad de Tuxpan, Ver., a 120 metros al oeste de la iglesia principal, así como en el camino de la Loma del Cuartel (López-Ramos, 1956).

Litología. Los estratos presentan superficies de estratificación poco definidas, barrenos, pistas, algunos dientes, pelecípodos, gasterópodos y algunos foraminíferos. Algunos estratos tienen fósiles de aguas someras. Dentro de la secuencia hay una toba de color gris verdoso al fresco y textura piroclástica con algunos clastos angulosos de cuarzo, feldespato. Al microscopio se observa también algunos líticos volcánicos y se clasifica como una toba vítrea (F.I. UNAM, 2002). Intercalados con las areniscas hay también conglomerados compuestos de gravas redondeados a subredondeados de pedernal, fragmentos de caliza con lentes de pedernal oblatos y escasos corales. En las intercalaciones de areniscas con lutitas, hay vetillas rellenas de caliche que se encuentran cortando la secuencia y en ocasiones entre las superficies de estratificación; Se aprecia algunas conchas rotas y sin orientación sugieren un

deposito de ambiente litoral (F.I. UNAM, 2002). En las proximidades a Gutiérrez Zamora los afloramientos se componen de estratos con abundantes fósiles incluidos en una matriz arenosa de cuarzo.

Edad y Correlación: Se le asigna una edad del Mioceno medio con base en su contenido faunístico; también se reporta una edad isotópica (15.3 ± 0.6) de la toba antes mencionada la cual es consistente con la fauna reportada, se correlaciona con la Formación Concepción Superior de la Cuenca de Veracruz (F.I. UNAM, 2002).

III.6 Conglomerado Gutiérrez Zamora

Definición: Se propone denominar como Conglomerado Gutierrez Zamora de manera informal por Facultad de Ingeniería UNAM (2002), a una secuencia de conglomerados de origen continental caracterizados por su poca cohesión y que esta constituido por gravas y bloques de muy distinta procedencia.

Localidad tipo: Los cortes de la carretera y bancos de materiales aledaños al Puente Tecolutla (F.I. UNAM, 2002).

Litología: Esta constituido por conglomerados de gravas y bloques de origen continental, aglutinados por una matriz areno-arcillosa de muy distinta procedencia.

Entre los fragmentos roca ígnea de color verde, con cristales ligeramente orientados, tobas de color gris claro, textura porfídica, conglomerados rojizo con clastos de cuarzo lechoso, calizas con bandas de pedernal negro y areniscas de grano muy fino, ligeramente laminadas.

En la matriz abundan los fragmentos pequeños de tobas, pedernal y cuarzo lechoso. En un banco de materiales cerca de la Luz de Portugués al sur de Gutiérrez Zamora, se observo obsidiana en la matriz. Se presenta una burda estratificación cruzada, gradación inversa y lentes arenosos (Facultad de Ingeniería UNAM, 2002).

Edad y Correlación: Por su posición sobre la secuencia miocénica, esta unidad puede ser correlacionable con la parte inferior del Conglomerado Reynosa del Plioceno-Pleistoceno expuesta en la Cuenca de Burgos; hacia la Cuenca de Veracruz se correlaciona con la Formación Aguesesquite y con la unidad de depósitos continentales que cubren a esta última formación (F.I. UNAM, 2002).

En la tabla III.6.1 se esquematiza las principales formaciones que se localizan aflorando cerca de la línea de costa actual.

PERIODO	EPOCA	EDAD	MLA	Formación	CARACTERISTICAS		
PALEOGENO	Neoceno	Med	Serravallense	Tuxpan	Fm. Tuxpan: Areniscas y Lutitas de Ambientes Costeros. Algunos Conglomerados Fluviales forman principalmente acuíferos.		
			Lanquiano				
		Inf	Burdigaliano	Mesen	Escoria Cratzende	Fm. Escolin-Coatzacoatlán: Lutitas, Areniscas y Lentas de Conglomerados de Aguas Someras, principalmente funcionan como roca sello.	
			Aquitaniense				
		Olig	Sup	Chattiano	Arcos	Palma Real Sup	Fm. Palma Real: Lutitas y Areniscas de Ambiente Nerítico Interno con algunos Arrecifes pequeños.
			Inf	Rupeliano	Horcones	Palma Real Inf	
	Eoceno	Sup	Priaboniano	Tartoyuca	Chapopote	Fm. Tartoyuca: Areniscas y conglomerados de Ambientes Deltaicos, productores de Aceite y Gas en el Campo Mecatepec.	
	Med	Bartoniano	Guayabal			Fm. Guayabal: Lutitas de Aguas Profundas que sirven como excelente roca sello.	
		Lutetiano					

Tabla III.6.1 Columna estratigráfica en la parte costera.

III.7 Estratigrafía del pozo Kosni-1

La columna estratigráfica cortada esta integrada por rocas sedimentarias que varían en edad del Reciente al Mioceno Superior. La Secuencia Cenozoica es completamente terrígena, se tiene una litología compuesta por secuencias arcillosas gris verdoso, plásticas, ligeramente arenosa y calcáreas, intercaladas con horizontes de areniscas de color gris claro de grano fino a medio, compactas a semicompactas, cementadas por material calcárea-arcilloso, en estos horizontes están asociados a eventos progradantes y retrogradantes, que

a su vez definen las superficies de máxima inundación, superficie transgresiva y límites de secuencias en este pozo.

La columna estratigráfica, se analizó y describió a partir en el sentido de la perforación, fue realizada tomando como base las muestras de canal, que eran recolectadas cada 5m, a partir de 525 a 4868m; también se estudio el núcleo convencional en intervalo de 4168 a 4177m.

Intervalo: 525-980m

Espesor: 455 m

Litología: Esta principalmente por lutitas ligeramente arenosas suaves, plásticas, con abundantes fragmentos de moluscos.

Es un paquete arcilloso de lutita, de color gris claro a gris verdoso, plástica de ligeramente arenosa a arenosa-calcárea, con intercalaciones de arenisca gris verdoso, de grano fino a medio, compuesta de cuarzo y fragmentos de roca, subredondeados, regularmente clasificados, semicompactos, en cementante arcillo-calcáreo.

Microfauna, se determinaron los siguientes foraminíferos; *Globorotalia truncatulinoidea truncatulinoidea* , *Globorotalia tumida flexuosa*, *Globorotalia crassaformis crassaformis*, *Globigerinoides ruber*, *Pulleniatina primali*.

Edad: Pleistoceno

Sedimentología: Basándose en el análisis petrográfico, sedimentológico y microfaunístico de la muestra de canal, las rocas del Pleistoceno–Reciente se depositaron en un ambiente Nerítico-Batial, (Martínez, G.J y Ruiz, R.H.F., 2003).

Intervalo: 980-2940m

Espesor: 1960m

Litología: Constituida principalmente por lutitas arenosas gris con intercalaciones de areniscas de grano fino (88 a 100 μ).

El intervalo de 980 -1720 m, se presenta un paquete de lutita gris claro a gris verdoso, suave, plástica de ligeramente arenosa a arenosa y calcárea y Litarenita gris verdoso, de grano fino a medio de cuarzo y fragmentos de roca, subredondeados, regularmente clasificados, semicompacta, en matriz arcillo-calcárea.

De 1720 a 2595 m se tiene una secuencia de lutita de color gris claro, plástica en partes arenosa y calcárea, cambiando a gris verdoso y gris oscuro hacia la base del cuerpo, esporádicamente se encontraron horizontes delgados de arenisca gris claro a gris verdoso, de grano fino de cuarzo, subredondeados, bien clasificados, semicompactos, en matriz arcillosa-calcárea.

De 2595 a 2940 m, se presenta una alternancia de lutita gris claro a gris verdoso, suave a semidura, ligeramente arenosa y calcárea, intercalada con delgados horizontes de litarenita gris claro y en partes gris verdoso, de grano fino y muy fino de cuarzo, subredondeados, regularmente clasificados, semicompactos, con matriz arcillosa-calcárea.

Microfauna, se determinaron los siguientes foraminíferos; *Globorotalia tosaensis tosaensis*, *Globorotalia crassaformis viola*, *Neogoboquadrina dutertrei dutertrei*, *Globorotalia humerosa humerosa*.

Edad: Plioceno Superior

Sedimentología: Basándose en el análisis petrográfico, sedimentológico y microfaunístico de las muestras de canal, las rocas del Plioceno Superior se depositaron en un ambiente Nerítico Interno.

Intervalo: 2940-3360m

Espesor: 420m

Litología: Constituida principalmente por lutitas arenosas gris con intercalaciones de areniscas de grano fino (88 a 100 μ).

De 2940 a 3360 m, se encontró una alternancia de lutita gris claro a gris verdoso, suave a semidura, ligeramente arenosa y calcárea, intercalada con delgados horizontes de litarenita gris claro y en partes gris verdoso, de grano fino y muy fino de cuarzo, subredondeados, regularmente clasificados, semicompactos, en matriz arcilloso-calcárea.

Microfauna, se determinaron los siguientes foraminíferos; *Globorotalia miocenica*

Edad: Plioceno Medio

Sedimentología: Basándose en el análisis petrográfico, sedimentológico y microfaunístico de las muestras de canal, las rocas del Plioceno Superior se depositaron en un ambiente Nerítico Externo.

Intervalo: 3360-4180m

Espesor: 820 m

Litología: esta constituida principalmente por lutitas suaves, plásticas, ligeramente arenosas y hacia su base, delgadas intercalaciones de areniscas de grano fino bien cementadas y compactas.

De 3360 a 4150 m, se encontró una alternancia de lutita de color gris claro a gris verdoso, suave a semidura, ligeramente arenosa y calcárea, intercalada con delgados horizontes de litarenita gris claro y en partes gris verdoso, de grano fino y muy fino de cuarzo, subredondeados, regularmente clasificados, semicompactos, en matriz arcilloso-calcárea. Se identificó mayor cantidad de litarenita en la parte inferior de este intervalo, donde se presentaron las manifestaciones 1 y 2 con 379 unidades de gas a 3720 m y 179 unidades a 3925 m, respectivamente.

De 4150 a 4180 m, se identificó un intervalo constituido en su mayoría por litarenita de color gris claro de grano fino de cuarzo, subredondeados, bien clasificados, semicompactos en matriz arcilloso-calcárea, con buena porosidad. Presenta intercalaciones de pequeños horizontes de lutita gris claro, semidura,

arenosa y calcárea. En este intervalo se cortó el núcleo No. 1 de 4168 m a 4177 m.

Microfauna, se determinaron los siguientes foraminíferos; *Sphaeroidinellopsis seminulina*.

Edad: Plioceno Inferior

Sedimentología: Basándose en el análisis petrográfico, sedimentológico y microfaunístico de las muestras de canal, las rocas del Plioceno Inferior se depositaron en un ambiente Nerítico Externo.

III.7.1 Side Track-1

Intervalo: 4080-4180 m

Espesor: 100 m

Litología:

De 4080 a 4140 m, se identificó un pequeño cuerpo de lutita de color gris claro, semicompacta, arenosa y calcárea con trazas de pirita diseminada.

De 4140 a 4180 m, en este intervalo se identificó un paquete constituido principalmente por litarenita de color gris claro de grano fino a medio de cuarzo, subredondeados, regularmente clasificados, semicompacta en matriz arcillosa-calcárea, presenta porosidad primaria que va de regular a buena.

Microfauna, se determinaron los siguientes foraminíferos; *Sphaeroidinellopsis seminulina*.

Edad: Plioceno Inferior

Sedimentología: Basándose en el análisis petrográfico, sedimentológico y microfaunístico de las muestras de canal, las rocas del Plioceno Inferior se depositaron en un ambiente Nerítico Externo

Intervalo: 4180-4806 m

Espesor: 626 m

Litología:

De 4180 a 4490 m, se identificó un paquete constituido principalmente por litarenita de color gris claro de grano fino a medio de cuarzo; los clastos son subredondeados, regularmente clasificados, semicompacto en matriz arcillo-calcárea. Con porosidad primaria regular a buena.

De 4490 a 4806 m, se identificó un paquete de lutita de color gris claro, suave arenosa y calcárea, con pirita diseminada. Se tienen también algunos horizontes pequeños a medianos de litarenita gris claro de grano fino a medio de cuarzo y fragmentos de roca, subredondeados, bien clasificados, semicompactos en matriz arcillo-calcárea, con buena porosidad.

Microfauna, se determinaron los siguientes foraminíferos; *Globorotaloides variabilis*, *Sphaeroidinellopsis disjuncta*.

Edad: Mioceno Superior

Sedimentología: Basándose en el análisis petrográfico y sedimentológico de las muestras de canal, las rocas del Mioceno Superior, se depositaron en un ambiente Nerítico Externo.

III.7.2 Side Track–2

Intervalo: 3865-4180 m

Espesor: 315 m

Litología:

De 3865 a 4140 m, se identificó un paquete constituido principalmente por lutita de color gris claro a gris oscuro, de suave a semicompacta, arenosa y calcárea, con intercalaciones de pequeños a medianos horizontes de litarenita gris clara, de grano fino a muy fino de cuarzo, subredondeados, regularmente

clasificados, semicompacta; presenta matriz arcillosa y cementante calcáreo, observándose porosidad primaria regular.

De 4140 m a 4180 m, se tiene un paquete constituido principalmente por Litarenita de color gris claro, grano fino a muy fino de cuarzo, en ocasiones con fragmentos de roca, subredondeados, regularmente clasificados, semicompacta, en matriz arcillo-calcárea. Con porosidad primaria regular a buena. Presenta intercalaciones de pequeños a medianos horizontes de Lutita gris claro, suave a semicompacta, arenosa y calcárea.

Microfauna, se determinaron los siguientes foraminíferos; *Sphaeroidinellopsis seminulina*.

Edad: Plioceno Inferior

Sedimentología: Basándose en el análisis petrográfico, sedimentológico y microfaunístico de las muestras de canal, las rocas del Plioceno Inferior se depositaron en un ambiente Nerítico Externo.

Intervalo 4180-4868 m

Espesor: 688 m

Litología:

De 4180 a 4221 m, se identificó un intervalo constituido en su mayoría por Litarenita de color gris claro de grano fino de cuarzo, subredondeados, bien clasificados, semicompactos en matriz arcilloso-calcárea, con buena porosidad, e intercalaciones de pequeños horizontes de lutita gris claro, semiduro, arenoso y calcáreo.

De 4180 m a 4565 m, se identificó un paquete constituido principalmente por Litarenita de color gris claro, de grano fino a muy fino de cuarzo y fragmentos líticos, subredondeados, regularmente clasificados, semicompacta, en matriz arcillo-calcárea; Con porosidad primaria regular a buena e intercalaciones de horizontes pequeños a medianos de Lutita de color gris claro, suave a semicompacta, arenosa y calcárea.

De 4565 a 4868 m, se tiene un cuerpo principalmente arcilloso, constituido por lutita de color gris claro, en partes plástica, arenosa y calcárea; con

intercalaciones de horizontes pequeños a medianos de lítarenita de color gris claro de grano fino a muy fino de cuarzo, subredondeados, de bien a regularmente clasificados, semicompacta en matriz arcillo-calcárea y porosidad primaria regular.

Microfauna, se determinaron los siguientes foraminíferos; *Globorotaloides variabilis*, *Sphaeroidinellopsis disjuncta*.

Edad: Mioceno Superior

Sedimentología: Basándose en el análisis petrográfico y sedimentológico de las muestras de canal, las rocas del Mioceno Superior, se depositaron en un ambiente Nerítico Externo.

III.8 Estructuras presentes

La plataforma presenta notables diferencias morfológicas controladas por el basamento. Estas diferencias han gobernado la subsidencia, el estilo de fallamiento y la distribución de sedimentos hacia aguas profundas. A nivel regional el Pozo Kosni-1 se encuentra en un sistema extensional en donde predominan fallas de tipo listrico y antitético (fig. III.8.1).

El pozo Kosni-1, ocupa la parte sur de un bloque rotado y alargado que corresponde a una estructura Roll-Over que se aterriza en dirección NW-SE, limitada al Oeste y Este por fallas sintéticas principales, que se unen en profundidad al sistema listrico regional. Al Sur y Norte también las limita sintéticamente. (fig. III.8.2).

