



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

“METODOS Y CONSIDERACIONES DE LA INGENIERIA ACTUAL

PARA CORRER REGISTROS A HUECO ABIERTO”

TESIS DE GRADO

Previo a la obtención del Título de:

INGENIERO EN PETRÓLEO

Presentada por:

Gary Rodrigo Aguilar Pérez

GUAYAQUIL – ECUADOR

Año: 2011

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios por mantenerme en el camino constante al éxito, de forma espiritual y de forma física con la presencia de mi madre María Irene Pérez, Mi abuela Laura Rugel, mis Tíos Xavier Pérez, Rafael Pérez, Andrés Pérez, José Aguilar, Juana Pérez y a mi novia Lorena Domínguez por su constante apoyo en la conclusión de esta tesis, además un especial agradecimiento a Heinz Terán Mite y a todos mis compañeros que estuvieron presentes cada vez que lo necesite.

Gary Aguilar Pérez.

DEDICATORIA

Al constante deseo de superación y nunca olvidado esfuerzo de todos aquellos que necesitan y logran crecer bajo condiciones adversas y desfavorables superándose cada día a pesar de los bajos y pocos recursos que rodean nuestra creciente sociedad.

Gary Aguilar Pérez.

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN

Ing. Gastón Proaño C.
SUB DECANO FICT
PRESIDENTE

Ing. Heinz Terán
DIRECTOR DE TESIS

Ing. Kleber Malave
VOCAL

DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de esta Tesis de Grado, nos corresponden exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL”

(Reglamento de Graduación de la ESPOL)

Gary Aguilar Pérez

RESUMEN

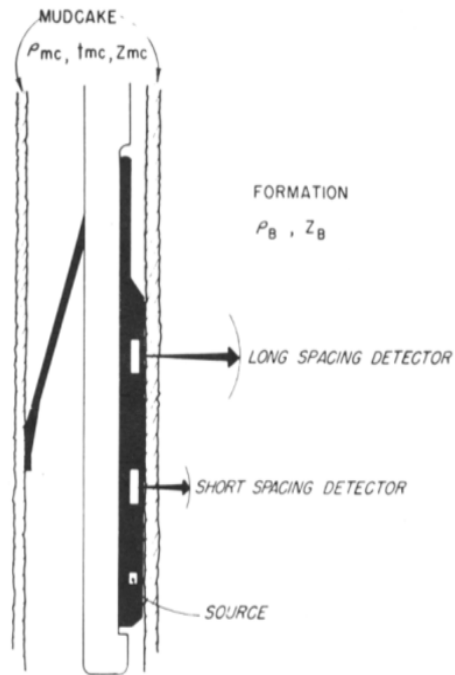
Esta tesis es una guía y una ayuda para escoger entre diferentes métodos disponibles para la toma de registros de pozos en la industria del petróleo. La decisión de escoger viene desde un punto de vista técnico y económico. Hay algunas compañías de servicios en el área de toma de registros que ofrecen herramientas que están acordes con las necesidades de tiempo de obtención de registros y de calidad de información que proveen de buenos resultados de acuerdo a las necesidades de las operadoras.

En el desarrollo de esta tesis nos referimos más a las herramientas de Weatherford debido a que es comúnmente una de las que ofrecen buenos resultados y que el autor más conoce.

Para cumplir con el objetivo de la tesis se realizó un estudio teórico y práctico fundamentándose en varios registros en pozos modelos a lo largo de Sud América. Dada la confidencialidad de información que está dada con relación a precios de los servicios, se hace una comparación porcentual de costos relativos que nos ayuda a concluir cual es la mejor elección de acuerdo con la complejidad del pozo.

En los capítulos uno y dos he hecho una descripción de la importancia de los registros de pozos y los fundamentos de los registro de manifestaciones naturales, eléctrico, radioactivo y de onda elástica y cómo ellos son usados para

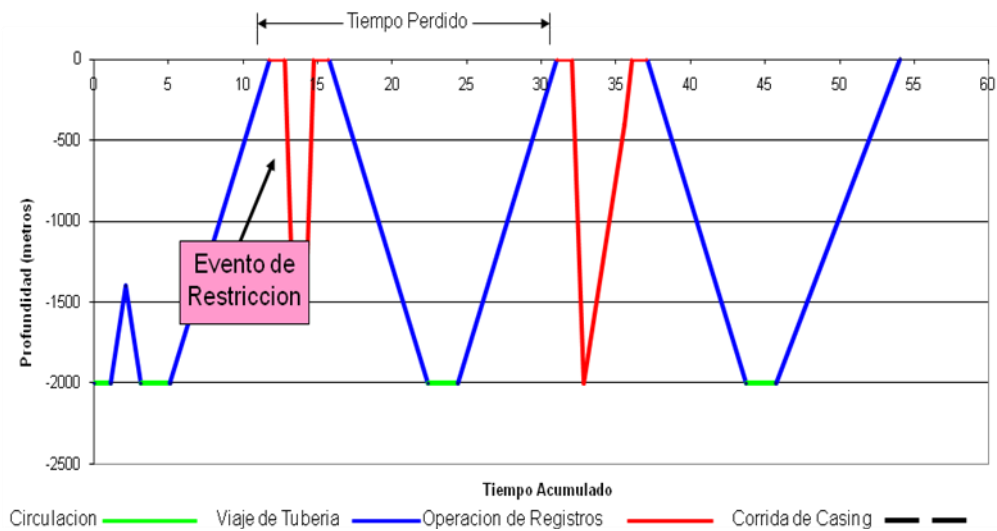
obtener mejores y confiables resultados de los alrededores del pozo, de la litología de la formaciones y del contenido de sus fluidos.



En el capítulo tres, describo un set de herramientas de registros que pueden ser corridos en diferentes condiciones del pozo como son con línea de cable, a través de tubería de perforación y en modo memoria.



En el capítulo cuatro el autor compara la operación y costos relativos de registros similares, para tener una idea relativa de cuan buenos son unos comparados con otros desde un punto de vista técnico económico.



En el capítulo cinco el autor concluye y recomienda un conjunto de registros que podrían ser tomados bajo diferentes condiciones de los pozos.

INDICE GENERAL

RESUMEN	i	
INDICE GENERAL	iv	
INDICE DE FIGURAS	vi	
INDICE DE ECUACIONES Y TABLAS	viii	
INTRODUCCION	ix	
CAPITULO 1	Antecedentes de Evaluación de Registros	1
	1.1 Problemas Resueltos con la Evaluación de Registros	1
	1.2 Características de Rocas y Fluidos de Yacimientos	3
CAPITULO 2	Fundamentos teóricos, y Aspectos limitantes de las diferentes	12
	2.1 Herramientas de Arreglo inductivo y eléctricas	12
	2.2 Herramientas Radioactivas	17
	2.3 Herramienta Sónica	24
	2.4 Herramienta de Toma de Presión	27

CAPITULO 3	Diferentes métodos para registros a hueco abierto	30
	3.1 Método Tradicional (Wireline)	30
	3.2 A través de Tubería de Perforación	32
	3.3 Metodo De Descuelgue De Herramientas	35
	3.4 Metodo De Transbordador	40
	<i>3.4.1 Método del Dardo</i>	<i>40</i>
	<i>3.4.2 Método de Pulsos (CWS)</i>	<i>43</i>
CAPITULO 4	Análisis Económico de Los Diferentes Métodos de Registros	46
	4.1 Tiempos de Operación	46
	4.2 Gastos Operacionales	50
CAPITULO 5	Conclusiones	58
	5.1 Análisis	58
	5.2 Conclusiones	62
Anexos		64
	Tablas	64
	Gráficos	65
Glosario		69
Bibliografía		71

INDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Definición de Registros	2
Figura 1.2 Formación de Rocas	3
Figura 1.3 Ejemplo de Rocas Ígneas	4
Figura 1.4 Ejemplos de Rocas Metamórficas	5
Figura 1.5 Ejemplos de Rocas Sedimentarias	7
Figura 1.6 Trampa Anticlinal	10
Figura 1.7 Domo Salino	11
Figura 2.1 Principio de Medición de Herramientas de Inducción	15
Figura 2.2 Herramientas Enfocadas	16
Figura 2.3 Ejemplo de Registro Inductivo	17
Figura 2.4 Esquema de Herramienta Fotoeléctrica	19
Figura 2.5 Choques y Procesos de Absorción	22
Figura 2.6 Ejemplo de Registros Nucleares	24
Figura 2.7 Herramienta Sónico	26
Figura 2.8 Ejemplo de Registro Sónico	26
Figura 2.9 Contacto de Agua Petróleo	27
Figura 2.10 Identificación de Fluidos	28
Figura 2.11 Ejemplo de Registro de Presiones	29

Figura 3.1 Principio de Wireline	31
Figura 3.2 Unidad de Wireline	31
Figura 3.3 Detector de Tensión y Profundidad	32
Figura 3.4 Registro A Través de Tubería	34
Figura 3.5 Ejemplo de Registro Especial	35
Figura 3.6 Método de Descuelgue	37
Figura 3.7 Herramientas Compact de Registros	39
Figura 3.8 Método Del Transbordador	41
Figura 4.1 Profundidad vs Tiempo de Operación Wireline	46
Figura 4.2 Prof. vs Tiempo de Operación Wireline 1 Restricción	47
Figura 4.3 Prof. vs Tiempo de Operación Método del Transbordador	48
Figura 4.4 Prof. vs Tiempo de Operación Método de Descuelgue	49
Figura 4.5 Porcentajes de Acuerdo a los diferentes Métodos (caso1)	54
Figura 4.6 Porcentajes de Acuerdo a los diferentes Métodos (caso2)	57

INDICE DE ECUACIONES Y TABLAS

ECUACIONES

Ecuación 1.1	19
Ecuación 1.2	21

TABLA

Tabla 1.1 Numero y Peso Atómico	20
Tabla 1.2 Elementos y Choques	23
Tabla 4.1 Horas de Operación y de Espera de los métodos	50
Tabla 4.2 Costos en Porcentajes de los Diferentes Métodos	51
Tabla 4.3 Costos en caso de 1,2 o 3 restricciones (caso1)	52
Tabla 4.4 Tabla de ahorro de acuerdo al Método	53
Tabla 4.5 Costos en Porcentajes, Según la elección Optima	55
Tabla 4.6 Costos en Caso de 1, 2 o 3 restricciones (caso2)	55
Tabla 4.7 Tabla de ahorro de acuerdo al Método (caso2)	56
Tabla 5.1 Comparación de Métodos en Registros Horizontales	61

INTRODUCCIÓN

El presente trabajo tiene como objetivo principal la investigación científica de un área muy importante para la formación de los estudiantes y futuros profesionales la cual esta comprendida en el área de Evaluación de Pozos. El área de evaluación de pozos tiene como objetivo principal reconocer y delimitar intervalos productivos en el pozo, esto se lo realiza por medio de diferentes formas entre ellas los registros eléctricos en hueco abierto, tanto para pozos verticales, desviados y horizontales. Este trabajo va a permitir al futuro Ingeniero en Petróleo resolver en el campo laboral de su profesión y tener la capacidad para aportar con soluciones coherentes a lo que está sucediendo.

De los métodos estudiados en este trabajo se quiere obtener conclusiones lógicas al momento de elegir una opción de registros eléctricos en hueco abierto de acuerdo con las exigencias del pozo. Estas conclusiones se deben realizar contando con conocimientos generales de costos de pozo y más no solo considerado el valor de una operación fija.

En vista de que las exigencias actuales en el mundo petrolero nos presentan la necesidad de perforar más profundo, con diferentes desviaciones e incluso realizar pozos horizontales, es de vital importancia poder contar con una ayuda que nos permita introducirnos en los registros eléctricos y las opciones que tenemos para ser eficientes dentro de la operación general de perforación, ayudando a reducir tiempos y costos al momento de evaluar un pozo.

CAPITULO 1

1. ANTECEDENTES DE EVALUACION DE REGISTROS

1.1 Problemas Resueltos con la Evaluación de Registros

La evaluación de registros es una actividad definitoria y sumamente importante dentro de la exploración, producción y desarrollo de hidrocarburos (petróleo y gas), la misma consiste en la adquisición y monitoreo de los registros de pozos.

El perfilaje de pozos es una actividad muy importante dentro de la exploración y Producción de hidrocarburos (petróleo y gas), la cual consiste en la toma y monitoreo de los perfiles o registros del pozo.

Un registro de pozo quiere decir “una grabación o reconocimiento contra profundidad de alguna de las características de las formaciones rocosas y diferentes fluidos atravesadas, hechas por aparatos de medición basados en diferentes principios físicos y

químicos(herramientas) en el hoyo del pozo”, como se puede apreciar en la figura 1.1.

