

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA QUÍMICA Y TEXTIL



**“ADQUISICIÓN DE DATOS MEDIANTE LA TOMA DE
REGISTROS ELÉCTRICOS PARA LA EVALUACIÓN DE
RESERVORIOS DE PETRÓLEO Y GAS”**

INFORME DE COMPETENCIA PROFESIONAL

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO QUÍMICO

POR LA MODALIDAD DE EXPERIENCIA PROFESIONAL

PRESENTADO POR:

EDITH SOTELO GAMBOA

LIMA – PERÚ

2008

RESUMEN

Las respuestas más importantes que busca la evaluación de reservorios, cuando se descubre un yacimiento de hidrocarburos, son la cantidad de hidrocarburos existentes y la cantidad recuperable. Los modelos volumétricos para obtener estas estimaciones se alimentan de parámetros físicos que describen el reservorio, los que deben ser medidos o estimados de evaluaciones primarias. La toma de registros eléctricos (RR.EE.) es una de las principales técnicas para realizar mediciones en forma continua de ciertas propiedades físicas de las formaciones rocosas, que después de la adecuada interpretación, conforman parte de la información de entrada para los modelos volumétricos.

En este informe se persigue explicar cómo se relacionan ciertas propiedades de un reservorio con las propiedades medidas mediante las herramientas de registros eléctricos. El tratamiento del tema se inicia presentando brevemente los componentes necesarios para que exista una acumulación de hidrocarburos. A continuación, se describen las principales rocas reservorio. Luego, se presenta una ecuación volumétrica para el cálculo hidrocarburos, mostrándose las variables involucradas. Seguidamente, se definen las propiedades del reservorio que pueden medirse o calcularse mediante RR.EE. y que son parte de las variables utilizadas en la evaluación. Posteriormente, se explica el proceso de toma de registros; así mismo se explica los principios en que se basan las mediciones de las herramientas de registros presentadas y cómo se relacionan las respuestas obtenidas con la propiedad del reservorio asociada. Se incluyen un caso estudio en el que se intervino y mediante el que se describe los pasos que involucra la toma de registros eléctricos. Así mismo se realiza una interpretación básica de los registros obtenidos. Adicionalmente, se explica las responsabilidades que se tiene como ingeniera de registros eléctricos. Se finaliza el informe con las conclusiones y recomendaciones respectivas.

ÍNDICE

I. INTRODUCCION	5
II. EL ÓRGANO EMPRESARIAL	6
2.1 la empresa a nivel mundial	6
2.2 La empresa en el Perú	6
III. RELACION PROFESIONAL – EMPLEADOR	10
IV. TRABAJO PROFESIONAL DESARROLLADO	10
V. DESARROLLO DE LA ACTIVIDAD PROFESIONAL	12
5.1 Acumulación de hidrocarburos	12
5.2 Rocas reservorio	13
5.2.1 Rocas ígneas	13
5.2.2 Rocas metamórficas	14
5.2.3 Rocas sedimentarias	15
5.3 Rocas sello	17
5.4 Estimación Volumétrica	19
5.5 Propiedades de un reservorio	21
5.5.1 El espesor neto productivo (N)	21
5.5.2 Porosidad	22
5.5.3 Saturación (S)	23
5.5.4 Permeabilidad (k)	24
5.6 Registros Eléctricos (RR.EE.)	27
5.7 Aplicación e importancia de los registros eléctricos	28
5.8 Interpretación de registros eléctricos	29
5.8.1 El proceso de invasión	29
5.8.2 Resistividad	30

5.9 Mediciones mediante registros eléctricos	31
5.9.1 Potencial espontáneo (SP) y	
registros de rayos gamma naturales (GR)	31
5.9.1.1 La curva de SP	31
5.9.1.2 Registro de rayos gamma (GR)	35
5.9.2 Registros de porosidad	37
5.9.2.1 Registro de neutrones	37
5.9.2.2 Registros de densidad	40
5.9.2.3 Registros sínicos	45
5.9.2.4 Registros de resonancia magnetica nuclear	50
5.9.3 Registros de resistividad	53
5.9.3.1 Registros de inyección de corriente	54
5.9.3.2 Registros de inducción de corriente	56
5.10 Propiedades estimadas a partir registros eléctricos	58
5.10.1 Estimación de saturaciones	58
5.10.1.1 Areniscas limpias	58
5.10.1.2 Areniscas arcillosas	58
5.10.2 Estimación de la permeabilidad	61
5.10.2.1 Estimación mediante registros de	
resonancia magnética nuclear	62
5.10.2.2 Estimación mediante prueba de presiones	62
5.11 Caso Estudio: Registro tomado en un pozo de la selva norte del Perú	66
5.11.1 Preparación del trabajo	67
5.11.1.1 Obtención de datos del pozo	67
5.11.1.2 Selección de Herramientas	68
5.11.1.3 Propuesta de la configuración física de las herramientas	72
5.11.1.4 Estado de Mantenimiento, Calibración y	
chequeo de las herramientas	78
5.11.1.5 Especificación de los parámetros de adquisición	81
5.11.1.6 Selección del punto débil	85

5.11.1.7 Preparación de otros equipos	88
5.11.2 Ejecución del servicio	88
5.11.2.1 Aspectos de seguridad	92
5.11.2.2 Aspectos del manejo del malacate	95
5.11.2.3 Control de profundidad	97
5.11.2.4 Control de calidad de los registros	99
5.11.3 Entrega de producto y post-trabajo	107
5.12 Interpretación rápida en la zona de interés de los registros obtenidos	108
5.13 Responsabilidades de un ingeniero de campo de registros eléctricos	114
VI. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	116
VII. BILIOGRAFIA	118
ANEXO 1: DOCUMENTOS PROBATORIOS DE LA RELACION PROFESIONAL EMPLEADOR	119

I. INTRODUCCIÓN

Schlumberger Limited es una compañía líder en servicios de campo de petróleo a nivel mundial que provee tecnología, soluciones en información y gerencia integrada de proyectos que optimizan el rendimiento de los reservorios de sus clientes en la industria de petróleo y gas. Fundada en 1926, en la actualidad la compañía emplea a más de 80,000 personas de más de 140 nacionalidades en aproximadamente 80 países.

En el Perú, Schlumberger esta constituida como Schlumberger del Perú S.A con su oficina principal en Lima y bases operativas en Talara e Iquitos. Schlumberger del Perú tiene presencia en proyectos importantes como en el sector de Camisea, los lotes de Pluspetrol Norte, los lotes de Petro-tech, entre otros.

Los valores empresariales son:

Su gente, motivada y dedicada al servicio y al cliente en un ambiente seguro y limpio

El compromiso con la tecnología y la calidad como base para la ventaja competitiva.

La determinación para producir mayores beneficios como fundamento para el futuro crecimiento.

Como ingeniera campo en el área de servicios de campo petroleros, mi función principal es la ejecución del servicio y la entrega del producto. La importancia de esta labor radica en que la calidad tanto de la ejecución del servicio y del producto obtenido son por un lado, de gran valor para el desarrollo de los campos petroleros para el cliente y; por otro, aseguran el prestigio y la continuidad del negocio de la empresa en donde laboro.

II. EL ÓRGANO EMPRESARIAL

2.1 La empresa a nivel mundial

- Razón Social: Schlumberger Limited
- Oficinas principales en: Houston, Paris y La Haya
- Organización:

Schlumberger gerencia su negocio a través de 28 Geomercados, los que están agrupados en cinco áreas geográficas: Norte América, América Latina, Europa - El Caspio y África, Rusia, Medio Oriente y Asia.

- Segmentos de Negocio:

La empresa comprende dos segmentos de negocio:

Servicios en campos petroleros , proveyendo una amplia gama de productos y servicios desde evaluación de reservorios, pasando por perforación direccional, cementación y estimulación de pozos, completación y productividad de pozos; así como consultaría, software, gerencia de información y servicios de infraestructura en tecnología de la información

WesternGeco, una de las más grandes compañías de sísmica en el mundo que provee adquisición y procesamiento de datos a un nivel avanzado.

2.2 La empresa en el Perú

- Razón Social: Schlumberger del Peru S.A.
- Oficina Principal: Av.Canaval y Moreyra 452 Piso 8, Lima 27

- **Organización:**

El Perú pertenece al Geomercado de Perú, Colombia y Ecuador (PCE) que a su vez está dentro del Área de América Latina (LAM).

En el Perú, se cuenta principalmente con el segmento de servicios de campo en pozos petroleros que, como se muestra en la figura 2.1, cuenta con un gerente principal y los gerentes correspondientes para cada línea de producto; adicionalmente se cuenta con también gerencias de apoyo.

- **Líneas de Producto:**

Las líneas de producto que están presentes en el Perú son:

Servicio de Consultoría de datos: Procesamiento de información e interpretación.

Servicio en Levantamiento Artificial: Provee sistemas para la extracción de hidrocarburos en pozos petroleros.

Servicio de Prueba de Pozos: Permite realizar pruebas en pozos para evaluar su productividad, las propiedades de los fluidos entre otras aplicaciones.

Servicio a Pozos: Provee servicios de cementación y fractura

Registros Eléctricos: Provee servicios de adquisición de datos en pozos petroleros, para la evaluación de reservorios, evaluaciones geológicas, evaluación de la integridad del pozo, entre otras aplicaciones.

Solución en información: Provee software y entrenamiento para la industria del petróleo y gas

Perforación y medición: Provee servicios de perforación direccional, medición y registro mientras se perfora un pozo.

Completación y Productividad de pozos: Provee diferentes sistemas de completación así como la venta accesorios

Figura 2.1 Organigrama de Schlumberger del Perú S.A

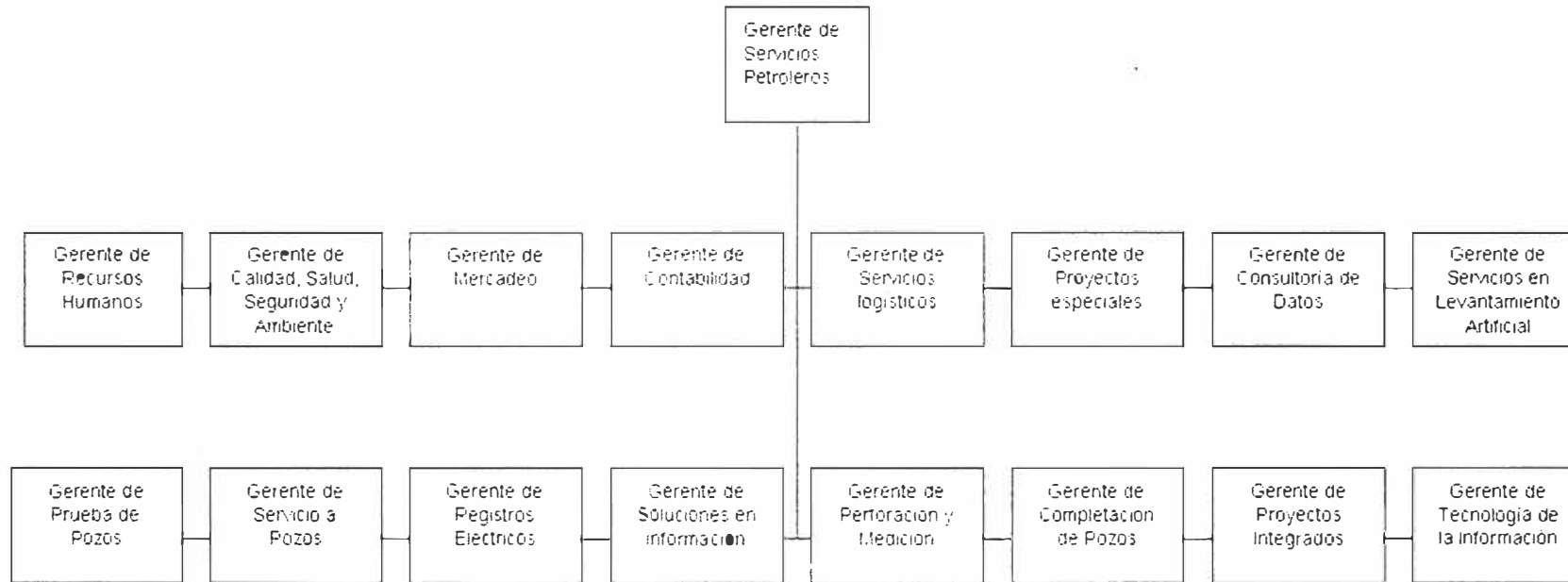
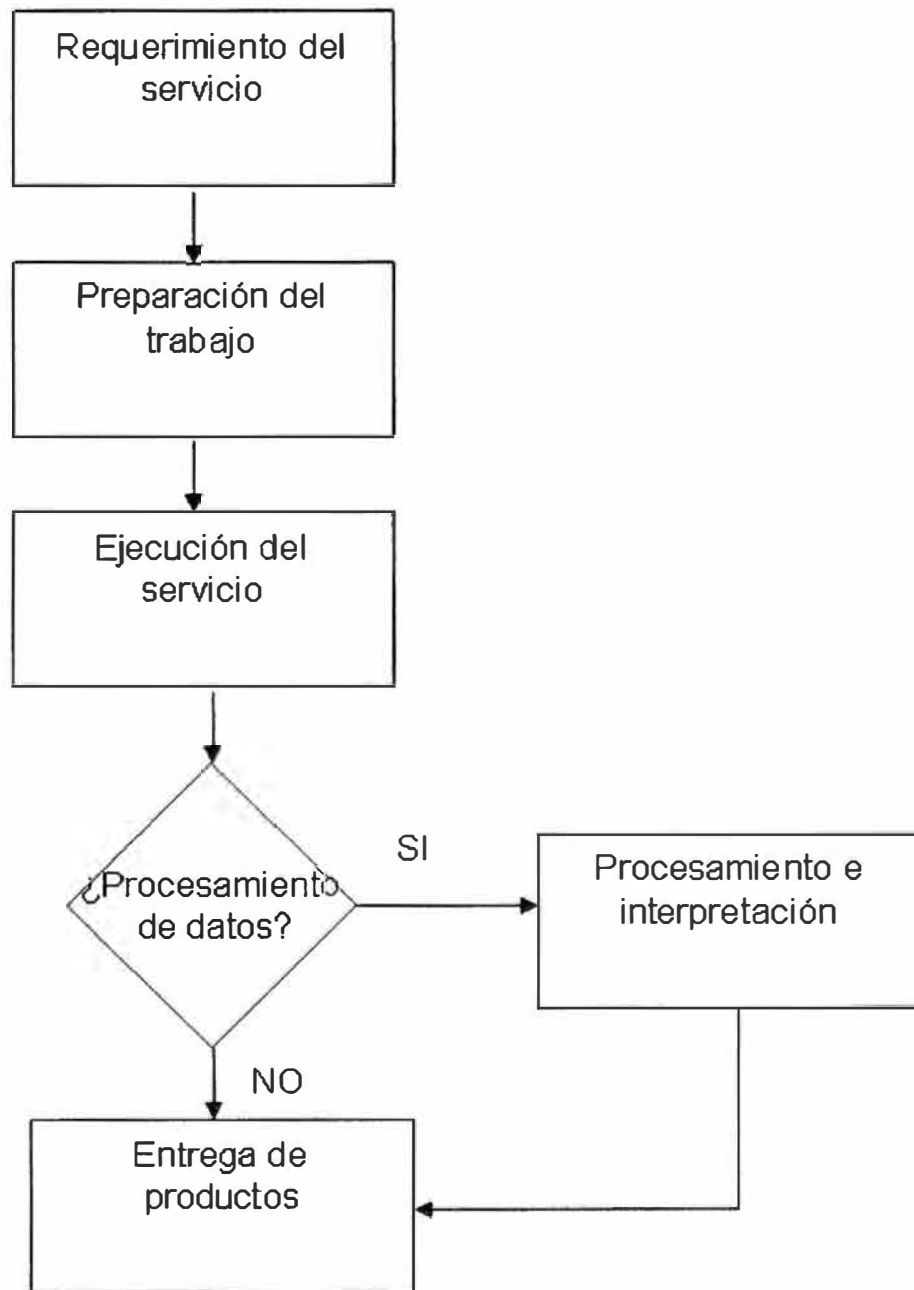


Figura 2.2: Diagrama de flujo de la entrega de servicios en registros eléctricos



III. RELACIÓN PROFESIONAL – EMPLEADOR

3.1 Documento probatorio (ver anexo 1)

IV. TRABAJO PROFESIONAL DESARROLLADO

- Periodo laboral: 20 de Febrero del 2004 hasta la actualidad

- Posición: Ingeniera de campo en registros eléctricos

Actualmente ingeniera de grado 10; Siendo 8 el grado inicial y 11 el último grado por alcanzar.

- Funciones:

Las principales responsabilidades y funciones se describen en el apartado 5. 14 del presente informe.

- Principales Proyectos en los que se ha participado:

Lote Z-2B, Petro-tech Peruana S.A.; 2005-2007:

Registros eléctricos en pozos exploratorios y de desarrollo donde el objetivo principal fue el paleozoico, uno de los reservorios importantes descubiertos en los últimos años.

Se estuvo a cargo de la preparación, ejecución y entrega de producto de los siguientes registros: Densidad, porosidad, resistividad por inyección de corriente, imagen y sónico dipolar a hueco abierto; sónico de evaluación de cemento y punzados a hueco entubado.

Propuesta, preparación, ejecución parcial y entrega de productos de registros de evaluación de reservorio a través de tubería de revestimiento en la etapa intermedia de un pozo exploratorio. Estos registros fueron propuestos ante la dificultad de realizarlos a hueco abierto por las condiciones adversas del hoyo.

Aunque la propuesta original incluía la evaluación de resistividad, porosidad con minitrones y densidad, finalmente la ejecución no incluyó la evaluación de resistividad y se cambió el servicio de porosidad con minitrones por el de fuente química por contratiempos con la disponibilidad de las herramientas.

Lote 1AB, Pluspetrol Norte S.A.; 2006 y 2008:

Preparación, ejecución y entrega de productos de los siguientes registros: Densidad, porosidad, resistividad por inducción de corriente, imagen, resonancia magnética nuclear, espectroscopia de captura de elementos, sónico y ultrasónico para evaluación de cemento y de tubería de revestimiento, punzados y sentado de tapones.

Se realizó el primer registro en este campo y en el Perú de “espectroscopía de rayos gamma de captura”. Esta introducción, involucró el aprendizaje del principio de funcionamiento de la herramienta así como de los parámetros y de los controles de calidad del registro.

Lote Z-1, BPZ Energy; Enero-Abril 2007:

Se realizó principalmente la determinación de punto libre y disparos para liberar la tubería que quedó atrapada después de la cementación. En este proceso se alternaron varios supervisores de registros eléctricos ya que el trabajo fue de larga duración.

La importancia de la participación radica en que la subsistencia de este pozo exploratorio dependió del éxito de este proceso. En la operación participaron diversas compañías de servicios además de Schlumberger, como Petrex y Weatherford, con las que se trabajó coordinadamente.

Lote 67, Barret Resources (Peru) LLC; Junio-Agosto 2006

Se realizaron registros de evaluación de cemento en pozos exploratorios, que ayudaron a determinar las zonas aisladas para el posterior punzado y evaluación de la producción del pozo por intervalos.

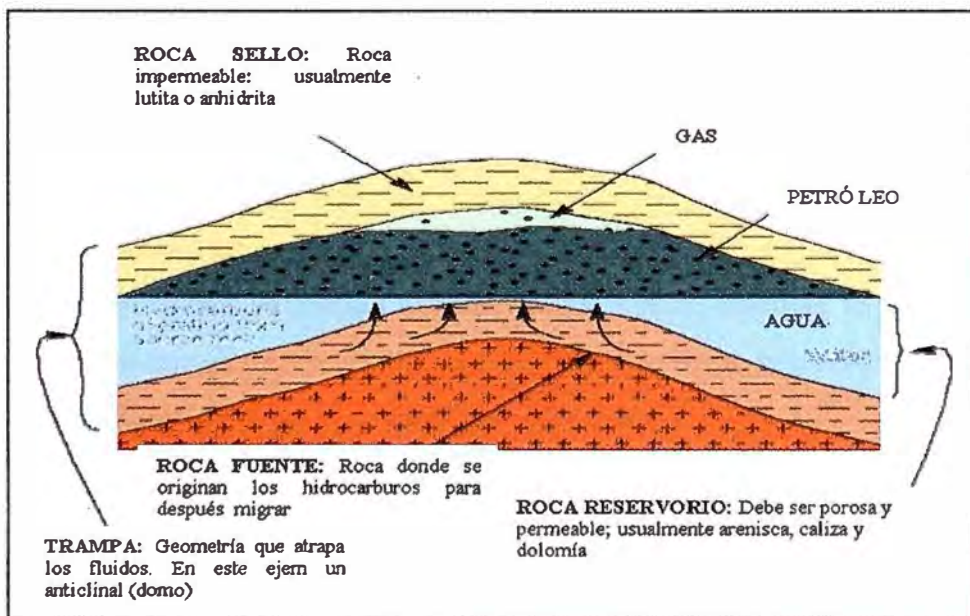
V. DESARROLLO DE LA ACTIVIDAD PROFESIONAL

5.1 Acumulación de hidrocarburos

Varias condiciones se necesitan satisfacer para la existencia de acumulación de hidrocarburos como se indica en la figura 5.1. La primera de ellas es un área, la cuenca sedimentaria, en la que una apropiada secuencia de rocas se ha acumulado en el tiempo. Dentro de esa secuencia se necesita una roca, llamada roca fuente, de gran contenido de materia orgánica. A través de elevadas temperaturas y presiones, esta roca debe alcanzar la maduración y así permitir la conversión de la materia orgánica en hidrocarburos para posteriormente expulsarlos.

La migración describe el proceso por el que se ha transportado los hidrocarburos generados hacia rocas porosas y permeables, denominadas reservorio, que pueden almacenarlos. Para que la migración de los hidrocarburos del reservorio se detenga debe existir una trampa. La trampa es una configuración geométrica en la que la roca reservorio está rodeada y confinada por rocas impermeables, denominadas sello.

Figura 5.1 Condiciones para la acumulación de hidrocarburos



5.2 Rocas reservorio

Las condiciones para que una roca sea reservorio son: poseer espacios suficientes para almacenar un gran volumen de hidrocarburos y las condiciones de almacenaje deben ser tales que ceda fácilmente el petróleo o gas contenido cuando sea alcanzado por un pozo

Existen tres principales tipos de rocas: ígneas, metamórficas y sedimentarias. La mayor parte de la acumulación de hidrocarburos se encuentra en rocas sedimentarias. Las cuencas sedimentarias consisten en capas de diferentes tipos de rocas que se depositan una después de otra.

Una pequeña fracción de las reservas de hidrocarburos en el mundo puede ser encontrada en rocas de tipos ígneas o metamórficas.

Tabla 5.1 Clasificación de la rocas

	Rocas Ígneas	Rocas Metamórficas	Rocas Sedimentarias
Origen del Material	Materiales fundidos en la corteza profunda y el manto superior de la Tierra	Rocas bajo alta presión y temperatura en la corteza profunda de la Tierra	Desgaste y erosión de rocas expuestas en la superficie
Proceso de formación	Cristalización	Recristalización debido al calor y presión	Sedimentación, entierro y litificación (transformación en rocas)

5.2.1 Rocas ígneas

Las rocas ígneas se forman cuando la roca fluida (magma), se enfría y solidifica, con o sin cristalización, bajo la superficie como rocas intrusivas (plutónicas), o en la superficie como rocas extrusivas (volcánicas).

De acuerdo al modo de enfriamiento presentan distintos tipos de cristalización, yendo desde cristales visibles a simple vista en las rocas de enfriamiento más

lento, hasta la estructura vítrea, producida por una violenta reducción de temperatura en el curso de una erupción volcánica.

5.2.2 Rocas metamórficas

Se llama rocas metamórficas a las rocas formadas por alteración en estado sólido de rocas ya consolidadas de la corteza de la Tierra, cuando quedan sometidas a un ambiente energético muy diferente del de su formación. Proceden indistintamente de la transformación de rocas ígneas y de rocas sedimentarias. A medida que estas rocas son sometidas a altas presiones y temperaturas; a partir de los elementos químicos existentes surgen gradualmente nuevos minerales que cristalizan para formar la nueva roca.

5.2.3 Rocas sedimentarias

La meteorización (rompimiento) y erosión producen partículas de diverso tamaño que son transportadas por el hielo, el agua o el aire hasta las zonas de mínima energía donde se acumulan. Una vez en reposo los sedimentos sufren procesos que los transforman en rocas sedimentarias.

Aquellas rocas que se originan a partir de partículas que mantienen su integridad física durante el transporte, son las rocas clásticas, por ejemplo conglomerados, areniscas, limolitas y arcillolitas, Por otro lado están las que se forman por la precipitación de sustancias que se encontraban en disolución, de origen fisico-químico, por ejemplo carbonatos, evaporitas, ferruginosas y fosfatos. Existe un tercer grupo de rocas sedimentarias, las biogénicas, en cuya formación interviene directamente la actividad de organismos vivos, por ejemplo carbonatos, fosfatos y silíceas, este grupo abarca desde las que se originan por acumulación de organismos en posición de vida (calizas de arrecifes, etc.) o que han sufrido un transporte mínimo tras su muerte (diatomitas), hasta aquéllas en cuya formación interviene la precipitación de sustancias en disolución favorecida por la actividad orgánica (tobas calcáreas formadas por la precipitación de CaCO_3 propiciada por la acción fotosintética de vegetales). Finalmente las rocas orgánicas que son las formadas por acumulaciones de materia orgánica (carbones y petróleo)

Las de origen mecánico o clástico son primordialmente detritos y su clasificación se basa en el tamaño de grano de sus componentes. Los sedimentos de origen químico, son precipitados en los cuales los cristales individuales están unidos por enlaces químicos. Dentro de las rocas de origen biogénico las más representativas son los carbonatos que se clasifican a su vez según su composición química y el tipo y origen de las partículas que las constituyen. Los sedimentos de origen orgánico se forman por la acumulación de partes duras de organismos que, al unirse por cementación, constituyen una roca. Las rocas orgánicas se clasifican según su grado de madurez, con base en el contenido de carbono y volátiles.

En la formación de una roca sedimentaria pueden actuar más de un proceso sedimentario por lo que se producen rocas mixtas de difícil asignación a un grupo concreto. Tal es el caso, por ejemplo, de una roca formada por la acumulación in situ de las partes duras de organismos y por partículas aportadas por algún mecanismo de transporte.

Las rocas sedimentarias de mayor importancia para la industria del petróleo son: calizas, dolomías, areniscas y lutitas. Calizas, dolomías y areniscas son buenas rocas reservorios; mientras que las lutitas son buenas fuentes de hidrocarburos así como sellos para la acumulación de petróleo.

Debido a su naturaleza frágil comparada con otros sedimentos, las calizas tienden a fracturarse con la deformación, lo que incrementa la permeabilidad y ayuda al proceso de dolomitización.

Tabla 5.2 Rocas sedimentarias de mayor importancia en la industria del petróleo

Origen	Subdivisión	Composición Mineralógica	Roca	
Clástico (diferentes tamaños de partículas)	Tamaño de sedimento	Grava 2 - 64mm Arena 0.06 - 2mm Limo y Arcilla <0.06 mm	Minerales de sílice Conglomerado, Brecha Arenisca Lutita	
	Químico (precipitación de sales disueltas) o Biogénico (actividad de organismos vivos)	Carbonatadas	Calcita CaCO_3 Dolomita $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$	Caliza Dolomía
			Químico	Evaporitas

Brechas

La palabra significa cascote y con ellas se describe una roca formada por fragmentos angulosos; dicha angulosidad significa una cantidad mínima de transporte, razón por la cual la fuente está cercana. Los depósitos de brechas pueden formarse por la meteorización mecánica en la cara de los acantilados en cuya base se forman los taludes; también pueden ser depositados por ríos de flujo esporádico en regiones áridas.

Conglomerados

Se distinguen de las brechas por la naturaleza redondeada de sus clastos. Si los clastos se tocan entre sí se dice que es clasto soportado y se sabe que ha sido depositado en condiciones de alta energía, como puede ser el contexto de playa o la llanura de inundación de un gran río no sujeto a períodos de desecación. Si es matriz soportado, caso en que los clastos más grandes se separan por una matriz fina de arena y arcilla, indica que el material sedimentario fue transportado y depositado rápidamente.

Areniscas

Roca sedimentaria con granulado grueso formado por masas consolidadas de arena. Su composición química es la misma que la de la arena; así, la roca está compuesta en esencia de cuarzo. El material cementador que mantiene unidos los granos de arena suele estar compuesto por sílice, carbonato de calcio u óxido de hierro. Cuando la arenisca se rompe, los granos de arena permanecen enteros, con lo que las superficies cobran un aspecto granular.

En todo el mundo, las areniscas constituyen la roca almacén más importante; poseen las propiedades de porosidad y permeabilidad con una mayor y más consistente extensión que cualquier otra de las rocas comunes. Sin embargo, la capacidad de almacenaje de una arenisca para el petróleo frente a su capacidad para el agua es una función del tamaño relativo de poros. Cuando los granos de arena son muy finos almacena agua con preferencia al petróleo

Rocas carbonatadas

Son la caliza, la dolomía y las rocas intermedias entre estas dos.

- **Calizas**

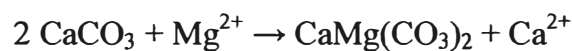
Las calizas son rocas sedimentarias formadas principalmente carbonato de calcio. Las calizas ocupan aproximadamente el 20% de las rocas sedimentarias de la corteza terrestre. Su origen puede ser químico, por precipitación química:



o bioquímico (biogénico), por acumulación de las partes duras de los organismos que pueblan los mares

- **Dolomías**

Las dolomías se originan como consecuencia de procesos postsedimentarios: las calizas, pueden ponerse en contacto con aguas enriquecidas en magnesio, lo que da origen al proceso llamado de dolomitización:



Al ser la dolomita más densa y de estructura cristalina más compacta que la calcita, este proceso implica un aumento del volumen de huecos de la roca, es decir, de su porosidad. Tienen una cierta capacidad de almacenamiento de fluidos, relacionada con la porosidad secundaria que desarrollan durante el proceso de dolomitización.

5.3 Rocas sello

El confinamiento de los fluidos que almacena un reservorio es únicamente posible si las paredes de este depósito están selladas con efectividad.

Un sello es todo material o combinación de materiales de la corteza terrestre que sea impermeable al paso de fluidos en cualquier volumen.

