

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE CIENCIAS DE LA TIERRA

“APLICACIONES DE REGISTROS NEUTRONES EN POZOS DE LA CUENCA DE BURGOS, REYNOSA, TAMPS.”

TESIS QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE INGENIERO GEOFÍSICO PRESENTA:

CÉSAR GERARDO PALACIOS FARFÁN



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.



REPUBLICA NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-I-320

SR. CESAR GERARDO PALACIOS FARFAN
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Francisco Alejandro Arroyo Carrasco y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Geofísico:

APLICACIONES DE REGISTROS DE NEUTRONES EN POZOS DE LA CUENCA DE BURGOS, REYNOSA, TAMPS.

	RESUMEN
I	INTRODUCCION
II	CUENCA DE BURGOS
III	PRINCIPIOS DE MEDICION
IV	INTERPRETACION Y APLICACIONES
V	CONCLUSIONES
	BIBLIOGRAFIA

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 HABLARA EL ESPIRITU”

Cd. Universitaria, a 9 de marzo de 2000

EL DIRECTOR

ING. GERARDO FERRANDO BRAVO

GFB:RI:LR: gtg

11

Dedicatoria

Dedico este trabajo a las tres mujeres más importantes en mi vida:

A quien con su amor, comprensión, apoyo y paciencia, me ha impulsado para ver realizado este sueño, la vida no me alcanzaría para recompensarle todo lo que ha hecho por mi, te quiero mama.

A la mujer que cuando era yo estudiante camino a mi lado y con quien quiero llegar hasta el final de mi camino, te amo Alba.

Para Bere, lucecita que ilumina mi entorno y que cada día me ofrece la oportunidad de agradecer el milagro de la vida.

AGRADECIMIENTOS:

Agradezco a la escuela que me formó en todos los aspectos, no solo académicamente; gracias Facultad de Ingeniería.

Mi agradecimiento a todos mis compañeros de carrera con los que compartí conocimientos, experiencias y frustraciones.

Al Ing. Enrique Morfín Faure por su valiosa aportación para desarrollar este tema de tesis.

Al Instituto Mexicano del Petróleo IMP-Reynosa, por toda la información, capacitación y facilidades prestadas en la realización de este trabajo. Nunca te olvidare centro de computo CPRG-Reynosa, Tamps.

Agradezco al Ing. Ricardo Castrejón Pineda por su interés y seguimiento en el desarrollo de este trabajo.

Al Ing. Alejandro Arroyo Carrásco que aceptó dirigir este trabajo de tesis.

Mis más sinceras gracias al Dr. Fernando Castrejón y al Ing. Carlos Lira Sil por sus observaciones y recomendaciones.

Gracias al M. en C. Andrés Tejero Andrade por todas las facilidades y atenciones para sacar adelante este trabajo.

Invaluable amigo gracias por todo el apoyo recibido, sinceramente gracias Juventinote.

Para la Familia Olvera Silva, por dejarme ser parte de su Familia

A la Familia Silva Fernández toda mi estima, Selene, Nadia, Evita, gracias.

Finalmente pero no menos importante agradezco a mis amigos: Agustín (GC), Alberto (pescadito), Alfaro (alfarín), Ambrosio (Mi Chavo), Barrón (Robin), Bautista (Batman), Caridad, Daniel (Dannyboy), David (Escobedo), De la Rosa (Hulk), Erika, Esteban (dido), Gerardo (El Marsupial), Isabel, Isaías (El Jefecito), Javier, Jerónimo (Xerox), Lourdes (Lulucín), Margarita, Oscar (Susanito), Raúl (Guelaguetzo), Sandra, David (Vilchis), Xyoli (La choling), .. por esos inolvidables años...

Capítulo 1. Introducción	1
1.1 Generalidades	1
1.2 Objetivo	2
Capítulo 2. Cuenca de Burgos	3
2.1 Localización	3
2.2 Marco Geológico	5
2.3 Estratigrafía	6
2.4 Sedimentología	8
2.5 Estructura	8
Capítulo 3. Principios de Medición	9
3.1 Radiactividad	9
3.1.1 El neutrón	12
3.1.2 Interacciones del Neutrón	14
3.2 Equipo de registros de neutrones	15
3.3 Registro Neutrón GNT	18
3.3.1 Principio de medición	18
3.3.2 Colisión entre neutrones y núcleos	19
3.3.3 Neutrón en estado termal	23
3.3.4 Dispositivos para toma del registro	24
3.3.5 Descripción de la herramienta	26
3.3.6 Efectos ambientales	27
3.4 Registro tipo SNP	30
3.4.1 Principio de medición	31
3.4.2 Descripción de la herramienta	32
3.4.3 Presentación del registro	33
3.4.4 Calibración de la herramienta para medidas de porosidad	34
3.4.5 Efectos ambientales	35
3.4.6 Ventajas	40
3.5 Registro tipo CNL	41
3.5.1 Principio de medición	42
3.5.2 Descripción de la herramienta	44
3.5.3 Calibración de la herramienta para medidas de porosidad	45
3.5.4 Efectos ambientales	46
3.5.5 Ventajas	48
3.6 Registro tipo TDT	51
3.6.1 Principio de medición	52
3.6.2 Descripción de la herramienta	53
3.6.3 Efectos ambientales	53
3.6.4 Efecto de salinidad de agua de formación, porosidad e invasión	55
3.6.5 Ventajas	56
Capítulo 4 Aplicaciones	57
4.1 Efecto del gas sobre la respuesta de los registros	57

4.1.1	Efecto del gas sobre la respuesta del registro neutrón	57
4.1.2	Efecto de excavación	58
4.2	Unidades del registro GNT-SNP	59
4.3	Técnicas para estimación de porosidad a partir de registros neutrón	61
4.4	Aplicación del registro neutrón en pozos de la Cuenca de Burgos	73
4.4.1	Ejemplo 1	74
4.4.2	Técnicas de conversión de unidades del registro GNT a unidades de porosidad	80
4.4.3	Ejemplo 2	84
4.4.4	Ejemplo 3	88
4.4.5	Ejemplo 4	99
Capítulo 5. Conclusiones		105
5.1	Conclusiones	105
5.2	Recomendaciones	106
Bibliografía		108

RESUMEN

La Cuenca de Burgos se localiza en el noreste de la República Mexicana, es la provincia productora de gas mas grande del país; dónde se han aplicado estudios geológicos, geofísicos, petrofísicos, etc... que muestran un significativo ascenso en las cifras de producción.

El uso de los registros geofísicos computarizados en el campo del petróleo, ha mejorado significativamente las técnicas de interpretación, dando un mejor conocimiento de las propiedades y características de las formaciones atravesadas durante la perforación.

Estas características se obtienen al hacer reaccionar a las formaciones por medio de diferentes elementos electrónicos o radiactivos, obteniéndose medidas de resistividad, porosidad, densidad de la formación, tiempo de tránsito, etc...

Los registros geofísicos radiactivos miden la radiactividad natural o inducida de la formación. Es conocido que los elementos radiactivos tienden a encontrarse en arcillas y lutitas, contrario a las formaciones limpias como los son arenas, dolomías y carbonatos.

El principio de las herramientas radiactivas se basa en el bombardeo a las formaciones por medio de partículas radiactivas que provocan una interacción que se registra a través de dispositivos electrónicos llamados detectores que van montados en la herramienta, siendo los registros tipo neutrón los que principalmente utilizan este principio.

Existen diferentes herramientas tipo neutrón, la diferencia entre uno y otro estriba en la energía de la partícula atómica cuyo efecto directo o indirecto se registra en los detectores. De esta manera, se obtienen los registros neutrón-gamma, neutrones-neutrones térmicos, neutrones - neutrones epitermicos y tiempo de decaimiento termal; según la naturaleza de los rayos gamma de captura o bien los mismos neutrones con nivel de energía próximo a \bar{a} de captura, consecuencia del bombardeo hacia la formación con neutrones

Los registros de neutrones han ido evolucionando de acuerdo al avance que se tiene en los diseños de las herramientas y su tecnología. Las herramientas gamma-neutrón (GNT), neutrón de pared (SNP), neutrón compensado (CNL) y tiempo de decaimiento termal (TDT) son marcas registradas de la compañía Schlumberger que son del tipo radiactivo y adoptaron su nombre en el tiempo que fueron diseñadas.

El uso de estas herramientas es importante en la determinación de la porosidad de la formación y la estimación del volumen de arcilla en presencia de componentes radiactivos. También se pueden utilizar mediante técnicas especiales de interpretación, para la detección de posibles zonas productoras de gas.

CAPÍTULO 1

Introducción

1.1 Generalidades

Los registros geofísicos son técnicas que se utilizan en pozos para la exploración y explotación petrolera, minera, geohidroeléctrica, geotermia, geotecnia y estudios ambientales. Sirven para determinar in-situ las propiedades físicas de la roca. Se distinguen de otros métodos geofísicos porque dan un diagnóstico más confiable de las condiciones de las rocas que están en el subsuelo, de la tubería de revestimiento y de la cementación, ya que miden directamente las propiedades físicas y ayudan a verificar los parámetros medidos en la superficie.

El mayor avance que han tenido los registros geofísicos es en el área petrolera, aunque actualmente se han difundido a varias áreas dada su confiabilidad y versatilidad. Son mucho más económicos que el corte de núcleos, dan información continua en el pozo y tienen un mayor radio de investigación. La aplicación de un conjunto de registros en cualquier área representa alrededor del 5 al 10% del costo total de un pozo.

Un registro de pozo es una representación digital o analógica de las propiedades físicas de las rocas que se miden contra la profundidad. Su obtención se realiza a partir de una sonda que se desliza del fondo del pozo hacia arriba y mediante un equipo en superficie se registra la señal de medición proveniente de la sonda que viaja a través de un cable para que la información sea grabada en cinta magnética y/o película fotográfica.

En la actualidad los registros son adecuados para la determinación del contenido de hidrocarburos, agua, minerales y condiciones de esfuerzo a las que están sometidas las rocas; también localizan formaciones con alta y baja porosidad, formaciones de litología compleja y condiciones de agujero y tubería. Además con estos registros se puede predecir la productividad y permeabilidad del yacimiento.

La introducción de la computadora a los equipos de registro agiliza el procesamiento de la información, lo que ayuda a dar un diagnóstico expedito en el mismo pozo. También en el pozo se puede hacer un análisis en el que se pueden llegar a determinar variaciones de la estructura geológica, arcillosidad de la formación, la dolomitización en una secuencia de carbonatos, etc... Una interpretación más detallada se realiza en los centros de procesamiento de registros geofísicos que tienen las compañías de servicio.

Como los registros neutrón son de tipo radiactivo y utilizan el mismo principio de medición, se hará un análisis del funcionamiento de las herramientas que utilizan este principio en el tiempo que se diseñaron y poder utilizar la información de uno o mas registros de este tipo para la evaluación de formaciones.

El análisis e interpretación de los registros se realizó con metodología del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) con sede en Cd. Reynosa, Tamps.

1.2 Objetivo

Este trabajo en particular esta enfocado hacia la parte de registros geofísicos de pozos y en especial al análisis del funcionamiento y aplicaciones del registro tipo neutrón GNT tomado en formaciones areno-arcillosas de la Cuenca de Burgos.

Los registros radiactivos de tipo neutrón antiguos o recientes tienen en teoría el mismo principio de medición por lo que la respuesta de los registros guarda cierta similitud y esto se analizará mediante:

- a) La comparación de los registros antiguos de tipo neutrón con los registros que se tomaron posteriormente con herramientas más sofisticadas.
- b) La conversión del registro neutrón en unidades de conteos por segundo (cps) o unidades establecidas por American Petroleum Institute (API) a unidades de porosidad en porcentaje.
- c) La reevaluación de los parámetros petrofísicos con nuevas tecnologías de procesamiento utilizando registros neutrón para identificar zonas contenedoras de hidrocarburos

CAPÍTULO 2

CUENCA DE BURGOS

2.1 Localización

La provincia de Burgos cubre la parte norte del estado de Tamaulipas y la parte oriental del Estado de Nuevo León. Su límite es el paralelo 24° 30' de latitud norte, al oriente la actual línea de costa al norte el Río Bravo y al oeste una línea sinuosa que se inicia al noroeste de Nuevo Laredo, Tamps. Tiene una extensión de 35,600 Kms² figura 2.1

En la Cuenca Terciaria de Burgos se tienen depositados potentes sedimentos clásicos de edad Paleoceno al Reciente. Estos sedimentos fueron depositados durante la inmersión gradual del Continente hacia el Occidente y la progradación de las líneas de costa al Oriente, propiciando el aporte y sedimentación de un gran volumen de terrígenos en la denominada Cuenca de Burgos.

La Cuenca Terciaria de Burgos ha sido explorada y explotada aproximadamente por mas de 40 años, tiempo durante el cual su producción ha cubierto la demanda de gas en gran parte del norte del País; aunque muchos de sus campos en explotación aparentan abatirse en la producción. Sin embargo se piensa existen acumulaciones significantes que permitan extender la vida productiva de la Cuenca.

La demanda creciente de hidrocarburos (gas) del País, ha permitido reactivar las actividades exploratorias mediante la aplicación de tecnologías de vanguardia, en los campos tradicionalmente productores, lo que ha conducido al descubrimiento de nuevos horizontes de producción y extensión de otros campos; consecuentemente es factible el incremento de producción de gas en la Cuenca.

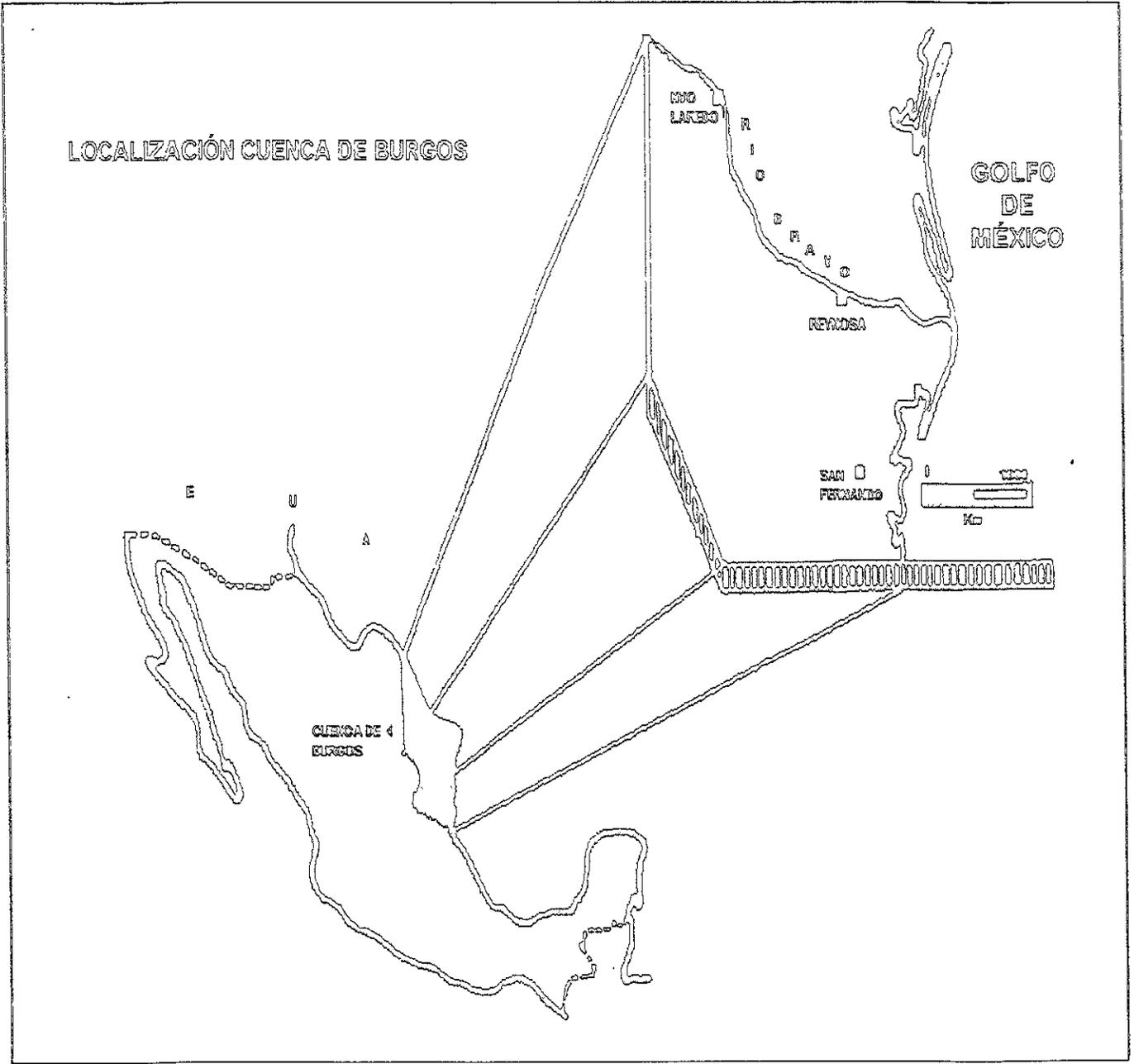


Figura 2.1 Plano de localización Cuenca de Burgos

2.2 Marco Geológico

La Cuenca de Burgos es una unidad Paleotectónica que forma parte de la planicie costera del Golfo, constituida por sedimentos que se depositaron en una extensa plataforma formando una secuencia clástica que varía de la edad del Paleoceno al Reciente (Echánove, 1976).

Las primeras exploraciones realizadas en esta provincia entre 1931 y 1937, fueron consecuencia del desarrollo petrolero del Sur del estado de Texas, E.E.U.U. Las perforaciones en busca de acumulaciones de hidrocarburos en cantidades comerciales no tuvieron éxito y solo se descubrieron cuatro campos de gas de poca relevancia.

Una segunda etapa de exploración data de 1942, esta vez con resultados más halagadores, fue tres años más tarde en 1945 que se descubrió el campo Misión y a partir de entonces se han descubierto un total de 108 campos productores de hidrocarburos, principalmente gas.

2.3 Estratigrafía

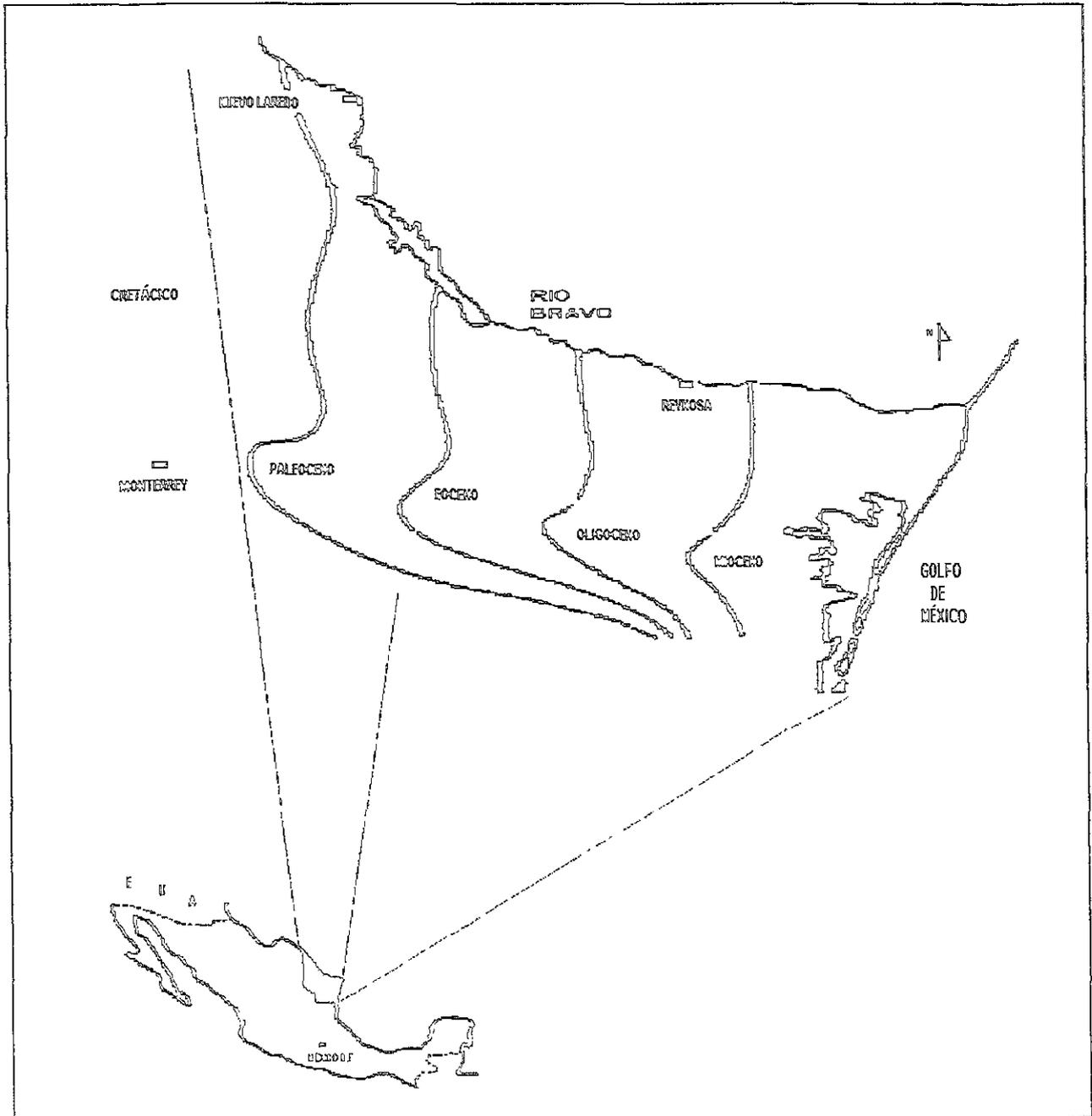
Los sedimentos acumulados dentro de la cuenca son de carácter clástico y varían en edad del Paleoceno al Reciente como se muestra en la tabla 2.1 (WEC, 1984).

TABLA 2.1

CORRELACIÓN ESTRATIGRÁFICA DEL NORTE DE TAMAULIPAS CUENCA DE BURGOS							
ERA	CENIZOICO	PERIODO	EDAD	FORMACIÓN			
CENOZOICA	TERCIARIO	RECIENTE		ALUVION Y CONTINENTAL INDIFERENCIADO			
		PALEOCENO		CONGLOMERADO REYNOSA			
		ELOCENO	SUP	SARMIANO	OAGUAVILLE		
			MED	WINDOBONIANO	CATAHUILA		
		INF	EUBIDICIANO AQUITANIANO				
		MIOCENO	SUP	CHATIANO	CONGLOMERADO WICDA	ANAHUAC	
			MED	RUFELIANO	FRIO NO MARINO		
			INF	TONGRIANO	FRIO MARINO	VICKSBURG	
		EOCENO	SUP	LUDIANO EARL CIVIANO AVERCIANO	JAYVELL		
			MED	LUTECIANO	LEGUA		
					COOK MARYLAND		
			INF	CONSYANO YVESIANO	MOUNT SILMAN	WECHES QUEEN CITY RECLAW	
					CARRIZO WILCOX		
		PALEOCENO		TARSIANO MONTIANO	MIDWAY		
				DARLIANO			

Estos sedimentos están dispuestos en franjas orientadas NNW - SSE. Las franjas estratigráficas más antiguas yacen al occidente, las más jóvenes hacia el oriente y notablemente engrosadas en esta dirección con un espesor máximo estimado de 10.000 m en el centro de la Cuenca.

Esta particularidad permite dividir a la Cuenca en franjas paralelas con las líneas de costa; teniendo por lo tanto la franja del Paleoceno, la franja del Eoceno, la franja del Oligoceno y la franja del Mioceno (González, 1976) ver figura 2.2.



2.4 Sedimentología

Litológicamente la secuencia clásica esta representada por una alternancia de lutitas y areniscas cuya variación esta íntimamente relacionada con el ambiente de depósito (Echánove, 1976). Siendo las areniscas las rocas almacenadoras de hidrocarburos, selladas por lutitas.

Las areniscas en ocasiones presentan diferente grado de arcillosidad, lo cual influye en forma determinante en la estimación de la porosidad y permeabilidad.

2.5 Estructura

La columna sedimentaria de la Cuenca de Burgos, no estuvo sujeta a movimientos tectónicos fuertes. Si bien durante el Terciario Bajo culminó la Orogenia Laramídica, el efecto de ella se refleja en movimientos epirogénicos que motivaron un fallamiento intenso, estos movimientos propiciaron la exposición y degradación de los sedimentos.

La mayoría de los sedimentos están cortados por abundantes fallas de crecimiento y postdeposiciones, tienen un alineamiento sinuoso con rumbo N-S y un desarrollo de varios kilómetros de longitud. En conjunto forman una serie de bloques subparalelos, con caída del bloque bajo en dirección de la cuenca. La intensidad del fallamiento y carácter de éste son factores determinantes en los patrones estructurales existentes en la Cuenca de Burgos.

La mayoría de los yacimientos de la Cuenca de Burgos son del tipo combinado estratigráfico - estructural. Los cuerpos arenosos definidos en las franjas productoras constituyen sistemas de barras, arenas de canal o frente deltaico, otros están asociados a la presencia de fallas de crecimiento, arenas basales o de alguna línea de costa.

CAPÍTULO 3

PRINCIPIO DE MEDICION

3.1 Radiactividad

Una breve descripción del fenómeno de la radiactividad dará un mejor entendimiento del principio de medición de los registros radiactivos. La radiactividad es un cambio espontáneo que sufren los átomos al transformarse de un elemento a otro emitiendo energía por medio de rayos alfa (α), beta (β) y gamma (γ). Generalmente este cambio se conoce como vida media, lo cual es el tiempo que tiene que transcurrir para que la mitad de una cantidad de un elemento se desintegre y se convierta a otro. Varios de los elementos radiactivos tiene períodos de vida media que varían desde una fracción de segundos hasta un poco mas de 10 billones de años, siendo esto una característica propia de cada elemento radiactivo.

Durante el curso de sus transformaciones los elementos radiactivos emiten tres diferente tipos de radiaciones:

a) Rayos alfa. Consisten del gas raro helio, los cuales son expelidos a velocidades de varios miles de millas/seg. Son de carga positiva y masa relativamente grande, son fácilmente detenidos, bastarían unas hojas de papel para detenerlos, por lo que su penetración es limitada.

b) Rayos beta. Estos son electrones libres emitidos por el núcleo del átomo los cuales son expelidos a la velocidad de la luz. Son de mas penetración que los rayos alfa y se necesitaría una placa de acero de algunos milímetros para detenerlos.

c) Rayos gamma. Son también producidos durante el curso del proceso de radiactividad. Son ondas electromagnéticas parecidas a las ondas de la luz pero con más pequeña longitud de onda. Este tipo de radiación se puede obtener en un registro ya que es el de

mayor penetración, puede atravesar hasta 2 kms de aire o 30 cm de plomo antes de detenerse.