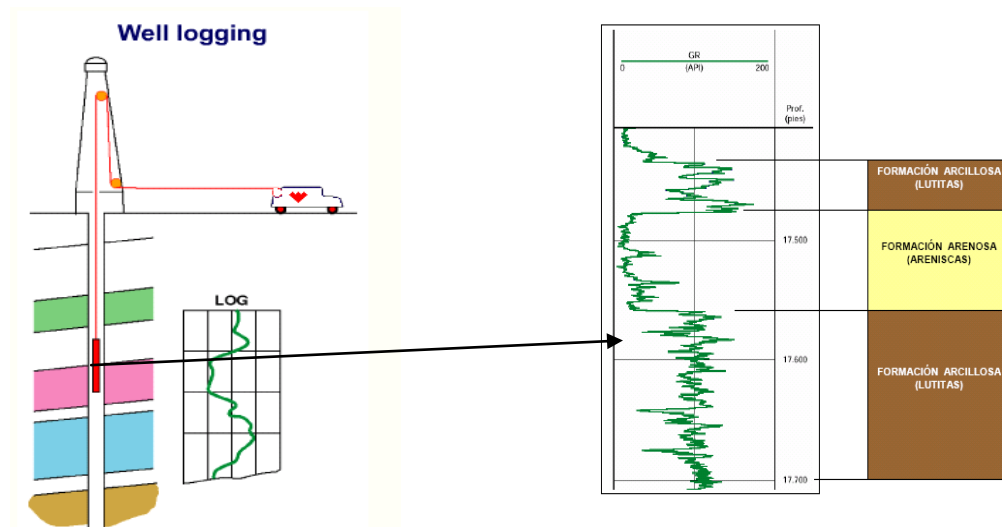


FIGURA 1.1 DEFINICION DE REGISTROS

La evaluación de registros de pozo nos permite medir diferentes parámetros físicos que están directamente relacionados con las propiedades geológicas y petrofísicas de los diferentes estratos que han sido penetrados con la perforación. Además, los registros nos permiten inferir de manera muy acertada acerca de los fluidos presentes en los poros de las rocas (agua, petróleo o gas). La evaluación de registros de pozos nos ofrece una herramienta más, para resolver el problema que genera la identificación de zonas de

hidrocarburos y poder correlacionar y delimitar los diferentes yacimientos.

1.2 Características de Rocas y Fluidos de Yacimientos

En lo que respecta a la vida de un pozo existen tres tipos de clasificaciones básicas de rocas, estos son:

Rocas Ígneas

Rocas Metamórficas

Rocas Sedimentarias

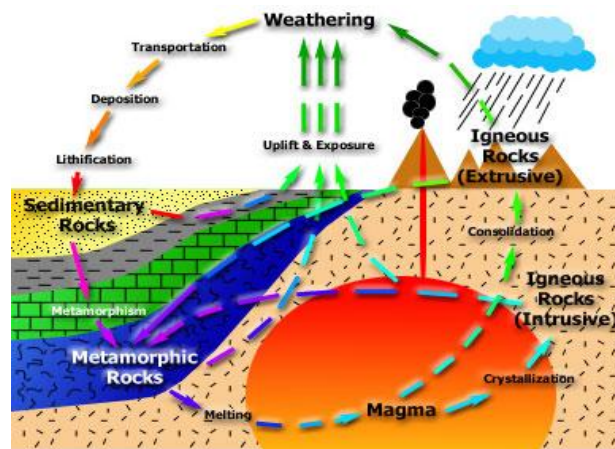


FIGURA 1.2 FORMACION DE ROCAS

Las rocas ígneas se forman a través de la solidificación de magma volcánica, tal como se muestra a en la figura 1.2, sobre o bajo la tierra, estas rocas no tienen el potencial de ser fuentes acumuladores de fluidos.

Las rocas ígneas están compuestas fundamentalmente por silicatos, los cuales están constituidos mayoritariamente por silicio (Si) y oxígeno (O). Estos dos elementos, junto con el aluminio (Al), calcio (Ca), sodio (Na), potasio (K), magnesio (Mg) y hierro (Fe), constituyen más del 98% en peso de la mayoría de los magmas que al solidificarse forman las rocas ígneas. Además los magmas contienen pequeñas cantidades de muchos otros elementos como azufre (S), oro (Au), plata (Ag) uranio (U), tierras raras, gases en disolución, etc. La composición de una roca ígnea dependerá, por tanto, de la composición inicial del magma a partir del cual se ha formado. Se puede observar ejemplos de rocas Ígneas en la figura 1.3.

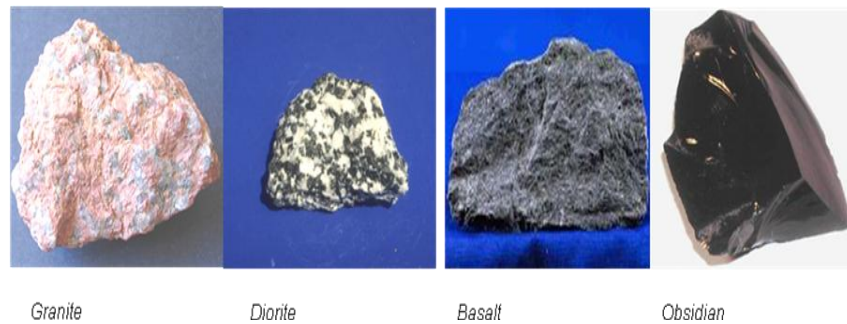


FIGURA 1.3 EJEMPLOS DE ROCAS IGNEAS

Rocas Metamórficas

Las rocas metamórficas son el resultado de la transformación de una roca (protolito) como resultado de la adaptación a unas nuevas

condiciones ambientales que son diferentes de las existentes durante el periodo de formación de la roca pre metamórfica. La modificación de la roca se da debido a la exposición a altas temperaturas y altas presiones. La clasificación de las rocas metamórficas se basa, fundamentalmente, en la composición mineralógica, en la textura (el factor más importante es el tamaño de grano y la presencia o ausencia de foliación) y en el tipo de roca inicial antes del producirse el proceso metamórfico. Se puede observar ejemplos de rocas metamórficas en la figura 1.4.

La composición química de las rocas metamórficas es muy variada, debido a que el metamorfismo es un proceso en el que no varía de forma apreciable la composición química pre metamórfica y, por tanto, tenemos tantas posibles composiciones como diferentes tipos de rocas sedimentarias e ígneas.

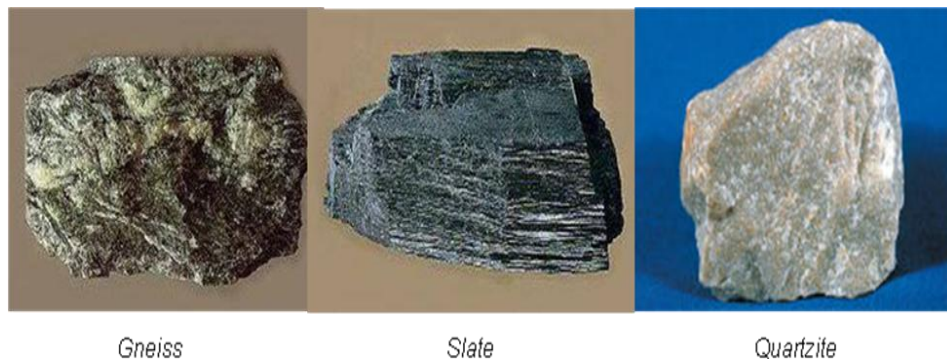


FIGURA 1.4 EJEMPLOS DE ROCAS METAMORFICAS

Rocas Sedimentarias

Son las rocas formadas por la acumulación y diagénesis de materiales que fueron transportados y sedimentados (acumulados) en un determinado lugar (Cuenca sedimentaria). En la formación de las Rocas Sedimentarias están implícitos los siguientes

Procesos:

Meteorización física y química

Transporte

Erosión

Litificación (compactación y cementación) y

Diagénesis

Algunas rocas sedimentarias requieren además de otros procesos, que involucran la actividad biológica y la precipitación química de minerales, estas rocas son las de mayor interés en el área del petróleo debido a su alta capacidad de retener y almacenar fluidos entre sus poros, pueden ser rocas de fuente y reservorio de estos fluidos. Podemos observar ejemplos de rocas sedimentarias en la figura 1.5.



FIGURA 1.5 EJEMPLOS DE ROCAS SEDIMENTARIAS

Areniscas (sandstones):

La arenisca es una roca sedimentaria, que contiene clastos de tamaño arena. Después de la lutita, es la roca sedimentaria más abundante y constituye cerca del 20 % de ellas.

Los granos son gruesos, finos o medianos, bien redondeados; de textura detrítica o plástica. El cuarzo es el mineral que forma la arenisca cuarzosa, pero las areniscas pueden estar constituidas totalmente de yeso o de coral puro, a casi negro, en el caso de las areniscas ferro-magnésicas.

Las areniscas figuran entre las rocas consolidadas más porosas, aunque ciertas cuarcitas sedimentarias pueden tener menos de 1 % de espacios vacíos. Según el tamaño y la disposición de los espacios vacíos o poros, las areniscas muestran diversos grados de permeabilidad.

Las areniscas de buena calidad son duraderas. La roca tiene una buena resistencia al fuego y, a este respecto, es superior a la mayor parte de las rocas empleadas para la edificación.

Lutita (Shale)

La lutita es una roca sedimentaria detrítica, es decir, formada por detritos, que está integrada por partículas del tamaño de la arcilla y del limo. En las lutitas negras el color se debe a la presencia de materia orgánica y, si la cantidad de ésta es muy elevada, se habla de "lutitas bituminosas", Los colores blanco y verde son característicos de un ambiente de depósito ligeramente reductor mientras que las coloraciones rojas y amarillas representan un ambiente oxidante.

La lutita es una roca masiva, terrosa, normalmente bien compactada, a menudo porta fósiles por ejemplo: foraminíferos, ostrácodos, graptolites y trilobites. Muchas lutitas muestran bioturbación es decir una estructura sedimentaria irregular producida por la acción de organismos excavadores al fondo del mar.

Caliza (Limestone)

La caliza es una roca sedimentaria compuesta mayoritariamente por carbonato de calcio (CaCO_3). El carácter prácticamente mono mineral

de las calizas permite reconocerlas fácilmente gracias a dos características físicas y químicas fundamentales de la calcita: es menos dura que el cobre y reacciona con efervescencia en presencia de ácidos tales como el ácido clorhídrico.

Es una roca importante como reservorio de petróleo, dado su gran tamaño de estructura y potencial porosidad secundaria.

Características de los Fluidos de Formación

El petróleo es una mezcla heterogénea de compuestos orgánicos, principalmente hidrocarburos insolubles en agua. Es de origen fósil, fruto de la transformación de materia orgánica, depositados en grandes cantidades en fondos de mares o zonas lacustres del pasado geológico, fueron posteriormente enterrados bajo pesadas capas de sedimentos. La transformación química debida al calor y a la presión durante la diagénesis produce, en sucesivas etapas, desde betún a hidrocarburos cada vez más ligeros (líquidos y gaseosos). Estos productos ascienden hacia la superficie, por su menor densidad, gracias a la porosidad de las rocas sedimentarias. Cuando se dan las circunstancias geológicas que impiden dicho ascenso (trampas petrolíferas como rocas impermeables, estructuras anticlinales,

márgenes de diapiros salinos, etc.) se forman entonces los yacimientos petrolíferos, revisar las figuras 1.6 y 1.7 para ejemplos.

En condiciones normales es un líquido bituminoso que puede presentar gran variación en diversos parámetros como color y viscosidad. Es un recurso natural no renovable y actualmente también es la principal fuente de energía en los países desarrollados. El petróleo líquido puede presentarse asociado a capas de gas natural, en yacimientos que han estado enterrados durante millones de años, cubiertos por los estratos superiores de la corteza terrestre.

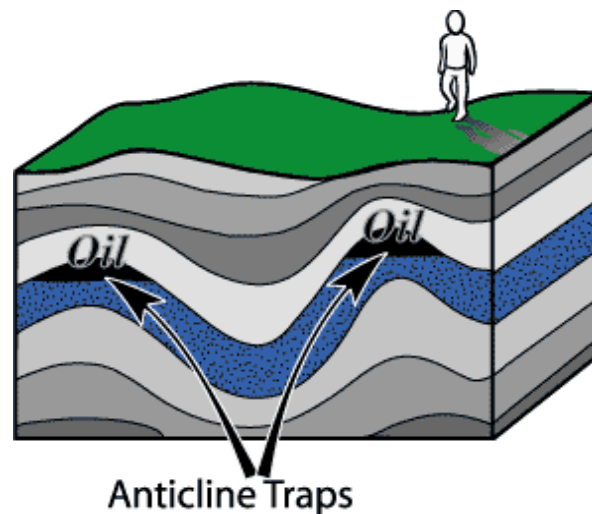


FIGURA 1.6 TRAMPA ANTICLINAL

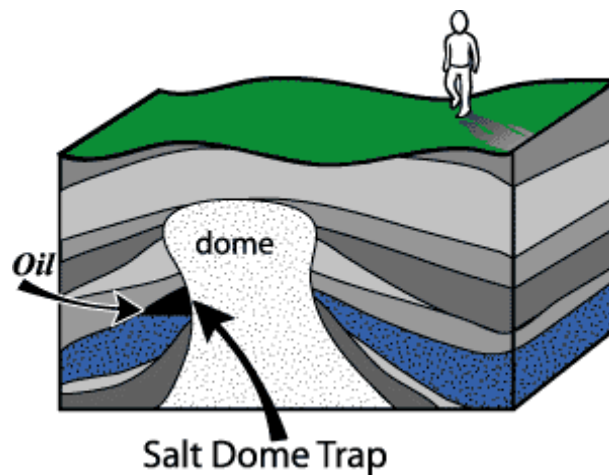


FIGURA 1.7 DOMO SALINO

CAPITULO 2

2. FUNDAMENTOS TEORICOS Y ASPECTOS

LIMITANTES DE LAS DIFERENTES HERRAMIENTAS.

2.1 Herramientas de Arreglo inductivo y eléctricas

Cualquier herramienta capaz de medir la resistividad de una formación en particular es considerada como herramienta de resistividad o herramienta de conductividad cuya inversa es la resistividad.

Las herramientas de resistividad miden el efecto de un campo electromagnético sobre una capa rocosa. Este tipo de herramientas requieren un medio conductor para poder leer las propiedades de una roca en particular. Las herramientas de inducción tienen la

particularidad que pueden ser usadas casi en cualquier tipo de ambiente dentro del pozo. Consiste de bobinas dentro de un cilindro de base no conductiva. Bobinas separadas inducen varios campos electromagnéticos a la formación lo que permite recibir una señal de la formación bobina principal. La señal recibida nos permite determinar las conductividades de la formación a diferentes distancias desde el centro del pozo, para después calcular la resistividad de la misma.