Para ser relativamente impermeable no debe poseer fracturas interconectadas ni poros de tamaño supercapilar. Las rocas quebradizas son vulnerables a la facturación; por lo tanto las rocas sello deben tener cierto grado de plasticidad que les permita ceder o fluir en lugar de fracturarse durante los movimientos de la corteza terrestre.

Lutitas

Roca sedimentaria de grano fino que contienen mayoritariamente minerales de arcilla y limo. La presencia y distribución de los minerales arcillosos son los que afectan la lectura de los registros.

Las arcillas están constituidas por sedimentos cuyo tamaño de grano es menor a 2 micras y están compuestos principalmente por silicatos en una estructura laminar, Los filosilicatos que componen las arcillas pertenecen fundamentalmente a cuatro grupos: el del caolín, el de la montmorillonita, el de la mica arcillosa (fundamentalmente illita), y el de la clorita.

Las arcillas tienden a formar soluciones coloidales, tienen plasticidad al combinarse con cierta cantidad de agua, capacidad de retener más o menos agua e intercambiar iones o moléculas.

Si el mineral montmorillonita está presente, la arcilla tendrá probablemente el máximo grado de impermeabilidad a causa de su grano fino característico, y su grado relativamente alto de plasticidad. En el otro extremo de la escala pueden esperarse las arcillas que contienen caolinita, pues las partículas de este mineral tienen formas menos escamosas, más granulares, son de mayor tamaño y presentan menos plasticidad.

Evaporitas

Las evaporitas son rocas formadas por precipitación química de soluciones saturadas de sales alcalinas y alcalinotérreas. La formación de estas rocas se debe generalmente a la evaporación de aguas marinas o de lagos salados.

Cada roca de este grupo está formada mayoritariamente por un único mineral, que da nombre a la roca.

Las evaporitas se clasifican según su composición química, entre las que destacan los siguientes grupos: Sulfatos como el yeso ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$) y la anhidrita (CaSO_4); cloruros como la halita (NaCl),

La anhidrita es el más importante de los minerales de las evaporitas como material de sello

Rocas carbonatadas

Estas rocas también pueden actuar como sellos. Las calizas o dolomías densas relativamente puras son quebradizas y por ello vulnerables al agrietamiento en los movimientos de la tierra. Sin embargo, en un área estable puede constituir un cierre.

5.4 Estimación Volumétrica

La estimación volumétrica trata de la cuantificación de la cantidad de petróleo y gas existente en una acumulación. La estimación variará a través de la vida de un campo a medida que más información se encuentre disponible y la tecnología de adquisición e interpretación mejoren. Una estimación volumétrica es por lo tanto una estimación actual y debe esperarse que cambie con el tiempo.

Los volúmenes de un campo junto con los factores de recuperación controlan las reservas del mismo; es decir aquella cantidad de hidrocarburos que se producirán en el futuro. El valor de una compañía de petróleo y gas descansa predominantemente en sus reservas de hidrocarburos.

Las fórmulas para calcular los volúmenes de petróleo y gas, aplicando el método determinístico, son:

$$\text{HCIIP} = \text{GRV} \times \text{N/G} \times \phi \times \text{Sh} \times 1/\text{Bh} \times \text{fc} \quad (\text{Ec. 5.1})$$

$$\text{UR} = \text{HCIIP} \times \text{RF} \quad (\text{Ec. 5.2})$$

$$\text{R} = \text{UR} - \text{CP} \quad (\text{Ec. 5.3})$$

Donde:

HCIIP: Hidrocarburo original in situ expresado en bbl de petróleo ó scf de gas, según corresponda.

GRV: Volumen bruto de la roca reservorio (ft^3 ó m^3)

Es el producto del área (A) que contiene hidrocarburos y el espesor bruto (G) de la roca reservorio

N/G: Razón entre el espesor neto productivo y el espesor bruto de la roca reservorio (ft ó m)

ϕ : Porosidad de la roca (%)

Sh: Saturación del hidrocarburo correspondiente (%)

Bh: Factor de volumen del hidrocarburo en la formación; razón entre el volumen de hidrocarburos en condiciones de formación con respecto al volumen de hidrocarburos en condiciones estándar (298 K y 101.3 KPa).

fc: Factor de conversión a las unidades correspondientes de bbl o scf según corresponda

UR: Última recuperación

RF: Factor de recuperación

R: Reservas

CP: Producción acumulada

La reserva de un yacimiento es una fracción del "hidrocarburo original in situ", ya que nunca se recupera el total del petróleo existente. Para establecerla hay que conocer cuál será el factor de recuperación del yacimiento, factor que implica conocer el tipo de empuje del yacimiento, agua/gas; su presión; permeabilidad de la roca; medida de la transmisibilidad entre los poros de la roca y la forma de explotación. Para la obtención de estos datos se efectúa un seguimiento del comportamiento del yacimiento a través de diversas pruebas y ensayos, lo que conlleva un tiempo considerable y una importante inversión económica. El valor resultante de esta fracción varía entre un 15% y un 60% del total del petróleo existente

5.5 Propiedades de un reservorio

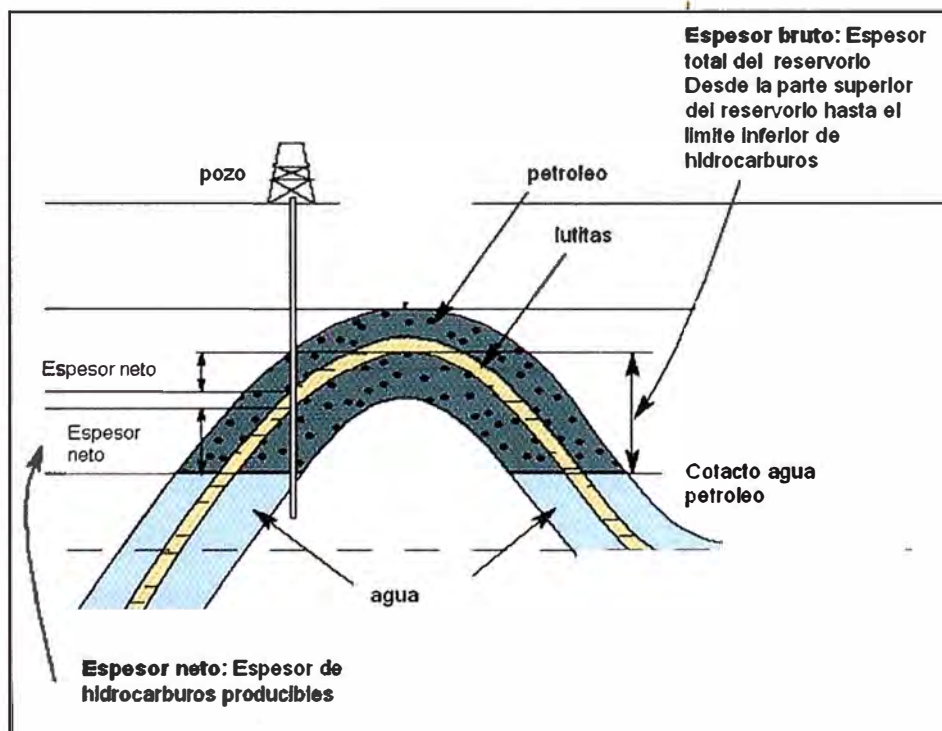
Los parámetros para evaluar un reservorio que se revisarán detenidamente en el presente informe, debido a que involucra los registros eléctricos para su cuantificación son:

- El espesor neto productivo
- La porosidad
- La saturación de hidrocarburos
- La permeabilidad

Adicionalmente, la geometría del reservorio, temperatura y presión, así como la litología pueden jugar importantes roles en la evaluación, completación y producción de un reservorio

5.5.1 El espesor neto productivo (N)

Figura 5.2 Definición esquemática de espesor neto y espesor bruto



El espesor neto productivo (N) es el espesor total de hidrocarburos producibles del reservorio; mientras que el espesor bruto (G) es el grosor del reservorio desde el inicio superior del reservorio hasta el límite inferior de hidrocarburos.

A la división de estos dos espesores (N/G) se le llama “razón de neto sobre bruto” del reservorio.

La razón N/G no es usualmente constante a lo largo del reservorio y puede cambiar sobre distancias bastante cortas desde 1 (100% reservorio) hasta 0 (0% reservorio) en algunos ambientes deposicionales. Reservorios con razones N/G angostas o impredecibles requieren frecuentemente un número grande de pozos para acceder a las reservas y; por lo tanto son más costosos de desarrollar.

5.5.2 Porosidad (ϕ)

La porosidad es el volumen de espacios vacíos en relación al volumen total de la roca y es usualmente expresada como un porcentaje:

$$\text{Porosidad } (\phi) = \frac{\text{Volumen espacios vacios}}{\text{Volumen Total de roca}} \times 100 \quad (\text{Ec. 5.4})$$

Porosidades menores al 5% son raramente comerciales; mientras que porosidades mayores al 35% son extremadamente inusuales de encontrar.

La porosidad puede clasificarse, de acuerdo a su origen, en dos tipos fundamentales. La porosidad primaria, que se forma cuando un sedimento se deposita. La porosidad secundaria, que se forma después de la deposición por la acción del agua de formación o fuerzas tectónicas.

La porosidad primaria se puede dividir en dos tipos: intergranular, que ocurre entre los granos de los sedimentos e intragranular que ocurre dentro de los granos del sedimento.

La porosidad intergranular es típica en areniscas. También se puede encontrar en calizas recién depositadas; sin embargo, raramente se preservan debido a la cementación de sus granos.

La porosidad secundaria se puede dividir en los siguientes tipos principales: fenestral, intercristalina, por disolución, por fracturas.

La porosidad fenestral se presenta cuando hay un hueco en la estructura de la roca más grande que los espacios porales entre los granos. Este tipo de porosidad no se encuentra muy frecuente.

La porosidad intercristalina ocurre entre los cristales de ciertos minerales. Los cristales de las dolomías poseen alta porosidad de este tipo. Esta porosidad se puede encontrar en campos importantes de petróleo y gas.

La porosidad por disolución provoca el mayor aumento en la porosidad en las rocas carbonatadas. La disolución es causada por las aguas que circulan por el subsuelo. Las cavidades resultantes varían en tamaño desde poros diminutos hasta cavernas gigantescas.

La porosidad por fracturas es una forma de porosidad bastante importante. Los reservorios fracturados pueden darse en cualquier roca quebradiza que se rompe debido a fuerzas tectónicas. Por lo tanto, existen reservorios fracturados en lutitas, areniscas cuarcíticas altamente cementadas, calizas, dolomías; así como en rocas basamento como granitos y rocas metamórficas.

Resumiendo, las areniscas generalmente presentan porosidad primaria intergranular; aunque también pueden presentar porosidad secundaria por disolución. Las rocas carbonatadas presentan generalmente porosidad secundaria. La porosidad por fracturas puede presentarse en cualquier tipo de roca quebradiza.

5.5.3 Saturación (S)

La saturación de una formación es la fracción del volumen de sus poros que está ocupado por el fluido considerado. Por consiguiente, la saturación de agua (S_w) es la fracción (en porcentaje) del volumen de los poros que contiene agua de formación. La saturación de petróleo (S_o) o gas (S_g) es la fracción del volumen de los poros que contiene petróleo o gas. Debido a que los poros deben estar saturados de algún fluido, la sumatoria de todas las saturaciones en una formación dada debe ser 100%.

La saturación de agua de un reservorio puede variar desde 100% hasta un pequeño valor. No importa cuán rico en petróleo o gas pueda ser la roca reservorio, siempre hay una pequeña cantidad de agua capilar que no puede ser desplazada por el hidrocarburo. A esta saturación se le denomina generalmente como saturación de agua irreducible (S_{wirr}).

De manera similar para un reservorio de petróleo o gas, es imposible de remover todos los hidrocarburos por el normal empuje de los fluidos o técnicas de recuperación ordinarias; pues algunos hidrocarburos permanecen atrapados en parte del volumen de los poros. Esta saturación de hidrocarburos se denomina saturación de petróleo residual (S_{or}).

5.5.4 Permeabilidad (k)

Todos los parámetros presentados previamente son necesarios para calcular el volumen de hidrocarburos en el reservorio. La permeabilidad de la formación es una medida de la facilidad con la que los fluidos pueden pasar a través del reservorio y; por lo tanto, es una propiedad necesaria para estimar la productividad del pozo, rendimiento del reservorio y recuperación de hidrocarburos.

La permeabilidad del reservorio alrededor del hueco perforado puede medirse directamente de muestras de núcleos extraídos del reservorio, de pruebas de pozo o indirectamente de registros.

Para realizar mediciones directas de muestras de núcleos, las muestras son montadas en un contenedor y se fluye gas a través del núcleo. La caída de presión y la tasa de flujo son medidos. Teniendo la viscosidad del gas (μ) y las dimensiones de la muestra, la permeabilidad puede ser calculada usando la ecuación de Darcy:

$$k = \frac{Q\mu L}{A\Delta P} \quad (\text{Ec. 5.5})$$

Donde:

Q: flujo volumétrico del aire

μ : Viscosidad del aire

L: Longitud de la muestra

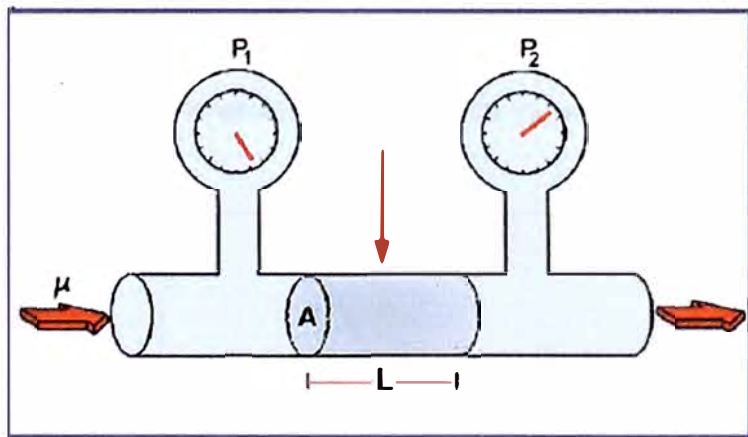
A: Área transversal de la muestra

ΔP : Caída de presión a lo largo de la muestra

La unidad de medida de permeabilidad es el Darcy (D). Una roca que tiene una permeabilidad de un Darcy permite que pase un fluido de un centipoise de viscosidad a un flujo de un mililitro por segundo bajo una gradiente de presión de una atmósfera por centímetro

Debido a que la mayoría de reservorios tienen permeabilidades mucho menores a un Darcy, el miliDarcy (mD) es comúnmente usado.

Figura 5. 3 Medición de permeabilidad en un núcleo



Son necesarios tres requisitos para la permeabilidad: porosidad, poros interconectados y poros de tamaño supercapilar. Aunque una roca permeable debe ser también porosa, una roca porosa puede no ser permeable. Por ejemplo, las arcillas son porosas pero impermeables porque sus poros son capilares y subcapilares en tamaño, impidiendo por esto el libre movimiento de los fluidos.

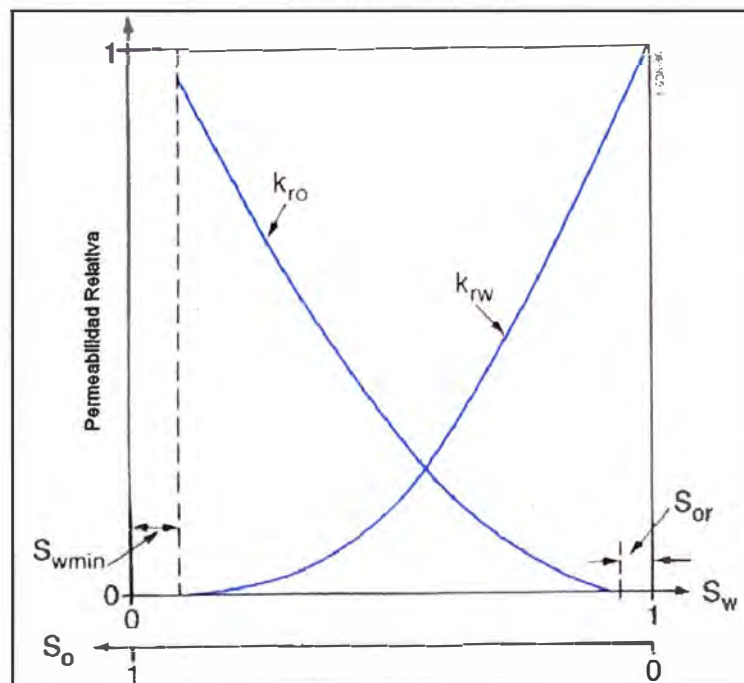
La permeabilidad de reservorios comerciales típicamente oscila entre 5 a 500 miliDarcies; aunque algunos reservorios excepcionales pueden presentar una

permeabilidad de hasta 5 Darcies. Por otro lado, el gas puede fluir de arenas apretadas o calizas densas que presenten permeabilidades de unos cuantos milidarcies o menos.

En los reservorios de hidrocarburos siempre hay agua connata (intersticial) presente y comúnmente, hay dos fluidos que están compitiendo por el mismo espacio poral. La permeabilidad de uno de los fluidos es entonces descrita por su permeabilidad relativa (k_r), que es una función de la saturación del fluido. La permeabilidad relativa se mide en laboratorios, en muestras de rocas reservorio, usando los fluidos adecuados. Por ejemplo, dada una saturación de agua (S_w), la permeabilidad al agua (k_w) puede ser determinada de la permeabilidad absoluta (k) y la permeabilidad relativa (k_{rw}) de la siguiente forma:

$$k_w = k \cdot k_{rw} \quad (\text{Ec. 5.6})$$

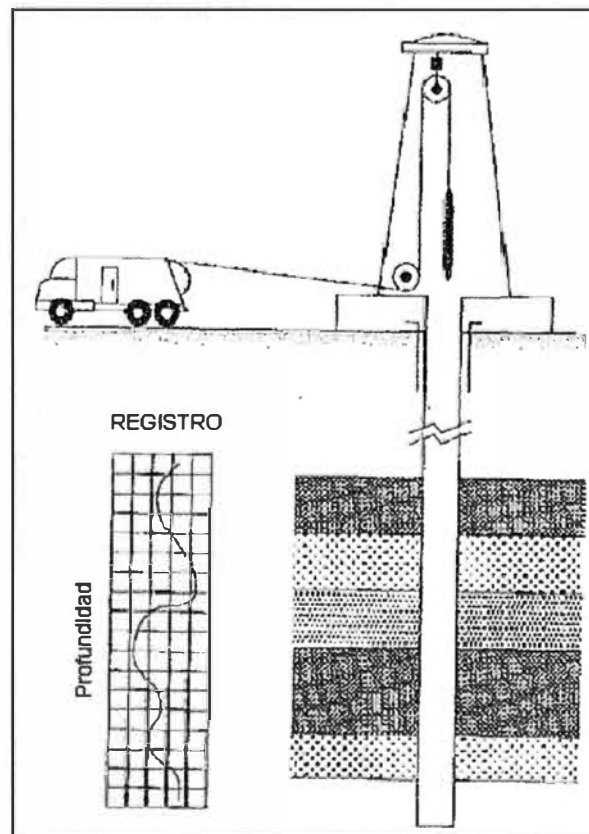
Figura 5.4 Permeabilidad relativa vs saturaciones de agua y petróleo



5.6 Registros Eléctricos (RR.EE.)

Es la medición continua de propiedades físicas de las rocas en pozos de petróleo y gas en función de la profundidad. Esta técnica consiste en introducir herramientas con sensores especiales dentro del pozo perforado, vía un cable eléctrico. La energía para encender y controlar los sensores es proporcionada desde una unidad en la superficie.

Figura 5.5 Principio de registros eléctricos



Los sensores son bajados hasta el fondo del hueco perforado. Después se recuperan enrollando el cable. Mientras los sensores se mueven hacia arriba a una velocidad constante, se miden las propiedades de la roca en forma continua enviándose la información hacia la unidad de superficie para su procesamiento, almacenamiento y visualización en una pantalla de computadora

La unidad de superficie está conformada por un sistema de adquisición para controlar y almacenar la información, una fuente de energía y un carrete de cable eléctrico

El cable eléctrico está compuesto de cierto número de hebras de conductores de cobre protegidos por hebras de acero. A través del cable es posible enviar la energía y comandos para encender y controlar los sensores de medición así como recibir los datos adquiridos por los sensores. El cable también cumple funciones mecánicas como soportar el peso de las herramientas de registros.

5.7 Aplicación e importancia de los registros eléctricos

Los registros eléctricos representan una gran fuente de datos para los geocientíficos e ingenieros que investigan las formaciones rocosas subterráneas. Las herramientas de registros son usadas para investigar la calidad de las rocas reservorios, hidrocarburos y roca fuente en pozos exploratorios; apoyar estimaciones volumétricas y modelamientos geológicos durante la evaluación y desarrollo de un campo; así como para proveer un medio para monitorear la distribución de los hidrocarburos remanentes durante toda la vida productiva.

Una gran inversión es realizada por las compañías de petróleo y gas cuando adquieren datos a hueco abierto. Las actividades de registros eléctricos pueden representar hasta el 10% del costo total del pozo. Es importante, por lo tanto, que el costo de la adquisición se justifique por el valor de la información generada y que posteriormente, la información sea correctamente gerenciada.

Los pozos se pueden dividir, de acuerdo a la manera en que las operaciones de registros deban ser priorizadas, en dos grupos. Los pozos exploratorios y de evaluación son perforados para recabar información y no adquirir datos mediante registros eléctricos comprometería los objetivos del pozo. Los pozos de desarrollo son perforados principalmente como conductos de producción e inyección y la adquisición de registros es un objetivo secundario y debe estar subordinada a las consideraciones de la integridad del pozo

5.8 Interpretación de registros eléctricos

La interpretación de registros es el proceso por el que los parámetros medibles son traducidos en los parámetros petrofísicos deseados de porosidad, saturación de hidrocarburos, permeabilidad, producibilidad, litología, etc.

Además, la interpretación se complica debido al proceso de perforación. Durante la perforación a través de una formación, los fluidos en los poros de la roca que rodea el hueco pueden ser desplazados o contaminados por la invasión del fluido de perforación.

Debido a que los parámetros petrofísicos de la formación virgen no contaminada son requeridos, las herramientas de registro deben tener una profundidad de investigación capaz de ver más allá de la zona contaminada; o en caso contrario, las técnicas de interpretación deben ser capaces de compensar por la contaminación.

El propósito de las diferentes herramientas de registros es proveer mediciones que permitan derivar o inferir las características petrofísicas de las rocas reservorio. El propósito de la interpretación cuantitativa de los registros eléctricos es proveer las ecuaciones y técnicas para que la interpretación pueda realizarse.

5.8.1 El proceso de invasión

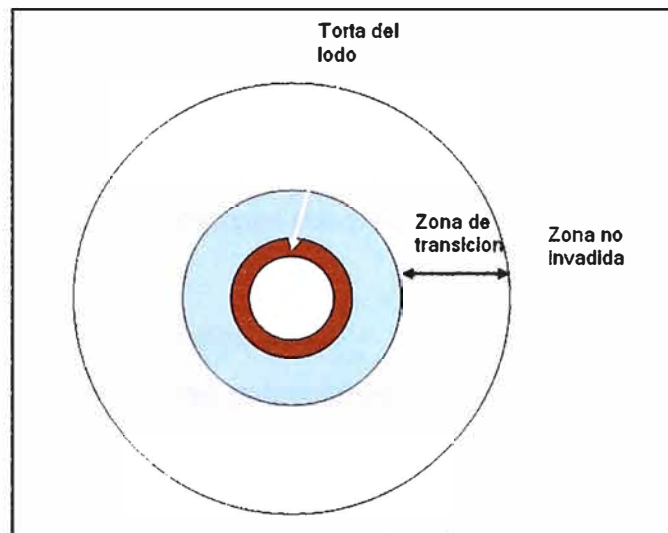
Durante el proceso de perforación, la presión hidrostática de la columna de lodo es normalmente mayor que la presión en los poros de la formación. Esto previene que el pozo se venga de golpe. La presión diferencial resultante entre la columna de lodo y la formación, fuerza el filtrado del lodo hacia la formación permeable, y las partículas sólidas del lodo se depositan en la pared del pozo formando una torta de lodo. La torta de lodo tiene una permeabilidad muy baja (del orden de 10^{-2} a 10^{-4} mD) y una vez que se desarrolla, reduce considerablemente la posterior invasión de filtrado de lodo.

Muy cerca del hueco, la mayor parte del agua original de la formación y cierta cantidad de hidrocarburos pueden ser desplazados por el filtrado. A esta zona se la llama la zona lavada. Contiene, si el desplazamiento es completo, sólo el filtrado

del lodo; si la formación contenía originalmente hidrocarburos, sólo hidrocarburos residuales.

Mientras más lejos del hueco perforado, el desplazamiento de los fluidos por el filtrado del lodo es cada vez menos completo, lo que resulta en una zona de transición desde una saturación del filtrado del lodo a una saturación del agua original de la formación. A esta zona se la conoce como zona de transición o zona invadida. A la zona no perturbada, más allá de la zona de transición, se le denomina como la zona no invadida, virgen o no contaminada.

Figura 5.6 Perfil de invasión a lo largo de un pozo perforado, vista de planta.



5.8.2 Resistividad

La mayoría de formaciones rocosas cuando están secas no conducen la electricidad. Una corriente eléctrica fluirá solo a través del agua intersticial que satura los poros si ésta contiene sales disueltas; debido a que bajo la influencia de un campo eléctrico estos iones se mueven llevando una corriente eléctrica a través de la solución.

De todos los parámetros medidos por las herramientas de registros actuales, la resistividad es de particular importancia ya que es esencial para la determinación de saturaciones. Las mediciones de resistividad son empleadas para determinar la

resistividad de la formación de la zona no invadida, llamada resistividad verdadera; también se usan las mediciones de resistividad para determinar la resistividad muy cerca al hueco perforado donde el filtrado del lodo ha desplazado los fluidos originales

La resistividad eléctrica de una sustancia es su habilidad para impedir el flujo de la corriente eléctrica a través de ella. La unidad usada en registros es ohm-metro²/metro, usualmente escrita como ohm-m. La conductividad eléctrica es el recíproco de la resistividad y es expresado en milimhos por metro (mmho/m)

5.9 Mediciones mediante registros eléctricos

5.9.1 Potencial espontáneo (SP) y registros de rayos gamma naturales (GR)

La curva de potencial espontáneo (SP) y el registro de rayos gamma (GR) naturales son registros de fenómenos físicos que ocurren naturalmente en las rocas in situ.

Entre la aplicación de estas curvas está:

Diferenciar rocas reservorio potencialmente porosas y permeables de arcillas y lutitas impermeables.

Definir el límite entre camas y permitir la correlación entre ellas.

Dar una indicación cualitativa de arcillosidad.

Ayudar en la identificación litológica (mineralógica)

5.9.1.1 La curva de SP

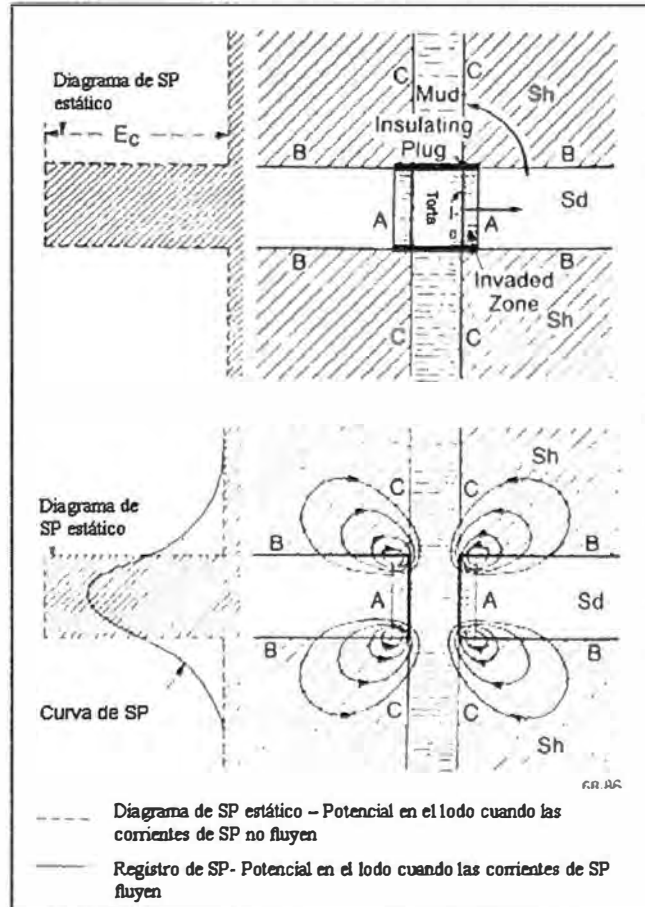
La curva de SP es un registro versus profundidad de la diferencia entre el potencial eléctrico de un electrodo móvil dentro del pozo y el potencial eléctrico de un electrodo fijo en la superficie. La curva de SP se mide en milivolts (mV)

Opuesta a las lutitas, la curva de SP usualmente define una línea más o menos recta en el registro llamada la línea base en lutitas. Opuesta a las formaciones permeables, la curva muestra deflexiones partiendo de la línea base. Las

deflexiones pueden ser hacia la izquierda (negativa) o hacia la derecha (positiva); dependiendo de las salinidades relativas del agua de formación y del filtrado del lodo. Si la salinidad del agua de formación es mayor que la salinidad del filtrado del lodo, la deflexión es hacia la izquierda. Para un contraste opuesto, la deflexión es hacia la derecha.

El SP no puede registrarse en huecos llenos de lodos no conductivos porque tales lodos no proveen continuidad eléctrica entre el electrodo del SP y la formación. Adicionalmente, si las resistividades del filtrado del lodo y el agua de formación son parecidas, las deflexiones del SP serán pequeñas y la curva será monótona.

Figura 5.7 Representación esquemática de la distribución de potencial y corriente dentro y alrededor de una cama permeable



Origen del SP

Las deflexiones en la curva del SP resultan de las corrientes eléctricas que fluyen en el lodo del pozo. Estas corrientes de SP son causadas por fuerzas electromotrices en la formación que tienen un origen electroquímico y electrocinética

Componente Electroquímico (Ec)

Considerando una formación permeable con camas gruesas de lutitas por encima y por debajo; asumiendo también que el filtrado del lodo y el agua de la roca reservorio contienen solamente cloruro de sodio (NaCl).

