

"Αίσθάνομαι πράγμες περὶ ἡμεῖς
ἀριστεύω τακτικός προς αἰσθάνομαι
πράγμες εἰμὶ πέραν"

[“Comprender las cosas que nos rodean es la mejor
preparación para comprender las cosas que hay más allá”]
Hipatia de Alejandría (circa 400)

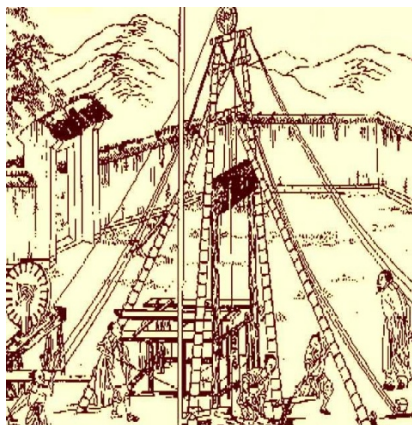
PERFILAJE GEOELÉCTRICO DE POZO



Amanecer en un pozo exploratorio.

Egipto era colonia romana cuando nació Hipatia, alrededor del 355 d.C. en Alejandría, ciudad portuaria que había fundado siete siglos antes (en 331 a.C.) el invasor macedonio Alejandro Magno (Μέγας Αλέξανδρος, megas y *magnus* significan el más grande) tras haber expulsado a los opresivos invasores persas. Allí mismo, entre tantos grandes sabios, **Eratóstenes de Cirene** había hecho sus pioneros cálculos geodésicos, cuando la ciudad del monumental faro llevaba unos cien años desde su fundación y todavía era colonia griega.

Hipatia de Alejandría fue la mayor sabia y docente de su tiempo, hizo cartografía astronómica, pergeñó aparatos de laboratorio y, como Eratóstenes, también llegó a ser directora de la famosa biblioteca. Pero le tocó vivir en una época más difícil, cuando de la grandiosa institución fundada por el rey macedonio Ptolomeo I Sóter (museo, zoológico, laboratorio, jardines) sólo quedaba una fracción de los quizá 200.000 rollos de papiros y pergaminos que había llegado a acopiar, escritos en griego, latín, persa, hebreo, sánscrito, etc. Funcionaba en lo que en origen había sido la biblioteca hija, separada de la principal ya destruida, en el templo consagrado a Serapis (dios sincrético greco-egipcio). Los emperadores Aureliano en 273 y Diocleciano en 297 habían promovido asesinatos, saqueo y destrucción en Alejandría. Y, para colmo de males, en 365 un potente terremoto produjo cerca de 50.000 muertos y grandes daños, aunque sobrevivió el gran faro, maravilla del mundo antiguo –hasta que otro terremoto mayor lo hizo caer bajo las olas en 1303–. Además, como parte de ese siniestro combo histórico, en 391 el emperador Teodosio el Grande decidió que el cristianismo ya adoptado por Constantino fuese la religión oficial del Imperio romano y mandó arrasar los templos paganos y acallar a sus cultores. Fue así que el año 416 una turba impune –tipo barras del fútbol argenteo, aunque quizá sin los negocios ilegales que



Perforación en la antigua China
(boceto de salt.org.il)

éstos manejan en connivencia con jefes de club y gobierno– que en verdad eran hinchas y beneficiarios del obispo Cirilo, asaltaron la biblioteca, destruyéndola en parte, y asesinaron a Hipatia, quien había tenido la poco feliz idea de negarse a convertirse al cristianismo. La arrastraron muerta por la ciudad, la descuartizaron e incineraron –cosa que afortunadamente los barras aún no han hecho a nadie que no guste de sus colores–. Fanático proviene del latín *fanum* (templo)...

Cuando en 642 el califa Umar ibn al-Jattab ordenó asaltar Alejandría –durante su islamización de Egipto a sangre y fuego– fue consultado por lo que todavía quedaba de la biblioteca y respondió por escrito (en árabe, obvio): “Si los libros contienen la misma doctrina del Corán, no sirven para nada porque repiten; si los libros no están de acuerdo con la doctrina del Corán, no tiene caso conservarlos”. Argumentadamente resolvió el califa... Tras lo cual la llama religiosa consumió todo raciocinio. Como aún hoy en ciertos enclaves fundamentalistas.

POZOS DE ANTAÑO

Hipatia no escribió sobre pozos petroleros porque en Egipto no los había en su tiempo. Donde ya los había era en China, más precisamente en la occidental provincia de Sichuan (alta cuenca del río Yangtsé), que horadaban con trépanos percutores desde un aparejo de caña bambú. Venían perforando hasta pocas decenas de metros desde hacía siglos, en esos años se cree había algún pozo de 200 m y llegaron a 1.000 m en 1835. Quemaban petróleo para evaporar la salmuera y obtener sal. Pero también transportaban gas mediante ductos de bambú para iluminar, cocinar y calefaccionar viviendas, y el alquitrán se usaba para engrasar ejes y calafatear barcos.

Los hidrocarburos también fueron aprovechados en la Edad Media en Japón, Azerbaiyán, Persia y otras naciones; incluso para pavimentar las calles de Bagdad en el siglo VIII. (Recordemos que el petróleo está formado por compuestos de carbono e hidrógeno, mayormente parafinas, naftenos y aromáticos, con pequeñas proporciones de derivados hidrocarbonados de oxígeno, azufre y nitrógeno. En tanto que el gas natural es en promedio un 88% metano, 8% etano y luego propano, butano, etc., incluso helio).

También mediante percusión fueron perforados en Pensylvania en 1859 los sólo 21 m del pozo de Oil Creek, bajo las órdenes de **Edwin Drake**, que significó el primer descubrimiento comercial moderno.

En Argentina los primeros antecedentes datan de 1865 cuando la Compañía Jujeña del Kerosene fue habilitada para extraer y fabricar ese combustible a partir de los asfaltos jujeños, lo cual sucedió sólo 50 días después de que a otro interesado se le rechazara la solicitud de hacer lo mismo... (ya por entonces nuestros políticos eran inhumana y discrecionalmente). La empresa comenzó con 3.000 acciones cotizadas a 25 pesos bolivianos cada una –recuérdese que el Alto Perú había sido parte del Virreinato rioplatense y a esta fecha todavía había fuertes vínculos entre el noroeste argentino y Bolivia–. Las extracciones de ésta y otras pequeñas compañías años más tarde se hicieron desde pozos muy rudimentarios y someros (hasta 30 metros) en laguna La Brea y otros sitios; produjeron hidrocarburos pero no tuvieron éxito económico.

En Mendoza la historia comenzó en 1877 con una muy superficial excavación para extraer asfalto y continuó en 1886 con la Compañía Mendocina de Petróleo que perforó cuatro pozos en la localidad de Cacheuta, tres de los cuales fueron productivos, más un quinto surgente en 1888, y otros en años posteriores con profundidad máxima de 280 metros.

En el Golfo San Jorge se hizo el primer intento en 1903 en medio del caserío de Comodoro Rivadavia y ese pozo N°1 alcanzó los 175 metros, abortando por la rotura de un engranaje. Luego, el 13 de diciembre de 1907, aconteció el conocido hallazgo en el pozo N°2 de Km 3 (donde hoy está el Museo del Petróleo), dirigido inicialmente por el ingeniero **Martín Hermitte**, con surgencia desde los 545 metros (miembro inferior o Glauconítico de la formación Salamanca, límite Cretácico-Terciario, de origen marino).

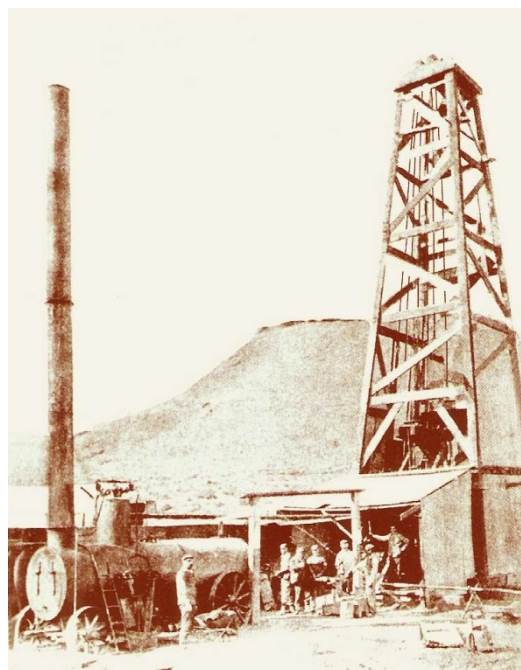
En el extremo norte de Salta, también en 1907, cuatro pozos fueron perforados con profundidad de entre 39 y 188 metros, y se hallaron hidrocarburos en la Quebrada de Galarza.

En la cuenca Neuquina el primer hallazgo ocurrió en Plaza Huincul en 1918 a 603 metros de profundidad.

Yacimientos Petrolíferos Fiscales fue fundada en 1922 al final de la presidencia del radical Hipólito Yrigoyen –mendazmente difamado por la prensa dominante, siempre perteneciente a familias ricas, y derrocado como otros presidentes que buscaron un país con menos privilegios para los potentados y mayor dignidad para las mayorías–. Meses después Y.P.F. quedó bajo la dirección del general e ingeniero **Enrique Mosconi**. Su creación había sido promovida años antes por **Luis Huergo** (el primer ingeniero argentino, hombre prolífico y con visión federal, cuyo proyecto de puerto de Buenos Aires fue rechazado para dárselo al menos eficiente plan de Eduardo Madero, sobrino del vicepresidente durante el primer mandato de Julio A. Roca).

En la cuenca Austral o de Magallanes el primer descubrimiento comercial, después de muchos intentos, ocurrió en 1945 en el extremo norte de Tierra del Fuego, en territorio chileno.

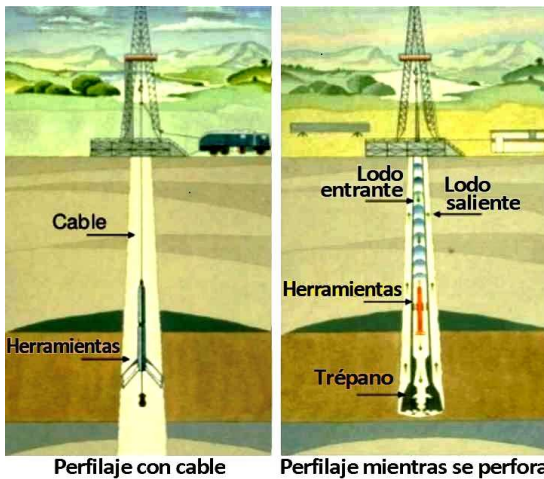
En 1989 en la península de Kola, norte de la Rusia europea, tras varios años de perforación rotativa se alcanzó la marca de 12.262 m de profundidad en un pozo de investigación de la corteza terrestre.



Pozo N°2, descubridor en Comodoro Rivadavia
(foto Museo del Petróleo)

Un pozo es un buen lugar donde aplicar la máxima de Hipatia, ya que puede obtenerse mucho conocimiento en un punto de la geografía (x, y) con todo el detalle que permita la tecnología –y el presupuesto autorizado por la gerencia– a lo largo del eje z , incluso con alguna componente en x o y si la perforación fuese dirigida. Y entonces luego podrá extrapolarse más allá para avanzar en la exploración o el desarrollo minero.

Desde esta perspectiva, abordaremos las aplicaciones geoelectricas con cable en pozos (*wireline*), de carácter específico e interrelacionadas. Constituyen servicios geofísicos casi siempre solicitados para la exploración y explotación de hidrocarburos, aunque también, en menor proporción, como herramientas auxiliares en la búsqueda de aguas subterráneas, minería metalífera y otras, geotermia e investigación cortical.



Esquemas de perfilaje:
- Convencional, *wireline*, con cable tras la perforación.
- Especial, *logging while drilling*, durante la perforación.
(modificado de Bassiouni, 1994)



Operador del malacate en el camión de perfilaje.
(foto Century WL Services)

PERFILES DEL SUBMUNDO

El pozo se dice “abierto” (*open hole*) cuando no tiene el revestimiento, entubamiento o encamisado (*casing*) de acero que se instala una vez finalizado de perforar todo o al menos un tramo muy largo del mismo. El pozo se entuba (con caños que se van enroscando entre sí) para luego hacer ensayos de producción si los datos del perfilaje y otros (muestreo de recortes de roca, parámetros de perforación, etc.) indican que hay buena probabilidad de que sea productivo. En el mínimo espacio anular restante entre el caño de revestimiento y la roca se inyecta cemento muy fluido y el pozo queda así “entubado” (*cased hole*) y cementado. Si se decidiera seguir perforando debajo del zapato (*shoe*), que es la base del encamisado, entonces habría que hacerlo con menor diámetro de trépano que el empleado en el tramo suprayacente. Además lo que siempre se hace en pozos petroleros es perforar un primer tramo de pocos cientos de metros para entubarlo mediante la denominada “cañería guía” (*liner*). Ésta también es cementada para así dar estabilidad a ese primer tramo de sedimentos en general poco compactos (fácilmente desmoronables) y adicionalmente proteger los acuíferos dulces de la contaminación por fluidos de perforación o por ascenso de aguas formacionales salobres desde reservorios acuíferos más profundos, algo que en el pasado solía descuidarse. Véase la evaluación referida en el Tema 08 (pág.183) mediante electromagnetismo en Texas.

Siempre se perfila un pozo, o un tramo del mismo, luego de haberlo perforado y antes de haberlo revestido. Se realizan perfiles con el encamisado ya puesto si por algún problema el perfilaje no se pudo hacer antes o salió mal, por ejemplo por grandes cavernas en las paredes o inestabilidad de las mismas. Y en cambio se realizan mientras se perfora en caso de ser necesarios los datos durante la perforación, para tomar decisiones sobre la marcha (como ensayar una capa a pozo abierto, cambiar el tipo de lodo antes de un intervalo estratigráfico sobrepresionado o entubar el tramo, entre otras). En tal caso se opera con un ensamble de herramientas (*tools*) adaptadas a ir sobre el trépano y el conjunto de fondo, quedando por encima el resto de la sarta de perforación (los *tubings* enroscados entre sí, de 9 metros de largo cada uno). Y la data llega al camión mediante pulsos electromagnéticos que viajan por el lodo o por el metal de la sarta. La calidad nunca es tan buena como en el perfilaje convencional, pero tenerla en tiempo real puede ser críticamente ventajoso.

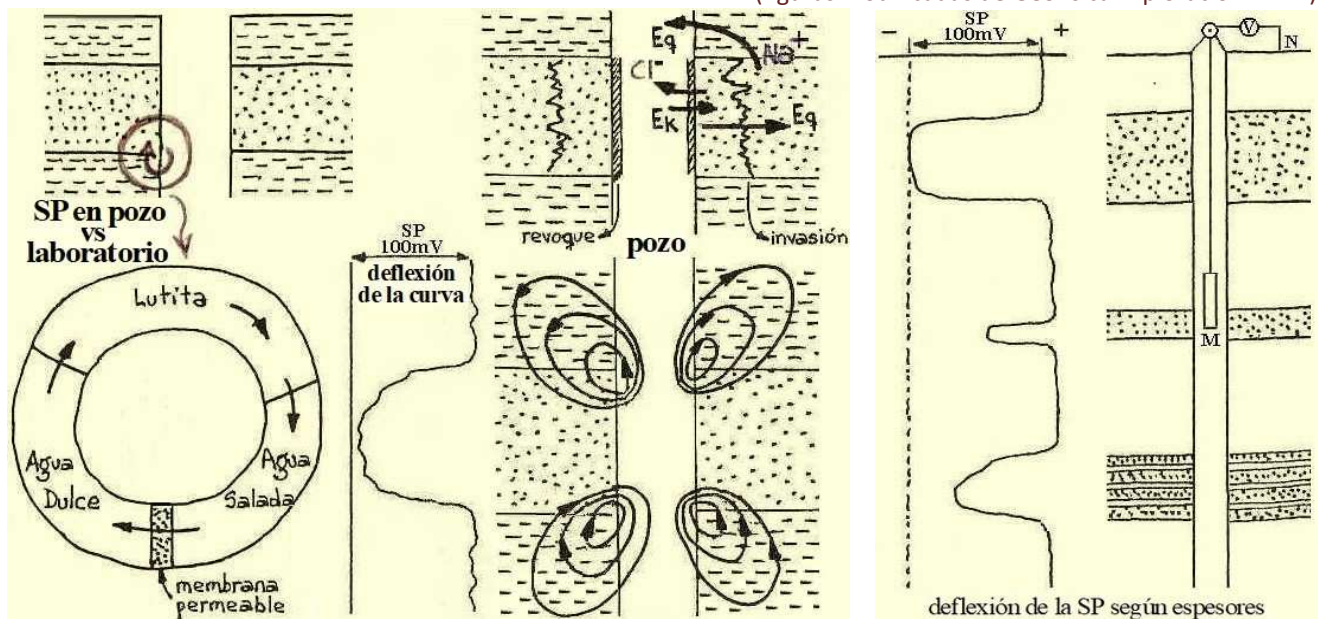
En el caso más habitual de perfilar una vez retirada toda la sarta del pozo, la o las herramientas (ensambladas entre sí) se conectan al cable eléctrico para poder bajarlas dentro del hueco hasta la máxima profundidad prestablecida y luego registrar mientras se las sube a velocidad apropiada. La mayoría de los cables utilizados a pozo abierto están compuestos de 7 conductores de cobre aislados, mientras que los más recientes incluyen conductores de fibra de vidrio en el centro y 6 conductores de cobre. El cable se recubre con un armazón de acero para brindarle más fuerza a fin de soportar adecuadamente el peso de la herramienta y poder traccionarla en el caso de que se atore dentro del pozo. Perderla podría significar una costosa operación de pesca.

