

KANSAS GEOLOGICAL SURVEY OPEN-FILE REPORT 2001-44

**Petroleum Log Analysis
English Version
(Análisis de Perfiles de Pozo Aplicado a la Exploración Petrolera)
(Spanish Version)**

by

**John H. Doveton
Ricardo A. Olea**

Disclaimer

The Kansas Geological Survey does not guarantee this document to be free from errors or inaccuracies and disclaims any responsibility or liability for interpretations based on data used in the production of this document or decisions based thereon. This report is intended to make results of research available at the earliest possible date, but is not intended to constitute final or formal publications.

**Kansas Geological Survey
1930 Constant Avenue
University of Kansas
Lawrence, KS 66047-3726**

ANALISIS DE PERFILES DE POZO APLICADO A LA EXPLORACION PETROLERA

*Versión en castellano
en las páginas
de la izquierda*

PETROLEUM
LOG ANALYSIS
*English text
on right page*

TABLA DE CONTENIDO

Perfiles de resistividad	1
Inducción	1
Lateroperfiles	2
Resolución vertical y radio de investigación	2
Perfiles de porosidad	8
Perfil de densidad	8
Perfil neutrónico	8
Combinación densidad-neutrónico	8
Porosidad primaria y secundaria	9
La ecuación de Archie	11
Factor de formación–relaciones de porosidad para areniscas	13
Factor de formación–relaciones de porosidad para carbonatos	15
Exponentes de cementación típicos para formaciones de Kansas	19
Índice de resistividad–saturación de agua	20
Temperatura y resistividad del agua de formación	21
Estimación de temperaturas de formación	22
Corrección de resistividad por temperatura	24
Ejemplo	24
Ejemplo de estimación de la saturación de agua	25
Información digital	32
Evaluación de la saturación de agua	38
Todos los parámetros son conocidos	39
La resistividad del agua es desconocida, pero sí se conocen los parámetros de la ecuación de Archie	40
Los parámetros de la ecuación de Archie son desconocidos o pobremente conocidos	42
Ejemplos de estimación de saturación de agua	46
Método de resistividad aparente	48
Diagrama de Pickett	48
Predicción de producción de un pozo en base al volumen de agua	51
Números de Buckles en el diagramas de Pickett	58
Aplicación del diagrama de Pickett y de BVWi	60
Predicción de la recuperación en pruebas de formación	64
Lo que se ve es lo que se obtiene	69
Estimación de permeabilidades	73
Hidrocarburo móvil	78
Diagrama de la razón de Pickett	82
Ejemplo aplicado a yacimientos de la arenisca Frío, Texas	85
Estimación de volúmenes de arcilla en base a perfiles	87
Modelos para la evaluación de areniscas arcillosas	89
Perfil de resonancia magnética	92
Ejemplo de aplicación a una arenisca productora	95
Referencias	103

TABLE OF CONTENTS

Resistivity logging	1
Induction	1
Laterolog	2
Vertical resolution and radius of investigation	2
Porosity logging	8
Density log	8
Neutron log	8
Neutron - density log combination	8
Primary and secondary porosity	9
The Archie Equation	11
Formation factor - porosity relationships for sandstones	13
Formation factor - porosity relationships for carbonates	15
Typical cementation exponent values for Kansas formations	19
Resistivity index - saturation relationships	20
Temperature and water resistivity	21
Estimation of formation temperature	22
Temperature correction of water resistivity	24
Example	24
Example of S_w computation	25
Digital log data	32
Log analysis pattern recognition methods	38
Example of S_w calculation by R_{wa} and Pickett plot methods	46
Fluid production and bulk volume water	51
Buckles numbers on the Pickett plot	58
Application of the Pickett plot and BVW_i	60
Prediction of DST fluid recoveries	64
What you see is what you get	69
Estimation of permeability	73
Movable hydrocarbon calculations	79
The Pickett Ratio Plot	83
Nuclear magnetic resonance (NMR) logging	89
References	103

PERFILES DE RESISTIVIDAD

Lo más común es usar los perfiles de resistividad para obtener valores de resistividad de la formación, R_t . Sin embargo, por múltiples razones, comúnmente no es posible obtener directamente buenos valores de tal resistividad. Todas las herramientas usadas para medir R_t proporcionan valores promedio dentro de un volumen en vez de valores puntuales. Tenemos así, por ejemplo, que la resistividad de una capa delgada de alta resistividad en general será subestimada por la mayoría de los dispositivos de medición ya que éstos proporcionarán valores que serán un promedio entre la resistividad de tal capa y los más bajos de las capas adyacentes.

Por otro lado, el barro usado en la perforación de un pozo modifica la resistividad de la formación en la vecindad de las paredes del pozo, proceso que se denomina "invasión". Fuera de otras funciones, el barro de perforación, al entrar en la formación, deja en la paredes del pozo un residuo impermeable o "revoque" que eventualmente detiene el paso del barro hacia la formación. El filtrado que alcanza a entrar en la formación, desplaza los fluidos originales—agua de formación, gas y petróleo. Cerca del pozo, el desplazamiento del agua de formación es completo y el de los hidrocarburos es parcial, produciéndose lo que se llama "zona lavada". En una zona intermedia, denominada "zona de transición", el desplazamiento es parcial. Más allá de la zona intermedia se halla la formación sin perturbación o "virgen". La magnitud del proceso de invasión es a grandes rasgos una función de la porosidad y la permeabilidad de la formación. En general, las formaciones menos porosas, como los carbonatos, sufren mayor invasión que formaciones de mayor porosidad, como es el caso de muchas areniscas. El volumen del espacio poroso parece ser un factor importante en la magnitud de la invasión ya que decide el volumen que existe para recibir filtrado. Por sobre un valor crítico de alrededor de 0.1 md, la formación será invadida, pero la profundidad de la invasión parece ser insensible a variaciones de permeabilidad dentro de rangos más altos (Jorden y Campbell, 1984).

El reemplazo del agua de formación por filtrado involucra un cambio de la resistividad del agua en el espacio poroso de R_w a R_{mf} . Como resultado, normalmente se produce una zona alrededor del pozo con mayor resistividad que la original. En el caso normal en que el objetivo del perfilaje es evaluar la cantidad de gas o petróleo de una capa, el perfil de resistividad se selecciona de modo que asegure un buen valor del verdadero valor de resistividad de la formación teniendo en cuenta las características del pozo, el barro de perforación, la litología y la magnitud de la invasión. De acuerdo a esto, se distinguen dos tipos de herramientas:

Inducción

El perfil de inducción fue desarrollado para medir conductividad lejos de la pared del pozo con mínima influencia de la zona invadida. La herramienta tiene bobinas transmisoras por las que circula una corriente alterna de alta frecuencia que induce corrientes secundarias en la formación adyacente que es proporcional a la conductividad de la zona virgen. A su vez, las corrientes secundarias inducen un

RESISTIVITY LOGGING

In most runs of a resistivity tool, the major purpose is to obtain measurements of R_t , the true resistivity of the formation. However, there are a variety of complicating factors involved which may require corrections to be made to the recorded values in order to obtain good estimates of the true resistivities. All resistivity tools are to some extent "averaging" devices that record resistivities of zones rather than resistivities of discrete points. So, for example, the resistivity of a thin resistive horizon will generally be underestimated by most tools since its reading will be partly reduced by contributions of more conductive adjacent beds.

The process of drilling actually modifies the resistivities of formations in the vicinity of the borehole through the process of "invasion". In addition to its other functions, the drilling mud forms a mudcake seal on the borehole wall of permeable formations. In doing this, mud filtrate penetrates the formation, displacing formation water and oil or gas. In a zone immediately adjacent to the borehole the mud filtrate displaces all the formation water and any "moveable oil saturation" (the "flushed zone"). Beyond this, the mud filtrate displaces part of the formation water in a "transition zone" which ultimately tapers out at a contact edge with the undisturbed formation. The relative depth of invasion is broadly a function of formation porosity/permeability properties, so that less porous formations (typical carbonates) are more highly invaded than moderately porous units (typical sandstones). Pore volume appears to be a major control on invasion depth, because this dictates the volume available to accommodate invading mud filtrate. Once the permeability of a formation exceeds a critical lower value (perhaps about 0.1 md), the formation will be invaded, but invasion depths appear to be insensitive to variations in permeability at higher values (Jorden and Campbell, 1984).

The replacement of formation water by mud filtrate involves a change of pore water resistivity from R_w to R_{mf} . In a typical logging operation, the mud is "fresh water" as contrasted with the formation waters encountered. The result of invasion is generally to create a more highly resistive annulus surrounding the borehole.

When the objective of most commercial logging is to evaluate the oil or gas potential of stratigraphic units, a resistivity tool is selected that will best estimate the true resistivity of the formation by taking into account borehole characteristics, drilling mud properties, formation lithologies, and degrees of invasion. There are two styles of resistivity tool for this purpose:

Induction

The focused induction tool was developed to measure conductivities deep within the formation with minimal disturbance by the invaded zone. The tool contains transmitter coils with a high frequency AC current which induce eddy currents in the adjacent section. Most of these eddy currents are focused beyond the diameter of the typical flushed zone and their magnitude is an approximation of the conductivity of the virgin formation. In turn, they induce voltages in the receiver coil

voltaje en una bovina receptora, el que se usa para estimar la conductividad de la formación, la que matemáticamente es transformada a resistividad.

Como el perfil de inducción en realidad mide conductividades y no resistividades, se obtienen mediciones más confiables cuando la resistividad es baja. Consecuentemente, el perfil de inducción funciona mejor en areniscas de alta porosidad y no da siempre buenos resultados en formaciones de alta resistividad, como es normalmente el caso de carbonatos de baja porosidad. A diferencia de otras herramientas de resistividad, el perfil de inducción se puede correr cuando se usa aire o barro con petróleo para perforar ya que no se requiere que exista un contacto eléctrico con el barro o la formación. La herramienta funciona bien en "barros dulces" pero las lecturas dejan de ser confiables cuando se usan "barros salados" porque en ese caso la mayoría de la corriente inducida deriva del barro y no de la formación.

Lateroperfiles

El dispositivo lateral o guardián fue desarrollado para proporcionar buenos valores de resistividad de formación en pozos perforados con barro salados. Hay varios tipos de herramientas, pero la idea principal es tener tres electrodos en que el del medio suministra una corriente de intensidad constante. Una corriente de intensidad variable llega a los dos electrodos adyacentes (los guardianes), cuya magnitud se ajusta de modo de tener una diferencia de potencial nula con el electrodo central. Como resultado, la corriente proveniente del electrodo vivo es forzada a fluir perpendicularmente a las paredes del pozo dentro de un volumen en forma de disco. El espesor del disco es determinado por el espaciamiento entre los electrodos laterales y la intensidad de la corriente, la que a cualquiera distancia del electrodo central es inversamente proporcional a esta distancia multiplicada por el espaciamiento entre los electrodos compensadores. La caída de potencial dentro del disco es controlada con un cuarto electrodo. Como resultado, se termina detectando una resistencia aparente que es la suma de las resistividades del barro, la zona invadida y la zona virgen. Cuando el barro es relativamente conductor, la invasión es poca y la resistividad de la formación es alta, la conductividad aparente es bastante cercana a la verdadera resistividad de la formación.

Resolución vertical y radio de investigación

En un caso ideal, evidentemente interesa tener una herramienta con una muy buena resolución vertical para poder medir muy bien capas muy delgadas y con un gran radio de investigación para poder investigar lo más lejos posible del pozo. En la práctica esto no es posible ya que tener una separación pequeña para no tener efectos de borde y una gran separación para que la corriente pueda alcanzar lejos del pozo, son requerimientos imposibles de satisfacer simultáneamente. En estas circunstancias, lo que se ha optado es por tener distintos tipos de dispositivos para satisfacer distintas condiciones de pozo. Hoy en día, se pueden correr varios perfiles de resistividad al mismo tiempo. En la próxima página se pueden apreciar tres lateroperfiles corridos en un mismo pozo atravesando una sección carbonática del Carbonífero Inferior. La resolución vertical aumenta de izquierda a derecha, pero al mismo tiempo hay una disminución en el radio de investigación que hace que las

which are translated to estimates of formation conductivity and, as a reciprocal, resistivity.

Since the induction tool actually measures conductivity directly, rather than resistivity, more reliable readings tend to be made within lower resistivity sections. As a result, the induction tool is ideally suited for sandstone sections, which typically have high porosities, but may not be a satisfactory first choice in highly resistive sequences such as low-porosity carbonates. Unlike other resistivity tools, the induction tool can be run in holes drilled with air or with oil-base muds since it does not require electrical contact with the mud or formation. The tool operates well in "fresh muds" but readings become strongly degraded in "salt muds" due to the greatly increased contribution of the borehole to the total conductivity reading.

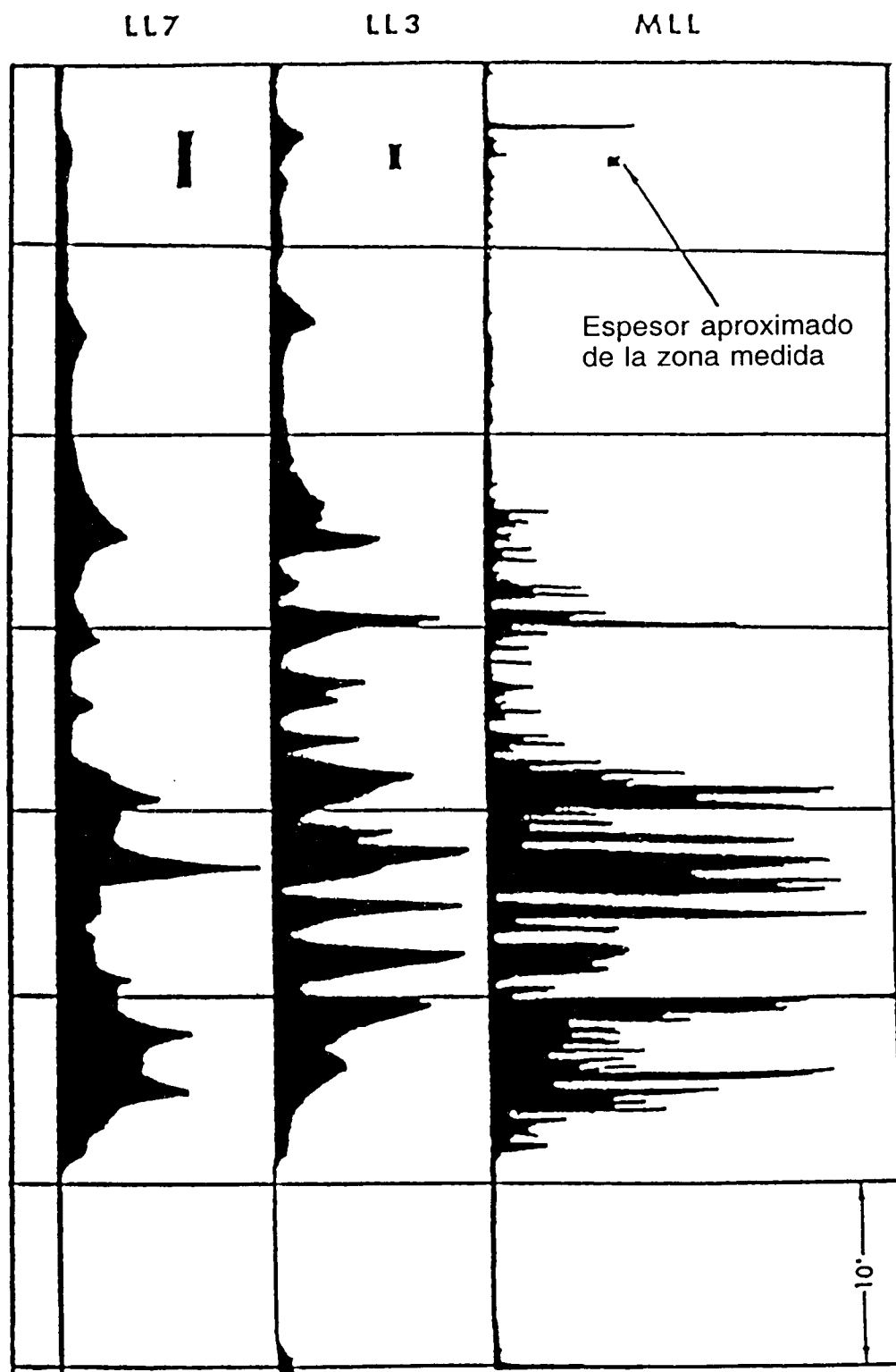
Laterolog

The laterolog (or guard log) was developed to provide accurate readings of formation resistivity in holes drilled with salt water muds. There are various designs of laterolog tools but the central principle of operation is a three electrode arrangement in which a current supply of constant intensity is supplied to the central electrode. A variable current intensity is transmitted to the two surrounding ("guard") electrodes whose magnitude is adjusted so that there is a zero potential with the central electrode. As a result, current in the central electrode is constrained to flow radially outwards as a "current disc" into the surrounding formation. The thickness of the disc is determined by the spacing of the guard electrodes while the current density at any lateral distance from the central electrode is inversely proportional to this distance times the spacing. The drop in potential of the current disc radiating into the formation is monitored by a remote return electrode. As a result, an apparent resistivity is deduced which is the summation of resistivity contributions by the mud, invaded zone and virgin formation. In situations where the mud is relatively conductive, degree of invasion restricted and resistivity of the formation is fairly high, this apparent reading is a close approximation of the true formation resistivity.

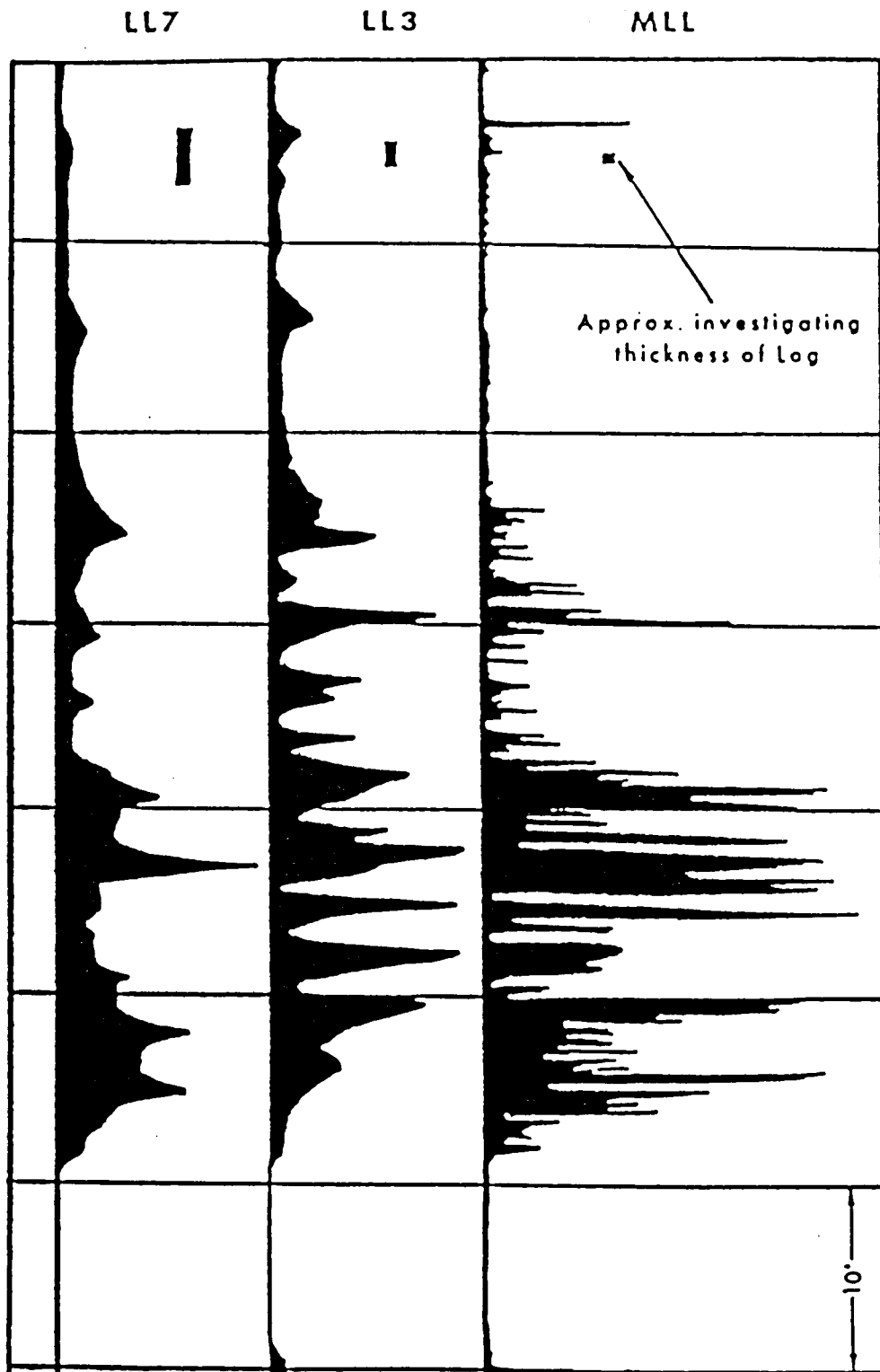
Vertical resolution and radius of investigation

The ideal resistivity tool would obviously be one that had extremely good vertical resolution (thereby defining very thin beds) and a large radius of investigation (giving reliable readings deep in the formation). These two criteria are almost impossible to meet in the design of a practical resistivity device, since it requires the vertical component to be extremely small (effects of adjacent beds) and the lateral component to be very large. As a result, different resistivity tools are run for different purposes and several types may be run in the same hole.

A comparison of three different laterologs run the same section (Mississippian carbonate, Saskatchewan) is shown overleaf. Moving from left to right (across log types) there is a progressive increase in vertical resolution, but, at the same time, a reduction in the radius of investigation, with increasing resistivity contributions from



Lateroperfil-7, Lateroperfil-3 y Microlateroperfil en una sección del Carbonífero Inferior de Saskatchewan, Canadá (Tomado de Jeffries, 1965).



Laterolog-7, Laterolog-3, Microlaterolog resistivity profiles of a Mississippian carbonate section in Saskatchewan (after Jeffries, 1965)

lecturas sean cada vez más representativas de la resistividad en la zona lavada. Por esta razón, el microlateroperfil (MLL) es usado más bien en correlaciones estratigráficas, mientras que el lateroperfil LL7 es el más indicado para obtener valores de resistividad en la zona virgen.

Los comentarios acerca de la resolución vertical son válidos para cualquier tipo de herramienta, lo que explica que en la evaluación manual sea mejor, en una primera etapa, hacer una zonación de los perfiles. A modo de regla práctica, la resolución vertical de las herramientas inductivas y lateroperfiles de espaciamiento alto es 1-1.5 m; la resolución vertical de los dispositivos de porosidad es del orden de 0.3-0.6 m. Diferentes compañías de servicio usan distintos diseños. El espesor de la zona investigada también depende del contraste de valores entre capas adyacentes.

En el caso de carbonatos, no es extraño que el radio de investigación sea tan grande como para no poder tener buenos valores de R_t . Una invasión profunda está comúnmente relacionada con baja porosidad o zonas de presión anormalmente baja. No hay razones para no poder desarrollar herramientas con un radio de investigación mayor que el de las existentes. El problema sería la pésima resolución vertical. El Grupo Chase en el yacimiento gigante de gas de Hugoton es un caso en que la perforación convencional produce invasiones más allá de lo permitido por las herramientas existentes. Para eliminar o disminuir la invasión, a veces los pozos se perforan con aire o espuma para poder usar después adecuadamente los perfiles de resistividad (Olson y otros, 1997).

En casos de invasión moderada se corren simultáneamente tres o cuatro dispositivos distintos de resistividad. Usando simultáneamente esta información, es posible caracterizar la invasión, es decir calcular las resistividades en la zona lavada y en la virgen y los radios de la zona lavada e invadida. Por muchos años la combinación triple más usada fue el perfil de doble inducción con lateroperfil y ahora el perfil de doble inducción con perfil con enfoque esférico. Ambos son comunes de ver en operaciones en el centro de Estados Unidos donde abundan las formaciones carbonáticas. Los tres perfiles se sobreponen en una escala que es logarítmica en el eje de las resistividades. Es posible así darse cuenta a primera vista donde hay invasión. Cuando las lecturas coinciden y son bajas, la invasión es poca y los valores son cercanos a R_t . A medida que la invasión aumenta, las curvas se separan y los valores observados son mayores que R_t , especialmente el perfil LL8 que toma valores altos. El perfil ILd normalmente es el menos perturbado y ILm da lecturas intermedias pero más cerca a las de ILd. En un caso de invasión extrema, los tres perfiles vuelven a coincidir, dando la resistividad R_{xo} en la zona lavada.

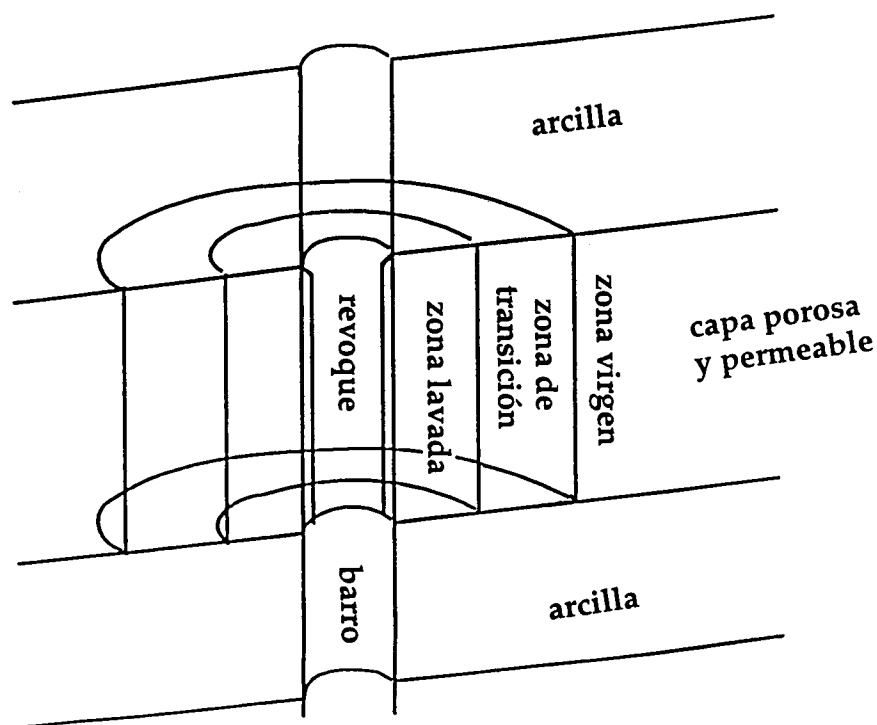
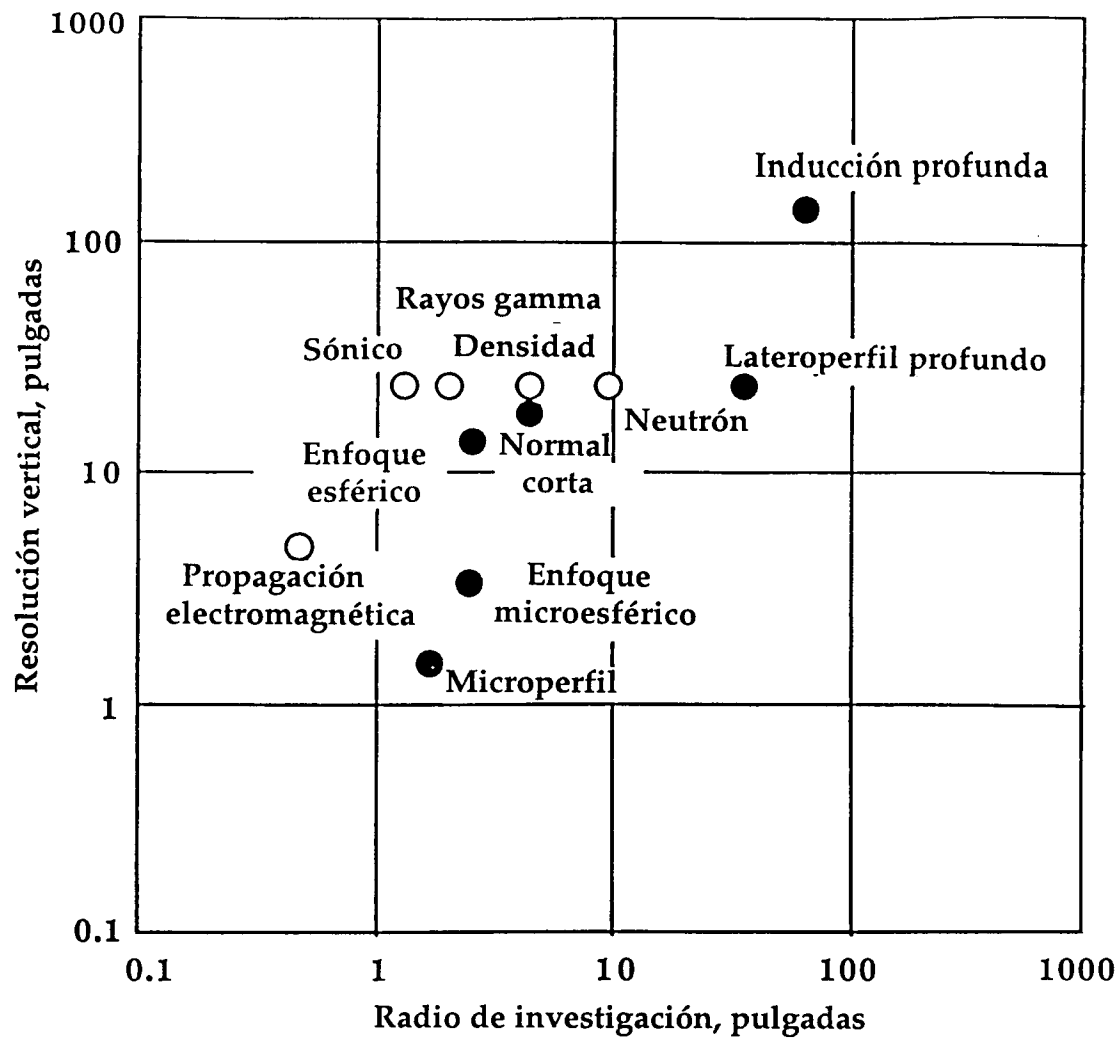
La combinación doble inducción-lateroperfil fue corrida en un intervalo del Grupo Hunton, Kansas, saturado de agua. Las variaciones de resistividad en tal caso responden inversamente a variaciones en la porosidad. Nótese la mayor separación de las curvas cuando la resistividad es alta, lo que indica mayor invasión. Si se grafica el cociente R_{ILm} / R_{ILd} versus R_{LL8} / R_{ILd} , se obtiene lo que se llama un diagrama de tornado, del que se pueden obtener la resistividad de la zona virgen, R_t , la resistividad de la zona lavada, R_{xo} , y el diámetro de invasión, d_i . En el caso de este perfil de Kansas, muchos de los puntos no necesitan

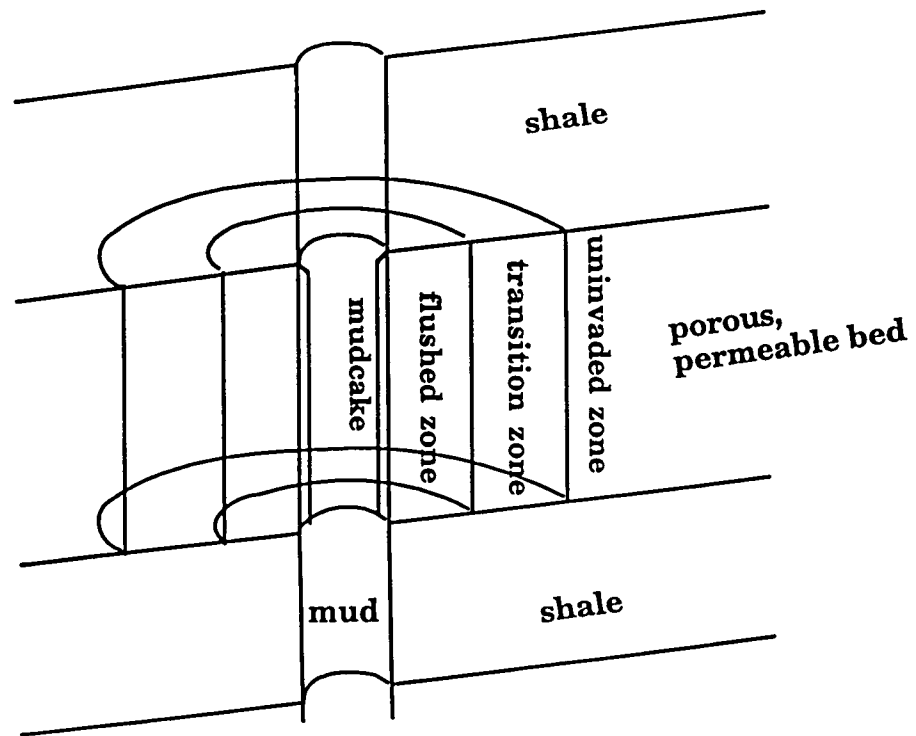
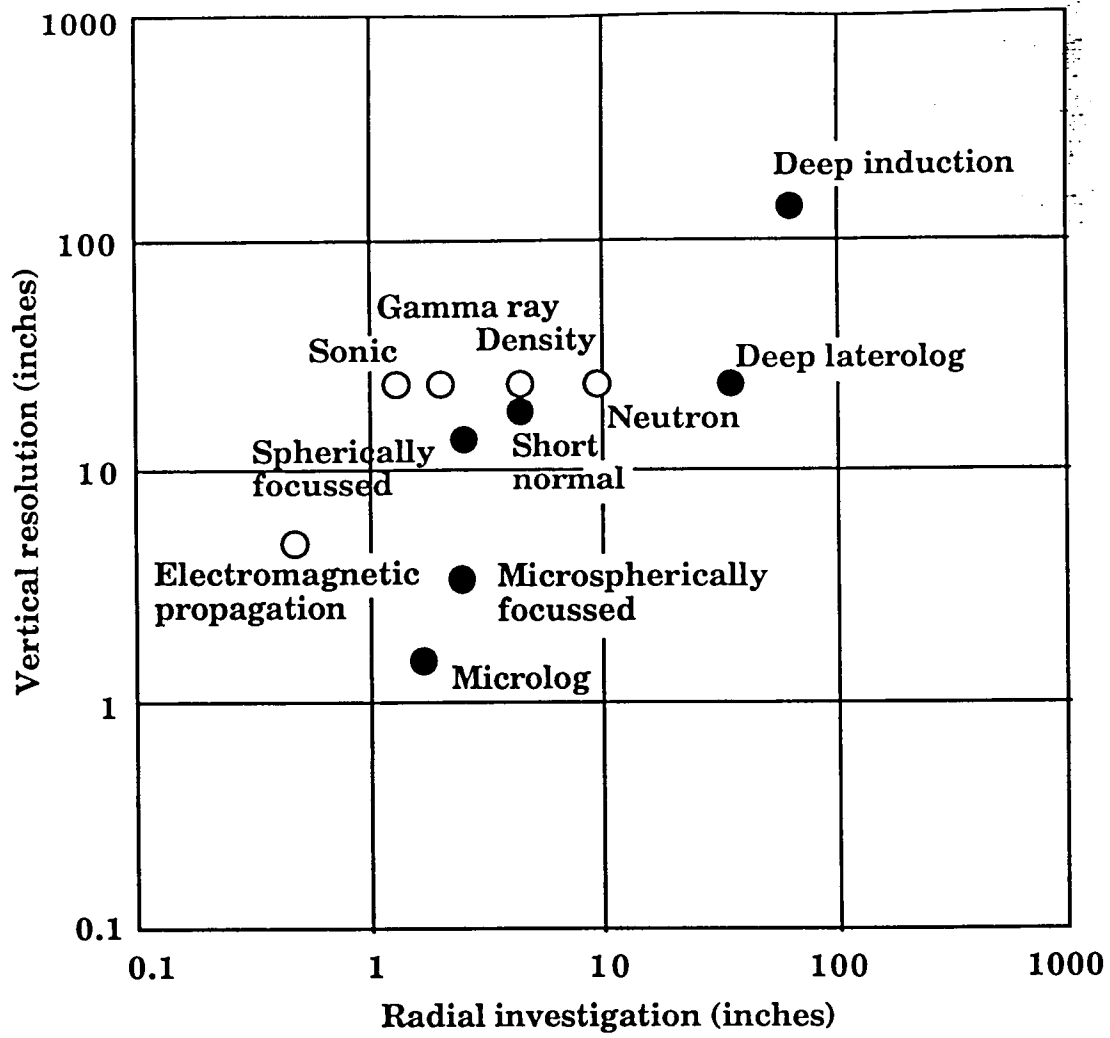
the flushed zone. If a stratigrapher wished to use one of these logs for bed correlation purposes, the microlaterolog (MLL) would be his choice. If a petroleum geologist required a reservoir analysis of the formation, he would use the laterolog LL7, since the readings are the best estimate of the virgin formation resistivity.

The preceding remarks on vertical resolution apply to all logging tools so that analysis by hand is most rationally done after zoning the logs as an initial step. As a general rule of thumb, the vertical resolution of the induction and larger laterologs runs at about 3-5 feet; the vertical resolution of the porosity tools is in the order of 1-2 feet. Variations of these figures are introduced by different design features in any tool series and the magnitude of contrast between adjacent beds.

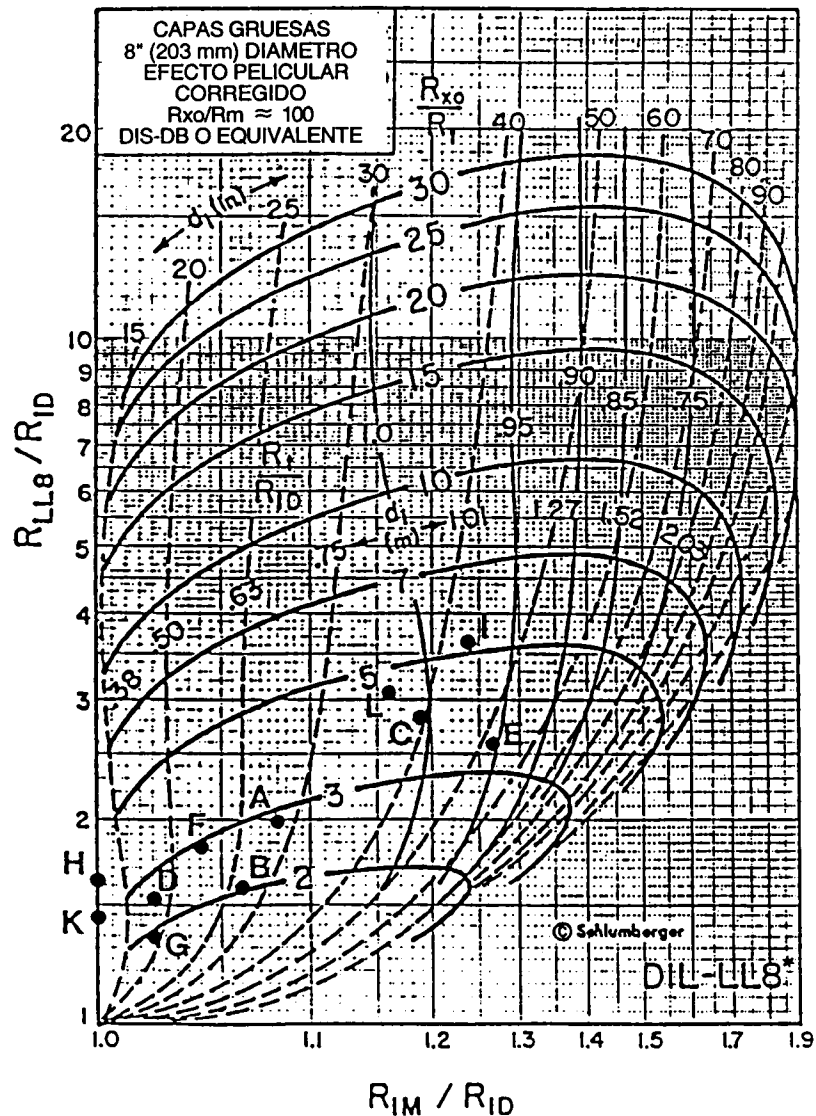
In carbonates, situations frequently occur when the depth of invasion is great enough to adversely affect all conventional resistivity tools to a marked degree so that good direct estimations of R_t are precluded. Deep invasion is generally associated with low porosity or underpressured zones. It would be possible to develop a tool with sufficiently high radius of investigation to register a major resistivity contribution beyond deeply invaded perimeters. However, the price would be an exceedingly gross vertical resolution and consequent large-scale averaging of zones of interest. There are some cases, where invasion exceeds the reach of standard commercial resistivity tools, such as the Chase Group in the giant Hugoton gas field, where holes are sometimes drilled with air or foam to minimize invasion and so allow resistivity tools to obtain good readings for saturation calculations (Olson and others, 1997).

Cases of moderate invasion are resolved by running three different resistivity tools simultaneously (for a small slam) or four (for a grand slam). By utilizing the differing response characteristics of the tools, which are defined by the hardware design, the unknowns of the invasion profile may be deduced, namely the resistivities of the flushed zone and virgin formation, and the diameter or diameters of invasion. The small slam is usually made with a "dual induction-laterolog" (older) or "dual induction-spherically-focused log" (newer) combination which are common logging runs in Midcontinent boreholes, which penetrate thick platform carbonate sections. The three resistivity traces are recorded simultaneously on a logarithmic scale. The relative disposition of the traces gives an immediate impression of the degree of invasion in any zone. When the traces are almost coincident and the resistivity reading is low to moderate, invasion is virtually negligible and the resistivity is approximately R_t . With increasing invasion, the LL8 trace peels away to a higher value and is followed sluggishly by the IL_m trace and, to a lesser degree, the IL_d trace. Ultimately, if the depth of invasion is extraordinarily deep, the three traces will again roughly coincide in a common estimate of R_{xo} . Since the resistivities are recorded on a logarithmic scale, the resistivity reading ratios used in the tornado chart correspond directly with horizontal displacements on the log. As a result, a logarithmic rule to the same scale may be used to read the ratio values directly from the log.