Debido a la estructura en capas de las arcillas y las cargas en estas capas, las lutitas son permeables a los cationes Na^+ pero impermeables a los aniones Cl^- . Por lo tanto, los cationes Na^+ son capaces de moverse a través de las lutitas desde la solución más concentrada de NaCl hasta la menos concentrada. Este movimiento de iones cargados es una corriente eléctrica y la fuerza que causa el movimiento constituye un potencial a través de las lutitas. Es decir, las lutitas actúan como membranas selectivas; por ello el potencial a través de éstas es llamado potencial de membrana.

El otro componente del potencial electroquímico se produce al borde de la zona invadida, donde el filtrado del lodo y el agua de formación están en contacto directo. Debido a que los iones Cl^- tienen mayor movilidad que los iones Na^+ , el resultado es la difusión neta de los iones Cl^- de la solución más concentrada a la menos concentrada. La corriente que fluye a través de ambas soluciones de diferentes salinidades es producida por una fuerza electromotriz (emf) llamada el potencial del encuentro de líquidos.

Si la formación permeable contiene alguna cantidad de lutitas o arcilla dispersa, la deflexión del SP se reduciría ya que la arcilla en la formación permeable produce una membrana electroquímica de polaridad opuesta a la cama adyacente de lutita.

Componente electrocinético (E_k)

Un potencial electrocinético es producido cuando un electrolito fluye a través de un medio poroso permeable. La magnitud del potencial electrocinético es determinado por diversos factores, entre los cuales está el diferencial de presión que produce el flujo de los electrolitos y la resistividad del electrolito.

En el pozo, un potencial electrocinético se produce por el flujo del filtrado del lodo a través de la torta de lodo depositado en la pared del pozo opuesta a una zona permeable. En la práctica, muy pequeño o ningún potencial se genera a través de la formación permeable. Esto es porque prácticamente toda la presión diferencial entre el hueco y la formación virgen inafectada es agotada a través de la torta del lodo menos permeable.

Un potencial electrocinético se puede producir a través de las lutitas debido a que tienen suficiente permeabilidad para permitir que una diminuta cantidad de filtrado del lodo fluya.

Cada uno de estos potenciales electrocinéticos contribuye a una lectura de SP más negativo opuestas a las camas permeables y a las lutitas respectivamente. La contribución neta a la deflexión del SP (a partir de la línea de lutitas) es por lo tanto la diferencia de la contribución de los potenciales electrocinéticos entre la torta del lodo y las lutitas. En la práctica, estos potenciales son similares en magnitud, y por lo tanto, la contribución neta a la deflexión del SP se puede considerar como despreciable.

SP vs. Permeabilidad y porosidad

El movimiento de iones, que causa el fenómeno del SP es posible sólo en formaciones que tienen una cantidad mínima de permeabilidad (una fracción de un milidarcy es suficiente). Sin embargo, no hay una relación directa entre el valor de la permeabilidad y la magnitud de la deflexión del SP, y del mismo modo con la porosidad.

5.9.1.2 Registro de rayos gamma (GR)

El registro de rayos gamma es la medición de la radioactividad natural de las formaciones rocosas. En las formaciones sedimentarias el registro normalmente refleja el contenido de lutitas de las formaciones. Esto se debe a que los elementos radioactivos tienden a concentrarse en arcillas y lutitas. Las formaciones limpias (sin lutitas) tienen un nivel muy bajo de radioactividad, a menos que ciertos contaminantes radioactivos como cenizas volcánicas o restos de granito estén presentes o que el agua de formación contenga sales radioactivas.

Se usa frecuentemente como complemento del registro de SP o sustitución de la curva de SP en pozos perforados con lodos salados, base aceite o con aire. En cada caso, es útil para localizar las camas de lutitas y de no lutitas; También se usa como herramienta de correlación en general.

Propiedades de los rayos Gamma

Los rayos gamma son ondas electromagnéticas de alta energía que son emitidas espontáneamente por algunos elementos radioactivos. Casi toda la radiación gamma que se encuentra en la Tierra es emitida por el isótopo radioactivo de Potasio 40 (^{40}K) y por los elementos radioactivos de la serie de Uranio y Torio. Estos rayos gamma naturales son detectados por la sonda de medición.

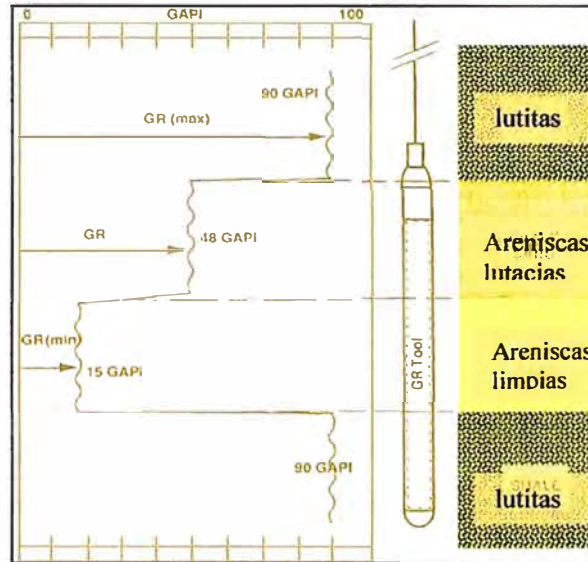
Cuando los rayos gamma pasan a través de la materia experimentan una sucesión de colisiones con átomos de la formación, perdiendo energía con cada colisión. Después que los rayos gamma han sufrido una pérdida de energía suficiente, son absorbidos. La tasa de absorción varía con la densidad de la formación. Dos formaciones que tengan la misma cantidad de material radioactivo por unidad de volumen pero diferentes densidades mostrarán diferentes niveles de radioactividad. La formación menos densa aparecerá como un poco más radioactiva.

Herramienta

Para detectar los rayos gamma se usa generalmente un cristal de NaI unido a un fotomultiplicador. Cuando un rayo gamma colisiona contra el cristal ocurren diversas interacciones que, finalmente, producen un centelleo de luz que es

detectado por el fotomultiplicador, donde es percibido como un pulso eléctrico con una amplitud proporcional al rayo gamma incidente.

Figura 5.8 Respuesta típica de un registro de rayos gamma



Calibración

La calibración primaria estándar de las herramientas de rayos gamma se realiza en una instalación API. Una calibración en el campo se realiza para normalizar cada herramienta con el estándar API. Por lo tanto los registros están calibrados en unidades API; la que se define como la 200ava diferencia entre la zona de mayor y menor energía de radiación medidos en el hueco de calibración primario. La radioactividad en formaciones sedimentarias tiene generalmente un rango de unas cuantas unidades API en anhidrita o sal hasta 200 o más en lutitas

Correcciones por condiciones del hueco

Las deflexiones de la curva de los rayos gamma no sólo es una función de la radioactividad y densidad de la formación sino también de las condiciones del hueco como: diámetro del hueco, peso del lodo y posición de la herramienta; debido al material que se interpone entre el sensor y la formación puede absorber rayos gamma. El software realiza correcciones según los parámetros que ingrese el ingeniero de registros.

5.9.2 Registros de porosidad

Convencionalmente, la porosidad de la roca puede ser obtenida de registros de neutrones, registros de densidad y registros sínicos. Por otro lado, la resonancia magnética nuclear (RMN) es una de las últimas tecnologías introducidas para medir porosidades.

Todas estas técnicas de registro, excepto la RMN, responden a las características de la roca adyacente al hueco; La técnica de RMN, en contraste, es independiente del tipo de roca presente. La profundidad de investigación es muy somera –solo algunas pulgadas o menos – y por lo tanto generalmente dentro de la zona invadida por el fluido de perforación.

5.9.2.1 Registro de neutrones

Los registros de neutrones se usan principalmente para la determinación de la porosidad de las formaciones petrolíferas; y responden a la cantidad de hidrógeno en la formación (índice de hidrógeno). Debido a que el agua y los hidrocarburos contienen hidrógeno, la respuesta de los registros refleja la porosidad de acuerdo al tipo de fluido contenido en los poros en formaciones limpias. Sin embargo, las mediciones responden a todos los átomos de hidrógeno en la formación, incluyendo a los que estén químicamente combinados en los minerales de la roca.

Otras aplicaciones

A parte de medición de porosidad, estos registros se usan para detectar gas en conjunto con registros de densidad e identificación de litología.

Principio

Los neutrones son partículas eléctricamente neutras que tienen una masa casi idéntica a la masa del átomo de hidrógeno. Neutrones de alta energía son emitidos continuamente desde una fuente radioactiva en la sonda. Estos neutrones colisionan con los núcleos de los elementos presentes en la formación y en cada colisión los neutrones pierden algo de su energía.

La cantidad de energía perdida por colisión depende de la masa relativa del núcleo con el que el neutrón colisiona. La mayor pérdida de energía ocurre cuando el neutrón colisiona con un núcleo prácticamente de su misma masa – por ejemplo un núcleo de hidrógeno. Las colisiones con núcleos pesados no desaceleran mucho a los neutrones. Por lo tanto, la desaceleración de los neutrones depende principalmente de la cantidad de hidrógeno en la formación.

Dentro de unos pocos microsegundos, los neutrones son desacelerados por sucesivas colisiones hasta llegar a velocidades termales que corresponden a energías de alrededor de 0.025 eV (electrón –voltio). Entonces, los neutrones se difunden aleatoriamente sin perder más energía hasta que son capturados por núcleos de átomos como cloro, hidrogeno o silicio.

Los hidrógenos que no son absorbidos llegan a los detectores y son contados aquí. Por lo tanto, la tasa de cuentas está inversamente relacionada a la cantidad de hidrógeno presente en la formación. Es decir la tasa de conteo en el detector cae a la medida que la concentración de hidrógeno aumenta y viceversa. Tanto los neutrones epitermales (energía intermedia) y termales (energía baja) pueden ser detectados de acuerdo al diseño del detector.

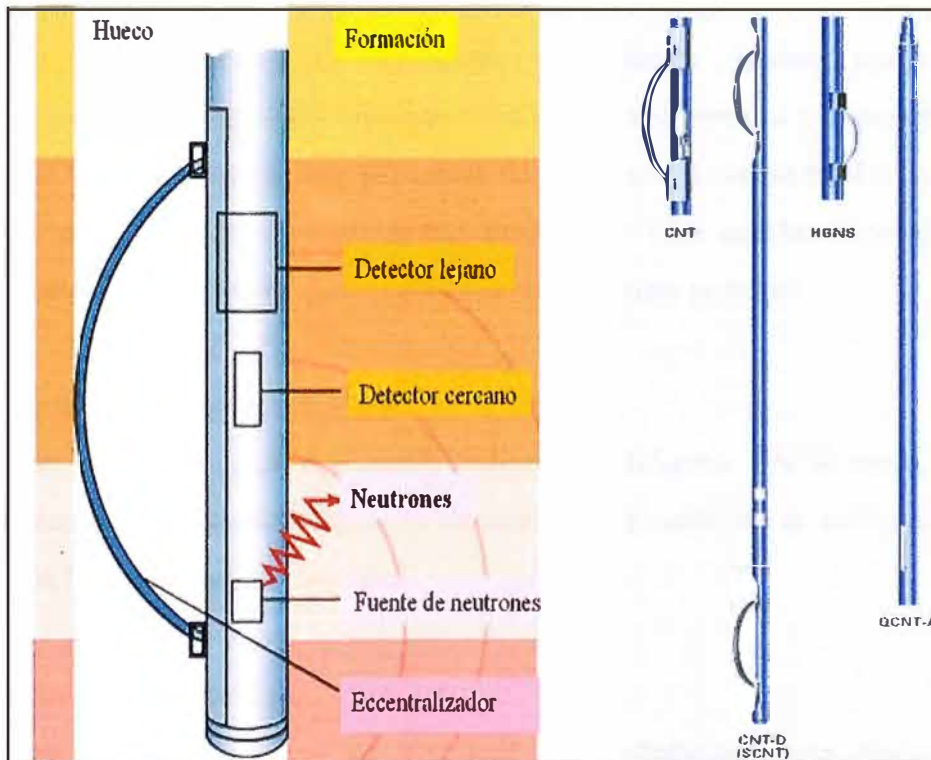
Herramientas

Principalmente incluyen la serie de herramientas de neutrón compensado (CNL) que se caracterizan porque presentan dos detectores a diferentes distancias de la fuente radioactiva; los que son capaces de detectar neutrones termales. Si la posición de los detectores y otros factores son optimizados apropiadamente, la razón de la tasa de cuentas de ambos detectores se ve menos afectada por el ambiente del hueco y la formación y las correcciones son mucho más pequeñas.

La tasa de cuentas de un detector y en menor medida la razón entre estas tasas son sensibles a los siguientes efectos ambientales: tamaño del hueco, separación de la pared de la formación, salinidad del agua de formación, salinidad del lodo, temperatura y presión de la formación, peso del lodo, torta del lodo, densidad de la formación. Esto debido a que el ambiente de registro se desvía de las condiciones estándares de la calibración primaria y; por lo tanto, habrá que

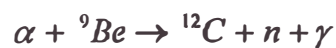
corregir por ello. En el software de adquisición se incorpora la posibilidad de hacerlo según el requerimiento del cliente.

Figura 5.9 A la izquierda, Esquema del principio de medición de porosidad de neutrones. A la derecha, diversas herramientas usadas



Estas herramientas usan una fuente química de Americo-Berilio ($^{241}\text{AmBe}$) que es colocada en un compartimiento específico de la herramienta justo antes de introducirla al hueco.

El Americio es un elemento radioactivo capaz de emitir partículas α , las cuales interactúan con el Berilio para producir neutrones de la siguiente manera:



La mayor generación de neutrones por generadores electrónicos (minitrones) permite usar neutrones epitermales para las mediciones de porosidad. La sonda de aceleración de neutrones (APS) usa este principio; como resultado, la medición de

porosidad es afectada solo mínimamente por el ambiente del hueco y las características de la formación, como litología y salinidad. Cinco detectores proveen información para la evaluación de porosidad, detección de gas y evaluación de lutitas.

Respuesta a hidrocarburos

Los hidrocarburos líquidos tienen índices de hidrógeno cercanos al agua. El gas y el crudo ligero sin embargo, usualmente tienen una concentración considerablemente más baja que varía con la temperatura y la presión.

Por lo tanto, cuando hay presencia de gas cerca de la pared del hueco el registro de neutrones lee una porosidad muy baja. Una combinación de registros de porosidad y densidad proveen una porosidad mas precisa.

Lutitas y el agua intersticial

Las lutitas tienen un apreciable índice de hidrógeno. Por lo tanto, en reservorios lutacios, la porosidad aparente, derivado de la medición de neutrones, será mayor que la porosidad efectiva real

Efecto de la litología

Las lecturas de todos los registros están afectadas hasta cierto grado por la litología de la roca. El software de adquisición de datos toma en cuenta este parámetro que debe ser ingresado manualmente para el procesamiento de la porosidad.

5.9.2.2 Registros de densidad

Los registros de densidad son aplicados para la estimación de la porosidad. Otros usos incluyen: el análisis litológico e identificación de minerales, detección de gas junto con el registro de neutrones, interpretación de areniscas arcillosas, propiedades mecánicas de rocas, entre otras.

Principio y Herramientas

La Herramienta de lito-densidad (LDT), tiene un elemento con una superficie que puede pegarse a la pared del hueco. En este elemento se localizan los dos detectores y también se carga la fuente radioactiva que emite rayos gamma hacia la formación.

Estos rayos gamma pueden ser considerados como partículas de alta velocidad que colisionan con los electrones de los elementos de la formación. En cada colisión, un rayo gamma pierda parte de su energía cediéndola a un electrón (dispersión Compton), y luego continúa su recorrido con su energía disminuida hasta que es absorbido (efecto fotoeléctrico). Los rayos gamma que no son absorbidos, son detectados por los cristales (detectores). Cada cristal está unido a un fotomultiplicador que genera una pulso de corriente proporcional a la energía depositada en el cristal por el rayo gamma incidente.

Por cada detector, la medición resultante es un espectro de energía con respecto a las cuentas. El número de rayos gamma en la región de mayor energía (región de dispersión Compton) está relacionado inversamente a la densidad de electrones de la formación (por ejemplo un incremento de la densidad de la formación disminuye el número de rayos gamma). La densidad de electrones está relacionada con la densidad bulk ρ_b , la que en turno depende de la densidad del material de la roca, la porosidad de la formación y la densidad de los fluidos que llenan los poros.

La densidad obtenida de la herramienta (densidad aparente) ρ_a es prácticamente igual a la densidad bulk ρ_b para la mayoría de los casos. Para algunas sustancias como la silvita, sal, yeso, anhidrita, carbón y formaciones que contienen gas se necesitan correcciones.

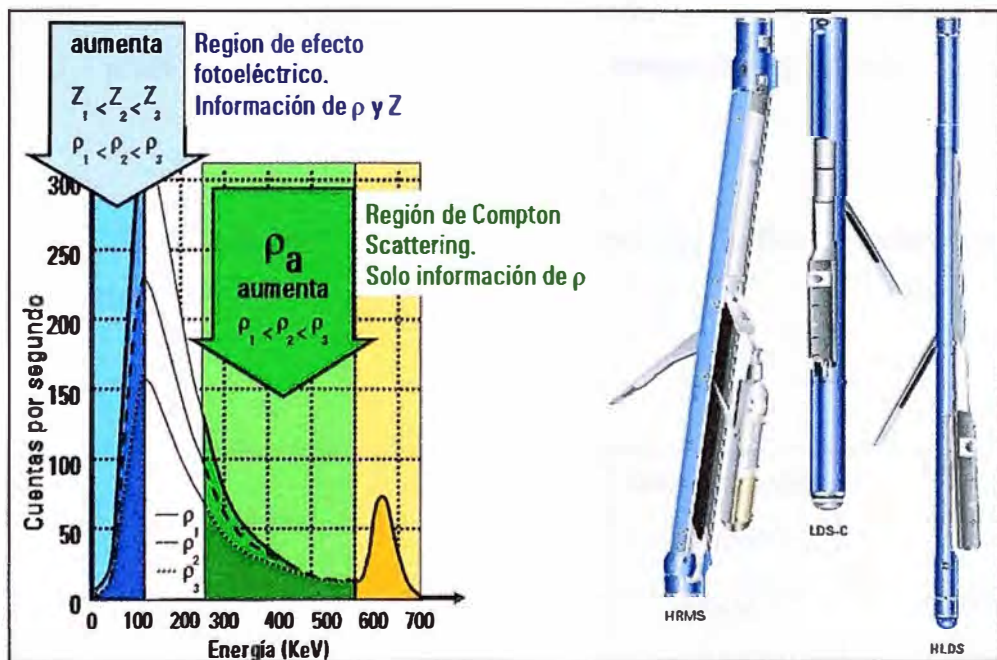
El número de rayos gamma en la región de baja energía (región de efecto fotoeléctrico) está relacionado inversamente tanto a la densidad de electrones como al índice de absorción fotoeléctrica, que puede relacionarse con la litología.

La herramienta de lito-densidad con tres detectores (TLD) presenta un detector adicional, cercano a la fuente que provee una mejor resolución vertical comparada

con el LDT. Este detector a diferencia de los demás, presenta una relación directa entre el número de rayos gamma detectados y la densidad de la formación debido a que los rayos gamma sufren pocas interacciones Compton antes de ser detectados como consecuencia del tramo corto que recorren.

Adicionalmente, las herramientas de lito-densidad tienen un brazo incorporado, que a parte de ayudar a que la superficie donde se encuentra los detectores se pegue a la pared del hueco, permite la medición del diámetro del hueco.

Figura 5.10 A la izquierda, espectro de energía de rayos gamma. A la derecha, imagen de herramientas de lito-densidad.



Porosidad a partir de registros de densidad

Para una formación conocida de una densidad ρ_{ma} , porosidad ϕ , que contiene un fluido de densidad ρ_f ; la densidad de formación ρ_b será:

$$\rho_b = \phi \rho_f + (1 - \phi) \rho_{ma} \quad (\text{Ec. 5.7})$$

Para fluidos usualmente encontrados en los poros (excepto gas e hidrocarburos ligeros) y para minerales comunes de rocas reservorio la diferencia entre la densidad aparente, leída por la herramienta de lito-densidad ρ_a y la densidad bulk ρ_b es tan trivial que se puede descartar. Resolviendo la ecuación anterior para ϕ :

$$\phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (\text{Ec. 5.8})$$

El fluido en los poros de las formaciones permeables, dentro de la zona relativamente somera de investigación de la herramienta (alrededor de 6 pulgadas) es usualmente el filtrado del lodo. Este filtrado tiene una densidad entre 1 g/cm^3 hasta de 1.1 g/cm^3 ; dependiendo de su salinidad, temperatura y presión.

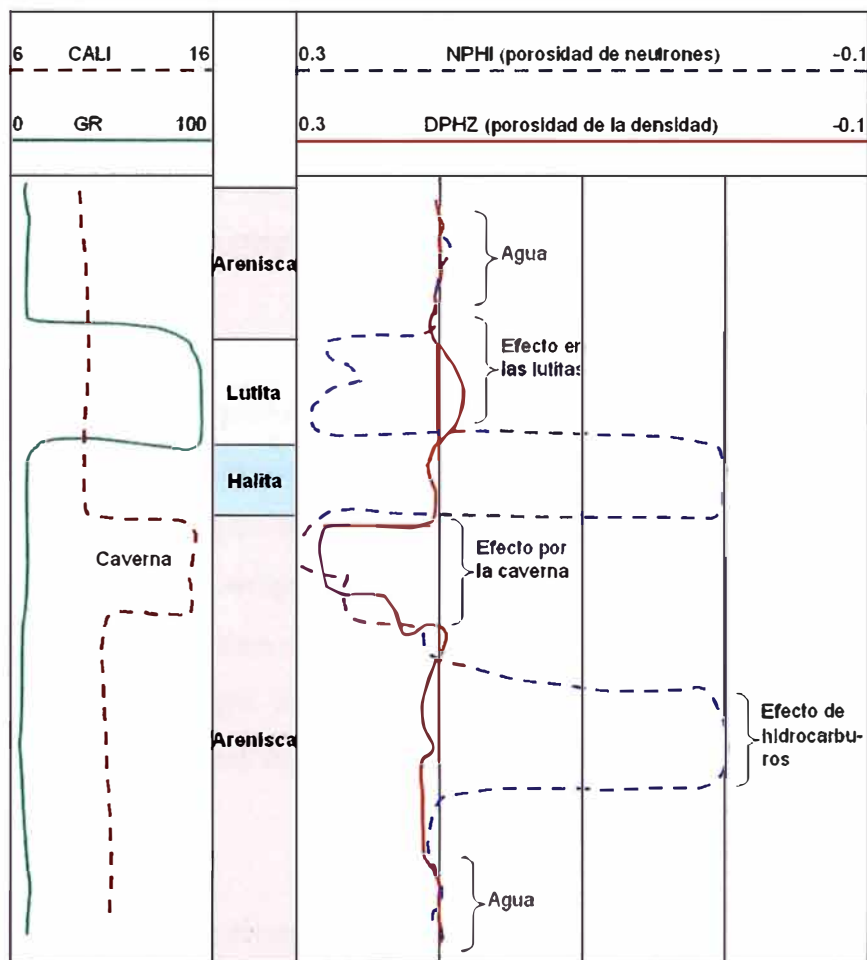
Tabla 5.3 Densidad real y medida; así como de índice fotoeléctrico de algunos compuestos

Compuesto	Fórmula	Densidad bulk $\rho_b \text{ (g/cm}^3\text{)}$	Densidad medida $\rho_a \text{ (g/cm}^3\text{)}$	Índice fotoeléctrico Pe
Cuarzo	SiO ₂	2.654	2.648	1.806
Calcita	CaCO ₃	2.710	2.710	5.084
Dolomita	CaCO ₃ MgCO ₃	2.850	2.850	3.142
Anhidrita	CaSO ₄	2.960	2.977	5.055
Silvita	KCl	1.984	1.863	8.510
Halita	NaCl	2.165	2.032	4.650
Yeso	CaSO ₄ .2H ₂ O	2.320	2.351	3.420
Agua fresca	H ₂ O	1.000	1.000	0.358
Agua salada	200,000 ppm	1.146	1.135	0.807
Petróleo	n(CH ₂)	0.850	0.850	0.119

Respuesta ideal de un registro de densidad de neutrones y densidad-porosidad

En la figura 5.11 se muestra un ejemplo de registro de porosidades que incluye también los rayos gamma y el caliper (diámetro del hueco)

Figura 5.11 Registro idealizado de porosidad de neutrones y porosidad de la densidad.



En este ejemplo, los rayos gamma de lectura baja señalan la zona de reservorio. Se supondrá que el registro ha sido corrido en una roca "arenisca"; por lo tanto cuando las curvas de porosidad de neutrones y porosidad-densidad se superponen, muestran que en esa zona hay agua. En zonas de lutitas la porosidad de neutrones tiene una lectura más alta debido al agua unida a las arcillas de las lutitas. En esta

zona se debe advertir que el tipo de roca real y la considerada en el registro no coinciden.

Se ve el efecto de la evaporita (halita) en el registro de neutrones, que lee cero porosidad en esta zona. En este intervalo tampoco coinciden el tipo de roca real y la considerada en el registro

En la zona donde el calibre del hueco aumenta (caliper), se observa que ambas porosidades aumentan; este efecto se debe a que hay mucha influencia del lodo que rodea la herramienta.

Finalmente, en la parte inferior se observa el efecto de los hidrocarburos que hacen que la lectura de la porosidad de neutrones disminuya. Este efecto se verá si el tipo de roca considerada para el registro coincide con el tipo de roca real de la formación, como es el caso que se presenta.

5.9.2.3 Registros sínicos

Una herramienta sónica consiste de un transmisor que emite un pulso de sonido y un receptor que recibe la señal y la guarda. El registro sínico es la adquisición de la lentitud (Dt) - recíproco de la velocidad de la onda - con respecto a la profundidad. La lentitud de la onda para una determinada formación rocosa depende de su litología y porosidad. Esta dependencia hace que los registros sínicos sean útiles como registros de porosidad.

Principio

Cuando una onda se propaga a través de un cuerpo envuelve un desplazamiento local de la materia. Este desplazamiento del material puede ser dividido en perpendicular o paralelo de acuerdo a la dirección de la propagación de la onda. Cuando el desplazamiento del material es paralelo a la dirección de propagación de la onda, se llama onda compresional (onda P); cuando este desplazamiento es perpendicular se llamar onda de corte (onda S). Las ondas compresionales viajan más rápido que las de corte. Además, las ondas de corte sólo pueden existir en materiales que de alguna manera pueden resistir cambios en su forma como

sólidos o fluidos de alta viscosidad; una onda de corte no se puede propagar en el agua por ejemplo.

Cuando un pulso de sonido es emitido hacia la formación rocosa ambos tipos de ondas se generan en ella; sin embargo, las ondas compresionales arriban primero a los detectores por ser más rápidas. La lentitud de llegada de esta onda se utiliza para los cálculos de porosidad.

El principio para calcular la lentitud de la onda se base en que se tienen dos receptores con una distancia conocida entre ellos (d). El tiempo de viaje de la onda a través de la formación para recorrer esa distancia se calcula restando el tiempo que demora la onda en llegar al receptor más cercano (T_1) y al más lejano (T_2) después de disparado el pulso. Entonces para una configuración de un transmisor y dos receptores la lentitud se define como:

$$Dt = \frac{(T_2 - T_1)}{d} \quad (\text{Ec. 5.9})$$

Dt se expresa normalmente en μ s/ft (microsegundos por pie)

Los registros tienen un rango de lentitud desde alrededor 44μ s/ft para una dolomía densa con porosidad de 0% hasta cerca de 190μ s/ft para el agua

Herramientas

Las herramientas sónicas compensadas (BHC, DDBHC) son las más comunes para realizar estos registros.

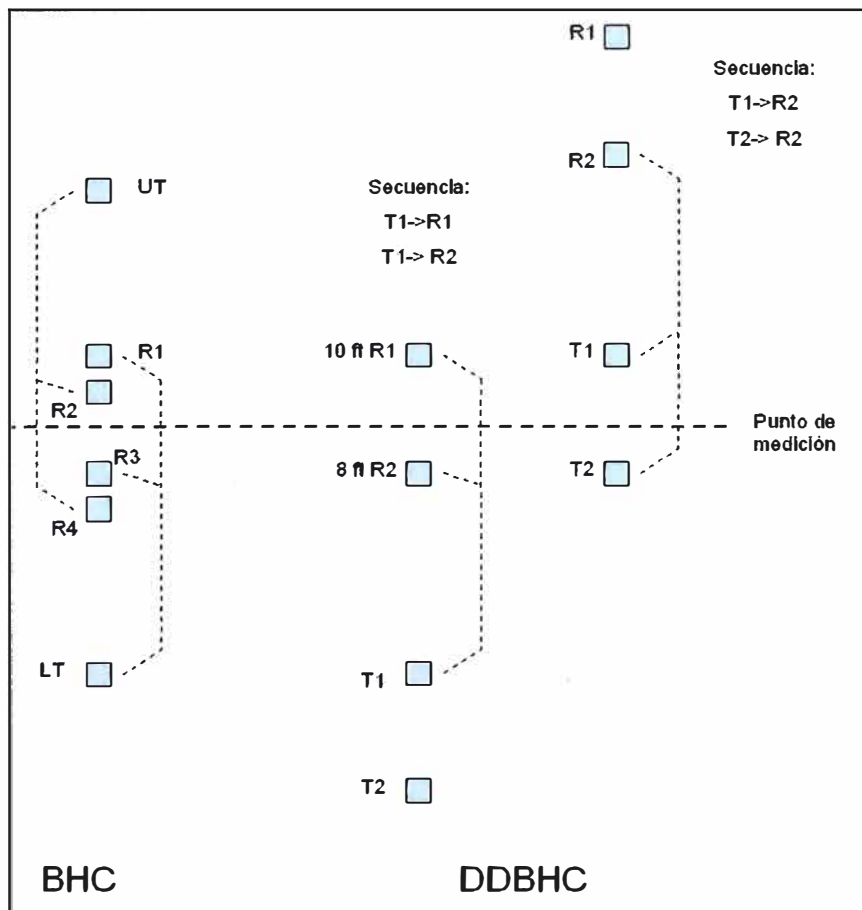
Los sistemas compensados reducen los efectos de cambios en el tamaño del hueco e inclinación de la sonda.

La herramienta BHC usa dos transmisores, ubicados en los extremos de la sonda; y dos pares de receptores ubicados entre los transmisores. Los transmisores disparan los pulsos en forma alternada y las ondas son detectadas en el par de receptores correspondientes. Los valores de Dt de los dos juegos de receptores son promediados automáticamente por la computadora de adquisición.