Kosni-1

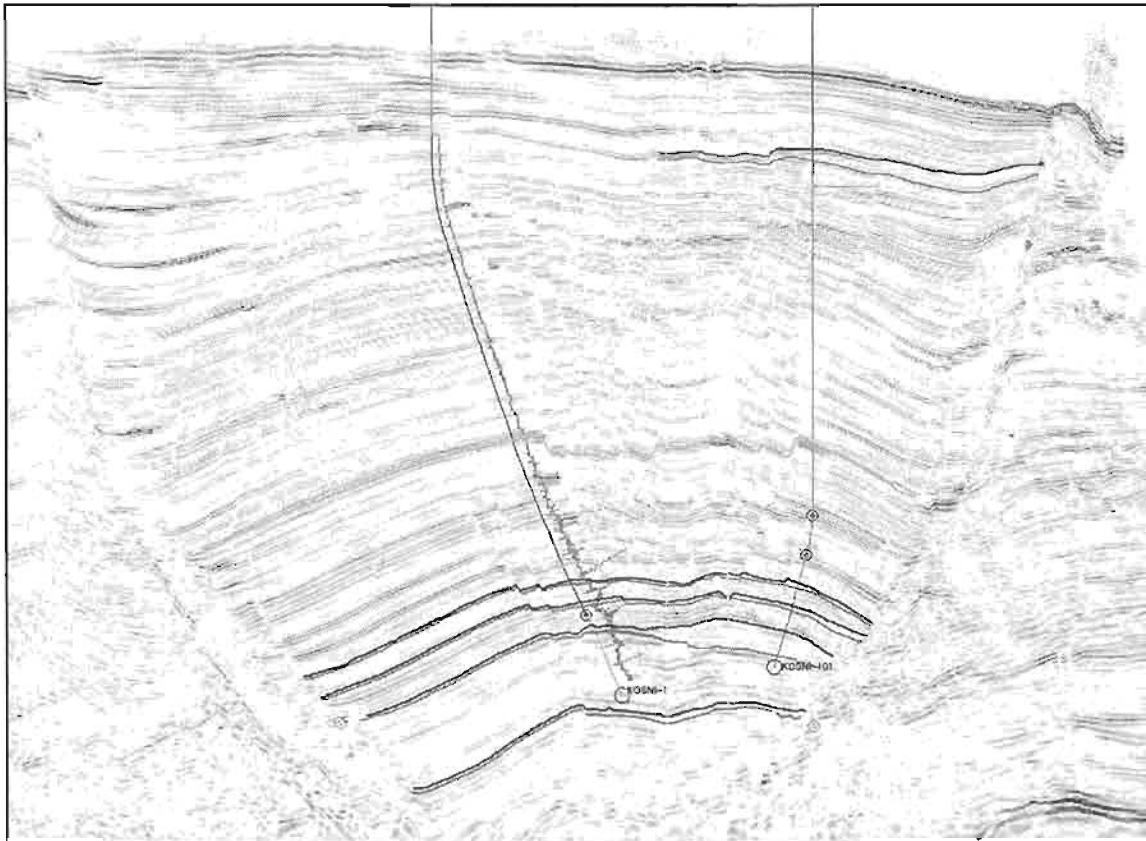


Fig. III.8.1 Sección Pozo Kosni-1

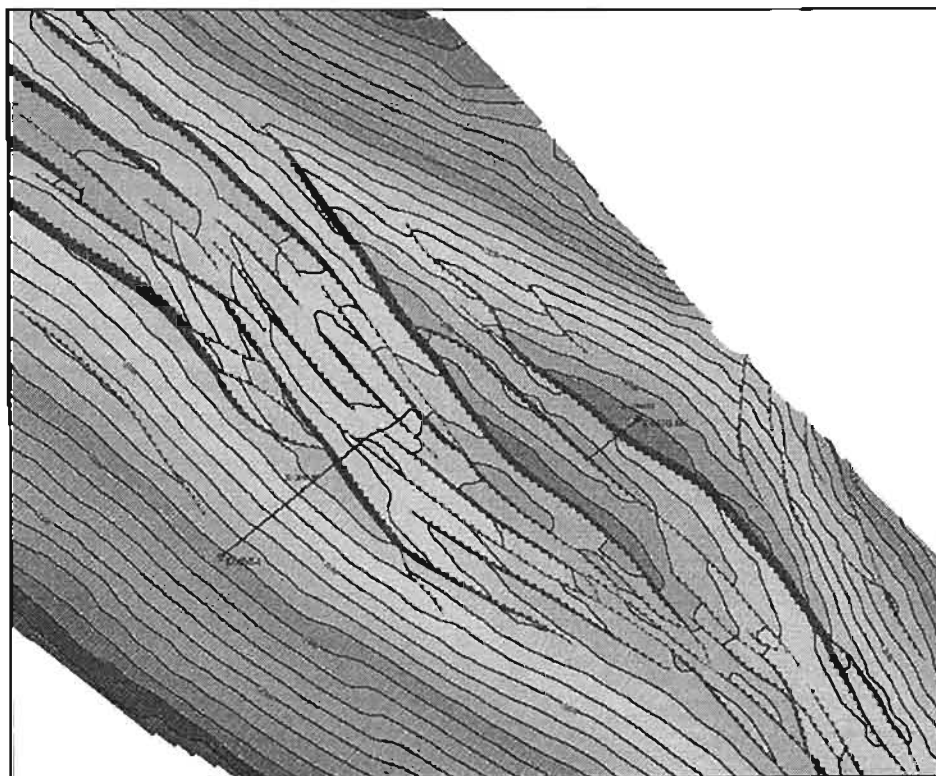


Fig. III.8.2 Mapa base Pozo Kosni-1

III.9 Sistema Petrolero

El sistema petrolero es un sistema natural, abierto, compuesto de varios subsistemas interrelacionados dentro de un suprasistema mayor que es el medio ambiente, los subsistemas son: generador, almacenador, trampa, sello y migración.

De acuerdo a Hunt 1996, en un Subsistema Generador el origen del petróleo ocurre por dos caminos:

El primero representa la formación y acumulación de hidrocarburos libres derivados de organismos muertos, depositados en sedimentos no consolidados recientes, además de los formados por la actividad de las bacterias y las reacciones químicas de baja temperatura. En porcentajes entre el 10% y el 15% el petróleo se forma directamente por este proceso, donde la materia orgánica se deposita y más tarde sufre alteración química, física y biológica ante un pronunciado aumento en la temperatura, ésta tiene un rango menor de 50°C aproximadamente; todo este proceso corresponde a la Diagénesis, la cual en su etapa final forma el kerógeno. En la diagénesis ocurre la transformación de lípidos (grasas), proteínas y carbohidratos derivados de los organismos principalmente marinos a Kerógeno (el contenido orgánico en promedio de tales sedimentos que eventualmente se transforman a roca generadora varía de 0.5 a 5%).

Cuando el Kerógeno es sepultado a grandes profundidades se incrementa el gradiente geotérmico y se producen altas temperaturas (rango de 50°C a 200°C), ocurre el cracking que es el rompimiento termal, dando por resultado el bitumen, para dar paso después a la formación del petróleo en el rango de temperatura mencionadas y a presiones de 300 a 1500 bares, en este proceso que es donde se origina el mayor porcentaje de hidrocarburos líquidos, se le denomina Catagénesis.

La alteración térmica mayor denominada Metagénesis, provoca que el petróleo se divida en dos caminos de transformación por altas temperaturas (de 200°C a 250°C) y se generen pequeñas cantidades de metano y metantracitas.

Con temperaturas mayores a 250°C y sepultamiento profundo de más de 12 kilómetros, la materia orgánica sufre metamorfismo junto con la roca sedimentaria, por lo que se puede formar grafito. Landes 1975, considera que las características de una roca generadora basado en estudios geoquímicos de la materia orgánica se pueden conocer:

Por medio de análisis cualitativos y cuantitativos la determinará el contenido de materia orgánica de la roca generadora (Contenido Orgánico Total COT).

Por medio de análisis ópticos, se determina el tipo de materia orgánica, si es algácea, herbácea, leñosa o carbonosa.

Considerando el Índice de Alteración Termal (IAT), basado en la coloración del tipo de materia orgánica y en la refractancia de la vitrinita, se obtiene el rango de valores siguiente:

- ❖ De 0.0 a 0.5 Facies Inmadura
- ❖ De 0.5 a 2.0 Facies Madura
- ❖ De 2.0 a 4.0 Facies Metamórfica
- ❖ Mayor a 4.0 Metamorfismo

Las unidades que presentan características de rocas generadoras de hidrocarburos en la Cuenca de Tampico-Misantla, son las secuencias calcáreo-arcillosas bituminosas de las formaciones Huayacocotla, Santiago, Tamán y Pimienta, pertenecientes al Jurásico y la Formación Chicontepec Inferior y Medio del Paleogeno en sus horizontes arcillosos. Estas formaciones, de acuerdo a sus respectivos estudios geoquímicos, según Olivella-Ledezma, (1986), en Martínez-Contreras (1998) presentan las siguientes características:

- ❖ 1.- En rocas arcillosas y en calizas se presentan valores de COT entre 0.5% y 2%, que es condición favorable para que la roca sea considerada generadora.
- ❖ 2.- La materia orgánica de tipo algácea, leñosa y carbonosa junto con la determinación del IAT y la refractancia de la vitrinita (1 a 3), corresponde con la facies madura y metamórfica, lo que implica la generación de hidrocarburos líquidos y gaseosos.
- ❖ 3.-En las secuencias del Paleogeno predomina la materia orgánica leñosa y carbonosa, señalado por el índice de hidrógeno menor al índice de Oxígeno, lo que indica que los hidrocarburos corresponden a la fase gaseosa.

Con referencia al Subsistema Almacenador, Landes 1975, considera que una roca almacenadora es toda aquella que sea capaz de almacenar hidrocarburos, y que debe tener las siguientes características generales:

- ❖ 1.- Ser poroso, esto es, que disponga de suficientes espacios para almacenar un volumen considerable de hidrocarburos. Pueden tener una porosidad original que puede ser la porosidad primaria o intergranular (presente ya en el sedimento original), o la porosidad secundaria (fracturas, disolución) que es la resultante de cualquier actividad geológica, como resultado de la diagénesis, después de que los sedimentos han sido convertidos en roca.
- ❖ 2.-Ser permeable, esto es que los poros estén interconectados para que cedan fácilmente los hidrocarburos.

En la columna estratigráfica de la Región de Tampico-Misantla, son varias las formaciones que presentan características de rocas almacenadoras o contienen algún horizonte almacenador con importancia petrolera; tenemos a las siguientes formaciones: Huizachal en sus facies conglomeráticas y arenosas; Formación Cahuasas en sus horizontes conglomeráticos; Formación San Pedro, por su miembro de calizas mudstone fracturadas; Formación San Andrés que es de gran importancia almacenadora de hidrocarburos en el Sistema Jurásico Superior, por la buena porosidad de su grainstone oolítico y

sus calizas arcillosas fracturadas; Formación Tamaulipas Inferior en sus calizas fracturadas y sus horizontes calcareníticos; Formación El Abra en sus sedimentos formadores de bancos o arrecifes; Formación Tamabra dada la presencia de sus horizontes carbonatados bioclásticos, brechoides; Formación Tamaulipas Superior por la porosidad y permeabilidad secundaria desarrollada por fracturamiento, así mismo, las formaciones Agua Nueva, San Felipe y Méndez lo son por brechamiento y fracturamiento. En las formaciones del Paleógeno, la Formación Chicontepec es importante almacenadora por sus horizontes arenosos de porosidad pero baja permeabilidad; la Formación Aragón, que también es almacenadora por su similitud con la anterior. Secuencias posteriores a la Chicontepec son almacenadoras potencialmente, aunque de menor importancia ya que contienen lentes arenosos de reducido volumen son las formaciones: Tantoyuca, Horcones, Palma Real Superior, Concepción-Encanto, Coatzintla y Tuxpan.

Un Subsistema Sello se define como aquellas secuencias rocosas de escasa permeabilidad o bien impermeables (no deben poseer fracturas ni poros interconectados), si tienen poros, su diámetro promedio de garganta de poro debe ser menor a 4 Angstrom, condiciones que no permiten el paso del petróleo; sello es el cierre a la migración o desplazamiento de los hidrocarburos. La roca debe constituir una barrera a la migración y eso permite la acumulación en una trampa.

De acuerdo a Landes, 1975, las rocas sello más comunes son las lutitas y calizas arcillosas, pero las mejores son el yeso, la sal de roca y la anhidrita. La Formación Huayacocotla se considera roca sello por sus gruesos paquetes de lutitas, porque tienen continuidad, su espesor máximo de 969 m, impide la migración de los hidrocarburos, cubre a la Formación Huizachal, que funge como potencialmente almacenadora.

Las rocas de las formaciones Santiago, Tamán y Pimienta se consideran rocas sello por su posición estratigráfica, porque cubren a las rocas almacenadoras y por sus características litológicas (lutitas, limolitas y calizas arcillosas).

Las formaciones Agua Nueva, San Felipe y Méndez, también pueden funcionar como sello, por sus secuencias arcillosas y calcareo-arcillosas. También la Formación Chicontepec puede ser sello en sus horizontes arcillosos, de la misma manera que las formaciones: Guayabal, Chapopote, Tantoyuca y la Palma Real Inferior.

Para el Subsistema de Migración es probable que en el curso de la catagénesis y después de ella, una parte de los hidrocarburos y el agua hayan sido expulsadas de la roca generadora depositándose directamente en la roca capaz de almacenarlos, este movimiento se denomina migración primaria. La migración secundaria ocurre en rocas de mayor porosidad y permeabilidad en trayectos más largos, lo que origina la concentración y acumulación del petróleo y el gas en yacimientos; no se conocen todos los parámetros para establecer las posibles rutas de migración, solamente se puede inferir que las vías de migración pudieron ser por fracturas, superficies de estratificación y fallas; se interpreta que ocurrió migración lateral y vertical. Se considera que los siguientes son parámetros clave en relación con la migración y acumulación de petróleo: 1) las partículas arrastradas, 2) la presión capilar (fenómeno de presión de desplazamiento), 3) la flotabilidad, 4) los efectos del gas disuelto, 5) la acumulación, 6) los contactos petróleo-agua inclinados, 7) las barreras estratigráficas, 8) la migración vertical y 9) el tiempo de acumulación del petróleo.

La presencia de gilsonita es evidencia de que los hidrocarburos se movieron en sentido ascendente en diferentes áreas y niveles estratigráficos.

Es de suponer que el petróleo expulsado con el agua de la roca generadora se dispersó en partículas minúsculas, tal vez de tamaño coloidal o microscópico y que algunas de ellas incluso pueden haber estado disueltas en el agua. Se sabe que casi todos los depósitos de petróleo se dan dentro de un medio acuoso, esto significa que la migración está estrechamente vinculada con la Geohidrología. No existe razón para suponer que algún mecanismo de migración primaria es el responsable de todas las acumulaciones de petróleo, ya que el mecanismo predominante de la migración primaria cambia con las diferentes condiciones subsuperficiales relacionadas, principalmente, con la

profundidad creciente de sepultamiento. Las microfracturas de la roca (debidas al aumento de presión interna resultante de la generación térmica de hidrocarburos de peso molecular bajo a partir del kerógeno) permite el desprendimiento de los hidrocarburos de las rocas generadoras compactadas, densas y relativamente impermeables. Las distancias implicadas por la migración primaria son del orden de metros o decenas de metros. El petróleo atrapado en un yacimiento representa un estado de equilibrio entre las fuerzas impulsoras (flotabilidad o flujo de agua) que exigen el movimiento del petróleo y las presiones que se resisten a este movimiento. El final de la migración secundaria y la etapa final de la formación de los depósitos de petróleo y gas es la concentración en la parte más alta disponible de una trampa. Las distancias implicadas por la migración secundaria se encuentran dentro del intervalo de decenas a cientos de kilómetros.

Según Landes, *op cit*, para el Subsistema de Entrampamiento, se tienen a las trampas las cuales son obstáculos naturales que impiden la migración de los hidrocarburos y quedan acumulados en ella. La característica fundamental de una trampa es la forma concava de la roca, en combinación con una roca sello más densa y relativamente impermeable, localizada arriba y lateralmente. La forma definitiva de la concavidad puede ser angular, curvada o una combinación de ambas; el único parámetro geométrico importante es que debe estar cerrada en los planos vertical y horizontal, sin fugas notables. Los contornos longitudinales de este recipiente invertido, en una trampa estructural, deben circundar las áreas cerradas que constituyen lo que se llama área de cierre o cierre de una trampa. Las trampas pudieron formarse por condiciones estratigráficas en el tiempo del depósito de los sedimentos, por cambios posteriores, por litificación de sedimentos, por deformaciones estructurales o por combinación de dos o más de estos factores. Las trampas son receptáculos naturales cerrados, son cuerpos de rocas almacenadoras completamente rodeadas por rocas impermeables.

Estrictamente se habla de trampas estructurales cuando son resultado de modificaciones en la forma del reservorio (fallas, plegamientos y asociadas con domos de sal) y las trampas por variación de permeabilidad que se dan por

modificaciones en la continuidad de la roca, ejemplos típicos de estas últimas son las barras de arena, areniscas de canales distributivos deltáicos, y los arrecifes de carbonato, así mismo, se tienen las trampas combinadas que son la mezcla de las dos anteriores. La mayor parte de los campos petroleros conocidos de México se encuentran en trampas estructurales. La roca, sello o barrera que interrumpe el movimiento de los hidrocarburos, debido a la disminución general de los diámetros de poro, deberá ejercer presiones capilares mayores que la fuerza impulsora.

A continuación se presentan las características del sistema petrolero en el pozo Kosni-1.

III.9.1 Roca Generadora

Las evidencias de hidrocarburos en pozos en la plataforma continental así como en el muestreo del piso marino, infieren como rocas generadoras a los sedimentos de dos subsistemas:

- (a) Subsistema Jurásico Superior, con litología de carbonatos arcillosos depositados en ambiente marino anóxico, lo que favoreció la preservación de la materia orgánica predominantemente algácea, su distribución es regional en toda la cuenca del Golfo; sus espesores netos generadores se han supuesto sólo por registro de riqueza orgánica que en algunos lugares de la cuenca Tampico-Misantla rebasa los 300m; su contenido de carbono orgánico varía de los 0.5 a 5% con un promedio de 2% y el kerógeno es de tipo II.

- (b) Subsistema Paleógeno (Eoceno), con litología de dominio arcilloso depositada en un ambiente marino subóxico de talud y cuenca, que favoreció a la preservación de materia orgánica con predominio maderáceo; su distribución es regional en toda la cuenca; sus espesores netos generadores se suponen por registro de materia orgánica; en algunos lugares de la cuenca del Golfo rebasan los 750

m. El contenido de carbono orgánico total varía de 0.5 a 5 % con promedio de 1 % y el kerógeno es de tipo III.

En información reciente de muestras del fondo marino, se ha reportado que en el área se tienen indicios de la generación de gas termogénico, además de aceite ligero.

III.9.2 Roca Almacenadora

Las rocas almacenadoras están constituidas por litarenitas y grauwaca líticas, esta clasificación se realizó a partir del núcleo convencional y los núcleos de pared, a los cuales se les aplicaron estudios de petrografía, difracción de rayos X y estudio de microscopio electrónico de barrido (MEB).

En láminas delgadas del núcleo convencional en el pozo Kosni-1 se clasificaron como: grauwacas líticas de granos muy finos de cuarzo, fragmentos de roca (caliza e ígnea) y feldespatos, que varían de subangulosos a subredondeados en una matriz arcillosa. Las láminas presentan minerales accesorios de pirita, glauconita, zircón y calcita ferrosa (como cementante) mismos que pueden alterar las lecturas de resistividad. Se observan trazas de bioclastos, porosidad primaria intergranular y secundaria por la disolución de feldespatos. (Fig. III.9.1)

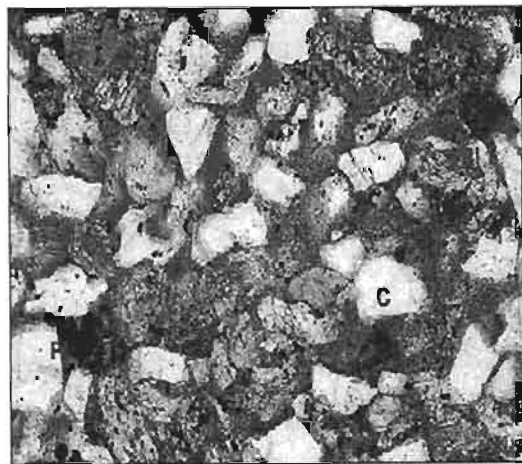
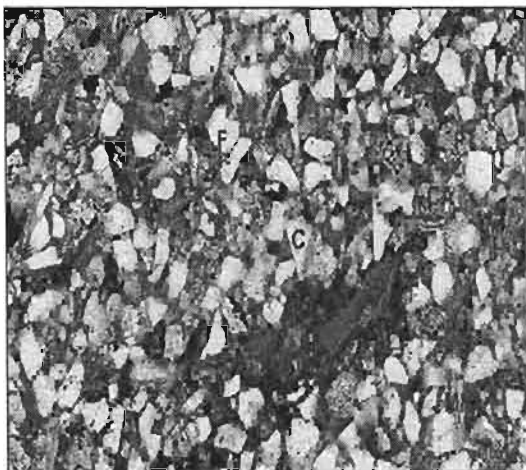


Fig. III.9.1 A) 4170.15

Fig. III.9.1 B) 4170.15 m

Fig. III.9.1 A) y B) Grauwaca lítica, de granos muy finos, que varían de subredondeados a subangulosos soportados en una matriz (M) arcillosa. Contiene: C= cuarzo, CA= caliza, FRI= fragmentos de roca ígnea, F= feldespato, P= pedernal, BT= bioturbación, MIC= micas, PI= pirita, CF= calcita ferrosa, disolución de cuarzo (DC) y feldespato (DF), creando porosidad secundaria. (AGAT Laboratories, 2004).