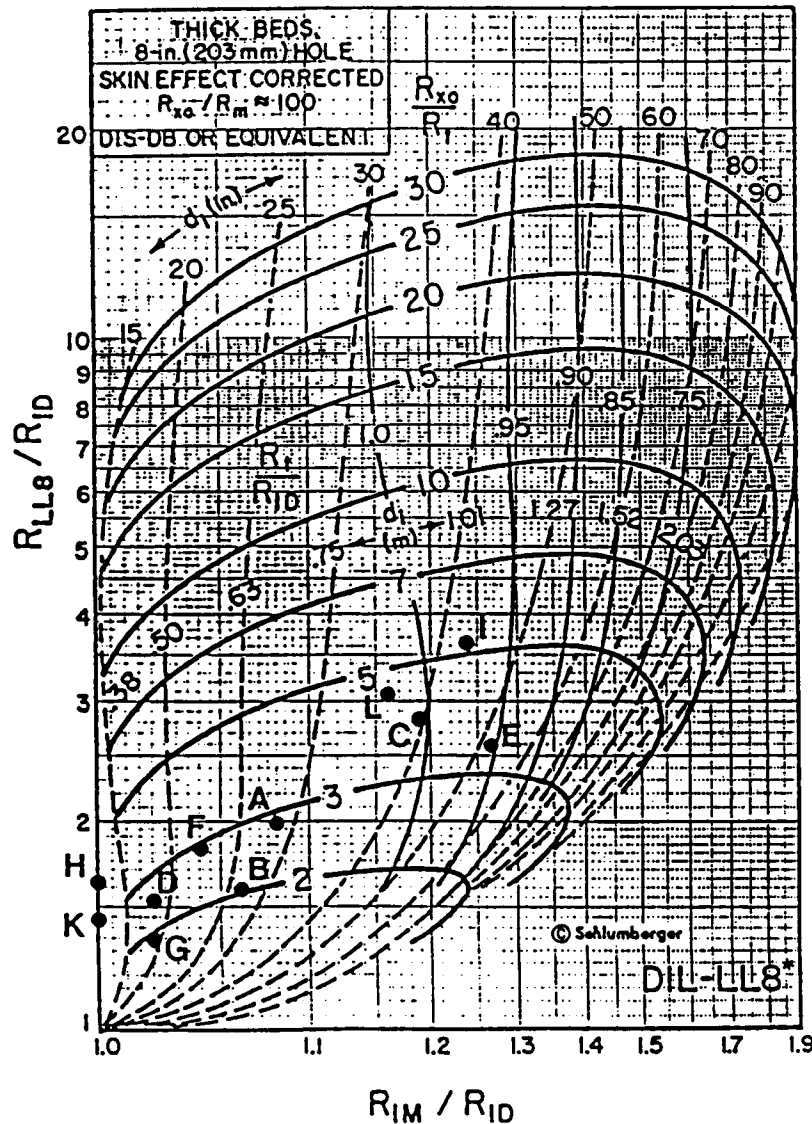




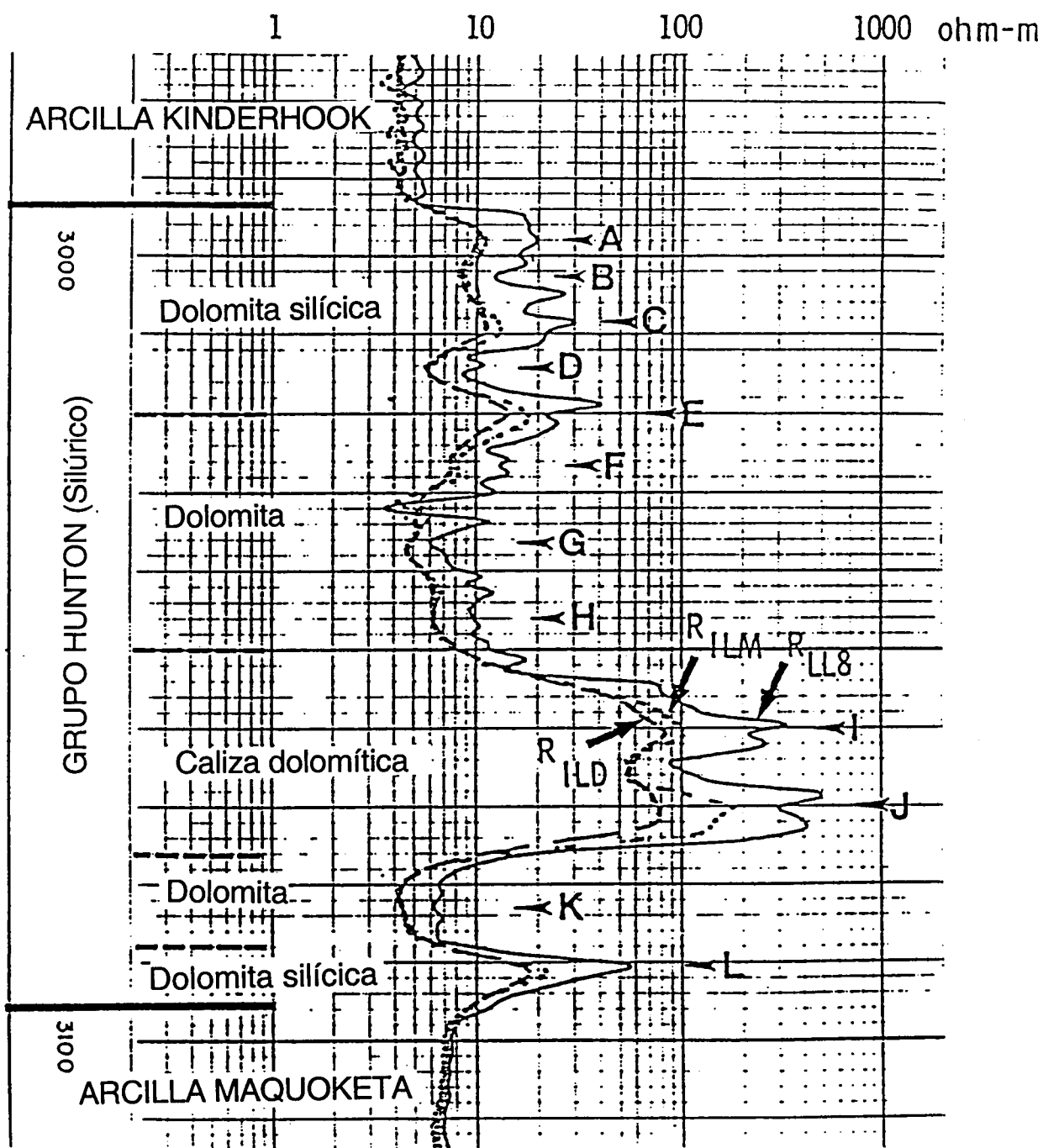
corrección para dar R_t por estar a la izquierda de la curva $R_{x0}/R_t = 1.0$. Por el contrario, el punto J cae fuera del diagrama, indicando que la invasión es tan profunda que el perfil de inducción no alcanza a leer pasado la zona invadida. Dado que, tanto los perfiles como el diagrama de tornado están en escala logarítmica, los cocientes en el diagrama corresponden directamente con desplazamientos de las curvas en el perfil. Luego, una escala convenientemente graduada se puede usar para leer cocientes directamente desde el perfil.



A dual induction - laterolog resistivity combination is shown of a water-saturated Hunton Group section in central Kansas. The resistivity variability is therefore regulated by the pore network brine content, with the primary control being the volume of pore space. High resistivity zones have relatively low porosities; low resistivity zones have high porosities. Notice the greater separations between the curves in the lower porosity zones, indicating greater invasion. By crossplotting the three resistivity readings as two ratios on a tornado chart, the true formation resistivity, R_t , the resistivity of the flushed zone, R_{xo} , and the diameter of invasion, d_i , can be estimated. Inspection of the plotted points shows that many of these do not need a correction to be applied to the deep induction resistivity - it appears to be reading the formation resistivity, R_t . However, the crossplotted point of one zone falls outside and to the right of the tornado, suggesting that in this case, invasion is so deep that the deep induction tool does not read beyond the flushed zone.

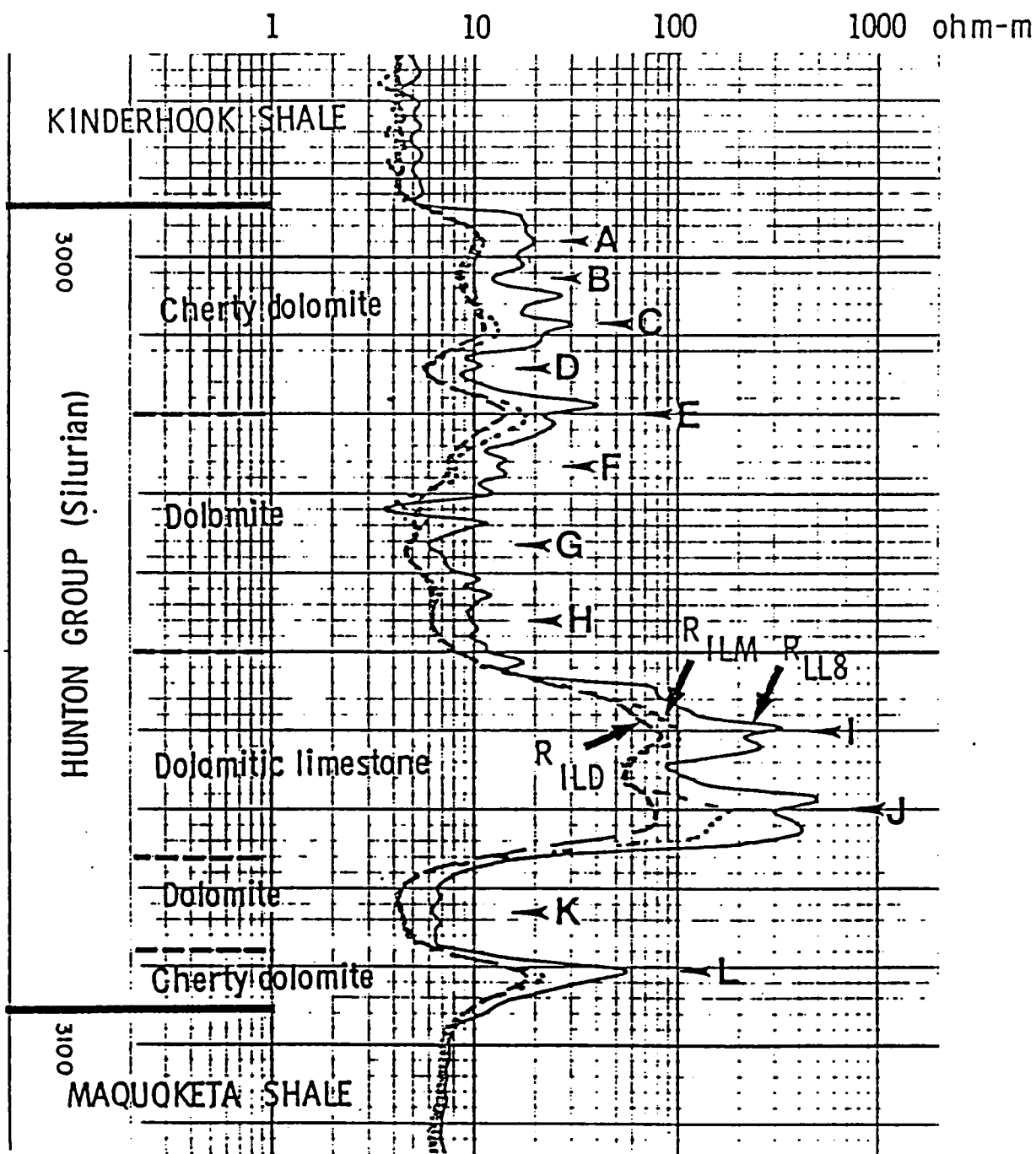


DOBLE INDUCCION - LATEROPERFIL



Combinación doble inducción-lateroperfil en el Grupo Hunton (Silúrico) en el pozo USGS-KGS Geis #1, 32-13S-2W, Condado de Saline, Kansas.

DUAL INDUCTION - LATEROLOG



Dual induction - laterolog resistivity combination in the Hunton Group (Silurian) in the borehole USGS-KGS Geis #1, 32-13S-2W, Saline County, Kansas.

PERFILES DE POROSIDAD

La porosidad de una zona carbonática puede ser estimada ya sea a partir de un solo perfil de porosidad (sónico, densidad, neutrón o resonancia magnética) o una combinación de perfiles de porosidad. Esta segunda alternativa permite hacer correcciones por efectos litológicos similares a las distorsiones analizadas para el caso de los perfiles de resistividad. En los carbonatos más antiguos, las mezclas de minerales incluyen calcita, dolomita y cuarzo—como granos de arena o precipitaciones silíceas. En los carbonatos más recientes, puede tenerse además anhidrita y yeso. Cuando se usa un solo perfil de porosidad, la porosidad verdadera se calcula interpolando los valores correspondientes al mineral de la matriz y el fluido de los poros. Dado el poco radio de investigación de las herramientas de porosidad, lo más correcto es suponer que el fluido detectado por las herramientas de porosidad es filtrado del barro de perforación.

Perfil de densidad:

La porosidad se obtiene directamente de considerar un balance de masas:

$$\rho_b = \phi \cdot \rho_f + (1 - \phi) \cdot \rho_{ma}$$

donde ρ_b es la densidad total de la formación que lee el perfil, ϕ es la porosidad que nos interesa, ρ_{ma} es la densidad de la matriz y ρ_f es la densidad del fluido atrapado en los poros. Tratándose de una arenisca, la densidad de la matriz es 2.65 g/cc correspondiente al cuarzo; si es una caliza, 2.71 g/cc correspondiente a calcita; y 2.87 g/cc si se trata de una dolomita. Si los resultados del perfilaje se entregan convertidos a porosidades, la conversión dependerá del valor elegido para ρ_{ma} —porosidad equivalente en escala de caliza en el caso de usarse la densidad de la calcita.

Perfil neutrónico:

Los primeros perfiles neutrónicos fueron calibrados en cuentas, pero los dispositivos modernos están calibrados en una escala de porosidad aparente respecto a una cierta litología de matriz, normalmente calcita. Al igual que en el caso del perfil de densidad, los valores de porosidad serán correctos sólo en el caso en que la matriz es en realidad una caliza. Evidentemente, la porosidad neutrónica será incorrecta para cualquier otro tipo de matriz. El uso combinado de los perfiles de densidad y neutrónico permite hacer compensaciones por matriz incorrecta en la conversión a porosidad.

Combinación de perfiles densidad-neutrónico:

La combinación de los perfiles de densidad y neutrónico se usa actualmente con frecuencia para estimar porosidades libres de la influencia de la litología. Cada perfil contiene valores de porosidad aparente que sólo son verdaderos cuando la litología de la matriz coincide con aquella supuesta por el ingeniero al momento de convertir a porosidades la información entregada por las herramientas. La escala más común es la de caliza por tener la calcita una densidad intermedia entre cuarzo y dolomita, las otras dos matrices de mayor ocurrencia. El error que

POROSITY LOGGING

The porosity of a zone can be estimated either from a single "porosity log" (sonic, density, neutron, or magnetic resonance log) or a combination of porosity logs, in order to correct for variable lithology effects in complex reservoirs. In the carbonates, mineral mixtures are primarily drawn from calcite, dolomite, and quartz (either as sand grains or as chert); anhydrite and gypsum may also occur.

When using a single porosity log, the true porosity is calculated from interpolation between the values for the matrix mineral and the pore fluid (usually equated with mud filtrate, because of the shallow investigation of the porosity tools).

Density log:

Porosity is calculated from the mass-balance relationship:

$$\rho_b = \phi \cdot \rho_f + (1 - \phi) \rho_{ma}$$

where ρ_b is the bulk density, ϕ is the porosity, ρ_{ma} is the matrix density, and ρ_f is the pore fluid density. If a sandstone, then the matrix density is 2.65 gm/cc (quartz), if a limestone, the matrix density is 2.71 gm/cc (calcite); if a dolomite, then the matrix density is about 2.87 gm/cc. The density log is scaled as bulk density in grams per cubic centimeter. If a "density porosity log" is displayed, then it will be an apparent porosity keyed to a specific mineral, usually calcite, in which case the curve will be indexed as "limestone equivalent porosity". This porosity will be in error in all lithologies whose matrix density differs from that of calcite.

Neutron log:

Older neutron logs were scaled in counts, but modern neutron logs are recorded in apparent porosity units with respect to a given mineralogy. Calcite is commonly chosen as a default mineral, in which case the porosity values will be true porosities in limestone zones. Where zones are not limestone, the limestone-equivalent neutron log should be rescaled to the zone matrix mineral or combined with a density limestone-equivalent porosity in an estimate of the true porosity.

Neutron-density log combination:

The combination of density and neutron logs is now used commonly as a means to determine porosity that is largely free of lithology effects. Each individual log records an apparent porosity that is only true when the zone lithology matches that used by the logging engineer to scale the log. A limestone-equivalent porosity is a good choice for both neutron and density logs, because calcite has properties that are intermediate between dolomite and quartz. By averaging the apparent neutron and density porosities of a zone, effects of dolomite and quartz tend to cancel out. The true porosity may be

se tiene cuando la litología es en realidad dolomita o cuarzo tiende a anularse al promediar las porosidades aparentes dadas por el perfil de densidad y el neutrónico. El promedio puede ser directamente la semisuma o un promedio cuadrático:

$$\phi = \sqrt{\frac{\phi_n^2 + \phi_d^2}{2}}$$

donde ϕ_n es la porosidad neutrónica aparente en escala de caliza y ϕ_d es la porosidad del perfil de densidad aparente en escala de caliza. El promedio cuadrático es favorecido por algunos porque pareciera que elimina mejor el efecto del gas residual que a veces queda en la zona lavada.

Perfil sónico:

En el caso del perfil sónico:

$$\Delta t = \phi \cdot \Delta t_f + (1 - \phi) \cdot \Delta t_{ma}$$

donde Δt es el tiempo de tránsito medido por el perfil, ϕ es la porosidad, Δt_{ma} es el tiempo de tránsito en la matriz y Δt_f es el tiempo de tránsito en el fluido. Los tiempos de tránsito más comúnmente usados son 55.5 microsec/pie para cuarzo, 47.5 microsec/pie para calcita y 43.5 microsec/pie para dolomita. Después de convertir las lecturas de la sonda, se termina teniendo un tercer tipo de porosidad aparente en forma similar al caso de los perfiles de densidad y sónico.

Porosidad primaria y secundaria

Los perfiles de densidad y neutrónicos son sensibles a poros de cualquier tamaño y forma. Por el contrario, el perfil sónico es sensible principalmente a cavidades entre granos y cristales, ignorando fracturas y cavidades mayores. Este comportamiento se explica por el hecho que la herramienta sónica trabaja en base a primeras llegadas de ondas, las que de ordinario corresponden a trayectorias que excluyen fracturas y cavidades equidimensionales de más de 1/16 mm de diámetro. Por esta razón, la porosidad entregada por los perfiles sónicos se considera representativa de lo que se llama "porosidad primaria". La diferencia con la porosidad de los perfiles de densidad y neutrónico se denomina "porosidad secundaria", la que cuando se presenta es debida a cavidades grandes ya que el volumen de las fracturas nunca supera el 2% en volumen.

Los perfiles mostrados a continuación son de un pozo en Kansas. La traza densidad-neutrónico se obtuvo como un promedio de estos perfiles, cuyas porosidades fueron calculadas individualmente usando una escala de caliza. Puede observarse que en la caliza Sniabar, ambas trazas tienen variaciones semejantes y no discrepan más de 3 unidades de porosidad. En cambio, en la parte superior de la caliza Bethany Falls hay un aumento general de la porosidad que es más marcado para el promedio densidad-neutrónico. Este tipo de comportamiento es frecuentes en la parte central-sur de Kansas y se debe a la presencia de altas porosidades oomóldicas y bajas porosidades en formaciones mal clasificadas y con alto contenido de fracciones finas. El perfil sónico no es sensible a la porosidad oomóldica, cuya detección es importante en Kansas

estimated either by taking an average of the two log readings or by applying the equation:

$$\phi = \sqrt{\frac{\phi_n^2 + \phi_d^2}{2}}$$

where ϕ_n and ϕ_d are neutron and density porosities. It has been suggested that the square-root equation is preferable as a means of suppressing the effects of any residual gas in the flushed zone.

Sonic log:

If a sonic log is used for porosity estimation, the equivalent relationship is:

$$\Delta t = \phi \cdot \Delta t_f + (1 - \phi) \Delta t_{ma}$$

where Δt is the zone transit time, ϕ is the porosity, Δt_{ma} is the matrix transit time, and Δt_f is the pore fluid transit time. The computation of porosity requires the stipulation of a matrix mineral transit time, which is about 55.5 microseconds per foot for quartz, 47.5 for calcite, and 43.5 for dolomite. So, transformation of the sonic log to a porosity log generates an apparent porosity trace keyed to one or other matrix mineral, in a similar fashion to the neutron and density logs.

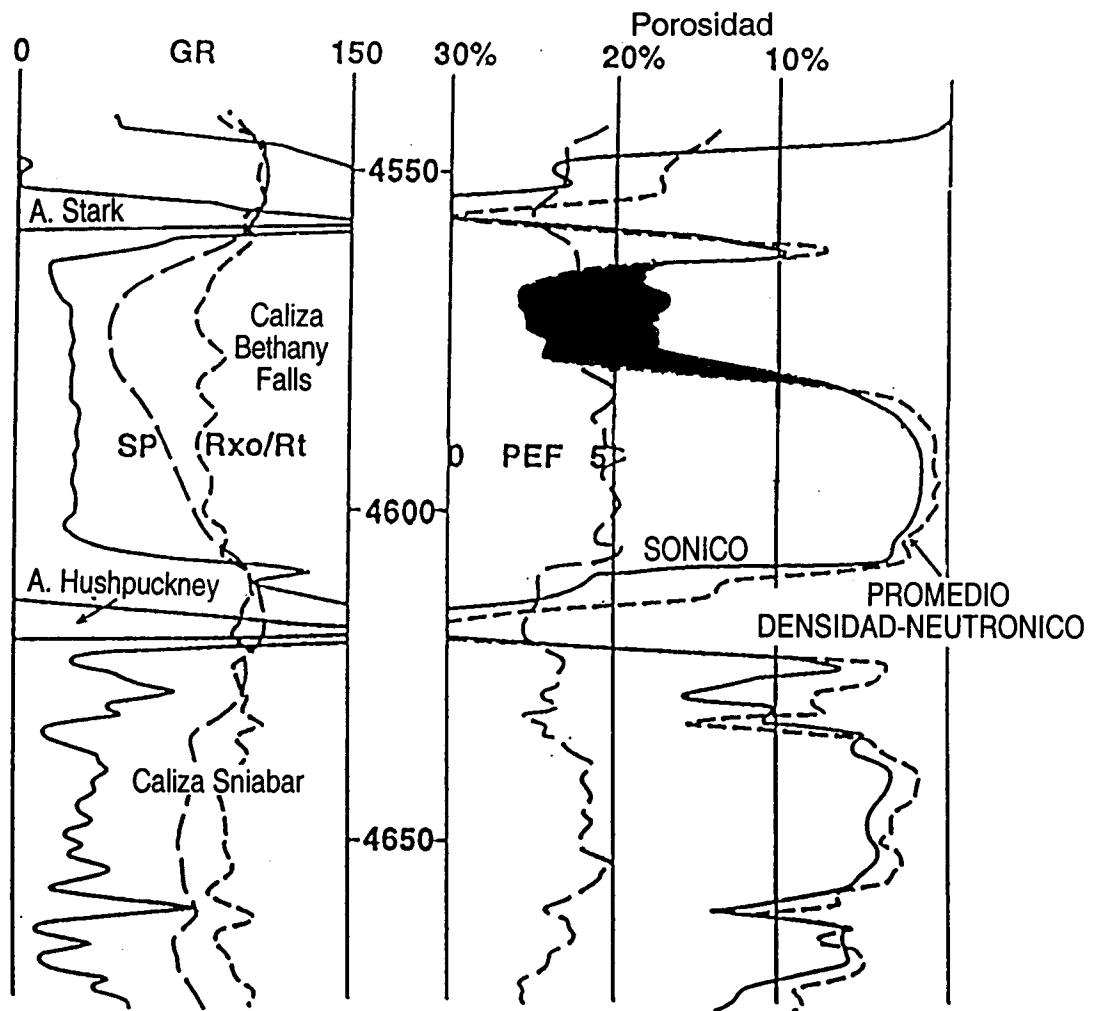
Primary and secondary porosity

The neutron and density logs are responses to pores of all sizes. However, field observation over many years has shown that the sonic log is a measure of interparticle (intergranular and intercrystalline) porosity but is largely insensitive to either fractures or vugs. This discrimination can be explained largely by the way that the sonic tool measures transit time by recording the first arrival waveform which often corresponds to a route in the borehole wall free of fractures or vugs.

When sonic porosities are compared with neutron and density porosities, the total porosity can be subdivided between "primary porosity" (interparticle porosity) recorded by the sonic log and "secondary porosity" (vugs and/or fractures) computed as the difference between the sonic porosity and the neutron and/or density porosity. Typically, moderate values in secondary porosity are caused by vugs, because fracture porosity does not usually exceed 1 to 2% by volume.

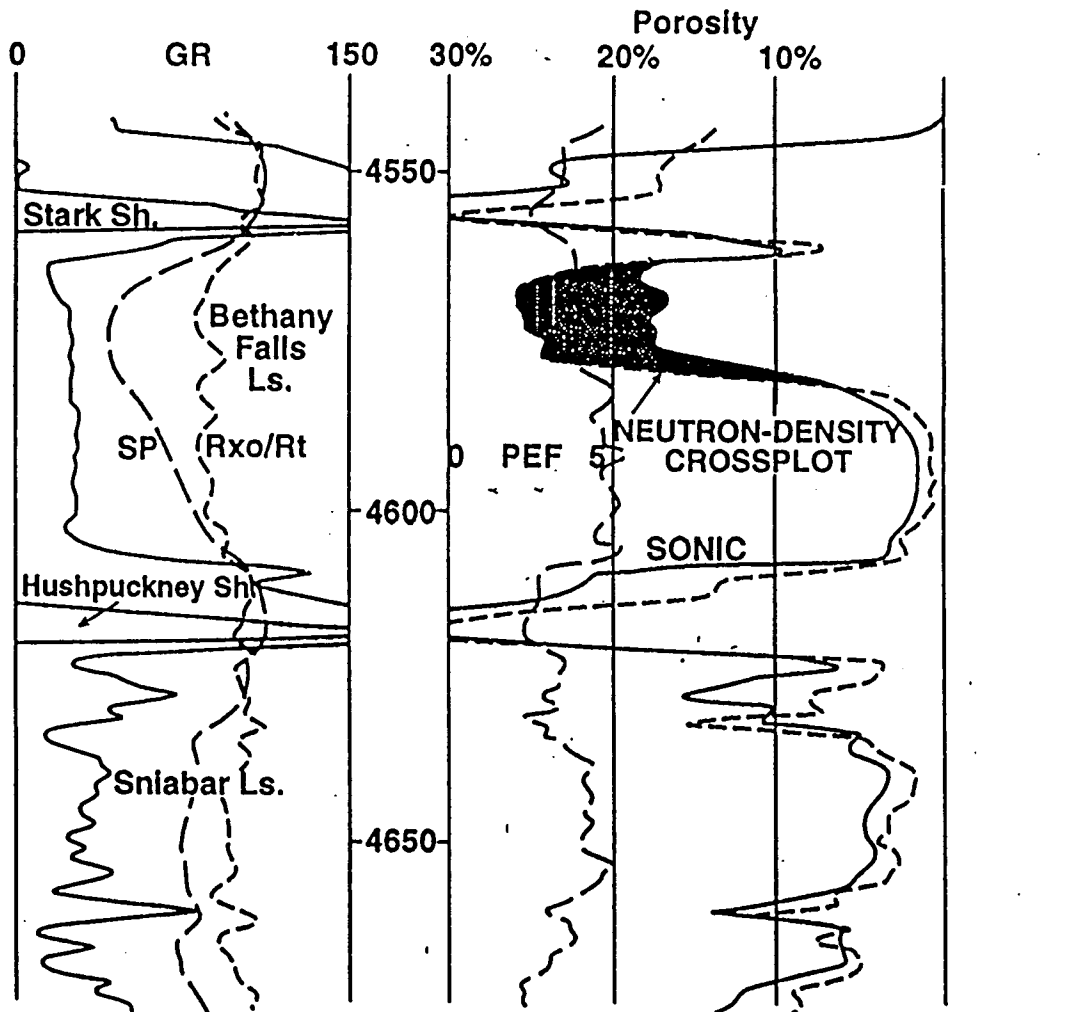
The log example shows the averaged neutron-density porosity log together with a sonic log in a Pennsylvanian limestone - shale sequence in a Kansas well. They are both scaled in limestone equivalent porosity units. Notice how the neutron-density and sonic porosity logs track fairly closely at about 3% porosity in the Sniabar limestone, but in the upper part of the Bethany Falls limestone, there is a marked increase in overall porosity and a distinctive separation of the sonic from the neutron-density porosity. These features are quite common in south-central Kansas and distinguish high-porosity oomoldic limestones from low-porosity wackestones. While the neutron and density logs are sensitive to all pore sizes, the sonic log porosity does not reflect all the

porque estas cavidades oomóldicas tiene una conectividad baja que hace aumentar la resistividad aún en niveles saturados de agua, los que pueden llegar a confundirse con niveles productores. Este problema ha sido suficientemente serio y frecuente como para justificar el uso del perfil de propagación electromagnética en algunos pozos.



Comparación entre el promedio neutron-densidad y el perfil sónico en una sección del Carbonífero Superior, pozo Mesa Leathersland #1-14, Kansas, NE-SE 14-30S-34W, El sombreado muestra una zona con porosidad oomóldica.

oomoldic pores. The distinction is commercially important because much of the oomolds are poorly connected vuggy pores that cause an increase in resistivity such that water-saturated oomoldic zones can look to be promising hydrocarbon shows and be confused with real oomoldic oil and gas producers. This has been enough of a problem to encourage the specific use of EPT (electromagnetic propagation tool) logging in some wells.



Comparison of neutron-density and sonic porosity logs in a Pennsylvanian section in Mesa Leathersland #1-14 NE-SE 14-30S-34W. Notice the oomoldic porosity zone in the upper part of the Bethany Falls Limestone.

"LA ECUACION DE ARCHIE"

En un trabajo que hoy se considera pionero, en base a mediciones en testigos de corona, Archie (1942) formuló dos ecuaciones explicando variaciones de resistividad en medios porosos. La primera ecuación guarda relación con la resistividad que presentan rocas saturadas con agua de formación, R_w . Archie definió un factor de formación, F , como la razón entre la resistividad de la roca y la del agua atrapada en los poros. También notó que esta razón era muy semejante a la inversa de la porosidad, ϕ , elevada a un exponente que llamó m . Como m tiende a aumentar a medida que las areniscas son más consolidadas, m pasó a llamarse "exponente de cementación". m también está relacionado con la tortuosidad de un sistema de poros interconectados. Posteriores generalizaciones del trabajo de Archie demostraron la necesidad de introducir una constante a .

En su segunda ecuación, Archie resumió resultados de sus observaciones sobre variaciones de resistividad de rocas saturadas con hidrocarburos. Archie definió un "índice de resistividad", I , como la razón entre la resistividad de la roca, R_t , y la resistividad R_o que tendría la misma roca al estar saturada con una solución salina. Según sus observaciones, I estaba controlado por el recíproco de la saturación de agua, S_w , elevada a una potencia, n , que llamó "exponente de saturación". Lo que hoy se conoce como la "ecuación de Archie" es una combinación de sus dos ecuaciones resueltas en términos de la saturación de agua, S_w :

$$\mathbf{F} = \frac{\mathbf{R_o}}{\mathbf{R_w}} = \frac{\mathbf{a}}{\mathbf{\Phi^m}}$$
$$\mathbf{I} = \frac{\mathbf{R_t}}{\mathbf{R_o}} = \frac{\mathbf{1}}{\mathbf{S_w^n}}$$
$$\mathbf{S_w} = \left[\frac{\mathbf{a}}{\mathbf{\Phi^m}} * \frac{\mathbf{R_w}}{\mathbf{R_t}} \right]^{1/n}$$

"THE ARCHIE EQUATION"

In his classic paper, Archie (1942) proposed two equations that described the resistivity behavior of reservoir rocks, based on his measurements on core data. The first equation governs the resistivity of rocks that are completely saturated with formation water. He defined a "formation factor", F , as the ratio of the rock resistivity to that of its water content, R_w , and found that the ratio was closely predicted by the reciprocal of the fractional rock porosity (Φ) powered by an exponent, he denoted as "m". The value of m increased in more consolidated sandstones and so was named the "cementation exponent", but seemed to reflect increased tortuosity in the pore network. For generalized descriptors of a set of rocks with a range of m values, workers after Archie introduced another constant, "a". In a second equation, Archie described resistivity changes caused by hydrocarbon saturation. Archie defined a "resistivity index", I , as the ratio of the measured resistivity of the rock, R_t , to its expected resistivity if completely saturated with water, R_o . He proposed that I was controlled by the reciprocal of the fractional water saturation, S_w , to a power, "n", which he named the "saturation exponent".

The two equations may be combined into a single equation, which is generally known as "the Archie equation". Written in this form, the desired, but unknown, water saturation (S_w) may be solved.

$$F = \frac{R_o}{R_w} = \frac{a}{\Phi^m}$$
$$I = \frac{R_t}{R_o} = \frac{1}{S_w^n}$$
$$S_w = \left[\frac{a}{\Phi^m} * \frac{R_w}{R_t} \right]^{1/n}$$

Resulta peligroso usar valores promedio para los coeficientes que aparecen en la ecuación de Archie. Mientras que valores promedio de parámetros puede ser adecuados para decidir hacer o no una prueba de formación, tal práctica puede ser desastrosa en la evaluación de reservas, especialmente de yacimientos grandes. La ecuación de Archie también puede dar resultados irrealistas si se usa en formaciones carbonáticas con mucha porosidad oomóldica o fracturas. Los resultados en tal caso pueden ser tanto muy pesimistas o muy optimistas. En las secciones que siguen pueden encontrarse algunos valores de los parámetros para distintas condiciones geológicas.

Although "rule-of-thumb" numbers for the cementation exponent, m , and the saturation exponent, n , are often quite adequate for estimates of water saturation when making a decision whether to run a drill-stem test, they may be poor for reserve estimations, particularly for a major field. They can also be misleading when applied to a carbonate unit that has (for example) significant oomoldic porosity, or fractures. The errors can lead one into being either too pessimistic or too optimistic. Similar concerns apply to the value of the saturation exponent, n . For water-wet formations, n is approximately equal to two, but will be much higher in formations that are oil-wet. Some background to " m and " n " in sandstones and carbonates are given in the following sections.

FACTOR DE FORMACION - RELACIONES DE POROSIDAD PARA ARENISCAS

Archie (1942) midió el factor de formación de varias areniscas con un simple aparato que consistía básicamente en un puente de Wheatstone y comparó las medidas con las correspondientes porosidades para determinar valores del exponente de cementación, m . Archie encontró que m era 1.3 en arenas sin consolidar y variaba entre 1.8 y 2.0 para areniscas consolidadas. Guyod fue el que en realidad acuñó el término "exponente de cementación" y se dio cuenta que m dependía también de la geometría de los poros en términos que hasta hoy en día no han sido expresados analíticamente. Los siguientes son valores aproximados de gran empleo:

m	
1.3	sin cementar
1.4 - 1.5	cementado incipiente
1.6 - 1.7	cementado leve
1.8 - 1.9	cementado moderado
2.0 - 2.2	francamente cementado

In 1952, Winsauer y otros midieron factores de formación y porosidades de 29 testigos que cubrían una amplia gama de tipos de areniscas de América del Norte, generalizando la primera ecuación de Archie a:

$$F = \frac{a}{\phi^m}$$

en que los términos tienen el mismo significado que en la sección anterior. Como las areniscas de baja porosidad son más cementadas que las areniscas de alta porosidad, la constante a actúa como un factor de compensación con respecto a cambios de m con la porosidad. Tomando logaritmos, la relación anterior se transforma en:

$$\log F = \log a - m \log \phi$$

que es una relación lineal de $\log \phi$ con $\log F$. Al plotear valores de F versus ϕ en papel logarítmico es posible estimar m y $\log a$ por un ajuste de tipo mínimo cuadrático. Así fue como Winsauer y sus colaboradores llegaron a la fórmula:

$$F = \frac{0.62}{\phi^{2.15}}$$

El nombre de la ecuación proviene del hecho que la investigación se hizo mientras Winsauer y los demás trabajaban para Humble Oil Company. Actualmente ésta es la relación que más se usa en las evaluaciones de areniscas usando perfiles de pozo.

FORMATION FACTOR - POROSITY RELATIONSHIPS FOR SANDSTONES

Archie (1942) measured the formation factor of a variety of sandstones (a simple laboratory procedure involving a Wheatstone bridge) and compared these with their porosities to deduce the variation of m with type of sandstone. He found that m was 1.3 for unconsolidated sands and ranged between 1.8 and 2.0 for consolidated sandstones. Guyod gave the name cementation exponent to m , but noted that the pore geometry controls on m were complex and went beyond simple cementation. However, a useful rule-of-thumb comparative scale is widely quoted as:

m	
1.3	unconsolidated sandstones
1.4 - 1.5	very slightly cemented
1.6 - 1.7	slightly cemented
1.8 - 1.9	moderately cemented
2.0 - 2.2	highly cemented

In 1952, Winsauer and other workers measured formation factors and porosities in 29 samples of a highly varied suite of North American sandstones. They generalized Archie's equation to:

$$F = \frac{a}{\Phi^m}$$

Since low porosity sandstones are more highly cemented than higher porosity sands, the constant 'a' functions as a slippage element which automatically incorporates the cementation exponent changes associated with sandstones of differing porosities. By taking logarithms of both sides, this can be transformed to a straight line relationship:

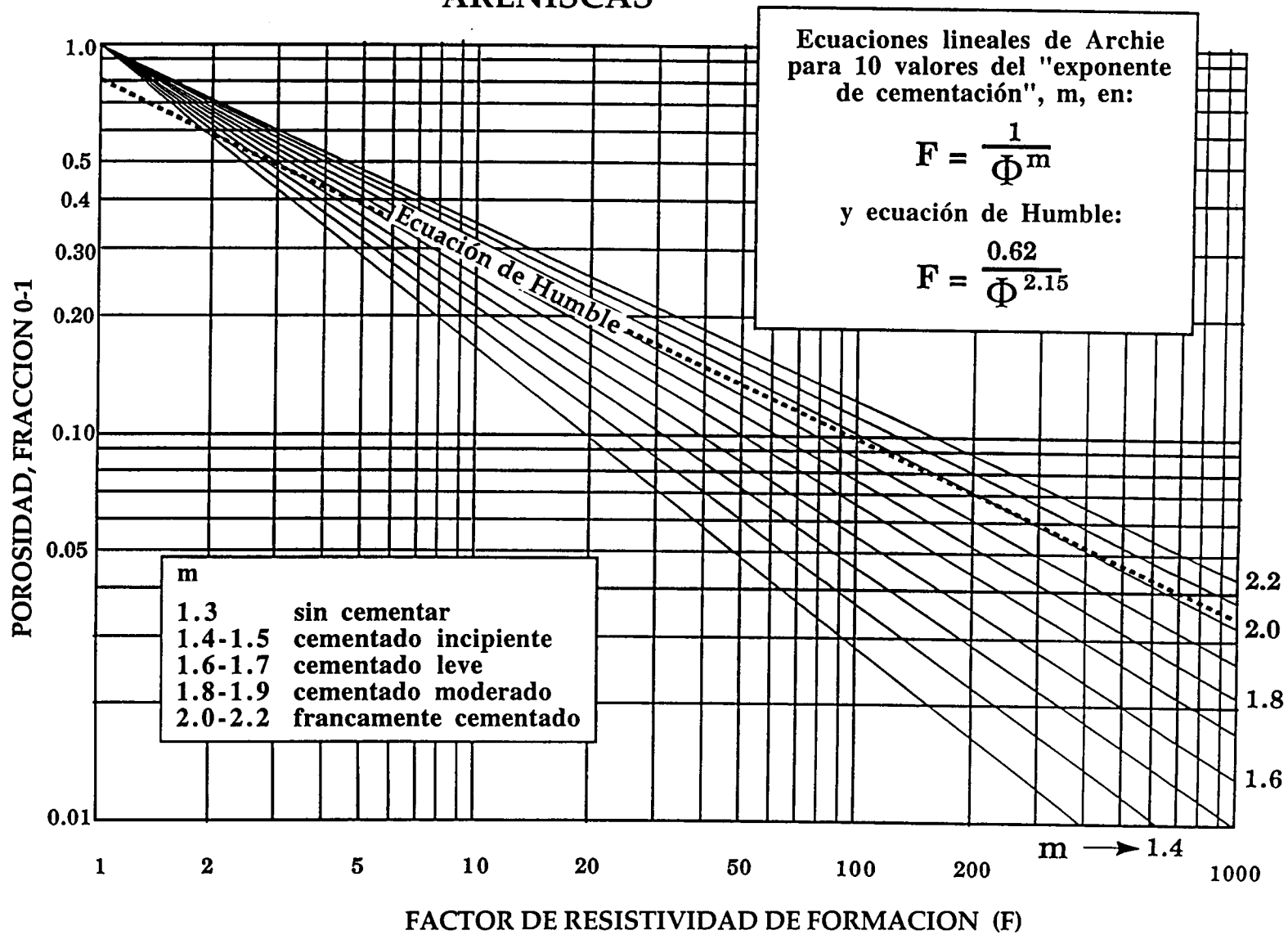
$$\log F = \log a - m \log \Phi$$

On fitting $\log F$ to $\log \phi$, they came up with a relationship for sandstones:

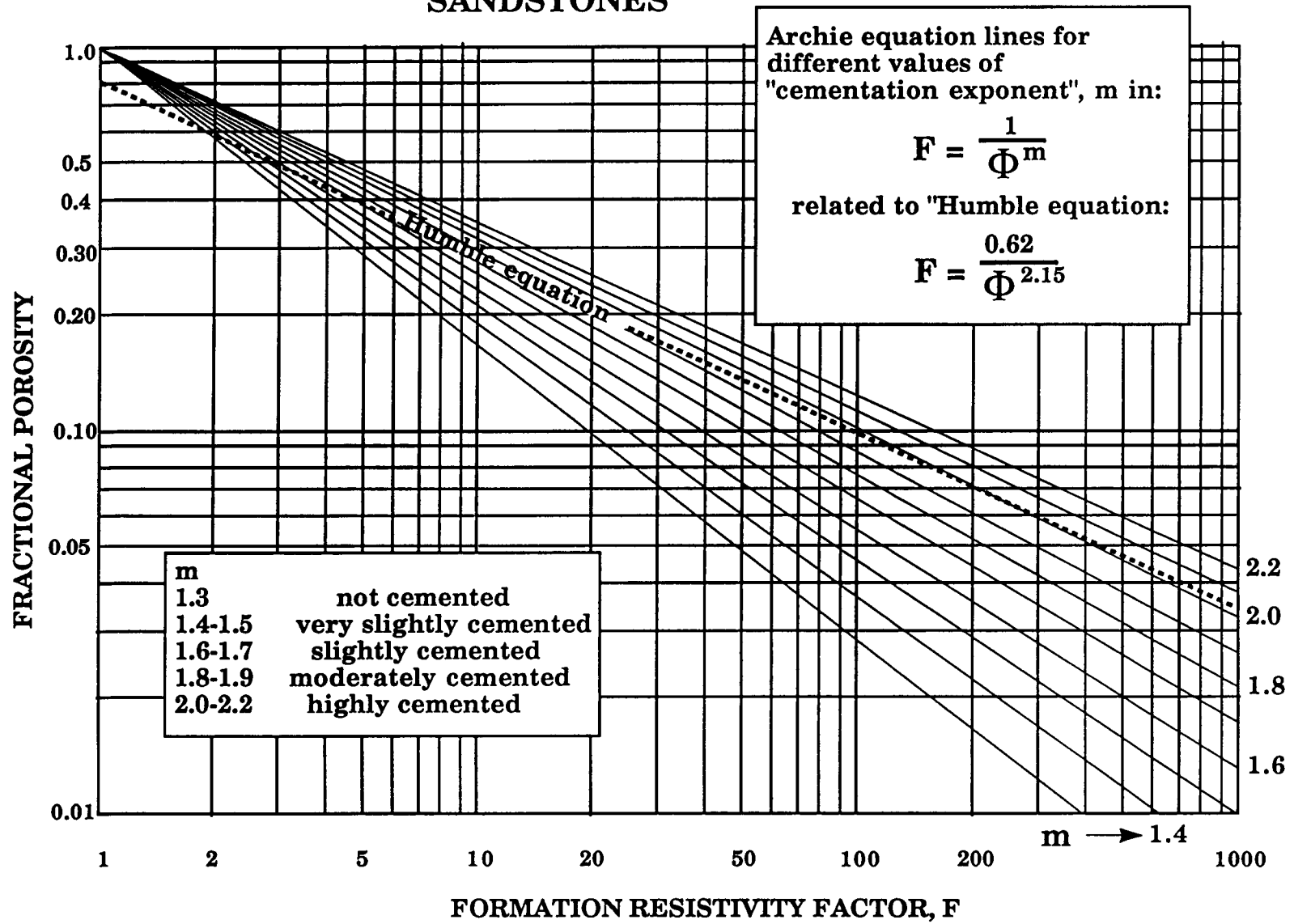
$$F = \frac{0.62}{\Phi^{2.15}}$$

which is known as the "Humble equation" (since they worked for the Humble Oil Company) and is the most widely used equation for sandstones in the world.