La información que llega al camión de perfilaje (por el cable que se desenrolla desde el malacate –winch– en su parte posterior) es grabada y procesada en computadora y se grafica en pantalla, así como en impresiones continuas en papel o película transparente para hacer las primeras evaluaciones rápidas en boca de pozo. La reproducción de la información y su transmisión eficiente hasta las unidades de cómputo mayores u oficinas lejanas donde se requiera una primera visualización es hoy posible por los grandes avances en materia de telecomunicaciones. Así es posible tener los resultados y tomar decisiones en un tiempo mucho menor. Antiguamente las decisiones eran tomadas necesariamente en boca de pozo o alternativaente se debía esperar el viaje de ida y vuelta de los carretes de cinta u otros soportes digitales hasta la central de operaciones de servicios –y eventualmente de la compañía operadora–, incrementando los costos a causa del mayor tiempo de equipo ocioso. Recuérdese siempre que “time is money”, y no precisamente poca en este ámbito frenético. Pozo viene del latín tardío *putium* (a su vez del latín temprano *puteus*), acaso porque siempre los pozos hicieron putear bastante... (si bien la etimología de putear es otra). En inglés es *borehole* (*bore*, taladrar –o aburrir...– y *hole*, hueco) o *well* (manantial) aunque esté mal hecho.

POTENCIAL ESPONTÁNEO (PE o SP)

El SP (*Spontaneous* o *Self Potential*) constituye una de las más antiguas herramientas de perfilaje (pergeñado por **Henri Doll** y **Gilbert Deschâtre** en 1931 en Francia) y consiste sólo de un electrodo de tensión móvil dentro del pozo y otro fijo en superficie (figura derecha), más el correspondiente milivoltímetro para medir dichas diferencias de potencial. El origen del fenómeno del potencial espontáneo en pozos fue estudiado en 1943 en Estados Unidos por **W. Mounce** y **W. Rust** usando un recipiente anular con arcilla, agua dulce, una membrana permeable y agua salada (figura izquierda).

(figuras modificadas de Geofísica Exploración Y.P.F.)



Vieron que, en analogía a un pozo, pasa corriente del agua dulce a la arcilla y de ésta al agua salada: en sentido contrario viajan los cationes Na^+ a través de la arcilla a causa de las cargas negativas acumuladas sobre su estructura laminar (potencial de membrana), no pudiendo ser atravesada por los aniones Cl^- debido a su signo. A su vez, pasa corriente del agua salada a la dulce a través de la membrana que representa la arenisca, entre la zona lavada y la virgen donde en un caso típico hay mayor salinidad, dado que los Cl^- , por su menor tamaño, tienen mayor movilidad que los Na^+ . En cada contacto las corrientes rodean los 360° del pozo.

A partir de los estudios del estadounidense **M. R. Wyllie** (1949) el **potencial espontáneo electroquímico** E_q –también llamado potencial de difusión– se expresa como:

$$E_q = -K \log \frac{a_w}{a_m} \quad (K \text{ depende del tipo de lodo, } a_w \text{ y } a_m \text{ son las actividades electroquímicas del agua de formación y del filtrado de lodo, respectivamente)}$$

Pero asimismo puede existir un potencial espontáneo de origen electrocinético –también conocido como potencial de filtración– debido a la diferencia de presiones entre la columna de lodo (usualmente mayor) y el fluido formacional a través del revoque depositado sobre el estrato o capa permeable como residuo sólido del filtrado del lodo (es decir, como consecuencia de dicha diferencia de presiones). Este **potencial espontáneo**

electrocinético Ek puede expresarse como:

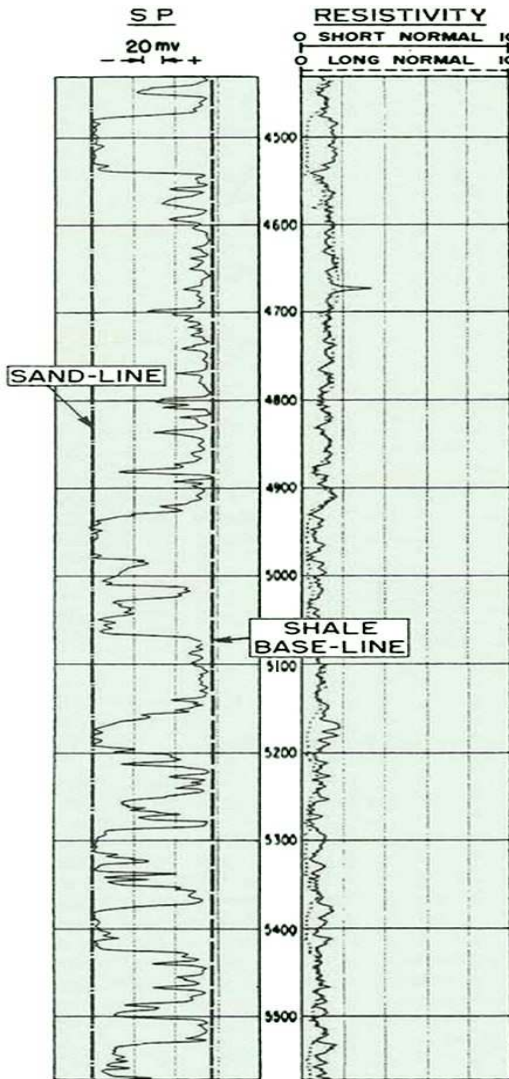
$$Ek = K \Delta P R_{mf} / \mu \quad (K \text{ depende del lodo, } \Delta P \text{ es la diferencia de presiones, } R_{mf} \text{ es la resistividad del filtrado de lodo y } \mu \text{ la viscosidad del filtrado})$$

Cuando Ek se anula, tenemos un potencial espontáneo estático (static) denominado SSP.

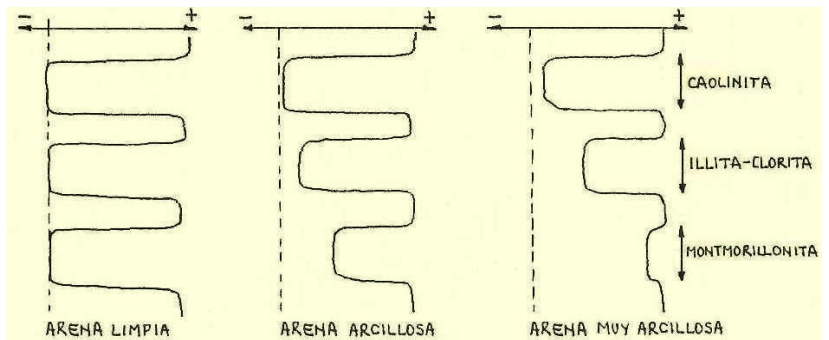
El potencial espontáneo frente a las arcillitas o lutitas generalmente tiende a seguir una secuencia de valores más o menos constante que define la llamada **línea base de arcillas o lutitas (shale base-line)**, y frente a formaciones permeables la curva de SP se aparta de dicha línea. Cuando los estratos de areniscas tienen suficiente espesor pueden alcanzar una desviación pareja definiendo entonces una **línea de arenas (sand-line)** como se ve en la figura adyacente.

La deflexión de la curva frente a las capas permeables puede ser hacia la derecha o la izquierda, dependiendo de las salinidades relativas de lodo y agua de formación. Cuando el filtrado del lodo es más dulce que el fluido formacional, la deflexión es hacia la izquierda (SP negativo, el más habitual), caso contrario hacia la derecha o positivo. *No es importante el valor absoluto del potencial espontáneo sino el valor relativo respecto a la línea base de lutitas*, cuya posición fija arbitrariamente el ingeniero de perfilaje para que las desviaciones permanezcan dentro de la escala de graficación.

Los valores medidos por la SP fluctúan por diversas razones: aumentan con el contraste de salinidades entre lodo y agua de formación, también con la resistividad de capas y con la diferencia de presión entre lodo y formación, y disminuyen con el aumento del radio de invasión del lodo, con la mayor arcillosidad de las capas permeables (más si la arcilla es montmorillonita, menos si es illita o clorita y menos aún si es caolinita; figura abajo) y también con la presencia de hidrocarburos y espesor de capa muy reducido.



Tramo de perfil de SP y Resistividad (corta y larga) (figuras modificadas de Schlumberger, 1975)



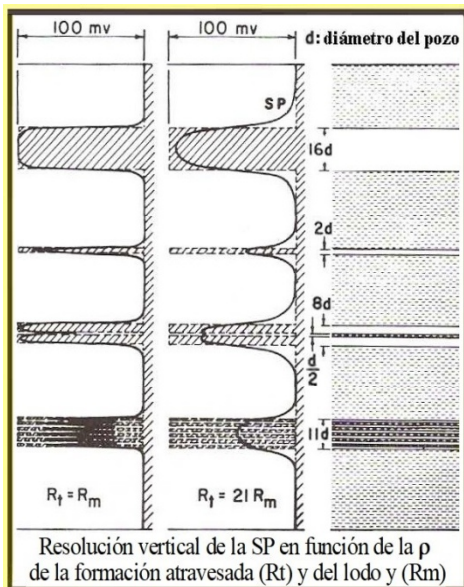
Bocetos de deflexión de la curva de potencial espontáneo de pozo frente a areniscas conteniendo matriz arcillosa de tres distintas mineralogías.

Las tobas de la cuenca Golfo San Jorge registran una Ek anormal por la alta ΔP debido a su impermeabilidad.

No hay SP sin contraste de salinidades –salvo alguna componente electrocinética carente de interés primario–, en cuyo caso puede recurrirse al perfil de rayos gamma naturales (Tema 09) como una alternativa para poder conocer la permeabilidad relativa de las capas atravesadas.

La curva del potencial espontáneo puede presentar ruidos en su mayor parte provocados por acoples magnéticos instrumentales, perturbaciones eléctricas vecinas, interferencias del cable de la herramienta y corrientes telúricas intensas.

Como todo perfil de pozo, se baja la herramienta hasta el fondo –o la



Resolución vertical de la SP en función de la ρ de la formación atravesada (Rt) y del lodo (Rm)

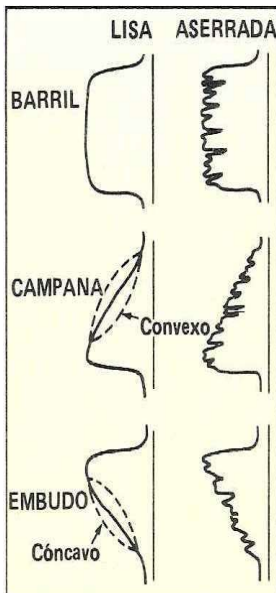
parte más profunda de interés— y *se registra en subida*, traccionando el cable a velocidad constante y con la certeza de que, si se pudo bajar, casi seguramente se podrá subir el dispositivo a través de las eventuales curvas y contracurvas del pozo (patas de perro), así como en tramos con arcillas expansibles que podrían reducir mucho el diámetro del hueco.

Como en todos los demás perfiles de pozo, *la resolución vertical del SP tiene limitaciones*, que se indican al final de la página anterior, mejor cuando las resistividades de formación (R_t) se parecen a la del lodo (R_m).

Aplicaciones

Los perfiles de potencial espontáneo son utilizados en pozo para:

- detectar estratos permeables,
- determinar valores de ρ del agua de formación (R_w), como se explica algunas páginas más adelante,
- dar una idea cualitativa del *contenido de arcilla en los intervalos rocosos permeables*,
- *definir electrofacies*, es decir, facies sedimentarias a partir de la forma de las curvas registradas, tanto del potencial espontáneo como de la resistividad u otras (figuras inmediatas),

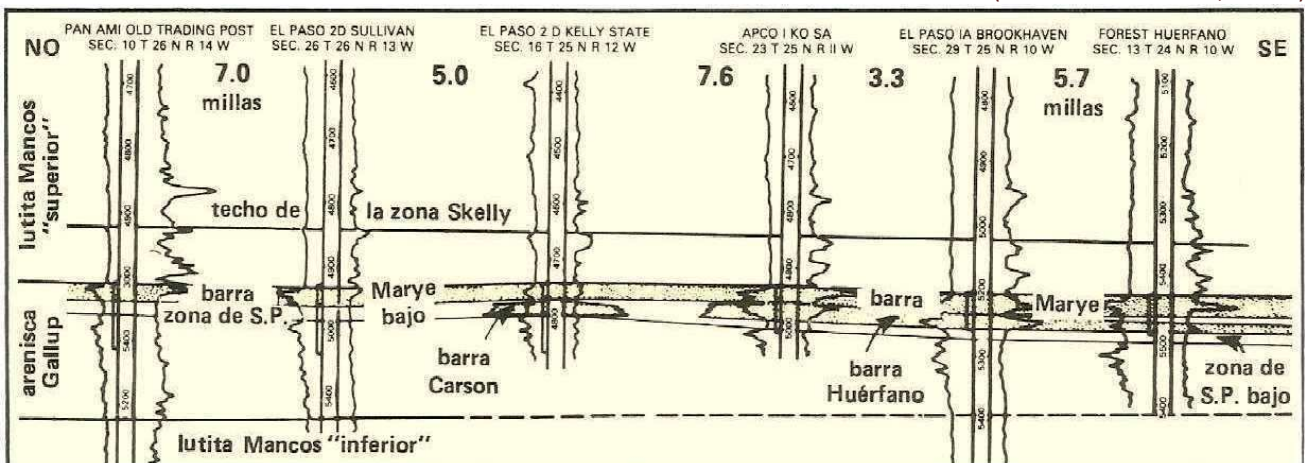


Clasificación de electrofacies por las formas de respuesta de perfiles (gráficos modificados de Serra, 1985a)

	NETO	GRADACIONAL		
		ACELERADA	LINEAL	DESACELERADA
LÍNEA DE COSTA TRANSGRESIVA	liso barra de barrera		barra en espolón aluvial	
CONTACTO SUPERIOR (FORMA DE CAMPANA)	aserrado simetría h u d	barra en espolón deltáica aluvial	canales distributarios	
LÍNEA DE COSTA ESTABLE (FORMA DE BARRIL)	liso	parte central de un canal de espolón y relleno barras en espolón deltáicas aluviales		
	aserrado	secuencia de turbiditas (estratificación gradada delgada)	borde de relleno de canal	
LÍNEA DE COSTA REGRESIVA	liso			barra de barrera
CONTACTO INFERIOR (FORMA DE EMBUDO)	aserrado	relleno de canal distributario		borde marino deltáico

Clasificación de las formas de la curva de SP en términos de modelos sedimentarios

- hacer *correlación de capas* en cortes entre pozos, en conjunto con los perfiles de resistividad, acústicos y otros, como se aprecia en el ejemplo siguiente con las curvas de SP y Rdeep (profunda en sentido lateral). (modificado de Serra, 1985a)



Correlación entre pozos del yacimiento Bisti, Nuevo México, mediante perfiles de SP (izquierda) y Rd (derecha de cada pozo).

