



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

**“REGISTRO GEOFÍSICO MODERNO DE INDUCCIÓN TRIAXIAL PARA LA
CARACTERIZACIÓN DE FORMACIONES LAMINADAS”**

T E S I S P R O F E S I O N A L

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

I N G E N I E R O P E T R O L E R O

P R E S E N T A:

CÓRDOVA HERNÁNDEZ ROGER



DIRECTOR: ING. MANUEL JUAN VILLAMAR VIGUERAS

CIUDAD UNIVERSITARIA, ENERO DE 2008



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

Dedicatorias y Agradecimientos.

*A mi amor eterno, mi madre **OLGA NURI** por todo tú apoyo, dedicación, consejos, comprensión y amor, te agradezco infinitamente por lo que te haz esforzado, por tus incontables horas de labor para darme un hogar y un pan para comer, te agradezco que a pesar de los sufrimientos y pérdidas siempre has tenido tiempo para mí y no te has rendido, te agradezco que a pesar de las críticas y presiones, nunca dejaste de creer en mí y apoyarme. Agradezco a Dios por haberme dejado a una madre tan completa y con la fuerza que te dotó para hacerme una persona de provecho. Nunca podré suplirte a ti **MADRE**, y son tantas las emociones que me haces sentir cuando pienso en ti, es por eso que este trabajo te lo dedico a ti porque durante mi vida de estudiante siempre fuiste la fuerza para este logro, **GRACIAS**. Quiero que estés orgullosa de ti misma. **TE AMO**.*

*A mi padre, que aunque nunca nos permitió el acercamiento para platicar de nuestros logros, dedico este trabajo agradeciéndole la fortuna de haber escogido a una buena esposa para ser mi **MADRE** y que a pesar de todas las circunstancias fue mi **PADRE**.*

*A mi hermano **ROLANDO**, por que sin su apoyo, me hubiese sido muy difícil terminar este proyecto. Te agradezco por quererme tanto y darme la oportunidad de hacerte feliz con la terminación de mi carrera. Te agradezco la confianza que me has brindado en todos los aspectos y que a pesar de las discusiones siempre hemos visto hacia delante. Espero que en adelante te regocijes de haber sido yo la parte fundamental en uno de tus proyectos de vida y haberlo concluido. Estoy profundamente agradecido contigo por que siempre has pensado en los que te rodean. Se que lo que más te llenaría de alegría es que así como tú, yo realice ayudas a quienes lo necesitan. Te quiero mucho hermano y no te fallaré. Lo logramos.*

*A **Mercedes Gordo** por haber sido parte importante en mi vida sentimental y que en su momento recibí todo el apoyo que se puede recibir de una gran mujer, este logro también es tuyo. TQM.*

*A mis hermanos **PATRICIA, MANUEL, ARMANDO Y ROBINSON**, que a pesar de la lejanía que existe entre nosotros, se que siempre confiaron en mí. Espero que en lo prospero, el tiempo nos permita ser HERMANOS en toda la extensión de la palabra, en las buenas y las malas. Les quiero mucho y me encantaría poder ayudarles aunque sea en lo más mínimo.*

A mi abuelo con quien he tenido la oportunidad de largas y largas platicas de sus experiencias. Se que te sentirás satisfecho, gracias por todo.

A todos mis amigos y a los que no fueron, pero que formaron parte del compañerismo y grupo de trabajo, les agradezco su espacio y el tiempo que me pudieron brindar. En especial a Rafael, David, Candia, Mújica, Osiris, Hugo y algún otro cercano a mí que en este momento puedo olvidar y que supieron apoyarme de manera especial cuando los necesite. Les agradezco muchísimo.

A todos mis profesores que fueron parte importantísima en mi formación profesional y que gracias a su dedicación, constancia y esfuerzo, lograron hacer de mí un proyecto realizado. Gracias.

A mi director de tesis Ing. Manuel Villamar, que a pesar de el tropiezo que tubo, no desistió en dirigirme este trabajo lo que me hace sentir muy agradecido y satisfecho.

A mis sinodales Ing. José ángel Gómez, Ing. Guillermo Trejo, Ing. Mario Becerra e Ing. Tomás Pérez que dedicaron parte de su tiempo en la revisión de este trabajo. Gracias.

Al Ing. Nelson vera que me facilitó la información para la realización de mi tesis al cual le agradezco el tiempo que le quite en cada consulta y que jamás se negó a apoyarme. Gracias.

A la casa de estudiantes “Carlos A. Madrazo Becerra”, que fue mi segunda casa en el transcurso de mi carrera y a todos los integrantes que la conforman por haberme dado momentos de alegrías y compañerismo en los momentos más difíciles. Por sus apoyos recibidos les agradezco mucho.

A mi alma matter la Universidad Nacional Autónoma de México por permitirme conocer su diversidad cultural y su grandeza. Goya!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!.

ÍNDICE

	Pág.
RESUMEN.	
INTRODUCCIÓN.	
CAPÍTULO I <u>CONCEPTOS BÁSICOS.</u>	
I.1 REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZOS.	1
Historia de los Registros Geofísicos de Pozos.	
I.2 INTERPRETACIÓN CUANTITATIVA DE LOS REGISTROS GEOFÍSICOS.	7
Porosidad	
Porosidad efectiva y no efectiva	
Permeabilidad	
Tipos de permeabilidades	
Factores que afectan la permeabilidad	
Saturación de Fluidos	
Resistividad Eléctrica	
Arcillosidad	
Proceso de Invasión	
Profundidad de Investigación de las Herramientas	
Factor de Formación y Porosidad	
Saturación de Agua	
CAPÍTULO II <u>REGISTROS GEOFÍSICOS DE INDUCCIÓN ELÉCTRICA.</u>	
II.1 HERRAMIENTA DE INDUCCIÓN CONVENCIONAL.	19
Factor geométrico	
Efecto de Piel	
Efecto de Agujero	
Efecto de Capa Adyacente	
Efecto de Invasión	
Efecto de Capas Inclinas	
II.2 CORRECCIONES QUE SE DEBEN HACER A LAS HERRAMIENTAS INDUCTIVAS POR AMBIENTE.	25
Corrección por Efecto de Agujero	
Corrección por Efecto de Capa Adyacente	
Corrección de Efecto de Capas Inclinas	
Corrección por Invasión	

Formación de Anillo
Formaciones de Alta Resistividad
Lodos de Alta Salinidad

CAPÍTULO III REGISTRO GEOFÍSICO DE INDUCCIÓN ELÉCTRICA TRIAXIAL.

III.1 HERRAMIENTAS INDUCTIVAS TRIAXIALES. 27

III.2 REGISTRO GEOFÍSICO Rt SCANNER. 37

Fundamentos de Medición
Diagramas y Fotografía del Equipo
Presentación del Registro
Aplicaciones del Registro
Interpretación Cualitativa y Cuantitativa del Registro Rt Scanner
Cualitativa
Cuantitativa

III.3 EJEMPLOS DE APLICACIÓN DEL REGISTRO GEOFÍSICO Rt SCANNER. 53

Ejemplo 1. Aplicación en un Pozo del Campo Agua Fría del Paleocanal de Chicontepec.

Ejemplo 2. Aplicación en un Pozo del Campo Tajín del Paleocanal de Chicontepec.

Ejemplo 3. Aplicación en una Formación de Turbiditas de un Campo de Noruega.

CAPÍTULO IV CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

CONCLUSIONES. 77

RECOMENDACIONES. 79

REFERENCIAS Y BIBLIOGRAFÍA. 80

APÉNDICES.

APÉNDICE A: DEFINICIONES Y ALGUNOS TÉRMINOS USADOS EN LA INTERPRETACIÓN DE REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZOS. 82

APÉNDICE B. MODELOS PARA LA DETERMINACIÓN DE LA SATURACIÓN DE AGUA EN FORMACIONES ARCILLOSAS. 92

RESUMEN.

Este trabajo consta de cuatro capítulos. En el primero se presentan los **Conceptos Básicos** que incluye la historia de los Registros Geofísicos de Pozos y conceptos que se utilizan en la interpretación cuantitativa de Registros Geofísicos de Pozos para la evaluación de la saturación de agua para formaciones limpias (Ecuación de Archie). También se describen las propiedades petrofísicas como: Porosidad, Permeabilidad, Saturación de Fluidos, Resistividad Eléctrica, Arcillosidad, Proceso de Invasión, Profundidad de Investigación de las Herramientas, Factor de Formación, y Saturación de Agua.

El segundo capítulo versa sobre los **Registros Geofísicos de Inducción Eléctrica**. Presenta el principio físico de una herramienta de inducción convencional y hace un recuento de las herramientas de inducción (Registro de Inducción Eléctrica hasta el Registro de Inducción Triaxial) que se han desarrollado según la complejidad de las formaciones de los yacimientos y las necesidades de interpretación de las diferentes zonas que se generan por la invasión del filtrado del lodo de perforación. También se mencionan los efectos y las correcciones a los que están expuestos los Registros de Inducción por el ambiente en donde son corridos para obtener información necesaria de la formación.

En el tercer capítulo se presenta un **Registro Geofísico de Inducción Eléctrica Triaxial** moderno (Rt Scanner 2005) que ayuda en la caracterización de formaciones altamente laminadas (intercalaciones de lutitas-arenas) basado en la inducción convencional pero con un arreglo físico de bobinas que permite la inducción triaxial; además, se explica su fundamento de medición, se muestra el diagrama y la fotografía del equipo. Se presenta el registro, sus aplicaciones y sus interpretaciones cualitativa y cuantitativa, así como algunos ejemplos en el Paleocanal de Chicontepec y de un yacimiento de Noruega.

El capítulo cuatro presenta algunas conclusiones acerca del uso de la nueva herramienta en la evaluación de saturación de agua y que es mejorada para la incorporación de reservas de hidrocarburos.

INTRODUCCIÓN.

La creciente demanda de energéticos en el mundo ha dado como resultado la urgente necesidad de incrementar el número y tipos de fuentes de energía. Puesto que actualmente la mayor fuente de energéticos son los hidrocarburos, la búsqueda de nuevos yacimientos petroleros, tanto en sentido areal como vertical se incrementa, y a medida que la búsqueda en sentido areal se intensifica, se incrementan también las profundidades. Esto implica que las formaciones que conforman un yacimiento petrolero aumenten en su complejidad, por lo cual se necesita obtener la mayor información posible para poder hacer una buena caracterización de las formaciones y del yacimiento y sea explotado de manera óptima, haciendo el mejor uso de los recursos naturales, humanos, tecnológicos y económicos. Así pues, la caracterización de formaciones tiene como objetivo determinar las propiedades y características de los yacimientos petroleros importantes para su explotación. Es en esta área técnica en donde se recopila toda la información para diseñar las terminaciones de los pozos, correlacionar pozos vecinos, decidir cuáles intervalos son potenciales para disparar de tal manera que permitan la máxima recuperación de los hidrocarburos. La información que se necesita para la caracterización de la formación proviene de varias fuentes como son: Datos Sísmicos, Datos de Perforación, Muestras de Roca, Muestras de Fluidos, Registros Geofísicos de Pozos y Pruebas en los Pozos.

La información más abundante proviene de los Registros Geofísicos de Pozos. Hay Registros Geofísicos de diferentes tipos y con objetivos diferentes. Hay registros que se toman mientras se está perforando, registros que se toman en agujero descubierto o en agujero entubado y hay registros de producción. Los primeros, sirven para conocer la dirección que lleva el pozo mientras se está perforando, el diámetro del agujero, conocer ángulos de desviación de la sarta de perforación, conocer zonas deleznable. Los segundos, tienen como objetivo medir propiedades de la formación a diferentes distancias de investigación para obtener características geológicas y petrofísicas y los últimos, entre otras aplicaciones, se utilizan para conocer cuáles son los intervalos que están aportando hidrocarburos.

Los registros que miden las propiedades de la formación se han diseñado extensamente y los han desarrollado para cualquier fluido de perforación, base agua o base aceite. Por mencionar algunos, el Registro de Potencial Espontáneo (SP), permite ver cualitativamente cuáles son las zonas permeables e impermeables. El Registro de Rayos Gamma (GR), puede distinguir entre las zonas arcillosas de las no arcillosas. Los registros de Densidad, Neutrón y Lito-Densidad, tienen como objetivo conocer la litología e indirectamente conocer la porosidad de la formación.

Otro dato muy importante para la caracterización de formaciones y de yacimientos petroleros, es la saturación de los fluidos contenidos en ellos, específicamente la saturación de agua, S_w . Este dato se obtiene de Registros Geofísicos llamados de resistividad, siendo éstos una parte principal en la interpretación de Registros Geofísicos de Pozos, pues permiten conocer la resistividad de las diferentes zonas de investigación de la formación; *zona*

invadida o zona lavada, zona de transición y zona no invadida. La importancia de estos registros radica en que miden la conductividad o resistividad de la formación y que a partir de estos datos se puede distinguir la existencia predominante de agua o hidrocarburos en el medio poroso. Esto es por el hecho de que el agua es un fluido que conduce la corriente eléctrica, no así los hidrocarburos.

En las curvas proporcionadas por estos registros, posteriormente, se pueden leer valores que se utilizan en modelos de interpretación petrofísica para el cálculo de la saturación de agua, como el propuesto por Archie para formaciones limpias, es decir, formaciones que no tienen arcillas; esto en realidad no ocurre, ya que en cualquier formación siempre hay presencia de arcillas, por la cual se han derivado modelos matemáticos de saturación de agua, basados en la ecuación de Archie. Algunas ecuaciones de saturación de agua que consideran a las formaciones arcillosas, son: Modelo de Waxman-Smits, Modelo de Doble Agua, Modelo de Simandoux, Modelo de Indonesia y el Modelo de LSA (Laminated Sand-Shale Analysis).

Por la importancia de tales registros de resistividad, se han desarrollado muchas herramientas, las que mandan una intensidad de corriente directa a la formación y los que inducen una intensidad de corriente a la formación. Los primeros, fueron diseñados para ambientes de perforación con lodos conductivos y para formaciones altamente resistivas; los segundos, para ambientes de perforación con lodos no conductivos y para formaciones de baja resistividad. Los diferentes diseños de las herramientas de inducción se han ido modificando conforme los años han ido pasando y por la necesidad de medir con resoluciones verticales y a profundidades de investigación lateral más exigentes, es por eso que estas herramientas inductivas varían ampliamente entre su resolución vertical y la profundidad de investigación desde la pared del pozo hacia la formación.

Un Registro Geofísico Moderno para medir la resistividad es el de Inducción Eléctrica Triaxial llamado Rt SCANNER 2005. Este registro fue diseñado para medir resistividades en zonas profundas, o sea, en la zona no invadida de la formación (Resistividad verdadera, R_t). La inversión de la información obtenida por la herramienta presenta dos curvas de resistividad, R_h y R_v , resistividad horizontal y resistividad vertical, respectivamente. Esta herramienta se ha corrido exitosamente en formaciones altamente laminadas y con intercalaciones de arena-lutita de bajo contraste y baja resistividad como las que se presentan en el Paleocanal de Chicontepec y algunos campos de Noruega; por lo que fue el motivo de este trabajo, presentándose la herramienta y algunos ejemplos de aplicación en pozos de los campos mencionados. Con los valores de resistividad obtenidos por la inducción triaxial y con un modelo petrofísico de saturación como el de LSA, se pueden computar saturaciones de agua que mejoran las estimadas por los datos obtenidos de los registros convencionales de inducción. Esto es muy importante, ya que la inducción triaxial detecta las zonas de baja resistividad y bajo contraste con hidrocarburos que con los registros de inducción convencionales se pueden pasar por alto y que pueden ser zonas potenciales de hidrocarburos.

Las saturaciones de agua calculadas con los datos de registros de inducción convencional son sobre estimadas, y muchas veces se determina agua en intervalos en los que no la hay. Las resistividades obtenidas por la inducción triaxial, permiten evaluar saturaciones de agua mejoradas, obteniendo saturaciones de hidrocarburos que incorporan más volumen a las reservas de hidrocarburos y por lo tanto ayudan a realizar mejores interpretaciones y evaluaciones de los yacimientos petroleros.

CAPÍTULO I

CONCEPTOS BÁSICOS.

I.1 REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZOS.

I.2 INTERPRETACIÓN CUANTITATIVA DE LOS REGISTROS GEOFÍSICOS.

I.1 REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZOS.

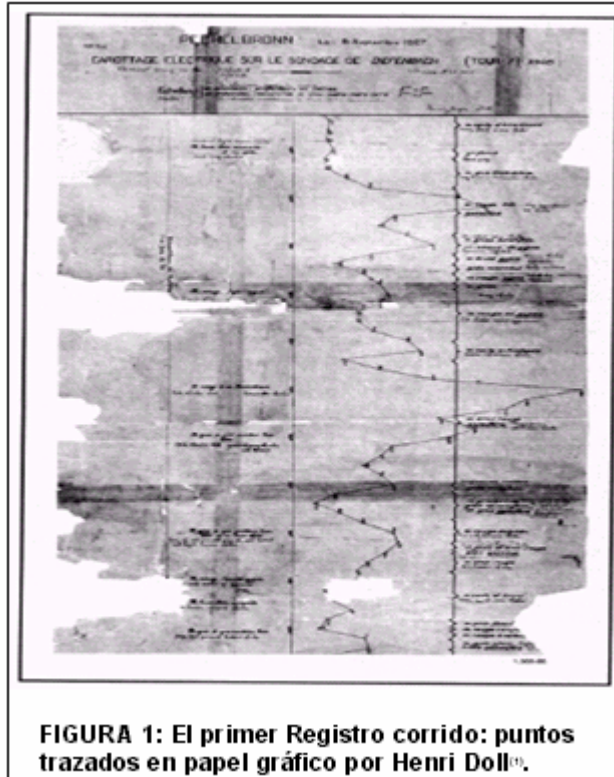
La visión de los Ingenieros Geólogos Y Geofísicos acerca de lo que es un yacimiento petrolero, difiere con aquella de los Ingenieros Petroleros. Los Geólogos y Geofísicos se inclinan a pensar más en aspectos estratigráficos y estructurales, mientras que los ingenieros de yacimientos se interesan más por las propiedades petrofísicas y de los fluidos. De hecho, para obtener un modelado realista del yacimiento se deben integrar los datos de geología y geofísica descriptiva y los datos petrofísicos numéricos.

Si se recopilan datos directos de descripciones geológicas, se puede obtener información espacial relacionada con la porosidad, la permeabilidad y la saturación de los fluidos presentes. La porosidad, la permeabilidad y las fuerzas capilares están relacionadas con la distribución del tamaño de los poros y esta distribución a su vez, está relacionada a la historia depositacional y diagenética. El problema radica en describir este vínculo de manera que sea útil para la construcción de imágenes en 3D de yacimientos de hidrocarburos.

Historia de los Registros Geofísicos de Pozos.

Hace un poco más de tres cuartos de siglo se introdujo el registro eléctrico de pozos en la industria petrolera. Hoy en día, el análisis detallado de registros o perfiles de pozos, cuidadosamente elegidos, provee un método para derivar e inferir valores precisos para las saturaciones de hidrocarburos y de agua, la porosidad, el índice de permeabilidad, y la litología de la roca del yacimiento.

En el año de 1927 se realizó el primer registro eléctrico en el pequeño campo petrolero de Pechelbronn, Alsacia, provincia del noreste de Francia. Este registro proporcionó una gráfica de la resistividad eléctrica de las formaciones rocosas atravesadas por el pozo. Se realizó por el método de "estaciones". El instrumento de medición de fondo se detenía en intervalos periódicos en el agujero, se hacían mediciones y la resistividad calculada se trazaba manualmente en una gráfica. Este procedimiento se repetía de estación en estación hasta que se grabara todo el registro. La Fig. 1 muestra el trazado.



En el año de 1929, el registro de resistividad eléctrica se introdujo comercialmente en Venezuela, Estados Unidos y Rusia y, un poco más tarde, en las Indias Orientales Holandesas. En 1931, la medición del potencial espontáneo (SP) se incluyó con la curva de resistividad en el registro eléctrico. En ese mismo año, los hermanos Schlumberger, Marcel y Conrad, perfeccionaron un método de registro continuo y se desarrolló el primer trazador gráfico. La cámara con película fotográfica se introdujo en 1936. En ese entonces, el registro eléctrico consistía en la curva de SP y en las curvas de resistividad normal corta, normal larga y lateral larga. Esta combinación predominó en el campo de los registros desde 1936 hasta finales de los años cincuenta. Un poco después de 1946, estas curvas se registraron simultáneamente.

El registro de echados de las formaciones comenzó a desarrollarse a principio de los años treinta con la herramienta de echados anisótropa. El instrumento de echados con tres brazos, junto con un *fotoclinómetro**, se introdujo en 1943; permitía la determinación de la dirección del ángulo de la inclinación de la formación. En 1946, los sensores de SP fueron reemplazados por instrumentos de resistividad corta; esto hizo posible la medición del echado en pozos en los que la SP proporcionaba pocos datos correlacionables.

(1) Referencias al Final.

* Apéndice A.

La primera sonda eléctrica de registro continuo de echados, que usaba tres arreglos de microresistividad y contenía una brújula de inducción terrestre, apareció a mediados de los años 50. Hoy en día, una herramienta de echados (Dip) proporciona información sobre el echado y el azimut de la formación.

Las herramientas de rayos gamma (GR) y neutrónica representaron el primer uso de las propiedades radioactivas en el registro de pozos y el primer uso de la electrónica de pozos, estas son capaces de hacer registros de formaciones a través del revestimiento de acero, así como en agujeros llenos de gas o de aire o en lodos a base de aceite. Actualmente existen los registros de rayos gamma NGT, HGNS (Rayos Gamma Espectral) y ECS (Espectroscopia de Rayos Gamma de Captura); el NGT, presenta curvas de los principales elementos radioactivos (Torio (Th), Potasio (K) y Uranio (U)), mientras que el ECS, da las concentraciones de elementos: Si, Ca, Fe, S, Gd, Cl, Al, además el análisis litológico en pesos secos de: arcilla total, carbonatos totales, cuarzo + feldespatos + mica (QFM) piritita, siderita, carbón y sal.⁽¹⁾

En combinación con el registro de GR un registro neutrónico mejora las interpretaciones litológicas y las correlaciones estratigráficas de pozo a pozo. En 1949 se le dio importancia al registro neutrónico como un indicador de la porosidad, no fue sino hasta la introducción de la herramienta de medición de porosidad neutrónica SNP en 1962 y de la herramienta de registro neutrónico compensado, CNL, en 1970, que el neutrón fue aceptado como medición de la porosidad. La herramienta neutrónica de doble porosidad combina estas dos mediciones neutrónicas en una sola herramienta (SNP y CNL).

Los primeros intentos por determinar la porosidad se hacían mediante mediciones de la microresistividad. La herramienta Microlog, introducida a principio de los años cincuenta, utiliza un arreglo lineal miniatura de tres electrodos incrustados en la superficie de un cojín aislador que se aplica en la pared del pozo. El brazo que lleva el patín del electrodo y un brazo opuesto de apoyo proveen el calibre del agujero. Se han desarrollado varios registros para determinar la porosidad, por mencionar algunos: Registro Sónico, Registro de Porosidad Neutrón, Registro de Densidad y Registro de Resonancia Magnética. El registro de Porosidad Neutrón, tiene una fuente que emite neutrones y dos detectores que miden el índice de hidrogeno, de estos existen variantes por la forma en que miden los neutrones (neutrones termales (CNL), neutrones epitermales (APS y SNP)). Una herramienta de uso actual es la llamada CHFP (APS Array Porosity Sonde) que tiene detectores de neutrones epitermales de cerca y de lejos. Los registros de Resonancia Magnética son abundantes, por lo que mencionaremos los más actuales, el CMR 200 en 1997 brindaba la porosidad total, en 1999 se mejoró con el modelo MRIL-Prime, en el 2000 salió la herramienta CMR Plus 2000 lo cual incorporó rapidez y alta resolución, en el 2004 se desarrolló la herramienta MRX 2004 la cual brinda la saturación de fluidos libre, la viscosidad y lecturas profundas de investigación, un modelo más actual es el llamado MR Explorer el cual incluye aplicaciones tales como: porosidad independiente de la litología, determina fluido libre y ligado, estima permeabilidad

y volumen de arcilla, identifica y caracteriza los fluidos de la formación. Todos ellos tienen el principio físico de la interacción de los núcleos de los átomos con un campo magnético.⁽¹⁾

El registro Microlog es útil también para delinear los lechos permeables, y otros instrumentos de microresistividad ayudan a establecer el perfil de resistividad desde la zona invadida cerca del pozo hasta la formación virgen no invadida. La herramienta Microlaterolog se desarrolló para lodos salinos en 1953. El registro de Microproximidad y el registro de MicroSFL aparecieron más tarde. Otras herramientas de microresistividad se pueden mencionar: Proximity Log, MLL, MCFL (Microresistividad cilíndrica focalizada) y el Proximity Tool, son las herramientas desarrolladas por Schlumberger.⁽¹⁾

En 1951 se introdujo la herramienta Laterolog, medía la resistividad profunda. Utiliza un sistema enfocador para mantener la corriente de medición (emitida desde un electrodo central) esencialmente en un plano horizontal hasta cierta distancia de la sonda. Estos se adaptan bien a la investigación de lechos delgados perforados con lodos de baja resistividad. El aparato Laterolog reemplazó rápidamente a los registros de resistividad convencionales en lodos salinos y en formaciones de alta resistividad. Algunas generaciones de herramientas Laterolog son: LL3 (Medición Enfocada), LL5 (Enfoque Activo), Dual Laterolog (DLT), esta herramienta de registro doble Laterolog, realizaba mediciones Laterolog profundas y somera (LLD y LLS). Actualmente existe la herramienta de nueva generación HRLA (High Resolution Laterolog Array)⁽¹⁾ con mejoras tales como: indica la zona de invasión, resolución vertical mejorada, no hay efecto Groningen*, operación más rápida y eficiente, opera en pozos con alto ángulo de desviación, reduce el efecto de capas adyacentes entre otras, por lo que hace un mejor cálculo de la resistividad verdadera, R_t , en formaciones altamente estratificadas y muy invadidas.

En los lodos de agua dulce, el registro eléctrico original ha sido reemplazado por un registro de inducción. Este se desarrolló en 1949 como resultado del trabajo realizado en tiempo de guerra con los detectores de minas, para usarse en lodos a base de aceite.

En 1956, un aparato de inducción con cinco bobinas se combinó con una curva de SP y con una normal de 16 pulgadas para formar la herramienta eléctrica de inducción. En 1959, el aparato de cinco bobinas fue sustituido por uno con un arreglo de seis bobinas capaz de realizar mediciones a mayor profundidad.

El registro de doble inducción, DIL, introducido en 1963, efectuaba mediciones de inducción profunda, inducción media y resistividad somera. El aparato de medición de resistividad somera fue sustituido por un dispositivo de resistividad enfocado (Laterolog 8) en la herramienta de 1963 y un aparato SFL (Spherically Focused) en las herramientas posteriores. Un registro de doble inducción, la

* Apéndice A.

inducción Phasorial, proporciona una respuesta mejorada en lechos delgados, una investigación a mayor profundidad y un intervalo dinámico de resistividad más amplio. A menudo, y conforme las formaciones iban siendo más complejas, se necesitaba un arreglo de una herramienta inductiva, la cual requería: capacidad para resolver capas de menos de un metro aún en agujeros irregulares, mejor estimación de R_t en complejos perfiles de invasión, especialmente en lodos base aceite (OBM), mejor estimación de R_t en pozos desviados con alto ángulo de echado y la determinación de R_t para contrastes moderados de $R_{xo} < R_t$. Esto dió como resultado una herramienta de arreglos inductivos AIT (Array Induction Tool de la Familia AIT), que tiene un arreglo multibobinas (8 bobinas con espaciamentos de 6" a 72") cuyas características son: mediciones de cinco profundidades de investigación (AT10, AT20, AT30, AT60 y AT90)⁽¹⁾ lo cual mejora las investigaciones de las zonas de invasión, transición y no invadida, con tres resoluciones verticales de 4 ft, 2 ft y 1 ft así como mayor volumen de investigación de la formación. Este equipo mejoró a la herramienta de inducción Phasorial. Lo más actual es la herramienta de inducción triaxial R_t Scanner (bobinas transversales), que es una herramienta de investigación profunda, con mejor resolución vertical para resistividad verdadera, el arreglo es como el de una herramienta AIT, pero incluye bobinas transversales, acopladas ortogonalmente, cuyas mejoras presentan: la curva de resistividad vertical y la curva de resistividad horizontal, con lo que se considera la anisotropía de la formación a cualquier ángulo de echado y para formaciones altamente laminadas y de capas muy delgadas intercaladas de lutitas-arenas (herramienta nueva en 2005)^(3,5,6), la cual es el tema principal de este trabajo, por lo que en el Capítulo III se retomará esta herramienta.

A finales de los años cincuenta, el registro sínico fue aceptado como un registro de porosidad confiable; su medición responde principalmente a la porosidad y es básicamente independiente de la saturación. El registro sínico junto con los de resistividad enfocada (Laterolog e Inducción) hizo posible la evaluación moderna de las formaciones a partir de registros de pozos. El registro sínico, proporcionaba una medición de la porosidad; los registros de resistividad enfocados, una medición de la resistividad real de la formación virgen no invadida.

Las mejoras posteriores en el registro sínico incluyeron el registro sínico compensado por efecto de pozo, BHC, el registro sínico de espaciamento largo LSS, y las herramientas Sínico de Arreglo, SDT. Con base en el análisis del tren de onda, es posible obtener los tiempos de tránsito de las ondas Stoneley* y de cizallamiento*, además del tiempo de tránsito de las ondas compresionales*. Una herramienta sínica que está dando mejoras en los registros es la herramienta Sonic Scanner (2005) que hace mediciones axiales y azimutales que además realiza una medición radial para probar la atenuación de la formación cercana al agujero y lejana al agujero, las investigaciones son iguales a dos o tres veces el diámetro del agujero, lo cual permite múltiples investigaciones alrededor del agujero. Los nuevos desarrollos acústicos incluyen la herramienta Modular Sonic

* Apéndice A.

Imagen Platform (MSIP), provee una familia de aplicaciones acústicas tradicionales y avanzadas, además de ser la primera herramienta que proporciona mediciones acústicas en tres dimensiones: axial, azimutal y radial.⁽¹⁾

El registro de la densidad de la formación, se introdujo a principio de los años sesenta. Un registro de densidad de formación compensada FDC, que compensa la presencia del enjarre surgió rápidamente en 1964. En 1981, el registro de Litho-Densidad proporcionó una mejor medición de la densidad y una medición de la sección transversal de absorción foto eléctrica, sensible a la litología. La herramienta de hoy día, con algunas mejoras o derivaciones de herramientas de densidad, es la conocida como: Platform Express (PEX a mediados de los 90's), es un patín TLD (tres detectores de litodensidad) con un dispositivo MCFL (Microcylindrically Focused Log) de alta resolución, proporciona tres lecturas: RHOZ (16"), RHO8 (8"), RHOI (2").⁽¹⁾

Para manejar el caso de formaciones donde el agua de formación es dulce o varía en salinidad, o en la cual la salinidad se desconoce, se han desarrollado mediciones dieléctricas. En 1978, se introdujo la herramienta de propagación electromagnética, EPT, y en 1985 la herramienta de propagación profunda, DPT.

I.2 INTERPRETACIÓN CUANTITATIVA DE LOS REGISTROS GEOFÍSICOS.

POROSIDAD.

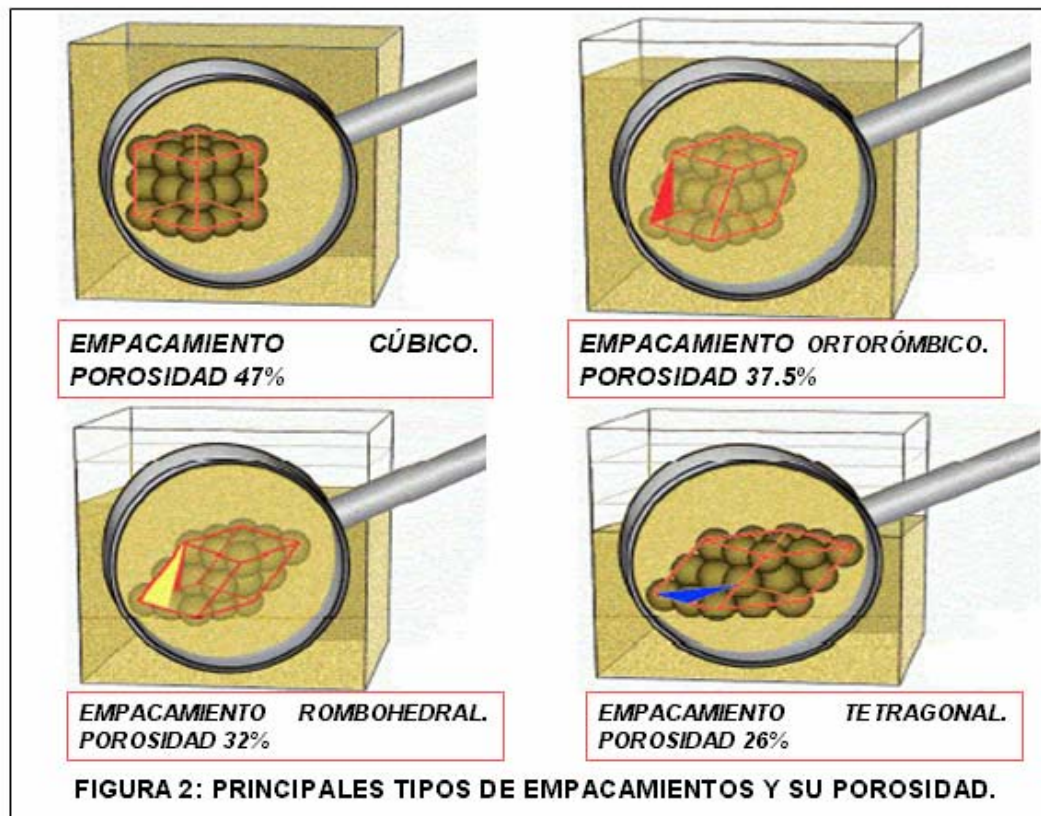
La porosidad (Φ) es el volumen de los poros por cada unidad volumétrica de formación. Es la fracción del volumen total de una muestra que es ocupada por poros o huecos.

Las porosidades de las formaciones que conforman un yacimiento, pueden variar mucho dependiendo de su extensión, ya sea horizontal o vertical. Se puede clasificar la porosidad de acuerdo a su disposición física del material que rodea a los poros y a la distribución y forma de los poros. En una arena limpia, la matriz de la roca se compone de granos de arena individuales, con una forma irregular tendiendo a esférica, y acomodados de manera que los poros se hallan entre los granos, a ésta se le llama *porosidad intergranular o de matriz* y por el momento de su depósito se le llama *porosidad primaria*. En las calizas y dolomías, se presentan pequeñas cavidades debido a la acción de aguas de formación o fracturas generadas por fuerzas tectónicas en la matriz de roca después del depósito, a estas porosidades se les conoce como porosidad secundaria. Se pueden presentar tensiones en la formación causando redes de grietas, fisuras o fracturas, que se agregan al volumen de los poros; sin embargo, el volumen real de la fracturas es relativamente pequeño las cuales normalmente no aumentan la porosidad de la roca de manera significativa, aunque influyan fuertemente en la permeabilidad.

POROSIDAD EFECTIVA Y NO EFECTIVA. ⁽¹⁾

- Porosidad Efectiva: es la porosidad en la cual los poros están interconectados y el fluido contenido en los mismos se puede producir. Un ejemplo de porosidad efectiva es una esponja.
- Porosidad No Efectiva: los poros que la componen no están conectados entre sí o su conexión es tan pobre que no permite que fluyan los fluidos contenidos en la misma.

La Fig. 2 muestra el tipo de empacamiento de los granos y su porosidad.



- Todas las formaciones tienen en mayor o menor grado los 4 tipos de porosidad. Estos cuatro tipos de porosidad no son excluyentes: puede haber porosidad primaria efectiva e inefectiva, lo mismo para la porosidad secundaria. Visto de otra forma, la porosidad efectiva puede estar compuesta por porosidad primaria y secundaria, al igual que la inefectiva.

PERMEABILIDAD.

La permeabilidad (K) es una medida de la facilidad con que los fluidos fluyen a través de una formación. La unidad de medición es el Darcy, pero como es muy grande para las rocas con hidrocarburos comúnmente la permeabilidad se expresa en milidarcy (md).

Una roca debe tener fracturas, capilares o poros interconectados para ser permeable, por lo que la porosidad y la permeabilidad están fuertemente relacionadas. Por lo general, una mayor permeabilidad se asocia a una mayor porosidad, sin embargo esto no es una regla absoluta. Las lutitas y ciertas clases de arena tienen altas porosidades, sin embargo, sus granos son tan pequeños que los caminos que permiten el paso de líquidos son escasos y tortuosos por lo que sus permeabilidades pueden ser muy bajas. En el caso de formaciones de calizas pueden presentar porosidades bajas debido a pequeñas fracturas y fisuras de grandes extensiones incrementando implícitamente la permeabilidad.

TIPOS DE PERMEABILIDAD.⁽¹⁾

- Permeabilidad absoluta [mD]: es una medida de la habilidad que tiene la roca para dejar pasar fluidos a través de la misma, independientemente del fluido que se trate. Es una propiedad que depende exclusivamente de la roca.
- Permeabilidad efectiva [mD]: cuando coexisten dos o más fluidos en la roca, los mismos se interfieren entre sí al intentar fluir a través de la misma. En consecuencia la permeabilidad efectiva de cada fluido disminuye respecto de la permeabilidad absoluta de la roca. La permeabilidad efectiva se refiere siempre a un determinado fluido (agua, aceite o gas). La permeabilidad efectiva tiende a la absoluta cuando la roca está saturada con un sólo fluido.
- Permeabilidad relativa [adimensional]: se define como la relación entre la permeabilidad efectiva y la absoluta. Tiene un valor que varía entre 0 y 1.

FACTORES QUE AFECTAN LA PERMEABILIDAD.

- Empacamiento de los granos: el empaque de los granos afecta tanto la porosidad como la permeabilidad. Cuanto más empacada esté la arena, menor será su permeabilidad.
- Tamaño de grano: esta propiedad afecta sólo a la permeabilidad. Dos arenas bien acomodadas, una de grano fino y la otra de grano grueso, si están empacadas de la misma forma en teoría tendrán la misma porosidad, pero la primera tendrá una permeabilidad menor. Esto muestra una limitación si se quiere utilizar la porosidad por sí sola para estimar la permeabilidad.
- Clasificación de los granos: afecta tanto la porosidad como la permeabilidad. Arenas bien acomodadas tendrán mayor porosidad y permeabilidad.

SATURACIÓN DE FLUIDOS.