En las láminas delgadas de los núcleos de pared en el pozo Kosni-1 se clasificaron como: litarenita de granos muy finos de cuarzo, fragmentos de roca (ígnea), feldespatos y glauconita, en una matriz arcillosa (3929 m). Grauwaca lítica de granos muy finos de cuarzo, fragmentos de roca (caliza), feldespatos, fósiles, micas y glauconita en una matriz arcillosa. Contiene minerales accesorios de pirita y porosidad intergranular (4179 m). (Fig. III.9.2 y III.9.3)

Las litarenitas y grauwacas líticas del pozo Kosni 1 presentan buenas condiciones de yacimiento, sin embargo un flujo con alta presión puede provocar reducción de la productividad por ser areniscas muy arcillosas.

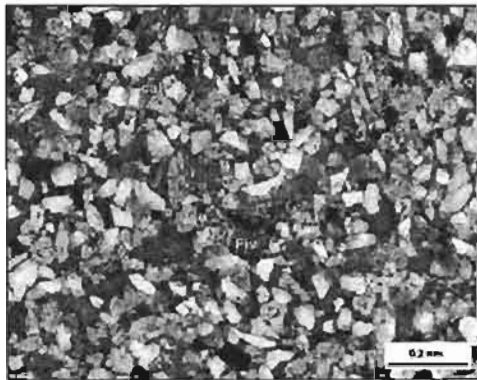


Fig. III.9.2 Litarenita, de granos muy finos de cuarzo (C), fragmentos de roca (Fiv), feldespatos (FK) y glauconita (G), que varían de subredondeados a subangulosos soportados en una matriz arcillosa. Se observa cemento de calcita autigénica (cal). (Core Lab, 2004).

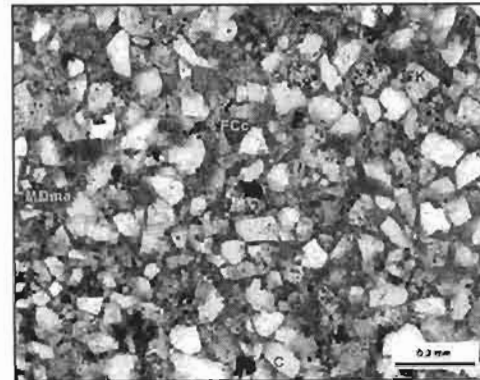


Fig. III.9.3 Grauwaca lítica, de granos muy finos de cuarzo (C), fragmentos de roca (FCC), feldespatos (FK), que varían de subredondeados a subangulosos soportados en una matriz arcillosa (MDma). Se observa porosidad intergranular. (Core Lab, 2004).

De los resultados de los estudios especializados (MEB) que se realizaron a 18 muestras provenientes del núcleo convencional tomado en el pozo Kosni-1, muestran consistencia en cuanto al tipo de roca y composición mineralógica, así como, la morfología del sistema poroso (AGAT Laboratories, 2004).

Las muestras presentaron una matriz arcillosa, la cual se aprecia distintivamente relleno de poros intergranulares. Morfológicamente las arcillas observadas parecen ser esmectita o mezclas de esmectita con illita o clorita, lo cual se confirmó con los análisis de rayos X. (Fig. III.9.4 y Fig. III.9.5)

La pirita se observa más comúnmente en forma de precipitados tanto al interior de: cámaras esqueléticas de foraminíferos, poros intracristalinos e intergranulares. (Fig. III.9.5).

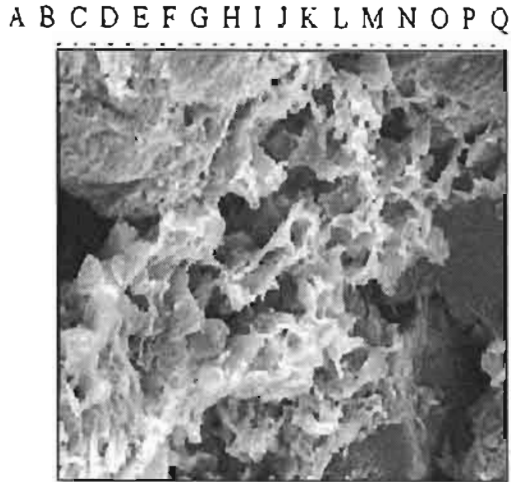


Fig. III.9.4 Se observa porosidad intergranular rellena con esmectita/clorita (J8) y microporosidad (H6). (4176.80 m, AGAT Laboratories, 2004).

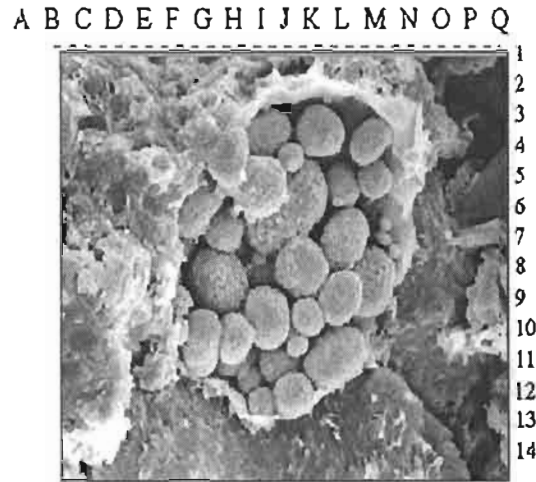


Fig. III.9.5 Se observan nódulos de pirita (K7) al interior de un poro intergranular cuyas paredes se encuentran recubiertas con arcilla. (4168.62m, AGAT Laboratories, 2004).

En la muestra de la profundidad 3929 m presenta matriz arcillosa (9%), predomina la microporosidad en la matriz. Se observa cemento de calcita autógena (principalmente), pirita y arcillas (illita y esmectita) en cantidades menores. La muestra de la profundidad 4179 m presenta matriz arcillosa (15.7%), con porosidad intergranular y cantidades menores de poros secundarios. Se presentan en cantidades menores: pirita, calcita y arcillas. (Fig. III.9.6)

La porosidad dominante es del tipo intergranular y se presenta en forma general en todas las muestras aunque en la mayoría de ellas se encuentra también ocluida con arcilla. También se aprecia porosidad móldica, con poros abiertos y parcialmente abiertos. Otra forma de porosidad frecuente pero en bajas cantidades es la originada por disolución de feldespatos. En general la porosidad se nota reducida por el relleno de poros con arcilla y pirita sin embargo, se nota algo mejorada por la disolución de bioclastos y feldespato.

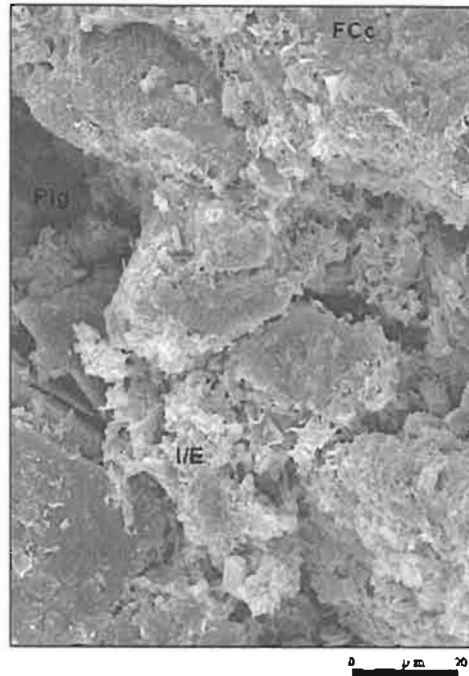


Fig. III.9.6 Grauwaca lítica. Se observa porosidad intergranular (Pig), fragmentos de caliza (FCc), illita/esmectita (I/E). (4179 m, Core Lab, 2004)

De los resultados de los estudios de difracción de rayos X (DRX) realizados a las 18 muestras provenientes del núcleo convencional tomado en el pozo Kosni-1, mostraron consistencia en el contenido mineralógico encontrado por descripción de lámina delgada, confirmándose la presencia de: cuarzo (46 a 58%), calcita (9 a 15%), cantidades bajas pero constantes de dolomita (2%), feldespato (8 a 16%) y pirita (1%). La cantidad total de arcilla varía de 12 a 30%. Los minerales arcillosos más comunes son: caolinita, clorita, illita y capas mezcladas de illita-esmectita.

III.9.3 Trampa-Sello

Los eventos tectónicos que dieron lugar a la formación de las trampas en el área, ocurrieron durante el Mioceno Medio y Plioceno. Las trampas se presentan como combinadas, las trampas estructurales las conforman anticlinales roll-over y bloques girados limitados por fallas normales y listricas a profundidad; que forman parte del sistema distensivo del Golfo de México; mientras que las trampas estratigráficas corresponden a acuñamientos y

cambios de facies. (Fig III.9.7). Los sellos son las secuencias de dominio arcilloso de edad Mioceno-Plioceno que tiene una distribución regional sobre las plataformas. La geometría de los cuerpos arcillosos es de espesor muy variable, pero en general, se pueden considerar buenos sellos.

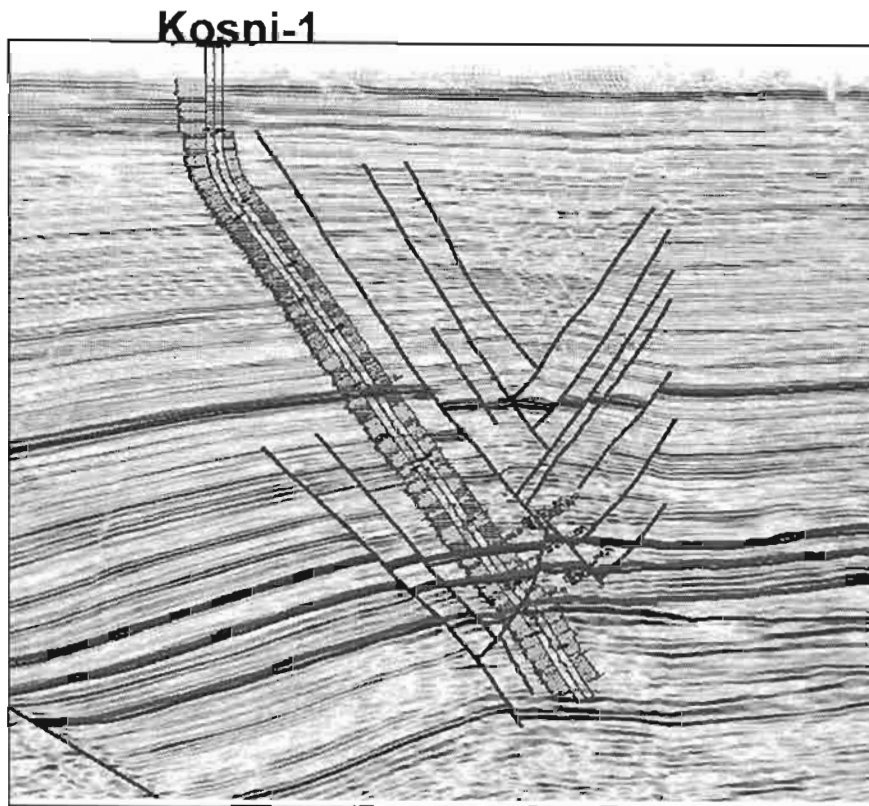


Fig. III.9.8 Interpretación sísmica con registro rayos gamma (izq.) y resistivo (der.)

III.9.4 Sincronía y Migración

De acuerdo a los estudios del subsistema generador se señala que en el área se tuvo una época de sepultamiento muy profundo para las rocas jurásicas y cretácicas durante la cual se depositaron potentes paquetes durante el Mioceno Superior y Plioceno Inferior, lo que propició que el Jurásico alcanzará una etapa de madurez avanzada, al mismo tiempo las rocas del Cenozoico alcanzaran la profundidad suficiente para entrar a la ventana de generación de gas. Ambos efectos fueron sincrónicos con la formación de trampas. Aún no se ha determinado un modelo para las rutas de migración, sin embargo en las imágenes sísmicas se observa que algunas fallas pueden estar conectando las zonas potencialmente generadoras con las zonas de entrapamiento. (Fig III.9.8).

Kosni-1

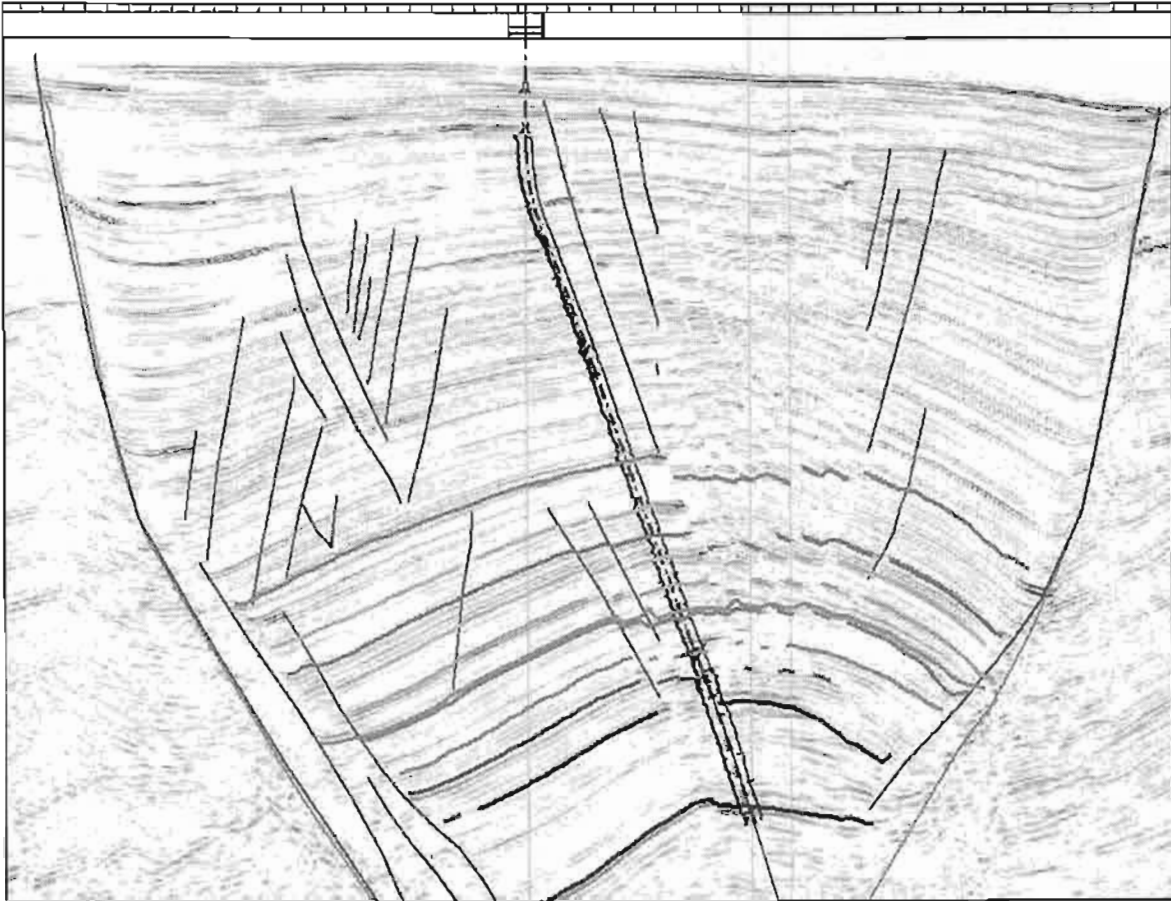


Fig. III.9.8 Sección con sistema de fallas presentes en el pozo Kosni-1.

IV Apoyo de Registros Geofísicos

Conocer las características litológicas y de los fluidos (agua o hidrocarburo), que se encuentran en el área de interés económico petrolero; dependerá de la eficiente evaluación del pozo, para eso contamos con el muestreo del pozo, es decir, del registro de lo que va atravesando la barrena, este muestreo se hace en forma directa, estudiando las muestras de la formación, o mediante el análisis del fluido de perforación, y por la inmersión mediante cables con conductores eléctricos de dispositivos medidores de los distintos parámetros característicos de las formaciones atravesadas y de su contenido (registro geofísico).

Un registro geofísico es un gráfico X-Y en donde el eje Y representa la profundidad del pozo y el eje X representa él o los valores de algunos parámetros del pozo como son: Radioactividad, porosidad, densidad, tiempo de tránsito, resistividad, diámetro de agujero, entre otros.

Para determinar algunas características de las formaciones del subsuelo, es necesario llevar a cabo la toma de registros, la adquisición se realiza al hacer pasar los sensores de la sonda frente a la formación, moviendo la herramienta lentamente con el cable (Fig. IV.1)

Dentro de los principales objetivos de los registros geofísicos podemos mencionar a los siguientes: determinación de las características de la formación: porosidad, radioactividad, saturación de agua/hidrocarburos, densidad, delimitación (cambios) de litología, desviación y rumbo del agujero, dirección del echado de formación, evaluación de la cementación, condiciones mecánicas de la TR.

La adquisición se puede realizar en agujero abierto o entubado, en nuestro caso solo nos enfocaremos a las herramientas que registran en agujero abierto.