MEDICIÓN DE RESISTIVIDAD EN EL PERFILAJE DE POZO

Como ya comentamos, la resistividad (ρ) puede definirse como la capacidad que una sustancia tiene de resistir o impedir el flujo de una corriente eléctrica. Es una propiedad física de la sustancia e independiente del tamaño o forma de la misma. La resistividad de los niveles geológicos atravesados (o su recíproca, la conductividad σ) es una de las mediciones de mayor importancia en los registros geofísicos de pozo.

La unidad de resistividad que se usa en los registros es el ohmio-m. La conductividad eléctrica se expresa en **mhos por metro o siemens** y, con el objeto de evitar fracciones decimales en los registros eléctricos, la conductividad se expresa en milimhos por metro (o, simplifícadamente, milimhos).

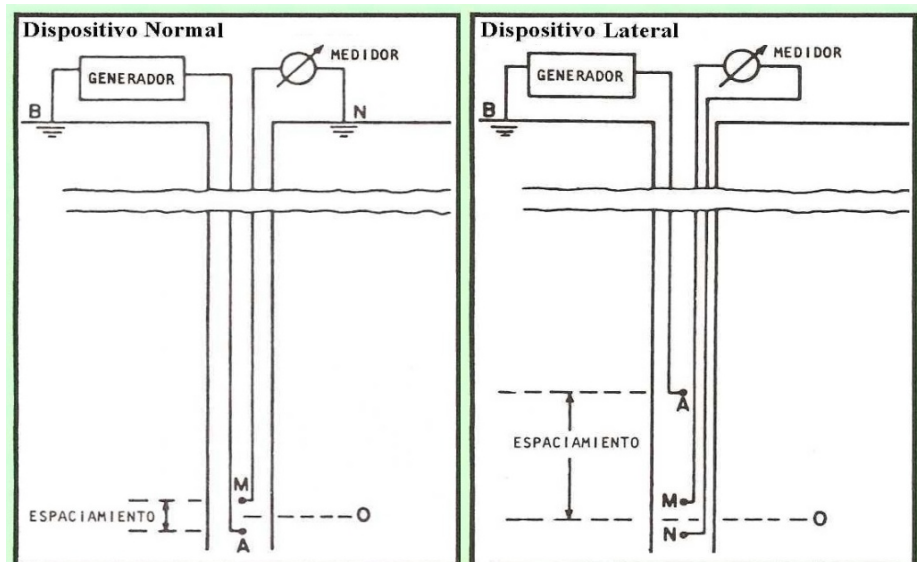
La relación entre la resistividad y la conductividad es en la práctica: $\rho (\Omega.m) = 1.000 / \sigma$ (milimhos.m)

Los registros de ρ de pozo (sean éstos inductivos o de inyección de corriente) **sirven para correlaciones y electrofacies. También pueden coadyuvar a precisar numerosas propiedades físicas de las rocas (sean o no reservorios) que ha perforado el trépano, al interpretarse junto con los perfiles dados por instrumentos que miden otras propiedades, a la vez que junto con otros datos de pozo (ingeniería de la perforación, ensayos, etc.).** Además, las mediciones de resistividad de perfil, en conjunción con la porosidad y la resistividad del agua, se usan en el cálculo de la saturación de agua de formación en el espacio poral de los reservorios, y por ende en la estimación de la eventual saturación de hidrocarburos (petróleo o gas).

Antes de abordar estos cálculos de saturación, vamos a tratar los principios y características básicas de los diversos instrumentos a los que se recurre para medir la ρ . Los registros de resistividad presentan más de una clase de medición de esta magnitud, tanto por el detalle vertical como por la profundidad lateral de investigación. De hecho, como veremos, el cruce de curvas suele indicar la posible presencia de hidrocarburos. La adquisición de estos perfiles, como adelantamos, se hace en sentido ascendente, enrollando el cable del malacate y haciendo un seguimiento desde la computadora del camión y su velocidad la mayoría de las veces está en el orden de los 1.000 a 1.500 metros por hora. **Cada perfil individual, ya sea adquirido por una herramienta de bobina inductiva o de inyección eléctrica, tiene una definida distancia o profundidad de investigación lateral y en consecuencia es una suerte de calicata registrada en dirección vertical. Y siempre debe leerse el calibre de pozo porque las cavernas cambian el escenario de lectura y podrían confundir.**

REGISTROS CON INYECCIÓN DE CORRIENTE (CONTINUA)

Antecedieron a los registros de inducción, desde que en 1927 los hermanos **Conrad y Marcel Schlumberger** idearon bajar un dispositivo tetraelectródico a un sondeo. En rigor, ellos comenzaron aplicando una **configuración normal** (sería equivalente a polo-polo) en la que se ubicaba uno de los electrodos de corriente y uno de los de potencial en la superficie –años más tarde sobre el mismo cable de perfilaje– moviéndose con los otros dos dentro del pozo para hacer las mediciones de cada intervalo.



Dispositivos básicos de corriente continua (modificado de Schlumberger, 1975)



Camión de perfilaje: ingeniero operando en su interior y vista posterior del malacate (fotos Schlumberger)



Los Schlumberger concretaron su primera prueba en Alsacia y desde 1929 tuvieron éxito en pozos de Rusia, Venezuela y Estados Unidos; tras lo cual se expandieron por todo el mundo. Viralmente, pero bien.

Tiempo después comenzó a emplearse la **configuración lateral** (polo-dipolo), donde queda lejos en el cable un electrodo de corriente y los tres restantes (en la herramienta) se mueven por el sondeo. En estos circuitos la resistividad resultante R_r es la suma de la contribución de cada zona como en los circuitos en serie, donde cada una está afectada por un factor geométrico de contribución G : $R_r = R_m G_m + R_{xo} G_{xo} + R_i G_i + R_t G_t$

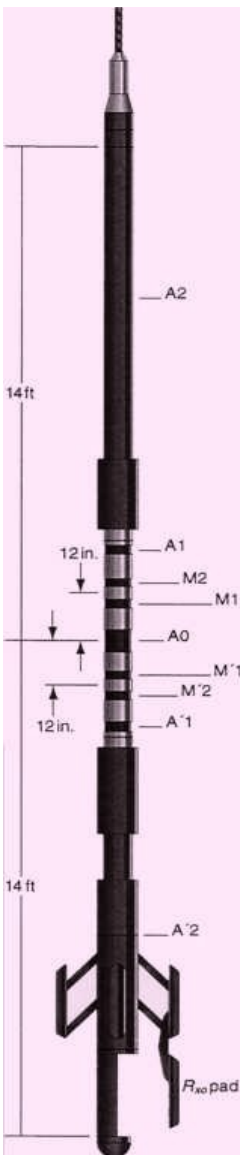
R_m es la resistividad del lodo (*mud*) y del revoque, costra o enjarre (*mud cake*).

R_{xo} es la correspondiente a la zona lavada (*flushed* o *washed out*) donde todo el fluido original ha sido reemplazado por un filtrado de lodo (*mud filtrate*) de resistividad R_{mf} que mide el inyeccionista en su laboratorio de boca de pozo, corrigiendo su valor por efecto de temperatura dentro del sondeo.

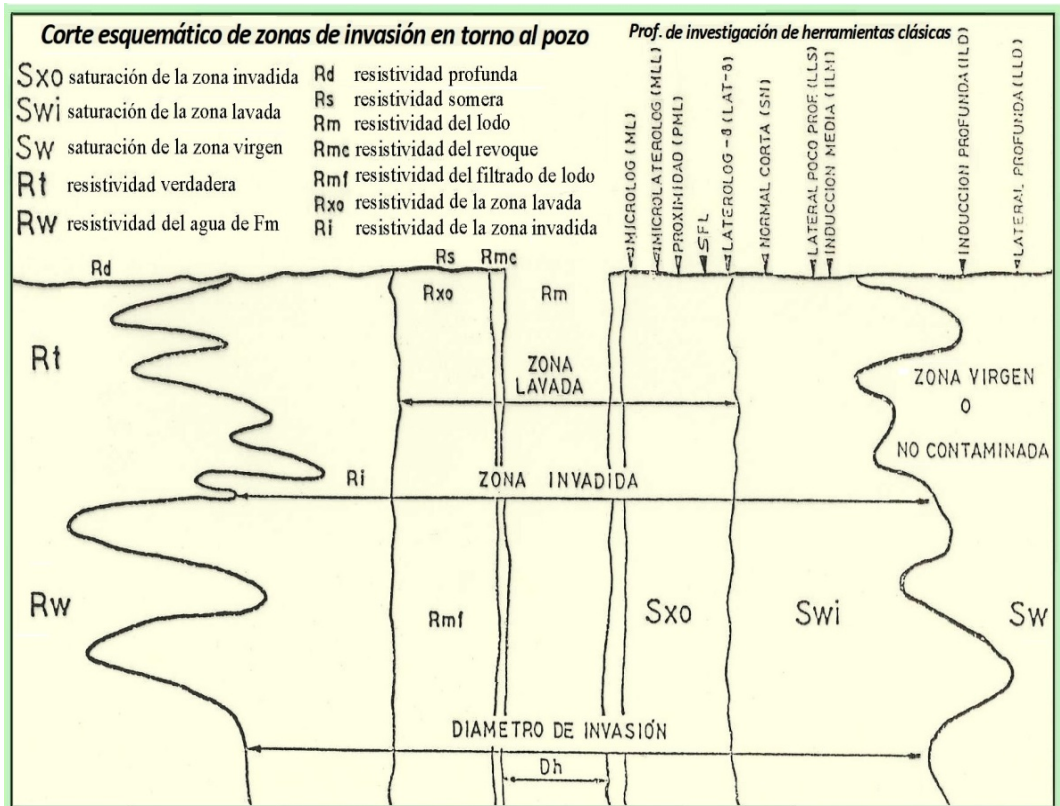
R_i es la resistividad de la zona invadida o transicional (*invaded, transition* o *annulus*) con mezcla de fluidos de la invasión con el original o natural, aunque en rigor puede llamarse invadido a todo el volumen desde el mismo pozo hasta el borde externo de la zona transicional.

R_t es el valor en la roca sin invasión, no contaminada o virgen (*noninvaded, virgin* o *uncontaminated*), que corresponde a la resistividad total original o verdadera (*truth*).

El corte esquemático de acá abajo para rocas permeables o reservorio (*reservoir*) muestra las zonas con distinto grado de invasión del fluido de perforación en torno al pozo, desplazando parcial o totalmente el fluido original de formación. (Téngase presente que frente a una zona impermeable no existe invasión ni se genera el revoque que resulta del residuo sólido dejado por la filtración de lodo –su parte líquida– hacia las zonas lavada y transicional.) También son señalados los nombres de algunas herramientas de perfilaje tradicionales para distintas profundidades de investigación, tanto de inyección de corriente como electromagnéticas –de todas ellas surgen nuevos modelos continuamente– y cuyos principios se explicarán en seguida.



Herramienta de lateroperfil dual (modif. de Liu, 2017)



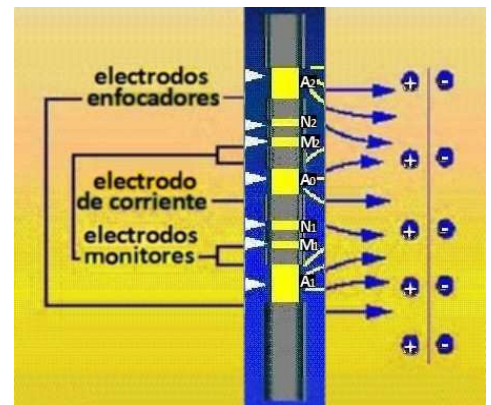
Para los cálculos de saturación de fluidos en los reservorios atravesados –asunto que abordaremos algunas páginas más adelante– son necesarios datos de resistividad medidos en la zona lavada (a veces referidas como resistividades R_s , someras o *shallow*) y en la zona virgen (resistividades R_d , profundas o *deep*).

Al igual que en los dispositivos corridos en la superficie, los electrodos A y B pueden ser intercambiados por los M y N –**principio de reciprocidad**– sin que este enroque modifique los resultados.

Sistemas convencionales de lateroperfil (*laterolog*)

Utilizan un principio básico (distribución de la densidad de corriente) inyectando electricidad a la formación que rodea un relativamente pequeño electrodo fuente de esa corriente. La misma circula desde dicho electrodo a través del medio que lo rodea hacia un remoto electrodo de retorno eléctrico en superficie o en el cable, tal cual lo ya referido. Se emplean dos electrodos adicionales ubicados dentro de la esfera de corriente y a distancias predeterminadas del electrodo fuente, para efectuar mediciones de potencial que pueden relacionarse con la resistividad de la formación a través de la cual circula dicha corriente. **Investigan a mayor profundidad que los perfiles normales (de 2 a 4 m, contra 1 a 2 m en los llamados normal corto y largo), pero dan curvas asimétricas, por lo que se corren combinados con los dos normales y luego se procesan los datos adquiridos haciendo una inversión**, o sea un modelado que da los valores de resistividad finales que se grafican mediante curvas que son simétricas y ajustadas a la posición real de cada capa atravesada.

Los dispositivos duales tienen dos distintas distancias interelectrónicas y por lo tanto pueden medir a dos profundidades laterales de interés, en las zonas lavada y virgen. Se muestra uno de ellos en la página anterior. Cuando se aplica este tipo de sistema de perfilaje en pozos con fluidos de perforación muy conductivos, de resistividades considerablemente distintas de las que tienen las formaciones que los rodean, la distribución de corriente se distorsiona y las mediciones son afectadas. Este efecto se hace más severo a medida que aumenta la conductividad del fluido y por ende se reduce la corriente que entra en la formación. Es por esto que se desarrollaron los sistemas de **lateroperfil enfocado** (*focused laterolog*) en los que a una gran parte de la corriente de perfilaje se le impide que circule radialmente hacia fuera en todas direcciones (como ocurre con las disposiciones comunes), de manera que se la confina en un cierto volumen. Esto se consigue colocando electrodos enfocadores (A_1 y A_2) a ambos lados de dos pares de electrodos monitores de potencial (M_1N_1 y M_2N_2) entre los cuales va el electrodo principal de corriente (A_0) como muestra la figura de la derecha. Manteniendo en cero el ΔV en los monitores a la corriente no le queda otra que circular en dirección lateral perpendicular al eje de la herramienta, es decir más profundo (recuérdese que el electrodo B se halla en la superficie, considerado como el infinito). Y esta estrategia con el bonus de obtener un menor intervalo vertical de muestreo, menor a 60 cm a lo largo del eje del pozo.

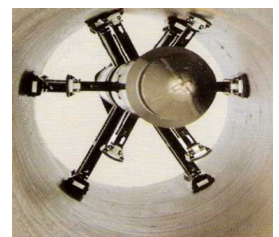


Esquema del sistema enfocado.

Los perfiles de inyección de corriente funcionan bien en los pozos que contienen fluidos de perforación conductivos (poco o muy salinos), pero no son corridos cuando el lodo es extremadamente dulce o es inverso (en base a hidrocarburos y no agua), ni cuando se perfora con aire (bajísimas σ). En estos casos **la corriente inyectada casi no pasa y debe consecuentemente recurrirse a los perfiles de inducción.**

Perfil de microrresistividad

Basado en el principio de inyección de corriente, es una herramienta que se corre montada en un patín (en inglés *pad*, ver figura del lateroperfil dual) que va siendo movido contra la pared del pozo. El objetivo es hacer mediciones de la resistividad a muy poca profundidad, esto es, **en la zona lavada**. Sus mediciones pueden verse afectadas por un pozo con mal calibre, registrando el valor de la resistividad del lodo (y no de la formación) allí donde existan cavernas dejadas por derrumbes de la pared.