La saturación (S) de una formación es la fracción de su volumen poroso que ocupa el fluido que satura a la misma. Se utilizan varios subíndices para denotar las acumulaciones de fluidos presentes, estas son: *saturación de agua* (S_w), *saturación de aceite* (S_o), *saturación de gas* (S_g), también se puede hacer referencia a *saturación de hidrocarburos* (S_h).

La saturación de petróleo o gas es la fracción del volumen poroso que contiene petróleo o gas. Los poros están saturados con uno o varios fluidos, de este modo, la suma de todas las saturaciones de un volumen determinado de roca de la formación en estudio, debe ser igual al 100%. Existen otros fluidos que pueden saturar la roca aparte del agua, petróleo y gas (*como bióxido de carbono o simplemente aire*) pero es poco común, de tal forma que la saturación de agua menos de un 100% implica una saturación de hidrocarburos igual al 100% menos la saturación de agua ($1 - S_w$). La saturación de agua puede variar hasta valores

pequeños, pero nunca se carecerá de ella. Aunque la roca esté saturada en su mayoría de aceite o gas, siempre existirá una pequeña cantidad de agua capilar que el aceite no puede desalojar, a esta se le conoce como saturación de agua irreducible o irreductible (S_{wi}). Del mismo modo, es imposible recuperar todos los hidrocarburos aún utilizando las mejores técnicas actuales de explotación, por lo que alguna cantidad de hidrocarburos se queda atrapada en un porcentaje del volumen poroso, a esta saturación se le conoce como saturación residual de aceite (S_{or}). En yacimientos que almacenen en la parte superior aceite y en la parte inferior agua, habrá una transición gradual hacia arriba, desde 100% agua hasta un mayor contenido de aceite. Si el espesor del intervalo que contiene aceite es lo suficientemente grande, la saturación de agua en la parte superior se aproximará a la saturación de agua irreducible, debido a las fuerzas capilares que hacen que cierta cantidad de agua se adhiera a los granos y no se pueda desplazar, por lo tanto en este caso se producirá aceite sin presencia de agua. En la zona de transición se producirá una cantidad de agua junto con el aceite y por debajo de esta zona, se tendrá 100% de agua. Aunque existen otros factores, la zona de transición dependerá generalmente de la permeabilidad de la roca, siendo mayor cuando se tenga menor permeabilidad y viceversa.

RESISTIVIDAD ELÉCTRICA.

La resistividad eléctrica de una sustancia es su capacidad de impedir el flujo de corriente eléctrica a través de sí misma. La unidad utilizada en los registros eléctricos de pozos es *ohmio-metro*²/*metro*, generalmente expresada en *ohmio-m*.

Las rocas de las formaciones que se registran para buscar saturaciones potenciales de petróleo y/o gas, son tales que al no contener fluidos, no conducirán una corriente eléctrica; esto es, la matriz de la roca tiene una conductividad nula o una resistividad infinitamente alta. Una corriente eléctrica fluirá sólo a través del agua intersticial que satura la estructura porosa de la formación, sobre todo si el agua intersticial contiene sales disueltas.

Las sales se disocian en cationes de carga positiva (*por ejemplo* Na^+, Ca^+) y aniones de carga negativa (*por ejemplo* Cl, SO_4^-). En presencia de un campo eléctrico, esos iones se desplazan transportando una corriente eléctrica a través de la solución. Mientras mayor sea la concentración salina, menor será la resistividad del agua de formación. Mientras sea más grande la porosidad de la formación y, por lo tanto, mayor sea la cantidad de agua de formación, la resistividad será menor. Este parámetro es muy importante, ya que las herramientas actuales tienen una gran profundidad de investigación (*hasta varios metros de la pared del pozo*). Las mediciones de resistividad son básicas en las determinaciones de saturación; en especial, saturaciones en la *zona no invadida* del yacimiento. Las mediciones de resistividad se emplean para determinar la resistividad en la zona no invadida llamada, *resistividad verdadera* (R_t), la *resistividad en la zona lavada* (R_{xo}), en donde el filtrado del lodo ha desplazado en su mayoría a los fluidos originales de los poros. Las mediciones de resistividad,

junto con las resistividades del agua y la porosidad se utilizan para obtener los valores de saturación de agua.

ARCILLOSIDAD.

Es común que las arcillas y lutitas se encuentren en las formaciones arenosas que son potencialmente productoras de hidrocarburos y que además contribuyen a la conductividad eléctrica de la formación. La lutita muestra conductividad debido al electrolito que contiene y debido a un proceso de intercambio de iones por medio del cual éstos se mueven bajo la influencia de un campo eléctrico aplicados entre lugares de intercambio en la superficie de las partículas de arcilla. El efecto de la arcillosidad en la conductividad de la arena arcillosa es con frecuencia muy desproporcionado en relación a la cantidad de lutita. El efecto real depende de la cantidad, tipo y distribución relativa de las lutitas y de la naturaleza y cantidades relativas de aguas de formación. La lutita modifica todas las mediciones de registros y se requieren correcciones debido al contenido de lutita, por ejemplo algunos investigadores han propuesto modelos como: la lutita puede estar presente en forma de láminas* delgadas entre las capas de la arena limpia o como granos* o nódulos en la estructura de la matriz de arena; o puede encontrarse dispersa*, a través del sistema poroso, en forma de acumulaciones que se adhieren o recubren los granos de arena. Otros modelos se basan en la capacidad de intercambio de cationes o área superficial.

La mayoría de los modelos de interpretación de arenas arcillosas emplean una técnica promediada por peso con el propósito de evaluar las contribuciones relativas de las fases arenosa y arcillosa al proceso total de la arena arcillosa. Por ejemplo, en el caso de la densidad, la relación es:

$$\rho_b = \Phi (S_{xo}\rho_{mf} + S_{hr}\rho_h) + V_{sh}\rho_{sh} + (1 - \Phi - V_{sh}) \rho_{ma} \quad (1)$$

donde V_{sh} es la fracción de lutita en el volumen total, ρ_{sh} es su densidad y ρ_h es la densidad aparente del hidrocarburo y los términos restantes corresponden a los definidos anteriormente.

PROCESO DE INVASIÓN.

Durante la perforación del pozo, la presión hidrostática de la columna de lodo es generalmente mayor que la presión de poro de las formaciones. Esto evita que el pozo se descontrole. La diferencia de presión resultante entre la columna de lodo y la formación obliga al filtrado de lodo a entrar en la formación permeable. Las partículas sólidas del lodo se depositan en la pared del agujero donde forman un enjarre de lodo, el cual por lo general tiene una permeabilidad muy baja (de 10^{-2} a

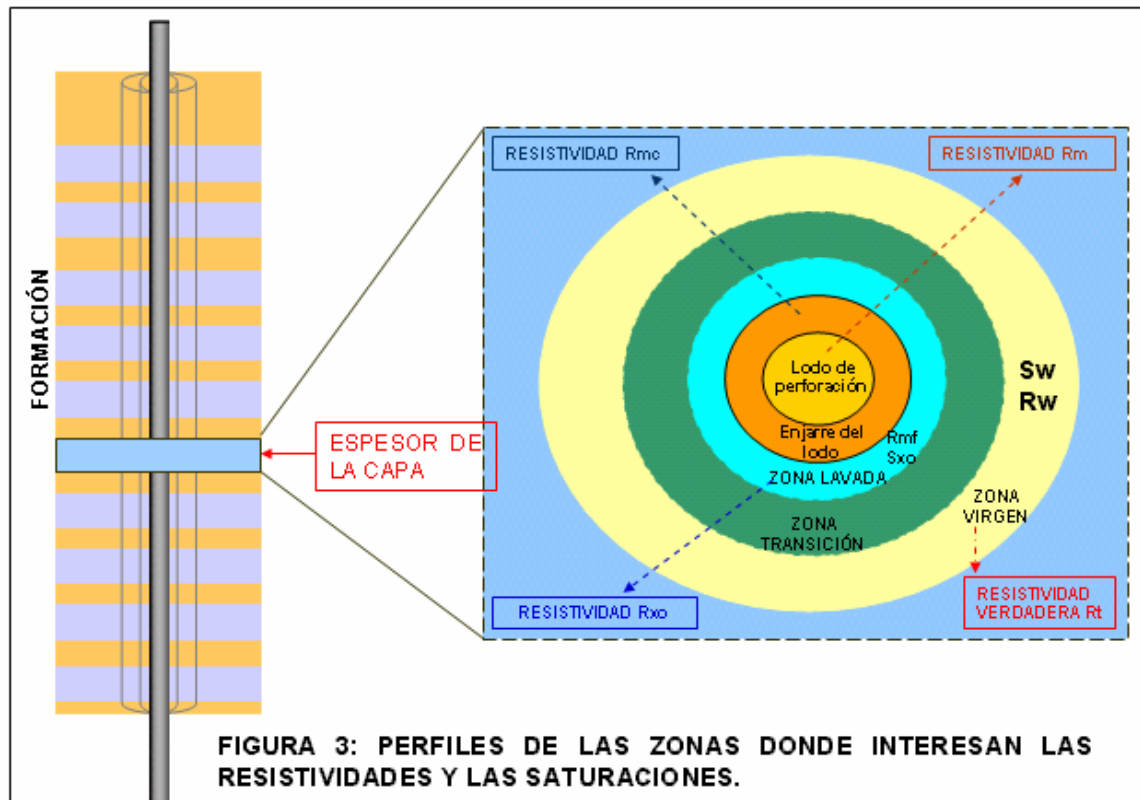
* Apéndice A.

10^{-4} md) y, una vez desarrollada, reduce la velocidad de la invasión posterior por el lodo filtrado.

Muy cerca del agujero, el filtrado desplaza la mayor parte del agua de formación y parte de los hidrocarburos. Esta zona se conoce como “zona lavada”. Contiene, si el lavado es completo, sólo filtrado de lodo; si la zona contenía originalmente hidrocarburos, sólo tendrá hidrocarburos residuales.

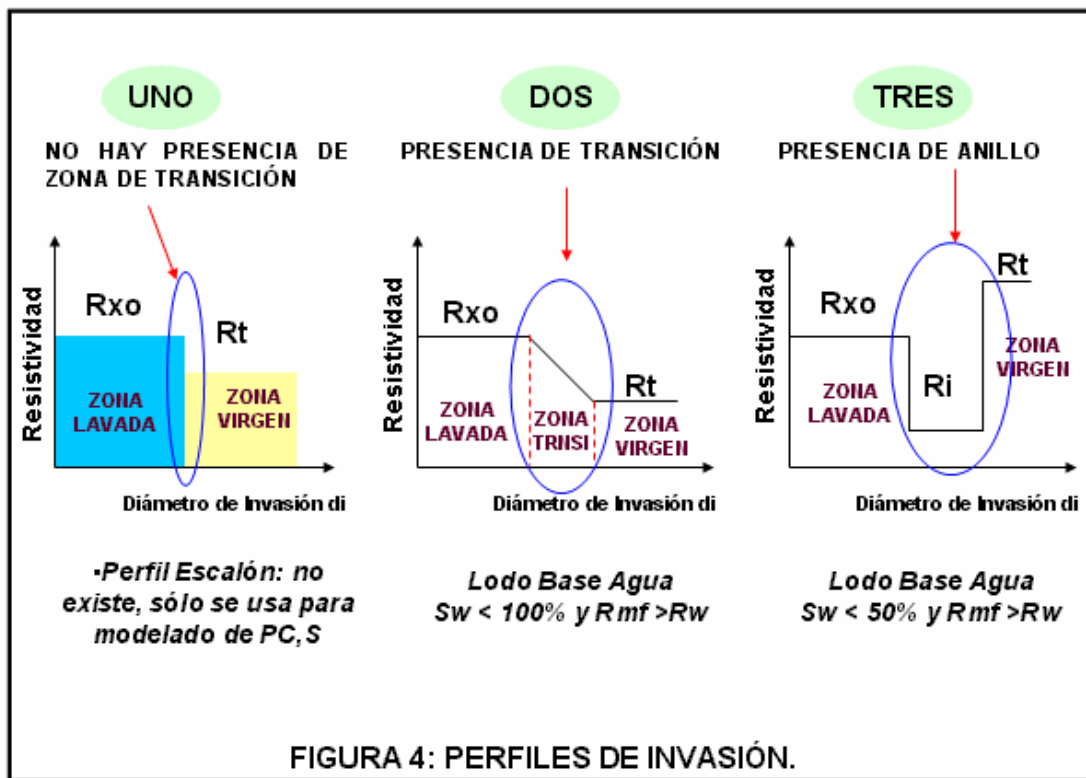
A mayor distancia del pozo, el desplazamiento de los fluidos de formación por medio del filtrado de lodo es cada vez menos completo; lo que resulta en la transición de la saturación de filtrado de lodo a la saturación original de agua de formación. Dicha zona se conoce como: *zona de transición*.

La profundidad de la zona lavada y zona de transición depende de muchos parámetros, algunos son: el tipo y características del lodo de perforación, la porosidad de la formación, la permeabilidad de la formación, el diferencial de presión y el tiempo desde que se perforó la formación por primera vez. Sin embargo, por lo general mientras la porosidad de la formación sea menor, la invasión será más profunda. La formación que no fue alterada por el filtrado de lodo se le conoce como: *zona no invadida o zona virgen*. La Fig. 3 muestra las tres zonas importantes de la medición de la formación.



Algunas veces, en formaciones que contienen petróleo o gas, y en donde la movilidad* de los hidrocarburos es mayor a la del agua debido a diferencias en la permeabilidad relativa, el petróleo o el gas se alejan más rápido que el agua intersticial. En este caso, quizá se forme entre la zona lavada y la zona virgen una zona anular con una alta saturación de agua de formación.

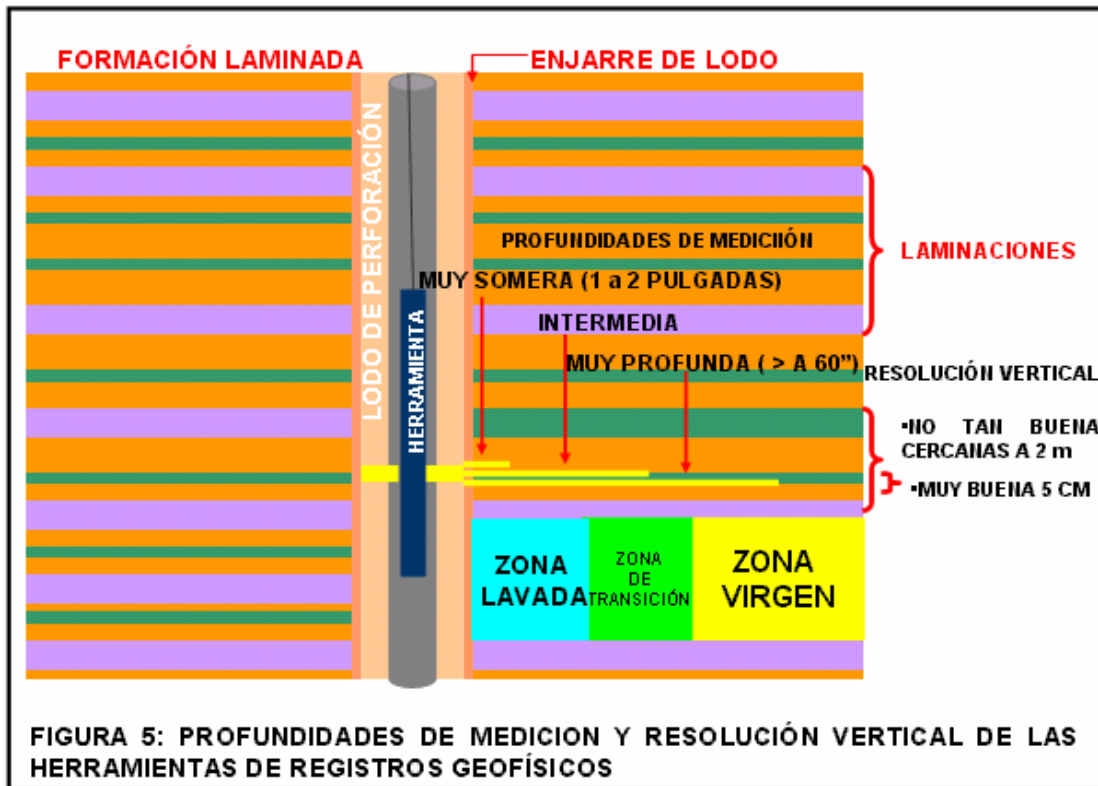
Es probable que se presenten anillos en la mayoría de las formaciones que contienen petróleo. Su influencia en las mediciones de registros depende de la ubicación radial del anillo y de la magnitud de saturación de agua de formación en los anillos con respecto a la saturación de agua de formación en la *zona no invadida*. En las formaciones fracturadas, el filtrado de lodo invade con facilidad las fracturas, pero quizá penetre muy poco en los bloques no fracturados de la matriz de roca de baja permeabilidad. Por lo tanto, el filtrado solo desplaza una pequeña porción de los fluidos de formación originales (agua de formación y los hidrocarburos presentes), incluso a corta distancia del pozo. En este caso no existe una *zona lavada*. La Fig. 4 muestra los patrones de invasión radial alrededor del pozo.



* Apéndice A.

PROFUNDIDAD DE INVESTIGACIÓN DE LA HERRAMIENTA.⁽¹⁾

Es sumamente importante conocer las profundidades de investigación de las diferentes herramientas que se utilizan para registrar los pozos, esto es debido a que dependiendo del tipo de roca de la formación y el tipo de lodo de perforación es la zona invadida, lo que tiene influencia o efectos no deseados en las herramientas que se corren en los pozos, además, es la parte más importante en la interpretación de los registros, ya que permite conocer cual es la profundidad o la zona que se está interpretando entre la herramienta, pared del pozo y la formación en investigación, permitiéndonos interpretar para las diferentes zonas (invadida, transición, virgen), de aquí la importancia en la profundidad de investigación horizontal, así como la resolución vertical de las mismas. La Fig. 5, presenta las profundidades de investigación y el Cuadro 1, hace un sencillo resumen.



MEDIDA DESDE LA PARED DEL POZO	RESOLUCIÓN VERTICAL
MUY SOMERA: DE 2.5 A 5 centímetros	MUY BUENA: MENOR A 5 centímetros
MUY PROFUNDA: MAYOR A 1.52 metros	NO TAN BUENA: CERCANA A 2 metros

CUADRO 1: PROFUNDIDAD DE INVESTIGACIÓN DE LA HERRAMIENTA.

FACTOR DE FORMACIÓN Y POROSIDAD.

De manera experimental, la resistividad de una formación pura con contenido de agua (no contiene hidrocarburos, ni una cantidad apreciable de arcilla), es proporcional a la resistividad del agua que la satura completamente. La constante de proporcionalidad se llama *Factor de Resistividad de Formación*, F . Asumiendo que R_o es la resistividad de la formación no arcillosa, saturada al 100% de agua que tiene una resistividad R_w , se tiene:

$$F = R_o / R_w \quad (2)$$

Cuando se tiene una porosidad determinada, la proporción R_o/R_w permanece casi constante para todos los valores de R_w por debajo de aproximadamente 1 ohm-metro. En el caso de aguas más dulces y con mayor resistividad, el valor de F puede disminuir a medida que aumenta la R_w . Este fenómeno se atribuye a una mayor influencia de la conductancia superficial de la roca. En el caso de un agua de salinidad dada, mientras mayor sea la porosidad de una formación, menor será la resistividad de la formación R_o , y también el factor de formación F . Por lo tanto, el factor de formación está altamente relacionado con la porosidad. Es también función de la estructura porosa y de la distribución del tamaño de poros. Archie, propuso una fórmula que relaciona la porosidad con el factor de formación F :

$$F = a / \Phi^m \quad (3)$$

donde el exponente m es el factor de cementación. El exponente de cementación y la constante a se determinan en forma empírica. La experiencia de campo ha propiciado una aceptación general de las siguientes relaciones *factor – porosidad de la formación* (dependiendo de la litología o estructura porosa):

$$F = 0.62 / \Phi^{2.5} \quad (4)$$

$$F = 1/\Phi^2 \quad (5)$$

La ecuación (4) se usa para arenas y la ecuación (5) para formaciones compactadas. La primera relación se conoce como la fórmula de Humble; la segunda, como el factor de formación de Archie. Para eliminar el exponente fraccional de cementación, algunas veces la fórmula de Humble se escribe:

$$F = 0.81/\Phi^2 \quad (6)$$

Las dos ecuaciones (4) y (6), dan resultados muy parecidos. Para el caso de carbonatos, se tienen mejores resultados si se usa la ecuación $F = 1/\Phi^2$ y para rocas compactas u oolíticas $F = 1/\Phi^{2.2}$ a $F = 1/\Phi^{2.5}$. En rocas muy oolíticas*, m puede valer hasta 3.

SATURACIÓN DE AGUA.

En el argot petrolero se sabe que el gas y el petróleo son muy excelentes aislantes (no conducen la corriente eléctrica). De esta manera, en una formación que contenga petróleo o gas, la resistividad es función no sólo de F y de R_w , sino también de S_w . S_w es la fracción del volumen poroso que ocupa el agua de formación y $(1-S_w)$ es la fracción del volumen poroso que ocupan los hidrocarburos.

Archie, de manera experimental determinó que la saturación de agua de una formación limpia puede expresarse en función de su resistividad real de la siguiente manera:

$$S_w^n = \frac{FR_w}{R_t} \quad (7)$$

donde n es el exponente de saturación. A pesar de que las mediciones de laboratorio muestran variaciones en el valor de n , la mayoría de las muestras de formación presentan un exponente de saturación de más o menos 2. Por lo que en la práctica de interpretación de registros, n se considera igual a 2 a menos que se tenga un valor conocido. Si aceptamos que $n = 2$, la ecuación (7) se reescribe como:

$$S_w = \sqrt{\frac{FR_w}{R_t}} \quad (8)$$

* Apéndice A.

Frecuentemente a esta ecuación se le llama *Ecuación de Saturación de Agua de Archie*.

De la ecuación (2), FR_w es igual a R_o , la resistividad de la formación 100% saturada con agua de resistividad R_w , por lo tanto la ecuación (8), se puede expresar así:

$$s_w = \sqrt{\frac{R_o}{R_t}} \quad (9)$$

La aplicación más adecuada de esta última ecuación es en una roca de yacimiento gruesa, con porosidad constante, y que tenga una columna de agua en su base y una columna de petróleo en la parte superior. La proporción R_t/R_o , se conoce como *índice de resistividad*. Un índice de resistividad igual a uno, supone una saturación de agua de 100%.

La saturación de agua, S_{xo} , de la zona lavada, puede expresarse también por medio de la formula de Archie, como:

$$s_{xo} = \sqrt{\frac{FR_{mf}}{R_{xo}}} \quad (10)$$

donde R_{mf} es la resistividad del filtrado de lodo y R_{xo} es la resistividad de la zona lavada. S_{xo} es igual a $(1-S_{hr})$, S_{hr} es la saturación residual de hidrocarburos en la zona lavada. La S_{hr} depende hasta cierto grado de la viscosidad de los hidrocarburos; aumentando por lo general con una mayor viscosidad.

La comparación de saturaciones de agua obtenidas en la zona lavada (Ec. 10) y en la zona no invadida (Ec. 9) determina la fracción del petróleo en el volumen total que el proceso de invasión desplaza. Ya que la $S_h = (1 - S_w)$ y $S_{hr} = (1 - S_{xo})$, el volumen total de petróleo desplazados es $\Phi(S_{xo} - S_w)$. La capacidad del filtrado de lodo para desplazar petróleo durante el proceso de invasión indica que la formación muestra permeabilidad relativa respecto al petróleo.

Las ecuaciones (8) y (10) pueden relacionarse para producir la relación de saturación en la zona virgen con respecto a la saturación de la zona lavada. Dividiendo la (Ec. 8) entre (Ec. 10), se obtiene:

$$\frac{s_w}{s_{xo}} = \left(\frac{R_{xo}/R_t}{R_{mf}/R_w} \right)^{\frac{1}{2}} \quad (11)$$

Empíricamente se sugiere que $S_{xo} \approx S_w^{1/5}$, por lo que al sustituir en la ecuación (11), se obtiene:

$$S_w = \left(\frac{R_{xo} / R_t}{R_{mf} / R_w} \right)^{\frac{5}{8}} \quad (12)$$

Este método para determinar la saturación de agua algunas veces se le conoce como el *Método de la Relación*. No se necesita conocer el factor de formación F ni la porosidad; sin embargo, implica valores finitos para dichos parámetros. Las ecuaciones (11) y (12), son buenas aproximaciones para formaciones limpias, con una distribución moderada de porosidad (intergranular o intercrystalina). En el caso de formaciones con presencia de fracturas o cavidades, se aplican también estas ecuaciones, pero se tendría un porcentaje de error.

CAPÍTULO II

REGISTROS GEOFÍSICOS DE INDUCCIÓN ELÉCTRICA.

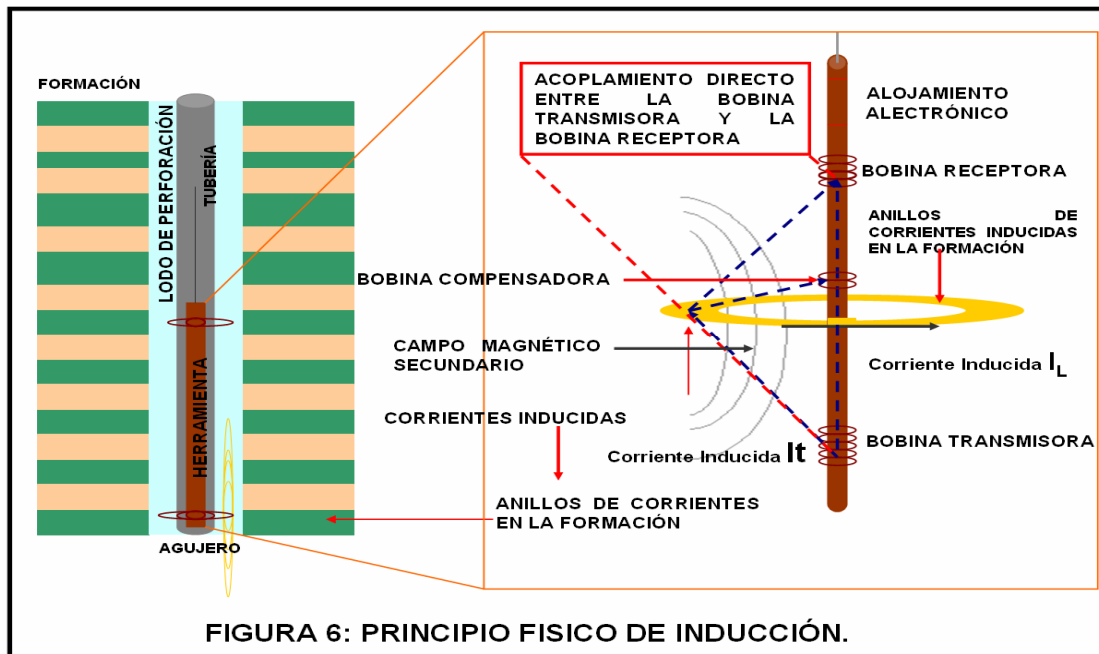
II.1 HERRAMIENTA DE INDUCCIÓN CONVENCIONAL.

II.2 CORRECCIONES QUE SE DEBEN HACER A LAS HERRAMIENTAS INDUCTIVAS POR AMBIENTE.

II.1 HERRAMIENTA DE INDUCCIÓN CONVENCIONAL.

La herramienta de registro de inducción se desarrolló principalmente para medir la resistividad de la formación en pozos perforados con lodos base aceite y con lodos aireados, su medición se basa en una bobina transmisora y una bobina receptora. Las herramientas cuyo principio de medición es por medio de electrodos (herramientas Laterolog) no funcionan en lodos no conductivos. Muchos de los intentos de medición con este tipo de herramientas en lodos no conductivos, no fueron satisfactorios. Mediante la experiencia adquirida se observaron muchas de las ventajas que ofrecía el registro de inducción sobre el registro basado en electrodos corridos en lodos base agua. La investigación profunda para la que fue diseñado el registro de inducción puede enfocarse con el propósito de minimizar la influencia del agujero, las formaciones adyacentes y la zona invadida.

Las herramientas actuales de inducción, aunque sus principios de medición son iguales a los convencionales, están configuradas de tal forma que contienen un arreglo complejo de sus instrumentos que mejoran la adquisición de los parámetros de las formaciones que se evalúan en yacimientos petroleros que necesitan ser estudiados a más detalle. Durante más de 25 años, el dispositivo de inducción ha sido la principal herramienta de resistividad utilizada en formaciones de resistividad de baja a media y perforadas con agua dulce, aceite o aire. El principio de medición de las herramientas de inducción se comprende considerando una sonda con una sola bobina transmisora y otra receptora. La Fig. 6 presenta el principio de la inducción convencional.



Se envía una corriente alterna de alta frecuencia y de intensidad constante a través de la bobina transmisora. Se crea un campo magnético alrededor de la herramienta que induce corrientes hacia la formación alrededor del agujero con intensidades que dependen de su conductividad. Dichas corrientes fluyen en anillos de forma circular que son coaxiales con la bobina de transmisión, y crean a su vez un campo magnético que induce un voltaje en la bobina receptora. Ya que la corriente alterna en la bobina de transmisión es de amplitud y de frecuencia constantes, las corrientes de anillo son directamente proporcionales a la conductividad de la formación. También hay un acoplamiento directo entre las bobinas transmisora y receptora. La señal que se origina de este acoplamiento se elimina con el uso de bobinas compensadoras. La herramienta de inducción funciona mejor cuando el fluido del pozo es aislante, incluso aire o gas. También trabaja bien cuando el agujero contiene lodo conductivo, a menos que éste sea demasiado salado, las formaciones muy resistivas, o el diámetro del agujero muy grande.

FACTOR GEOMÉTRICO.

El factor geométrico correspondiente a un cierto medio se define como la proporción de la señal total de conductividad con la que contribuye ese medio determinado. La formación puede separarse en cilindros coaxiales a la sonda (herramienta centrada); éstos corresponden a la columna de lodo, zona invadida, zona virgen y capas adyacentes. La respuesta de la herramienta puede calcularse como la suma de los signos elementales que crean los anillos de formación coaxiales a la sonda. Cada señal elemental es proporcional a la conductividad del anillo y al factor geométrico que es una función del anillo en referencia a las bobinas transmisoras y receptoras.

De este modo, un volumen de espacio definido sólo por su geometría relativa a la sonda, tiene un factor geométrico fijo y computable. Esto permite preparar cartas de corrección adecuadas ² desde el punto de vista matemático con el propósito de explicar los efectos de lodo del agujero, la zona invadida y las capas adyacentes en la medición de R_t , siempre y cuando exista simetría en la resolución. Ya que las herramientas de inducción se diseñaron para evaluar R_t , es importante minimizar los términos relativos al lodo, la zona invadida y las capas adyacentes.

El sistema sencillo de dos bobinas no representa a la herramienta utilizada en la actualidad. Sin embargo, puede considerarse que fue la base gracias a la cual se construyó la sonda de bobinas múltiples. La respuesta de la sonda de bobinas múltiples se obtiene al descomponer la primera en todas las combinaciones posibles de dos bobinas de los pares transmisor-receptor. Se pondera la respuesta de cada par de bobinas por medio del producto del número de vueltas en ambas bobinas y del producto de su sección transversal. Se suman las respuestas de todos los pares de bobinas, tomando en cuenta el signo algebraico de sus contribuciones y sus posiciones relativas. Las sondas de bobinas múltiples, o sondas enfocadas ofrecen ciertas ventajas. Mejoran la resolución vertical al

suprimir las respuestas de las formaciones adyacentes, también aumentan la profundidad de investigación al suprimir la respuesta de la columna de lodo y de la formación cercanas al agujero. Para obtener una información suavizada de estas herramientas multibobinas, es necesario hacer un filtrado en las señales complejas que se reciben, éste filtrado utiliza la deconvolución.

La deconvolución es tomar los componentes deseables de una señal compleja y ponderar de diferentes maneras la medición global en puntos diferentes relativos a la zona objetivo. Es posible llevar a cabo mediciones de inducción profunda sin sacrificar la resolución vertical, por medio de una deconvolución que le da mas peso proporcional a la señal medida en el centro de la sonda que a señales medidas arriba y debajo de ese punto. Anteriormente, se utilizaron varias deconvoluciones ponderadas, para tomar en cuenta diferentes valores de resistividad de capa adyacente, pero dicha práctica se ha abandonado para lograr una estandarización. La mayoría de los registros en la actualidad se lleva a cabo estableciendo la resistividad de la capa adyacente en 1 ohm-metro, y un software especializado la procesa. Esta se efectúa antes de aplicar la corrección del efecto de piel.

EFEECTO DE PIEL.

En formaciones muy conductivas, las corrientes secundarias inducidas son grandes, y sus campos magnéticos son considerables. Dichos campos inducen voltajes eléctricos adicionales (*emf's*). Los *emf's* inducidos se encuentran desfasados en relación a aquellos inducidos por la bobina transmisora de la herramienta de inducción. En las herramientas inductivas triaxiales, la interacción entre los anillos de las corrientes inducidas provoca una reducción de la señal de conductividad grabada en los registros de inducción; esto se conoce como “efecto de piel”⁵. El efecto de piel (Skin Effect) cobra importancia cuando la resistividad de la formación excede a 1 000 ohm-metro.

Los registros de inducción corrigen de manera automática el efecto de piel durante la grabación¹. La corrección toma en cuenta la magnitud de los valores crudos de la respuesta sin corregir de la herramienta, considerada como si perteneciera a un medio homogéneo. Quizá sea necesaria una corrección secundaria del efecto de piel cuando los medios que rodean la sonda no tengan una conductividad uniforme.

EFEECTO DE AGUJERO.

El efecto de agujero se hace notar cuando la formación se registra con la sonda centrada o descentrada y con “standoff” grandes (distancia de la herramienta a la pared del pozo) y agujeros de diámetros grandes además del lodo de perforación. En las herramientas inductivas triaxiales este efecto en lodos base agua (WBM) está en función de varios factores, los cuales son: el tamaño del agujero, la descentralización, la dirección de la descentralización, la conductividad del agujero

y la conductividad de la formación perpendicular al eje del agujero y paralelo al eje del agujero (es decir, σ_h y σ_v)⁵.

EFFECTO DE CAPA ADYACENTE.

Este efecto se presenta cuando la capa por encima de la capa que se está registrando, es más resistiva o menos resistiva y menos gruesa o más gruesa que la resolución vertical de la herramienta.

EFFECTO DE CAPAS INCLINADAS.

Se presenta en capas que tienen ángulos de inclinación, en capas resistivas y conductivas. La inclinación hace parecer las capas más gruesas de lo que realmente son. Las capas delgadas son más afectadas y las capas resistivas se ven más afectadas que las conductivas.

EFFECTO DE INVASIÓN.

Hay ocasiones en que, dependiendo del tipo de porosidad, en el perfil de invasión no hay presencia de zona de transición, como se explicó en conceptos básicos, siendo necesario investigar cual es la zona invadida y así poder reconocer y estimar la resistividad verdadera de la formación.

Durante la vida de las reservas petroleras, se han ido requiriendo herramientas inductivas de tal forma que cumplan con las exigencias de los nuevos y complejos yacimientos que se tienen que caracterizar cuidadosamente para una óptima explotación, debido a esto se desarrollaron y han empleado las clases de equipos que se mencionan a continuación.

1. La herramienta de registro inductivo eléctrico (IES) incluía un dispositivo de inducción de seis bobinas enfocadas con espaciado nominal de 40 pulgadas, un normal de 16 pulgadas y un electrodo SP. Se introdujo a finales de los cincuenta y se convirtió en la herramienta de inducción estándar en los sesenta.
2. El sistema de doble inducción DIL utilizaba un instrumento de inducción para lectura profunda (ID), un dispositivo de inducción media (IM), y un electrodo SP. El LL8 era un dispositivo enfocado de investigación somera con mejor resolución en capas delgadas y menor influencia del agujero en comparación con el normal de 16". Tampoco tenía la inconveniencia de los instrumentos normales, como inversiones en capas resistivas delgadas.
3. La herramienta de inducción SFL incluía un instrumento de inducción profunda, el dispositivo SFL, además de un electrodo SP. Esta herramienta podía combinarse con el registro sísmico compensado y con un dispositivo

de rayos gamma (GR). Esta combinación ofrecía, en ciertos horizontes geológicos, la capacidad de evaluar en un solo registro el potencial de hidrocarburos en el pozo. El registro sínico proporcionaba una evaluación de la porosidad y el ISF (Induction Spherically Focused) una evaluación de la saturación.

4. La herramienta DIL-SFL tiene un instrumento de investigación a nivel poco profundo. La medición se mejora por el efecto de agujero.
5. La herramienta de inducción Phasor está provista de un dispositivo de inducción de lectura profunda (IDPH), otro de inducción para lecturas a nivel medio (IMPH), un instrumento SFL y un electrodo SP. La herramienta cuenta con transmisión digital y sistema de procesamiento además de un sistema de verificación continua de calibración. Puede operarse a frecuencias de 10 y 40 kHz, además de la de 20 kHz (la frecuencia de operación de la mayoría de los instrumentos de inducción anteriores). La frecuencia menor reduce el efecto de piel en formaciones de muy baja resistividad y la frecuencia alta permite mediciones más precisas en formaciones de alta resistividad. Sin embargo, con la excepción de estos casos, la mayoría de los registros se efectúa a 20 kHz. Lo más importante es que, además de las mediciones de resistividad (o conductividad) en fase, los instrumentos de inducción (IDPH e IMPH) miden la cuadratura fuera de fase, o señal X. La disponibilidad de esta señal facilita la corrección del efecto de piel con mayor precisión, mejora las respuestas de las mediciones de inducción en capas delgadas y permite el uso de una mejor técnica de deconvolución. En los registros Phasor se corrige por completo el efecto de capa adyacente; estos tienen funciones de respuesta vertical y permanecen constantes ante cambios en la conductividad de la formación, además de poseer respuestas radiales que son casi lineales. Phasor mejora en gran medida la resolución en formaciones con invasión profunda.
6. La herramienta 6FF28 IES (25/8 pulgadas de diámetro) es una versión reducida del dispositivo 6FF40. Tiene un espaciado en bobina primaria de 28 pulgadas, incluye un normal estándar de 16 pulgadas y un electrodo SP. Se usa para registros en agujeros pequeños y para operaciones a través de tuberías.
7. Herramientas de Microresistividad registran resistividades de formaciones cercanas a la pared del agujero en pozos perforados con lodo conductivo.
8. Las herramientas de arreglos inductivos proveen una curva de resistividad que refleja la estratificación, contenido de hidrocarburos y características de invasión, así como mejor estimación de R_t . La resolución vertical es menos de un pie en formaciones laminadas y otras estructuras, puede operar en cualquier fluido de perforación incluyendo en lodo base aceite (OBM). Tiene ocho arreglos, seis de los cuales operan a dos frecuencias simultáneamente. Tienen tres resoluciones verticales cada uno con cinco

profundidades de investigación en un rango de investigación que va de 10 a 90 pies de profundidad ⁽¹⁾. Las respuestas de las herramientas incluyen conductividades de 0 a 1000 mS/m como el Array Induction Tool.

