

CURSO BASICO DE EVALUACIÓN DE
FORMACIONES PARA OPERADORES DE
PERFORACION Y PRODUCCIÓN

Instructor: Ing. Esther María Bisbé York

CENTRO POLITÉCNICO DEL PETROLEO
CUPET
Agosto 2007

1. Descripción del Curso

Código del Curso:

Título del Curso Evaluación de Formaciones

Horas: 30

Calendar Description:

2. Major Topics

	Time Allocation		Total
	Teórica	Laboratorio	
A. Física de rocas	4 hr	2	6 hr
B. Tipos de registros de pozos	4 hr	2	6 hr
C. Evaluación primaria de los colectores	3 hr	3 hr	6 hr
D. Determinación de parámetros petrofísicos básicos	3 hr	3 hr	6 hr
E. Control del estado técnico del pozo	3 hr	1 hr	4 hr
F. Herramientas auxiliares y de control de la producción	2 hr		2 hr
TOTAL		30 hr	30 hr

3. BIBLIOGRAFÍA

- Manual de Evaluación de Formaciones para operadores
- Principios / Aplicaciones de la Interpretación de registros Schlumberger
- Log Interpretation Charts 1997 Schlumberger
- Handbook of Log Evaluation Techniques for Carbonate Reservoirs George B. Asquith 1985
- Presentaciones en Power Point.
- Videos vistos en clases.

4. MÉTODO

Conferencia, Empleo de presentaciones en Power Point. Demostraciones prácticas,

Un solo instructor puede impartir el contenido ya que son nociones específicas

de la especialidad.

5. RESULTADOS DEL APRENDIZAJE

A. FÍSICA DE ROCAS.

Una vez terminada esta Guía los estudiantes serán capaces de reconocer las principales propiedades petrofísicas de las rocas: porosidad, tipos y características; permeabilidad, volumen de arcilla y saturación de agua y su incidencia en la industria petrolera

1. Explicar que es la porosidad y su importancia en la industria petrolera de forma efectiva
2. Identificar los tipos de porosidad existentes y su influencia en los parámetros de colector
3. Citar la importancia del conocimiento del volumen de arcilla en la determinación de la porosidad efectiva
4. Explicar el concepto de permeabilidad y su importancia dentro de un yacimiento gasopetrolífero
5. Definir que es la saturación de agua de un colector y como se expresa en términos de saturación de hidrocarburos

Tipos de registros de pozos

- B. Una vez terminada esta Guía los estudiantes serán capaces de identificar los diferentes registros de pozo de acuerdo tanto a sus principios físicos de medición, como a los resultados obtenidos de las mediciones con estos

1. Conocer las diferentes herramientas de registros de pozo existentes, de acuerdo a sus principios físicos de medición.
2. **Conocer la clasificación de las herramienta de registros de pozos de acuerdo a su utilización.**

C. DETERMINACIÓN DE PARÁMETROS PETROFÍSICOS BÁSICOS

Una vez terminada esta Guía los estudiantes serán capaces de determinar los parámetros petrofísicos básicos para la valoración de las propiedades colectoras del corte: Porosidad total, Porosidad efectiva, Volumen de arcilla, Saturación de agua, etc

1. Identificar los parámetros petrofísicos básicos

2. Calcular los valores de Porosidad total, Porosidad efectiva, Volumen de arcilla y Saturación de agua a partir de registros de pozos.

D. EVALUACIÓN PRIMARIA DE LOS COLECTORES.

Una vez vencido el tema el estudiante será capaz de, valorar cualitativamente las propiedades colectoras del corte a partir de un registro de pozo primario (de campo)

1. Identificar las respuestas de los registros ante diferentes litologías y características colectoras del corte

E. CONTROL DEL ESTADO TECNICO DEL POZO

Una vez vencido el tema el estudiante será capaz de identificar los diferentes tipos de registros que se utilizan para valorar el estado técnico del pozo: cáliper, registros del estado del cemento, localizadores de calas, etc..

1. Describir los diferentes tipos registros de control del estado técnico
2. Determinar el diámetro del pozo a partir de un registro de cáliper
3. Valorar la calidad de la cementación

F. HERRAMIENTAS DE CONTROL DE LA PRODUCCION.

Una vez vencido el tema el estudiante será capaz de conocer la existencia de herramientas que se utilizan para valorar la producción en los pozos

1. Conocer la existencia de las herramientas de control de la producción

Elaborado Ing. Esther María Bisbé York
por:

Aprobado
por:

Outline

Date:

Outline ID:

INDICE:

EVALUACIÓN DE FORMACIONES	7
INTRODUCCIÓN:	7
A - FÍSICA DE ROCAS:.....	8
POROSIDAD	8
PERMEABILIDAD (k).....	11
VOLUMEN DE ARCILLA (VSh)	11
SATURACIÓN DE AGUA (Sw)	11
ESPESOR EFECTIVO (Hef).....	12
EJERCITACION:	13
B - TIPOS DE REGISTROS DE POZOS	15
- PRINCIPIOS DE MEDICIÓN:	15
REGISTROS RADIATIVOS:	15
Herramientas de radiactividad Natural:	15
Registros de radiactividad provocada por fuentes:.....	17
Registros radiactivos realizados a partir de fuentes de impulsos	19
REGISTROS ELÉCTRICOS	19
Registros eléctricos convencionales:	21
Registros eléctricos de corriente enfocada.....	21
Registros de microrresistividad	22
Registros de inducción	23
Potencial espontáneo.....	24
REGISTRO SONICO.....	25
Registro sónico compensado	25
REGISTROS MECÁNICOS.....	26
Cáliper	26
REGISTROS DE IMÁGENES	26
Imágenes microeléctricas.....	26
MICROBARREDOR DE FORMACIONES (FMS).....	28
MICROIMAGENES DE LA FORMACIÓN (FMI).....	28
- RESULTADOS OBTENIDOS:	29
✓ Porosidad	29
✓ Saturación	29
✓ Litología.....	29
EJERCITACION:	30
C - DETERMINACIÓN DE PARÁMETROS PETROFISICOS BÁSICOS	31
Porosidad total (PHIT).....	31
Porosidad efectiva (PHIE):.....	32
Volumen de arcilla (VSh):	32
Saturación de agua(Sw):.....	33
Espesor efectivo (Hef):.....	33
EJERCITACION:	34
D - EVALUACIÓN PRIMARIA DE LOS COLECTORES (cualitativa)	35
ZONA ARCILLOSA	36
CARBONATOS DENSOS.....	37
CARBONATO FRACTURADO PETROLÍFERO	38

CARBONATO FRACTURADO ACUÍFERO	39
EJERCITACION:	40
E - CONTROL DEL ESTADO TÉCNICO DEL POZO.....	41
Cáliper:.....	41
Cementometrías acústicas.....	41
CBL – VDL:	41
CET:	42
USI:	42
CCL:.....	43
TERMOMETRÍA:	43
EJERCITACION	44
F - HERRAMIENTAS DE CONTROL DE LA EXPLOTACIÓN.....	45
Herramientas de registro de producción	45
BIBLIOGRAFÍA:.....	46

EVALUACIÓN DE FORMACIONES

INTRODUCCIÓN:

Los registros de pozo constituyen, desde su introducción en el año 1927, una herramienta imprescindible para la evaluación de formaciones. A partir de la medición de diferentes propiedades físicas, se determinan los parámetros necesarios para evaluar las propiedades colectoras del corte, realización de cálculos de reservas del yacimiento, trabajos de simulación numérica, definir el completamiento del pozo, así como facilitar el conocimiento del estado técnico del caño, las camisas, el cemento por detrás de estas, monitoreo de la producción, etc.

Las mediciones geofísicas en pozos se realizan mediante diferentes herramientas de registro (sondas) que se bajan por dentro del caño, conectadas mediante un cable a la unidad de superficie donde se procesa la señal procedente de la formación; con este se puede obtener de forma indirecta, en tiempo casi real información fidedigna y bastante precisa del corte atravesado por el pozo. Estas mediciones se realizan tanto a hueco abierto como en pozos encamisados

En ocasiones, debido a la complejidad en la construcción de los pozos (en el caso nuestro horizontales), se hace imposible bajar las herramientas a cable, en este caso, se utiliza el TLC (Tough Loggin Condition), mediante el cual la herramienta de registro se ensambla a la sarta de perforación y es bajada con esta al pozo hasta una determinada profundidad, donde el cable se baja a través de una ventana situada en la tubería de perforación y se conecta ayudado por bombeo de lodo a la cabeza de la herramienta situada en la punta de la tubería; posteriormente esta ventana es fijada y se continúa la bajada de los equipos en el hueco abierto conjuntamente con el cable de registro ya conectado.

Para lograr un buen resultado en el procesamiento e interpretación de los registros, es muy importante tener claras las características del reservorio: litología predominante, resistividad del agua de formación, tipo y características del lodo con que se perforó, existencia de zonas de pérdidas de circulación, etc. ya que estos son factores que pueden influir mucho en los resultados. Es por esta razón que el interpretador o analista de registros tiene que trabajar en estrecha cooperación con otros especialistas tales como geólogos, ingenieros de yacimientos, perforadores, ya que mientras mayor sea el volumen de información complementaria que se tenga, mayor será la precisión que se logre en los resultados

A - FÍSICA DE ROCAS:

Objetivos:

1. Conocer los elementos básicos que componen la física de rocas
2. Identificar los tipos de porosidad existentes y su influencia en los parámetros de colector
3. Citar la importancia del conocimiento del volumen de arcilla en la determinación de la porosidad efectiva.
4. Definir que es la saturación de agua (S_w) de un colector y cómo se expresa en términos de saturación de hidrocarburos

Casi toda la producción de petróleo y gas en la actualidad se extrae de acumulaciones en los espacios porosos de las rocas de los yacimientos, constituidos generalmente por areniscas, calizas y dolomitas, aunque pueden aparecer en otros tipos de litologías tales como vulcanógenos sedimentarios y ofiolitas. La cantidad de petróleo y/o gas contenida en una unidad volumétrica del yacimiento es el producto de su porosidad por la saturación de hidrocarburos.

Además de la porosidad y de la saturación de hidrocarburos, se requiere del volumen de la formación que contiene estos. Para calcular las reservas totales y determinar si estas son comerciales, es necesario conocer el espesor efectivo y el área del yacimiento y así determinar el volumen.

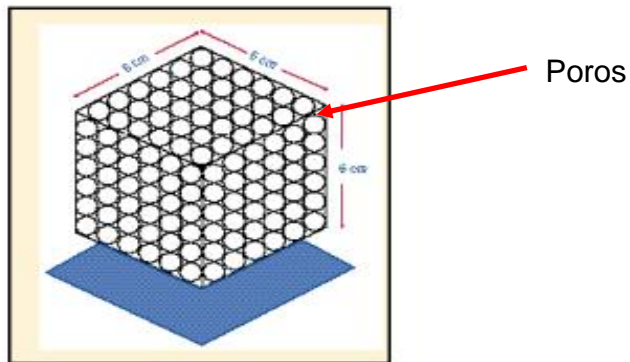
Para evaluar la productividad del yacimiento, es necesario saber con qué facilidad puede fluir un líquido a través del medio poroso. Esta propiedad de la roca, que depende de la manera en que los poros están interconectados es la permeabilidad.