Ninguna herramienta lee una zona en particular de la formación por lo general pasa a través de varias zonas, y una porción de toda la señal recibida viene de todas las zonas, por la cual es necesario corregir su lectura de acuerdo a la influencia de las zonas involucradas y al diseño de la herramienta.

Principios de Inducción

Las herramientas de inducción fueron diseñadas para leer en lugares donde la perfora sea realizada con lodos poco conductivos (aire, aceite).

Para obtener una medida de resistividad, las herramientas de inducción están basadas en tres principios eléctricos:

Ley de Faraday.- una corriente alterna, crea un campo magnético alternante en fase con el flujo de corriente.

Ley de Ampere.- un campo magnético cambiante, induce una fuerza potencial coaxial con la sonda, proporcional al campo magnético del medio. La fuerza potencial inducida esta en desfase por 90 grados con el campo magnético.

Ley de Ohm.- una corriente fluye en un medio en proporción directa a la fuerza del potencial aplicado y la conductividad del medio

Un campo magnético de oscilación de alta frecuencia proveniente de una bobina transmisora en la sonda induce una corriente eléctrica alterna proporcional a su conductividad eléctrica dentro de la formación aledaña. Esta corriente, a su vez, induce tensiones dentro de las bobinas receptoras. Estas tensiones se discriminan y se miden por fases. Dichas tensiones son proporcionales a la conductividad de la formación. Bobinas centralizadoras adicionales minimizan la contribución de la señal de la perforación, tal como se puede observar en la figura 2.1.

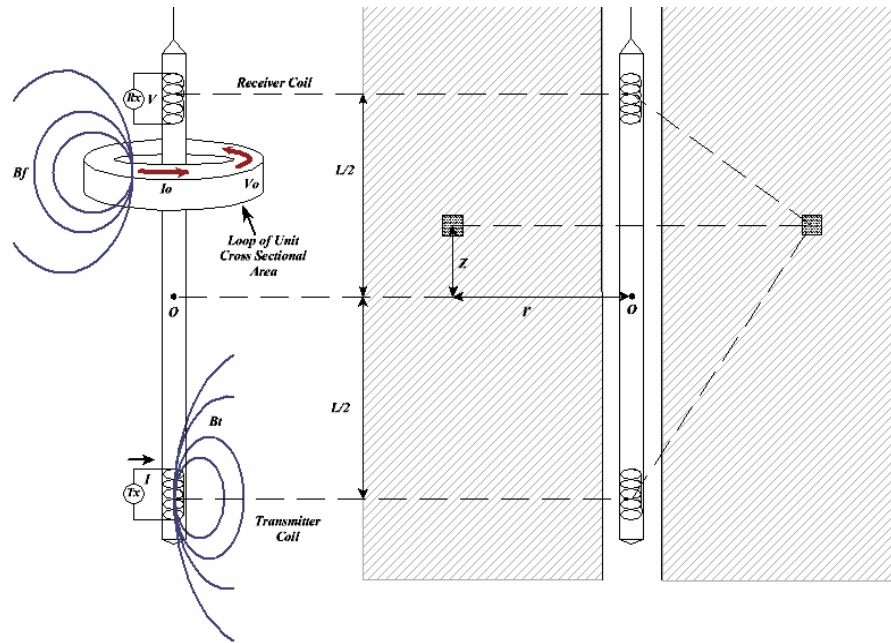
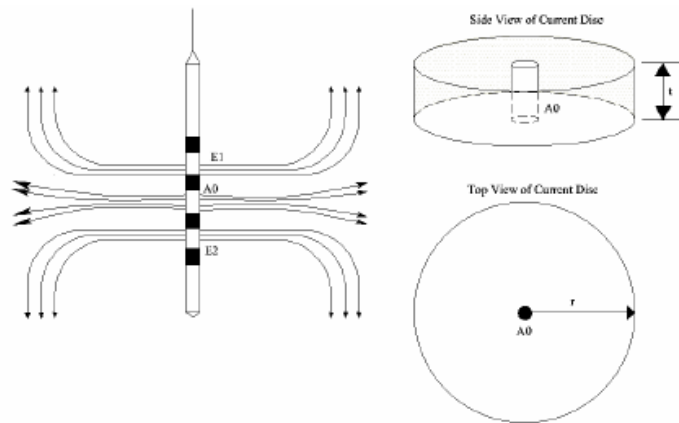


FIGURA 2.1 PRINCIPIO DE MEDICION DE HERRAMIENTAS DE INDUCCION

Principios de Herramientas Enfocadas

Herramientas enfocadas, son capaces de confinar la corriente a un fino disco o muy pequeña sección de la formación, esta corriente es emitida desde un electrodo. Un electrodo enfocado es posicionado en cualquiera lado del electrodo que emite la corriente a la formación de manera enfocada. El electrodo enfocado ayuda que la corriente no fluya hacia arriba o hacia abajo en la formación, tal como se puede observar en la figura 2.2, por esta razón este tipo de registros suelen ser llamados registros enfocados.



Fig

FIGURA 2.2 HERRAMIENTAS ENFOCADAS

Las herramientas enfocadas son muy útiles en formaciones altamente resistivas. El efecto debido a capas adyacentes que sufren otro tipo de herramientas resistivas es eliminado cuando el ancho de la capa es mayor que la del disco que inyecta la corriente.

Potencial Espontáneo

El potencial espontáneo (SP) se refiere a potenciales que ocurren de forma natural en frente de formaciones permeables y porosas. La fuerza producida se debe a gradientes salinos, membranas ion selectivas, y movimiento de iones debido a un diferencial de presión desde la formación al pozo.

El potencial espontáneo observado en los pozos es de origen electro químico y electro cinético

En la figura 2.3 podremos observar un ejemplo de registro combinado que incluye las curvas obtenidas de herramientas, de inducción, enfocadas, potencial espontaneo y rayos gamma.

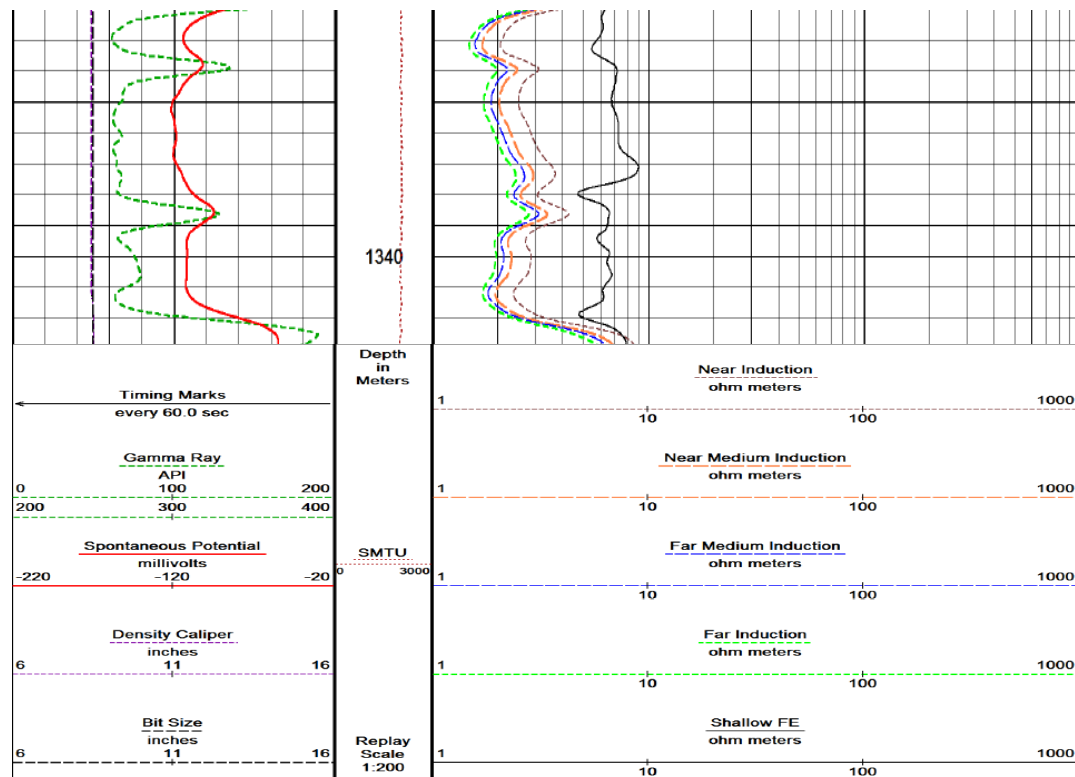


FIGURA 2.3 EJEMPLO DE REGISTRO INDUCTIVO

2.2 Herramientas Radioactivas

Densidad Fotoeléctrica

Tiene un principio de decaimiento de la radioactividad emitida por una fuente radioactiva; en la formación existe un decaimiento Beta de Cs 137 a Ba 137, este cambio puede suceder de tres formas diferentes.

Decaimiento por emisiones Beta

Decaimiento por emisiones Beta y de rayos gamma

Decaimiento por emisiones beta y conversión interna.

El principio de funcionamiento de la sonda se enfoca en el decaimiento por emisiones Beta y de Rayos Gamma, la misma que ocurren un 90% de las veces, de acuerdo a estudios realizados.

La sonda contiene una pequeña fuente colimada de rayos gamma (Cs^{137}) y dos detectores de rayos gamma de centelleo de alta sensibilidad, como se puede observar en la figura 2.4. Los detectores están protegidos contra la radiación directa por parte de la fuente o a través de la perforación, por medio de un revestimiento de metal pesado. Las ventanas activas de la fuente y del detector están en contacto con las paredes de la perforación a través de un brazo de refuerzo motorizado que también proporciona una medición del calibre de la perforación. La radiación gamma de la fuente es retro dispersada por la formación (efecto Compton) y alcanza a los dos detectores en donde las velocidades de conteo relativas proporcionan una medición de la densidad mayor de la formación.

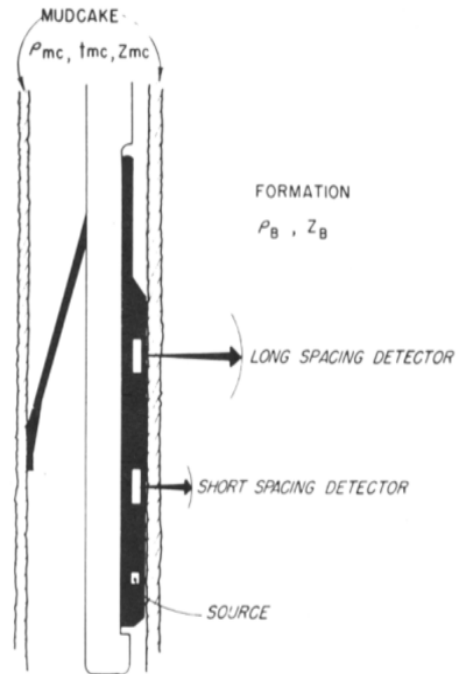


FIGURA 2.4 ESQUEMA DE HERRAMIENTA FOTOELECTRICA

Lo que la sonda mide realmente es la densidad del electrón más no la densidad de la formación directamente, dado que mide número de electrones por unidad de volumen en lugar de número de moléculas por unidad de volumen. Con la ecuación 1.1 es posible obtener la densidad de la formación:

$$\rho_e = \left(\frac{2Z}{A} \right) \rho_B$$

Ecuación 1.1

Donde:

Z: número atómico

A: número másico

ρ_b : Densidad de la formación

ρ_e : densidad del electrón.

La tabla 1.1 nos expresa como varía el número y el peso atómico de los elementos comúnmente observados:

TABLA 1.1 NUMERO Y PESO ATOMICO

Element	Atomic Number (Z)	Atomic Weight (A)	$2(Z/A)$
H	1	1.008	1.9841
C	6	12.011	0.9991
O	8	16.000	1.0000
Na	11	22.99	0.9569
Mg	12	24.32	0.9868
Al	13	26.98	0.9637
Si	14	28.09	0.9968
S	16	32.07	0.9978
Cl	17	35.46	0.9588
Ca	20	40.08	0.9980
Fe	26	55.85	0.9311

Debido a que el valor $2(Z/A)$ para la mayoría de los elementos es aproximadamente 1, se asume que la densidad que obtiene la herramienta es la densidad del bulto o formación.

Esta herramienta a través de una ecuación de aproximación, la ecuación 1.2. también nos provee con la porosidad bruta, en la cual se asume que el fluido en la roca esta 100% con filtrado de lodo.

$$\Phi = \frac{(\rho_{matrix} - \rho_B)}{(\rho_{matrix} - \rho_{fluid})}$$

<i>Ecuación 1.2</i>

Donde:

Φ = porosidad

ρ_{matriz} =densidad de la matriz

ρ_B =densidad de formación leída por la herramienta

ρ_{fluid} =densidad del fluido (filtrado que se asemeja la agua)

Herramienta de Neutrones

La sonda posee un detector proporcional ^3He y una fuente neutrónica ($\text{AmBe } 241$) sellada desmontable. Los neutrones rápidos de la fuente se dispersan y se vuelven más lentos principalmente debido a la presencia de hidrógeno, dado que tienen una masa similar, en la formación, hasta que alcanzan niveles de energía térmica y son absorbidos. El flujo de neutrones térmicos que llega al detector está relacionado con el contenido de hidrógeno de la formación y, en las formaciones "limpias" que no poseen esquisto, el contenido de hidrogeno esta en relación con su porosidad.