9. Actualmente existe la nueva herramienta que se presentó en el 2005. Esta herramienta está configurada de manera tal que utiliza los arreglos de multibobinas como el de una herramienta AIT pero con la mejora de tener bobinas transversales ortogonales, la cual mide resistividades triaxialmente. Esta herramienta es la llamada Rt Scanner ^(3,5,6,9) y es el motivo de este trabajo de tesis, las especificaciones se mencionan en el Capítulo III.

Las limitaciones de las medidas de inducción estándar pueden ser expresadas en diferentes formas:

- Cuando los espesores de las capas individuales son menores que la resolución vertical de la inducción, la formación puede ser considerada como una formación anisótropa equivalente.
- Los registros de inducción estándar son dominados por estratos de conductividad y son relativamente insensibles a estratos resistivos que pueden ser asociados con arenas que contienen hidrocarburo. Esto ocurre a todos los ángulos relativos de echado pero especialmente es pronunciada a un ángulo de echado relativo de cero. Para el caso de echado relativo de cero, las corrientes inducidas no cruzan los límites de las capas y la conductividad medida es esencialmente una medida de conductividad paralela a la estratificación de la formación. La medida es insensible a la conductividad perpendicular a la estratificación de la formación.
- Cuando los espesores de las capas individuales son comparables a la resolución vertical de la inducción, la respuesta de la herramienta está afectada por capas conductivas de hombro. El echado y el efecto de hombro de la capa pueden ser corregidos usando algoritmos avanzados de post-procesamiento (Maximum Entropy Processing) ⁽⁶⁾.
- Cuando el espesor es mayor que la resolución vertical, la información debe corregirse por efecto de capa adyacente.

En general, todas las condiciones citadas anteriormente pueden ocurrir. Consecuentemente, los registros de inducción estándar son relativamente insensibles a arenas productoras resistivas que están adyacentes a lutitas conductivas. Con la nueva herramienta se puede tener información considerando la anisotropía de resistividad, concepto que contempla las laminaciones de lutitas-arenas y que además las respuestas que brinda están autocorregidas por algoritmos potentes en el momento del procesamiento, esto incluye el efecto de capas adyacentes y el efecto de agujero. ^(5,6)

II.2 CORRECCIONES QUE SE DEBEN HACER A LAS HERRAMIENTAS INDUCTIVAS POR AMBIENTE.

Todas las mediciones de resistividad deben corregirse por efectos de agujero, capas adyacentes y por invasión del lodo de perforación, pues estos aspectos pueden afectar las lecturas del registro de inducción, por lo que antes de usar las mediciones proporcionadas deben hacerse las correcciones necesarias. Debido a que los registros de Inducción se han diseñado de manera específica para minimizar dichos efectos, éstos por lo general no son grandes y, en muchos casos, pueden ignorarse sin mayores consecuencias. Es aconsejable llevar a cabo dichas correcciones ambientales. Existen casos para ayudar en las correcciones y estas deben efectuarse en el siguiente orden: efecto de agujero, efecto de capas y efecto de invasión.

CORRECCIÓN POR EFECTO DE AGUJERO.

Las señales de conductividad que provienen del lodo se pueden evaluar utilizando factores geométricos. Algunas veces, la señal nominal del agujero, basada en el tamaño del pozo, se elimina durante la adquisición del registro. Cuando la señal del agujero es considerable, consulte el encabezado del registro para verificar que dicho procedimiento se llevó a cabo. Esta precaución se aplica en especial a los instrumentos de inducción media, puesto que el tamaño del agujero es el de mayor influencia. En las herramientas inductivas triaxiales como Rt Scanner (mencionado en III.1), el efecto de agujero se corrige usando una herramienta con mandril conductivo (como el de la Fig. 10)⁽⁵⁾. En lodos base aceite (OBM), este efecto tiene presencia en los dos tipos de herramientas (aislada y conductiva), aunque se corrige de la misma manera que en lodos base agua⁵ (WBM).

CORRECCIÓN POR EFECTO DE CAPA ADYACENTE.

La necesidad de hacer correcciones para el caso de capas delgadas es reconocida, mientras que no es bien reconocida la necesidad de corregir cuando el espesor de la capa se encuentra en un rango de 10 a 30 pies y la resistividad de la capa excede los 5 ohm-metro.

CORRECCIÓN POR EFECTO DE CAPAS INCLINADAS.

Los modelos de respuesta de las herramientas para registro de resistividad que las computadoras modernas han permitido desarrollar, corrigen este efecto de inclinación de las capas.

CORRECCIÓN POR INVASIÓN.

Las cartas para la corrección por invasión se derivan de consideraciones sobre factores geométricos. Si se toma un perfil escalonado de la invasión (el filtrado de

lodo empuja toda el agua congénita frente a él). Se toma información de investigación somera, media y profunda.⁽¹⁾

FORMACIÓN DE ANILLO.

Cuando en una formación hay alta permeabilidad con contenido de hidrocarburos y con saturaciones de agua muy bajas, puede formarse un anillo con alta saturación de agua de formación entre la zona invadida, R_{xo} , y la zona virgen, R_t . Si la resistividad del filtrado de lodo, R_{mf} , es mayor que la resistividad del agua de formación, R_w , el anillo quizá presente una resistividad inferior a la de R_{xo} o R_t ; en algunos casos, su resistividad puede ser significativamente menor.

Esto tiene el efecto de reducir la lectura de resistividad de inducción de modo que se obtiene un valor equivocadamente bajo después de aplicar las correcciones estándar. Este efecto se presenta más frecuente en la medición de inducción media, aunque también puede influir en la inducción profunda, lo que depende de la ubicación exacta del anillo y de su magnitud. Durante la perforación del pozo, el anillo puede cambiar de tamaño y desplazarse, por lo que en una formación puede hacer presencia y en otra puede estar ausente completamente.

FORMACIONES DE ALTA RESISTIVIDAD.

La conductividad en este tipo de formaciones que mide la herramienta de inducción es muy pequeña. Después de la calibración todavía se tiene un margen de error de aproximadamente ± 2 ohm/m en las mediciones estándar de inducción, lo que puede producir un error de 20% en la señal de una formación. El error se puede reducir en forma considerable por medio de una calibración dentro del pozo si se trata de una formación de suficiente espesor y de alta resistividad.

LODOS DE ALTA SALINIDAD.

Las herramientas inductivas deben usarse en medios salinos, ya que se tienen lecturas buenas y confiables para este tipo de lodos.

CAPÍTULO III

REGISTRO GEOFÍSICO DE INDUCCIÓN ELÉCTRICA TRIAXIAL.

III.1 HERRAMIENTAS INDUCTIVAS TRIAXIALES.

III.2 REGISTRO GEOFÍSICO R_t SCANNER.

III.3 EJEMPLOS DE APLICACIÓN DEL REGISTRO GEOFÍSICO R_t SCANNER.

III.1 HERRAMIENTAS INDUCTIVAS TRIAXIALES. (3,4,9)

Las herramientas de inducción convencional proveen información que permiten interpretar buenos parámetros de la formación; sin embargo, no permiten hacer una interpretación tan completa de la formación como la que brinda una herramienta triaxial. Con las herramientas inductivas triaxiales se puede obtener suficiente información para mejorar la interpretación de:

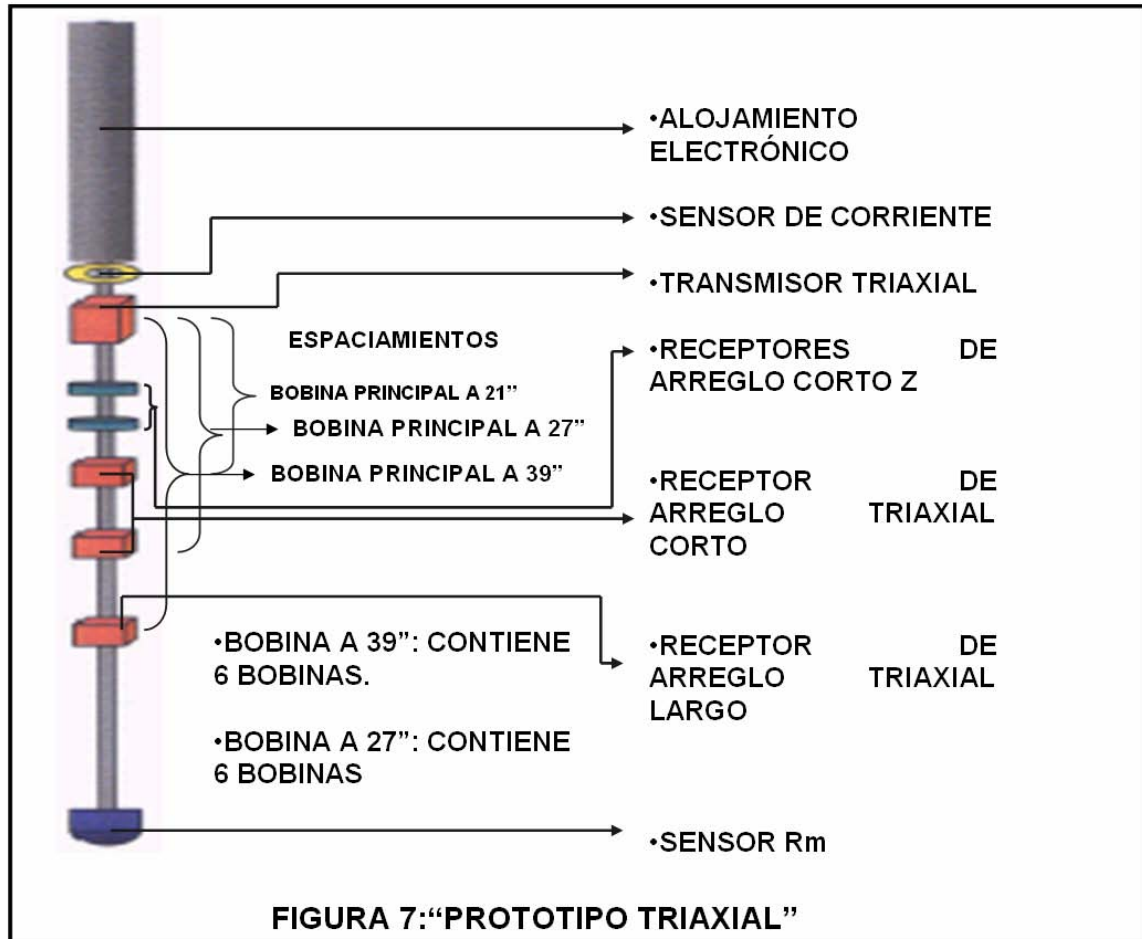
- *Anisotropía de la Formación**: una herramienta de inducción convencional corrida en un pozo vertical, es sensible únicamente a la resistividad horizontal de la formación. Una herramienta triaxial es sensible a la anisotropía a cualquier ángulo de echado.
- *Estratificación cruzada y echado de la formación*: en las formaciones donde la anisotropía no es paralela a los planos de estratificación, se puede obtener una orientación de la dirección de la anisotropía.
- *Identificación de Fractura**: la herramienta triaxial puede identificar la presencia y orientación de fracturas. Es fuerte cuando se tienen fracturas con presencia de hidrocarburos.

Uno de los aspectos más importantes de la herramienta de inducción triaxial, es la habilidad de determinar la anisotropía de la formación en pozos perforados a cualquier ángulo de echado.

El diseño del prototipo de la herramienta se configuró con bobinas triaxiales tanto para transmisores como para receptores, es decir, cada sensor consiste de una bobina convencional “z”, también dos bobinas transversales para formar un juego ortogonal localizadas en una única posición. Los nueve acoplamientos entre los transmisores y receptores son medidos simultáneamente, lo cual simplifica grandemente el análisis de la información. No se tiene problema de las mediciones de los diferentes acoplamientos con diferentes espaciamientos o con mediciones a diferentes profundidades. En éste prototipo inicial, se colocó un transmisor triaxial y dos arreglos de receptores triaxiales. El arreglo largo tiene una bobina principal localizada a 39” del transmisor y una bobina localizada a 27” también del transmisor. El arreglo corto tiene espaciamientos de 27” y 21”. El sensor localizado a 27” contiene seis bobinas, también como la bobina principal en el arreglo de 39”.

El objetivo principal de este prototipo, fue ensamblar de manera alineada y balanceada los diferentes sensores a fin de obtener buenos resultados, la Fig. 7 presenta la configuración del prototipo. La configuración de esta herramienta fue para lograr una corrección al efecto de agujero que es un gran problema en este tipo de herramientas.

* Apéndice A.



La magnitud del efecto de agujero para una herramienta de inducción con bobina transversal es mucho mayor que el de una herramienta de inducción convencional. Este efecto surge cuando la herramienta está descentrada en un agujero conductivo. Para quitar el efecto de agujero es necesario entender el fenómeno físico. Considerando un transmisor y un receptor ambos con sus ejes en la dirección de "x", perpendicular al agujero, si la herramienta es centrada en un agujero de una formación homogénea, las corrientes fluirán a través de la formación en forma de anillos, cuando estas corrientes estén cerca del agujero, se distorsionarán y causarán un cambio en el voltaje del receptor. Este caso es el que causa problemas y su magnitud no es muy diferente al de una herramienta convencional de inducción. Cuando la herramienta está descentrada en dirección de "y", la situación es muy diferente; en este caso las corrientes son inducidas y fluyen hacia arriba y hacia abajo del agujero.

Para agujeros conductivos y formaciones resistivas las corrientes disminuyen muy lentamente si se alejan del transmisor. Cuando la formación es resistiva y el agujero es conductivo, es decir, que la disminución de la corriente es muy lenta, de hecho puede ser un fenómeno inusual del efecto de agujero para los arreglos largos mas grandes que para el efecto de agujero en los arreglos cortos.

El efecto de agujero no sólo depende de las características del lodo, agujero y la formación cerca de la herramienta, sino que puede depender de las distancias entre la herramienta y la formación en que se encuentren. Esto surge porque el tamaño de las corrientes en el agujero depende a la vez de la formación y de sus caminos. Por ejemplo, si se supone que la herramienta está en una zona de hidrocarburos, resistiva, delgada, con lutita conductiva encima y abajo un contacto agua aceite. En este caso la corriente puede viajar arriba del agujero y fugarse a través de las lutitas y zonas de agua. Esta corriente podría ser mucho mayor que la que estaría en un medio homogéneo.

Esta corriente produce un efecto de agujero parecido al de una herramienta no enfocada como la de una herramienta de inducción convencional. Los distintos diseños de herramientas Laterolog minimizan sus efectos de agujero por cancelación de la corriente que podría de alguna manera fluir hacia arriba del agujero. El diseño de herramienta de inducción triaxial elimina estas corrientes, tiene elementos conductivos en su cuerpo. Las corrientes que podrían fluir hacia arriba de la herramienta están controladas y se hacen fluir a través de la herramienta. La Fig. 8 muestra los patrones de flujo para una herramienta de cuerpo aislado y una de cuerpo conductivo.

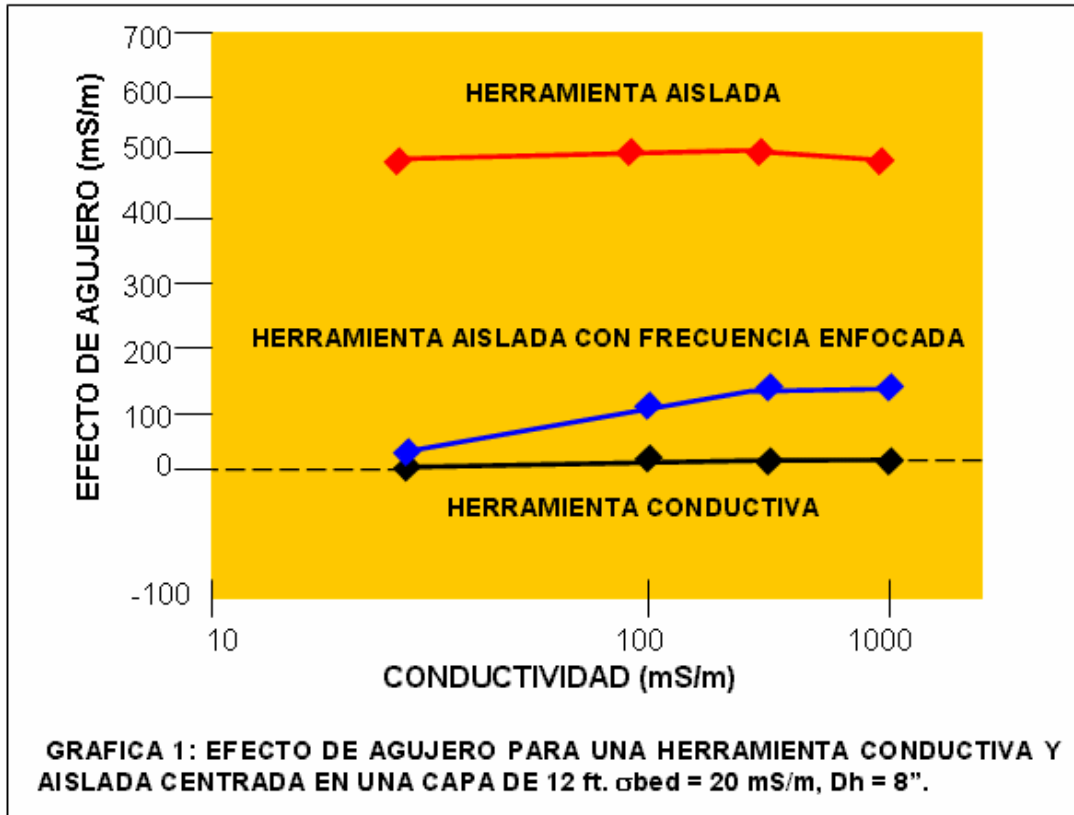


El tamaño de este efecto de agujero remanente de esta herramienta es parecido al de una herramienta de inducción convencional. Es mucho más pequeño y declina para los arreglos más largos. Para modelar este efecto se construyó una herramienta de inducción transversal con cuerpo metálico. Se aislaron las áreas

inmediatas a las bobinas de los transmisores y los receptores. Este modelo experimental se cubrió con una capa delgada aislante para probar la diferencia entre una herramienta con diseño convencional y una con un cuerpo conductivo.

Un método conocido como “Frecuencia Enfocada” se propuso para cancelar el efecto de agujero de una herramienta de inducción transversal. Utiliza la diferencia de la respuesta de la herramienta entre dos frecuencias en lugar de una sola. Este procedimiento tiene el gran problema de mucho ruido. La diferencia en la respuesta de una herramienta a dos frecuencias es de la misma magnitud que el de una señal-X*. Por lo que la frecuencia enfocada requiere de diferentes mediciones entre dos señales R* a dos diferentes frecuencias, la cual es del mismo orden de las señales-X. Para una formación de alta resistividad es muy difícil hacerlo exactamente. Además la frecuencia enfocada tiene comportamientos muy complicados en formaciones más complejas y conduce a un efecto de agujero no local. Es decir, el efecto de agujero depende de las características de la formación más que de la herramienta y no solo en la vecindad inmediata. La Gráfica 1 muestra el comportamiento de una herramienta de 27”, localizada en medio de un espesor de 12’, capa de 50 Ω -m (2 mS/m) con variación en resistividades de capa de adyacente. La herramienta está descentrada en el agujero y se ha trazado la diferencia entre la respuesta de la herramienta descentrada y centrada. La herramienta aislada tiene un efecto de agujero de 500 mS/m o 10 veces la señal de la formación. Esto presenta la gran diferencia entre la respuesta de la herramienta centrada y descentrada del experimento. En contraste, la respuesta de la herramienta conductiva es pequeña y plana, mostrando que la herramienta conductiva tiene mucho menos sensibilidad a la descentralización que una herramienta aislada. El resultado de la frecuencia enfocada es bastante interesante. En la izquierda donde las capas adyacentes tienen la misma conductividad que la capa de un medio homogéneo, la frecuencia enfocada reduce el efecto de descentralización considerablemente, aunque no completamente como lo hace una herramienta conductiva.

* Apéndice A.



El algoritmo de inversión para una herramienta de inducción triaxial, está diseñado para cotejar los datos sintéticos con los datos medidos usando una estimación actualizada iterativamente de la formación (método basado en Gauss-Newton). Los procedimientos de inversión no serán terminados hasta que la incompatibilidad entre la información sintética y la información medida sea menos que lo deseado. La inversión incluye el echado relativo y azimuth, la resistividad horizontal y vertical de cada capa, y la posición del límite de las capas ^(5,6). La habilidad para simplificar la información también es una de las mejoras de una herramienta triaxial. La Fig. 9 muestra la inversión de un registro triaxial, la resistividad horizontal y vertical de las capas conductoras son 1 Ω -m y 3 Ω -m respectivamente mientras que las resistividades horizontal y vertical de las capas resistivas son 50 Ω -m y 5 Ω -m respectivamente.

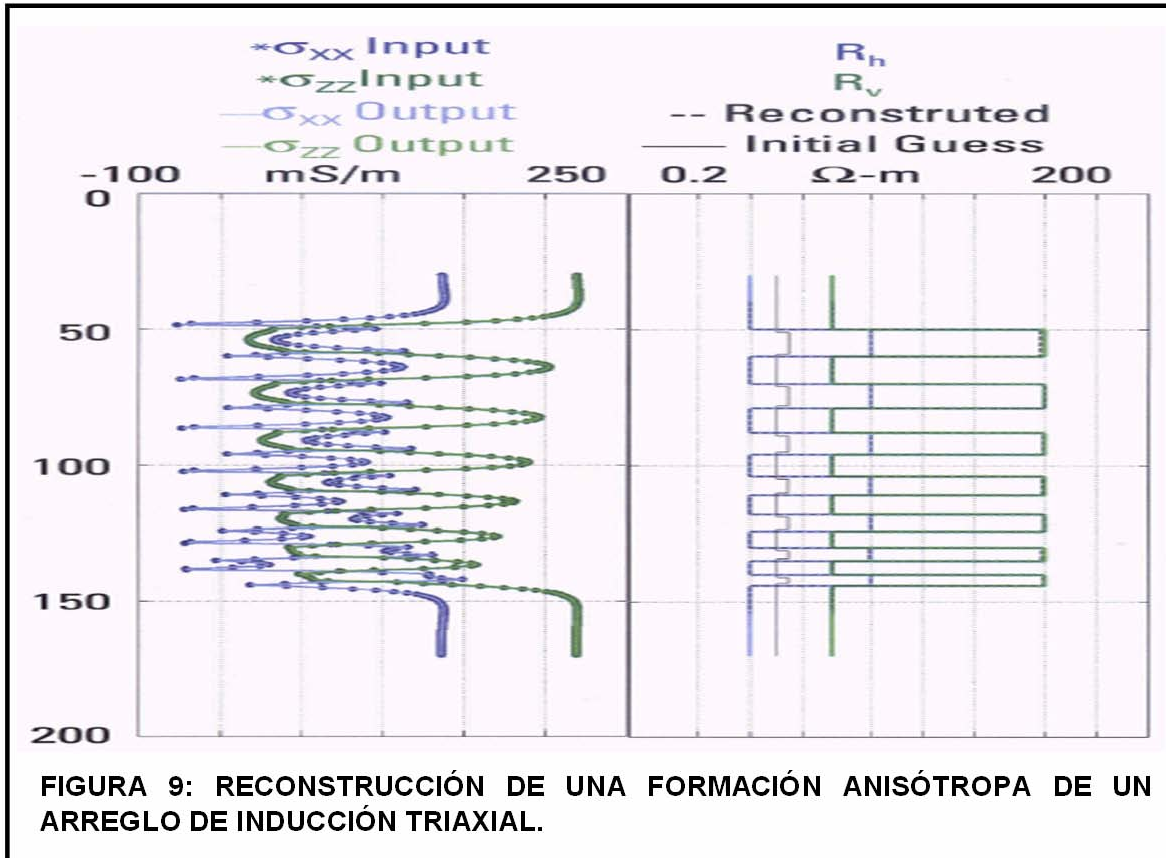


FIGURA 9: RECONSTRUCCIÓN DE UNA FORMACIÓN ANISÓTROPA DE UN ARREGLO DE INDUCCIÓN TRIAXIAL.

El ángulo de echado relativo y el azimut son 60° y 30° . La información sintetizada tiene un ruido de 3%. Se puede observar que aún si la localización inicial del límite de la capa es determinada 1 ft fuera de la localización verdadera, el resultado de la inversión puede recubrir la posición del límite de la capa muy bien. El ángulo de echado invertido y el ángulo de azimut son 59.99° y 30.04° . El desajuste o diferencia entre la información sintética y la reconstruida es tan pequeño que hace difícil su observación en este trazado. Este ejemplo muestra que puede proveer anisotropía de resistividad también echado relativo y azimut y las localizaciones del límite de las capas de la formación. ^(3,5,6)

Las formaciones conformadas por secuencias de láminas finas de arcillas y arenas pueden contener cantidades significativas de hidrocarburos. Estos sistemas se encuentran en depósitos turbidíticos, ambientes fluviales, facies distales* en depósitos deltaicos. La respuesta de herramientas de resistividad inductivas convencionales en este tipo de formaciones está dominada por la resistividad más baja del sistema, es decir, por las lutitas. Por lo tanto, el contraste de resistividad entre arenas laminadas, que constituyen el yacimiento y lutitas que proveen el sello, es muy bajo. Esto dificulta la detección de estas arenas y también presenta desafíos al momento de evaluarlas, ya que en general se subestima el volumen de hidrocarburos.

* Apéndice A.

Una alternativa de evaluar estos pozos es a través de los efectos de anisotropía de resistividad que es una propiedad de este tipo de formaciones laminadas. Por lo que se requiere estimar las resistividades horizontal (R_h) y vertical (R_v) de la formación. R_h , es la resistividad medida paralela a las laminaciones y está dominada por la baja resistividad que generalmente se encuentran en las láminas de arcilla o limolitas que poseen la mayor cantidad de agua irreducible. Las herramientas inductivas convencionales miden una resistividad aproximada a R_h , sobre todo cuando el eje del pozo es perpendicular a la estratificación. R_v , es la resistividad medida perpendicular a las laminaciones y está dominada por la alta resistividad de las arenas que contienen hidrocarburos o de laminaciones compactas. Las técnicas de interpretación que hacen uso de la anisotropía a partir de R_h y R_v , registros de porosidad y asumiendo algunos parámetros, nos dan resultados para el volumen de arena, el volumen de arcilla, computan una resistividad de la fracción de arena y permiten obtener el volumen real de hidrocarburos sin tener que resolver cada capa individualmente.

Una nueva herramienta de inducción triaxial permite medir directamente R_h y R_v , a la vez se adquieren las curvas de resistividad tradicionales y se computa el buzamiento relativo de las capas ^(5,6). Con esta herramienta se pueden precisar datos de la saturación de agua para realizar cálculos más reales de las reservas, mejorar la estimación del agua móvil y evitar minimizar el potencial de zonas prospectivas de baja resistividad, así como la detección de eventos estratigráficos y facilidad para la correlación entre pozos.

Las formaciones laminadas son un caso particular de formaciones productoras de baja resistividad y/o bajo contraste en ambientes de depósitos turbidíticos (Low Resistivity Low Contrast Pay). Este tipo de depósitos puede albergar cantidades considerables de hidrocarburos. Las propiedades de estas formaciones dependen de la dirección con que se miden. Algunas propiedades como la permeabilidad y la conductividad de estas formaciones son tensoriales y por lo tanto dependen de la dirección en las cuales son medidas. Este efecto en particular para las mediciones de herramientas de inducción se conoce como “anisotropía de resistividad”.

La anisotropía de resistividad presenta dos problemas durante la evaluación petrofísica:

- Primero: el clásico problema de arenas, las delgadas laminaciones de lutitas y limolita de grano fino intercaladas con las arenas reducen la resistividad aparente medida con las herramientas de inducción o propagación convencionales, las cuales no tienen una resolución vertical suficiente para medir cada laminación. Esto hace que las saturaciones de agua computadas por métodos tradicionales sean elevadas, subestimando el volumen de hidrocarburos y pasando por alto zonas con un potencial productor.

- Segundo: la evaluación de pozos con alto ángulo y/o formación de alto buzamiento. La resistividad medida con herramientas de inducción o propagación (LWD y MWD) variará en función del ángulo relativo entre el eje del pozo y los planos de estratificación. Cuanto mayor sea el ángulo, mayor será la resistividad comparada con la de un pozo vertical, generando inconsistencias en las evaluaciones y una dificultad eventual en la correlación entre pozos.

Existen dos grandes grupos de metodologías para evaluar en forma sistemática este tipo de formaciones:

- a) **Metodologías de Alta Resolución:** tratan de definir y evaluar las propiedades petrofísicas de cada capa individual en la formación.

- a.1) *Herramientas de Alta Resolución.*

Las herramientas modernas pueden resolver capas de entre uno y dos pies aceptablemente para registros de resistividad (en pozos verticales de capas planas), porosidad (densidad, neutrón y sónico) y rayos gamma. Usar resoluciones verticales depende de la resolución vertical de cada sensor individual y de la capacidad de lograr un ajuste en profundidad entre todas las mediciones.

- a.2) *Conteo de Arenas.*

Este método utiliza la resistividad de alta resolución de herramientas de imágenes de pozo, que son capaces de definir laminaciones de entre uno y tres centímetros dependiendo del dispositivo. Se aplica un valor de corte por encima del cual se considera que la laminación es arena y se suman los espesores por encima del corte para obtener el espesor neto de arenas. Este método es de fácil y rápida aplicación, pero tiene varias limitaciones: *no se hace un cálculo volumétrico y no se distinguen las intercalaciones compactas que también presentan alta resistividad al igual que las arenas impregnadas*

- a.3) *Modelado e Inversión de Registros.*

Se emplea una medición de alta resolución, generalmente imágenes eléctricas, para definir los límites de capas o estratos individuales, construyendo un modelo detallado de la roca, al cual se le asignan valores de propiedades petrofísicas como resistividad, densidad. Los registros modelados son comparados con los registros reales, y las propiedades del modelo de formación se modifican hasta lograr un ajuste entre lo modelado y lo medido. Posteriormente la petrofísica se efectúa con las propiedades del modelo que están intrínsecamente ajustadas en resolución vertical. Esta metodología es muy laboriosa, necesita mucho tiempo y no es posible definir una solución óptima para el modelo de formación por debajo de

espesores críticos dependiendo del contraste de propiedades de la formación y la precisión de las herramientas.

- b) **Metodologías de Baja Resolución:** en vez de intentar resolver las capas individuales, las evalúan a todas en conjunto, obteniendo propiedades promedio para describir la roca y el volumen correcto de hidrocarburos.

b.1) Modelos Estadísticos.

Se formula un modelo estadístico de la formación laminada asumiendo, al menos, dos tipos de roca (p.e: arena, lutita) asignándoles propiedades petrofísicas y frecuencia relativa de ocurrencia de cada tipo. Con modelos matemáticos se modelan las respuestas macroscópicas promedio de los registros para el intervalo en función de las propiedades microscópicas y abundancia relativa de cada tipo de roca. Utilizando un método de inversión se encuentran los rangos de propiedades y frecuencia de ocurrencia de las capas que logran el mejor ajuste entre los registros modelados y los medidos, resultando en una mejor estimación del volumen de hidrocarburos, incluyendo una estimación del rango de incertidumbre.

b.2) Métodos Basados en la Anisotropía de la Resistividad.

Midiendo la resistividad horizontal y vertical, es posible aplicar modelos de interpretación que permiten estimar la resistividad de las intercalaciones de arena (R_{sand}), la resistividad de las intercalaciones de lutita (R_{shale}) y la ocurrencia relativa de cada componente, es decir la fracción de arena (F_{sand}) y la fracción de lutita (F_{shale}). Posteriormente R_{sand} , R_{shale} , F_{sand} , F_{shale} se usan con ecuaciones de saturación para computar un volumen de hidrocarburos más real comparado con modelos de interpretación convencionales. Estos métodos se pueden aplicar con R_h , R_v y registros convencionales, herramientas de Resonancia Magnética Nuclear y de imágenes pueden contribuir a determinar el origen de la anisotropía y definir el modelo de interpretación más apropiado.

Las herramientas inductivas (junto a los Laterologs) han sido los dispositivos estándar para medir la resistividad de la formación por más de 50 años. Las sondas inductivas convencionales se construyen con bobinas con sus momentos magnéticos paralelos al eje de la herramienta, que inducen corrientes en la formación en planos perpendiculares al eje del pozo. Cuando el pozo es vertical y las capas son planas, estas corrientes inducidas de medición son paralelas a las laminaciones, y la resistividad medida es fundamentalmente sensible a R_h . Cuando las capas están inclinadas o el pozo desviado la respuesta de las herramientas se complica, y la resistividad medida es una combinación de R_h y R_v , y en el mejor de los casos y si se conoce la inclinación relativa entre pozo y capas se puede corregir la resistividad medida para tratar de obtener la respuesta equivalente al caso simple del pozo cortando perpendicularmente las estratificaciones.

La siguiente sección describe la herramienta de Inducción Triaxial que se ha mencionado en párrafos anteriores, actualmente se corre en pozos obteniendo con sus lecturas de resistividad, los cálculos de saturaciones de agua e hidrocarburos para mejorar el cálculo de reservas.

III.2 REGISTRO GEOFÍSICO R_t SCANNER. (5,6,9)

En capas delgadas las secuencias de lutita-arena frecuentemente exhiben anisotropía de resistividad. Esto es, la resistividad medida perpendicular a la estratificación de las capas (R_v) es significativamente más alta que la resistividad medida paralelamente a la estratificación de las capas (R_h). Es difícil determinar la saturación de agua en estas secuencias usando registros de inducción estándar que responden primordialmente para R_h , a pesar del ángulo relativo de echado. Si las laminaciones conductivas de lutitas representan las R_h , entonces la saturación de agua está sobreestimada; por lo tanto, la saturación de hidrocarburos es subestimada.

La herramienta triaxial recientemente introducida provee varias medidas del matriz tensor* de 3x3 que son sensibles a R_h , R_v y echado de la formación. Una inversión rápida y rigurosa de datos de inducción triaxial provee registros de R_h y R_v sin efecto de capa adyacente, y también provee registros del echado de la formación. (5)

Un modelo petrofísico ha sido desarrollado para determinar la resistividad de lutita (R_{shale}) y la resistividad de arena (R_{sand}) de los registros de R_h y R_v . La fracción de lutita, determinada usando técnicas establecidas de interpretación de registro, es un dato de entrada para el modelo. Ya que la medición de inducción es relativamente profunda, la incertidumbre en la saturación de agua usando el modelo se acorta grandemente comparada con los modelos de interpretación que usan registros de microresistividad.

Los casos de estudios de yacimientos petroleros alrededor del mundo demuestran la utilidad de mediciones de inducción triaxial para la evaluación de la formación. Estos incluyen lodo base aceite (OBM), lodo base agua (WBM), formaciones con buzamiento, pozos verticales, pozos desviados y una gran variedad de tamaños de agujero. Se pueden identificar zonas productoras de baja resistividad que podrían pasarse por alto con registros de inducción estándar. Las imágenes de Microresistividad confirman la presencia de laminaciones delgadas y las mediciones de echado de la inducción triaxial. (5)

Las herramientas diseñadas para la operación a cable generalmente constan de tres transmisores ortogonales acoplados que corresponden a bobinas ortogonales del aparato receptor. Los arreglos con bobinas transversales poseen una sensibilidad muy grande a la descentralización en agujeros conductivos. Este efecto puede ser de magnitud mayor que el de los arreglos de inducción estándar. Por lo que se han reportado dos métodos de cancelar este efecto del agujero. Uno consta de medir los arreglos en varias frecuencias y combinar las mediciones para reducir la contribución cerca de la herramienta. El otro método consta de arreglar caminos conductivos en la herramienta de tal forma que las corrientes regresen a los receptores de la herramienta. (5)

* Apéndice A.

El diseño de la herramienta consiste de un transmisor con tres bobinas ortogonales (Tx, Ty y Tz) superpuestas que se acoplan a través de la formación con sus correspondientes bobinas receptoras ortogonales superpuestas (Rx, Ry y Rz). El diseño real consiste no de uno sino de varios arreglos de bobinas triaxiales receptoras, con espaciamentos similares al arreglo inductivo AIT (Array Induction Tool), como se muestra en la Fig. 11. Para el análisis triaxial no solo se miden los acoplamientos directos (x-x, y-y, z-z) sino también los acoplamiento cruzados (x-y, y-x, z-x, x-z, z-y, y-z) que suman un total de nueve acoplamientos. Esta matriz de medidas tiene sensibilidad a la dirección de la formación, el echado, y la anisotropía de formación⁵. Lo que resulta en una matriz representada en la ecuación 13:

$$V = \begin{bmatrix} V_{XX} & V_{XY} & V_{XZ} \\ V_{YX} & V_{YY} & V_{YZ} \\ V_{ZX} & V_{ZY} & V_{ZZ} \end{bmatrix} \quad (13)$$

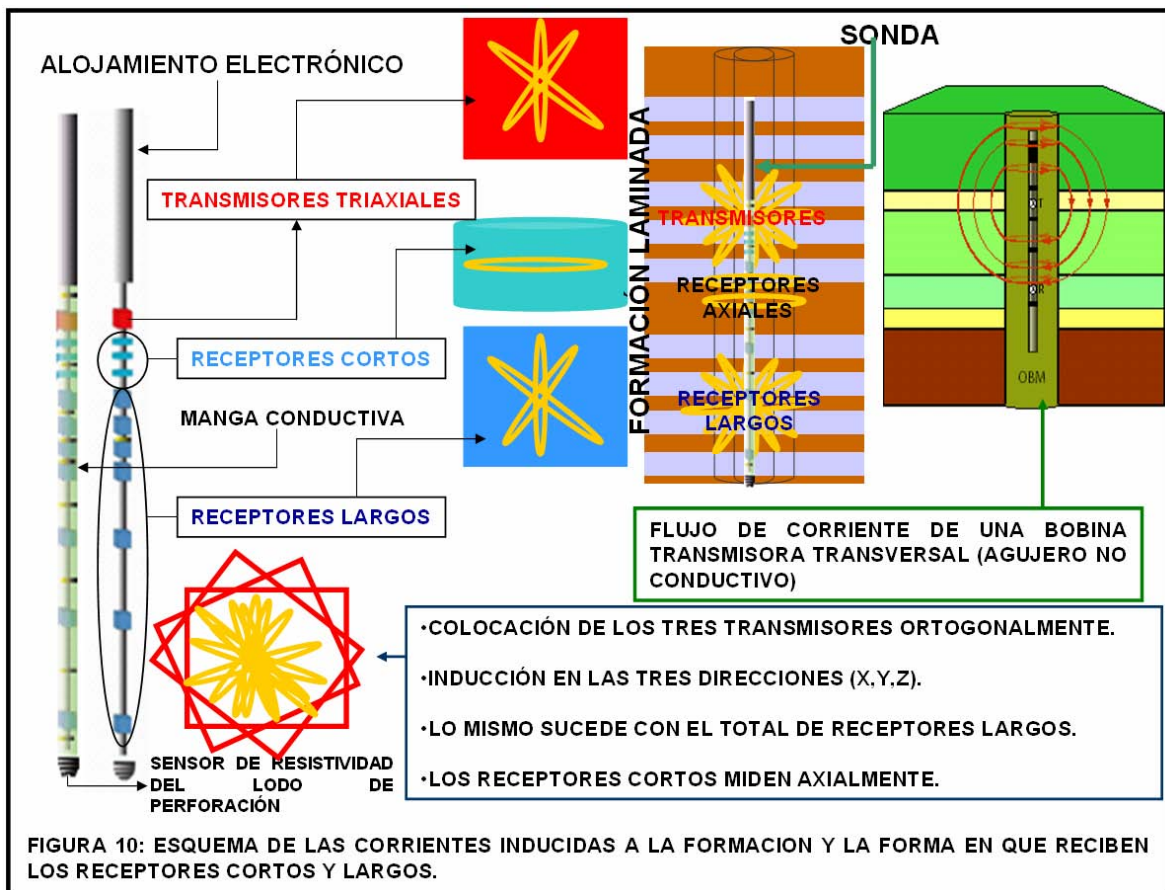
Note que si sólo se procesan las lecturas de las bobinas axiales (Tz, Rz) se obtienen mediciones equivalentes a un AIT, y por lo tanto es posible obtener las resistividades convencionales en una misma pasada en el pozo.