ARENISCAS



SANDSTONES



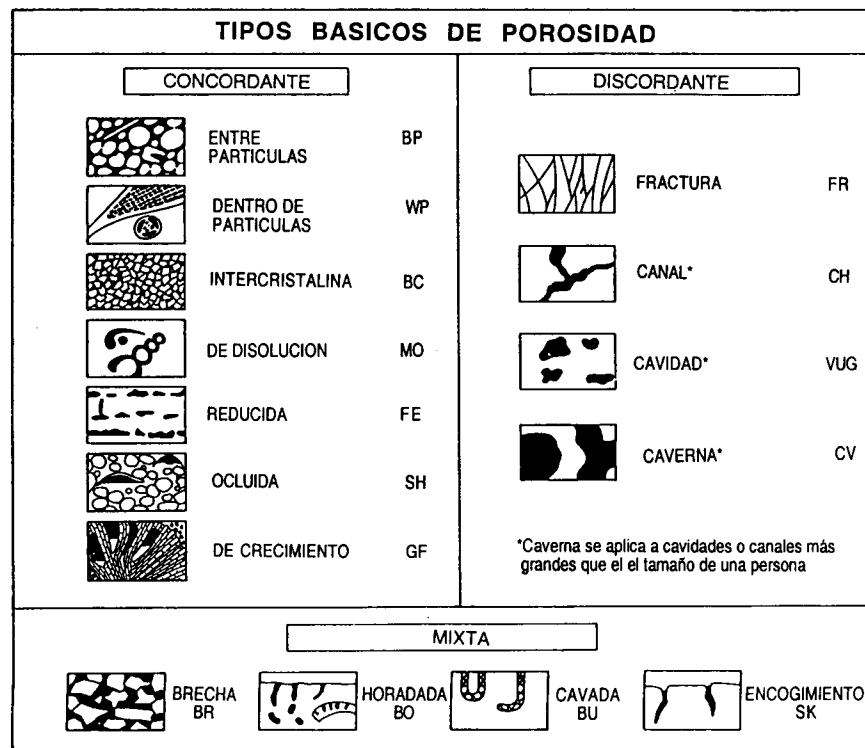
FACTOR DE FORMACION - RELACIONES DE POROSIDAD PARA CARBONATOS

En el caso de areniscas, los poros están constituidos generalmente por espacios existentes entre los granos de cuarzo y otros minerales detríticos. Menos comúnmente hay espacios libres entre cristales de origen diagenético como cuarzo y calcita. Como lo muestra Choquette y Pray (1970), entre carbonatos (calizas y dolomitas) existen muchísimos más tipos de porosidad. La clasificación geológica de la porosidad de carbonatos está basada en su génesis, es decir en cómo es que llegaron a formarse los poros. Un buen analista de perfiles debiera hacer uso de esta clasificación genética al analizar los perfiles. Desafortunadamente no faltan las ocasiones en que no se dispone de información respecto a la génesis de los poros. En este caso, el analista debería al menos estudiar la morfología, lo que es siempre posible de hacer aún cuando se desconozcan los procesos geológicos que terminaron produciendo la roca que se está perfilando ahora.

Los analistas de perfiles subdividen los poros en tres tipos:

- (1) **entre partículas:** porosidad intergranular y entre cristales;
- (2) **fracturas**
- (3) **cavidades:** porosidad originada por la disolución de partículas o cristales, o bien oquedades mayores que las partículas.

Nótese que todos los tipos genéticos en la clasificación de Choquette y Pray pueden reducirse a esta clasificación petrofísica más general.



Clasificación de las porosidades carbonáticas (Choquette y Pray (1970))

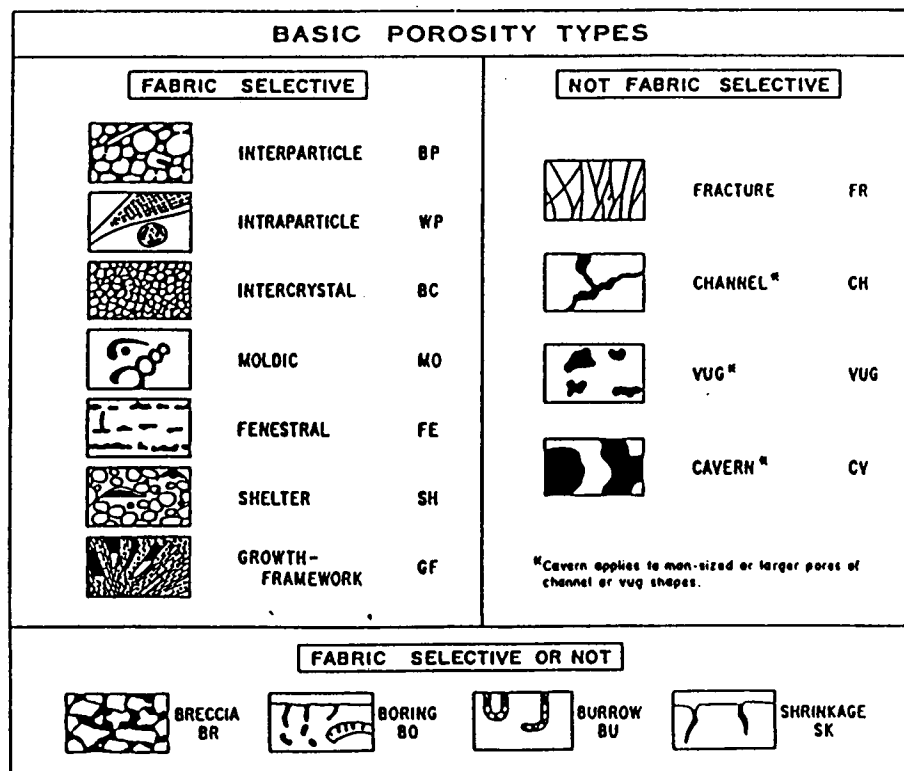
FORMATION FACTOR - POROSITY RELATIONSHIPS FOR CARBONATES

Porosity in sandstones generally takes the form of *intergranular* pores: the pore space between the grains of quartz and other detrital minerals. In some cases there may be *intercrystalline* porosity caused most commonly by calcite or quartz cement introduced by diagenesis in the lithification of the sandstone. Porosity in carbonate rocks (limestones and dolomites) can take a wide variety of forms as shown in the illustration from Choquette and Pray (1970). The geological classification of carbonate pore types is based on *genesis*; geologists are interested in the history of pore formation. The petrophysicist should pay attention to the geological description and interpretation of carbonate pore types in a reservoir. However, there will be times when such detailed information is limited or non-existent and the petrophysicist should focus on the *morphology* of the pores, because it is this aspect that affects the wireline log measurement.

Petrophysicists subdivide pore types between:

- (1) **interparticle**: intergranular and intercrystalline porosity;
- (2) **fracture**
- (3) **vug**: either moldic porosity from the dissolution of grains or vugs that are larger than the grains.

Notice that all the genetic forms in the carbonate classification of Choquette and Pray can be assigned to these broad petrophysical categories.



from Choquette and Pray, 1970

La versión de la ecuación de Archie que más se usa con calizas y dolomitas es:

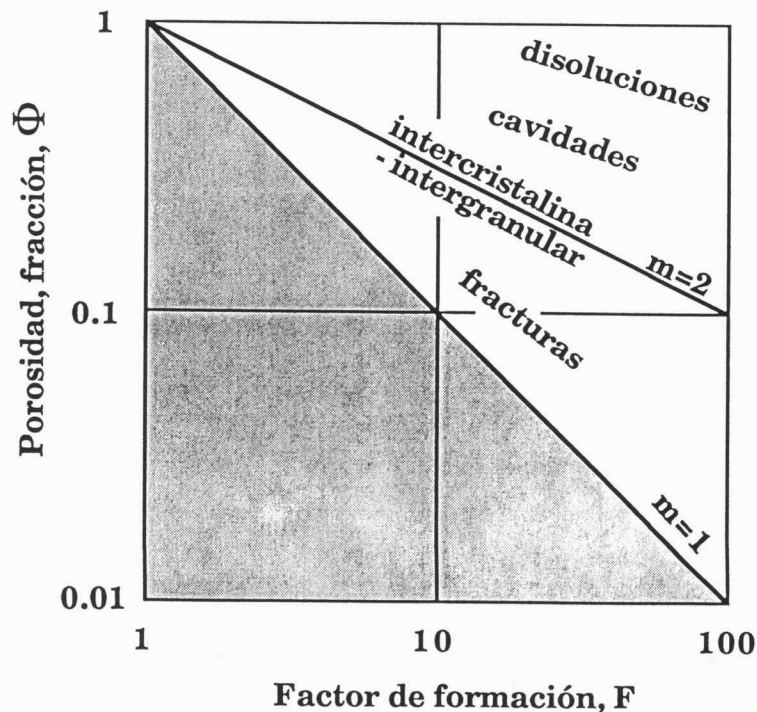
$$F = \frac{1}{\phi^2}.$$

Esta concordancia no es del todo obvia cuando se considera la mayor complejidad morfológica de la porosidad de los carbonatos respecto a la de las areniscas. El hecho que, de acuerdo a numerosos análisis de testigos y evaluaciones de formación, 2.0 sea un buen valor para el exponente de cementación, m , en calizas, en parte se explica porque, independientemente de la gran variedad de tipos de porosidades, la mayor parte de la porosidad en carbonatos es intercrystalina. Dullien (1992) demostró que en el caso de una roca sin correlación entre los poros y la matriz, el valor de m debiera ser 2.0. El espacio poroso sin correlación tendrá igualmente poros eléctricamente conectados como laberintos sin salida que no contribuyen al flujo eléctrico. Si aumenta la fracción sin conexión (oquedades), m aumenta, y por el contrario m baja si aumenta la fracción interconectada.

Valores prácticos frecuentemente mencionados en la literatura incluyen:

Tipo de porosidad	m
intergranular/intercristalina	2.0
fracturas	1.4
cavidades	2.3
disoluciones	3+

Estos números evidentemente no son más que valores medios de referencia. En la práctica cada clase presenta una gran dispersión de valores dependiendo de las infinitas posibilidades de variabilidad geológica.



The most widely used form of the Archie equation for both limestones and dolomites is the basic:

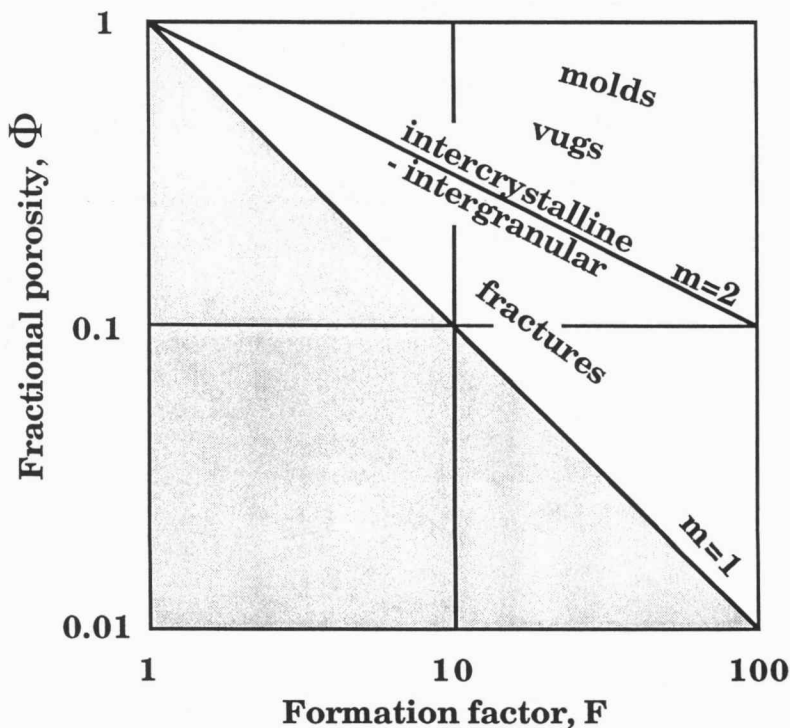
$$F = \frac{1}{\Phi^2}$$

This choice is not intuitively obvious when comparing the complex variability of carbonate pore types with the relatively simple pore structure of sandstones, given the variability of the sandstone cementation exponent, m . However, a cementation exponent value of two ($m = 2$) is a good choice for carbonate rocks whose porosity is dominantly intercrystalline as shown by numerous core measurements and log evaluations. Dullien (1992) showed that for a rock framework with uncorrelated pore and solid components, the expected value of m should be 2. The uncorrelated pore space will contain both electrically connected pore space and "dead end" pore space that is by-passed by electrical flow. If there is an increase in unconnected pore space (vugs), then there will be an increase in m ; if there is an increase in connected pore space (fractures), then there will be a decrease in m .

Rule-of-thumb values of m quoted in the log analysis literature for various pore systems are:

	m
intergranular/intercrystalline	2.0
fractures	1.4
vugs	2.3
moldic	3+

Obviously, these numbers will be controlled by the degree of fracturing, vugginess, and proportion of moldic porosity and can lead to a wide variety of m values observed in the field.



Varios autores (e.g. Focke y Munn, 1987) han notado que el exponente de cementación en carbonatos frecuentemente tiende a disminuir tratándose de valores de porosidad bajo 10%, declinación que es aún más notoria bajo 5%, fenómeno que se ha observado claramente tanto en medidas de testigos como en análisis de perfiles. Dziuba (1994) puede que tenga la razón al atribuir este efecto a la tendencia observada por Wardlaw (1976) que los poros de los carbonatos tienden a tomar una forma laminar para porosidades bajas y que las estrangulaciones que comunican un poro con otro tienden a tener un tamaño más constante.

Cuando se tienen cavidades y fracturas, el valor de m debería oscilar bastante. Este problema ha sido abordado en modificaciones a la ecuación de Archie. Watfa y Nurmi (1987), por ejemplo, hicieron modificaciones simples para poder analizar porosidad de fracturas y cavidades. Según ellos, las modificaciones permitieron obtener estimaciones de saturación de agua en varios pozos del Oriente Medio que eran mejores que las proporcionadas por la fórmula de la página 16.

Cuando se tienen fracturas planas con m igual a 1 y la matriz tiene porosidad intergranular e intercrystalina con m igual a 2, el valor de m para el sistema conjunto puede calcularse en forma análoga a la resistencia equivalente de un sistema de resistencias en paralelo:

$$\phi^m = \phi_f + \phi_{mx}^2$$

donde ϕ es la porosidad total resultante de combinar la porosidad por fractura, ϕ_f , en una matriz de porosidad ϕ_{mx} . En caso de tenerse cavidades sin interconexión, la corriente no fluirá por las cavidades, por lo que la ecuación anterior se reduce a:

$$\phi^m = (\phi - \phi_{nc})^2$$

donde ϕ_{nc} es ahora la porosidad debido a las cavidades.

Para poder resolver las ecuaciones tanto para fracturas como para cavidades se necesita conocer una de las dos. El sistema se puede resolver, por ejemplo, si se corren los perfiles sónico, de densidad y neutrónico. Como ya se ha mencionado, el perfil sónico se supone que mide la porosidad de la matriz, ϕ_s , con exclusión de cavidades y fracturas. Un promedio ϕ_t entre los perfiles de densidad y neutrónico proporciona la porosidad total. Substituyendo estas variables en las ecuaciones de Watfa-Nurmi, reordenando términos se llega a:

$$\begin{aligned} \text{para fracturas:} \quad m &= \frac{\log(\phi_t - \phi_s + \phi_s^2)}{\log(\phi_t)} \\ \text{y para cavidades:} \quad m &= \frac{2\log(\phi_s)}{\log(\phi_t)}. \end{aligned}$$

Esta expresión para m (en cavidades se conoce como "ecuación de Nugent" (1984).

A number of authors (e.g. Focke and Munn, 1987) have observed that the cementation exponent in carbonates often shows a decline in value below 10% porosity, and becomes pronounced below 5%. This effect is shown clearly both in core measurements and in log analysis. Dziuba(1994) is probably right when he attributes the effect to a tendency of the shape of carbonate pores to become more sheet-like as observed by Wardlaw(1976) and the pore-throats to be more uniform in size.

In carbonate lithologies with variable amounts of vugs and/or fractures, the value of m will clearly be variable, rather than constant. This problem has been recognized in adaptations of the basic Archie equation. Watfa and Nurmi (1987) proposed some simple modifications to the Archie equation that incorporate fracture porosity and vug porosity. They reported that application of these equations gave estimates of water saturations in a variety of Middle Eastern carbonate reservoirs that were an improvement on the simple Archie equation with cementation exponent, m of 2.

If planar fractures have an m value of unity and the matrix has intergranular and intercrystalline porosity with $m=2$, then the apparent m of a fractured carbonate can be solved by considering the fractures and matrix as resistances in parallel. Then:

$$\Phi^m = \Phi_f + \Phi_{mx}^2$$

where Φ is the total porosity made up of Φ_f , the fracture porosity and Φ_{mx} , the "matrix porosity" (intergranular plus intercrystalline porosities).

If the vugs are not connected, then electrical current does not flow through them and they are non-conductive voids. For this model, the equation is:

$$\Phi^m = (\Phi - \Phi_{nc})^2$$

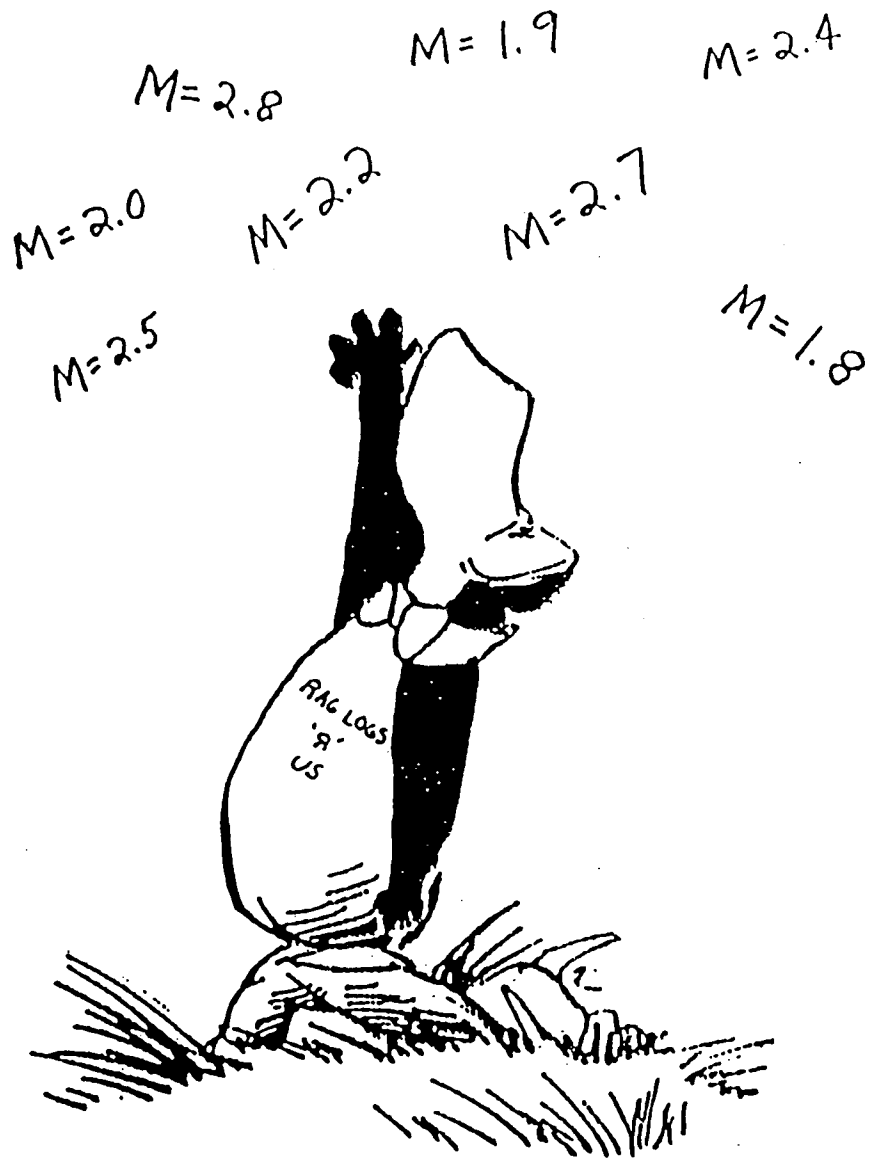
where Φ_{nc} is the vug porosity.

There is insufficient information to solve for **both** fractures and vugs, so one or other of the models should be chosen. The cementation exponent may be solved if a sonic log is available in addition to a density and/or neutron log. The sonic porosity (Φ_s) is generally considered to be a measure of matrix porosity ("primary porosity") but not fracture or vug porosity ("secondary porosity"). The density and/or neutron log provides a measure of total porosity (Φ_t). Then by substituting in the Watfa-Nurmi equations and rearranging:

$$\text{for fractures: } m = \frac{\log((\Phi_t - \Phi_s) + \Phi_s^2)}{\log(\Phi_t)}$$

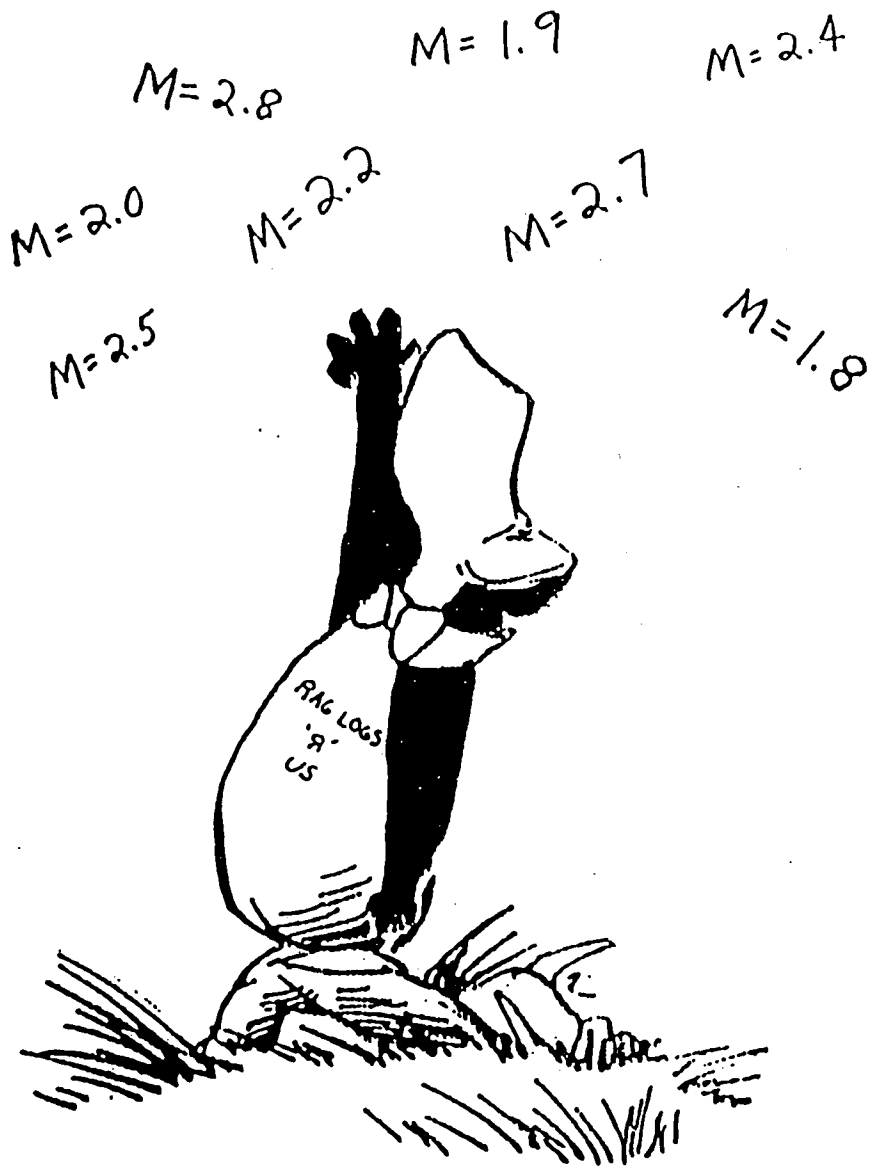
$$\text{and for vugs: } m = \frac{2 \log(\Phi_s)}{\log(\Phi_t)}$$

This solution for m in vugs is the same as that of the more widely-known "Nugent equation" (Nugent, 1984).



DETERMINACION DEL EXPONENTE DE CEMENTACION (m) EN KANSAS

Determinación del exponente de cementación, m , en Kansas (Dan DeBoer, 1990, "The Log Header" (KWLS Newsletter), v. 5, no. 1)



DETERMINING THE CEMENTATION EXPONENT (M) IN KANSAS

Determining the cementation exponent, m , in Kansas (Dan DeBoer, 1990, "The Log Header" (KWLS Newsletter), v. 5, no. 1)

EXPONENTES DE CEMENTACION TIPICOS PARA FORMACIONES DE KANSAS

John Doveton y Bill Guy han compilado una tabla de valores típicos para exponente de cementación, m , para servir de guía en sus evaluaciones en Kansas. Dan DeBoer's ha manifestado con cierto humor el riesgo de emplear tales valores "típicos".

ARENISCAS

Los valores de m son constantes dentro de las formaciones.

	m
Cherokee	1.9 - 2.1
Morrow	1.7 - 1.8
Simpson/St. Peter	1.8 - 1.9

CARBONATOS

Los valores de m se mantienen constantes más bien dentro de cada facie que de toda una formación.

	m
Dolomita microcristalina	1.7 - 1.8
"Arenisca carbonática"	1.7 - 1.8
Intercristalina/intergranular	2.0
Fracturados	< 2.0
si se tiene sónico, use	$m = \frac{\log((\Phi_t - \Phi_s) + \Phi_s^2)}{\log(\Phi_t)}$
Disolución/oomóldico	> 2.0
si se tiene sónico, use	$m = \frac{2\log(\Phi_s)}{\log(\Phi_t)}$

MISSISSIPPI "CHAT" (Sílice diatomácea)

	m
Duren (1960)	2.36

TYPICAL CEMENTATION EXPONENT VALUES FOR KANSAS FORMATIONS

The following table is a generalized rule-of-thumb guide compiled from the combined experience of John Doveton and Bill Guy. Dan DeBoer's cartoon makes clear the dangers of the word "typical".

SANDSTONES

	m
Cherokee	1.9 - 2.1
Morrow	1.7 - 1.8
Simpson/St. Peter	1.8 - 1.9

CARBONATES

Values that typify facies rather than formation appear more valid

	m
Sucrosic dolomite	1.7 - 1.8
"Carbonate sand"	1.7 - 1.8
Intercrystalline/intergranular	2.0
Fractured	< 2.0
if sonic log available, use	$m = \frac{\log((\Phi_t - \Phi_s) + \Phi_s^2)}{\log(\Phi_t)}$
Moldic/oomoldic	> 2.0
if sonic log available, use	$m = \frac{2\log(\Phi_s)}{\log(\Phi_t)}$

MISSISSIPPI "CHAT" (Tripolitic chert)

	m
Duren (1960)	2.36

INDICE DE RESISTIVIDAD – SATURACION DE AGUA

De acuerdo a la segunda ecuación de Archie:

$$I = \frac{R_t}{R_o} = \frac{1}{S_w^n}.$$

Sea una roca que contiene en sus poros agua de formación de resistividad R_w . El índice de resistividad, I , definido como la razón entre la resistividad de tal roca, R_t , y la resistividad, R_o , que tendría si estuviera en vez completamente saturada con el agua de resistividad R_w , es también igual a la inversa se la saturación S_w que está produciendo la resistividad R_t , elevada al exponente de saturación, n .

Medidas de laboratorio indican que en formaciones en que la fase mojante es el agua, 2.0 es un buen valor para el exponente de saturación. Cuando la fase mojante es el petróleo, n es cercano a 9.0. Intuitivamente esta gran diferencia puede explicarse por el hecho que cuando la roca está intersticialmente mojada con petróleo, la película de agua presenta mayor continuidad espacial para la transmisión de corrientes que en el caso opuesto.

Evidentemente, el tipo de fase que se asuma que está mojando la roca, tiene gran influencia en los valores de saturación que se obtengan, debido al valor de n que implica este supuesto. Lo normal es suponer que a lo largo de los poros la roca está mojada con agua y utilizar por lo tanto $n = 2$. Combinando las dos ecuaciones de Archie y resolviendo la ecuación en términos del agua:

$$S_w = \left[\frac{a \cdot R_w}{\phi^m \cdot R_t} \right]^{1/n}$$

RESISTIVITY INDEX - SATURATION RELATIONSHIPS

Archie's second equation is: $I = \frac{R_t}{R_o} = \frac{1}{S_w^n}$ which states that the resistivity index, I , is defined as the ratio between the measured resistivity, R_t and the expected resistivity of the zone, if it was completely saturated with formation water, R_o ; the resistivity index is a function of the reciprocal of the fractional water saturation, S_w , powered by a saturation exponent, n .

Laboratory measurements of the resistivity index in water-wet rocks show that an n value of 2 is not an unreasonable figure to use in most cases. However, lab measurements also show that an equivalent rule-of-thumb figure for oil-wet rocks would be about 9. The difference is matched by intuition: in partially-saturated water-wet rocks, the water phase would provide a continuous film on grain surfaces to conduct electrical current through the rock, albeit on a much more tortuous route than fully water-saturated rocks; in oil-wet rocks, the surfaces would be coated with oil and the water phase would be restricted to a partially connected system of conductive globules within the pore network.

Although the physical model may be straightforward, the consequences of the choice of an oil-wet or water-wet saturation exponent will result in drastically different water saturation estimates. Traditionally, log analysts have assumed the formation to be water wet and used a saturation exponent value of two ($n = 2$) unless laboratory measured values are available. Combining the two original Archie equations together and rearranging to solve for water saturation, S_w gives:

$$S_w = \left[\frac{a \cdot R_w}{R_t \Phi^m} \right]^{1/n}$$

TEMPERATURA Y RESISTIVIDAD DEL AGUA DE FORMACION

En formaciones libres de arcilla, la transmisión de la corriente eléctrica es producida casi exclusivamente por los iones del agua de formación. Resulta, por lo tanto, fundamental tener valores reales de resistividades para hacer buenas evaluaciones de formación. La resistividad del agua de formación varía con la temperatura. Existen catálogos con valores de resistividades de formación medidos de muestras normalmente sacadas de pruebas de formación en pozos perforados en casi todas las cuencas del mundo.

Por ejemplo, supongamos que nos interesa saber la resistividad el agua de formación de la caliza Viola en el condado de Stafford, Kansas. La tarjeta de la derecha muestra la información que el Servicio Geológica de Kansas tiene al respecto. En este caso también se tienen análisis químicos dando las concentraciones de varios iones. Muestras contaminadas con ácidos de tratamiento de pozos, barro de perforación u otras impurezas no se incluyen en los catálogos. Al igual

RESISTIVIDADES DE AGUAS DE FORMACION				
	muestras de producción			
	Condado de Stafford, Kansas			
	VIOLA			
	Ubicación	Rw	RwT	
	Sec-T-R	ohm-m	deg F	
	27-21-13W	0.127	100	
	9-21-14W	0.210	70	
	10-24-11W	0.048	100	
	12-24-11W	0.082	100	
	22-24-11W	0.055	100	
	2-24-12W	0.077	100	
	10-24-12W	0.062	100	
	11-24-12W	0.072	100	
	15-25-11W	0.088	100	
	2-25-14W	0.075	60	
	2-25-14W	0.070	60	
				kgs

que el caso de otros parámetros ya analizados—exponente de cementación, exponente de saturación—existe siempre un rango de variación en los valores observados. Una vez más, es importante saber tomar valores representativos. Alguna de las técnicas que veremos más adelante—método de resistividad aparente, R_{wa} ; diagrama de Pickett; análisis del perfil de potencial espontáneo—pueden dar buenas pautas para seleccionar valores de un catálogo. El valor escogido debe reducirse a las condiciones de temperatura de la subsuperficie.

TEMPERATURE AND WATER RESISTIVITY

For shale-free formations, the conduction of electrical current is almost entirely carried by ions in the formation water. Quantitative calculations of oil or gas saturation are therefore predicated on a knowledge of the formation water resistivity. For any given brine, this value is not constant, but decreases with increasing temperature. A common source of formation water resistivity data is a catalog of laboratory measurements made of samples from drill-stem tests, etc.

For example, if you had drilled a well in Stafford County, Kansas and one of your target formations was the Viola

Limestone, this is the information that you would see in the KGS Brine Catalog (along with chemical composition of the dissolved solids).

Water resistivity catalogs are available in a number of areas that have oil and gas development. Data

for samples that are

obviously contaminated by acid treatment, excessive mud invasion, etc. are screened out of the catalog, but there is usually some variability left, and the catalog reader should look for a "typical" value. Some of the log analysis techniques described later (the R_{wa} method, the Pickett plot, and estimation from the SP log) provide additional checks on these values. Once a representative value of R_w has been chosen, its value must be corrected from that of its laboratory measurement to that at the temperature of the formation in the well.

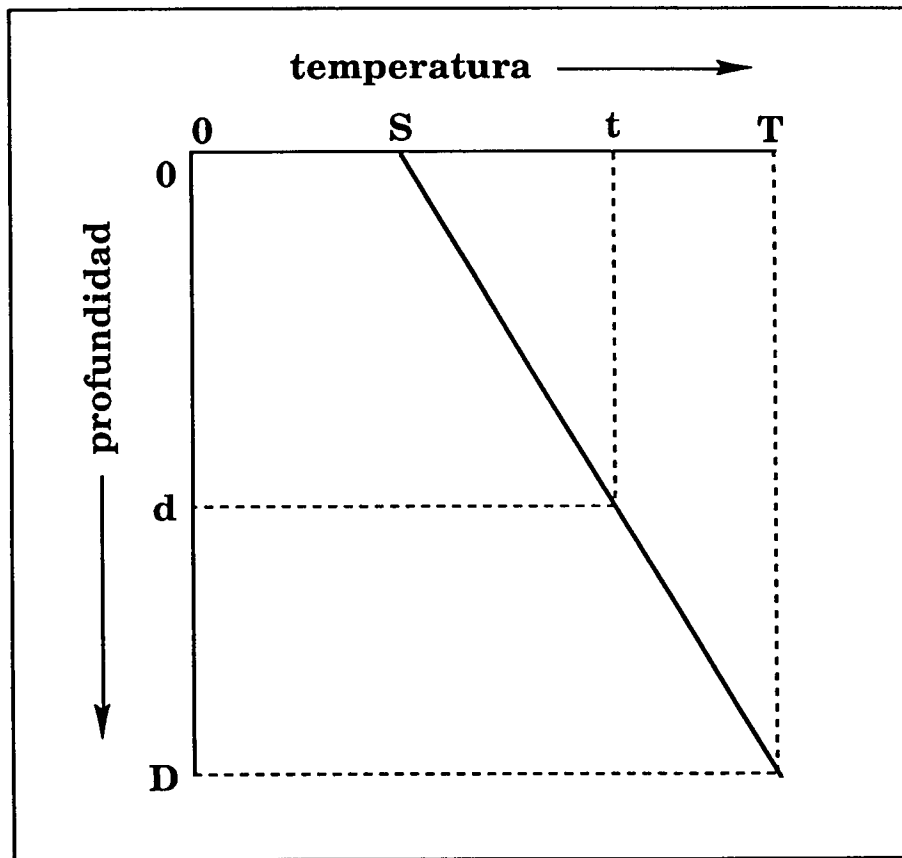
FORMATION WATER RESISTIVITIES			
laboratory measurements of produced samples			
Stafford County, Kansas			
VIOLA			
Location	R _w	R _w T	
Sec-T-R	ohm-m	deg F	
27-21-13W	0.127	100	
9-21-14W	0.210	70	
10-24-11W	0.048	100	
12-24-11W	0.082	100	
22-24-11W	0.055	100	
2-24-12W	0.077	100	
10-24-12W	0.062	100	
11-24-12W	0.072	100	
15-25-11W	0.088	100	
2-25-14W	0.075	60	
2-25-14W	0.070	60	
			kgs

Estimación de la temperatura de la formación

El encabezamiento de todos los perfiles indica el valor de temperatura, T , a la profundidad máxima, D , alcanzada por las herramientas usadas para perfilar el pozo. Si además se conoce la temperatura media en la superficie, S , en primera aproximación puede suponerse que la temperatura, t , a cualquiera profundidad menor a D estará dada por:

$$t = S + d \cdot \left(\frac{T - S}{D} \right)$$

que es una simple interpolación lineal. El término entre paréntesis es una estimación de la gradiente de temperatura. Mapas como el de la página siguiente sirven para obtener valores de la temperatura media en la superficie, S .



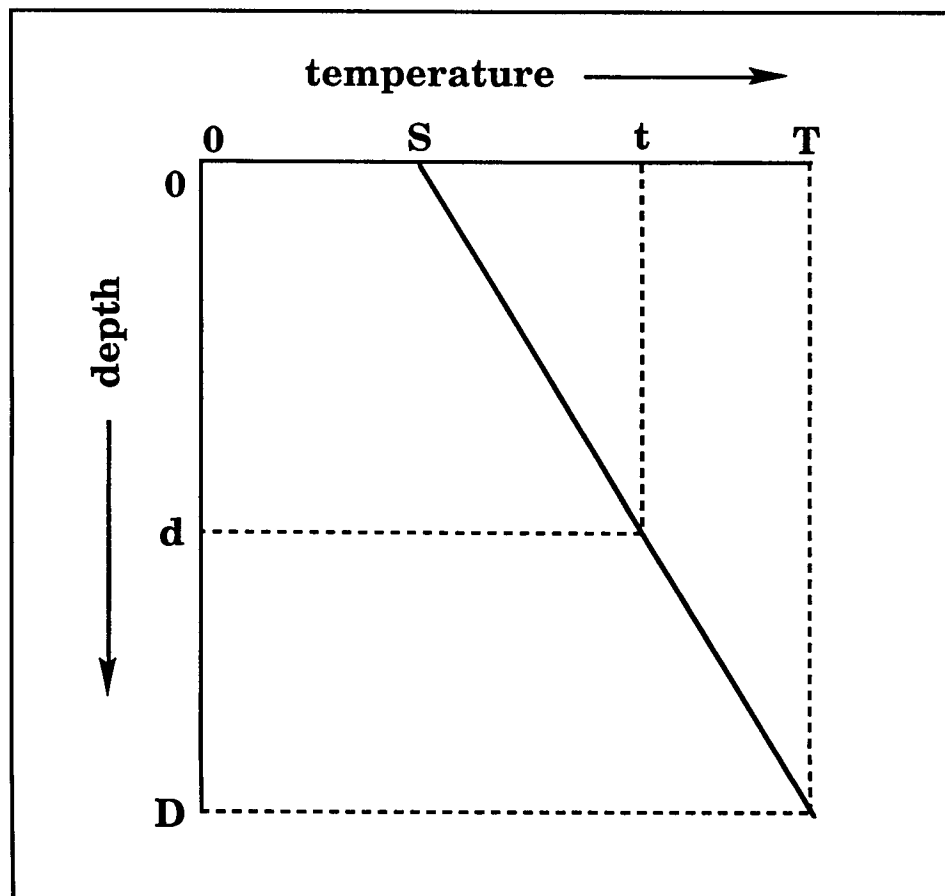
Estimation of formation temperature

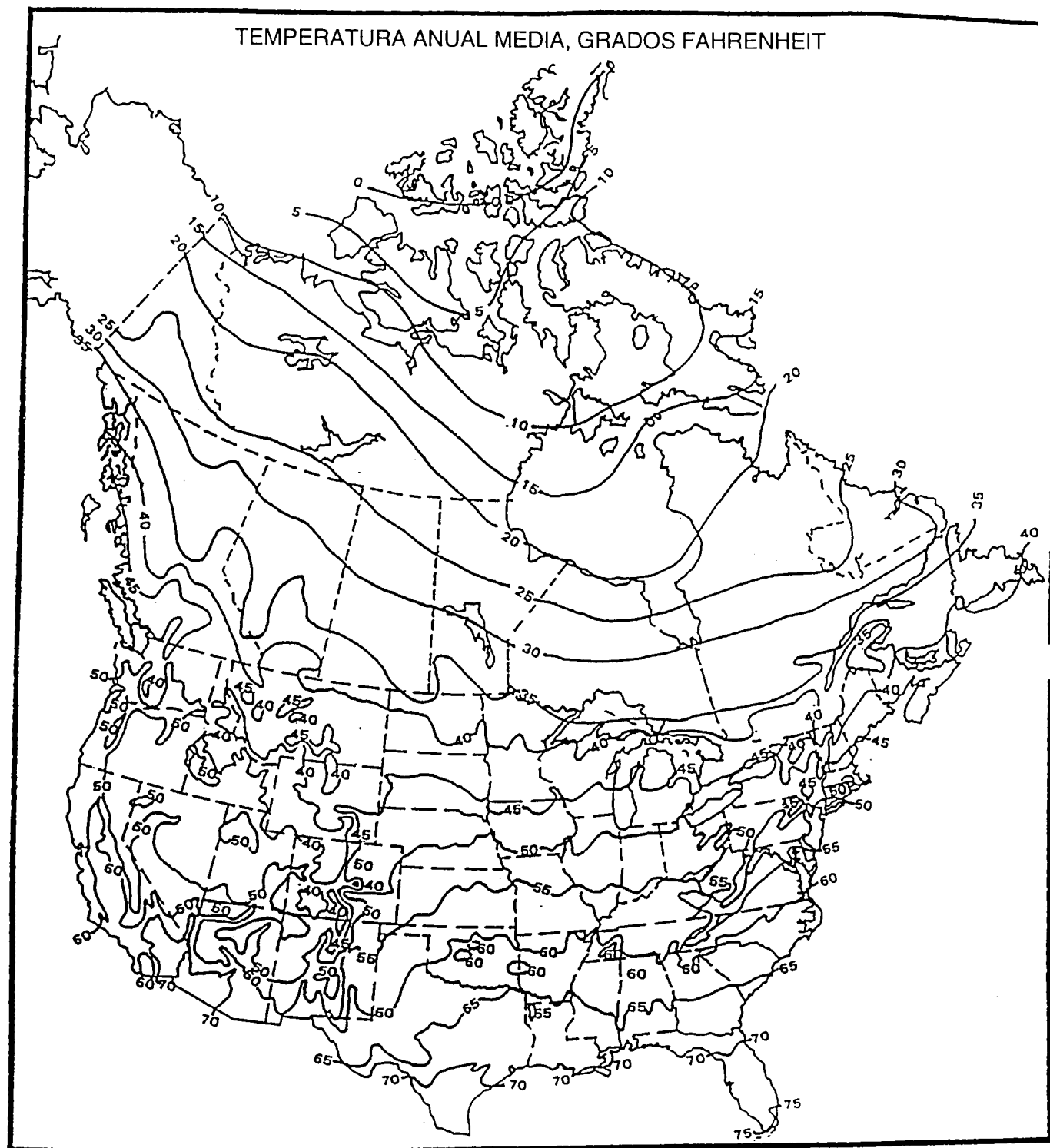
All conventional logging runs carry a maximum temperature recording device whose value, T , is recorded on the log heading and corresponds to the temperature at the deepest point of the log run, D (generally bottom hole). A linear temperature gradient is assumed as a first approximation between the bottom of the hole and the topographic surface.