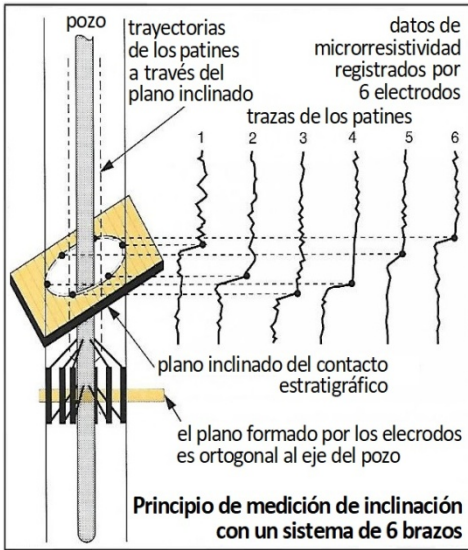


Clinómetro de 6 patines (imagen Western Atlas)

Perfil de buzamiento (*dipmeter* o *diplog*)

El clinométrico es otro perfil basado en la inyección de corriente continua, con una herramienta (acá arriba) similar a la microrresistiva, pero en este caso multiplicada por cuatro. De modo que las lecturas de estos cuatro patines ortogonales se combinan en un procesamiento que toma en cuenta la información giroscópica (a fin de conocer en todo momento la orientación del conjunto), para entonces poder calcular datos de **rumbo e inclinación de los estratos, tipos de estructuras sedimentarias, fracturas menores o fallas.**

Actualmente se suele correr una herramienta con seis patines que ofrece mayor detalle. Véanse también las figuras arriba de la página siguiente. En la pista izquierda van los vectores de rumbo (según para donde apunta el segmentito; N arriba) y el punto gordito da el buzamiento (escala 0 a 90°) resultante del proceso, más la curva de rayos gamma (Tema 09). Luego azimut de la herramienta, curvas adquiridas y su imagen en colores.



(modificado de Western Atlas, 1987)

Registro de Imágenes de Pozo

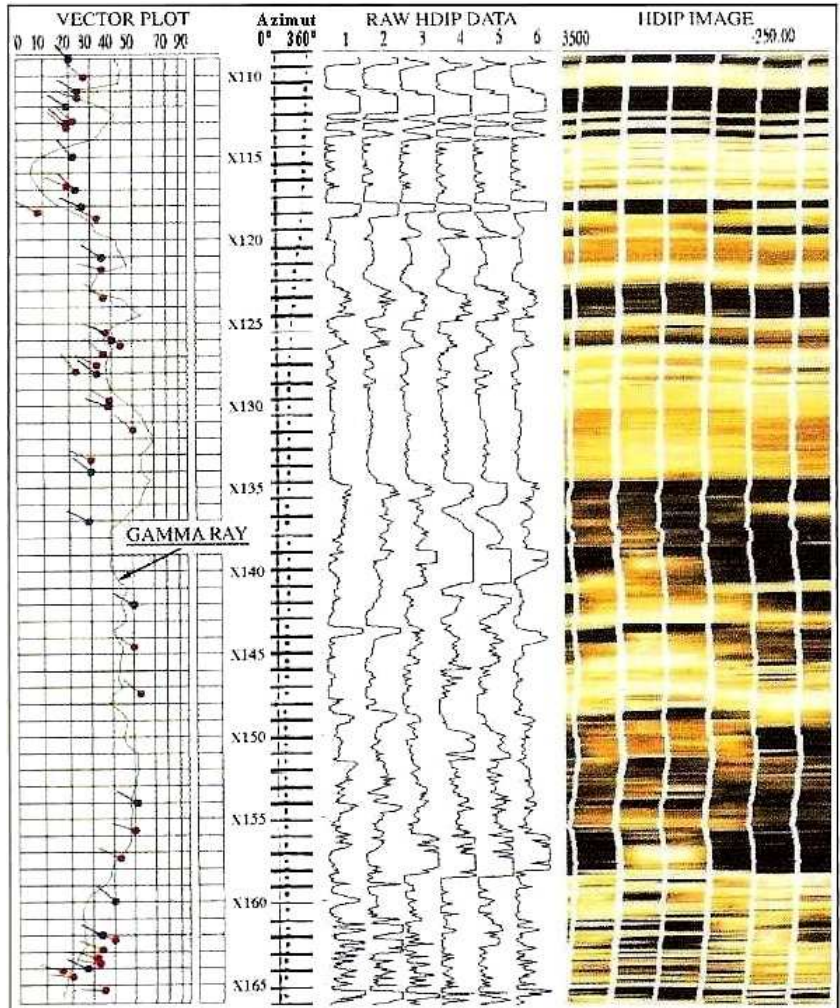
Desde 1980; tiene la misma lógica operativa del perfil de buzamiento. Se agregan más botones de registro sobre los 6 patines (hasta tener 48 o más curvas) y se consigue una densidad de muestreo radial tal que *permite convertir esos numerosos perfiles microresistivos en una imagen de pozo*, función de la variación de resistividades. Un adecuado proceso y coloración asemejan a lo que se podría ver en un testigo-corona (figura abajo) que permite inferir datos sedimentarios, diagenéticos y estructurales, si bien un núcleo de roca suministra mucha más información (pero a muchísimo más alto costo). (Imágenes análogas, complementarias de las resistivas, pueden obtenerse registrando curvas acústicas, lo cual se trata en el Tema 16 pág.398).

Perfilaje eléctrico durante la perforación

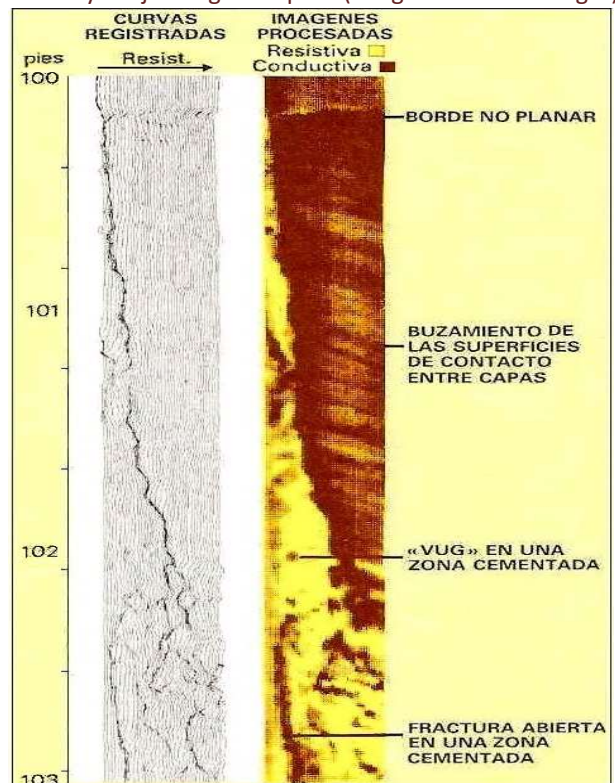
Como se citó al inicio, llamado *LWD (Logging While Drilling)* y aplicado desde la década de 1980, consiste en registrar en simultáneo (*real time*) mientras se perfora, *con herramientas de CC o EM* que van ensambladas por encima del conjunto de fondo y envían teleméricamente la información al camión de perfilaje. Ofrecen datos de regular calidad, pero que permiten tomar decisiones inmediatas sobre ensayos, coroneo, entubamiento (por ejemplo antes de una formación sobrepresionada), ajuste de una perforación horizontal, etc.

Registro de resistividades a pozo entubado

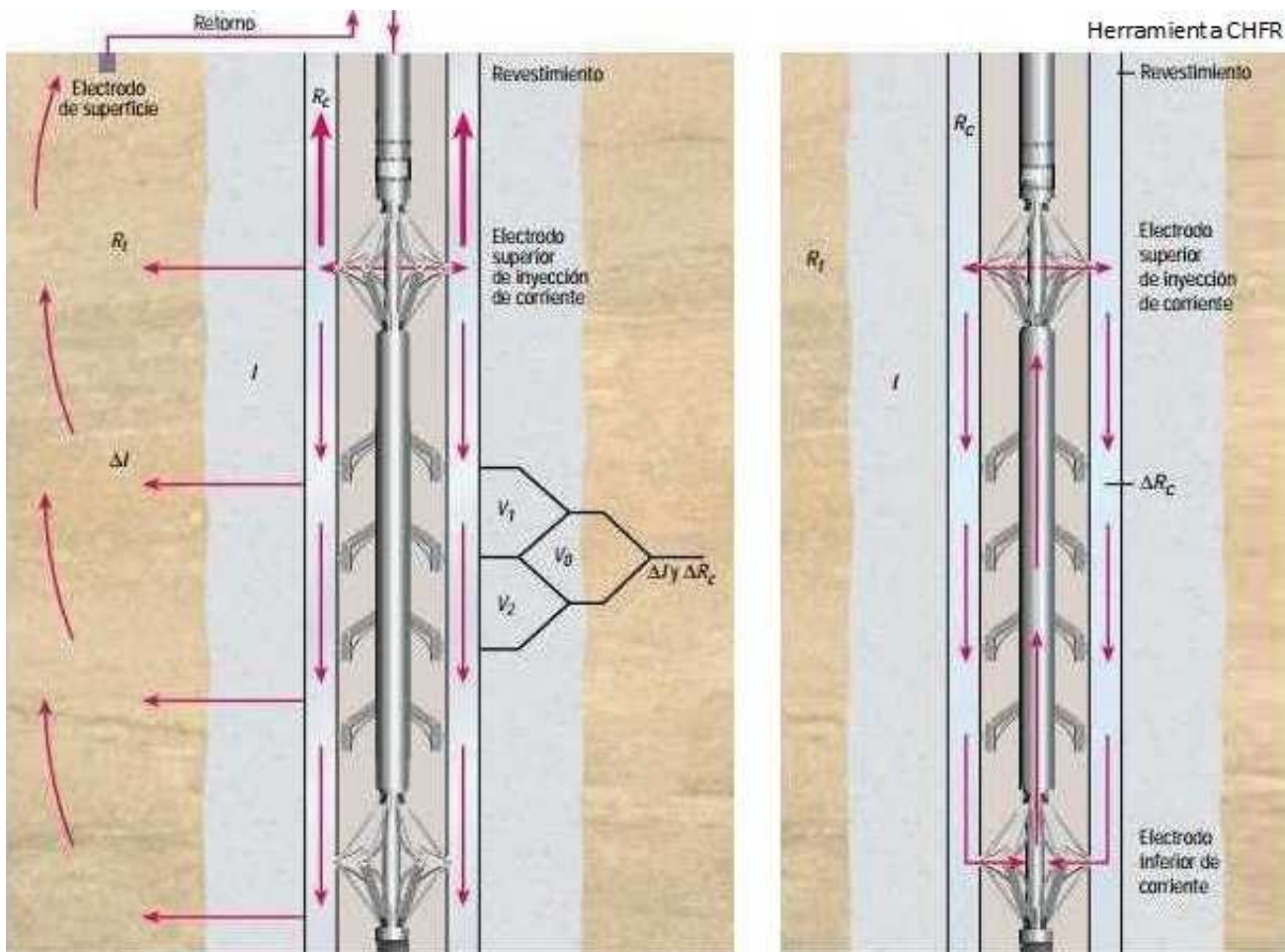
En un pozo ya entubado la cañería funciona como un enorme electrodo y entonces el retorno hacia el electrodo de corriente superficial se canaliza a través de ella (su conductividad es unas 10^8 veces mayor que en las rocas)



Arriba perfil de buzamiento y abajo imagen de pozo (imágenes Schlumberger)



por lo cual es mínima la penetración de corriente hacia las formaciones atravesadas. Pero, como no es nula, con sistemas de medición de alta precisión (del orden de 10 a 100 mV; siguiente figura) puede calcularse para cada intervalo vertical (de unos 60 cm entre los sucesivos electrodos de potencial) cuál es la magnitud de la corriente fugada en el camino descendente y luego entonces la resistividad de tales intervalos. Esto se hace en dos pasos, el primero como en un dispositivo lateral (con un electrodo de corriente en superficie), y el segundo con los dos electrodos de corriente en contacto con el caño, este último paso a fin de conocer la resistividad del revestimiento del pozo y restarla en el cálculo, para poder así disponer de las ρ de las capas atravesadas.



En la primera etapa (medición, imagen izquierda) la corriente alterna de baja frecuencia pasa del electrodo a la cañería de revestimiento y por ésta asciende hasta la superficie (donde hay un electrodo de retorno) y también desciende desde el electrodo de pozo transmitiéndose en parte hacia las rocas atravesadas. La herramienta mide la diferencia de corriente descendente entre pares de electrodos de potencial; con 3 electrodos se obtienen 2 restas que a su vez se restan entre sí. En la segunda etapa (calibración, imagen derecha) la corriente sólo fluye hacia abajo del electrodo de corriente del pozo permitiendo calcular la resistividad de la cañería de revestimiento, que habrá de restarse del dato de la primera etapa para así obtener la resistividad formacional en cada tramo. (modificado de Aulia et al., 2001)

La estrategia descrita permite registrar resistividades formacionales con corriente continua o alterna de muy baja frecuencia (1 Hz, casi como si fuera continua), pero **de ser empleadas corrientes alternas de frecuencias algo mayores, el campo secundario generado por la cañería se irá tornando tan fuerte que impedirá todo registro de las formaciones atravesadas.**

REGISTROS CON CORRIENTE ALTERNA (INDUCTIVOS)

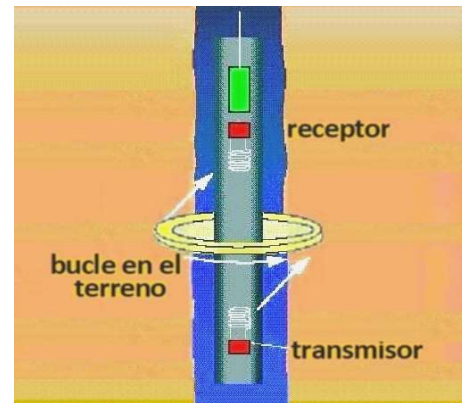
Ideados por **Henri Doll** en 1949, son en esencia **conductivímetros** (emisor y receptor móvil) que miden la conductividad de las formaciones y son muy efectivos en rocas con porosidades medias a altas. Como en los conductivímetros de superficie, el cuerpo de la herramienta es de fibra u otro material aislante.

En los registros de inducción se hace circular una corriente alterna de determinada amplitud por una bobina transmisora aislada. El campo magnético P de la bobina induce una corriente alterna en la formación (FEM), la cual genera un campo magnético secundario S que, a su vez, induce una corriente en una bobina receptora. La inversa de la resistividad medida es la resultante de la contribución de cada zona en torno al pozo, como ocurre

en un circuito en paralelo, según la expresión: $(1/R_r) = (G_m/R_m) + (G_{xo}/R_{xo}) + (G_i/R_i) + (G_t/R_t)$

(respectivamente, las inversas de las resistividades del lodo y de las zonas lavada, invadida y virgen, cada una afectada por un factor geométrico G de contribución)

El dispositivo básico es un *slingram de vara o conductivímetro* adaptado a las condiciones de pozo. La corriente inducida entre las bobinas transmisora y receptora representa un compromiso entre la profundidad de investigación y la resolución en la identificación electromagnética de los estratos delgados. Al igual que en los perfiles con corriente continua, en los EM se registran a la vez datos someros para la zona lavada y profundos para la zona virgen (**sistema dual**), para lo cual se agrega como mínimo una bobina receptora adicional a diferente distancia de la transmisora.



Esquema de herramienta inductiva básica.

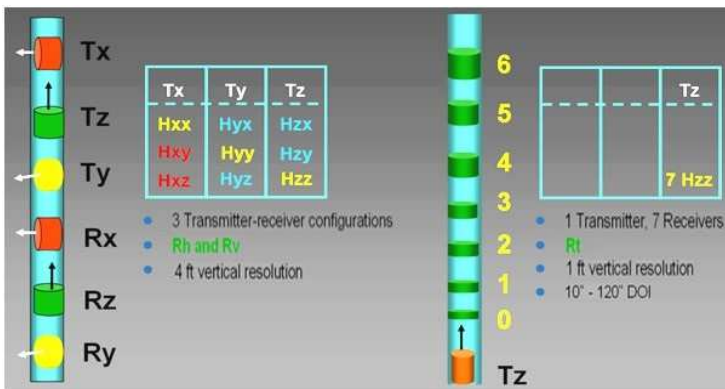
Para enfocar la corriente en la formación es normal colocar bobinas extra arriba y abajo, lo cual así deviene en los perfiles de **inducción enfocada** (*focused induction log*) que logran mayor profundidad (2 a 3 m) sin perder resolución vertical.

El procesamiento fasorial aplicado desde mediados de la década de 1980 logró corregir los efectos de borde de capa y mejorar la identificación de estratos delgados. Bajo condiciones favorables es posible usar los valores obtenidos en los registros de inducción en la determinación de la resistividad real (o su inversa, la **conductividad, la cual es muy habitual graficar**). Sin embargo deben **casi siempre hacerse correcciones, para las que se utilizan diferentes nomogramas o ábacos, como los referidos a la influencia de estratos delgados, diámetro de pozo muy grande, invasión extensa, etc.** Y esta consideración también debe aplicarse a los perfiles hechos con corriente continua, tanto sea de configuración normal como lateral.