La herramienta inductiva triaxial RtScanner, calcula la resistividad horizontal y vertical (Rh y Rv) y simultáneamente se obtiene el echado de la formación en los pozos que son desviados ⁽⁶⁾. Las resistividades derivadas de las mediciones hechas a múltiples profundidades de investigación en tres dimensiones, son mediciones seguras. El mejoramiento de las estimaciones de saturación de hidrocarburos y agua de estas mediciones resultan en un modelo de yacimiento y estimaciones de reservas más exacto, especialmente en formaciones laminadas, anisotrópicas o afalladas. Es una herramienta compacta en una sola pieza que tiene seis arreglos Triaxiales, cada uno con tres anillos colocados para medir a diferentes profundidades de la formación. Rh y Rv se calculan en cada espacio de los arreglos triaxiales. Además de las mediciones de resistividad, se calculan el echado y el azimut de la formación para interpretación estructural. ^(5, 6)

Junto con información estructural y resistividad mejorada, la herramienta Rt Scanner entrega mediciones de la herramienta estándar AIT y la herramienta Array Induction Imager (Array Induction Tools) para la correlación de registros de campos existentes.

FUNDAMENTOS DE MEDICIÓN. ⁽³⁾

El fundamento de medición de esta herramienta se basa en el mismo principio de medición de una herramienta de inducción convencional (Sección II.1). La mejoría de Rt Scanner es que transmite corrientes principales en las tres direcciones, que a su vez por los campos magnéticos creados por estas corrientes, induce corrientes secundarias, por lo que se inducen corrientes en todas las direcciones de la formación, lo que permite medir las resistividades en tres dimensiones a diferentes profundidades. La Fig. 10 muestra cómo se transmiten las corrientes y cómo reciben los receptores axiales (cortos) y cómo reciben los receptores largos (triaxiales).



DIAGRAMAS Y FOTOGRAFÍA DEL EQUIPO. ^(5,6)

La herramienta tiene un alojamiento electrónico y consta de tres transmisores ortogonales, todos localizados en la misma posición del eje de la herramienta, y tres arreglos de receptores cortos axiales y seis receptores triaxiales largos. Los seis receptores están localizados entre el transmisor y receptor principal y cada bobina está conectada eléctricamente en serie con la correspondiente bobina receptora principal.

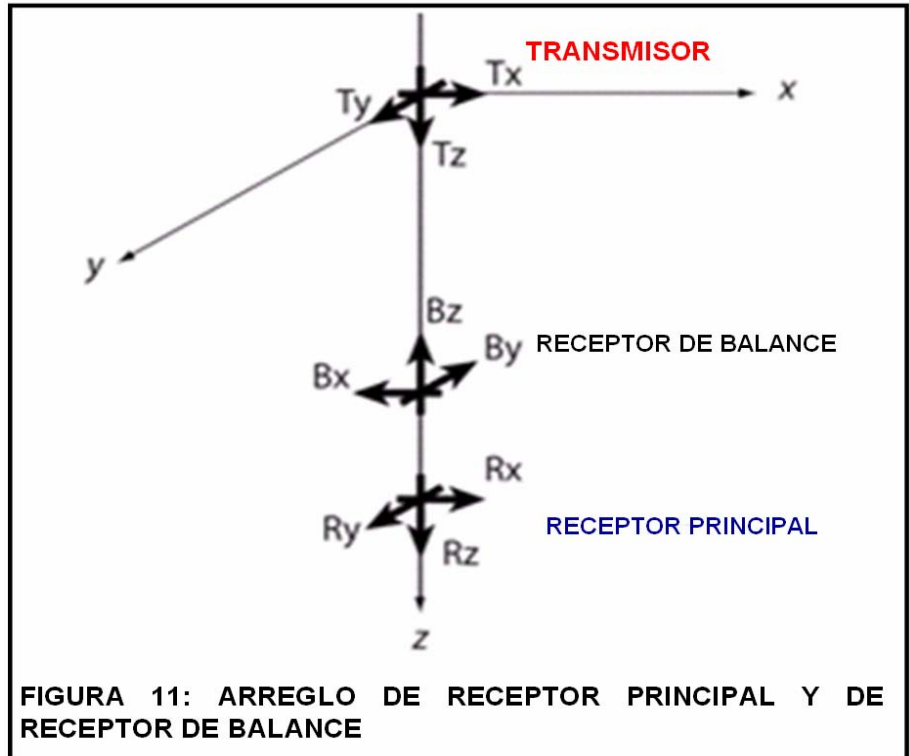
La herramienta está forrada con una manga o camisa conductiva que tiene electrodos, los cuales están colocados entre la bobina receptora y en ambos lados del transmisor. Estos electrodos se conectan a través de la manga de cobre de la herramienta. Este mandril de cobre provee una superficie electromagnética para los arreglos y también un camino conductivo para las corrientes del agujero. Esto ha sido una característica de la generación de las herramientas AIT. Los arreglos operan a dos frecuencias, aproximadamente a 13 kHz y 26 kHz.

Los acoplamientos cruzados tienen un efecto de piel más grande para una conductividad baja y la frecuencia baja permite una mejor corrección de efecto de piel para conductividades altas. En la parte inferior de la herramienta tiene un sensor que mide exactamente la resistividad del lodo. Los arreglos cortos se usan para medir las propiedades del agujero para la corrección por agujero. Los acoplamientos xz y yz de los receptores axiales cortos estiman directamente la dirección del standoff (distancia de la sonda a la pared del agujero) más cercano. Por la medición de R_m y el tamaño del agujero, el standoff y las propiedades promedio de la formación (resistividad anisótropa) se pueden estimar a través de una inversión de los arreglos cortos. Cada triada (receptor o transmisor) forman un juego ortogonal de momentos magnéticos. Los resultados de las direcciones x , y y z forman un sistema de coordenadas cartesiano con el eje z hacia abajo, en dirección del eje de la herramienta, la Fig. 11 muestra todas las orientaciones.

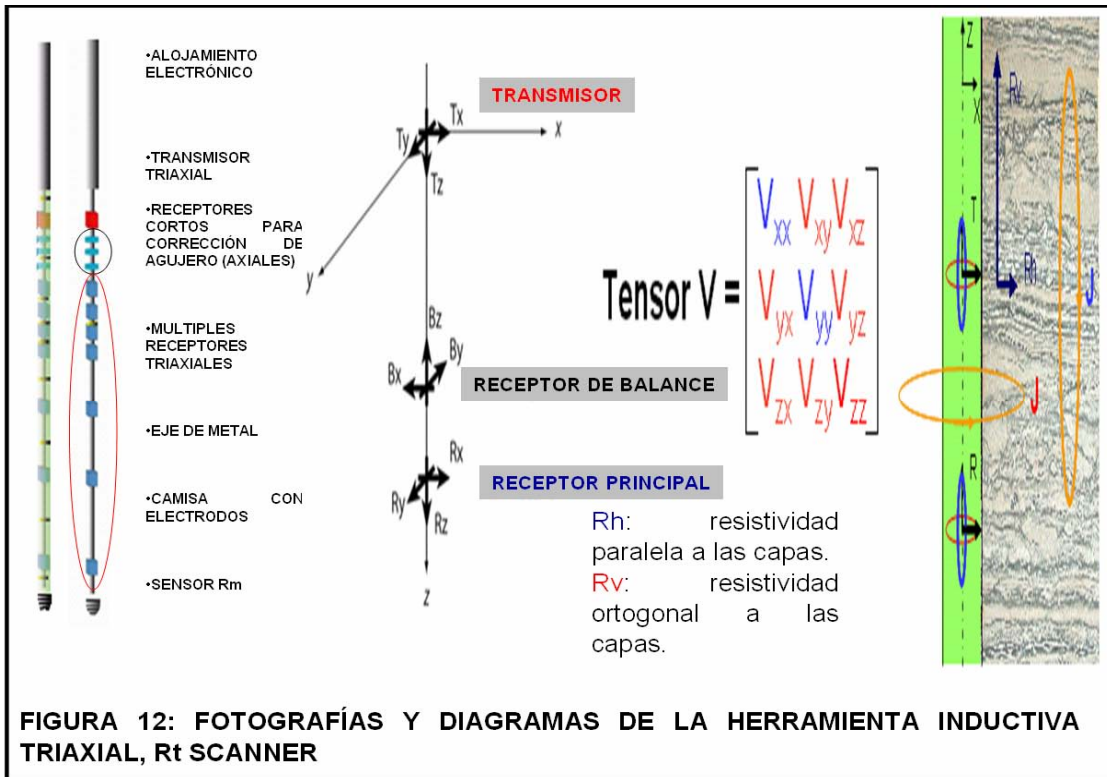
La herramienta se corre con una dirección y una herramienta de inclinometría puede transformar la información de las coordenadas del pozo o cualquier sistema coordenado en el mundo. La Fig. 12 ilustra el arreglo de la herramienta Rt Scanner. El número de vueltas está ajustado de tal modo que el voltaje en los receptores, principal y de equilibrio (balancing) son cero, es decir:

$$0 = V_m^i + V_b^i \quad (14)$$

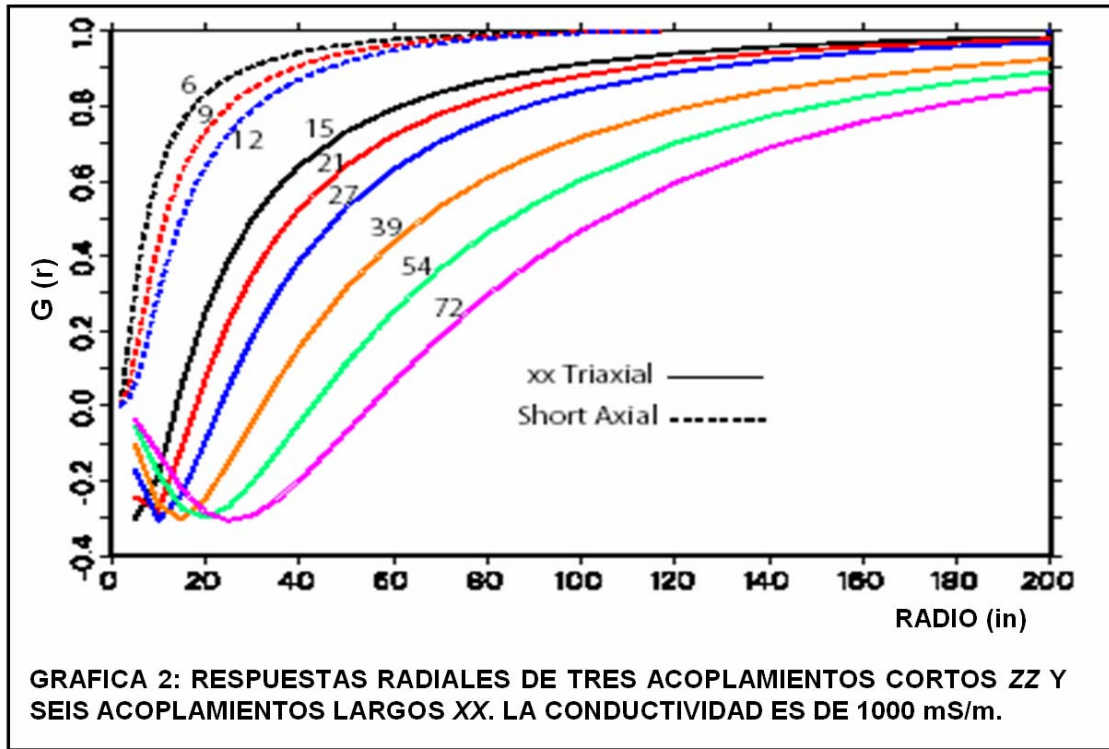
dónde V_m es el voltaje inducido en el i -ésimo aparato receptor principal para el i -ésimo transmisor, y V_b^i es el voltaje inducido en el i -ésimo aparato receptor de balance. La Fig. 11 muestra el esquema del arreglo.



El arreglo mostrado en la Fig. 11 produce nueve acoplamientos (ecuación 13). Donde V_{ij} es el j -ésimo voltaje en el aparato receptor del i -ésimo transmisor.



Las múltiples profundidades de investigación de la herramienta se ilustran en la Gráfica 2. Presenta la respuesta radial bruta del arreglo en una formación con una conductividad de 1000 mS/m para tres arreglos axiales y seis arreglos transversales. Esto ilustra el concepto de respuestas radiales simultáneas que han servido para definir el perfil de invasión en las herramientas de inducción multiarreglos.



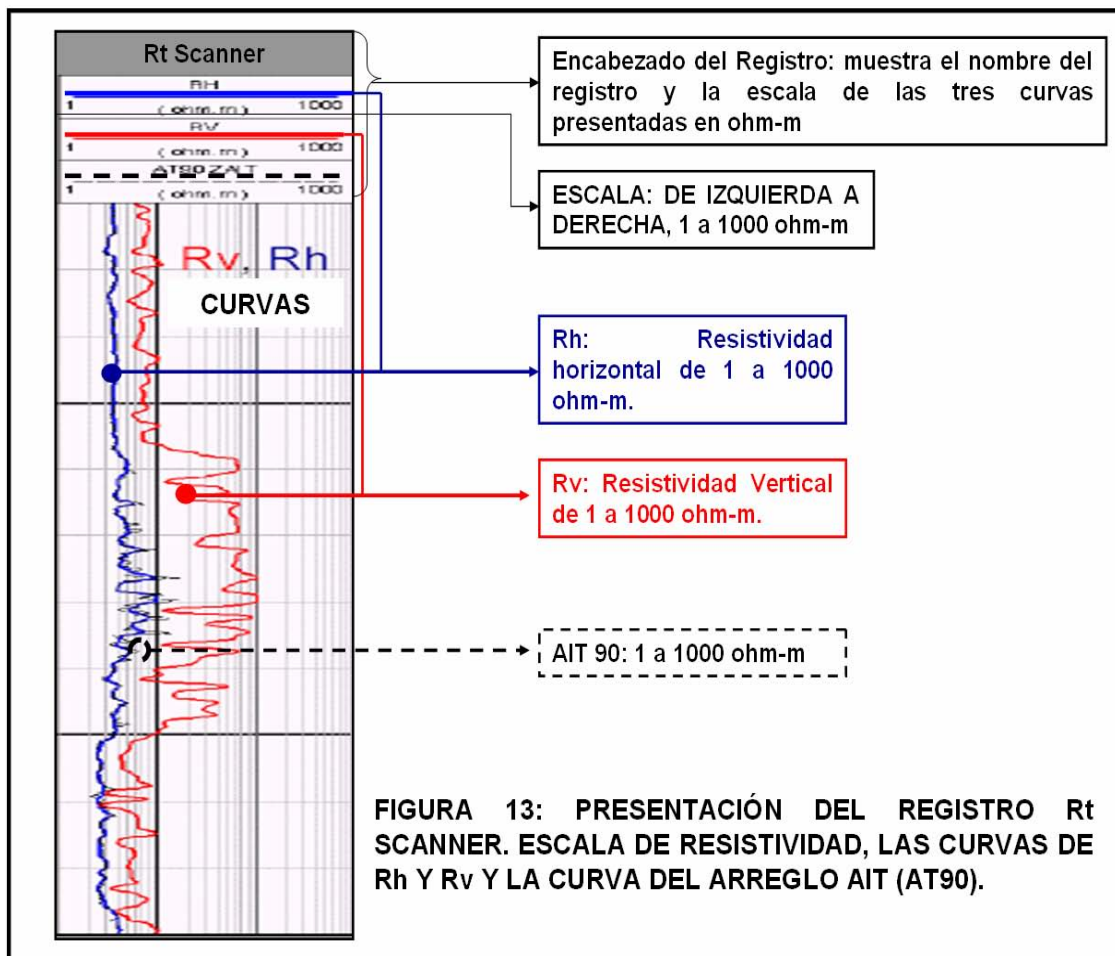
Las especificaciones técnicas de la herramienta Rt Scanner se escriben a continuación:

Información Producida	Rh, Rv, AIT Array, SP, echado y azimut
Máxima velocidad de registro	1,097 m/h (3600 ft/h)
Combinación	Platform Express y la mayoría de los servicios para agujeros descubiertos
Máxima temperatura	150 °C (302 °F)
Máxima Presión	1405.4 Kg/cm ² (20,000 psi)
Diámetro exterior	9.84 cm (3.875 in)
Longitud	5.97 m (19.6 ft)
Peso	183 Kg (404 Lbm)
Máxima tensión	11,205 N (25,000 Lbf)
Máxima compresión	26,689 N (6,000 Lbf)

PRESENTACIÓN DEL REGISTRO.

La presentación del registro Rt Scanner se muestra en la Fig. 13. Se presenta el carril de la resistividad medida por la herramienta aunque puede incluir un carril de la curva SP. En el encabezado del registro se muestra el nombre de la herramienta, la escala de resistividades (1 a 1000 ohm-m) y el nombre de las tres curvas que se registran. Las curvas de Rh, Rv y generalmente se presenta una curva de una herramienta de arreglo inductivo del tipo AIT (curva AT90) que es de investigación profunda, la gráfica es logarítmica y tiene tres ciclos.

Esta herramienta es combinada con otras herramientas para una mejor interpretación cualitativa y cuantitativa. (Rayos Gamma, Densidad-Neutrón, FMI, Platform Express). Cabe mencionar que no se está incluyendo el carril donde se presentan los echados y azimut de la formación, ya que se hizo énfasis en lo fuerte de la herramienta, que es el cálculo de las curvas de resistividades Rh y Rv para una mejor estimación de las saturaciones de agua e hidrocarburo. En la Sección III.3 (ejemplos de Rt Scanner) se presentará esta parte de la herramienta que cobra mucha importancia para conocer la orientación de la formación.



APLICACIONES DEL REGISTRO.^(4,9)

La evaluación petrofísica de formaciones laminadas presenta una serie de dificultades y desafíos que a veces no se pueden resolver con un perfil de registros convencionales. Las herramientas de inducción triaxiales, como el Rt Scanner, permiten identificar y medir la anisotropía de resistividad, característica de las formaciones laminadas, y aprovechar esta propiedad para hacer un cómputo más realista del volumen de hidrocarburos. También estas herramientas miden un echado promedio o “echado estructural” que sirve para aplicaciones de caracterización geológica ⁽⁶⁾. Entre otras aplicaciones de la herramienta, se pueden mencionar las siguientes:

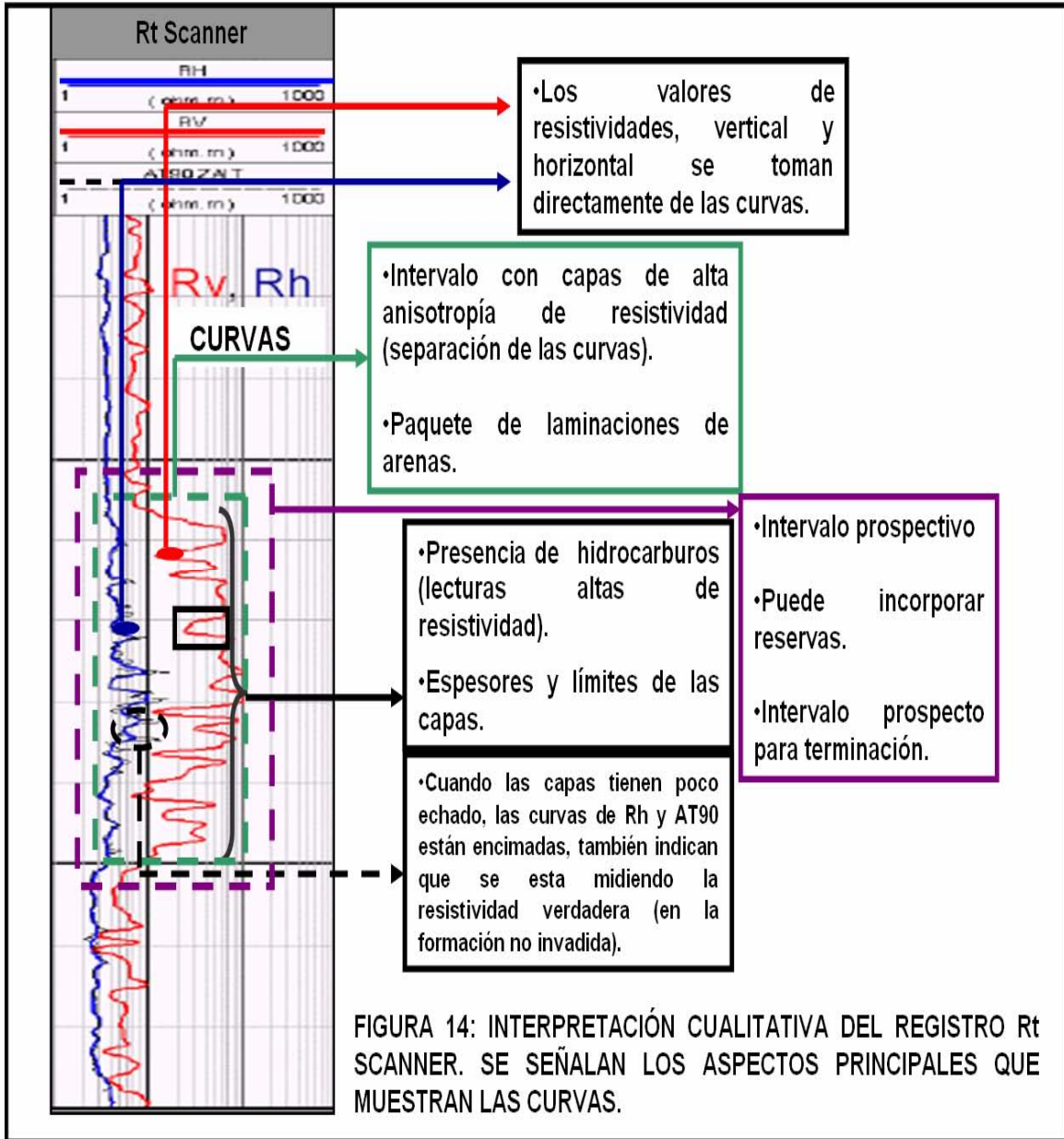
- Determinar la resistividad verdadera R_t . Permite su cómputo por las características de inducción profunda que investiga (zona no invadida), la cual brinda valores de resistividad mejoradas.
- Determinar la saturación de agua, S_w . Mediante las curvas de respuesta R_h y R_v , los valores disponibles permiten realizar un cómputo de la saturación de agua S_w con un modelo petrofísico adecuado.
- Identificar una formación productora de baja resistividad. Esto se observa con la separación de las curvas de R_h y R_v (anisotropía de resistividad) que es característica de una formación de baja resistividad, como las formaciones de baja resistividad y bajo contraste (LRLC).
- Determinar formaciones laminadas. Con la resolución vertical de la herramienta y las deflexiones de las curvas R_h y R_v , se puede identificar si una formación es laminada.
- Realizar un análisis de capas delgadas. Con un modelo petrofísico como el LSA, las laminaciones delgadas se pueden registrar con mayor precisión.
- Obtener un perfil de invasión. Por el arreglo de las bobinas y las profundidades de investigación del tipo de inducción en tres dimensiones, se pueden registrar las zonas de interés de la formación (receptores axiales cortos y multireceptores triaxiales largos).

INTERPRETACIÓN CUALITATIVA DEL REGISTRO R_t SCANNER. ^(4,9)

La interpretación cualitativa se hace directa al observar las curvas de R_h y R_v registradas y que se presentan en la Fig. 14. Como primera interpretación cualitativa, se puede señalar dónde hay alta anisotropía de resistividad, estimando un valor aproximado de la resistividad; por lo que a simple vista, para el intervalo señalado, se puede decir de las curvas del registro que existe:

- Alta anisotropía de resistividad, indicada por la separación de las curvas de R_h y R_v .
- La presencia de laminaciones de arenas con muy poca presencia de arcilla.
- Las curvas de R_h y AT_{90} , confirman que se está registrando la zona no invadida, ya que estas dos curvas que son de inducción profunda, están encimadas; la diferencia que pudiera identificarse entre las dos, sería por la resolución de cada herramienta o por un echado relativo alto, lo cual hace que la inducción convencional (AT_{90}) tenga un poco de sensibilidad a la anisotropía de la formación.
- Presencia de hidrocarburos por la alta resistividad leída en las curvas (con ayuda de un registro de densidad-neutrón o RMN, se puede especificar si hay gas o aceite).
- Se pueden ver cualitativamente los espesores de las capas y los límites de las capas.
- Los intervalos por arriba y por debajo del intervalo ya comentado, aunque son paquetes de arenas resistivas tienen presencia de un porcentaje de arcilla, unos espesores menos que otros, de ahí que la curva presente menos separación entre R_h y R_v y que la anisotropía de resistividad no sea tan representativa como el intervalo ya mencionado.

Los valores requeridos para hacer la interpretación cuantitativa, se toman del intervalo deseado en la capa de interés y se lee el valor de resistividad en el encabezado del registro para usarse en las ecuaciones 15⁽⁴⁾ y 16⁽⁴⁾. Se debe recordar que la resistividad R_v es la que está influenciada por la alta resistividad de las arenas y la resistividad R_h está altamente influenciada por la baja resistividad de las lutitas. En la Fig. 14 se marcan las principales observaciones sobre las curvas mostradas en el registro. La interpretación que se menciona es la básica, aunque puede ser más provechosa si se tiene mayor experiencia en la interpretación de R_t Scanner, es decir, en la experiencia del analista del registro.



INTERPRETACIÓN CUANTITATIVA DEL REGISTRO R_t SCANNER.^(4,9)

Los métodos de interpretación cuantitativa que hacen uso de R_h y R_v para formaciones laminadas, con algunas variantes, siguen 4 pasos básicos:

1. Determinar la porosidad total Φ_T del sistema a partir de registros nucleares o RMN (Resonancia Magnética Nuclear).
2. Con R_h , R_v , Φ_T y asumiendo un valor de R_{shale} , se puede determinar R_{sand} , F_{sand}° y F_{shale}° .
3. Efectuar una evaluación individual de cada componente (computar S_w para arena y para la lutita).
4. Combinar las saturaciones de cada componente en función de su abundancia relativa para calcular la saturación total del sistema y obtener la interpretación de la arena laminada.

Existen algunas variantes a estos modelos. La forma más sencilla emplea un modelo bimodal arena-lutita como se muestra en la Fig. 15. Para comenzar por el caso más simple, consideremos un pozo vertical y una formación de capas planas. Cuando las corrientes de medición resultan paralelas a las capas, como el caso de las corrientes de medición inducidas por las bobinas coaxiales con el pozo de las herramientas de inducción convencionales, las laminaciones de arena y arcilla se comportan como resistores en paralelo. La resistividad medida por estas corrientes paralelas a las laminaciones es sensible a R_h . Intuitivamente se puede ver que la baja resistividad de las lutitas, R_{shale} , “cortocircuitará” la resistividad de las arenas R_{sand} , dominando la resistividad medida del conjunto. Por otro lado, si se inducen corrientes perpendiculares a las laminaciones con una configuración de bobinas como la que tienen las herramientas inductivas triaxiales, las laminaciones de arena y lutitas se comportarán como resistores en serie. En este caso la resistividad medida por estas corrientes perpendiculares a las laminaciones será sensible a R_v . La resistividad más alta del conjunto, R_{sand} , será la que domine el sistema. La Fig. 15 muestra el modelo. Estas relaciones pueden ser descritas por las ecuaciones 15⁽⁴⁾, 16⁽⁴⁾ y 17⁽⁴⁾:

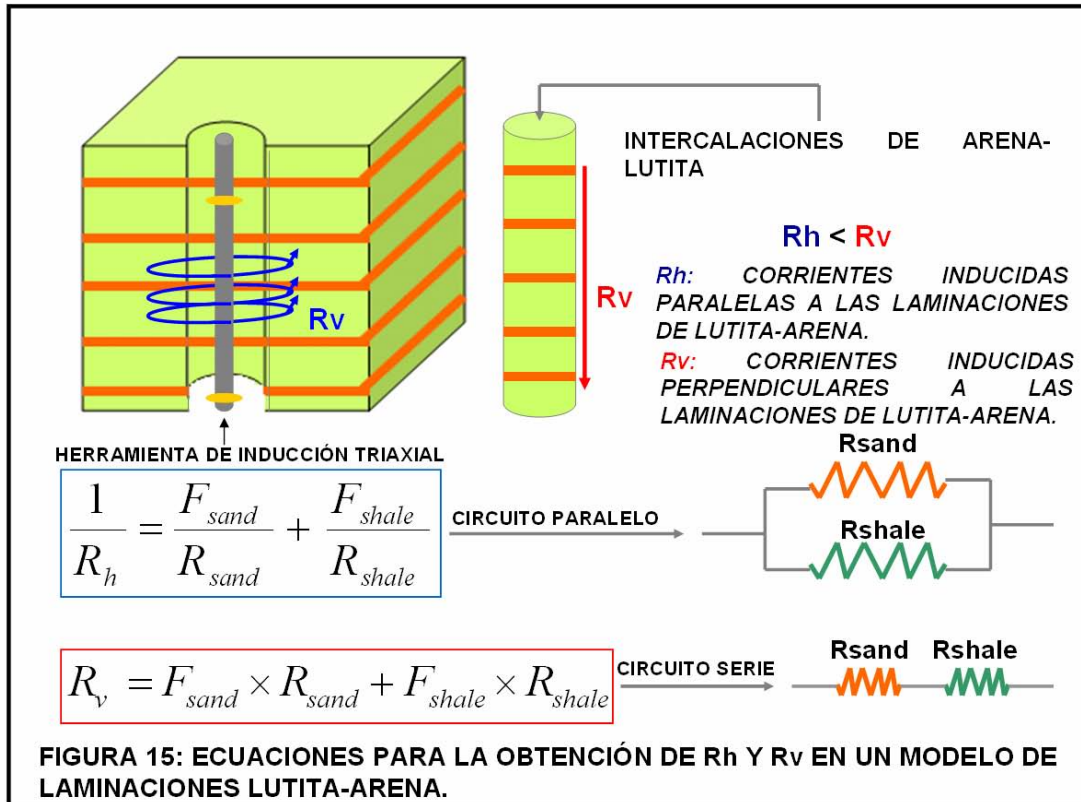
$$\frac{1}{R_h} = \frac{F_{sand}}{R_{sand}} + \frac{F_{shale}}{R_{shale}} \quad (15)$$

^o F_{sand} : Fracción de arena.

^o F_{shale} : Fracción de lutita.

$$R_v = F_{sand} \times R_{sand} + F_{shale} \times R_{shale} \quad (16)$$

$$1 = F_{sand} + F_{shale} \quad (17)$$



Usando el modelo de la Figura 15, si se considera $R_{sand} = 25 \text{ ohm-m}$, $R_{shale} = 1 \text{ ohm-m}$ y fracciones de arena y arcilla $F_{sand} = 65\%$ y $F_{shale} = 35\%$, usando las ecuaciones 16 y 17 es fácil calcular $R_h = 2.7 \text{ ohm-m}$ y $R_v = 16.6 \text{ ohm-m}$. Es evidente que si se utiliza una herramienta de inducción convencional, que mide solo R_h , y con ese valor de resistividad se computa la saturación de agua, la misma será muy elevada, subestimando el volumen real de hidrocarburos.

Considerando las ecuaciones 15, 16 y 17, se observa que conforman un sistema indeterminado, ya que son tres ecuaciones con cuatro incógnitas (R_{sand} , R_{shale} , F_{sand} y F_{shale}). Una forma de resolver esto es asumir un valor para la resistividad de la lutita, R_{shale} , considerando que la lutita en las intercalaciones tiene propiedades similares a las lutitas masivas adyacentes por encima y/o debajo de la arena laminada. El valor de R_{shale} se lee entonces directamente en la curva de resistividad convencional en las lutitas adyacentes a la arena. Una vez elegido el valor de R_{shale} , de las ecuaciones 15, 16 y 17 se puede despejar y

computar los valores de R_{sand} , F_{sand} y F_{shale} . Asumiendo ahora un valor de porosidad en las arcillas $\Phi_{T\ shale}$, estimado de la porosidad medida por los registros (densidad-neutrón, RMN) en las lutitas masivas adyacentes, se puede computar la porosidad en las arenas con la ecuación 18⁽⁴⁾:

$$\Phi_{T\ sand} = \frac{\Phi_T - F_{shale} \times \Phi_{T\ shale}}{1 - F_{shale}} \quad (18)$$

Considerando que la fracción de arena es limpia, con Archie se puede calcular entonces la saturación y volúmenes de agua e hidrocarburos en las arenas con la ecuación 19⁽⁴⁾ y 20⁽⁴⁾:

$$V_{water\ sand} = \Phi_{T\ sand} \times \left[\frac{R_w}{\Phi_{T\ sand}^m \times R_{sand}} \right]^{\frac{1}{n}} \quad (19)$$

$$V_{hc\ sand} = 1 - V_{wat\ sand} \quad (20)$$

Este simple modelo asume que las arcillas no tienen hidrocarburos. De esto resulta inmediatamente que el volumen total de agua, hidrocarburos y saturación de agua total en las arenas laminadas se calculan con las ecuaciones 21⁽⁴⁾, 22⁽⁴⁾ y 23⁽⁴⁾:

$$V_{wat} = V_{wat\ sand} \times F_{sand} + \Phi_{T\ shale} \times F_{shale} \quad (21)$$

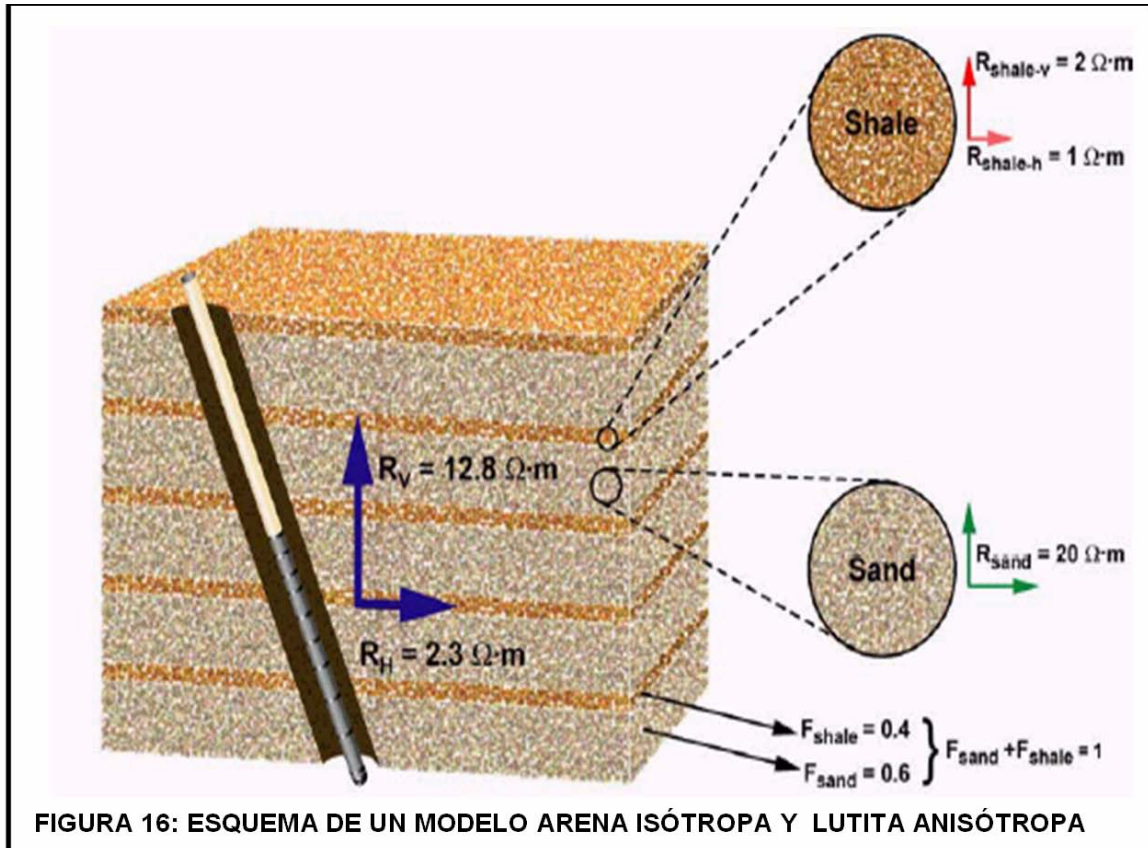
$$V_{hc} = V_{hc\ sand} \quad (22)$$

$$S_{WT} = \frac{V_{wat}}{\Phi_T} \quad (23)$$

Existe otra variante de este modelo que considera que las lutitas son intrínsecamente anisótropas (Modelos usados en Chicontepec), Fig. 16. Este efecto es conocido y ha sido reportado desde hace varios años, siendo típico encontrar valores de anisotropía en arcillas que oscilen entre 1 y 5 (o más), dependiendo del grado de compactación. En este caso, en vez de tener un único valor de resistividad para lutita se utilizan dos: $R_{shale-h}$ y $R_{shale-v}$, lo que agrega más incógnitas al problema a resolver. Con el modelo de la Fig. 15 las ecuaciones 15 y 16 se transforman en las ecuaciones 24⁽⁹⁾ y 25⁽⁹⁾:

$$\frac{1}{R_h} = \frac{F_{sand}}{R_{sand}} + \frac{F_{shale}}{R_{shale-h}} \quad (24)$$

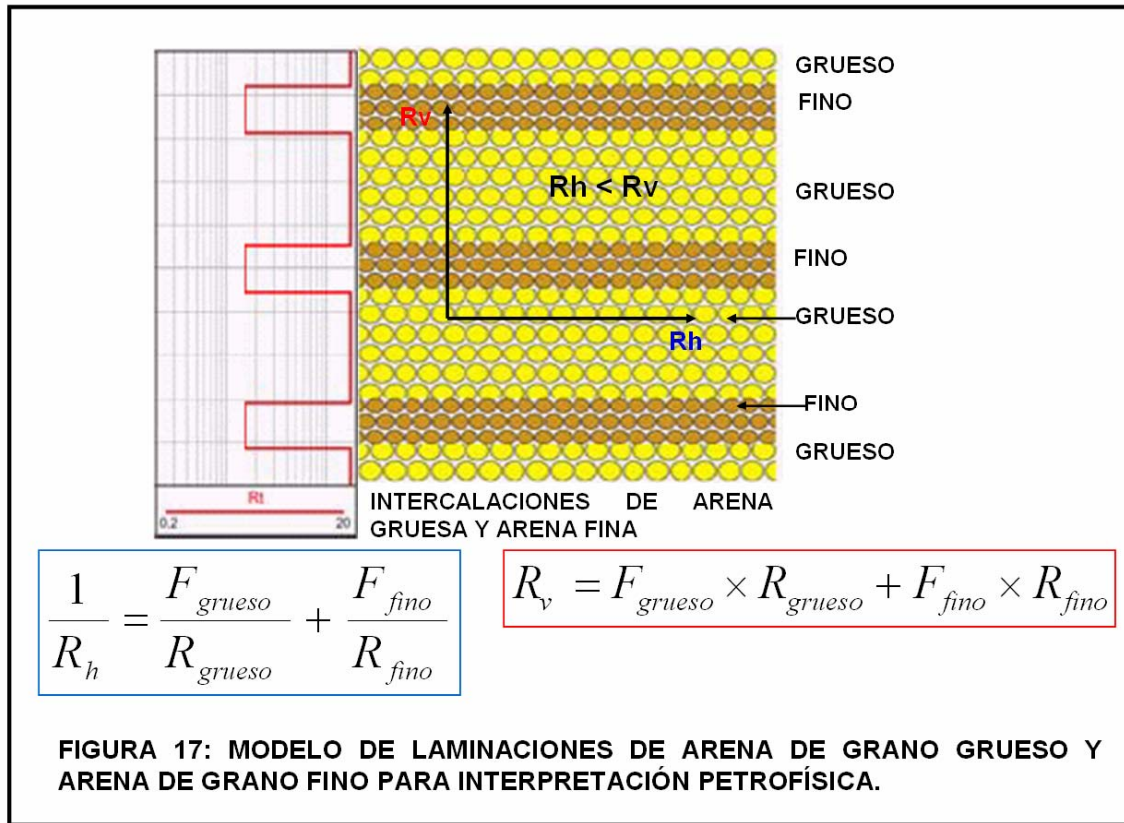
$$R_v = F_{sand} \times R_{sand} + F_{shale} \times R_{shale-v} \quad (25)$$



Una buena estimación de la relación $R_{shale-v}/R_{shale-h}$ se puede obtener observando R_h y R_v medidas por la inducción triaxial en lutitas adyacentes a la arena laminada. Los estudios realizados han determinado que ignorar la anisotropía de las arcillas puede llevar a sobreestimar el volumen de hidrocarburos, especialmente en zonas donde la fracción de arena es baja: $F_{sand} < 0.3-0.4$; y la anisotropía es moderada: R_v/R_h entre 3 y 5. Estos modelos avanzados pueden considerar la distribución de las arcillas para determinar la fracción de arcilla dispersa (en los granos de arena o llenando el espacio poral) y laminada (estratos intercalados), y tener en cuenta su efecto en la porosidad y resistividad de la fracción de arena.