La mayoría de los elementos radiactivos pertenecen a una de cuatro diferentes series radiactivas (Gómez Rivero, 1975):

- 1) Uranio - Radio
- 2) Actinio - Uranio
- 3) Torio - Radio - Torio
- 4) Potasio-40

Cada serie inicia con un elemento padre, el cual cambia interiormente a otro, después cambia a un tercero y así sucesivamente esto se muestra en la figura 3.1

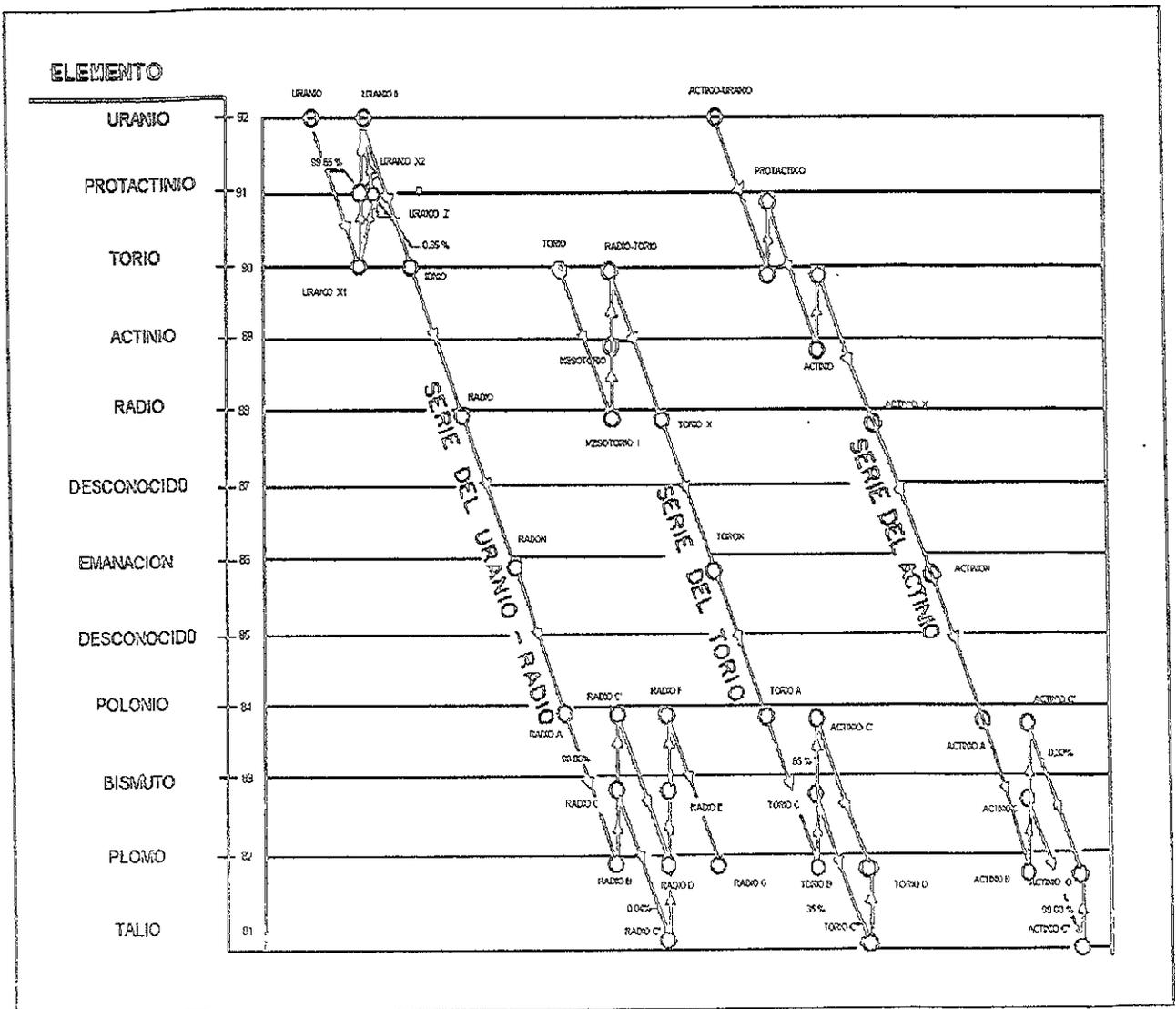


Figura 3.1 Series Radiactivas del proceso de desintegración del Uranio, Actinio y Torio

La distribución de materia radiactiva en las rocas se da por el contenido de elementos inestables que exhiben cierto nivel de radiactividad natural que se presentan en pequeñas cantidades. La materia radiactiva en los sedimentos fue originalmente derivada de las rocas ígneas, pero fue distribuida de manera desigual en los diferentes ambientes sedimentarios.

Los elementos radiactivos tienden a concentrarse en las lutitas y otros sedimentos finos. Químicamente las superficies de partículas de arcilla absorben minerales radiactivos siendo el potasio el elemento que más contribuye a la radiactividad de las lutitas.

Las arenas limpias (libres de lutitas) y carbonatos contienen muy pocos minerales radiactivos porque generalmente el ambiente químico que prevaleció durante su depositación no fue favorable para la acumulación de minerales radiactivos.

La tabla 3.1 muestra el contenido en promedio de los elementos radiactivos para rocas sedimentarias.

TABLA 3.1 Promedio del contenido radiactivo de rocas sedimentarias comunes tomado de Gomez Rivero (1976).

	POTASIO %	URANIO ppm	TORIO ppm
LUTITAS	3	6	20
ARENAS	1	6	20
CARBONATOS	0.3	2	2

3.1.1 El neutrón

El neutrón es una partícula constituyente de un átomo que muestra un alto potencial de penetración por la falta de carga eléctrica. Por esta razón el neutrón juega un papel importante en las aplicaciones para el diseño y funcionamiento de equipo de registros geofísicos de pozos petroleros (Tittman J., 1956).

Los neutrones cuentan con una vida media de 12.3 minutos y provienen de un decaimiento de rayos beta que vuelven al interior de los protones por lo que raramente se encuentran a los neutrones libres en la naturaleza y generalmente los neutrones son producidos espontánea o artificialmente por reacciones nucleares.

Existen diversas formas de provocar las reacciones nucleares para la generación de neutrones, en consecuencia la energía de estos dependerá del tipo de reacción. Algunas reacciones producen neutrones monoenergéticos, mientras otras producen neutrones que muestran un amplio rango de energías y otras mas de las reacciones producen rayos gamma y neutrones.

Un neutrón producido por una reacción espontánea tiene lugar cuando hay una mezcla de emisión de partículas alfa con átomos de número atómico bajo. Una típica reacción está dada por:



Además berilio (${}_3\text{Be}^9$), boro (${}_3\text{B}^9$) y litio (${}_3\text{Li}^9$) han sido detectados como del tipo de átomos que también tienen un número atómico pequeño.

Por lo general los emisores más comunes de partículas alfa son:

plutonio (Pu^{239}), radio (Ra^{226}), americio (Am^{243}) y polonio (Po^{210}).

El espectro de energía del neutrón producido por este tipo de reacción puede alcanzar un máximo de 13 megaelectrón - volt (MeV). Por otro lado existe una fuente radiactiva de tipo fijo que alcanza alrededor de 4MeV y el nombre de tipo fijo es debido a que la reacción que produce esta fuente es de manera continua y no puede ser controlada, la figura 3.2 muestra el espectro de energía del neutrón.

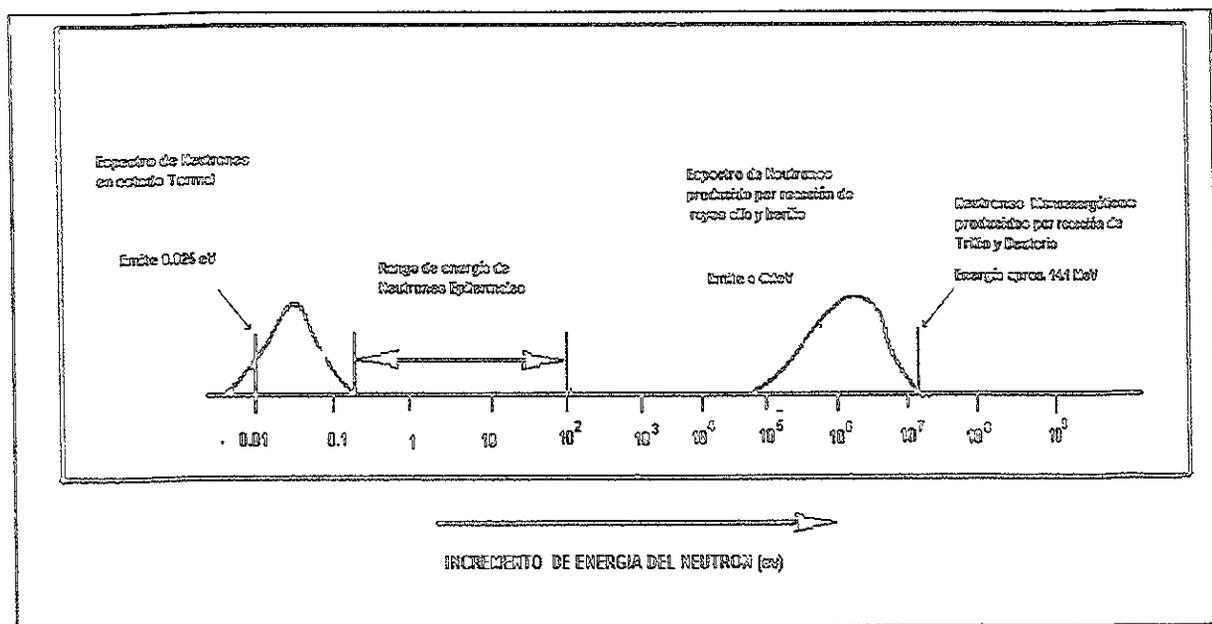


Figura 3.2 Espectro de energía del neutrón (Bossiouni, 1994).

En reacciones artificiales funcionan como blanco los elementos de número atómico bajo que son bombardeados por iones positivos y que mediante la aplicación de un campo eléctrico, los iones son acelerados hasta niveles de energía necesarios para que se lleve a cabo la reacción, esta reacción puede ser controlada alternando el campo eléctrico por medio de pulsos.

Los neutrones que se mueven libremente están clasificados de acuerdo con su energía cinética teniendo una clasificación medianamente arbitraria como sigue (Smolen, 1996):

Neutrones rápidos	> 100 keV
Intermedios	100 eV a 100 keV
Lentos	< 100 eV

Además los neutrones lentos se clasifican en:

Epitermales	(0.1 a 10 eV)
Termales	(0.025 eV).

3.1.2 Interacciones del Neutrón

Durante la vida relativa del neutrón, éste interactúa con núcleos individuales de la materia que se encuentran a su alrededor durante su movimiento. El tipo de interacciones que tienen lugar dependen en gran parte de la energía del neutrón y pueden presentar dos tipos de interacciones : moderadas y de absorción.

Las interacciones moderadas, las cuales pueden ser elásticas o inelásticas son el resultado de la desaceleración del neutrón (i.e.)

Las interacciones debidas al fenómeno denominado de absorción se presentan cuando el neutrón tiene un proceso radiactivo de captura.

3.2 Equipo de registros de neutrones

De acuerdo con las interacciones del neutrón se diseñaron equipos con sistemas de detección para diferentes tipos de registros de neutrones.

a) n-n Epitermal

Rodeado de un contador proporcional de He^3 con un blindaje apropiado y aumentando la presión de gas, solamente los neutrones que tienen energías de varios electrón - volt (neutrones epitermales) o más son detectados.

Las ventajas del registro neutrón epitermal son: muy pequeño efecto de matriz e influencia despreciable de la salinidad de agua de formación. Las desventajas son: bajo conteo como consecuencia una pobre respuesta en alta porosidad debido al tamaño del agujero (Morfiin 1996)

b) n-n Termal

Por medio de un detector apropiado al flujo de neutrones, a una distancia determinada de la fuente es efectuada la medida. La ventaja principal, es un conteo alto que permite el uso de un espaciamiento grande entre fuente-detector (Morfin 1996). Las desventajas son efecto de matriz importante. El calcio y el magnesio son tres veces más efectivos para absorber neutrones que el silicio, así con el mismo contenido de hidrógeno, la población de neutrones termales en el detector será más pequeña en carbonatos que en arenas.

Efecto importante de los elementos tal como el cloro, que tienen una sección transversal de captura más grande. En formaciones saturadas de agua salada se tiene un conteo mas bajo que en formaciones llenas de agua dulce a la misma porosidad.

En la herramienta de neutrón compensado CNT, el efecto de agujero y la influencia de un efecto absorbedor de neutrones, es prácticamente eliminado por el uso de un par de detectores de 15" y 25" de la fuente. Esta herramienta puede operarse satisfactoriamente también en agujero entubado.

c) Rayos gamma de captura

En este tipo de herramientas, el sistema de detectores tiene un sistema de blindaje para diferenciar los rayos gamma de captura de alta y baja energía.

Las consideraciones para el tipo n-n termal, también se aplican al método de detección de rayos gamma de captura " γ ". La herramienta radiactiva de rayos gamma-neutrón usa una combinación de modos de detección de n-n termal y rayos gamma de captura " γ ".

El detector usado es un contador de rayos gamma, pero por medio de aletas de cadmio los neutrones termales que llegan al detector también son contados. En realidad, el cadmio captura los neutrones lentos y algunos de los rayos gamma de captura resultantes son detectados.

La figura 3.3 muestra la secuencia del neutrón en sus fases epitermal, termal y rayos gamma de captura.

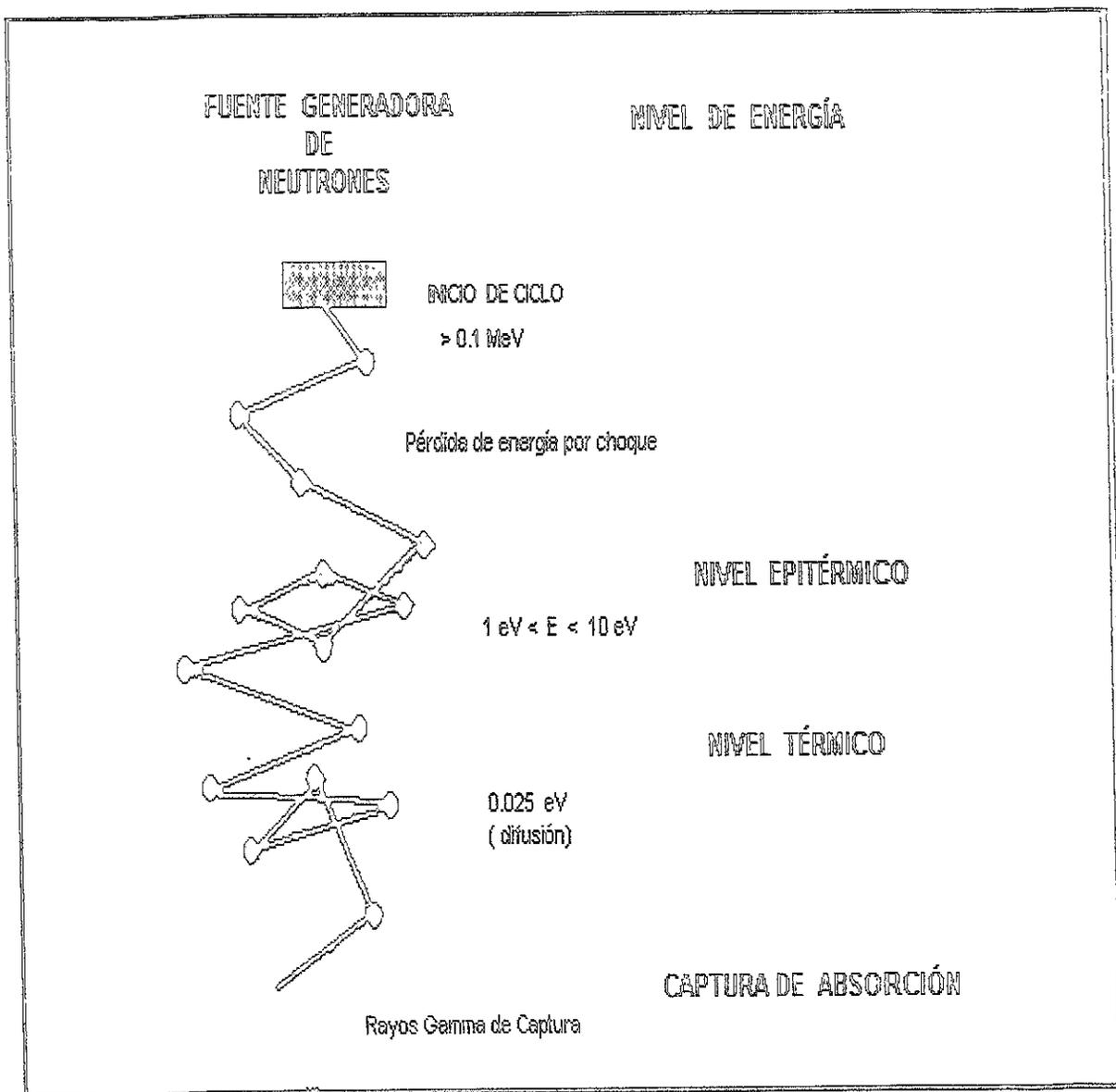


Figura 3.3 Secuencia del neutrón desde su generación hasta convertirse en elemento de captura para el dispositivo que detecta rayos gamma y/o neutrones (Morfin, 1996).

3.3 Registro Neutrón GNT (Gamma Neutron Tool)

Las herramientas GNT eran sistemas no direccionales que empleaban un solo detector sensible a los rayos gamma de captura de alta energía así como a neutrones en estado de energía termal.

En México se utilizaron este tipo de herramientas, las cuales fueron diseñadas por la compañía Schlumberger y proveían las series N-G de la herramienta GNT (Gómez Rivero, 1975), donde los espaciamentos fuente – detector podían ser seleccionados para una condición específica del pozo y porosidad esperada.

Para este tipo de registros neutrón la fuente emite neutrones rápidos dentro de la formación, un detector mide rayos gamma de captura (herramienta tipo Neutrón – Gamma), neutrones termales (herramienta Neutrón – Neutrón Termal) y/o neutrones de tipo epitermal (herramienta Neutrón – Neutrón Epitermal).

3.3.1 Principio de medición

La herramienta GNT podía correrse en agujeros revestidos o descubiertos. Aunque las herramientas GNT respondían principalmente a la porosidad, sus lecturas se veían afectadas por la salinidad del fluido, temperatura, presión, tamaño del agujero, alejamiento de la pared del pozo, enjarre, densidad del lodo, y en agujeros entubados por el tipo de tubería así como por el efecto del cemento.

Un intento esquemático para interpretar registros neutrón involucra un entendimiento cuantitativo de los principios físicos que soportan las bases de este método de registro. Aunque se pueden usar estudios empíricos para propósitos limitados, una función de este entendimiento es saber como operan y se derivan los registros radiactivos para obtener su máxima información, esto nos permitirá saber cuando confiar en el registro y cuando no. Para esto también se debe de conocer que tipo de correcciones deben hacerse para efectos perturbadores

El neutrón rápido incide y golpea un núcleo, entonces el neutrón es dispersado a un ángulo θ y el núcleo retrocede con un ángulo ϕ debido a la energía con la que sale el neutrón de la fuente que como ya se puede ser de hasta 14 MeV.

La relación entre θ y ϕ y las dos velocidades después de la colisión son determinados únicamente por la leyes de la conservación de la energía y momento lineal, el valor de la velocidad del neutrón antes de la colisión. Para lo cual los resultados de energía cinética y conservación de la energía requiere que la energía del neutrón después de la colisión sea reducida en una cantidad exacta transferida al núcleo.

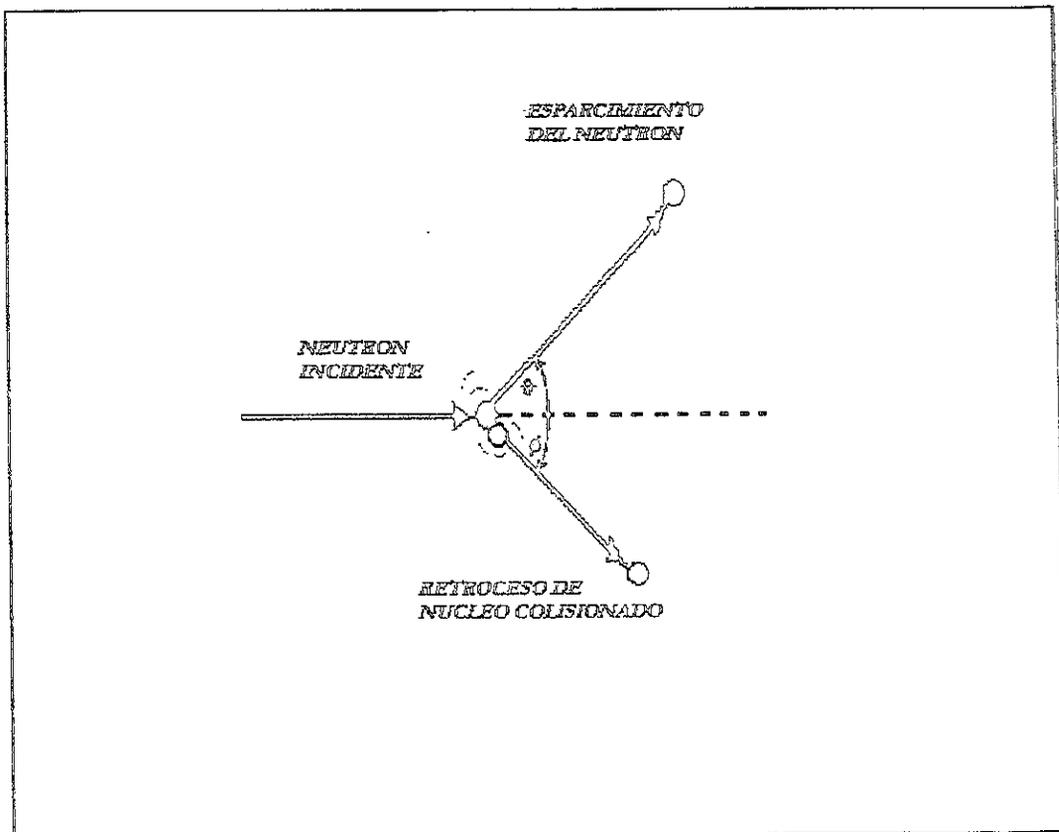


Figura 3.4 representación de la colisión de un neutrón tomado de Tittman (1956)

La pérdida de energía del neutrón está determinada por el ángulo θ y la masa relativa del núcleo con el que choque. La mayor pérdida de energía ocurre cuando el neutrón golpea un núcleo con una masa prácticamente igual a la suya, siendo el núcleo del elemento hidrógeno el que presenta esa masa, entonces cuando el neutrón choca con un núcleo de

hidrógeno, se vuelve mas lento y llega un momento en que el neutrón alcanza una velocidad mínima. Por lo tanto las colisiones con núcleos pesados no desaceleran mucho al neutrón.

La distribución angular no es tan importante en la dispersión de los neutrones, sino mas bien la probabilidad de que tras colisiones sucesivas, en unos cuantos microsegundos los neutrones puedan disminuir su velocidad a velocidades de energía termal, correspondientes a energías cercanas de 0.025 eV. Entonces se difunden aleatoriamente sin perder mas energía hasta que son capturados por los núcleos de átomos de cloro, hidrógeno o silicio.

Esto puede mostrar que esta última probabilidad es constante para toda las energías disminuidas por debajo de la energía inicial, cuyo límite de disminución es determinado por la masa del núcleo con el que colisiona. La figura 3.5 ilustra para diversos núcleos de interés, la probabilidad relativa para que un neutrón se disperse dando una fracción de su energía inicial. Se observa para cada elemento mostrado, que la probabilidad relativa de que el neutrón sea dispersado en pequeños intervalos de energía centrados al valor dado sobre la abscisa, es constante hasta un mínimo de energía, bajo la cual la probabilidad es cero. La energía mínima residual (máxima energía perdida) correspondiente se da en caso de que algunos neutrones sean dispersos hasta 180°.

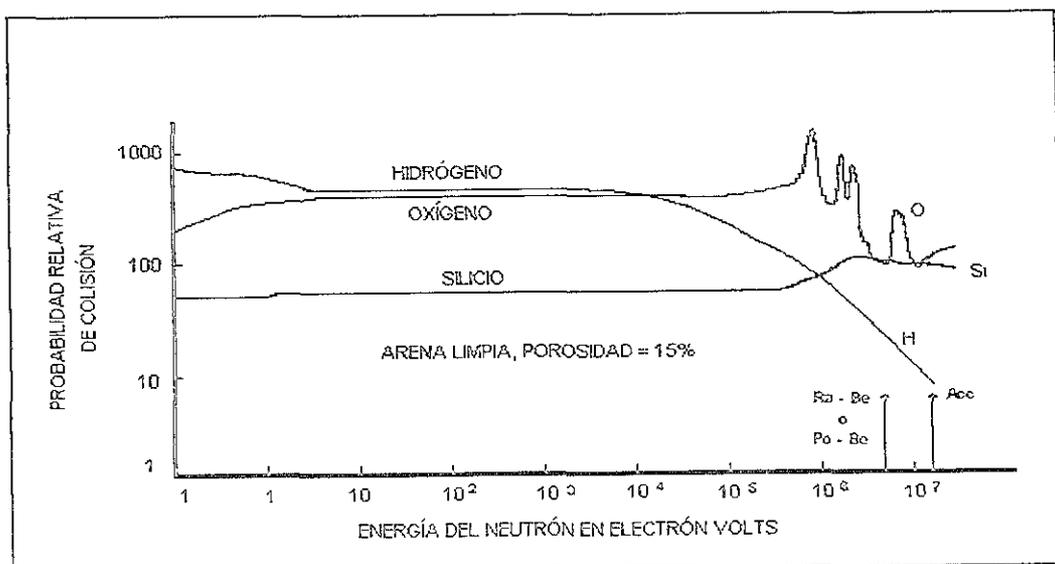


Figura 3 5 Probabilidad de colisión del neutrón (Tittman, 1956)

Para varios elementos excepto para el hidrógeno, el neutrón puede conservar hasta el 72% de su energía inicial después de colisionar, por ejemplo cuando el neutrón golpea con un átomo de calcio pierde un 8% de la información de su energía original. El incremento promedio de energía perdida así como el máximo es proporcional con la disminución de la masa del núcleo con que se colisiona.

Un punto de interés en las colisiones de neutrón-núcleo, es que los neutrones no están influenciados por combinaciones químicas de los elementos presentes en la materia, como consecuencia, el hidrógeno tiene una fuerte influencia cualquiera que sea la forma en la que se presente ya sea aceite, agua, agua de cristalización o en algunos otros componentes.

Por ejemplo si un neutrón incide perpendicularmente a la superficie de un estrato delgado de formación, la probabilidad total de que se presentará una colisión será proporcional al número de núcleos que ve el neutrón en la parte frontal de éste. Este número es proporcional al número de núcleos por unidad de volumen (densidad de núcleo).

En adición a la densidad de núcleo debemos considerar que no todos los núcleos “ven” de la misma manera al neutrón, algunos son más grandes que otros, este hecho podemos referirlo en cuanto a cantidad como una sección transversal, la cual es el área que presenta el núcleo al neutrón para que se presente una colisión.

De lo que se deduce de manera lógica es que los núcleos que tengan una sección transversal grande tienen mayor probabilidad de que sean golpeados por neutrones. Esta probabilidad esta determinada por el producto de dos cantidades (Tittman, 1956)

$n\sigma$ donde : n es la densidad de núcleo

σ es la sección transversal del núcleo

La cantidad σ tiene la propiedad de que puede variar con la energía del neutrón, en otras palabras el área de la sección transversal que presenta un núcleo para que incida un neutrón depende de la energía del neutrón.

3.3.3 Neutrón en estado termal

Siguiendo con las interacciones del neutrón y con lo explicado hasta el momento, se puede decir que entra un retardamiento ó fase de desaceleración del neutrón y ya no visto como procesos de colisión individuales sino como una repetición de colisiones, mediante las cuales se puede determinar la distribución espacial de los neutrones desacelerados. El neutrón a cada colisión se puede dispersar en alguna dirección (preferentemente siguiendo trayectorias hemisféricas) con lo que la densidad de neutrones desacelerados se distribuyen en un conjunto de esferas concéntricas que disminuye a medida que aumenta el radio de las esferas.

Siguiendo a los neutrones en su desaceleración hacia el equilibrio termal con la formación, los neutrones continúan haciendo sucesivas colisiones pero sin que se presente un cambio en su energía promedio, lo que es referido como la fase de difusión termal. Como el neutrón va haciendo colisiones aleatorias se puede hablar de una densidad de neutrones termales a varios puntos en el espacio en donde los neutrones continúan moviéndose aun lejos de la fuente.

En este proceso de difusión termal la energía remanente es constante, por lo que los neutrones termales después de cada colisión no viajan tan lejos como los neutrones de alta energía, entonces la distancia entre colisiones sucesivas puede ser constante.

Si suponemos que la fuente esta continuamente emitiendo neutrones rápidos entonces en la formación deberá irse incrementando el número de neutrones termales, esto implica que la densidad de neutrones termales en diferentes puntos en el espacio continuará indefinidamente.

Por analogía se supone un modelo que considera a la fuente de neutrones como una fuente de gas caliente de neutrones el cual entra en difusión en un medio frío que es la formación, el enfriamiento del gas corresponde a la reducción en velocidad y energía del neutrón

3.3.4 Dispositivos para toma del registro

Un dispositivo para la toma de registros neutrón no solo depende de la densidad de neutrones termales, también influyen las propiedades retardadoras de la formación y las propiedades de captura de los elementos absorbedores del neutrón en estado termal.

Muchos de los registros neutrón no miden neutrones, sino la emisión de energía que se genera cuando el neutrón es capturado por un núcleo, el núcleo que lo captura comienza a vibrar lo cual hace que la energía liberada sea en forma de uno o varios rayos gamma que reciben el nombre de rayos gamma de captura.

Un detector de rayos gamma localizado a una distancia de la fuente, hará un conteo de la captura de rayos gamma que están pasando a través de la formación y esta cantidad será proporcional al número de neutrones termales que estén en la vecindad del detector de rayos gamma, por lo que los dispositivos de registro que operan usando la detección de rayos gamma de captura son denominados registros neutron-gamma.

Por otra parte si se tiene un detector que es sensitivo solamente a los neutrones termales, y se tiene como origen la posición de la fuente, se ha inferido que para este tipo de mediciones el conteo de neutrones termales se ve influenciado por la porosidad o resolución del índice de hidrógeno.