Debido a que los neutrones no se producen de forma natural es necesario el uso de una fuente radioactiva, creada artificialmente, la cual emite neutrones rápidos, los mismos que van perdiendo energía

mientras viajan en la formación hasta que llegan a ser neutrones en un nivel de energía térmica, una vez en este nivel son absorbidos por el detector de Helio, el cual posteriormente produce una tasa de conteo que permite contabilizar los neutrones que han llegado en este estado para de esta forma poder relacionarlo con la cantidad de neutrones que se perdió en la formación debido a choques y proceso de absorción, tal como se muestra en la figura 2.5 .

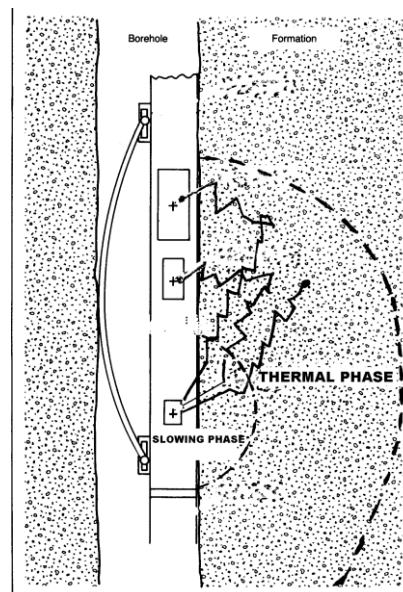


FIGURA 2.5 CHOQUES Y PROCESOS DE ABSORCION

Dado que los neutrones y los átomos de hidrogeno son aproximadamente del mismo tamaño, se asume que los neutrones están mayoritariamente afectados por el choque con los hidrógenos

presente en agua, es decir que a mayor presencia de hidrógeno mayor cantidad de neutrones en estado termal.

TABLA 1.2 ELEMENTOS Y CHOQUES

Target Element	Target Atomic Mass	Maximum Energy Loss Per Collision	Average logarithmic Energy Decrement	Average Energy Loss Per Collision	Average Number of Collisions Required to Thermalize a 4 MeV Neutron
Hydrogen	1.01	100.00%	0.9997	63.20%	19
Deuterium	2	88.89%	0.7253	51.58%	26
Tritium	3	75.00%	0.5379	41.60%	35
Helium	4	64.00%	0.4253	34.64%	44
Lithium	6.94	44.03%	0.2623	23.07%	72
Beryllium	9.01	35.97%	0.2064	18.65%	92
Carbon	12.01	28.38%	0.1576	14.58%	120
Nitrogen	14.01	24.87%	0.1362	12.73%	139
Oxygen	16	22.15%	0.1199	11.30%	157
Neon	20.17	18.00%	0.0960	9.15%	197
Sodium	22.99	15.98%	0.0845	8.11%	223
Aluminum	26.98	13.78%	0.0723	6.98%	261
Silicon	28.09	13.28%	0.0695	6.72%	272
Potassium	39.1	9.73%	0.0503	4.90%	376
Calcium	40.08	9.50%	0.0491	4.79%	385
Iron	55.85	6.91%	0.0354	3.48%	534

En la figura 2.6 podemos observar claramente como se representa cada tipo de roca por medio de los registros de densidad y neutrón.

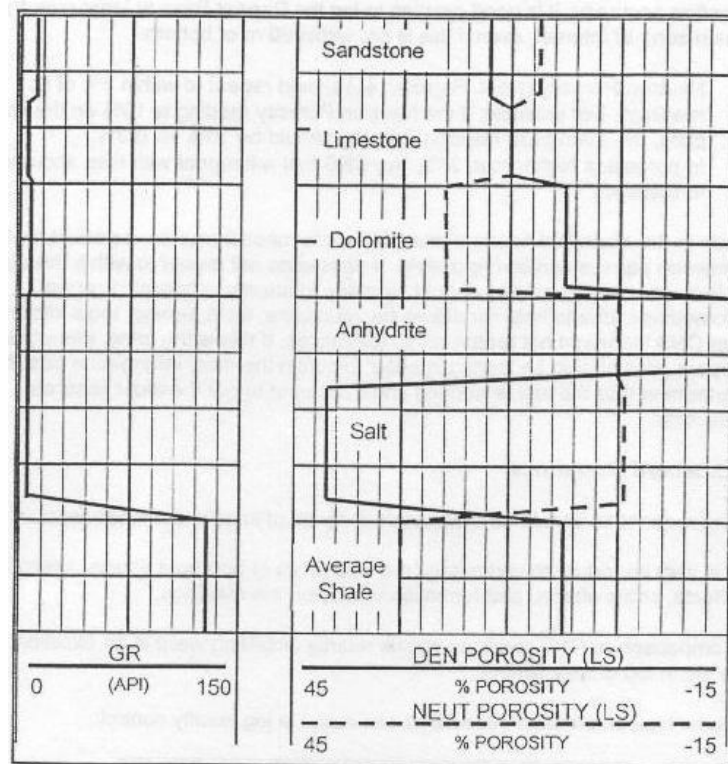


FIGURA 2.6 EJEMPLO DE REGISTROS NUCLEARES

2.3 Herramienta Sónica

Se encarga de medir tiempo acústico de tránsito, (onda compresional), es expresada en micro segundos por pie (us / ft). Por medio del tiempo de tránsito es posible obtener porosidad primaria.

Esta herramienta utiliza la ley de Snell para hacer posible su continua medición.

La cual indica una relación entre las ondas incidentes con las refractadas, las ondas refractadas son aquellas de nuestro interés.

Un transmisor piezoeléctrico es estimulado por un pulso de alto voltaje e irradia una onda sónica de alta frecuencia, por medio del fluido y la formación de la perforación, a un receptor. Un reloj de cuarzo de precisión mide el tiempo de tránsito del primer arribo.

En el modo sónico compensado se utilizan ambos pares de transmisores y receptores. La sonda mide la velocidad del primer arribo de compresión. El uso de transmisores y receptores múltiples permite el tiempo de tránsito o de viaje de la onda compresional por el fluido de filtrado de lodo y de la formación, tal como se muestra en la figura 2.7.

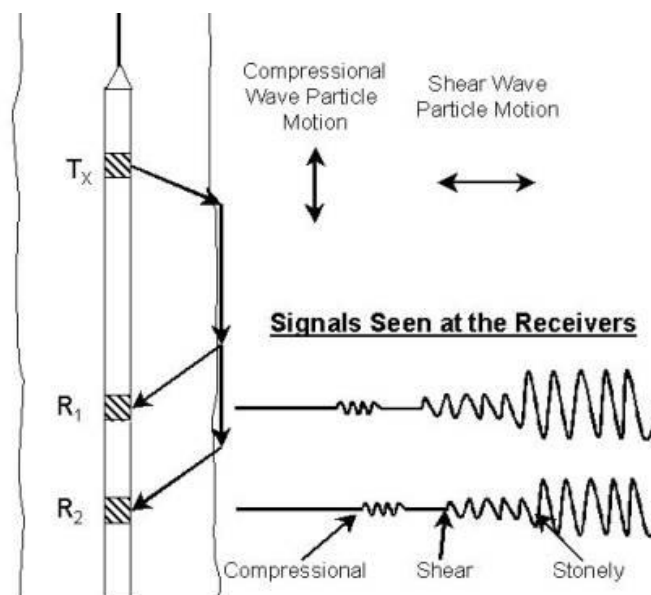


FIGURA 2.7 HERRAMIENTA SONICO

Podemos observar en la figura 2.8 un ejemplo del registro sónico

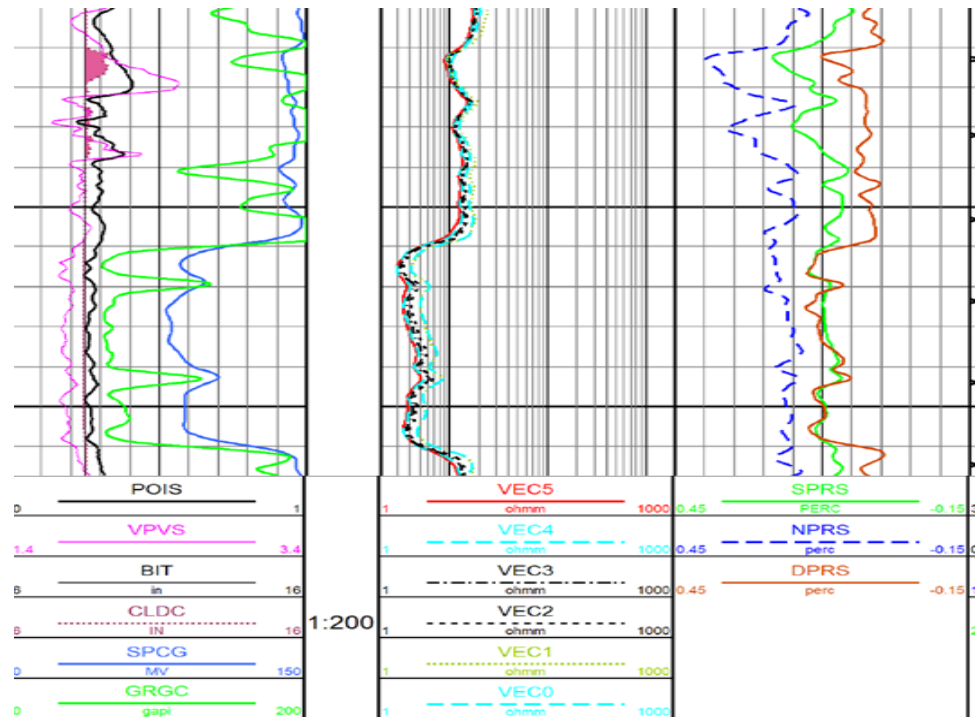
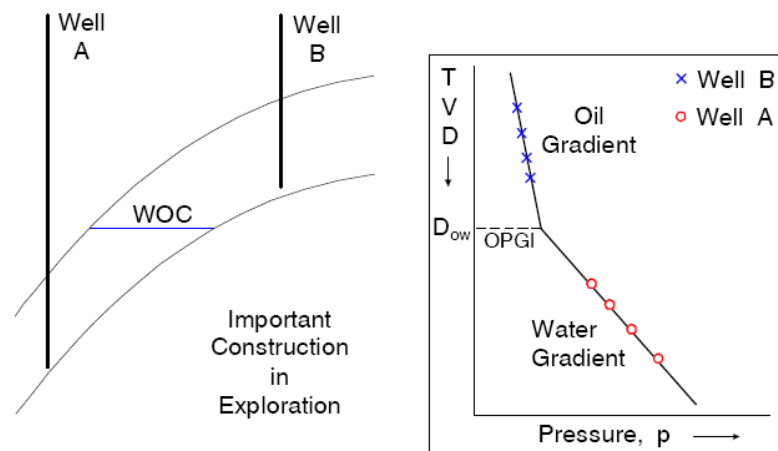


FIGURA 2.8 EJEMPLO DE REGISTRO SONICO

2.4 Herramienta de Toma de Presión

Esta herramienta nos permite medir el gradiente de presión de los fluidos que se encuentran dentro de las formaciones, mediante la toma de diferentes evaluaciones puntuales a varias profundidades del pozo, esto es de mucha utilidad dado que nos permite diferenciar el contacto agua petróleo (CAP) y contacto petróleo-gas (CPG), debido a que las diferentes densidades de estos fluidos producen diferentes gradientes de presión, tal como se muestra en la figura 2.9.



Two Wells Neither of Which Crosses the Contact

FIGURA 2.9 CONTACTO DE AGUA PETROLEO

Esta herramienta combinado con los registros convencionales nos permite reconocer contactos con mayor precisión.

Este tipo de registros es esencial al momento de correlacionar diferentes pozos ya que debido a los diferentes gradientes de presión obtenidos debido a los fluidos en el pozo nos ayuda a reconocer de qué manera el estrato productor avanza en el subsuelo, tal como se muestra en la figura 2.10.

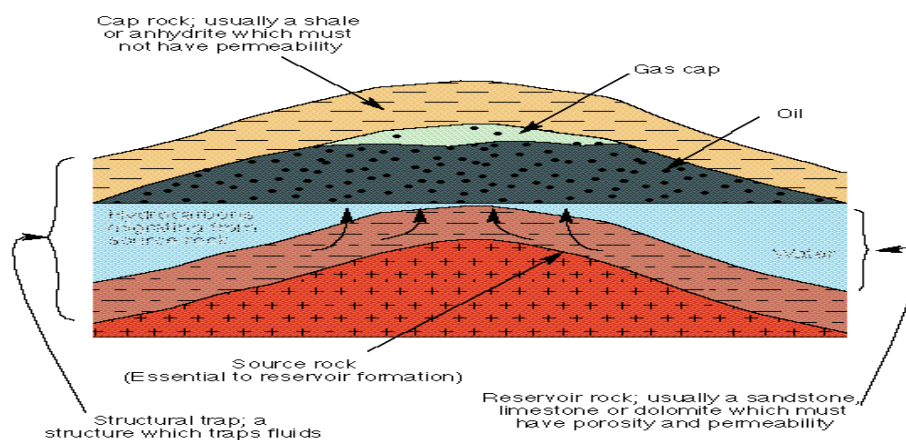


FIGURA 2.10 IDENTIFICACION DE FLUIDOS

A continuación en la figura 2.11, podemos observar un ejemplo de un registro puntual de toma de presiones.