Otros modelos alternativos al de arena-lutita consideran formaciones anisótropas compuestas por laminaciones de grano grueso intercaladas con estratos de grano fino, como se muestra en la Fig. 17. Las laminaciones de grano grueso, si están

saturadas con hidrocarburos tendrán una resistividad comparativamente más alta que las de grano fino, que contienen un mayor volumen de agua irreducible y agua de arcillas, generando de esta forma un efecto de anisotropía en la resistividad.



De forma análoga al modelo arena-lutita se pueden escribir las ecuaciones 26⁽⁹⁾, 27⁽⁹⁾ y 28⁽⁹⁾ que describan el comportamiento de Rh y Rv:

$$\frac{1}{R_h} = \frac{F_{grueso}}{R_{grueso}} + \frac{F_{fino}}{R_{fino}} \quad (26)$$

$$R_v = F_{grueso} \times R_{grueso} + F_{fino} \times R_{fino} \quad (27)$$

$$1 = F_{grueso} + F_{fino} \quad (28)$$

En este caso, en vez de asumir un valor de resistividad para alguno de los componentes del modelo, se estima la fracción de finos, usualmente con herramientas de RMN (Resonancia Magnética Nuclear) considerando la porosidad para T2 (tiempo de relajación transversal) menores que 10 ms (curva CBF3 en el CMR)⁽⁹⁾, normalizada por la porosidad total con la ecuación 29⁽⁹⁾:

$$F_{fino} = \frac{CBF\ 3}{TCMR} = \frac{\Phi_{NMR\ para\ T < 10\ ms}}{\Phi_T} \quad (29)$$

Alternativamente, si no hay herramientas de resonancia magnética F_{fino} se puede estimar a partir de curvas convencionales de un análisis petrofísico con la ecuación 30⁽⁹⁾:

$$F_{fino} = \frac{V_{cl} - \Phi_T \times S_{xbw}}{1 - \Phi_T} \quad (30)$$

Este modelo grueso-fino, a diferencia del de arena-lutita, calcula una saturación de hidrocarburos distinta de cero en la fracción de finos utilizando la ecuación del modelo de Doble Agua* o Waxman-Smits*. Las ecuaciones para estimar $R_{fino}^{(9)}$, $R_{grueso}^{(9)}$, y la $S_{wt}^{(9)}$ final son bastante más complejas que el modelo arena-lutita.

El modelo asume que la porosidad total y la saturación de agua ligada a la arcilla S_{wb} , son las mismas en la fracción de finos y la fracción de gruesos. Esto puede darse en ambientes someros y poco consolidados (ejemplo: aguas profundas en Golfo de México), pero no ser cierto en otras condiciones, como el caso de Chicontepec, donde puede haber variaciones de porosidad por cementación de la matriz.

El volumen total de agua y saturación total de agua se computan con las ecuaciones 31⁽⁹⁾ y 32⁽⁹⁾:

$$V_{wat} = V_{wat\ grueso} \times F_{grueso} + V_{wat\ fino} \times F_{fino} \quad (31)$$

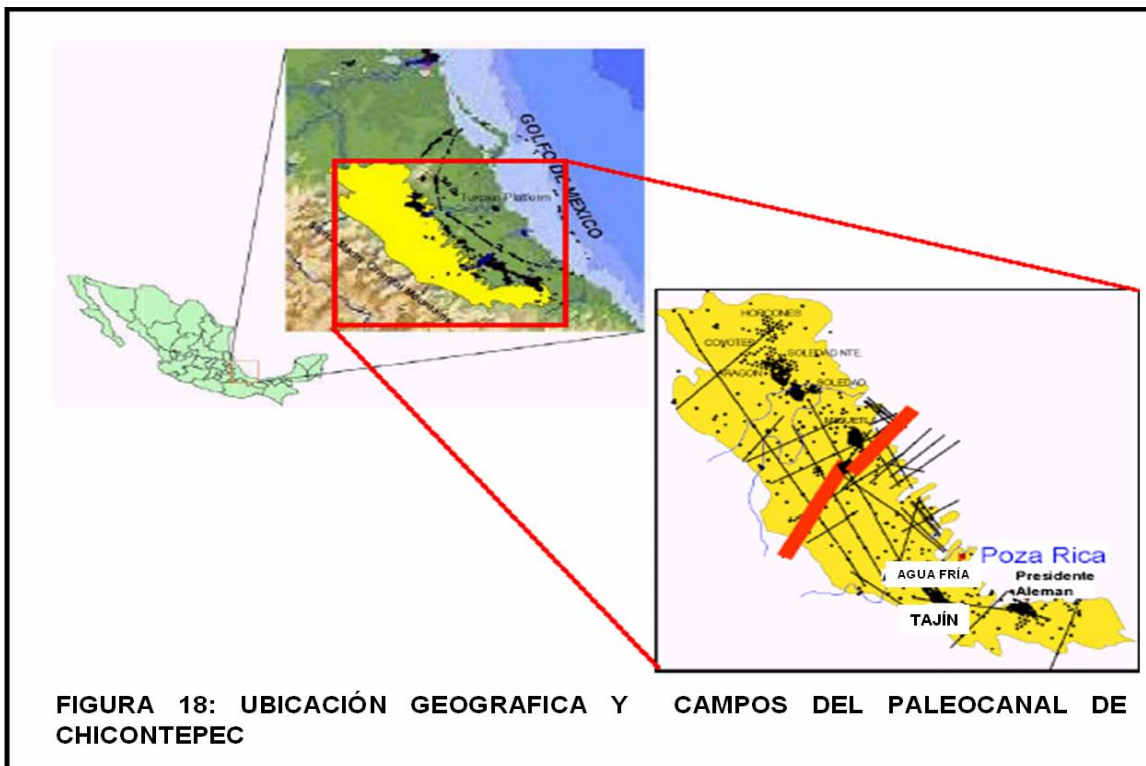
$$S_{WT} = \frac{V_{wat}}{\Phi_T} \quad (32)$$

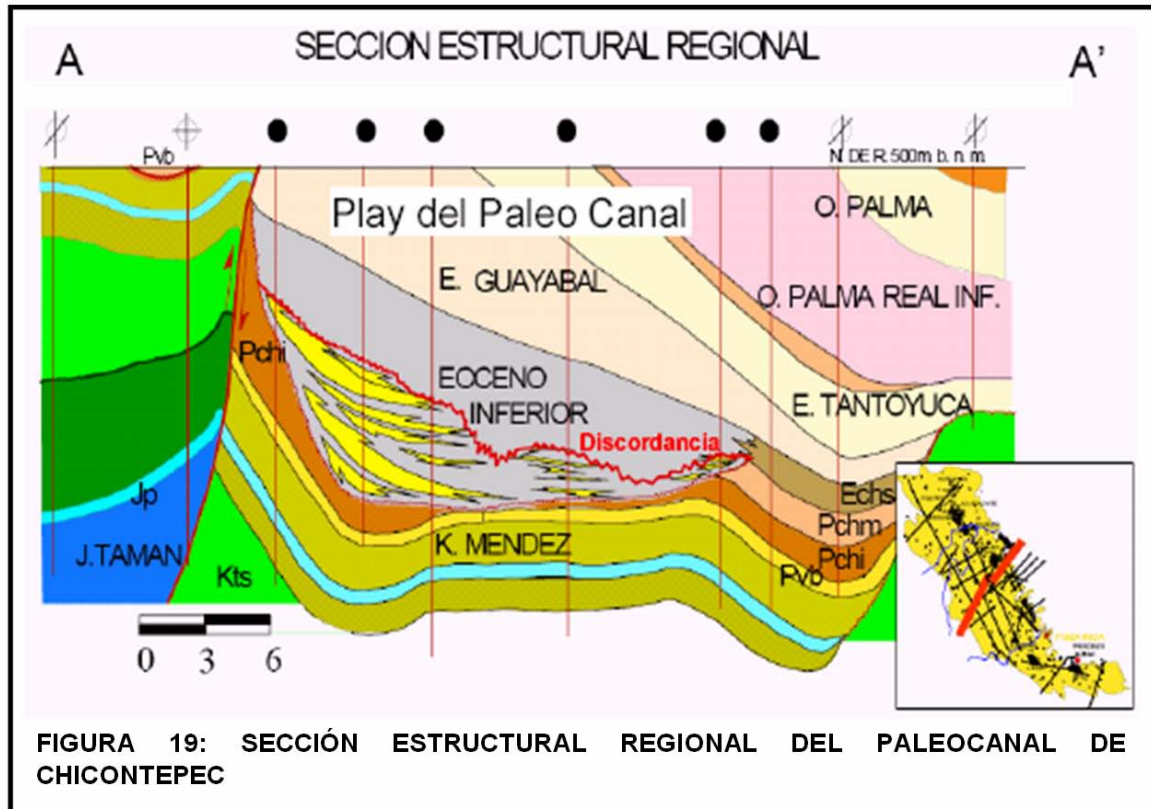
* Apéndice B.

III.3 EJEMPLOS DE APLICACIÓN DEL REGISTRO GEOFÍSICO R_t SCANNER.

Las arenas de la Formación Chicontepec fueron depositadas desde el Paleoceno hasta el Eoceno Medio en una cuenca elongada paralela y limitada por la Sierra Madre al oeste, como se muestra en la Fig. 18. Al este, la cuenca está limitada por la Plataforma de Tuxpan, que tenía también una elevación topográfica positiva en ese período. El aporte de sedimentos provino principalmente de la Sierra Madre Oriental, resultando en una serie de abanicos submarinos conocido como complejo turbidítico. En la mayor parte de la cuenca los depósitos del Paleoceno se erosionaron durante el Eoceno Temprano. Una significativa discordancia marca el límite correspondiente a esta erosión, y delimita a lo que se conoce como el Paleocanal de Chicontepec, Fig. 29. Los yacimientos se presentan en secuencias de depositación agregándose hasta tener 200 metros de espesor, comprendiendo múltiples capas de areniscas intercaladas con lutitas, con laminaciones que varían de 5 centímetros (o menos) hasta 10 metros.

Las secuencias de menores espesores tienen una extensión lateral limitada, lo que dificulta la correlación entre pozos. Las arenas agregadas con mayores espesores impregnadas con aceite, tienen suficiente contraste en sus propiedades con las lutitas adyacentes, lo que permite identificarlas fácilmente en los registros eléctricos. Sin embargo, los cuerpos arenosos más delgados y con mayor contenido de arcilla tienen menos contraste y es más difícil identificarlos y evaluar su potencial productor con registros convencionales.





La calidad de las arenas es variable en cada pozo debido a la diversidad de la mineralogía y a los importantes procesos diagenéticos que ha experimentado. Las arenas son ricas en fragmentos de rocas carbonatadas, lo que favoreció a la precipitación de cemento de calcita afectando negativamente la porosidad y permeabilidad. El contenido de carbonatos conforma en promedio 40% del volumen total. Algunas de las arenas pueden tener también fragmentos de rocas volcánicas, que originan un mayor contenido de minerales arcillosos que pueden ser susceptibles a una diagénesis significativa. Los minerales de arcilla más comunes son clorita, esmectita, illita y caolinita. Las arenas tienen entre 2% y 14% de arcilla dispersa. La porosidad de las arenas es muy variable, entre 3% y 20%, al igual que las permeabilidades, que varían globalmente entre 0.01 y 100 mD. La mayor parte de los intervalos productores necesitan ser estimulados con fracturas hidráulicas apuntaladas para producir hidrocarburos en cantidades comerciales.

EJEMPLO 1: APLICACIÓN EN UN POZO DEL CAMPO AGUA FRÍA DEL PALEOCANAL DE CHICONTEPEC. ^(4,9)

El campo Agua Fría está ubicado en la zona centro-sur del Paleocanal de Chicontepec (ver Fig. 18). En el pozo elegido, para probar la nueva herramienta inductiva triaxial, se corrieron los registros habituales de Neutrón, Densidad, Gamma Ray, Arreglo inductivo y Sónico compresional, a los cuales fue agregado también un registro de Resonancia Magnética Nuclear (RMN) para asistir y mejorar la interpretación. En las secciones siguientes se verá cómo las resistividades medidas por la nueva herramienta triaxial se comparan con el arreglo inductivo convencional y cómo usar la nueva información para computar, en forma más precisa, el volumen y distribución de hidrocarburos. También se verá cómo compara la información de echados de la nueva herramienta con los echados derivados de la herramienta de imágenes en un pozo vecino.

a) Resistividad del Arreglo Inductivo convencional (AIT) vs. Inducción Triaxial.

Para tener sensibilidad a la R_v , la nueva herramienta triaxial posee conjuntos de bobinas ortogonales. El espaciamiento de estos conjuntos de bobinas es similar al del Arreglo Inductivo convencional. Por lo tanto, si se toman sólo las señales de las bobinas coaxiales con el eje del pozo y se procesan de forma similar al AIT, se obtendrán, curvas de resistividad equivalentes. La Fig. 20 muestra una comparación de las curvas de resistividad de 2 pies de resolución vertical del arreglo convencional, AIT (carril 2) con las curvas equivalentes de la herramienta triaxial, ZAIT, (carril 3). Se puede observar que las curvas de ambas sondas son prácticamente idénticas. Esto es importante, porque con una sola herramienta es posible tener curvas compatibles con tecnologías anteriores para fines de comparación y correlación, más la nueva información de anisotropía de resistividad y echados.

En el carril 4 se muestran las curvas de resistividad horizontal R_h y vertical R_v , junto con la resistividad convencional profunda de 2 pies de resolución vertical (AT90). Como esta sección del pozo es vertical y las capas tienen poco echado, como es de esperar R_h y AT90 están prácticamente encimadas.

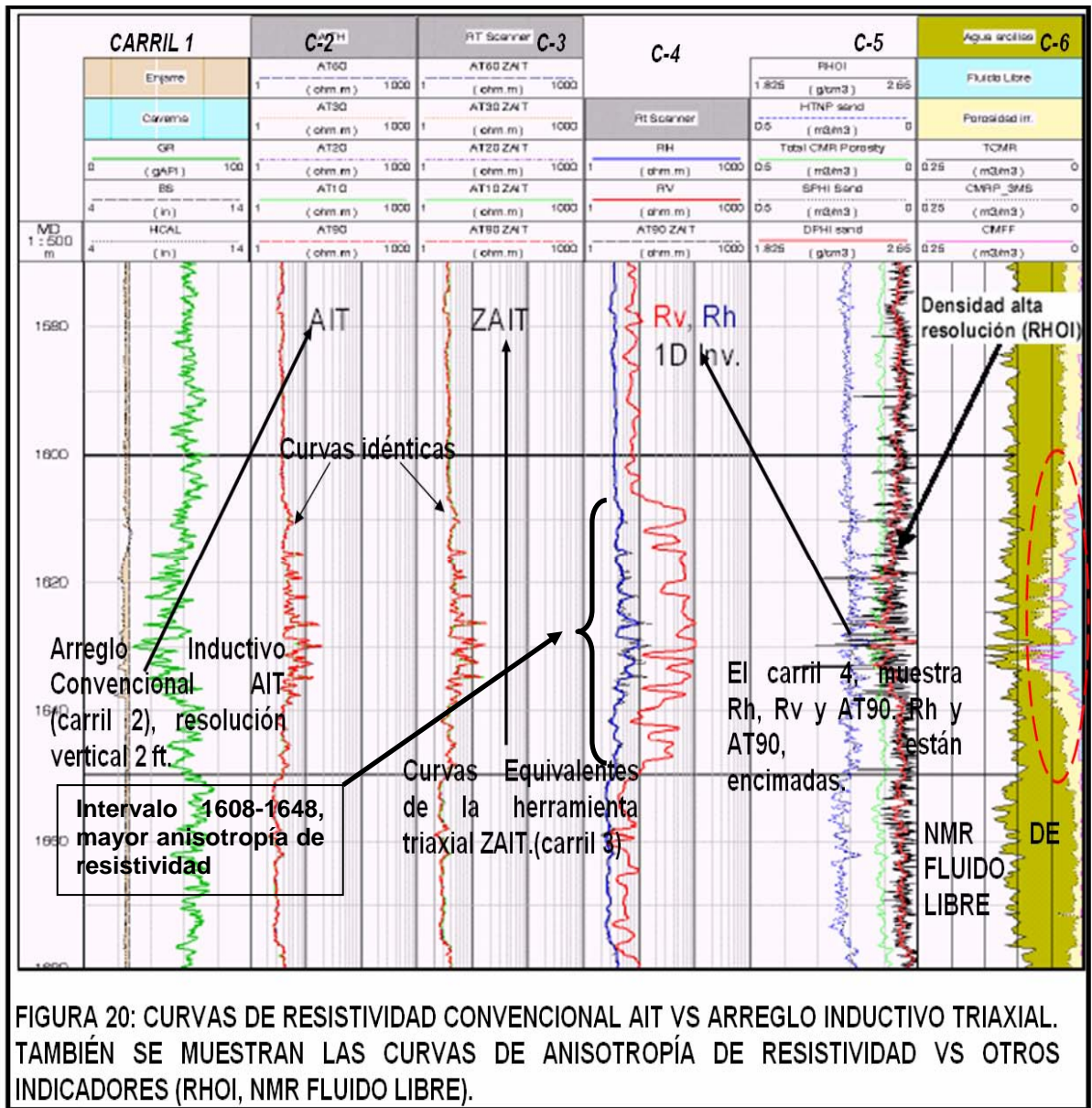


FIGURA 20: CURVAS DE RESISTIVIDAD CONVENCIONAL AIT VS ARREGLO INDUCTIVO TRIAXIAL. TAMBIÉN SE MUESTRAN LAS CURVAS DE ANISOTROPÍA DE RESISTIVIDAD VS OTROS INDICADORES (RHOI, NMR FLUIDO LIBRE).

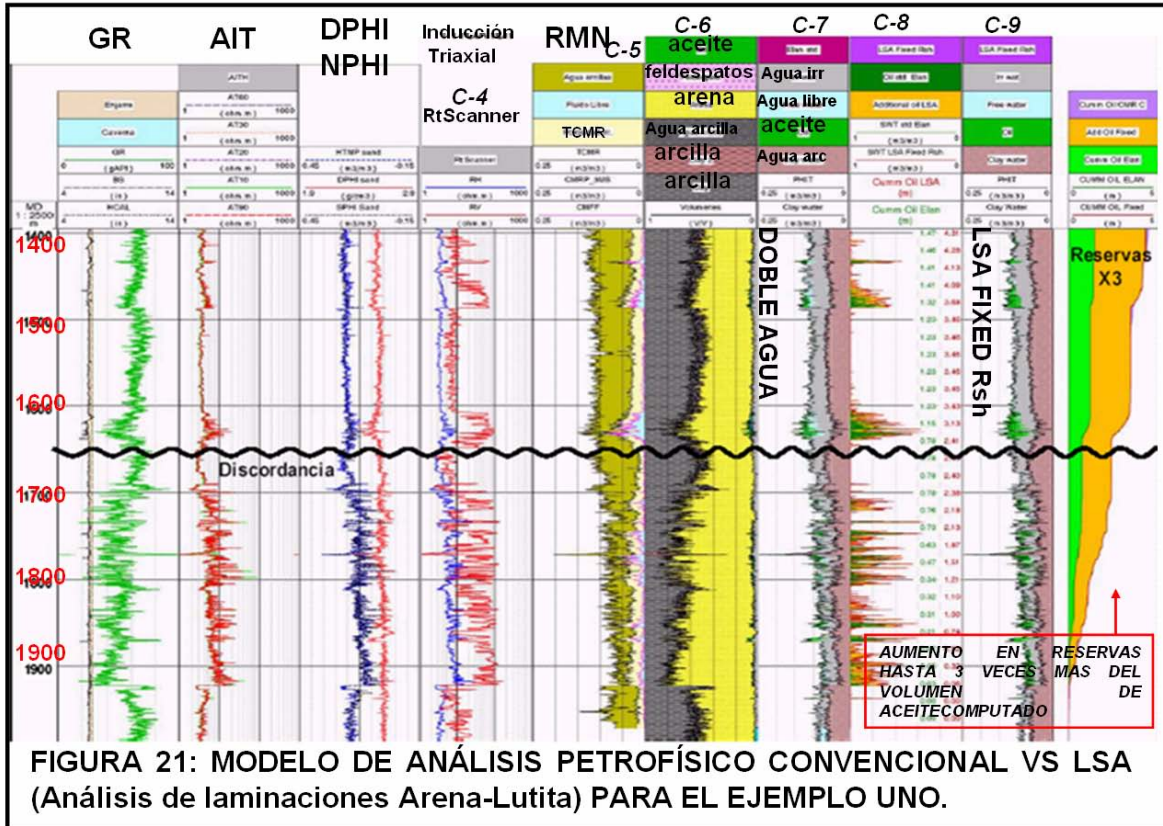
En el intervalo 1608-1648 m, Rh y Rv muestran una mayor separación, indicando mayor anisotropía. Esta zona corresponde a un paquete de arenas laminadas. Esto es muy consistente también con lo que se observa en la curva de densidad de alta resolución (RHOI, 5 cm de resolución vertical) en el carril 5, que se ve más activa en este intervalo por las finas intercalaciones de arena porosa, arcillas y arenas cementadas. También el registro RMN, en el carril 6, muestra un incremento del fluido libre, que da una idea del volumen promedio producible de la secuencia arenosa.

b) Evaluación petrofísica considerando anisotropía.

Los volúmenes de aceite se computaron utilizando técnicas convencionales y las metodologías basadas en la anisotropía de resistividad descritas en secciones anteriores. El intervalo analizado se muestra en la Fig. 21, donde se combinan registros convencionales con los de Inducción Triaxial y RMN y con las evaluaciones petrofísicas. En los mismos, es posible distinguir tres paquetes de arenas:

1. De 1700 a 1930 m. Las arenas son evidentes en todos los registros, aunque aparecen bastante compactas, especialmente de 1810 m hacia abajo, donde el registro RMN muestra muy poco fluido libre. La anisotropía de resistividad indicada por la separación de R_v y R_h es fuerte, así que es posible que una gran parte de la misma se deba a laminaciones de arenas compactas (cementadas con calcita) intercaladas con las arcillas, junto a las arenas porosas impregnadas con aceite.
2. De 1605-1648 m. Estas arenas tienen menor expresión en la resistividad, rayos gamma y porosidades densidad-neutrón comparadas con las del intervalo 1700-1930 m, posiblemente debido a un mayor contenido de arcilla pero son muy claras en los registros de RMN.
3. De 1420-1485 m. Estas son las arenas menos evidentes en los registros convencionales por la pobre deflexión en GR, bajo contraste de resistividad con las lutitas adyacentes y separación importante de las curvas densidad-neutrón. Sin embargo, el registro RMN muestra claramente la presencia de arenas porosas.

Para efectuar la comparación se evaluó el pozo utilizando un modelo Doble Agua con parámetros estándar para la cuenca: salinidad = 35,000 ppm de NaCl (R_w 0.08 ohmm @ 79 °C), $a = 1$, $m = 1.9$ (en arenas limpias) y $n = 2$. La resistividad del agua ligada a las arcillas se tomó $R_{wb_{clay}} = 0.024$ ohm-m. En el carril 7 de la Fig. 21, donde se muestra un análisis de la porosidad y sus fluidos combinando registros RMN con la evaluación de S_w de la ecuación de Doble Agua, se observa que para los paquetes de arenas por encima de la discordancia intermedia aparece bastante agua libre aparente. Esto se debe a que la S_w fue evaluada con AT90, que responde fundamentalmente a R_h , y por lo tanto está muy influenciada por las intercalaciones de baja resistividad de las lutitas dando un cálculo pesimista de saturación de agua.



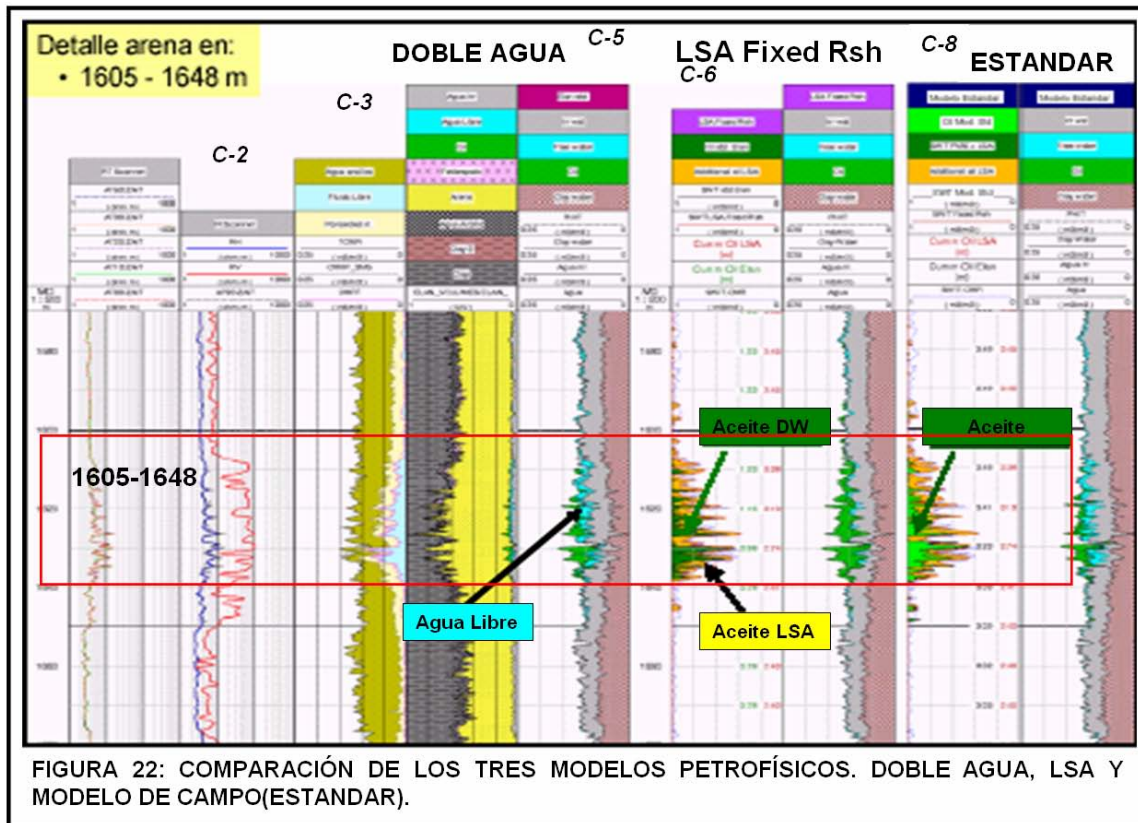
En el carril 9 se muestra el mismo análisis de porosidad, pero el volumen de hidrocarburos fue computado ahora utilizando la metodología de arenas laminadas con un modelo arena-lutita (*LSA Fixed Rshale*). Para los parámetros R_w , a , m y n se emplearon los mismos valores que en la evaluación con el modelo Doble Agua. El valor de R_{shale} se eligió igual a 3.4 ohm-m en función de las lecturas de AT90 y R_h en el paquete lutítico entre 1500 y 1600 m (ver Fig. 21). La porosidad de la lutita se tomó igual a $\Phi_{Tshale} = 0.12$, y se leyó de la porosidad total RMN (curva TCMR) promedio en el mismo intervalo. Lo primero que se ve es que la mayor parte del agua libre es reemplazada por aceite. En el carril 8 se muestran las saturaciones computadas por cada modelo y en forma numérica el volumen poroso impregnado por aceite, integrado entre la base y la cima del intervalo analizado con la ecuación 33⁽⁹⁾:

$$aceite = \int_{z=base}^{z=cima} \Phi_T \times (1 - S_{WT}) dz \quad (33)$$

La integración de la ecuación 33 se efectuó sin aplicar ningún corte por arcillosidad, porosidad o saturación. Para el modelo convencional se obtuvo un volumen de aceite total de 1.47 v/v-m. Con el método LSA arena-lutita se incrementa a 4.31 v/v-m, es decir un aumento del 193% que corresponde a cerca de 3 veces más el volumen del aceite computado. También se probó la variante LSA grueso-fino⁽⁹⁾, que hace uso del registro RMN, obteniéndose resultados muy

similares: volumen poroso impregnado de 4.44 v/v-m, es decir un incremento del 202%.

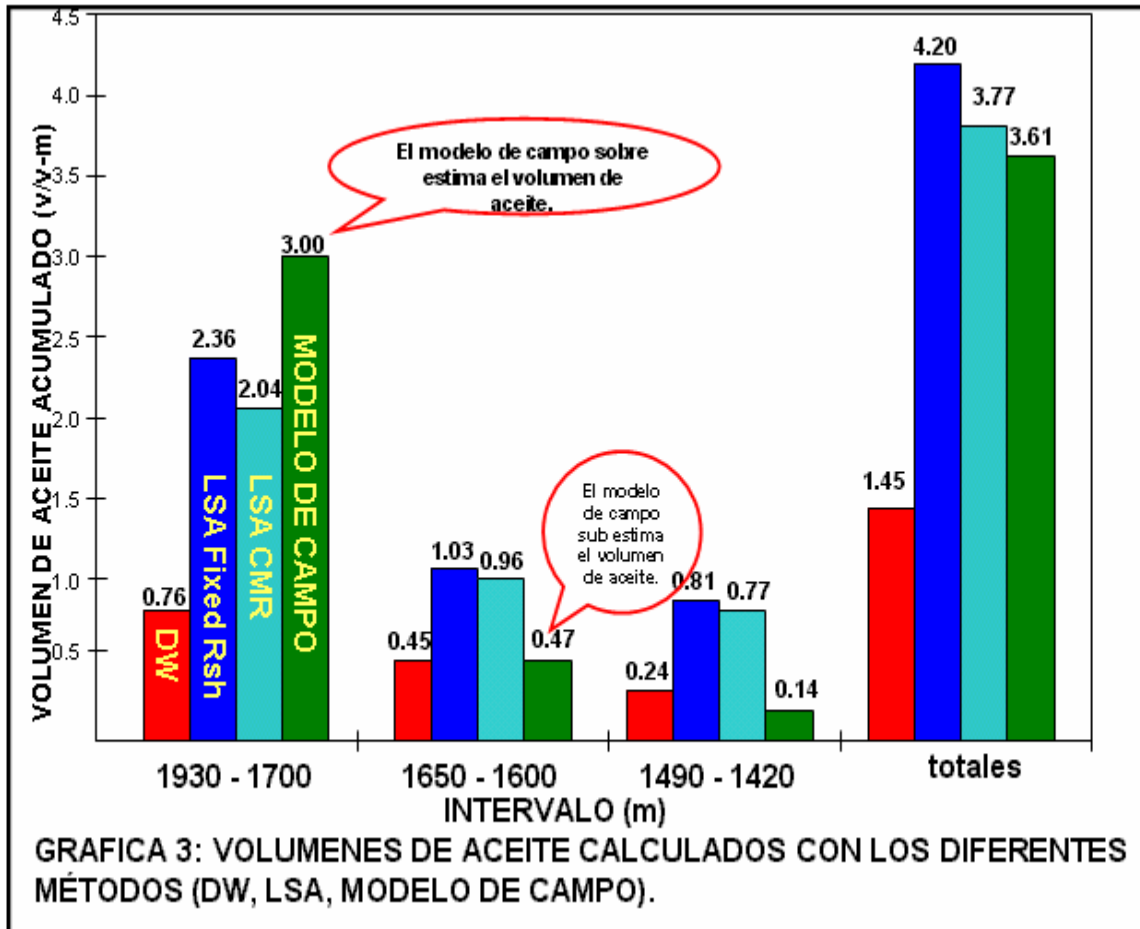
Como parte del estudio, también se comparó con el modelo de evaluación estándar utilizado comúnmente en el campo. Este modelo trata de compensar empíricamente el efecto de las laminaciones sobre la resistividad, modificando los parámetros de la ecuación de saturación del método Indonesia*. El modelo considera también que la porosidad es nula en las lutitas por lo que castiga mucho la porosidad de las arenas laminadas con mayor porcentaje de arcilla, como el paquete superior entre 1420 y 1485 m. En la Fig. 22 se muestra un detalle del paquete de arenas entre 1605 y 1648 m, comparando todos los métodos de evaluación. Aplicando la ecuación 29 a los volúmenes de aceite computados con el modelo estándar se obtuvo un espesor poroso impregnado de 3.61 v/v-m para todo el intervalo analizado, es decir la diferencia es de aproximadamente el 16% respecto al modelo de laminaciones arena-lutita. Sin embargo el aspecto más notable es la diferencia de cómo están distribuidos esos volúmenes.



Esto es justamente lo que se ilustra en la Gráfica 3, donde se ve que el modelo estándar tiende a sobreestimar el volumen de aceite en las arenas basales*, por debajo de la discordancia comparada con los métodos de anisotropía, y tiende a

* Apéndice B.
* Apéndice A.

subestimarlos por encima de la misma, haciendo que el potencial productor de las mismas sea subvaluado. El modelo Doble Agua con parámetros estándar es siempre pesimista.



El Cuadro 2 muestra una comparación de los resultados obtenidos con los diferentes métodos, tanto para el volumen acumulado de aceite, como para los espesores netos computados aplicando valores de corte (cutoffs). Para computar el espesor de Net Pay* y Volumen de aceite en el net pay ($\Phi \cdot S_o \cdot H$) se aplicaron cutoffs de arcillosidad ($VCL < 50\%$), porosidad ($\Phi > 6\%$) y saturación ($S_w < 75\%$). El volumen acumulado de aceite está integrado para el intervalo analizado sin aplicar cutoffs.

* Apéndice A.