The mean annual surface temperature, S , is used to establish the temperature at approximately zero depth. Then the temperature of the formation:

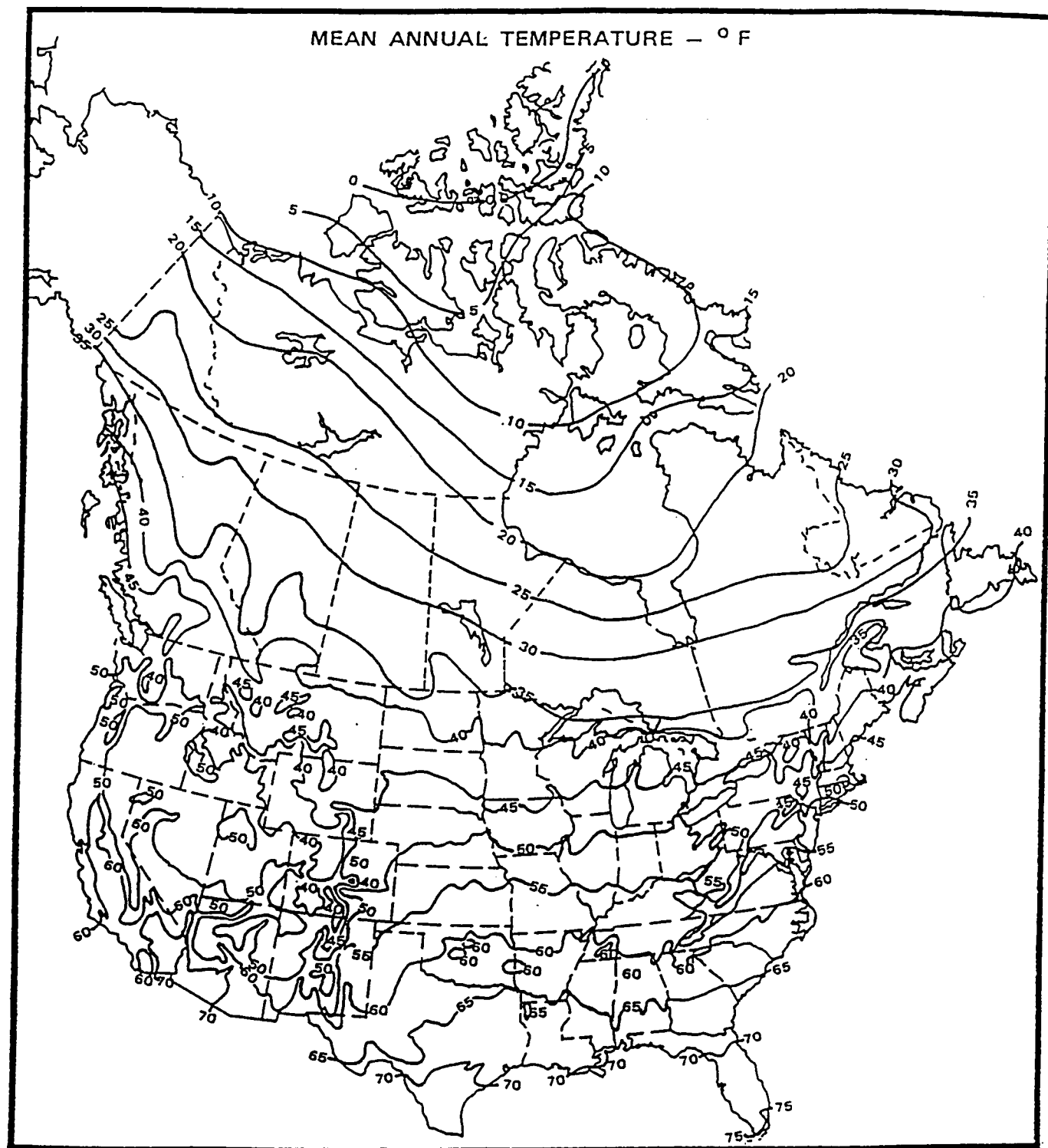
$$t = S + d \cdot \left(\frac{T - S}{D} \right)$$

The procedure is a simple linear interpolation where the quantity in parentheses represents an estimate of the temperature gradient. A map of mean surface temperature enables the selection of an appropriate value for any well location.





Temperatura anual media de superficie en los Estados Unidos y Canadá



Mean annual surface temperature in the United States and Canada

Conversión de la resistividad del agua de formación por temperatura

Disponiendo de información adecuada, es posible convertir la resistividad del agua de formación de la temperatura de laboratorio a la de cualquier nivel en un pozo ya sea usando uno de los gráficos en cualquier manual de perfilaje o por medio de la relación empírica de Arps, que es,

para grados Fahrenheit:

$$R_{w2} = R_{w1} \frac{(T_1 + 6.77)}{(T_2 + 6.77)}$$

y para grados centígrados:

$$R_{w2} = R_{w1} \frac{(T_1 + 21.5)}{(T_2 + 21.5)}$$

donde R_{w1} y R_{w2} son resistividades de aguas de formación a temperaturas T y T_2 .

Ejemplo de cálculo de temperatura de formación y uso para obtener resistividades de aguas de formación a la temperatura de la formación

Supongamos que nos interesa un nivel dentro de la sílice del Carbonífero Inferior en un pozo ubicado en el condado de Kiowa al sur de Kansas. El encabezamiento del perfil de este pozo indica que al fondo de pozo a 5398 pies (1645 m) la temperatura era 118°F (48°C). Si la profundidad del nivel de interés es 4838 pies (1475 m), ¿cuál es la temperatura a este nivel?

Respuesta:

Según el mapa de la página anterior, la temperatura media anual de superficie en el sur de Kansas es 57 grados Fahrenheit (14°C). A 4838 pies (1475 m), la temperatura de formación es:

$$t = 57 + 4838 \cdot \left(\frac{118 - 57}{5398} \right)$$
$$= 112^\circ \text{ F}$$

Si el mejor valor de la resistividad del agua de formación para esta sílice es 0.05 ohm-m a 75°F, ¿cuál será la resistividad del agua de formación a 112°F?

Respuesta:

$$R_{w2} = 0.05 \frac{(75 + 6.77)}{(112 + 6.77)}$$
$$= 0.0344 \text{ ohm-m}$$

Conversion of formation water resistivity to that at formation temperature

The formation water resistivity may be corrected from its value at laboratory temperature to formation temperature either by use of a chart found in most logging manuals or by Arp's empirical formula,
for Fahrenheit:

$$R_{w2} = R_{w1} \frac{(T_1 + 6.77)}{(T_2 + 6.77)}$$

and for Centigrade:

$$R_{w2} = R_{w1} \frac{(T_1 + 21.5)}{(T_2 + 21.5)}$$

where R_{w1} and R_{w2} are formation water resistivities at temperatures T_1 and T_2

Example of formation temperature calculation and correction of a laboratory measured water resistivity to its value at formation temperature

A Mississippi “chat” well is located in Kiowa County, south Kansas. The log header reports a BHT (bottom-hole temperature) of 118°F at a TD (total depth) of 5398 feet. The “Chat” zone to be evaluated is at a depth of 4838 feet. What is the zone’s formation temperature?

Answer:

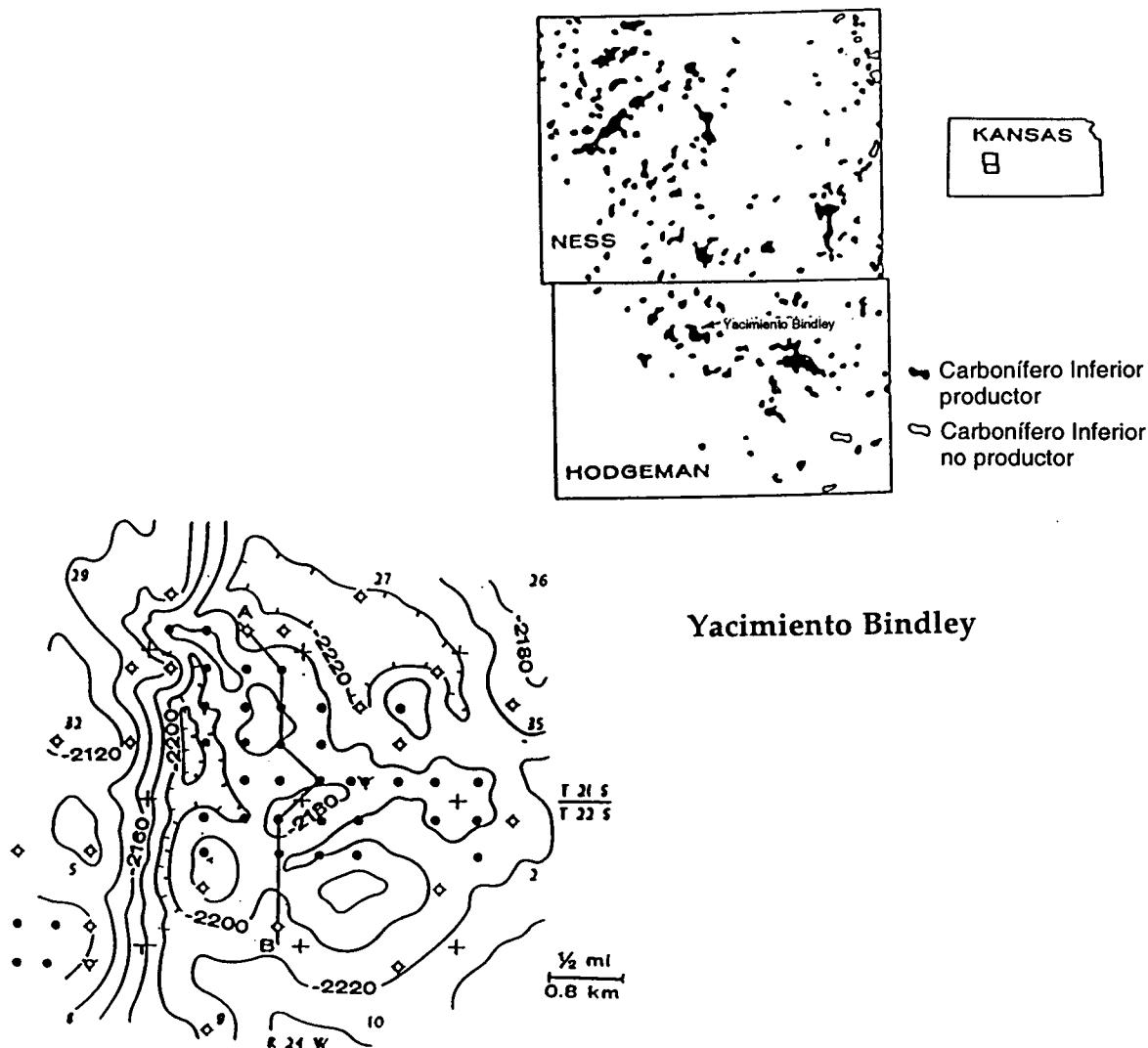
Mean annual surface temperature in south Kansas = 57 degrees Fahrenheit
“Chat” zone formation temperature = $57 + 4838 * ((118 - 57) / 5398)$
= 112 degrees F

The resistivity of a Mississippi “Chat” water sample was measured to be 0.05 ohm-m at a laboratory temperature of 75°F. What would be its resistivity in the subsurface zone at the well?

Answer: $R_w = 0.05 * (75 + 6.77) / (112 + 6.77)$
= 0.0344 ohm-m

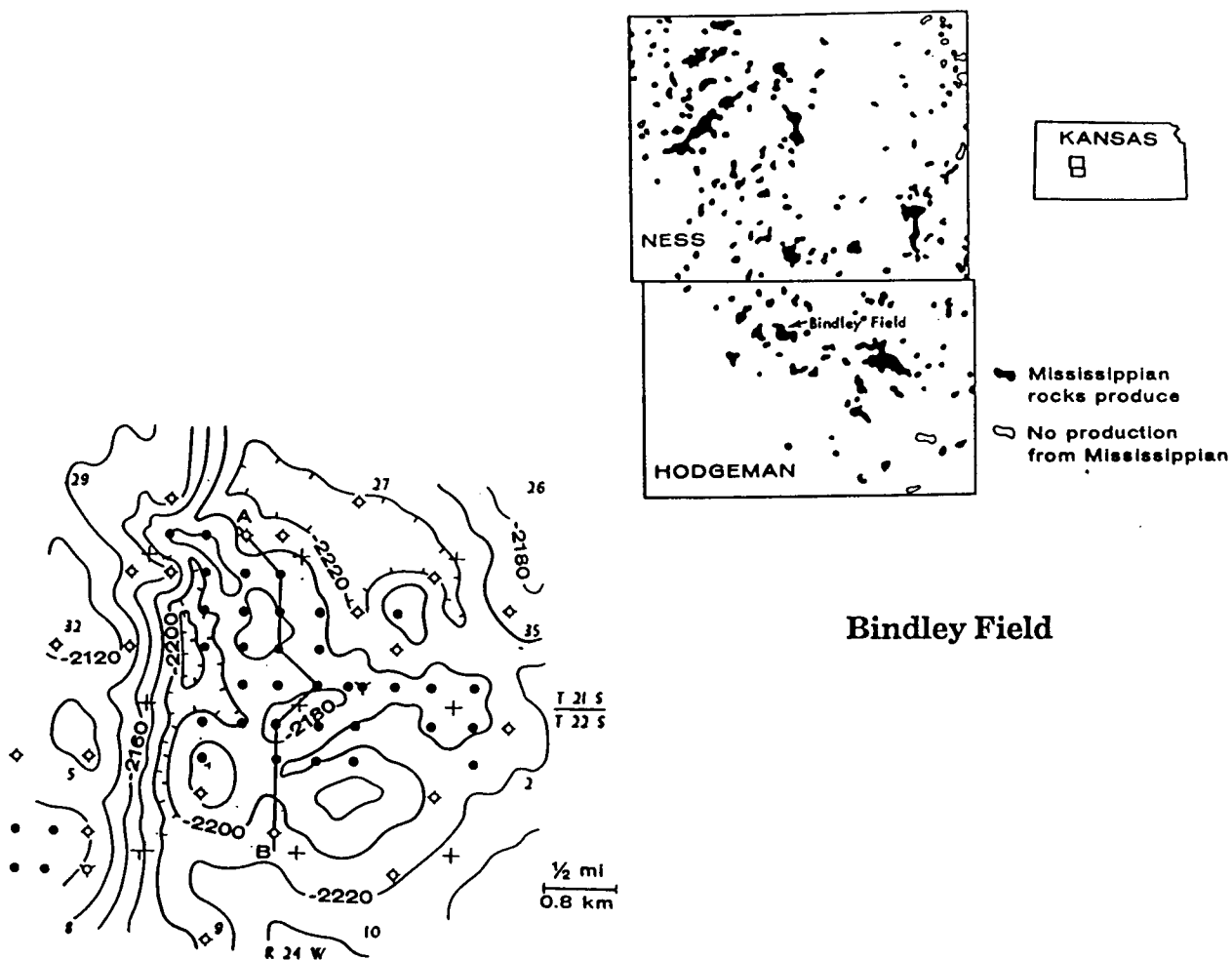
EJEMPLO DE ESTIMACION DE LA SATURACION DE AGUA EN BASE A PERFILES DE RESISTIVIDAD Y NEUTRONICO

En este caso usaremos información del yacimiento Bindley en el condado de Hodgeman, al sur de Kansas. Según Ebanks y colaboradores (1977), Bindley es una trampa mixta estratigráfico-estructural sobre una zona positiva resultante del crecimiento de una colonia de briozoos. El pozo Deutsch no. 1 es un pozo del yacimiento Bindley cuyo nivel productor es la formación Warsaw, la que de arriba a abajo está formada por brecha dolomítica, dolomita de briozoos, dolomita espiculítica y dolomita silícica. El nivel perforado es 4616-36 pies (1407-1413 m), el que dio una producción inicial de 205 BOPD (32.6 M3PD) sin indicios de agua.



AN EXAMPLE OF ESTIMATION OF WATER SATURATION FROM LOG ANALYSIS OF RESISTIVITY AND NEUTRON POROSITY LOGS

Bindley oil field is located in Hodgeman County in south Kansas, and was interpreted by Ebanks and others (1977) to be a combination paleogeomorphic and facies trap formed by the exhumation of a lower Mississippian bryozoan mound. Deutsch #1 is a well in the Bindley field that produces from the Mississippian "Warsaw" Formation section of (from top to bottom) dolomite breccia, bryozoan dolomite, spicule dolomite, and cherty dolomite. The well was perforated in the depth interval of 4616 - 36 feet and had an initial production of 205 BOPD with no water.





RADIATION-GUARD LOG

COMPANY OASIS PETROLEUM, INCORPORATED
 WELL DEUTSCH # 1 **BEST COPY AVAILABLE**
 FIELD _____
 COUNTY HODGEMAN STATE KANSAS
 Location C-NE-SE Other Services:
 Sec. 33 Twp 21S Rge 24W COMP. A.V.

Permanent Datum GROUND LEVEL Elev. 2418'
 Log Measured From KELLY BUSHING Ft. Above Perm. Datum
 Drilling Measured From KELLY BUSHING
 Elev.: K.B. 2423'
 D.F. 2421'
 G.L. 2418'

Date	8-16-72	8-16-72	8-16-72	
Run No. ONE	GAMMA	NEUTRON	GUARD	REVISED COPY
Depth-Driller	4724'	4724'	4724'	Date 8-28-72
Depth-Welex	4723'	4723'	4723'	Revisions
Btm. Log Inter.	4715'	4723'	4715'	
Top Log Inter.	0'	0'	3510'	
Casing-Driller	@	@	8-5/8" 561'	@
Casing-Welex			8-5/8" 561'	
Bit Size			7-7/8"	
Type Fluid in Hole			WATER BASE	
			SALT MUD	
Dens. Visc.			9.2 57	
pH Fluid Loss	ml	ml	6.6 10.4 ml	ml
Source of Sample			FLO LINE	
R _{int} @ Meas.Temp.	@ °F	@ °F	.15 @ 80 °F	@ °F
R _{int} @ Meas.Temp.	@ °F	@ °F	.105 @ 80 °F	@ °F
R _{int} @ Meas.Temp.	@ °F	@ °F	.225 @ 80 °F	@ °F
Source R _{int} R _{int}			MEAS.!	
R _{int} @ BHT	@ °F	@ °F	.10 @ 117°F	@ °F
Time Since Circ.			2 HOURS	
Max. Rec. Temp.	°F @	°F @	117°F @ TD	°F @
Equip. Location	8766 GT. BEND			
Recorded By	C. PEBLEY & K. STUEVE			
Witnessed By	MR. EUWER			



RADIATION-GUARD LOG

COMPANY <u>OASIS PETROLEUM, INCORPORATED</u> WELL <u>DEUTSCH # 1</u> FIELD _____ COUNTY <u>HODGEMAN</u> STATE <u>KANSAS</u> Location <u>C-NE-SE</u> Sec. <u>33</u> Twp <u>21S</u> Rge <u>24W</u>		Other Services: COMP. A.V. _____	
Permanent Datum <u>GROUND LEVEL</u> Elev. <u>2418'</u> Log Measured From <u>KELLY BUSHING</u> Ft. Above Perm. Datum Drilling Measured From <u>KELLY BUSHING</u>		Elev.: K.B. <u>2423'</u> D.F. <u>2421'</u> G.L. <u>2418'</u>	
Date	8-16-72	8-16-72	8-16-72
Run No.	ONE	GAMMA	NEUTRON
Depth-Driller	4724'	4724'	4724'
Depth-Welex	4723'	4723'	4723'
Btm. Log Inter.	4715'	4723'	4715'
Top Log Inter.	0'	0'	3510'
Casing-Driller	@	@	8-5/8" 561'
Casing-Welex			8-5/8" 561'
Bit Size			7-7/8"
Type Fluid in Hole			WATER BASE
Dens. Visc.			9.2 57
pH Fluid Loss	ml	ml	6.6 10.4 ml
Source of Sample			FLO LINE
R _{int} @ Meas. Temp.	@ °F	@ °F	.15 @ 80 °F
R _{int} @ Meas. Temp.	@ °F	@ °F	.105 @ 80 °F
R _{int} @ Meas. Temp.	@ °F	@ °F	.225 @ 80 °F
Source R _{int} R _{int}			MEAS.
R _{int} @ BHT	@ °F	@ °F	.10 @ 117°F
Time Since Circ.			2 HOURS
Max. Rec. Temp.	°F @	°F @	117°F @ TD
Equip. Location	8766 GT. BEND		
Recorded By	C. PEBLEY & K. STUEVE		
Witnessed By	MR. EUWER		

RESISTIVIDADES DE AGUA DE FORMACION				
	muestras de producción			
	CARBONIFERO INFERIOR			
	Condado de Hodgeman, Kansas			
	Ubicación	Rw	RwT	
	Sec-T-R	ohm-m	deg F	
	24-22-24W	0.136	100	
	24-22-24W	0.180	77	
	25-22-24W	0.170	77	
	25-22-24W	0.168	77	
	25-22-24W	0.170	77	
	25-22-24W	0.166	77	
	3-24-24W	0.094	100	
				kgs

Medidas de laboratorio de resistividades de aguas de formación de muestras de producción de pozos del condado de Hodgeman, Kansas (Catálogo del Servicio Geológico de Kansas)

$R_w = 0.17 \text{ ohm-m a } 77^{\circ}\text{F.}$

Temperatura de superficie

Temperatura media anual de superficie (ST) en el condado de Hodgeman (centro-sur de Kansas) según el mapa de la página 23:

ST = 57 grados Fahrenheit

Del encabezamiento:

Profundidad total (TD) = 4723 pies

Temperatura de fondo (BHT) = 117 grados F

Formación :

Profundidad del nivel de interés (FormD) = 4650 pies

Temperatura a 4650 pies (FormT) = 116 grados F

Resistividad R_w al nivel de interés según la fórmula de Arps: $R_w = 0.116$

	FORMATION WATER RESISTIVITIES			
	laboratory measurements of produced samples			
	MISSISSIPPIAN			
	Hodgeman County, Kansas			
	Location	Rw	RwT	
	Sec-T-R	ohm-m	deg F	
	24-22-24W	0.136	100	
	24-22-24W	0.180	77	
	25-22-24W	0.170	77	
	25-22-24W	0.168	77	
	25-22-24W	0.170	77	
	25-22-24W	0.166	77	
	3-24-24W	0.094	100	
				kgs

A KGS Water Resistivity Catalog of laboratory measurements of Hodgeman County Mississippian formation brines.

Rw = 0.17 ohm-m @ 77°F.

Well location:

Mean annual surface temperature (ST) of Hodgeman County (south-central Kansas) from the North American temperature map:

ST = 57 degrees Fahrenheit

From Header:

Total depth (TD) = 4723 feet

Bottom-Hole Temperature (BHT) = 117 degrees F

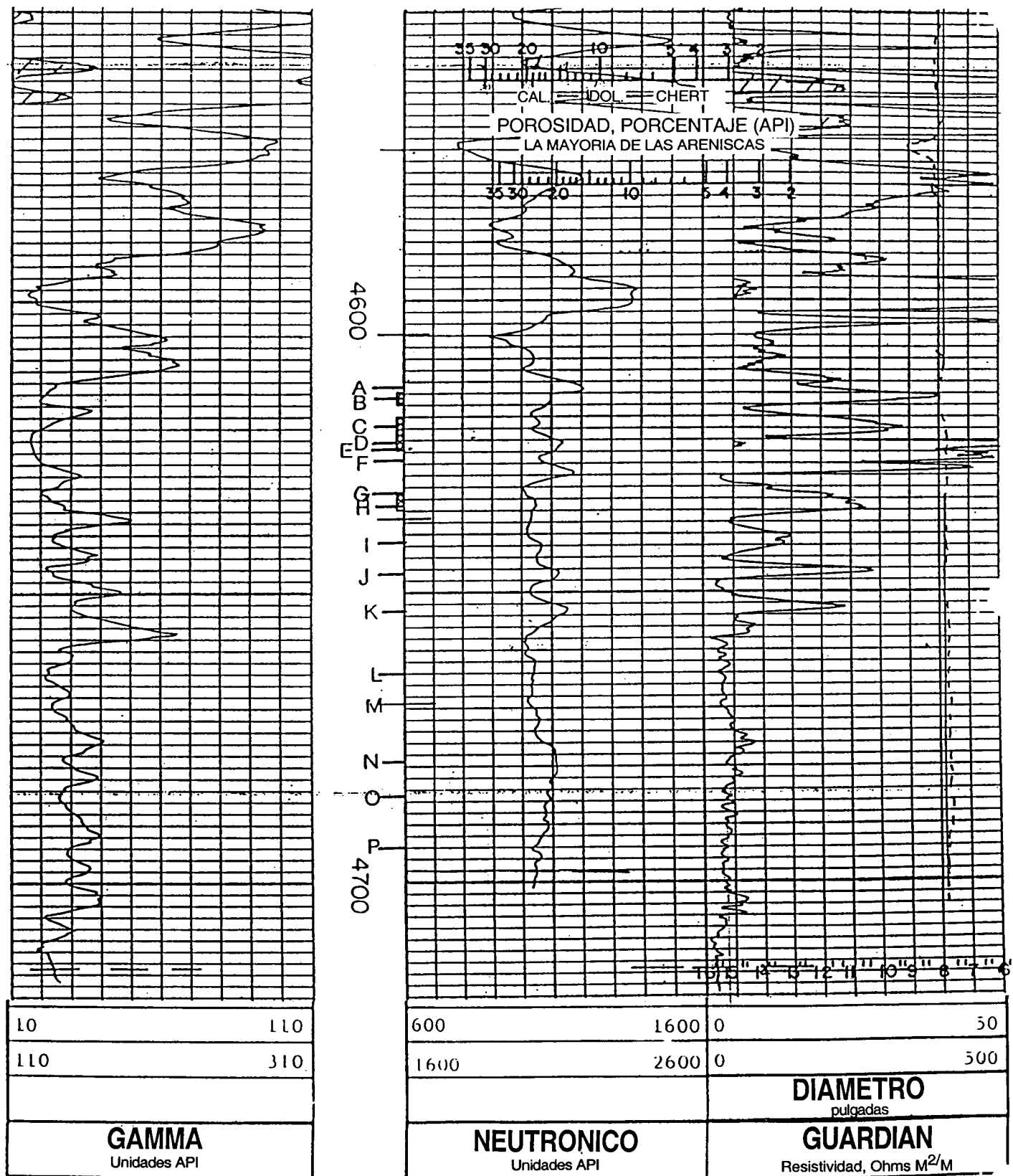
Formation :

Formation depth (FormD) = 4650 feet

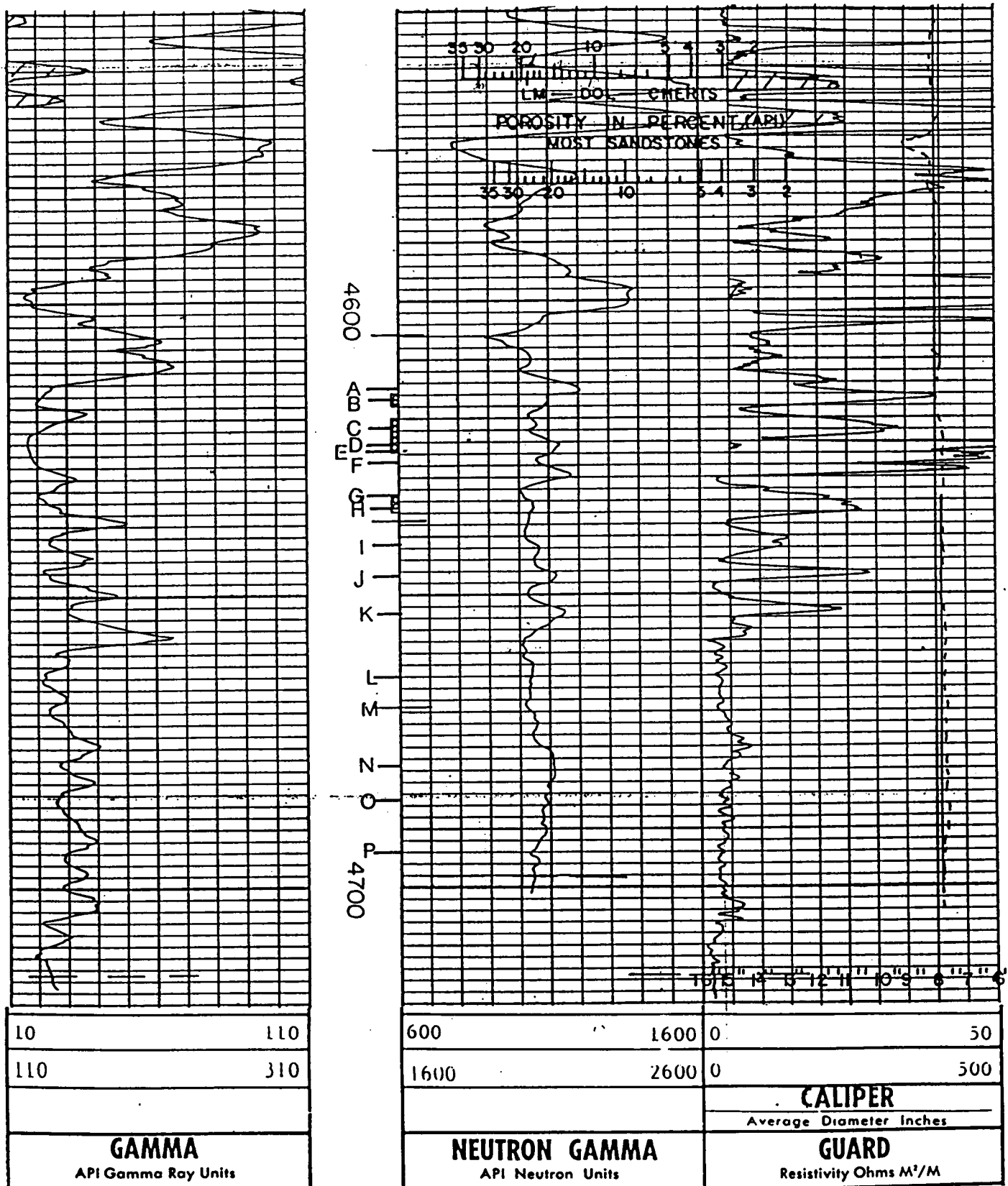
Formation temperature of the Mississippian section (FormT) = 116 degrees F

Expected value of Rw in the Mississippian, using Arps' Formula: Rw = 0.116

Oasis Deutsch No. 1 NE SE 33 21S 24W Condado de Hodgeman, Kansas



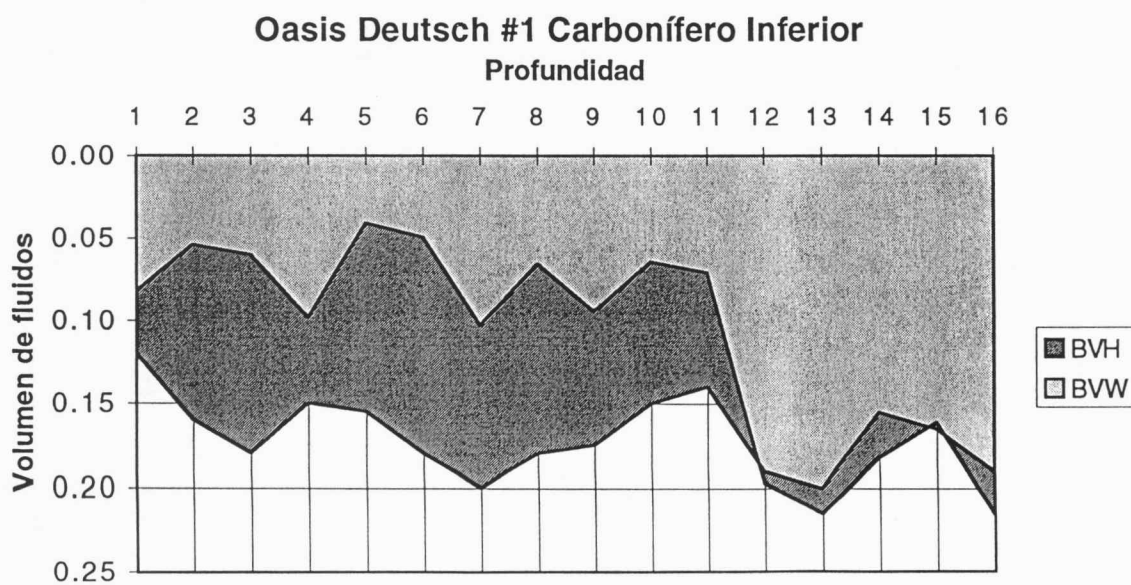
Oasis Deutsch #1 C-NE-SE 33-21S-24W Hodgeman County, Kansas



Oasis Deutsch #1 NE-SE 33-21S-24W Condado de Hodgeman, Kansas
Formación Warsaw (Carbonífero Inferior)

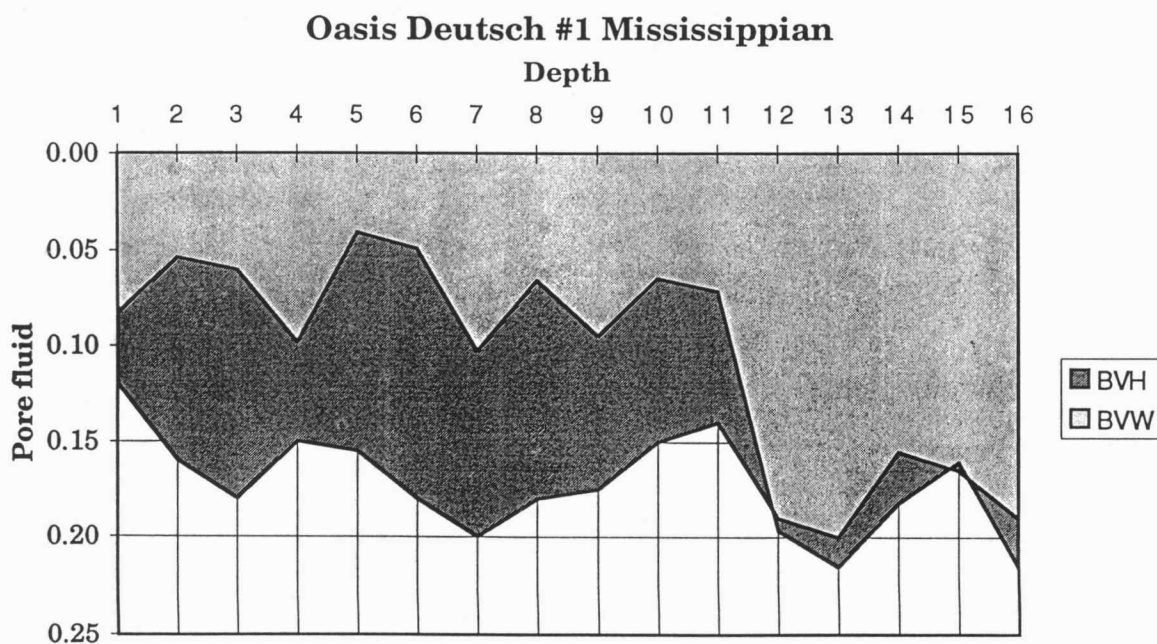
Gráfica:

PARAMETROS		ZONA	PROF.	PHI	RT	Sw	BVW	BVH
		A	4615	0.12	17	0.688	0.083	0.037
A	1	B	4617	0.16	40	0.337	0.054	0.106
M	2	C	4621	0.18	32	0.335	0.060	0.120
N	2	D	4625	0.15	12	0.656	0.098	0.052
RW	0.116	E	4626	0.155	70	0.263	0.041	0.114
		F	4627	0.18	48	0.273	0.049	0.131
ST	57	G	4633	0.2	11	0.514	0.103	0.097
TD	4723	H	4635	0.18	27	0.364	0.066	0.114
BHT	117	I	4642	0.175	13	0.540	0.094	0.081
FormD	4650	J	4647	0.15	28	0.429	0.064	0.086
FormT	116	K	4653	0.14	23	0.507	0.071	0.069
RwCAT	0.17	L	4664	0.19	3	1.035	0.197	-0.007
RwT	77	M	4669	0.2	2.5	1.077	0.215	-0.015
		N	4679	0.155	3.5	1.175	0.182	-0.027
		O	4685	0.165	4.5	0.973	0.161	0.004
		P	4694	0.19	2.5	1.134	0.215	-0.025



Oasis Deutsch #1 C-NE-SE 33-21S-24W Hodgeman Co., Kansas
Warsaw Formation (Mississippian)

PARAMETERS		Graphic:							
		ZONE	DEPTH	PHI	RT	SW	BVW	BVH	
A	1	A	4615	0.12	17	0.688	0.083	0.037	
M	2	B	4617	0.16	40	0.337	0.054	0.106	
N	2	C	4621	0.18	32	0.335	0.060	0.120	
RW	0.116	D	4625	0.15	12	0.656	0.098	0.052	
		E	4626	0.155	70	0.263	0.041	0.114	
ST	57	F	4627	0.18	48	0.273	0.049	0.131	
TD	4723	G	4633	0.2	11	0.514	0.103	0.097	
BHT	117	H	4635	0.18	27	0.364	0.066	0.114	
FormD	4650	I	4642	0.175	13	0.540	0.094	0.081	
FormT	116	J	4647	0.15	28	0.429	0.064	0.086	
RwCAT	0.17	K	4653	0.14	23	0.507	0.071	0.069	
RwT	77	L	4664	0.19	3	1.035	0.197	-0.007	
		M	4669	0.2	2.5	1.077	0.215	-0.015	
		N	4679	0.155	3.5	1.175	0.182	-0.027	
		O	4685	0.165	4.5	0.973	0.161	0.004	
		P	4694	0.19	2.5	1.134	0.215	-0.025	



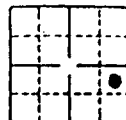
PROCEDIMIENTO EXCEL

- (1) Crear una hoja de trabajo similar a que se muestra en la próxima página.
 - (2) Inicializar la serie de **PARAMETROS** dentro del rectángulo:
 - ST** = Temperatura media de superficie (del mapa)
 - TD** = Profundidad total (del encabezamiento)
 - BHT** = Temperatura de fondo (del encabezamiento)
 - FormD** = Profundidad de la formación (del perfil)
 - FormT** = Temperatura de formación (calculada de **ST**, **TD**, **BHT**, y **FormD**)
 - RwCAT** = Resistividad del agua de formación (de un catálogo)
 - RwT** = Temperatura de medición de **RwCAT**
 - A** = Parámetro **a** en la ecuación de Archie (=1)
 - M** = Exponente de cementación (=2)
 - N** = Exponente de saturación (=2)
 - RW** = Resistividad del agua de formación a la temperatura de la formación (de la ecuación de Arps usando los valores anteriores para **FormT**, **RwCAT**, y **RwT**)
 - (3) Completar la tabla de datos entrando los valores de porosidad (**PHI**) y resistividad de formación (**Rt**) para las zonas de A a P.
 - (5) Estime el valor de saturación de agua para cada zona en la columna rotulada como **SW** usando **PARAMETROS** de la ecuación de Archie y las variables **PHI** y **Rt**.
 - (6) Para calcular el volumen de agua (**BVW**), use:
$$BVW = \phi \cdot S_w,$$
en que tanto ϕ como S_w son fracciones 0-1, y use:
$$BVH = \phi - BVW$$
para calcular en volumen de hidrocarburo (**BVH**).
 - (7) Seleccione las columnas de **BVW** y **BVH**, y active **ChartWizard**. En **Area**, seleccione como resultado un diagrama reticulado con valores acumulados.
Invierta **Scale** para el eje Y para satisfacer la convención de eje positivo usado en evaluación de perfiles.
El resultado final es una gráfica mostrando la variación del volumen de fluidos para las zonas de A a P. El eje de profundidad no está a escala.
-

EXCEL PROCEDURE

- (1) Create a worksheet template similar to that shown on the previous page for the Oasis Deutsch #1 well.
 - (2) Set up the **PARAMETERS** box:
 - ST** = Mean annual surface temperature (from map)
 - TD** = Total depth (from log header)
 - BHT** = Bottom-hole temperature (from log header)
 - FormD** = Formation depth (from log)
 - FormT** = Formation temperature (calculated from **ST**, **TD**, **BHT**, and **FormD**)
 - RwCAT** = Formation water resistivity from catalog
 - RwT** = Temperature of **RwCAT** measurement
 - A** = Archie equation a (=1)
 - M** = Cementation exponent (=2)
 - N** = Saturation exponent (=2)
 - RW** = Formation water resistivity at formation temperature
(calculated using Arps' formula with **FormT**, **RwCAT**, and **RwT**)
 - (3) Complete the log data table by inserting readings of porosity (**PHI**) and formation resistivity (**Rt**) for zones A to P.
 - (5) Compute an estimate of the water saturation for each zone in the column headed **SW** using the Archie equation **PARAMETERS** applied to **PHI** and **Rt**.
 - (6) Compute values of the bulk-volume water (**BVW**) from:
$$BVW = \Phi \cdot S_w \text{ (both in fractional units)}$$
and bulk volume hydrocarbon (**BVH**) from: $BVH = \Phi - BVW$.
 - (7) Select the cells in the area of the **BVW**, and **BVH** columns and click on **ChartWizard**.
Choose a gridded cumulative plot form from **Area** for output.
Reverse the **Scale of Y** (this is the logging convention for porosity direction).
You now have a graphic log profile of the volume of porosity subdivided between oil and water content as an ordered (not scaled) function of depth.
-

10-4-25 MR. No. _____
 OPER _____ OASIS PETROLEUM
 800 SUTTON PLACE, WICHITA, KS
 WELL #1 DEUTSCH
 CONTR GABBERT-JONES
 FIELD BINDLEY (MISS)
 IP STATE IPP 205 BOPD, NO WTR, MISS 4616-36
 API # 15-083-20234



S-T-R 33-21S-24W
 SPOT APP C NE SE
 CO HODGEMAN, KS
 ELEV 2423' KB
 D INIT ✓
 DO
 FIN

SPUD 8-4-72, 8-5/8" @ 561 w/300, Geol-Bob Euwer
 CORE #1(FS-MISS)4609-41, rec 32' descrip not avail
 DST #1(FS-MISS)4603-41, op 2 hr, 480' GIP, rec 3300'
 oil, no wtr, ISIP 1288/30min, IFP 102, FFP 1170,
 FSIP 1280/60min
 CORE #2(MISS)4641-94, rec 53' descrip not avail
 DST #2(MISS)4641-94, rec 1½ hr, 60' GIP, rec 690' very
 heavily oil gas cut muddy wtr, 60' sli oil cut wtr,
 60' wtr, ISIP 1382/30min, IFP 31, FFP 748, FSIP 1374/
 60min

KB LOG TOPS

ANHYDRITE 1670 + 753
 HEEBNER 3920 -1497
 LANSING 3970 -1547
 FORT SCOTT 4500 -2077
 MISS DOLOMITE 4612 -2189
 LTD 4723 -2300
 RTD 4724 -2301
 TD IN MISS

Drlg Completed 8-17-72

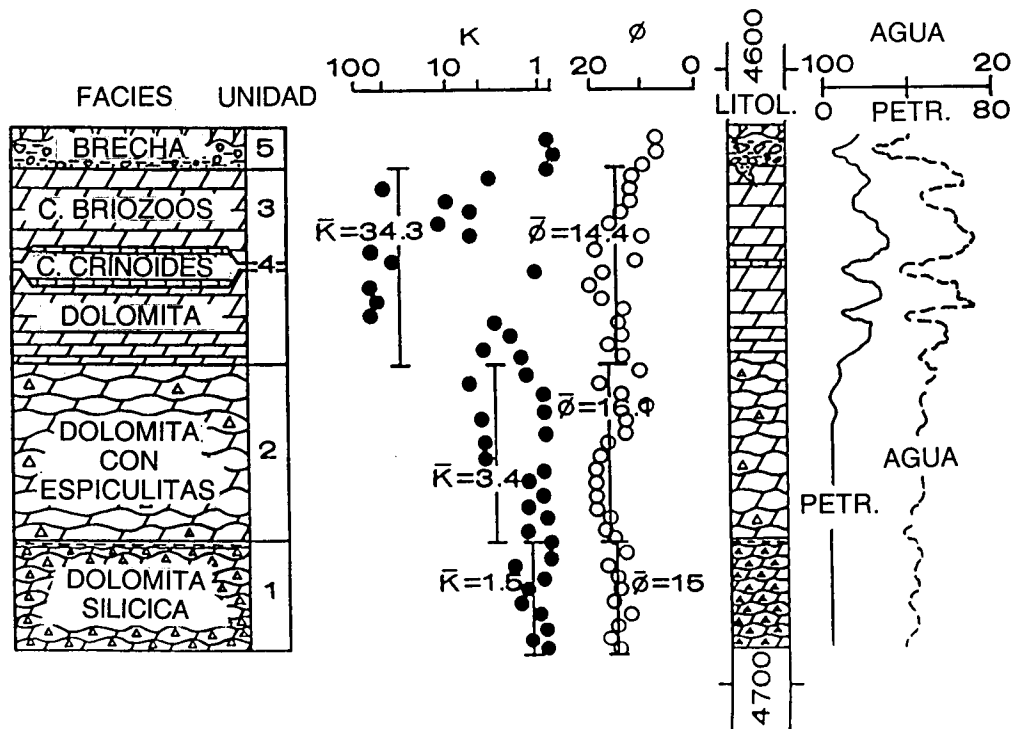
RTD 4724, Welox Log, 5½" @ 4723 w/250, DV tool @ 1722 w/325

MICT, CO 4700, Perf(MISS)4/4616 -18, 12/4620-26,
 6/4633-36, Fill up 3500' oil, no wtr, 12 hrs, swab 7½ BOPH,

6 hrs, 2000' off btm, POP

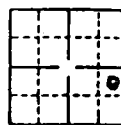
STATE IPP 205 BOPD, NO WTR, MISS 4616-36 COMPLETED 10-18-72

Petroleum Information Corporation.
 A Member of E. I. du Pont de Nemours & Co.