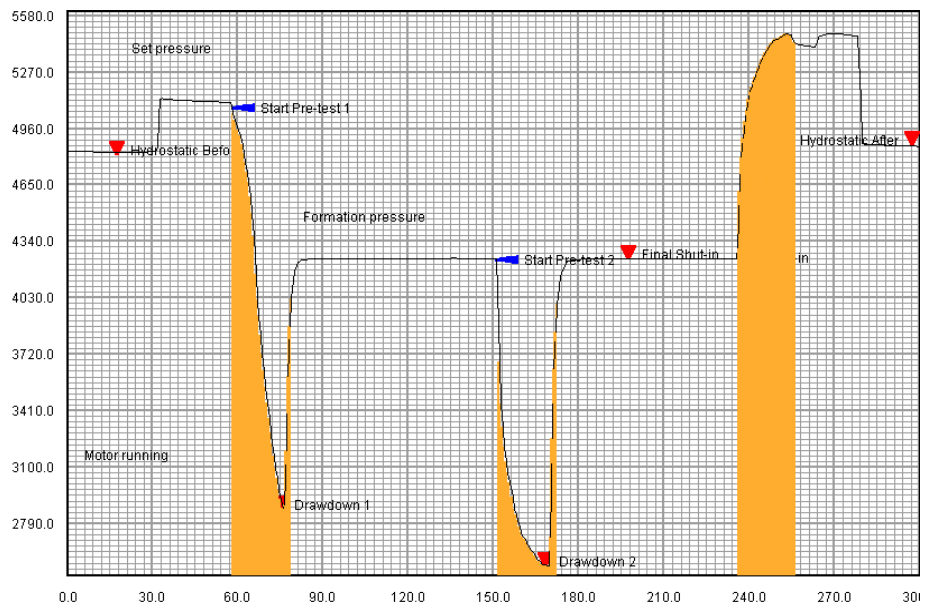


FIGURA 2.11 EJEMPLO DE REGISTRO DE PRESIONES

Capítulo 3

3. DIFERENTES METODOS PARA REGISTROS A HUECO ABIERTO

3.1 Método Tradicional (Wireline)

Este método funciona de manera que un paquete compuesto por varios sensores envía data a superficie por medio de un cable eléctrico protegido por una doble armadura, tal como se observa en la figura 3.1.

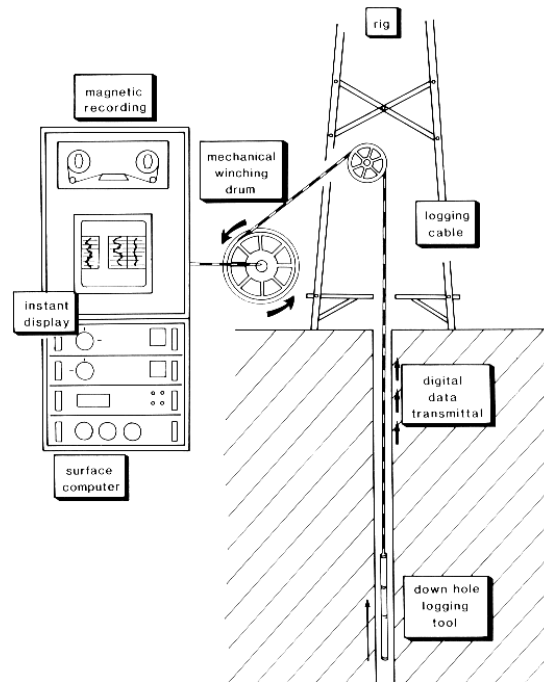


FIGURA 3.1 PRINCIPIO DE WIRELINE



FIGURA 3.2 UNIDAD DE WIRELINE

La profundidad es controlada por medio de diferentes equipos que son capaces de considerar la afectación del cable debido a estiramiento del mismo, tal como se muestra en la figura 3.3.

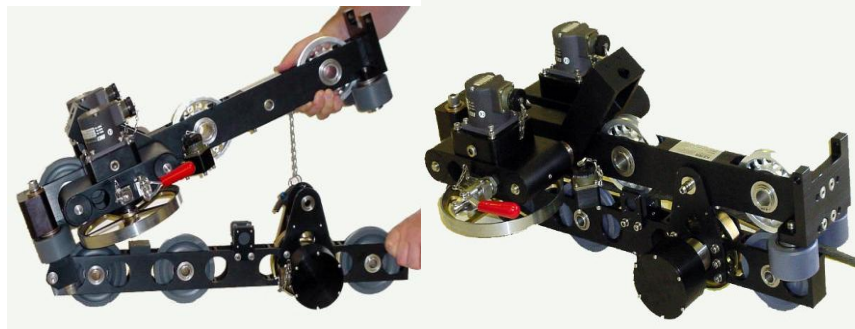


FIGURA 3.3 DETECTOR DE TENSION Y PROFUNDIDAD

Toda la data adquirida a través del cable es procesada en tiempo real. El Ingeniero a cargo de la operación tiene la responsabilidad de entregar un registro que cumpla con las expectativas requeridas por el cliente, y finalmente entregar un producto de alta calidad.

3.2 A través de Tubería de Perforación

El registro a través de tubería de perforación es posible debido al diámetro reducido de las herramientas compact.

Estas herramientas son capaces de pasar por un mínimo diámetro de 2.5" permitiendo de esta manera aislar posibles zonas con problemas y restricciones con una tubería de perforación.

Para realizar esta operación es necesario llevar todo la sarta compact al menor diámetro posible, esto es se logra utilizando diferentes accesorios que aseguran la centralización/descentralización necesaria.

Debido a que el estado del pozo a hueco abierto es siempre cambiante, cuando llegamos a una restricción donde las herramientas no logran llegar al fondo puede ser debido a las siguientes razones:

Cavernas en huecos desviados o verticales.

Derrumbes.

Hinchamiento de arcillas.

Una vez encontrada estas restricciones y para asegurar un registro con alta calidad de data, se recomienda bajar tubería de perforación aislando la zona de restricción (figura parte 1), para que posteriormente se baje las herramientas compact a través de la tubería (figura parte 2) y de esta forma poder alcanzar el fondo y registrar la zona de interés(figura parte 3), para que posteriormente se saquen las herramientas de Wireline, y se continúe la operación de limpieza de pozo, dejándolo listo para colocar la tubería o casing (figura parte 4), ver figura 3.4. Esto nos dará un registro completo ahorrando tiempo de equipo y teniendo una operación eficiente. En la

figura 3.5 podemos observar un ejemplo de registro con la herramienta de presiones.



FIGURA 3.4 REGISTRO A TRAVES DE TUBERIA.



FIGURA 3.5 EJEMPLO DE REGISTRO ESPECIAL

3.3 Método De Descuelgue De Herramientas (Compact Drop Off)

Este método es realizado en modo memoria el cual nos permite realizar perfiles con una variedad de formas, que facilitan la adquisición de datos en pozos donde antes era prácticamente imposible, y las operaciones se extendían en días con los métodos regulares, y por lo general terminaban en pescas.

El método de registros en memoria tiene como ventajas:

- Ahorrar tiempo de equipo
- Asegurar registros en zonas complicadas debido a hinchamientos de arcilla o cavernas,

- Reducir riesgo de pesca
- Asegurar un registro de alta calidad en tiempo apropiado
- Disminuir tiempo de exposición de personal a un trabajo peligroso.

Las herramientas compact nos permiten realizar registros por medio de diferentes métodos, entre ellos tenemos el método a través de la barrena, método del dardo y el método de pulsos.

El método de descuelgue de herramientas o como lo indican sus ciclas en ingles Compact Drop Off(CDO), utiliza la tubería de perforación, para poder pasar a través de la misma las herramientas Compact.

Las herramienta se deja caer o descolgar en un anillo de de cuelgue tipo no-go que se encuentra al final de la sarta de perforación (parte 1 de la Figura 3.6). Una vez hecho esto, el cable es recuperado (parte 2 de la figura 3.6) y la sarta de perforación comienza a recuperarse hasta superficie, mientras que las herramientas de Compact (CML) van registrando con una memoria (parte 3 de la figura 3.6).



**FIGURA 3.6 METODO DE DESCUELGUE o Compact Drop Off
(CDO)**

Cuando el set de herramientas llegan al anillo de cuelgue, se suelta la herramienta del cable mecánica o eléctricamente y el cable es recuperado.

Si es necesario las herramientas pueden ser recuperadas antes de que estas lleguen con el final de la sarta de perforación. Esto es principalmente ventajoso para el cliente si es que requiere la data urgentemente para preparar su siguiente operación, o si la tubería de perforación se queda atorada, entonces el set de herramientas en memoria o como sus ciclas en ingles lo indican compact memory logging (CML) puede ser recuperado antes de empezar las

operaciones de recuperación de tubería, es posible observar un ejemplo de una sarta típica de este método en la figura 3.7.

Típicamente el CDO es usado en pozos con malas condiciones de hueco o en áreas donde las malas condiciones de hueco son esperadas. La sarta de perforación con la ayuda de un zapato raspador o reamer shoe puede trabajar hasta la profundidad máxima antes que la sarta de CML sea introducida.

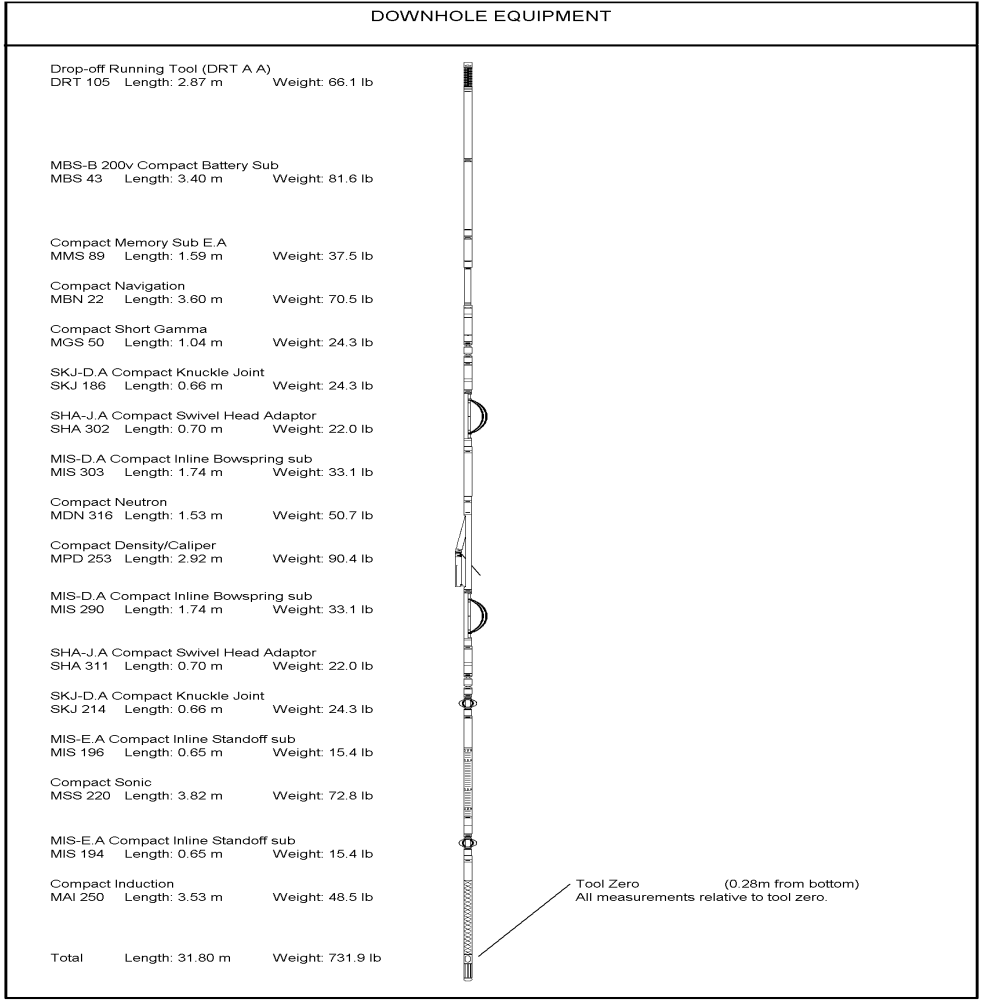


FIGURA 3.7 HERRAMIENTAS COMPACT DE REGISTROS

3.4 Método de Transbordador o Compact Well Shuttle (CWS)

3.4.1 Método del Dardo

En este método se utilizan herramientas de fondo o BHA conformado por:

1 Pata Mula

1 Herramienta de asentamiento y circulación

X # de Tuberías de Garaje (depende de la longitud de herramientas a registrar)

1 Enganche Inferior o Lower Latch

1 Enganche Superior o Upper Latch

2 Válvulas de Mariposa

Las herramientas compact irán dentro de la tubería de Garaje o de perforación por debajo del enganche inferior, durante una bajada de limpieza con tuberías de perforación y/o Heavy Weight (figura 3.8 parte 1).

Una vez que las mismas lleguen al fondo y se deje el espacio suficiente para que la sarta de herramientas compact sean liberadas a hueco abierto, se procede a circular las herramientas compact hasta

hueco abierto (figura 3.8 parte 2). Una vez que las herramientas se encuentren en la posición deseada, la tubería de perforación es libre de ser rotada (figura 3.8 parte 3), se procede a recuperar la tubería de perforación mientras las herramientas registran la zona de interés en modo memoria (figura 3.8 parte 4).



FIGURA 3.8 METODO DEL TRANSBORDADOR

Este método es altamente recomendado para pozos con las siguientes características:

Malas condiciones de hueco:

Pozos horizontales

Cavernas, cuellos.

Sales de arrastramiento y arcillas hinchadas.

Pega diferencial.

Pozos horizontales y verticales donde el método del CDO no puede ser utilizado, como por ejemplo limitación de tuberías en equipo, difícil acceso de equipo de cable, pozos horizontales, etc.

Reduce el riesgo en un registro de OH creando situaciones seguras, por las siguientes razones:

Obtiene data sin importar la geometría del pozo

Mejora la eficiencia en comparación a métodos estándar de registros con tubería

Se mantiene control del pozo durante todo el tiempo debido a que no se necesita cable.