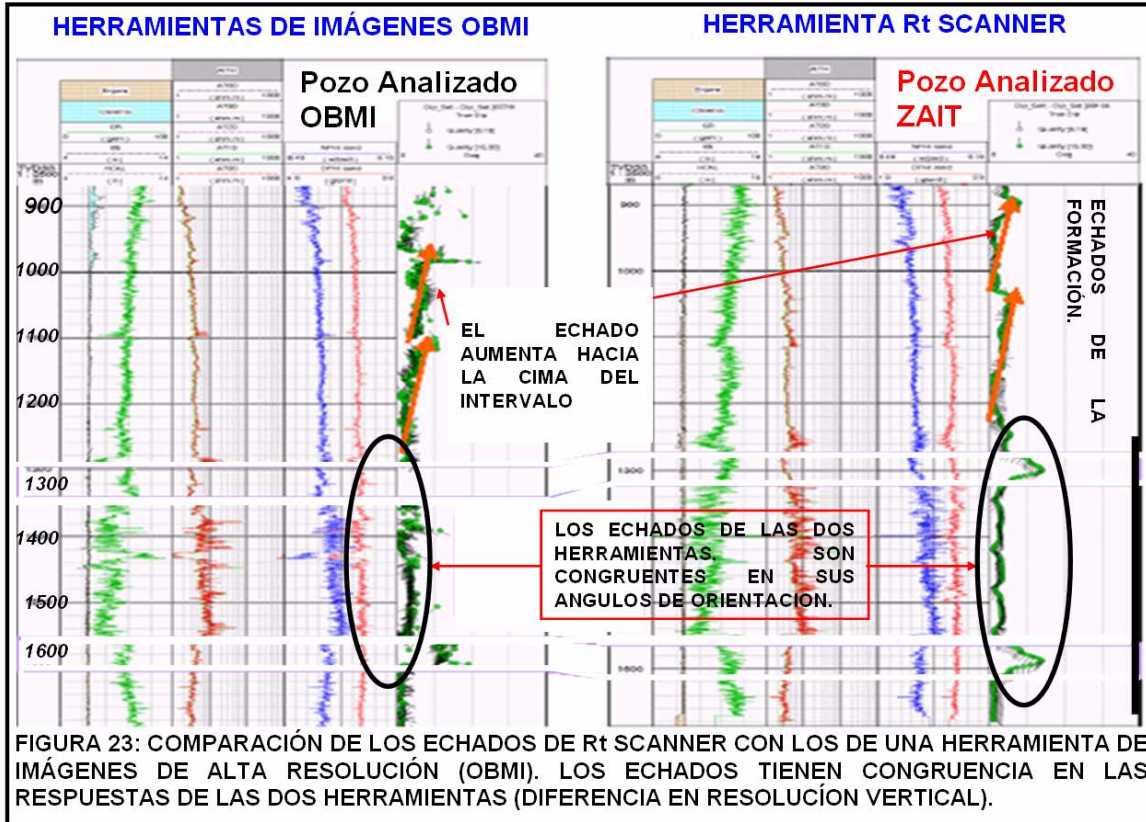
	Unidad	Doble Agua	LSA Arena-lutita	LSA Grueso-Fino	Modelo Estándar
Cima	m	1395	1395	1395	1395
Base	m	1970	1970	1970	1970
Espesor	m	575	575	575	575
Volumen de Aceite Acumulado	v/v-m	1.47	4.31	4.44	3.61
Net Pay	m	24.4	63.8	48.95	24.1
Phi*So*H	v/v-m	0.866	2.417	1.421	0.865

CUADRO 2: COMPARACIÓN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS CON LOS DIFERENTES METODOS, TANTO PARA EL VOLUMEN ACUMULADO DE ACEITE, COMO PARA LOS ESPESORES NETOS COMPUTADOS APLICANDO VALORES DE CORTE.

c) Análisis de echados obtenidos de la herramienta triaxial.

En la Fig. 23 se muestran los echados computados con la herramienta de inducción triaxial, comparados con los echados computados con una herramienta de imágenes para lodo base aceite (OBMI) ⁽¹⁾ en un pozo cercano (a 600m). Los pozos en la sección están graficados en profundidad vertical por debajo del nivel del mar (TVDSS). Si bien los echados de la inducción triaxial no tienen la misma resolución vertical que las imágenes, siguen la misma tendencia, y son lo suficientemente buenos como para identificar los principales rasgos estructurales y aún detectar discordancias angulares*, que se ven como zonas donde el echado se incrementa abruptamente cerca de 1300 y 1600 m. Esto facilita la interpretación estratigráfica especialmente en el área donde estos pozos están ubicados en la cual no hay cubo sísmico. Los echados estructurales permiten definir el marco estratigráfico global, que no es siempre fácil definir en estas secuencias turbidíticas, donde los eventos de depositación fueron erosionados por secuencias posteriores y resultan en secuencias incompletas.

* Apéndice A.

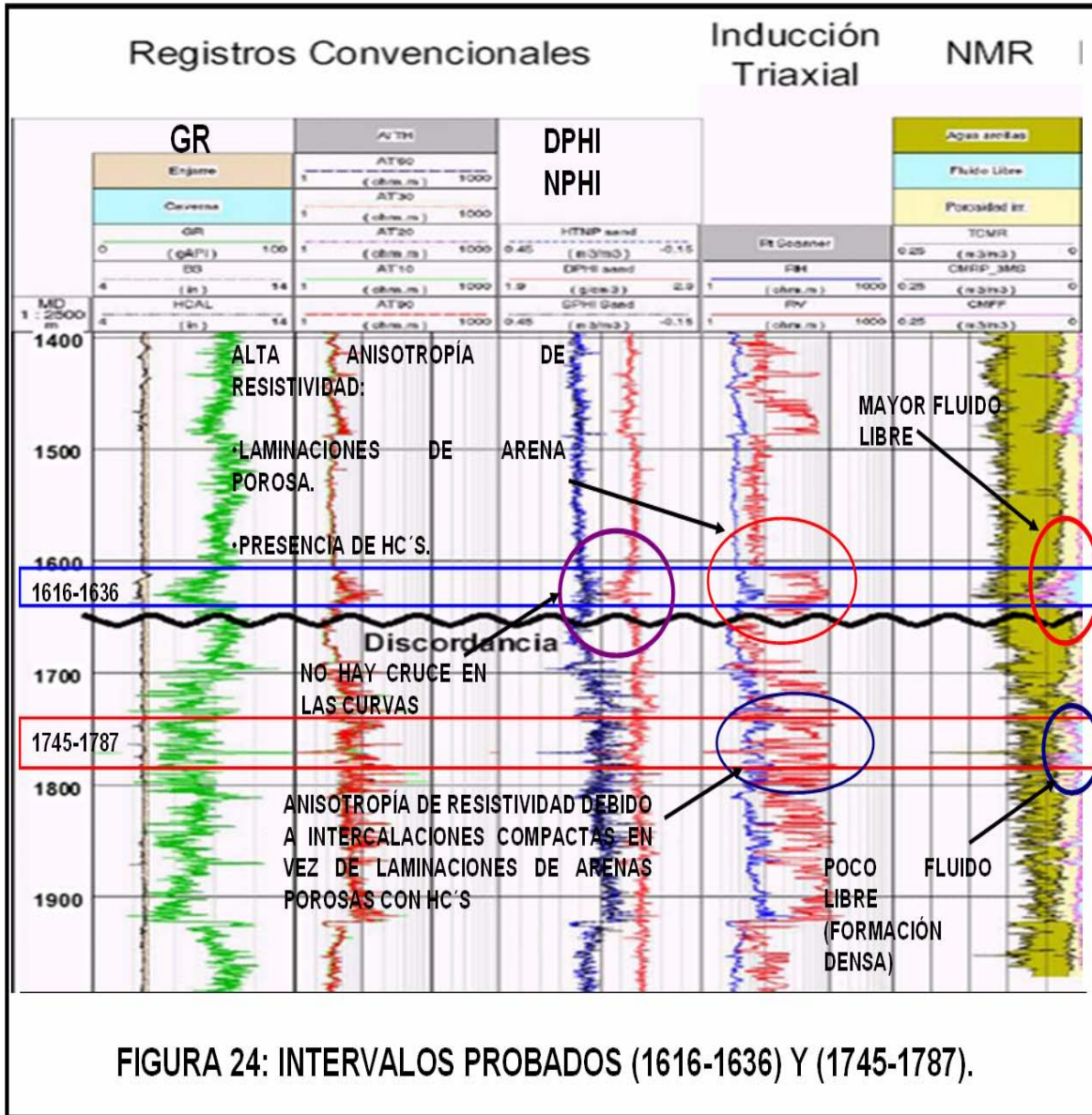


d) Resultados de las Pruebas en el Pozo.

Los intervalos probados fueron dos:

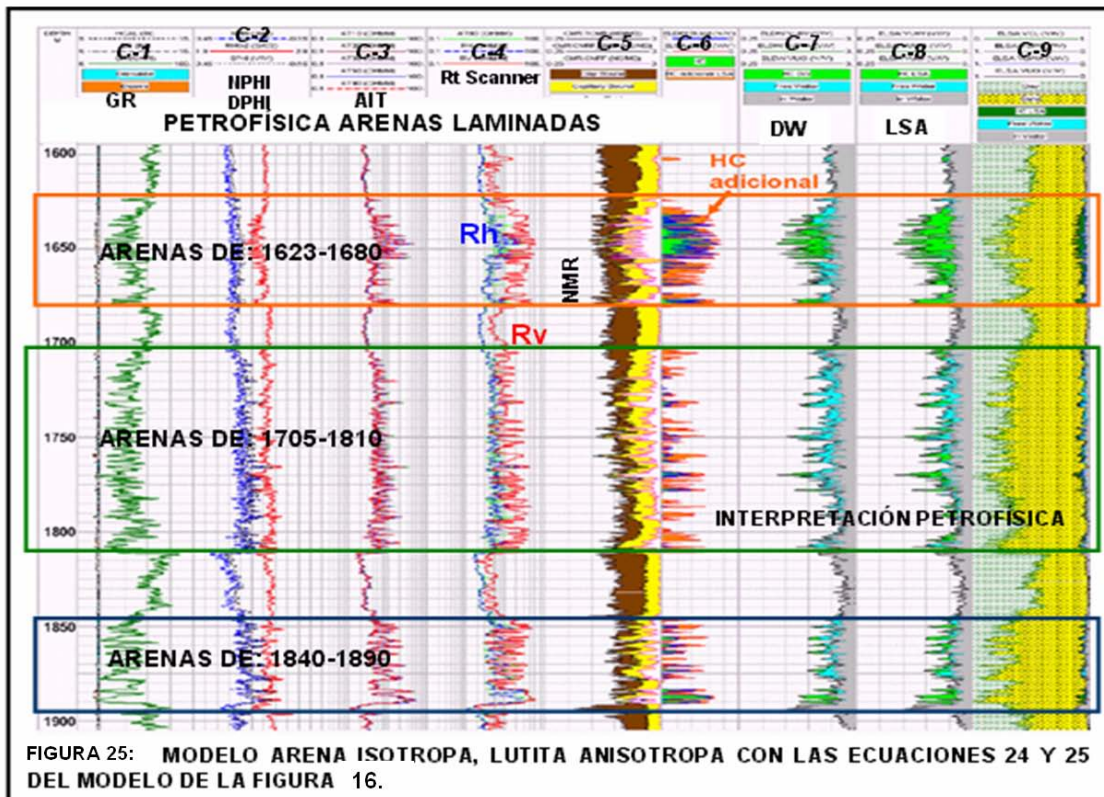
- 1745-1787 m: Luego de disparar y realizar una fractura hidráulica, el pozo se entrega con bajo gasto de aceite, 65 bbl/d (con fractura). Como no tiene presión para conectarse directamente a la línea, el intervalo se abandona. La permeabilidad NMR promedio de esta sección es de solo 0.046 mD, por lo que el resultado no es realmente una sorpresa. Igualmente el NMR mostraba que la sección era muy densa, con poco fluido libre (Fig. 24), y probablemente gran parte de la anisotropía de resistividad se deba a intercalaciones compactas en vez de laminaciones de arena porosa impregnada con hidrocarburos.
- 1616-1636 m: De acuerdo a la resonancia magnética este intervalo tenía mejores características petrofísicas (mayor fluido libre, $K_{NMR} = 0.356$ mD) y produjo solo hidrocarburo, consistente con el modelo de arenas laminadas y la inducción triaxial: 4 mmscf/d gas y 38 bbl/d hidrocarburo líquido. Si bien resultó un poco sorprendente encontrar gas, no se produce agua, como lo mostraban el modelo doble agua computado con las curvas convencionales de resistividad. El análisis de anisotropía puede indicar la presencia de hidrocarburos (Fig. 24), pero no su tipo. En el caso del intervalo 1616-1636 m, el gas tampoco era obvio de los otros registros (no hay cruce Densidad-

Neutrón ni Densidad-NMR) probablemente por su elevada arcillosidad promedio. Una alternativa hubiera sido bajar un probador de formaciones con análisis de fluidos o muestras.



EJEMPLO 2: APLICACIÓN EN UN POZO DEL CAMPO TAJÍN DEL PALEOCANAL DE CHICONTEPEC. ^(4,9)

En este pozo sólo se bajó la herramienta Rt Scanner. En el mismo pozo se bajó un CMR (resonancia)⁽¹⁾ y OBMI⁽¹⁾ (imágenes en lodo base aceite). En las 3 primeras pistas de la Fig. 25 se ven las curvas convencionales. En la pista 4 se grafica Rh, Rv junto con AT90 y en la 5 los registros de RMN⁽¹⁾. De la pista 6 a la 9 se presenta la interpretación petrofísica. En particular, en las pistas 7 y 8 se muestra el análisis de fluidos para la evaluación convencional con el modelo doble agua (DW) y el modelo de arenas laminadas anisótropas (LSA).



En este ejemplo, se ve otro caso donde el modelo estándar o “modelo Chicontepec” estima aceite en todos los intervalos arenosos. El modelo LSA computado con Rh y Rv del Rt Scanner determina más aceite que el modelo Chicontepec en la arena de arriba del paquete (1623-1680m), pero mucho menos en los paquetes inferiores (1703-1812 m, 1845-1883 m), que están invadidos de agua. En este caso, con la sola evaluación LSA ya se ve un fuerte contraste de saturación entre las arenas con hidrocarburos y las arenas invadidas.

Este pozo se terminó en el intervalo superior (1627-1657 m) quedando productor con gasto inicial de 1000 bbl/d sin corte de agua. La zona de abajo (1705-1810 m) se correlacionó con arenas productoras de agua en otros pozos.

En este ejemplo en particular, se empleó el modelo arena-isótropa, lutita-anisótropa de las ecuaciones 24 y 25, Fig. 16. Se identifican tres grupos de arenas:

- Arenas 1623-1680 m. Según el modelo DW estas arenas muestran bastante hidrocarburo, pero también al integrar la información del NMR se ve bastante agua libre. Por otro lado la evaluación LSA, que hace uso de R_h y R_v , muestra que aparentemente toda el agua sería ligada, y que la saturación de aceite sería considerablemente mayor al modelo DW, especialmente en la base y cima de la arena. En la Fig. 26 se muestra una ampliación de estas arenas, que fueron disparadas en el intervalo 1632-1655 m. Luego del disparo se realizó una fractura hidráulica, esto logró comunicar todo el cuerpo, y en forma muy acorde a lo pronosticado con el LSA, que “llenó” todo el volumen de fluido libre del RMN con aceite.

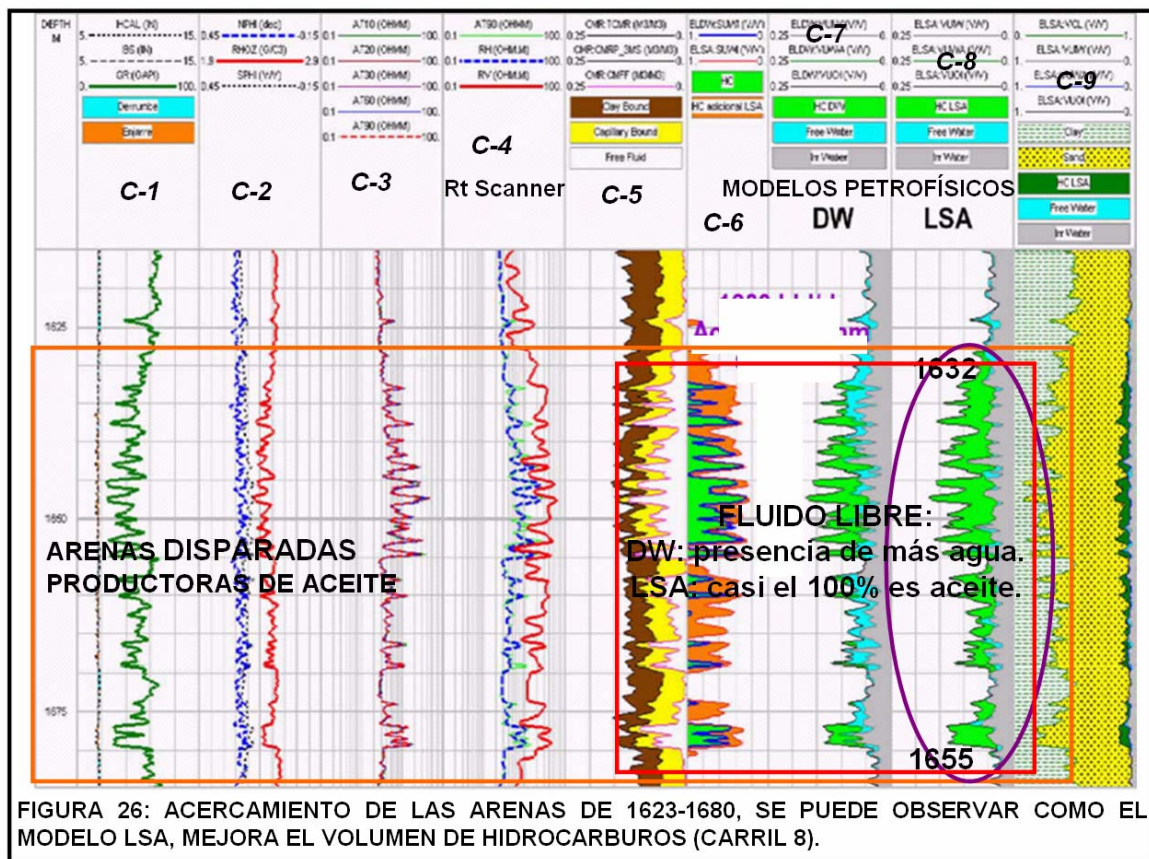


FIGURA 26: ACERCAMIENTO DE LAS ARENAS DE 1623-1680, SE PUEDE OBSERVAR COMO EL MODELO LSA, MEJORA EL VOLUMEN DE HIDROCARBUROS (CARRIL 8).

- Arenas 1705-1810 m. Este paquete de arenas se ven invadidas por agua, tanto con el modelo DW como el LSA. No se probaron.
- Arenas 1840-1890 m. Aparecen también mayormente invadidas de agua, salvo una arena al fondo.

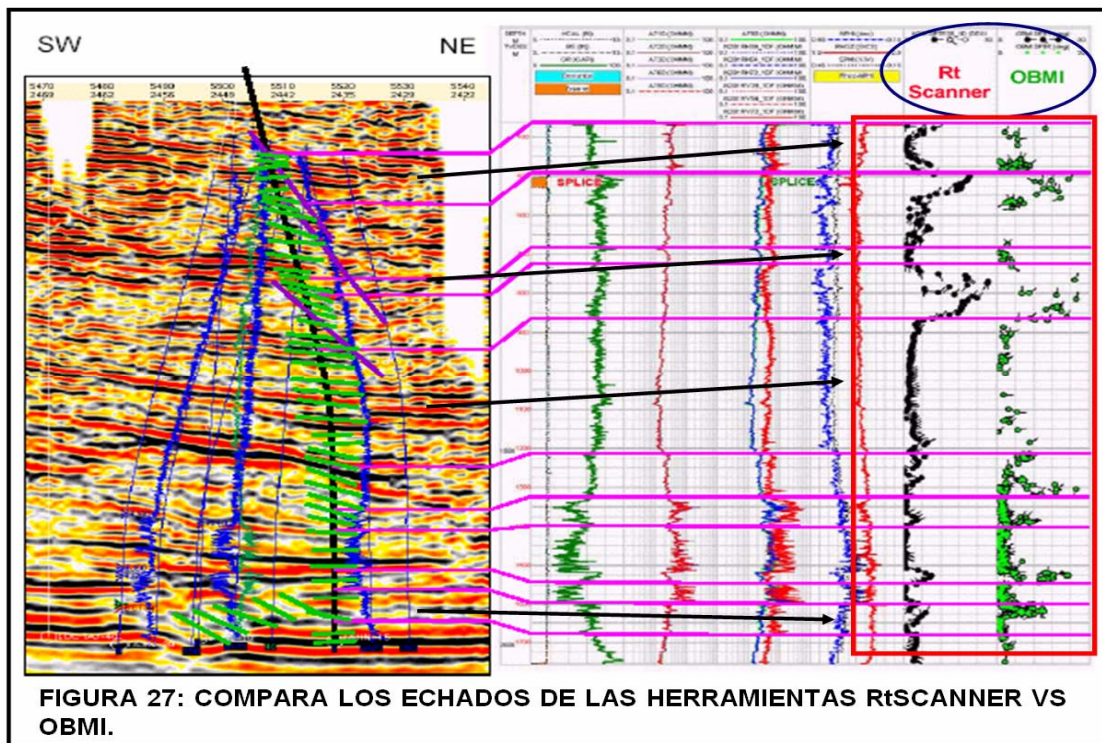
En el Cuadro 3 se comparan los diferentes métodos, tanto para el volumen acumulado de aceite, como para espesores netos computados aplicando valores

de corte. Para computar el espesor de Net Pay* y Volumen de aceite en el net pay ($\Phi \cdot S_o \cdot H$) se aplicaron cutoffs* de arcillosidad ($VCL < 50\%$), porosidad ($\Phi > 6\%$) y saturación ($S_w < 75\%$). El volumen acumulado de aceite está integrado para el intervalo analizado sin aplicar cutoffs.

	Unidad	Doble Agua	LSA
Cima	m	1600	1600
Base	m	1900	1900
Espesor	m	300	300
Net Pay	m	24.2	72.7
Net Pay/Espesor	-	8.1%	24.2%
Volumen de Aceite Acumulado	v/v-m	1.76	4.14
Phi*So*H	v/v-m	1.37	3.59

CUADRO 3: COMPARACIÓN DE LOS DIFERENTES MÉTODOS, TANTO PARA EL VOLUMEN DE ACEITE, COMO PARA ESPESORES NETOS.

En la Fig. 27 se comparan los echados del OBMI con los de la Inducción Triaxial. Los echados de las secciones señaladas en la figura, son muy similares en las dos herramientas. La diferencia es que el OBMI tiene mejor resolución vertical.

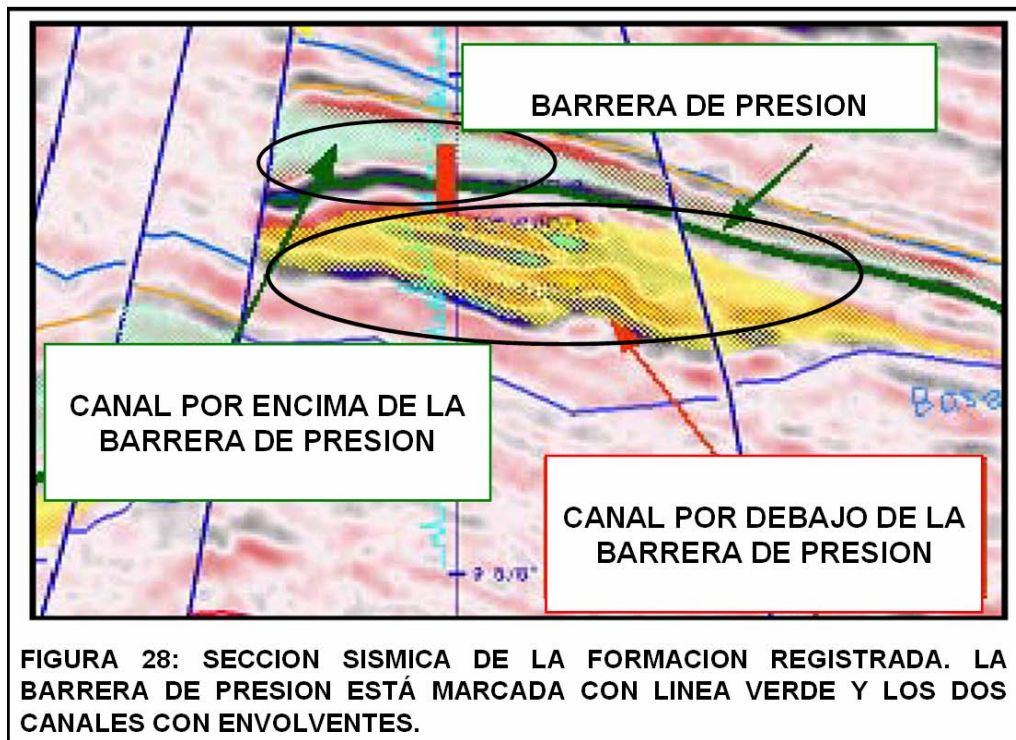


* Apéndice A.

EJEMPLO 3. APLICACIÓN EN UNA FORMACIÓN DE TURBIDITAS DE AGUAS PROFUNDAS DE NORUEGA. ⁽⁷⁾

El intervalo en cuestión es un depósito de turbiditas de aguas profundas, que consiste en laminaciones delgadas de arena que contiene gas. Los espesores de las laminaciones son desde casi un metro hasta menos de un centímetro, con la mayoría de las laminaciones en el rango de centímetros. El análisis original de los datos (basado en herramienta convencional de inducción y una aproximación del modelo doble agua de arena-lutita) resulta en estimaciones de saturaciones muy altas de agua.

Existen dos canales con presencia de gas que están separados por una barrera de presión*. La porción del yacimiento de estas facies consta de capas de arenas de alta calidad intercaladas con lutitas y mudstones*. El canal por arriba de la barrera de presión está constituido por facies con intervalos de laminaciones muy delgadas de granos ligeramente finos de arenas y lutitas. Mientras que, el canal por debajo de la barrera de presión, consta de facies con granos gruesos parecidos a los de arriba y se consideró para la interpretación. Fig. 28.

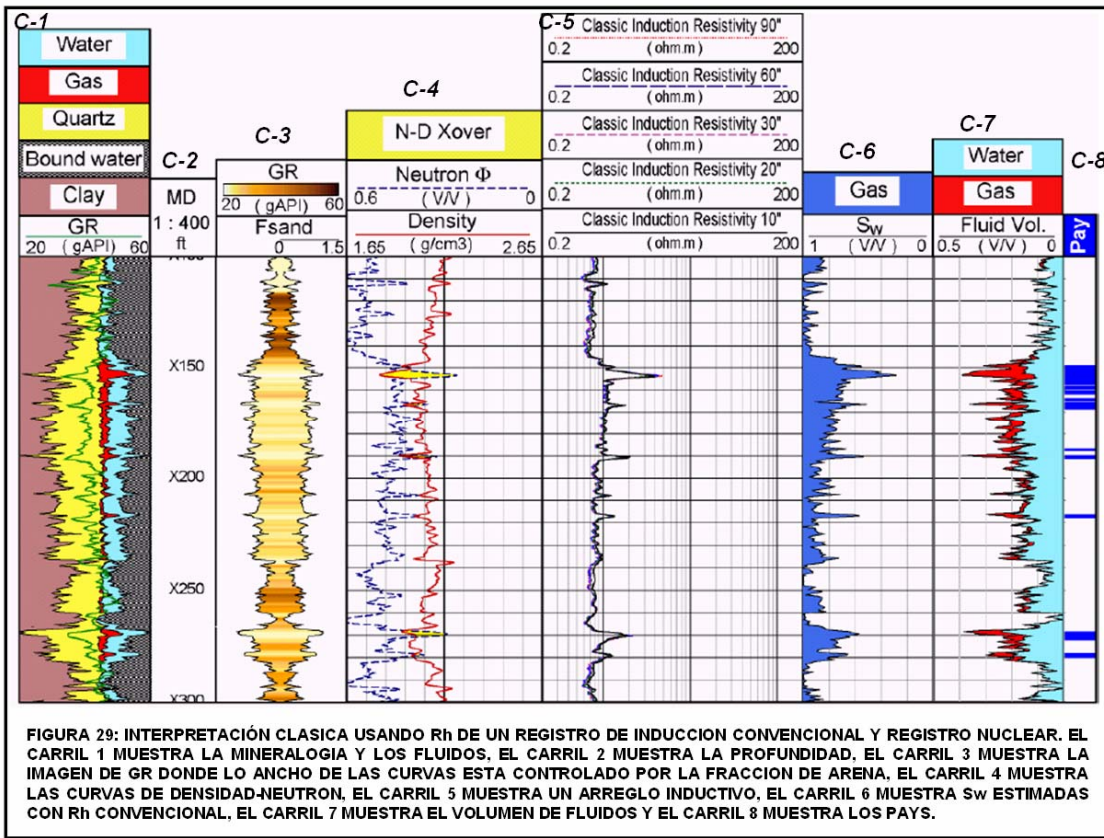


a) Análisis convencional usando únicamente Rh.

La interpretación se realizó usando registros convencionales de inducción y nuclear (Densidad-Neutrón y GR). La interpretación convencional es mostrada en

* Apéndice A.

la Fig. 29. La porosidad (incluyendo agua ligada a la arcilla) está entre 30 % a 40 %, y la porosidad efectiva (sin agua ligada a la arcilla) está en el rango de 20 % a 30%. La separación entre las curvas de densidad y neutrón muestra una cantidad alta de lutita excepto en dos o tres lugares (X150-X155 ft, X188-X192 ft y X268-X271 ft) donde un acercamiento entre la densidad y el neutrón indica gas. El registro de inducción convencional que presenta resistividad más alta en esos intervalos lo confirma. De la lectura de inducción profunda se computó una S_w usando la ecuación de Doble Agua para corregir por la conductividad de la arcilla. Los valores resultantes de S_w son cercanas a 1, excepto en las tres profundidades con resistividad más alta.



Una vez que se hace la suma del yacimiento, el espesor neto del yacimiento estimado de un análisis convencional, es pequeño. Asumiendo un cutoff de porosidad de 8 %, F_{shale} de 55 % y una saturación de agua de 70 %, el espesor neto es menos de 20 ft para un espesor de 160 ft como se muestra en el Cuadro 4.

Modelo	Unidades	Clásico	LSA	Núcleo e Imagen
Cima	ft	140	140	142.5
Base	ft	300	300	152.5
Fshale cutoff	%	55	55	-
Φ cutoff	%	8	8	-
Sw cutoff	%	70	60	-
Espesor Bruto	ft	160	160	-
Espesor Neto	ft	19	70	-
E.Netto/E.Bruto	%	12	44	50
Pay (Φ)*	%	28	25	30
Pay (Sw)*	%	60	35	22
Espesor de Poro con Gas	ft	2	8	-

CUADRO 4: CÓMPUTO DEL INTERVALO ANALIZADO USANDO Rh DE LA INDUCCIÓN TRIAXIAL y ANÁLISIS DE ARENA LAMINADA E IMAGEN DE AGUJERO-NUCLEO. EL SIMBOLO (*) INDICA LOS PROMEDIOS.

b) Resultado de la inversión 1D*.

Mirando las imágenes del agujero, es fácil observar que la causa de la lectura de resistividad baja en esta formación es la lutita de lámina delgada de baja conductividad (Fig. 30). Por lo que esta formación y el pozo fueron candidatos para ser analizados con inducción triaxial y el análisis LSA (LAMINATED SAND-SHALE ANALYSIS). Las resistividades vertical y horizontal, muestran la alta anisotropía de resistividad debido a las laminaciones y que concuerdan mucho con la imagen de resistividad del agujero (Fig. 31). La Fig. 31 presenta las líneas de la versión cuadrada de la inversión 1D cuando se está resolviendo por límites de las capas. Esto permite ver que las capas detectadas por la herramienta de inducción triaxial y el código de inversión 1D concuerdan con la información de la imagen de resistividad del agujero. Cuando se necesita analizar grandes cantidades de espesor (cientos de pies) se presentan las curvas de Rh y Rv para una mejor visualización. Sin embargo, la estimación de la Sw no se ve afectada si se usa una u otra versión.

* Apéndice A.

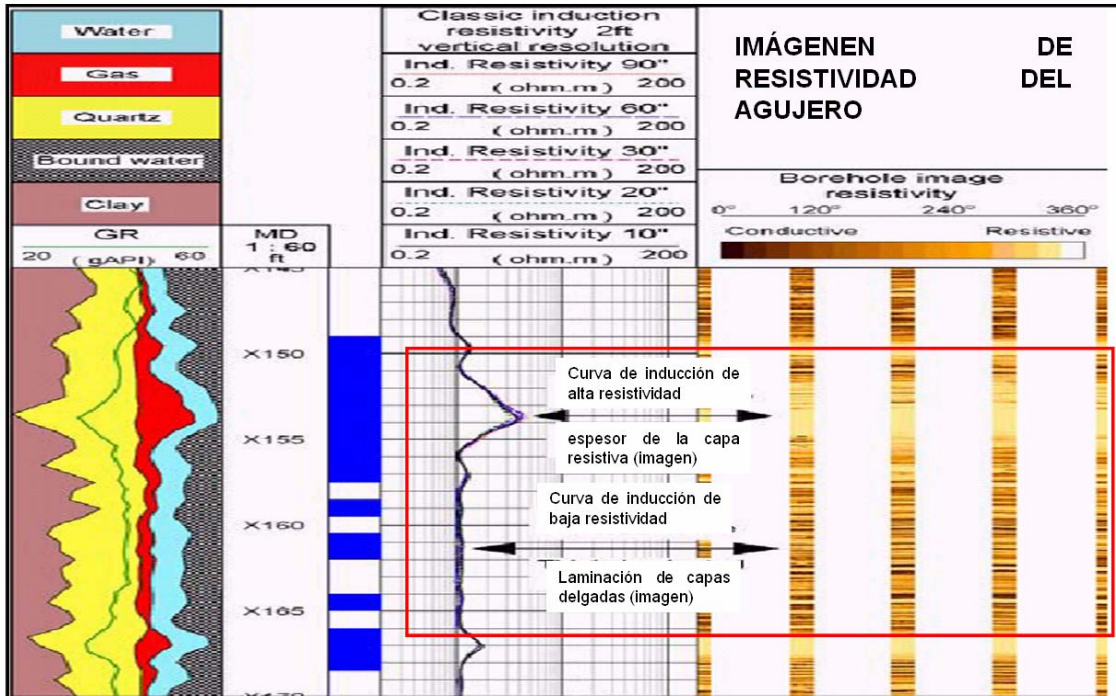


FIGURA 30: LA IMAGEN DE RESISTIVIDAD DEL AGUJERO (DERECHA) MUESTRA QUE LAS LECTURAS DE RESISTIVIDADES MAS ALTAS (4 ohm-m) OBTENIDAS CON INDUCCION CONVENCIONAL SE ASOCIAN A CAPAS RESISTIVAS DE ESPESOR MAYOR A 2 ft, MIENTRAS QUE LAS LECTURAS DE RESISTIVIDAD BAJAS (1 ohm-m) SE ASOCIAN A LAMINACIONES DELGADAS.

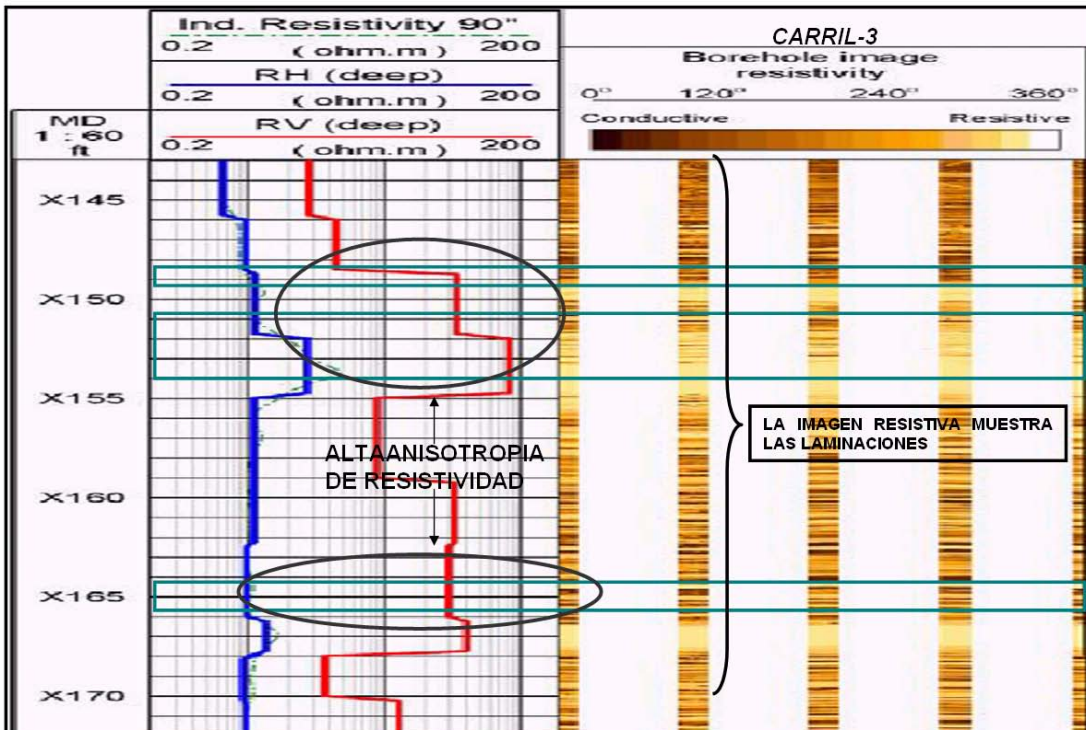
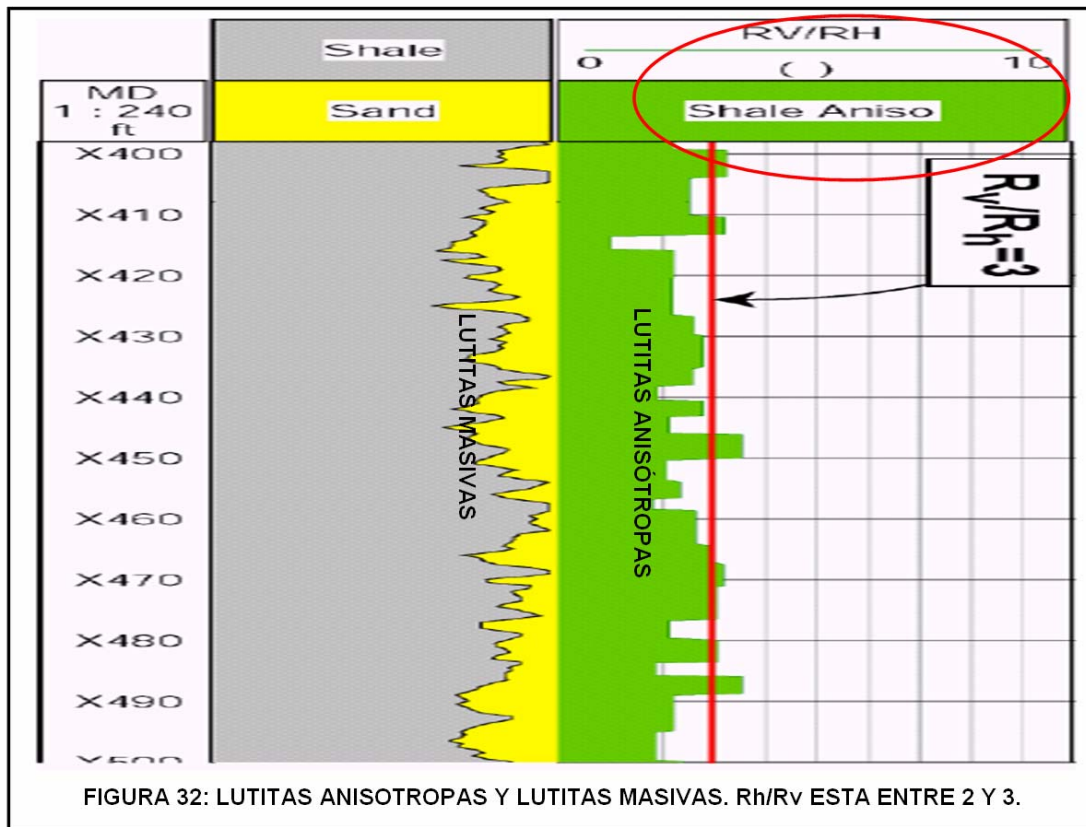


FIGURA 31: LA IMAGEN DE RESISTIVIDAD DEL AGUJERO MUESTRA UNA BUENA CONGRUENCIA CON LAS CAPAS DE ALTA RESISTIVIDAD DETECTADAS POR EL REGISTRO DE INDUCCION TRIAXIAL.

c) Análisis LSA usando datos de inducción triaxial

El modelo LSA se utiliza con valores de Rh y Rv en el intervalo donde las lutitas son anisótropas obtenidas de la inducción triaxial con el código de inversión 1D. Se debe notar que el yacimiento de estratos delgados tiene valores de anisotropía de resistividad altos y que está rodeado de lutitas desde la cima hasta el fondo. Un poco más abajo en este pozo, hay una sección maciza de lutita. En las lutitas anisótropas, la anisotropía tiene valores de 2 a 3 (Fig. 32). Se tomará un valor de lutita anisótropa (R_v/R_h) de 2.5 para el análisis LSA. El análisis de la interpretación de LSA se muestra en la Fig. 33. El valor de la F_{shale} se tomó de la interpretación clásica antes mencionada (basada en neutrón-densidad y registros nucleares).