Si la cantidad de hidrógeno en la formación es alta, los neutrones serán desacelerados al nivel termal y capturados cerca de la fuente antes de llegar al detector, en cambio si la cantidad de hidrógeno de la formación es baja, los neutrones viajarán mas lejos de la fuente antes de ser capturados y en este caso será mayor la cantidad recibida de neutrones en el detector.

Esto se puede representar por medio de la figura 3 6 en donde de acuerdo con lo explicado podemos describir tres zonas entre la fuente y el detector (Smolen :1996).

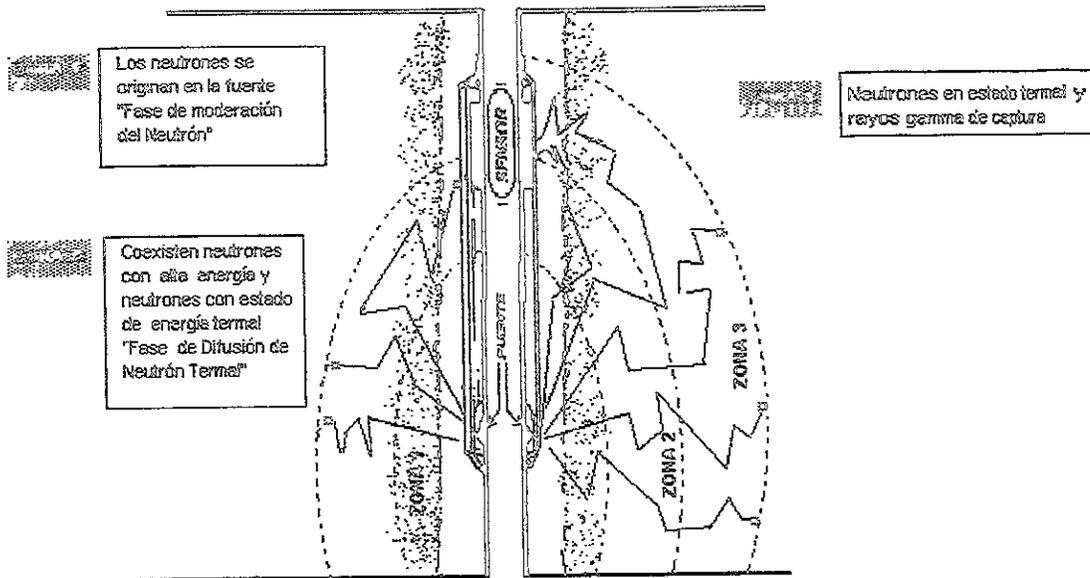


Figura 3.6 Zonas en la que interactúa el neutrón

Una primera zona se puede definir teniendo como origen la fuente y un pequeño intervalo en donde comienzan a viajar los neutrones.

La segunda zona la podemos clasificar como una zona de transición en donde coexisten neutrones con energías alta y neutrones en estado de energía térmica que se siguen todavía moviendo por efecto de la temperatura.

Una tercer zona es la cercana al detector en donde los neutrones en estado térmico que no fueron capturados anteriormente, ahora son detectados ya sea como neutrones en estado térmico o como rayos gamma de captura dependiendo del tipo de detector que se tenga en la sonda

Por otra parte ya que los hidrocarburos gaseosos tienen baja densidad de hidrógeno, el registro neutrón leerá una porosidad aparente muy baja en formaciones con gas, aun cuando la porosidad real es más alta, esto debido al llamado efecto de "excavación"

3.3.5 Descripción de la herramienta

El equipo con el cual se obtienen los registros de neutrón, va montado en una sonda que consta de una fuente emisora de neutrones y uno o dos receptores que captan la señal de neutrones o rayos gamma de captura figura 3.7. En la sonda neutrón-gamma, el receptor va colocado a una distancia aproximada de 0.40 ó 0.50 metros de la fuente.

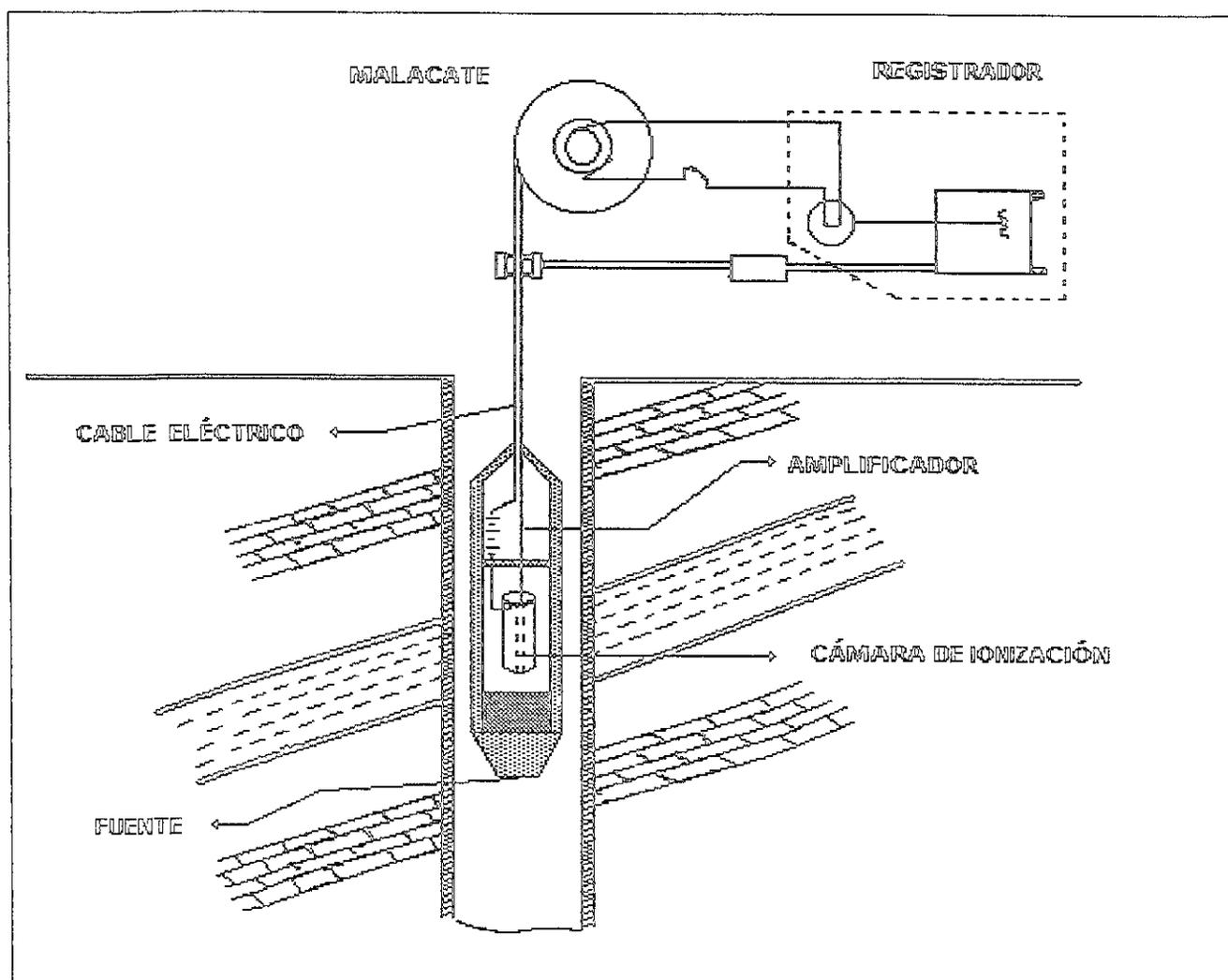


Figura 3.7 Esquema de la herramienta GNT tomado de Bush 1950

Las unidades en que están calibrados los registros neutrón gamma son unidades API, ésta unidad se define como la milésima parte de la diferencia entre la lectura observada con la sonda sin fuente de neutrones, y la lectura registrada cuando se introduce la sonda en un pozo artificial de calibración que existe en la Universidad de Houston, Texas.

Anteriormente muchos registros antiguos gamma-neutrón se obtenían en unidades de pulsos/segundo, los cuales se pueden transformar a unidades API de acuerdo a los factores de conversión de la siguiente tabla 3.2 (Gómez Rivero, 1976):

TABLA 3.2 Factores de conversión de conteos/segundo a unidades API

TIPO DE SONDA	FACTOR DE CONVERSIÓN API - PULSOS/SEG
GNT-F, H (15.5", Ra-Be)	1.3
GNT-G (15.5", Ra-Be)	1.3
GNT-J,K (16", Ra-Be)	2.5

3.3.6 Efectos ambientales

Efecto del Agujero:

Se combinan el efecto del diámetro del agujero y el del fluido que llena el pozo. En agujeros abiertos el efecto del diámetro de pozo depende de la naturaleza del fluido que contiene.

Por ejemplo en un pozo lleno con lodo, al aumentar el diámetro del agujero disminuye la cantidad de neutrones que entran en la formación; esto disminuye la intensidad de la señal del detector.

En cambio, cuando el fluido que llena el pozo es gas, parte de los neutrones que salen de la fuente viajan a través del agujero, en lugar de hacerlo a través de la formación, hasta llegar a la zona vecina del detector; se obtiene entonces una señal mas alta y este efecto será mayor mientras más grande sea el diámetro del agujero.

Efecto de Tubería:

El efecto de la tubería se refleja en la reducción de la respuesta de la sonda. Se combinan el efecto del diámetro y el espesor de la misma.

Efecto de la Densidad del Lodo:

El efecto que resulta al aumentar la densidad del lodo, es incrementar el valor de la curva del registro; sin embargo, para el rango usual de densidad de lodo éste efecto es despreciable.

Efecto de la Salinidad del lodo:

Generalmente los fluidos de perforación tienen un grado de salinidad y se sabe, el cloro es uno de los elementos más efectivos para la absorción de neutrones. Esto ocasiona que a mayor salinidad del lodo, haya una mas alta absorción de neutrones en la vecindad de la fuente, en el lodo, lo cual tiende a disminuir la señal en el detector.

Efecto del Cemento:

El cemento hidratado tiene un alto contenido de hidrógeno, por lo tanto su efecto se manifestara en un aumento aparente del contenido de hidrógeno de la formación. Este efecto dependerá del espesor del cemento o sea de la diferencia entre el diámetro del agujero y el de la tubería de revestimiento.

Efecto de posición de la sonda en el pozo:

En agujeros abiertos, llenos con lodo base agua y bajo un mismo sistema de condiciones, la intensidad de la señal recibida por el detector es mayor cuando la sonda está apoyada contra la pared del pozo que cuando está centrada. Esto se debe a que cuando la sonda está apoyada, se encuentra soio parcialmente rodeada por un medio de menor concentración de hidrógeno en el pozo que cuando está centrada. Sin embargo en

condiciones normales de operación, la sonda casi siempre va apoyada contra la pared del agujero, excepto en el caso de que existan cavidades.

Efecto del enjarre:

Como se mencionó anteriormente, la sonda siempre va apoyada contra la pared del pozo, entonces un enjarre de lodo muy grueso, mantendrá a la sonda separada a una cierta distancia de la pared del agujero; consecuentemente se tiene una señal menor en la sonda.

Efecto de la Saturación Residual de Hidrocarburos:

Cuando en la formación hay contenido de hidrocarburos, queda una saturación residual de estos en la zona barrida, comprendida dentro del volumen que abarca la medición para el radio de investigación de la sonda. La saturación residual de hidrocarburos ocasiona que en el registro se obtengan deflexiones mayores, como si se tratara de una disminución en los valores de la porosidad. Su efecto es más notable en zonas con gas que en zonas con aceite; también es mayor en zonas con alta porosidad que en zonas de baja porosidad.

3.4 Registro tipo SNP (Sidewall Neutron Porosity)

El sistema de registro SNP fue diseñado para usarse en agujero descubierto, esto con el propósito de obtener medidas más reales en lugar de las que proveía la herramienta neutrón convencional. Los efectos de las variaciones de diámetro y forma del pozo, salinidad del fluido, peso y temperatura del lodo, eran parámetros que complicaban la interpretación del registro neutrón GNT (Sherman H, 1966). Además para simplificar la interpretación del registro SNP se presenta la curva neutrón en unidades de porosidad computada en escala lineal la figura 3.8 se muestra el esquema de la herramienta.

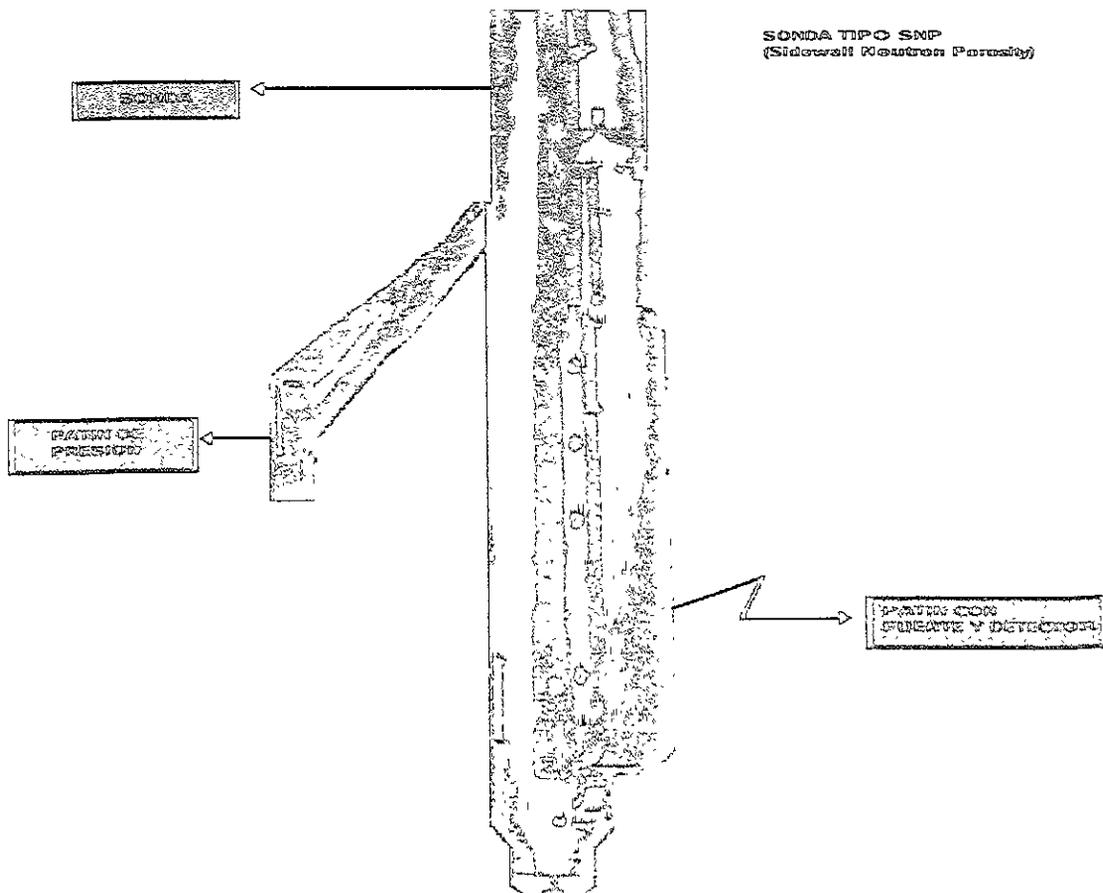


Figura 3.8 Herramienta SNP tomado de Tittman 1966, segunda generación de herramientas neutrón

3.4.1 Principio de medición

Esta herramienta se basa en la detección de neutrones epitermales, donde el funcionamiento mejoraría al hacer una combinación de dos diseños:

- a) La detección de neutrones epitermales reduciría substancialmente la influencia de perturbación sobre el neutrón termal debido a las propiedades de absorción de la matriz de la roca y salinidad del agua.
- b) El sistema de detección neutrón, la fuente y el detector se montan en un patín que va pegado a la pared del pozo lo que en gran parte se minimizan los efectos de pozo.

Como ya se ha explicado anteriormente un neutrón rápido proveniente de una fuente será desacelerado y eventualmente capturado por el núcleo de un átomo, sin embargo antes de que ocurra la captura y el neutrón pase a la fase termal, los neutrones tienen que entrar a un estado epitermal, en donde el neutrón no sufre de manera considerable los efectos absorbedores y si se llegaran a presentar dichos efectos estos son minimizados con el sistema SNP que además ofrece la ventaja de que la respuesta del registro puede ser predecida de manera aproximada en varias litologías.

A diferencia de la herramienta GNT el hacer cálculos teóricos de alguna formación específica se debía suponer que las variables independientes del proceso de moderación que son rayos gamma de captura y difusión de termal debían de suponerse solo hasta que el neutrón hubiera alcanzado su estado termal, en cambio con el sistema de detección epitermal, estas dos variables se podían suponer dentro de una u otra fase del neutrón.

El equipo del SNP incorporó un detector que tuviera una mayor eficiencia para captar los neutrones epitermales, así como una mejor sensibilidad para los rayos gamma de captura, sin que el equipo sufriera un rápido deterioro

3.4.2 Descripción de la herramienta

En esta herramienta se incorporó un detector altamente sensible a neutrones epitermales y una fuente que proveía neutrones que podían ser de Pu-Be o Am-Be , estos iban acoplados en una almohadilla que se pegaba a la pared del pozo, a su vez la almohadilla estaba montada en una sonda la cual se presionaba firmemente contra la pared del pozo mediante un patín el cual estaba articulado de manera tal que no se tuvieran problemas durante la operación de registros por variaciones en el diámetro del pozo.

El diseño activaba un sistema de detección direccional que permitía captar el arribo de neutrones procedentes de la formación y podía discriminar aquellos que provenían del fluido del pozo (Tittman, 1966).

En superficie se contaba con un tablero de control que procesaba los conteos del detector para que se tuviera una entrada de datos y el registro pudiera ser computado directamente en una escala en términos de porosidad, este escalamiento de porosidad se podía adecuar de acuerdo con la matriz propuesta por el operador del panel donde la adecuación se realizaba mientras se tomaba el registro si se tenía conocimiento de cambios en la formación.

La calibración de esta herramienta estaba basada en pruebas de laboratorio en donde se hacían lecturas en formaciones limpias y de porosidad conocida. En algunos casos se incluía formaciones de porosidad cero como dolomias.

El equipo SNP fue diseñado para operar en pozos sin entubar llenos o vacíos de lodo de perforación, la velocidad máxima recomendada era de 1,800 pie/seg. El tamaño de la herramienta permitía que se registrara en pozos de 5" de diámetro y los rangos de temperatura y presión que soportaba para el fondo del pozo eran 350 °F y 20,000 lb/pg².

3.4.3 Presentación del registro

El registro SNP presentaba la porosidad computada sobre una escala lineal para una de tres matrices (arenas, calizas, dolomitas), sin embargo las tres escalas de porosidad están propuestas sobre el encabezado de los carriles de la curva porosidad neutrón para que se pudiera leer el valor de porosidad sobre el tipo de formación que se tenía a determinada profundidad.

Si la formación es conocida como una combinación de dos matrices, la porosidad podía ser obtenida interpolando entre las escalas apropiadas. La curva porosidad neutrón se presentaba en las pistas 2 y 3, una curva de rayos gamma y calibrador podían ser registradas simultáneamente y se presentaban en la pista 1 figura 3.9

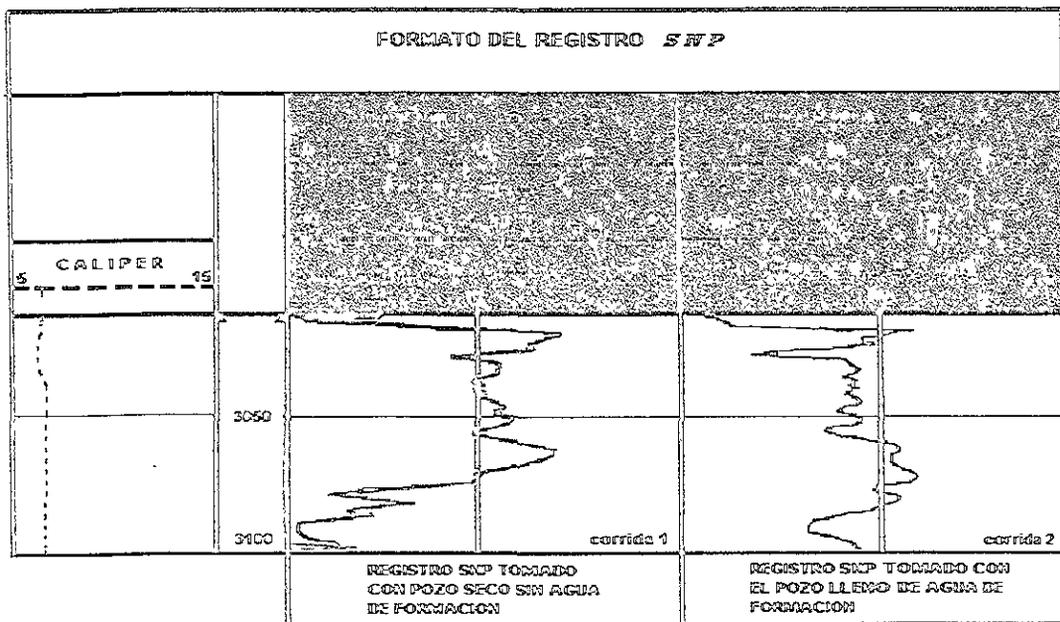


Figura 3.9 – Presentación del registro SNP

3.4.4 Calibración de la herramienta para medidas de porosidad

Para definir con mejor precisión las curvas de calibración, la respuesta de la herramienta se determinó en pruebas de formaciones de laboratorio de matriz y porosidad conocidas. Los resultados de estas medidas se hizo tanto en pozos llenos de agua y pozos con gas bajo las siguientes condiciones: agua dulce en la formación, agujero descubierto, diámetro de pozo de 7 7/8 pulgadas, temperatura de 75 °F, presión atmosférica y sin enjarre.

La figura 3.10 muestra las curvas obtenidas de la calibración en donde se gráfica conteo de neutrones vs porosidad. La escala del eje horizontal de porosidad esta referida a una matriz caliza.

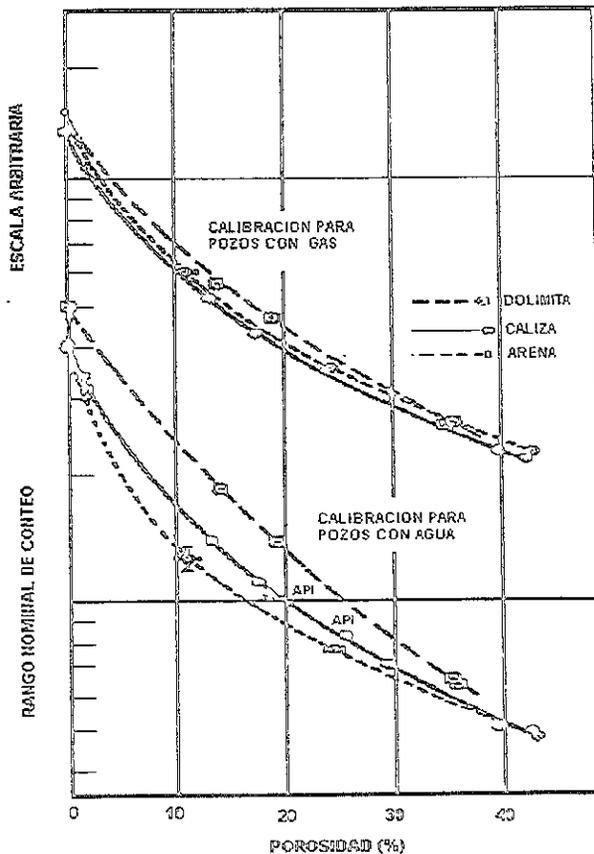


Figura 3.10 Calibración de la respuesta de la herramienta SNP tomado de Tittman (1966)

Como un resultado de la alta resolución de porosidad y la eficiencia del detector empleado, la incertidumbre del valor de porosidad se reflejaba por fluctuaciones estadísticas en el conteo del detector. En las pruebas de calibración se obtuvieron las estadísticas de incertidumbre bajo condiciones normales en la toma del registro.

Los errores sobre la base de desviación estándar se presentaban en términos de unidades de porosidad. Estas desviaciones estándar estaban referidas a la probabilidad de que se presentara un error tomando la lectura en un punto sobre el registro.

3.4.5 Efectos ambientales

La sonda de registro epitérmico de pared, está diseñada para operar bajo ciertas condiciones que se consideran como patrón, según las cuales los valores de porosidad que se obtuvieran no necesitarían corrección alguna.

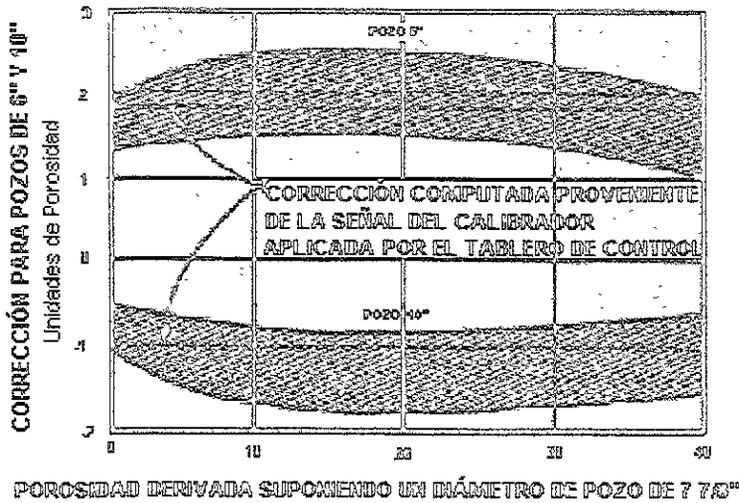
Las condiciones son: Presión atmosférica, agujero sin enjarre, pozo y formación llenos de agua dulce. Cuando la sonda opera en condiciones distintas a las anteriores, el equipo superficial del registro realiza automáticamente la mayor parte de las correcciones necesarias.

Efecto del diámetro del agujero:

Simultáneamente con el registro de neutrones epitérmicos se va midiendo el diámetro del pozo para que automáticamente en la superficie se realice una corrección relativamente pequeña pero necesaria por forma y tamaño del agujero. Las magnitudes de corrección requeridas que se hacen en el tablero de superficie para diámetros de pozo de 6 y 10 pulgadas se muestran en la figura 3.11

Donde las correcciones para valores de porosidad son derivadas suponiendo pozos con diámetro de 7 pg. Quizá la corrección es significativa para intervalos con diámetro

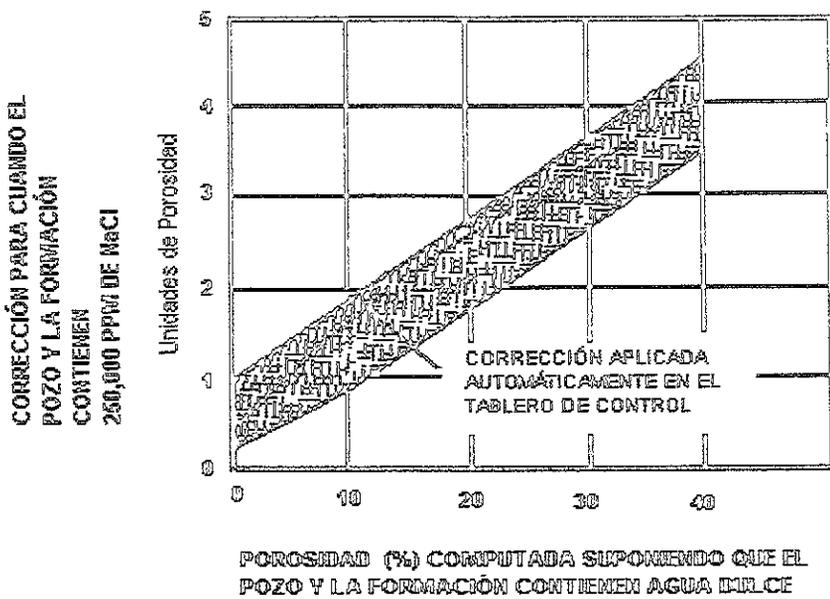
demasiado grande. Para el sistema SNP se hay dos diferentes correcciones de efecto de agujero: para pozos con líquidos y pozos con gas. A porosidades por debajo del 10 % las correcciones son por debajo de una unidad, por lo que el efecto se incrementa cuando más grande es la porosidad.