Elimina los múltiples intentos de registro en un hueco en malas condiciones.

Reduce el riesgo de pega o pérdida de herramientas.

Reduce el tiempo de exposición en OH.

3.4.2 Método de Pulsos (CWS)

Este método es muy parecido al método del dardo diferenciándolo principalmente en el modo de despliegue o liberación de las herramientas de registros a hueco abierto.

La forma de liberación de las herramientas compact es realizada mediante pulsos, los mismos serán reconocidos debido a una programación previa en la memoria la cual al momento de reconocer los pulsos indicara al liberador eléctrico que envíe una señal al elemento mecánico de forma que este rompa los pines que permitirán que las herramientas sean liberadas a hueco abierto, evitando así el uso de un dardo. El sistema esta diseñado de manera que por medio de un sistema de estrangulación, estos pulsos puedan ser transmitidos a superficie, esto nos permite tener conocimiento del estado de las herramientas si se lo desea, es decir que tenemos una comunicación limitada con las herramientas de registros durante toda la operación.

Las herramientas compact irán dentro de la tubería de garaje por debajo del enganche inferior, durante una bajada de limpieza con tuberías de perforación y/o Heavy Weight.

Una vez que las mismas lleguen al fondo y se deje el espacio suficiente para que la sarta de herramientas compact sean liberadas a hueco abierto, se enviaran unos pulsos desde superficie los cuales serán reconocidos por un sistema electromecánico en la sarta, el mismo procederá a enviar una señal de confirmación de reconocimiento de pulsos, y posteriormente actuara sobre la herramienta de despliegue mecánico para que las herramientas sean liberadas, hasta aterrizar en el anillo de asentamiento. Una vez que las herramientas se encuentren en la posición deseada se procede a recuperar la tubería de perforación mientras las herramientas registran la zona de interés en modo memoria.

Este método es altamente recomendado para pozos con las siguientes características:

Malas condiciones de hueco:

Cavernas, cuellos.

Sales de arrastramiento y arcillas hinchadas.

Pega diferencial.

Lodos con bajo porcentaje de sólidos

Pozos horizontales y verticales donde el método del CDO no puede ser utilizado, como por ejemplo limitación de tuberías en equipo, difícil acceso de equipo de cable, etc.

Pozos perforados con un BS menos a 6"

Reduce el riesgo en un registro de OH creando situaciones seguras, por las siguientes razones:

- Elimina los múltiples intentos de registro en un hueco en malas condiciones.
- Reduce el riesgo de pega o pérdida de herramientas.
- Reduce el tiempo de exposición en OH.
- Reduce tiempo de equipo ya que evita el conejeo de la tubería previo al inicio de la operación
- Reduce posible riesgo de obstrucciones de dardo en la tubería a comparación del sistema de CWS del dardo.

CAPITULO 4

4. ANALISIS ECONOMICO DE LOS DIFERENTES METODOS DE REGISTROS

4.1 Tiempos de Operación

Operación Convencional de Wireline

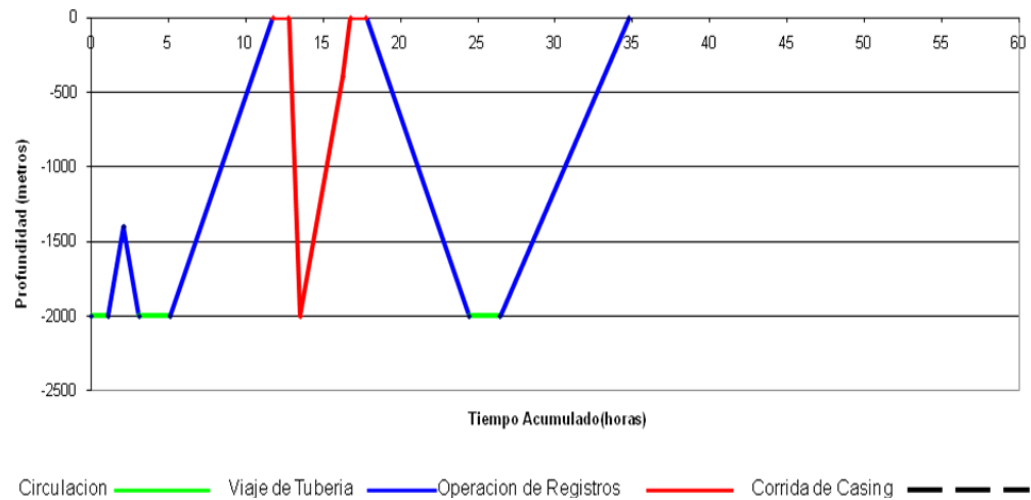


Figura 4.1 Grafico Profundidad vs Tiempo de Operación Wireline

Operación de Wireline con una Restricción

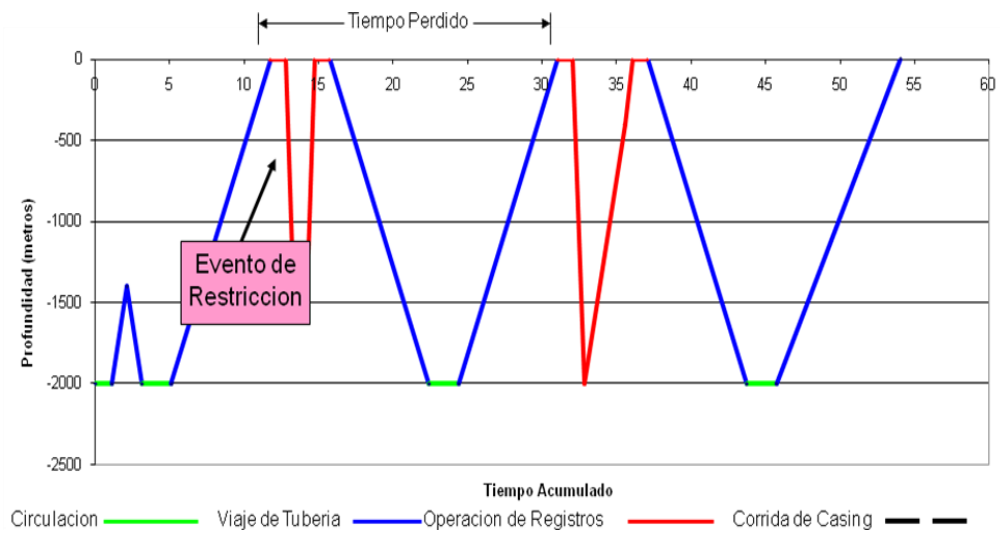


Figura 4.2 Grafico Profundidad vs Tiempo de Operación Wireline con una restricción

Trabajo de Registros con el Transbordador

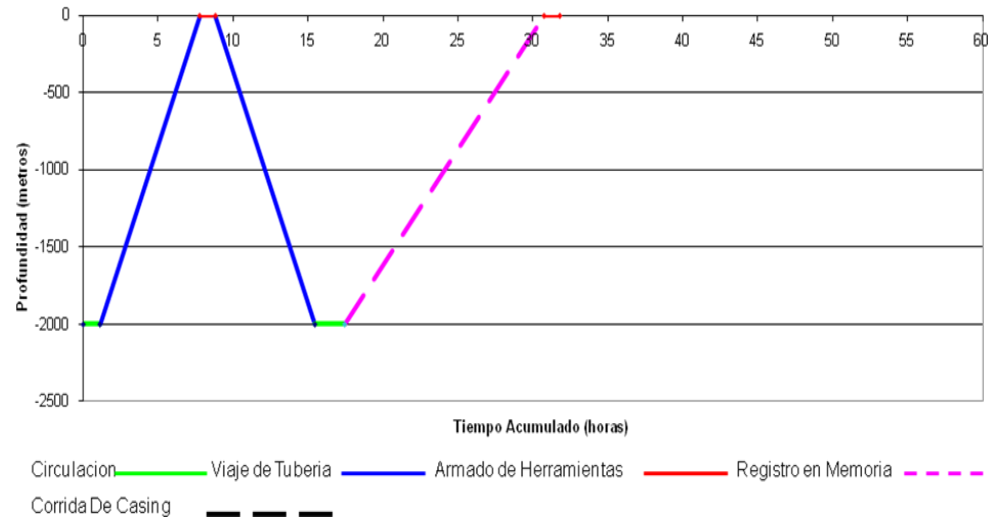


Figura 4.3 Grafico Profundidad vs Tiempo de Operación con el método del Transbordador

Trabajo de Registros con el Método de Descuelgue de Herramientas

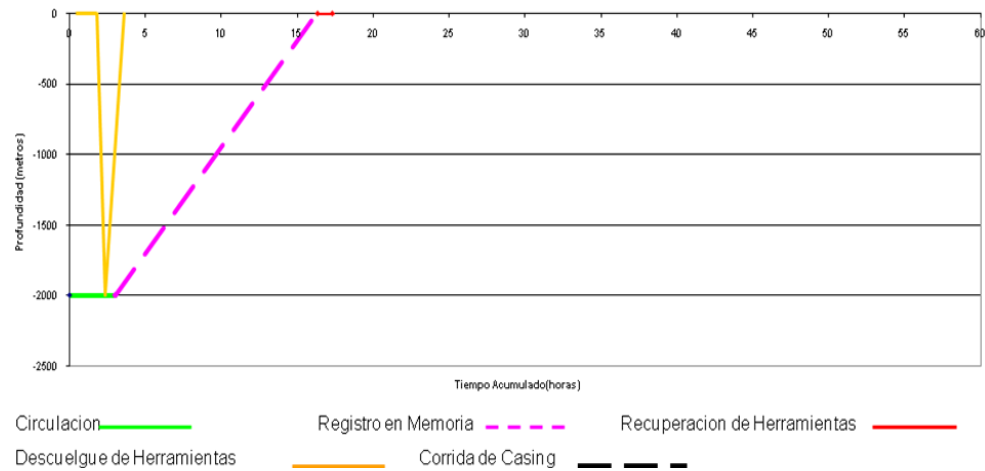


Figura 4.4 Grafico Profundidad vs Tiempo con el método de Descuelgue

Para los diferentes métodos el tiempo varía de acuerdo a la profundidad del pozo, intervalos a registrar, herramientas a utilizar, posibles restricciones durante la bajada, etc.

En la tabla 4.1 podemos observar promedios de tiempos operacionales de acuerdo al método y promedios debido a horas

de espera.

Tabla 4.1 Horas de Operación y de Espera de los diferentes métodos.

Horas en operacion	Unidad(hrs)	Horas de Espera	Unidad(hrs)
Quad Combo	6	Viaje de Limpieza	15
TDL	7	Restriccion	2
Drop Off	17	Viaje al fondo	2
Shuttle	25	Sacar Herramientas de Registros	1
TCL	36	Total	20

4.2 Gastos Operacionales

Para poder realizar una suma real de gastos operacionales es necesario considerar los siguientes factores:

Precio del Equipo de Perforación

Costo del Servicio de Registros

Tiempo perdido por restricciones o dificultades de pozo.

Todos estos costos varían mucho en base al servicio a realizar, compañía con la que se trabaja y forma de registros, vamos a centrarnos con posibles valores para un registro integrado de Rayos Gamma, Registro de Neutrón, Registro de Densidad, Registro de Sónico, Potencial Espontaneo y Arreglo inductivo (QuadCombo) y se va a trabajar con aumentos o disminuciones de porcentajes en base a diferentes servicios prestados.

Caso # 1

Pozo Vertical donde se programa utilizar el método tradicional de registros (Wireline), revisemos la tabla 4.2 donde se especifica que porcentaje adicional a lo programado costaría cada servicio.

Tabla 4.2 Costos en Porcentajes de los diferentes métodos Estudiados

Costo Para Operadora de Registros	Unidad %
Metodo Tradicional (Wireline)	0
A través de Tubería (TDL)	42.22222
Método de Descuelgue (Drop Off)	122.2222
Metodo del Transbordador (Shuttle)	231.1111

Como se puede observar el costo del método tradicional aparece con un 0% esto es debido a que es un costo el cual está dentro de lo estipulado, sin embargo no implica que el mismo no represente un

gasto generalizado en la operación, todos los demás métodos indican un % superior debido a que al utilizar estos métodos en lugar del registro tradicional estaríamos incurriendo en un gasto mayor a lo esperado. Sin embargo, las condiciones del pozo muchas veces nos llevan a necesitar más de una bajada por diferentes problemas previamente mencionados. La tabla 4.3 nos muestra que porcentaje mayor necesitaríamos en caso de tener 1, 2 o 3 eventos de restricción para lograr obtener los registros.

Tabla 4.3 Costos en caso de 1, 2 o 3 restricciones(caso1)

Costo De Pozo con Problemas(1 evento) de restricción	Unidad %
	92.55555556
Costo de Pozo 2 Eventos de restricción	
	185.1111111
Costo de Pozo 3 Eventos de restricción	
	277.6666667

Los diferentes métodos explicados previamente nos permiten evadir o anticiparnos a cualquier tipo de restricciones, es decir para este caso de un pozo vertical en el cual se espera tener un evento de restricción es quizás más conveniente utilizar otro tipo de método de registros,

en la tabla 4.4 ilustramos que porcentaje hubiésemos ahorrado si utilizáramos un método diferente como primera opción.

Tabla 4.4 Tabla de Ahorro de acuerdo al método y cantidad de Restricciones (caso1).

	Ahorro de Acuerdo a Cantidad de Restricciones en %		
Servicio Usado	QCombo con 1 Evento de Restriccion%	Quad Combo con 2 Eventos de Restriccion	Qcombo 3 Eventos
A traves de Tuberia	50.33333	142.8888889	235.4444444
Metodo de Descuelgue	-29.6667	62.88888889	155.4444444
Metodo de Transbordador	-138.556	-46	46.55555556

Como podemos observar los porcentajes indican que en caso de un evento de restricción hubiese sido más conveniente utilizar el método de registros de a través de tubería, ya que nos iba ahorrar un 50.33% en comparación a un doble intento con método tradicional, sin embargo el método de Descuelgue no resulta más económico con un evento de restricción, pero si lo hace en caso de que existieran dos eventos de restricción ya que nos ahorrarían un 62.889%.