Resumiendo, los principales parámetros petrofísicos requeridos para evaluar un depósito son entonces: porosidad, saturación de hidrocarburos, espesor efectivo, espesor, área y permeabilidad, además de la geometría, temperatura, y la presión del yacimiento así como la litología que pueden desempeñar un papel importante en la evaluación y futuro desarrollo del yacimiento

POROSIDAD

La porosidad es el volumen de poros por cada unidad volumétrica de formación, o sea, es la fracción del volumen de total de una muestra que es ocupada por poros o huecos, el símbolo de la porosidad es Φ o PHI.

$$\Phi = V \text{ huecos} / V \text{ total de roca}$$



Esquema generalizado donde se ven los granos de roca y los espacios entre ellos (poros)

La porosidad de las formaciones subterráneas puede variar en alto grado, los carbonatos densos (calizas y dolomitas) y las evaporitas (sal, yeso, anhidrita), pueden tener una porosidad prácticamente nula; las areniscas bien consolidadas pueden tener porosidades del 10 – 15%, las arenas no consolidadas pueden llegar hasta el 30% o más de porosidad; las lutitas o arcillas pueden tener valores de porosidad por encima del 40%, sin embargo, en estas, los poros son tan pequeños que la roca es impermeable al flujo de los líquidos comportándose como sello.

Las porosidades se clasifican de acuerdo a la disposición física del material que rodea los poros y a la distribución y forma de los mismos. En una arena limpia (sin arcilla) la matriz de roca se compone de granos de arena individuales, con una forma más o menos esférica y apiñados de manera que los poros se encuentran entre los granos. A esta porosidad se le llama intergranular o de matriz; por lo general ha existido en las formaciones desde el momento en que se depositan, por esta razón también se les conoce como porosidad primaria.

Según la forma en que fueron depositados, las calizas y dolomitas, también pueden presentar porosidad intergranular. Asimismo también pueden tener porosidad secundaria en forma de pequeñas cavidades; la porosidad secundaria se debe a la acción de aguas de formación y fuerzas tectónicas en la matriz de roca después del depósito. Por ejemplo, las aguas de infiltración ligeramente ácidas pueden crear y agrandar los espacios porosos al desplazarse a través de canales de interconexión en las calizas y los caparzones de pequeños crustáceos atrapados en el interior pueden disolverse y formar cavidades. Por otro lado, las aguas de infiltración ricas en minerales pueden formar depósitos que sellan parcial o totalmente poros y canales de una formación, reduciendo de esta forma su porosidad y/o alteran la geometría de los poros. Las aguas ricas en sales de magnesio, pueden infiltrarse a través de la calcita, reemplazando gradualmente al calcio por magnesio; este proceso, lleva a una reducción del volumen de la matriz y por consiguiente un aumento de su porosidad.

Debido a la acción de fuerzas tectónicas, se pueden presentar tensiones en la formación causando redes de fracturas, fisuras o grietas, que se agregan al volumen de poros. Sin embargo, en sentido general, el volumen real de las fracturas es

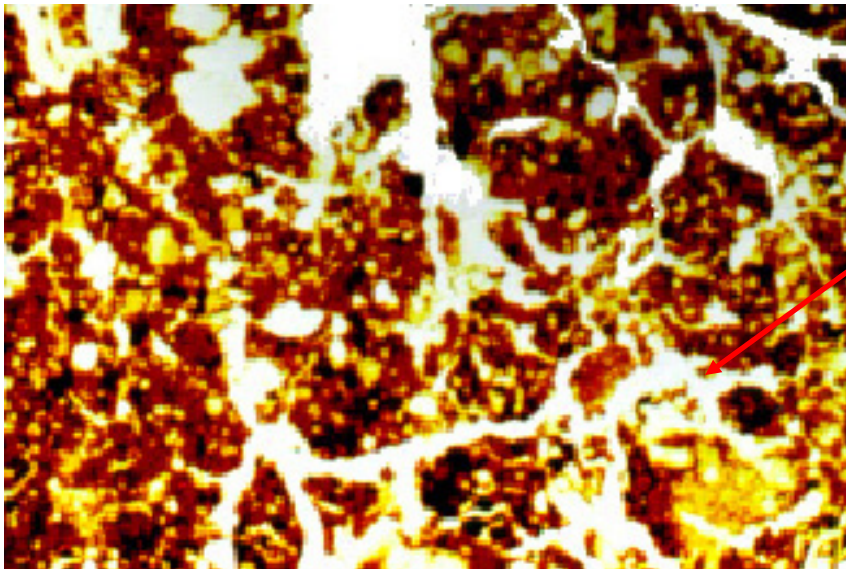
relativamente pequeño, por tanto no suelen aumentar la porosidad de la roca en forma significativa, aunque si pueden incrementar su permeabilidad en gran medida

Resumiendo:

Porosidad: Capacidad de una roca para contener fluidos o gases. Es la parte no sólida de la roca (huecos) dividida entre el volumen total de roca.

Porosidad primaria: Usualmente granular o intergranular, desarrollada en la sedimentación original, durante la formación de las rocas

Porosidad secundaria: Desarrollada después del proceso de formación de la roca; por disolución los carbonatos (calizas y dolomitas), por aguas subterráneas formando vórgulos; la diagénesis / dolomitización, fracturación por causas tectónicas, etc. La porosidad de fractura es generalmente considerada como la porosidad secundaria por excelencia, pero existen las otras mencionadas anteriormente. En ocasiones, encontramos varios tipos de porosidad secundaria relacionados dentro de un mismo colector, por ejemplo, vórgulos de disolución interconectados por fracturas



Muestra de roca, donde se aprecian claramente fracturas

Porosidad total (PHIT): Total de huecos de las rocas, o sea la suma de las porosidades primaria y secundaria.

Porosidad efectiva (PHIE): Es la suma de las porosidades **conectadas**, tanto primaria como secundaria. En formaciones que contienen arcillas, la porosidad efectiva se obtiene restándole a la porosidad total el efecto provocado por la presencia de esta.

PERMEABILIDAD (k)

Es una medición de la facilidad con que los líquidos fluyen a través de una formación. En una determinada muestra de roca y con cualquier líquido homogéneo, la permeabilidad será una constante siempre y cuando el líquido no interactúe con la roca en si. La unidad de permeabilidad es el darcy, pero como esta es muy grande, comúnmente se utiliza la milésima parte o sea milidarcy (md)

Una roca debe tener fracturas, capilares o poros interconectados para ser permeables. Así existe cierta relación entre la porosidad y la permeabilidad; por lo general, una permeabilidad mayor se acompaña de una porosidad mayor, sin embargo esto no se cumple absolutamente. Las lutitas, arcillas y algunos tipos de arenas, tienen altas porosidades, sin embargo sus granos son tan pequeños que los caminos que permiten el paso de fluidos son escasos y tortuosos, por lo tanto sus permeabilidades son muy bajas o nulas

Otras formaciones, generalmente poco porosas como los carbonatos, pueden presentar fracturas o fisuras de gran extensión, en este caso, aunque la porosidad sea baja, su permeabilidad puede ser muy grande.

VOLUMEN DE ARCILLA (VSh)

Como se planteó en los puntos anteriores, las arcillas y lutitas tienen valores de porosidad muy altos, pero debido al pequeño tamaño de sus granos, tienen muy baja permeabilidad, por lo cual funcionan como un sello de los reservorios. En los colectores que presentan un cierto volumen de arcilla, la porosidad total está seriamente influida por la arcilla, presentando valores altos que no responden realmente a las potencialidades del colector, por eso se hace imprescindible calcular el volumen de arcilla con la mayor precisión posible para poder determinar la porosidad efectiva, que sí da una medida real del volumen de poros interconectados

SATURACIÓN DE AGUA (Sw)

La saturación de una formación, es la fracción del volumen poroso que ocupa un fluido determinado; por lo tanto, la saturación de agua es la fracción o porcentaje del volumen poroso que contiene agua de formación. Si sólo existe agua en los poros, la formación tendrá un 100% de saturación de agua.

La saturación de petróleo o gas, es la fracción del volumen poroso que contiene petróleo y/o gas. Los poros deben saturarse con algún líquido, de este modo la suma de todas las saturaciones de una determinada roca de formación debe ser igual al 100%. Cuando la saturación de agua es $< 100\%$ esto implica una saturación de hidrocarburos igual a $100\% - S_w$

La saturación de agua de una formación puede variar desde el 100% hasta un valor muy pequeño, sin embargo, rara vez es nula; sin importar cuán "rica" sea la roca del yacimiento de petróleo y gas, siempre habrá una pequeña cantidad de agua capilar que el petróleo no puede desplazar, esto se conoce como saturación de agua residual.

Del mismo modo, en el caso de una roca de un yacimiento de petróleo, es imposible retirar todos los hidrocarburos por medio de las técnicas de extracción o recuperación más comunes. Alguna cantidad de hidrocarburos permanece atrapada en partes del volumen poroso, a esta se le denomina saturación de petróleo residual

ESPESOR EFECTIVO (Hef)

No es más que el espesor total de roca que es realmente colector potencial de hidrocarburos, eliminando todas aquellas zonas correspondientes a arcillas, rocas densas (sin porosidad) o colectoras de agua; de esta forma se evita la sobrevaloración de las reservas, las que se circunscriben realmente a los volúmenes de roca que son colectores de hidrocarburos

EJERCITACION:

1. Sopa de letras, encuentre las propiedades físicas básicas:

E	V	E	L	Y	N	P	E	T	R	O
N	R	D	C	P	O	Z	O	U	N	O
E	S	A	T	U	R	A	C	I	O	N
R	S	D	M	I	S	I	O	N	M	P
G	I	I	U	B	O	M	B	A	I	E
E	L	L	N	S	I	L	O	D	L	R
T	A	I	I	A	X	Y	A	R	A	F
I	R	B	D	B	Z	D	P	E	G	O
C	C	A	A	C	I	M	A	F	R	R
A	I	E	D	S	I	L	A	L	O	A
O	L	M	O	R	D	R	E	E	M	C
L	L	R	Q	E	A	A	N	X	I	I
A	O	E	W	G	V	P	E	I	U	O
P	S	P	A	I	I	M	S	O	Y	N
O	I	N	R	Y	N	A	O	N	T	N
S	D	F	S	T	C	L	L	D	R	P
T	A	D	D	R	I	R	E	T	T	O
E	D	V	F	O	H	A	R	R	Y	P

2. Completar los espacios en blanco:

- La _____ es la fracción del volumen poroso que ocupa un fluido determinado
- La capacidad de una roca para contener fluidos o gas se denomina:

3. Seleccione la respuesta correcta:

- La porosidad total se define como:

- _____ Volumen de huecos
- _____ Espacio dentro de la roca, originado por fuerzas tectónicas
- _____ Volumen de huecos entre el volumen total de roca

- La permeabilidad:

- _____ Es una medida de la facilidad con que fluyen los fluidos a través de la formación
- _____ Depende de la porosidad, mientras más porosa sea la roca, mayor será su permeabilidad
- _____ Disminuye con la fracturación