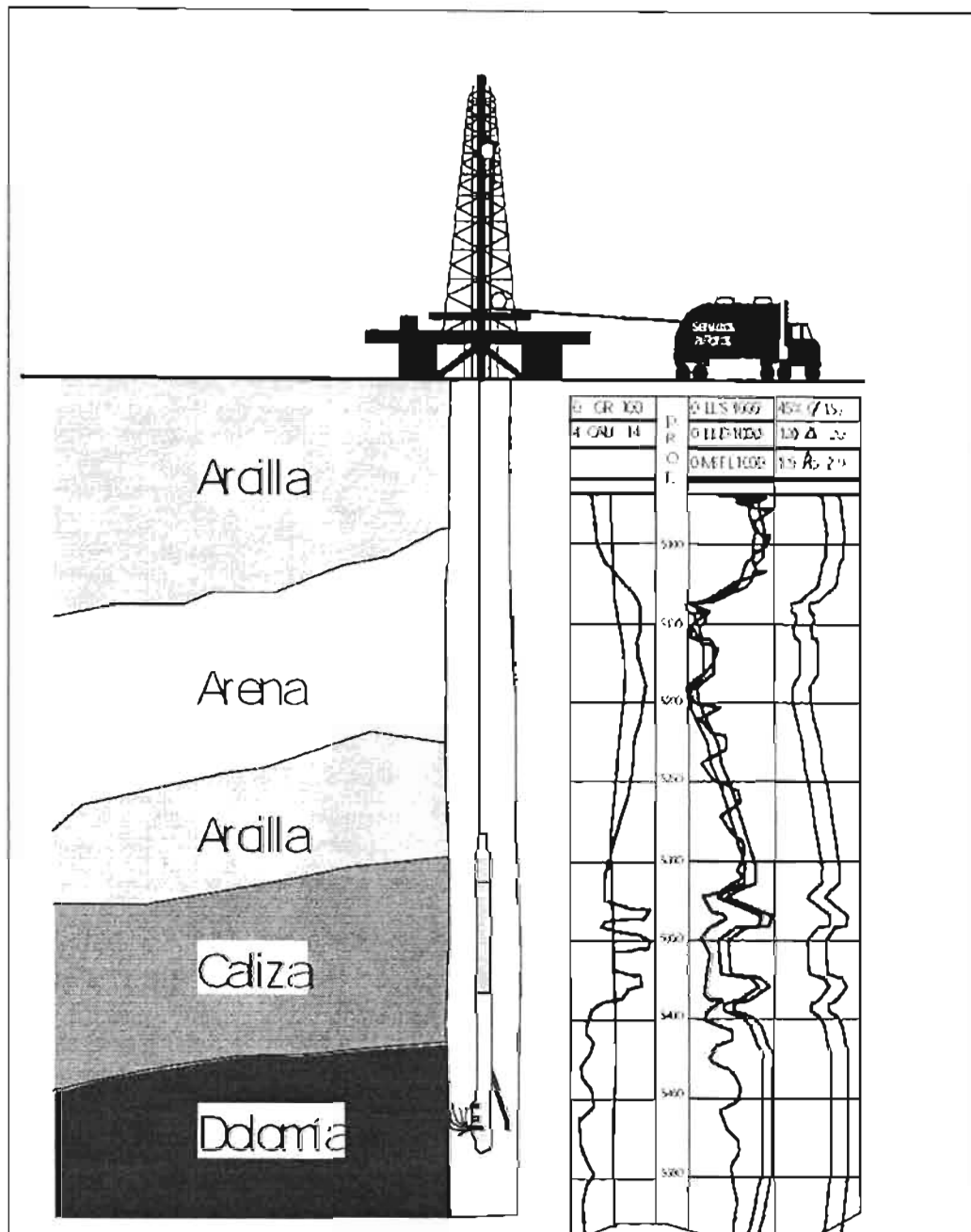


Fig. IV.1. Adquisición de la información del subsuelo.

Las herramientas que son utilizadas constan básicamente de la sonda, es donde se tienen los sensores y el dispositivo electrónico, el cual acondiciona la información de los sensores para enviarlos a superficie, por medio del cable, además, recibe e interpreta las ordenes que son generadas en la superficie, las herramientas se clasifican en función de su fuente de medida en, resistivas (fuente, corriente eléctrica), radioactividad (fuente, cápsulas radioactivas),

sónicas (fuente, emisor de sonido) y de resonancia magnética (fuente, electromagnética)

A continuación se hará mención de los principios físicos de los registros, que utilizaremos para conocer los diferentes parámetros físicos (litología, porosidad, saturación de fluidos, espesor de la capa, permeabilidad y litología) que se usaran para la evaluación inicial Petrofísica del pozo Kosni-1.

IV.1 Registro de Rayos gamma

La curva de rayos gamma o GR ("Gamma Ray") representa la radioactividad natural de las rocas, que es debida a la presencia de estos tres elementos en las rocas: uranio (U), Torio (Th), y Potasio (K), el decaimiento de estos elementos genera la emisión continua de rayos gamma naturales, los que pueden penetrar varias pulgadas de roca y es medido en unidades API (American Petroleum Institute)

Este registro es muy útil para identificar zonas arenosas y arcillosas debido a que los elementos radioactivos tienden a concentrarse en las rocas de grano fino (arcillas o limos), siendo muy poco frecuentes encontrarlos en arenas o rocas carbonatadas. En la figura IV.1.1 se muestra la representación de un registro de rayos gama.

Aplicaciones:

- ❖ Correlación, identificación de litología
- ❖ Evaluación de la arcillosidad de las capas (cuantitativa)
- ❖ Correlación pozo a pozo

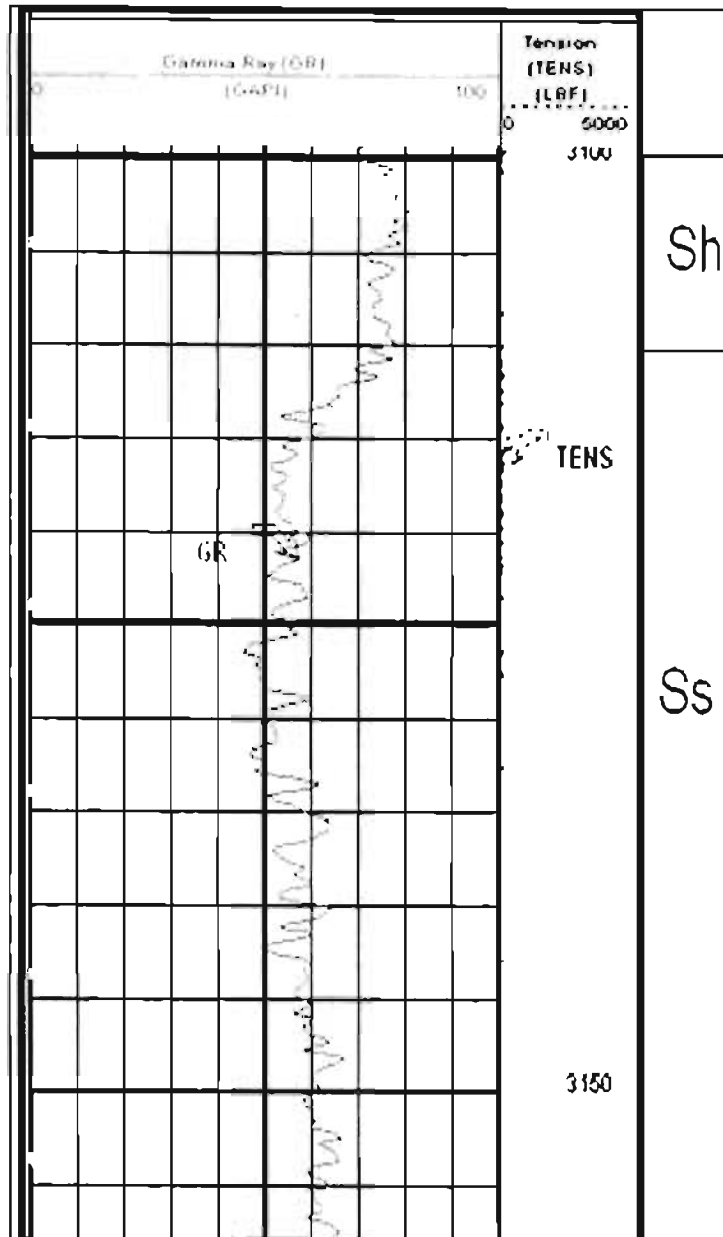


Fig. IV.1.1. Registro de rayos gama (Sh= Lutita, Ss= Arenisca).

IV.2 Registros resistivos

La resistividad de la formación es un parámetro clave para determinar la saturación hidrocarburos, la corriente eléctrica puede pasar o ser inducida a través de rocas, esto se debe al tipo de fluido que almacenan en sus espacios porosos interconectados y la litología de la formación.

Las unidades de resistividad son el ohmio-metro cuadrado por metro, o simplemente ohmio-metros (ohm-metro), y es graficado en escala logarítmica.

en la figura IV.2.1 se presenta una sección del registro AIT o de arreglo de inducción que presentan las curvas de resistividad, como se muestra estas curvas tienen diferentes rangos de investigación horizontal dentro de la formación, que son 10, 20, 30, 60 y 90 pulgadas.

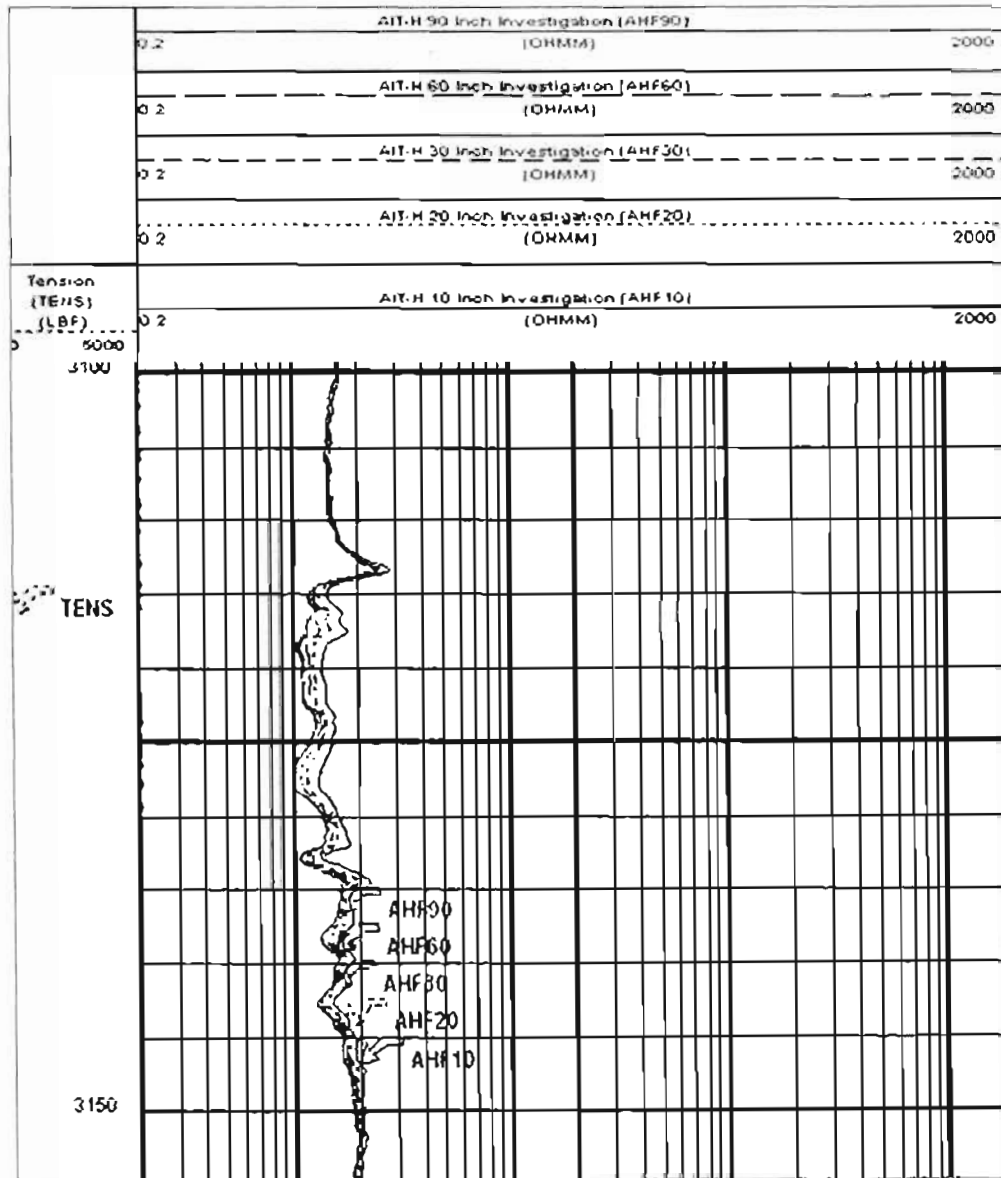


Fig. IV.2.1. Registro de resistividad

Aplicaciones:

- ❖ Detección rápida de hidrocarburos
- ❖ Determinación del diámetro de invasión
- ❖ Determinación del espesor de capas
- ❖ Determinación de la saturación de agua

- ❖ Determinación de la resistividad del agua de formación
- ❖ Correlación con otros registros/otros pozos

IV.3 Registros de neutrones

Los registros de neutrones son usados principalmente en la determinación de la porosidad, esta herramienta consta de una fuente emisora de neutrones, que son partículas eléctricamente neutras, cuya masa es casi idéntica a la del átomo de hidrógeno, la fuente radioactiva emite continuamente neutrones de alta energía, que al encontrarse con núcleos del material de la roca, chocan elásticamente y pierden parte de su energía, esta pérdida de energía depende de la masa relativa del núcleo con el cual chocan, la mayor pérdida de energía ocurre cuando choca con el hidrógeno, estos neutrones amortiguados son capturados por núcleos de átomos como el cloro, hidrógeno, sílice, etc. Estos núcleos capturados emiten rayos gamma de captura, los cuales son detectados por la herramienta, la cual refleja la cantidad de hidrógeno en la roca, como el agua y el petróleo, contienen prácticamente la misma cantidad de hidrógeno por unidad de volumen, la respuesta registrada por la herramienta refleja primordialmente la cantidad de espacio poroso de la roca, que es graficada de forma lineal, en una escala 0.45 a -1.5 y nombrada con la abreviatura NPHI.

Los hidrocarburos líquidos presentan índices de hidrógeno cercanos al agua, en cambio el gas tiene una concentración de hidrógeno mucho menor el cual varía con la temperatura y la presión, dando como consecuencia que en la presencia de gas en la roca, el registro de neutrones presenta una lectura demasiado baja, en tanto que el registro de densidad (abreviatura RHOB) se comporta de forma contraria, permitiendo que esta pareja de registros, nos indique probables rocas con gas. Figura IV.3.1

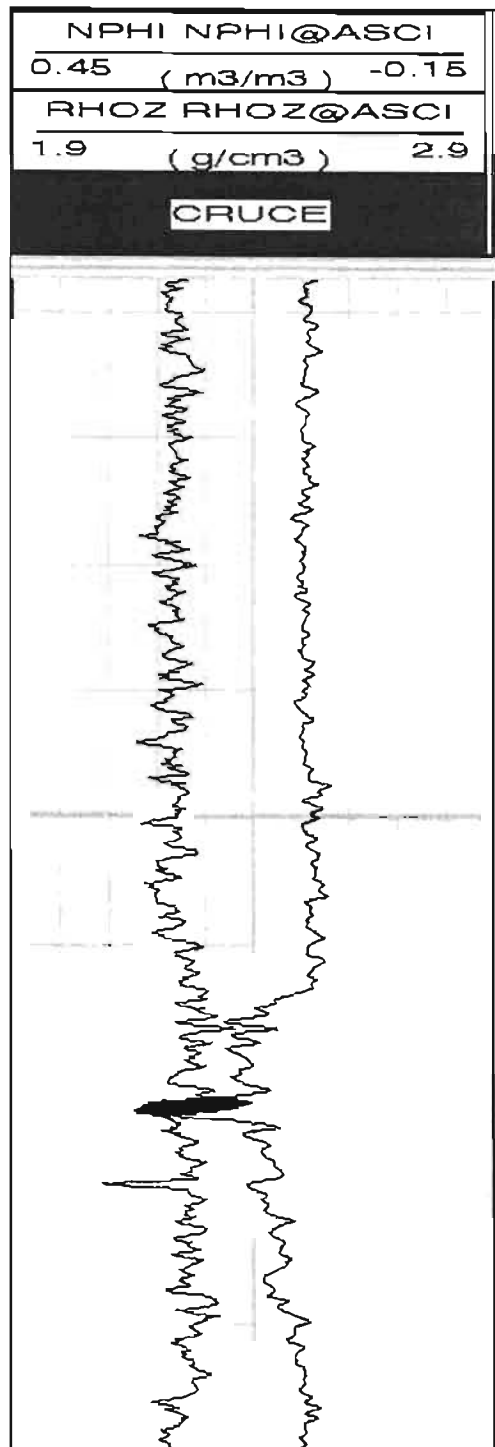


Fig. IV.3 1. Registro de neutrones, NPHI (azul).

IV.4 Registros de densidad compensada

Este registro consta de una fuente radioactiva que, emite hacia la formación rayos gamma, estos tienen la particularidad de viajar en línea recta hasta que

son desviados, o absorbidos por la roca, los rayos gamma generados por este fenómeno registrado por los detectores, quedando así registrada y graficada en una escala lineal la densidad, que esta depende de la litología que se tiene.

La escala va de 1.95 a 2.95 gr/cc considerando una densidad promedio de los carbonatos de 2.71 gr/cc, en secciones de areniscas la escala va de 1.90 a 2.90 gr/cc, considerando una densidad promedio del cuarzo de 2.65 gr/cc, esta curva es graficada en el mismo carril que la curva NPHI, con la abreviatura RHOB o RHOZ.

Este registro se usa principalmente como un registro de porosidad ya que los valores de porosidad están en función de la densidad, de gran importancia para la definición de la litología y la mineralogía, así como para la determinación de rocas con gas, esto último se debe a que el RHOB disminuye obteniéndose un incremento de porosidad y el NPHI disminuyó por cual se presenta una cruce entre estas curvas, es importante mencionar que las escalas utilizadas sean compatible para facilitar la interpretación los registros ya que nos permite ver la curva densidad como una curva de porosidad. Fig. IV.4.1.