2 Figura 3.11 Corrección por diámetro de pozo

Efecto de la salinidad:

El efecto del aumento de salinidad tanto del lodo como del agua de la formación es disminuir la concentración de hidrógeno y por lo tanto la de neutrones epitérmicos. En consecuencia, el efecto final sería la obtención de una porosidad aparente menor, cuando aumenta la salinidad del medio que la rodea

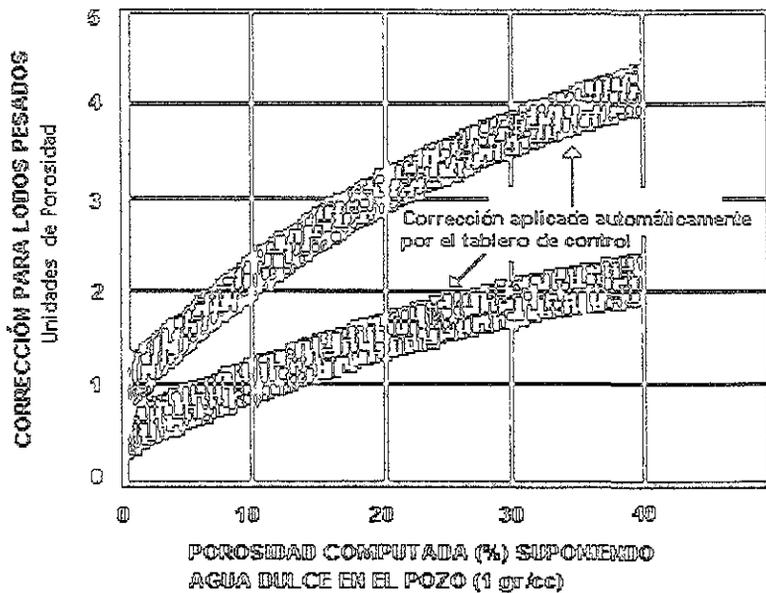


2 Figura 3.12- Corrección por efecto de salinidad

Esta corrección se realiza automáticamente en el equipo que se encuentra en superficie suponiendo que se tiene agua dulce tanto en la formación como en el pozo. Cuando se presenta agua salada solamente en el pozo y no en la formación el efecto es reducido. La figura 3.12 muestra las correcciones necesarias para este efecto.

Efecto de la densidad del lodo:

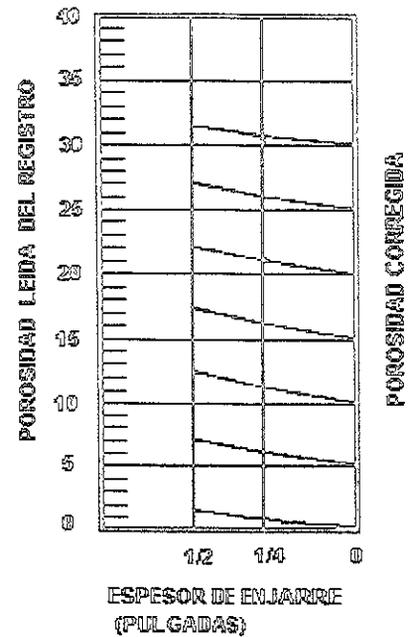
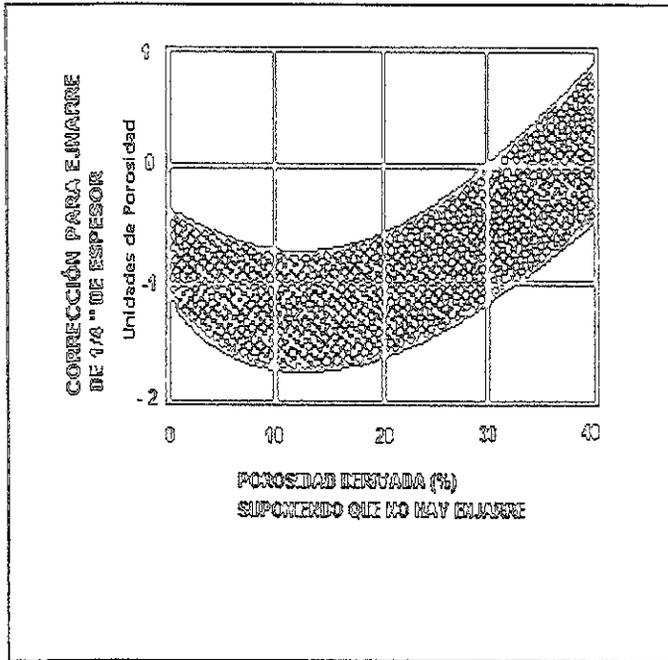
Al agregar al lodo material sólido que no contiene hidrógeno, hay una reducción de la concentración de hidrógeno en el lodo, el principal efecto se refleja sobre la respuesta del neutrón epitermal. Esto provoca una disminución sobre la porosidad aparente la cual se corrige automáticamente en el equipo de control de la unidad que toma de los registros, la figura 3.13 muestra gráficamente las correcciones necesarias.



2 Figura 3.13 Compensación para la porosidad por efecto del peso de lodo

Efecto del enjarre:

Al tomarse el registro, el patín va haciendo contacto con la pared del pozo para eliminar el efecto del enjarre. El enjarre tiene efecto sobre la señal recibida en el detector y depende de su espesor y concentración de hidrógeno. La corrección por enjarre no se efectúa automáticamente en el equipo superficial, esta corrección cuando es necesaria requiere el conocimiento del espesor del enjarre, el registro simultáneo del caliper permite de manera suficiente tener un valor del espesor del enjarre. Sino que tiene que aplicarse manualmente a los valores de porosidad leídos en el registro la corrección correspondiente las gráficas de corrección aparecen en la figura 3.14.



2 Figura 3.14 Correcciones para enjarres de 1/4 " de espesor y nomograma para corrección por enjarre para aplicarse de forma manual.

Efecto de hidrocarburos residuales:

Igual que en el registro neutron-gamma, el efecto de los hidrocarburos residuales en la zona barrida por el filtrado del lodo es disminuir la concentración de hidrógeno; esto da como resultado una porosidad aparente en el registro más baja que la real.

3.4.6 Ventajas

La herramienta SNP presenta las siguientes ventajas sobre la GNT:

- Se corre pegada a la pared del pozo, se minimizan los efectos del agujero.
- Se miden los neutrones epitérmicos, por lo que disminuyen las alteraciones de los elementos que absorben neutrones térmicos (como el cloro y el boro) en las aguas y en la matriz de formación.
- La mayoría de las correcciones requeridas se realizan automáticamente en los sistemas de superficie.

El equipo SNP está diseñado para operarse solo en agujero abierto, vacío, o lleno de líquido y el diámetro mínimo del agujero en el que se puede utilizar la herramienta es de 5 pulgadas.

3.5 Registro tipo CNL (Compensated Neutron Log)

La herramienta CNL fue desarrollada con dos detectores para poder determinar la porosidad en pozos abiertos y entubados figura 3.15. Esta herramienta hace un conteo a la cual la población de neutrones termales va decreciendo con respecto a la distancia de la fuente. Este conteo de decremento esta principalmente determinado por la porosidad de la formación. Los efectos de las condiciones del pozo (salinidad, temperatura, tipo de lodo y enjarre) son generalmente pequeños.

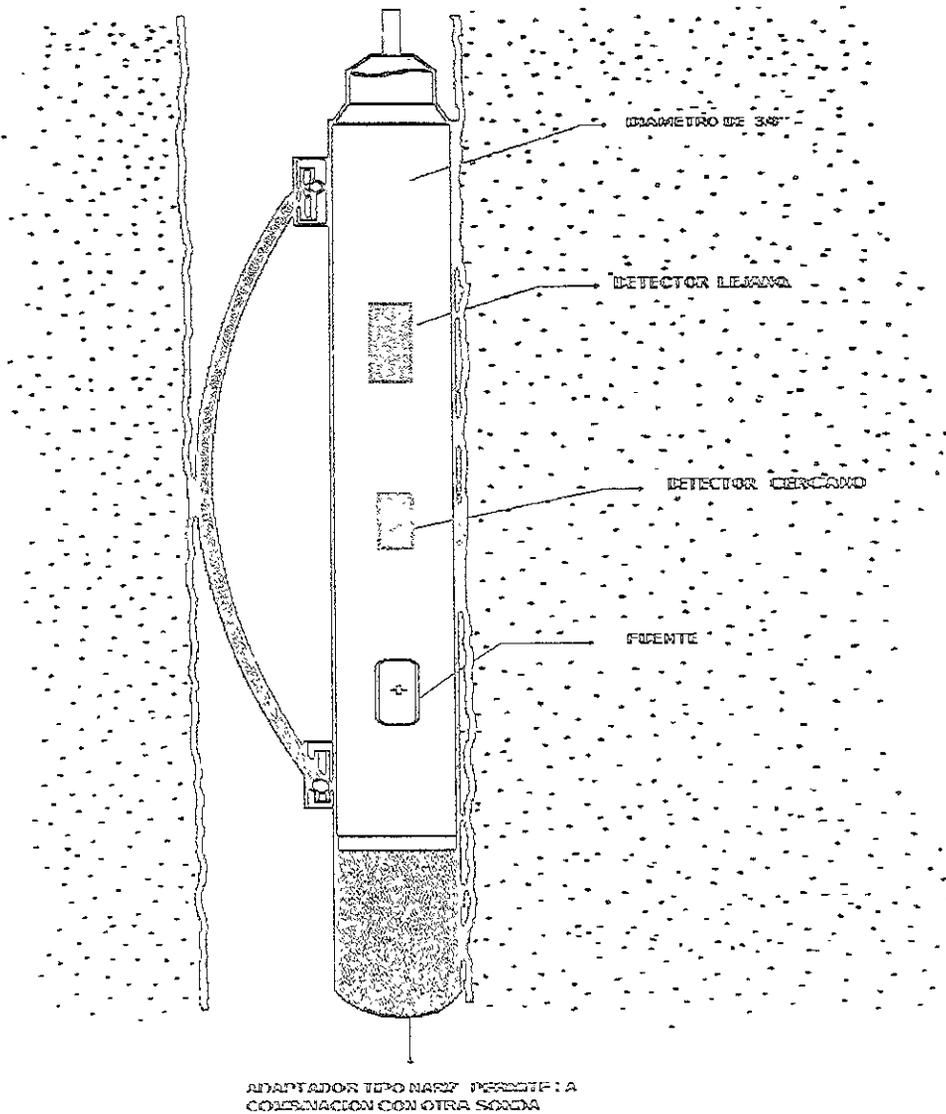


Figura 3.15 Esquema de la herramienta CNL.

La medida básica de la herramienta es la relación del conteo del detector cercano entre el detector lejano y en superficie por medio de un tablero computalizado esta relación se convierte a índice de porosidad, el cual es desplegado en escala lineal como el registro de neutrón compensado (CNL).

Esta herramienta es del tipo mandril lo cual quiere decir que está diseñada para que pueda correrse en combinación con otras herramientas de registros (Morfin, 1996). Las principales combinaciones son con la herramienta del registro de densidad (FDC o LDT), tiempo de decaimiento termal (TDT), Sónico compensado (BHC) y Doble Inducción (DIL), así como herramientas de diseño reciente de arreglos inductivos.

3.5.1 Principio de medición

El principio de medición para esta herramienta es similar a la de la herramienta GNT, se basa en el principio de desaceleración de neutrones rápidos emitidos por una fuente dentro de un medio homogéneo infinito y que colisionan repetidamente hasta que alcanzan un equilibrio termal con los átomos de medio. Los neutrones termales continúan hacia una difusión pero sin perder energía hasta que son absorbidos y/o capturados y desaparecen del sistema (Tittman 1956).

En el proceso de desaceleración, una nube de neutrones se propaga espacialmente y la anchura de esta distribución espacial está generalmente caracterizada por un parámetro llamado distancia de desaceleración. Esta cantidad es una medida del tamaño de la nube de neutrones de una energía particular la cual es proporcional a la distancia que recorren los neutrones desde la fuente con diferentes niveles de energía.

Para esta herramienta que cuenta con dos detectores, se puede aplicar un modelo teórico que supone que para las interacciones del neutrón se apoya en la teoría llamada difusión de grupo, la cual considera a todos los neutrones en el medio cuentan con un promedio de energía la cual es representativa del grupo

Este enfoque enfrenta la definición de λ un parámetro característico que está relacionado con la longitud de difusión, la cual es una medida del ancho de la distribución espacial de los neutrones en el grupo.

Dentro del marco de la teoría de difusión de grupo, la distribución del flujo de neutrones es el producto de dos funciones $g(D)$ y $f(L_1, r)$ en donde:

D: Coeficiente de difusión del neutrón para el medio r: distancia de la fuente

L_1 : Longitud de difusión

Se observa que D y L_1 son parámetros independientes los cuales son necesarios para caracterizar el medio. De la función $f(L_1, r)$ se obtiene la distribución espacial y depende solamente del parámetro L_1 .

Si las medidas del flujo se realizan a dos diferentes posiciones r^1 y r^2 haciendo la relación r^1 / r^2 , la dependencia sobre D se cancela y la relación es solamente una función de L_1 que depende de la porosidad. Estos parámetros característicos de acuerdo con la teoría de grupo se ajusta al diseño de la herramienta CNL en donde la porosidad de la formación puede ser derivada.

Lo anterior se ajusta en buena manera para la detección de neutrones epitermales-termales en el primer detector y para el caso del segundo detector se puede extender la teoría de grupo en la cual el flujo de neutrones será predominantemente con nivel de energía termal que continúan su recorrido en un estado de aletargamiento.

La introducción de otro par de parámetros de la formación D_2 y L_2 serán requeridos y ahora la velocidad de conteo en el segundo detector depende de los parámetros L_1 y L_2 ; en donde si $L_1 \gg L_2$, una condición que generalmente se satisface hace que la influencia de longitud termal L_2 sea mínima

3.5.2 Descripción de la herramienta

La herramienta CNL que es la mas conocida con características de doble espaciamento esta diseñada para correrse bajo las siguientes condiciones:

Diámetro de la herramienta : 3.375 pulgadas

Temperatura Máxima : 400 ° F

Presión Máxima : 20,000 lb/pg²

Fuente : ²³⁸Pu-Be o ²⁴²Am-Be

Posición : Excéntrica en pozos de 6 a 16 pulgadas de diámetro.

Velocidad de Registro: 1800 pic/hr

Constante de tiempo: 2 segundos

En superficie por medio de equipo computarizado se realiza la relación de conteos del detector cercano entre el detector lejano (CPSnear / CPSfar) y con apropiadas correcciones la relación de conteos es convertida a un índice de porosidad, la cual se presenta en el registro en escala lineal como la curva neutrón porosidad (NPHI).

La relación de los dos detectores, el conteo individual de cada detector y el índice de porosidad realizada en el equipo de superficie es registrado en cinta magnética, a su vez esta cinta es leída en un equipo de cómputo para procesos de edición e interpretación porque el registro es corregido por condiciones ambientales de manera continua.

Además cuando se corre el registro CNL en combinación con uno de Densidad de formación, automáticamente se hará una compensación por variaciones en el tamaño de agujero utilizando la señal del calibrador de la herramienta de densidad.

Las características de esta herramienta permiten realizar interpretaciones "quick look" al momento de contar con la información de registros en superficie

3.5.3 Calibración de la herramienta para medidas de porosidad

Esta herramienta se calibra primeramente en pruebas de laboratorio para medir la respuesta de la herramienta en formaciones con porosidad y matriz conocidas. Los resultados de estas pruebas se muestran en la figura 3.16, en donde las medidas para matriz caliza, arena y dolomita en conteos de CPS_{near} / CPS_{far} es graficada contra porosidad.

Como una segunda calibración se hace una prueba antes de operar la herramienta en campo, esta prueba es una calibración estandar la cual consiste hacer una medida de la sonda en un tanque de calibración para el que se tiene registrada la respuesta de la herramienta para una formación de matriz caliza con 18% de porosidad bajo condiciones estandar, este tanque de calibración portátil, debe reproducir la respuesta del valor de porosidad ya conocido.

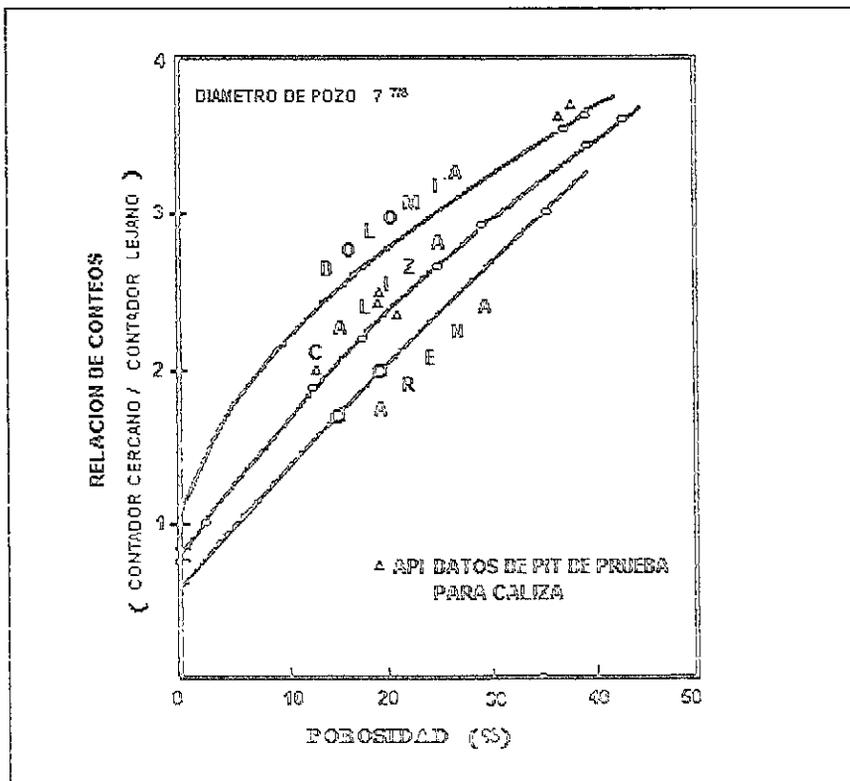


Figura 3.16 Calibración de la herramienta CNL (Aiger R 1972)

3.5.4 Efectos ambientales

El registro de neutrón compensado (CNL) es un registro de neutrones con dos detectores, se diseñó para evitar ciertos inconvenientes o desventajas que tienen otros registros de neutrones.

la herramienta esta diseñada para operar bajo las siguientes condiciones:

- .- diámetro de agujero de 7-7/8 pg.
- .- agua dulce en el agujero
- .- que no haya enjarre de lodo
- .- temperatura de 24°C
- .- presión atmosférica
- .- herramienta excéntrica en el agujero.

Dependiendo de las diferencias entre las condiciones estandar y las condiciones en que se hayan efectuado la toma del registro, se aplicaran las correcciones necesarias sobre el registro CNL. Las correcciones para el CNL pueden aplicarse manualmente para pequeños intervalos, pero para intervalos mas grandes estas correcciones pueden programarse en procesos computacionales.

Efecto tamaño de agujero:

El efecto de tamaño de agujero fue determinado con diámetros de pozo que variaban de 4¾ a 16 pg. para pozos con diámetro grande el efecto es considerable y la corrección puede ser significativa. Esta corrección es aplicada automáticamente cuando en la corrida del registro hay una combinación de CNL-FDC.

Efecto de enjarre:

El hidrógeno del enjarre disperso entre la pared del pozo y la formación, reduce la relación de conteo dando como resultado un incremento en la lectura de porosidad aparente, esta perturbación se reduce con los dos detectores del CNL, porque cada detector es afectado de

manera individual por el enjarre y cuando se hace la relación de la respuesta, la incertidumbre de la porosidad debida al enjarre se ve reducida.

Existen dos cartas de corrección por enjarre, una (carta B) cuando no se hace la corrección por diámetro de pozo y una carta de corrección (carta E) que se aplica cuando el CNL ha sido compensado por diámetro de agujero.

Separación :

La separación (standoff) de la sonda de la pared del pozo influye en el valor de la porosidad aparente contemplada en el registro. Esto puede ser producido por rugosidad de la pared. La corrección manual se realiza con el nomograma (G). Esta corrección es apropiada para una separación en pozos llenos con liquido y un máximo de 10 $\frac{1}{8}$ de pulgada.

Densidad del Lodo:

El efecto de utilizar diferentes densidades de lodo sobre la respuesta de la herramienta es causado principalmente por variaciones del contenido de hidrógeno en el fluido.

El aumento en la densidad del lodo reduce el contenido de hidrógeno en el agujero debido al desplazamiento de la fase líquida por sólidos; el efecto es muy pequeño y se corrige con la gráfica (F).

Efecto por Salinidad :

El efecto de la salinidad es en dos formas: por una parte hay desplazamiento de hidrógeno debido al NaCl y por otra parte hay absorción de neutrones térmicos por el cloro. La salinidad del agujero ocasiona que en el registro se obtengan lecturas ligeramente bajas de porosidad, en cambio la salinidad del agua de formación da por resultado lecturas altas. Sin embargo, la salinidad del agujero y la del agua en la zona de invasión son aproximadamente iguales y la corrección neta es muy poca alrededor de una unidad de porosidad. Esta corrección se realiza con las gráficas (C) y (D).

Efecto de Temperatura y Presión:

Los efectos de temperatura y presión fueron determinados por pruebas de laboratorio mediante cálculos de la teoría de la difusión. Las medidas se hicieron a una temperatura arriba de los 200° F. Los efectos combinados de presión y temperatura resultan en una corrección poco significativa, la corrección está dada por la carta H de la figura 3.17 y 3.18

3.5.5 Ventajas

Las características de compensación del registro CNL reducen en gran medida los efectos de los parámetros del agujero y la herramienta está diseñada para combinarse con otras herramientas tanto para agujero abierto como para agujero entubado.

En combinación con otro registro de porosidad o cuando se usa en un diagrama de resistividad, el registro CNL es útil para detectar zonas gasíferas. Para esta aplicación, la combinación de las curvas de los registros neutrón porosidad y densidad, resulta óptima en formaciones limpias ya que la respuesta al gas de los registros se da en direcciones opuestas. Por lo que se puede inferir cualitativamente zonas almacenadoras de gas.

En formaciones arcillosas, la combinación neutrón-sónico también es un detector eficiente de gas, ya que la arcilla afecta a cada uno de manera similar.

**CORRECCION DEL REGISTRO NEUTRON (CNL)
CUANDO SE TIENE EL POZO ENTUBADO**

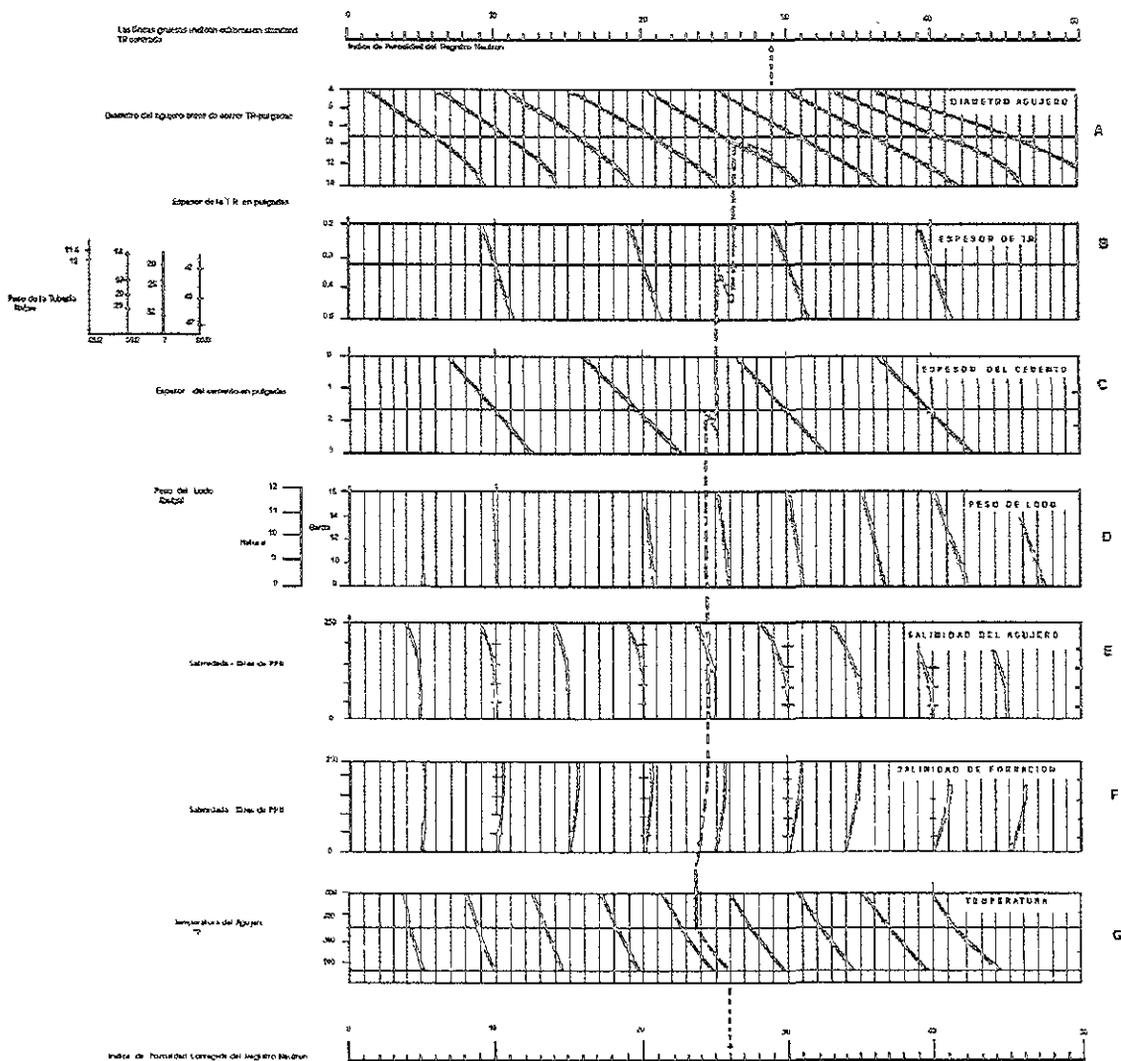


Figura 3.17 Nomograma de Corrección para neutrón compensado para pozo entubado
(Carta citada por la compañía Schlumberger)

3.6 Registro tipo TDT (Termal Decay Time)

Los registros de captura de neutrones pulsados son dispositivos muy importantes para la evaluación de formaciones cuando los pozos ya están entubados, estas herramientas diseñadas para operar a través de la tubería; no contienen fuentes químicas de neutrones y funcionan electrónicamente mediante un estallido periódico en el cual se producen los electrones (Smolen, 1994).

Para este tipo de herramientas de neutrón pulsado existen diferentes versiones de acuerdo con la compañía que haya diseñado la herramienta por lo que el nombre del registro y el mnemónico son etiquetados por la compañía como se muestra en la siguiente tabla 3.3:

COMPAÑÍA	HERRAMIENTA	DESCRIPCION
SCHLUMBERGER	TDT-K , TDT-M	Thermal Decay Time Tool
	RST-A , RST-B	Reservoir Saturation Tool
WESTERN ATLAS	NLL	Neutron Lifetime Log
	PDK-100	Pulsed Decay (DK) with 100 counting gates
HALLIBURTON	TDM	Thermal Multigate Decay Tool
	TDM-L	Thermal Multigate decay-Lithology Tool
COMPUTALOG	PND	Pulsed Neutron Decay-Spectrum Tool

TABLA 3.3 Herramientas PNC (Captura de pulsos de neutrón)

La medida de la probabilidad de que un neutrón en estado termal sea capturado por material de la formación, es lo que se denomina sección transversal de captura y se mide en unidades de captura (u.c.). La unidad de captura es igual a 10^{21} (barns/cm³) y el símbolo que representa la sección transversal de captura es denotada por sigma (Σ). La sección transversal de captura de algunos de los constituyentes de formación más importantes se muestran en la tabla 3.4.

3.6.2 Descripción de la herramienta

La configuración típica de estas herramientas esta compuesta por una fuente de pulsos o minitrón que emite estallidos de 14 millones de electrón volt (14 Mev). Los neutrones son generados periódicamente a intervalos de 1000 microsegundos e interactúan con la formación causando emisiones de rayos gamma las cuales podrán ser detectadas por los dos detectores uno cercano o de espaciamiento corto (SS) y el lejano de espaciamiento largo (LS) (Smolen, 1994).

Para cada uno de ellos la distancia a la fuente es de 1 pie (30.5 cm) para el corto y de 2 pie (61 cm) para el lejano, este espaciamiento variará de acuerdo con la compañía que preste el servicio. Con esta herramienta también se corre un registro de rayos-gamma cuyos detectores de yoduro de sodio (NaI) son similares a los usados en los registros de rayos-gamma convencionales.