- El volumen de arcilla:
 - Afecta seriamente la porosidad total, disminuyéndola
 - Es importante para el cálculo de la porosidad efectiva
 - Se determina a partir del registro de temperatura

- El espesor efectivo es:
 - Todo el intervalo correspondiente a la capa productiva
 - Intervalo total registrado
 - Intervalo que cumple con una serie de requisitos de colector

B - TIPOS DE REGISTROS DE POZOS

Objetivos:

1. Conocer las diferentes herramientas de registros de pozo existentes, de acuerdo a su principio físico de medición
2. Conocer la clasificación de las herramientas de registros de pozos de acuerdo a su utilización

- **PRINCIPIOS DE MEDICIÓN:**

De acuerdo al principio físico de medición los registros de pozos pueden ser:

Radiactivos	- Radiactividad Natural	Gamma Natural
		Espectrometría Gamma Natural
	-Radiactividad provocada por fuentes	Neutrón Gamma
		Neutrón – Neutrón
		Gamma Gamma (Litodensidad)
	-Radiactividad provocada por generadores	TDT
Eléctricos	- Convencionales	
	- Enfocados	
	- Microperfilaje	
	- Inducción	
	- Potencial Espontáneo	
Sónicos	- Sónico Compensado	
	- Cementometrías	CBL– VDL
		CET
		USI
Mecánicos	- Cáliper	
Imágenes	- FMS	
	- FMI	
	- UBI	
	- USI	
Producción	- PLT	

REGISTROS RADIATIVOS:

Herramientas de radiactividad Natural:

- Gamma Natural (GR o SGR)

Como su nombre lo indica, miden la radiactividad natural de las rocas. En las formaciones sedimentarias, el registro normalmente refleja el contenido de arcilla ya

que los elementos radiactivos (Thorio y Potasio) tienden a concentrarse en las arcillas y lutitas.

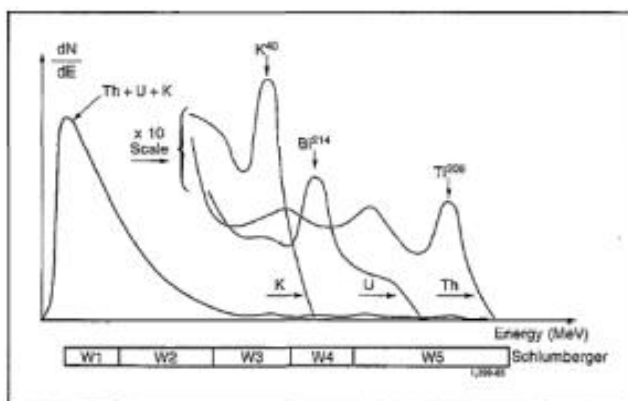
Las formaciones limpias generalmente tienen valores bajos de radiactividad a no ser que aparezcan elementos contaminantes radiactivos tales como cenizas volcánicas o residuos de granito, también la presencia de sales de Uranio en fracturas y materia orgánica, puede reflejar valores elevados.

Este registro puede correrse en pozos encamisados, lo que lo hace muy útil como curva de correlación en operaciones de terminación, reparación y punzado de pozos, reentradas en pozos viejos, etc.

➤ Espectrometría Gamma Natural

Este registro, mide al igual que el anterior la radiactividad natural de las rocas; la diferencia entre ambos viene dada por el hecho de que en la variante espectral no sólo se registra la radiactividad total, sino que se mide además el número de rayos gamma y el nivel de energía de cada uno, lo cual permite determinar las concentraciones de Potasio, Torio y Uranio radiactivos en la formación.

La mayor parte de la radiación por rayos Gamma en la tierra se origina por la desintegración de 3 isótopos radiactivos: Potasio 40 (K^{40}), Uranio 238 (U^{238}) y Torio 232 (Th^{232}). Cada uno de estos elementos radiactivos al desintegrarse lo hace con un nivel de energía constante y diferente entre sí, lo que permite, ajustando ventanas de energía determinar la concentración de cada uno de estos elementos. Esto es muy útil si se tiene en cuenta que K y Th los encontramos mayoritariamente en arcillas y lutitas, mientras que generalmente en las fracturas hay presencia de sales de Uranio. Es esto, precisamente lo que permite que sea utilizado para la determinación del volumen de arcilla.



Curvas de respuesta de Potasio, Torio y Uranio

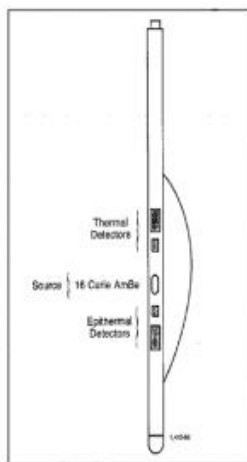
Este registro se presenta con 2 curvas: SGR – Gamma Natural Total y CGR – Gamma Natural corregido por Uranio

Registros de radiactividad provocada por fuentes:

➤ Registros neutrónicos

Una fuente de neutrones, situada en la herramienta “bombardea” la formación con neutrones los cuales pasan a través del caño del pozo interactuando (chocando) con los núcleos de Hidrógeno presentes en los poros de la roca, formando parte de los fluidos que estas contienen (los neutrones tienen aproximadamente la misma masa que los núcleos de Hidrógeno, lo que disminuye su velocidad y luego son capturados por el detector de la herramienta. Existen dos tipos de detectores: de radiaciones Gamma y de Neutrones; en el primer caso, se detectan las radiaciones gamma producidas por efecto de las colisiones y en el segundo, los neutrones debilitados por estas.

La herramienta de Neutrón Compensado (que se utiliza actualmente en nuestro país) consta de un emisor y dos detectores, con lo cual se compensan los efectos del pozo y se obtiene directamente la porosidad, utilizando una matriz predeterminada (caliza, arenisca o dolomita).



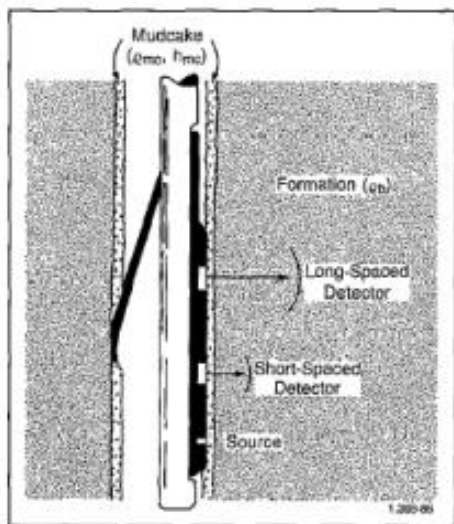
Configuración de la herramienta CNT

En realidad, esta herramienta determina el volumen de Hidrógeno contenido en los poros, el cual es proporcional a la porosidad total y esto es lo que permite calcular con bastante precisión el valor de la misma. Es muy importante tener clara la litología que predomina en el corte para determinar la porosidad, ya que esta se obtiene mediante un algoritmo que tiene en cuenta la matriz de la roca.

➤ Registros de densidad

Una fuente radiactiva que se aplica a la pared del pozo, emite a la formación rayos Gamma de mediana energía. Se puede considerar a estos rayos como partículas de alta velocidad que chocan con los electrones de la formación. Con cada choque, los rayos Gamma pierden algo de su energía, aunque no toda, la ceden al electrón y continúan con energía disminuida. Esta clase de interacción se conoce como Efecto Compton. Los rayos Gamma dispersos llegan al detector que está a una distancia fija de la fuente y se cuentan, este valor, es proporcional a la densidad electrónica de la roca, la cual es equivalente a su densidad mineralógica..

La cantidad de colisiones en el Efecto Compton, está directamente relacionada con el número de electrones de la formación. En consecuencia, la respuesta de esta herramienta está determinada por la densidad de electrones (número de electrones por centímetro cúbico) de la formación. La cual está relacionada con la densidad volumétrica real, que a su vez depende de la densidad del material de la matriz de roca, la porosidad de la formación y la densidad de los fluidos que llenan los poros



Herramienta de densidad de la formación

Con esta herramienta se obtiene:

- Curva de densidad a partir de la cual, teniendo en cuenta la litología predominante se determina la porosidad.
- Curva de Factor Fotoeléctrico, que es extremadamente útil para la determinación de la litología y sus variaciones, independientemente de la porosidad, ya que cada roca cuenta con su valor del factor fotoeléctrico bien definido. También es usada para valorar cualitativamente el daño causado en la formación por la utilización de Barita ($BaSO_4$) en el lodo de perforación; ya que esta presenta un valor de PEF anómalamente alto (266.8 barn/e), mientras que las litologías más comunes: caliza, dolomita y arenisca tienen 5.08, 3.14 y 1.01 barn/e respectivamente.

- Corrección de densidad, representa la corrección automática que se hace a los valores de densidad cuando se procesa el registro durante su adquisición, en dependencia de las variaciones del diámetro del pozo

Los registros de densidad se utilizan principalmente como registros de porosidad. Otros usos incluyen la identificación litológica y mineralógica en el corte, detección de gas, determinación de la densidad de hidrocarburos, evaluación de arenas con arcillas y de litología compleja, determinación de presiones de sobrecarga, propiedades mecánicas de las rocas, etc.

Registros radiactivos realizados a partir de fuentes de impulsos

La herramienta TDT fue diseñada para la evaluación de formaciones en la etapa de producción del pozo. Una fuente de neutrones de alta energía emite neutrones que interactúan con los núcleos de la formación con pérdida progresiva de su energía hasta llegar al estado térmico, cuando pueden ser capturados por un núcleo. El fenómeno de captura está acompañado por la emisión de rayos gamma que son detectados por la herramienta o miden la densidad de neutrones térmicos. El principio de medición es detectar los cambios relativos en la población de neutrones térmicos en el medio. Después de la emisión de un pulso de neutrones, la cantidad de rayos gamma decae exponencialmente durante el periodo de medición. La constante de tiempo t de la curva se denomina tiempo de decaimiento térmico. El proceso de captura es el factor más importante de la disminución de la población de neutrones térmicos. Por ello t refleja las propiedades de captura neutrónica de la formación.

La sección de captura macroscópica S se relaciona con el factor $tS = 4550 / t$

La sección de captura macroscópica de una mezcla de componentes es la suma de los productos de la sección de captura de cada componente por su respectiva fracción de volumen. De forma general responde a la ecuación de registro:

$$STDT = (1 - V_{cl} - f) S_m + V_{cl} S_{cl} + f (1 - S_w) S_h + f S_w S_w$$

donde f porosidad, S_m , S_{cl} , S_h , S_w - sección de captura de la matriz, la arcilla (clay), del hidrocarburo y del agua.