En huecos de diámetros grandes es posible tener el arribo de ondas que viajan en el lodo antes que las ondas provenientes de la formación rocosa en el receptor más cercano. En este caso, una herramienta sónica de espaciamiento más largo entre transmisor-receptor es necesaria para proveer una correcta medición.

Si se usa el sistema de compensación de la herramienta BHC con un sónico largo, la herramienta sería excesivamente larga; como alternativa se usa un sistema de compensación llamado “derivado de la profundidad” (DDBHC). En este sistema, la sonda tiene dos transmisores ubicados en la parte inferior de la sonda y dos receptores ubicados en la parte superior. Las mediciones se realizan a dos profundidades distintas. La primera medición de Dt es memorizada hasta que la herramienta llega a la siguiente posición para realizar la segunda medición de Dt; después, las mediciones son promediadas para obtener la medición compensada.

Figura 5.12 Sistemas sónicos compensados. A la izquierda BHC y a la derecha DDBHC



Velocidades del sonido en las formaciones rocosas

En rocas sedimentarias, la velocidad del sonido depende principalmente del material que constituye la roca y su porosidad. La porosidad disminuye la velocidad del sonido en las rocas.

Figura 5.4 Tabla de valores de velocidad y lentitud del sonido en formaciones rocosas comunes

Material	Velocidad del sonido V _{ma} (ft/s)	Lentitud real Dt _{ma-r} (μs/ft)	Lentitud de uso común Dt _{ma} (μs/pie)
Arenisca	18,000-19,500	55.5-51.0	55.5 ó 51.0
Caliza	21,000-23,000	47.6-43.5	47.5
Dolomía	23,000	43.5	43.5
Anhidrita	20,000	50.0	50.0
Sal	15,000	66.7	67.0
Hierro	17,500	57.0	57.0

Determinación de la Porosidad

Para areniscas consolidadas y compactas, M.R.J Wyllie propuso una relación lineal entre la porosidad y la lentitud:

$$Dt_{registro} = \phi_{sv} Dt_f + (1 - \phi) Dt_{ma} \quad (\text{Ec. 5.10}) \quad \text{ó}$$

$$\phi_{sv} = \frac{Dt_{registro} - Dt_{ma}}{Dt_f - Dt_{ma}} \quad (\text{Ec. 5.11})$$

Donde:

$Dt_{registro}$ es la lectura del registro sónico en μ s/ft,

Dt_{ma} es la lentitud del material de la roca y

Dt_f es la lentitud del fluido que invade (cerca de 189 μ s/ft para sistemas de agua fresca)

Generalmente, las areniscas consolidadas tienen una porosidad entre 15 a 25%. En tales formaciones los registros sínicos parecen ser relativamente independientes del contenido de los poros: agua o gas. Sin embargo en algunas areniscas de mayor porosidad (30% o mas) que tienen gran saturación de hidrocarburos y poca invasión, los valores de Dt pueden ser mayores, incrementándose la porosidad medida.

Si hay alguna laminación de lutitas en la arenisca; entonces la lectura de Dt se incrementa y del mismo modo la porosidad.

En carbonatos que tengan porosidad intergranular, la fórmula se sigue aplicando. Sin embargo, en rocas carbonatadas con porosidad secundaria (cavernas y fracturas), la velocidad del sonido parece depender mayormente de la porosidad primaria intergranular; por lo tanto la porosidad obtenida de la lectura del registro sínico usando la formula del promedio del tiempo (ϕ_{sv}) será menor por una cantidad cercana a la porosidad secundaria. Por lo tanto, si la porosidad total (ϕ_t) de una formación rocosa que exhibe porosidad primaria y secundaria (ϕ_2) esta disponible (por ejemplo de un registro de neutrón y/o densidad), la cantidad de porosidad secundaria puede ser estimada:

$$\phi_2 = \phi_t - \phi_{sv} \quad (\text{Ec. 5.12})$$

En areniscas no compactas la aplicación directa de la ecuación del promedio del tiempo resulta en valores de porosidad sobreestimados debido que los valores de Dt son mayores a los que deberían corresponder a la porosidad de la roca. Sin embargo, la relación entre la porosidad con respecto a la lentitud sigue siendo aproximadamente lineal. En estos casos un factor de corrección empírico Cp se aplica

$$\phi_{sv\text{cor}} = \phi_{sv} \left(\frac{1}{Cp} \right) \quad (\text{Ec. 5.13})$$

La ecuación de Raymer-Hunt también correlaciona la porosidad y la lentitud de la siguiente forma:

$$\phi_{sv} = \frac{1}{s} \left(\frac{Dt_{registro} - Dt_{ma}}{Dt_{registro}} \right) \quad (\text{Ec. 5.14})$$

Donde s es un factor empírico que toma el valor de 1.45 en areniscas y 1.60 en carbonatos. A diferencia de la ecuación de Wyllie, la de Raymer-Hunt no usa la lentitud del fluido como punto de correlación. Sin embargo, al igual que la de Wyllie, correlaciona bastante bien en areniscas compactas y se desvía, sobreestimando la porosidad en areniscas no consolidadas.

5.9.2.4 Registro de Resonancia Magnética Nuclear (RMN)

La resonancia magnética nuclear (RMN) es un fenómeno físico basado en las propiedades magnéticas que poseen los núcleos atómicos. La RMN permite alinear los campos magnéticos de diferentes núcleos en dirección de un campo magnético externo.

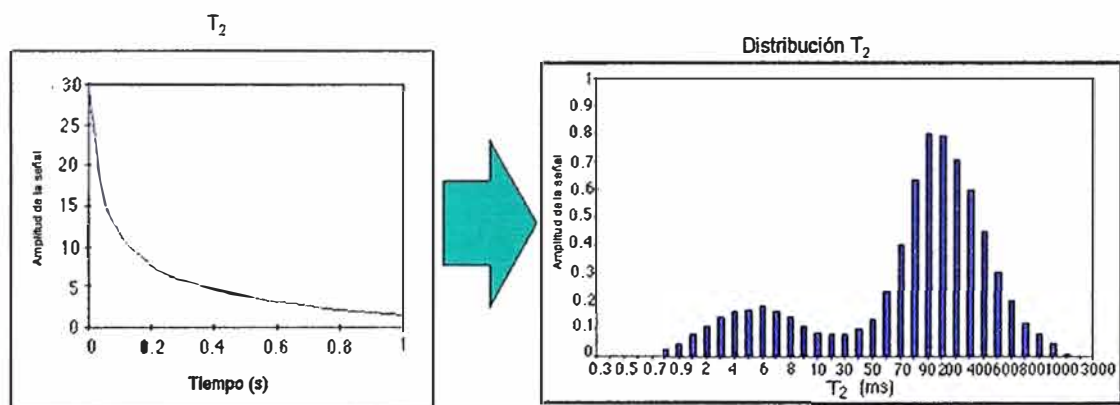
Principio y Herramienta

Las herramientas de resonancia magnética nuclear utilizan potentes imanes para crear un campo magnético estático (B_0) de polarización dentro de la formación. Los núcleos de los átomos de hidrógenos (protones) del agua y de los hidrocarburos, poseen una carga eléctrica positiva que al rotar sobre sí mismos generan débiles campos magnéticos, comportándose como pequeñas agujas imantadas. Cuando el campo B_0 atraviesa una formación que contiene fluidos, sus protones se alinean a lo largo de B_0 . Este proceso da origen a la magnetización que aumenta en forma exponencial, alcanzando un valor de equilibrio, con una constante de tiempo T_1 . Un pulso de radiofrecuencia, que es generado por la misma herramienta, produce la rotación de los protones, que se traduce en idéntica rotación de la magnetización, hacia el plano perpendicular a B_0 . Después de concluido el pulso, esta magnetización comienza un movimiento de precesión alrededor de B_0 , de la misma manera que gira un trompo.

La frecuencia de precesión, denominada frecuencia de Larmor, es proporcional a la intensidad de B_0 . Esta precesión genera un campo magnético oscilante, que induce un pequeño voltaje – la señal nuclear – que por lo general es de poco microvoltios. La amplitud total de la señal mide el contenido total de hidrógeno o porosidad de la formación.

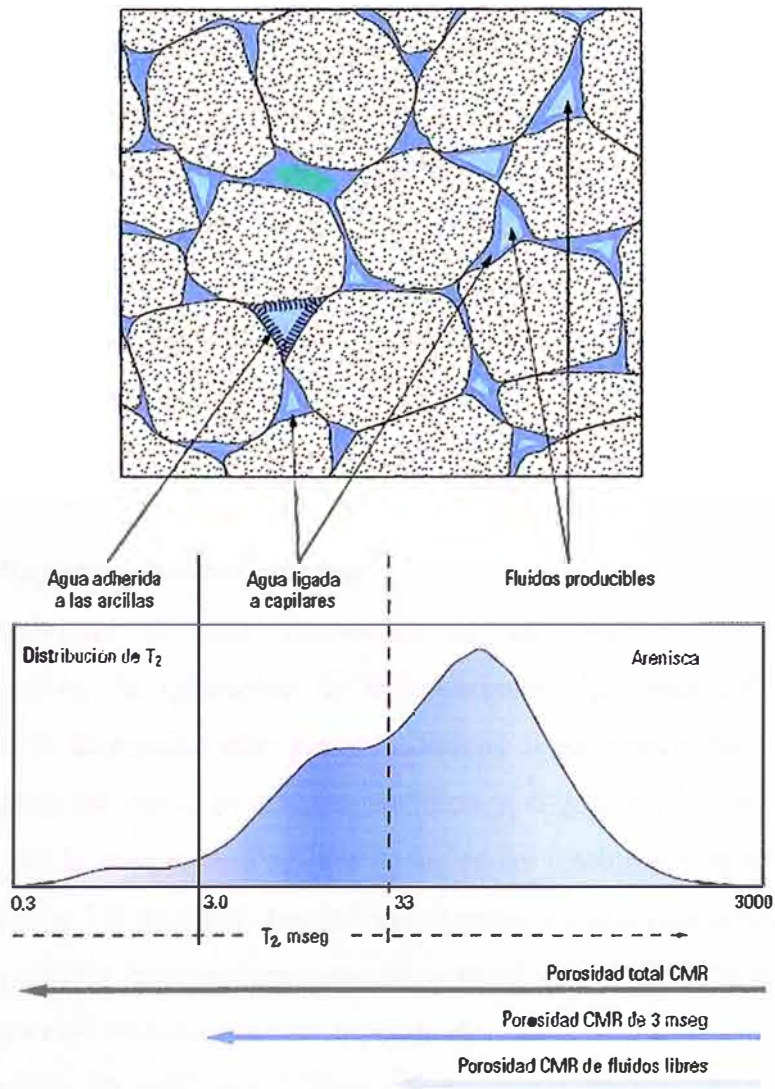
La señal de RMN decae en forma exponencial mientras la medición se repite un número determinado de veces. A la tasa de decaimiento se llama relajación transversal y está controlado por una constante de tiempo T_2 . Esta constante de tiempo se ve afectada por tres mecanismos de relajación: la relajación intrínseca del fluido, la relajación superficial y la relajación derivada de la difusión en un gradiente de B_0

Figura 5.13 Decaimiento multi-exponencial a distribución de T_2 . El volumen de una roca contiene millones de poros con una distribución de valores de T_2



La contribución de la relajación intrínseca del fluido se debe principalmente a la interacción magnética entre los protones de las moléculas de los fluidos. El movimiento molecular del agua y del petróleo liviano es rápido, de manera que la relajación es ineficiente y da origen a T_2 largos. Sin embargo, a medida que los líquidos se tornan más viscosos, los movimientos moleculares se hacen más lentos y la relajación magnética se vuelve más efectiva dando origen a T_2 cortos. De esta manera se pueden identificar el petróleo pesado, puesto que su T_2 es menor que del petróleo liviano y el agua.

Figura 5.14 Utilización de la distribución de T_2 (abajo) para identificar los componentes de los fluidos arriba.



Los fluidos que se encuentran cercanos o en contacto con la superficie de los granos de la roca se relajan mucho más rápido (relajación superficial) que aquellos alejados de dichas superficies. Debido a las complejas interacciones magnéticas que ocurren entre los protones de los fluidos y los átomos de la superficie de los granos, existe una alta probabilidad que el protón del fluido se relaje rápidamente cuando se encuentre próximo a la superficie de los granos. Es claro que a menor tamaño del poro en la formación, mayor es la frecuencia con que los protones interactúan con la superficie, dando origen a T_2 más cortos. Este

es el fundamento por el que se puede afirmar que la distribución de T_2 está estrechamente vinculada con la distribución de tamaño de poros.

Tradicionalmente, la porosidad total de las formaciones se originan de tres componentes principales: la porosidad del fluido libre, con T_2 largos, el agua ligada a los capilares, con T_2 superior a 3 ms y menor que el T_2 de corte para el fluido libre; y por ultimo el agua adherida a las arcillas con T_2 cortos inferiores a 3 ms.

La relajación debida a la difusión en el gradiente del campo B_0 es una técnica que se utiliza con frecuencia para diferenciar el petróleo del gas. El gas tiene una alta movilidad comparado con el petróleo y el agua, y por lo tanto, la señal RMN de los protones del gas muestra un mayor efecto de difusión.

5.9.3 Registros de Resistividad

La resistividad de una formación es un parámetro fundamental en la determinación de saturación de hidrocarburos. La electricidad puede pasar a través de la formación sólo porque contiene agua conductiva. Con algunas raras excepciones tal como el sulfuro metálico y el grafito, la roca seca es un buen aislante de la corriente. Por otro lado, rocas totalmente secas son encontradas escasamente. Por lo tanto, las formaciones en el subsuelo tienen una resistividad finita y medible debido al agua en sus poros o absorbida en la arcilla intersticial.

La resistividad de la formación depende de:

Resistividad del agua de formación

Cantidad de agua presente

Geometría de la estructura de poros

La resistividad se puede definir como la resistencia de un material conductor de 1m de largo con una sección transversal de 1 m^2 .

$$r = k R \quad (\text{Ec. 5.15})$$

Donde:

r es la resistividad en ohm-m

R es la resistencia en ohm

k es el factor geométrico que relaciona las dimensiones físicas del material medido

El factor geométrico es la relación del área transversal con la longitud de la muestra. Por lo tanto las unidades de la resistividad son $\text{ohm}\cdot\text{m}^2/\text{m}$ que se simplifica como $\text{ohm}\cdot\text{m}$

La resistividad de las formaciones están usualmente entre 0.2 a 1000 $\text{ohm}\cdot\text{m}$. Resistividades mayores a 1000 $\text{ohm}\cdot\text{m}$ no son comunes en formaciones permeables pero son observadas en formaciones poco permeables y de muy baja porosidad.

La resistividad se mide tanto enviando corriente hacia la formación y midiendo la facilidad del flujo eléctrico o induciendo una corriente eléctrica hacia la formación y midiendo cuan grande es la corriente inducida.

5.9.3.1 Registros de inyección de corriente

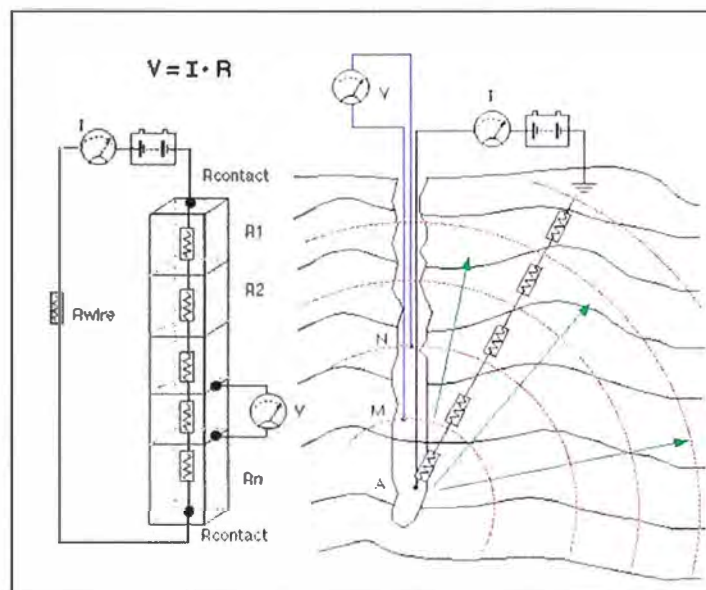
Principio

Los registros por inyección de corriente son usados principalmente para determinar la resistividad (R_t) de la formación virgen. Su rango de operación esta restringido a lodos conductivos.

Los registros de inyección de corriente se basan en la aplicación de la ley de ohm. Es decir se trata de medir la resistencia mediante la aplicación de corriente hacia la formación y la medición de la caída de voltaje correspondiente. La resistividad es encontrada aplicando un factor geométrico que depende del tipo de herramienta.

Si se colocase un único electrodo de emisión de corriente en el hueco y un electrodo de retorno en la superficie, esta configuración mediría la suma de todas las resistencias entre el electrodo de superficie y el electrodo dentro del hueco. Sin embargo, para analizar o medir una capa específica no es suficiente medir la resistencia total entre el electrodo de la superficie y el que esta dentro del hueco. Si se adicionara dos electrodos de monitoreo sería posible medir la caída de voltaje entre dos profundidades.

Figura 5.15 Principio de medición de la resistividad por inyección de corriente



Herramientas

Las herramientas más comunes son las del tipo de doble curva (DLL) que presentan básicamente dos curvas: una de resistividad somera y la otra de resistividad profunda. La curva somera se obtiene cuando la corriente de medición inyectada tiene poca penetración en la formación rocosa, mientras que la profunda cuando tiene mayor penetración. La penetración de la corriente hacia la formación se logra mediante electrodos de guarda ubicados en la herramienta, los que emiten corriente a diferentes frecuencias que ayudan a enfocar la corriente de medición.

La corriente de medición se inyecta desde un electrodo ubicado en la parte central de la herramienta, mientras que los electrodos de monitoreo y guarda se encuentran simétricamente ubicados hacia arriba y debajo de éste.

Para la curva profunda, la corriente de medición retorna hacia la superficie; mientras que para la somera la corriente de medición retorna hacia los electrodos ubicados en la misma herramienta; los cuales se encuentran aislados entre sí físicamente para impedir el flujo de corriente a lo largo de la herramienta y además tienen un lazo de control que regula que la diferencia de potencial entre ellos sea cero.

La diferencia de potencial para el cálculo de la resistividad se mide entre los electrodos de monitoreo ubicados en la herramienta y un electrodo de referencia en la brida.

La brida es un pedazo de cable hecho de un material aislante que se conecta en la punta del cable eléctrico.

La herramienta de arreglo de inyección de corriente de alta resolución (HRLT) actúa como una herramienta de medición somera, ya que no presenta el modo en el que la corriente de medición retorna a la superficie; por lo tanto tampoco usa un electrodo en la superficie. Sin embargo, esta herramienta logra cinco profundidades de investigación. Para ello usa un arreglo de electrodos de guarda que enfocan la corriente a diferentes profundidades. Con el HRLT tampoco es necesaria la brida ya que el mismo cable eléctrico se usa como electrodo de referencia, el cual se aísla a través de un adaptador de material aislante que se conecta como una herramienta más.

Otra ventaja que tiene el HRLT sobre las herramientas de doble curva convencionales es su mejor lectura en camas delgadas.

5.9.3.2 Registros de inducción de corriente

Los registros de inducción de corriente fueron desarrollados originalmente para lodos en base aceite y huecos perforados con aire ya que las herramientas de inyección de corriente no trabajan en estos ambientes.

Principio

En la actualidad, las herramientas de inducción tienen varios transmisores y bobinas receptoras. Sin embargo, el principio puede ser entendido considerando una sonda con una sola bobina de transmisión y una bobina de recepción.

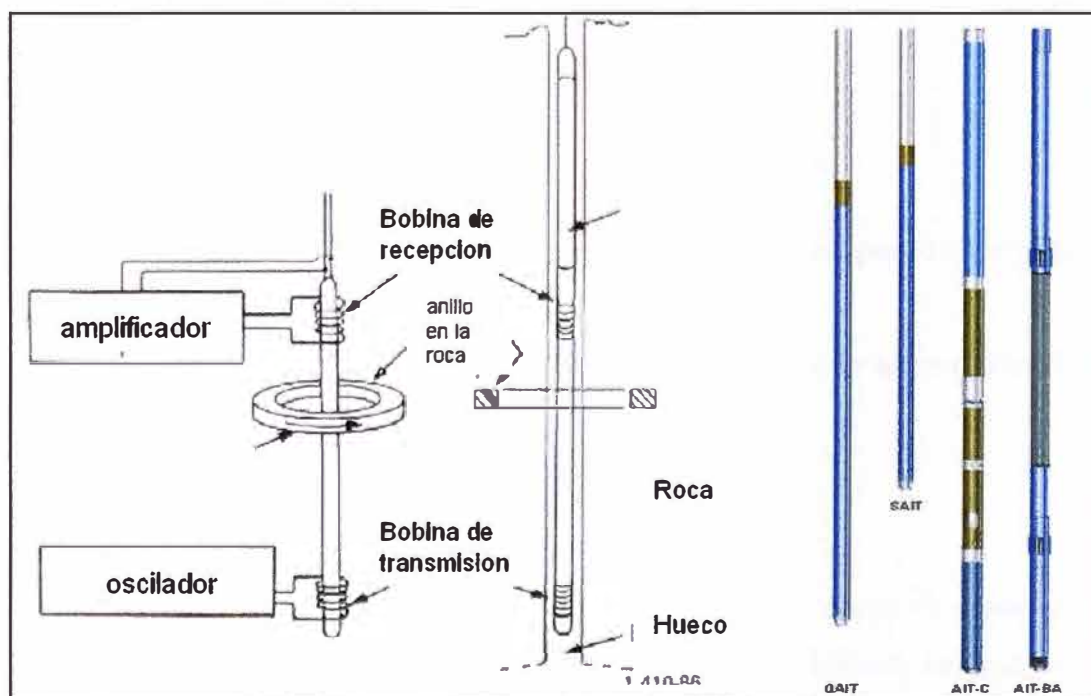
Una corriente de frecuencia alterna de intensidad constante es enviada a través de la bobina de transmisión. El campo magnético alterno creado induce corrientes en la formación rocosa que rodea el hueco. Estas corrientes fluyen en lazos circulares en la roca coaxiales con la bobina de transmisión; y crean un campo magnético que induce un voltaje en la bobina de recepción.

Debido a que la corriente alterna en la bobina de transmisión es de frecuencia y amplitud constante, los lazos circulares de corriente en la formación rocosa son directamente proporcionales a la conductividad de la roca. El voltaje inducido en la bobina de recepción es proporcional a los lazos de corriente circular en la roca y por lo tanto a la conductividad de la formación rocosa.

Herramientas

Las herramientas de inducción comúnmente usadas son las herramientas de arreglo inductivo (AIT). Estas herramientas usan un arreglo de ocho bobinas que operan a múltiples frecuencias. El procesamiento de las señales recibidas genera una serie de curvas de resistividad con diferentes profundidades de investigación. Los registros generados tienen profundidades medias de investigación de 10, 20, 30, 60 y 90 pulg. y para cada uno de estos juegos se tienen resoluciones verticales de 1, 2 y 4 pies. Mientras mayor en la resolución vertical, más insensible es el registro a las condiciones del hueco.

Figura 5.16 A la izquierda, Esquema del principio de medición de una herramienta de inducción. A la derecha, herramientas de arreglo inductivo



5.10 Propiedades estimadas a partir registros eléctricos

5.10.1 Estimación de saturaciones

La saturación de agua es una fracción (porcentaje) del volumen del poro de la roca reservorio que está llena de agua. Generalmente se asume que el volumen del poro que no está lleno de agua esta lleno de hidrocarburos. La determinación de la saturación de agua e hidrocarburo es uno de los objetivos básicos del registro de pozos

5.10.1.1 Areniscas limpias

Todas las determinaciones de formaciones rocosas limpias (sin lutitas) con porosidad intergranular están basadas en la ecuación empírica de Archie o alguna variación de ella.

La ecuación es:

$$S_w^n = \frac{aR_w}{\phi^m R_t} \quad (\text{Ec. 5.16})$$

Donde:

R_w es la resistividad del agua de formación rocosa

R_t es la resistividad de la formación rocosa

ϕ es la porosidad de la formación rocosa

m es el exponente de cementación

n es el exponente de saturación

Para los exponentes m y n se puede usar el valor de dos para la mayoría de reservorios.

La precisión de la ecuación de Archie depende largamente de la precisión de los parámetros fundamentales de entrada R_w , R_t y ϕ

5.10.1.2 Areniscas arcillosas

La lutita es uno de los más importantes componentes de las rocas en el análisis de registros. Además de sus efectos en la porosidad y permeabilidad, su importancia

resulta de sus propiedades eléctricas, que tiene gran influencia en la determinación de la saturación de fluidos.

Debido a que la ecuación de saturación de agua de Archie, que relaciona la resistividad de la roca, asume que el agua es el único material conductor en la formación, la presencia de otro material conductor (lutitas) requiere que la ecuación de Archie se modifique para acomodarse a la existencia de este material o que un nuevo modelo se desarrolle para relacionar la saturación de agua en formaciones lutacias.

La presencia de arcillas también complica la definición de porosidad de la roca. La capa de agua superficial enlazada a la partícula de arcilla puede significar una cantidad considerable de porosidad. Sin embargo esta porosidad no es un potencial reservorio para hidrocarburos.

La forma en que las lutitas afectan la lectura de un registro depende de la cantidad y sus propiedades físicas. También puede depender de la forma en que esta distribuida en la formación. Las lutitas pueden estar distribuidas de tres formas

1. Las lutitas pueden existir en la forma de láminas entre las capas de arena. Este tipo de distribución de las lutitas no afecta la porosidad o permeabilidad de las capas de arena
2. Las lutitas pueden existir como granos o nódulos en la matriz de la formación. Esta lutita matricial se denomina lutita estructural y se considera que tiene propiedades parecidas a la de la lutita laminar.
3. La lutita puede estar dispersada a través de la arena, llenando espacios intergranulares. La lutita dispersa en los poros disminuye tanto la porosidad de la arena como la permeabilidad

Todas estas formas de distribución de lutitas podrían ocurrir simultáneamente en la formación.

Existen varios modelos que introducen las lutitas para el cálculo de la saturación de agua, uno de ellos es el modelo de agua dual

Modelo de agua dual

En el modelo de agua dual, la arcilla se considera que consiste de dos componentes, agua enlazada y minerales de arcilla.

Los minerales de arcilla se consideran como eléctricamente inertes, y la conductividad se considera que proviene de la conductividad del agua enlazada a la arcilla C_{wb} . Se asume que C_{wb} es independiente del tipo de arcilla.

El agua enlazada es no movible en condiciones normales. Por lo tanto el volumen que ocupa no puede ser desplazado por hidrocarburos.

Figura 5.17 Esquema del modelo de agua dual

			Porosidad Total		
Matriz	Limo	Arcilla	Agua enlazada	Agua libre	Hidrocarburos libres
Matriz	Lutita		Porosidad efectiva		

Para la mayoría de las rocas sólo la parte porosa necesita ser considerada cuando se discuten propiedades eléctricas. Entonces la ecuación de Archie se convierte en:

$$C_t = \frac{\phi_t^m S_{wt}^n}{a} C_{we} \quad (\text{Ec. 5.17})$$

Donde

a , m y n tienen las connotaciones usuales de Archie

C_t es la conductividad de la formación no invadida

C_{we} es la conductividad de las agua en espacio del poro

Hay que notar que ϕ_t y S_{wt} se refieren al volumen total del poro; esto incluye los volúmenes de poro saturados con el agua enlazada y el agua libre de la roca reservorio. C_{we} , en término de saturaciones es:

$$C_{we} = \frac{\phi_t (S_{wt} - S_{wb}) C_w + \phi_t S_{wb} C_{wb}}{\phi_t (S_{wt} - S_{wb}) + \phi_t S_{wb}} \quad (\text{Ec. 5.18})$$

Donde

S_{wb} y C_{wb} es la saturación y conductividad del agua enlazada a la arcilla

C_w es la conductividad del agua libre de formación

La porosidad y la saturación de la porción de arena (libre de arcilla) se obtiene sustrayendo el volumen de agua enlazada a la arcilla $\phi_t S_{wb}$. Entonces la porosidad efectiva es:

$$\phi = \phi_t (1 - S_{wb}) \quad (\text{Ec. 5.19})$$

y la saturación de agua es:

$$S_w = \frac{S_{wt} - S_{wb}}{1 - S_{wb}} \quad (\text{Ec. 5.20})$$

Para evaluar una formación lutacia usando el modelo de agua dual, cuatro parámetros deben determinarse. Estos son C_w (ó R_w), C_{wb} (ó R_{wb}), ϕ_t y S_{wb}

5.10.2 Estimación de la permeabilidad

La permeabilidad es una medida de la habilidad de la roca de transmitir fluidos. Para la mayoría de reservorios, los datos de permeabilidad son indicadores de rendimiento en términos de recuperación de petróleo y productibilidad del pozo. Sin embargo, a diferencia de otras propiedades básicas de la roca; en la actualidad, no hay herramientas disponibles para mediciones continuas y directas de la permeabilidad del reservorio.

La herramienta más común disponible en la industria actualmente para medición indirecta de permeabilidad en el reservorio es la Resonancia Magnética Nuclear

5.10.2.1 Estimación mediante registros de resonancia magnética nuclear

Los datos de Permeabilidad calculados de la respuesta de los registros de RMN dependen de los datos de porosidad adquiridos y de las ecuaciones de correlación empíricas como Timur-Coates. Por lo tanto, los datos de permeabilidad deben ser calibrados con otras fuentes como núcleos antes de que puedan ser aplicados.

El software de adquisición para el módulo de CMR permite mostrar la ecuación de Timur-Coates y la ecuación de Schlumberger-Doll para la estimación de la permeabilidad.

La ecuación empírica de Timur – Coates relaciona las porosidades obtenidas del registro de RMN de la siguiente manera:

$$k_{Tim} = a 10^4 \phi_{nmr}^b \left(\frac{\phi_f}{\phi_{bf}} \right)^c \quad (\text{Ec. 5.21})$$

Mientras que la ecuación de Schlumberger-Doll obtiene la permeabilidad de la siguiente manera:

$$k_{SDR} = a T_{2log} \phi_{nmr}^b \quad (\text{Ec. 5.22})$$

Donde:

a, b, c son coeficientes que dependen del tipo de roca

ϕ_{nmr} es la porosidad total obtenida por el registro de RMN

ϕ_f es la porosidad de fluido libre obtenida del registro de RMN

ϕ_{bf} es la porosidad del fluido no movable obtenido del registro de RMN

T_{2log} es la media logarítmica de la distribución T_2

5.10.2.2 Estimación mediante prueba de presiones

Las herramientas de pruebas de presión estiman la movilidad, que es la permeabilidad dividida entre la viscosidad del fluido, a partir del perfil de presiones con respecto a tiempo obtenido en cada punto de prueba. Esta prueba se toma en la pared del hueco, permitiendo el flujo de una cantidad pequeña de fluido de formación pero cuya composición no es conocida.