Cuando se perfora con lodos muy conductivos (salados) las mediciones de resistividad obtenidas son de muy poco o ningún valor para la determinación de la resistividad real de la formación. Esto se debe a que se obtiene una respuesta demasiado notoria dada por la inducción electromagnética en el lodo (tipo cortocircuito) y en contraposición una respuesta muy débil, casi nula, de las formaciones rocosas. En consecuencia, los sistemas de inducción no son aplicables en pozos en los que se presenten tales condiciones y se debe alternativamente recurrir a herramientas de inyección de corriente continua.

Registro de inducción eléctrica tridimensional

La herramienta conductiva convencional trabaja con un solo anillo de corriente ubicado en un plano horizontal que, por ser subparalelo a los planos de la estratificación, hace que las corrientes se concentren en las láminas más conductivas. La herramienta de inducción tridimensional, en cambio, trabaja induciendo anillos de corriente ubicados en tres planos perpendiculares entre sí y mide las conductividades asociadas a cada uno de ellos tomando unas 120 muestras por pie vertical de roca, cuando lo normal es 4 a 8 muestras/pie.



Izquierda, esquema de herramienta de inducción tridimensional 3DEX y matriz de datos; derecha, inducción convencional de alta definición HDIL (imagen Baker Atlas)

De este modo la herramienta, además de medir la resistividad horizontal, también mide la magnitud vertical de ρ , para lo cual utiliza los anillos de corrientes verticales; y este registro no se ve tan afectado por la presencia de arcilitas laminares de baja resistividad porque las corrientes de medición, al ser verticales, deben atravesar tanto las láminas de arcilita como las de arenisca.

Haciendo una analogía con los circuitos eléctricos, las resistividades horizontal y vertical se pueden expresar en función de las resistividades de las láminas de arcilita (R_{sh}) y de arenisca (R_{sand}) y del volumen porcentual de arcilita laminar (V_{shl}). La expresión de la

resistividad horizontal (R_h) es una ecuación que se asemeja a la de las resistencias en paralelo, mientras que la de la resistividad vertical (R_v) se asemeja a la de las resistencias en serie:

$$R_v = (1 - V_{shl}) R_{sand} + V_{shl} \cdot R_{sh} \quad \frac{1}{R_h} = \frac{1 - V_{shl}}{R_{sand}} + \frac{V_{shl}}{R_{sh}}$$

En estas dos expresiones R_h y R_v son medidas por la herramienta, R_{sh} se puede estimar de las arcilitas vecinas a la capa analizada con lo que quedan dos ecuaciones con dos incógnitas: V_{shl} y R_{sand}

CÁLCULO DE SATURACIÓN DE FLUIDOS

La porosidad total ϕ en una roca se define mediante: $\phi = \text{volumen poral} / \text{volumen total de roca}$

El espacio poral tiende a comportarse como fractales, algo intrínseco de la naturaleza. Encontramos las mismas geometrías repetidas a distintas escalas del tamaño de grano. Un concepto importante es el de la **porosidad efectiva**: poros interconectados hidráulica y –por ende– iónicamente, es decir los poros de los que resulta un comportamiento permeable de la roca. Y sabemos que **una roca permeable es un reservorio**.

Es conocido que la **permeabilidad** es la capacidad de flujo de los líquidos y gases contenidos dentro de una roca. Para que un reservorio sea de interés comercial es necesario no sólo que la roca contenga petróleo o gas, sino que estos fluidos puedan desplazarse dentro de la roca y, una vez perforado un pozo, puedan salir a la superficie mediante alguna técnica rentable. Si los números no cierran, con la música a otra parte.

En lo que hace a la relación entre porosidad y permeabilidad, en general las rocas más porosas con clastos de tamaño uniforme tienen una mayor permeabilidad que las menos porosas y, **aunque la porosidad puede ser alta en algunas rocas de grano fino, la reducción del tamaño de los poros trae como resultado una disminución en la capacidad de flujo** dentro de la roca, y en consecuencia la permeabilidad disminuye.

La ya citada ley del francés **Henry Darcy** (1856) expresa que un caudal Q está dado por: $Q = k.A.\Delta P / \mu.\Delta x$

(siendo A el área medida en sección, ΔP la diferencia de presión que depende del gradiente hidráulico, μ la viscosidad dinámica del fluido, Δx el espesor del medio considerado y k la permeabilidad)

En los reservorios se mide la permeabilidad intrínseca en $Darcy = 9,87.10^{-13} \text{ m}^2$ ó $miliDarcy = 10^{-3} D$

Es una medida de longitud al cuadrado y resulta de una combinación de sistema de unidades: $1D$ es el flujo de $1\text{cm}^3/\text{s}$ de un fluido cuya viscosidad es de 1 cP (centipoise = $1\text{mPa}\cdot\text{s}$) con un gradiente de presión de $1 \text{ atm}/\text{cm}$ a través de una sección de 1cm^2 .

Valores típicos buenos son de 100 a 10.000, muy pobres de 1 a 10 y en rocas-sello menos de $0,1 \text{ miliDarcy}$.

El **concepto de permeabilidad** en la práctica también se encuentra fuertemente **ligado a la presión en el fluido y a la viscosidad** de éste, puesto que un dado reservorio puede ser más permeable cuanto menor sea la viscosidad y mayor la presión del fluido que contiene.

También sabemos que **la saturación en fluido de una roca es la relación entre el volumen de fluido alojado en los poros y el volumen poral total**. Las saturaciones se expresan como porcentajes del volumen de los poros: una saturación en agua del 30 % significa que 3/10 del espacio poral está ocupado por ella.

En un yacimiento de hidrocarburos se pueden encontrar simultáneamente agua, petróleo y gas, aunque es sabido que por su densidad se segregan gravitacionalmente. Parte de los fluidos de un yacimiento no puede extraerse; esta parte recibe el nombre de **saturación residual o irreducible**. Al menos una cierta proporción de dicha saturación residual puede ser extraíble mediante métodos de recuperación secundaria o terciaria.

Asimismo debe tenerse presente que en algunos **reservorios no convencionales** (areniscas gasíferas compactas –*tight gas sands*– y lutitas –*shales*– con gas o petróleo) la porosidad impermeable de la fracción fina pasa a ser importante porque la hidrofracturación la interconectará. Como en las lutitas de las formaciones Vaca Muerta, Palermo Aike y D-129, respectivas rocas madre de las cuencas Neuquina, Austral y Golfo San Jorge.

Conceptos básicos aplicados a los reservorios

En las rocas de los yacimientos los minerales que componen la matriz casi no conducen corrientes eléctricas y se llaman no conductores. (Recuérdese que **en geoelectrica el concepto de matriz incluye a los clastos, el cemento y la matriz fina propiamente dicha**). Por consiguiente, el flujo de corriente en las rocas sedimentarias prácticamente depende del volumen de agua contenida dentro de su espacio poral.

Casi todas las aguas en los poros contienen poco o mucho cloruro de sodio en solución, además de otras sales en mucho menor proporción, y por ende la corriente es transportada por los iones de dichas sales disueltas. En otras palabras, **la conductividad es proporcional a la concentración de sales en el agua**. Pese a que cada uno de los iones únicamente puede transportar una cantidad definida de electricidad, **un aumento en la temperatura de la formación produce** una mayor velocidad en el movimiento de tales iones, lo cual resulta en un **incremento en la conductividad** de la formación (o estratos o sectores específicos de ella), como se referido.

La litología también afecta la resistividad formacional. Las rocas carbonáticas, por ejemplo, en general tienen resistividades más altas que las clásticas, debido primordialmente a la geometría poral: el agua sigue vías mucho más tortuosas y en consecuencia se reduce la conductividad.

Las variables que afectan la resistividad de la formación son, en resumen:

- Porosidad (total y cómo se distribuye, lo cual define la permeabilidad)
- Saturación en agua
- Concentración de sales en el agua
- Litología (composición y agregación de la "matriz")
- Temperatura del reservorio (y en mucho menor medida su presión)

Ahora, si llamamos R_o a la resistividad de una formación arcillosa saturada 100 % en agua y R_w a la resistividad del agua de formación, la relación entre R_o y R_w es una constante de proporcionalidad que recibe el nombre de **factor de resistividad de la formación (F)**. (A R_o y R_w deberíamos llamarlas ρ_o y ρ_w , respectivamente, ya que no son resistencias sino resistividades, pero éstas son las letras habitualmente empleadas en la jerga petrolera desde los tiempos de teclados sin letras griegas). El concepto de F es muy importante en la comprensión del análisis de registros de pozo: $F = R_o / R_w$, por lo que, obvio, $R_o = F \cdot R_w$

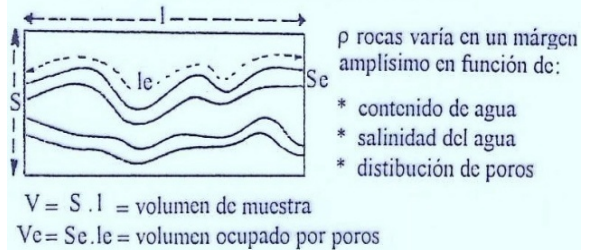
Como se dijo, la resistividad de una formación porosa está determinada principalmente por la resistividad del fluido que la satura, que generalmente es agua de formación, pero en ciertos casos (generalmente deseables) son hidrocarburos (petróleo o gas, ambos mucho más resistivos que el agua con muchas o pocas sales).

El factor F se relaciona matemáticamente con la porosidad mediante la ecuación: $F = a / \phi^m$

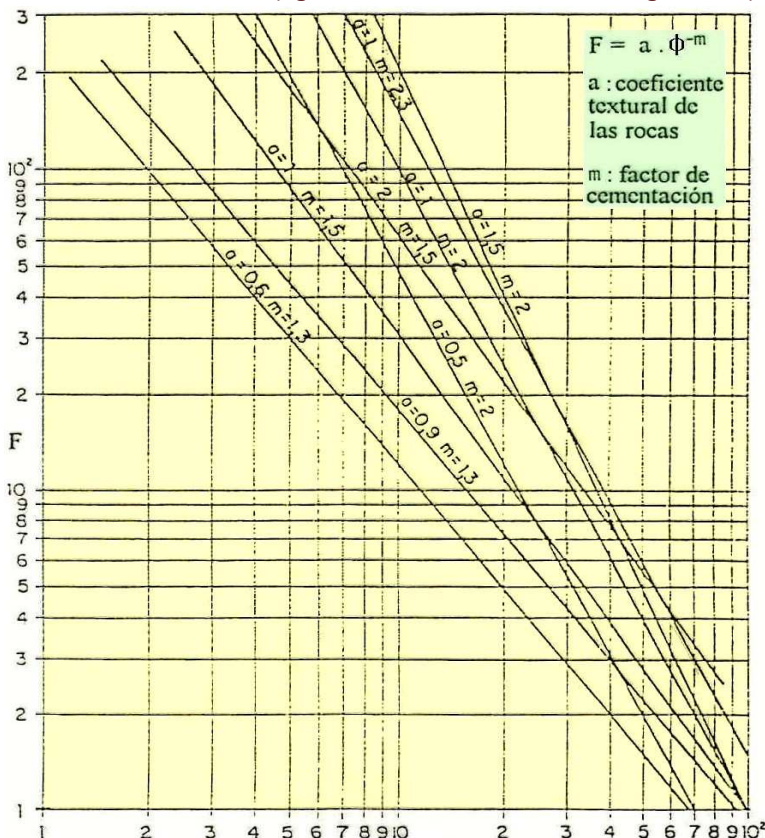
(ϕ es la porosidad, a el coeficiente textural de la roca y m un factor relativo al tipo de cementación)

A la derecha, boceto de canales de permeabilidad y relaciones matemáticas relativas a la evaluación de la porosidad efectiva, así como su vinculación con el factor de formación, un concepto de suma importancia en la evaluación de los reservorios de hidrocarburos.

$\rho_{roca} = F \cdot \rho_a$ F : factor de formación
 donde $F = T^2 / \phi$ ρ_a : resistividad de agua con sales
 $\phi = Se \cdot l_e / S \cdot l$ T : tortuosidad = ρ_e / l
 ϕ : porosidad
 l : long. de la muestra
 S : sección de muestra
 l_e : longitud efectiva media de los conductos
 Se : área efectiva de conducción



(figuras modificadas de Schlumberger, 1975)



A la izquierda vemos un ábaco que permite resolver gráficamente el cálculo de F a partir de disponer de ϕ , a y m .

Las constantes a y m son función de la litología. Valores típicos de las mismas en el caso de una arenisca bien cementada o una caliza porosa serían: $a = 1$, $m = 2$

Las soluciones a esta ecuación para distintos valores de ϕ ilustran la magnitud del cambio en la ρ de la formación en función de los cambios en la porosidad.

Φ (%)	Φ	F
10	0.1	100
20	0.2	25
30	0.3	11

Continuando con el mismo ejemplo, un valor característico para R_w sería 0.05. Reemplazando en la ecuación del factor de formación, se obtienen los valores referidos en este segundo cuadro.

Φ (%)	R_w	F	R_o
10	0.05	100	5.00
20	0.05	25	1.25
30	0.05	11	0.55

Hasta acá únicamente hemos considerado formaciones con el 100 % de saturación de agua. Las resistividades aumentan al disminuir la porosidad debido al decremento en el volumen de agua formacional. El mismo efecto se observa cuando parte del agua de una formación ha sido desplazada por petróleo o gas. Los hidrocarburos se comportan igual que la matriz rocosa, de manera que **casi no son conductores de corrientes eléctricas** y en consecuencia, cuando parte del agua de la formación es desplazada por estas sustancias casi aislantes, la conductividad disminuye con el consiguiente aumento de la resistividad medida.

Llamando R_t a la resistividad real o verdadera de la formación puede definirse el **índice de resistividad IR** como la relación entre R_t y R_o : $IR = R_t / R_o$

La fórmula de Archie

El cálculo de saturación de fluidos en los reservorios se realiza rutinariamente a partir de mediciones de resistividad en el perfilaje y otros datos complementarios a partir de las investigaciones hechas en Estados Unidos por **Gustave Archie** en 1942 –eran años en que urgía sacar petróleo para sostener la inmensa guerra–.

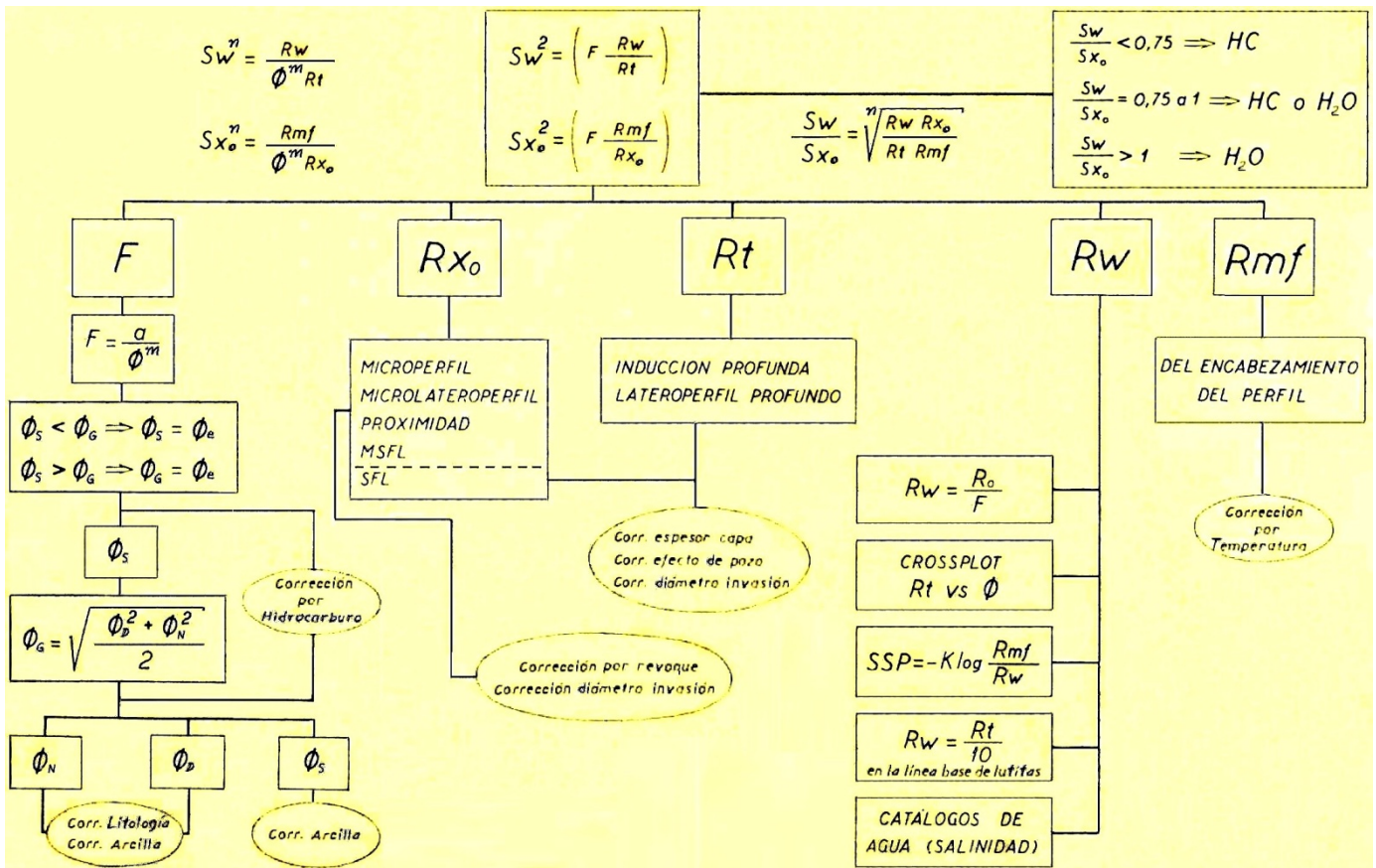
Los porcentajes de saturación en agua pueden ser determinados a partir del índice de resistividad mediante la expresión matemática: $(S_w)^n = 1 / IR$, de donde: $S_w = \sqrt[n]{R_o / R_t}$

Se asume que el exponente de saturación n es igual a 2, a menos que se tenga información empírica más específica respecto a las propiedades petrofísicas de los reservorios locales.