Tomado de Ebanks y otros (1977)

10-4-25WB. No. _____
 OPER. OASIS PETROLEUM
 800 SUTTON PLACE, WICHITA, KS
 WELL #1 DEUTSCH
 CONTR GABBERT-JONES
 FIELD BINDLEY (MISS)
 IP STATE IPP 205 BOPD, NO WTR, MISS 4616-36
 API # 15-083-20234



S-T-R 33-21S-24W
 SPOT APP C NE SE
 CO HODGEMAN, KS
 ELEV 2423' KB
 D INIT ✓
 DO
 FIN

SPUD 8-4-72, 8-5/8" @ 561 w/300, Geol-Bob Euwer
 CORE #1(FS-MISS)4609-41, rec 32' descrip not avail
 DST #1(FS-MISS)4603-41, op 2 hr, 480' GIP, rec 3300'
 oil, no wtr, ISIP 1288/30min, IFP 102, FFP 1170,
 FSIP 1280/60min
 CORE #2(MISS)4641-94, rec 53' descrip not avail
 DST #2(MISS)4641-94, rec 1½ hr, 60' GIP, rec 690' very
 heavily oil gas cut muddy wtr, 60' sli oil cut wtr,
 60' wtr, ISIP 1382/30min, IFP 31, FFP 748, FSIP 1374/
 60min

KB LOG TOPS

ANHYDRITE	1670 + 753
HEEBNER	3920 -1497
LANSING	3970 -1547
FORT SCOTT	4500 -2077
MISS DOLOMITE	4612 -2189
LTD	4723 -2300
RTD	4724 -2301
TD IN MISS	

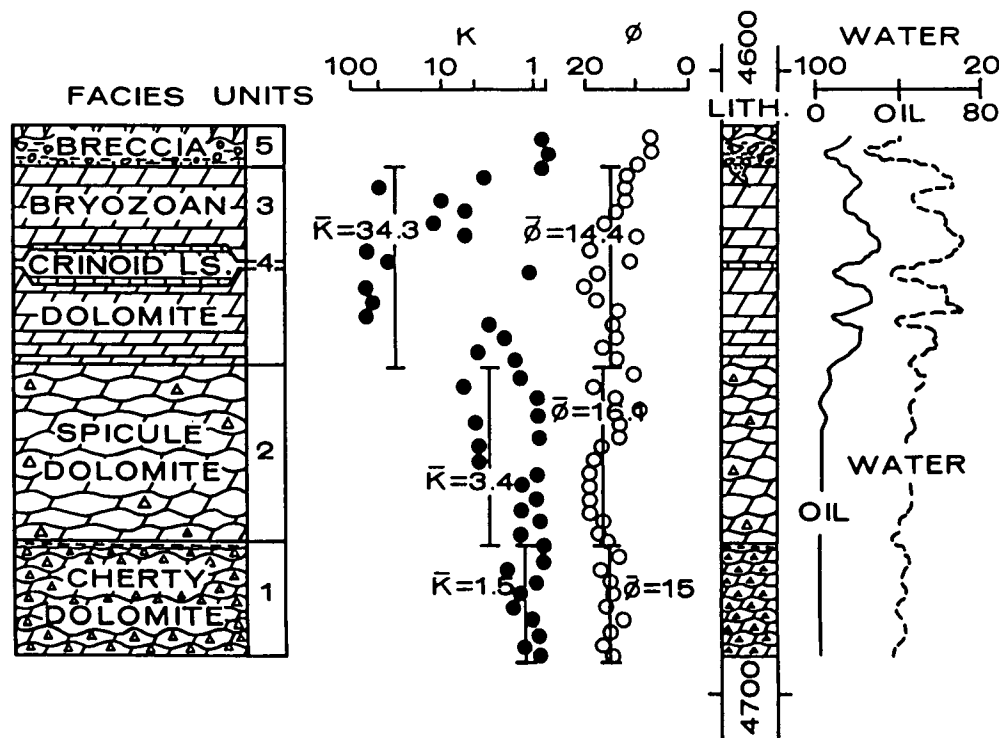
Drlg Completed 8-17-72

RTD 4724, Welox Log, 5½" @ 4723 w/250, DV tool @ 1722 w/325
 MICT, CO 4700, Perf(MISS)4/4616 -18, 12/4620-26,
 6/4633-36, Fill up 3500' oil, no wtr, 12 hrs, swab 7½ BOPH,

6 hrs, 2000' off btm, POP

STATE IPP 205 BOPD, NO WTR, MISS 4616-36 COMPLETED 10-18-72

② Petroleum Information Corporation.
 a subsidiary of E. I. du Pont de Nemours & Co.

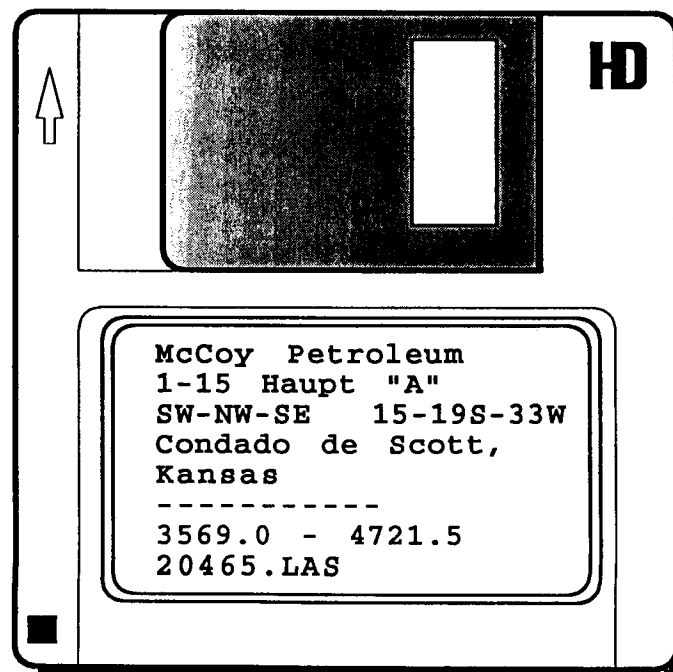


From Ebanks and others (1977)

INFORMACION DIGITAL

Hasta 1972, la mayoría de los cálculos se hacían en forma gráfica o usando regla de cálculo. Luego vinieron las calculadoras electrónicas y en la actualidad—como es el caso de casi cualquiera disciplina—el cálculo está dominado por el uso de computadoras digitales. Los equipos modernos de perfilaje permiten grabar la información digital directamente, la que se puede obtener en terreno o desde algunos de los centros de proceso de las compañías de servicio. De ordinario, la información viene ya sea en cinta en el formato binario LIS o como texto ASCII en formato LAS normalmente grabada en disco. La convención LAS (Log ASCII Standard) es la más reciente y fue introducida en la década de 1980 por la Sociedad Canadiense de Perfilaje. Las cintas LIS (Log Information Standard) son en general más difíciles de leer, no sólo porque están en código binario, sino porque la convención permite una gran variedad en estilos. Comúnmente es difícil saber exactamente cuál de ellos se usó al preparar el archivo, lo que ha hecho que este formato haya caído en desuso. Los archivos LAS en disco pueden ser leídos por un procesador de texto instalado en cualquier tipo de computadora. La densidad de muestreo normalmente es 2 lecturas por pie, en que cada registro tiene los valores correspondientes a la profundidad, la que normalmente va en la primera columna. Esta frecuencia de muestreo se ajusta bien a la resolución vertical de las herramientas modernas. No es ni tan fina como para tener sobremuestreo ni tan espaciada como para perder resolución.

También es posible digitalizar los numerosos perfiles antiguos que sólo existen en papel. La conversión la puede hacer uno mismo teniendo el equipo

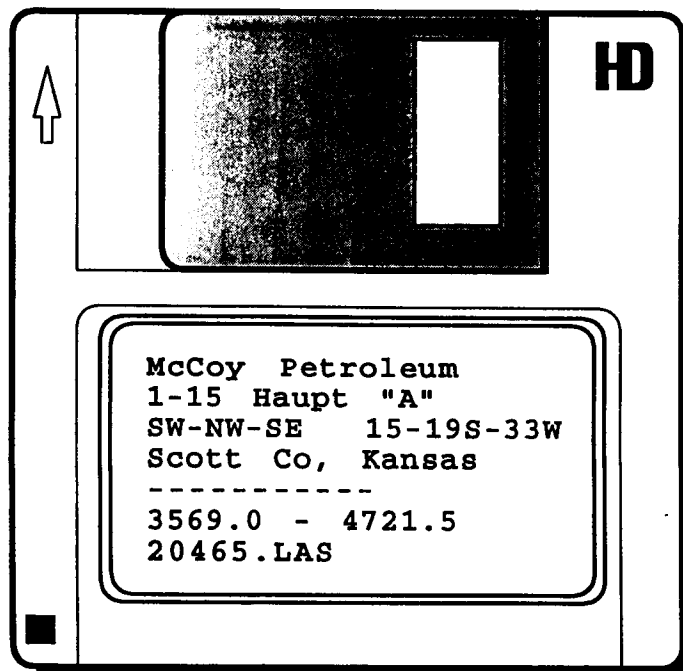


DIGITAL LOG DATA

Log analysis calculations used to be done mostly with slide-rules and charts (pre-1972), then with calculators, and now increasingly with computers. The digital data for computations are recorded by the logging truck and are made available either directly or from the logging company computer processing center. The data are stored either in binary format (LIS) on tapes, or in ASCII format (LAS) usually on floppy discs. LAS (Log Ascii Standard) is the more recent standard and was introduced by the Canadian Well Logging Society in the late 1980's. LIS (Log Information Standard) tapes are often difficult to read, not only because of their binary code, but the variability in formatting styles. LAS files on floppy discs can be read by standard word-processing programs and LAS is ideal for PCs. Both forms conventionally list data at a rate of two readings per foot of hole for common log combinations which have vertical resolutions of 2 to 3 feet or greater. This frequency is fine enough to pick up the systematic features of the log curves without wasteful oversampling, but not so coarse as to cause "aliasing" problems.

Blue-line logs can also be digitized using relatively inexpensive hardware and software, or through the service of a digitizing company. Digitized logs for some areas are available for purchase over the Internet. In all cases, the most popular data format is LAS.

The header information and initial curve data are shown overleaf for an extension well in the Hugoton North field of Scott County, Kansas. The data were read from an LAS file on the floppy disc pictured below, by a standard word processing program on a PC.



~V INFORMATION ACERCA DE LA VERSION

VERS. 1.20 : ASCII Standard de SCP- Version 1.20
LINEAS POR REGISTRO : Una

~W INFORMACION DE POZO

#MNEM.	UNIDAD	INFORMACION	DESCRIPCION
STRT.F		3569.0000	: Profundidad inicial
STOP.F		4721.5000	: Profundidad final
STEP.F		0.5000	: Incremento
NULL.		-999.2500	: Ausencia de valor
COMP.		MCCOY PETROLEUM CORP.	: Compañía
WELL.		HAUPT 'A' #1-15	: Pozo
FLD.		HOUGOTON NORTH	: Yacimiento
LOC .		15-19S-33W	: Ubicación
STAT.		KANSAS	: Estado
COUN.		SCOTT	: Condado
SRVC.		HALLIBURTON	: Compañía de servicio
DATE.		05/23/94	: Fecha
APIN.		151712046500	: Código único

~C INFORMACION ACERCA DE LAS CURVAS

#MNEM.	UNIDAD	DESCRIPTION
DEPT .F		: Profundidad
ILD .OHMM		: Resistividad de inducción profunda
ILM .OHMM		: Resistividad de inducción media
SFL .OHMM		: Resistividad con enfoque esférico
GR .GAPI		: Rayos gamma
PEF . B/E		: Factor foto-eléctrico
NPHI. %		: Porosidad neutrónica (escala caliza)
DPHI. %		: Porosidad de densidad (escala caliza)
SPHI. %		: Porosidad sónica (escala caliza)

~P INFORMACION ACERCA DE LOS PARAMETROS

#MNEM.	UNIDAD	VALOR	DESCRIPTION
EKB . F		2974.0000	: Altura de la mesa rotatoria
TD . F		4746.0000	: Profundidad total
BHT DEGF		134	: Temperatura de fondo
BS. IN		7 7/8	: Diámetro del trépano
MUD.		CHEMICAL	: Tipo de barro
RM. OHMM		0.75	: Resistividad del barro
EMT. DEGF		71	: Temperatura de medición RM
RMF. OHMM		0.56	: Resistividad del filtrado
MFT. DEGF		71	: Temperatura de medición RMF

PERFILES

~A	DEPT	ILD	ILM	SFL	GR	PEF	NPHI	DPHI	SPHI
	3569.0	-999.2500	-999.2500	-999.2500	-999.2500	-999.2500	-999.2500	-999.2500	-999.2500
	-999.2500	-999.2500	-999.2500	-999.2500	-999.2500	-999.2500	-999.2500	-999.2500	-999.2500
	3569.5000	-999.2500	-999.2500	-999.2500	-999.2500	-999.2500	-999.2500	-999.2500	-999.2500
	-999.2500	-999.2500	-999.2500	-999.2500	-999.2500	-999.2500	-999.2500	-999.2500	-999.2500
	3570.0000	-999.2500	-999.2500	-999.2500	5.8070	-999.2500	-999.2500	-999.2500	-999.2500
	-999.2500	-999.2500	-999.2500	-999.2500	-999.2500	-999.2500	-999.2500	-999.2500	-999.2500

~VERSION INFORMATION

VERS. 1.20 : CWLS Log ASCII Standard - Version 1.20
 WRAP. NO : One line per depth step

~WELL INFORMATION

#MNEM.	UNIT	DATA	DESCRIPTION OF MNEMONIC
STRT.F		3569.0000	: Start depth
STOP.F		4721.5000	: Stop depth
STEP.F		0.5000	: Step length
NULL		-999.2500	: No value
COMP		MCCOY PETROLEUM CORP.	: Company
WELL.		HAUPT 'A' #1-15	: Well
FLD		HOUGOTON NORTH	: Field
LOC .		15-19S-33W	: Location
STAT.		KANSAS	: State
COUN.		SCOTT	: County
SRVC.		HALLIBURTON	: Service Company
DATE.		05/23/94	: Logging date
APIN.		151712046500	: Unique well ID

~CURVE INFORMATION

#MNEM.	UNIT	CURVE DESCRIPTION
DEPT .F		: Depth
ILD .OHMM		: Deep Induction resistivity
ILM .OHMM		: Medium Induction resistivity
SFL .OHMM		: Spherically-focussed resistivity
GR .GAPI		: Gamma ray
PEF . B/E		: Photo-electric factor
NPHI. %		: Neutron porosity (ls equiv.)
DPHI. %		: Density porosity (ls equiv.)
SPHI. %		: Sonic porosity (ls equiv.)

~PARAMETER INFORMATION

#MNEM.	UNIT	VALUE	DESCRIPTION
EKB . F		2974.0000	: Kelly bushing elevation
TD . F		4746.0000	: Total depth
BHT DEGF		134	: Bottom Hole Temperature
BS IN		7 7/8	: Bit Size
MUD		CHEMICAL	: Mud Type
RM OHMM		0.75	: Mud Resistivity
EMT DEGF		71	: Mud meas. temperature
RMF OHMM		0.56	: Mud Filtrate Resistivity
MFT DEGF		71	: Mud Filtr. meas. temp.

CURVE DATA

~A	DEPT	ILD	ILM	SFL	GR	PEF	NPHI	DPHI	SPHI
	3569.0000	-999.2500	-999.2500	-999.2500	-999.2500	-999.2500	-999.2500	-999.2500	-999.2500
	-999.2500	-999.2500	-999.2500	-999.2500	-999.2500	-999.2500	-999.2500	-999.2500	-999.2500
	3569.5000	-999.2500	-999.2500	-999.2500	-999.2500	-999.2500	-999.2500	-999.2500	-999.2500
	-999.2500	-999.2500	-999.2500	-999.2500	-999.2500	-999.2500	-999.2500	-999.2500	-999.2500
	3570.0000	-999.2500	-999.2500	-999.2500	-999.2500	5.8070	-999.2500	-999.2500	-999.2500
	-999.2500	-999.2500	-999.2500	-999.2500	-999.2500	-999.2500	-999.2500	-999.2500	-999.2500
	3570.5000	4.4055	3.8463	5.3801	89.1720				
	3.0244	23.4862	8.2333	20.3623					
	3571.0000	4.4163	3.6536	4.9562	89.2049				
	3.0261	26.5564	9.2707	20.6571					
	3571.5000	4.4532	3.6310	4.2306	87.7991				
	3.1518	28.8344	9.1184	19.9569					

adecuado. Si se trata de una digitización masiva, lo más rápido y económico es dar el trabajo a contratar a alguna de las varias firmas que se dedican a digitizar perfiles. Una alternativa reciente es comprar perfiles digitizados a través de la Internet. En cualquiera de los casos, lo más frecuente es tener los perfiles en formato LAS.

En página anterior se tiene el comienzo de un archivo en formato LAS. Puede observarse el encabezamiento y los primeros registros para un pozo de extensión en el yacimiento Hugoton Norte, condado de Scott, Kansas. La información fue leída de un disco usando un programa cargado en un minicomputador.

Un archivo LAS también puede leerse con un programa como EXEL para manejo de datos tabulados. En este caso, los datos pueden ser analizados definiendo convenientemente ecuaciones ligadas a cada uno de los atributos petrofísicos. Por ejemplo, la próxima página muestra el caso de una tabulación de datos preparados en base a un archivo LAS. Se trata de 23 niveles de la zona Lansing "J" de edad Carbonífero Superior del pozo McCoy 1-15 Haupt "A".

Los resultados que aparecen en la página 36 se obtuvieron usando básicamente el mismo análisis empleado en la evaluación del Carbonífero Inferior del pozo Oasis Deutsch No. 1 de la página 30. En el caso de la zona Lansing "J" del pozo McCoy 1-15 Haupt "A", se usó una resistividad del agua de formación de 0.05 ohm-m a la temperatura de la formación y una ecuación de Archie con parámetros $a = 1$, $m = 2$ y $n = 2$. Sin embargo, en este caso, la saturación de agua se obtuvo usando conjuntamente el perfil de inducción profunda y el perfil sónico. Para la porosidad se tomó el promedio entre el perfil neutrónico y el de densidad:

$$\phi_t = \frac{\phi_n + \phi_d}{2}.$$

ϕ_t es significativamente más alta que la porosidad dada por el perfil sónico debido a la presencia de porosidad secundaria por disolución. En estos casos se usa la ecuación de Nugent. Se calcula un valor del exponente de cementación, m , y después se usa la ecuación de Archie para calcular la saturación de agua:

$$m = \frac{2 \log \phi_s}{\log \phi_t}.$$

Reescribiendo la ecuación de Nugent se llega a:

$$\phi_t^m = \phi_s^2,$$

que es una ecuación que considera que todo el espacio poroso debido a disolución está saturado de agua sin que exista conectividad. La porosidad total se puede subdividir entre el volumen de agua de la porosidad secundaria de disolución $(\phi_t - \phi_s)$, el agua de la porosidad primaria $\phi_s \cdot S_w$, y el petróleo en la porosidad primaria $\phi_s \cdot (1 - S_w)$. Todos estos valores aparecen calculados y graficados en la página 36.

Una prueba de producción para el intervalo 4158-4168 pies (1267-1271 m) abriendo por 30 minutos, cerrando por 1 hora, abriendo por 1.5 horas y cerrando otra vez por 30 minutos, dio 205 pies (62 m) de petróleo con algo de gas y 180 pies (55 m) barro cortado por petróleo. La formación finalmente fue perforada de 4161-4166 pies (1268-1270 m) y puesta en producción conjunta con otras zonas.

An LAS file can also be read by a spreadsheet program such as EXCEL, in which case the log data can be analyzed directly by log analysis equations coded into the spreadsheet cells. Log data from the upper part of the Lansing "J" zone (Pennsylvanian) of the McCoy 1-15 Haupt "A" were extracted from the well log LAS file, loaded into a spreadsheet, and are tabulated on the next page.

These logging data were analyzed by essentially the same spreadsheet template as used for the Mississippian in Oasis Deutsch #1, and the results are shown on the next page. For the Lansing "J" in this well, a water resistivity of 0.05 ohm-m at formation temperature was used, together with Archie equation parameters of $a = 1$; $m = 2$; $n = 2$. However, the water saturation analysis was based on the deep induction resistivity in conjunction with the *sonic* porosity. The total porosity can be estimated from the average of the neutron and density porosities:

$$\Phi_t = \frac{\Phi_n + \Phi_d}{2}$$

and is distinctly higher than the sonic porosity because of significant oomoldic porosity. The Nugent equation is commonly used to resolve water saturation in oomoldic zones, by computing an apparent "m" value for each zone and then applying the Archie equation for water saturation:

$$m = \frac{2 \log(\Phi_s)}{\log(\Phi_t)}$$

When rewritten, the Nugent equation becomes:

$$\Phi_t^m = \Phi_s^2$$

which is a model that equates all oomoldic porosity with totally water-saturated, but non-connected vugs. The total porosity can then be subdivided between water contained in oomoldic porosity ($\Phi_t - \Phi_s$), water in the interparticle porosity ($\Phi_s * S_w$), and oil in the interparticle porosity ($\Phi_s * (1 - S_w)$). These computations are shown on the spreadsheet, together with a graphic profile of the upper "J".

A DST was run on this interval (4158 - 4168) with times of OP 30 min., SI 1 hour, OP 1 hour 30 min., SI 1 hour, 30 min. and recovered 205 feet of gas-cut oil and 180 feet of highly oil-cut mud. The zone was later perforated in the interval 4161 - 4166 feet depth, for commingled production with other zones.

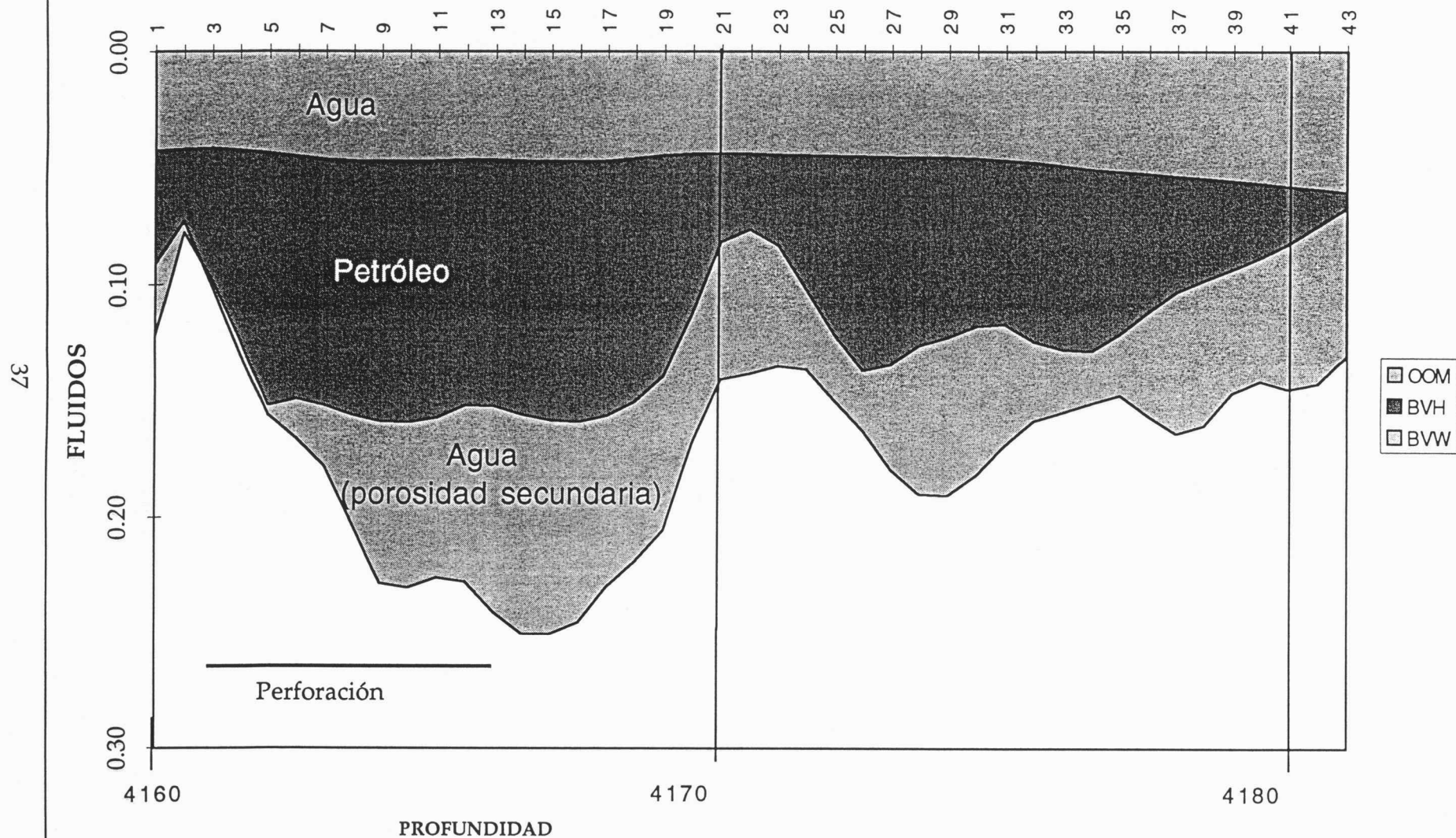
McCoy Petroleum 1-15 Haupt "A" SW-NW-SE 15-19S-33W, condado de Scott, Kansas								
Lansing "J" (Carbonífero Superior)								
DEPT	ILD	ILM	SFL	GR	PEF	NPHI	DPHI	SPHI
4160	27.8271	22.2437	48.955	126.608	4.053	9.7071	8.4666	12.2001
4160.5	28.8955	22.5776	36.2255	88.3773	3.8872	8.3121	6.2226	7.7586
4161	29.384	27.2542	21.4076	60.6486	3.8287	11.5437	8.7293	9.8252
4161.5	28.161	33.5088	20.9105	58.3898	3.7547	16.1376	9.8	12.378
4162	26.5918	35.4823	26.4586	53.4424	3.6557	20.3568	10.8707	15.2174
4162.5	25.0227	34.983	41.2559	49.941	3.6293	21.3646	11.9414	14.932
4163	23.668	27.7269	41.9778	45.8943	3.7662	22.3724	13.3124	15.2136
4163.5	22.9329	24.8861	37.2721	40.5018	3.8897	24.3973	16.2247	15.6211
4164	22.7589	23.1216	32.4093	38.3895	3.8385	26.554	19.137	15.9027
4164.5	22.7669	22.9729	27.4803	38.1549	3.7185	26.447	19.6808	15.9637
4165	22.9568	23.1801	22.4665	39.6028	3.7122	26.0101	19.2299	15.7557
4165.5	23.2862	23.0778	20.7154	44.5822	3.6187	26.0633	19.5366	15.2174
4166	23.2945	22.5	19.9919	51.0532	3.4305	26.8131	21.4539	15.258
4166.5	23.047	23.3589	20.5148	57.5242	3.3526	28.0126	22.0663	15.617
4167	22.8073	24.7672	22.8115	63.9952	3.3533	28.0507	22.0339	15.8689
4167.5	22.8154	27.3547	26.6808	66.9999	3.3542	27.7258	21.3711	15.9207
4168	22.8959	30.0823	27.0171	61.0462	3.4495	26.5773	19.4789	15.67
4168.5	24.043	32.846	26.6209	60.8096	3.529	25.2604	18.6327	15.0538
4169	25.4122	35.9234	27.859	54.7671	3.6202	23.8675	17.3003	13.9293
4169.5	26.2393	35.9341	30.5831	46.0877	3.7353	18.3117	15.3785	11.2882
4170	26.2469	35.9485	35.1317	40.7195	3.8954	13.5455	14.5896	8.1621
4170.5	26.2562	32.0691	38.0751	38.262	4.007	13.1034	14.5572	7.6248
4171	25.8867	28.2955	39.5025	36.7123	4.0742	13.3055	13.6933	8.3074
4171.5	25.5691	22.9158	37.8315	34.7767	4.1349	14.3072	12.9478	10.2355
4172	25.3445	21.633	36.7622	32.3344	4.1646	15.6569	14.338	12.1637
4172.5	24.9871	21.8075	36.5112	27.9578	4.1613	17.7253	14.8768	13.6959
4173	24.8144	22.3775	36.5273	26.3172	4.0996	19.4026	16.5568	13.442
4173.5	24.6429	23.6896	36.5691	26.5635	4.0197	19.4647	18.5671	12.6213
4174	24.4505	25.4448	37.4084	27.9889	4.0103	19.4002	18.7747	12.2738
4174.5	24.0273	27.5236	38.3853	28.2351	4.0497	18.7205	17.7578	11.7854
4175	23.1473	28.2411	40.5528	27.3021	4.0985	17.8263	16.081	11.702
4175.5	22.2998	28.3864	41.7298	26.8408	4.123	16.9321	14.853	12.4416
4176	20.9692	28.3965	38.9511	26.8514	4.1238	17.0062	14.0151	12.8086
4176.5	19.7596	26.0412	35.9136	27.4059	4.1089	17.5227	12.7113	12.8616
4177	18.9469	24.2746	34.3349	29.7463	4.0883	18.1605	11.3615	12.1266
4177.5	18.3253	23.2258	33.7174	32.7742	4.0319	18.525	12.8158	11.1676
4178	17.6626	21.8861	33.5273	36.4144	3.9854	18.5691	14.323	10.3161
4178.5	17.0607	21.4599	35.3961	40.1517	3.9862	16.8906	15.2989	9.821
4179	16.4565	21.2724	38.3615	41.3821	4.0185	15.6278	13.7034	9.326
4179.5	15.7585	21.2806	38.497	42.8565	4.0508	15.1531	13.1536	8.8309
4180	15.0379	20.6774	38.3931	45.2496	4.1146	15.9281	13.065	8.2435
4180.5	14.45	19.2383	40.7127	48.3661	4.1469	15.9645	12.5721	7.4726
4181	13.8585	17.7421	41.3395	53.2036	4.1477	14.7584	11.4	6.7017

McCoy Petroleum 1-15 Haupt "A" SW-NW-SE 15-19S-33W Scott Co., Kansas								
Lansing "J" (Pennsylvanian)								
DEPT	ILD	ILM	SFL	GR	PEF	NPHI	DPHI	SPHI
4160	27.8271	22.2437	48.955	126.608	4.053	9.7071	8.4666	12.2001
4160.5	28.8955	22.5776	36.2255	88.3773	3.8872	8.3121	6.2226	7.7586
4161	29.384	27.2542	21.4076	60.6486	3.8287	11.5437	8.7293	9.8252
4161.5	28.161	33.5088	20.9105	58.3898	3.7547	16.1376	9.8	12.378
4162	26.5918	35.4823	26.4586	53.4424	3.6557	20.3568	10.8707	15.2174
4162.5	25.0227	34.983	41.2559	49.941	3.6293	21.3646	11.9414	14.932
4163	23.668	27.7269	41.9778	45.8943	3.7662	22.3724	13.3124	15.2136
4163.5	22.9329	24.8861	37.2721	40.5018	3.8897	24.3973	16.2247	15.6211
4164	22.7589	23.1216	32.4093	38.3895	3.8385	26.554	19.137	15.9027
4164.5	22.7669	22.9729	27.4803	38.1549	3.7185	26.447	19.6808	15.9637
4165	22.9568	23.1801	22.4665	39.6028	3.7122	26.0101	19.2299	15.7557
4165.5	23.2862	23.0778	20.7154	44.5822	3.6187	26.0633	19.5366	15.2174
4166	23.2945	22.5	19.9919	51.0532	3.4305	26.8131	21.4539	15.258
4166.5	23.047	23.3589	20.5148	57.5242	3.3526	28.0126	22.0663	15.617
4167	22.8073	24.7672	22.8115	63.9952	3.3533	28.0507	22.0339	15.8689
4167.5	22.8154	27.3547	26.6808	66.9999	3.3542	27.7258	21.3711	15.9207
4168	22.8959	30.0823	27.0171	61.0462	3.4495	26.5773	19.4789	15.67
4168.5	24.043	32.846	26.6209	60.8096	3.529	25.2604	18.6327	15.0538
4169	25.4122	35.9234	27.859	54.7671	3.6202	23.8675	17.3003	13.9293
4169.5	26.2393	35.9341	30.5831	46.0877	3.7353	18.3117	15.3785	11.2882
4170	26.2469	35.9485	35.1317	40.7195	3.8954	13.5455	14.5896	8.1621
4170.5	26.2562	32.0691	38.0751	38.262	4.007	13.1034	14.5572	7.6248
4171	25.8867	28.2955	39.5025	36.7123	4.0742	13.3055	13.6933	8.3074
4171.5	25.5691	22.9158	37.8315	34.7767	4.1349	14.3072	12.9478	10.2355
4172	25.3445	21.633	36.7622	32.3344	4.1646	15.6569	14.338	12.1637
4172.5	24.9871	21.8075	36.5112	27.9578	4.1613	17.7253	14.8768	13.6959
4173	24.8144	22.3775	36.5273	26.3172	4.0996	19.4026	16.5568	13.442
4173.5	24.6429	23.6896	36.5691	26.5635	4.0197	19.4647	18.5671	12.6213
4174	24.4505	25.4448	37.4084	27.9889	4.0103	19.4002	18.7747	12.2738
4174.5	24.0273	27.5236	38.3853	28.2351	4.0497	18.7205	17.7578	11.7854
4175	23.1473	28.2411	40.5528	27.3021	4.0985	17.8263	16.081	11.702
4175.5	22.2998	28.3864	41.7298	26.8408	4.123	16.9321	14.853	12.4416
4176	20.9692	28.3965	38.9511	26.8514	4.1238	17.0062	14.0151	12.8086
4176.5	19.7596	26.0412	35.9136	27.4059	4.1089	17.5227	12.7113	12.8616
4177	18.9469	24.2746	34.3349	29.7463	4.0883	18.1605	11.3615	12.1266
4177.5	18.3253	23.2258	33.7174	32.7742	4.0319	18.525	12.8158	11.1676
4178	17.6626	21.8861	33.5273	36.4144	3.9854	18.5691	14.323	10.3161
4178.5	17.0607	21.4599	35.3961	40.1517	3.9862	16.8906	15.2989	9.821
4179	16.4565	21.2724	38.3615	41.3821	4.0185	15.6278	13.7034	9.326
4179.5	15.7585	21.2806	38.497	42.8565	4.0508	15.1531	13.1536	8.8309
4180	15.0379	20.6774	38.3931	45.2496	4.1146	15.9281	13.065	8.2435
4180.5	14.45	19.2383	40.7127	48.3661	4.1469	15.9645	12.5721	7.4726
4181	13.8585	17.7421	41.3395	53.2036	4.1477	14.7584	11.4	6.7017

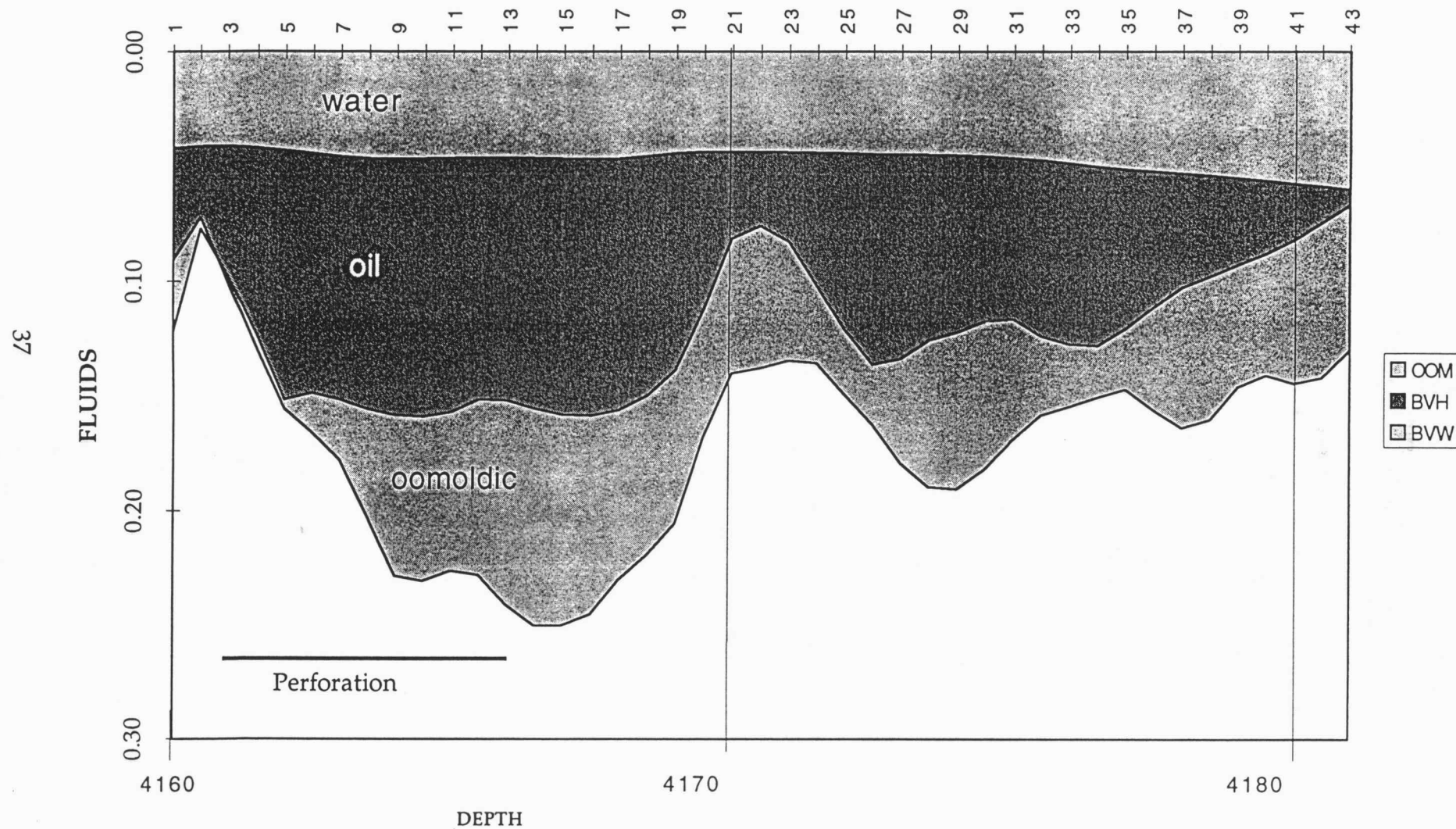
McCoy Petroleum 1-15 Haupt "A" SW-NW-SE 15-19S-33W, condado de Scott, Kansas									
Lansing "J" (Carbonífero Superior)									
				Gráfico:					
PARAMETERS			DEPTH	SPHI	RT	SW	BVW	BVH	OOM
			4160	0.122	27.83	0.347	0.0424	0.0796	-0.031
A	1		4160.5	0.0776	28.9	0.536	0.0416	0.0360	-0.005
M	2		4161	0.0983	29.38	0.420	0.0413	0.0570	0.0031
N	2		4161.5	0.1238	28.16	0.340	0.0421	0.0816	0.0059
RW	0.050		4162	0.1522	26.59	0.285	0.0434	0.1088	0.004
			4162.5	0.1493	25.02	0.299	0.0447	0.1046	0.0172
			4163	0.1521	23.67	0.302	0.0460	0.1062	0.0263
			4163.5	0.1562	22.93	0.299	0.0467	0.1095	0.0469
			4164	0.159	22.76	0.295	0.0469	0.1122	0.0694
			4164.5	0.1596	22.77	0.294	0.0469	0.1128	0.071
			4165	0.1576	22.96	0.296	0.0467	0.1109	0.0686
			4165.5	0.1522	23.29	0.305	0.0463	0.1058	0.0758
			4166	0.1526	23.29	0.304	0.0463	0.1063	0.0888
			4166.5	0.1562	23.05	0.298	0.0466	0.1096	0.0942
			4167	0.1587	22.81	0.295	0.0468	0.1119	0.0917
			4167.5	0.1592	22.82	0.294	0.0468	0.1124	0.0863
			4168	0.1567	22.9	0.298	0.0467	0.1100	0.0736
			4168.5	0.1505	24.04	0.303	0.0456	0.1049	0.0689
			4169	0.1393	25.41	0.318	0.0444	0.0949	0.0665
			4169.5	0.1129	26.24	0.387	0.0437	0.0692	0.0556
			4170	0.0816	26.25	0.535	0.0436	0.0380	0.0591
			4170.5	0.0762	26.26	0.572	0.0436	0.0326	0.0621
			4171	0.0831	25.89	0.529	0.0439	0.0391	0.0519
			4171.5	0.1024	25.57	0.432	0.0442	0.0581	0.0339
			4172	0.1216	25.34	0.365	0.0444	0.0772	0.0283
			4172.5	0.137	24.99	0.327	0.0447	0.0922	0.0261
			4173	0.1344	24.81	0.334	0.0449	0.0895	0.0454
			4173.5	0.1262	24.64	0.357	0.0450	0.0812	0.0639
			4174	0.1227	24.45	0.368	0.0452	0.0775	0.0681
			4174.5	0.1179	24.03	0.387	0.0456	0.0722	0.0645
			4175	0.117	23.15	0.397	0.0465	0.0705	0.0525
			4175.5	0.1244	22.3	0.381	0.0474	0.0771	0.0345
			4176	0.1281	20.97	0.381	0.0488	0.0793	0.027
			4176.5	0.1286	19.76	0.391	0.0503	0.0783	0.0226
			4177	0.1213	18.95	0.424	0.0514	0.0699	0.0263
			4177.5	0.1117	18.33	0.468	0.0522	0.0594	0.045
			4178	0.1032	17.66	0.516	0.0532	0.0500	0.0613
			4178.5	0.0982	17.06	0.551	0.0541	0.0441	0.0627
			4179	0.0933	16.46	0.591	0.0551	0.0381	0.0534
			4179.5	0.0883	15.76	0.638	0.0563	0.0320	0.0532
			4180	0.0824	15.04	0.699	0.0577	0.0248	0.0625
			4180.5	0.0747	14.45	0.787	0.0588	0.0159	0.068
			4181	0.067	13.86	0.896	0.0601	0.0070	0.0638

McCoy Petroleum 1-15 Haupt "A" SW-NW-SE 15-19S-33W Scott Co., Kansas									
Lansing "J" (Pennsylvanian)									
								Graphic:	
PARAMETERS		DEPTH	SPHI	RT	SW	BVW	BVH	OOM	
		4160	0.122	27.83	0.347	0.0424	0.0796	-0.031	
A	1	4160.5	0.0776	28.9	0.536	0.0416	0.0360	-0.005	
M	2	4161	0.0983	29.38	0.420	0.0413	0.0570	0.0031	
N	2	4161.5	0.1238	28.16	0.340	0.0421	0.0816	0.0059	
RW	0.050	4162	0.1522	26.59	0.285	0.0434	0.1088	0.004	
		4162.5	0.1493	25.02	0.299	0.0447	0.1046	0.0172	
		4163	0.1521	23.67	0.302	0.0460	0.1062	0.0263	
		4163.5	0.1562	22.93	0.299	0.0467	0.1095	0.0469	
		4164	0.159	22.76	0.295	0.0469	0.1122	0.0694	
		4164.5	0.1596	22.77	0.294	0.0469	0.1128	0.071	
		4165	0.1576	22.96	0.296	0.0467	0.1109	0.0686	
		4165.5	0.1522	23.29	0.305	0.0463	0.1058	0.0758	
		4166	0.1526	23.29	0.304	0.0463	0.1063	0.0888	
		4166.5	0.1562	23.05	0.298	0.0466	0.1096	0.0942	
		4167	0.1587	22.81	0.295	0.0468	0.1119	0.0917	
		4167.5	0.1592	22.82	0.294	0.0468	0.1124	0.0863	
		4168	0.1567	22.9	0.298	0.0467	0.1100	0.0736	
		4168.5	0.1505	24.04	0.303	0.0456	0.1049	0.0689	
		4169	0.1393	25.41	0.318	0.0444	0.0949	0.0665	
		4169.5	0.1129	26.24	0.387	0.0437	0.0692	0.0556	
		4170	0.0816	26.25	0.535	0.0436	0.0380	0.0591	
		4170.5	0.0762	26.26	0.572	0.0436	0.0326	0.0621	
		4171	0.0831	25.89	0.529	0.0439	0.0391	0.0519	
		4171.5	0.1024	25.57	0.432	0.0442	0.0581	0.0339	
		4172	0.1216	25.34	0.365	0.0444	0.0772	0.0283	
		4172.5	0.137	24.99	0.327	0.0447	0.0922	0.0261	
		4173	0.1344	24.81	0.334	0.0449	0.0895	0.0454	
		4173.5	0.1262	24.64	0.357	0.0450	0.0812	0.0639	
		4174	0.1227	24.45	0.368	0.0452	0.0775	0.0681	
		4174.5	0.1179	24.03	0.387	0.0456	0.0722	0.0645	
		4175	0.117	23.15	0.397	0.0465	0.0705	0.0525	
		4175.5	0.1244	22.3	0.381	0.0474	0.0771	0.0345	
		4176	0.1281	20.97	0.381	0.0488	0.0793	0.027	
		4176.5	0.1286	19.76	0.391	0.0503	0.0783	0.0226	
		4177	0.1213	18.95	0.424	0.0514	0.0699	0.0263	
		4177.5	0.1117	18.33	0.468	0.0522	0.0594	0.045	
		4178	0.1032	17.66	0.516	0.0532	0.0500	0.0613	
		4178.5	0.0982	17.06	0.551	0.0541	0.0441	0.0627	
		4179	0.0933	16.46	0.591	0.0551	0.0381	0.0534	
		4179.5	0.0883	15.76	0.638	0.0563	0.0320	0.0532	
		4180	0.0824	15.04	0.699	0.0577	0.0248	0.0625	
		4180.5	0.0747	14.45	0.787	0.0588	0.0159	0.068	
		4181	0.067	13.86	0.896	0.0601	0.0070	0.0638	

McCoy Pet 1-15 Haupt "A", zona superior de Lansing "J"



McCoy Pet 1-15 Haupt "A" Ur. Lansing "J"



EVALUACION DE LA SATURACION DE AGUA

Hasta ahora hemos supuesto que conocemos la resistividad del agua de formación y las constantes de la ecuación de Archie. En la vida real, es frecuente que alguno o todos estos valores sean desconocidos. Tal es el caso, por ejemplo, del caso particular de la ecuación de Humble, la que puede no ser un buen modelo en el caso de algunas areniscas cementadas, o que la versión de la ecuación de Archie para calizas no sea adecuada para cierto tipo de carbonatos.