3.6.3 Efectos ambientales

Los registros de pulsación de neutrones se corren con una velocidad de registro de alrededor de 20-30 pie/min (6.1-9.1 m/min). En donde se miden conteos discretos, alguna variación estadística es inherente a la medida la cual se afecta repetidamente. Se puede obtener un promedio del conteo con múltiples pasadas de registro, por lo que comúnmente se corre el registro de tres a cinco veces, la cual es una técnica muy usada. Con esto las variaciones estadísticas se pueden reducir. Otra técnica que ayuda a corregir las variaciones estadísticas es ir disminuyendo la velocidad de registro y cumplir el mismo objetivo

AGUA A 200°F 5,000 lb/pg	UNIDADES de CAPTURA
Agua Dulce 0 ppm	22.2 unidades de captura
50,000 ppm	38.0 unidades de captura
100,000 ppm	58.0 unidades de captura
150,000 ppm	77.0 unidades de captura
200,000 ppm	98.0 unidades de captura
250,000 ppm	120 unidades de captura
HIDROCARBUROS	
Aceite crudo	22.0 unidades de captura
Aceite de yacimiento	21.0 unidades de captura
Gas a condiciones de yacimiento	<10.0 unidades de captura
ROCA MATRIZ DE FORMACION	
Arena	6-13 unidades de captura
Caliza	6-14 unidades de captura
Dolomita	6-12 unidades de captura
Anhidrita	13-21 unidades de captura
Lutita	25-50 unidades de captura
MINERALES PUROS	
Cuarzo	4.36 unidades de captura
Dolomita	4.78 unidades de captura
Yeso	19.40 unidades de captura
Halita	762.36 unidades de captura
Agua	22.2 unidades de captura
Calcita	7.48 unidades de captura
Anhidrita	12.30 unidades de captura
Carbón	1-2 unidades de captura
Fierro	214.9 unidades de captura
Boro	760 unidades de captura

Tabla 3.4. Valores promedio de Sigma para materiales mas comunes que se pueden encontrar en un pozo

Las compañías de servicio en el diseño de sus herramientas de pulsos de neutrón intentaron disminuir los efectos de agujero y difusión colocando en distintas posiciones los detectores de la herramienta. El efecto de difusión ocurre cuando se hace la expansión de la nube de neutrones a determinado tiempo, pero también ocurre cuando la sección transversal del agujero difiere significativamente de la de formación.

El tamaño del agujero puede ser un factor significativo; con agujeros grandes hay una marcada degradación de la señal. Un efecto similar se presenta cuando el espesor del cemento alrededor de la tubería es grande, esto hace que se incremente la distancia entre la formación y la herramienta.

3.6.4 Efecto de salinidad de agua de formación, porosidad e invasión

La salinidad del agua de formación y la porosidad son los factores más importantes que afectan este tipo de registros y por regla de "dedo" se ha considerado que valores de 15% y 50,000 ppm de NaCl respectivamente son considerados como valores críticos para los valores de sigma. La concentración de NaCl puede ocasionar confusión en las lecturas del valor de sigma para valores de agua y de hidrocarburo ya que el límite entre ellos es de apenas $.2 \text{ barn/cm}^3$. Esto trae como consecuencia que en altas salinidades de agua de formación nos concede datos significativos en bajas porosidades y viceversa.

Otro factor que interviene en la medición es la presencia de agua en la formación. Con un radio de investigación de 10 a 20 pulgadas, este registro es muy sensible a la invasión. Esta invasión ocurre cuando el intervalo de interés está en comunicación con los fluidos del pozo.

3.6.5 Ventajas

La respuesta de la herramienta puede ser utilizada de manera cualitativa para diferenciar entre contactos agua-aceite y formaciones contenedoras de gas. También se puede estimar cuantitativamente la saturación de agua de la formación.

El registro TDT viene a ser un elemento importante para la evaluación de pozos viejos ya entubados y además se puede utilizar para monitorear el comportamiento de pozos recientes. Además se puede aprovechar esta herramienta cuando por algún imprevisto no se corren herramientas para medir resistividad, el registro TDT es una opción para evaluar el contenido de fluidos en la formación.

CAPÍTULO 4

APLICACIONES

4.1 Efecto del gas sobre la respuesta de los registros

Cuando una formación contiene gas se debe tener una especial consideración de los efectos que produce este hidrocarburo sobre la respuesta de los registros de porosidad (densidad, neutrón, sónico).

Los registros de porosidad tienen relativamente un radio de investigación que es de poca profundidad, la saturación de gas cercana a la pared del pozo en todos los tipos de formaciones causa un incremento en el registro densidad porosidad ($D\phi$) y una disminución en el registro neutrón porosidad ($N\phi$) (Gaymard y Poupon, 1968). Mientras que el efecto de la presencia de gas resulta en un apreciable incremento sobre el registro sónico de porosidad en arenas pobremente compactadas.

Tres factores determinan la respuesta de los registros de porosidad en formaciones contenedoras de gas:

- a) Porosidad efectiva
- b) Saturación de gas
- c) Grado de arcillosidad

4.1.1 Efecto del gas sobre la respuesta del registro neutrón

Como se mencionó anteriormente la herramienta neutrón responde al contenido de hidrógeno presente en la formación. Cuando el gas está presente dentro de la zona de investigación de la herramienta, el índice de conteo en el detector se incrementa porque las herramientas del tipo neutrón están calibradas para registrar la porosidad verdadera en una litología limpia y saturada con agua dulce, entonces la lectura del registro en una formación con gas es una porosidad aparente que es mucho más baja que la verdadera $(N\phi)_g < \phi$

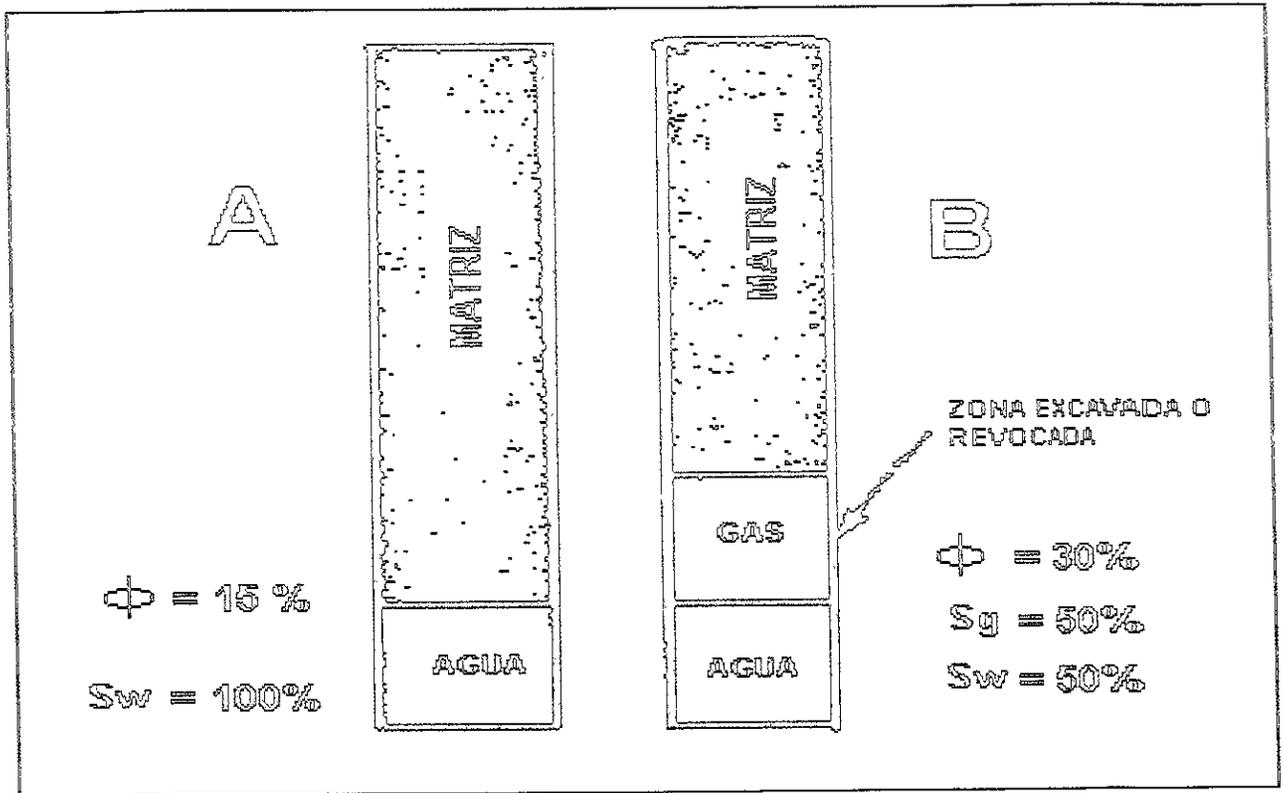
Donde $(N\phi)_g$ es la lectura del registro porosidad neutrón en una formación que contiene gas y ϕ es la porosidad verdadera de la formación.

Esto permite que el registro neutrón pueda ser usado en la detección de zonas contenedoras de gas y estimar la porosidad verdadera de la formación. La presencia de arcilla hace que la detección del gas con el registro neutrón sea más compleja porque el efecto de la arcilla es opuesto al efecto del gas.

4.1.2 Efecto de excavación

En la interpretación del registro neutrón ha sido conveniente y de hecho costumbre decir que cuando la herramienta ha sido propiamente calibrada para la litología de la formación, el registro neutrón responde solamente al índice de hidrógeno de la formación.

Comparando dos formaciones (a) y (b) de la misma composición como se muestra en la figura 4.1 Suponiendo que a formación "a" tiene una porosidad de 15% y está 100% saturada con agua, por otra parte la formación "b" tiene una porosidad de 30% con un 50% de saturación de agua y 50% saturada con gas a baja presión (Segesman y Liu, 1971). La diferencia entre las dos formaciones es la cantidad del contenido de material presente en la matriz, porque en la formación "b" es como si el 15 % del monto del material de la matriz hubiera sido removido o "excavado" y sustituido por el gas a baja densidad en su lugar. Como ambas formaciones contienen en volumen la misma fracción de agua y el gas a baja presión tiene un índice de hidrógeno muy cercano a cero, la respuesta del registro neutrón será la misma para las dos formaciones, porque se supone que las dos fracciones de agua tienen el mismo contenido de hidrógeno.



³ Figura 4.1 Esquema del efecto de excavación

Igualando las respuestas del registro neutrón para las dos formaciones e ignorando el efecto de lo excavado de la roca matriz sobre la desaceleración y difusión de los neutrones; la respuesta esperada en los dos casos sería diferente y esta diferencia es conocida como el efecto de excavación.

4.2 Unidades del registro GNT - SNP

Generalmente para la aplicación de información obtenida de los registros GNT y SNP se puede utilizar la curva neutrón de manera cualitativa para la correlación de eventos y delimitación de cuerpos arenosos y cuellos lutíticos; además si se cuenta con un registro de densidad porosidad se pueden acotar zonas de gas.

³ Segesman F. And Liu O. The excavation effect (1971)

De forma cuantitativa la manera de obtener el índice de porosidad a partir de los registros neutrón es por medio de diferentes técnicas y/o nomogramas que cambian de acuerdo con el tipo de registro.

Como ya se ha mencionado en los capítulos anteriores los primeros registros que se tomaron se realizaron con la herramienta GNT y los detectores que se usaban para la detección de rayos gamma y/o neutrones eran cámaras de ionización y/o contadores de centelleo. A partir de estos dispositivos se registraban dos curvas, una de rayos gamma en la pista uno y la curva neutrón que se presenta en las pistas dos y tres. Las unidades en que se presentaban los primeros registros neutrón se daba en pulsos por segundo, para los cuales se encontró posteriormente una conversión a unidades estándar denominadas unidades API. Podríamos decir que estas unidades API corresponden a la segunda generación de los registros neutrón-gamma, ya que la mayoría de las herramientas radiactivas de tipo neutrón están calibradas en unidades API.

La unidad API del registro neutron-gamma se define como la milésima parte de la diferencia de lecturas entre la observada con la sonda sin fuente de neutrones, y la lectura observada cuando se introduce en un pozo artificial de calibración.

Esto significa que todas las sondas calibradas según la escala API, mostrarán una deflexión de 1000 unidades (Gómez Rivero, 1976) API cuando pasan frente a condiciones idénticas a las del pozo de calibración.

La figura 4.3 muestra las características principales del pozo artificial; las formaciones están constituidas por tres formaciones libres de material arcilloso, una de porosidad baja (1.9%) y una de porosidad alta (26%) completamente saturadas con agua dulce.

en el capítulo tres en el detector se registrará un bajo conteo de neutrones o rayos gamma de captura según sea el caso. Cuando el gas se encuentra presente en la formación, la concentración de hidrógeno disminuye a diferencia de una formación contenedora de aceite o agua, y que en circunstancias favorables cuando la profundidad de invasión del filtrado del lodo no es muy grande (menor que la distancia entre fuente y detector), en formaciones con presencia de gas se observaba un aumento del valor de la curva neutrón (Bassiouni, 1994), lo cual ayudaba en forma cualitativa a detectar horizontes en los que estaba presente el gas, la figura 4.4 muestra un esquema de la respuesta de la formación de acuerdo con el contenido de hidrógeno.

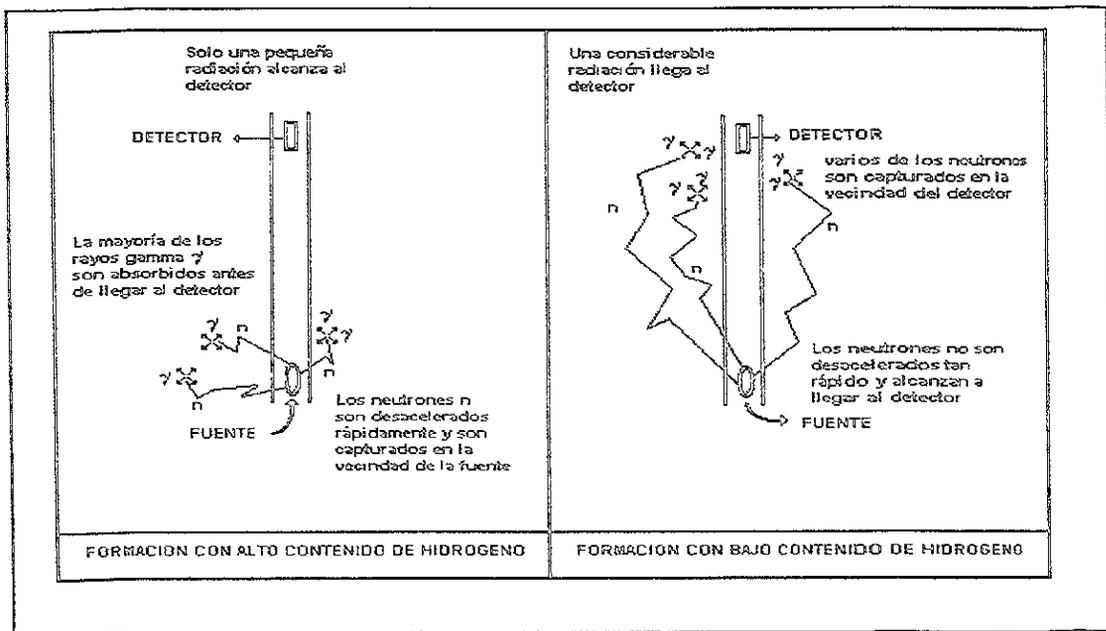
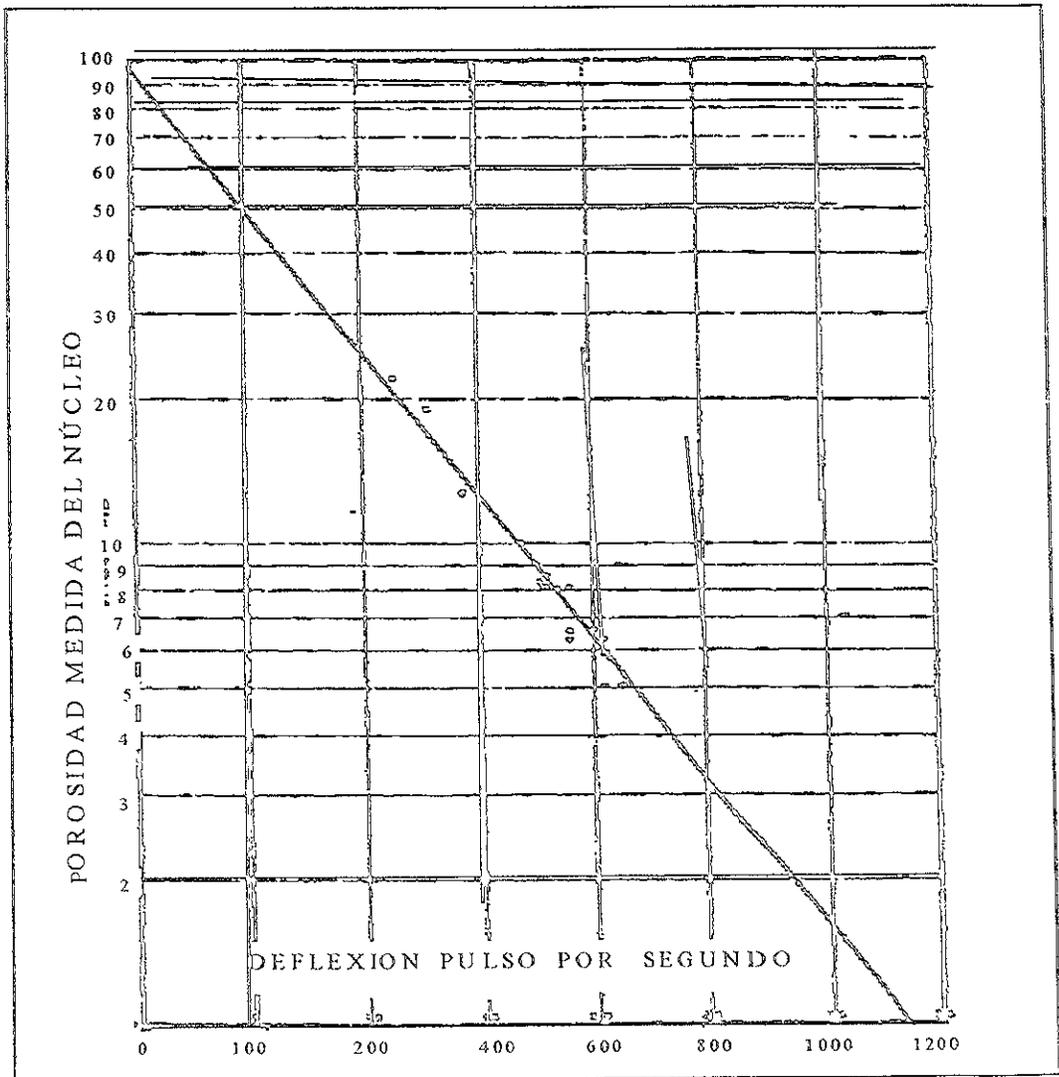


Figura 4.4 Representación de la respuesta de formación según el contenido de hidrógeno.

De acuerdo con lo anterior la estimación de la porosidad depende del contenido de hidrógeno de la formación. Esto debido a que la mayor parte del hidrógeno se encuentra en los poros de la roca, y como lo muestra la figura 4.4 al haber mayor captura de neutrones se amplían las deflexiones en el registro de la curva neutrón y serán proporcionales a la porosidad de la roca, por lo que el registro responde al hidrógeno en cualquier forma que se presente y la porosidad deducida del registro será una porosidad total

Existen técnicas empíricas para encontrar los valores de porosidad del registro neutrón, una de ellas consiste en calibrar las deflexiones de la curva neutrón contra la porosidad de diatos de núcleo, en donde se puede establecer una relación empírica construyendo una gráfica en donde las abcisas corresponden a los valores de la curva y las ordenadas en escala logarítmica a los valores de porosidad del núcleo (Gómez Rivero, 1975). El resultado es una línea recta como se aprecia en la figura 4.5 en donde se observa que para valores altos de la curva neutrón corresponden bajas porosidades y por el contrario para altas porosidades se tienen valores bajos del registro neutrón.



5 Figura 4.5 Relación entre la porosidad de núcleo y las deflexiones de la curva neutrón

5 Gómez Rivero, Registros de Pozos (1976)

Con esto se puede tener una referencia de los valores de porosidad para pozos que presenten las mismas características similares al que se calibró con los datos de núcleo. Otra técnica que se desarrolló como se muestra en la figura 4.6, fue que en un intervalo de interés seleccionado se aplicara sobre la curva del registro neutrón una escala logarítmica a modo de poder leer directamente la curva en unidades de porosidad, con esta técnica se deben identificar zonas de máxima deflexión del neutrón a la cual se le conoce como zona densa y una zona de menor valor de la curva neutrón que corresponde a la línea de lutitas (Smolen, 1996).

Para cada una de las zonas se asignan valores conocidos o supuestos de porosidad correspondiendo a la zona densa los valores de porosidad mínima y a la zona de menor deflexión le corresponderá el valor de porosidad supuesto para la lutita.

Los valores de porosidad se asignan de acuerdo a la litología y tipo de hidrocarburo que haya atravesado el pozo en el cual se tomó el registro, para esto el analista de registros debe de tener conocimiento de los valores promedio de porosidad en zonas arcillosas, así como de los posibles horizontes que sean contenedores de hidrocarburos.

Teniendo las zonas con valores de porosidad asignados, se traza una línea recta que cruce a la curva neutrón y que una los puntos de los valores extremos de porosidad. Sobre la línea se definen los ciclos logarítmicos para obtener una escala de porosidad del registro y poder tener una lectura de porosidad total de la curva neutrón registrada en unidades API en unidades de porosidad.

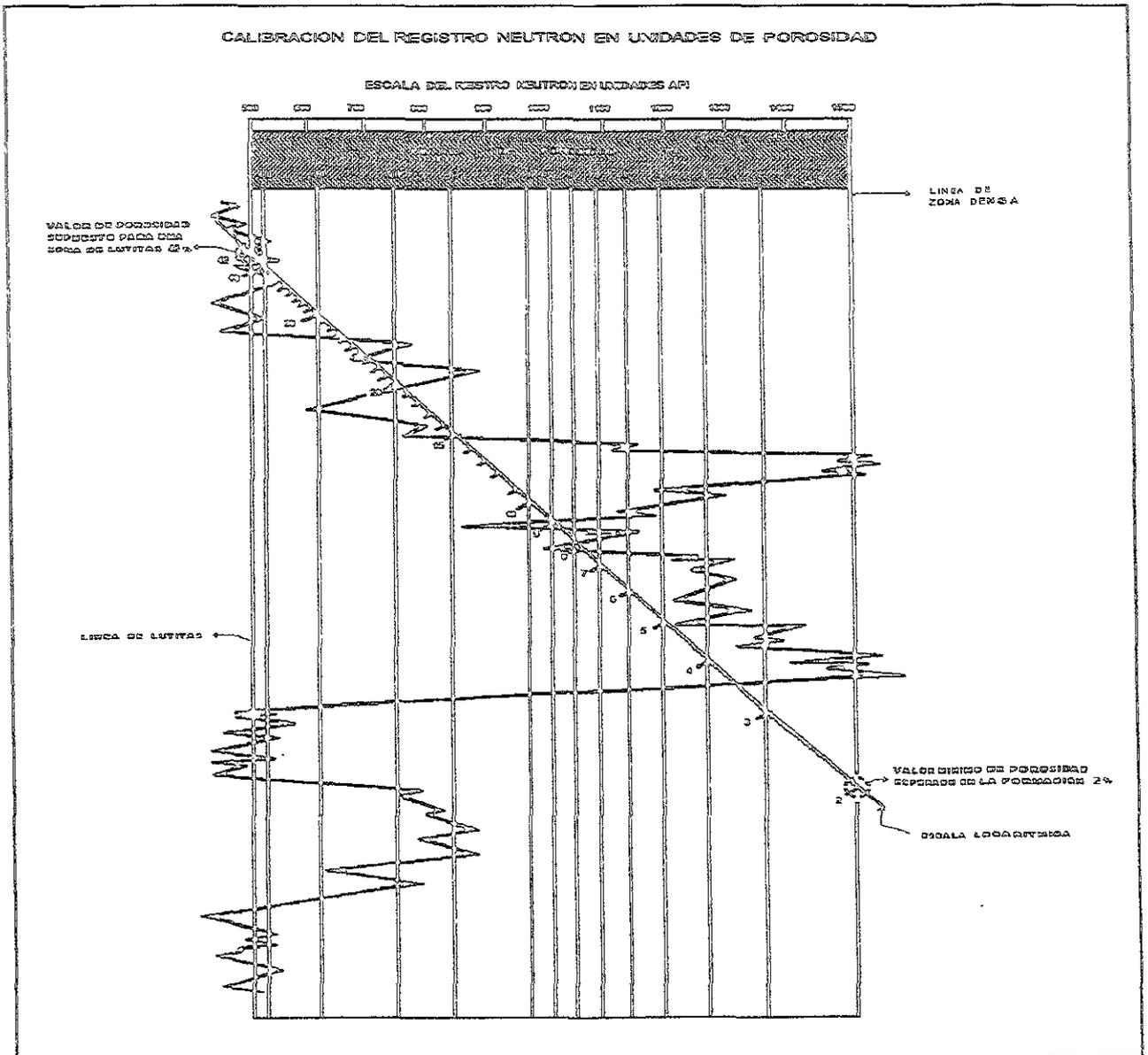


Figura 4.6 Técnica empírica para encontrar los valores de porosidad de un registro neutrón en unidades API

Además del método anteriormente descrito existen cartas de calibración o interpretación de este tipo de registros, siendo la compañía Schlumberger la que editó un juego de cartas para estimar el índice de porosidad a partir del registro neutrón tomado con la herramienta GNT para poder utilizar estas cartas, por lo general se debe conocer la siguiente información:

- Tipo de herramienta y tipo de fuente neutrón
- Un punto de control de un rango de conteo máximo para una porosidad mínima conocida.
- Deflexión del registro neutrón en cps o unidades API
- Condiciones de pozo uniformes en el intervalo a analizar
- Conocimiento de la litología

En el registro SNP los conteos de neutrones epitermales son convertidos directamente a unidades de porosidad por el tablero de control que se tiene en superficie dentro de la unidad de toma de registros.

La curva porosidad neutrón se presenta en las pistas 2 y 3, una curva de rayos gamma y calibrador que podían ser registradas simultáneamente y se grafican en la pista 1 ver figura 4.7 además en la figura se muestran las escalas de tres diferentes litologías en donde para cada una corresponde una escala de porosidad para que en el registro neutrón se pueda leer el valor de porosidad según sea el tipo de litología de la formación. Para el ejemplo de la figura el registro se tomó suponiendo que la litología era caliza.

Se realizaron dos pruebas con diferentes condiciones de pozo, primero se tomó el registro SNP con el pozo parcialmente lleno con agua de formación y la respuesta está indicada con la letra (a) y después otra vez tomó el registro SNP en el mismo intervalo pero ahora con el pozo totalmente lleno de agua de formación y el registro correspondiente está marcado con la letra (b). Como es de suponerse la respuesta del registro es diferente y es trabajo del operador de registros el controlar desde superficie cuál es la condición que presenta el pozo para que sean tomados los registros.

Cuando se conoce la litología de las formaciones atravesadas por el pozo, el registro SNP neutrón registra prácticamente la porosidad de la formación, salvo de aplicar las correcciones necesarias mencionadas en el capítulo anterior; basta con indicar en el tablero de control en la superficie cuál es el tipo de litología de las formaciones a registrar.

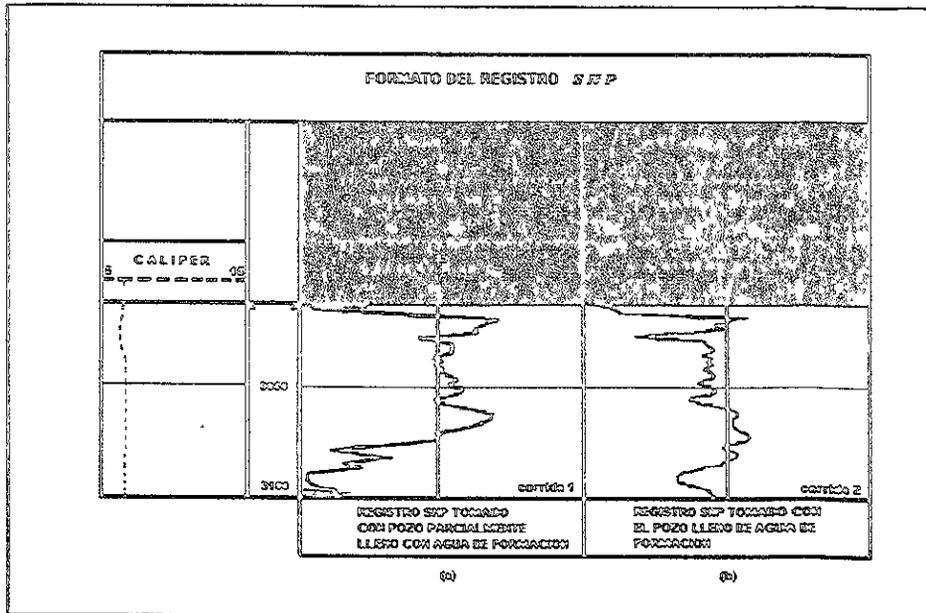


Figura 4.7 Presentación del registro SNP

Sin embargo cuando hay cambio en el tipo de formaciones, el operador puede tomar el registro con una interpolación adecuada de escalas de porosidad para las matrices de roca supuestas a atravesar. En el registro se pueden presentar las dos o tres escalas de porosidad para litologías propuestas (dolomía, caliza, arena) y así poder leer los valores de la curva en unidades de porosidad referidos a una litología.