Lo fundamental de los registros de resistividad se basa en la comparación de diversos valores y en la relación entre los diferentes parámetros. La resistividad real de la formación R_t se calcula mediante mediciones individuales o combinadas de esta magnitud física. Por consiguiente es de gran importancia para el analista familiarizarse con las características de los diversos instrumentos que la miden.

Y téngase presente que **si ρ varía entre la medición de un perfil lateralmente somero y la de uno profundo, significa que hay invasión**, por ejemplo un filtrado de lodo dulce dará mayor ρ que una formación salobre.

A continuación se presenta un cuadro generalizado de aplicación de la fórmula de Archie.



Esquema general de cálculos de saturación con datos de pozo (modificado de Geofísica Exploración Y.P.F.)

Aquí arriba se expresan las **relaciones matemáticas para estimar la saturación de fluidos en las zonas virgen y lavada en torno al pozo**, así como el planteo de cocientes entre S_w y S_{x_o} a partir de los cuales se puede

pronosticar el fluido original de la formación que se obtendría en el caso de ejecutarse un ensayo de producción (agua con sales o hidrocarburos), aunque las magnitudes de referencia (0,75 - 1) pueden variar y deben ajustarse en cada yacimiento en particular. El esquema también indica desde dónde pueden obtenerse los distintos datos requeridos y qué correcciones deben hacerse en cada caso. Las porosidades pueden surgir alternativamente de un perfil sónico (ϕ_s) o de promediar las porosidades que surgen de los perfiles de densidad (ϕ_D) y neutrónico (ϕ_N), es decir ϕ_G , eligiéndose siempre la menor de ellas debido a que suelen medir en exceso. Dado que en un intervalo productivo aquella fracción del espacio poral que no contiene agua (S_w) se supone que contiene hidrocarburos (S_{HC}), el pronóstico de saturación de hidrocarburos también puede hacerse simplemente como: $S_{HC} = 1 - S_w$ (siendo 1=100%)

También existen fórmulas alternativas, que en general son modificaciones de la original de Archie, mejor ajustadas para contextos productivos más específicos y disponibles en los distintos programas informáticos.

Cálculo de la arcillosidad

Es necesario determinar el contenido pelítico para calcular correctamente la porosidad que proporcionan los perfiles, la cual, a su vez, entra en la fórmula de Archie.

Ante todo debe tenerse presente que pueden obtenerse porosidades desde los perfiles de densidad (o litodensidad), neutrónico (en sus distintas variantes), acústico (sinónimo de sónico) y dieléctrico, aunque este último se usa poco. (Los perfiles radiactivos son abordados en el Tema 09 y el acústico en el Tema 16).

Si se dispone de más de un perfil, normalmente se elige el valor más bajo o conservador, ya que *estas herramientas calculan la porosidad ϕ incluyendo aquella de la matriz fina (impermeable) del reservorio.*

Por eso se refiere el contenido pelítico o arcillosidad como un volumen V_{sh} (*shale*, lutita en inglés) involucrando también alguna posible fracción limosa. A continuación las ecuaciones generales.

Si la arenisca reservorio es limpia: $\delta_b = (1 - \phi_e) \cdot \delta_m - \phi_e \cdot \delta_f$

(δ_m , δ_f , δ_b son las densidades de matriz, de fluido y la bruta medida por la herramienta; como δ_m *se toma el dato conocido dentro del intervalo analizado*, pero suele aproximarse con el valor del cuarzo: 2,65)

Por lo cual la porosidad efectiva resulta: $\phi_e = (\delta_m - \delta_b) / (\delta_m - \delta_f)$

Pero si la arenisca es arcillosa: $\delta_b = (1 - \phi_e - V_{sh}) \cdot \delta_m - \phi_e \cdot \delta_f - V_{sh} \cdot \phi_{sh}$

De donde: $\phi_e = [(\delta_m - \delta_b) / (\delta_m - \delta_f)] - V_{sh} [(\delta_m - \delta_{sh}) / (\delta_m - \delta_f)]$ Es decir que: $\phi_e = \phi_b - V_{sh} \cdot \phi_{sh}$

(V_{sh} , δ_{sh} , ϕ_{sh} son volumen, densidad y porosidad de lutitas, ϕ_b la porosidad bruta o *bulk*, al bulto)

La porosidad efectiva puede calcularse a partir de porosidades brutas medidas por las herramientas de densidad, neutrónicas, acústicas o dieléctricas. La fórmula es análoga.

Existe una variedad de alternativas para el **cálculo de la arcillosidad**, con la cual ajustar tales porosidades. Entre ellas se elige el menor valor dado que suelen resultar por exceso. Son las siguientes:

1) con un perfil de **rayos gamma** (Tema 09), $V_{sh} = (\gamma_i - \gamma_{mín}) / (\gamma_{máx} - \gamma_{mín})$

(γ_i , $\gamma_{mín}$, $\gamma_{máx}$ son los valores en la capa de interés, mínimo y máximo en el perfil; en casos particulares puede multiplicarse por alguna constante empírica válida para el área)

2) con un perfil **espectrométrico** (Tema 09), $V_{sh} = (K_i - K_{mín}) / (K_{máx} - K_{mín})$

O bien con T_h en lugar de K , $V_{sh} = (T_{hi} - T_{hmín}) / (T_{hmáx} - T_{hmín})$

3) con un perfil **neutrónico** (Tema 09), $V_{sh} = (\phi_{Ni} - \phi_{Nmín}) / (\phi_{Nmáx} - \phi_{Nmín})$

(ϕ_{Ni} , $\phi_{Nmín}$, $\phi_{Nmáx}$ son las porosidades neutrónicas en la capa de interés, la mínima y la máx. leídas en perfil)

4) con un perfil **sónico o acústico** (Tema 16), $V_{sh} = \phi_{si} / \phi_{ssh}$

(ϕ_{si} , ϕ_{ssh} son las porosidades acústicas en la capa de interés y en una capa de lutitas)

Los registros acústicos no responden linealmente ante la variación de cada componente individual de una roca; en cambio sí los registros de densidad, pero con poca profundidad de investigación. Véase Wyllie et al., 1958.

5) con un perfil de **potencial espontáneo**, $V_{sh} = 1 - (SP_i / SSP)$ O bien, $V_{sh} = (SP_i - SP_c) / (SP_{sh} - SP_c)$

(SP_i es el potencial espontáneo en la capa de interés y SSP un valor de referencia estático en arcilla;

SP_c es la medida frente a capas limpias o *clean* y SP_{sh} es la medición sobre la línea base de arcillas)

6) con un perfil de **resistividad**, $V_{sh} = (R_{sh} / R_t)^{1/2}$

(R_{sh} , R_t son las resistividades de las lutitas y la profunda o verdadera en la capa de interés)

7) con **Ábacos**, a partir de datos de dos perfiles: se puede representar ϕ_N vs ϕ_D , ϕ_N vs ϕ_s , ó ϕ_D vs ϕ_s .

Por ejemplo, en una gráfica ϕ_N versus ϕ_D (derecha) la recta a 45° se refiere a una arenisca limpia, en tanto la arcillosidad crece paralelamente hacia la derecha.

Parecido es el ábaco de la izquierda: en las ordenadas se representa la densidad dada por el *density log* o perfil densimétrico. (Véase estos perfiles en el Tema 09).

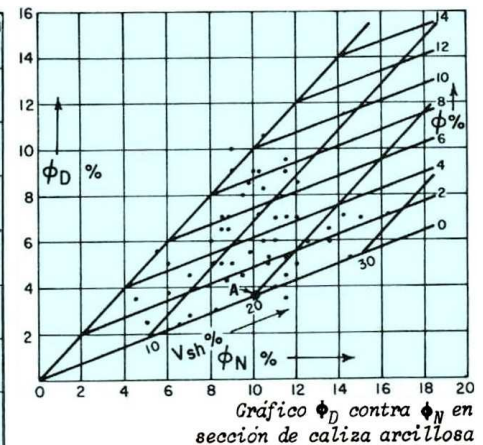
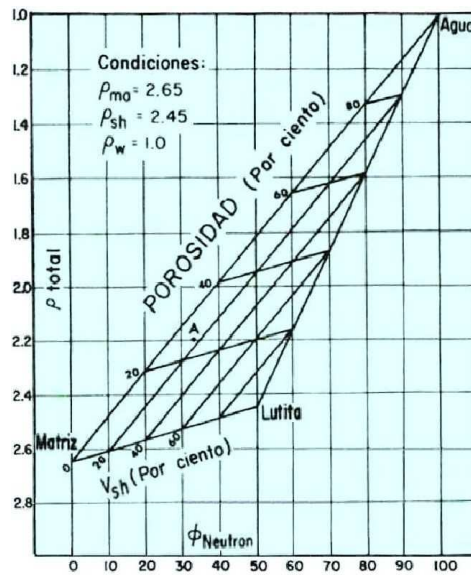


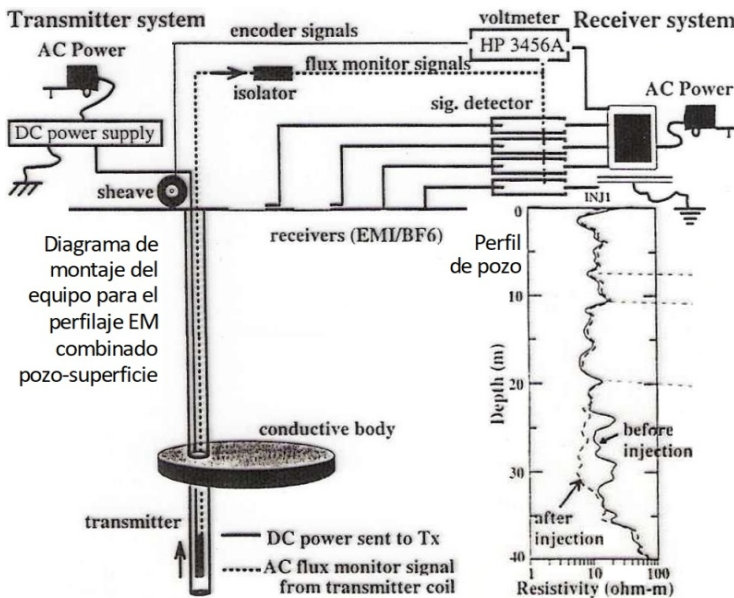
Gráfico ϕ_D contra ϕ_N en sección de caliza arcillosa
Gráfico Densidad-Neutrónico que muestra puntos para matriz, fluido y lutita calibrados para determinar V_{sh} y porosidad

(modificado de Schlumberger, 1975)

APLICACIONES ESPECIALES DE GEOELÉCTRICA DE POZO

Es práctica frecuente que los perfiles geoelectricos se corran para mejorar la producción en pozos de **reacondicionamiento** (workover), sea que luego se baje cañón para abrir y evaluar nuevas capas o que se estimulen reservorios ya conocidos, o por otras necesidades de mayor conocimiento del yacimiento. **Los perfiles radiactivos y sónicos son los que dan mejor información a través de la cañería de revestimiento.**

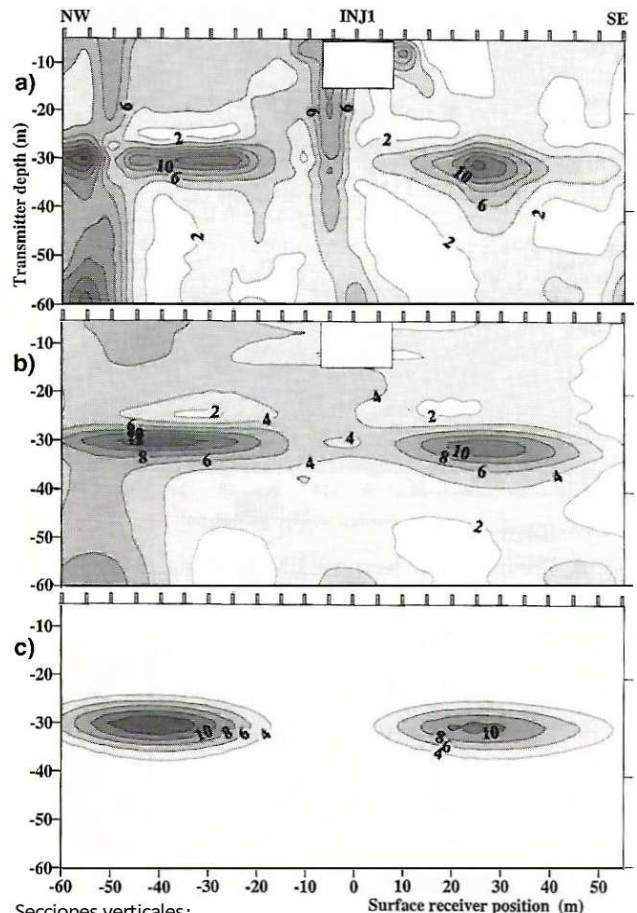
El siguiente es un caso distinto: adquisición de datos electromagnéticos combinados pozo-superficie en un sondeo poco profundo en Japón para modelar la respuesta de reservorios con agua de formación conductiva.



(figuras modificadas de Tseng et al., 1998)

Se esquematiza el dispositivo, se presenta el perfil de ρ del pozo (obsérvese el cambio entre antes y después de inyectar agua salada en el reservorio) y la sección vertical que pasa por el pozo INJ1 donde se destaca la respuesta del reservorio (antes y después de filtrar ruidos) y su comparación con el modelo esperado.