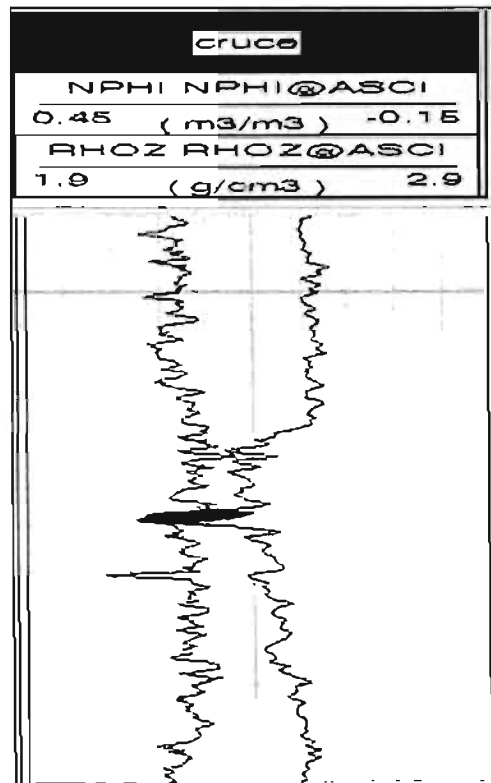


Fig. IV.4.1. Registro de densidad compensada, RHOZ (negro), es la abreviatura de la compañía Schlumberger.

IV.5 Registros de resonancia magnética o CMR

En la herramienta de resonancia magnética (abreviatura CMR), su funcionamiento se refiere a la interacción de los núcleos de los átomos de hidrógeno en un campo magnético, se sabe que todos los elementos tienen un momento magnético, pero el hidrógeno, con un único protón en su núcleo, tiene un momento magnético mucho mayor que los demás elementos, y como el hidrógeno es abundante en el agua e hidrocarburos que llenan los poros de las rocas. La herramienta de resonancia magnética genera un campo magnético que afecta a los átomos de hidrógeno, que están alineados al azar de acuerdo a los campos magnéticos que experimentan localmente, cuando la herramienta aplica el campo magnético los espines de protones se polarizan, quedando alineados en la dirección del nuevo campo magnético.

Al dejar de aplicar este campo magnético los protones regresaran a su estado original, generando una frecuencia de resonancia, que es conocida como tiempo relajación, T_2 en ms, (ver figura IV.5.1), que es capturada en la herramienta, pero si sintonizamos la herramienta en la frecuencia de resonancia del hidrogeno, éste reproducirá la totalidad de las señales emitidas por los protones de hidrógeno, proporcionándonos el índice hidrógeno de los fluidos y que se puede interpretar como una porosidad, ya que la medida es independiente de las propiedades de la matriz, la lectura es una medida de porosidad total, independiente del tipo de litología.

Una de las aplicaciones de este registro es que nos puede ayudar a conocer de una forma cuantitativa el tamaño de poro de una formación, a partir del T_2 , ya que a mayor T_2 mayor es el tamaño de poro y viceversa, esto también nos ayuda a conocer que tipo de fluido se tiene, libre o irreductible.

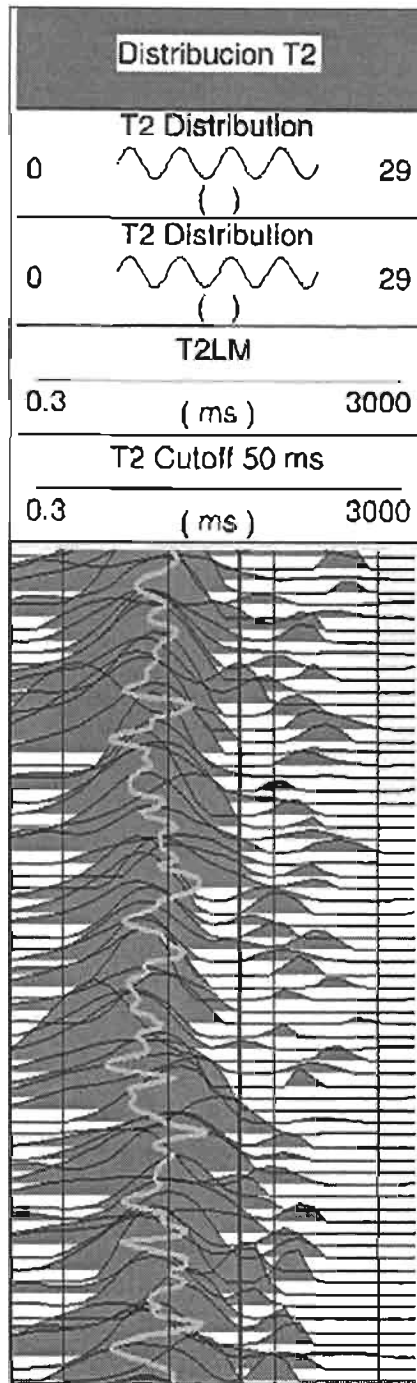


Fig. IV.5.1. Registro de resonancia magnética.

IV.6 Integración Geológica a los registros

La adquisición de los registros geofísicos utilizados para evaluar las formaciones del pozo Kosni-1, fueron adquiridos en tres etapas diferentes de la perforación, el registro:

- ❖ Inducción (AIT-RG) 508-1993m, 1985-4050m y 3867-4777m.
- ❖ Densidad Neutrón (LDL-CNL) 508-1984m, 1985-3966m y 3867-4770m.
- ❖ Resonancia magnética (CMR) 3885-4770m.

Así también fue cortado un núcleo convencional a la profundidad de 4181–4190 m, analizando la información que se integrará con los perfiles de pozos y de esta manera se calibró la respuesta de los registros en función de los datos obtenidos directamente del núcleo. Este ajuste en profundidad tuvo una variación importante, debido a que las condiciones de perforación dieron origen a diversos problemas mecánicos dando como resultado la perforación del Side Track-2, además de los tiempos de perforación, esto impacta en la evaluación petrofísica por que la información del único núcleo pertenece al primer agujero y los registros geofísicos del último intervalo corresponden al Side Track -2, lo cual nos genero una corrección la cual fue de 13 metros aproximadamente. (Fig. IV.6.1).

Como se hizo mención en el capítulo II el pozo se presentaron cuatro manifestaciones en diferentes etapas de la perforación, las primeras dos se presentaron en el primer agujero, la segunda en el side track-1 y la cuarta en el side track 2, las cuales fueron ubicadas en los registros, para observar la relación de estas con la respuesta de los registros, se debe mencionar que se la tercera manifestación no se ubicó en los registros de una forma indirecta ya que esta se dio en el side track 1 y la cuarta manifestación no se integró porque el intervalo registrado fue hasta la profundidad de 4770 m, y esta se presentó más profunda donde el agujero presentó derrumbes y atrapamiento de la herramienta, en la figura IV.6 2, se muestra las manifestaciones 1,2 y 3 y su relación con la respuesta de los registros.

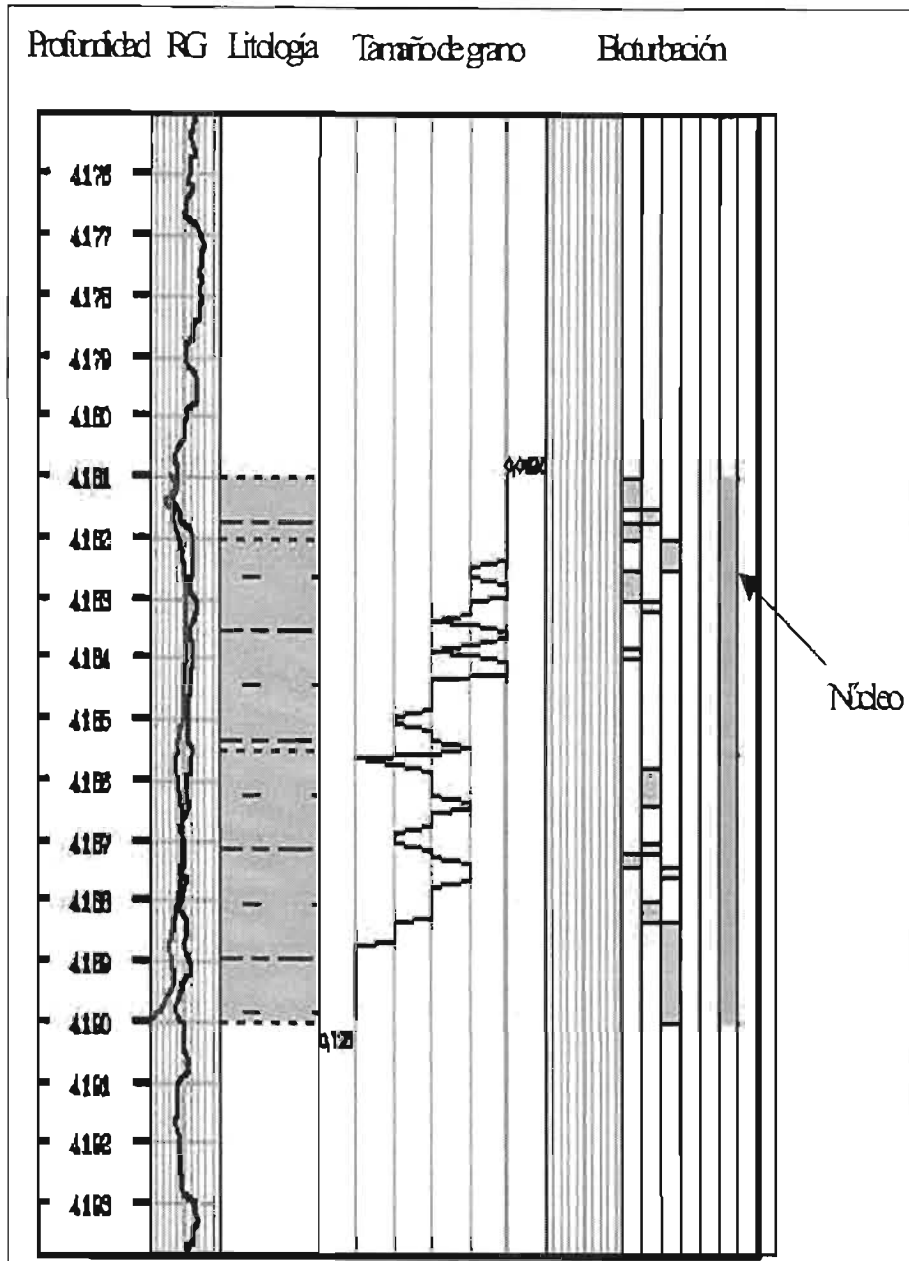


Fig. IV.6 1. Calibración rayos gamma (Negro) Vs. núcleo gamma (Verde).

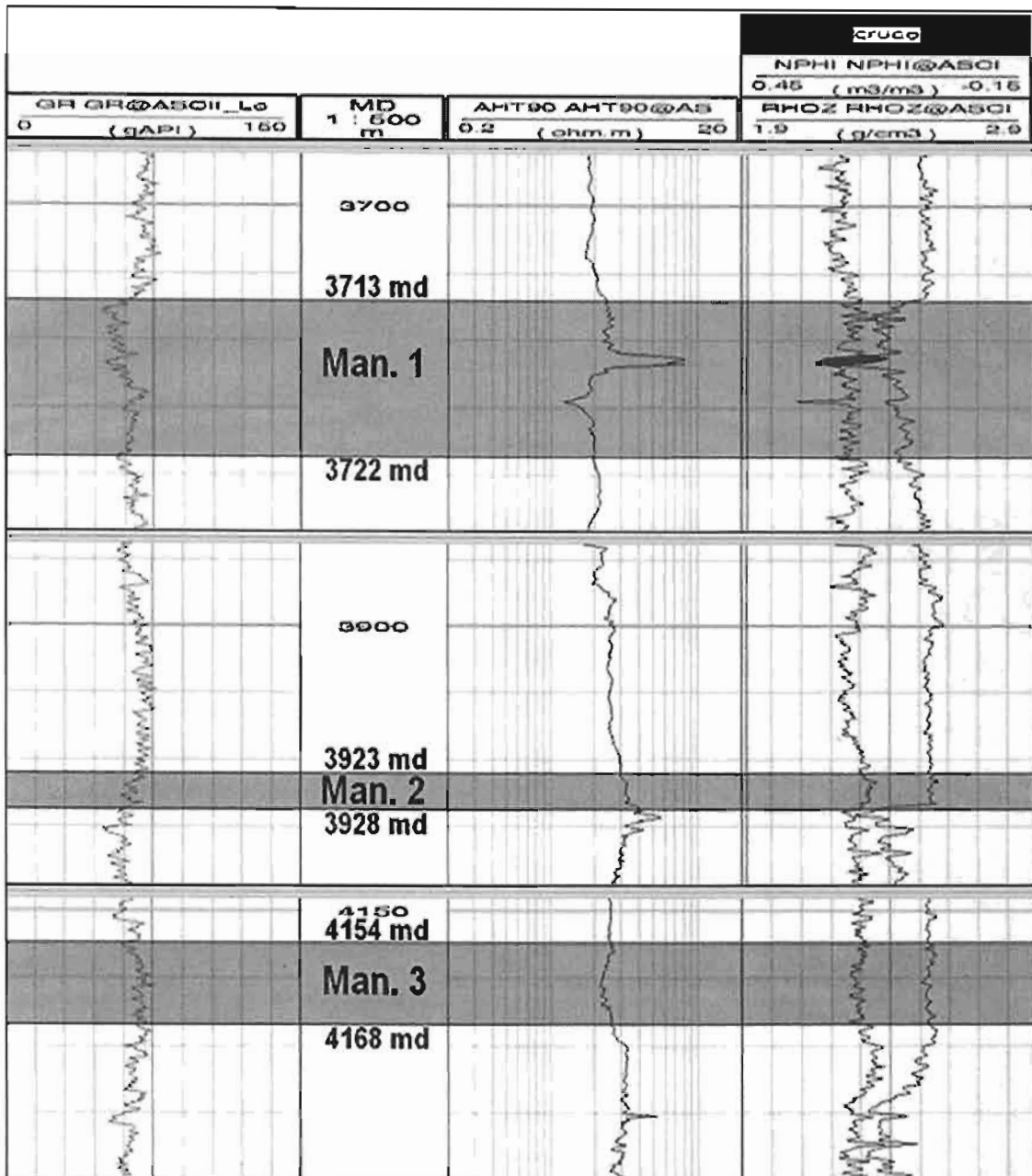


Fig. IV.6 2. Manifestaciones 1, 2 y 3.

Como se observa en los registros, el pozo muestran arenas de baja resistividad, alta arcillosidad y no existe cruce entre el densidad-neutrón ante la presencia de gas (existen algunas excepciones), (Fig. IV.6.3) Siendo la variación en resistividad de una arena 100% saturada de agua y otra saturada de gas de aproximadamente 1 a 1.5 ohm.m, (salvo pocas excepciones).

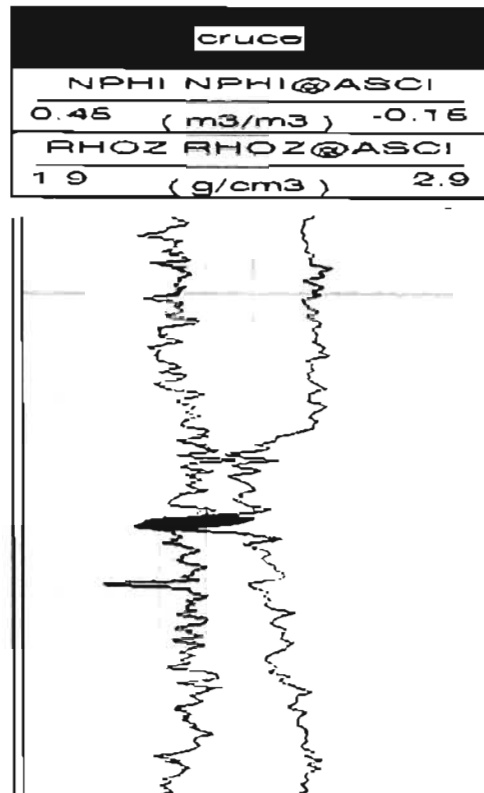


Fig. IV.6.3. El cruce entre la curva de porosidad y densidad, puede denotar presencia de gas.

Para conocer que factores influyen en lo anteriormente descrito, se reviso la información petrográfica y de rayos X encontrando lo siguiente: un contenido de arcilla en las arenas en el orden del 20 al 35 % (Fig IV:6.4). En las arenas, la matriz arcillosa esta distribuida de dos maneras, una laminar y otra dispersa, siendo esta ultima la más problemática por sus reducciones del espacio poroso y de la permeabilidad (Fig. IV.6.5 y IV.6.6).

La matriz arcillosa esta conformada por caolinita, clorita, illita y mixtas (illita-smectita). Adicionalmente se encuentran minerales de feldespato y mica. Esto nos indica que estamos en presencia de un yacimiento de litología compleja que requiere de técnicas de integración que permitan obtener valores petrofísicos de manera precisa.

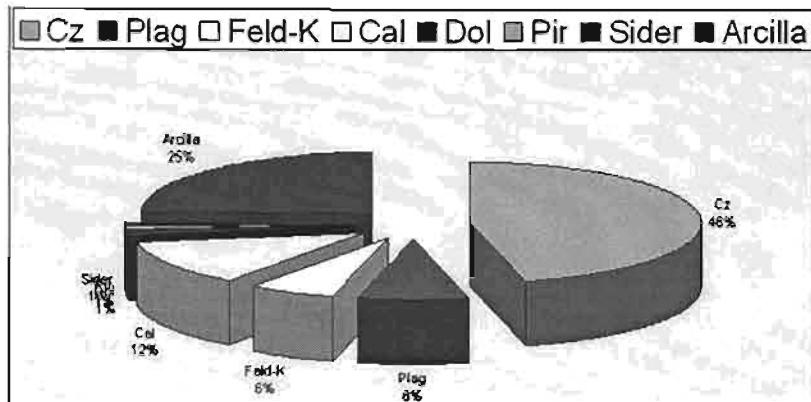


Fig. IV.6.4. Mineralogía presente en las muestras del pozo.

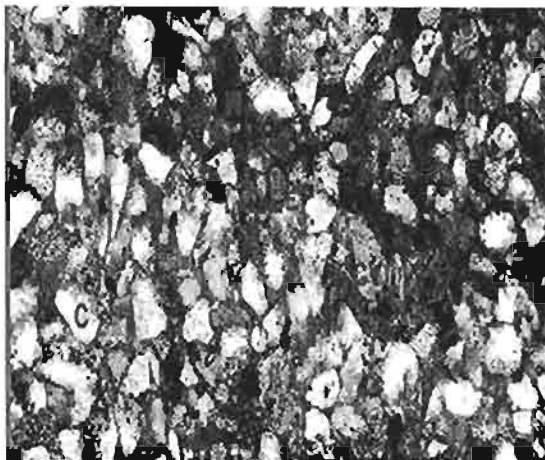


Fig. IV.6.5. Matriz arcillosa distribuida de manera dispersa.