Cuando no se conozca con certeza la litología de las formaciones, se puede tomar el registro como si la matriz de la roca fuera caliza; para que posteriormente se realice una corrección necesaria en caso de que la litología supuesta no haya coincidido con la realidad.

Esta corrección se efectúa mediante una gráfica que se muestra en la figura 4.8. En donde sobre el eje de las abscisas se tiene el valor de la porosidad para caliza que es el que correspondería a la lectura del registro, con este valor se traza una línea vertical hasta encontrar la curva correspondiente al tipo de litología que se suponga y a partir de ese punto se traza una línea horizontal hacia el eje de las ordenadas para obtener el valor de porosidad verdadera de acuerdo con la litología supuesta.

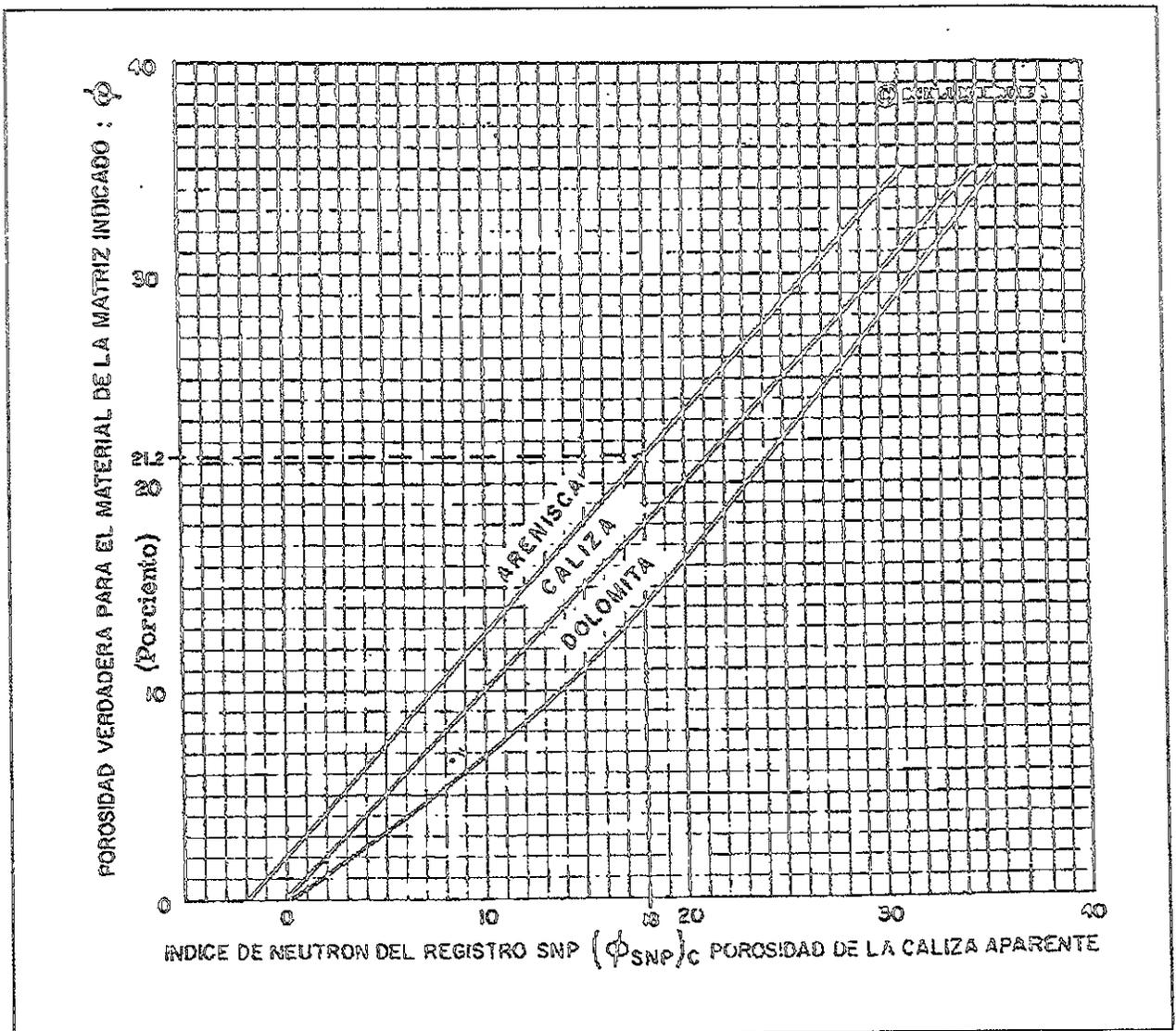


Figura 4.8 Carta de corrección por litología para registro SNP (Schlumberger)

Cundo se dispone de un registro neutrón CNL por lo general se corre en combinación con un registro de densidad FDC o de litodensidad LDT, con lo que las curvas que se graban de neutrón porosidad ($N\phi$) y densidad porosidad ($D\phi$) son registradas en la misma escala de índice de porosidad.

El índice de porosidad que se presente en ambas curvas ($N\phi$) y ($D\phi$) puede diferir de la porosidad verdadera tanto la una como la otra, la razón es que los dos registros se ven afectados por los cambios en la saturación de gas o por cambio en la litología.

Se tienen algunas ventajas al correrse estos registros simultáneamente y obtener las curvas ($N\phi$) y ($D\phi$) al mismo tiempo ya que los datos de densidad y neutrón son automáticamente igualados en profundidad. Esto es importante para tener una buena correlación visual, además de que es importante tener los eventos que se presentan en los registros a la misma profundidad para el procesamiento de datos computados, esto marcar la profundidad en la que posiblemente se encuentre el yacimiento.

También se aprovecha la señal del calibrador que se toma con el registro de densidad porque es utilizado para corregir automáticamente el registro CNL por el efecto de diámetro de pozo.

Como los registros de densidad y neutrón son compatibles en la misma escala de porosidad las curvas ($N\phi$) y ($D\phi$) vienen a ser unos buenos indicadores cualitativos para detectar zonas de gas o cambios en la litología. El uso de la combinación de estos registros para detección de gas es bien conocida, este método depende de la reducción de densidad y contenido de hidrógeno porque cuando hay presencia de gas en la formación, este remueve el agua del espacio poroso por lo que el registro ($D\phi$) tenderá a leer valores altos de porosidad.

Esto trae como consecuencia que las respuestas de las curvas ($N\phi$) y ($D\phi$) sean opuestas, ya que en el registro CNL por ser de penetración mas profunda, la porosidad neutrón se ve disminuída por el efecto del gas mientras que la porosidad densidad tiende a aumentar en zonas con gas. Al observar las curvas de los registros se puede entonces apreciar un cruce entre ambas curvas, este fenómeno se conoce como "efecto de espejo" y generalmente es un indicador de una zona contenedora de gas.

La diferencia entre la porosidad derivada del neutrón y la porosidad derivada del registro de densidad pueden presentarse en función de la arcillosidad. La arcillosidad generalmente

incrementará la $(N\phi)$ mientras al registro $(D\phi)$ lo disminuirá y en ocasiones esta tendencia tiende a enmascarar el efecto de hidrocarburo.

A continuación se enumeran algunos casos de efecto de hidrocarburos que pueden ser detectados con el uso combinado de los registros $(N\phi)$ y $(D\phi)$, para todos los casos se hace referencia a la invasión del filtrado de lodo:

Caso 1. Poca o nula invasión – Arenas limpias con gas.

Los registros $(N\phi)$ y $(D\phi)$ presentan el fenómeno de espejo, uno es imagen del otro, $D\phi > N\phi$. La separación entre las curvas dependerá de la fracción de gas cercana al pozo, entre mas baja sea la porosidad la separación es menor y la porosidad deberá ser calculada por algún modelo matemático.

Caso 2. Poca o nula Invasión – Arenas limpias con aceite.

El registro CNL no presenta variaciones y la curva $(D\phi)$ se incrementa, en este caso la separación de las curvas también está en función de la fracción de hidrocarburos pero cuando la densidad de los hidrocarburos $(\rho) > 0.70 \text{ gr/cm}^3$ la respuesta del registro $(N\phi)$ será como si se tratara de una zona con agua entonces en arenas con alta porosidad sólo cambiará el registro $(D\phi)$ y el valor de porosidad se leerá del registro $(N\phi)$.

Caso 3. Zona de gas invadida - Formaciones limpias con alta porosidad.

En algunas partes de los registros se da el fenómeno de espejo siendo el registro neutrón el más activo. Si el diámetro de invasión está en el rango de 16 – 24 pulgadas el registro $(N\phi)$ está más afectado por el gas que el de densidad, la separaciones entre $(N\phi)$ y $(D\phi)$ son de menor grado que en el caso 1.

Caso 4 Zonas invadidas – Arenas limpias con gas de porosidad moderada a baja.

Hay pequeña separación entre curvas, no se da el efecto de espejo y la porosidad es confiable del registro de densidad. La invasión hace que se limpie de gas la zona cercana al pozo por lo que la separación entre $(N\phi)$ y $(D\phi)$ es muy irregular

Caso 5. Arenas arcillosas con gas.

Con ayuda del registro GR (rayos gamma) se puede observar que la separación entre $(N\phi)$ y $(D\phi)$ es menor que en algunas zonas que presentan el mismo grado de arcillosidad, se debe de proceder con una técnica a partir de la construcción de gráficos de la diferencia de $(N\phi) - (D\phi)$ vs GR para determinar las arenas de interés comercial.

Caso 6 Indeterminación para la identificación de hidrocarburos

El registro CNL no presenta ningún diagnóstico, excepto una pequeña separación, si la hay. Si el volumen de hidrocarburos en la zona invadida es pequeño y/o el contenido de arcilla está en el límite para zonas productoras, la determinación de hidrocarburos es imposible. El registro $(D\phi)$ es probablemente el mas cercano al valor correcto de porosidad.

La figura 4.9 muestra en forma idealizada los casos anteriormente descritos.

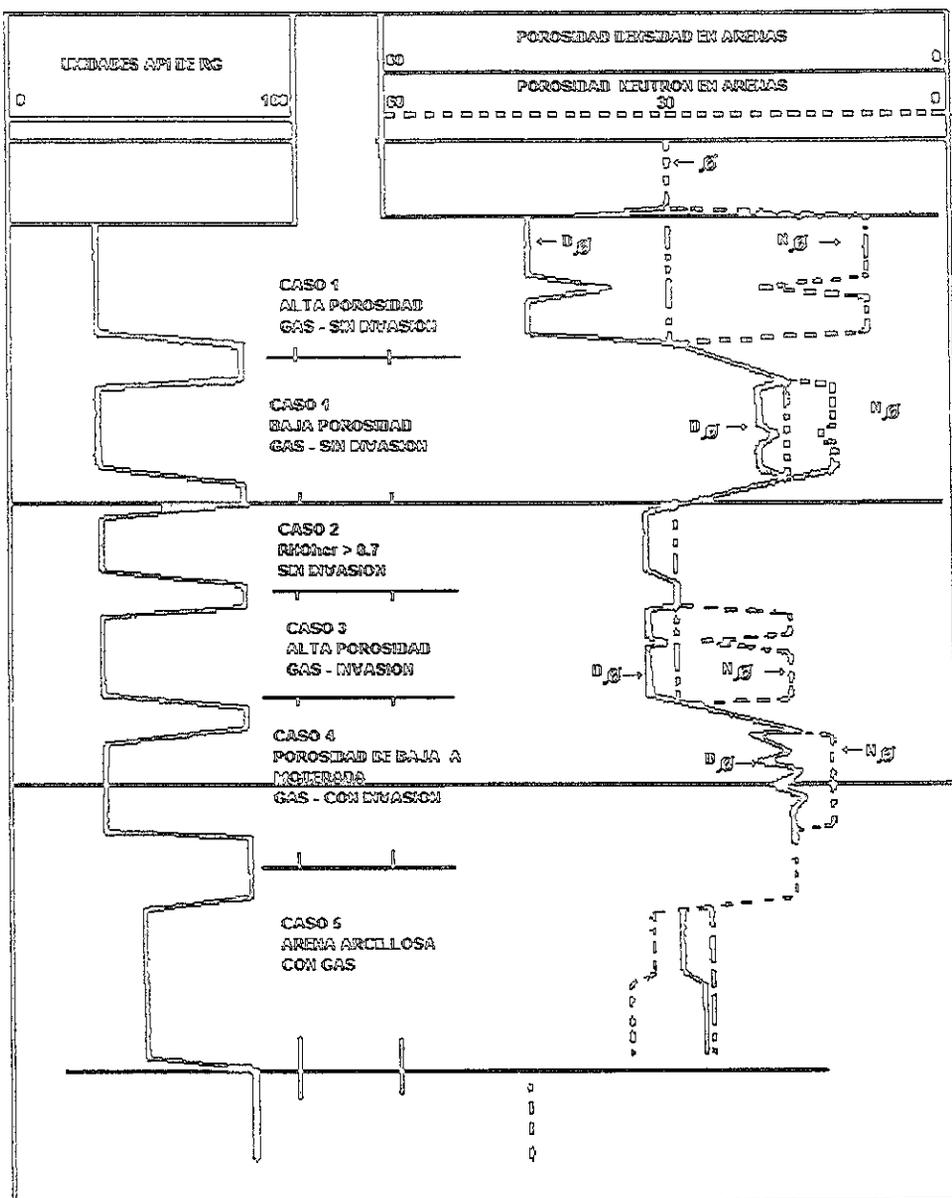


Figura 4.9 Esquema idealizado de las respuestas de los registros ($N\phi$) y ($D\phi$)

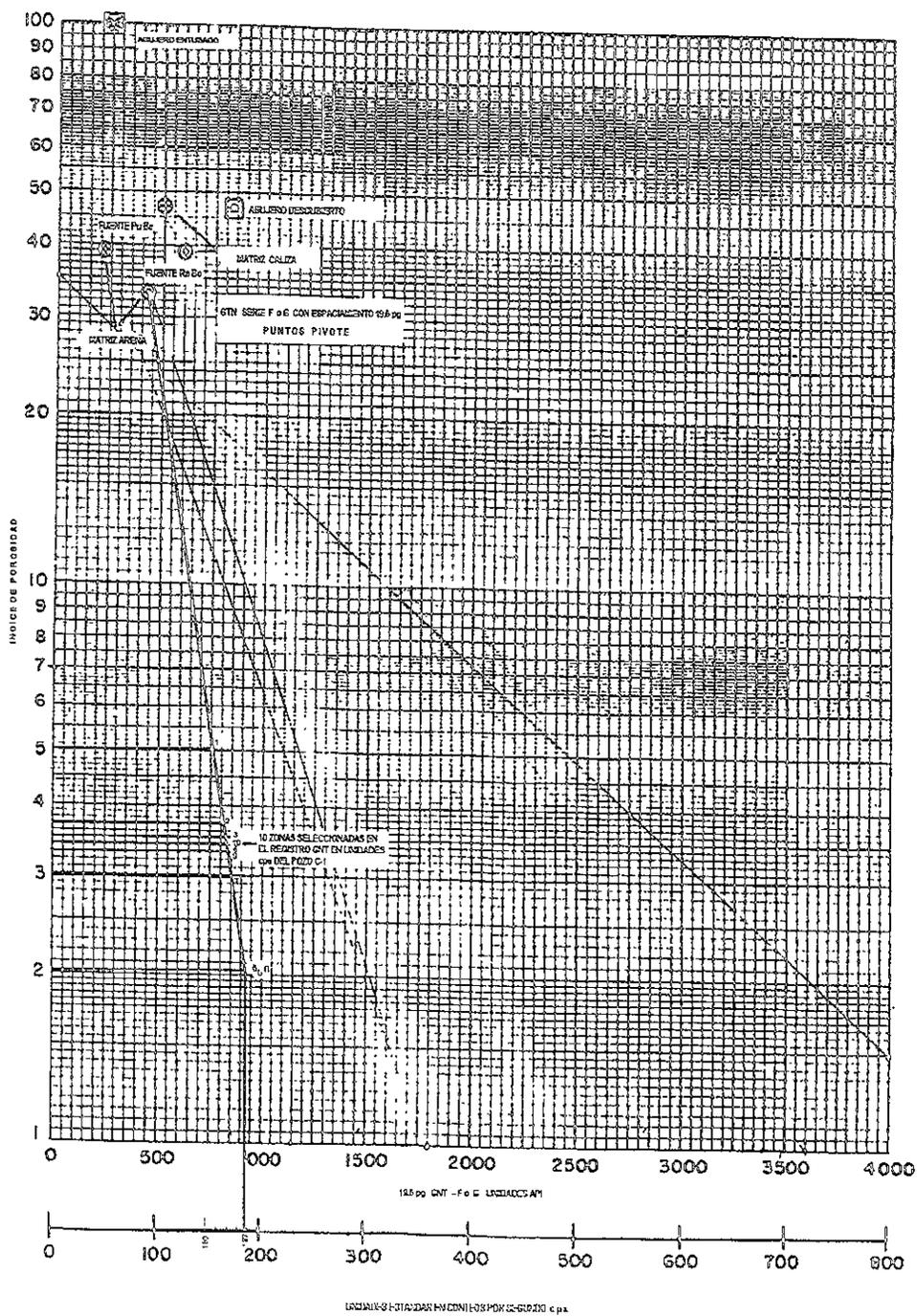
4.4 Aplicación del registro neutrón en pozos de la Cuenca de Burgos

Desde sus inicios los campos desarrollados en la Cuenca de Burgos son en su mayoría yacimientos productores de gas, en los cuales la toma de registros geofísicos de pozos fue necesaria para la delimitación y explotación de los intervalos contenedores de hidrocarburos. De estos registros varios corresponden a la serie de las herramientas tipo neutrón GNT, con el que se realizaba una estimación del índice de porosidad mediante métodos empíricos.

En este tipo de registro se pueden delimitar de manera cualitativa los cambios o contactos de agua – aceite – gas que se presentan en la formación. El agua y el aceite a condiciones de formación presentan aproximadamente la misma cantidad de hidrógeno para el registro neutrón, como consecuencia no se notara una diferencia apreciable en la curva neutrón-gamma y cuando se tiene gas en lugar de aceite se presentará el efecto de excavación (Segesman y Liu, 1964).

El comportamiento de la densidad de los hidrocarburos en estado gaseoso a condiciones de formación varía de acuerdo con la presión y la temperatura, por lo tanto la cantidad de hidrógeno por unidad de volumen de formación también variará por lo que la porosidad puede estar enmascarada lo cual da lugar al ya mencionado efecto de excavación.

En esta sección se presentan algunos ejemplos de aplicación con los registros GNT y CNL. Se presenta primeramente una técnica empírica en la que manualmente se hacía una estimación de la porosidad. Además también se presenta la estimación de porosidad con el uso de nomogramas editados por la compañía Schlumberger haciéndose una comparación entre estos métodos.



C-18

Figura 4.11. Carta c-18 para obtener el índice de porosidad a partir del registro GNT (Tomado del juego cartas Compañía Schlumberger)

En esta técnica el valor máximo en la curva neutrón es de 187 cps al cual se le asignará el valor de 2% de porosidad para que a partir de ese punto se trace la recta al punto de indicado en la zona de arena con fuente Ra-Be y a partir de esa línea encontrar los valores de porosidad para las demás zonas a partir de su valor correspondiente en cps del registro neutrón.

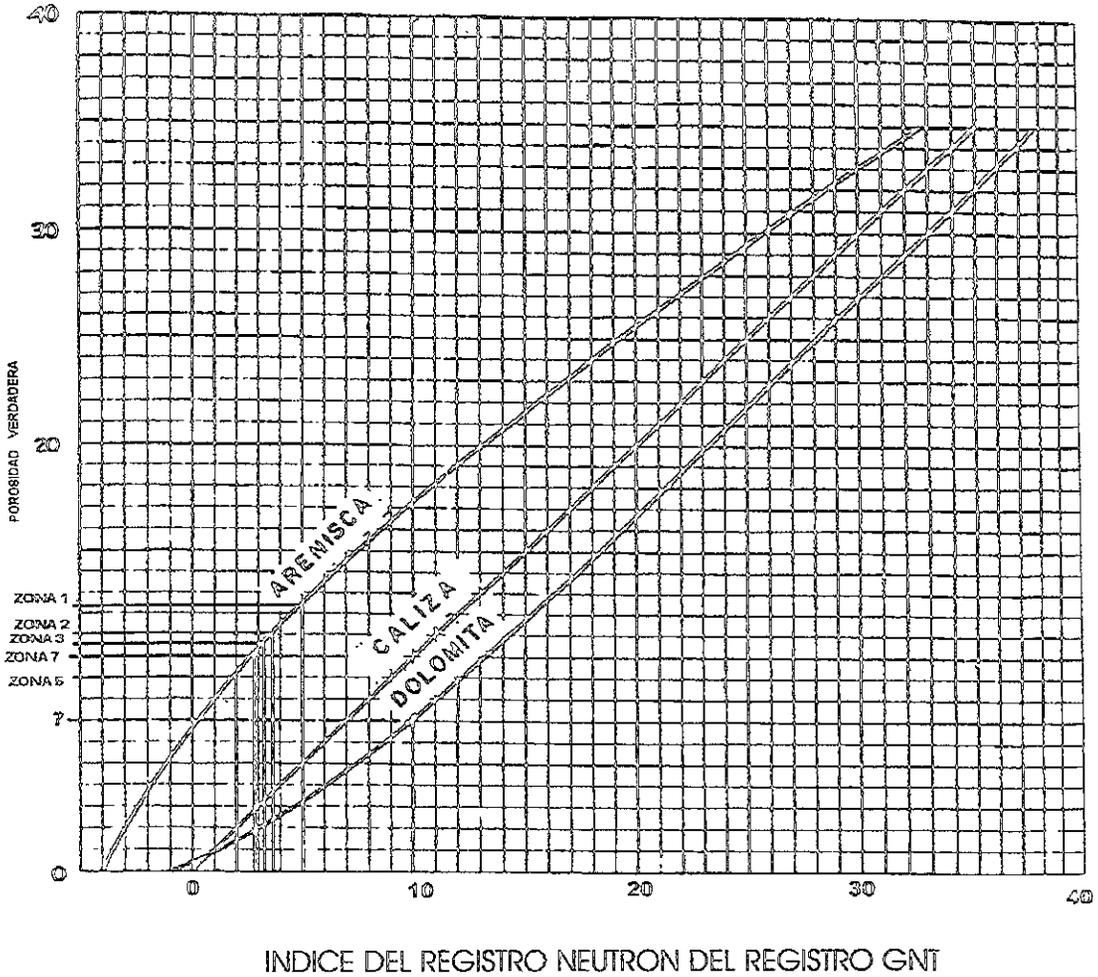


Figura 4.12 Carta de corrección por litología para registro neutrón GNT
(Tomado del juego de cartas editado por la compañía Schlumberger)

Finalmente se presentan los resultados de porosidad del registro neutrón GNT del pozo C después de haber aplicado las técnicas para la estimación del índice de porosidad.

En la tabla 4.1 para las 10 zonas analizadas se muestra en la primera columna la lectura del registro en conteos por segundo, en la segunda columna aparecen los resultados de porosidad obtenidos de la figura 4.11, para la tercera columna se tienen los valores de porosidad corregidos por litología y en la última columna aparecen los valores que se estimaron con la técnica de sobreponer una escala logarítmica sobre la curva neutrón.

TABLA 4.1 Valores de porosidad del pozo C-1

ZONA DE ANÁLISIS	LECTURA DEL REGISTRO NEUTRÓN EN C.P.S	POROSIDAD CARTA C18 FIGURA 4.11	POROSIDAD CORREGIDA POR LITOLOGIA FIGURA 4.12	POROSIDAD OBTENIDA CON MÉTODO EMPÍRICO
1	156	5 %	12.9 %	31 %
2	169	3.7 %	11 %	18 %
3	165	3.3 %	10.5 %	20 %
4	170	3.2 %	10.4 %	17 %
5	187	2 %	9 %	15 %
6	185	2.1 %	9 %	16 %
7	175	2.9 %	10.1 %	17 %
8	185	2.1 %	9 %	16 %
9	170	3.2 %	10.2 %	18 %
10	165	3.3 %	10.5 %	20 %

La diferencia en los valores de porosidad se debe a los puntos que se escogieron para asignar el valor mínimo de porosidad en el intervalo. Para la utilización de los nomogramas se sugiere dar los valores de porosidad de 1% o 2% para la deflexión

máxima, la sugerencia del mínimo de 2% se debe a que como se mencionó en los capítulos anteriores las herramientas estaban calibradas para responder a formaciones con matriz caliza y en dichas formaciones la porosidad por lo general no alcanza valores muy grandes. Corrigiendo por litología los valores de porosidad cambian y aumentan de valor pero para las formaciones de arena que se tienen en el pozo C-1 siguen estando por debajo de la porosidad real. Con la técnica de sobreponer una escala logarítmica sobre el registro neutrón los valores de porosidad son mas altos debido a que el valor que se escogió como el mínimo de porosidad esperado fue del 12% el cual se determinó de manera empírica. Si en este último método se hubiera escogido como mínimo de porosidad el 2% los valores de la tabla serían similares con los obtenidos de la figura 4.11.

4.4.2 Técnicas para conversión de unidades del registro GNT a unidades de porosidad

En el ejemplo anterior se emplearon diversos métodos para convertir el registro neutrón GNT a unidades de porosidad, uno de ellos consiste en asignar valores de porosidad mínima esperada para un intervalo en zona de arena y un valor de porosidad máxima para la zona de lutitas, en donde empíricamente se suponen los valores extremos de porosidad esperados para obtener una línea de calibración y a partir de esta leer los valores del registro GNT en unidades de porosidad.

Como se puede observar del ejemplo anterior la diferencia que se presenta en la estimación del índice de porosidad se reduce a la elección del valor de porosidad mínimo esperado en donde para las técnicas anteriores no existe un método que indique como seleccionar dicho valor. Ahora se presenta una técnica en la cual la conversión del registro neutrón GNT no sea empírica y los valores de porosidad esperados no sean propuestos por el analista, sino que en base con la información del pozo como son registros y datos de núcleo se pueda obtener un método que justifique la asignación de valores de porosidad a registros neutrón GNT. Entonces de acuerdo con lo anterior se realizó un procedimiento que consiste en construir una gráfica con valores de porosidad de un núcleo en un intervalo en donde también se cuente con registro neutrón GNT

En la figura 4.5 se presentó una gráfica que nos relaciona el registro neutrón GNT con datos de porosidad de núcleo, lo cual es una forma de calibrar la respuesta del registro para medidas de porosidad, entonces con datos de porosidad de núcleo y registro neutrón GNT a la misma profundidad, se puede establecer un método de calibración para estimación de porosidad del registro neutrón GNT. Utilizando como referencia esta técnica, se vaciaron los puntos de porosidad de núcleo vs cps del registro GNT del pozo C-1 en la profundidad 1575-1582 metros, ya que en este intervalo se contaba con la información de porosidad de núcleo en el cual se determinó la porosidad en 31 profundidades diferentes según resultados de análisis petrofísico realizado por Core Laboratories para PEMEX

Se ubicaron los puntos en un plano xy, en donde sobre el eje "y" se asignaron los valores de porosidad de núcleo y en el eje "x" los valores del registro GNT en cps formándose parejas con coordenadas (porosidad, GNT) a la profundidad correspondiente. El resultado de ubicar los puntos en el plano forma una nube de puntos y mediante un método de regresión lineal como se muestra en la figura 4.13, se encuentra la ecuación de la recta con la cual se puede obtener para cualquier lectura del registro GNT en unidades cps su correspondiente valor de porosidad. Como es de suponerse mediante ésta ecuación se puede determinar cuales serían los valores de porosidad mínima y máxima esperados para el intervalo analizado.