Las herramientas de prueba de presiones están conformadas por una probeta telescópica que se pega a la formación rompiendo la torta de lodo que hay sobre la pared del hueco y por la que el fluido de la formación puede ingresar. Esta probeta es empujada hacia la formación por un sistema de anclaje que contiene un par de tubos extensibles situados en la parte posterior de la probeta. La probeta está sentada sobre una empaadura que permite hacer sello contra las paredes del hueco para que no ingrese lodo. El fluido de la formación ingresa a través de las líneas de flujo hasta el cilindro de prueba, el cual puede albergar un volumen predeterminado, dependiendo del comando que se envíe desde la superficie. El máximo volumen depende del tipo de herramienta pero normalmente son algunas decenas de cm^3 . En el XPT hasta 30 cm^3 y en el MDT hasta 20 cm^3 . La herramienta también cuenta con sensores de presión que miden la presión del fluido que entra y la presión hidrostática del lodo que llena el hueco. Terminada la prueba a la profundidad deseada, se retracta la probeta y el sistema de anclaje, previamente el la válvula de ecualización se abre para permitir que la presión en el interior de las líneas de flujo se ecualicen con la presión hidrostática. De esta forma, herramienta está lista para realizar la prueba en otro punto

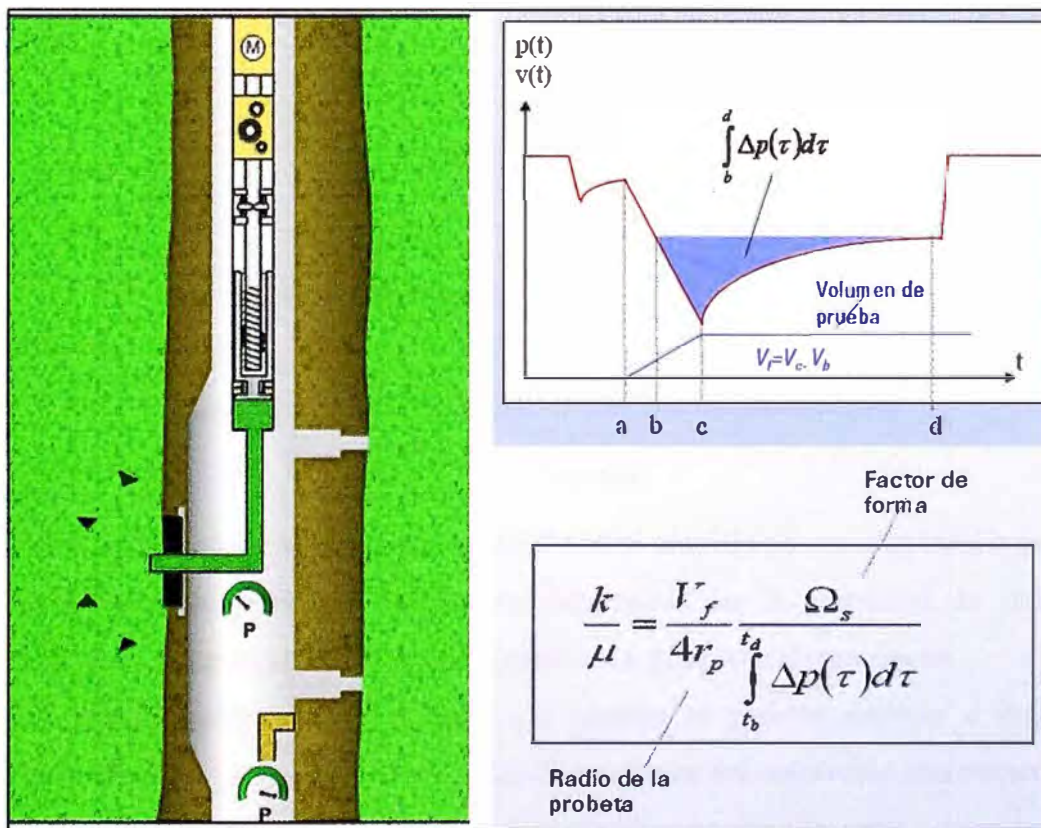
En detalle, la prueba de presión consiste en que una caída presión transitoria es inducida por el retiro de un determinado volumen de la formación, seguido de un cierre y la correspondiente estabilización o crecimiento hasta la presión de formación. La respuesta de la presión es monitoreada por dos sensores de presión que proveen la grafica del perfil de presión contra tiempo.

Durante el retiro de fluido de la formación, el movimiento de fluido se realiza en un volumen pequeño, este fluido se encuentra en un espacio que rodea la probeta. Como resultado, la estabilización de la presión de la herramienta para igualar la presión de formación ocurre bastante rápido. Los datos de la caída de presión pueden ser analizados para identificar la movilidad durante este proceso. Esta estimación de movilidad representa la zona dañada por la perforación del hueco, pero es un buen indicativo de la movilidad de la formación.

Existen dos herramientas comúnmente usadas para este tipo de pruebas: La herramienta de prueba de presión rápida (XPT) y El Probador Modular Dinámico

(MDT). Tanto el XPT como el MDT proveen estimaciones de movilidad para cada prueba de presión a través del software de Interpretación de prueba de formación (WFTI) que está incluido en el software de adquisición, que calcula la movilidad durante la caída de presión del área debajo de la curva contra la presión.

Figura 5.18 A la izquierda, Herramienta XPT tomando un punto de presión. Superior derecha, Perfil de presión transitoria con respecto al tiempo. Abajo, ecuación usada por el software de adquisición para el cálculo de movilidad (k/μ).

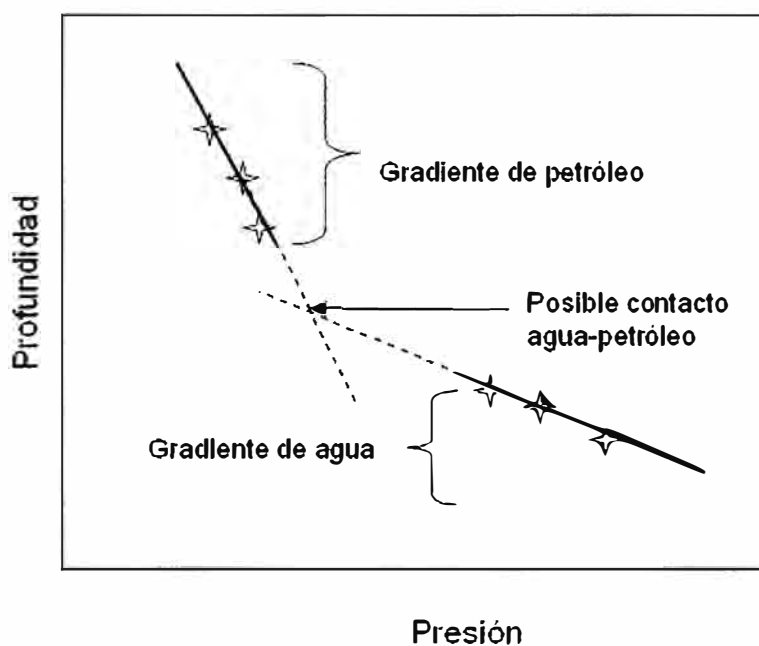


En general, se considera que el mejor valor de permeabilidad de reservorios se obtiene de pruebas de producción (DST). La mejor aproximación mediante registros eléctricos se obtiene de una prueba de mini-DST con MDT que se puede hacer usando un doble empacador inflable que permite el sello de un intervalo de

la formación para extraer, mediante una bomba incorporada en la herramienta, fluido de la formación en forma continua. Al parar de bombear, se obtiene un perfil de la presión transitoria que será más representativa de la zona no dañada de la formación y a partir de la cual se puede estimar la permeabilidad.

Otras aplicaciones de los puntos de presión:

Figura 5.19 Intercepción de gradientes para la determinación de contactos



Otras aplicaciones importantes también son el análisis de conectividad a partir de mediciones de presiones formación, determinación de densidad de fluidos y contactos de agua, petróleo y gas a partir de la gradiente de presiones.

Un número ilimitados de pruebas de presión se pueden realizar a diferentes profundidades para producir un perfil de presiones del reservorio con respecto a la profundidad (gradiente de presión). Este perfil se puede convertir a densidad de la fase continua contenida en el reservorio y puede usarse para definir contacto de fluidos

La densidad se puede obtener de la gradiente para cada fase de la siguiente forma:

$$\rho = \frac{\left(\frac{dP}{dD}\right)}{g} \quad (\text{Ec. 5.23})$$

Donde:

$\left(\frac{dP}{dD}\right)$: es la gradiente de la presión vs profundidad

g : es la constante de la aceleración .

5.11 Caso Estudio: Registro tomado en un pozo de la selva norte del Perú

El proceso de la toma de registros eléctricos se puede dividir en tres etapas:

- Preparación del trabajo
- Ejecución del Servicio y
- Entrega de producto y post-trabajo

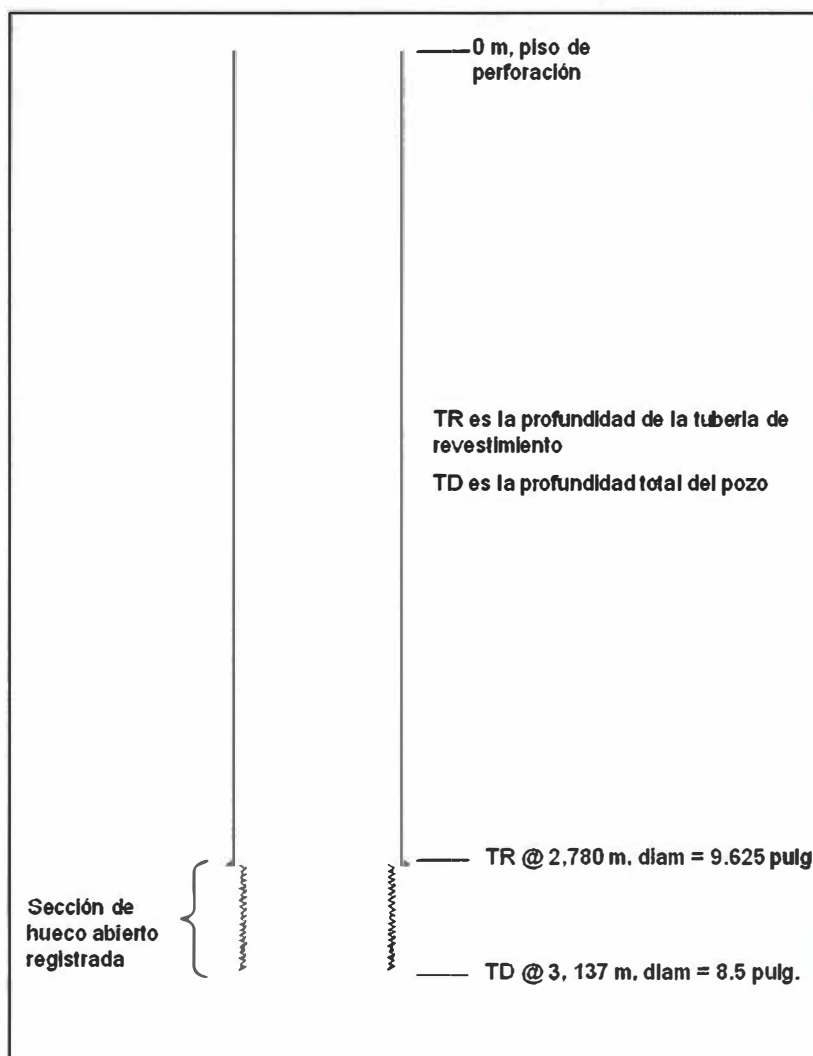
A continuación se explicará el proceso de toma de registros mediante la descripción de un ejemplo

Los registros requeridos para este trabajo fueron de rayos gamma, potencial espontáneo, calibre del hueco con seis brazos, resistividad, porosidad de neutrones, densidad porosidad, resonancia magnética nuclear, sónico y puntos de presión, los que son necesarios para evaluar el reservorio. Adicionalmente se requirió un registro de imagen que es una especie de foto del pozo ubicada geográficamente; este registro se utiliza principalmente para evaluación geológica, lo que incluye el ángulo y rumbo de inclinación de las formaciones rocosas para perforar pozos futuros en dirección a los reservorios potenciales; detección de características geológicas como fracturas, fallas; entre otras aplicaciones.

5.11.1 Preparación del trabajo

5.11.1.1 Obtención de datos del pozo

Figura 5.20 Esquema del pozo registrado



Este servicio se realizó en un bloque de la selva norte del Perú ubicado en el departamento de Loreto.

En la tabla 5.5 se listan las características más importantes del pozo que fueron proporcionadas por el cliente antes de realizar el servicio o en su defecto fueron obtenidas de registros de algún pozo cercano

Tabla 5.5 Características del pozo y el reservorio registrado

Parámetro	Valor	Unidad
Profundidad	3,137	metros
Diámetro del hueco	8.5	pulgadas
Máxima desviación	14	grados
Máxima Temperatura	230	deg F
Máxima Presión hidrostática	1,663	psi
Roca reservorio	arenisca	-
Máxima resistividad de la roca	70	ohm.m
Tipo de lodo	base agua	-
Densidad del lodo	10.2	lb/gal
Resistividad del lodo	1.32	ohm.m @ 75 degF
Salinidad del lodo	800	ppm

5.11.1.2 Selección de Herramientas

Resistividad y Potencial espontáneo

Existen dos tipos de herramientas. La herramienta de inyección de corriente (HRLT) se usa en lodos conductivos y en formaciones rocosas de alta resistividad. La otra herramienta es la de inducción de corriente (AIT) y es usada en lodos poco conductivos y en formaciones rocosas no muy resistivas.

Para poder verificar la validez del uso de cualquiera de estas herramientas, se utilizó el software de planeamiento.

Los datos de entrada fueron los siguientes:

Diámetro del hueco: 8.5 pulgadas

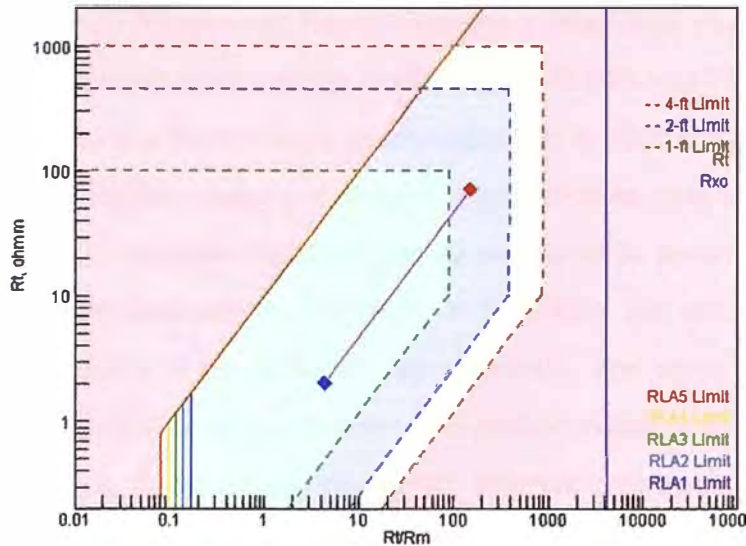
Temperatura máxima: 230 deg F

Resistividad del lodo a Temperatura máxima: 0.456 ohm.m @ 230 deg F

Resistividad de la formación rocosa máxima: 70 ohm.m

Resistividad de la zona invadida: 2 ohm.m

Figura 5.21 Idoneidad de las herramientas de inyección (HRLT) y de inducción (AIT) según los datos ingresados al software de planeamiento



La tabla figura 5.21 se lee de la siguiente manera:

La zona de trabajo para le HRLT se encuentra en el espacio delimitado por la línea roja continua que se inclina hacia el lado derecho y la línea azul continua que está al lado derecho del gráfico y que lo cruza de arriba hacia abajo

La zona de trabajo para el AIT se encuentra dentro del espacio demarcado por las líneas punteadas, el eje izquierdo y el eje inferior. Las tres diferentes líneas punteadas indican el límite según la resolución vertical que se quiera obtener. Así, la línea punteada verde es el límite para un pie, la azul para dos y la roja para cuatro pies.

La línea morada representa los resultados según los datos ingresados.

Se observa que para el AIT, parte del resultado es inválido para una resolución vertical de 1ft, pero es válido para las demás resoluciones verticales. Para el HRLT los resultados son totalmente válidos

Para este pozo, se realizó el registro con el AIT presentando las curvas de dos pies de resolución vertical, pues la ventaja sobre el HRLT en este caso es que tiene mayor profundidad de investigación. La máxima profundidad radial del AIT es de 90 pulgadas comparada con el HRLT que en este caso es de alrededor de 15

pulgadas. Una ventaja adicional, es que el AIT tiene incorporado el sensor para medir el potencial espontáneo, mientras que el HRLT no lo tiene.

Porosidad de Neutrones, Rayos Gamma y Densidad Porosidad

Las herramientas comúnmente usadas son el HGNS y el TLD respectivamente.

El HGNS es una herramienta que funciona en cualquier tipo de lodo excepto si el lodo no es líquido como por ejemplo aire. Además, esta herramienta es la última tecnología en cuanto a herramientas de medición de porosidad con uso de fuentes químicas. En este caso la fuente es de $^{241}\text{AmBe}$. Por otro lado, esta herramienta integra también la medición de rayos gamma. Los rayos gamma son necesarios para diferenciar las zonas de reservorio potencial que se caracterizan por presentar valores bajos, de las zonas que no son reservorio potencial que presentan lecturas altas; además los rayos gamma se usan para correlacionar entre diferentes bajadas al pozo y poner las curvas en profundidad tomando como referencia la primera bajada.

El TLD también es la última tecnología en su género que combina otros sensores como microresistividad y calibre del hueco. Esta herramienta no tiene ningún tipo de restricción en cuanto a tipo de lodo. Sin embargo, se ve afectada por la superficie del hueco ya que es una herramienta que debe pegarse a la pared para obtener las mediciones; consecuentemente, las mediciones pueden no ser muy confiables en zonas donde las paredes del pozo son rugosas o tienen cambios de dimensiones abruptos.

Resonancia magnética nuclear

La herramienta con la que se cuenta actualmente en el Perú es el CMR. Esta herramienta también es capaz de funcionar en cualquier tipo de lodo; la ventaja principal sobre las herramientas de porosidad de neutrones o densidad porosidad, es que no es necesario ingresar como parámetro para la computación de la porosidad el tipo de roca. Esto significa que las lecturas son directas en todo el intervalo registrado sin necesidad de saber si hay un solo tipo de roca o una mezcla; excepto donde haya petróleo ligero o presencia de gas, en este caso la

lectura se ve afectada por el fluido presente en los poros. Adicionalmente, esta herramienta es capaz de estimar la porosidad que corresponde a fluido libre, atrapado por fuerzas capilares o adherido a las arcillas; por otro lado, también puede estimar la permeabilidad; respuesta que debe ser calibrada con una muestra de la roca. Sin embargo sus desventajas están del lado operativo, ya que es una herramienta que se debe registrar a una velocidad bastante más baja y tiene mayor riesgo de quedarse atascada en el hueco por sus dimensiones mayores.

Sónico

Entre las herramientas sónicas corridas para porosidad, existen principalmente dos tipos: el sónico estándar y el sónico largo. La ventaja del sónico largo sobre el estándar es que está diseñado para medir en huecos de mayor diámetro ya que el mayor espaciamiento entre el transmisor y receptor es mayor. El diámetro del hueco de este pozo es de 8.5 pulgadas que puede ser considerado un diámetro estándar y por lo tanto cualquier de estas herramientas podría ser utilizada; sin embargo, el sónico largo es la herramienta que se encontraba disponible.

Imagen e inclinometría

Las herramientas de imágenes se pueden dividir en dos grupos según el tipo de lodo en que trabajen: para lodos conductivos y no conductivos. El lodo que se usa base agua con sales disueltas que contribuyen a su conductividad; por lo tanto se usó una herramienta para lodos conductivos.

El FMI es la herramienta de última generación para lodos conductivos, cuya imagen cubre el 80 % del hueco en un diámetro de 8 pulgadas

El FMI se debe registrar en conjunto con una herramienta de inclinometría (GPIT), la que es capaz de computar el rumbo y el ángulo de inclinación del pozo. Los datos del GPIT se combinan con los del FMI; ya que la información inclinación y rumbo de las formaciones halladas por FMI es relativa al pozo y estas deben ser corregidas según la posición del pozo con respecto a las coordenadas geográficas de la tierra (rumbo) y la inclinación con respecto a la vertical del pozo.

Calibre del hueco

En este caso, adicionalmente al calibre incorporado en la herramienta de densidad porosidad, se usó el EMS que es un calibre de seis brazos, donde cada brazo mide en forma independiente y en diferentes direcciones el radio del hueco; lo que es útil para un mejor cálculo de volumen de cemento que debe usarse después de bajar la tubería de revestimiento. En contraste, el calibre de la herramienta de densidad porosidad solo mide el diámetro del pozo en una dirección.

Puntos de presión

Este servicio se realiza para saber la presión de reservorio y estimar la movilidad en cada estación. Si se toman puntos a diferentes profundidades, con la gradiente (variación de presión con respecto a la profundidad) se puede identificar fluidos. Por otro lado, de la intersección de las rectas de dos fluidos distintos se puede estimar a que profundidad se encuentra el contacto entre ambos fluidos.

Para puntos de presión, en ese entonces se contaba con el MDT, aunque actualmente ya se introdujo al Perú el XPT, que es una herramienta que invierte menos tiempo para realizar la operación, tiene mayor capacidad de combinación con otras y presenta menos peligro de quedar atascada en el hueco por su menor diámetro.

El MDT, sin embargo no sale del mercado debido a que tiene otras aplicaciones que no contempla el XPT como muestreo de fluidos, prueba de pozos entre otras.

5.11.1.3 Propuesta de la configuración física de las herramientas

Una vez determinado los tipos de herramientas que deben usarse, debe diseñarse la combinación de herramientas y determinar así el número de bajadas al pozo

Algunos aspectos que se toman en cuenta para combinar las herramientas son: la compatibilidad de las herramientas entre sí, pues algunas herramientas pueden interferir en la medición de otras; Resistencia mecánica de la herramienta; algunas herramientas pueden resistir mas carga que otras sin que se afecte su integridad mecánica; el uso de fuentes radioactivas, se prefiere que las herramientas con fuentes este lo mas juntas posible y en la parte superior para asegurar mejor la

recuperación si existiese un atascamiento de herramienta y se tuviese que pescar; consideraciones de seguridad por las condiciones del hueco, en ciertas operaciones el cliente prefiere no bajar fuentes radioactivas en la primera carrera pues desea primero comprobar las condiciones del hueco antes de correr el riesgo de atascarse con una fuente radioactiva; prioridad de las mediciones, las herramientas de mediciones básicas como resistividad y porosidad se prefieren bajar primero para enviar la información lo más rápidamente posible para que el cliente pueda iniciar el procesamiento de los datos.

Adicionalmente a las consideraciones de combinación debe también tomarse en cuenta la posición de la herramienta en el hueco para que las mediciones se adquieran con la mayor confiabilidad. En ese sentido, hay herramientas que, por diseño, deben pegarse hacia las paredes del hueco usando para ello ciertos dispositivos mientras hay otras que deben mantenerse lo más centralizadas posible.

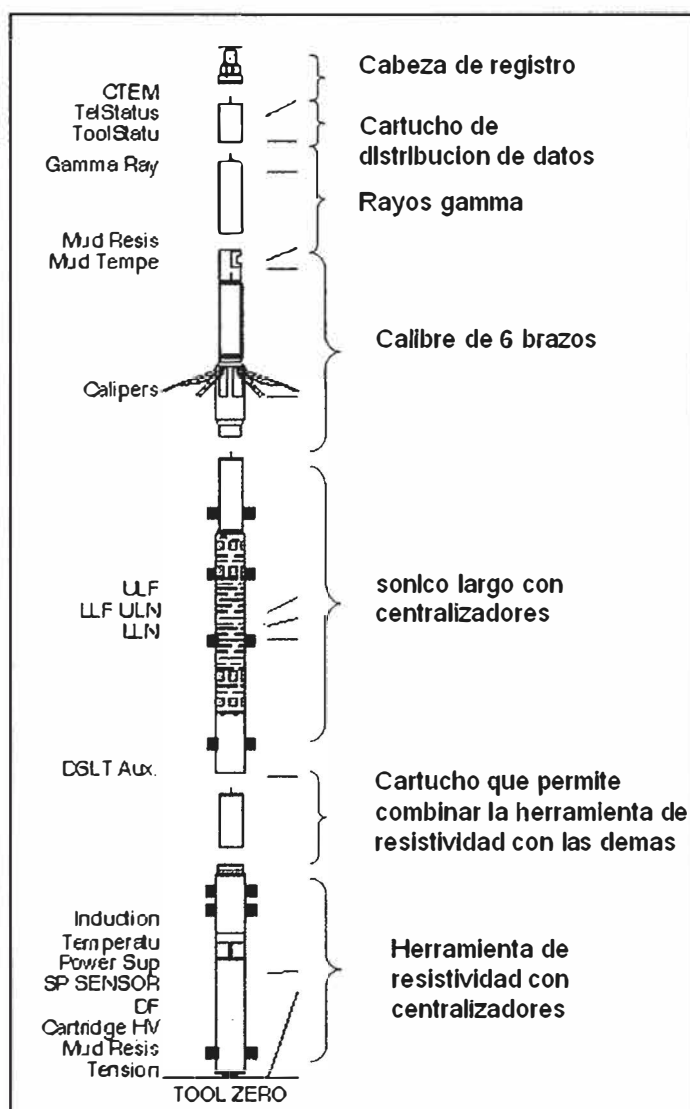
Para el servicio realizado se propuso la combinación de las herramientas de la siguiente manera:

Para la **primera bajada** se propuso, del fondo hacia arriba, la combinación de la herramienta de resistividad, el sónico largo, el caliper de seis brazos y los rayos gamma. Esta propuesta se basó en que las mediciones básicas se deben tomar primero. Sin embargo no se incorpora la porosidad de neutrones ni la densidad porosidad debido a que estas mediciones requieren el uso de fuentes radioactivas y el cliente no quiere arriesgarse a que las herramientas se queden atascadas sin antes haber comprobado las condiciones del hueco

La herramienta de resistividad se puso al fondo debido a que, por su diseño, no permite adicionar herramientas por debajo. Seguidamente, arriba de ella, se puso la herramienta sónica; ya que por su configuración mecánica soporta menos peso a comparación de las restantes. El calibre de seis brazos se posicionó por encima de la herramienta sónica porque las aletas que debe usar el sónico mejoran la centralización de la herramienta de calibre especialmente si la inclinación del pozo aumenta, impidiendo que se recueste sobre uno de sus lados. Finalmente se posicionó la herramienta de rayos gamma. En este caso se propuso una

herramienta diferente del HGNS pues no es conveniente desgastar una herramienta cuyo uso principal es la medición de porosidad cuando se puede usar otra herramienta que pueda medir los rayos gamma solamente.

Figura 5.22 Configuración de las herramientas para la primera bajada en el pozo



Por otro lado, considerando la ubicación de las herramientas en el hueco; la herramienta de resistividad, sónica y de calibre deben ir lo más centralizadas posibles para que los datos que se adquieran sean de alta confiabilidad. En este caso, este objetivo se logró usando aletas de caucho que se anexan alrededor de cada herramienta. Las aletas se colocan en una lámina metálica flexible con

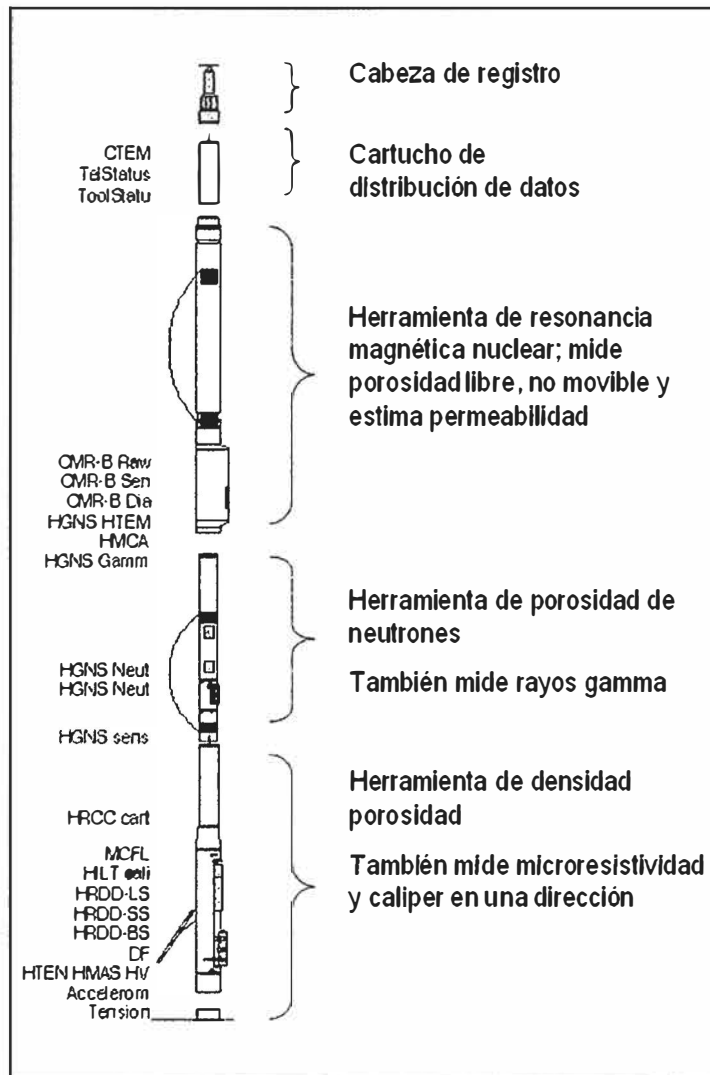
espacio para cuatro unidades, luego el conjunto se monta alrededor la superficie tubular de la herramienta usando abrazaderas (especie de hebillas metálicas flexibles) para ajustarlo. A este conjunto de aletas con la lámina metálica los denominaremos centralizadores. En la herramienta de resistividad se propuso usar dos centralizadores en la parte superior rotados aproximadamente 45 grados entre sí; se debe cuidar de no ponerlos sobre el arreglo de sensores ya que perturbarían las mediciones. Se usó adicionalmente un dispositivo que esta hecho de puro caucho y que se ubicó en la parte inferior de la herramienta; este dispositivo sirve para impedir que la herramienta se mueva aleatoriamente durante el registro. De igual manera se colocaron centralizadores en la herramienta sónica. El tamaño que debieron sobresalir cada aleta de la herramienta es de 1.5 pulgadas. Para la **segunda bajada**, tomando en cuenta de prioridad de datos, se propuso combinar, de abajo hacia arriba la densidad porosidad, la porosidad de neutrones, y la porosidad de resonancia magnética nuclear.