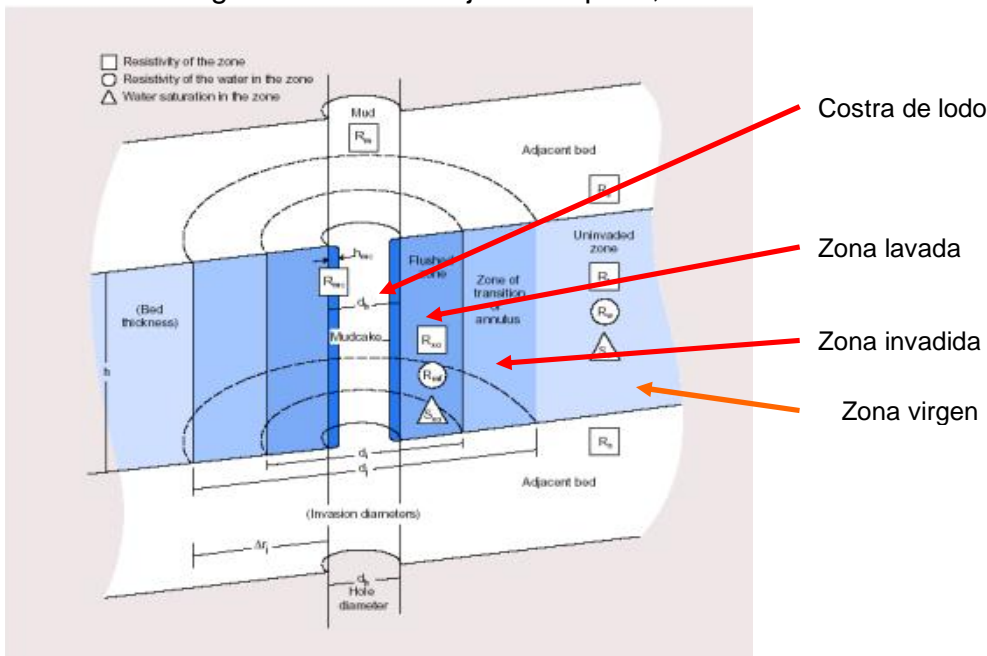
Existe una similitud entre los registros TDT y los de resistividad. Para altas salinidades es muy marcado el contraste entre los valores de S para el hidrocarburo y el agua, mientras que entre el agua dulce y el petróleo casi no hay diferencia. Esto permite utilizar el método TDT para de forma segura detectar intervalos petrolíferos sobre todo cuando el producto (porosidad X salinidad) es elevado.

REGISTROS ELÉCTRICOS

Antes de adentrarnos en el estudio de las herramientas de registro eléctrico, es necesario conocer los efectos causados en las rocas colectoras por el fluido de perforación:

Durante el proceso de perforación, en presencia de rocas colectoras, (permeables), se produce la invasión del filtrado de lodo dentro de estas, lo cual provoca la creación de 4 zonas de resistividad:

- Costra de lodo: Formada por los componentes sólidos del lodo que se quedan "pegados" a la pared del pozo
- Zona lavada: Es la zona inmediata al pozo, en ella todo el fluido móvil que se encontraba, ha sido desplazado por el filtrado del lodo
- Zona invadida: Es una zona de transición, en ella encontramos una mezcla de filtrado de lodo con fluido de capa
- Zona virgen: Es la más alejada del pozo, en ella sólo encontramos fluido de capa



Este fenómeno es muy importante tenerlo en cuenta al analizar las lecturas de resistividad obtenidas a partir de herramientas con diferentes profundidades de investigación, aparte de que constituye un elemento cualitativo para valorar la presencia de intervalos colectoros.

La resistividad verdadera de la formación (R_t) en un parámetro clave para determinar la saturación de hidrocarburos. La electricidad puede pasar a través de la formación, sólo debido al agua conductiva que contenga la misma. Por lo tanto, las rocas subterráneas tienen resistividades medibles y finitas debido al agua conductiva dentro de sus poros o al agua intersticial absorbida por una arcilla.

La resistividad de una formación depende de:

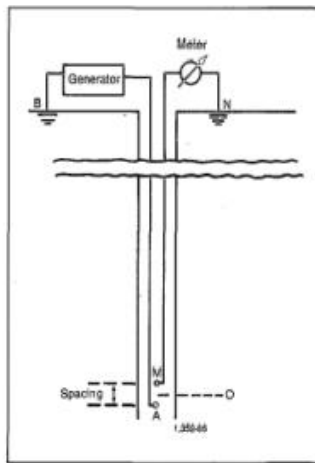
- Resistividad del agua de formación
- Cantidad de agua presente
- Geometría estructural de los poros
- Presencia de elementos conductores de la corriente

Los registros de resistividad fueron los primeros que se introdujeron en la industria petrolera y han evolucionado mucho desde entonces; estos pueden ser de varios tipos: convencionales, de corriente enfocada, de inducción, de microrresistividad, entre otros.

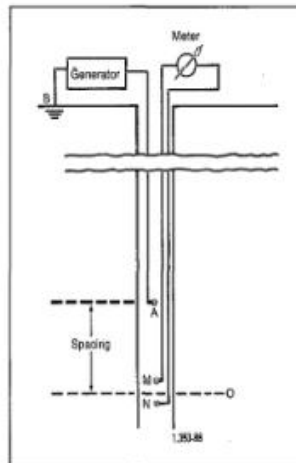
Registros eléctricos convencionales:

Se envía corriente a la formación, por medio de electrodos de corriente y se mide la diferencia de potencial entre los electrodos de medición. A partir de los voltajes medidos, se determina la resistividad para cada dispositivo. Se conocen 2 arreglos básicos de electrodos: Normal y Lateral. De acuerdo al espaciamiento entre los electrodos de corriente (A y B) y los de medición (M y N), será la profundidad de investigación; en la herramienta normal, el punto de medición es el punto medio entre los electrodos A y M mientras que en la lateral, será el punto medio entre los electrodos M y N

El pozo y las formaciones adyacentes, pueden afectar de manera considerable las respuestas de los sistemas convencionales de registros



Instrumento Normal



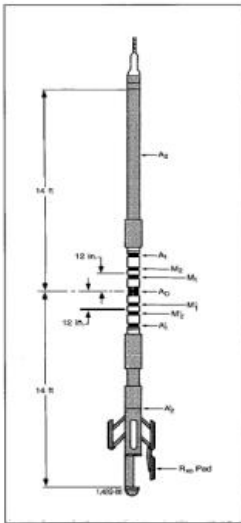
Instrumento lateral

Registros eléctricos de corriente enfocada

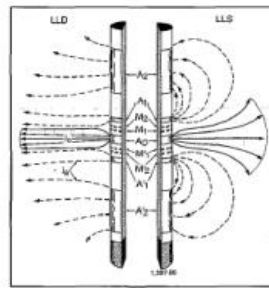
Los factores que afectan a los registros convencionales, se minimizan por medio de herramientas que utilizan corrientes de enfoque para controlar la trayectoria que sigue

la corriente de medición. Electrodo especiales en las sondas emiten dichas corrientes. De este tipo de herramienta han existido varias variantes, de 3, 7 y 8 electrodos.

En la actualidad el más utilizado es el Doble Laterolog. Su objetivo, como en las restantes herramientas de resistividad, es la medición de la resistividad verdadera de la formación; este dispositivo, consta de dos juegos de electrodos situados a ambos lados de la herramienta. Este arreglo proporciona un enfoque al flujo de la corriente que lo obliga a penetrar en la formación sin desviarse hacia arriba y hacia abajo en el caño del pozo, así como proporcionar dos valores de resistividad: uno profundo (correspondiente a la zona virgen) o sea resistividad real de la formación (RT) y otro somero (correspondiente a la zona invadida)



Esquema herramienta Doble Laterolog



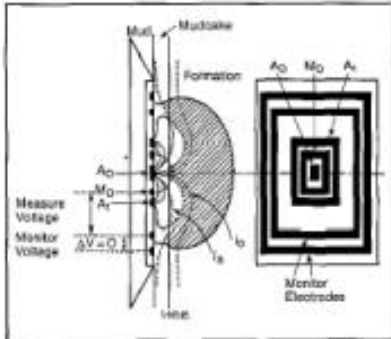
Esquema funcionamiento Doble Laterolog

Registros de microrresistividad

Los dispositivos de microrresistividad se utilizan para medir la resistividad de la zona lavada (Rxo) y para describir capas permeables por medio de la detección de la costra de lodo. Estas mediciones son importantes por varias razones: cuando la invasión varía de moderada a profunda, conocer Rxo, permite corregir la medición profunda de resistividad, de acuerdo a la resistividad real de la formación, así como la detección de forma cualitativa de la presencia de colectores

Para medir Rxo, la herramienta debe tener una profundidad de investigación muy baja, debido a que la zona lavada puede extenderse sólo unos cuantos cm, más allá de la pared del pozo. Para que el efecto del pozo no afecte la lectura, se utiliza una herramienta con un patín que lleva electrodos a intervalos cortos, que se presiona contra la formación y reduce el efecto de cortocircuito del lodo. Las corrientes que salen de los electrodos en el patín de la herramienta deben pasar por la costra para alcanzar la zona lavada. La costra afecta las lecturas de microrresistividad, su efecto depende de su resistividad (Rmc) y el espesor (hmc)

En la actualidad se utilizan las herramientas de microrresistividad enfocada que trabajan según el mismo principio que el Laterolog



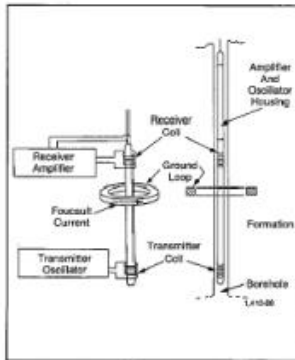
Esquema de la herramienta de MSFL

Registros de inducción

La herramienta de registro de inducción, se desarrolló en principio para medir la resistividad de la formación en pozos perforados con lodos en base a aceite o perforados neumáticamente (con aire) o aquellos que la formación mayoritariamente presente resistividades bajas ($<200 \Omega\text{-m}$). Los instrumentos de electrodos no funcionan en medios no conductivos. Con el tiempo se demostró que el registro de inducción tenía muchas ventajas sobre el registro convencional, cuando se utilizaba en pozos con lodos en base a aceite. Diseñados para una investigación profunda, los registros de inducción, pueden enfocarse con el propósito de minimizar la influencia del agujero, las formaciones adyacentes y la zona invadida.

Tiene como desventajas que requiere de centralizadores para una mayor precisión y como se explicó anteriormente, no se obtienen buenos resultados en pozos perforados con lodos muy conductores o en formaciones donde las resistividades son mayores de $200 \Omega\text{-m}$

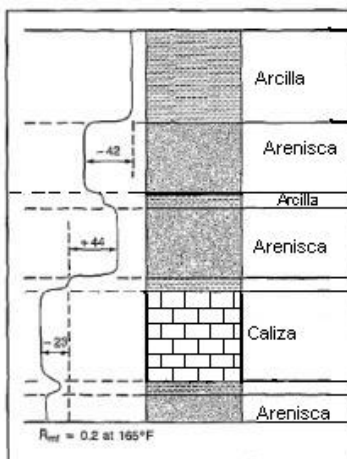
La herramienta de inducción básicamente, se compone de dos bobinas una transmisora y otra receptora. Se envía una corriente alterna de alta frecuencia y de intensidad constante a través de la bobina transmisora, se crea un campo magnético alterno que induce corrientes hacia la formación alrededor del agujero; estas corrientes fluyen en anillos de forma circular que son coaxiales con la bobina de transmisión y crean a su vez un campo magnético que induce un voltaje en la bobina receptora. Ya que la corriente alterna en la bobina de transmisión es de amplitud y frecuencia constantes, el voltaje inducido en la bobina receptora es proporcional a las corrientes del anillo y por tanto a la conductividad de la formación.