La figura 4.5 ilustra todo lo relacionado a este ejemplo.

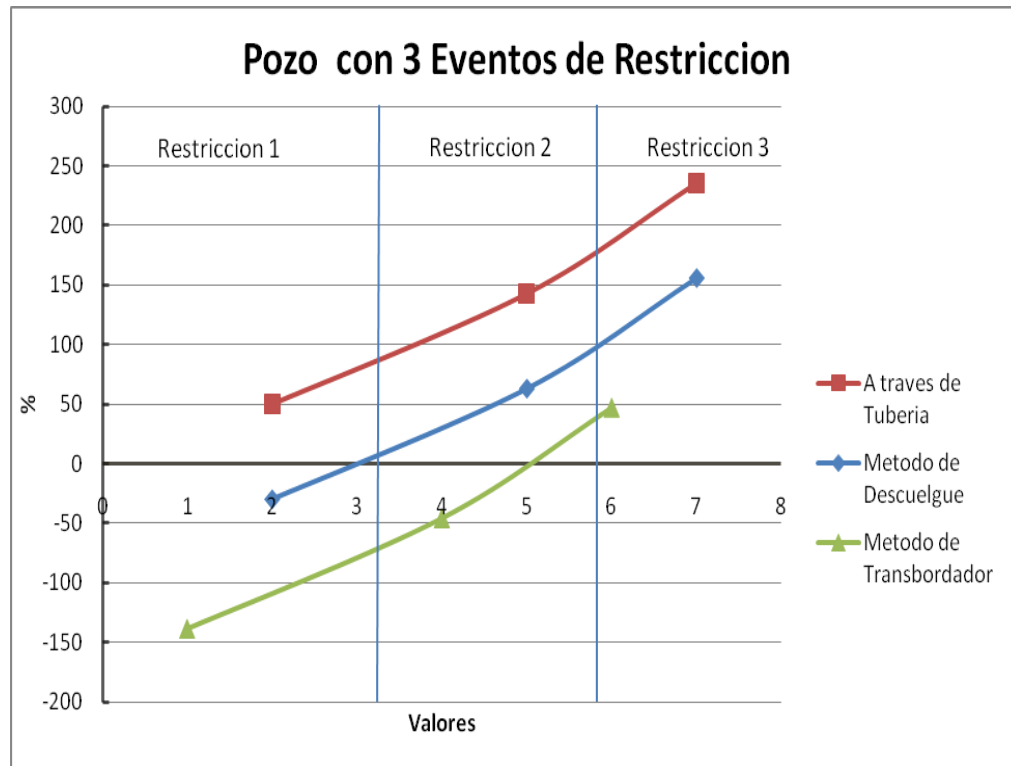


Figura 4.5 Porcentaje de acuerdo a los diferentes métodos de registros (caso1)

Caso # 2

Pozo Desviado con posibles restricciones donde se programa utilizar el método de registro de a través de tubería, revisemos la tabla 4.5 donde se especifica que porcentaje adicional a lo programado costaría cada servicio.

**Tabla 4.5 Costos en Porcentajes de los diferentes métodos
Estudiados según la elección optima.**

	Unidad
Costo Para Operadora de Registros	%
Quad Combo(Wireline)	N/A
A través de Tubería (TDL)	0
Método de Descuelgue (Drop Off)	64.78873
Metodo del Transbordador (Shuttle)	145.0704

La tabla 4.6 nos muestra que porcentaje mayor necesitaríamos en caso de tener 1, 2 o 3 eventos de restricción para lograr obtener los registros.

Tabla 4.6 Costos en caso de 1, 2 o 3 restricciones (caso2)

Costo De Pozo con Problemas(1 evento)	Unidad %
	88.02816901
Costo de Pozo 2 Eventos	
	176.056338
Costo de Pozo 3 Eventos	
	264.084507

Los diferentes métodos explicados previamente nos permiten evadir o anticiparnos a cualquier tipo de restricciones, es decir para este caso de un desviado en el cual es posible incluso no lograr llegar a fondo con este método es quizás más conveniente utilizar otro tipo de método de registros, en la tabla 4.7 ilustramos que porcentaje hubiésemos ahorrado si utilizáramos un método diferente como primera opción.

Tabla 4.7 Tabla de Ahorro de acuerdo al método y cantidad de Restricciones (caso2).

Ahorro de Acuerdo a Servicio Usado	Ahorro de Acuerdo a Cantidad de Restricciones en %		
	QCombo con 1 Evento de Restricción	Quad Combo con 2 Eventos de Restricción	Qcombo 3 Eventos
A través de Tubería	N/A	N/A	N/A
Método de Descuelgue	23.23943662	111.2676056	199.2957746
Método De transbordador	-57.04225352	30.98591549	119.0140845

Como podemos observar los porcentajes indican que en caso de un evento de restricción hubiese sido más conveniente utilizar el método de descuelgue, ya que nos iba ahorrar un 23.23% en comparación a un doble intento con método de a través de tubería, sin embargo el método de transbordador no resulta más económico con un evento de restricción, pero si lo hace en caso de que existieran dos eventos de restricción ya que nos ahorrarían un 30.98%. La figura 4.6 ilustra todo lo relacionado a este ejemplo.

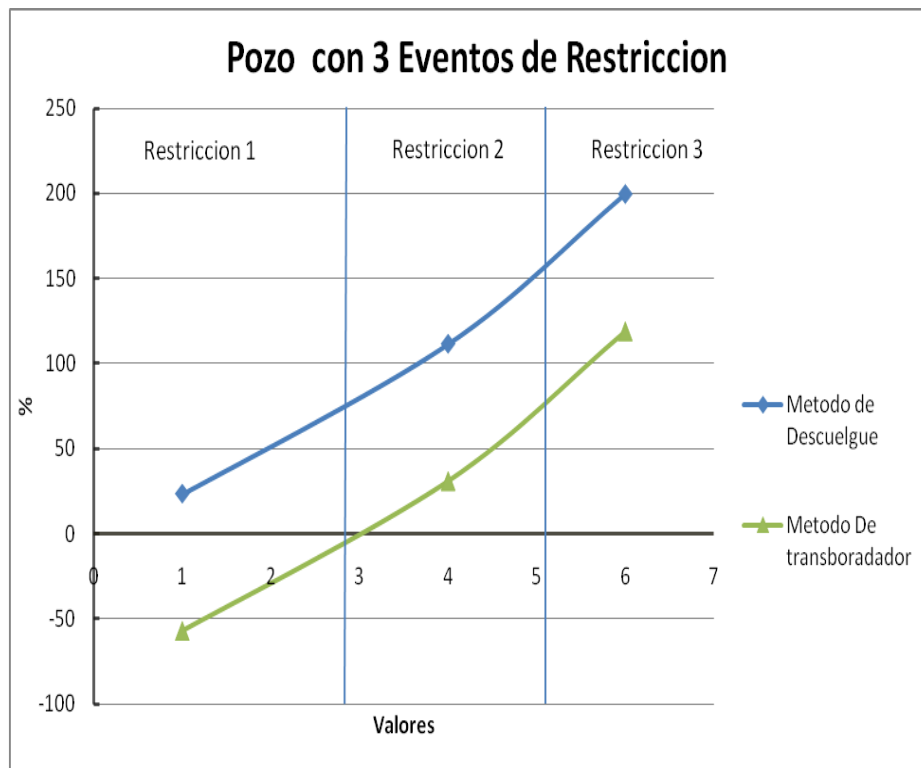


Figura 4.6 Porcentajes de acuerdo a los diferentes métodos de registros(caso2)

CAPITULO 5

5. CONCLUSIONES

5.1 Análisis

Es posible observar mediante los gráficos presentados en el capítulo 4 que los gastos operacionales durante la etapa de registros se pueden ahorrar en base al conocimiento y buen estado del pozo.

La experiencia del Ingeniero actual al momento de decidir entre los diferentes métodos disponibles en el mercado puede ahorrar tiempo y costos, sin embargo el capítulo 4 nos deja claro que en caso de tener presencia de restricciones durante la perforación y acondicionamiento de pozo para registros, es siempre preferible un método más seguro a realizar varios intentos, con un método tradicional.

En el caso # 1 se pudo observar que el método de a través de tubería siempre nos ahorraría tiempo en caso de utilizarlo como primera opción ya que es capaz de ahorrarnos un 50.33% o más en caso del número de restricciones presentes, también lo hizo el método de descuelgue que nos indicó que en caso de estar frente a un pozo que

necesite dos intervenciones iba a ser preferible realizar solo un registro con este método, ya que nos va ahorrar 62.88% o más. El método del transbordador no es eficiente sino para pozos con complicaciones mayores a 2 eventos de restricción.

Es importante reconocer que no todos los pozos tienen las mismas características, sin embargo el ángulo de desviación y cambios durante la perforación, pueden perjudicar el objetivo del método tradicional.

El caso # 2 donde debido a inclinación del pozo se decide utilizar un método más seguro como sería el método de a través de tubería nos indica que en caso de que el pozo presente mayores restricciones siempre va ser preferible utilizar el método de descuelgue ya que es capaz de ahorrarnos 23.23% o más, y a partir de dos restricciones también es económicamente viable realizar el método del Transbordador, ya que es capaz de ahorrarnos 30.93%.

Para pozos de 90 grados el método del transbordador es el único capaz de realizar un registro, en base a lo estudiado en esta tesis, sin embargo en el mercado existen otros métodos ayudados con tubería que son capaces de alcanzar el objetivo de realizar registros horizontales, pero sus costos, y tiempos son muchos mayores, lo cual

les da una desventaja total con los métodos revisados, revisar la tabla 5.1 en la cual se realiza una comparación de métodos para obtener registros horizontales con sus desventajas.

Tabla 5.1 Comparación de métodos capaces de realizar registros horizontales.

CARACTERISTICAS		Metodo del Transbordador(CWS™)	Registro durante la perforación (LWD)	Registro Asistido por Tubería (Tool Pusher)
Control del pozo	Circular (bajando y sacando tubería)	Si	Si	No (solo cuando se baja)
	Circular por el fondo del string	Si	Si	No
	Rotar (bajando y sacando tubería)	Si	Si	No
	Válvula de no retorno	Si	Si	No
Cáliper		Mecánico	Acustico (impreciso)	Mecánico
Riesgo de Destrucción de Herramienta		Mínimo	Minimo	Muy Alto
Quad-Combo (Res-Dens-Neu-Son)		Si	Pocas veces	Si
Sistema portátil (no necesita camión de perfilaje ni cable)		Si	Si	No
Necesita Drill collars or Heavy Weights (incrementa riesgo de pesca)		No	Si	No
Tiempo de operación		Similar a un viaje de limpieza	Similar a un viaje de limpieza	Muy largo (mas costo de taladro)
Calidad de Registros Wireline		Si	No	Si

5.2 Conclusiones

- Para pozos verticales con problemas de restricción es siempre preferible utilizar el método de a través de tubería.
- Para pozos desviados la opción de utilizar el método de descuelgue es la acertada ya que con la misma vamos ahorrar tiempo y por ende costos en la operación de toma de registros.
- Los métodos estudiados son las opciones más viables y menos costosas en el mercado actual.
- La experiencia del Ingeniero de Petróleo al momento de elegir un método debe evaluar todas las variables posibles, como: problemas durante la perforación, acondicionamiento del pozo, desviación, patas de perro, cambios en azimut, lodo del pozo, conocimiento y experiencia en el área con registros previos realizados en la zona, capas perforadas, e intercalaciones entre arenas y arcillas. La única forma de tomar una decisión

valida y eficiente es utilizando todas estas variables ya que sin el conocimiento de las mismas es posible complicar una operación más de lo debido.

- La toma de registros es una operación que puede llegar a complicarse e incluso traer resultados muy costosos, en especial si se elige un método equivocado ya que esto nos puede llevar a una pesca, y dado el uso de fuentes radioactivas en las herramientas de densidad y neutrón nos obligan a realizar largas y costosas pescas, que en caso de ser fallidas incluso nos obligan al abandono del pozo. Es importante recordar que mientras más tiempo nos exponamos en un taladro, se corre el riesgo de sufrir incidentes o accidentes, razón por la cual es necesario disminuir la exposición del personal al mínimo.

Anexos

Tablas

a) Valores Característicos de las Formaciones en el Oriente Ecuatoriano.