Afortunadamente, tanto los parámetros de la ecuación de Archie como la resistividad del agua de formación pueden estimarse de los perfiles si se tiene un juego adecuado de ellos y que parte de la zona de interés esté saturada de agua, lo cual no es tan difícil de satisfacer ya que normalmente existe una zona saturada de agua bajo la zona de interés económico. De no existir una zona de agua o no estar perfilada, es posible tener valores aproximados tomados de una zona de agua de una formación adyacente, especialmente si existen fundamentos para suponer que ambas formaciones tiene la misma resistividad de agua de formación. No es necesario que las zonas de agua sean conocidas en forma previa al cálculo. La evaluación de formación misma las detectará.

En el ejemplo siguiente usaremos un ejemplo sintético que llamaremos "Arenisca Oz", para el que calcularemos la saturación de agua por tres métodos:

- A. Todos los parámetros son conocidos;
- B. No se conoce la resistividad del agua, pero sí se conocen los parámetros de la ecuación de Archie;
- C. Se conoce la resistividad del agua, pero no se conocen los parámetros de la ecuación de Archie

o

Todos los parámetros son desconocidos.

EVALUATION OF WATER SATURATION WHEN EITHER OR BOTH THE FORMATION WATER RESISTIVITY AND CONSTANTS OF THE ARCHIE EQUATION ARE KNOWN OR UNKNOWN

The procedures discussed so far assume a knowledge of both the formation water resistivity and the constants of the Archie equation. There are many occasions when either or both of these quantities are unknown. There will also be situations where, for example, the Humble form of the equation will not be deemed a satisfactory approximation for evaluation of relatively tight sandstones, or the "limestone" form of the equation adequate for certain carbonates. However, both water resistivity and an appropriate form of the Archie equation may be deduced from logs provided that some zones with 100% water saturation occur in the unit of interest. This is not usually a difficult stipulation to meet since many productive units will have a hydrocarbon/water contact separating the reservoir from a lower, water-saturated section. Failing this, an adjacent water-saturated unit of similar lithology and (hopefully) with similar water resistivity may be used as a surrogate for the critical zones. These critical water zones do not have to be recognized initially, but will manifest their presence (or absence) in the methods of analysis described in the following pages.

The log characteristics of a hypothetical "Oz Sandstone" are tabulated and used to illustrate three different procedures to solve for water saturation when:

- A. Both water resistivity and Archie equation constants are known.
- B. Water resistivity is unknown, but Archie equation constants are known.
- C. Water resistivity is known, but Archie equation constants are unknown.

or

Neither water resistivity nor Archie equation constants are known.

A. Todos los parámetros son conocidos

Medidas de laboratorio han dado que, para la Arenisca Oz, se tiene:

$$a = 1$$

$$m = 1.8$$

En tal caso,

$$F = \frac{1}{\phi^{1.8}}$$

La resistividad de formación a la temperatura de la formación es 0.1 ohm-m. Como

$$F = \frac{R_o}{R_w}$$

$$I = \frac{R_t}{R_o}$$

$$I = S_w^{-2}$$

se tiene por lo tanto que:

$$S_w = \sqrt{\frac{R_w}{R_t \cdot \phi^{1.8}}}$$

ZONA	R_t	$\Phi\%$	S_w	S_h
A	39	24	0.18	0.82
B	31	10	0.45	0.55
C	36	20	0.22	0.78
D	30	20	0.25	0.75
E	19	22	0.28	0.72
F	9	18	0.49	0.51
G	2	19	1.00	0.00
H	1.5	23	0.97	0.03
I	4.0	12	1.07	-0.07
J	7	10	0.95	0.05

A. BOTH WATER RESISTIVITY AND ARCHIE EQUATION CONSTANTS ARE KNOWN

Laboratory measurements of Archie equation constants in "Oz Sandstone" samples determined $a=1$ and $m=1.8$

Then,

$$F = \frac{1}{\Phi^{1.8}}$$

The formation water resistivity, R_w was found to be 0.10 ohm-m at formation temperature.

Now, $F = R_o/R_w$

$$I = R_t/R_o$$

and $I = S_w^{-2}$

then,

$$S_w = \sqrt{\frac{R_w}{R_t \Phi^{1.8}}}$$

ZONE	R_t	$\Phi\%$	S_w	S_h
A	39	24	0.18	0.82
B	31	10	0.45	0.55
C	36	20	0.22	0.78
D	30	20	0.25	0.75
E	19	22	0.28	0.72
F	9	18	0.49	0.51
G	2	19	1.00	0.00
H	1.5	23	0.97	0.03
I	4.0	12	1.07	-0.07
J	7	10	0.95	0.05

B. La resistividad del agua es desconocida, pero sí se conocen los parámetros de la ecuación de Archie

En este caso lo más adecuado es usar lo que se llama el método la resistividad de agua aparente. Sea ahora

$$F = \frac{a}{\phi^m}$$

la ecuación de Archie. Por definición:

$$F = \frac{R_o}{R_w}.$$

Por lo tanto,

$$R_w = \frac{R_o \cdot \phi^m}{a}.$$

Análogamente,

$$R_{wa} = \frac{R_t \cdot \phi^m}{a}.$$

Para cualquiera zona:

Si $S_w = 1$, entonces $R_{wa} = R_w$

Si $S_w < 1$, entonces $R_{wa} > R_w$.

Suponiendo que se tienen perfiles para proporcionar valores para R_t y ϕ , como se conocen a y m , es posible generar valores de R_{wa} . En niveles saturados de hidrocarburo, R_{wa} alcanzará los mayores valores, los que fluctuarán de acuerdo a las variaciones de saturación de agua. En las zonas de agua, R_{wa} alcanzará los valores mínimos, los que se pueden usar como estimadores de la resistividad del agua de formación. Como

$$\frac{R_{wa}}{R_w} = \frac{R_t \cdot \phi^m}{a} \cdot \frac{a}{R_o \cdot \phi^m} = \frac{R_t}{R_o} = I,$$

resulta que:

$$S_w = \sqrt{\frac{R_w}{R_{wa}}}$$

En el caso de la Arenisca Oz, como

$$F = \frac{1}{\phi^{1.8}}$$

entonces:

$$R_{wa} = R_t \cdot \phi^{1.8}.$$

Por lo tanto, los valores de R_t y ϕ permiten obtener valores de R_{wa} :

B. WATER RESISTIVITY IS UNKNOWN, BUT ARCHIE CONSTANTS ARE KNOWN

The reconnaissance water resistivity (R_{wa}) technique is the most widely used method under these conditions.

Reconnaissance water resistivity (R_{wa})

Now, $F = a/\Phi^m$ (Archie equation)

and $F = R_o/R_w$ (by definition)

Therefore, $R_w = R_o \Phi^m/a$

By analogy, $R_{wa} = R_t \Phi^m/a$

For any zone:

When $S_w = 1$, $R_{wa} = R_w$

When $S_w < 1$, $R_{wa} > R_w$

If the Archie equation constants are known, R_{wa} values may be calculated from the resistivity and porosity log readings. Within the oil or gas reservoir section, these values will be high and will fluctuate in sympathy with variations in water saturation. Below the hydrocarbon/water contact or in adjacent, similar water-wet units, the values will tend to stabilize at a lower limiting value which corresponds to an estimate of the true formation water resistivity. Once an appropriate value for R_w has been selected, the R_{wa} values in the reservoir section may be directly translated to estimates of water saturation since:

$$R_{wa}/R_w = (R_t \Phi^m/a) / (R_o \Phi^m/a) = R_t/R_o = I$$

Therefore,

$$S_w = \sqrt{\frac{R_w}{R_{wa}}}$$

In the "Oz Sandstone", example, $F=1/\Phi^{1.8}$ and so the equation for R_{wa} is:

$$R_{wa} = R_t \Phi^{1.8}$$

So the zone values of R_t and Φ can be transformed into R_{wa} values:

ZONA	R_t	$\Phi\%$	R_{wa}	S_w	Sh
A	39	24	2.988	0.18	0.82
B	31	10	0.491	0.45	0.55
C	36	20	1.987	0.22	0.78
D	30	20	1.656	0.25	0.75
E	19	22	1.245	0.28	0.72
F	9	18	0.411	0.49	0.51
G	2	19	0.101	1.00	0.00
H	1.5	23	0.106	0.97	0.03
I	4	12	0.088	1.07	-0.07
J	7	10	0.111	0.95	0.05

En este caso es obvio que los niveles de agua son G, H, I y J. Una forma de escoger el estimador de R_w es comparar los valores y tomar el más representativo. Otra manera es siguiendo la sugerencia de Porter y colaboradores (1969), quienes postularon que la raíz cuadrada de los valores de R_{wa} siguen una distribución normal. En este caso, las raíces cuadradas de los últimos cuatro valores de la tabla son 0.318, 0.326, 0.297 y 0.33. El valor medio es 0.318. Haciendo la transformación inversa, el cuadrado de 0.318 es 0.10 ohm-m, que sería el valor de R_w .

Si no se hubiera tenido un valor para m , se podría haber usado la ecuación de Humble, ya que hemos dicho que Oz es una arenisca. En tal caso, R_{wa} pasaría a ser:

$$R_{wa} = \frac{R_t \cdot \Phi^{2.15}}{0.62}$$

El cálculo manual se simplifica si se usa en vez la "ecuación de Ridgefield":

$$R_{wa} = \frac{R_t \cdot \Phi^2}{0.81}$$

De emplearse la ecuación normalmente usada con carbonatos, $F = 1/\Phi^2$, la expresión de R_{wa} pasa a ser:

$$R_{wa} = R_t \cdot \phi^2$$

ZONE	R _t	Φ%	R _{wa}	S _w	Sh
A	39	24	2.988	0.18	0.82
B	31	10	0.491	0.45	0.55
C	36	20	1.987	0.22	0.78
D	30	20	1.656	0.25	0.75
E	19	22	1.245	0.28	0.72
F	9	18	0.411	0.49	0.51
G	2	19	0.101	1.00	0.00
H	1.5	23	0.106	0.97	0.03
I	4	12	0.088	1.07	-0.07
J	7	10	0.111	0.95	0.05

It is fairly obvious that the water zones are G, H, I and J. A representative value can be picked out by eye. Alternatively, a best estimate can be calculated following the work of Porter et al (1969) who pointed out that the square roots of R_{wa} should be normally distributed. The square root R_{wa} values of the four "Oz Sandstone" water zones are: 0.318, 0.326, 0.297, and 0.33. Their mean value is 0.318, from which it follows that the best estimate of R_w is 0.318², which is 0.10 ohm-m.

If a core- or log-based estimate of Archie m was not available, then the Humble equation could have been used as an estimator, since the "Oz" is a sandstone. In this case, the R_{wa} equation would be:

$$R_{wa} = R_t \Phi^{2.15} / 0.62$$

Calculations could be simplified by substituting the "Ridgefield equation", when:

$$R_{wa} = R_t \Phi^2 / 0.81$$

If the generic carbonate equation, $F=1/\Phi^2$ is used, then the R_{wa} formula is simply:

$$R_{wa} = R_t \Phi^2$$

C. Los parámetros de la ecuación de Archie son desconocidos o pobremente conocidos

En este caso, el método más socorrido es el "diagrama de Pickett", que es un método gráfico usando como ejes resistividad y porosidad. Dick Pickett fue un profesor en la Escuela de Minas de la Colorado. Nuevamente, para el caso de formaciones completamente saturadas de agua, se tiene la relación:

$$F = \frac{R_o}{R_w} = \frac{a}{\phi^m},$$

la que en forma logarítmica es:

$$\log R_o = \log(a \cdot R_w) - m \cdot \log \phi.$$

Dado que tanto m como a se consideran constantes, la ecuación es una relación lineal en $\log R_o$ y $\log \phi$ que se llama "línea de agua". La pendiente de la recta es m y la recta corta a una recta horizontal por $\log \phi = 0$ en un valor que es $\log(a \cdot R_w)$. Aún cuando en las gráficas se acostumbra usar una escala en porcentaje para la porosidad, en las ecuaciones deben usarse valores expresados como fracción 0-1. Es decir, $\log \phi = 0$ cuando $\phi = 1$, o sea en el caso hipotético de tenerse 100% de porosidad y nada de roca. Si se considera que la constante a es igual a 1, la intersección da directamente el valor de R_w . La línea de agua va de "noroeste" a "sudeste" ya que tiene una pendiente negativa. Los niveles productores, de haber algunos, aparecerán al "noreste" de la línea de agua.

Este agrupamiento de los puntos en el diagrama permite una rápida visualización del potencial productor de cualquier zona. Los niveles de agua se alinearán en el extremo sudoeste de la línea de puntos. A mayor distancia de la línea de agua, menor mayor en contenido de hidrocarburo. El reconocimiento de la existencia de un alineamiento formando una línea de agua, es la base de la estimación del valor del exponente m .

Las líneas de saturaciones de agua menores que 100% son fáciles de trazar si se considera que:

$$I = S_w^{-2} = \frac{R_t}{R_o}$$

o en forma logarítmica:

$$\begin{aligned} \log R_t &= \log I + \log R_o \\ &= \log I + \log(a \cdot R_w) - m \cdot \log \phi \end{aligned}$$

Estas ecuaciones describen una familia de líneas con igual pendiente m que la línea de agua. La intersección con una horizontal por $\log \phi = 0$ aumenta al disminuir la saturación de agua: $\log I + \log(a \cdot R_w)$

El diagrama de Pickett tiene la ventaja adicional de facilitar la detección de errores de lectura de perfilaje, cambios en la resistividad de formación y variaciones en los parámetros de la ecuación de Archie.

La serie de cuatro diagramas de Pickett de las páginas 44 y 45 ilustran los distintos pasos en la construcción de uno de estos diagramas.

- Diagrama 1: Los pares de valores resistividad-porosidad para todos los niveles de interés se plotean en papel logarítmico. A igual porosidad, posibles zonas de interés económico tendrán mayores resistividades. En este

C. LOG ANALYSIS PATTERN RECOGNITION METHODS WHEN THE ARCHIE EQUATION PARAMETERS ARE UNKNOWN OR POORLY KNOWN

The most commonly used technique for this situation is a graphical procedure which is a type of resistivity/porosity crossplot, generally known as the "Pickett Plot" (named after Dick Pickett of the Colorado School of Mines). Either the specific form of the Archie equation ($F = 1/\Phi^m$) or the general form ($F = a/\Phi^m$) may be assumed. The equations underlying the crossplot are then very simple to derive.

Now,

$$F = R_o/R_w = a/\Phi^m$$

Therefore,

$$\log R_o = \log aR_w - m \log \Phi$$

Since R_w , a and m are effectively constant within any one unit, this equation defines a straight line relationship between the variables $\log R_o$ and $\log \Phi$. The slope of the line is $-m$ and its intercept is $\log aR_w$ at $\log \Phi = 0$ (corresponding to a porosity of 100%). If a is considered to be equal to unity, then this intercept corresponds to the formation water resistivity. The sloping line is the water line. If the vertical axis is the logarithm of the porosity and the horizontal axis is the logarithm of resistivity, the water line will slope from north-west to south-east. Hydrocarbon zones will be scattered as points to the north-east of this line.

These general properties allow the use of a "pattern recognition" approach to be applied to the crossplot of resistivities and porosities on conventional log-log graph paper. Water zones should tend to impinge on a linear "barrier" to the south-west with the remainder of zones in the north-east. A sketch of this water line allows the definition of m and R_w (or aR_w). Lines which correspond to different hydrocarbon saturations may be added very easily and will be parallel to the water line since:

$$I = S_w^{-2}$$

$$\text{and} \quad I = R_t/R_o$$

Therefore,

$$\begin{aligned} \log R_t &= \log I + \log R_o \\ &= \log I + \log aR_w - m \log \Phi \end{aligned}$$

This equation describes a family of straight lines for different values of I , which have an intercept of $(\log I + \log aR_w)$ and a slope of $-m$ (in common with the water line).

The pattern recognition concept advocated by Pickett has the additional advantage that anomalous zones introduced by faulty readings, changes in water resistivity or Archie constant may often be recognized on the crossplot.

ejemplo, el claro alineamiento en sentido NW-SE de los niveles G a J en el extremo sudoeste de la nube de puntos sugiere una formación homogénea con 100% de saturación de agua.

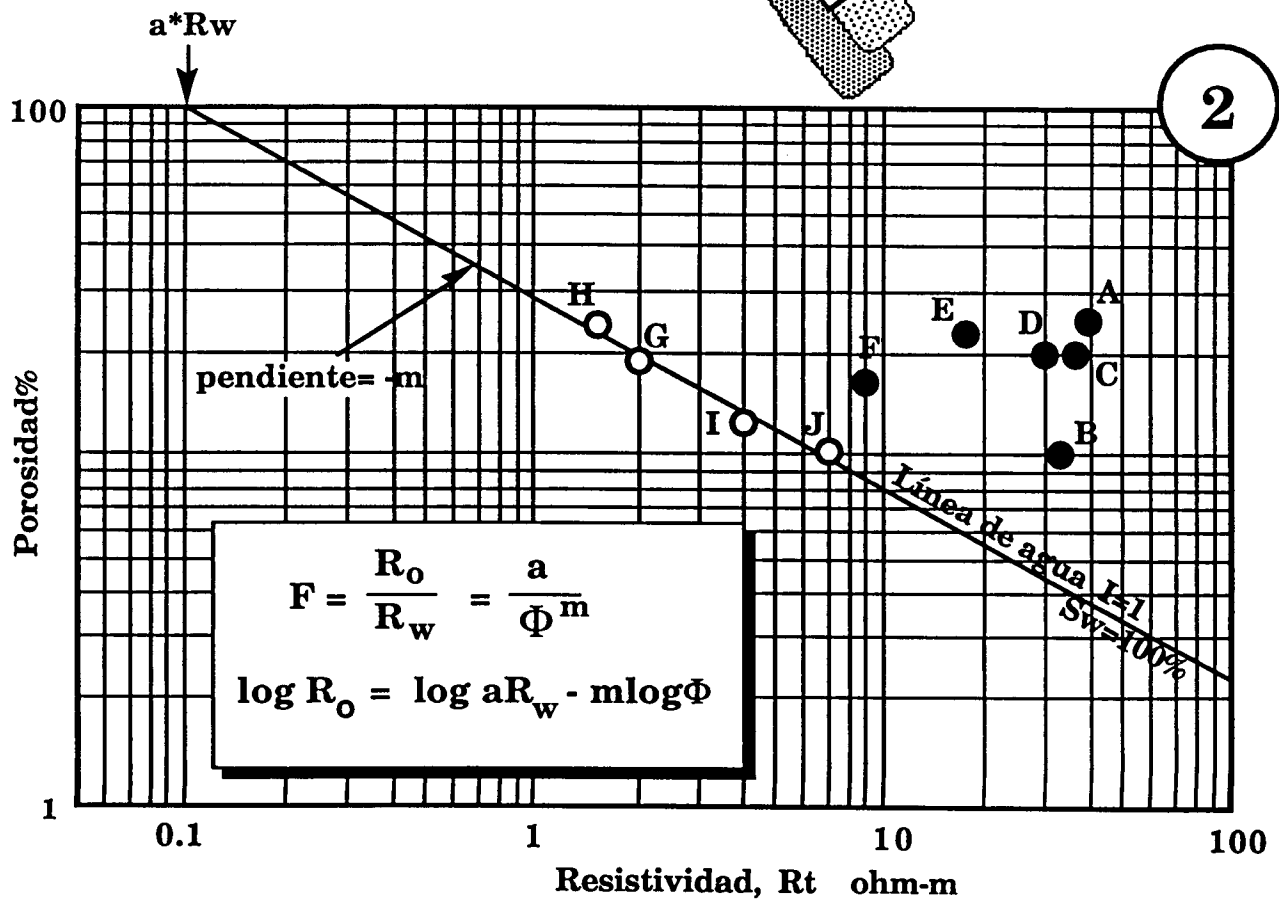
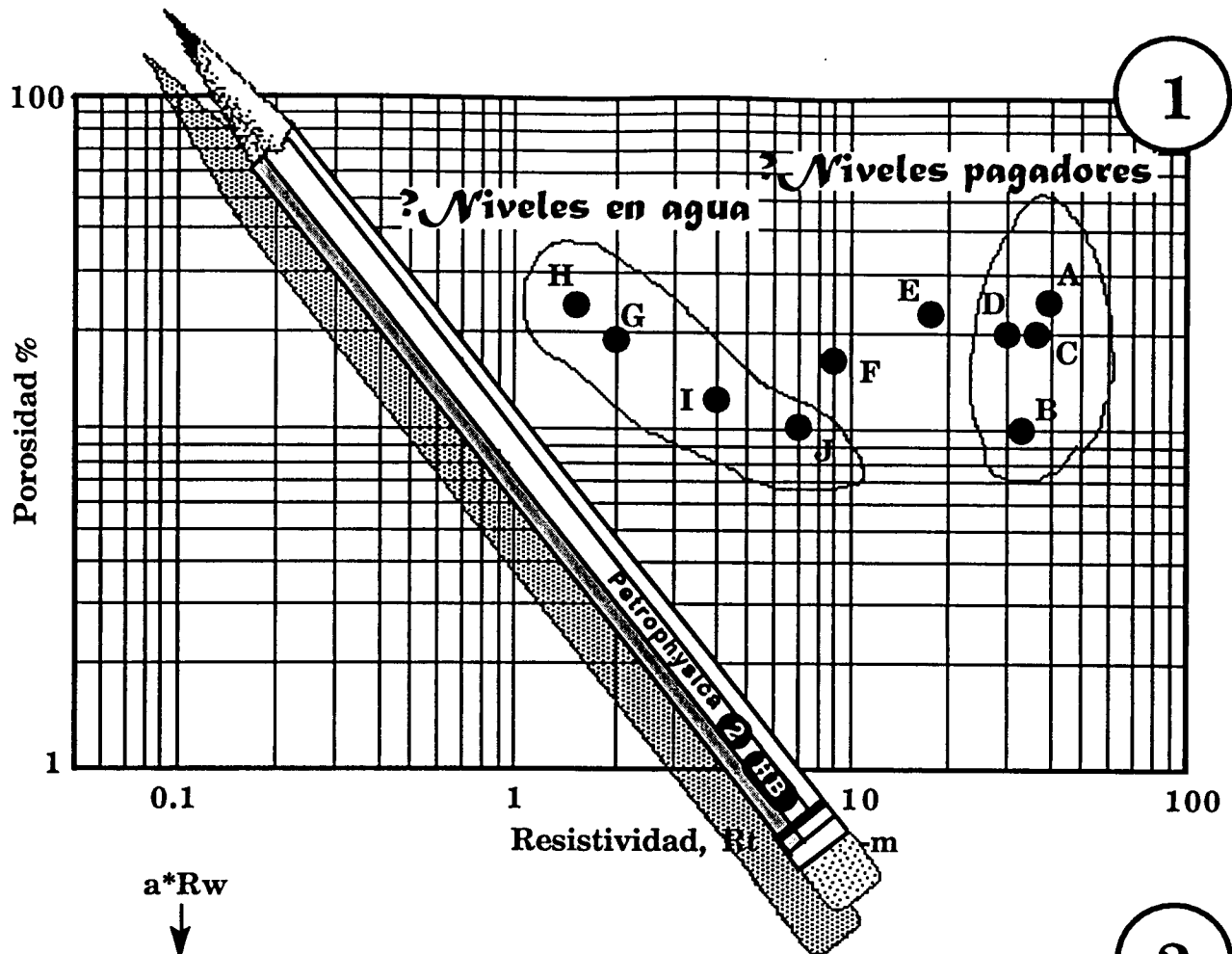
- Diagrama 2: Ajustando una recta a los cuatro puntos G a J, se obtiene la línea de agua. La intersección de esta línea con la horizontal por 100% de porosidad, da un estimador para el producto $a \cdot R_w$, que en este caso sería 0.1 ohm-m a la temperatura de la formación si se supone que a es 1, entonces R_w es 0.1 ohm-m. La línea de agua tiene una pendiente de -1.8 . Por lo tanto, cambiando el signo de la pendiente, se obtiene el valor de m .
- Diagrama 3: Por definición, los valores de resistividad a lo largo de la línea de agua es R_o y la saturación de agua es 100%. Las líneas de igual saturación de agua son todas paralelas a la línea de agua pero con mayor intersección con la línea de 100% de porosidad. Por ejemplo, en el caso de querer trazar la línea de 50% de saturación de agua, se tiene que $I = 4$. Esto significa que, a igual porosidad, la resistividad de un nivel con 50% de saturación de agua tendrá una resistividad cuatro veces mayor que la de un nivel con 100% de saturación de agua. Esta relación permite hacer el trazado de las líneas para saturaciones de agua menores que 100%:
 - (i) tome cualquier valor de porosidad, ϕ , y ubique el correspondiente valor de resistividad R_o sobre la línea de agua;
 - (ii) multiplique R_o por I para obtener el correspondiente valor de R_t ;
 - (iii) marque el punto de coordenadas (R_t, ϕ) ;
 - (iv) trace una paralela a la línea de agua por (R_t, ϕ) . Esta nueva línea es sobre la cual caerían todos los niveles con la saturación de agua usada para calcular I .
- Diagrama 4: Finalmente ilustramos el trazado de la línea para una saturación de agua de 20%. En este caso, $I = 25$, es decir, $R_t = 25 \cdot R_o$.

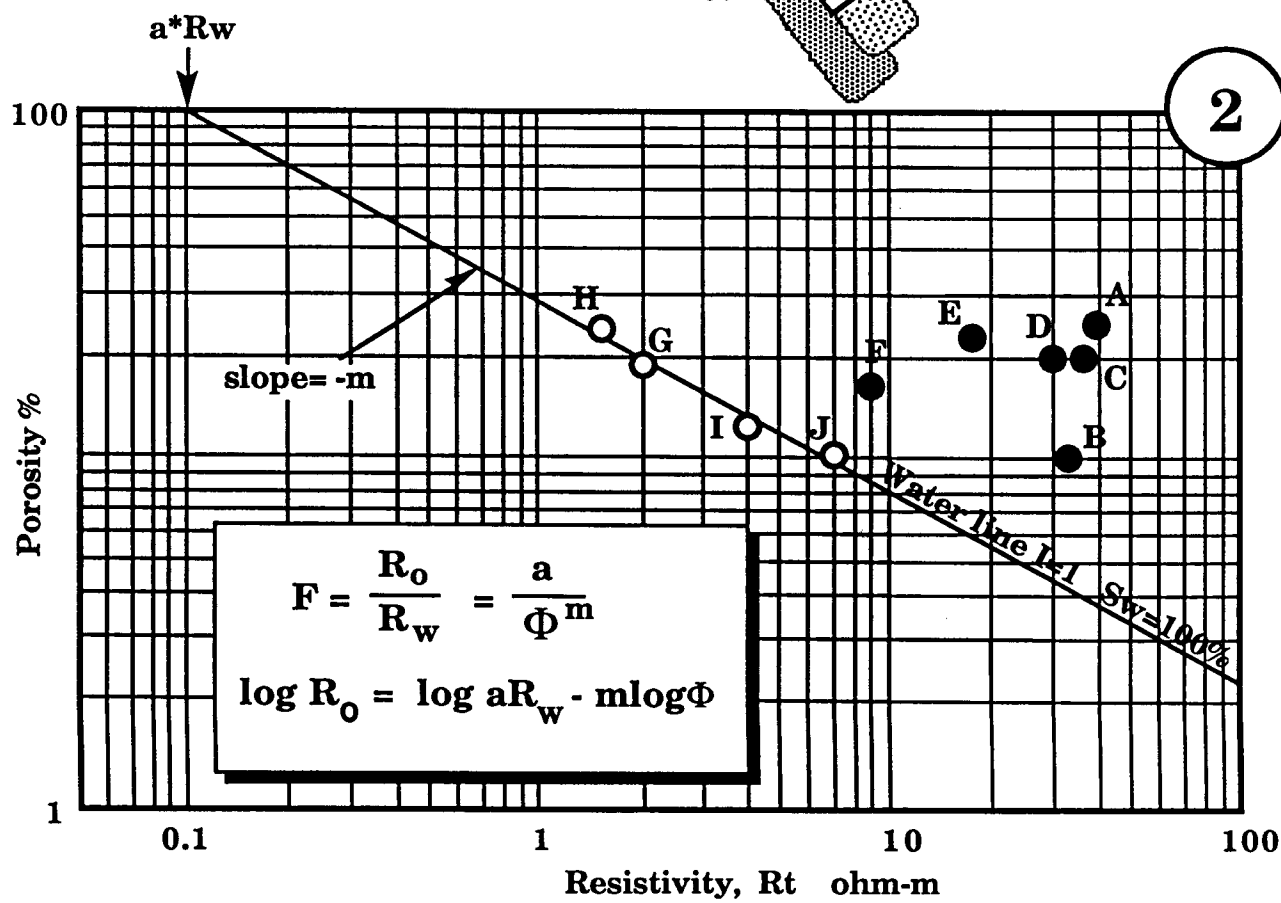
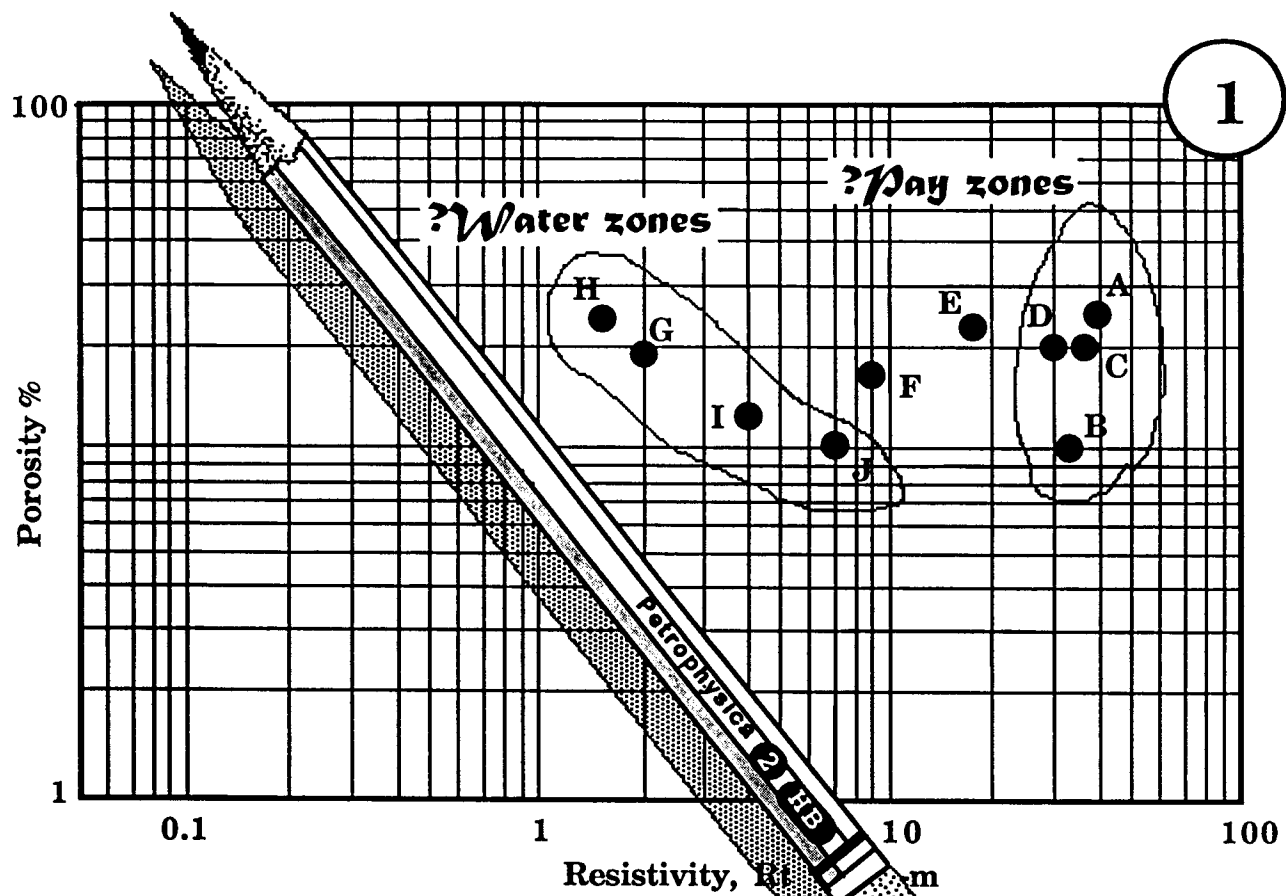
Nótese que en la evaluación no es necesario calcular m numéricamente, aunque ello es posible. Lo que sí es necesario es suponer valores de a y n . Una vez trazadas las líneas de saturación de agua constante, es posible determinar por interpolación el valor de saturación de agua de cualquier nivel.

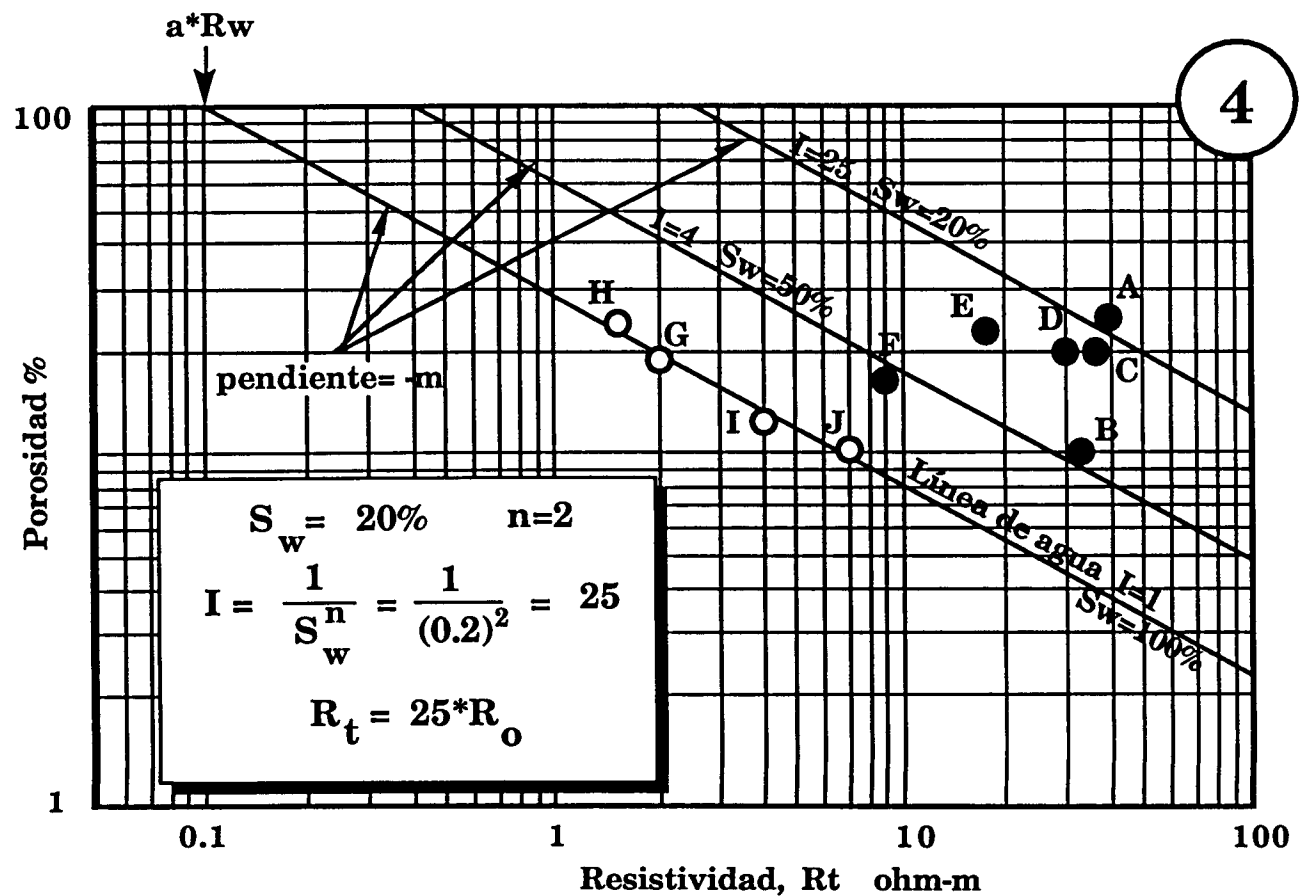
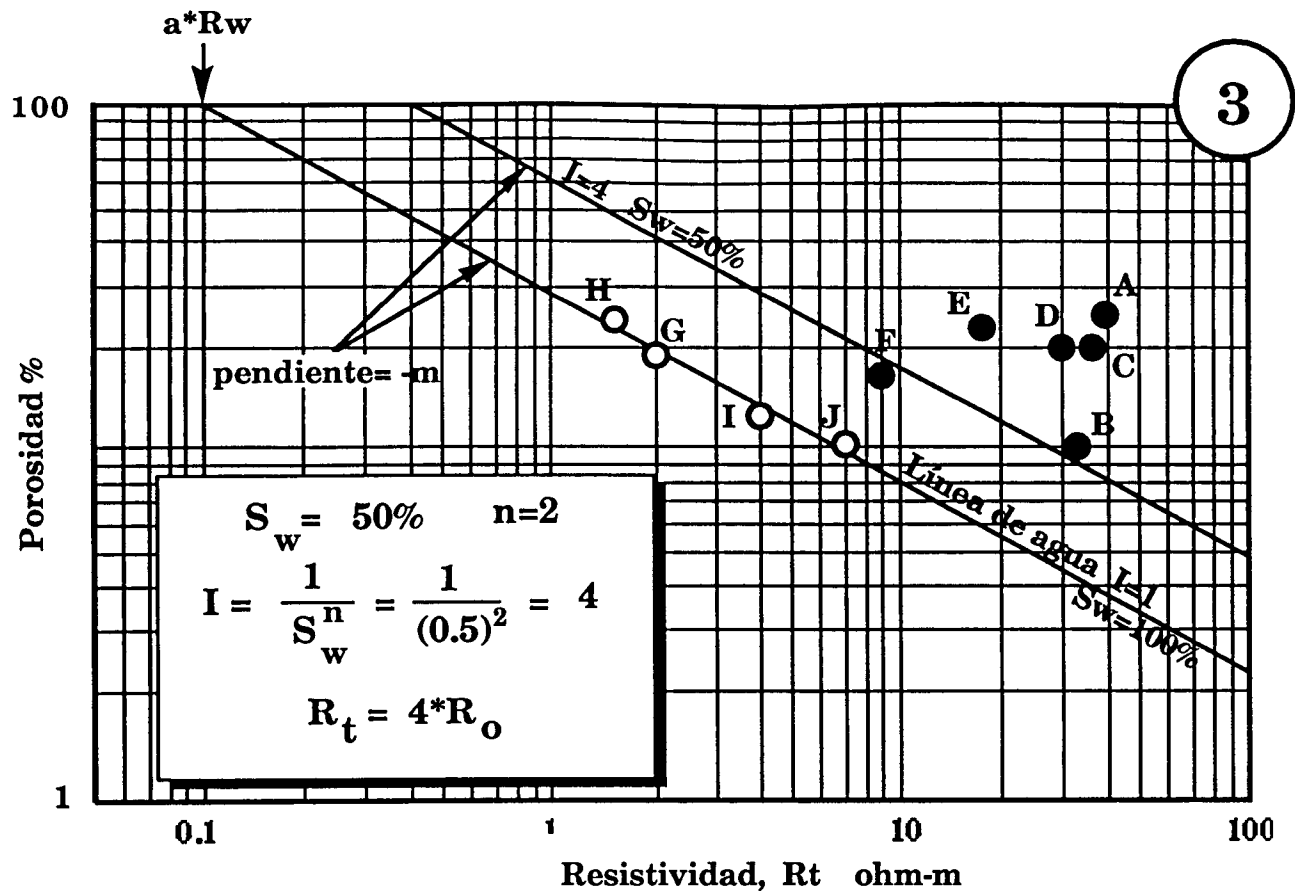
Steps in the production of the Pickett plot for a hypothetical formation (the "Oz Sanstone") are shown as a graphical sequence, #1 to #4.