Esquema básico de la herramienta de inducción

Potencial espontáneo

La curva de Potencial espontáneo (SP), es al igual que el Gamma Natural un registro de fenómenos físicos naturales que ocurren naturalmente en las rocas in situ. La curva de SP registra el potencial eléctrico (voltaje) producido por la interacción del agua de formación, el fluido de perforación y ciertas rocas selectivas de iones (lutitas y arcillas).



Comportamiento del SP ante diferentes rocas

Entre sus aplicaciones se encuentran las siguientes:

- Diferenciar rocas potencialmente productoras (porosas y permeables) calizas, dolomitas y areniscas de arcillas y lutitas
- Definir los límites de las capas y permitir la correlación entre las mismas
- Proporciona una indicación de la arcillosidad de las capas.
- Ayudar a la identificación de la litología
- Permitir la determinación de la resistividad del agua de formación (R_w)

La curva SP es un registro de la diferencia entre los potenciales eléctricos de un electrodo móvil en el pozo y otro fijo en la superficie en función de la profundidad.

Enfrente de lutitas y arcilla, la curva SP por lo general define una línea más o menos recta en el registro que se conoce como línea base de las arcillas.

Frente a formaciones permeables, la curva presenta variaciones con respecto a la línea base de las arcillas; en capas gruesas, estas diferencias tienden a alcanzar una deflexión esencialmente constante, definiendo así la línea de arenas. La deflexión puede ser hacia la izquierda (negativa) o hacia la derecha (positiva), dependiendo de las salinidades relativas del agua de formación y el filtrado de lodo. Si la salinidad del agua de formación es mayor que la del filtrado, la deflexión será hacia la izquierda; si el contraste de resistividad es a la inversa, la deflexión será hacia la derecha.

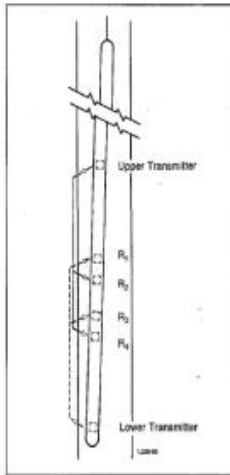
REGISTRO SONICO

En su forma más sencilla, una herramienta sónica consiste en un transmisor que emite impulsos sónicos y un receptor que capta y registra los impulsos. El registro sónico es simplemente un registro en función del tiempo t que requiere la onda para atravesar un pie (30.4cm) de formación. Este es conocido como tiempo de tránsito (Δt); el tiempo de tránsito para una formación determinada depende de su litología y la porosidad.

Cuando se conoce la litología, esta dependencia hace que el registro sónico sea muy útil como registro de porosidad. Los tiempos de tránsito sónicos también son utilizados para interpretar registros sísmicos

Registro sónico compensado

La herramienta sónica compensada, utiliza dos transmisores. Uno superior y otro inferior y dos pares de receptores sónicos. Esta sonda, reduce sustancialmente los efectos de ruido provocados por cambios en el agujero y errores por inclinación del equipo. Los transmisores de la herramienta, envían pulsos alternativamente y los valores de t se leen en pares alternados de receptores. Una computadora en superficie promedia automáticamente los valores t de los dos conjuntos de receptores para compensar los efectos del agujero. La computadora integra también las lecturas de tiempo de tránsito para obtener tiempos de tránsito totales



Esquema de la herramienta BHC

REGISTROS MECÁNICOS

Cáliper

La determinación del diámetro del pozo es muy importante para la interpretación de registros; los petrofísicos lo utilizan para el control de calidad de los registros (especialmente cuando se utilizan herramientas con patines) y constituyen un elemento muy utilizado para determinar litologías y zonas fracturadas dentro de intervalos no colectores, así como para hacer correcciones a algunos tipos de registros

En la actualidad, las herramientas más utilizadas constan de 4 ó 6 brazos, los cuales se abren o cierran de acuerdo al diámetro del pozo en diferentes direcciones, esta apertura / cierre, provoca cambios de resistencia en un puente de Wheastone, los cuales están calibrados y responden a una variación específica del diámetro. Es de esta forma que es posible no sólo determinar con exactitud el diámetro del pozo, sino también la geometría del mismo; la cual puede ser relacionada con los esfuerzos de tensión / compresión causados a la formación debido a fuerzas tectónicas.

La medición del diámetro del pozo, no sólo es importante para los analistas de registros, también los perforadores lo necesitan para calcular el volumen de cemento necesario para fijar las camisas, así como para el control del estado técnico del caño del pozo

REGISTROS DE IMÁGENES

Imágenes microeléctricas

Esta herramienta permite una observación continua detallada de las variaciones laterales y verticales de la formación. Con ella realmente se “ve” la formación; procesando las corrientes eléctricas registradas por microelectrodos se obtienen las imágenes las cuales lucen como fotografías de núcleos.

Las herramientas de imágenes constan de cuatro brazos ortogonales, cada uno con un patín con electrodos que se pasan pegados a la pared del pozo, con los que se registran curvas de microrresistividad, las cuales son procesadas y transformadas en imágenes microeléctricas.

La orientación de la herramienta está controlada por un acelerómetro y un magnetómetro triaxiales; con la información de estos, se determina la posición exacta de la herramienta en el espacio, por tanto la de los rasgos geológicos que esta detecta.

Cada 0.2 pulgadas de movimiento del cable, se obtiene un valor de microrresistividad de cada uno de los electrodos, dándole a las curvas resultantes, una gran resolución vertical, que junto a una amplia cobertura perimetral (dependiendo del diámetro del pozo), proporciona imágenes o mapas o mapas de resistividad de la pared del pozo, de buena nitidez y continuidad, en las cuales son evidentes una gran variedad de características texturales y estructurales de las rocas registradas.

Para leer las imágenes se establece un código de colores, que indica con tonos claros alta resistividad y tonos oscuros baja resistividad. Las bajas resistividades pueden estar relacionadas con minerales conductores de la electricidad como las arcillas, pirita y también por la presencia de filtrado de lodo no resistivo en fracturas, cavidades de disolución o en cualquier tipo de espacio poroso, oscureciendo la imagen; mientras que las altas resistividades (colores claros) están dados fundamentalmente por las rocas duras. Por esta razón al leer un registro de imágenes es necesario tener bien clara la litología, así como los elementos de los restantes registros corridos a hueco abierto.

Los echados de los elementos geológicos planares como: la estratificación, fracturamiento, fallamiento, discontinuidades sedimentológicas (discordancias, estilolitas, etc.) que son los más importantes, se observan en las imágenes como sinusoides.

Los estudios de las imágenes de pozos tienen gran importancia desde el punto de vista geológico y son de gran utilidad en los estudios de prospección de hidrocarburos:

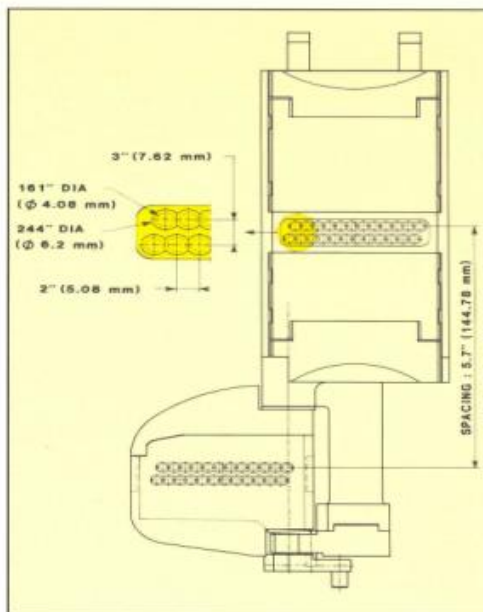
- ❖ Proporciona una metodología para el análisis estructural (determinación de fallas, sistemas de fracturas, etc)
- ❖ Caracterización de cuerpos sedimentarios (capas delgadas, laminaciones, tipo de estratificación, etc.)
- ❖ Posee sensores de alta resolución que permiten resaltar la textura de las rocas.
- ❖ Permite realizar una evaluación de la porosidad secundaria (fracturamiento, barreras impermeables, disolución, entre otras)
- ❖ Sienta las bases para el establecimiento de estudios sedimentológicos

MICROBARREDOR DE FORMACIONES (FMS)

Esta herramienta consta de 4 brazos articulados en cada uno de los cuales hay un patín de goma con 24 microelectrodos, que se corren simultáneamente, pegados a la pared del pozo, con lo cual se obtienen 96 curvas de microrresistividad. Las cuales son procesadas obteniéndose la imagen de la pared del pozo, en la cual se aprecian claramente la litología, cambios estructuro faciales y eventos tectónicos tales como pliegues, fallas y fracturas, a los cuales es posible determina el ángulo y azimut de los mismos.

MICROIMAGENES DE LA FORMACIÓN (FMI)

Es una herramienta más avanzada que la anterior, constituye la última generación de la serie de imágenes eléctricas. Esta herramienta tiene un diseño muy similar al FMS descrito anteriormente; en este caso, a cada uno de los brazos se la ha añadido un alerón (flap) con 24 microelectrodos, con lo que se logra una mayor cobertura del caño del pozo ($\approx 80\%$ en un agujero de 8.5"), con lo que se logra una mayor resolución y por tanto, más información, con mayor grado de detalle que en la anterior.