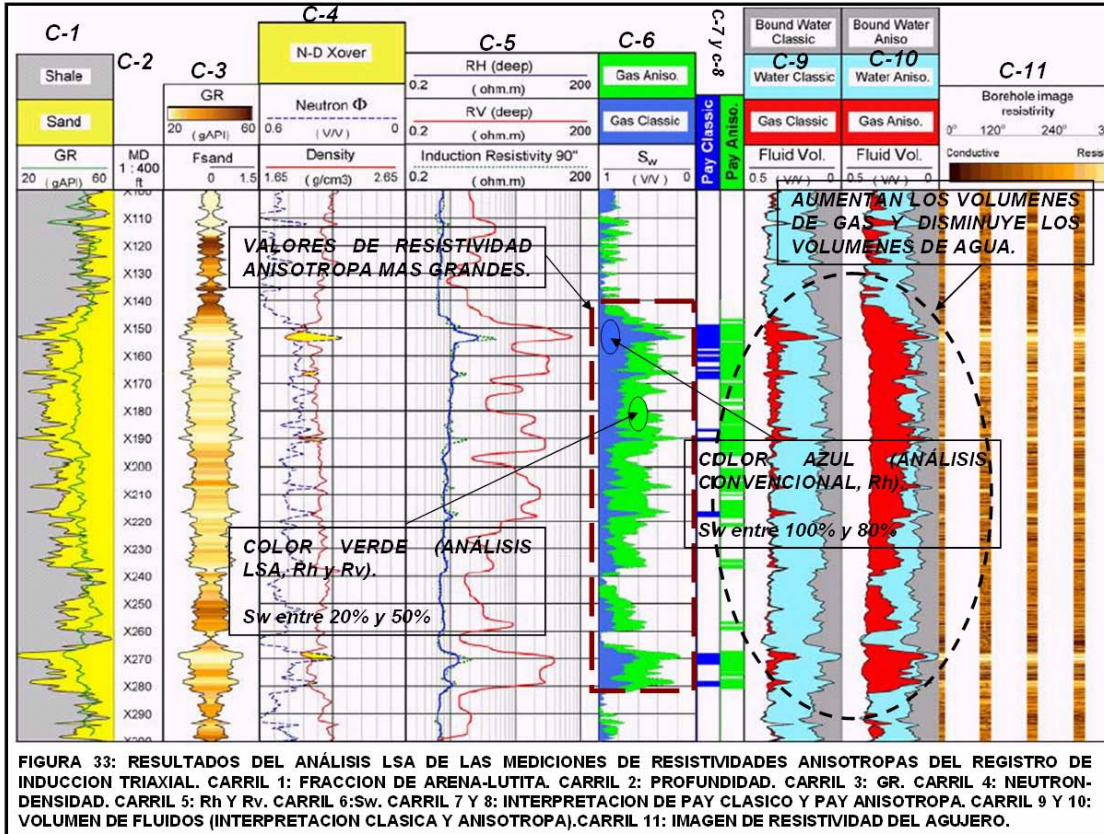


La conversión de arcilla a lutita se calcula con la ecuación 34⁽⁷⁾:

$$F_{shale} = \frac{V_{cl} - \Phi_T \times S_{xbw}}{1 - \Phi_T} \quad (34)$$

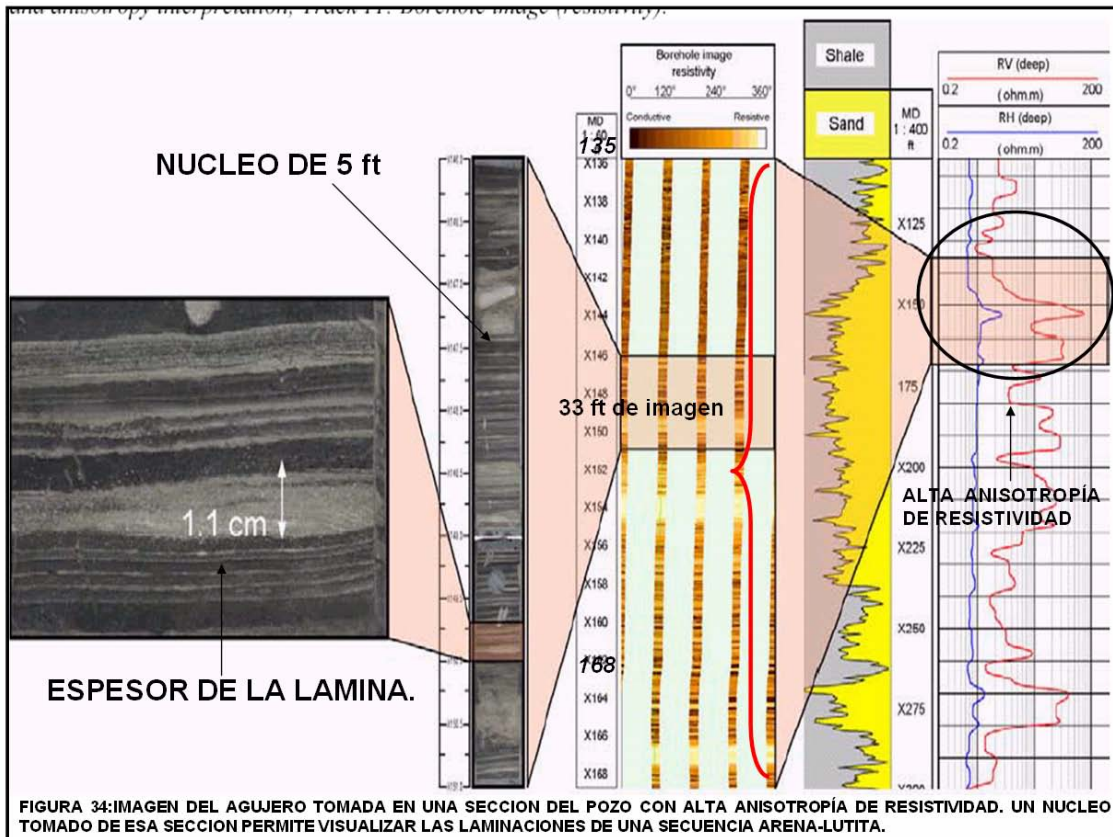
Los mismos parámetros de Doble Agua sirven para ambas interpretaciones la clásica y la interpretación de anisotropía de resistividad. La anisotropía de resistividad muy alta que se observa (arriba de 20) estima una saturación de agua

más baja (LSA) que con la interpretación convencional con R_h (S_w en la pista 6 en la Fig. 33). En el intervalo donde los valores de anisotropía son altos (150 ft a 290 ft) y haciendo excepción en la profundidad de 155 ft, las S_w estimadas por el modelo clásico presenta valores desde cerca de 100 % a 80 % y con el modelo LSA, las S_w están entre 20 % y 50%. Por lo que la estimación de la S_w se mejora siendo un número mucho más pequeño y aumentando el espesor neto que contiene gas. Cuadro 4. Finalmente el probador de formación de fondo de pozo confirmó la presencia de hidrocarburos y la productividad de la formación.



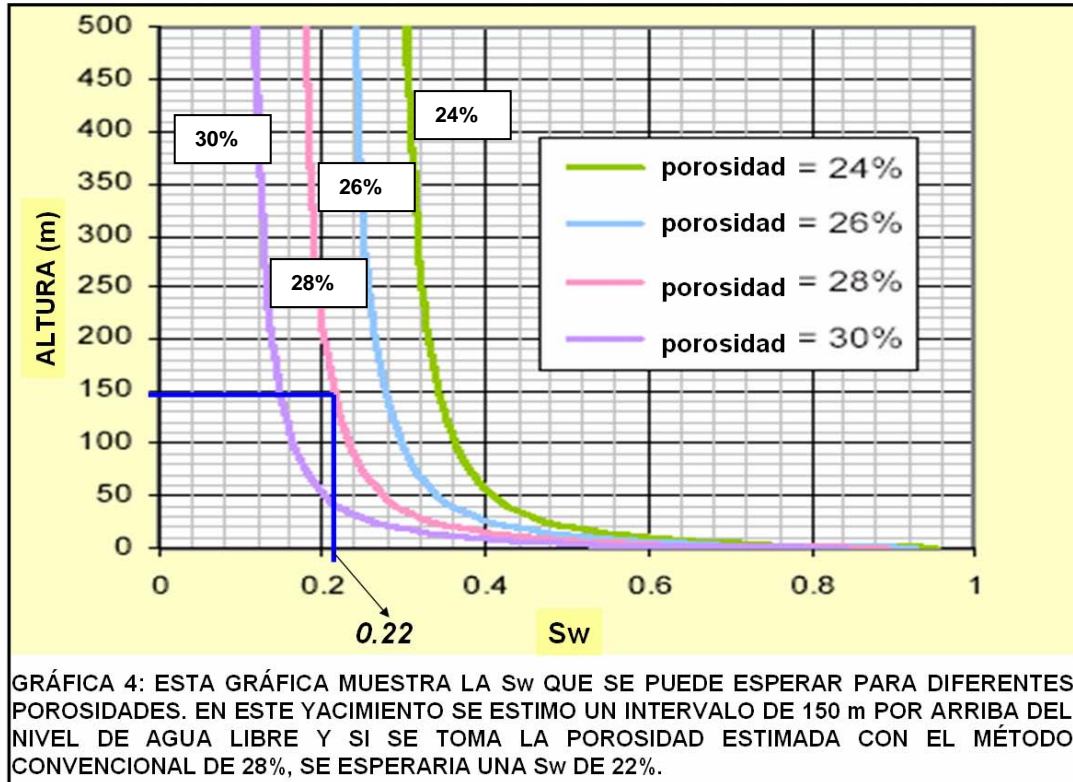
d) Comparación de imágenes de agujero con núcleos.

La naturaleza de las laminaciones de este yacimiento se observan claramente en imágenes resistivas del agujero e información de núcleos. De las imágenes del agujero se observa que el espesor de la capa es mucho más pequeño que la resolución vertical de una herramienta de inducción convencional. Como el yacimiento es altamente laminado de arenas que contienen hidrocarburos de alta calidad e intercaladas con laminas de lutitas y mudstones permite que la alta anisotropía sea medida. Además los núcleos tomados confirman que los estratos de arena son aproximadamente de 1 centímetro en esta sección del pozo (Fig.34).



e) Comparación de Sw registros y datos de núcleo.

En un pozo adyacente se obtuvieron curvas de presión capilar de núcleos de la misma formación. Usando un acercamiento publicado por Skelt y Harrison (1994), los datos de presión capilares análogos están dispuestos en términos de la porosidad y la altura por encima del nivel de agua libre. La Gráfica 4 muestra los resultados de la presión capilar. Los datos estimados anteriormente señalan que se puede tener una Sw menor a 30 % en las arenas o en el espesor neto del yacimiento. De manera análoga, las estimaciones de saturación de agua muestran un promedio de Sw de 26 % en el espesor neto de este yacimiento. La Sw de la interpretación clásica (Rh) es demasiado pesimista, mientras la Sw que se derivó de la herramienta de inducción triaxial y del análisis LSA (Rv/R) está más cercana a los valores de núcleo (Cuadro 4).



f) Cocientes de Espesor Neto/ Espesor Bruto de información de registros y núcleos.

Aparte de la estimación de la S_w otro beneficio de la anisotropía de resistividad es la estimación del cociente de espesor neto/ espesor bruto. Se hicieron tres cálculos: usando R_h clásica, R_h y R_v , y datos de núcleos (de los núcleos disponibles). El espesor neto calculado por datos de núcleos es de 50 %. Mientras que el espesor neto con la interpretación clásica es de 12 % y el espesor efectivo calculado de la anisotropía de resistividad es aproximadamente 45 % como se muestra en el Cuadro 4.

g) Echado estructural del registro de inducción triaxial.

El resultado de la inversión 1D provee también el echado de la formación. La Fig. 35 muestra la comparación de los echados obtenidos de una herramienta de imágenes de agujero con los de la herramienta de inducción triaxial.

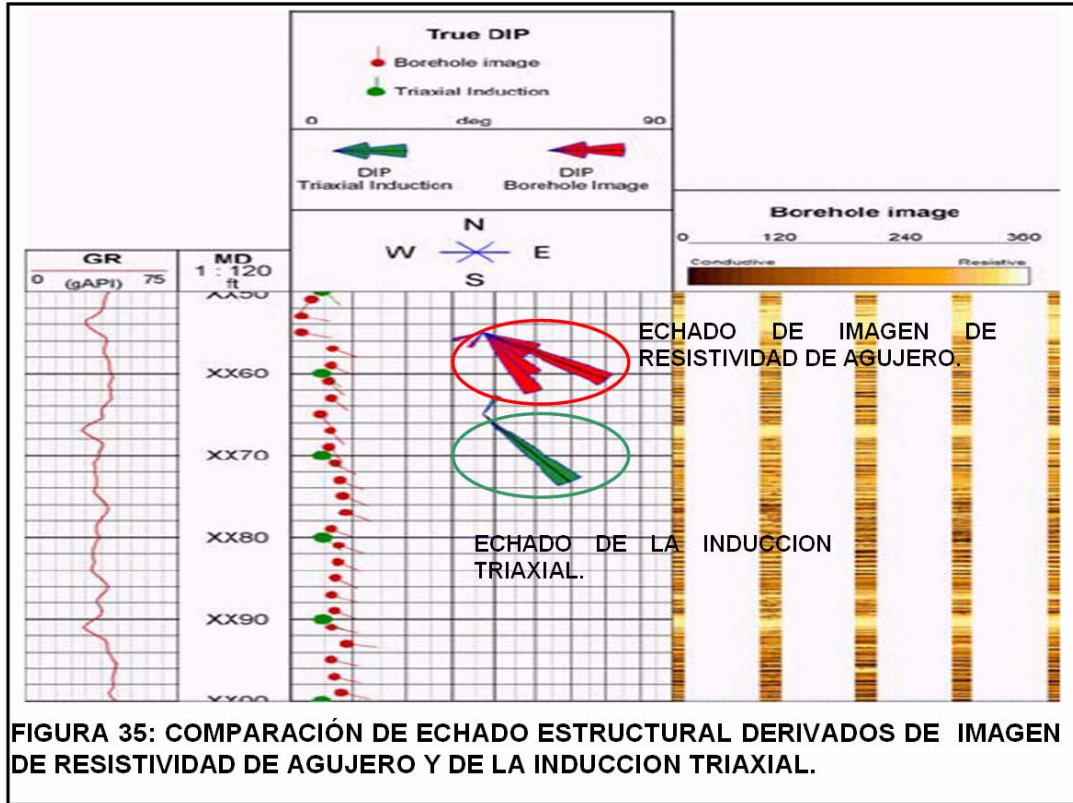


FIGURA 35: COMPARACIÓN DE ECHADO ESTRUCTURAL DERIVADOS DE IMAGEN DE RESISTIVIDAD DE AGUJERO Y DE LA INDUCCION TRIAXIAL.

h) El efecto de lutita anisótropa.

Para ilustrar esto se computaron dos volúmenes diferentes de gas con el análisis de LSA, usando valores de lutita anisótropa de 2.5 y de 1. Los resultados de las dos estimaciones se muestran en la Fig. 36 y se resumen en el Cuadro 5. Se puede concluir que en la parte superior del yacimiento el efecto no es fuerte (150 ft a 200 ft). Caso contrario, en lugares con un R_v/R_h moderado (entre 3 y 4), este efecto es importante. El análisis petrofísico de la anisotropía de resistividad tiene la desventaja que tiende a aumentar el contenido de hidrocarburos dramáticamente; por lo cual el efecto de lutita anisótropa se debe manejar adecuadamente, de lo contrario se haría una evaluación pobre del yacimiento y se tomarían malas decisiones.

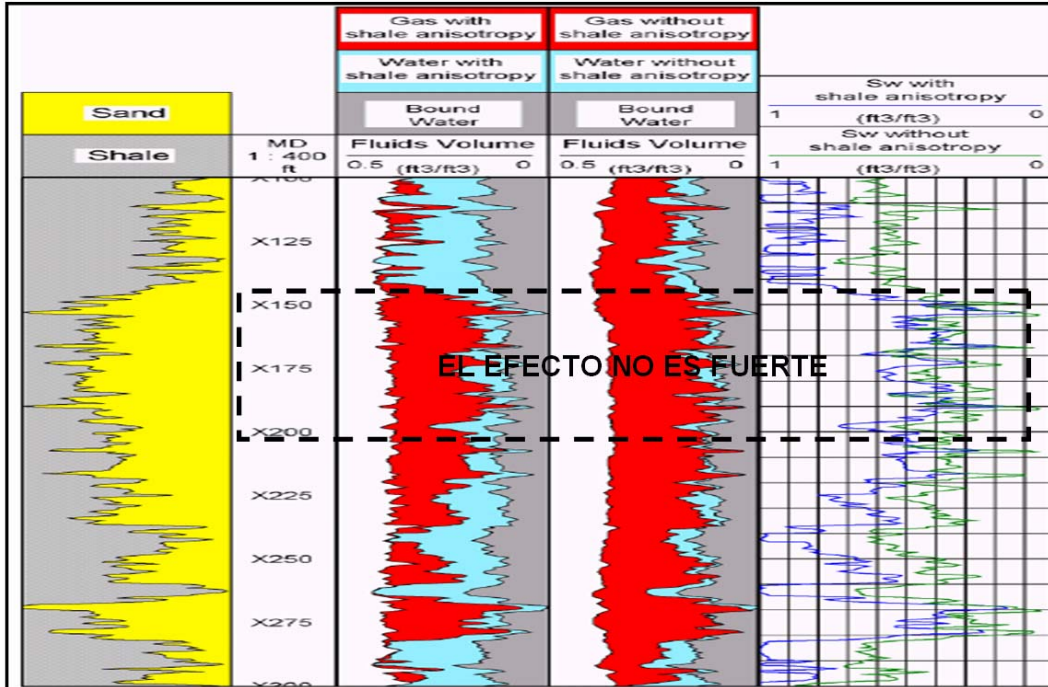


FIGURA 36: COMPARACIÓN DE COMPUTOS DE Sw CON LUTITA ANISÓTROPY SIN LUTITA ANISÓTROPY.

MODELO	PRINCIPAL	PRINCIPAL	MAS ARRIBA	MAS ARRIBA
CIMA (ft)	150	150	100	100
BASE (ft)	175	175	140	140
LUTITA ANISOTROPA	1	2.5	1	2.5
Rv (ohm-m)	2.3	2.3	2.3	2.3
Rh (ohm-m)	1.3	1.3	0.7	0.7
Fshale (%)	0.35	0.35	0.75	0.75
Rsand (ohm-m)	5.5	4	32	31
Rshale (ohm-m)	0.6	0.38	0.35	0.4
Sw	0.4	0.35	0.55	0.9

CUADRO 5: SE PRESENTAN Rsand, Rshale Y Sw PARA EL INTERVALO PRINCIPAL Y PARA UNA SECCIÓN MÁS ARRIBA CON VALORES DE LUTITA ANISÓTROPY DE 2.5 Y 1. Rsand, Rshale y Sw SON VALORES PROMEDIOS.

CAPÍTULO IV

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

CONCLUSIONES.

- El Registro Rt Scanner es un Registro a cable de Inducción Triaxial que presenta mejoras en la estimación de la S_w .
- En el caso de existir la necesidad de combinar tal herramienta, se puede hacer con la mayoría de las herramientas de agujero descubierto.
- EL Registro Geofísico de Inducción Triaxial Rt Scanner mejora los valores de resistividad obtenidos en las formaciones laminadas con secuencias de arena-lutita, gracias a la anisotropía de resistividad causada por este tipo de formación. (R_v/R_h).
- Con los valores de la curva de R_v , las saturaciones de agua, S_w , se mejoran, obteniendo una mayor aproximación en el valor de la S_{hc} .
- En los ejemplos presentados, las saturaciones de agua estimadas con los valores de la anisotropía de resistividad fueron similares a los estimados con núcleos de laboratorio.
- El Registro Geofísico Rt Scanner, puede ser corrido en formaciones que tienen cualquier ángulo de echado entre pozo y las laminaciones y en cualquier tipo de lodo en el rango de operación de la herramienta.
- Con el registro mencionado se pueden identificar zonas con arenas laminadas, por lo que su aplicación es exitosa en la evaluación de formaciones finamente laminadas con secuencias de arena-lutita.
- Se identifican zonas productoras de baja resistividad que con Registros de Inducción Convencional se pasarían por alto, subestimando la S_{hc} .
- Con Rt Scanner y con el modelo de saturación de agua LSA, se mejora la aproximación en el valor de la saturación de hidrocarburos en formaciones productoras de baja resistividad y se reduce la incertidumbre en el volumen de hidrocarburos evaluados con valores de resistividad de Registros Convencionales de Inducción.
- La curva de investigación profunda de resistividad de un Registro Convencional se puede comparar con la curva de R_h del Registro Rt Scanner. Esto sirve para verificar hasta que grado las herramientas convencionales y triaxial están tomando valores de resistividad en zonas profundas.
- En campos donde ya existen Registros de Inducción Convencional, el Registro Rt Scanner se puede correlacionar gracias a que tiene un arreglo de bobinas similares a las de un Registro Convencional.

- Los plays* con lutitas anisótropas son de mucho interés en el análisis de las formaciones laminadas al momento de evaluar la S_w .
- En el ejemplo 3 de este trabajo, los valores de resistividad de lutitas anisótropas están entre 2 y 3; sin embargo, esto se debe ajustar a nivel local. Es necesario el trabajo de laboratorio para entender mejor la variación de un tipo de lutita a otro.
- Los echados estructurales calculados con Rt Scanner son similares a los calculados con un Registro Geofísico de Imágenes (OBMI) variando en muy pocos grados.
- Con la resistividad horizontal clásica alrededor de 1 a 2 ohm-m en formaciones finamente laminadas que son productoras de baja resistividad, la S_w estimada es muy alta con valores alrededor de 70%.
- También en el ejemplo 3, los valores computados de S_w con el modelo LSA en los espesores netos del yacimiento son de alrededor de 30%, este dato concuerda más con la S_w obtenida de muestras de núcleo (alrededor de 22%).
- La caracterización de este tipo de formaciones complejas y muy heterogéneas requiere más información, además de la anisotropía de resistividad.

* Apéndice A.

RECOMENDACIONES.

- Para formaciones con laminaciones y secuencias de arena-lutita, se recomienda obtener las curvas de resistividad con Rt Scanner.
- Es necesario utilizar un modelo de interpretación adecuado, el que más represente a la formación que se esté valorando, de lo contrario se tendrán sobre evaluaciones de S_w y por lo tanto se subestimarán la S_{hc} .
- Para un buen análisis de formaciones finamente laminadas y secuencias de arena-lutita, se requiere de más información como Registros de Imágenes, registros de RMN y análisis de muestras en el laboratorio además de la anisotropía de resistividad proporcionada por Rt Scanner. Los Registros de Imágenes y de RMN son de suma importancia al momento de definir el modelo de evaluación, interpretar los resultados y entender el origen de la anisotropía de resistividad (R_v/R_h), en particular cuando hay presencia de intercalaciones compactas.

REFERENCIAS Y BIBLIOGRAFÍA.

Referencias.

- (1) Schlumberger 2006. "Principios de Evaluación e Interpretación de Registros Geofísicos". 2 de Junio de 2006.
- (2) Schlumberger. "Log Interpretation Charts 97". May 2006.
- (3) SPWLA 2003. "Field Test Result of an Experimental Fully-Triaxial Induction Tool". Jun 2003.
- (4) Schlumberger 2007. "Aplicaciones de Mediciones Inductivas Triaxiales en el Desarrollo de los Campos del Paleocanal de Chicontepec". 30 de Junio de 2007.
- (5) SPE 905261. "Determining Formation Resistivity Anisotropy in The Presence Of Invasion". September 2004.
- (6) SPE 103113. "Determining Anisotropic Formation Resistivity at Any Relative Dip using a Multiarray Triaxial Induction Tool". September 2006.
- (7) SPWLA 2005. "Field Example of Enhanced Hydrocarbon Estimation in Thinly Laminated Formation with a Triaxial Array Induction Tool: A Laminated Sand-Shale Analysis with Anisotropic Shale". Jun 2005.
- (8) PADILLA MOLINA ISRAEL G. "Estimación de la Sw en Formaciones Arcillosas con Base en Datos de Registros Geofísicos de Pozos". Tesis presentada en 2005.
- (9) Schlumberger 2007. "Evaluación de Formaciones Laminadas Usando Herramientas Inductivas Triaxiales". 28 de Junio de 2007.
- (10) UNAM. ING. CASTREJÓN PINEDA HECTOR RICARDO. Diciembre de 2007.
- (11) UNAM. ING. ARELLANO GIL JAVIER. Diciembre de 2007.

Bibliografía.

- <http://ifem.math.uprm.edu/recursos/presentaciones/AcademiaResidencialAbril2006/TerremotosTsunamis.pdf>
- [http://tonatiuh.igeofcu.unam.mx/~gvazquez/Clases/Clase%2026%20\(Rumbos%20y%20echados\).pdf](http://tonatiuh.igeofcu.unam.mx/~gvazquez/Clases/Clase%2026%20(Rumbos%20y%20echados).pdf)

- Schlumberger 2001. "Oilfield Review". Primavera de 2001.
- SMP 7005 Schlumberger. "Wireline Services Catalog". Otoño de 1995.
- Schlumberger 1972. "Fundamentos de Interpretación de Perfiles, Volumen Uno".
- Schlumberger 1989. "Principios/Aplicaciones de Interpretación de Registros".
- SPE 69447. "Enhanced, Low Resistivity Pay, Reservoir Exploration and Delineation with the Latest Multicomponent Induction Technology Integrated with NMR, Nuclear, and Borehole Image Measurements". 28 de Marzo de 2001.
- SPE 72370. "Evaluation of Laminated Formations Using Nuclear Magnetic Resonance and Resistivity Anisotropy Measurements". 19 de Octubre de 2001.
- Villamar Viguera Manuel Juan. "Apuntes de Caracterización de Formaciones". Septiembre de 2006.
- www.geologia.uson.mx/academicos/olivia/carbonatadas/ROCAS%20CARBONATADAS.doc
- www.eic.ucr.ac.cr/cursos/ic0809/geologia_estructural.pdf
- www.geocities.com/manualgeo/11_geologia_estructural.htm

APÉNDICE A: DEFINICIONES Y ALGUNOS TÉRMINOS USADOS EN LA INTERPRETACIÓN DE REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZOS.

Anhidrita. La anhidrita es una roca formada por sulfato de calcio, CaSO_4 , muy compacta y pesada; su densidad es de 2.98 gr/cc, sin interés para la producción de hidrocarburos, pero frecuentemente encontrada próxima a zonas de interés.

Anisotropía de Resistividad. Cuando las propiedades de la formación dependen de la dirección con la cual son medidas.

Arenisca. La mayoría de las arenas son transportadas y depositadas por acción del agua. El tamaño de los granos depositados depende de la velocidad del agua que los transporta (energía del ambiente); por esta causa, las areniscas o "sandstone" tienden a presentar una porosidad de tipo intergranular bastante uniforme.

Agua dulce. La densidad del agua dulce es muy próxima a 1.0 gr/cc. Su salinidad es baja, lo que dificulta el paso de la corriente eléctrica (resistividad muy alta) y por eso impide obtener registros representativos de potencial espontáneo (SP) y aquellos que envían corriente a la formación a través del lodo.

Agujero Descubierta. El agujero descubierta u OH ("Open-Hole") es el más importante para la interpretación de registros, ya que la mayoría de los registros necesarios para interpretación solamente pueden ser obtenidos en agujero descubierta.

Agua saturada en sal. El lodo saturado en sal tiene una salinidad de aproximadamente 250,000 ppm y una densidad de 1.2 gr/cc. Su bajísima resistividad afecta los registros de inducción y hace con que, en general, el registro de SP no tenga definición y aparezca como una línea prácticamente recta.

Agua salada. El lodo a base de agua de mar tiene una salinidad de aproximadamente 30,000 partes por millón (ppm) y una densidad de aproximadamente 1.02 gr/cc. Es adecuada para la mayoría de los registros existentes.

Arcilla. La arcilla es un componente muy común en las rocas sedimentarias, constituidas básicamente de silicatos de aluminio, con densidad variable entre 2.2 a 2.7 gr/cc. Dependiendo del ambiente en que fueron generadas, pueden tener diferentes composiciones químicas:

- Clorita $(\text{MgFeAl})_6(\text{SiAl})_4\text{O}_{10}(\text{OH})_8$
- Illita $\text{KA}_4(\text{Si}_7\text{Al})\text{O}_{20}(\text{OH})_4$
- Kaolinita $\text{Al}_4\text{Si}_4\text{O}_{10}(\text{OH})_8$
- Montmorillonita $(\text{CaNa})_7(\text{AlMgFe})_4(\text{SiAl})_8\text{O}_{20}(\text{OH})_4(\text{H}_2\text{O})_n$

Las partículas de arcilla son muy pequeñas, menores que 1/256 mm, de 10 a 1,000 veces menores que los granos de arena. La relación superficie-volumen es muy alta, de 100 a 10,000 veces mayor que en las areniscas. Por estas razones, las arcillas mantienen un gran volumen de agua que no puede fluir pero que afecta la respuesta de los registros.

Barrera de Presión. ⁽¹¹⁾ Es una zona porosa y permeable que contiene fluidos a altas presiones. Muchas veces el fluido es gas.

Caliza. Contrariamente a la arenisca, la caliza o “limestone” no es generalmente transportada como granos, sino que es depositada por decantación en agua de mar, sea precipitando de la solución o de restos acumulados de conchas de animales marinos. El espacio poral original es frecuentemente alterado por redisolución posterior de la parte sólida. Por lo tanto, la porosidad (denominada de porosidad secundaria) tiende a ser menos uniforme que en las areniscas, presentando vórgulos y fisuras que coexisten con la porosidad primaria.

CUTOFF. Valor de corte.

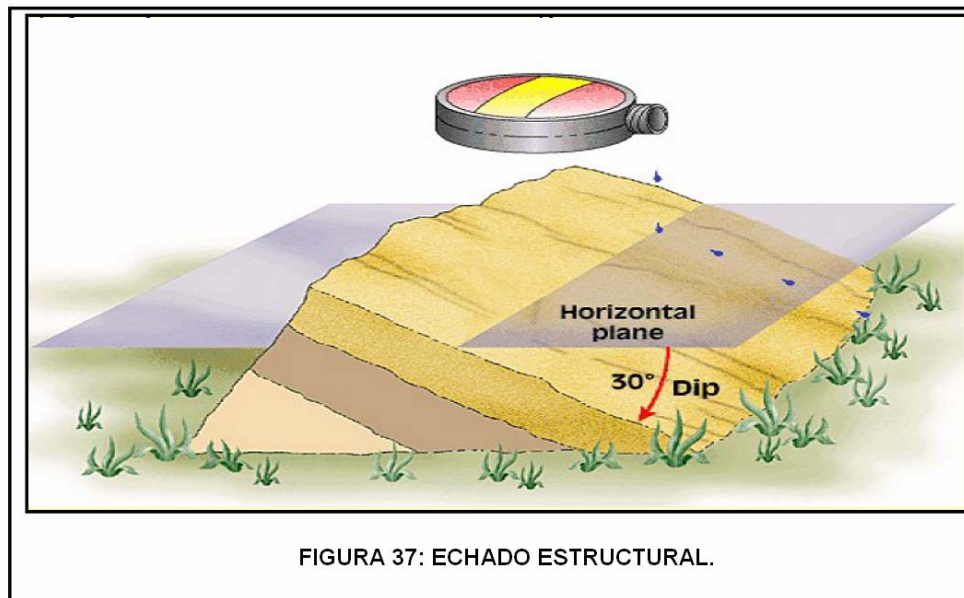
Discordancia Estratigráfica. Se llama así a la superficie de erosión o a cualquier otra solución de continuidad que separa unos estratos más jóvenes de otros más antiguos. En general, representa una interrupción en la sedimentación durante la cual tiene lugar un movimiento que deforma a los materiales depositados.

Discordancia Angular. Una discordancia angular es una sobre posición sedimentaria de rocas más jóvenes encima de rocas más antiguas ya inclinadas.

Dolomía. Las dolomías o “dolomite” son formadas cuando aguas ricas en magnesio circulan a través de calizas, reemplazando algunos de los átomos de calcio por átomos de magnesio. Este proceso, denominado de dolomitización, resulta generalmente en la reducción del volumen de la matriz con lo que, como consecuencia, aumenta la porosidad y suministra más espacio poral para la acumulación de fluidos.

Detección de fracturas utilizando el registro de inducción. El registro de inducción puede detectar fracturas verticales conteniendo hidrocarburos tanto en lodos a base de agua como a base de aceite, ya que estas fracturas disminuyen la conductividad del anillo de formación medido con relación al valor en la formación no fracturada. Esta disminución de la conductividad medida genera un aumento de la resistividad medida en presencia de este tipo de fracturas. Este registro no es sensible a la presencia de fracturas horizontales con hidrocarburos ni a la presencia de fracturas verticales que contengan agua conductiva. La interpretación es facilitada en lodos conductivos a través de la comparación con el registro de SFL obtenido con la misma herramienta.

Echado Estructural. Es el ángulo vertical medido entre el plano horizontal y el plano de referencia (plano estructural).



Echado Aparente: es un ángulo cualquiera que no sea el de máxima pendiente. Se forma entre el plano estructural y un plano horizontal en una dirección diferente a 90° con relación al rumbo del plano.

Efecto Groningen. Este efecto se produce cuando la herramienta se aproxima a una capa de resistividad infinita; en estas condiciones, la herramienta no consigue mantener el enfoque de la corriente (la cual debe regresar a superficie), con lo cual se observa un aumento progresivo de la resistividad medida. El efecto desaparece completamente cuando la capa de resistividad infinita queda por debajo de la herramienta.

Efectos de perforación. La perforación de pozos por rotación, incluye una barrena o "bit" en el extremo de una larga columna de perforación o "drill-string", la cual es rotada desde la superficie a velocidades de 50 a 150 rpm. La acción combinada de esta rotación con la de pesos de 10,000 a 40,000 libras que son aplicados directamente encima de la barrena, tritura la roca. Las muestras de canal o "cuttings" son retiradas y transportadas hasta la superficie por el lodo de perforación, el cual es bombeado por dentro de la columna, sale por orificios en la barrena y regresa a la superficie por el espacio anular entre la columna y el pozo. Durante este proceso, las formaciones pueden erosionarse o colapsar originando diámetros menores que el de la barrena o derrumbarse originando diámetros mayores. Además, las formaciones permeables son generalmente lavadas por los fluidos de perforación, generando enjarre en la pared del pozo.

Enjarre. El proceso de invasión que genera enjarre o "mud-cake" en la pared del pozo comienza así que la barrena corta la formación permeable. El proceso es rápido al inicio, haciéndose más lento a medida que aumenta el espesor del

enjarre, con lo que disminuye su permeabilidad. Rápidamente el proceso se hace tan lento, que para los fines prácticos puede considerarse finalizado. En realidad, el enjarre es erosionado por la rotación durante la perforación y también durante las maniobras con la columna, por ejemplo para cambiar la barrena, con lo cual el proceso de invasión y formación de enjarre se reinicia cada vez. El espesor típico del enjarre, representado por h_{mc} , es de $\frac{1}{4}$ " o menos, hasta $\frac{3}{4}$ " o más.

Estratigrafía. La estratigrafía, como parte de la Geología, estudia aquellos estratos constituidos de cuerpos rocosos, reconociendo en ellos formas, composiciones litológicas, propiedades geofísicas y geoquímicas, sucesiones originarias, relaciones de edad, distribución y contenido fosilífero. Todas estas características sirven para reconocer y reconstruir secuencialmente eventos geológicos tales como el avance o retiro del mar (transgresión ó regresión), plegamientos o las extinciones ocurridas a determinados organismos en el transcurso del tiempo geológico. Las unidades estratigráficas o "Stratigraphics Units" son cuerpos rocosos de la corteza terrestre individualizados y descriptos dentro de los estudios geológicos relativos a regiones diversas. Se pueden hacer dos distinciones entre unidades litoestratigráficas y bioestratigráficas. Las unidades litoestratigráficas o "Lithoestratigraphics units", son subdivisiones efectuadas en base a características litológicas y a la posición en la sucesión de los estratos.

Facies. Este término se refiere a las características litológicas y biológicas de un depósito sedimentario, definido por el ambiente de depósito. Debido a que muchos depósitos existen simultáneamente, los sedimentos así depositados muestran un cambio de facies de lugar en lugar, por lo que varias facies pueden combinarse una con la otra.

Halita. La halita, o sal de cocina, es una roca muy plástica constituida de cloruro de sodio, $NaCl$; su densidad es de 2.04 gr/cc. Es altamente soluble en agua, lo que hace que frecuentemente se erosione cuando el lodo es a base de agua dulce.

Herramienta CMR o "Combinable Magnetic Resonance". La nueva herramienta de resonancia magnética CMR o "Combinable Magnetic Resonance" utiliza técnicas de resonancia nuclear magnética para indicar zonas con potencial para producir hidrocarburos sin agua. La resolución vertical del registro puede ser de hasta 6 pulgadas. La calidad de la medición es mejorada por la utilización de un imán compacto y las antenas localizadas en un patín. El procesamiento del registro obtenido permite estimar la distribución de tamaños de poro en la formación, con lo que puede caracterizar la permeabilidad y productividad de la formación. La determinación de porosidad es independiente de la litología. Además, no existen limitaciones por conductividad del lodo en el pozo.