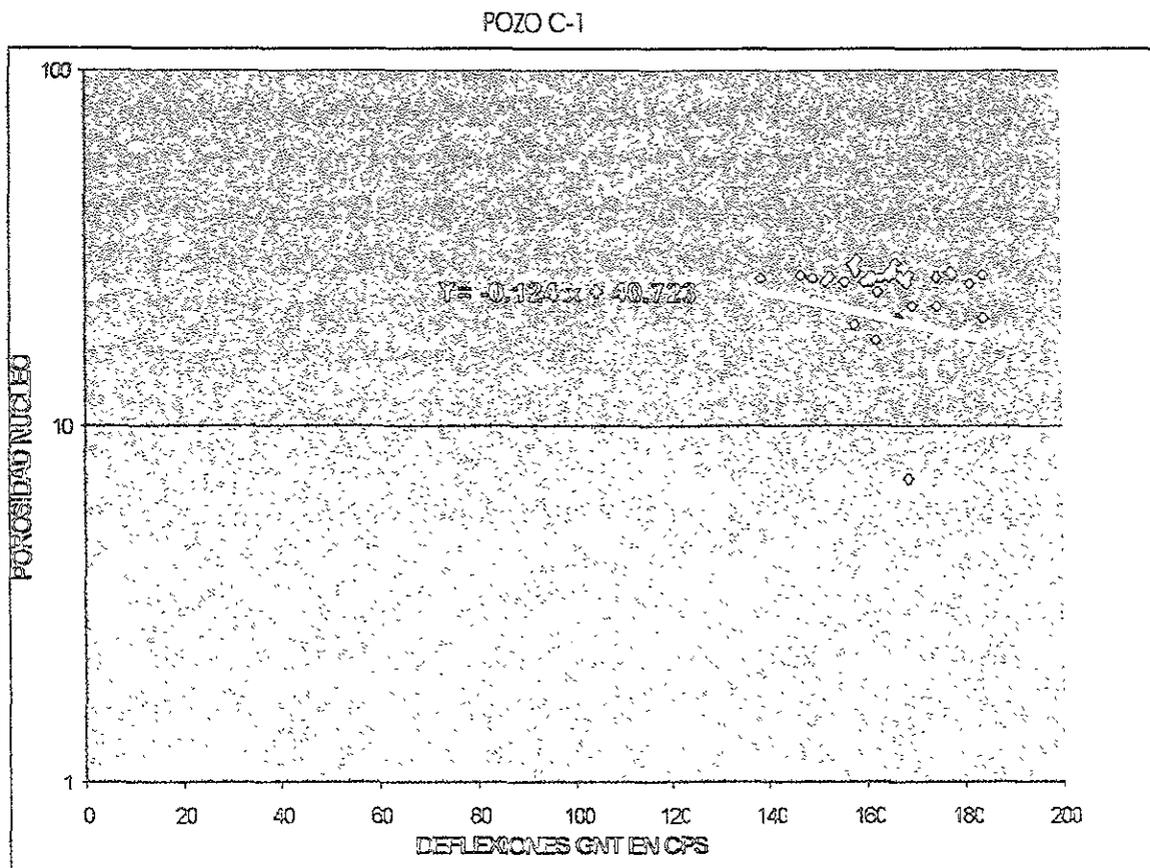


Figura 4.13 Calibración registro neutrón a partir de datos de núcleo

De acuerdo con lo anterior, la información del núcleo permite hacer un buen proceso de conversión del registro GNT a unidades de porosidad.

Si se quisiera encontrar el valor de porosidad del registro neutrón GNT en otra profundidad diferente a la del núcleo, se podría calcular su valor correspondiente de porosidad con la ecuación de la recta obtenida siempre y cuando se tenga la certeza de que no haya cambios de litología en la formación.

Auxiliándonos de la técnica descrita de graficar datos de porosidad de núcleo vs registro GNT en cps se hará un proceso similar en algunos intervalos de diferentes pozos pero con la variante de que en lugar de usar los datos de núcleo utilizaremos los datos de un registro CNL tomado en un pozo perforado recientemente y a una distancia aproximada de 100m de un pozo antiguo, lo que se considera como pozos gemelos. Se pueden relacionar las curvas neutrón de los pozos gemelos de manera que para la misma profundidad donde haya un registro neutrón (GNT) en unidades API exista su correspondiente de un registro neutrón (CNL) en unidades de porosidad. Debido a la pequeña distancia entre pozos suponemos que las señales radiactivas de la curva neutrón que se observan en los registros GNT y CNL son las mismas.

Al igual que la técnica anterior en un plano de coordenadas (x,y), se asignan valores para el eje "x" que correspondan a la curva neutrón del registro GNT y los valores del eje "y" corresponden a la curva NPHI del registro CNL, al ubicar los puntos de coordenadas (GNT,CNL) en el plano, se forma una nube de puntos y de la misma manera como se hizo en el ejemplo del núcleo, mediante una regresión lineal se encuentra la ecuación de la recta que nos ayudará a determinar los valores de porosidad que corresponden a las lecturas en unidades API del registro GNT.

En la gráfica de la figura 4 14 mediante la ecuación de la recta obtenida se puede determinar para una lectura máxima en unidades API del registro GNT el valor de porosidad mínimo esperado y para la lectura mas baja en unidades API se obtiene el valor máximo de porosidad.

Gráficamente la conversión del registro GNT esta realizada, y con la ecuación de la recta se puede calcular para cualquier valor del registro neutrón GNT en unidades API su correspondiente valor en unidades de porosidad.

POZO B-32 INTERVALO 2200 - 2220 m

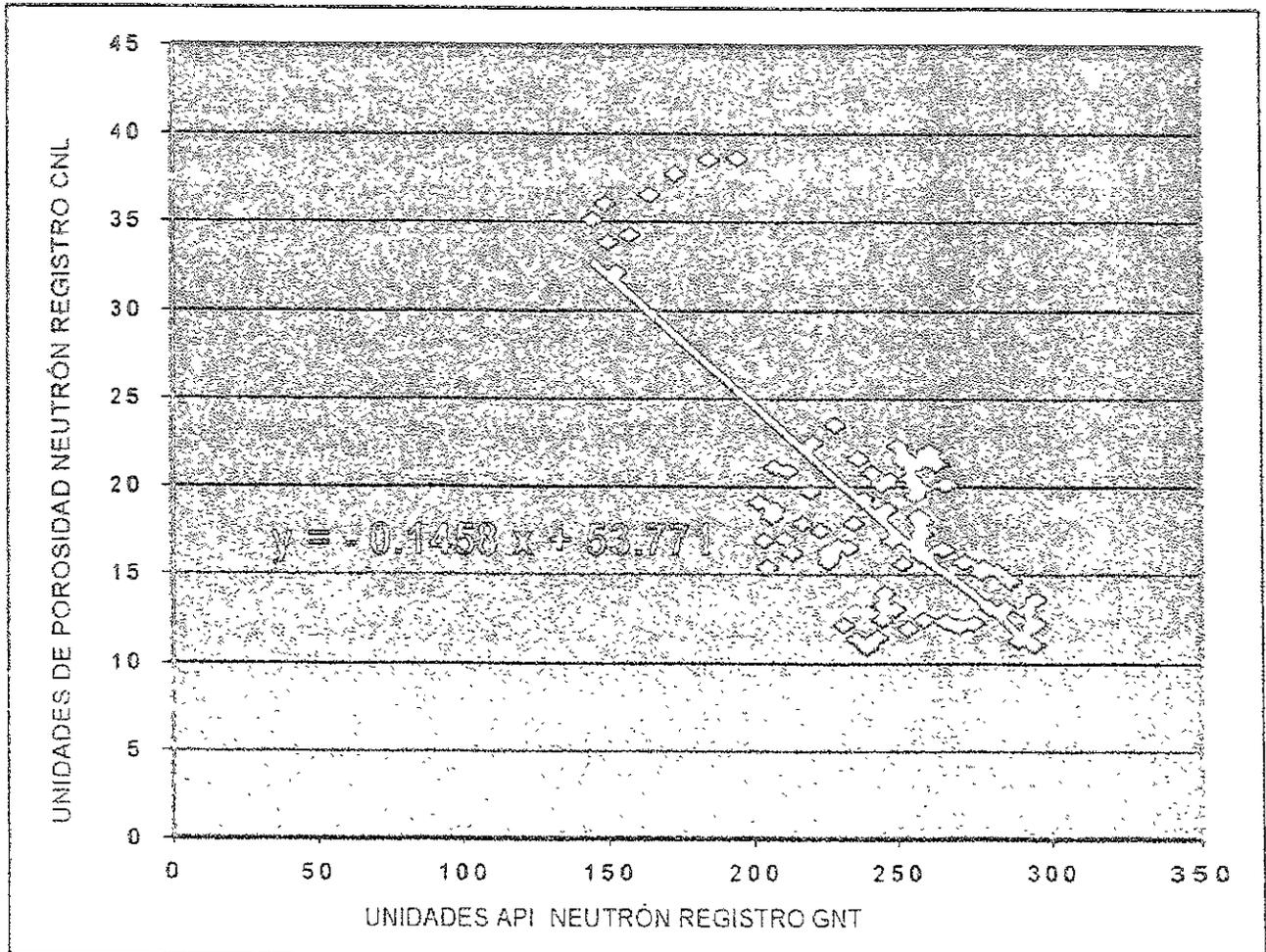


Figura 4.14 Obtención de ecuación para convertir unidades API a unidades de porosidad.

4.4.3 EJEMPLO 2

En este ejemplo utilizaremos un programa de conversión automática de unidades API o cps a unidades de porosidad en intervalos de pozos que cuentan con información de un registro GNT e información de su pozo gemelo con registro CNL. Cabe aclarar que para cualquier tipo de procesamiento computarizado que se realice con registros geofísicos requiere que la información de los mismos este disponible en forma digital, para esto se utilizó la información digitalizada en el IMP, generalmente las curvas de los registros geofísicos se digitalizan con un muestreo de 4 puntos por metro registrado formando un archivo de un determinado número de columnas en donde cada una de estas representa los datos de las curvas de los registros geofísicos. Entonces la información de los registros ahora son archivos que presentan los valores de medición en la profundidad correspondiente.

El programa de conversión de unidades funciona de manera similar que el juego de cartas de conversión del registro GNT de la compañía Schlumberger. Al igual que las cartas de Schlumberger el programa de conversión necesita que se proporcionen como datos de entrada los valores de porosidad mínima y porosidad máxima esperada acompañados de los valores de la señal de neutrón que correspondan a esas porosidades.

Los datos de la señal neutrón se obtienen de las lecturas de la curva neutrón del registro GNT y los datos de porosidad se toman de información existente ya sea de datos de un núcleo o de algún otro registro de porosidad. En caso de no contar con alguna información de porosidad de la formación podemos apoyarnos en el método descrito de encontrar una ecuación que nos permita calcular esos valores de porosidad esperados.

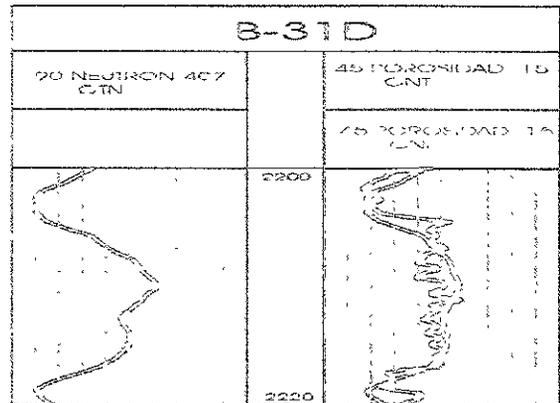
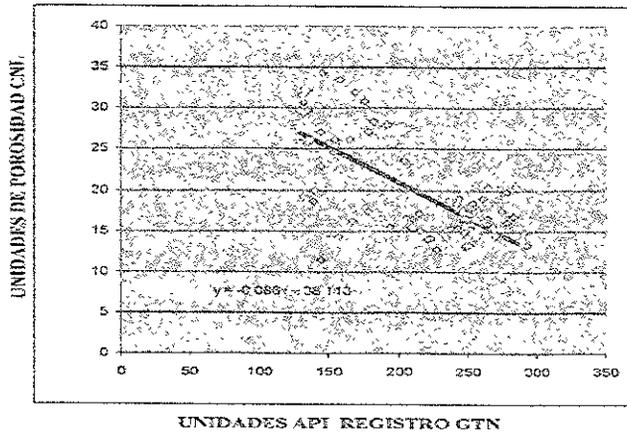
Para encontrar los datos de entrada para el programa nos apoyamos en el método descrito de encontrar de una ecuación que nos permita calcular el valor de porosidad mínimo y porosidad máximo esperados y en los que al igual que en la figura 4.14 se formaron pares de coordenadas (CNL, GNT) para tener una nube de puntos y mediante una regresión lineal encontrar la ecuación para transformar unidades API a unidades de porosidad

La calibración del resultado de convertir automáticamente unidades API a unidades de porosidad lo llevamos a cabo comparando los valores convertidos de porosidad del registro GNT vs la curva neutrón porosidad (NPHI) del registro CNL.

Como el programa de conversión nos proporciona los valores en el mismo archivo en donde se tiene los datos de los demás registros geofísicos los valores de conversión se presentan como una curva sintética de porosidad neutrón graficándose de igual forma que la curva de neutrón porosidad (NPHI). La similitud entre las curvas de porosidad es la manera de ver que el resultado de la conversión automática de unidades sea confiable.

Las figura siguientes muestran primeramente del lado izquierdo el resultado del método para convertir unidades API a unidades de porosidad mediante una ecuación, misma en la que nos apoyamos para encontrar los valores de porosidad mínima y máxima esperados. En el lado derecho se muestra una gráfica de dos carriles en donde en el primer carril aparece la curva neutrón del registro GNT en unidades API y en el segundo carril se muestran la curva sintética de porosidad neutrón del registro GNT y la curva NPHI del registro CNL ambas en escala de porosidad de 45 a -15 unidades. Como las dos curvas están en la misma escala, la similitud de las curvas nos indica que tan bondadoso es el método de la conversión.

POZO B-31-D INTERVALO 2200-2220



POZO B-32 INTERVALO 2200-2220

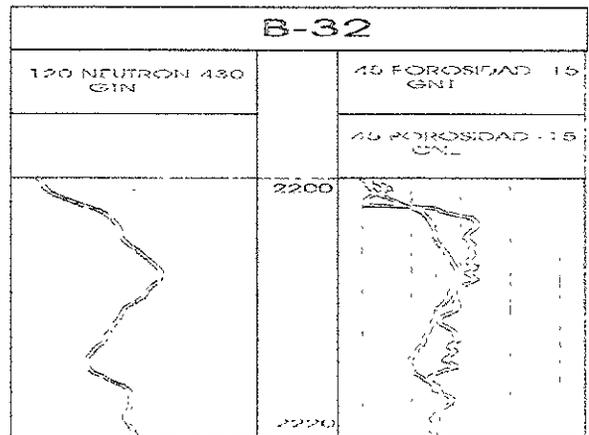
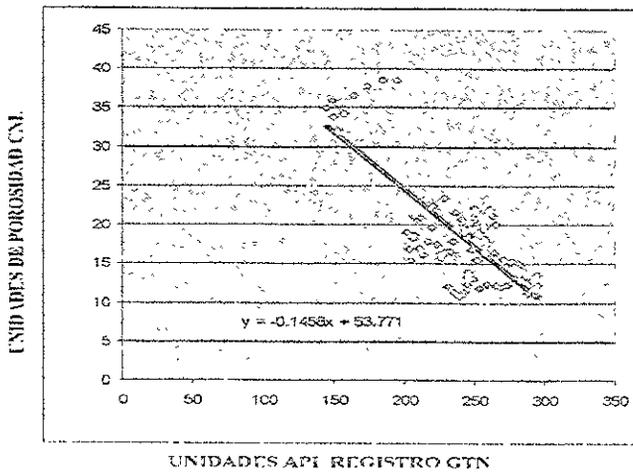
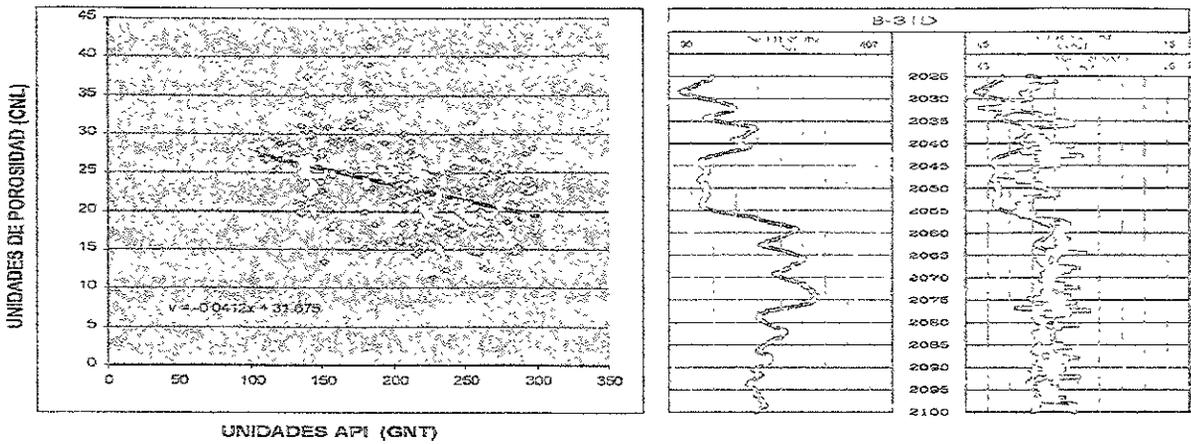


Figura 4.15 Conversión de unidades pozo B31-D intervalo 2200-2220

La figura 4.15 corresponde a un horizonte de arena limpia el cual se presenta en los pozos B31-D y B32, de acuerdo con las ecuaciones de calibración para un valor de 300 unidades API según la ecuación obtenida para el pozo B31-D corresponde un valor de 12 unidades de porosidad y con la ecuación del pozo B32 para el mismo valor de 300 API le corresponde 10 unidades de porosidad con lo que podemos establecer que la conversión de unidades para ese intervalo es confiable ya que la diferencia de valor de porosidad no es considerable

POZO B31-D INTERVALO 2025 - 2100



POZO B32 INTERVALO 2025 - 2100

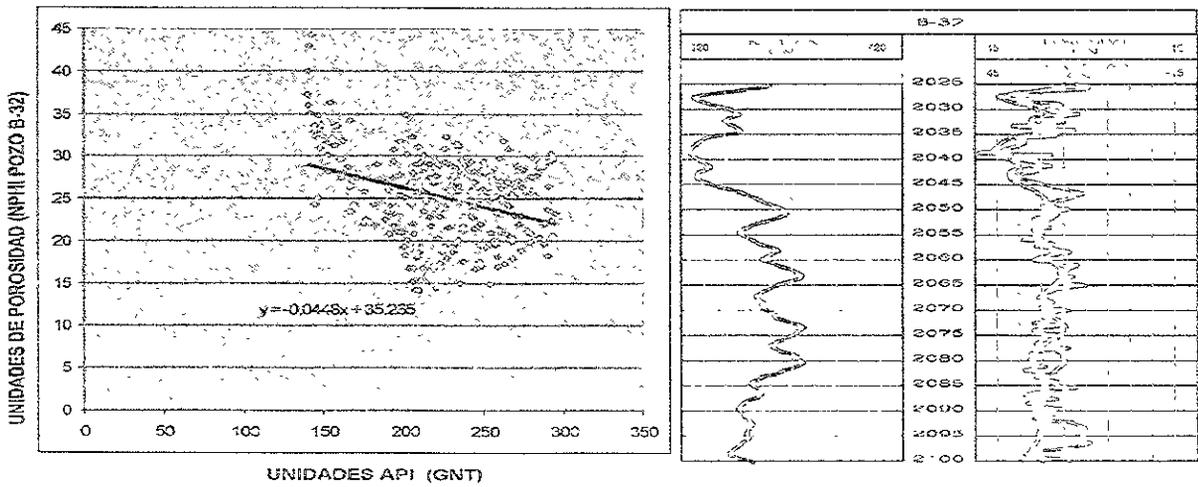


Figura 4.16 intervalo de arena arcillosa de 2400 a 2450 metros, se observa en el pozo B3-D y B31-D

Para este intervalo en el pozo B31-D para una lectura máxima de 308 API de acuerdo con la ecuación de la línea de calibración le corresponde un valor de 18.5% de porosidad mientras que en el pozo B32 para 308 API la porosidad correspondiente es de 21%.

- Algún registro de porosidad: Sónico de porosidad (Δt), Densidad porosidad (DPHI), Neutrón porosidad (NPHI) que intervienen en el cálculo de porosidad efectiva.
- Conocer la resistividad del agua de formación (R_w), densidad del lodo de perforación, diámetro del agujero, resistividad del lodo (R_m), resistividad del filtrado de lodo (R_{mf}) y resistividad del enjarre (R_{mc}).
- Temperatura mínima (Temperatura de superficie T_s) y temperatura máxima (Temperatura de fondo T_f) medida del pozo en la corrida que corresponda al intervalo que se evaluará.
- Parámetros petrofísicos densidad de la matriz (R_{HOMA}), coeficiente de tortuosidad (a), exponente de porosidad (m), tiempo de tránsito de la matriz (Δt_{ma}).

Los datos anteriores son necesarios para el computado de los registros ya que a partir de estos se aplica el método de Simandoux para el cálculo de saturación de agua y porosidad efectiva.

Método de Simandoux :

$$S_w = \sqrt{\left(\frac{FR_w V_{cl}}{2R_{cl}}\right)^2 + \frac{FR_w}{R_t}} - \frac{FR_w V_{cl}}{2R_{cl}}$$

$$F = \frac{a}{\phi_e^{m_H}} = \frac{1}{\phi_e^{m_A}}$$

$$\phi_e = (1 - V_{cl}) \phi$$

De acuerdo con el método para calcular el factor de formación (F) se necesita un dato de porosidad el cual es tomado de un registro de porosidad, el volumen de arcilla (V_{cl}) es calculado a partir de los datos de potencial SP o de rayos gamma (GR) según sea el caso, la resistividad para zona de arcilla (R_{cl}) es ingresada como dato por el analista, así como el

valor de la resistividad del agua de formación (R_w), los parámetros de factor de tortuosidad (a) y exponente de porosidad (m) son constantes que se dan en el programa según la litología supuesta para el tipo de formación, en donde para la Cuenca de Burgos se tiene una secuencia de arenas y arcillas por lo que para este caso se asignaron los valores $a = 1$ y $m = 1.8$.

Para nuestro ejemplo mostramos el resultado de cuatro pozos evaluados; A-11, B31-D, B3-D y M-10. Para cada pozo primeramente se realizó el procesado utilizando la curva NPHI-S (sintético de porosidad del registro GNT) para los cálculos y posteriormente se hizo lo mismo pero utilizando la información de otro registro de porosidad. Para los pozos B31-D y B3-D se utilizó para efectos de comparación los cálculos el registro de porosidad CNL y para los pozos A-11 y M-10 el registro BHC.

Para cada uno de los pozos analizados el resultado se presenta en una gráfica de seis carriles de tal forma que se muestren las curvas de los registros utilizados en la evaluación y las curvas de los parámetros calculados.

La información que corresponde a cada carril de la gráfica de resultados es la siguiente:

Carril 1 - Curva de SP o GR

Carril 2 – Curvas de resistividad según sea el caso NC, NL, ILM, ILD, 6FF40.

Carril 3 – Curvas de porosidad NPHI-S, Δt , NPHI

Carril 4 – Curvas de saturación de agua S_w calculadas con curva NPHI-S y Δt o NPHI del registro CNL

Carril 5 – Volumen de arcilla V_{cl}

Carril 6 – Curvas de porosidad efectiva $PHIE$ calculadas con curva NPHI-S y Δt ó NPHI del registro CNL

POZO A-11

En este pozo se utilizó para su evaluación la siguiente información: curva de rayos gamma (GR), curvas del registro de inducción (NC, 6FF40) curva sintética de porosidad (NPHI-S)

y curva Δt del registro sónico de porosidad. En este caso se comparan los resultados de los parámetros saturación de agua y porosidad efectiva. Estos parámetros se presentan con el título S_w y PHIE en el carril cuatro y seis respectivamente. Para la S_w se tienen dos curvas, una en color rojo con el título de S_w NPHI-S que es el resultado del computado utilizando la información de la conversión de unidades del registro neutrón GNT denotada como curva NPHI-S y en color azul celeste se muestra el resultado al utilizar la curva Δt del registro sonico de porosidad. De igual forma para la PHIE en color verde aparece el resultado de calcular la porosidad con la curva NPHI-S y en azul la porosidad que se obtuvo con el registro sónico.

En el carril cinco se muestra la litología supuesta, en color oscuro se presenta todo lo que se considera lutita y en color claro los cuerpos que se consideran arenas. Para nuestro ejemplo se comparan cuantitativamente los resultados de los cálculos hechos al utilizar la curva NPHI-S y

la curva Δt en los intervalos 2570-2580 y 2650-2700 mediante la siguiente tabla:

POZO A-11 REGISTRO	INTERVALO	POROSIDAD EFECTIVA (PHIE)	SATURACIÓN DE AGUA (S_w)	FRACCIÓN DE ARCILLA (V_{cl})
GNT	2569 - 2587	0.130	0.671	0.339
BHC	2569 - 2587	0.188	0.543	0.323
GTN	2655 - 2707	0.122	0.729	0.395
BHC	2655 - 2707	0.158	0.659	0.393

En la tabla anterior se muestran los resultados del computado de los registros realizados con las curvas NPHI-S y Δt en los intervalos señalados en donde los valores de los parámetros PHIE, S_w y V_{cl} son el promedio de todo el intervalo.

POZO 3-D y B31-D

En este ejemplo estos dos pozos son del mismo campo y cada uno de ellos tiene es gemelo un pozo antiguo, aquí se hace una combinación del registro GNT del pozo antiguo con los registros recientes haciéndolos coincidir en profundidad. Los eventos reflejados por el registro GNT en escala de porosidad se grafican junto con la curva NPHI del registro CNL en el carril III y se observa que hay muy buena similitud entre las curvas, esto nos da pauta para confirmar que la respuesta de las propiedades radiactivas de la formación son las mismas que se manifestaron en los registros GNT y CNL.