Distribución de los electrodos en la herramienta FMI

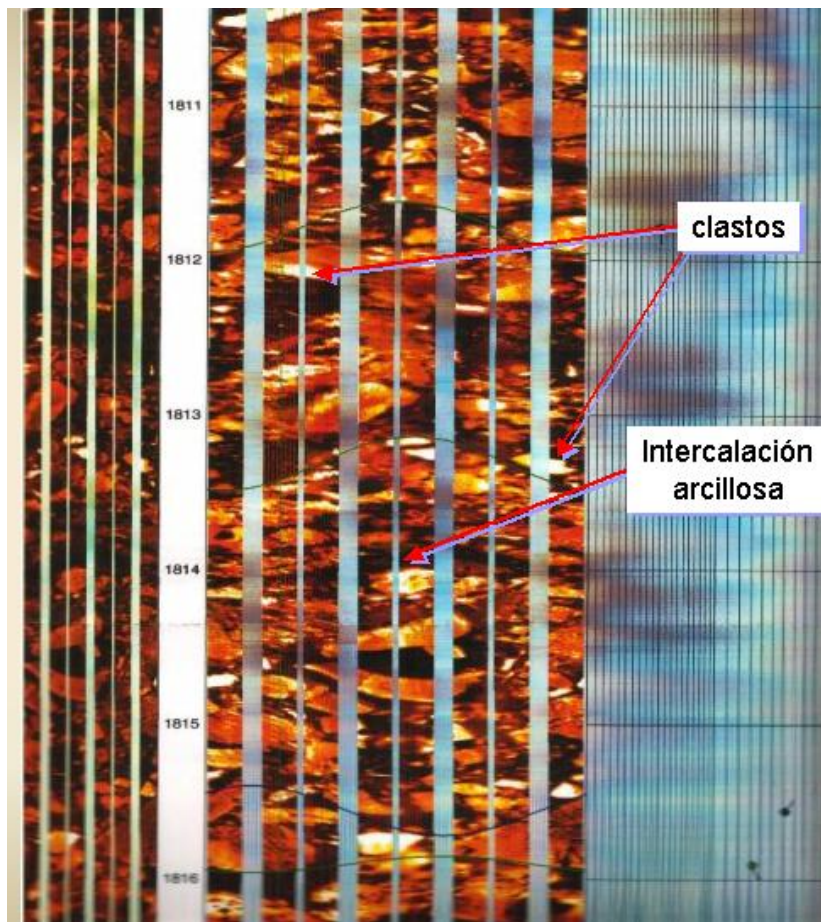


Imagen de pared de pozo obtenida con la herramienta FMI

- **RESULTADOS OBTENIDOS:**

En sentido general, de acuerdo a los resultados obtenidos, los registros se pueden clasificar de diferentes maneras:

- ✓ **Porosidad:** Neutrónicos
Densidad
Sónicos
- ✓ **Saturación:** Laterolog
Inducción
Microlaterolog
- ✓ **Litología:** Densidad
Gamma Natural y espectral
Potencial espontáneo
- ✓ **Estructuro – faciales:** Registros de imágenes

EJERCITACION:

1. Enlazar:

- | | |
|-------------------------------|--|
| a- Gamma Natural | ___ Determinación de porosidad y litología |
| b- Neutrón Neutrón Compensado | ___ Mide la resistividad real de la formación |
| c- Doble Laterolog | ___ Se utiliza para determinar la porosidad de la matriz |
| d- Litodensidad | ___ Registro de correlación |
| e- Sónico Compensado | ___ Registro por excelencia para determinar PHIT |

2. Seleccione Verdadero o Falso:

- ___ La costra de lodo está compuesta por los elementos líquidos del lodo
- ___ El registro Gamma Natural Espectral se utiliza para el cálculo del Volumen de arcilla (VSh)
- ___ La resistividad real de la capa (Rt) es uno de los elementos básicos para determinar Saturación de agua (Sw)
- ___ Con un solo registro, es posible valorar las características del colector

C - DETERMINACIÓN DE PARÁMETROS PETROFÍSICOS BÁSICOS

Objetivos:

1. Identificar los parámetros petrofísicos básicos
2. Calcular los valores de porosidad total, porosidad efectiva, volumen de arcilla y saturación de agua a partir de los registros de pozos

En el tema de física de rocas, se trataron un grupo de parámetros de vital importancia para el estudio y valoración de las propiedades colectoras del reservorio y su importancia para la realización de cálculos de reservas, de ahí que su determinación en forma precisa sea primordial

Porosidad total (PHIT)

Obtenida básicamente a partir de los registros de Neutrón compensado (CNL) y Litodensidad (LDL), para esto, antes que todo es necesario definir la matriz de roca predominante en el intervalo analizado ya que esta constituye la base de todos los cálculos a realizar

NPHI: Se obtiene directamente del registro CNL

DPHI: Porosidad por densidad. Se obtiene a partir de LDL

$$DPHI = \frac{\delta m - \delta r}{\delta m - \delta f}$$

Donde : δm : densidad de la matriz

δr : densidad leída en el registro

δf : densidad del fluido que satura los poros

PHIS: Porosidad por sónico (acústico)

$$PHIS = \frac{\Delta tr - \Delta tm}{\Delta f - \Delta tm}$$

Donde : ΔTr : Valor medido en el registro

ΔTm : Valor de la matriz de roca

ΔTf : Valor del fluido que satura los poros de la roca

También podemos utilizar la porosidad por sónico, siempre y cuando no existan fracturas, en este caso, $SPHI < NPHI$ o $DPHI$, y se considera a la porosidad por sónico como la porosidad de la matriz

Entonces, en sentido general la Porosidad total queda como:

$$PHIT = \frac{NPHI + DPHI}{2}$$

En caso de que estemos en presencia de rocas gasíferas, la porosidad Total se calcula como:

$$PHIT = \sqrt[2]{\frac{NPHI^2 + DPHI^2}{2}}$$

Porosidad efectiva (PHIE):

Es la que realmente se utiliza en los cálculos de Saturación de agua (Sw), cálculos de reservas y simulaciones numéricas de yacimientos ya que esta es la que refleja el volumen de los poros interconectados

$$PHIE = (PHIT - (VSh * PHISh))$$

Donde : PHIT : Porosidad Total

VSh : Volumen de arcilla

PHISh : Porosidad de arcilla ($\cong 40\%$)

Volumen de arcilla (VSh):

- Normalmente o generalmente se determina a partir de la curva de Gamma corregido por Uranio (CGR) en la espectrometría Gamma Natural; aunque también se puede determinar a partir del Potencial Espontáneo, el Doble Laterolog, los contenidos de Torio y Potasio, etc. o combinando 2 ó más de estos
- A partir del registro de Espectrometría Gamma Natural (NGS)

$$Vsh = \frac{GRr - GRI}{GRa - GRI}$$

Donde: GRr: Valor de GR en el registro

GRI: Valor de GR en la capa limpia (sin arcilla)

GRa: Valor del GR en la capa arcillosa

- A partir del registro de resistividad (RT). Se utiliza cuando estamos en presencia de formaciones con abundante contenido de Potasio (Ej. Areniscas Arkósicas)

$$VSh = \sqrt{\frac{RSh * (RI - RT)}{Rt * (RI - RSh)}}$$

Donde: RSh: Resistividad de la arcilla

RT: Resistividad verdadera

RI: Resistividad de la roca limpia

Es puede también determinar a partir de otros registros de pozos como el Potencial Espontáneo (PS). No es muy útil en carbonatos fracturados.

Saturación de agua(*Sw*):

- Existen muchas formas para determinar la Saturación de agua, tanto aritméticos como gráficos, en dependencia del tipo de yacimiento, la litología predominante y sus características, la existencia o no de fracturas, etc. en este caso es el analista de registros que, de acuerdo a su experiencia y a los factores mencionados anteriormente, escoge la vía que mejor responda a las características del reservorio

Una de las variantes más universales para la determinación de la Saturación de agua es la ecuación de Archie

$$Sw = [(a * R_w) / PHIE^{m * RT}]^{1/n}$$

Donde: R_w : Resistividad del agua de formación

PHIE: Porosidad Efectiva

RT: Resistividad de la capa

a: tortuosidad, generalmente se toma igual a 1

m: exponente de cementación

n: exponente de saturación

Espesor efectivo (*Hef*):

Este valor es un parámetro muy importante para calcular los volúmenes de reservas, por tanto, se requiere un extremo cuidado en su determinación; para esto se establecen valores límites (cutoff) a partir de los cuales se delimita la existencia o no de colectores gasopetrolíferos. Generalmente, en nuestros reservorios, se utilizan como promedio los siguientes valores:

- $V_{sh} < 25 - 30\%$
- $PHIE > 7 - 8\%$
- $Sw < 50\%$

Todos aquellos intervalos que no cumplan con **TODAS** estas condiciones, no se consideran gasopetrolíferos y por tanto no constituyen espesor efectivo. La relación Hef / Ht , presenta un índice de la calidad del colector

EJERCITACION:

D - EVALUACIÓN PRIMARIA DE LOS COLECTORES (cualitativa)

Objetivos:

1. Identificar las respuestas de los registros ante diferentes litologías y características colectoras del corte

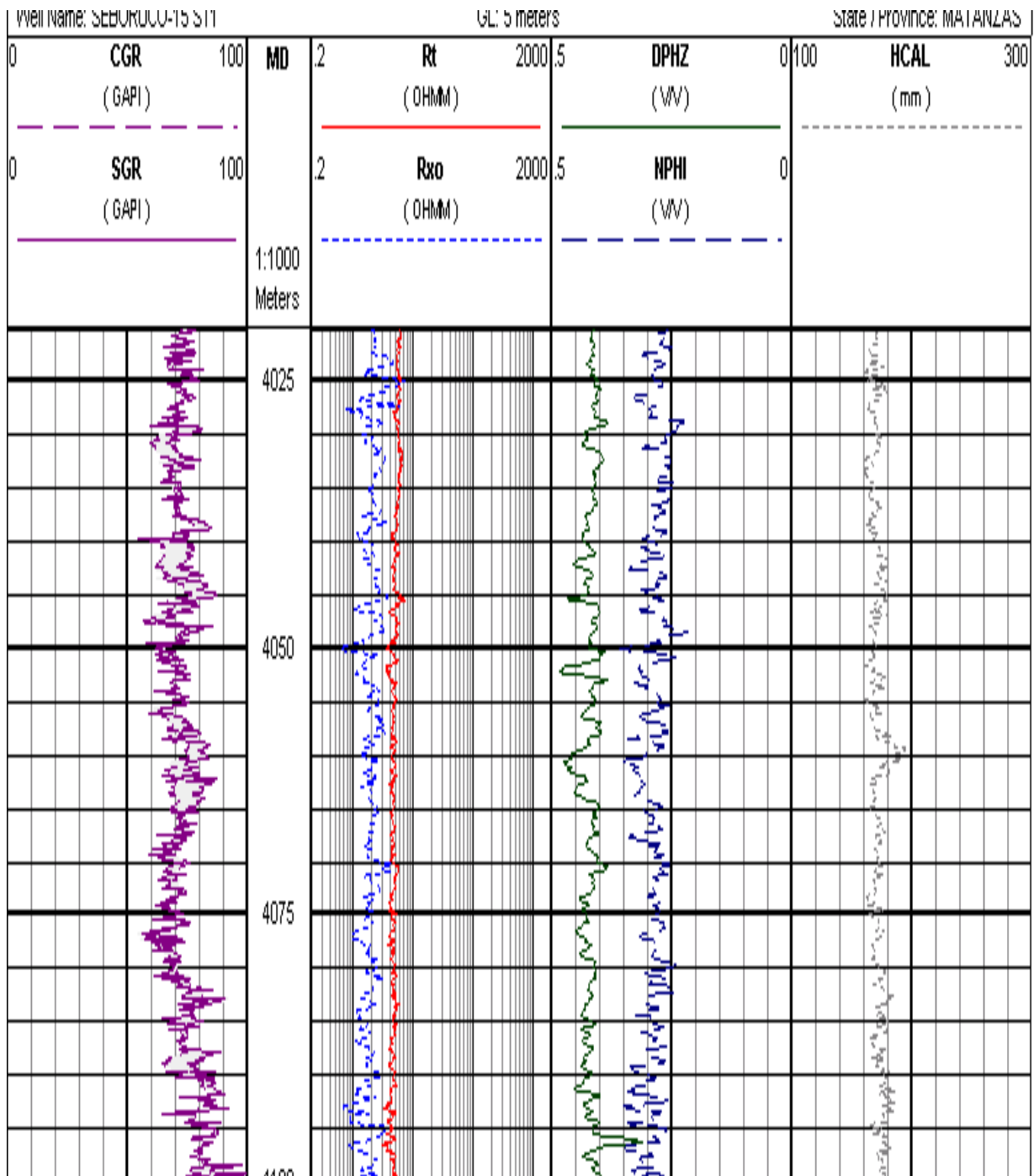
A partir de un registro primario (de campo), es posible valorar de forma cualitativa las propiedades colectoras del corte, basándonos en características generales de respuesta los diferentes registros ante diferentes litologías y carácter de la saturación