ARENA	TOPE MD (PIES)	TOPE TVD (PIES)	BASE MD (PIES)	BASE TVD (PIES)	GROSS (PIES)	Ht (PIES)	POR (%)	Sw (%)	Vcl (%)
BASAL TENA	90xx	8xx	9xx	87xx	50x	6x	14.3	34.4	23.3
U SUPERIOR	97xx	9xxx	9xx	94xx	31x	1.25x	16.5	45.4	54.9
U INFERIOR	97xx	9xxx	9xx	95xx	50x	6.5x	14.9	63.3	12.4
T SUPERIOR	99xx	9xxx	9xx	96xx	39x	0x	---	---	---
T INFERIOR-1	99xx	9xxx	1xxx	97xx	63x	27x	13	20.6	15.8
T INFERIOR – 2	10xxx	9xxx	1xxx	97xx	34x	0x	---	---	---
HOLLÍN SUP	10xxx	9xxx	1xx	98xxx	35x	5x	15.1	44.2	13.2
HOLLÍN INF	10xxx	9xxx	10xxx [®]	10xx [©]	179x	116x	18	51.5	4.2

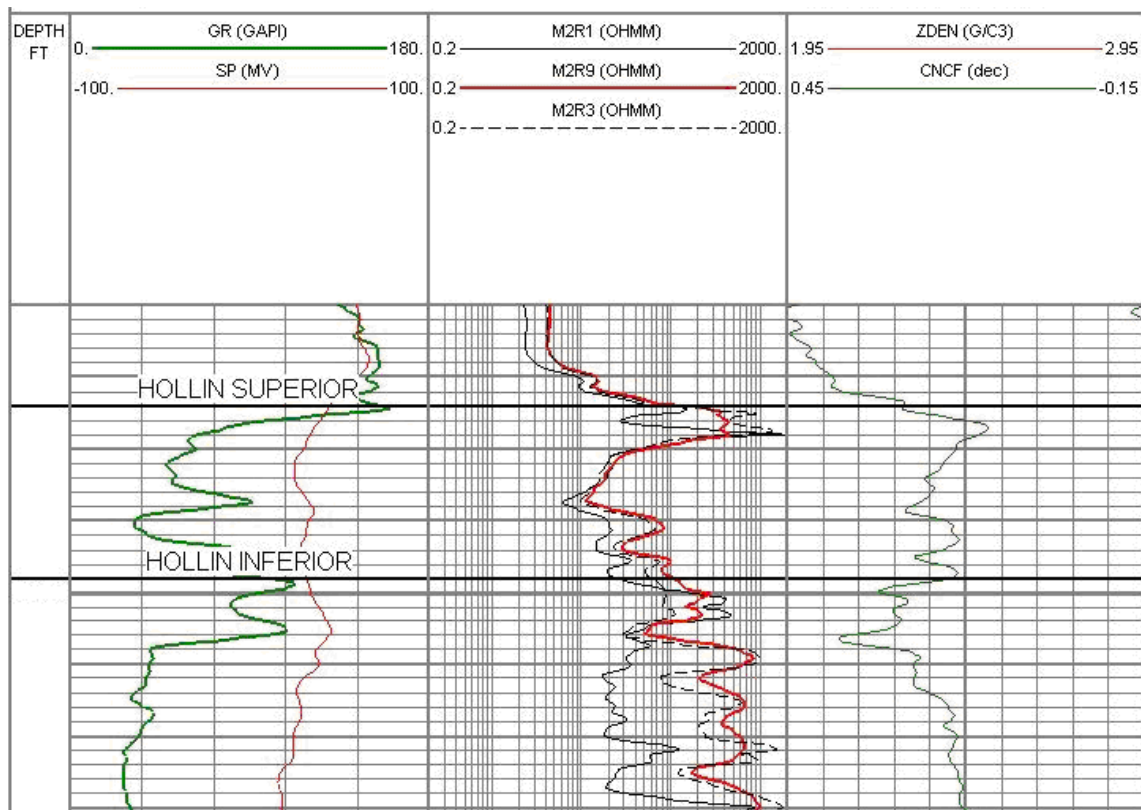
Estos valores se obtienen a partir de los registros eléctricos, utilizando curvas de Potencial espontáneo, Porosidad Sonica, Neutrón, Densidad, y Registros de Resistividad

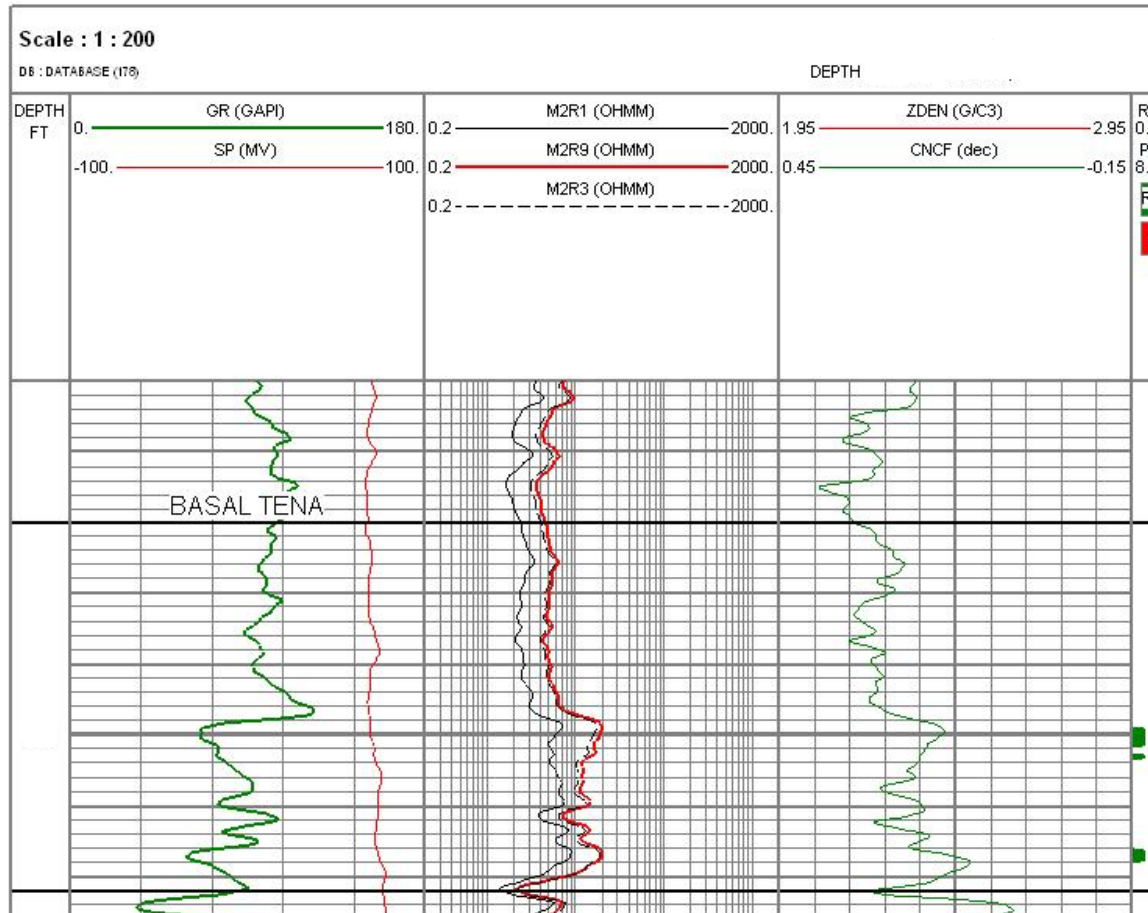
b) Valores Característicos de Las Presiones en las formaciones en el campo Sacha(Oriente Ecuatoriano)

PRESIONES	ARENA	FECHA	QO	QA	BSW	PWF	PWS
SAC-38	T	12/07/2003	511	161	24	1926	3399
SAC-04	NO EXITEN DATOS DE PRESIÓN						
SAC-178D	TI	03/02/2007	122	578	82	1507	1787
SAC-32	T	25/09/2003	640	464	42	1903	2299
	T	01/11/2005	558	186	25	1670	NO HAY INTERPRETACIÓN
SAC-167	TI	19/10/2004	616	32	4,9	1117	1773
	HI	16/11/2004	571	365	39	1924	4290

Gráficos

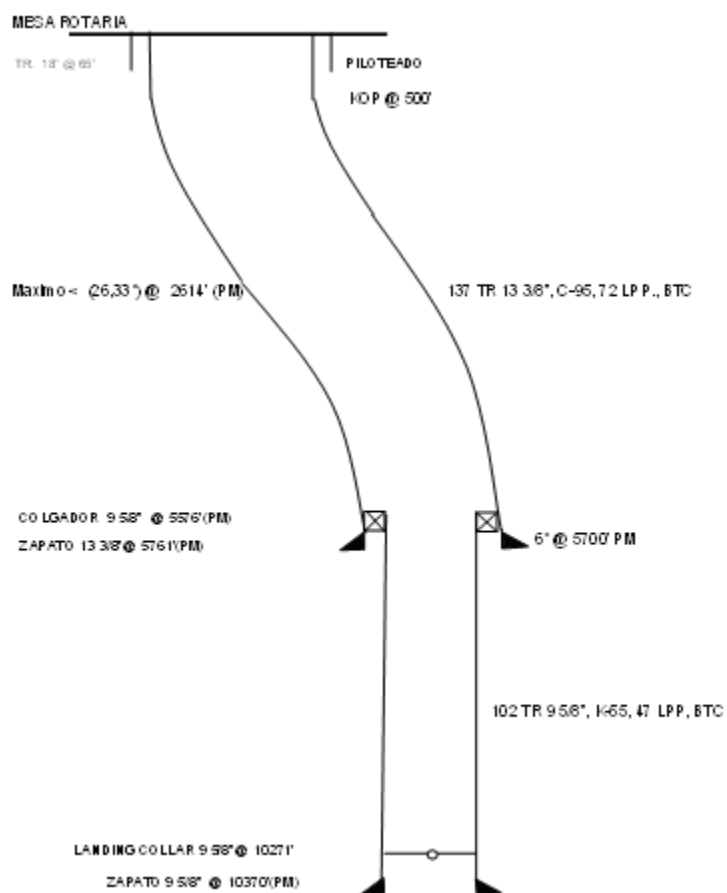
c) Ejemplos de Registros eléctricos



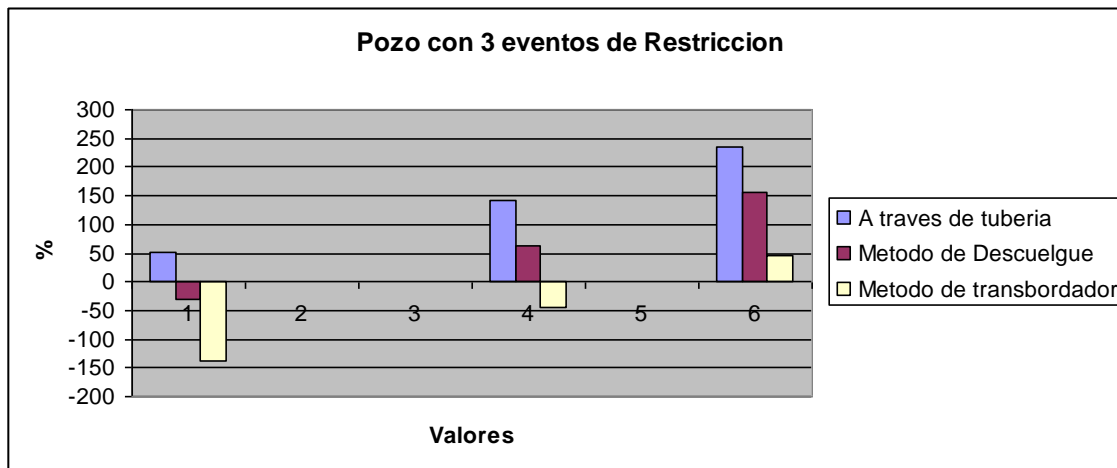


- En este grafico es posible observar la formación Basal Tena, reconocida con registros de arreglo inductivo, Porosidades por Neutron, Densidad, Rayos Gamma y Potencial Espontaneo.
- la profundidad se borro por confidencialidad.

d) Pozo con Geometría Complicada para Registrar



d-1) Grafico de Barras para pozo de Geometría complicada



Este grafico nos ilustra como a medida de mas intentos de obtener un registro debido a restricciones en el pozo, los métodos cuyos valores asociados son mayores porcentualmente resultan menosres si se los tomara como primera opción, dado a los gastos asociados con el pozo, como lo son horas de equipo. Las barras negativas indican perdida de porcentajes en caso de que se los utilizara como primera opción en lugar de las barras positivas, tal como se explico en el *Capitulo 4 .2*

Glosario

A

Am.- elemento químico americio

B

Be.- elemento químico Berilio

BHA.- Bottom hole Assembly

C

CAP.- contacto agua petróleo

Cs.- elemento químico cesio

CPG.- contacto petróleo gas

Cavernas.- Zonas huecas de varios pies de longitud dentro de un pozo.

Compact.- version de herramientas de registro cuyo diametro es reducido en comparacion a las herramientas estandar.

CDO.-Compact drop off

CML.- Compact memory logging.

CWS.- Compact Well Shuttle

D

Dardo.- se refiere a herramienta cuya forma de lanza o dardo nos ayuda a romper pines al momento de realizar un registro en memoria con el transbordador

G

GR.- Rayos Gamma

N

No Go.- no hay avance

S

SP.- Potencial Espontaneo.

Sonda.- conjunto de herramientas unidas para realizar un registro electrico

BIBLIOGRAFIA

a) Libros

1.- Cantos Figuerola, J., 1972. *Tratado de Geofísica Aplicada* (p.388-391).

Librería de Ciencia e Industria.

2.- Parasnis y Orellana, 1971. *Geofísica Minera* (p.93-110). Editorial Paraninfo.

3.- Sheriff, R., 1991. *Encyclopedic Dictionary of Exploration Geophysics*. Society of Exploration Geophysicists.

4.- Western Atlas, 1994. *Introducción al Perfilaje de Pozos* (varios capítulos).

5.-Pirson Sylvain, *Oil Reservoir Engineering*, Second Edition, Graw-Hill Book Company, 1958

6.- Craft B & Hawkins F., Applied Petroleum Engineering, Prentice Hall, 1959.

b) Tesis

7.- Diseño de un permeámetro de gas y operación y calibración de la celda triaxial.

8.- Análisis Técnico-Económico del uso de las diferentes técnicas de cañoneo en los campos operados por Petroproducción.

c) Referencia de Internet

9.- *www.weatherford.com*

10.- *www.slb.com*

11.- *www.wikipedia.com*

12.- *www.cwls.com*

13. - www.geologging.com

14. - www.spe.com