Se ubicó la resonancia magnética por encima de las demás herramientas porque esta es una herramienta que incorpora unos imanes bastantes fuertes que tienden a pegarse a la tubería de revestimiento que se encuentra por encima del hueco abierto y las herramientas por debajo hacen fuerza para que la herramienta pueda bajar con mayor facilidad.

La porosidad de neutrones se colocó por encima de la densidad porosidad porque este es el orden fijo por diseño, ya que por ordenamiento de transmisión de datos, la densidad porosidad es esclava de la porosidad de neutrones.

Por otro lado, estas herramientas deben ir pegadas contra la pared del hueco para garantizar la calidad de las mediciones. Para eso, se incorpora una lámina en forma de arco a lo largo de la resonancia magnética y la porosidad de neutrones; la que se anexa mediante una especie de zapatos atornillados a los extremos de la herramienta. Estos zapatos permiten que la lámina tenga cierto recorrido para que se acomode según el diámetro del hueco. La densidad porosidad, tiene un calibre incorporado que al abrirse empuja la superficie opuesta, donde se encuentran los sensores medición, hacia la pared del hueco.

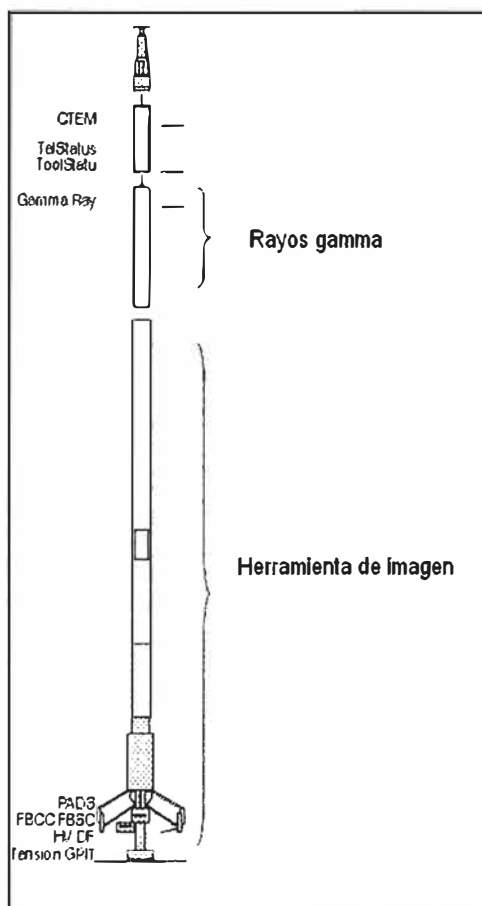
Figura 5.23 Configuración de las herramientas para la segunda bajada en el pozo



Para la **tercera bajada** se propuso correr solamente la herramienta de imagen con la inclinometría; aunque es posible combinarlas con la herramienta de puntos de presión, el inconveniente consiste en que debido a lo pesada y robusta que es la herramienta de puntos de presión, se correría el riesgo de quedarse atascado en el hueco.

La herramienta de imagen debe ir centralizada en el hueco. Los cuatro calibres ubicados en la parte inferior, ayudan a centralizar la herramienta.

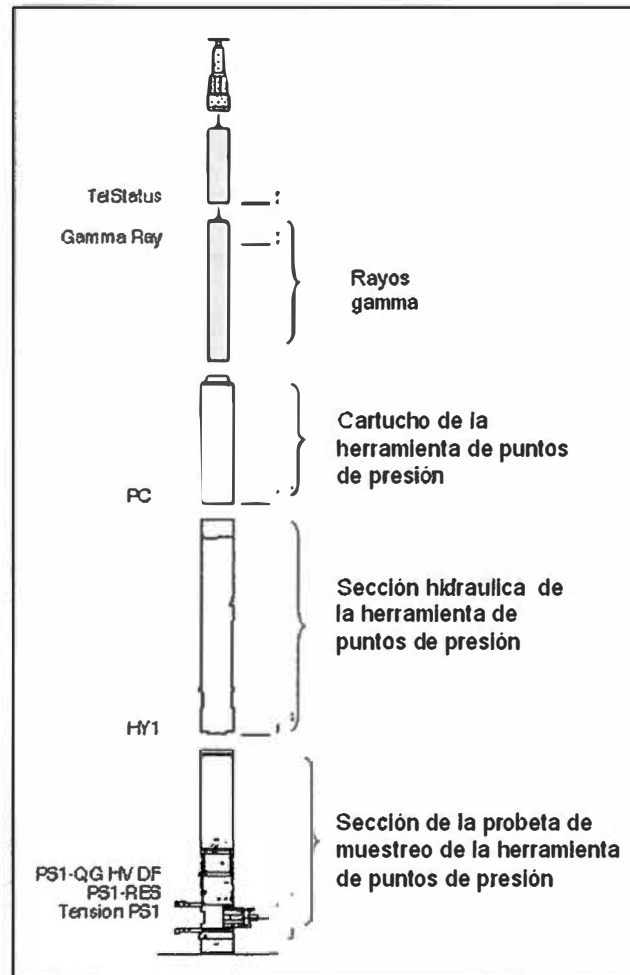
Figura 5.24 Configuración de las herramientas para la tercera bajada en el pozo



La **cuarta y última bajada** propuesta contempla solamente la herramienta de puntos de presión. Esta bajada mayormente es una medición opcional y se hace si las condiciones del hueco son seguras y no hay riesgo de quedarse atascado. Siempre se hacen las consultas, coordinaciones y sugerencias pertinentes con el cliente si se tiene indicios de malas condiciones de hueco para mantener el riesgo de cualquier tipo de problema como atascamientos al mínimo.

La herramienta de puntos de presión no es una herramienta de registro continuo sino estacionaria y tiene incorporado sus propios dispositivos que permiten anclar la herramienta como pistones telescopios; los que empujan una probeta contra las pared opuesta del hueco; esta probeta se usa para tomar una pequeña muestra de fluido de la formación (ver el punto 5.10.2.2 para revisar la teoría de funcionamiento).

Figura 5.25 Configuración de las herramienta para la cuarta bajada en el pozo



5.11.1.4 Estado de Mantenimiento, Calibración y chequeo de las herramientas

Antes de proceder con el chequeo operacional, se debe revisar el estado de mantenimiento todas las herramientas y de las calibraciones

El mantenimiento de las herramientas y de otros equipos usados en las operaciones de registros se divide en tres fases: Chequeo de Calidad, Revisiones mensuales e inspecciones rápidas

El chequeo de calidad es un mantenimiento preventivo mayor que normalmente se realiza cada año y que involucra el desensamble de la herramienta, reemplazo

mandatario de ciertas partes, reemplazo de partes que presenten desgaste, chequeo eléctrico y operacional. Este trabajo es realizado por el área de mantenimiento de acuerdo a los manuales de mantenimiento de cada herramienta o equipo.

Las revisiones mensuales se realizan cada mes y consisten principalmente en la revisión de visual de la parte electrónica de la herramienta para detectar cables o tarjetas sueltas u otros potenciales problemas, también se realiza el chequeo eléctrico y operacional de las herramientas y equipos según los manuales correspondientes; adicionalmente, en esta etapa también se verifica el estado de calibración de las herramientas y equipos. Esta tarea es realizada por el ingeniero de registros.

Las inspecciones rápidas se realizan antes y después de cada trabajo, involucra la limpieza de la herramienta, reemplazo de o-rings, engrase, chequeo eléctrico y operacional según los respectivos manuales. Esta tarea se realiza por la tripulación que realizó el trabajo que normalmente incluye dos o tres operadores y el ingeniero de registros.

Existe un software especializado que permite hacer el seguimiento de estado de mantenimiento, reparación, modificación, movimientos de las herramientas y equipos; también es posible actualizar y modificar esta base de datos según los niveles de acceso concedidos por el administrador quien normalmente es el jefe de mantenimiento.

Las calibraciones consisten en la comparación de las mediciones de las herramientas frente a patrones para obtener las correcciones de los sensores de medición. Este proceso se realiza debido a que los sensores y las superficies de las herramientas se desgastan, o existen pequeñas variaciones en la resistencia del cableado que pueden desviar las mediciones adquiridas

Para realizar una calibración es importante armar el equipo necesario y colocar la herramienta de acuerdo a las indicaciones del manual; así como realizar las tareas del software de acuerdo al orden especificado en el manual de operaciones para asegurar que las correcciones aplicadas sean óptimas. Cualquier calibración fuera de tolerancia es mostrada por el reporte generado por el software de adquisición y deberá repetirse.

Por otro lado, las calibraciones deben almacenarse adecuadamente. Ciertas herramientas tienen una memoria en la que se graba la calibración, sin embargo es importante salvar adicionalmente un archivo de respaldo para poder garantizar que la calibración se recupere si el software falla en leerla de la memoria de la herramienta.

Un aspecto importante cuando se calibra con fuentes radioactivas es que se deben usar las mismas fuentes para la operación en el pozo, ya que la energía puede variar ligeramente de una a otra fuente e introducir errores en la medición

Para este trabajo debió verificar el estado de calibración para las siguientes herramientas

La porosidad de neutrones: Se calibra cada tres meses. Compara la porosidad medida dentro de un tanque de mediciones específicas y lleno de agua contra el valor patrón que está almacenado dentro del software de adquisición. Las correcciones se guardan en la memoria de la herramienta y un archivo de respaldo

Densidad Porosidad: Se realiza cada mes. Compara la densidad medida de dos bloques de dimensiones y densidades específicas contra el valor patrón almacenado en el software. Las correcciones se guardan dentro de la memoria de la herramienta y en un archivo de respaldo.

Resistividad por inducción de corriente: Esta calibración se realiza cada tres meses. Consiste en la comparación de la medición contra anillos de resistividad conocida, los cuales se posicionan frente a la bobina que se quiere calibrar. También se calibra el sensor de medición de resistividad de lodo comparándolo frente a una muestra salina de resistividad conocida. Las calibraciones se guardan dentro de la memoria de la herramienta y en un archivo de respaldo.

Resonancia magnética: Se calibra cada mes. Se compara la medición de la herramienta contra una muestra de 100% de porosidad. Las calibraciones se guardan en la memoria de la herramienta y en un archivo de respaldo.

Puntos de presión: Se calibran los dos sensores de presión. El sensor de cuarzo debe ser enviado al centro de producción para su calibración anual;

mientras que el de deformación se calibra cada seis meses en la misma locación. Las calibraciones se guardan solamente en un archivo externo.

La herramienta de rayos gamma también se calibra con una funda que contiene una arena radioactiva patrón. Esta calibración se realiza justo antes de bajar la herramienta al pozo. De forma similar, las herramientas de calibre de hueco se calibran antes de usarlas, utilizando para ello dos anillos con diámetros distintos.

El chequeo operacional de las herramientas se realiza antes de la ejecución del trabajo. Para este chequeo, las herramientas deben armarse según la combinación diseñada para verificar el buen funcionamiento en conjunto. Adicionalmente, este chequeo debe hacerse con la unidad de adquisición que se usará en el trabajo para verificar que el sistema entero este funcionando adecuadamente.

En el caso de los trabajos en selva, se chequea las herramientas en la base y luego con el sistema de adquisición con el que se trabajará que permanece en el lote del cliente debido a razones logísticas. Para el caso que se esta presentando no fue diferente.

Durante el chequeo operacional se simula la adquisición como si se estuviera tomando las mediciones en el hueco, así mismo se pasan diversos pruebas a través del software de adquisición que comprueban el buen funcionamiento de las ciertas partes electrónicas de las herramientas de acuerdo al manual para cada herramienta

5.11.1.5 Especificación de los parámetros de adquisición

Los parámetros de adquisición son importantes pues en muchos casos son no recuperables; es decir que afectan a la información que se adquiere. En otros casos son modificables pero se debe saber como seleccionarlos para que el procesamiento de los datos sea el correcto. Los parámetros se ingresan a través del software de adquisición.

A continuación se presentan los parámetros de adquisición y procesamiento más importantes para cada herramienta que se usó en el trabajo

Resistividad por inducción de corriente

Nivel de respuesta del producto: Se refiere al nivel de procesamiento que se va a requerir como resultado. Las opciones son: 0. ninguna, 1. señales corregidas por condiciones del hueco, 2. registros básicos con corrección por condiciones de hueco y 3. Registros básicos con procesamiento radial. Para obtener las cinco curvas de resistividad se debe optar por la opción 2 como mínimo. La opción 3 adiciona un procesamiento que permite el análisis en forma radial de la gradiente de resistividad.

Modos básicos de registro: Se refiere a la resolución vertical en que la herramienta puede adquirir la información: 1, 2 o 4 pies. La opción que se escogió fue la que contempla las tres resoluciones al mismo tiempo.

Corrección del hueco: Las opciones son: 0 calcular la resistividad del lodo 1. calcular la distancia, 2. calcular el diámetro.

El modelo, para resolver la resistividad, necesita definir los valores de dos de las tres siguientes incógnitas: la resistividad del lodo en el hueco, el diámetro del hueco y la distancia de la herramienta a la pared del hueco; la variable a la que no se pueda dar valor de entrada es la que el modelo resolverá adicionalmente para poder obtener la resistividad.

Para este trabajo, la resistividad del lodo fue un parámetro de entrada y no fue necesario que el modelo lo resuelva pues la misma herramienta de resistividad incorpora un sensor adicional para medirlo y que funciona solo si el lodo es conductivo como es el caso que se presenta. Si el lodo no fuese conductivo no se podría medir su resistividad y sería la variable a calcular. El diámetro del hueco tampoco es una variable que deba resolverse ya que se obtiene de la herramienta de calibre que se estuvo combinando en esta bajada. Por lo tanto, la distancia de la herramienta a la pared del hueco fue la variable a resolver que corresponde a la opción 1.

Para definir el origen de los datos de calibre y resistividad de lodo se deben especificar los tres siguientes parámetros:

Selección de resistividad: Las opciones son diversas herramientas que pueden proveer la medición de la resistividad del lodo del hueco. En este

caso se seleccionó el AIT que es la herramienta de resistividad que se usó.

Selección de calibre: Debe seleccionarse la opción que corresponda a la respuesta de la herramienta de calibre del hueco que se use.

Tamaño de centralizadores: Se refiere a la distancia de la herramienta a la superficie de la aleta del centralizador que es equivalente a la distancia de la herramienta a la pared del hueco. En este caso fue de 1.5 pulgadas.

Sónico

El software de adquisición incorpora un módulo en donde se ingresa los valores superior e inferior de la lentitud (inversa de la velocidad) esperados del intervalo a registrar para después computar los parámetros adecuados de adquisición e incorporarlos automáticamente.

Los datos de entrada y sus valores correspondientes que se usaron para este trabajo fueron:

- Menor valor de la inversa de la velocidad del sonido en el intervalo:

40 $\mu\text{s}/\text{pie}$

- Mayor valor de la inversa de la velocidad del sonido en el intervalo:

140 $\mu\text{s}/\text{pie}$

- Diámetro del hueco: 8.5 pulgadas

Los parámetros obtenidos tienen la función principal de grabar y detectar el momento de la llegada del tren de onda. Sin embargo es necesario definir parámetros adicionales para la computación de la porosidad (ver punto 5.9.2.3) como el tipo de ecuación a usar y los parámetros necesarios para ello.

La ecuación de Wyllie debería correlacionar bastante bien en el intervalo de interés (ver ec. 5.11) ya que es una roca de tipo arenisca bastante compacta cuya porosidad está alrededor del 17 %. Del mismo modo, la ecuación de Raymer-Hunt (ver ec. 5.13) también correlaciona bastante bien en este tipo de roca y tiene la ventaja de introducir una variable menos para su resolución. Por lo tanto, la ecuación de Raymer-Hunt fue la que se seleccionó; así mismo se introdujo el

parámetro para la lentitud de la formación de interés que en este caso fue de 51 $\mu\text{s}/\text{pie}$ (ver tabla 5.4)

Porosidad de Neutrones

Tipo de roca: Es uno de los parámetros más importantes pues según se definición usará la rutina correspondiente. Las opciones son: arenisca, caliza y dolomía. En este caso el reservorio está formado por arenisca.

Otros parámetros importantes se refieren a las correcciones ambientales que deben hacerse a la curva como, tamaño de hueco salinidad del lodo, presión, temperatura, entre otros. El más importante es la corrección por tamaño de hueco que siempre debe estar en la selección “sí” para que realice la corrección. Los demás parámetros son opcionales y dependen del requerimiento del cliente.

Densidad Porosidad

El Parámetro más importante es la corrección por tamaño de hueco. Otro parámetro importante es la densidad de la roca que usa para computar la porosidad (ver ec. 5.8). En este caso el valor corresponde a $2.68 \text{ g}/\text{cm}^3$ (ver tabla 5.3)

Resonancia magnética nuclear

Esta herramienta usa dos tipos de magnetos, uno permanente y otro oscilante (antena) que puede dispararse según se programe (ver punto 5.9.2.4). Los parámetros de adquisición están relacionados a la programación de la antena: número de disparos, espaciamiento entre ellos, tiempo de espera antes de empezar el siguiente grupo de disparos. Estos parámetros son importantes debido a que de ellos depende la validez de los datos adquiridos, ya que la antena es la que induce la señal en los protones de hidrógeno. Estos parámetros dependen de las propiedades de la formación y deben consultarse con el experto en la materia. Los datos requeridos del intervalo de interés para encontrar los parámetros fueron:

Permeabilidad promedio: 1800 mD

Porosidad promedio: 17%-18%
API del petróleo: 16
Salinidad del agua: 63,000 ppm Cl⁻
Temperatura: 230 F

Los parámetros propuestos para este trabajo fueron:

Espaciamiento entre pulsos: 200 μ s
Número de pulsos: 3,000
Tiempo de espera: 5.4 s

Imagen

Los sensores de medición de esta herramienta se encuentran en la superficie de sus brazos de calibre. Para realizar la medición se debe enviar corriente a través de estos sensores. Por lo tanto, el parámetro principal es la regulación de esta corriente. Para la arenisca, se debe seleccionar un rango de ganancia baja que permite que la corriente enviada sea la necesaria para realizar la medición en este tipo de roca.

Puntos de presión

Para esta herramienta, el parámetro más importante es la cantidad de muestra que se va a extraer de la formación rocosa. La herramienta es capaz de extraer hasta 20 cm³. En este caso se programó la herramienta para que se extraiga dos volúmenes de 10 cm³ cada uno con el fin de poder comparar los resultados.

5.11.1.6 Selección del punto débil

El punto débil es un dispositivo que se coloca dentro de la cabeza de registro, tiene forma de vástago de unos 10 cm. de largo y un par de cm. de diámetro. Este dispositivo se rompe por tensión cuando se aplica una determinada fuerza que dependerá de la especificación del punto débil. La importancia de este dispositivo radica en que permite separar la herramienta del cable eléctrico, operación que se puede requerir para recuperar la herramienta cuando quede atrapada en el hueco.

La recuperación de la herramienta se hace mediante un procedimiento de pesca que involucra bajar la tubería de perforación con un dispositivo que permite enganchar la herramienta. Antes de traer la herramienta a superficie se puede optar por romper el punto débil.

Para determinar la especificación del punto débil se debe tener en cuenta la tensión de trabajo seguro del cable, que es igual el límite de su deformación elástica; tensiones por encima de este límite deforman permanentemente el cable eléctrico y lo debilitarían. En conclusión, la tensión a la que se debe romper el punto débil debe estar por debajo de la tensión de trabajo seguro del cable eléctrico.

Matemáticamente la tensión para romper el punto débil se expresa de la siguiente forma:

$$WP = SWL - Wc \quad (\text{Ec } 5.24)$$

Donde:

WP es la tensión necesaria para romper el punto débil (lbf)

SWL es la tensión de trabajo seguro del cable (lbf)

Wc es el peso del cable a la profundidad total del pozo (lbf)

Para calcular Wc es necesario calcular el empuje del lodo sobre el cable. Por lo tanto Wc se expresa del siguiente modo:

$$Wc = (Wca - \Pi \times r^2 \times \rho_f) TD \quad (\text{Ec. } 5.25)$$

Donde

Wca: peso del cable en el aire por unidad de longitud (lbf/ 10000 pies)

TD: profundidad del pozo (pies)

ρ_f : densidad del lodo (lb/ pies³)

r : el diámetro del cable (pies)

Los datos usados fueron:

Wca: 331 lb/1000 pies; obtenido del manual del cable

TD: 10,292 pies (3,137 m); dato del cliente

ρ_f : 76.3 9 lb/pies³ (10.2lb/gal); dato del cliente

r: 0.038 pies, obtenido del manual del cable

$W_c = 2,706.8$ lbf

SWL = 9,705 lbf; obtenido del manual del cable

WP = 6,998. 2 lbf

El valor obtenido se comparó contra una tabla de especificación de puntos débiles

Tabla 5.6 Especificación de puntos débiles

Color	Mínima resistencia (lbf)	Máxima resistencia (lbf)
Gris	3,000	3,400
Rojo	3,500	4,200
Negro	3,900	4,500
Amarillo	4,800	5,400
Anaranjado	5,400	6,000
Ladrillo	6,000	6,700
Azul	6,700	7,300

Para seleccionar un punto débil se debe escoger el de mayor resistencia posible, con la restricción de que la máxima resistencia del punto débil debe ser menor al WP calculado.

Según la tabla de selección, se tiene que la máxima resistencia del punto débil color ladrillo es menor que WP calculado y al mismo tiempo es el más fuerte posible ya que el siguiente tiene una máxima resistencia que sobrepasa WP. Por lo tanto el punto débil es el color Ladrillo que puede romperse entre 6,000 y 6,700 lbf.

5.11.1.7 Preparación de otros equipos

Equipos que también fueron necesarios preparar son los siguientes:

El contador de profundidad: Este equipo cuenta la profundidad a medida que el cable se mueve, aumentándola si el cable baja o disminuyéndola si sube. Se verificó que estuviera dentro de fecha de calibración y que tenga los dispositivos necesarios para el tipo de cable que se iba a usar

El sensor de tensión del cable: Mide la tensión del cable en la superficie. Se verificó que estuviera dentro de fecha de calibración y que tenga los accesorios necesarios para el cable que se iba a usar.

Equipo de presión: Se usa en la cabeza del pozo y puede sellar cualquier empuje de fluido producido con el cable en movimiento. Normalmente los pozos de este lote no tienen presión en cabeza ya que la presión del reservorio es contenida por la presión hidrostática del fluido de perforación. Sin embargo, se usa el equipo por prevención. Se verificó que el equipo este con el mantenimiento actualizado y listo para usarse

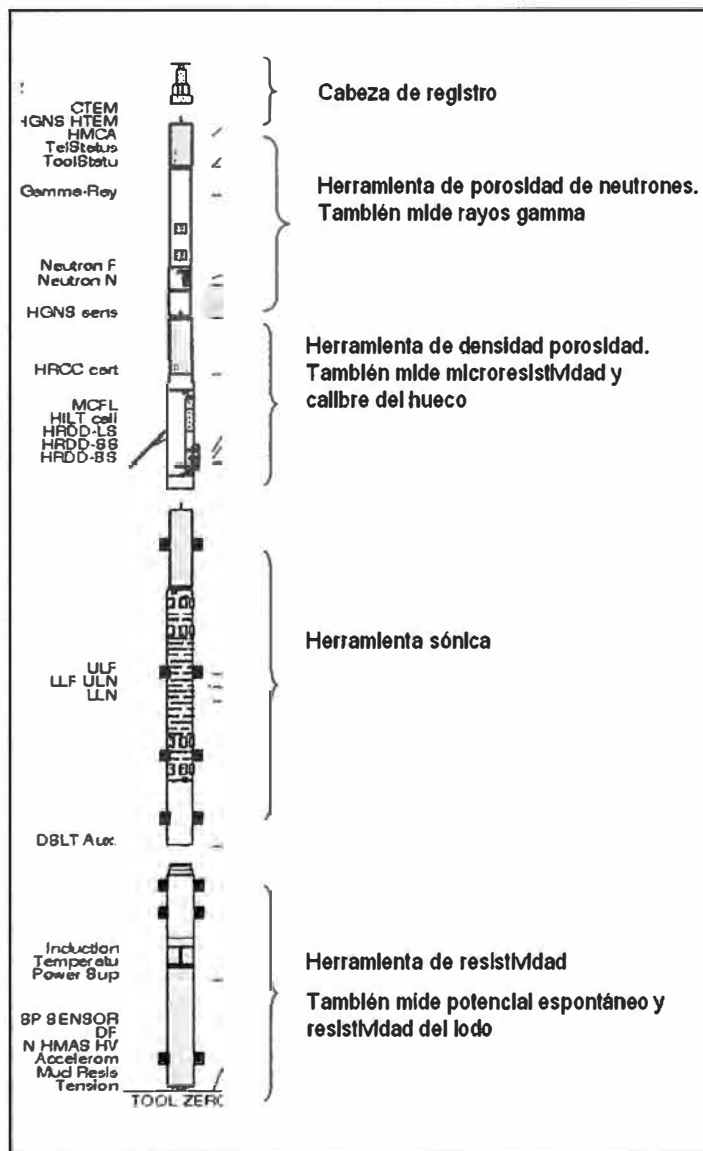
Equipo de pesca.: Se usa en caso la herramienta se quede atrapada. Este equipo consiste en accesorios necesarios para realizar el enganche de la herramienta, así como aquellos necesarios para acondicionar el cable para la operación. Se verificó que el equipo estuviese completo y que los accesorios fueran los requeridos para el tipo de cable y el tipo de cabeza de registro a utilizar.

5.11.2 Ejecución del servicio

Cuando se llega a la locación del pozo, se debe verificar los servicios requeridos. En este caso, se tuvo que modificar la combinación de herramientas ya que hubo problemas logísticos por condiciones de clima. En este caso las herramientas se transportaron por helicóptero requiriéndose para ellos dos vuelos; sin embargo el segundo vuelo no se pudo realizar por malas condiciones del clima.

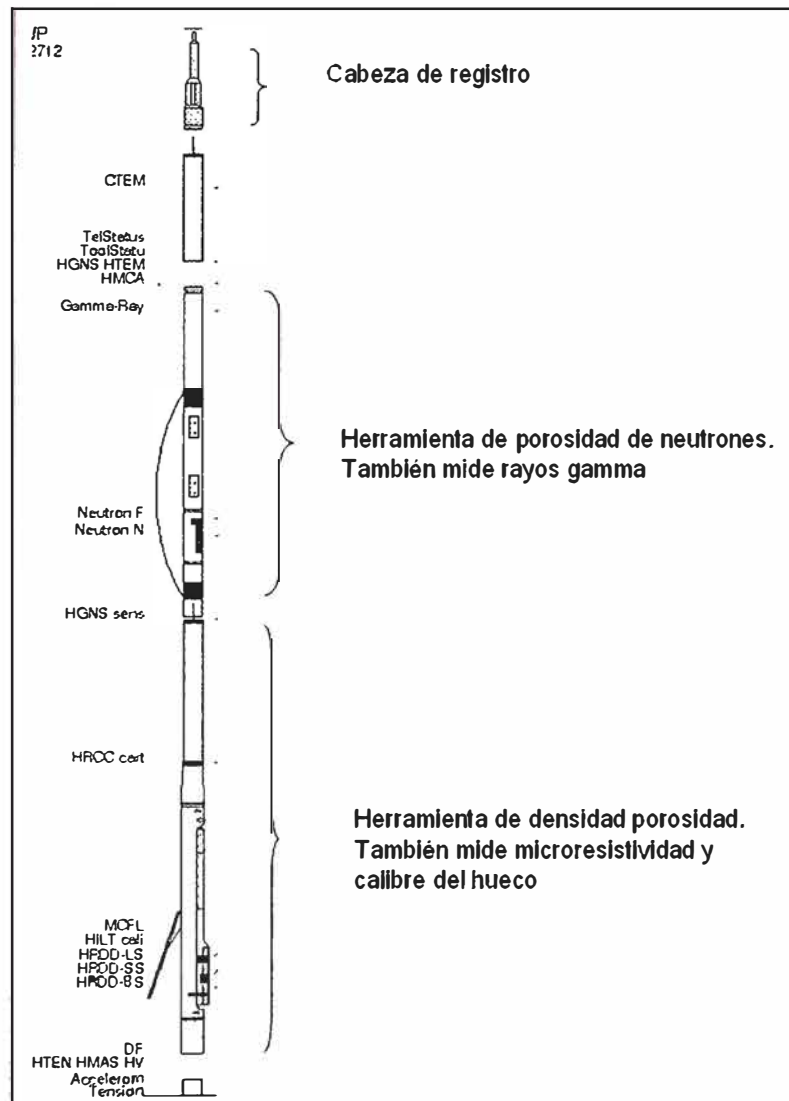
Las herramientas que habían llegado fueron: la resistividad, el sónico, la densidad porosidad y la porosidad de neutrones. Las bajadas se re-arreglaron de la siguiente manera

Figura 5.26 Modificación de la primera bajada



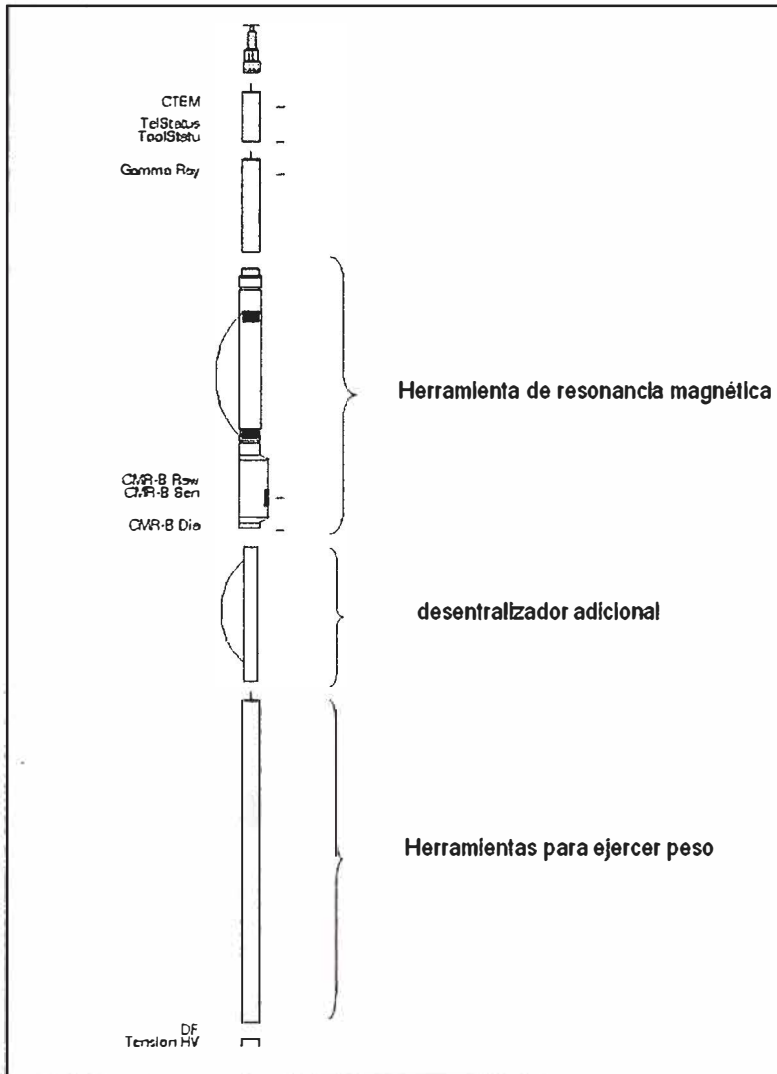
Para la primera bajada, se cambió la combinación de las herramientas por encima del sónico y se colocó la densidad porosidad y la porosidad de neutrones, que eran las herramientas disponibles. En esta bajada no se cargó fuentes para realizar las mediciones de densidad y porosidad por cuestiones de procedimiento de seguridad. La herramienta de densidad se usó sólo para medir el calibre del hueco que es necesario para las correcciones de la resistividad y la herramienta de neutrones para medir los rayos gamma.