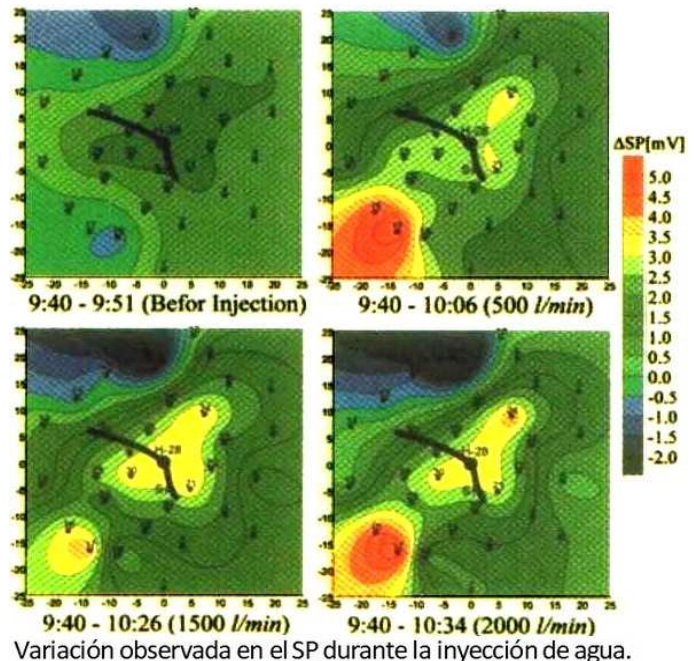
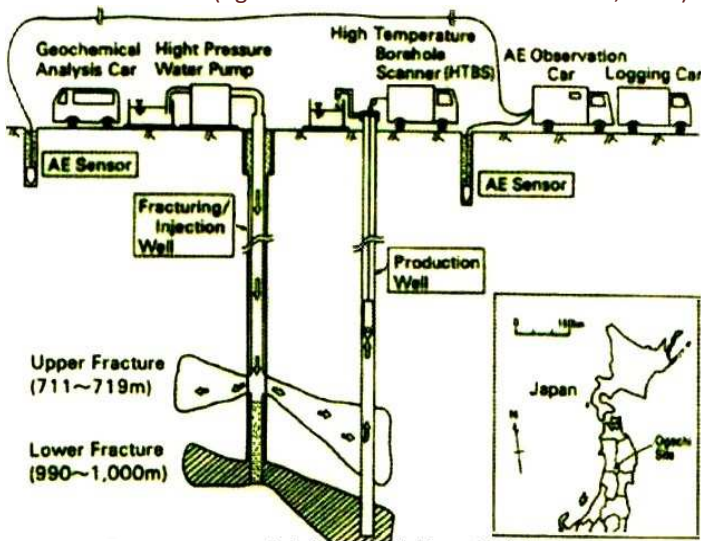
Seguidamente otro ejemplo de registro pozo-superficie, también en Japón, donde fueron cosechados datos de potencial espontáneo y resistividad a partir de la emisión de un campo EM de muy baja frecuencia (0,1 Hz, en la



Secciones verticales:
Fasor de la diferencia de amplitud del campo magnético entre post y pre-extracción de los datos del campo EM vertical, expresado en porcentaje.
a) campo registrado; b) campo filtrado; c) modelado numérico.

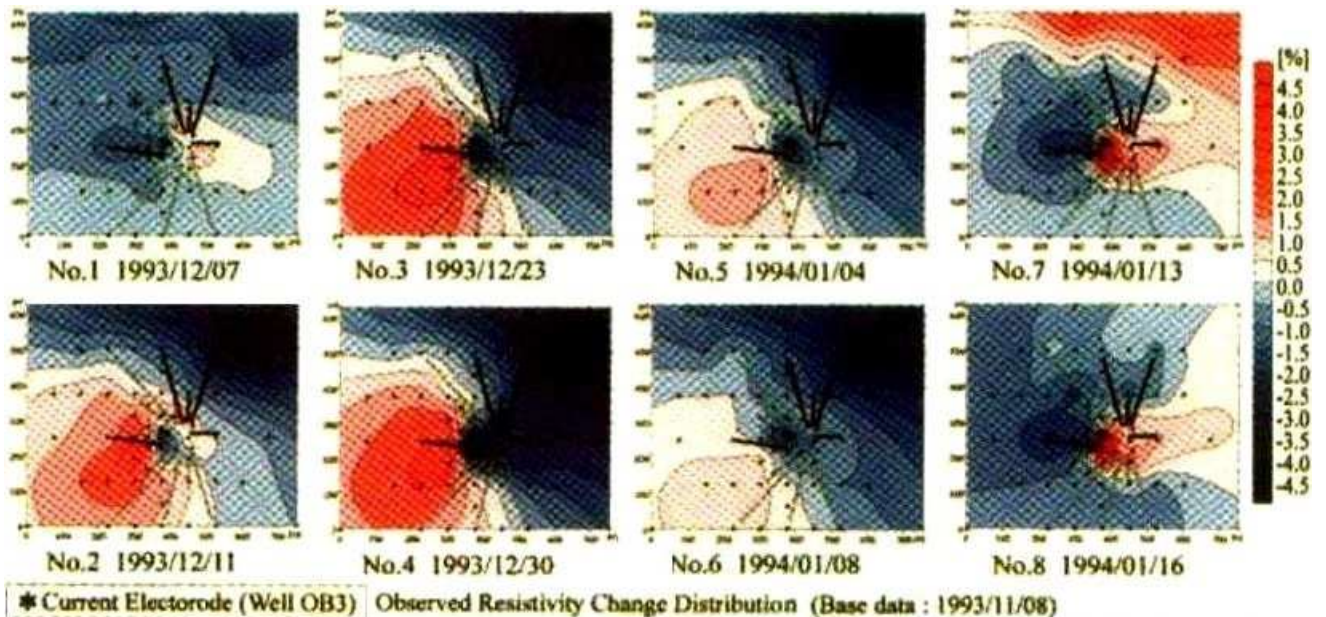
práctica equivalente a corriente continua). Es una modalidad particular del método de *mise à la masse* que emplea la cañería de revestimiento como uno de los electrodos de corriente (electrodo cargado), el electrodo de puesta a tierra está muy lejos (infinito), uno de los electrodos de potencial está también en el infinito y el otro se halla en el cable dentro del pozo. Estos registros se hicieron con intensidades de 1 a 10 A a intervalos de tiempo en operaciones de inyección de agua y vapor, más posterior hidrofracturación, haciendo un seguimiento geoelectrico tomográfico del cambio petrofísico progresivo de las condiciones del reservorio (zonas fracturadas). Se trató de una investigación piloto para el monitoreo de explotaciones geotérmicas –parecidas a las petroleras– en lo que constituye una técnica 4D (espacio más tiempo) que permite identificar sectores más permeables y direcciones preferenciales de fracturamiento. Véanse los mapas de ρ residual (ρ calculada con los voltajes, intensidades y factor geométrico, restando luego la componente regional) y de los SP causados por los potenciales de flujo y medidos durante la adquisición de datos.

(figuras modificadas de Keisuke et al., 1999)



Esquema general de la adquisición *mise à la masse* en pozo.

Variación observada en el SP durante la inyección de agua.



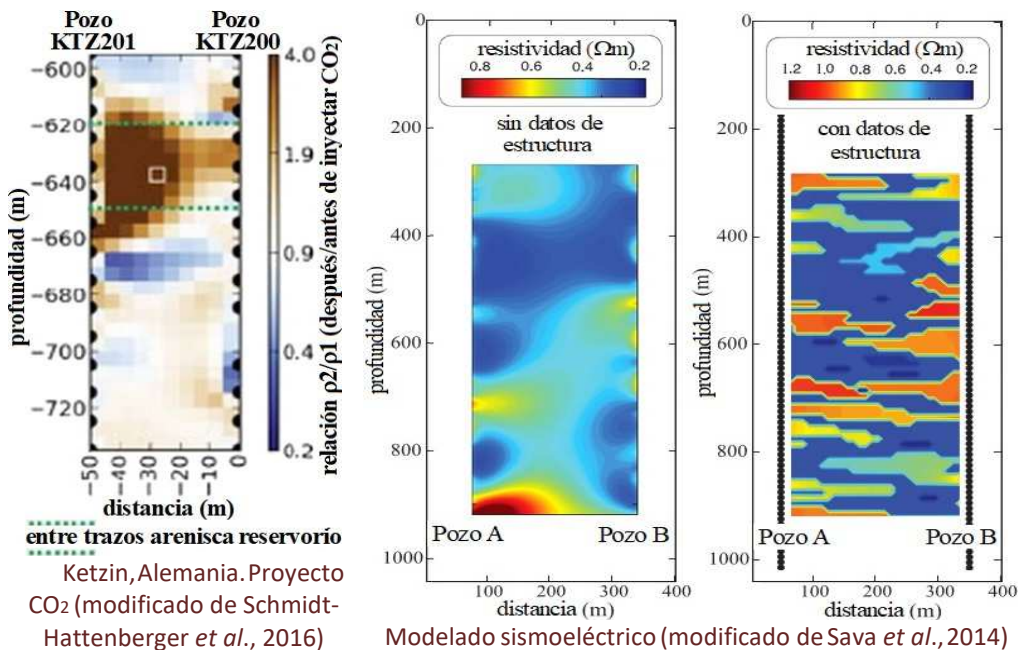
Cambios en la resistividad aparente residual durante las operaciones de inyección de vapor.

TOMOGRAFÍAS ELÉCTRICAS ENTRE POZOS

Existen muchas variantes de este tipo de registros no convencionales, comúnmente obtenidos mediante perfiles de inducción dado que suele tener más penetración, aunque la inyección de corriente continua también puede utilizarse si el lodo es salado o si la profundidad del pozo es menor a 100 metros (casos no petroleros), ya que en

esta situación se evitan ruidos culturales. Se procede con emisión y recepción alternada entre pozos cercanos o entre un pozo y la superficie. La idea es generar imágenes continuas entre los sondeos, 2D ó 3D, cuya calidad depende de los contrastes de resistividad del subsuelo y de la cercanía de los pozos entre sí. Se presenta un caso para pocitos muy superficiales en el Tema 07 pág.166.

A continuación dos casos de tomografías en pozos profundos. El primero, a la izquierda, a 25 km de Berlin, cuenca Noreste de Alemania, tuvo como objetivo, tras 5 años de inyección de dióxido de carbono, evaluar su saturación en un reservorio sedimentológicamente heterogéneo que originalmente tenía sólo agua salada. Se hizo la inversión de datos mediante un modelado 3D repetido en el tiempo (*time-lapse*). El dispositivo electródico quedó ahí permanente para continuar la evaluación a través de los años. También fueron realizadas mediciones de presión del reservorio, se adquirió sísmica, se hizo perfilaje neutrónico-gamma, obtención de datos geoquímicos, etc. Un solo pozo es inyector (el KTZ201) y otros son de observación. El CO₂ es tomado de la atmósfera e inyectado a presión para contribuir a mitigar el cambio climático global.



El segundo caso trata de un modelado entre pozos que procesó la imagen tomográfica de los datos resistivos sin información adicional de la estructura del subsuelo. Y después esos mismos datos con la guía de información de la sísmica cuyos horizontes reflectores aportan sobre la estructura y canalizan las resistividades. Esto se consiguió mediante el auxilio de un algoritmo sismoeléctrico empleado a tal fin. El resultado claramente es mejor, como podemos apreciar cotejando las imágenes.

PERFILAJE DIELECTRICO DE POZOS

Desarrollado en Rusia hacia 1970, es un registro que ha sido muy utilizado como *indicador de porosidades y tipos de fluidos* en muchas cuencas. A diferencia de los demás perfiles eléctricos de pozo, éste no se basa en medir cambios en la resistividad, sino en la magnitud de la **permitividad** o **constante dieléctrica**, como ocurre en el georradar. La permitividad, como se mencionó, es muy sensible a los cambios en el contenido de agua, molécula dipolar por excelencia. El perfil en rigor mide el **tiempo de propagación** de las ondas electromagnéticas, el cual es proporcional a la permitividad, según la relación:

$$V = 1 / (\mu \cdot \epsilon)^{1/2} \quad (\text{donde } \mu \text{ es la permeabilidad magnética y } \epsilon \text{ es la permitividad eléctrica})$$

Corre sólo a pozo abierto y tiene muy buena resolución vertical (5 cm), que permite ver capas muy delgadas, registrándose a partir de un patín que va contra la pared del pozo, por ejemplo con dos emisores (arriba y abajo, con unos 20 cm entre uno y otro) y dos receptores (en el centro, a unos 5 cm entre sí). Una medida adicional es la atenuación del arribo comparando las amplitudes entre uno y otro receptor. Se registra dos veces, una desde cada transmisor, y posteriormente se promedia. También puede medirse el ángulo de fase Φ del campo S dado que $(1/R_w) = \Phi_w^2 + C$ (constante del aparato). Φ aumenta con la salinidad y la temperatura (mayor σ).

El rango de frecuencias es el de microondas, de unos 20 a más de 1.000 MHz, como en el georradar. Puede operar con distintas frecuencias y distancias emisor-receptor para investigar a distintos radios. No se utiliza con lodos inversos en razón de que en este escenario sólo podría dar datos de la zona virgen.

En la figura de la página siguiente, junto al perfil dieléctrico (en este caso el *EPT, Electromagnetic Propagation Tool*, ya que hay otros, incluso más modernos) se grafican los perfiles de calibre del pozo, rayos gamma naturales (*GR*), potencial espontáneo (*SP*), resistividad del lateroperfil profundo (*LLD*) y microesféricamente enfocada (*MSFL*). También fue corrido un perfil de densidad (fuente radiactiva) cuyas porosidades resultantes

(Φ_D) se representan en comparación con las porosidades del perfil dieléctrico (Φ_{EPT}), que difieren proveyendo valores más bajos frente a reservorios hidrocarburíferos, ya que allí existe mucha menos agua (fluido que es prácticamente sinónimo de porosidad en el perfil dieléctrico). Esto, a su vez, puede cotejarse contra los valores de ρ (en el carril derecho, con valores crecientes de izquierda a derecha) ya sea que hayan sido leídos con dispositivos de corriente continua o alterna. Con lodos de baja salinidad, como en este ejemplo –que es lo más común–, **la resistividad profunda (en este caso la LLD) generalmente da valores algo más bajos que la de alcance medio o somero (aquí la MSFL) porque la conductividad del agua de formación (lectura en zona virgen) es mayor que la medida en la zona parcial o totalmente invadida por lodo (lectura en zona lavada o transicional). Pero en presencia de hidrocarburos la relación de σ se invierte y las curvas se cruzan entre sí.** Este comportamiento típico frente a los reservorios de interés productivo se observa aquí en varios intervalos.

MATERIAL	ϵ RELATIVA AL AIRE	t_{po} SIN PERDIDAS DE ENERGIA
Gas	1.0	3.3
Petróleo	2.2	4.9
Agua	56 - 80	25 - 30
Cuarzo	4.7	7.2
Caliza	7.5	9.1
Dolomita	6.9	8.7
Anhidrita	6.5	8.4

en una formación acuifera limpia: $t_{po} = \phi \cdot t_{pw} + (1-\phi) t_{pma}$