Un aspecto primordial a tener en cuenta es que **NUNCA SE PUEDE HACER UNA VALORACIÓN A PARTIR DE UN SOLO REGISTRO**

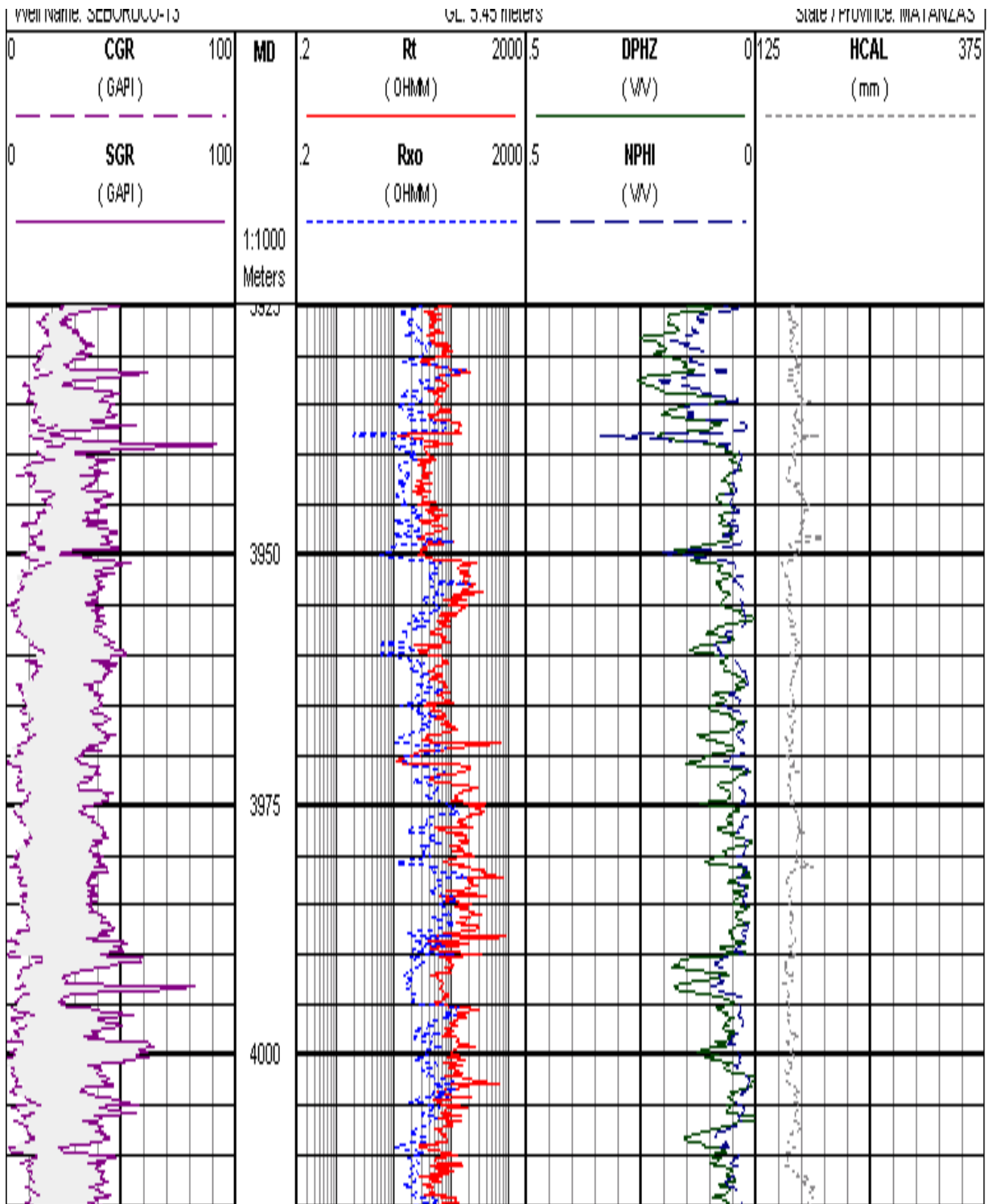
A continuación se presenta una tabla resumen de las principales respuestas de los diferentes registros de pozos ante distintas litologías:

Zonas arcillosas	<ul style="list-style-type: none">• Valores altos de las curvas de radiactividad CGR y SGR, estas se presentan unidas• Valores bajos en las curvas de resistividad; en ocasiones ocurre que la curva de Rxo (microrresistividad), presenta valores extremadamente bajos• Porosidad Neutrón (CNL) muy alta, en ocasiones mayor que la obtenida por Densidad (LDL)• Diámetro del pozo mayor que el nominal, suelen aparecer cavernas
Carbonatos densos	<ul style="list-style-type: none">• Valores bajos de las curvas del NGS, muy poca separación entre ellas• Valores extremadamente altos en las curvas de resistividad, LLD = LLS• PHIN = PHID = PHIS• Diámetro del pozo nominal
Carbonatos fracturados (petrolíferos)	<ul style="list-style-type: none">• Valores altos en la curva de SGR y bajos en CGR, por ende, mucha separación entre estas• Valores altos de LLD y ligeramente menores en el LLS, producto de la invasión• PHIN = PHID > PHIS• Diámetro del pozo nominal o menor que el de la barrena por presencia de costra de lodo
Carbonatos fracturados (acuíferos)	<ul style="list-style-type: none">• Valores altos en la curva de SGR y bajos en CGR, por ende, mucha separación entre estas• Valores bajos de resistividad, puede ocurrir inversión de las curvas, o sea LLS > LLD• PHIN = PHID > PHIS• Diámetro del pozo nominal o menor que el de la barrena por presencia de costra de lodo

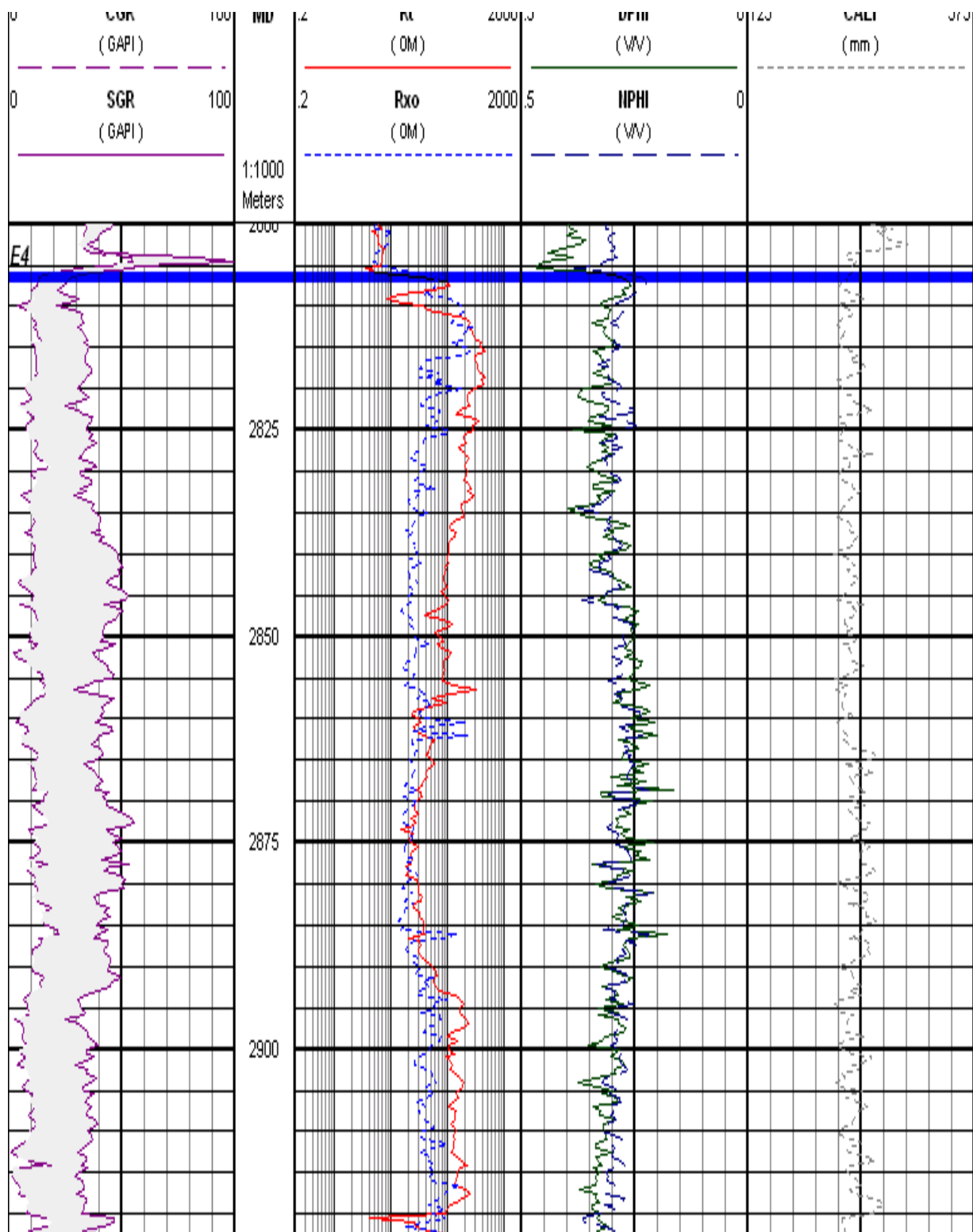
Existen varios métodos conocidos como de quick look, que permiten de una forma rápida desde el punto de vista cualitativo valorar el corte