Figura 5.27 Modificación de la segunda bajada



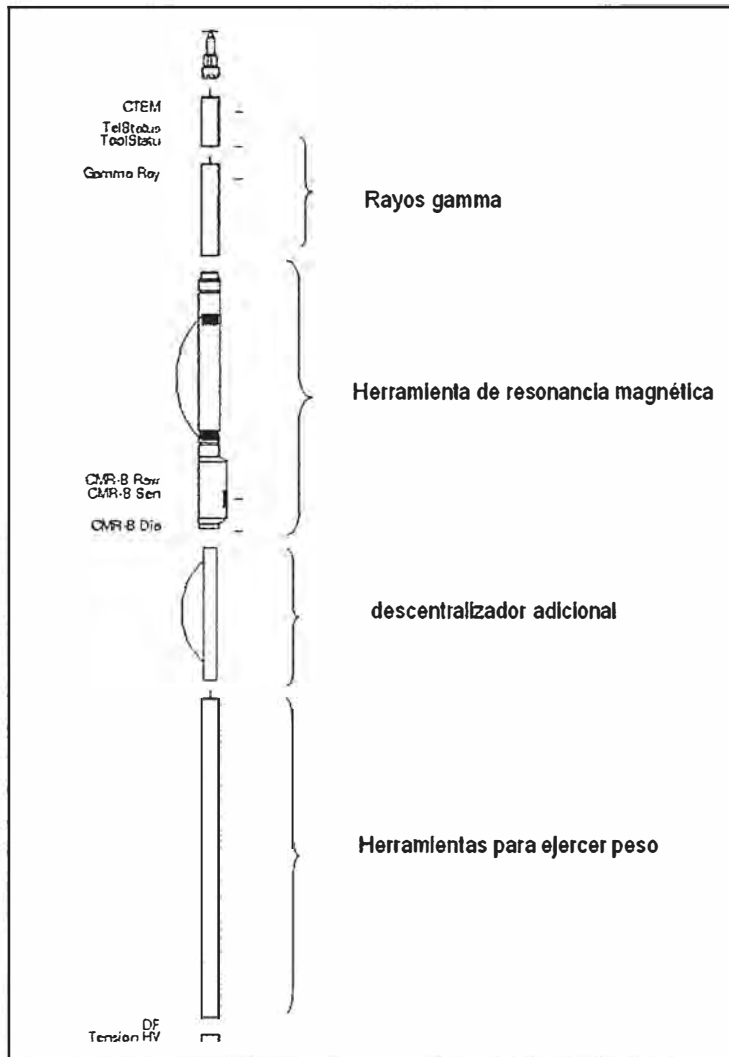
En la segunda bajada sólo se pudo contemplar las herramientas de densidad porosidad y la de porosidad de neutrones debido a que no se contaba con las herramientas restantes. Se acordó con el cliente en tener un viaje de acondicionamiento del pozo después de esta segunda bajada para que el pozo se mantenga en buenas condiciones mientras llegaban las demás herramientas.

Figura 5.28 Modificación de la tercera bajada



Para la tercera bajada se incluyó solamente la resonancia magnética, debido a que esta herramienta tiene dificultades para combinar con la herramienta de imagen ya que ambas interfieren en sus mediciones mutuamente. Debajo de la resonancia magnética se puso un descentralizador adicional para ayudar a que la herramienta se pegue mejor a las paredes del hueco. También se adicionó una herramienta sin sensores para que ayude a bajar.

Figura 5.29 Modificación de la cuarta bajada



En la cuarta bajada se incluyó el calibre de 6 brazos que no se pudo correr en la primera bajada como estaba previsto y la herramienta de imagen.

Finalmente en la quinta bajada se corrió la herramienta de puntos de presión de la forma en que se había diseñado.

5.11.2.1 Aspectos de seguridad

La seguridad es uno de los aspectos más importantes de la operación pues garantiza el bienestar del personal involucrado y la conservación de los equipos usados.

Un aspecto de seguridad importante es el manejo de fuentes radioactivas en donde se debe seguir los procedimientos de seguridad rigurosamente. En el trabajo que se explica se usaron dos tipos diferentes de fuentes radioactivas; una para la herramienta de densidad porosidad y la otra para la porosidad de neutrones. También se uso una manta con arena radioactiva para la calibración de los rayos gamma.

Todas las fuentes radioactivas están contabilizadas, registradas y fiscalizadas por el IPEN que es el organismo nacional encargado. Así mismo, el movimiento de fuentes radioactivas se hace con el conocimiento de este organismo y con la documentación correspondiente.

Las fuentes radioactivas se transportan dentro de su contenedor. El contenedor esta cerrado con un candado especial cuyas llaves son controladas y manejadas por personal debidamente entrenado que incluye al ingeniero de campo. El contenedor de las fuentes se coloca dentro de un bunker que cumple ciertas condiciones de seguridad para su transporte. El ingeniero de campo es el encargado de verificar que la fuente radioactiva esté dentro de su contenedor usando para ello un medidor especial y también debe llenar la documentación que acompaña la fuente.

Tabla 5.7 Especificación de las fuentes radioactivas usadas en registros eléctricos

	Material	Fuerza	Vida media	Nivel de energía de emisión
Fuente de neutrones	Americio 241- Berilio	16 curie	458 años	4.5 MeV
Fuente de rayos gamma	Cesio 137	1.7 curie	30.2 años	662 KeV

Al llegar al pozo, una de las primeras acciones debe ser colocar el bunker de las fuentes radioactivas en un lugar seguro, con la cinta de seguridad y el cartel de radioactivos para evitar que cualquier persona se acerque.

Durante la reunión de seguridad se debe ordenar que nadie esté en los alrededores durante el traspaso de fuentes radioactivas ya que tienen largo alcance

El traspaso de la fuente de su contenedor a la herramienta debe ser realizado por un ingeniero que este certificado para ello y debe seguirse el procedimiento de seguridad rigurosamente para evitar sobre exposición

Toda la tripulación de registros debe usar una banda radioactiva como parte de su equipo de seguridad. Esta banda monitorea la radiación recibida y; cada mes, en el caso de las mujeres, o tres meses, en el caso de los hombres, esta banda es enviada para su análisis; Posteriormente se obtiene un reporte que es analizado por el oficial de radioactivos de la locación para verificar que el personal no ha sido sobre expuesto.

De igual manera se debe seguir el procedimiento de seguridad para traspasar la fuente de regreso de la herramienta al contenedor; así mismo se debe verificar que la fuente este en su contenedor antes de regresar al bunker y realizar la documentación correspondiente para su retorno.

Otro aspecto importante de seguridad es la reunión que debe realizarse antes iniciarse la operación de registro y con todo el personal que se encuentre en el equipo de perforación.

En esta reunión se debe comentar los riesgos más importantes en la operación como el uso de fuentes radioactivos. Así mismo se realiza las coordinaciones necesarias con el personal del castillo de perforación.

En la reunión de este trabajo se hicieron las siguientes recomendaciones

Todo el personal debe estar con su equipo de protección personal completo que incluye las botas de seguridad, el overall, los guantes, los lentes, el casco de seguridad y los tapones de oído. Adicionalmente, el personal de registro debe porta su banda radioactiva en todo momento

Solo personal necesario debe estar en la mesa de perforación para aminorar los riesgos

- Durante el traspaso de fuentes radioactivas el personal debe alejarse lo más posible y solo el ingeniero y un ayudante deben estar en la mesa.
- No pasar por debajo del cable pues el cable puede perder tensión y caer abruptamente. Tampoco debe tocarse alguna parte móvil pues puede atrapar las manos.
- Durante la primera bajada no se debe realizar ninguna operación de soldadura ya que introduce ruido a la lectura del potencial espontáneo.
- Recordar a la tripulación que para la herramienta de resonancia magnética se debe usar una funda especial para la herramienta antes de armarla en el piso de la plataforma para impedir que los magnetos queden expuestos y se peguen sobre cualquier superficie.
- Recordar a la tripulación, que durante el armado de la herramienta de resonancia se debe tener cuidado al sacar la funda especial ya que al tratar de pegarse sobre alguna superficie metálica podría atrapar los dedos. Recomendar que el personal del equipo de perforación se mantenga lo mas alejado posible.
- Designar las personas que estarán coordinando las maniobras tanto de parte del equipo de perforación y de la tripulación de registros.

5.11.2.2 Aspectos del manejo del malacate

El manejo correcto del malacate (carrete en el que se enrolla el cable de registro) es importante ya que previene de problemas de rompimiento de punto débil o del cable no intencional que involucran pérdida de tiempo innecesaria y por consiguiente de dinero que pueden poner en peligro la permanencia de un pozo y en el peor de los casos perderlo, si se dejase una herramienta con fuentes radioactivas en el fondo y no se pudiera recuperar teniendo que tapan el pozo.

El buen manejo del malacate se inicia desde la planificación. Tanto el ingeniero de registro, así como la persona encargada de manejarlo deben saber en todo momento cual es la tensión máxima que se pueda jalar. Si la herramienta se atasca, y se jala más fuerte de lo que se debe, se puede provocar una sobre tensión que rompa el punto débil enviando la herramienta al fondo.

La tensión máxima que se puede jalar el cable se calcula de la siguiente manera:

$$\text{MSP} = \text{TN} + \text{MSOP} \quad (\text{Ec } 5.26)$$

$$\text{MSOP} = 0.75 \times \text{LWP} - \text{Wt} \quad (\text{Ec } 5.27)$$

Donde:

MSP: es la tensión máxima segura de jalado (lbf)

MSOP: sobre jalado seguro por encima de la tensión normal (lbf)

TN: es la tensión leída en superficie cuando se registra subiendo (lbf)

LWP: es la mínima resistencia del punto débil seleccionado (lbf)

Wt: es el peso de la herramienta en el lodo (lbf)

La tensión leída en superficie, varía según la profundidad. A medida que se enrolle el cable durante el registro, la tensión irá decreciendo. Durante la operación deberá apuntarse los valores de tensión cada 300m para poder calcularse el valor de MSP en cualquier profundidad.

Por otro lado, es importante calcular cual sería la tensión de registro y el jalado máximo seguro en el fondo del pozo. Este valor se calcula de la siguiente manera:

$$\text{TNmax} = \text{Wc} + \text{Wt} \quad (\text{Ec. } 5.28)$$

Donde:

TNmax: Es la tensión máxima calculada en el fondo del pozo (lbf)

Wc: es el peso del cable a la profundidad total del pozo (lbf)

Wt: es el peso de la herramienta en el lodo (lbf)

Para el trabajo en este pozo se tuvo que:

$$\text{Wc} = 2,706.8 \text{ lbf}$$

$$\text{LWP} = 6,000 \text{ lbf}$$

Tabla 5.8 Cálculo de tensiones en el fondo del pozo

	1ra bajada	2da bajada	3ra bajada	4ta bajada	5ta bajada
Wt (lbf)	490	374	132	352	537
TNmax (lbf)	3,196.8	3,080.8	2,838.8	3,058.8	3,243.8
MSOP (lbf)	4,010	4,126	4,368	4,148	3,963

Por otro lado, se usa un software de interfase para la visualización de la tensión, profundidad y la velocidad del cable. Este software también permite ingresar las alarmas de alta y baja tensión; así como las de profundidad de fondo y superficie. El software también permite introducir los valores de parada automática del malacate por tensión alta o baja; así como los de de profundidad de fondo y superficie. Definir los valores de alarma y de parada es importante antes de bajar las herramientas al pozo para evitar cualquier problema. Además se debe tener en cuanto que las alarmas y paradas de tensión deben modificarse a medida que la herramienta se mueva en el pozo.

Los valores de parada por profundidad de pozo fueron:

Superficie: 70 m

Fondo: 3,140 m

Mientras que los de alarma fueron 100 m y 3,100 m respectivamente.

Finalmente, otro aspecto importante son las velocidades a la que se debe manejar el malacate. Mientras se esté cerca a la superficie, la velocidad debe ser baja. El procedimiento requiere que la velocidad sea de 2,000 pies/h en los primeros 100m cuando se realice la primera bajada y para las subsiguientes podría aumentarse a 6, 000 pies/hora. Si las condiciones del hueco son buenas se puede bajar hasta a 15,000 pies/hora. También se debe tener en cuenta que durante la primera se debe registrar de bajada.

5.11.2.3 Control de profundidad

El control de profundidad es un aspecto importante en la toma de registros eléctricos ya que una profundidad bien encontrada garantiza que las zonas de

potencial reservorio se ubiquen adecuadamente; En oposición, una profundidad desfasada con respecto a la real señala el reservorio en el lugar incorrecto.

El control de profundidad se inicia con la verificación de la calibración del contador de profundidad y su correcto posicionamiento. Adicionalmente se debe seguir el procedimiento del control de profundidad.

En este trabajo se aplicaron los controles de profundidad correspondientes en un pozo como sigue:

Primera bajada

Cero de la herramienta: Se ubica la punta inferior de la herramienta sobre el piso de del castillo de perforación y se ingresa el valor cero en el contador de profundidad. Para ello la herramienta debe estar colgando libremente del cable

Comparación entre marcas: Primero, una marca se pone sobre el cable después de correr 100m en el hueco; se vuelve a correr en el hueco hasta que la marca llegue a un punto de referencia; entonces se calcula la distancia recorrida. Antes de llegar al fondo, se vuelve a poner una marca en el mismo lugar que la primera repitiéndose luego el procedimiento ya descrito. Finalmente se compara la diferencia entre las dos marcas. La diferencia no debe ser mayor a 0.3 m; en caso que lo sea debe investigarse si ha ocurrido algún movimiento de la unidad de registro o la polea superior por donde pasa el cable.

Registro bajando: Es importante adquirir el registro de rayos gamma mientras se baja ya que esta es la curva de correlación

Registro subiendo: Que incluye adquisición de los rayos gamma para realizar la correlación con el registro de bajada.

Corrección por estiramiento: Después que la herramienta toque el fondo se empieza a recoger el cable para empezar el registro; sin embargo, antes que la herramienta empiece a moverse, el cable se habrá movido pero sólo por estiramiento. Este estiramiento habrá producido que el contador se mueva y el registro aparecerá menos profundo. Para corregir por este efecto se pone el registro de rayos gamma de subida en la profundidad del

registro de rayos gamma de bajada. La distancia corregida para lograrlo se llama corrección por estiramiento.

Re cero: Se verifica el cero de la herramienta. La diferencia con el valor inicial no debe ser mayor a 0.3 m

Bajadas siguientes:

Se realizan los mismos pasos de la primera bajada, excepto la comparación entre las marcas y la corrección por estiramiento. En las bajadas subsiguientes el registro se pone en profundidad por comparación con el primero. La curva de comparación normalmente es los rayos gamma.

Todos los valores obtenidos para realizar un buen control de profundidad se incorporan en el encabezamiento del registro.

5.11.2.4 Control de calidad de los registros

El control de calidad de los registros es importante porque garantiza la validez de la información adquirida.

El control de calidad se inicia desde la preparación del trabajo e incluye aspectos de calibración de la herramienta, configuración física adecuada, chequeo operacional y la selección correcta de los parámetros.

Durante la toma de registros también se debe realizar el control de calidad en tiempo real e incluye:

La velocidad de registro:

La rapidez con la que se adquiere la información dependerá del diseño de la herramienta. Por lo tanto, la velocidad con la que se registre un conjunto de herramientas está determinada por la herramienta más lenta.

Para el trabajo realizado se tuvo las siguientes velocidades de registro por bajada

Tabla 5.9 Velocidad máxima de registro por bajada

	1ra bajada	2da bajada	3ra bajada	4ta bajada	5ta bajada
Velocidad	3,600 pies/h (1,097 m/h)	3,600 pies/h (1,097 m/h)	800 pies/h (244 m/h)	1,800pies/h (548 m/h)	1,800 pies/h (548 m/h)

Las velocidades de registro máxima no se deben sobrepasar

La repetibilidad

Para garantizar que las curvas son repetibles, se hace una pasada adicional que debe cubrir como mínimo 70 m y se presenta un registro en la zona donde los registros de ambas pasadas se superpongan para poder observar mejor la repetibilidad de las curvas.

Para los registros realizados los límites de repetibilidad son:

Resistividad: 2% de la lectura

Sónico: 2 us/ft

Densidad: 0.025 g/cm³

Porosidad de Neutrones: @ 30 % de porosidad = ± 2 %, @45 % porosidad= ± 6 %

Resonancia magnética: ± 1.0 % de porosidad

Rayos gamma: ± 5 % de la lectura

Puntos de presión:

sensor de cuarzo: ± 2 psi

sensor de deformación: ± 10 psi

Calibre del hueco: ± 0.2 pulgadas.

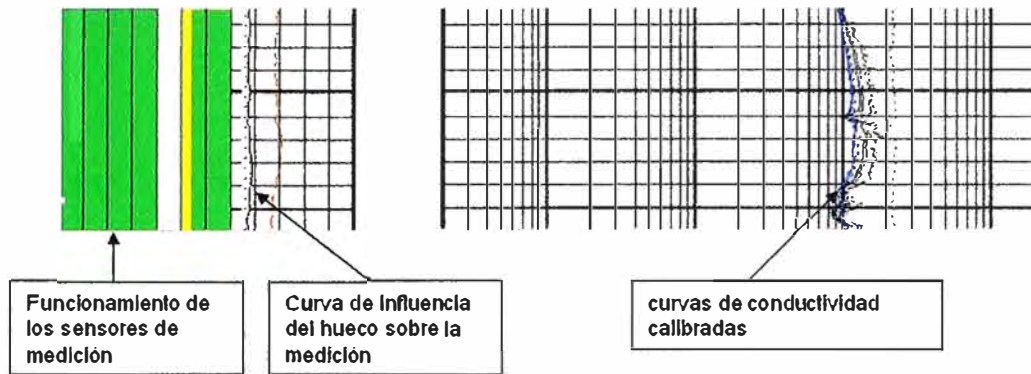
Curvas de control de calidad

Las curvas de control de calidad son presentaciones especiales que indican el estado de funcionamiento de las herramientas y de procesamiento de los datos. Estas curvas deben ser monitoreadas constantemente durante la adquisición de datos para verificar el correcto funcionamiento de las herramientas.

Para las herramientas registradas se monitorearon las siguientes curvas de calidad:

Resistividad

Figura 5.30 Curvas de control de calidad de la resistividad (AIT)



Las cuatro franjas del lado izquierdo que corresponden al funcionamiento de los sensores indican si estos están funcionando correctamente o no. Cada franja corresponde a dos sensores.

El color verde significa que están funcionando bien mientras que el amarillo significa que no lo están. Si hay un mal funcionamiento de algún sensor deberá verificarse si es transitorio, provocado por la presencia de la tubería de revestimiento por ejemplo. Si es permanente, el registro no se puede continuar ya que la computación de las curvas de resistividad integra la medición de los ocho sensores a la vez. Se tendrá que sacar la herramienta e investigar en primer lugar si hay algún elemento que este perturbando la lectura del sensor como un centralizador por ejemplo. Si no hubiese ninguna influencia externa, se deberá cambiar de herramienta.

La curva de influencia del hueco sobre la medición, indica la incertidumbre del procesamiento de la resistividad. Si la curva esta pegada hacia la izquierda habrá mas confiabilidad en el procesamiento de la resistividad; por el contrario si la curva se pega hacia la derecha la incertidumbre es alta.

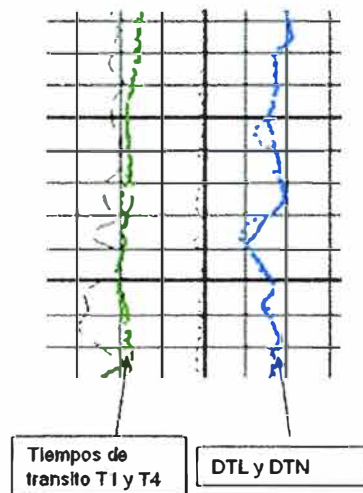
Las curvas de conductividad calibradas son curvas previas obtenidas antes del procesamiento total de la resistividad. Estas curvas deben ser suaves sin saltos

abruptos. Si los saltos son constantes puede significar que hay algún sensor que no esté funcionando correctamente.

En el registro no se presentó ningún inconveniente en la adquisición de estos datos

Sónico

Figura 5.31 : curvas de control de calidad del sónico



Las curvas de tiempo de tránsito T1 y T4 se refieren a el tiempo que demora en llegar la onda de sonido disparado por dos transmisores independientes a los receptores correspondientes. Estos tiempos deben superponerse ya que la distancia entre trasmisor- receptor para cada juego es la misma.

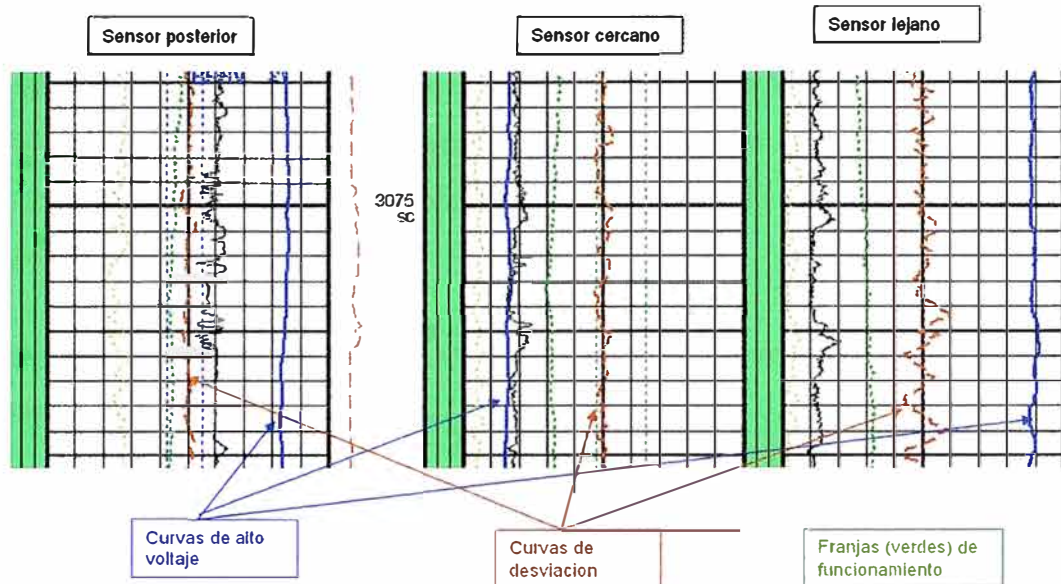
De igual manera DTL y DTN, la inversa de la velocidad, deben superponerse ya que ambos están leyendo a la misma profundidad pero en juegos transmisor-receptor distintos.

En el registro, se superpusieron las curvas en todo el intervalo excepto por pequeñas diferencias en algunos tramos.

Densidad Porosidad

Las curvas de control de calidad del funcionamiento de la densidad porosidad muestra el estado de funcionamiento de los tres sensores de la herramienta.

Figura 5.32 Curvas de control de calidad de funcionamiento de la densidad porosidad



Las curvas de alto voltaje se refieren al voltaje que se aplica a los sensores. Estas curvas deben ser suaves.

Las curvas de desviación indican cuán bien centrada está la medición realizada. Estas curvas deben estar centralizadas en la pista, indicando que la desviación es cercana a cero.

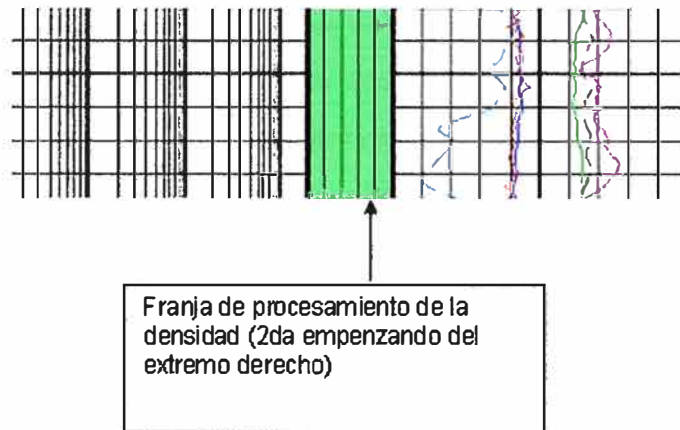
Las franjas verdes de funcionamiento indican que el sistema de estabilización de los sensores trabaja adecuadamente. El color negro indica un mal funcionamiento. Del mismo modo que en el caso de la resistividad, se integra la medición de los tres sensores para obtener una curva respuesta de densidad y posteriormente de porosidad. Sin embargo, el software da la posibilidad de procesar la información solo con el detector lejano en caso de que alguno de los otros dos fallase.

De la figura 5.33 se tiene que la franja de procesamiento de la densidad indica si la computación de esta curva es confiable o no. El color verde indica que el procesamiento es adecuado. Mientras que el color gris indica que no lo es. Un procesamiento inadecuado no necesariamente indica un mal funcionamiento de la herramienta; pues hay otros factores que pueden influenciar como las cavernas en

el hueco, superficie rugosa del hueco, torta de lodo demasiado grueso en la pared del hueco y contenido de baritina en el lodo. De todos los factores mencionados solo la presencia de baritina es corregible.

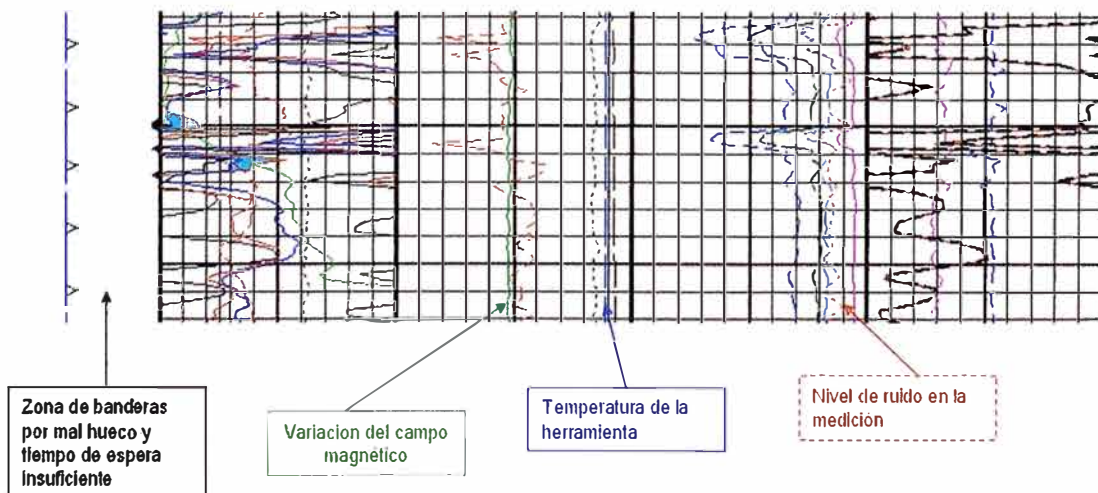
Durante el registro no se tuvo ningún inconveniente con el funcionamiento de la herramienta. Pero hubo inconvenientes de procesamiento especialmente en la zona del fondo. Se trató de corregirlo con el procesamiento de baritina, pero no se pudo porque adicionalmente había influencia de torta de lodo muy gruesa en la pared del hueco.

Figura 5.33 Curvas de control de calidad del procesamiento de la densidad porosidad



Resonancia magnética

Figura 5.34 Curvas de control de calidad de la resonancia magnética



La bandera de procesamiento por mal hueco, de color negro, se genera cuando la herramienta lee una porosidad elevada que correspondería al lodo del hueco; lo que significa que el hueco presenta una caverna.

La bandera de color azul, por insuficiente tiempo de espera, se genera cuando el tiempo de polarización es insuficiente para alinear todos los protones de hidrógeno. Por lo tanto la porosidad que se lee sería menor a la real. En ese caso se debe cambiar el parámetro de adquisición de tiempo de espera.

La curva de variación de campo magnético indica la diferencia entre la medición y la estimación del campo magnético generado por la herramienta. Si esta variación aumenta indica que los imanes de la herramienta se están ensuciando; si llega a un valor límite se debe sintonizar nuevamente la herramienta.