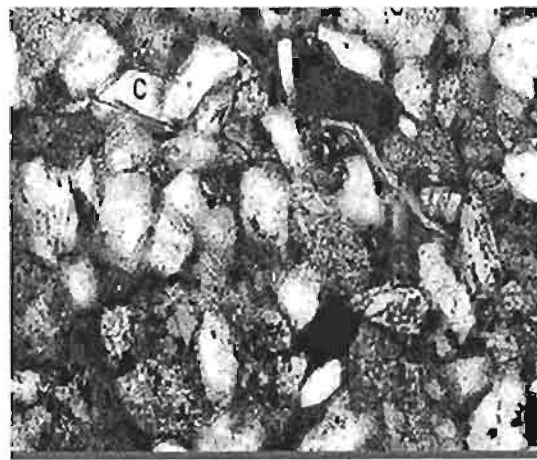


Fig. IV.6.6. Matriz arcillosa distribuida de forma laminar.

De lo anterior podemos interpretar lo siguiente:

- El registro de rayos gamma, se muestra muy arcilloso, producto de la presencia de minerales (feldespato y mica) y arcilla (illita) radioactivas. Donde los primeros incrementan la arcillosidad de las arenas de manera aparente. Provocando variaciones de arcillosidad de hasta 12 %. Esto fue validado por los análisis difracción de rayos X y SEM.
- Las curvas de resistividad están afectadas principalmente por los tipos de arcillas presentes en las arenas. Esto debido a que el área

superficial de las arcillas es grande, en especial la clorita, illita y smectita. Lo que produce que el agua asociada a las arcillas sea mayor y facilite la conductividad del medio, por lo que las resistividades serán bajas.

- Adicionalmente el registro de inducción empleado es propicio para lodos base aceite, pero es necesario controlar la salinidad del agua que forma parte de la emulsión, debido a que afecta el adecuado funcionamiento de la herramienta. También la presencia de piritita puede afectar la conductividad del medio.
- Los registros de densidad-neutrón se ven afectados por las arcillas presentes. Ya que se aumenta el hidrógeno y la densidad del medio, generando un efecto inverso al provocado por la presencia de gas.

IV. 7 Modelo de Arcillosidad.

Se entiende por "shale" (lutita) a un mineral hipotético que engloba las propiedades de una serie de minerales reales existentes en la roca. Geológicamente una lutita es una roca con fisilidad, de grano muy fino, constituida básicamente por cuarzo, feldespatos y minerales de arcilla (illita, smectita, caolinita, etc.). En el contexto de análisis de registros, podemos imaginar al "shale" como conteniendo todos esos minerales y otros como calcita, minerales pesados, etc. Se supone que estas "shales" tienen también una porosidad propia (parcialmente debida a agua ligada a las arcillas) pero son impermeables, dado el muy reducido tamaño de sus poros.

Para hacer una evaluación con este modelo, es necesario estimar previamente los parámetros de la "lutita", a saber:

GRsh: respuesta del registro de rayos Gamma frente a un nivel que es 100% lutita.

RHOsh: Densidad de una roca 100 % lutita.

NPHish: Respuesta del registro neutrónico frente a una roca 100 % lutita.

Otro parámetro que debe estimarse es GR_{ma}, que es la respuesta al registro de rayos gamma de la "matriz", cuyas demás propiedades son generalmente idénticas a las del cuarzo.

Para determinar los parámetros GR_{ma} y GR_{sh}, generalmente se hace un histograma de los valores del registro de rayos gamma y se toma GR_{ma} como el valor de GR correspondiente al 5% de la curva de frecuencia acumulada y GR_{sh} como el valor de GR correspondiente al 95 % de la curva de frecuencia acumulada. Es verdad que esta elección es arbitraria, pero ha demostrado funcionar bastante bien en la práctica.

Para determinar los valores de RHO_{sh} y NPHI_{sh} (densidad e índice de hidrógeno de la lutita, respectivamente), se puede hacer un cross-plot de los registros de densidad y neutrón, o puede hacerse a partir de histogramas. En este trabajo se escogió el segundo camino.

Por ejemplo, para calcular el valor de RHO_{sh}, se procedió del siguiente modo:

- a) Se hace primero un histograma de GR y se determina el valor de GR correspondiente al 90 % de la frecuencia acumulada.
- b) Se hace luego un histograma de los valores de RHOB o RHOZ (registro de densidad) para todos aquellos valores de la densidad para los cuales el valor de GR es igual o mayor que el valor determinado en el punto a).
- c) Se determina el promedio de estos valores de la densidad. El valor de RHO_{sh} corresponde a este promedio.

Para este caso el valor representado en el histograma de GR es de 71.9 API. Luego se consideraron todos los valores, ya sea de RHOB o NPHI, para los cuales GR era mayor que 71.9. El promedio de esos valores de RHOB (o NPHI) nos da los respectivos RHOB_{sh} y NPHI_{sh}. De esos dos histogramas, entonces, sólo se utilizaron los valores promedios.

Los valores hallados de esta manera fueron $RHOB_{sh}=2.527$ y $NPHI_{sh}=0.202$ (Fig. IV.7.1,2 y 3)

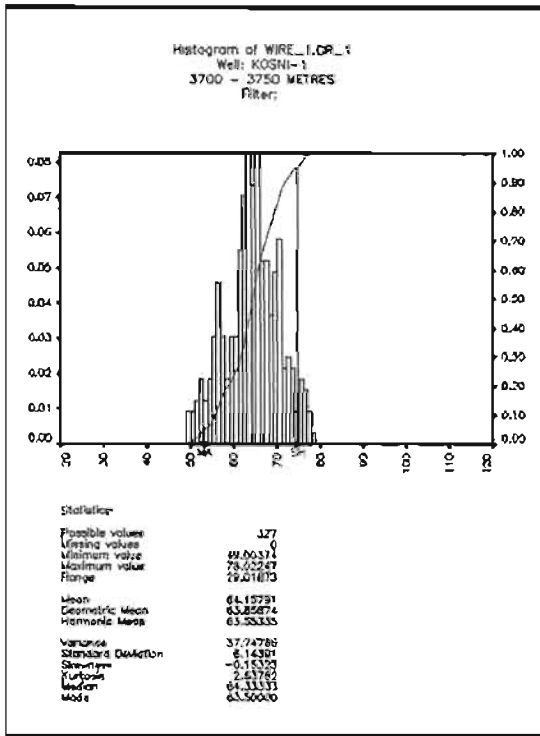


Fig. IV.7.1. Histograma GR.

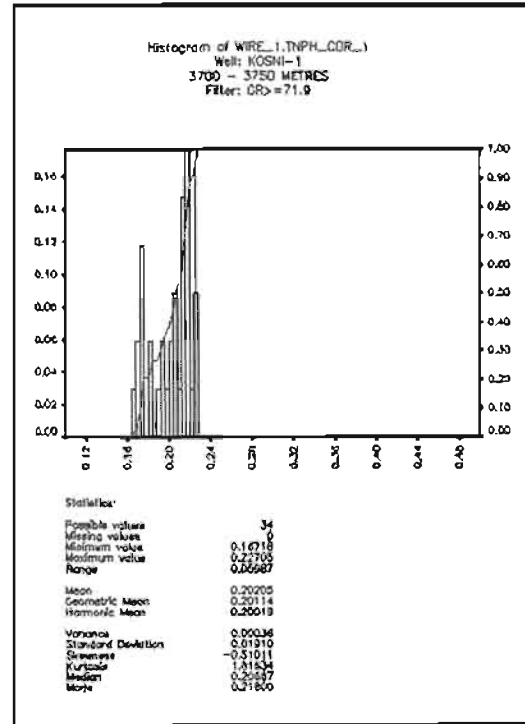


Fig. IV.7.2. Histograma NPHI.

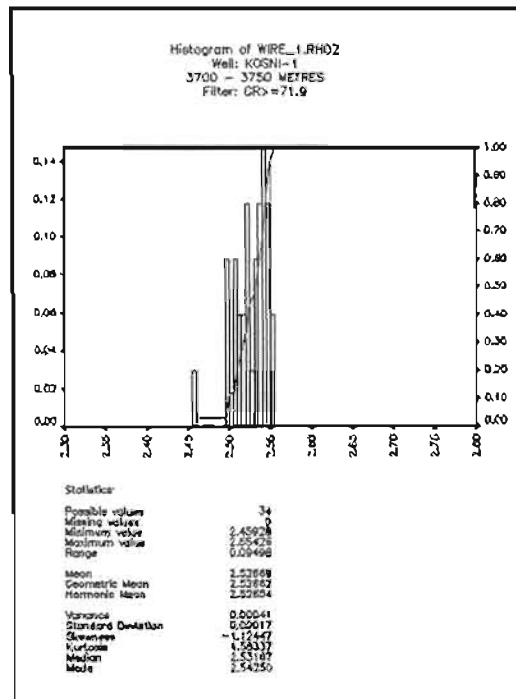


Fig. IV.7.3. Histograma RHO2.

IV.8 Modelo de porosidad

La porosidad se define como el volumen de espacios vacíos existentes en una roca, dividida por el volumen total de la roca. En el caso de una roca "limpia", es decir, sin minerales de arcilla, esta definición es suficiente y sin ningún tipo de ambigüedad. En este caso, los términos "porosidad", "porosidad efectiva" y "porosidad total" son sinónimos.

Sin embargo, en el caso de haber minerales de arcilla presentes, la situación se complica: los minerales de arcilla, que tienen una estructura laminada, adsorben una cierta cantidad de agua (y de otras sustancias) entre las láminas. Este agua, que generalmente se llama "agua ligada" (bound water), generalmente se pierde cuando una muestra de roca se calienta por encima de los 110 C. Teniendo esto en consideración, se definen entonces los dos tipos de porosidades:

Porosidad efectiva: Volumen de vacíos (no ocupados por agua ligada)/volumen total de la roca.

Porosidad total: Volumen de vacíos (incluyendo los ocupados por agua ligada)/volumen total de la roca:

De estas definiciones surge que:

$$\phi_T = \phi_e + V_{bw}$$

Nótese que esta es una definición utilizada en la interpretación de registros. Algunos ingenieros de yacimientos utilizan el término "porosidad efectiva" para referirse a los poros que están interconectados y que permiten el movimiento de fluidos. Esta definición es algo ambigua y no se aplicará en este trabajo.

La saturación de agua efectiva se define como el volumen de agua libre (es decir excluyendo el agua adsorbida por las arcillas) dividido por el volumen poral (efectivo) de la roca. La saturación de agua total, es el volumen de agua

(incluyendo el agua adsorbida por las arcillas) dividido por el volumen poral (total) de la roca.

De estas definiciones surge que:

$$Sw_e \phi_e = Sw_T \phi_T - V_{bw}$$

$$Sw_e \phi_e = Sw_T \phi_T - (\phi_T - \phi_e), \text{ quedando en definitiva:}$$

$$\phi_e (1 - Sw_e) = \phi_T (1 - Sw_T)$$

Esta fórmula es importante, porque indica que una evaluación puede hacerse indistintamente en términos de saturaciones y porosidades totales o efectivas.

Es importante, sin embargo, cuando se examinan datos de laboratorio, saber si las porosidades reportadas son totales o efectivas. Asimismo, es importante saber si densidades de grano reportadas incluyen o no, el agua adsorbida por las arcillas. Si el agua ha sido eliminada, las densidades de grano serán mayores.

IV.9 Análisis de resultados de difracción de rayos X

El análisis de estos datos nos permite:

- 1) Tener un modelo mineralógico para el posterior análisis detallado de los registros.
- 2) Revisar que las densidades de grano reportadas, corresponden al estado "seco" o "húmedo" de las arcillas.
- 3) Revisar que el tipo y porcentaje de minerales de arcilla reportados, son razonables.

Es conveniente, en primer término, mostrar cómo se puede calcular el volumen de agua ligada, en función del volumen "seco" de arcilla. Para ello, se utiliza la teoría de la "Doble Agua".

De acuerdo a esta teoría, el volumen de agua ligada asociada a un tipo particular de arcilla, viene dada por:

$$V_{bw} = \alpha V_Q^H CEC \rho_{DRY} V_{cl_{DRY}} ,$$

donde:

α : este parámetro tiene un valor igual a 1 cuando la salinidad del agua de formación es mayor que 20000 ppm de NaCl, pero es variable (y mayor que 1) para aguas de salinidad menor que 20000 ppm de NaCl. A los efectos prácticos, utilizaremos un valor igual a 1.

V_Q^H = constante que vale 0.30 cm³/meq para una temperatura de 22° C. En realidad, es función de la temperatura (tiene un valor de 0.25 para una temperatura de 90° C). A los efectos prácticos, se utilizará el valor de 0.30.

CEC: Capacidad de intercambio catiónico (meq/gramo)

ρ_{DRY} : Densidad de la arcilla seca, es decir, una vez eliminada el agua adsorbida.

V_{cl} : Fracción de volumen de la arcilla seca en la roca que se está analizando.

Los valores de CEC y de densidad de la arcilla seca, son en principio característicos de cada especie arcillosa. Sus valores promedio están tabulados, pero en realidad, las propiedades de las arcillas son bastante variables y éste es uno de los puntos débiles del análisis que se va a realizar. Aceptando los valores tabulados, sin embargo, nos puede dar una idea razonable del volumen de agua ligada calculado.

En las muestras donde se hizo la difracción por rayos X, se detectaron los siguientes minerales de arcilla: caolinita, illita, clorita y illita/smectita. Esta última especie mineral la consideraremos como una mezcla de partes iguales de illita y smectita.

Los valores tabulados para estas especies minerales son: (Tabla IV.9.1)

MINERAL	DENSIDAD SECA (gr/ cm ³)	CEC (meq/g)
Caolinita	2.636	0.10
Clorita	2.940	0.15
Illita	2.776	0.25
Smectita	2.630	1.00

Tabla IV.9.1.

Nuestro siguiente paso, es calcular cuál es la densidad de la arcilla húmeda, para cada una de las especies de arcilla.

Si una muestra estuviera constituida exclusivamente por arcilla húmeda, la fracción de volumen de agua ligada viene dada por:

$$V_{bw} = 1 - V_{cl_DRY}$$

Recordando que estamos tomando $\alpha = 1$ y que V_Q^H a 22 C es igual a 0.30, tenemos que:

$$V_{bw} = 0.30CEC\rho_{DRY}(1 - V_{bw})$$

Finalmente, despejando V_{bw} de esta última expresión, nos queda que:

$$V_{bw} = \frac{0.30CEC\rho_{DRY}}{1 + 0.30CEC\rho_{DRY}}$$

Finalmente, la densidad de la arcilla húmeda, se calcula mediante la fórmula:

$$\rho_{WET} = \rho_{DRY}(1 - V_{bw}) + \rho_W V_{bw}$$

Aplicando estas dos últimas fórmulas, y utilizando los valores de la tabla IV.9.2 para las distintas arcillas, obtenemos los siguientes valores de densidad de la arcilla húmeda:

Mineral de arcilla	Densidad de arcilla húmeda
Caolinita	2.516
Clorita	2.713
Illita	2.470
Smectita	1.911

Tabla IV.9.2.

Estamos ahora en condiciones de calcular la densidad de grano de las muestras a partir de su composición, ya que la densidad de los otros minerales presentes (cuarzo, feldespato, plagioclasa, calcita, dolomita y piritita), tienen una densidad conocida. (La excepción sería la plagioclasa; asumiremos que se trata de albita).

Las composiciones minerales reportadas por difracción de rayos X, están expresadas en porcentaje o fracción en peso de la parte sólida de la roca. Sin embargo, la fórmula para calcular la densidad de una mezcla de varios minerales, viene dada por:

$\rho_T = x_1\rho_1 + x_2\rho_2 + \dots + x_N\rho_N$, donde las x están representando la fracción de volumen de cada uno de los componentes.

Sea w_i la fracción en peso (o masa) del mineral "i", tenemos entonces que:

$$w_i = \frac{m_i}{M}, \text{ donde } m_i \text{ es la masa del mineral "i" y } M \text{ es la masa total del sólido.}$$

De manera similar:

$$x_i = \frac{v_i}{V}, \text{ donde } v_i \text{ es el volumen del mineral "i" y } V \text{ el volumen del sólido.}$$

Dividiendo estas dos expresiones miembro a miembro y despejando x_i , nos queda:

$$x_i = w_i \frac{\rho_T}{\rho_i}, \text{ donde } \rho_T \text{ es la densidad de la mezcla sólida.}$$

Considerando que la suma de las fracciones de volumen es igual a 1:

$$\sum_{k=1}^N x_k = 1 = \sum_{k=1}^N w_k \frac{\rho_T}{\rho_k}$$

Finalmente, despejando la densidad del sólido, nos queda:

$$\rho_r = \frac{1}{\sum_{k=1}^N \frac{w_k}{\rho_k}}$$

Se ha aplicado esta fórmula para calcular la densidad de grano, a partir de la composición mineralógica, para su posterior comparación con las densidades de grano medidas por AGAT Laboratories, 2004. La tabla IV.9.3 que se ve a continuación nos muestra que las densidades calculadas son muy próximas a las medidas, y que los promedios son prácticamente idénticos.

Esta comparación nos sugiere (pero no nos prueba) que las mediciones de densidad de grano se hicieron con las arcillas "húmedas" y que los parámetros que se han utilizado para las arcillas (que se utilizarán luego en la evaluación de registros) son razonables.

Muestra	Dens.Calc.	Dens.Medida
1	2.65668319	2.631
2	2.69114005	2.645
3	2.62841929	2.642
4	2.6419504	2.638
5	2.63989907	2.625
6	2.63152414	2.637
7	2.64647316	2.631
8	2.65715008	2.632
9	2.660662	2.638
10	2.62873866	2.628
11	2.67805366	2.631
12	2.63782655	2.653
13	2.65624061	2.630
14	2.62451183	2.650
15	2.6196387	2.662
16	2.63302748	2.652
17	2.62414025	2.635
18	2.62585571	2.660
Promedios	2.64344082	2.640

Tabla IV.9.3. Comparación entre densidades.

IV.10 Cálculo de agua ligada

El siguiente paso, es calcular el volumen de agua ligada en cada muestra, pero expresada como fracción del volumen total (es decir, incluyendo la porosidad total).

Este ejercicio, nos permitirá estimar la saturación promedio de agua en el yacimiento, utilizando los registros.