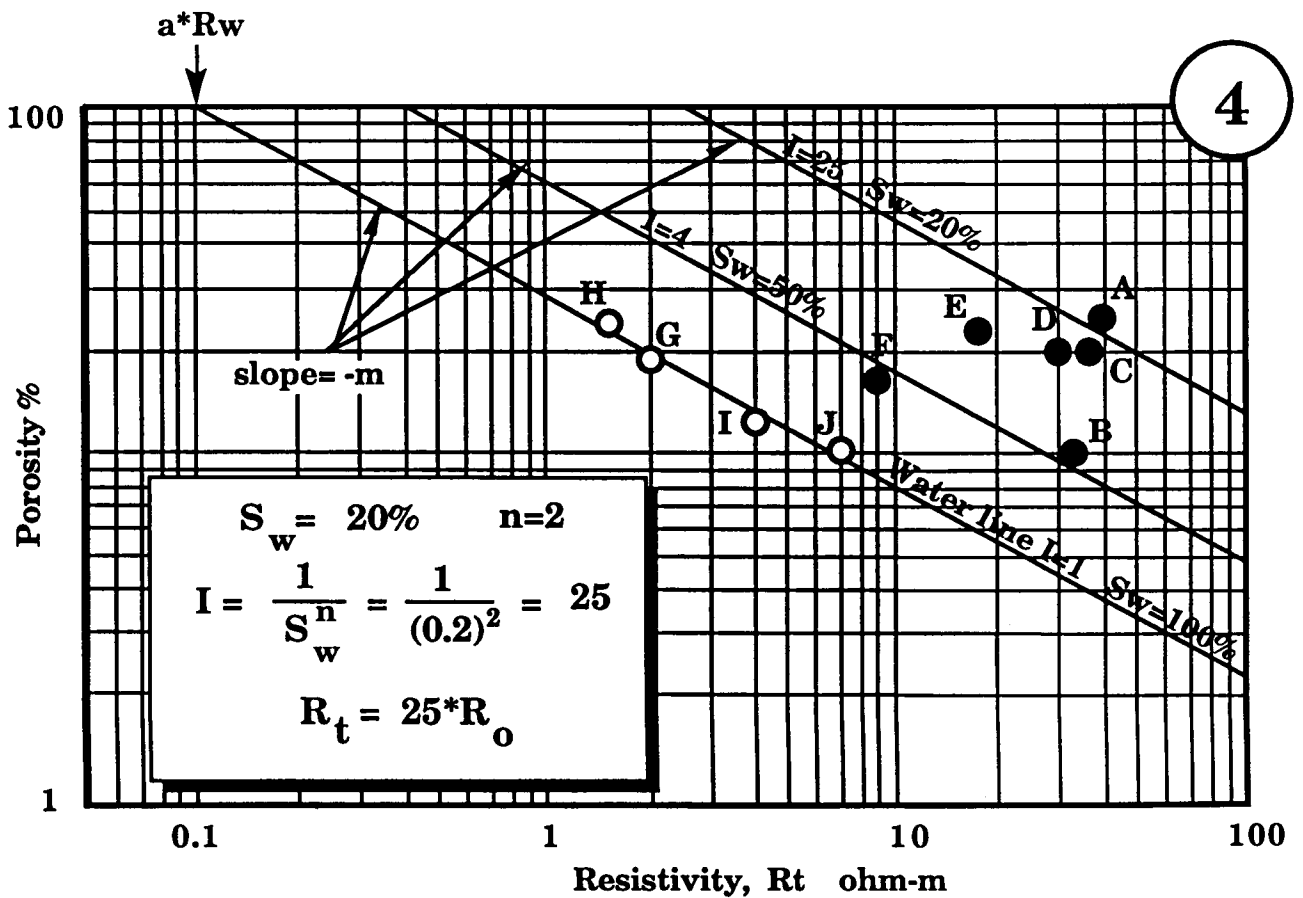
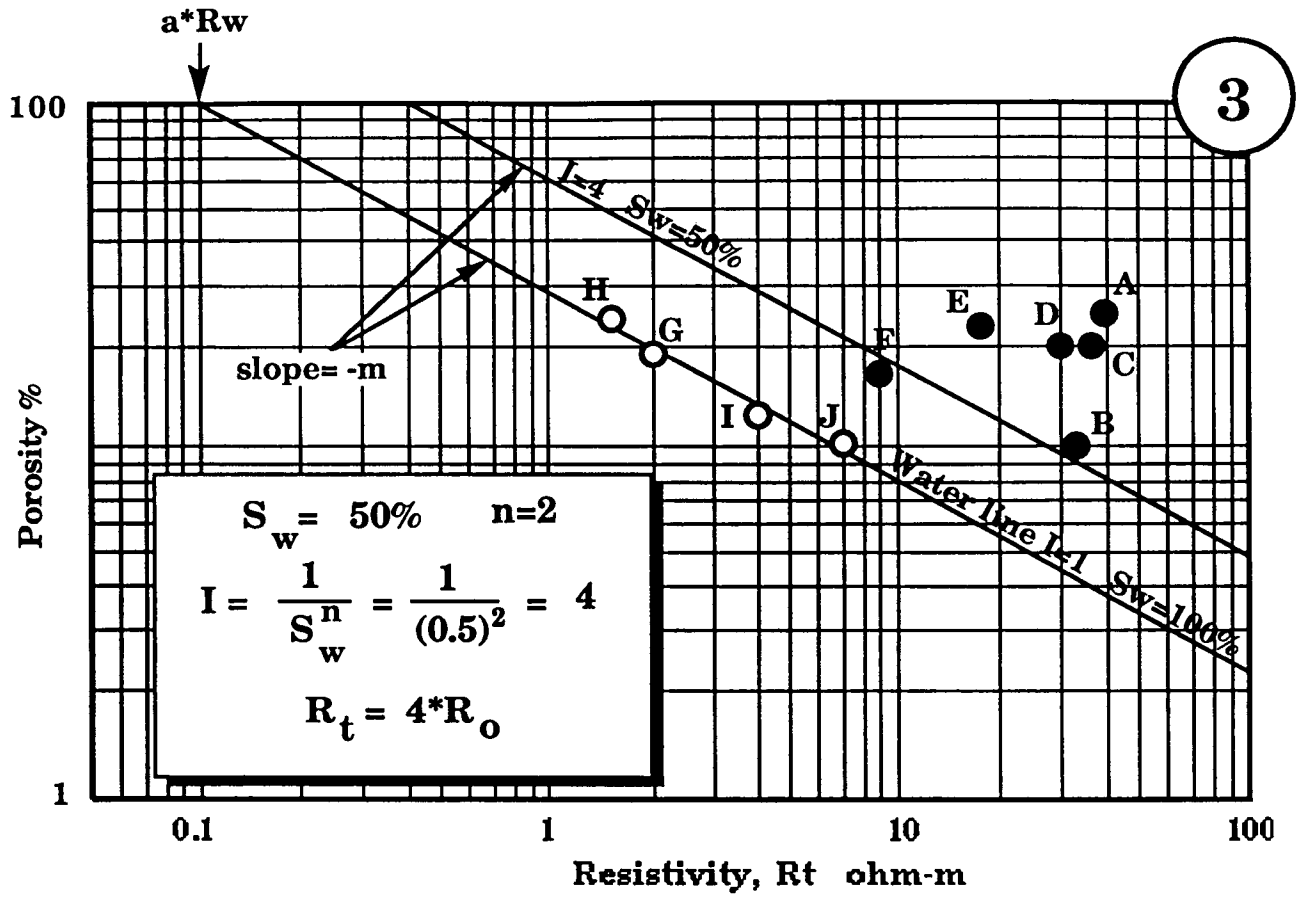
- #1: The resistivity and porosity values of zones A to J are plotted on double-logarithmic paper. Possible pay zones are distinguished from water-bearing zones by their relatively higher resistivities at equivalent porosity values. The strong NW-SE linear trend in the south-west corner of the plot suggests zones with 100% water saturation and a homogeneous rock.
- #2: A "water line" is located on the plot. The intercept of the water line with the 100% porosity limit locates the value of $a \cdot R_w$ on the resistivity axis. When $a=1$, then the intercept is R_w , which for the Oz Limestone is 0.1 ohm-m (at formation temperature). The slope of the water line is the negative of the cementation exponent ($-m$). Smaller values of m give steeper slopes; larger values of m give shallower slopes. The Archie equation can be used to solve the value of m ; for this limestone, $m=1.8$.
- #3: Resistivity values on the water line are R_o for different values of porosity. The water line is a contour of water saturation for 100%. Other water saturation lines parallel the water line (same slope of $-m$) in the high resistivity field of the plot. In the case of 50% water saturation, the resistivity index, $I=4$. This means that at all porosities, the resistivity reading, R_t , will be four times greater than the resistivity, R_o , of a 100% water-saturated zone *with the same porosity*.
- #4: The operation of #3 is repeated with the addition of a water saturation line for 20% S_w . In this case, the resistivity index, $I=25$ i.e. $R_t=25 \cdot R_o$. The lines are drawn easily:
 - (i) take an arbitrary porosity, Φ , and locate the value of R_o on the water line,
 - (ii) multiply R_o by I to find R_t
 - (iii) locate the point Φ, R_t and draw a line through this point parallel to the water line
 - (iv) the new line is the contour of water saturation that corresponds to the value of I that is used.

Notice that the Pickett plot method does not actually require a computation of either a , m , or R_w . Once the water line is located, other water saturation lines can be drawn (assuming n is known, but n is usually taken to be 2) and then water saturation values for any zone can be read from interpolation between the water saturation lines.









EJEMPLO DE ESTIMACION DE SATURATION DE AGUA EN BASE A PERFILES DE RESISTIVIDAD Y DENSIDAD USANDO EL METODO DE RESISTIVIDAD APARENTE O EL DIAGRAMA DE PICKETT

La arenisca St. Peter tiene una distribución continua sobre gran parte de la región central de Estados Unidos. Aflora en la parte superior del valle del río Mississippi y se le atribuye una edad Ordovícica Media. En Kansas, la arenisca St. Peter es parte del Grupo Simpson. El pozo del ejemplo es un pozo de exploración en el condado de Nemaha perforado donde un estudio sísmico indicaba un alto en el basamento. El pozo mostró que la arenisca St. Peter yace discordantemente en contacto directo con un granito Pre-Cámbrico, como puede constatare en la descripción preparada por el geólogo de pozo transcrita a continuación. Nótese que el informe indica abundantes muestras de petróleo en la parte superior de la arenisca pero sólo indicios en el resto.

La próxima página muestra una copia de la parte de interés en los perfiles corridos. La tabla de la página 48 contiene lecturas para 9 niveles convenientemente elegidos para los efectos de hacer una evaluación.

2650-54	Arenisca, blanca, grano medio, bien clasificada, cemento calcáreo, friable, sin indicios.
2654-	Caliza, ocre, cristales finos, sin porosidad, sin indicios
2664-70	Arenisca, grano medio, angular, limpia, clasificación regular a buena, abundante exudación de petróleo con oscurecimiento de la roca, porosidad intercrystalina regular a buena, indicios de cemento dolomítico, indicios de pirita.
2670-72	Arcilla, negra, carbonática.
2672-74	Arenisca, gruesa, granos redondeados, cemento calcáreo, regular a buena porosidad intergranular, leve indicio de petróleo, algo de cemento pirítico.
2674-82	Arcilla, gris
2682-	Arenisca, blanca, grano fino, bien clasificada, friable, cemento dolomítico, aparentemente impermeable, escasas manchas claras.
2694-	Arcilla, gris y verde.
2704-	Rodados de granito, blancos, cuarcíticos, conglomerádicos.
2705-55	Granito, rosado, fresco

AN EXAMPLE OF ESTIMATION OF WATER SATURATION FROM LOG ANALYSIS OF RESISTIVITY AND DENSITY POROSITY LOGS USING

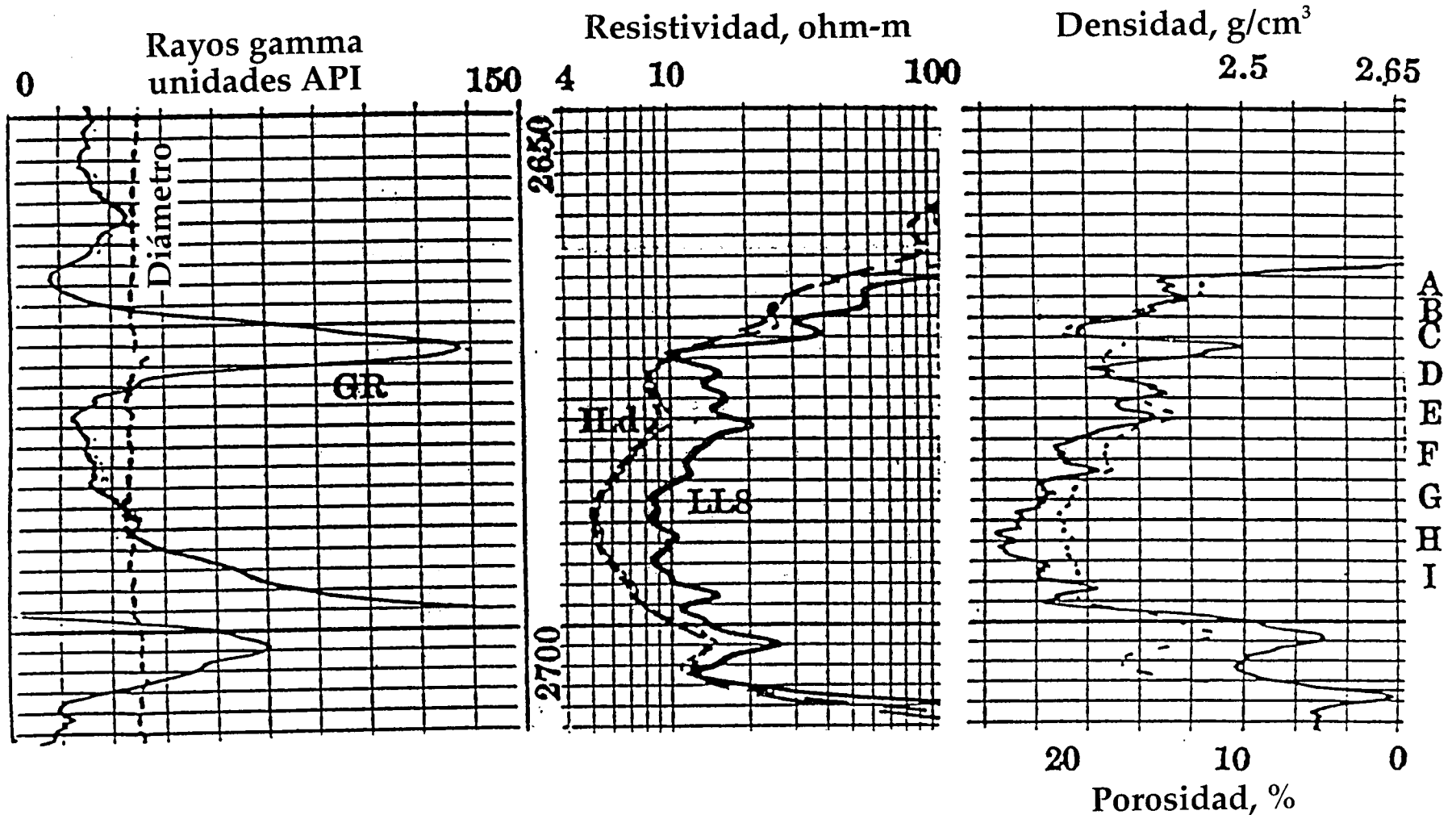
(a) THE Rwa METHOD AND (b) THE PICKETT PLOT

The St. Peter Sandstone is a Middle Ordovician sheet sand that can be traced from its outcrop in the Upper Mississippi Valley deep into the subsurface over large areas of the U.S. Midcontinent, where its equivalent is known as the "Simpson sand". The well used in this exercise was a wildcat drilled on a seismic high in Nemaha County, Kansas that penetrated the St. Peter sandstone immediately above the Pre-Cambrian granite. Drill-cuttings descriptions of the interval by the well-site geologist are shown below. Notice the report of an excellent show of free oil in the uppermost part, but only minor staining in the main unit.

The gamma ray, caliper, dual induction - laterolog resistivity, and density logs of the St. Peter are shown on the following page.
At the depths marked for zones A to I, readings have been tabulated overleaf of the formation resistivity, R_t , from the deep induction log (ILD) and the porosity, Φ , from the density log, using the porosity scale at the bottom of the log.

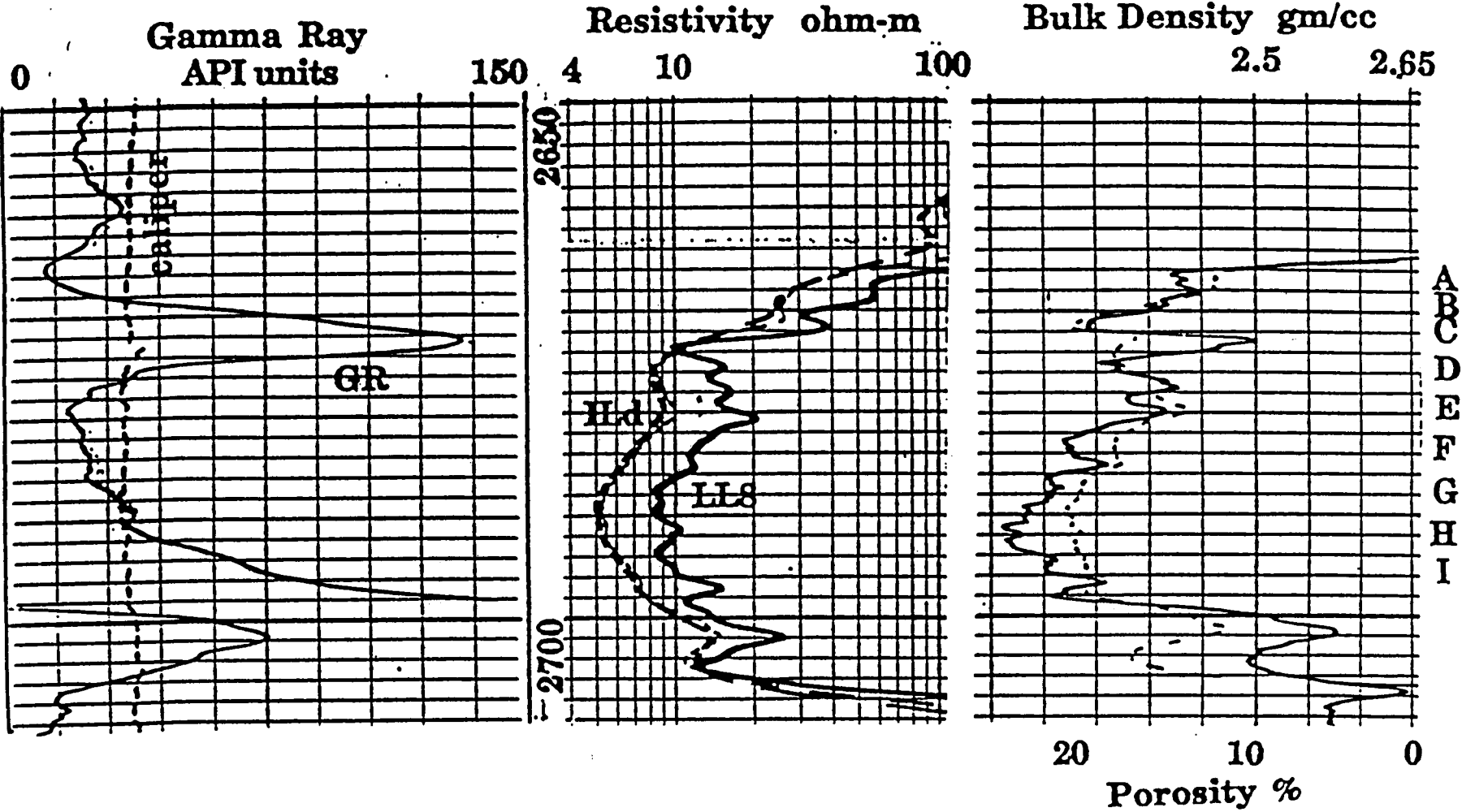
2650-54	Sandstone, white, medium grained, well sorted, lime cement, friable, no show.
2654-	Limestone, buff, finely crystalline, no porosity, no show.
2664-70	Sandstone, medium grained, angular, clean, fair to well sorted, excellent show of free oil & dark saturation staining, fair to good intergranular porosity, minor dolomitic cement, minor pyrite.
2670-72	Shale, black, carbonaceous.
2672-74	Sandstone, coarse, rounded grains, lime cement, fair to good intergranular porosity, slight show of oil, some pyrite cement.
2674-82	Shale, gray.
2682-	Sandstone, white, fine grained, well sorted, friable, dolomitic cement, questionable porosity, very minor light spotted stain.
2694-	Shale, gray & green.
2704-	Granite Wash, white, quartz, Conglomerate.
	Granite 2705 (-1427)
2705-55	Granite, pink, fresh.

Cities Service Beck A-1 SW-SW-SE 14-5S-12E condado de Nemaha, Kansas
Arenisca St. Peter (Ordovícico Medio)



Cities Service Beck #A-1 SW-SW-SE 14-5S-12E Nemaha Co., Kansas
St. Peter Sandstone (Middle Ordovician)

47



HOJA DE DATOS

Cities Service Beck A-1 SW-SW-SE 14-5S-12E

ZONA	PROF.	Φ	Rt	Rwa	Sw	Sh
A	2667	0.13	45	1.033	0.56	0.44
B	2669	0.14	25	0.658	0.70	0.30
C	2671	0.19	20	0.926	0.59	0.41
D	2675	0.17	8.5	0.320	1.00	0.00
E	2679	0.16	9	0.303	1.03	-0.03
F	2683	0.19	7.5	0.347	0.96	0.04
G	2687	0.20	6	0.306	1.02	-0.02
H	2691	0.23	5	0.330	0.99	0.01
I	2696	0.19	7	0.324	0.99	0.01

Método de resistividad aparente:

Lo usual para el caso de la arenisca St. Peter es usar $a = 1$ y $m = 1.8-1.9$.

Tratándose de una arenisca, de haber carecido de tal información, se podría haber usado la ecuación de Humble. Por lo tanto, en este caso, el valor de resistividad aparente es:

$$R_{wa} = R_t \cdot \phi^{1.85}$$

Al inspeccionar la tabla puede verse que el valor más significativo es 0.32 ohm-m, valor que se usó para calcular las otras dos columnas.

Diagrama de Pickett:

Después de ubicar los 9 puntos en el diagrama, puede verse que seis de ellos se ubican más a sudoeste que los otros tres, lo que podría corresponder a una zona saturada de agua. Se trazó la línea que se puede apreciar en el diagrama de la página 49. Esta línea corta a la parte superior del gráfico en 0.315 ohm-m y tiene una pendiente de -1.86. Si se supone que a es 1, estos valores implican que $R_w = 0.315$ y $m = 1.86$, valores ambos que concuerdan plenamente con los parámetros petrofísicos aceptados en Kansas para la arenisca St. Peter, de lo que se concluye que la recta del diagrama de Pickett de la página 49 es en realidad una línea de agua.

El valor mínimo de saturación de agua en los niveles alejados de la línea de agua es 56%, lo que se contradice con el informe optimista entregado por el geólogo de pozo. En la disyuntiva, se hizo la sexta prueba de formación en el pozo para probar el intervalo 2662-72 (811-814 m). El resultado fue una recuperación de 1160 pies (354 m) de agua con fuerte olor a sulfuro, nada de

LOG DATA SHEET

Cities Service Beck #A-1 SW-SW-SE 14-5S-12E

ZONE	DEPTH	Φ	Rt	Rwa	Sw	Sh
A	2667	0.13	45	1.033	0.56	0.44
B	2669	0.14	25	0.658	0.70	0.30
C	2671	0.19	20	0.926	0.59	0.41
D	2675	0.17	8.5	0.320	1.00	0.00
E	2679	0.16	9	0.303	1.03	-0.03
F	2683	0.19	7.5	0.347	0.96	0.04
G	2687	0.20	6	0.306	1.02	-0.02
H	2691	0.23	5	0.330	0.99	0.01
I	2696	0.19	7	0.324	0.99	0.01

The Rwa method:

If we had no information on the Archie equation values of a and m in the St. Peter, we could use the Humble equation (because the St. Peter is a sandstone) as a general estimate of R_{wa} for each zone, in which case: $R_{wa} = R_t \cdot \Phi^{2.15} / 0.62$. However we will use the local estimate for the St. Peter of $a = 1$ and $m = 1.8 - 1.9$. So, the equation applied to solve for the reconnaissance water resistivity in the table above is:

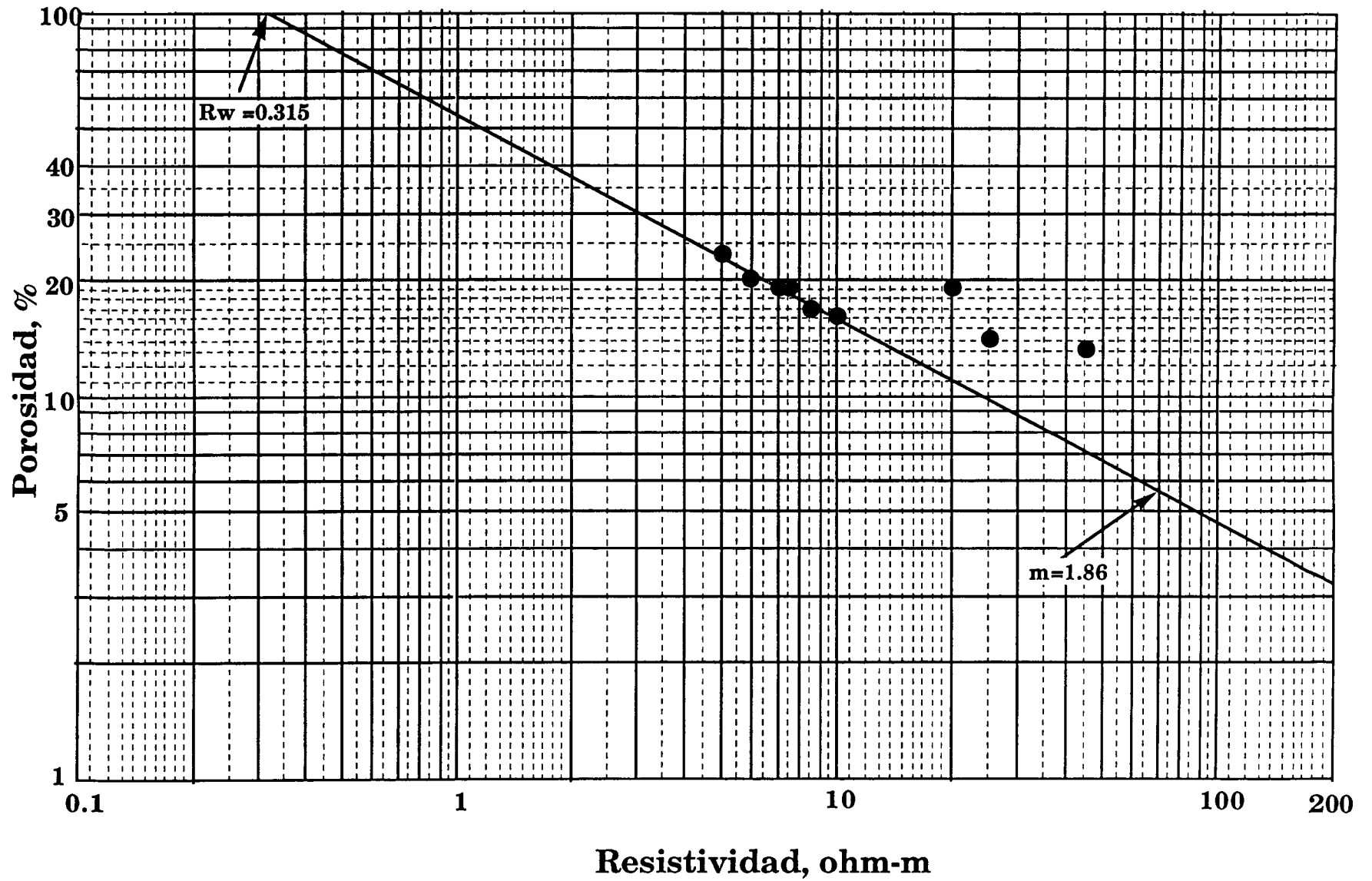
$$R_{wa} = R_t \cdot \Phi^{1.85}$$

The R_{wa} value that appears to represent the true formation water resistivity is about 0.32 ohm-m. This estimate of R_w was used to calculate the water saturation (S_w) and the hydrocarbon saturation (S_h) of each zone to complete the table.

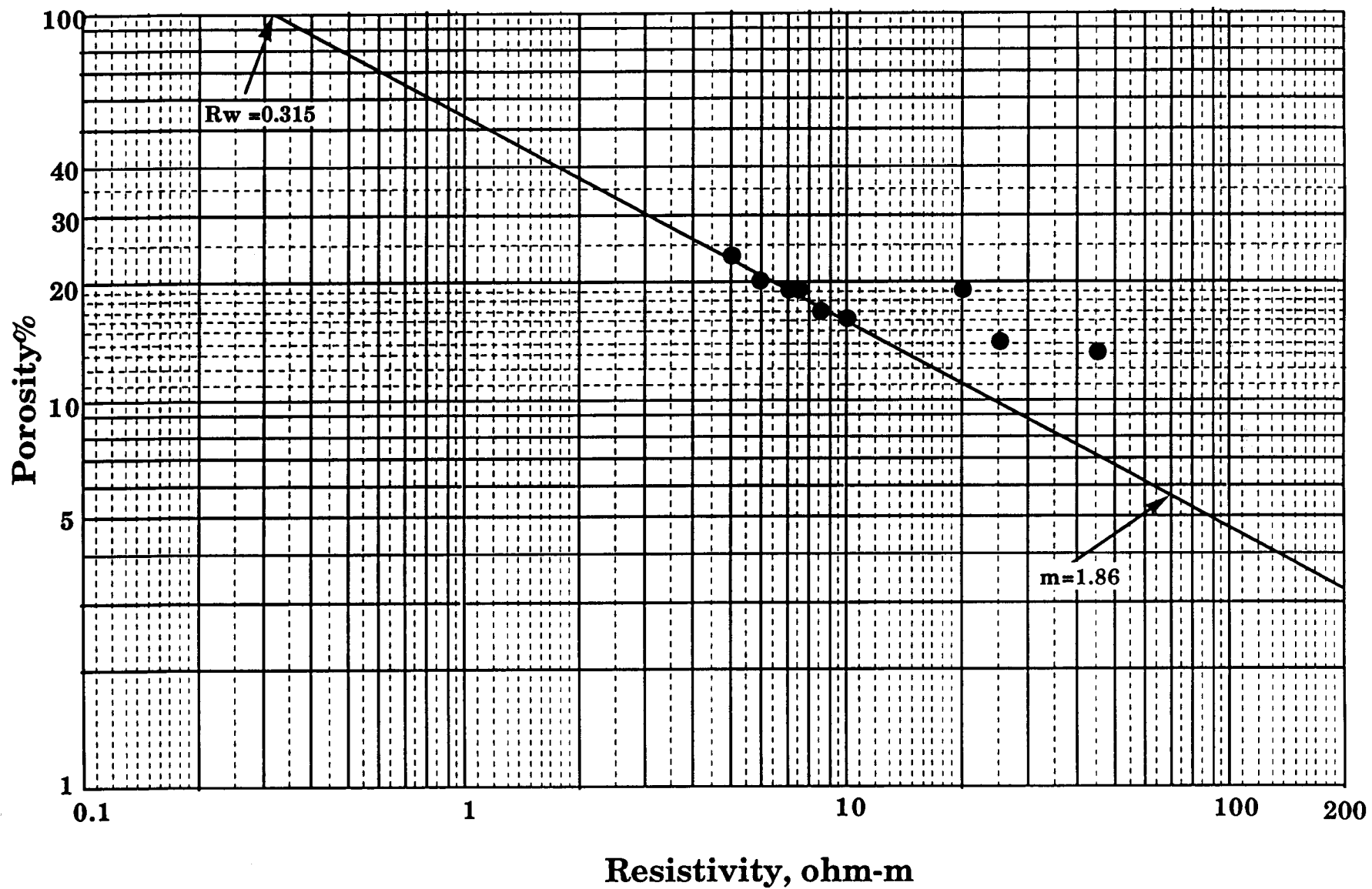
The Pickett plot method:

The zones were located on the Pickett plot, using the resistivity and porosity readings. A trend of zones that appear to be completely water saturated was identified. A water line was drawn to match the trend, bearing in mind that: (a) the intercept at 100% porosity is the formation water resistivity (R_w) and this should not be markedly dissimilar from St. Peter R_w 's in the area or estimates from the well (DST sample measurement or SP log estimate) and (b) the slope of the line is the cementation exponent, m , and this value should not be surprising for the St. Peter Sandstone. (Notice that a value of m can be calculated from any point (R_o , Φ) on the water line and the intercept, R_w , because, from Archie's first equation: $F = R_o / R_w = 1 / \Phi^m$). For the water line shown, the cementation exponent is $m = 1.86$.

Cities Service Beck A-1 SW-SW-SE 14-5S-12E Condado de Nemaha, Kansas : Arenisca St. Peter



Cities Service Beck #A-1 SW-SW-SE 14-5S-12E Nemaha Co., Kansas : St. Peter Sandstone



petróleo. Este resultado, algo sorprendente si se quiere, demuestran que los indicios encontrados durante la perforación y todos los cálculos de porosidad y saturación de agua no son factores determinantes en el comportamiento final de un pozo. En la próxima sección daremos algunas pautas respecto a lo que los perfiles pueden decir respecto a la real productividad de un pozo y después volveremos a analizar este mismo ejemplo cuando discutamos las características de zonas productoras.

1/FWC

STATE	KANSAS	3-1-67	MAP NO.	S-T-R	14-SS-12E	WF
OPER.	CITIES SERVICE C.I.			SPOT	SW SE SE	INIT
	700 SUTTON PLACE, WICHITA, KS 67202			CO	NEMAHA	WFD
WELL	#1 BECK "A" <i>Disc</i>			ELEV	1278 KB, 1274 GR	FIN
CONTR.	MENDENHALL DRLG <i>CORNING</i>					
FIELD	WC - 19 MI SW STRAHM (HUNT-VI)					
IP	IPP 65 BOPD + 11 BWPD (VI) 2462-72					
	API 15-131-20010 FR 11-30-77					

SPUD 12-26-77, 8 5/8" @ 257 w/180	KB LOG TOPS:	
DST 1 (CHER) 1510-71, op20, si45, op30, si60, Rec 240'	LANSING	982 + 296
Mud + 240' SW, ISIP 433, FP 20-134/134-227, FSIP 483	KANSAS CITY	1023 + 255
DST 2 (HUNT) 1831-85, op45, si60, op30, si60, Rec 70'	PLEASANT	1245 + 33
Mud, ISIP 516, FP 10-21/21-21, FSIP 516	MARMATON	1280 - 2
DST 3 (VI) 2456-69, op30, si60, op30, si60, Rec 5' Oil,	CHEROKEE	1409 - 131
55' SOCM, ISIP 820, FP 10-20/20-31, FSIP 820	MISS	1604 - 326
DST 4 (VI) 2469-79, op30, si60, op30, si60, No Rec,	KINDERHOOK	1654 - 376
ISIP 42, FP 10-10/10-10, FSIP 31	HUNTON	1832 - 554
DST 5 (SP) 2636-54, op30, si45, op30, si60, No Rec, All	MAQUOKETA	2400 - 1122
Press 6	VIOLA	2448 - 1170
	SIMPSON	2567 - 1289
	PRE-CAMBRIAN	2708 - 1430
	(P ₁) Petroleum Information	
DST 6 (SP) 2662-72, op15, si45, op15, si45, Rec 1160'	RTD	2755 - 1477
Sulph Wtr, ISIP 948, FP 31-275/257-487, FSIP 938	LTD	2757 - 1479
RTD 2755, log, 5 1/2" @ 2573	TD IN PRE-CAMBRIAN	
Perf (VI) 21/2462-72, 500 Gal A, Rec load, Swbd 41		
BO + 5 BW/7 hrs, P 99 BO + 18 BW/24 hrs		
IPP 65 BOPD + 11 BWPD, VIOLA 2462-72	COMP ISSUED 3-6-78	
<u>COMPLETED 2-22-78</u>		

VIOLA - UNNAMED FIELD - DISCOVERY

The drill cuttings showed an "excellent show of free oil" and the log analysis calculated a minimum water saturation of 56% in the uppermost zone. A drill-stem test was run on the depth interval 2662 - 72 (see DST #6 below). However, 1160 feet of "sulphurous" water were recovered, but no oil. This possibly surprising result shows that computation of porosity and water saturation (and even oil stains or oil shows in the core or cuttings) are only part of the story when it comes to evaluating what fluid will be produced from a formation. Simple log analysis keys to productivity are reviewed in the next section, followed by a return to the St. Peter Sandstone in this area, when the characteristics of productive (water-free oil) zones will be discussed.

1/FWC

STATE	KANSAS	3-1-67	MAP NO.	S-T-R	14-5S-12E	WF
OPER	CITIES SERVICE C.I.			SPOT	SW SE SE	INIT
	700 SUTTON PLACE, WICHITA, KS 67202			CO	NEMAHA	WFD
WELL #	1 BECK "A" <i>Disc</i>			ELEV	1278 KB, 1274 GR	FIN
CONTR	MENDENHALL DRLG <i>CORNING</i>					
FIELD	WC - 19 MI SW STRAHM (HUNT-VI)					
IP	IPP 65 BOPD + 11 BWPD (VI) 2462-72					
	API 15-131-20010 FR 11-30-77					

SPUD 12-26-77, 8 5/8" @ 257 w/180	KB LOG TOPS:
DST 1 (CHER) 1510-71, op20, si45, op30, si60, Rec 240'	LANSING 982 + 296
Mud + 240' SW, ISIP 433, FP 20-134/134-227, FSIP 483	KANSAS CITY 1023 + 255
DST 2 (HUNT) 1831-85, op45, si60, op30, si60, Rec 70'	PLEASANT 1245 + 33
Mud, ISIP 516, FP 10-21/21-21, FSIP 516	MARMATON 1280 - 2
DST 3 (VI) 2456-69, op30, si60, op30, si60, Rec 5' Oil,	CHEROKEE 1409 - 131
55' SOCM, ISIP 820, FP 10-20/20-31, FSIP 820	MISS 1604 - 326
DST 4 (VI) 2469-79, op30, si60, op30, si60, No Rec,	KINDERHOOK 1654 - 376
ISIP 42, FP 10-10/10-10, FSIP 31	HUNTON 1832 - 554
DST 5 (SP) 2636-54, op30, si45, op30, si60, No Rec, All	MAQUOKETA 2400 - 1122
Press 6	VIOLA 2448 - 1170
	SIMPSON 2567 - 1289
DST 6 (SP) 2662-72, op15, si45, op15, si45, Rec 1160'	PRE-CAMBRIAN 2708 - 1430
Sulph Wtr, ISIP 948, FP 31-275/257-487, FSIP 938	(P) Petroleum Information
RTD 2755, log, 5 1/2" @ 2573	RTD 2755 - 1477
Perf (VI) 21/2462-72, 500 Gal A, Rec load, Swbd 41	LTD 2757 - 1479
BO + 5 BW/7 hrs, P 99 BO + 18 BW/24 hrs	TD IN PRE-CAMBRIAN
IPP 65 BOPD + 11 BWPD, VIOLA 2462-72	
COMPLETED 2-22-78	COMP ISSUED 3-6-78

VIOLA - UNNAMED FIELD - DISCOVERY

PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE UN POZO EN BASE AL VOLUMEN DE AGUA (BVW)

El simple conocimiento de la porosidad y la saturación de agua de una cierta zona normalmente, no es suficiente para predecir la producción que el intervalo daría de ponerse en producción: hidrocarburos, hidrocarburo y agua o agua. Aún más, si una prueba de producción resulta positiva, ¿significa ello que la producción será económica?

Localmente es frecuente escuchar reglas prácticas respecto a valores críticos tanto para porosidad como para saturación de agua para saber si se va a tener producción o no. Las excepciones, sin embargo, son bastante frecuentes, llegando a existir numerosas zonas con alta saturación de agua que producen hidrocarburos sin agua y otras que por el contrario tienen baja saturación de agua y producen hidrocarburos con bastante agua.

También se sabe desde hace bastante tiempo que, en general, se tienen mejores resultados tratando de predecir la producción de un pozo si se usa en vez el producto de la saturación de agua y la porosidad, BVW , conjuntamente con el tipo de porosidad y mecanismo de producción.

$$BVW = \phi \cdot S_w.$$

Tanto ϕ como S_w deben expresarse en fracciones 0-1.

DEDUCTION OF FLUID PRODUCTION FROM THE BULK VOLUME WATER (BVW)

Knowledge of the porosity and water saturation of a zone is often not sufficient to determine whether the zone will produce hydrocarbons, water, or hydrocarbon-cut water. Even if hydrocarbons are produced on a test, will they prove to be economic? Although local rules-of-thumb concerning porosity and water saturation cut-offs are often quite satisfactory, there are numerous instances of zones with high water saturations that produce water-free hydrocarbons and others with low water saturations that produce high water cuts. For many years it has been known that the product of porosity and water saturation (known as the bulk volume of water, BVW) can give important clues to producibility when related to pore character and reservoir type.

El diagrama de la próxima página muestra la producción que debería tenerse en función de la saturación de agua y la altura, donde la altura cero coincide con el nivel al cual se tiene la misma presión hidrostática para el petróleo y el agua.