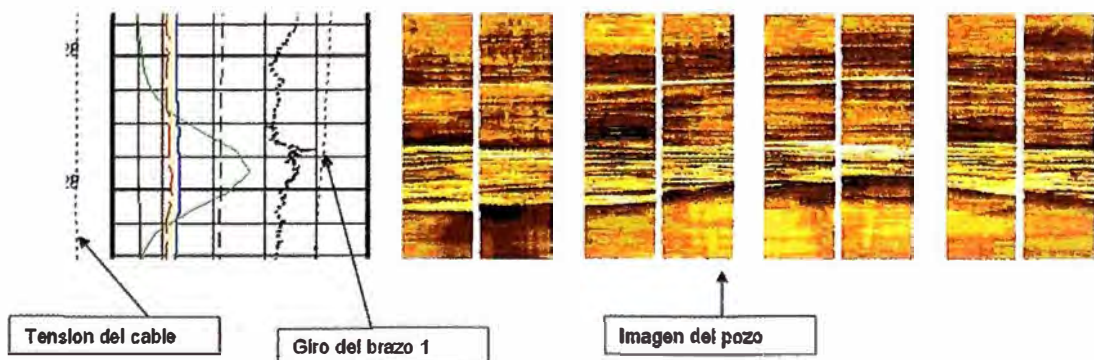
La curva de temperatura es la lectura de la temperatura de la herramienta y se usa para compensar la fuerza del campo magnético. Esta curva debe ser suave.

El nivel de ruido de la medición debe ser bajo; si incrementa, la porosidad ya no sería confiable. Si el ruido es alto, se debe promediar mayor cantidad de valores; para ello debe cambiarse el parámetro de número de mediciones promediadas.

Durante el registro no hubo inconvenientes de funcionamiento de la herramienta, pero si se presentaron algunas banderas por mal hueco debido a las cavernas presentes.

Imagen

Figura 5.35 Presentación y curva de control de calidad de la imagen del pozo



La tensión del cable indica si la herramienta sufre tirones súbitos que provoca que los patines (calibres de la herramienta) resbalen y produzcan una imagen borrosa. La tensión del cable debería ser suave sin variaciones abruptas. Si hay variaciones abruptas puede ser porque los calibres están aplicando demasiada fuerza contra la pared del hueco, en ese caso se debe disminuir la fuerza de los calibres. Otra razón por la que los calibres resbalen es una mala condición del hueco: cavernas o rugosidad.

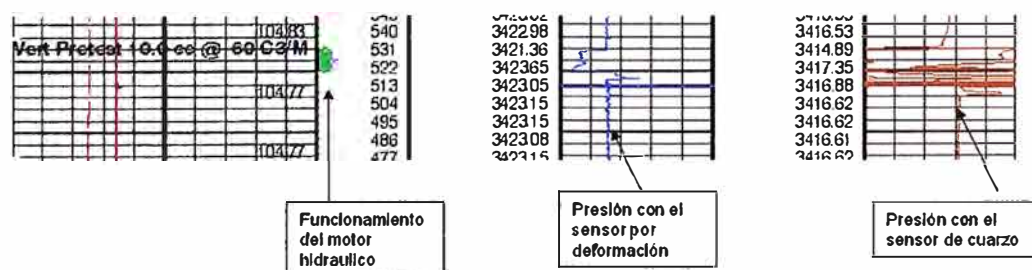
La curva de giro del brazo 1 de la herramienta nos indica si la herramienta esta girando o no. Si esta curva realiza demasiadas vueltas entonces la herramienta esta girando demasiado, lo que afecta el procesamiento del posicionamiento de la imagen en el espacio geográfico. En ese caso, se debe aumentar la presión de los calibres contra le hueco.

Observar la imagen es importante. Se debe verificar que la imagen no sea totalmente oscura. Una imagen oscura significaría que los calibres no están haciendo buen contacto con las paredes del hueco. Adicionalmente se debe ver coherencia en la imagen compuesta por las ocho franjas y que.

Para el registro adquirido se tuvo muy pocos tirones y la imagen en general es de buena calidad

Puntos de presión

Figura 5.36 Curvas de control de control de calidad de los puntos de presión



La bandera del funcionamiento del motor hidráulico debe estar presente cada vez que se envié un comando para realizar la prueba de presión. Si no hay bandera

significa que el motor no está funcionando y no se puede realizar la prueba de presión.

Las curvas de presión nos indican la presión del lodo sino se está tomando alguna prueba. De lo contrario indican la presión del reservorio en el punto de la prueba. Los valores de presión deben ser coherentes. Es decir que deben aumentar con respecto a la profundidad y deben ser estables cuando se alcance el equilibrio durante la prueba de presión.

Durante el trabajo, no hubo mayores inconvenientes y se obtuvo una gradiente de presión tanto para la zona de agua como para la de zona de petróleo

5.11.3 Entrega de producto y post-trabajo

Antes de salir de la locación, se entregaron las copias de campo y además se transmitió la información a un servidor de la oficina principal.

Posteriormente se entregaron las impresiones finales, que contempla todas las presentaciones requeridas por el cliente por cada servicio (medición) realizada. Adicionalmente se adjuntó un CD que contenía el archivo del registro y las presentaciones gráficas del mismo. Adicionalmente se guardó la información digital en la base como respaldo.

Parte del post-trabajo es el chequeo operacional de la herramienta después de un mantenimiento de limpieza.

También se tiene que enviar a finanzas el ticket físico del trabajo que debe estar firmado por el cliente y que es el respaldo para generar la factura de cobranza.

El ticket digital se envía al gerente de operaciones. En este ticket digital también se incluye algún reporte de falla si lo hubiera. En el caso de este trabajo no hubo ninguno.

El principal problema de este trabajo fue logístico ya que el movimiento incompleto de las herramientas provocó que las bajadas no fuesen las que se planearon y se tuviese una bajada adicional. Este problema tiene origen en las condiciones del contrato que se tenían con el cliente, que establecía que contaba con ciertos días libres antes de que se empezase a contabilizar el cobro por tener

las herramientas en su locación. Este hecho provocaba que el cliente ajustara sus pronósticos de tiempo y, como pasó en este caso, se corría el peligro de que las herramientas no llegasen a tiempo. Este problema se solucionó ampliando los días sin cargo en el contrato.

5.12 Interpretación rápida en la zona de interés de los registros obtenidos

Aunque la interpretación formal no es parte del servicio en la toma de registros eléctricos, el ingeniero de registros debe entender las curvas que se adquieren para poder explicar alguna anomalía.

En las figuras 5.37 a las 5.40 (pp. 110-113) se presentan los registros en la zona de interés. La zona de interés es el intervalo de reservorio potencial

Curva de rayos gamma: Rayos gamma bajos muestran una zona de reservorio potencial.

En la figura 5.37, pista 1 se observa que los rayos gamma tienen un valor bajo de alrededor de 30 GAPI a lo largo del registro. Eso significa que todo este intervalo es un reservorio potencial

Curvas de porosidad de neutrones y densidad porosidad: Estas curvas se superponen y dan la porosidad correcta cuando el tipo de roca real concuerda con el parámetro usado para computar estas curvas y además el fluido que se encuentra en los poros es agua. Si el fluido es un hidrocarburo, ninguna de las dos curvas da la verdadera porosidad, sino que la porosidad de neutrones disminuye y es menor que la computada a partir de la densidad, presentándose un cruce de estas curvas.

El registro se corrió con los parámetros adecuados para el tipo de roca reservorio en este intervalo

En la pista 2 de la figura 5.37 se observa que en la zona A, la porosidad de neutrones (en azul) es menor que la densidad porosidad (en rojo) mostrando así una zona de reservorio potencial

En la zona B se observa que ambas curvas esta prácticamente superpuestas mostrando así una zona de agua.

Curvas de resistividad: Bajo las condiciones registradas en el pozo, valores altos muestran reservorio potencial, valores bajo representan una zona de agua

En la pista 3 de la figura 5.30 se observa que en la zona A, las curvas de resistividad son altas mostrando así una zona de reservorio potencial. En contraste, en la zona B se observa que los valores bajos muestran una zona de agua muy salina.

Curvas de porosidad de resonancia magnética: Las porosidades son reales en la zona de agua y son menores que la real en la zona de hidrocarburos.

En pista 6 de la figura 5.39, se muestra en rosa la porosidad de fluido libre (CMFF) y en negro punteado la porosidad total (TCMRP). La diferencia entre estas dos curvas pertenece a la zona pintada en amarillo y marrón que representa la porosidad no movable. Los colores amarillo y marrón se refieren al tipo de porosidad no movable. El amarillo se refiere fluido atrapado por fuerzas capilares y el marrón al fluido adherido en pequeños poros. La diferencia entre la zona A y B radica en que en la zona A la mayor cantidad de fluido no movable es por fuerzas capilares y en la zona B es por pequeños poros.

Puntos de presión: La figura 5.40 muestra los puntos de presión obtenidos tanto en la zona A y B con las respectivas gradientes obtenidas. En la zona A la gradiente que se obtuvo es la de petróleo mientras que en la zona B es la del agua.

Figura 5.37 Registro de porosidades. Pista 1, rayos gamma GR, potencial espontáneo SP, calibre del hueco. Pista 2, Porosidad de neutrones NPHI, densidad RHOZ. Zona A, hidrocarburos. Zona B, agua

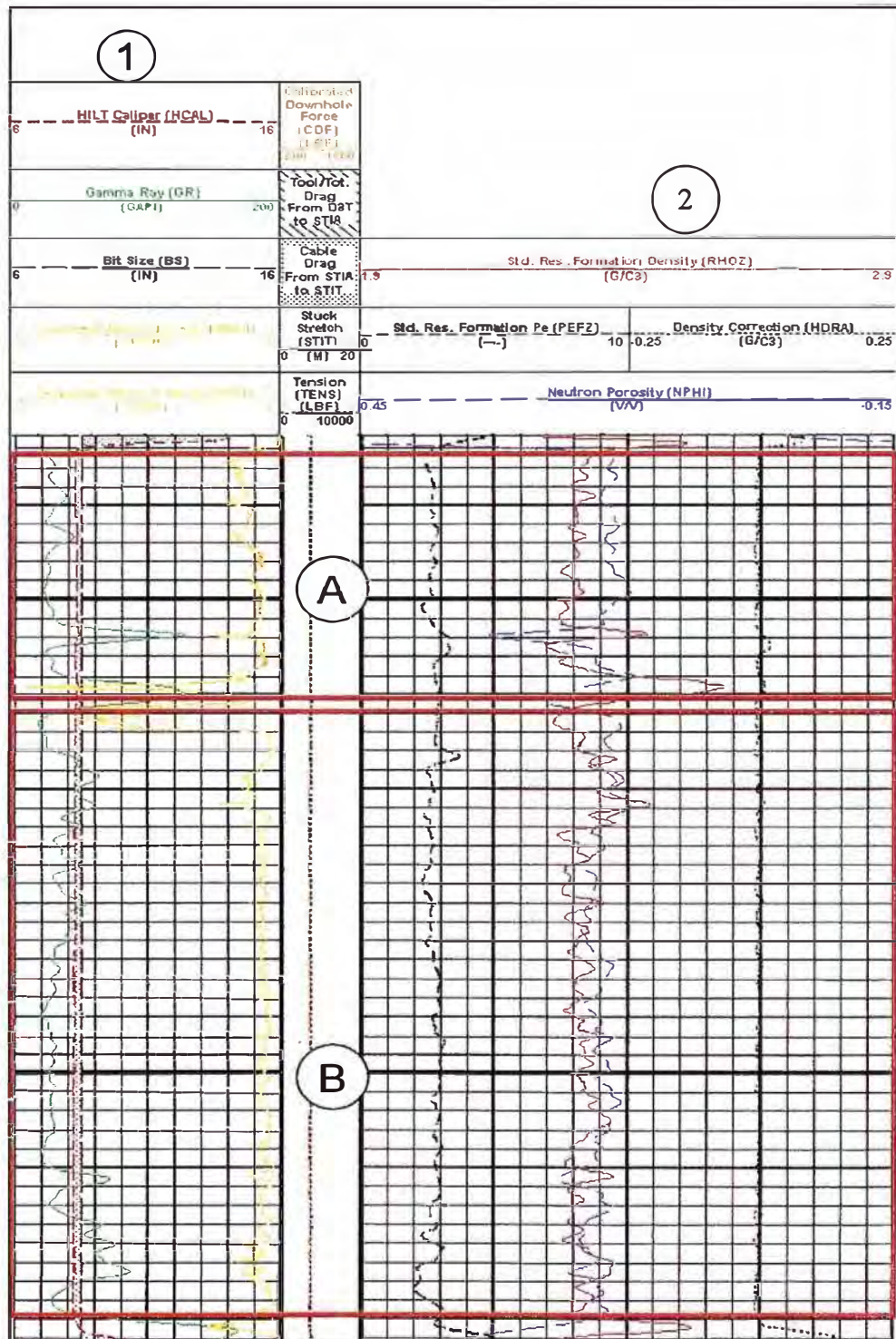


Figura 5.38 Registro de Resistividades y sónico. Pista 3, Curvas de resistividades AHT10, AHT20, AHT30, AHT60 AHT90 en orden ascendente de profundidad de investigación; microresistividad RXOZ. Pista 4, porosidad sónica SPHI, lentitud sónica de la formación DTLN y DTLF. Zona A, Hidrocarburos. Zona B, Agua

3

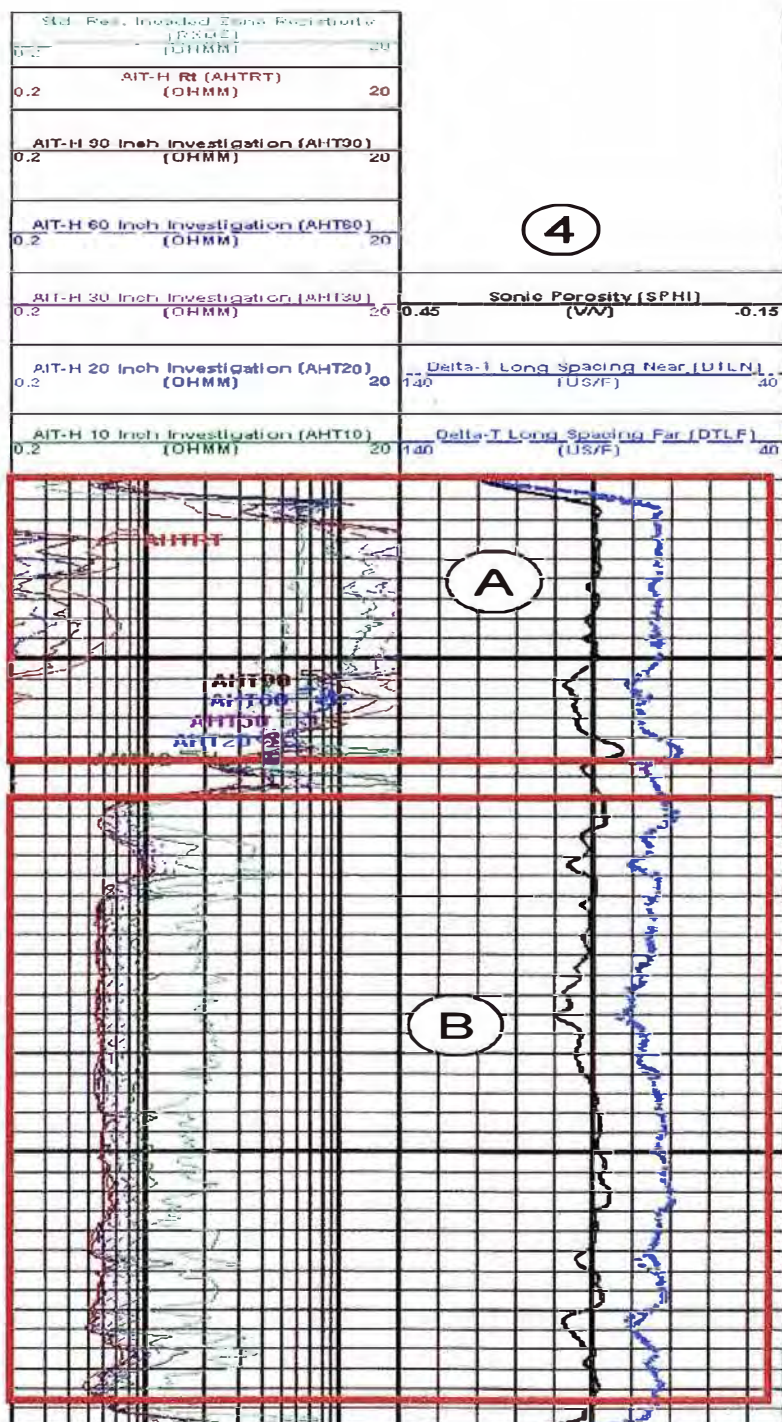


Figura 5.39 Registro NMR. Pista 5, Permeabilidades (KTIM, KSDR). Pista 6, Porosidad total (TCMR), porosidad de fluido libre (CMFF). Pista 7, Distribuciones del coeficiente se relajación T2. Zona A, Hidrocarburos. Zona B, Agua.

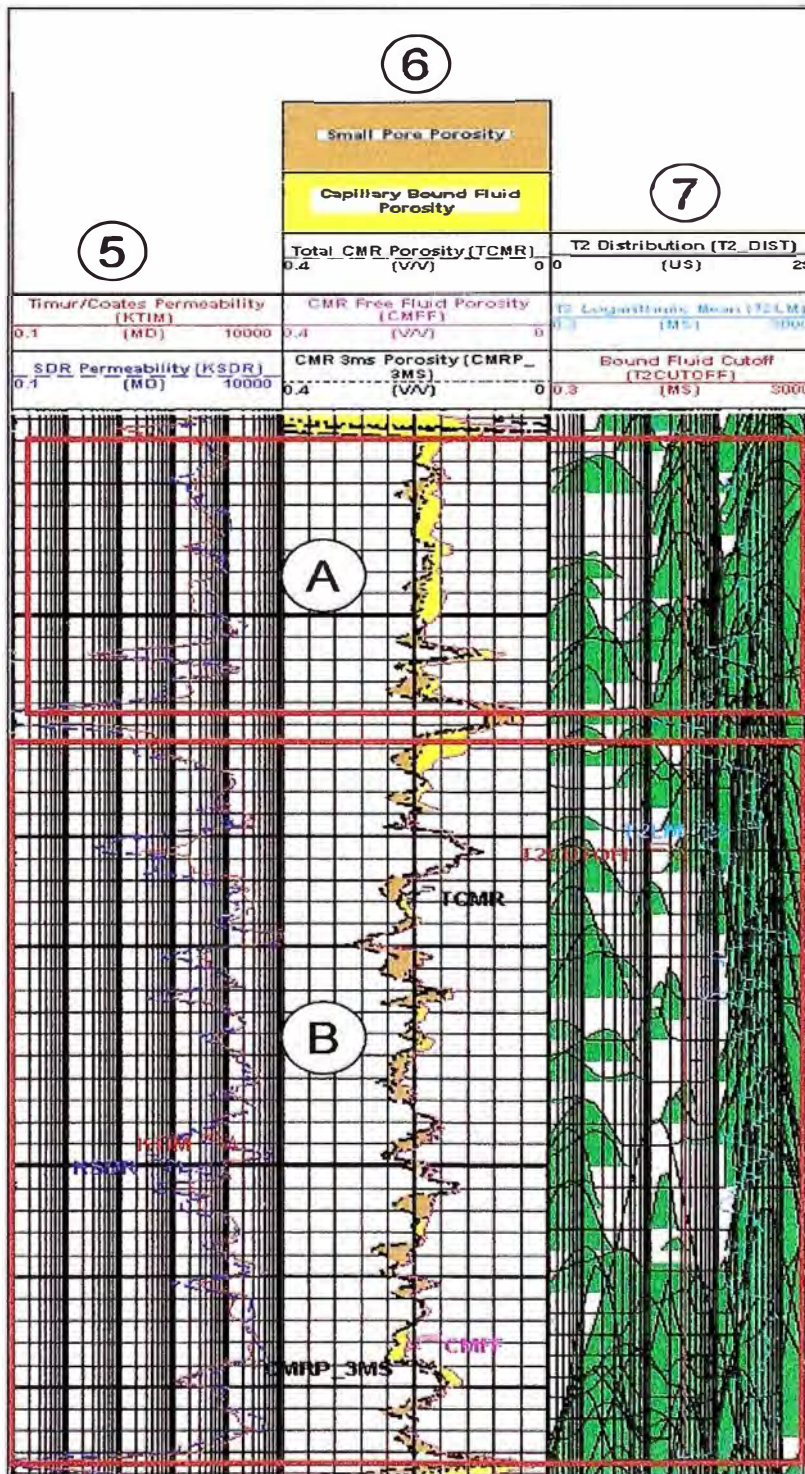
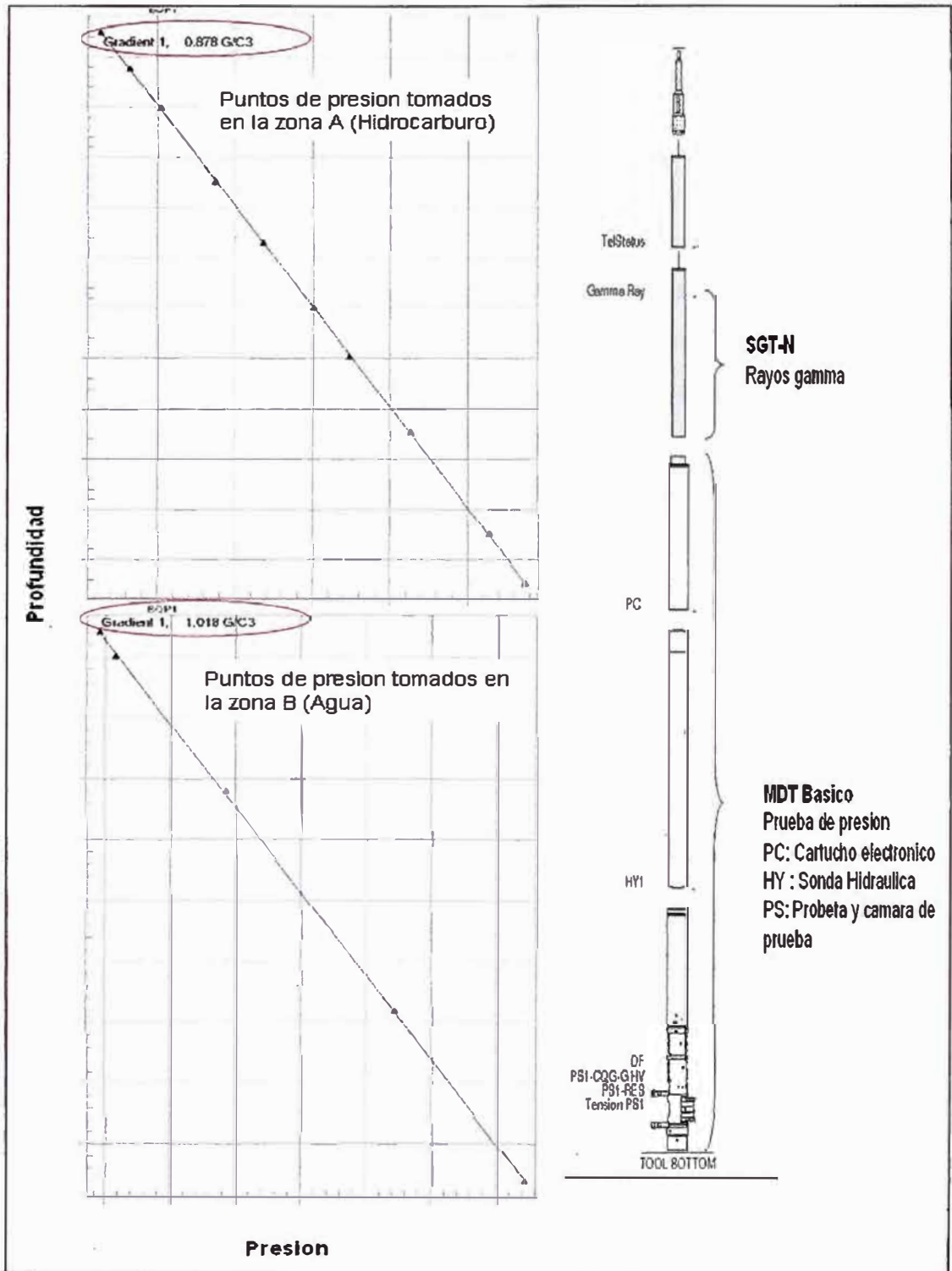


Figura 5.40 A la izquierda, Perfil de presiones con respecto a la profundidad en las zonas A y B respectivamente. A la derecha, configuración de la herramienta usada para la prueba de presiones



5.13 Responsabilidades de un ingeniero de campo de registros eléctricos

Las responsabilidades se describen a continuación de acuerdo a las fases que integran el proceso de la toma de registros eléctricos.

Preparación del Servicio

Responsable de que todas las herramientas y que todo el equipo a usarse esté en estado óptimo. Esto incluye el mantenimiento, certificaciones y calibraciones necesarias.

Responsable de adquirir las competencias necesarias para realizar las operaciones requeridas. Esto incluye el entrenamiento en aspectos técnicos para la operación de los equipos y herramientas para asegurar la calidad de la ejecución del servicio y entrega de los productos; así mismo es responsable adquirir los conocimientos necesarios de los procedimientos de seguridad asociados con los riesgos con los que trabaja (explosivos, radioactivos, presión, manejo del malacate, etc)

Responsable por el entrenamiento de los operadores con los que trabaja tanto en el aspecto técnico como en el de seguridad, calidad, salud y ambiente.

Responsable de coordinar con el cliente los detalles de la operación para que ésta se realice en forma apropiada.

Realización del servicio

Responsable de la operación que se brinda, debiendo seguir los procedimientos operativos y de seguridad en todo momento.

Responsable del personal a su cargo y de realizar las coordinaciones necesarias con el personal del pozo para completar la operación adecuadamente.

Responsable de discutir con el cliente los riesgos que se presenten en cuanto a calidad, salud, seguridad y ambiente durante la operación para manejarlos adecuadamente.

- Responsable de asegurar la calidad del producto, lo que incluye el control de calidad de registro en tiempo real.
- Responsable de informar al gerente directo de cualquier problema que no pudiese solucionarse dentro de los primeros treinta minutos durante la operación.
- Responsable de la entrega de los registros de campo cuidando que se haga dentro del tiempo adecuada y que la calidad de estos sea la óptima; así mismo es responsable del envío de información a los centros de procesamiento si fuera necesario.

Seguimiento después de la entrega del producto

- Reportar, si lo hubiesen, incidentes de calidad, seguridad, salud o ambiente; así como hacer el seguimiento adecuado para que se tomen las acciones pertinentes
- Responsable de verificar que se le de el mantenimiento adecuado al equipo y herramientas usadas
- Responsable de llenar el ticket del trabajo en forma correcta y enviarlo dentro de un margen de tiempo al gerente operacional para la contabilizar los ingresos y los detalles operacionales incluyendo los reportes de falla si hubiese alguno.
- Hacer el seguimiento de los reportes de falla para que se cierren adecuadamente
- Atender cualquier consulta del cliente, direccionándola al canal adecuado y realizar el seguimiento correspondiente hasta que la consulta sea atendida.

VI. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Las competencias necesarias en los aspectos técnicos que involucran la ejecución de un servicio de registros eléctricos, así como las competencias en los aspectos de seguridad constituyen elementos importantes en la formación de un ingeniero de campo, siendo parte de sus responsabilidades adquirirlas para garantizar una ejecución segura y un producto de calidad que sea de utilidad para el cliente.
- En el aspecto técnico, parte de la labor del ingeniero de campo, es ser el nexo entre la empresa y el cliente para aclarar consultas en cuanto a las ventajas, desventajas, limitaciones y bondades de un servicio brindado para que las expectativas que tenga el cliente de los resultados sean las adecuadas.
- Las propiedades de las rocas, los principios de medición de las herramientas de registros eléctricos, así como los diversos fenómenos que ocurren en la formación rocosa cercana a la pared del hueco perforado, se explican a través de las ciencias físicas y químicas; así como a través de los fenómenos de transporte. Por lo tanto, vemos que los principios estudiados en la carrera de ingeniería química se aplican en el área de registro de pozos aunque desde una perspectiva particular.
- Los registros eléctricos proveen un medio para medir en forma continua de ciertas propiedades de la roca que se pueden relacionar con las propiedades necesarias para la evaluación del reservorio lo que ha promovido el desarrollo de técnicas de interpretación con base teórico – experimentales que proponen diversos modelos con las correspondientes relaciones matemáticas, como en el caso de la estimación de la permeabilidad y la saturación de agua, para poder obtener estimaciones confiables de aquellas propiedades que no se pueden medir directamente con las herramientas actuales

El desarrollo tecnológico en registros eléctricos apunta a desarrollar herramientas que puedan realizar mediciones de las propiedades requeridas de una roca con la introducción de la menor cantidad de parámetros de adquisición posible, la menor desviación de la medida real y que los resultados incluyan las respuestas más completas posibles con un alto grado de confiabilidad como en el caso del sistema DecisionXpress que puede proveer un análisis petrofísico completo en formaciones siliciclásticas.

VII. BILIOGRAFIA

- 7.1 JAHN M., COOK M. y GRAHAM M., "Development in Petroleum Science"
Volume 46: Hydrocarbon Exploration and Production, Primera edición,
Editorial Elsevier, 2003, Amsterdam, pp. 75, 131.
- 7.2 LANDES K., "Geología del Petróleo", Traducción de la 2da edición
norteamericana, Ediciones Omega S.A., 1963, Barcelona, pp. 196, 254.
- 7.3 DUQUE G., Manual de Geología para Ingenieros, Universidad Nacional de
Colombia, 2003, Sede Manizales, p 176
- 7.4 ALLEN D., FLAUM C. y RAMAKRISHNAN T. "Tendencias en Registros
RMN", Oilfield Review, Invierno 2000, Volumen 12, Número 3, p.2.
- 7.5 BARSON D., CHRISTENSEN R., DECOSTER E. "Espectroscopía: La clave
para la obtención de respuesta petrofísicas rápidas y confiables", Oilfield
Review, Otoño 2005, Volumen 17, Número 2, p.16.
- 7.6 SCHLUMBERGER, Log Interpretation Principles/Applications, Octava
impresión, Texas 1991, pp. 3-1, 5-1, 7-1, 8-1, 10-1.
- 7.7 SCHLUMBERGER, Wireline Services Catalog, Texas 2007, pp. 7, 51, 63, 75,
81.
- 7.8 SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS, Petroleum Resource
Management System, 2007. [http://www.spe.org/spe-
app/spe/industry/reserves/prms.htm](http://www.spe.org/spe-app/spe/industry/reserves/prms.htm)
- 7.9 <http://www.galeon.com/geologiayastronomia/geo09.pdf>

**ANEXO 1: DOCUMENTOS PROBATORIOS DE LA RELACION
PROFESIONAL EMPLEADOR**