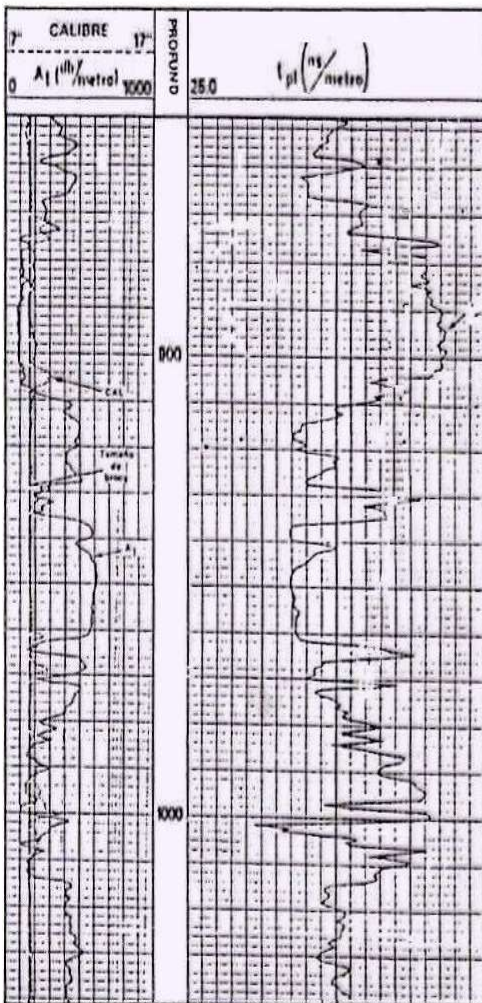
donde t_{po} = tiempo de propagación sin pérdidas de transmisión de la formación

t_{pw} = tiempo de propagación sin pérdidas de transmisión del agua

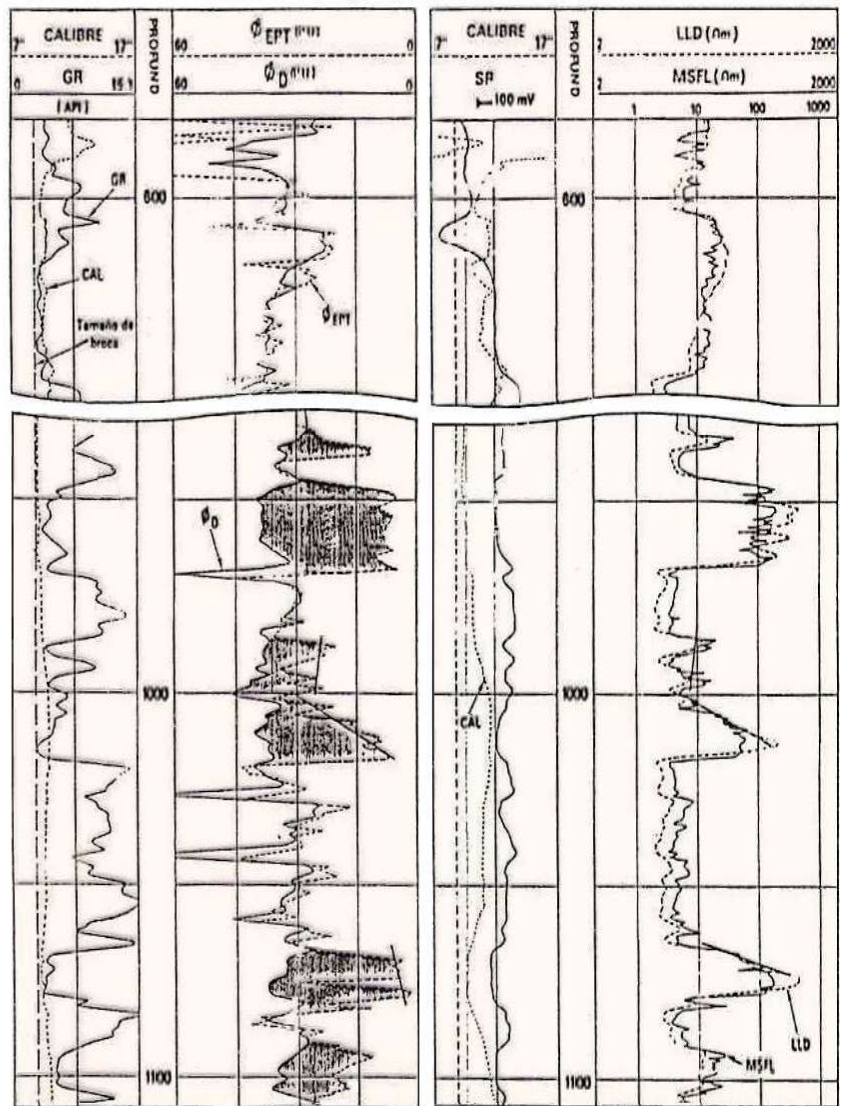
t_{pma} = tiempo de propagación sin pérdidas de transmisión de la matriz

ϕ = porosidad

$$\phi = \frac{t_{po} - t_{pma}}{t_{pw} - t_{pma}}$$



Perfil EPT

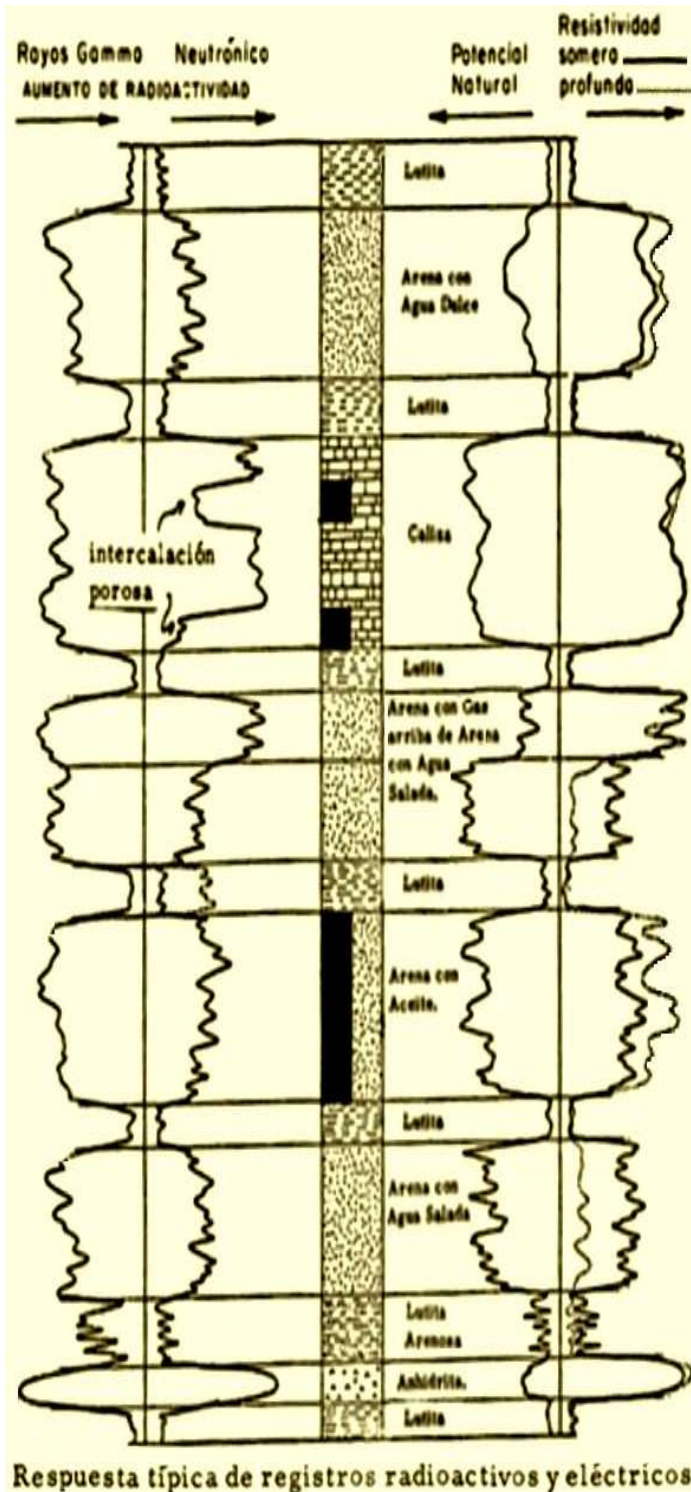


Evaluaciones rápidas con el EPT Comparación con perfiles de resistividad

Izquierda, tramo de perfil dieléctrico; centro y derecha, evaluación en dos tramos (modificado de Schlumberger)

PAUTAS IMPORTANTES EN TODOS LOS PERFILES

Es ampliamente sabido que el término hidrocarburo (en inglés *hydrocarbon*) deriva del griego $\upsilon\delta\rho\omicron$, hidro, agua, y del latín *carbo*, carbón. Y sabemos que petróleo viene del latín *petra* (a su vez del griego $\pi\acute{\epsilon}\tau\rho\alpha$, *petra*, piedra) y de *oleum* (aceite, al principio sólo referido al de oliva), aunque en tiempos romanos al petróleo lo llamaban *naphta*, del griego $\nu\acute{\alpha}\phi\theta\alpha$ (que suena igual) derivado del acadio *naptu* (lengua de la Mesopotamia, actual Irak, entre aproximadamente 2800 a.C. y 300 d.C.). La palabra gas fue en cambio acuñada por el alquimista belga (flamenco) **Jan van Helmot** hacia 1640 inspirado en el latín *chaos* (masa sutil informe), a su vez del griego $\chi\acute{\alpha}\omicron\varsigma$ (caos, abismo primordial, en el que intentaremos no seguir cayendo ahora)...



Respuesta típica de registros radioactivos y eléctricos
(perfil modificado de World Oil)

Digresión etimológica al margen, hemos ya mencionado la importancia del tipo de lodo. También el calibre de pozo y las posibles cavernas. Hemos advertido sobre la dificultad de leer capas muy delgadas. Hicimos referencia a los diferentes radios de lectura de las herramientas. Y acabamos de comentar cómo pueden cruzarse las lecturas resistivas hechas con distinto radio lateral (ver igualmente esta última figura), indicando la posible presencia de hidrocarburos. Ha de recordarse también que las *arcilitas*, aunque impermeables, son casi siempre más porosas que las areniscas y que, por tal motivo, si contienen los usuales fluidos salobres, **registran menor resistividad en perfil**, como se ve en la figura adyacente.

Como sea, **siempre hay que observar todas las curvas disponibles** –y tener en cuenta otras informaciones del pozo– **antes de apresurarse a sacar conclusiones sobre qué intervalos punzar** en los ensayos para hallar hidrocarburos. **Aditivos del lodo alojados en la zona lavada o cambios geológicos laterales podrían dar respuestas fatalmente engañosas.**

Además **recuérdese que con la profundidad se incrementan la presión, la temperatura, la densidad, la diagénesis de las rocas** que ha perforado el trépano o broca (*bit*). **Factores que determinan una tendencia o deriva general en casi todos los perfiles (incluyendo los gravimétricos, magnéticos, radiométricos, acústicos, etc.), que es específica de cada propiedad mensurada.**

En fin, será deseable que esta historia termine con el montaje de un equipo de bombeo (sea una “jirafa” o la antigua noble “cigüeña”, invento inspirado en los trabucos medievales para asaltar castillos) y no finalizar en cambio con un tapón de abandono en esta suerte de asalto a la riqueza del subsuelo.

Si todo va bien, años después llegarán los equipos de mantenimiento (*pulling*, en ocasiones sólo un servicio varillero: *flushby*) para cambiar bomba, varillas y/o tubería de producción (*tubing*), así como los equipos de reacondicionamiento (*workover*) a veces para incorporar otras

capas productivas. Es decir, para prolongar la explotación del territorio conquistado.

Con máximo *respeto medioambiental* y compartiendo la imperiosísima *necesidad de un veloz avance hacia las energías que tienen nula huella de carbono*. No sea cosa que haya que dedicarse a las palmeras cocoteras en los futuros decenios en la Patagonia...



Aparejos de producción: tradicional "cigüeña" a la izquierda, y reciente "jirafa" a la derecha; yacimiento Loma Campana, cuenca Neuquina, con producción de petróleo no convencional desde las lutitas de la Formación Vaca Muerta (foto Adriano Calalesina)



Plataforma de producción del yacimiento Fénix en Tierra del Fuego, cuenca Austral, desde tres pozos gasíferos horizontales dentro de las areniscas marinas de la Formación Springhill (foto totalenergies.com)

CUESTIONARIO BÁSICO

- ¿Qué causas puede tener el potencial espontáneo dentro de un pozo?
- ¿Cómo se mide el potencial espontáneo en pozos y qué utilidades tiene?
- ¿Qué parámetros afectan la resistividad en los reservorios?
- ¿Cuándo se usan los perfiles inductivos y cuándo los de inyección de corriente en pozos petroleros?
- Explicar la utilidad de las curvas resistivas (o conductivas) en pozos, profundidades de investigación e implicancias hidrocarburíferas en el cruce de las mismas.
- ¿Cómo se calculan las saturaciones según el método de Archie?
- Enumerar las alternativas para calcular arcillosidad desde perfiles de pozo.
- ¿Qué tipos de perfiles avanzados se fundamentan en la medición de la resistividad?
- Citar algunas aplicaciones no convencionales.
- Dar el fundamento y la utilidad del perfil dieléctrico.
- ¿Qué pautas importantes debe considerarse al interpretar perfiles geofísicos de pozo?

BIBLIOGRAFÍA DE REFERENCIA

- Archie, G., 1942. The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics. *Petroleum Transactions, American Institute of Mining, Metallurgical and Petroleum Engineers*, 146 (p 54-62).
- Argentine Chapter, South American Petroleum Institute, 1952. *Glosario técnico de la industria del petróleo*; Rikles, B. Ed. (619 p).
- Aulia, K., Poernomo, B., Richmond, W., Wicaksono, A., Béguin, P., Benimeli, D., Dubourg, I., Rouault, G., VanderWal, P., Boyd, A., Farag, S., Ferraris, P., McDougall, A., Rosa, M. & Sharabak, D., 2001. *Medición de la resistividad detrás del revestimiento*. *Oilfield Review*, N°1 (p 2-25).
- Bassouni, Z., 1994. *Theory, measurements and interpretation of well logs*. Textbook Series, V.4 (372 p). Society of Petroleum Engineers.
- Cantos Figuerola, J., 1972. *Tratado de geofísica aplicada* (p 475-483, 486-494). Librería de Ciencia e Industria.
- Dahlberg, K & Ference, M., 1984. *Electromagnetic propagation tool* (12 p). Schlumberger.
- Ellis, D. & Singer, J., 2007. *Well logging for Earth scientists* (p 1-245, 597-685). Springer.
- Gearhart Industries, 1984. *Well service systems* (varios capítulos, 129 p).
- Griffiths D. & King, R., 1972. *Geofísica aplicada para ingenieros y geólogos* (p 215-219). Editorial Paraninfo.
- Holt, O., 1974. *Aplicaciones del diplog en la geología práctica* (69 p). Dresser Atlas.
- Khatchikian, A., 1997. *Predicting fluid production of tuffaceous sandstones in the San Jorge Basin with array-type induction logs*. SPE Annual Technical Conference (p 257-266).
- Lawrence T. & Fernández, J., 1990. *Interpretación del perfil dieléctrico simplificado en ambientes de salinidad variable utilizando gráficos cruzados resistividad-ángulo fase* (96 p). Western Atlas.
- Liu, H., 2017. *Principles and applications of well logging* (356 p). Springer Geophysics.
- Maugeri, L., 2006. *L'era del petrolio: mitologia, storia e futuro della più controversa risorsa del mondo*. Feltrinelli Editore.
- Pape, H., Clauser, C. & Iffland, J., 1999. *Permeability prediction based on fractal pore-space geometry*. *Geophysics*, V.64 N°5 (p 1447-1460).
- Parasnis, D., 1971. *Geofísica minera* (p 93-110). Editorial Paraninfo.
- Repsol YPF S.A., 2000. *La exploración del petróleo y el gas en Argentina*; Turic, M. & Ferrari, J. Eds (varios capítulos, 178 p).
- Robinson, E. & Coruh, C., 1988. *Basic exploration geophysics* (p 501-531). John Wiley & Sons.
- Sava, P., Revil, A. & Karaoulis, M., 2014. *High definition cross-well electrical resistivity imaging using seismoelectric focusing and image-guided inversion*. *Geophysical Journal International*, N°198 (p 880-894).
- Schlumberger, 1975. *Fundamentos de interpretación de perfiles* (p 1-48, 95-144).
- Schlumberger, 1987. *Evaluación de formaciones en la Argentina* (cap. III, 1-40; IV, 1-22; VI, 1-8, 11-13).
- Serra, O., 1985a. *Análisis de ambientes sedimentarios mediante perfiles de pozo* (272 p). Schlumberger.
- Serra, O., 1985b. *Estudios estratigráficos y tectónicos mediante perfiles de pozo* (159 p). Schlumberger.
- Sheriff, R., 1991. *Encyclopedic dictionary of exploration geophysics* (376 p). Society of Exploration Geophysicists.
- Schmidt-Hattenberger, C., Bergmann, P., Labitzke, T., Wagner, F. & Rippe, D., 2016. *Permanent crosshole electrical resistivity tomography (ERT) as an established method for the long-term CO₂ monitoring at the Ketzin pilot site*. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, V. 52 N°9 (p 432-448).
- Telford, W., Geldart, L., Sheriff, R. & Keys, D., 1976. *Applied geophysics* (p 771-789). Cambridge University Press.
- Tseng, H., Becker, A., Wilt, M. & Deszcz-Pan, M., 1998. *A borehole-to-surface electromagnetic survey*. *Geophysics*, V.63 N°5 (p 1565-1572).
- Ushijima, K., Mizunaga, H. & Tanaka, T., 1999. *Reservoir monitoring by a 4-D electrical technique*. *The Leading Edge*, V.18 N°12 (p 1422-1424).
- Welex, 1984. *Introducción al perfilaje* (varios capítulos, 294 p).
- Western Atlas, 1987. *Fundamentals of diplog analysis* (232 p).
- Western Atlas, 1994. *Introducción al perfilaje de Pozos* (cap. 1, 2, 3, 4, 5 y 9; 175 p).

- Wyllie, M., 1951. An investigation of the electrokinetic component of the self potential curve. Journal of Petroleum Technology, V.3 N°1 (p 1-18).
- Wyllie, M., Gregory, A. & Gardner, L., 1958. An experimental investigation of factors affecting elastic wave velocities in porous media. Geophysics, V.23 (p 459-493).

Los posibles errores y sesgos contenidos en estas Glosas de Geofísica son sólo atribuibles al primero de los autores.