Recordemos que a esta altura sólo tenemos las fracciones en peso sobre la parte sólida de la roca. Tenemos además los datos de porosidad total (independientemente) para cada una de las muestras (esa porosidad se utilizó en las curvas de presión capilar).

La fracción de volumen en el sólido para cada mineral se calcula a partir de la fracción en peso en el sólido como:

$$x_i = w_i \frac{\rho_T}{\rho_i}, \text{ donde } w_i \text{ es la fracción en peso en el sólido del mineral "i", es}$$

decir, el dato que nos proporcionan los ensayos de rayos X.

Pero:

$$x_i = \text{Vol. del mineral "i"} / \text{Vol. de la parte sólida de la roca}$$

$$v_i = \text{Vol. del mineral "i"} / \text{Vol. de la parte sólida de la roca} + \text{Vol. poral efectivo}$$

Despejando el Vol. del mineral "i" en ambas ecuaciones, e igualándolas, nos queda:

$$x_i V_{SOLID} = v_i (V_{SOLID} + V_{PORALEF.})$$

Recordando que $V_{solid} + V_{poralef} = V_{total}$, y dividiendo ambos miembros por V_{total} , llegamos a la expresión:

$$v_i = x_i(1 - \phi_e) \dots\dots [I]$$

Sin embargo, nosotros tenemos el dato de la porosidad total y no de la porosidad efectiva. Recordemos que el volumen de agua ligada es igual a la porosidad total menos la porosidad efectiva.

Escribiendo nuevamente la fórmula de la teoría del Agua doble, tenemos:

$V_{bwi} = \alpha V_Q^H CEC \rho_{iDRY} Vcl_{iDRY} \dots\dots (II)$, donde el subíndice "i", se refiere a cada una de las especies de arcilla existentes en la muestra. El volumen total de agua ligada va estar dado por la suma de la contribución de las cuatro especies de arcilla existentes en las muestras. Nótese que Vcl_{iDRY} se refiere al volumen de arcilla seca dividido por el volumen total de la muestra. La ecuación (II) puede ser expresada como:

$V_{bwi} = \alpha V_Q^H CEC \rho_{iDRY} [x_i(1 - \phi_e) - V_{bwi}] \dots\dots (III)$, donde x_i es la fracción de volumen de arcilla húmeda en el sólido (y que proviene de transformar la fracción de peso en el sólido que nos proporciona el análisis de rayos X).

En la expresión (III) podemos despejar V_{bwi} y realizar la sumatoria para todas las especies de arcilla existentes y obtenemos el volumen total de agua ligada, que como sabemos, es la diferencia entre las porosidades total y efectiva.

$$\phi_T - \phi_e = (1 - \phi_e) \sum_{K=1}^N \frac{\alpha V_Q^H CEC_K \rho_{KDRY} x_K}{1 + \alpha V_Q^H CEC_K \rho_{KDRY}}$$

Finalmente, despejando la porosidad efectiva, nos queda:

$$\phi_e = \frac{\phi_T - \sum_{K=1}^N \frac{\alpha V_Q^H CEC_K \rho_{KDRY} x_K}{1 + \alpha V_Q^H CEC_K \rho_{KDRY}}}{1 - \sum_{K=1}^N \frac{\alpha V_Q^H CEC_K \rho_{KDRY} x_K}{1 + \alpha V_Q^H CEC_K \rho_{KDRY}}} \dots\dots (IV)$$

La siguiente tabla IV.10.1 muestra los resultados de la aplicación de la fórmula (IV) para el caso de la muestra No.4.

La columna marcada "W" es la fracción en peso en la parte sólida de cada una de las arcillas (son los datos proporcionados por los análisis de rayos X y que corresponden, de acuerdo a lo comprobado anteriormente, a las arcillas "húmedas").

La columna marcada "X" es la fracción en volumen en la parte sólida de cada una de las arcillas, calculada con la fórmula:

Ejemplo muestra 4 (PHIT=0.1762)					
	RHOdry	CEC	W (Fracc. Peso parte sólida)	X (Fracc.Volumen parte solida)	$0.30 \cdot X \cdot \text{CEC} \cdot \text{RHOdry} / (1 + 0.30 \cdot \text{CEC} \cdot \text{RHOdry})$
Caol	2.636	0.1	0.0626636	0.06622175	0.00485304
Cl	2.94	0.15	0.0816553	0.07960495	0.00930119
Ill	2.776	0.25	0.0803891	0.0859855	0.01481723
CM*	2.7	0.62 5	0.0159525	0.0192447	0.00646813
Suma					0.03543959
Phie					0.14593218
Vbw					0.03026782

Tabla IV.10.1.

(Nota: CM se refiere a la mezcla Smectita/Illita. Los parámetros utilizados para este mineral son el promedio de las dos especies).

$X_i = W_i \frac{\rho_T}{\rho_i}$, donde la densidad en el numerador es la densidad de grano de la

muestra y la densidad en el denominador es la densidad "húmeda" de la arcilla "i".

La última columna a la derecha, muestra, para cada una de las especies arcillosas, el factor:

$$\frac{X_i 0.30CEC_i \rho_{IDRY}}{1 + X_i 0.30CEC_i \rho_{IDRY}}$$

Los cuatro valores resultantes, se han sumado. El resultado aparece en la fila denominada "SUMA".

La porosidad efectiva se calcula mediante:

$$\phi_e = \frac{\phi_T - SUMA}{1 - SUMA}$$

Finalmente, el volumen de agua ligada, se calcula restando la porosidad efectiva a la porosidad total.

IV.11 Estimación de saturación de agua

La determinación de la saturación de agua en condiciones de reservorio, a partir de registros, se ve complicada por la presencia de minerales de arcilla, que son bastante abundantes en la roca reservorio, de acuerdo a los ensayos de difracción de rayos X y de descripciones petrográficas. Debido a ello, no es posible utilizar la fórmula de Archie para calcular S_w , sino que deberá utilizarse, el método de "Doble Agua" (Clavier et al, 1977).

El valor promedio del registro de resistividad es de 2.92 ohm m, mientras que el valor promedio del registro de densidad, es de 2.38 gr/cm³. La densidad de grano medida es de 2.64 gr/cm³ y como vimos, esa densidad incluye el agua adsorbida. Entonces, podemos hacer un cálculo de la porosidad efectiva promedio:

$$\phi_{eAV} = \frac{\rho_{ma} - \rho_{bAV}}{\rho_{ma} - \rho_f} = \frac{2.64 - 2.38}{2.64 - 1.0} = 0.158$$

En este cálculo, lo que no conocemos la densidad del fluido, ya que no todo el gas de la zona invadida, ha sido desplazado por el aceite del lodo. Debido a que la densidad del fluido es algo menor que 1 gr/cm³, la porosidad efectiva

promedio que estamos calculando, es un poco alta. Si suponemos que la densidad promedio en la zona invadida es de 0.90 gr/cm³, la porosidad promedio sería 0.149. Usaremos 0.15 para redondear.

El valor promedio del agua ligada es de 0.029 por lo que nos quedaría una porosidad total de 0.179. Nótese que de acuerdo a ensayos de AGAT (AGAT Laboratories, 2004 encargado de los análisis petrofísicos del núcleo), la porosidad total promedio a 4185 psi de presión neta de sobrecarga es de 0.163, en realidad debería ser algo menor, ya que la presión neta de sobrecarga en el yacimiento, se encuentra en el orden de 5400 psi.

Nos basaremos en la porosidad efectiva promedio derivada de los registros y en el volumen de agua ligada promedio que surge de los ensayos de difracción de rayos X.

Nos proponemos determinar la saturación de agua promedio en el reservorio, utilizando la teoría de la Doble Agua:

$$R_T = \frac{R_w}{\phi_T^m S_w^n \left[1 + \frac{V_{bw}}{S_w \phi_T} \left(\frac{R_w}{R_{bw}} - 1 \right) \right]} \dots\dots\dots(V)$$

Los parámetros que introduciremos en la ecuación (V) son los siguientes:

- Φ_e = 0.15 (estimada a partir del registro de densidad).
- V_{bw} = 0.03 (estimada a partir de los análisis de Rayos X)
- Φ_T = 0.18 (es la suma de las dos cantidades anteriores)
- R_w = 0.085 ohmm (se asume para este reservorio una salinidad de 28000 ppm y una temperatura de 203.5 F).
- R_{bw} = 0.03585 ohmm (resistividad del agua ligada; la teoría del Agua Doble la considera una constante universal, función de la temperatura únicamente).
- m=n=1.8 (se toman parámetros Standard).

IV.12 Generación de las curvas de VCL, SUWI y PIGN

La curva VCL; es la relación de volumen de arcilla al volumen de la roca, la curva SUWI; es la relación de saturación de agua, sin considerar el agua de las arcillas y la curva PIGN; es la porosidad efectiva.

Para la obtención de estas curvas nos apoyaremos en la plataforma GeoFrame, la aplicación ELANplus (Elemental Log Análisis) de la compañía Schlumberger, el cual trabaja en el ambiente Unix.

Para la generación de estas curvas es necesario que se tengan las curvas de resistividad (AIT 10 y 90), rayos gamma, NPHI y RHOZ, además de contar con el modelo de arcillosidad, modelo de porosidad y la saturación de agua.

Para generar la curva de VCL, se utiliza la curva de rayos gamma y los valores que se obtuvieron en los modelos de arcillosidad, dichos parámetros son aplicados a la curva por medio de ELANplus, para así obtener la curva de VCL. (Figura IV.12.1). Como se puede observar la escala de la curva va de 1 a 0, pues considera que la roca puede ser 100% arcilla o 0%.

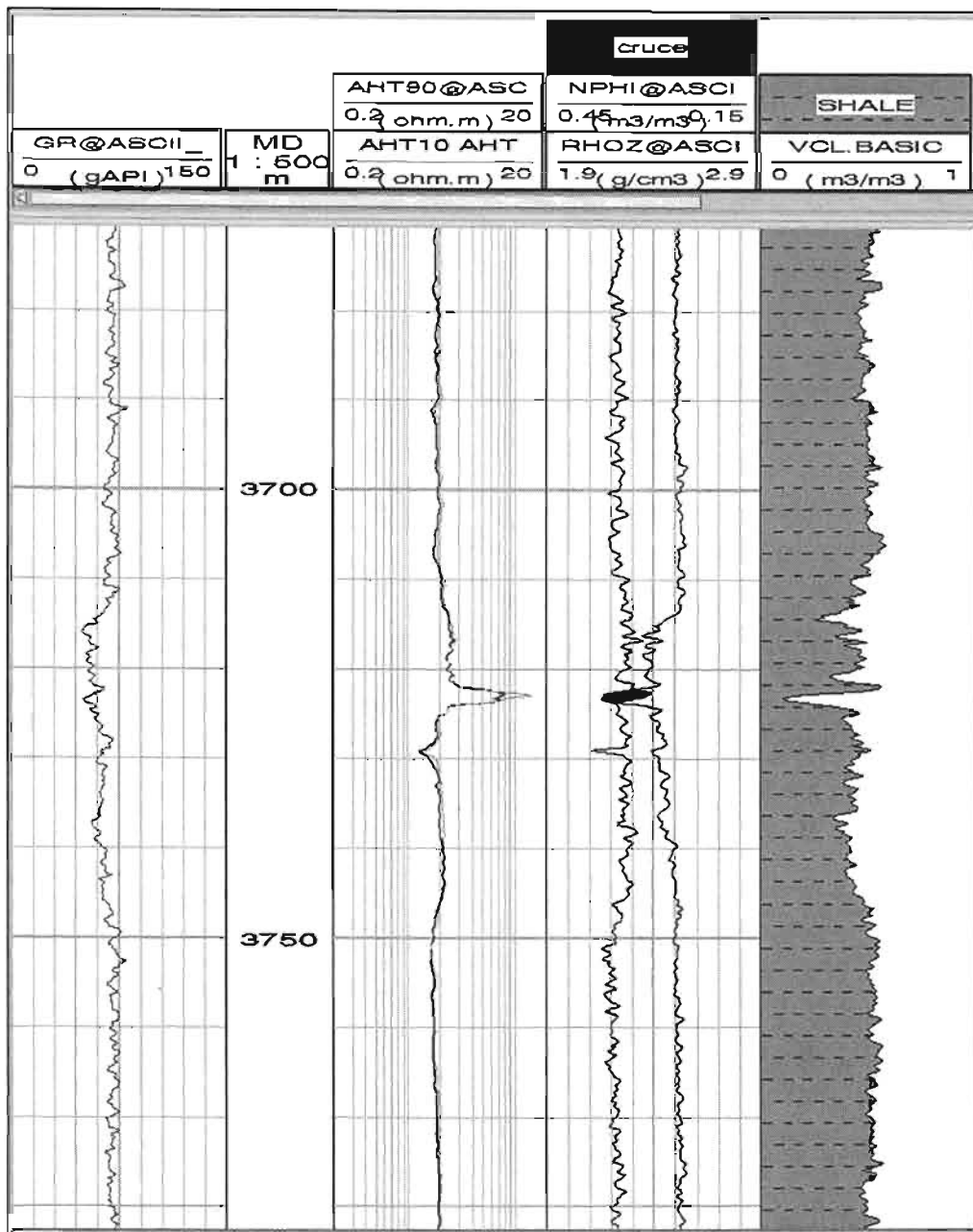


Fig. IV.12.1. La curva de VCL se puede observar la influencia de las curvas GR, NPHI y RHOZ.

La curva de PIGN, de igual forma que para la curva de VCL, se utilizan las curvas de RHOZ y NPHI, así con los datos obtenidos del modelo de porosidad, los análisis de rayos X y la saturación de agua ligada. Estos datos son aplicados a cada curva a lo largo de las dos curvas, el resultado de esto es la curva PIGN (Figura IV.12.2). Nótese que la escala de la curva va de 1 a 0, esto se debe a que se considera una roca 100% ó 0% saturada de agua.

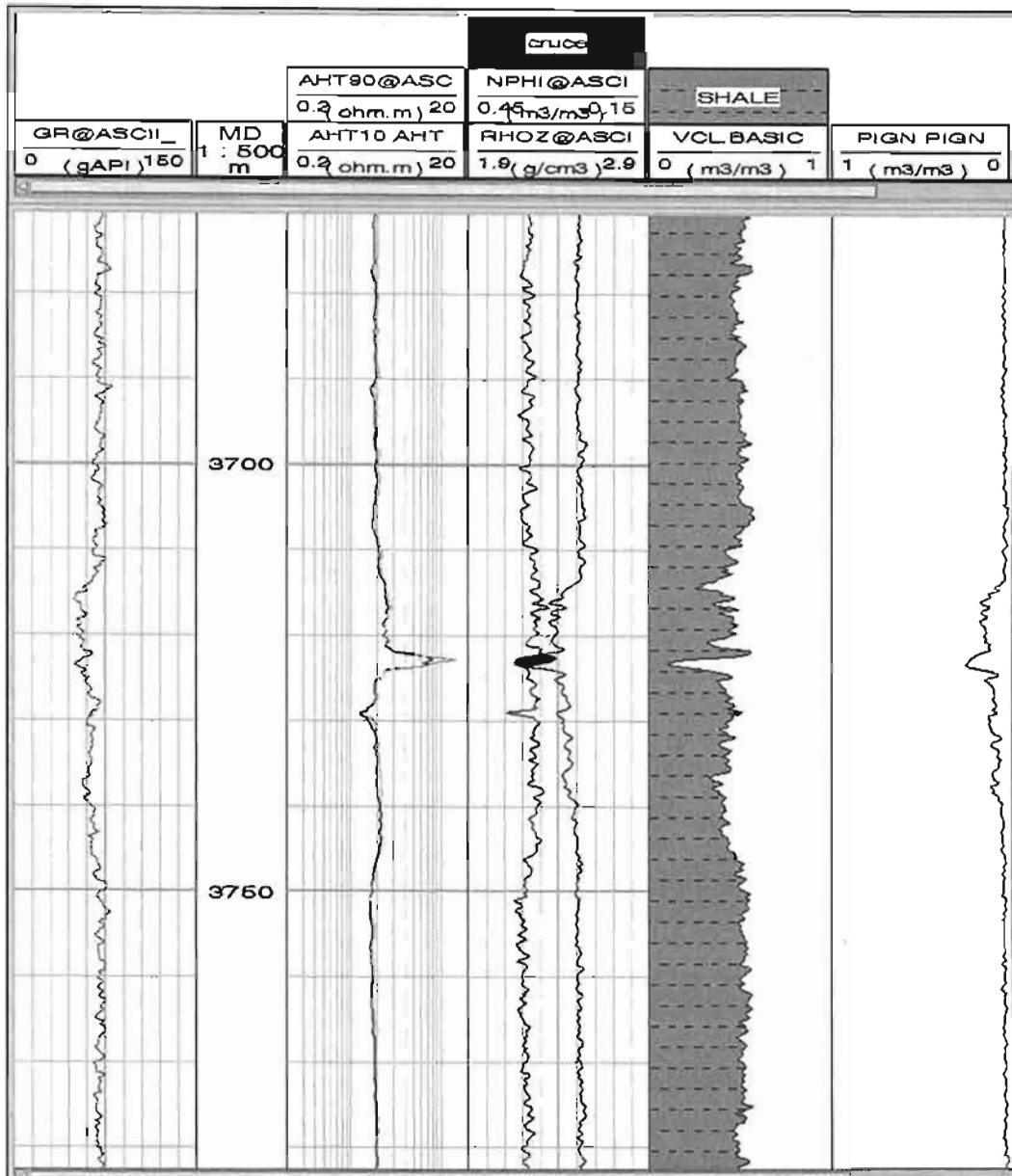


Fig. IV.12.2. La curva PIGN nos permite la porosidad efectiva..

En la figura IV.12.3 se muestra una comparación entre el registro CMR y el resultado obtenido a partir de la evaluación, como se menciono una de las propiedades del registro CMR es conocer la porosidad de las rocas, dependiendo de los fluidos que esta contenga.