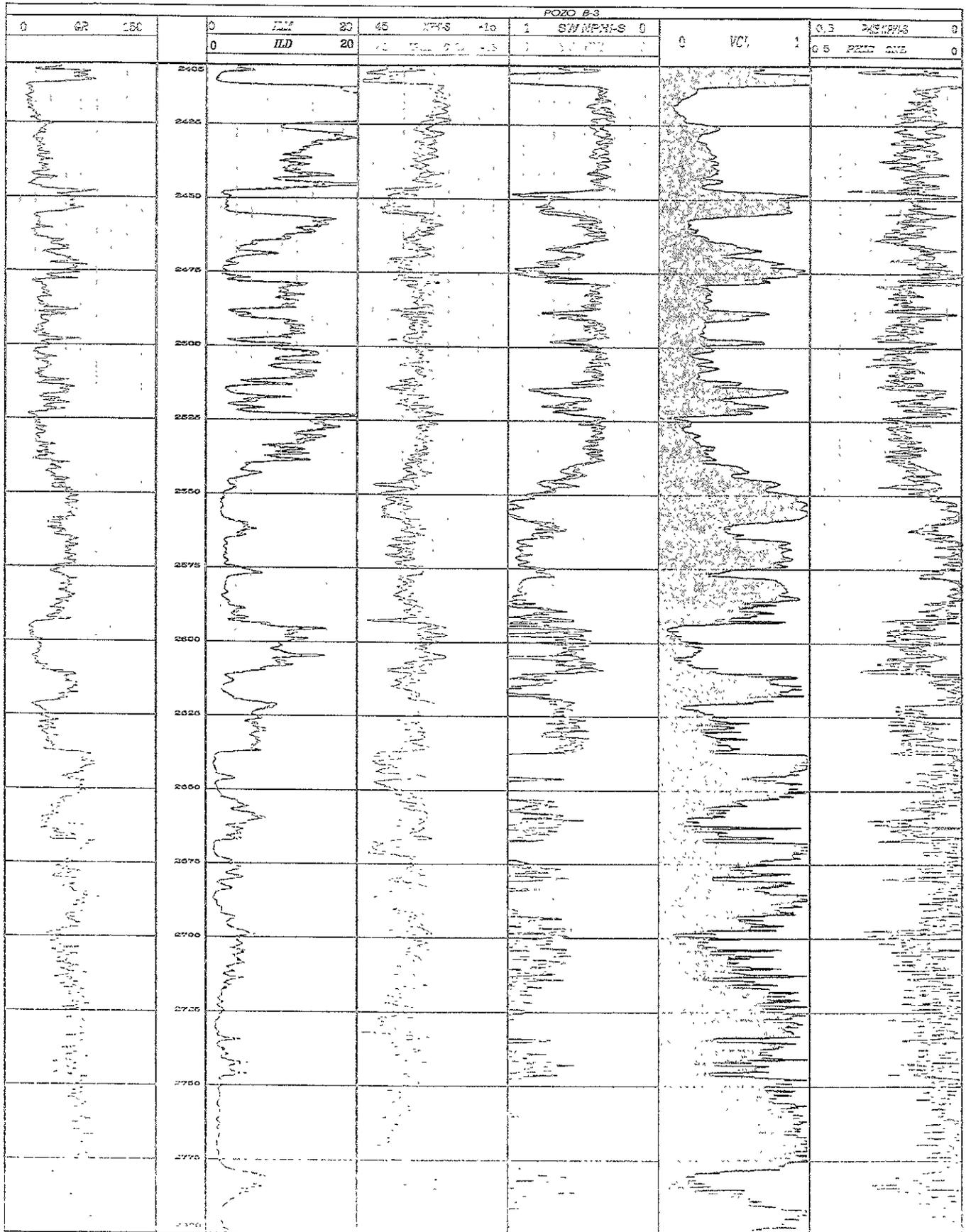
En estos pozos se utilizó para su evaluación la siguiente información: curva de rayos gamma (GR), curvas del registro doble inducción (ILM, ILD) curva sintética de porosidad (NPHI-S) y curva NPHI del registro CNL. De igual manera que en el caso anterior se comparan los resultados de los parámetros obtenidos del cálculo saturación de agua y porosidad efectiva. Para la SW se tienen dos curvas, una en azul intenso con el título de SW NPHI-S que es el resultado del computado utilizando la información de la conversión de unidades del registro neutrón GNT y en color rojo se muestra el resultado al utilizar la curva NPHI del registro CNL. De igual forma para la PHIE en color verde aparece el resultado de calcular la porosidad con la curva NPHI-S y en rojo la porosidad que se obtuvo con la curva NPHI. En la siguiente tabla se muestran los totales de tres intervalos del cálculo de porosidad efectiva, saturación de agua y volumen de arcilla

POZO B-3T	INTERVALO	POROSIDAD EFECTIVA (PHIE)	SATURACIÓN DE AGUA (Sw)	FRACCIÓN DE ARCILLA (Vcl)
GTN	2411 – 2448	0.123	0.413	0.295
CNL	2411 – 2448	0.154	0.384	0.295
GTN	2452 – 2465	0.175	0.501	0.404
CNL	2452 – 2465	0.161	0.513	0.404
GNT	2520 – 2549	0.172	0.439	0.407
CNL	2520 – 2549	0.149	0.519	0.407

POZO B-31D	INTERVALO	POROSIDAD EFECTIVA (PHIE)	SATURACIÓN DE AGUA (Sw)	FRACCIÓN DE ARCILLA (Vcl)
GTN	2356 - 2380	0.106	0.641	0.384
CNL	2356 –2380	0.062	0.717	0.384
GTN	2409 –2446	0.095	0.520	0.280
CNL	2409 –2446	0.064	0.56	0.280
GNT	2453 – 2461	0 066	0.618	0.511
CNL	2453 – 2461	0.034	0.653	0.511

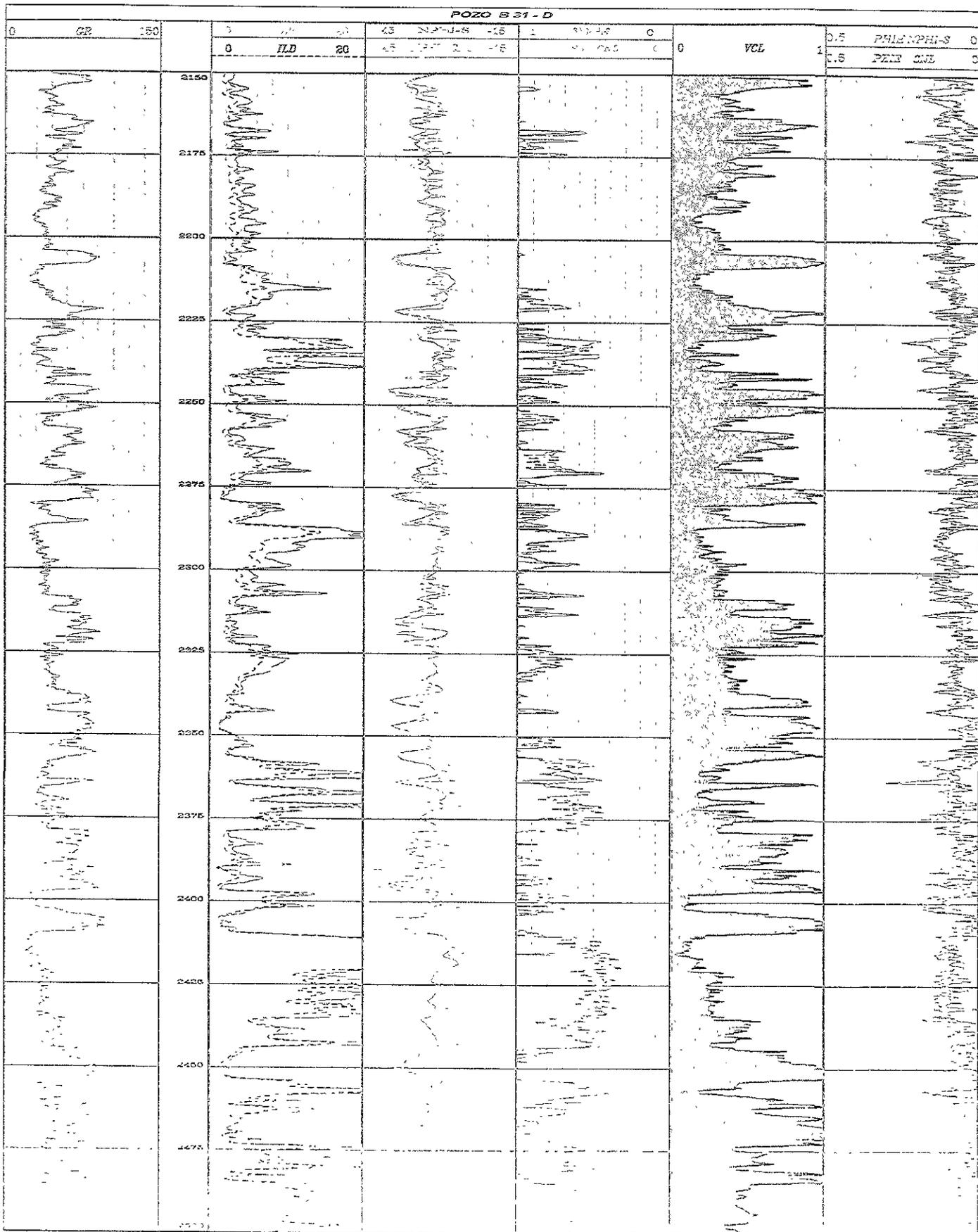
EJEMPLO

EVALUACIÓN DE REGISTROS DEL POZO: B - 3
 MÉTODO DE SIMANDOUX PARA EL CÁLCULO DE PARÁMETROS SW y PHIE.



EJEMPLO

EVALUACIÓN DE REGISTROS DEL POZO : B31-D
 MÉTODO DE SIMANDOUX PARA CÁLCULO DE SW Y PHIE.



POZO M-10

Para este pozo se utilizó para su evaluación la siguiente información: curva de rayos gamma (GR), curvas del registro de inducción (NC, 6FF40) curva sintética de porosidad y curva Δt del registro sísmico de porosidad. En este caso se comparan los resultados de los parámetros saturación de agua y porosidad efectiva. Estos parámetros se presentan con el título SW y PHIE en el carril cuatro y seis respectivamente. Para la SW se tienen dos curvas, una en color verde con el título de SW NPHI-S que es el resultado del computado utilizando la información de la conversión de unidades del registro neutrón GNT denotada como curva NPHI-S y en color azul celeste se muestra el resultado al utilizar la curva Δt del registro sísmico de porosidad. De igual forma para la PHIE en color verde aparece el resultado de calcular la porosidad con la curva NPHI-S y en azul la porosidad que se obtuvo con el registro sísmico.

AL igual que en el pozo A-11 en el carril cinco se muestra la litología supuesta con el mismo patrón de colores. Para nuestro ejemplo se comparan cuantitativamente los resultados de los cálculos hechos al utilizar la curva NPHI-S y la curva Δt en los intervalos 1519-1530, 1581- 1595 y 1824 - 1847 mediante la siguiente tabla:

POZO M-10	INTERVALO	POROSIDAD EFECTIVA (PHIE)	SATURACIÓN DE AGUA (Sw)	FRACCIÓN DE ARCILLA (Vcl)
GTN	1519 - 1530	0.151	0.861	0.344
CNL	1519 -1530	0.161	0.667	0.344
GTN	1581 -1595	0.099	0.840	0.523
CNL	1581 -1595	0.129	0.746	0.523
GNT	1824 - 1847	0.095	0.747	0.554
CNL	1824 - 1847	0.095	0.707	0.554

4.4.5 EJEMPLO 4

En este ejemplo se realiza el proceso de registros geofísicos en donde se disponen de los registros eléctricos o electromagnéticos convencionales y la curva del registro neutrón GNT. Hay que hacer notar que anteriormente solo en los intervalos de interés se tomaba el registro GNT. El ejemplo que se presenta es un intervalo productor de gas que en su momento sólo se evaluó de forma limitada y de manera puntual con las curvas del registro eléctrico SP, NC y NL.

En este caso, nos auxiliaremos con el proceso de convertir el registro GNT a un sintético de porosidad y analizar si presenta alguna ventaja o no el calcular los parámetros petrofísicos con nuevas tecnologías de procesado de registros geofísicos.

Igualmente que en el ejemplo 4 se utilizaron programas desarrollados en el Instituto Mexicano del Petróleo, el ya mencionado MIREMVAR y el programa ERA (evaluación de registros antiguos), éste último se utiliza cuando sólo se dispone de los registros de potencial espontáneo y resistividad y esta basado en modelo de Poupon.

$$S_w = \left[10^{\frac{SSP}{nK}} \left(\frac{R_{xo}}{R_t} \right)^{\frac{SSP}{nPSP}} \right]^{\frac{x}{x-1}}$$

$$SSP = -K \log \frac{R_{mf}}{R_w} \quad K = 64 - 0.23T^\circ$$

$$\phi = \frac{1}{S_{xo}} \left[\alpha \frac{R_{mf}}{R_{xo}} 10^{\frac{ssp(1-\alpha)}{x}} \right]^{\frac{1}{m}} \quad \phi'_e = (1-p)\phi$$

$$p = \frac{\left(\frac{R_t}{R_{xo}} \right)^{\frac{1}{\alpha} - 1} - 1}{\frac{R_{xo}}{R_{sh}} \left[\left(\frac{R_t}{R_{xo}} \right)^{\frac{1}{\alpha} - 1} \right]}$$

Para el proceso de los registros en ambos métodos ERA y MIREMVAR se necesitaron los siguientes datos:

- Un registro SP o GR para establecer la línea base de lutitas y hacer una estimación del contenido de arcilla en la formación.
- Registro confiable para la medición de la zona lavada (R_{xo}).
- Registro que mida en la zona virgen (R_t)
- Conocer la resistividad del agua de formación (R_w), densidad del lodo, diámetro del agujero, resistividad del lodo (R_m), filtrado de lodo (R_{mf}) y resistividad del enjarre (R_{mc}).
- Temperatura máxima que se estima en el fondo del pozo y temperatura mínima que se toma del lodo de perforación en superficie
- Parámetros petrofísicos (R_{HOMA}), coeficiente de tortuosidad (a), exponente de porosidad (m), tiempo de tránsito de la matriz (Δt).

A continuación se hace un análisis por separado del procesado de los registros, primeramente se presenta el resultado del programa ERA, en el cual como se observa en la gráfica 5-1 se presenta los registros que se utilizaron y las curvas calculadas de porosidad y saturación de agua:

Carril I	SP potencial espontáneo
Carril II	NC normal corta, curva de resistividad somera NL normal larga, curva de resistividad profunda
Carril III	Sw curva de saturación de agua calculada
Carril IV	Vcl estimación del contenido de arcilla
Carril V	PHIE curva de porosidad efectiva calculada

En la gráfica 5-1 el intervalo de interés se presenta a la profundidad de 1570 – 1600 m El registro de potencial SP marca una zona permeable que posiblemente se trate de una arena con intercalaciones de arcilla.

De acuerdo con la geometría de las curvas de resistividad, podemos observar que tal vez haya una ligera invasión de agua de formación en la arena. Sin embargo el registro de resistividad profunda que mide en la zona virgen, alcanza valores de hasta 6 ohms, a lo cual se deduce que probablemente la señal este afectada por el fenómeno de invasión.

Al realizar el procesado, los resultados que se observan muestran un cálculo de porosidad muy halagador, el valor promedio es de aproximadamente 20 % de porosidad y esto es indicador de que los fluidos que estén contenidos en la arena pueden fluir a través de sus poros.

Sin embargo el cálculo de S_w indica que hay zonas con un alto contenido de agua que están intercaladas con zonas de baja saturación, si se explotaran las zonas con baja saturación de agua se corre el riesgo de que se invada rápidamente y se empiece a producir en las zonas con alta saturación. Esto representa que el hidrocarburo que está contenido en el cuerpo permeable, es menor en volumen al agua que se encuentra en la arena. Entonces este intervalo no es atractivo para su explotación ya que la producción se abatiría rápidamente.

Ahora se analiza el procesado de los mismos registros pero con la adición del registro sintético de neutrón porosidad, para este cálculo se utiliza el programa MIREMVAR y de acuerdo con la gráfica 5-2 se presenta la siguiente información:

Carril I	SP potencial espontáneo
Carril II	NC normal corta, curva de resistividad somera NL normal larga, curva de resistividad profunda
Carril III	NW curva neutrón en pulsos /segundo, registro GNT
Carril IV	POROSIDAD-NEUTRON curva sintética derivada del registro GNT
Carril V	PHIE curva de porosidad efectiva calculada
Carril VI	Vcl estimación del contenido de arcilla
Carril VII	S_w curva de saturación de agua calculada.

Analizando el mismo intervalo 1570 – 1600 m se observa una zona que sobresale en el intervalo 1575-1590 m en donde los valores de porosidad en promedio son de un 18% y de Sw de un 30%. Por otra parte en el resto del intervalo que corresponde a la arena no se observan zonas con alto contenido de agua que puedan migrar hacia la zona de hidrocarburo.

Se observa que ahora con este nuevo proceso, el intervalo analizado puede contener gas y se puede establecer que las variaciones en los valores y geometría del registro GNT en ese intervalo se deben a la presencia del gas.

A la profundidad de 1605 m la saturación de agua aumenta que es en donde se aprecia que esta la base de la arena, con este modelo de cálculo el cuerpo arenoso tiene mejor definición en relación a los parámetros calculados de porosidad efectiva y saturación de agua. Por lo que se deduce que hacia la cima de la arena se encuentra el gas y la zona en donde hay mejores posibilidades para su extracción se presenta en el intervalo 1575-1590.

El resultado del cálculo en forma cuantitativa se presenta en la siguiente tabla en donde se muestra el valor de porosidad efectiva, saturación de agua y volumen de arcilla realizados de forma limitada y con la curva sintética de porosidad neutrón.

INTERVALO 1572 - 1575

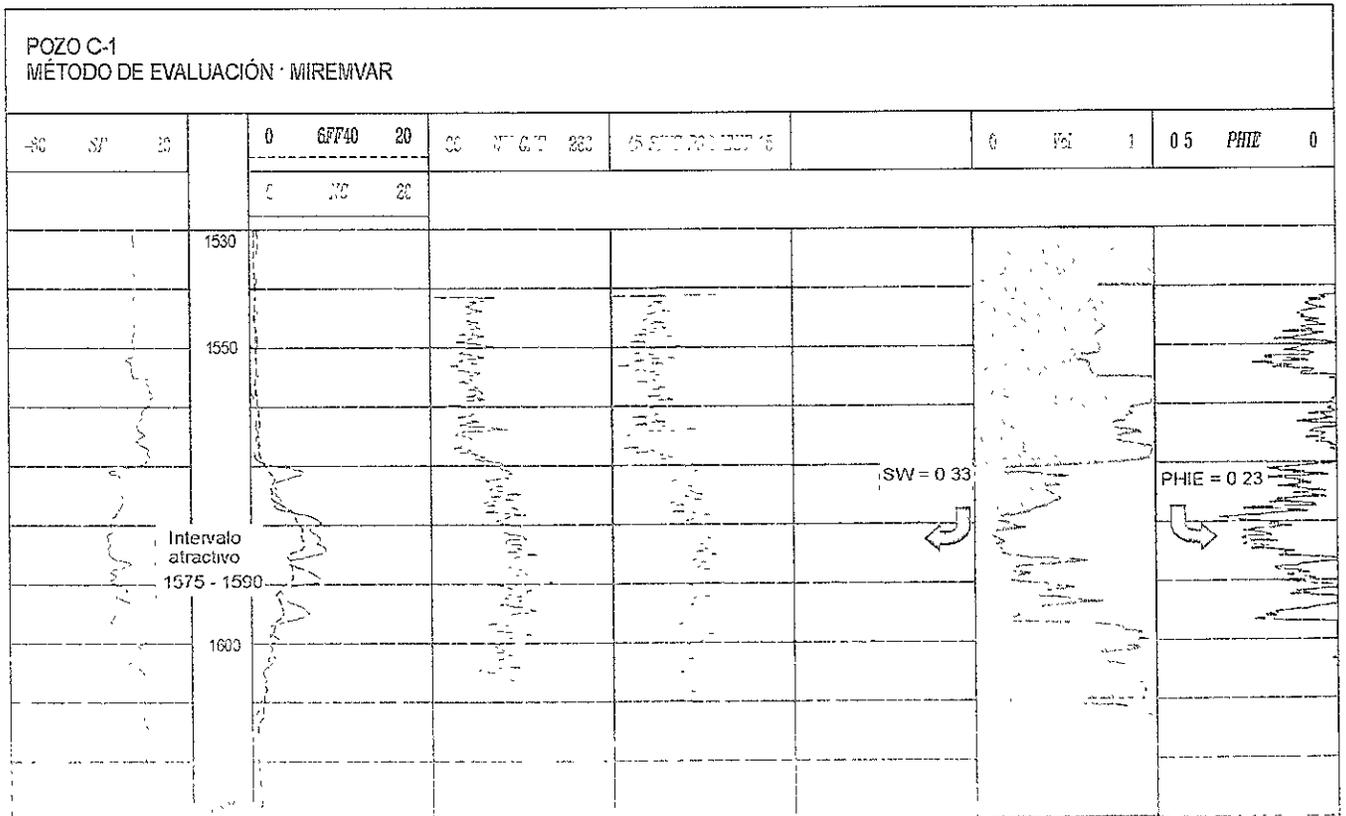
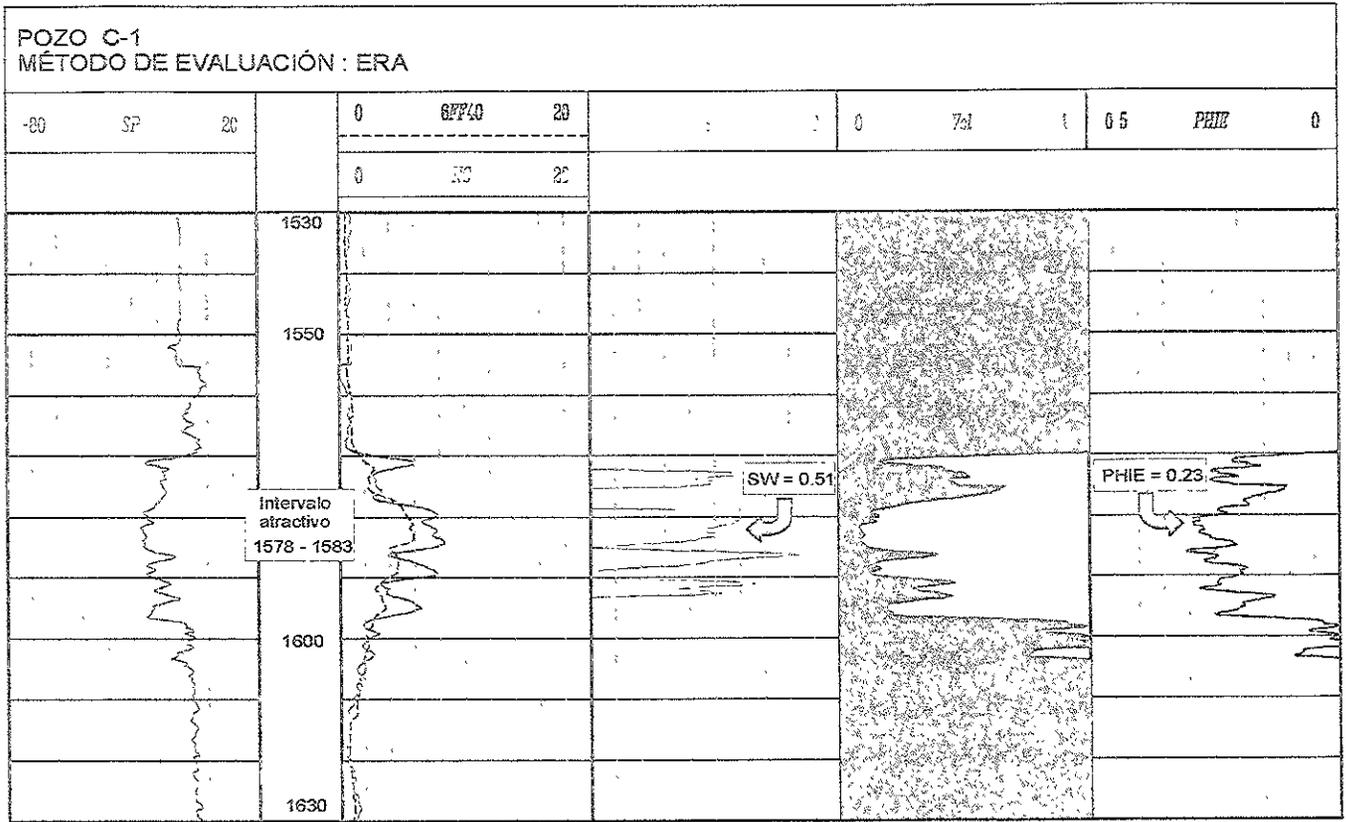
	ERA	MIREMVAR
PHIE	0.231	0.105
Sw	0.537	0.705
Vcl	0.468	0.434

INTERVALO 1578.5 – 1593.0

	ERA	MIREMVAR
PHIE	0.245	0.143
Sw	0.608	0.467
Vcl	0.200	0.276

En la tabla anterior podemos comprobar cuantitativamente que los valores de porosidad calculados con información limitada son más halagadores en comparación a los calculados con el registro de porosidad neutrón convertido a unidades de porosidad.

EJEMPLO



CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES

5.1 Conclusiones

En base a los resultados de los diferentes procesos que se siguieron para la aplicación del registro neutrón GNT en combinación con otros registros se puede llegar a las siguientes conclusiones:

- La respuesta de los registros de tipo neutrón presentan características similares en la geometría de las curvas de porosidad neutrón las cuales son originadas por la constitución litológica de la formación y el contenido de sus fluidos.
- Las mediciones hechas con herramientas de registros tipo neutrón (GNT, SNP, CNL) muestran rasgos que pueden denotar la presencia de gas en la formación, por lo que el analista se puede auxiliar de este tipo de registros para la visualización de zonas con posibilidades de contener de gas.
- Si usamos métodos manuales para estimar la porosidad de la formación a partir del registro neutrón, se observa que los resultados obtenidos difieren de un método a otro y que el analista de registros interviene de manera directa para la estimación de porosidad por lo que es necesario cuando se utilizan estas técnicas tener conocimiento para la utilización adecuada de las cartas de interpretación
- Cuando se utiliza la técnica de escalar manualmente el registro en una escala lineal de porosidad, se debe de tener mucho cuidado en la elección de los valores que se asignen a la porosidad mínima esperada y a la porosidad de lutitas ya que estos valores delimitan los extremos del rango de porosidad
- La automatización en la conversión del registro GNT a unidades de porosidad brinda otro escenario para el análisis de intervalos que resulten de interés para el analista y brinda la posibilidad de escoger otros métodos de cálculo de propiedades petrofísicas.
- Se confirma que la respuesta de diferentes tipos de herramientas neutrón que se corren en el mismo tipo de formaciones reflejan los mismos eventos, cambiando solamente en

la resolución que tengan las herramientas debido al tipo de sistema de detección que se emplee.

- Cuando se emplea el registro neutrón en el procesamiento de registros geofísicos, se puede confirmar la presencia de gas en intervalos de interés y los resultados se pueden calibrar al compararse con el proceso utilizando otro registro de porosidad.
- Se observa que se obtiene un beneficio en el procesamiento de registros al utilizar el registro antiguo GNT escalado en unidades de porosidad, ya que sus resultados son similares a los que se obtienen con registro como CNL y BHC.
- Los pozos que solo se evaluaron con registros eléctricos se pueden reevaluar al utilizar al registro GNT como un registro de porosidad y confirmar u obtener una mejoría en el cálculo de parámetros petrofísicos.
- Si estructuralmente las condiciones no cambian la conversión del registro GNT a unidades de porosidad se puede utilizar en conjunto con otros registros de tipo neutrón que estén en unidades de porosidad, para trazar perfiles de porosidad con curvas neutrón y determinar horizontes productores de gas.
- Debido a que el registro GNT no está en unidades de porosidad, actualmente muchos analistas no hacen uso de esta información de registros debido a que los métodos de procesamiento de registros que se realizan actualmente solo utilizan programas en donde los registros de porosidad solo pueden ser cargados en fracciones de porosidad lo que hace que se desperdicie la información de registros antiguos.
- Con las técnicas de reprocesamiento que se mostraron se analizaron intervalos que posiblemente en su momento fueron subestimados. La conversión del registro GNT a unidades de porosidad es una herramienta más para caracterizar lo mejor posible los yacimientos.

5.2 Recomendaciones

Después de llegar a las conclusiones anteriores y pensando en que posteriormente se quiera aprovechar la información de los registros tipo neutrón, se recomienda:

- Que de ser posible se disponga del expediente completo del pozo que se vaya a analizar para tener una mejor identificación de intervalos que puedan resultar productores de gas.
- Con el fin de afinar los resultados de los cálculos de parámetros petrofísicos cuando se use el registro GNT sería conveniente si se cuenta con la información, se realizara adicionalmente un crossplot en combinación un registro BHC o FDC.
- Como apoyo es recomendable que el analista de registros geofísicos tenga un buen conocimiento del área en donde se corrieron los registros así como del tipo de hidrocarburo que se estime este contenido en la formación.
- La conversión del registro GNT a unidades de porosidad puede auxiliar en la normalización de registros.

Bibliografía

Alger R. P.; Locke S.; Nagel W. A.; Sherman H. (1972): The dual spacing neutron log-CNL. Artículo SPE-3565 del AIME. 46th Annual Fall Meeting SPE, New Orleans.

Bassiouni Zaki (1994): Theory, Measurement and Interpretation of Well Logs. SPE textbook series 1ª edición.

Bush Robert E.; Mordock E.S. (1950): Some preliminary investigations of quantitative interpretations of radiactivity logs. Petroleum Transactions AIME vol. 189 pp 133-135

Echánove Oscar. (1976): Geología del Paleoceno-Eoceno, Cuenca de Burgos. III Simposium de Geología del Subsuelo. Superintendencia de Exploración PEMEX.

Gaynard R.; Poupon A. (1968): Response of neutron and formation density logs in hydrocarbon bearing formations. The log analyst (SPWLA) vol. IX N° 5.

Gómez Rivero O. (1975): Registros de Pozos, Teoría e Interpretación.

Gomez Rivero O. (1997): Apuntes del curso Interpretación de Registros Geofísicos Avanzados. Instituto Mexicano del Petróleo.

Log Interpretation Cards 1978 Documento Schlumberger

Morfin Faure E. (1996): Apuntes del Curso Interpretación de Registros Geofísicos. Instituto Mexicano del Petróleo.

Owen J. D. (1966): A review of fundamentals physics applied to gamma ray spectral logging. The log analyst (SPWLA)

Russell William L. (1941): Well logging by radiactivity. Bulletin of american association of petroleum geologists. Vol. 5 N°29 pp 1768-1773.

Segesman F. and Liu O. (1971): The excavation effect. SPWLA twelfth annual logging symposium

Smolen James J. (1996): Cased hole and production log. PennWell Publishing Company Tulsa, Oklahoma.

Tittman J. (1956): Radiation loggings physical principles. University of Kansas Petroleum Engineering Conference.

Tittman J.; Sherman H.; Nagel W. A. (1966): The sidewell epithermal neutron porosity log. Petroleum Transactions AIME vol. 237 pp 1351-1362.

WEC (1984): Evaluación de formaciones en México. Cia Schlumberger. Wilson B. F. (1974): The compensated neutron log and the effects of environment. SPE artículo-5118