Invasión. Durante la perforación, para evitar el descontrol del pozo o "blow-out", la presión P_m originada por la columna de lodo debe ser mayor que la presión P_r de

los fluidos en el espacio poral (o presión de yacimiento). El diferencial de presión $P_m - P_r$ que generalmente es de unas pocas centenas de psi, forza al fluido de perforación dentro de la formación. Si la formación es permeable, el fluido de perforación entrará en la formación dejando en la pared del pozo las partículas sólidas que contiene, lo que genera una capa de enjarre o “mud-cake”. El líquido que filtra dentro de la formación, denominado de filtrado o “mud-filtrate”, desplaza los fluidos originalmente contenidos en la roca, generando una zona lavada en las proximidades de la pared del pozo.

Invasión en lodos base de aceite. Es frecuente encontrar diámetros de invasión en el rango de 100 a 200 pulgadas, lo que evidencia que este tipo de lodo genera una invasión relativamente profunda.

Inversión 1D⁽⁵⁾. Es un algoritmo de inversión para determinar la anisotropía de la información, los límites de las capas y el ángulo relativo del echado.

Limo. El limo o “silt” está constituido por granos de silicato de aluminio mezclado con silicio; el tamaño de grano es intermedio entre los de arena y arcilla, entre 1/16 y 1/256 mm, lo que hace que el fluido contenido en el espacio poral, en términos prácticos, no pueda fluir.

Lodo base agua. El lodo a base de agua o WBM (“Water-Based-Mud”) es el más comúnmente utilizado y el más adecuado para la mayoría de los registros existentes.

Lodo base aceite. El lodo a base de aceite u OBM (“Oil-Based-Mud”) casi siempre contiene agua, pero el aceite constituye su fase continua. Una característica de este lodo es el menor daño causado a las formaciones, comparado con los lodos a base de agua. Es por naturaleza menos denso y mucho más resistivo que el lodo a base de agua, lo que dificulta obtener los registros de SP y aquellos que envían corriente a la formación a través del lodo.

Lutitas. Las lutitas o “shales” son principalmente mezclas de arcilla y limo depositados en aguas prácticamente quietas (ambiente de muy baja energía). Pueden tener buena porosidad, pero la permeabilidad es esencialmente nula. De esta manera, las lutitas puras no representan interés para la producción de hidrocarburos, aunque pueden ser roca-generadora (potencial de haber generado hidrocarburos). Sus dos características principales, en términos de interpretación de registros, es que pueden entrapar los hidrocarburos localizados en rocas permeables subyacentes y que pueden contaminar la roca-almacén (arcillosidad) de tres diferentes modos:

Lutita laminada: o “laminated-shale” son finas láminas de lutita, con espesor del orden de 1 cm, separando finas láminas de roca-almacén limpia, sin afectar la permeabilidad horizontal a través del yacimiento, pero disminuyendo la permeabilidad vertical de la zona prácticamente a cero. La arcillosidad en un volumen del yacimiento (fracción de lutita en el volumen considerado) varía de 0 a

1 (100%) al aumentar el espesor de las láminas de lutita en relación al espesor de las láminas de roca-almacén limpias.

Lutita dispersa: o “*dispersed-shale*”: la lutita ocupa el espacio poral de la roca-almacén, disminuyendo drásticamente su porosidad efectiva y su permeabilidad. La arcillosidad (fracción de lutita en la zona de interés) varía de 0 a un valor máximo igual al de la porosidad de la roca, cuando la lutita ocupa totalmente el espacio poral.

Lutita estructural: o “*structural-shale*”: algunos granos en la estructura de la matriz de la roca-almacén son substituidos por granos de lutita, sin afectar la porosidad ni la permeabilidad. La arcillosidad (fracción de lutita en la zona de interés) varía de 0 a un valor máximo igual a la fracción de matriz, cuando todos los granos de la roca-almacén son substituidos por lutita.

Método ELAN de interpretación. El método ELAN (“Elemental Analysis”) es un método de interpretación adecuado para el procesamiento por computadora, en el cual los registros son analizados simultáneamente, junto con la información incorporada por el intérprete, como modelo geológico, restricciones a los valores encontrados y otros). El resultado del procesamiento ELAN son los valores de los volúmenes ocupados por cada “elemento” (cada mineral y cada fluido) definido por el intérprete en el modelo geológico indicado al programa. La solución encontrada es la más probable, lo que se adapta a la realidad, ya que siempre es imposible encontrar la solución exacta para una interpretación.

El principio de funcionamiento del programa ELAN es relativamente sencillo y se fundamenta en el hecho que, si es posible encontrar los volúmenes aproximados de cada elemento en la formación, entonces aplicando la ecuación de respuesta de cada registro (junto con los parámetros que el intérprete incorporó al procesamiento, tales como: valor de la densidad de las arcillas, valor del sísmico de la matriz, radioactividad de cada elemento, etc.), puede determinarse el valor que teóricamente habría medido cada registro; a estos valores así calculados se los denomina “registros teóricos”. Si los valores de estos registros teóricos son razonablemente próximos a los valores de los registros reales, se concluye que la solución propuesta (los volúmenes aproximados de cada elemento en la formación) es correcta.

Las incógnitas determinadas por el programa ELAN son los volúmenes de matriz y de arcilla (litología) y los volúmenes de los fluidos (tanto en la zona lavada como en la zona virgen). Las saturaciones de agua son también determinadas posteriormente al proceso ELAN.

Oolíticas. Las oolitas son partículas carbonatadas casi esféricas que presentan una estructura concéntrica interna, y con diámetros que varían entre 0.25 a 2.00 milímetros. Estas estructuras se originan por la acción del oleaje y corrientes continuas en lugares donde se presenta una depositación rápida de calcita, a

partir de un núcleo que puede ser un fragmento fósil, un pellet o un grano detrítico. Una oolita puede formarse a través de diferentes ciclos de abrasión alternando con crecimiento en el mismo lugar del depósito.

Ondas de Cizallamiento. Las ondas transversales o de Cizalla u ondas S, hacen que un material oscile en ángulo recto con la dirección del movimiento de la onda. Dado que la onda S puede desplazarse en cualquier plano, producen un temblor de tierra, vertical y lateral.

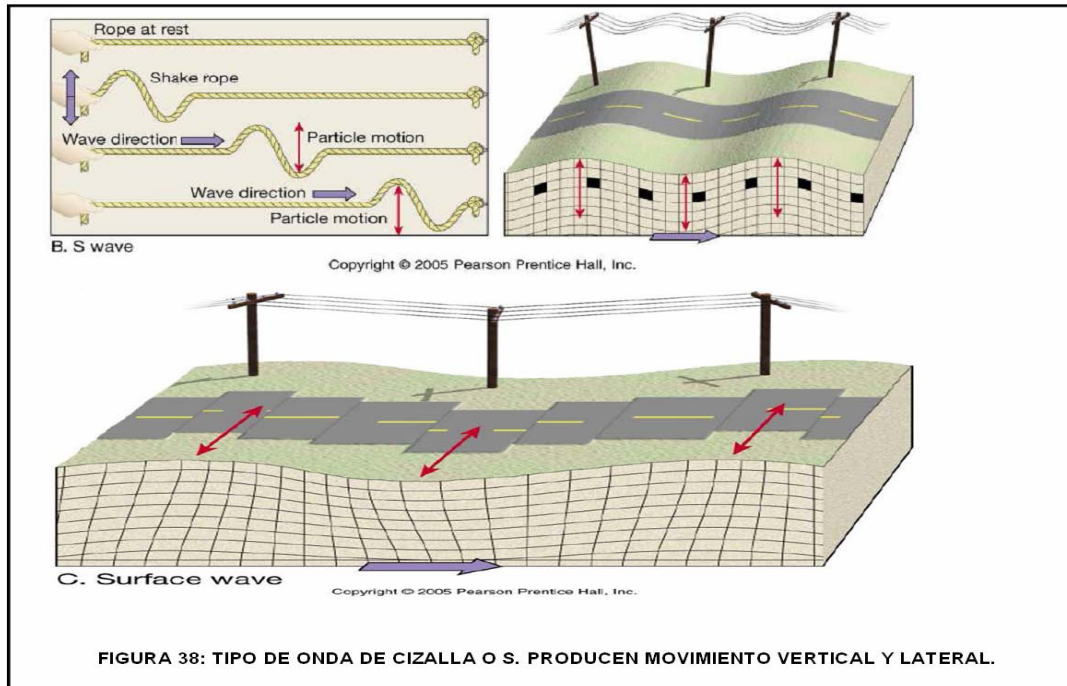
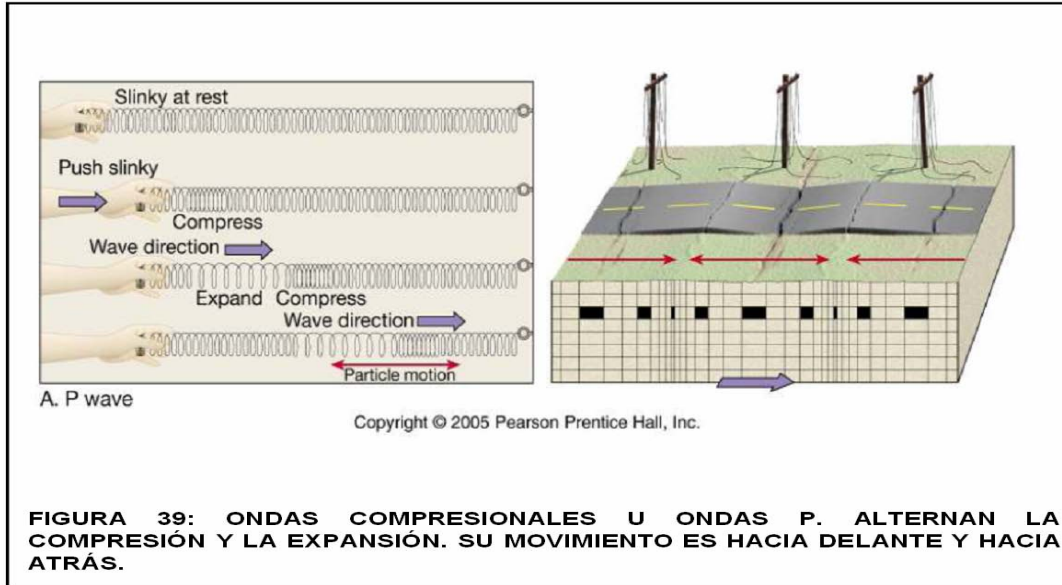
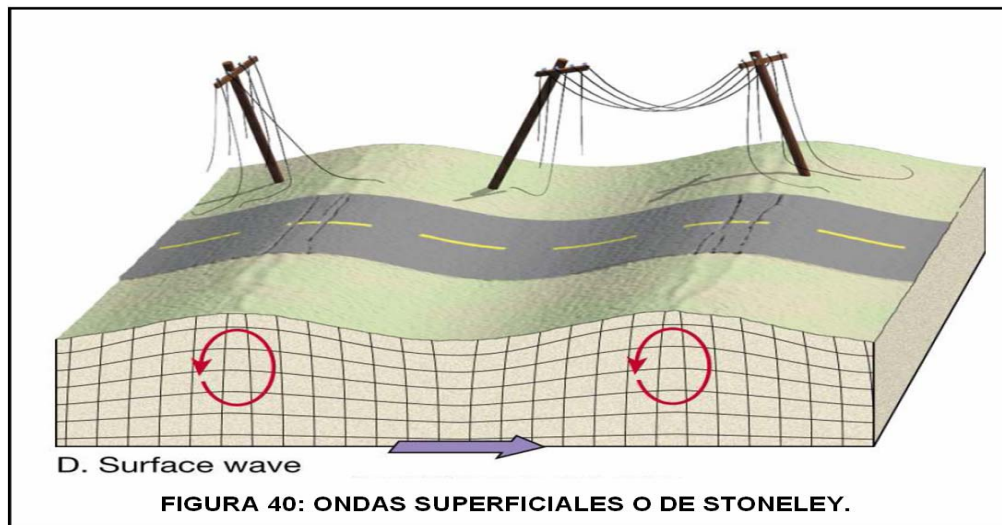


FIGURA 38: TIPO DE ONDA DE CIZALLA O S. PRODUCEN MOVIMIENTO VERTICAL Y LATERAL.

Ondas Compresionales. Las ondas compresionales u ondas P, son ondas que alternan la compresión y la expansión del material que atraviesan. El movimiento hacia delante y hacia atrás producido cuando las ondas compresionales recorren la superficie, puede hacer que el terreno se doble o fracture.



Ondas de Stoneley. Las ondas de Stoneley o Superficiales son ondas circulares que producen un movimiento parecido al de las olas del mar.



OOIP. Original Oil in Place (Aceite Original en el Lugar).

Pay. Horizonte o intervalo productor de una formación.

Play. Es una extensión de una formación productiva.

Pozo revestido. Se denomina pozo revestido o CH (“Cased-Hole”) al pozo después de bajar la TR (Tubería de Revestimiento) o “casing” y de cementar el espacio externo de la TR para aislar las formaciones de interés, en el cual se pueden disparar pistolas bajadas a cable en las zonas a ser probadas. Existen

herramientas de registro para pozo revestido. Las más frecuente utilizadas permiten determinar la calidad de la cementación, detectar y cuantificar el movimiento de fluidos dentro del pozo, así como medir el gradiente de temperatura y de densidad de fluidos dentro del pozo. Algunas de estas herramientas son de diámetro suficientemente delgado para poder bajar por la TP (Tubería de Producción) o tubing, ya sea para medir dentro de la TP o en la TR, por debajo del empacador (o “packer”).

Rumbo. *Es el ángulo horizontal que se forma entre una línea horizontal contenida en un plano y el Norte o Sur geográficos.*

Señales X. ⁽¹⁰⁾ *Son señales de corrientes medidas por la bobina receptora. Estas señales van directas desde el transmisor al receptor.*

Señales R. ⁽¹⁰⁾ *Son las señales de corrientes inducidas que provienen de la formación. Estas corrientes son inducidas de los campos magnéticos producidos por las bobinas transmisoras.*

Tensor. *En matemática, es cierta clase de entidad geométrica, que generaliza los conceptos de escalar, vector y operador lineal de una manera que sea independiente de cualquier sistema de coordenadas elegido. Los tensores son de especial importancia en física. Los tensores pueden ser representados por una matriz de componentes en algunos casos.*

Tortuosidad. *Uno de los factores geométricos que nos permiten caracterizar a las rocas porosas es la tortuosidad. Si se considera una muestra de roca con un camino poroso interconectado (como una arenisca) se puede definir la tortuosidad de la roca como:*

$$T = \frac{L_e}{L}$$

Donde:

- *L es la longitud de la muestra de roca*
- *L_e es la longitud del camino electrolítico equivalente*

Turbiditas. Corrientes de Turbidez. *Sedimentos fangosos con agua se comportan como un fluido, en fase discontinua, cuando se vierten en agua dulce o marina. Generalmente se acepta que tales fangos pueden generarse, en grandes cantidades, en diferentes tipos de cuencas y que fluirán más abajo a velocidades considerablemente altas, cubriendo distancias de decenas de kilómetros. Los movimientos de estas masas de fango se denominan corrientes de turbidez, o corrientes de densidad y el sedimento depositado que resulta de estas corrientes*

se llama turbidita. Las turbiditas presentan una gran variedad de estructuras sedimentarias, incluyendo la estratificación gradada, marcas de carga. Las corrientes de turbidez actuales se sabe que se producen en los taludes continentales. Las corrientes de turbidez son capaces de erosionar el suelo de la cuenca y son las responsables de la transferencia de grandes cantidades de sedimentos de agua somera a zonas más profundas.

Zona lavada. La zona lavada, próxima a la pared del pozo, contiene el filtrado del fluido de perforación o “mud-filtrate”, extendiéndose desde la pared del pozo hacia dentro de la formación, pasando por una zona de transición que puede ser pequeña o grande (dependiendo de la porosidad y permeabilidad de la formación), hasta una distancia tal que los fluidos encontrados sean los originales en la roca (zona virgen). Esta distancia se denomina profundidad de invasión, y su valor puede variar desde 2” para lodos de muy buena calidad en formaciones de alta porosidad (con mucho espacio poral disponible para acomodar la invasión), hasta más de 100” para lodos de baja calidad en formaciones de baja porosidad (con poco espacio poral).

Zona virgen. La zona virgen representa la roca permeable conteniendo en el espacio poral los fluidos originales no afectados por el proceso de perforación ni por el de invasión.

APENDICE B. MODELOS PARA LA DETERMINACIÓN DE LA SATURACIÓN DE AGUA EN FORMACIONES ARCILLOSAS. ⁽⁸⁾

a) MODELO WAXMAN-SMITS (WS).

El trabajo de Waxman-Smits se basa en mediciones realizadas en laboratorios de resistividad eléctrica y de potencial electroquímico de arenas arcillosas. Las mediciones se hicieron en aproximadamente 300 núcleos cubriendo una variedad grande de rocas sedimentarias y una gama amplia de concentraciones de solución de NaCl. Describieron sus datos de conductividad por una ecuación empírica en que la conductividad C_o de la arena arcillosa con $S_w = 100\%$ se expreso como una función de la conductividad de la solución C_w y de dos parámetros “b” y “ F_{01} ”. La cantidad “b” se presentó para ser una medida del contenido de arcilla efectiva de la roca, siendo aproximadamente proporcional a la capacidad del intercambio catiónico dividida por su volumen de poros. La última relación se designó como Q_v y tiene las dimensiones de meq/ml o equiv/litro. “ F_{01} ” es un factor de resistividad de la formación referido a una solución hipotética de resistividad de 0.01 ohm-m a 25°C, donde se minimizan los efectos de arcilla. F_{01} se correlaciona con la porosidad con una relación del tipo de ecuación de Archie.

Este modelo se extiende en casos en donde el aceite y el agua están presentes en la arena arcillosa. Esto da lugar a una expresión adicional, relacionando la resistividad con la saturación de agua, conductividad de agua y la capacidad de intercambio catiónico.

El modelo de WS considera:

1. El modelo consiste en dos elementos de conductividad en paralelo: uno es el electrolito libre contenido en el volumen de poros de la roca y otro es el resultado de la contribución de la conductividad del intercambio catiónico asociado a la arcilla.
2. Movilidad del intercambio catiónico que aumenta a un valor máximo con el aumento de la concentración del electrolito libre.
3. Constantes geométricas idénticas de conductividad, aplicables para la contribución de ambas conductividades, es decir, las del electrolito libre y las del intercambio catiónico asociado a la arcilla.

De la consideración de los elementos de conductividad en paralelo, el electrolito libre y el intercambio catiónico resultan en:

$$C_o = xC_e + yC_w \quad (35)$$

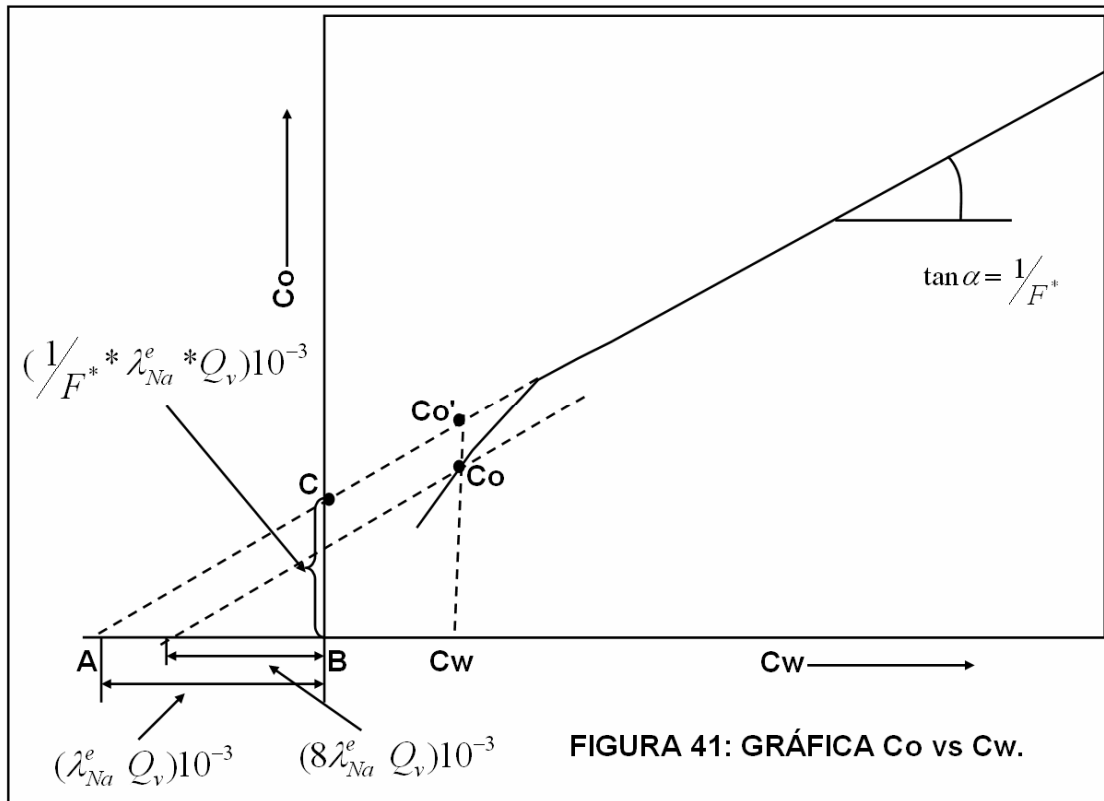
donde C_o , C_e y C_w son las conductividades específicas del núcleo, intercambio catiónico de la arcilla y solución salina, respectivamente; x y y son constantes geométricas.

Se supone que la corriente eléctrica transportada por los contrapones (recorrido de los iones a través de la arcilla en sentido inverso a lo largo de la misma trayectoria tortuosa de la corriente) se atribuye a los iones en el agua del poro. Así, los parámetros geométricos x y y son iguales. Por analogía con la idea del factor de resistividad de la formación para las arenas limpias, se puede escribir:

$$x = y = \frac{1}{F^*} \quad (36)$$

donde F^* es el factor de resistividad de la formación de la arena arcillosa.

Waxman-Smiths ilustraron a $1/F^*$ como la pendiente de la correlación lineal de la conductividad del núcleo, C_o , y de la conductividad del agua en equilibrio, C_w ; excepto para valores bajos de conductividad del agua en equilibrio. Esto corresponde a la parte lineal de la Fig. 41.



Sustituyendo la ecuación 36 en la ecuación 35 se tiene:

$$C_o = \frac{1}{F^*} (C_e + C_w) \quad (37)$$

donde C_o es la conductividad específica de la arena saturada al 100% con solución salina. C_e es la conductividad específica del intercambio catiónico de la arcilla. C_w es la conductividad específica de la solución electrolítica.

El aspecto más importante del modelo de Waxman-Smits, es que la conductividad con la que contribuye la arcilla, es definida como el producto de la capacidad de intercambio catiónico volumétrico, Q_v , y la conductividad equivalente del contraion B.

$$C_o = \frac{1}{F^*} (BQ_v + C_w) \quad (38)$$

B es la conductividad equivalente del contraion a 25°C, que es una función de la movilidad del contraion y es definida como:

$$B = [1 - 0.6 \exp(-.77 / R_w)] \quad (39)$$

Para formaciones productoras de hidrocarburos, se adicionan dos consideraciones. La primera, se asume que la concentración del contraion aumenta en el poro de agua y la saturación de agua S_w disminuye.

$$Q_v' = \frac{Q_v}{S_w} \quad (40)$$

donde Q_v' es la concentración efectiva de iones de intercambio a condiciones de S_w .

Por lo tanto, la ecuación de conductividad de Waxman-Smits, para formaciones arcillosas productoras de hidrocarburos es:

$$C_t = \frac{1}{G^*} (C_w + \frac{BQ_v'}{S_w}) \quad (41)$$

donde G^* es un factor geométrico.

La segunda es que G^* es una función de la porosidad, saturación del agua y geometría del poro, pero independiente del contenido de arcilla, Q_v , y definido como:

$$\frac{1}{G^*} = \frac{S_w^n}{F^*} \quad (42)$$

donde el parámetro n es el exponente de saturación para formaciones arcillosas del modelo de Waxman-Smits. Entonces la ecuación se escribe como:

$$C_t = \frac{S_w^n}{F} \left(C_w + \frac{BQ_v}{S_w^{n-1}} \right) \quad (43)$$

Esta ecuación (43) también se puede escribir en términos de resistividad como:

$$\frac{1}{R_t} = \frac{S_w^n}{F} \left(\frac{1}{R_w} + \frac{BQ_v}{S_w^{n-1}} \right) \quad (44)$$

El modelo de Waxman-Smits es muy confiable debido a su simplicidad y fundamento experimental.

b) MODELO DOBLE AGUA (DWM).

Del trabajo de Waxman-Smits se propuso una relación de saturación-resistividad para las formaciones arcillosas que relaciona la contribución de resistividad de la lutita a la capacidad de intercambio catiónico (CEC) de la lutita.

Pero desafortunadamente, no se disponía de una medida continua de la CEC de la roca in situ; como resultado, el modelo de doble agua se desarrolló para dar solución a este problema. Este modelo se basa en tres premisas:

1. La conductividad de la arcilla se debe a su CEC.
2. La CEC de arcillas puras es proporcional al área específica de superficie de la arcilla.
3. En soluciones salinas, los aniones se excluyen de una capa de agua alrededor de la superficie del grano. El espesor de esta capa se expande al decrecer la salinidad de la solución (debajo de cierto límite) y el espesor es una función de la salinidad y la temperatura.

Por lo tanto, como la CEC es proporcional al área específica (área por unidad de peso), es proporcional al volumen de agua en la capa de exclusión de contraiones por unidad de peso de arcilla. En consecuencia, la conductividad de la arcilla es proporcional al volumen de la capa de exclusión de contraiones que está en contacto con la superficie de los granos de arcilla. Para las arcillas es importante esta capa muy delgada de agua de contacto debido a las grandes áreas superficiales de arcilla relativamente a los granos de arena. Por lo que en el modelo de Doble Agua, se considera que la arcilla consiste de dos componentes: agua ligada y minerales de arcilla.

Los minerales de arcilla se consideran eléctricamente inertes, la conductividad eléctrica de la arcilla se considera como derivada de la conductividad del agua ligada (C_{wb}) que se supone es independiente del tipo de arcilla. La cantidad de agua ligada varía de acuerdo con el tipo de arcilla y es mayor para las arcillas más finas (con mayores áreas de superficies), como la montmorrillonita y menor para arcillas más gruesas, como la caolinita. La salinidad también tiene un efecto; en agua de baja salinidad la capa difusa se expande.

Bajo condiciones normales al agua ligada es inmóvil, por lo tanto, el volumen que ocupa no puede ser desplazado por hidrocarburo. Como los minerales de arcilla se consideran eléctricamente inertes, pueden tratarse como otros minerales.

Para la mayoría de las rocas sólo es necesario considerar la parte porosa al discutir las propiedades eléctricas y se trata de acuerdo con la ecuación de saturación de agua de Archie. La ecuación se convierte en:

$$C_t = \frac{\Phi_t^m S_{wt}^n}{a} C_e \quad (45)$$

donde S_{wt} es la saturación de agua total (agua libre mas agua ligada). Φ_t es la porosidad total; a, m y n tienen el significado usual de la ecuación de Archie. C_t es la conductividad de la formación virgen no invadida. C_{we} es la conductividad equivalente de las aguas en el espacio poroso.

Debe observarse que Φ_t y S_{wt} se refieren al volumen total de los poros que incluye el volumen de los poros saturados con agua ligada y el agua de los poros (a veces llamada agua libre). La conductividad equivalente del agua, C_{we} , es:

$$C_{we} = \frac{V_w C_w + V_{wb} C_{wb}}{V_w + V_{wb}} \quad (46)$$

donde V_w y V_{wb} son los volúmenes totales del agua de formación y del agua ligada, respectivamente, C_w y C_{wb} son sus conductividades.

En términos de saturación se convierte en:

$$C_{we} = \frac{\Phi_t (S_{wt} - S_{wb}) C_w + \Phi_t S_{wb} C_{wb}}{\Phi_t (S_{wt} - S_{wb}) + \Phi_t S_{wb}} \quad (47)$$

ó

$$C_{we} = C_w + \left[\frac{S_{wb}}{S_{wt}} \right] (C_{wb} - C_w) \quad (48)$$

donde S_{wb} es la saturación del agua ligada, es decir, la fracción del volumen total de los poros ocupada por el agua ligada.

La ecuación anterior describe la conductividad equivalente del agua como una función de la conductividad del agua de formación más la conductividad del agua ligada. La ecuación en términos de saturación se convierte en:

$$C_t = \frac{\Phi_t^m S_{wt}^n}{a} \left[\left(\frac{S_{wb}}{S_{wt}} \right) (C_{wb} - C_w) \right] \quad (49)$$

La porosidad y la saturación de agua de la fase de arena (la fase no arcillosa) de la formación (formación limpia) se obtiene restando la fracción del volumen del agua ligada (ΦS_{wb}). Por lo tanto, la porosidad efectiva es:

$$\Phi = \Phi_t (1 - S_{wb}) \quad (50)$$

y la saturación de agua es:

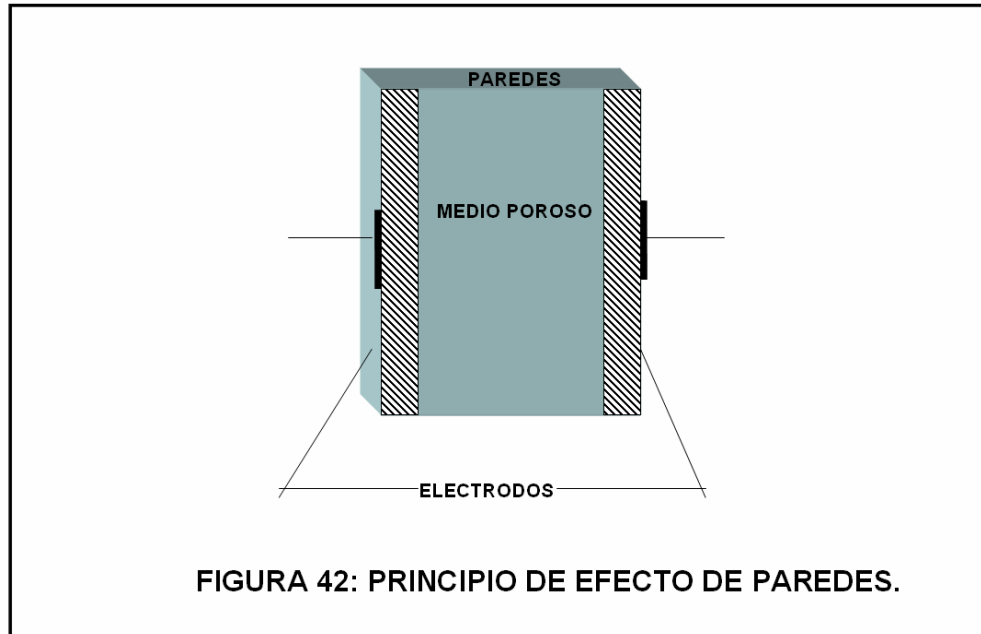
$$S_w = \frac{S_{wt} - S_{wb}}{1 - S_{wb}} \quad (51)$$

Para poder evaluar una formación arcillosa con el modelo de Doble Agua, deben determinarse cuatro parámetros que son C_w (R_w); C_{wb} (R_{wb}); Φ y S_{wb} .

c) MODELO SIMANDOUX.

El trabajo realizado por Simandoux fue un método experimental, el objetivo de este es el de describir un método utilizando las frecuencias medias (del orden de 1MHz), y sin contacto con el medio poroso, mediante la interposición de una pared aisladora separada esta de los electrodos. Este método permite obtener la constante dieléctrica y la conductividad de un núcleo, para obtener la S_w . La principal ventaja del método de Simandoux, consiste en interponer entre el medio que debe estudiarse y los electrodos, una pared aislante que puede ser en la mayoría de los casos la pared de la celda que contiene el medio. Se colocó la muestra del medio poroso considerado en una celda aislante y un condensador en torno a esta celda.

Este sistema (celda + medio poroso); Fig. 42 presenta una constante dieléctrica compleja $\epsilon = \epsilon' - j \epsilon''$ (también llamada permitividad), que permite obtener la conductividad del medio.



$$C = C_o \epsilon' \quad (52)$$

$$\frac{1}{R} = G = C_o \omega \epsilon'' \quad (53)$$

donde ω es la pulsación de la corriente conectada a la frecuencia, C_o es el factor geométrico del condensador, la capacidad en el vacío de los electrodos (capacidad activa), C es la conductividad, R es la resistividad, ϵ' es la constante dieléctrica real y ϵ'' son las pérdidas dieléctricas.

La influencia de la saturación de agua sobre ϵ' y ϵ'' , es que el agua es el único constituyente conductor y el contraste entre la constante dieléctrica del agua ($\epsilon = 80$), la del sólido ($\epsilon = 3$) y la del aire ($\epsilon = 1$) o la del aceite ($\epsilon = 0$) es tal que se puede tomar al medio poroso al punto de vista eléctrico como una mezcla de dos fases, el agua y el resto, juntos sólido + aire + aceite. Generalmente, en un dieléctrico heterogéneo conteniendo una fase conductora y una fase aislante, las dos medidas eléctricas ϵ' y ϵ'' dependen de la cantidad de cada una de las fases.

Sin embargo el estudio de un gran número de medios porosos permitió poner de relieve las leyes experimentales siguientes:

- Para un núcleo dada la constante dieléctrica ε' y las pérdidas ε'' del medio poroso sólo dependen de la cantidad de agua presente en el núcleo.
- ε' y ε'' son proporcionales entre ellos. Considerando las condiciones donde $S_w = 0$ ($\varepsilon'' = 0$, $\varepsilon' = \varepsilon_s$, ε_s es la constante dieléctrica del núcleo sin agua).
- ε' y ε'' pueden representarse en todo el rango de las saturaciones por un desarrollo en serie limitado al segundo orden, de la forma:

$$\varepsilon' + \varepsilon_s = \varepsilon\mu'' = AS_w + BS_w^2 \quad (54)$$

Cuando se tiene arcilla en el medio, aumenta la conductividad de las superficies de las capas arcillosas, generalmente se sabe que la arcilla directamente sólo interviene en la conductividad de un medio poroso en forma de un término de conductividad propiamente independiente del medio poroso y que sólo depende de la cantidad de arcilla, por lo tanto de las superficies de las capas y esto aunque las partículas arcillosas estén difundidas de una manera homogénea en el núcleo (capa difusa). Es muy natural admitir que este término representa directamente la conductividad superficial de las partículas arcillosas, este se añade en paralelo a la conductividad aportada por el agua que llena los poros.

La introducción del concepto de la capa difusa, permite entonces incluir el conjunto de fenómenos eléctricos que acompañan el proceso de saturación de los núcleos arcillosos, siguiendo tres caminos:

- Formación de la primera capa de adsorción.
- Formación de la capa difusa.
- Relleno de los poros por el agua libre en el caso de las arenas limpias.

Los resultados experimentales ponen de manifiesto que, durante estos tres mecanismos de saturación, las partículas arcillosas producen la adición de un término suplementario en paralelo, que sólo depende de la cantidad de ésta. Se puede así, para el caso de altas concentraciones de electrólitos de la solución, dar una ecuación de conductividad de los núcleos arcillosos en función de la saturación y el volumen de arcilla, V_{ar} .

$$C = C_M + V_{ar} C_{ar} \quad (55)$$

En esta expresión se tiene $C_M = AS_w + BS_w^2$ que es la conductividad debida al agua libre, del medio limpio. C_{ar} es la conductividad de las partículas arcillosas, por lo tanto:

$$\frac{1}{R} = \frac{1}{R_M} + \frac{V_{ar}}{R_{ar}} \quad (56)$$

donde R_{ar} es la resistividad de las arcillas, R_M es la resistividad del núcleo correspondiente, eso significa que las partículas arcillosas conductivas son reemplazadas por partículas de arena, el término $1/R_M$ es generalmente escrito de la forma $1/FR_M$, forma donde interviene el factor de formación del núcleo definido. Y de la formula se tiene que el caso más general que para formaciones arcillosas la ecuación en términos de saturación y resistividades queda:

$$\frac{1}{R_t} = \frac{S_w^n}{FR_w} + \frac{V_{ar}S_w}{R_{ar}} \quad (57)$$

d) MODELO DE INDONESIA.

Este modelo fue propuesto por Poupon y Leveaux. Para determinar la saturación de agua de una formación arcillosa, se usa una formula que expresa la relación entre la resistividad verdadera (R_t) y los parámetros de la formación que afectan esta resistividad. Éstos incluyen la resistividad del agua (R_w), la resistividad de la arcilla ($R_{arcilla}$), porosidad (Φ), el contenido de arcilla ($V_{arcilla}$), y saturación de agua (S_w). Satisfactoriamente los resultados son normalmente obtenidos con la formula:

$$\frac{1}{R_t} = \frac{(V_{arcillas})^c S_w}{R_{arcilla}} + \frac{\Phi^m S_w^2}{aR_w} \quad (58)$$

donde el exponente c normalmente se toma igual a 1, pero a veces se usan valores más grandes, hasta 2.

En algunos pozos de Indonesia, las saturaciones de agua fueron obtenidas con esta formula donde se encontró que estas eran demasiado grandes, sobre todo por el contenido de arcilla en el rango de 30 a 70%. Posteriormente se realizaron estudios en más pozos de Indonesia e hizo posible establecer una relación empírica dando mucho mejores resultados, esta relación es:

$$\frac{1}{\sqrt{R_t}} = \left[\frac{(V_{arcillas})^d S_w}{\sqrt{R_{arcilla}}} + \frac{\Phi^{m/2}}{\sqrt{aR_w}} \right] S_w^{n/2} \quad (59)$$

donde el exponente d puede tomar el valor de: $d = (1 - V_{arcilla}/2)$ o $d = 1$, este último se ha encontrado satisfactorio; sin embargo, cuando se tiene alto contenido de arcilla el valor de S_w puede ligeramente ser sobre estimado cuando se usa $d = 1$.

Este tipo de relación, entre R_t y S_w , expresa que la conductividad de la formación es hecha de tres términos, dos de estos que involucran las conductividades de la arcilla y el sistema formación-agua. El tercer término representa la conductividad adicional resultado de la interacción de estos dos sistemas.

Se sabe que la arcilla afecta la conductividad de la formación y depende de la resistividad y cantidad de arcilla, así como de la saturación de agua. Como se puede observar, la ecuación de Indonesia es paramétrica. De la calidad, y en menor grado, de la cantidad de estos parámetros o variables (R_t , Φ , V_{ar}) depende la confiabilidad del valor de saturación de agua.

Estos parámetros no son bien conocidos, existiendo generalmente incertidumbre en su valor. Esta incertidumbre varía de una variable a otra, lo que ocasiona que el error con el que se contribuyen algunas variables afecte más el resultado final de saturación de agua.