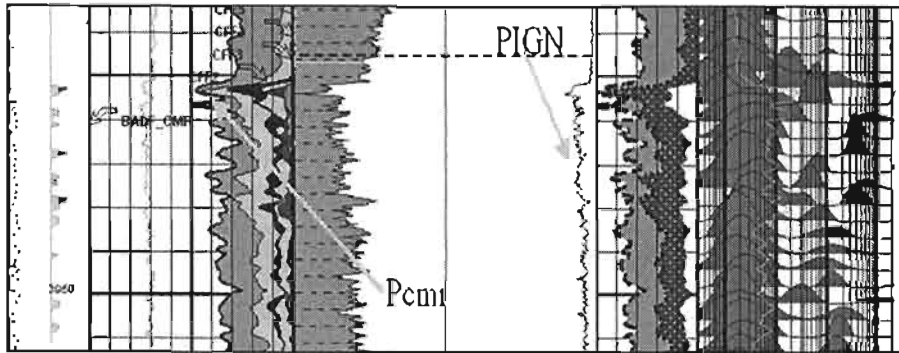


Fig. IV.12.3. Comparación de resultados entre le registro CMR y curva PIGN

Para poder generar la curva de SUWI, es necesario contar con la curva de PIGN y las curvas de resistividad la somera (AIT10) y la profunda (AIT90), así como los resultados de la estimación del agua.(figura IV.12.2). La curva resultante nos dará un valor estimado del agua libre, agua que no esta asociado a las arcillas, la escala va de 1 a 0, esto quiere decir 100% ó 0% de saturación.

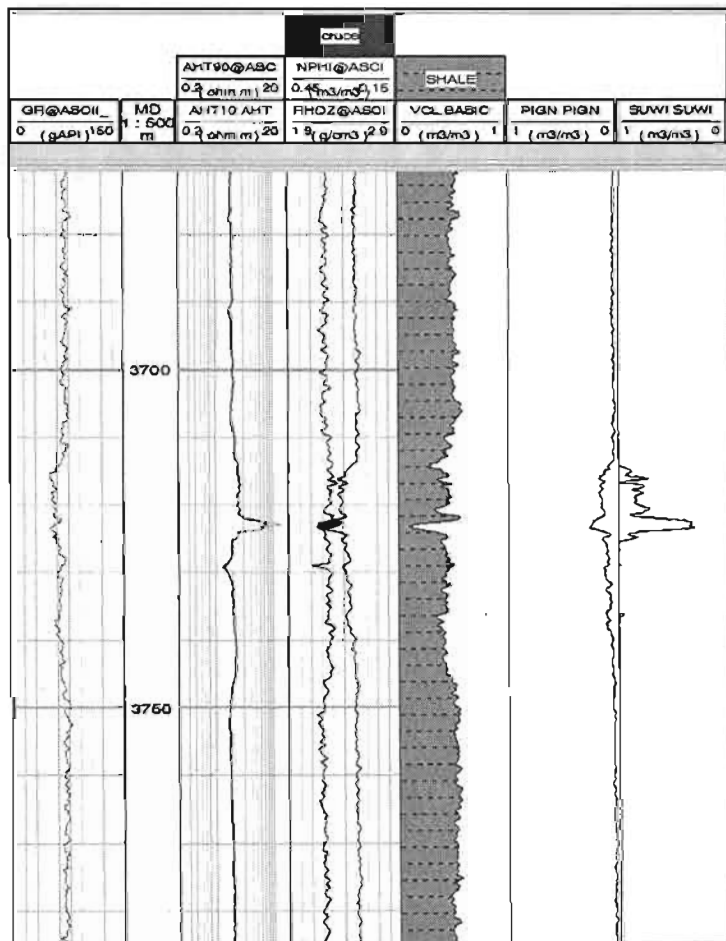


Fig. IV.12.2. La curva SUWI nos permite ver intervalos que presentan saturación de agua sin considerar el agua de las arcillas.

IV.13 Selección de intervalos de interés

Para la selección de los intervalos que puedan ser probados, se utilizó el software de la compañía Schumbeger, llamado Ressum (Reservoir Summation), el cual usa la información de las curvas:

- ❖ Rayos Gamma (GR).
- ❖ Volumen de Arcilla (VCL).
- ❖ Porosidad (PIGN).
- ❖ Saturación de Agua (SUWI).

A estas curvas se le van aplicar valores de corte los cuales nos van ayudar a reconocer los intervalos de interés, para la curva de volumen de arcilla se le aplica corte de valores menores de 60%, para la curva de porosidad se le da un valor mayor de 10% y para la curva de saturación de agua se le aplica el valor menor del 60 %, con estos valores de corte se obtiene los posibles intervalos atractivos.

En el pozo se obtuvieron varios intervalos de interés, pero se consideran otros factores para poder escoger que intervalos se van a probar, para esto nos apoyamos en los datos de pozo como manifestaciones, y como resultado se consideraron los siguientes intervalos; intervalo 1 de 3714 a 3214m, intervalo 2 de 3927 a 3967m e intervalo 3 de 4170 a 4255m. Figuras IV.13.1, 2 y 3.

Una vez seleccionados estas secciones se les volvió a aplicar el RESSUM pero solo en los intervalos de interés y así conocer sus propiedades de porcentaje de porosidad (% Φ), porcentaje de saturación de agua (%SW) y espesor impregnado(Hn) y se obtuvieron los siguientes resultados: (Tabla IV.13.1)

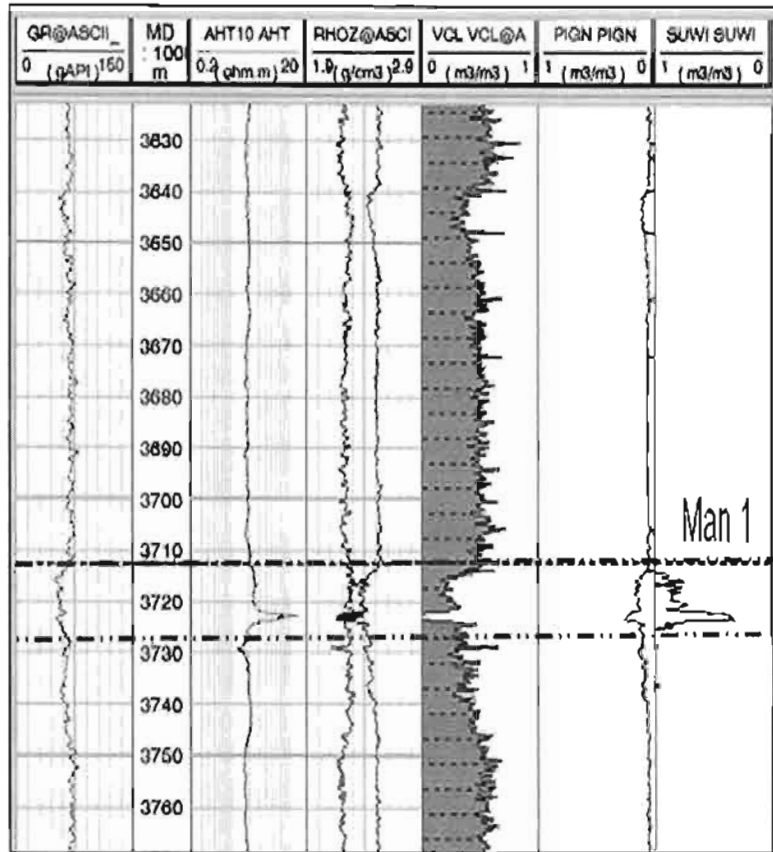


Fig. IV.13.1. Intervalo 1 prof. 3714 3214m .

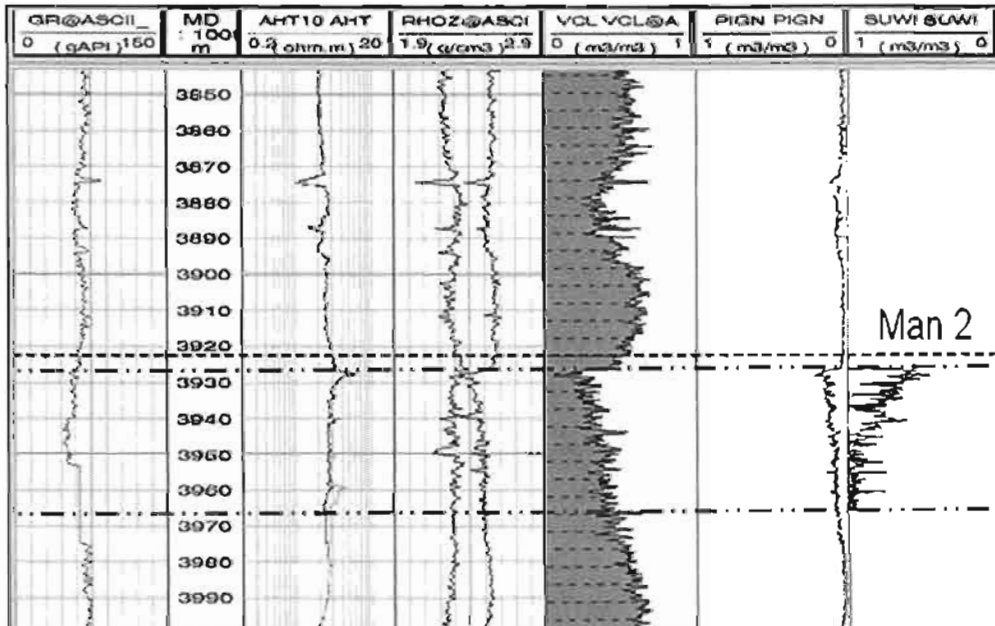


Fig. IV.13.2. Intervalo 2 prof. 3927- 3967m.

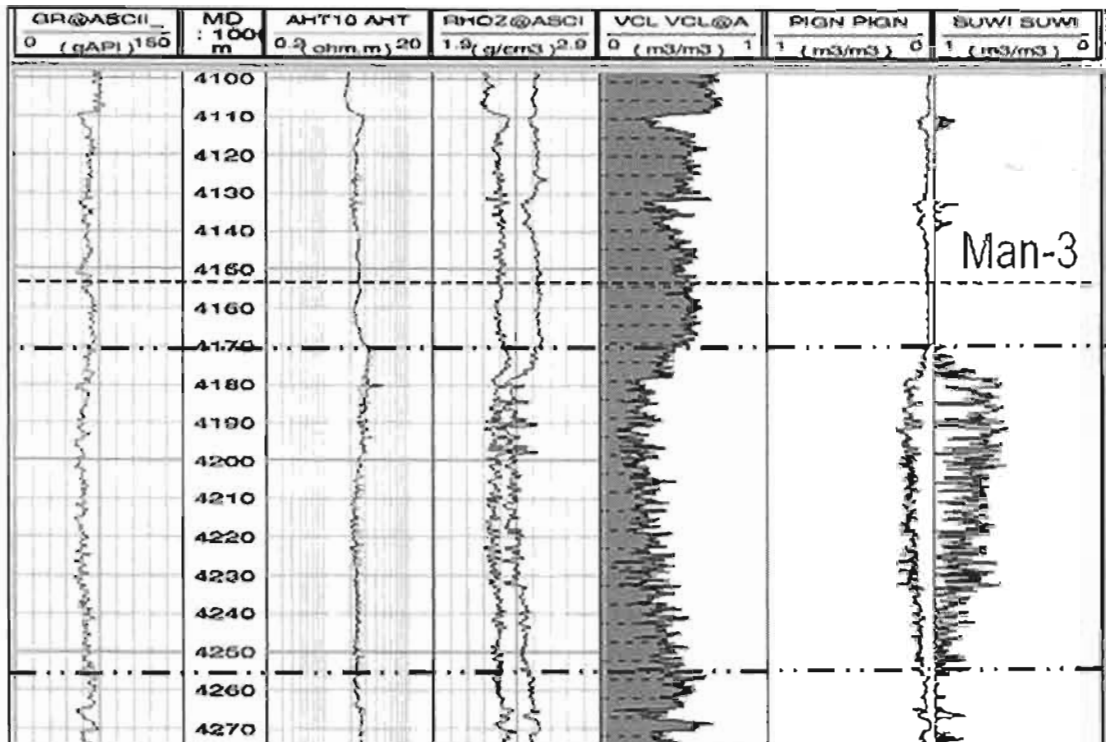


Fig. IV.13.3. Intervalo 3 prof. 4170-4255m.

Nombre	Φ %	SW %	Hn m
Intervalo 1 (PP3)	21	40	2.31
Intervalo 2 (PP2)	18	48	2.2
Intervalo 3 (PP1)	18	53	12.52

Tabla IV.13.1. Resultados del RESSUM sobre los intervalos.

Los intervalos 1, 2 y 3, que serán probados llamándolos ahora como prueba de producción 1 (PP1), prueba de producción 2 (PP2) y prueba de producción 3 (PP3), estos nombres se las asignan en base a la forma que serán probados.

Con los resultados obtenidos se realizaron las pruebas de producción en los intervalos seleccionados obteniendo los siguientes resultados. (Tabla IV.13.2)

P.P.No.	Observaciones:
1	Por estrangulador 1/2" P= 1746 psi (122 kg/cm ³), Qg= 8.1 mmpdc, Pyac= 5023 psi (532 kg/ cm ³).
2	Por estrangulador 1/2" P= 1749 psi (122 kg/cm ³) Qg= 10.54 mmpdc Pyac= 4375 psi (306 kg/ cm ³).
3	Por estrangulador 5/8" P= 2200 psi (154 kg/ cm ³) Qg= 23.26 mmpdc, por 3/4" P= 1832 psi (128 kg/ cm ³) Qg= 27.61 mmpdcf, por 1" P= 1180 psi Qg= 29.5 mmpdc, Pyac= 4406 psi (308 kg/ cm ³).

Tabla IV.13.2. Resultados de las Pruebas de Producción.

V. Conclusiones y Recomendaciones

Se cuenta con el modelo de arcillosidad, porosidad y saturación de agua para evaluar los intervalos Plioceno Inferior y Mioceno Superior, ya que presentaban altas saturaciones de agua ligada debidas al volumen de las arcillas y al agua irreducible generado por el tamaño fino de la parte arenosa

Los modelo petrofísicos se realizaron en la plataforma Geoframe, los modulos ELANplus y RESSUM, para los intervalos productores de los pozos Kosni-1.

Se realizaron 3 pruebas de producción en los intervalos 4170-4220, 3927-3930 y 3714-3724 m, clasificando el pozo Kosni-1 como productor de gas seco en rocas almacenadoras de edad Plioceno Inferior-Mioceno Superior

Los registros resistivos nos muestran arenas de baja resistividad, alta arcillosidad y en el densidad-neutrón no existe cruce, comportamiento característico ante la presencia de gas (existen algunas excepciones).

La columna atravesada por el pozo Kosni-1 nos muestra una alternancia de lutitas y areniscas de espesores diversos, cuyos porcentajes varían en los intervalos muestreados. las lutitas son gris verdosas, deleznable y calcáreas (roca sello), mientras que las areniscas son consideradas como litarenitas y en algunos intervalos como grauwacas (rocas almacenadoras).

De los estudios de Difracción de rayos X y Microscopio Electrónico de Barrido se observan factores diagenéticos que influyen positivamente en la calidad de la roca almacén, tales como: disolución de feldespato generando porosidad secundaria. Asimismo se observan minerales que pueden afectar las lecturas de resistividad, tales como la pirita y la calcita.

Recomendaciones

Se recomienda usar este trabajo como base para la futura caracterización de pozos exploratorios.

Debido a la tipo de litología presente se recomienda usar el registro de potencial espontáneo (SP), para la identificación de los intervalos que tengan porosidad.

Para los pozos delimitadores de este campo es recomendable que se realice un estudio de geomecánica disminuir el riesgo durante la perforación.

Bibliografía

Barrera Ortiz, C., 2004. **Informe Geológico Final, Pozo Kosni-1**, Activo de Exploración y Producción Misantla Golfo de México, PEMEX. Informe Inédito.

Barrera Ortiz, C. Vejar Hernández, M., Jácome Ortega, G. 2002. **Informe Geológico Final, Pozo Lankahuasa-1**, Activo de Exploración y Producción Misantla Golfo de México, PEMEX. Informe Inédito.

Cabrera Castro R. y Lugo Rivera, J.E., 1948. **Estratigrafía y Sedimentología de las Cuencas Terciarias del Golfo de México**. Boletín de Asociación de Geólogos Petroleros de México, vol. 36, no. 2 p. 3-55.

Clavier, C., Coates, G. and Dumanoir, J., 1977. **The theoretical and experimental basis for the 'dual water' model for the interpretation of shaly sands**. SPE 6859, October.

Facultad de Ingeniería UNAM, 2002. **Informe Final Estudio Geológico Barra de Nautla**. Convenio PEP-UNAM SRN N°01/2002. Inédito, 176p.

Hunt M. J., 1996. **Petroleum Geochemistry and Geology**

Hernández Romano, U., Vélez Scholvink, D., Ruiz Ruiz, H., Martínez García, J., Ghosh K., S., Jacobo Albarrán, J., 2004. **Oligoceno-Miocene Sedimentation along the Western Gulf Coast: Insights from Outcrops and Subsurface Data, Onshore-Offshore Northern Veracruz, México**, Field Guide for AAPG Internacional. Inédito.

Hernández Diazgiron, E., 2005. **Análisis Estratigráfico – Sedimentológico de las Areniscas Almacenadoras de Hidrocarburos del Pozo Lankahuasa-1**. UNAM, Facultad de Ingeniería. Tesis Licenciatura. Inédito.

Landes, K.K., 1975. **Petroleum Geology** New York, John Wiley. 445 p.

López Ramos, E., 1956. **Visita a las localidades tipo de las formaciones del Eoceno, Oligoceno y Mioceno de la Cuenca de Tampico-Misantla, en la Llanura Costera del Golfo de México, entre Poza Rica, Ver., Tampico, Tamps., y Cd. Valles, S.L.P.** Congreso Geológico Internacional, Vigésima Sesión. Excursión C-16.

Levin, H. L., 1996. The earth through time. Saunders College, Forth Worth, 607 p.

Martínez Velásquez, H., 1997. **Interpretación y Evaluación de Registros Geofísicos.**

Miguel Pérez F., 2003. **Estudio de Procedencia de las Rocas Clásticas Cenozoicas en la Franja Tecolutla-Barra de Santa Ana, Estado de Veracruz,** UNAM, Facultad de Ingeniería. Tesis Licenciatura. Inédito.

Nava Pérez, L., Alegría Luna, M. A., 2001. **Los Sistemas Petroleros de la Región de Tampico – Misantla, UNAM, Facultad de Ingeniería.** Tesis Licenciatura. Inédito.

PEMEX, UPMP. **Un Siglo de la Perforación en México,** PEMEX. Inédito.

Schlumberger. Oilfield Services. 2004. **100 Años de la Industria Petrolera en México, El Nacimiento de una Sólida Relación,** Schlumberger Oilfield Services,

Viro Consultaría, 1997, **Interpretación de Registros a Agujero Descubierta.**

Waxman, M.H. and Smith, L.J.M 1968, **Electrical conductivities in oil bearing shaly sands.** SPE Journal, June.