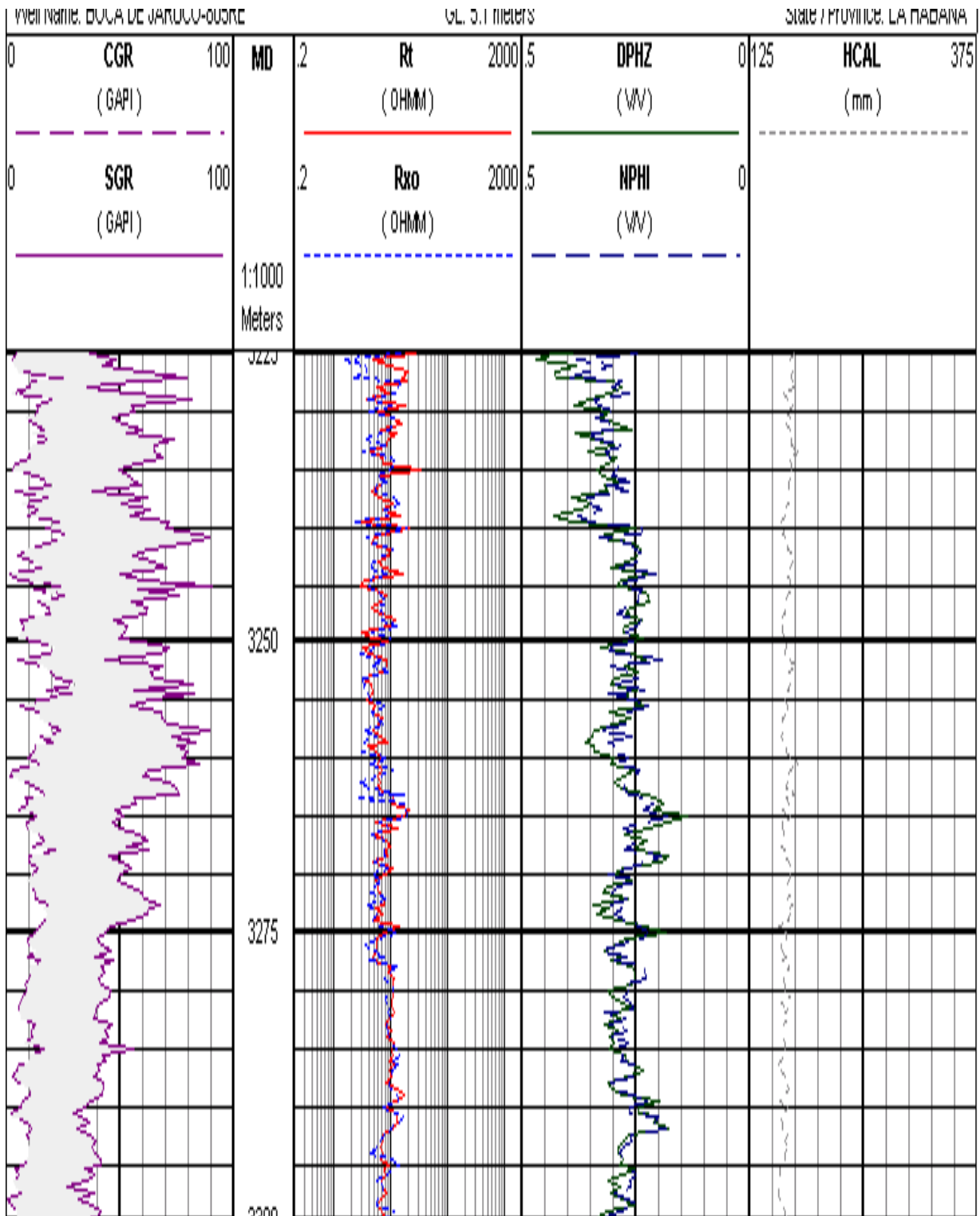
ZONA ARCILLOSA



CARBONATOS DENSOS



CARBONATO FRACTURADO PETROLÍFERO



CARBONATO FRACTURADO ACUÍFERO

EJERCITACION:

1. Escoger las respuestas correctas:

- Una zona arcillosa se caracteriza por:
 Las curvas de NGS aparecen unidas y con valores altos
 La porosidad es baja
 Resistividad baja

- Un carbonato fracturado petrolífero se caracteriza por:
 Diámetro de pozo nominal o menor que el de la barrena
 Mucha separación entre las curvas de Gamma Espectral
 Porosidad extremadamente alta

- El Potencial Espontáneo se utiliza para:
 Determinación de la porosidad
 Identificación de la litología
 Determinación de la resistividad del agua de capa

- En la determinación de la saturación de agua se tienen en cuenta:
 Resistividad del agua de formación
 Porosidad total
 Porosidad efectiva

E - CONTROL DEL ESTADO TÉCNICO DEL POZO

Objetivos:

1. Describir los diferentes registros de control del estado técnico del pozo
2. Determinar el diámetro del pozo a partir de un registro calíper
3. Valorar la calidad de la cementación

En capítulos anteriores se mencionó que los registros de pozos, no se utilizan exclusivamente para la determinación de propiedades petrofísicas de la formación, sino que son ampliamente utilizadas para el control del estado técnico del pozo, en sus diferentes etapas, tanto durante la perforación, el completamiento, puesta en producción y liquidación de los mismos.

Calíper:

Ya fue mencionado anteriormente

Cementometrías acústicas

CBL – VDL:

- El registro de cementometría acústica suministra una medición de la calidad de la cementación entre camisas y entre la camisa y la formación. Esta es una de las formas de determinar si el cemento utilizado para fijar las camisas tiene o no la calidad necesaria para proporcionar un efectivo aislamiento hidráulico entre las zonas porosas y permeables; así como si ha quedado bien fijada a la pared del pozo. La información obtenida a partir de este registro es comúnmente utilizada en la determinación de:
 - Volumen de cemento
 - Dónde está el tope del cemento
 - Fuerza compresiva del cemento
 - Localización de canales
 - Presencia de microanillos
 - Aislamiento zonal

Una onda acústica (compresiva) es emitida a lo largo del pozo encamisado con una tubería de acero, siendo atenuada si la tubería tiene cemento pegado a esta. El objetivo de este registro es medir la atenuación de la onda acústica viajando a través del lodo y la camisa. La amplitud resultará máxima en la camisa libre y mínima en la camisa bien cementada, ya que el cemento atenúa la señal

La Interpretación de la curva de amplitud proporciona una vista rápida de las condiciones del pozo, pero no es conclusiva. Para tener una interpretación precisa deben reunirse las siguientes condiciones:

- La herramienta debe estar bien centralizada
- Se debe registrar el tiempo de tránsito
- Mostrarse el registro de densidad variable

La señal acústica viajando a través de la camisa de acero es recibida en un tiempo conocido y normalmente llega antes de las señales de la formación y el fluido. Entonces la amplitud de la señal en la camisa puede ser perfectamente medida

CET:

- Se utiliza para la determinación de la distribución del cemento, calidad de la cementación y daños en la camisa, utilizando la resonancia de la fortaleza de la camisa. Para esto, la herramienta cuenta con 8 transductores enfocados radialmente hacia toda la tubería

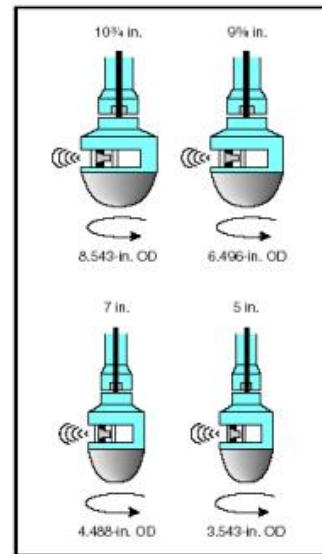
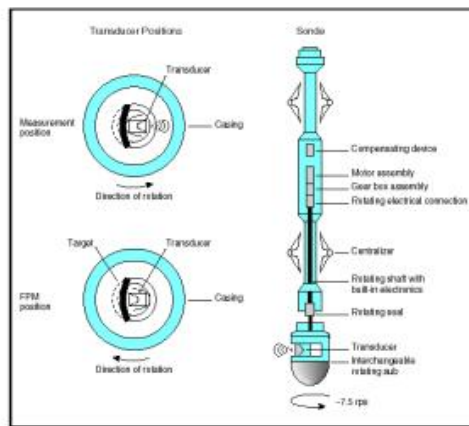
A diferencia de las herramientas de cementación convencionales, las cuales sólo miden la amplitud sónica, el CET mide la longitud del sonido resonante en la camisa con mayores duraciones del sonido indicando la ausencia de cemento

Las mediciones pueden suministrar una imagen tridimensional de la calidad de la cementación y del espesor de la camisa, además de ubicación orientada de problemas en las camisas y la existencia de canales en el cemento (los cuales pueden estar causados por desplazamientos de los centralizadores de las camisas)

USI:

- Esta herramienta de imágenes ultrasónicas, emite pulsos de alta frecuencia ultrasónica para hacer resonar la camisa en el modo espesor. Estos pulsos rebotan de un lado a otro dentro de la camisa, la herramienta recibe (escucha) la resonancia y registra la señal, mediante un procesamiento que se hace en la unidad de registro se obtienen imágenes de alta resolución del cemento y la corrosión en tiempo real.

La herramienta utiliza un solo transductor rotativo que actúa a la vez como emisor y receptor, la distancia con respecto a la camisa es controlada y optimizada con la selección del diámetro preciso del sub rotativo.



Esquema de la herramienta USI y de los sub utilizados según el diámetro interior de la camisa

En su modo de cemento, la herramienta mide directamente la impedancia acústica del medio que rodea a la camisa. En la unidad de superficie se obtienen imágenes de alta resolución de impedancia acústica, estableciendo con precisión el emplazamiento del cemento y la identificación de zonas con aislamiento hidráulico, presencia de fluido por detrás de la camisa, etc.

Esta herramienta, también suministra una valiosa información de las condiciones de la camisa; imágenes detalladas del radio interno, el espesor y pérdidas exteriores de metal, representan una visión exacta de las condiciones de la camisa

CCL:

- Registro de detección de calas tanto en camisas como en tuberías de perforación y tubing de producción. Se utiliza como registro de correlación en los punzados, como apoyo a las cementometrías acústicas y para detectar zonas de trabazones en tuberías

TERMOMETRÍA:

- Esta herramienta es muy sencilla, consta de un electrotermómetro, calibrado de forma tal que proporciona el valor real de la temperatura dentro del caño del pozo. Se utiliza para hacer mediciones de temperatura con vistas a establecer el gradiente geotérmico de un área, detectar la altura del anillo de cemento, movimiento de fluido, detectar zonas de entrada de agua al pozo, etc. Se puede correr tanto a hueco abierto, como en pozos encamisados

EJERCITACION

F - HERRAMIENTAS DE CONTROL DE LA EXPLOTACIÓN

Objetivos:

1. Conocer la existencia de herramientas de control de la explotación

Herramientas de registro de producción

Las herramientas de registro de producción, suministran mediciones de sensores en el pozo utilizados para el análisis de pozos de producción e inyección. Esta herramienta mide entradas y salidas de fluido, niveles estáticos, presiones en flujo y cierre, pérdidas de presión en el tubing, etc. Como las mediciones se realizan simultáneamente, su correlación no es afectada por inestabilidades en el pozo que puedan traer variaciones en sus parámetros en un período de tiempo.

Ente estas herramientas hay de varios tipos:

- Flujómetros
- Identificadores de fluido
- Manómetros
- Herramientas de correlación
- Inclinómetros

BIBLIOGRAFÍA:

- Fundamentals and Practical Approach to formation evaluation. James D. Gittins
- Principios / Aplicaciones de la Interpretación de Registros. Schlumberger
- Log Interpretation Charts. Schlumberger
- El pozo Ilustrado. PDVSA
- Compensated Bond Log. Norjet
- Herramienta de Servicio Micro Barredor de Formaciones. Schlumberger
- Cased Hole Logging Equipment. Sondex
- Natural Gamma Ray Spectrometry. Essentials of NGS Interpretation
- Formation Evaluation I. Log Evaluation. Treatise of Petroleum Geology Reprint Series, No. 16. AAPG