En la tercera gráfica, se muestran las distintas zonas que se distinguen en el gráfico de porosidad versus saturación de agua. La hipérbola está dada aproximadamente por la expresión:

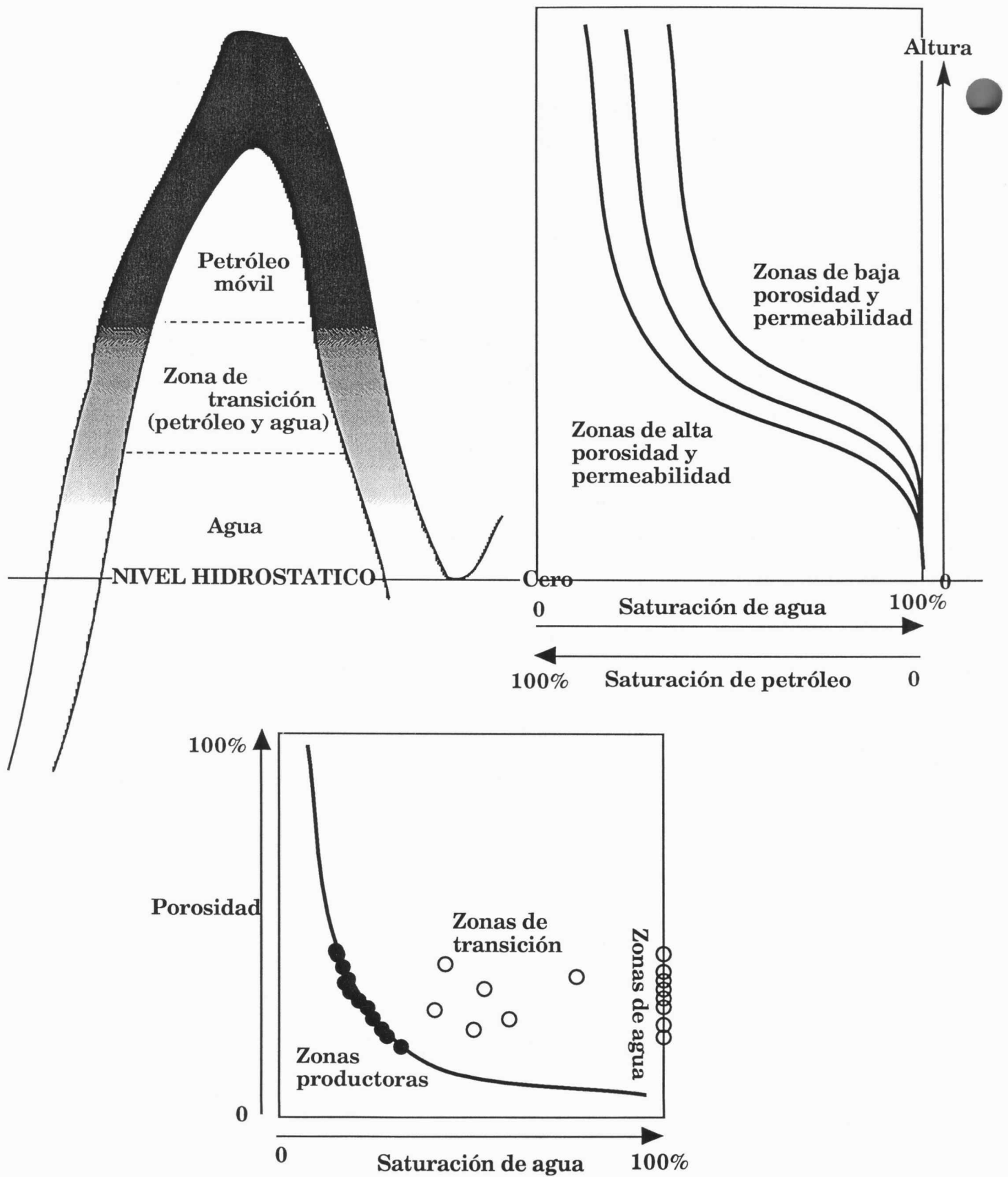
$$c = \phi \cdot S_{wi}$$

donde c es una constante y S_{wi} es la saturación de agua irreductible. Esta relación fue observada por varios de los pioneros en la evaluación de perfiles, incluyendo a Archie (1952). Ellos pensaron correctamente que se daban diferentes hipérbolas debido a diferencias en el tamaño de los poros en el yacimiento. Hoy se sabe que esto se debe a que la saturación de agua irreductible es función de la tensión superficial y la presión capilar. Mientras que en un yacimiento homogéneo, las zonas a saturación de agua irreducible deberían caer sobre la misma curva, las zonas de transición se dan para mayores valores del volumen de agua, BVW . Esta es la clave para determinar la cantidad de agua que fluirá de un pozo. El cálculo de BVW , como se puede ver, es parte fundamental en la evaluación de perfiles, como ha sido correctamente enfatizado por Morris y Biggs (1967), Asquith (1985) y varios otros.

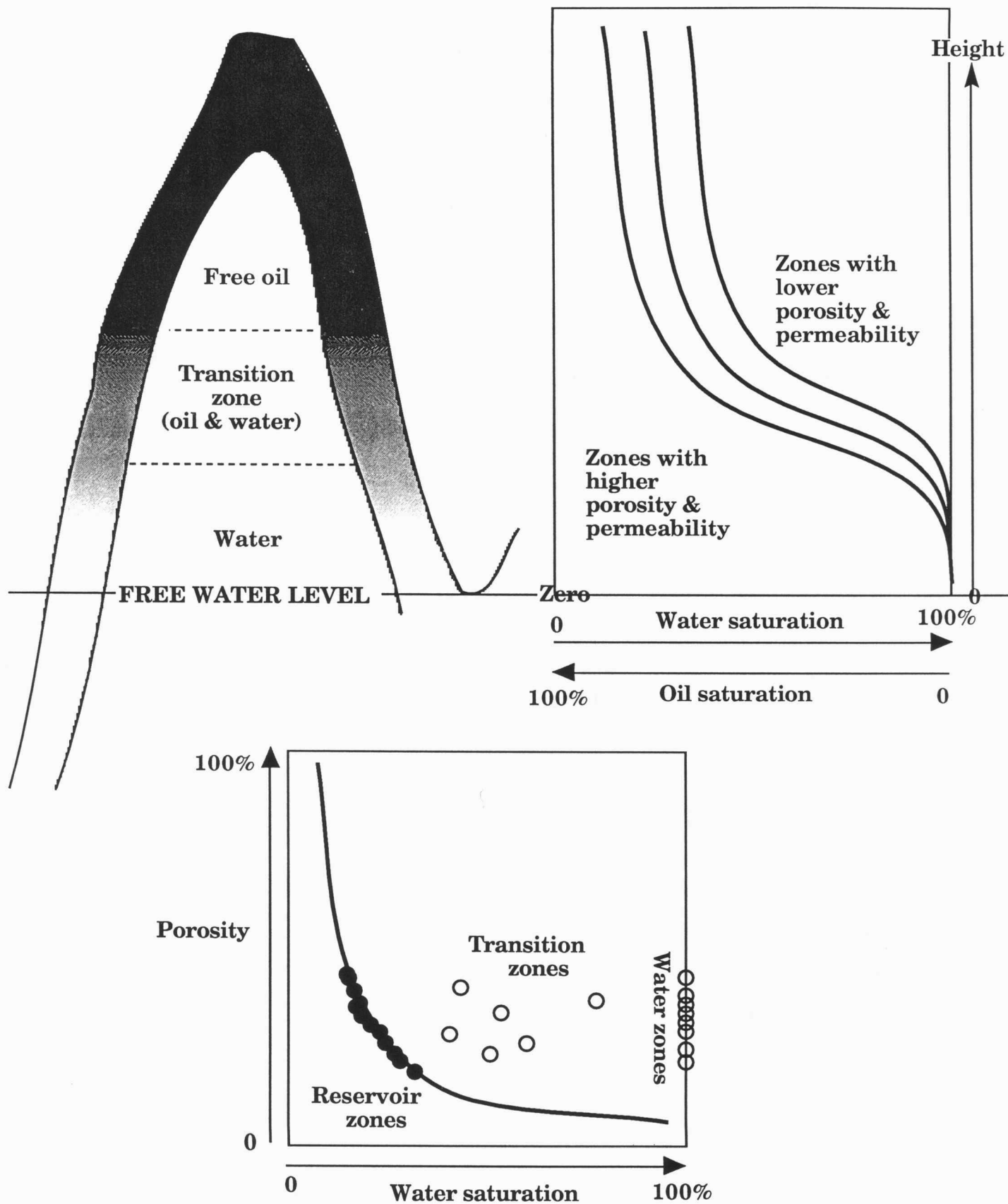
The idealized reservoir profile on the next page shows the expected fluid production as a function of water saturation and height. The companion plot of porosity against water saturation also shows the hyperbolic trend at irreducible saturation that is typical of many reservoirs. The hyperbola is approximated by the function:

$$c = \Phi \cdot S_{wi}$$

This general inverse relationship between irreducible water saturation and porosity that was noted by several early authors, including Archie (1952). They correctly attributed differences in the curvilinear trends to differences in reservoir pore sizes. This is because irreducible water saturation is controlled by surface tension at the internal surfaces and capillary pressure. While zones at irreducible water saturation in a moderately homogeneous reservoir should lie on a common curve, transition zones will be displaced to higher values of bulk water volume ($\Phi \cdot S_w$). The distinction is important, because it determines which zones should produce water-free oil or gas, and which should produce water or water-cut hydrocarbon. Computations of bulk volume water are therefore a critical additional step in log analysis for the assessment of producibility, as pointed out by Morris and Biggs (1967), Asquith (1985) and others.



Corte idealizado de un yacimiento y gráficas mostrando la variación de la saturación de agua con la altura y la porosidad.



Generalized reservoir profile with matched water saturation-height plot and porosity-water saturation crossplot.

Buckles (1965) estudió extensamente medidas de porosidad y saturación de agua y llegó a la conclusión que la ecuación:

$$c = \phi \cdot S_{wi}$$

se ajustaba razonablemente bien a los datos. Observó además que valores bajos de $\log R_i = \log(a \cdot R_w) - n \cdot \log c + (n = 2 > m = 1.8) \cdot \log \phi$ estaban asociados a poros que en promedio eran grandes y viceversa, lo que consideró el efecto macroscópico de la acción de la tensión superficial dentro de los poros. Se pueden trazar distintas familias de hipérbolas en una gráfica de saturación de agua versus porosidad, ya sea en la escala aritmética corriente o menos corrientemente en papel logarítmico. Algunos llaman a esta gráfica "diagrama de Buckles". La ventaja de usar papel logarítmico es que las hipérbolas se transforman en rectas.

La constante c no es más que el volumen de agua irreducible, la que para un yacimiento dado será constante en la medida que no haya variación en el tamaño de los poros. A igual tamaño de poros, zonas con BVW más altos producirán agua. Cuando todos los datos son de un mismo yacimiento, el valor de c se denomina "número de Buckles", especialmente si la porosidad y la saturación de agua se expresan como porcentajes en vez de fracciones en el rango 0-1.

En la próxima página pueden observarse un par de diagramas de Buckles para 10 niveles de la arenisca Oz. Las zonas A a E son las que se ubican más al sudoeste de las gráficas, aproximadamente sobre la hipérbola con un número de Buckles de 0.05, lo que indica que lo más probable es que estos niveles tengan una saturación irreducible, es decir, deberían producir gas o petróleo sin agua. Por el contrario, las zona F a J deberían producir agua o, en el mejor de los casos, hidrocarburo con una alta proporción de agua.

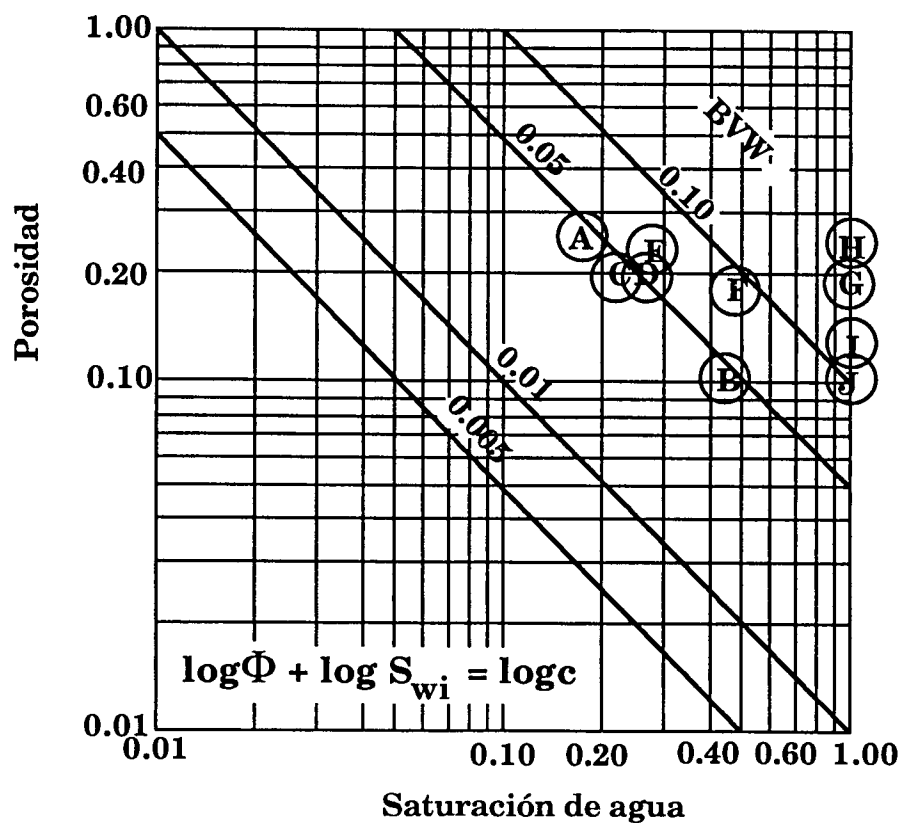
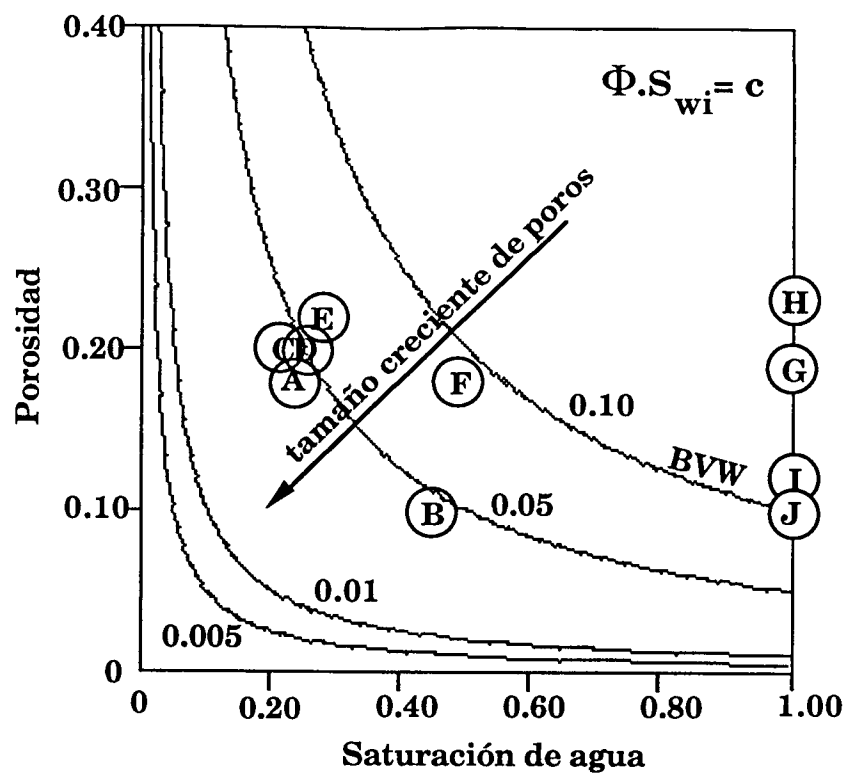
Buckles (1965) made an extensive numerical analysis of reservoir measurements and concluded that the quadrilateral hyperbolic function:

$$c = \Phi \cdot S_{wi}$$

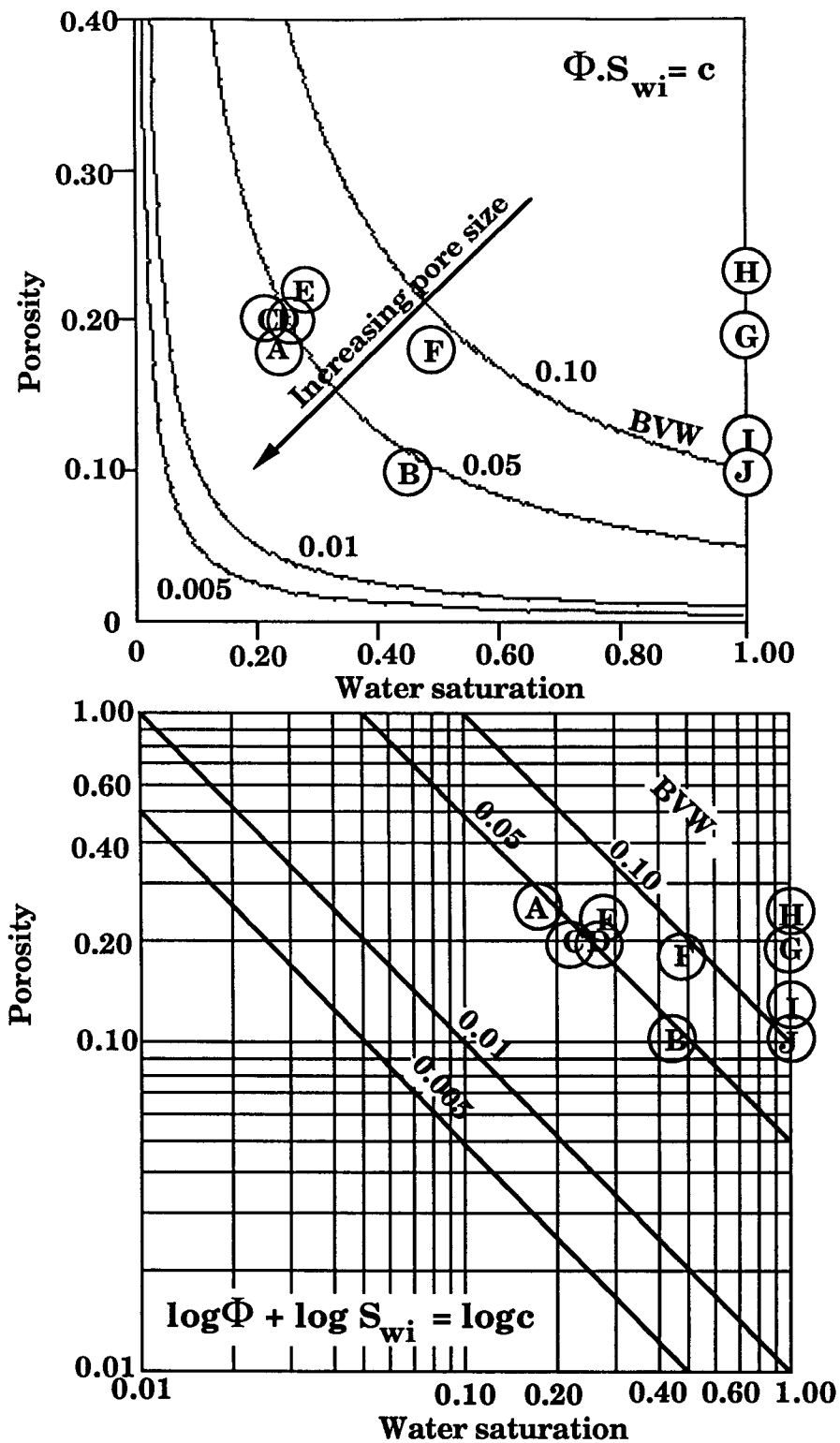
was a good first-order approximation to real field data. Low values of c reflected large average pore sizes, high values were linked with finer pores, as a direct consequence of a control by internal surface area. The critical hyperbolae that match different values of c can be drawn on a water saturation -porosity plot (often known as a "Buckles plot") either on arithmetic scale or (less commonly) on a logarithmic scale . An advantage of the log scale format is that the hyperbolic curves plot as straight lines.

The quantity c , is simply the "irreducible" bulk volume water (BVWi) which will be effectively a constant, provided that there is a limited range in pore size. Zones with comparable pore size that have higher values of bulk water volume should be water-cut or totally water-bearing. When computed for a field or reservoir, the characteristic value is often known as the "Buckles number" (especially if it is computed as the product of porosity and water saturation in percentages, rather than fractional amounts).

The zones from the hypothetical Oz Sandstone example are plotted on the Buckles plot. If this was a real data set, then the hyperbolic trend of zones A-E, coupled with their low Buckles number of about 0.05, would be highly suggestive of zones at irreducible saturation. Water-free production would be expected for these zones, in contrast with Zone F which should produce mostly water with little or no hydrocarbons. (Obviously, no hydrocarbons would be expected from zones G-J.)



Diagramas de Buckles para las zonas A a J de la arenisca Oz. Ambos muestran distintos valores del volumen de agua con la diferencia que el diagrama de arriba está en escala aritmética y en el de abajo las escalas son logarítmicas.



Buckles plots:

Contours of bulk volume water (BVW) on graphs of water saturation versus porosity, arithmetically-scaled (above) and logarithmically-scaled (below). Zones A to J are from the Oz Sandstone.

Dado un yacimiento de ciertas características, ¿qué valor debería tener la constante c ? La respuesta se puede expresar ya sea en términos del tipo de roca o en relación a yacimientos cercanos que han producido de la misma formación. La gráfica siguiente resume valores encontrados para yacimientos con distintos tipos de litología y porosidad. Los valores para carbonatos provienen de una publicación de Chilingar y colaboradores (1972) y los de areniscas de un trabajo de Bond (1978). Los valores muestran rangos de variación que reflejan diferencias en la superficie interna de contacto.

La tabla de la página 57 resume numéricamente la amplia experiencia de Bill Guy con yacimientos de Kansas.

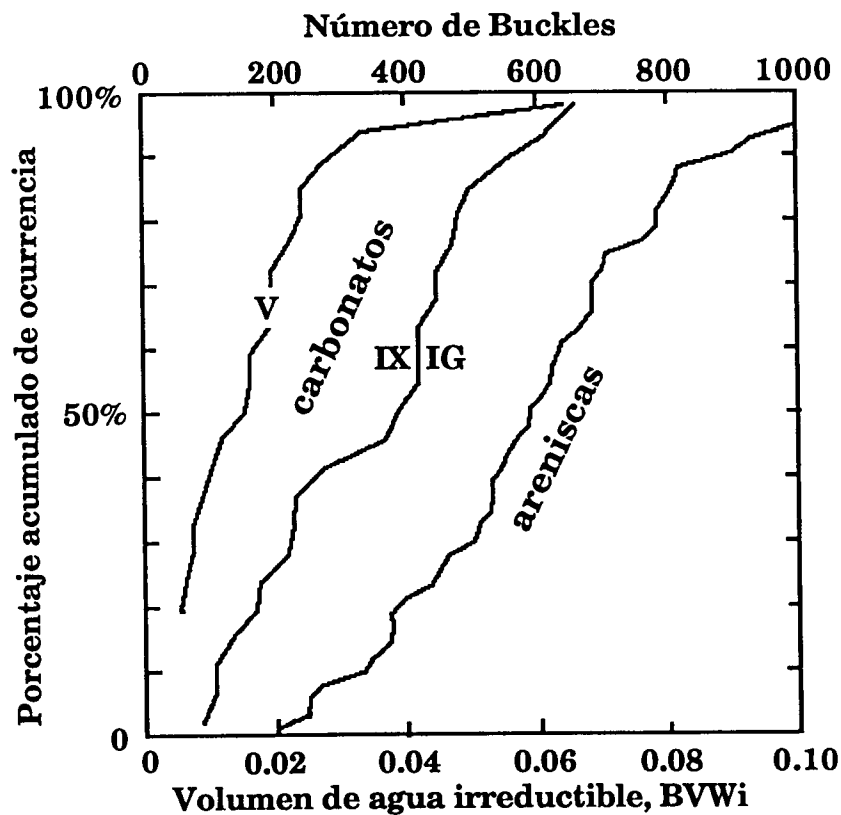
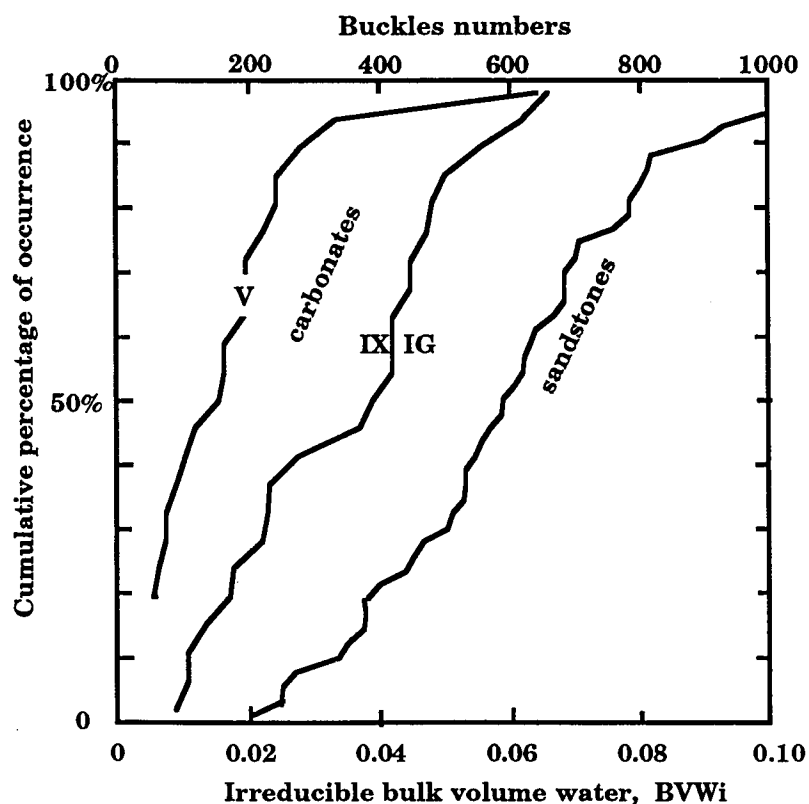


Diagrama de frecuencia acumulada de valores críticos del volumen de agua-números de Buckles-para areniscas y varios tipos de carbonatos (Doveton, 1994). La curva "V" es para yacimientos con porosidad por cavidades, "IX" si la porosidad es intercrystalina y "IG" si es intergranular.

What are the values of c that should be expected for any given reservoir? The answer may be given either with respect to the type of reservoir rock or in terms of the values that have been reported from nearby fields that have produced from the same formation. Ranges of reservoir values of c are shown plotted as cumulative frequency curves for carbonate reservoirs with vugular and intercrystalline/intergranular porosities (based on data from Chilingar et al, 1972) and for sandstones (using data from Bond, 1978). The data show systematic trends that reflect distinctions in internal surface area, and provide values that are useful in the following analysis.



Cumulative frequency plots of critical bulk volume water (or Buckles number) for carbonate reservoirs by pore type and sandstones (from Doveton, 1994).

On the following page is a table of "typical" values of critical bulk volume water for a variety of reservoir formations in Kansas, based on the extensive experience of Bill Guy.

	Formaciones de Kansas	Volumen de agua crítico
Pérmico	Grupo Chase Herington Krider Winfield Towanda Fort Riley	.03-.06 .035-.045 .04-.06 .045-.055 .05-.07
Carbonífero Superior	Toronto	.035
	Lansing Alto de Kansas Cuenca Hugoton Oolicástica Intergranular	.02-.03 .04-.05 .08
	Kansas City Oolicástica Intergranular	.02-.045 .05-.08
	Marmaton	.038-.045
	Morrow Limpia Ocluida con arcilla	.01-.04 .05-.15
Carbonífero Inferior	Dolomita	.02-.04
	"Chat" Macroporosidad Microporosidad	.06-.085 .15-.25
	St.Louis	.04-.065

Valores críticos de BVW en Kansas de acuerdo a la amplia experiencia de Bill Guy.

	RESERVOIR	CRITICAL BVW
PERMIAN	Chase Group	
	Herington	.03-.06
	Krider	.035-.045
	Winfield	.04-.06
	Towanda	.045-.055
	Fort Riley	.05-.07
PENNSYLVANIAN	Toronto	.035
	Lansing	
	Uplift	.02-.03
	Hugoton Basin	
	Oolitic	.04-.05
	Intergranular	.08
PENNSYLVANIAN	Kansas City	
	Oolitic	.02-.045
	Intergranular	.05-.08
	Marmaton	.038-.045
	Morrow	
	Clean	.01-.04
MISSISSIPPIAN	Clay-filled	.05-.15
	Dolomite	.02-.04
	"Chat"	
	Macroporosity	.06-.085
MISSISSIPPIAN	Microporosity	.15-.25
	St.Louis	.04-.065

Bill Guy's critical BVWs in Kansas: Typical values for reservoir formations as "rule-of-thumb" ranges based on extensive field experience.

NUMEROS DE BUCKLES EN EL DIAGRAMA DE PICKETT

Pickett (1973) reconoció que zonas de un yacimiento con saturación de agua irreducible se alineaban sobre una recta más inclinada que la línea de agua. La intersección de estas dos rectas debería depender del tamaño del grano o del tamaño de los poros. Recordando que:

$$c = \phi \cdot S_{wi},$$

la relación se puede linealizar tomando logaritmos:

$$\log S_{wi} = \log c - \log \phi.$$

Substituyendo el valor de la saturación en términos de la ecuación de Archie y reordenando términos se tiene que:

$$\log R_t = \log(a \cdot R_w) - n \cdot \log c + (n - m) \cdot \log \phi,$$

que es una recta el diagrama de Pickett con pendiente $(n - m)$. Resolviendo el sistema de ecuaciones que se tiene al considerar la ecuación de la línea de agua, se puede demostrar que el punto de intersección ocurre para un valor de porosidad igual a BVW .

Greengold (1986) fue el primero en publicar una descripción sistemática acerca de las propiedades del volumen de agua irreducible en un diagrama de Pickett. Cuando el exponente de saturación es igual al exponente de cementación, la diferencia es nula y las rectas de agua irreducible es una familia de líneas verticales paralelas al eje de porosidades. En caso contrario, si $n < m$, la familia de líneas de saturación irreducible tendrá una pendiente positiva y la pendiente será negativa si $n > m$.

Estas nuevas propiedades del diagrama de Pickett permiten extender su aplicabilidad para resolver problemas que van más allá del propósito original de determinar el producto $a \cdot R_w$ y el factor de cementación. Si los niveles con saturación de agua irreducible muestran una tendencia sistemática, el diagrama de Pickett permite estimar el exponente de saturación, n , y dar una idea de la productividad de estos niveles, generalizando así el diagrama de Pickett al incorporar el diagrama de Buckles.

En la próxima página hemos vuelto a dibujar el diagrama de Pickett para el ejemplo de la arenisca Oz, agregando ahora las líneas de volumen de agua, las que en este caso tienen pendiente negativa, ya que como vimos en las páginas 43 y 45, $n = 2 > m = 1.8$. Como ya se vio en el diagrama de la página 55, las zonas A a E tienen un número de Buckles de 0.05. El alineamiento de los puntos en este diagrama concuerda con la tendencia hiperbólica mostrada en el diagrama porosidad versus saturación de agua de la página 55.

BUCKLES NUMBERS ON THE PICKETT PLOT

Pickett (1973) had recognized that reservoir zones at irreducible water saturation should tend to lie on a steeper linear trend, whose intercept with the water line reflected the grain- or pore-size. This observation reflects the fact that the hyperbolic relationship of :

$$\Phi \cdot S_{wi} = c$$

can be linearized to :

$$\log S_{wi} = \log c - \log \Phi$$

Substituting the Archie equation solution for water saturation and rearranging, the relationship becomes :

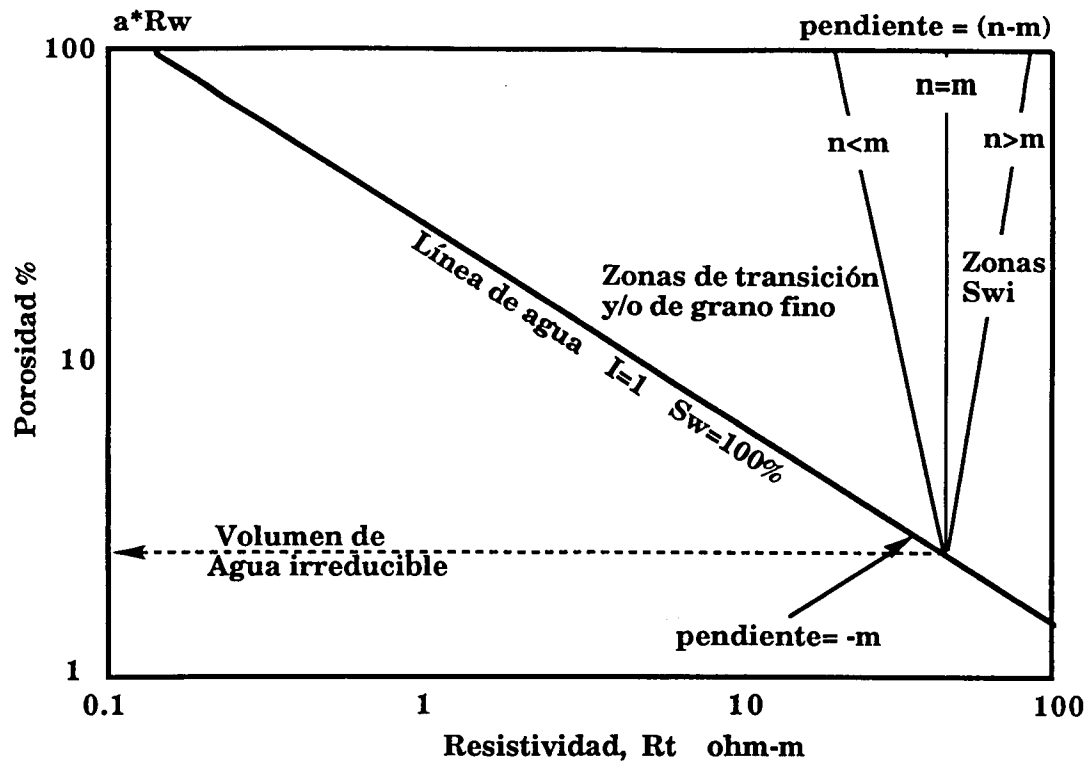
$$\log Rt = \log(aRw) - n \log c + (n - m) \log \Phi$$

which describes a line on the Pickett plot with a slope of (n-m) and an intersection with the water line at a porosity corresponding to the BVW .

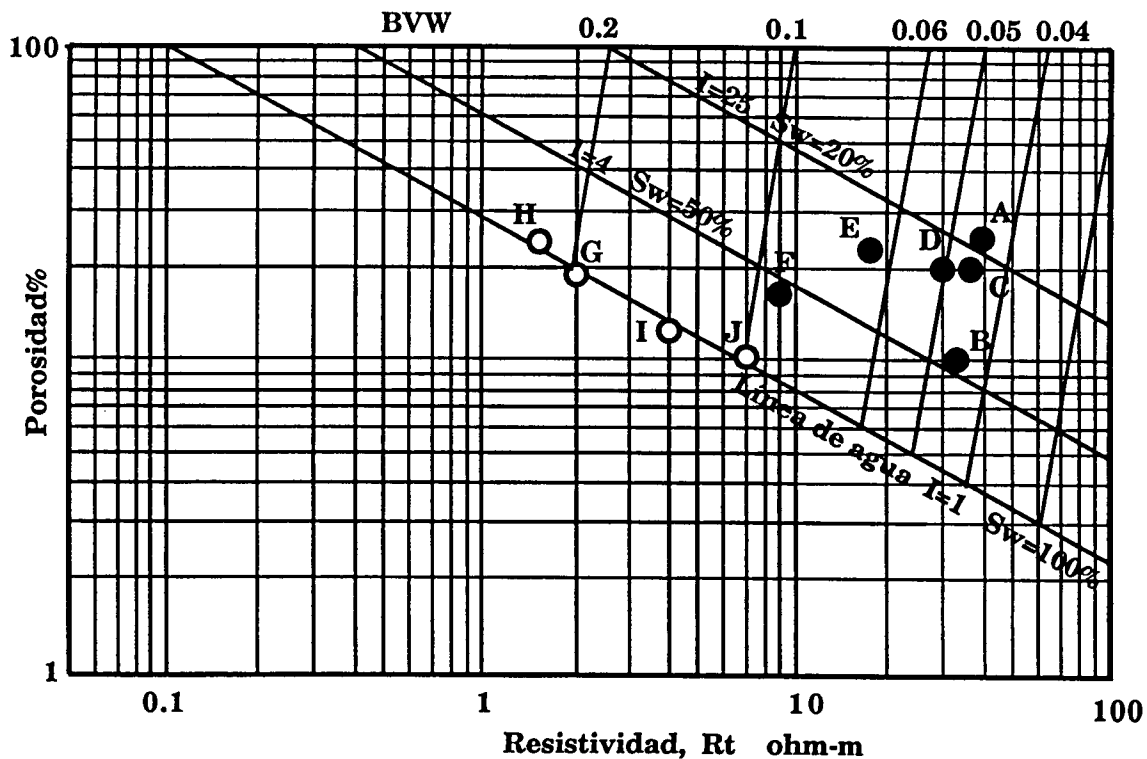
Greengold (1986) was the first to describe the systematic graphic properties of the irreducible bulk volume water on the Pickett plot. When the cementation and saturation exponents are equal, zones at irreducible water saturation should follow a line parallel to the porosity axis. Otherwise, the line will be inclined according to whether the saturation exponent is greater or less than the cementation exponent.

The parameters that determine the line give a powerful new means to extend the function of the Pickett plot beyond its traditional roles of cementation exponent and formation water resistivity. If the irreducibly saturated zones form a coherent trend, then the saturation exponent can be estimated directly from the plot for water saturation calculations, while the producibility will be indicated for any zone.

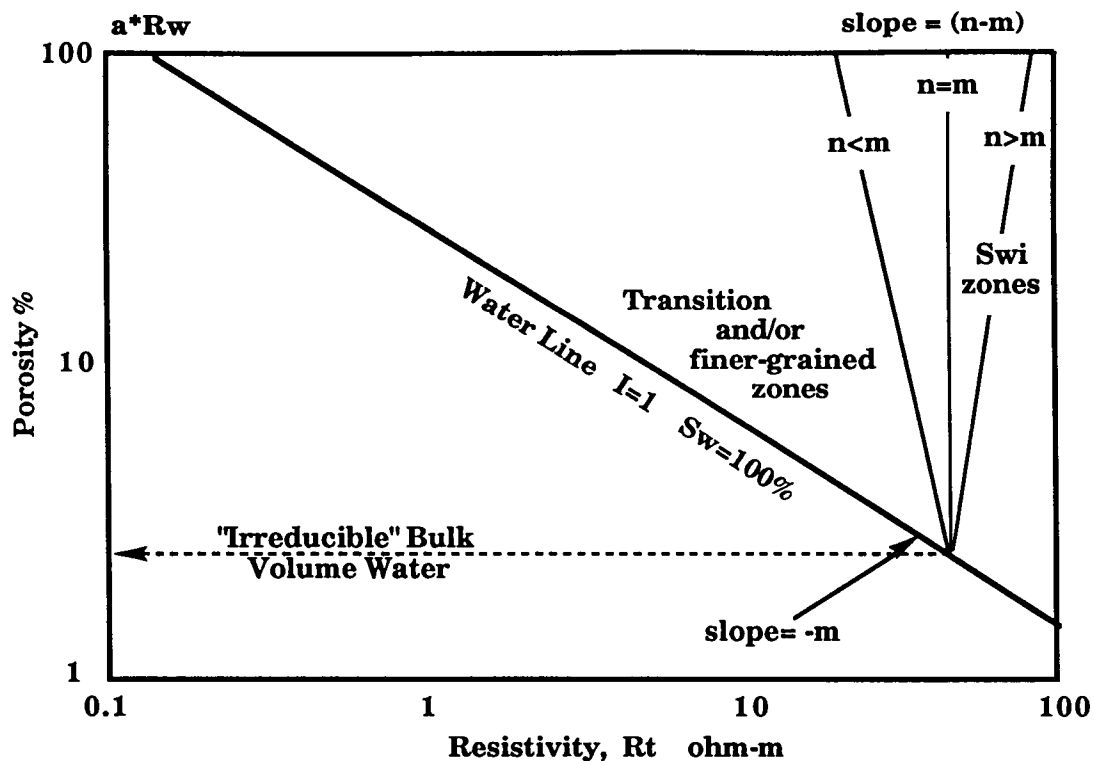
Bulk volume water contour lines are plotted for the Oz Sandstone on the Pickett plot used earlier. As observed before, zones A to E tend to follow a Buckles number value of about 0.05. The linear trend reflects a matching hyperbolic trend if the zones were plotted in a linear porosity - water saturation scaled graph (as seen earlier). In fact, this adaptation of the Pickett plot represents the incorporation of the "Buckles plot".



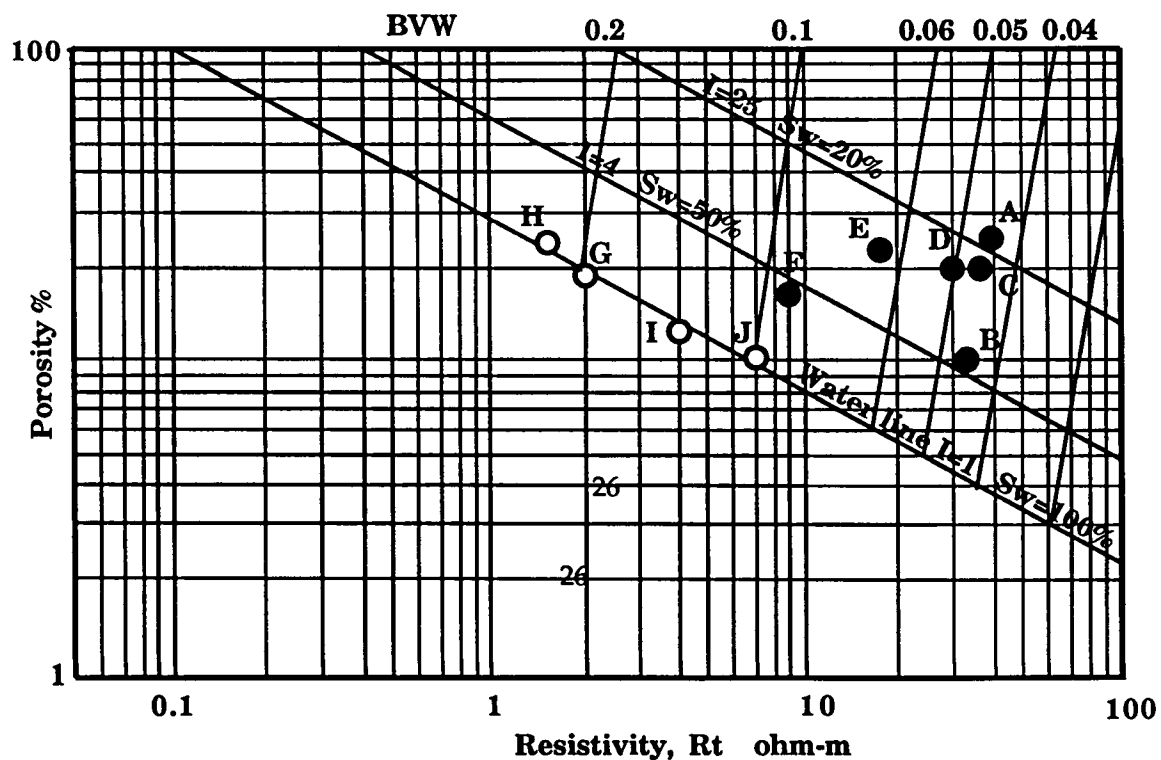
Líneas de volumen de agua en un diagrama de Pickett. La intersección de una línea de volumen de agua tanto con la línea de agua como con el extremo superior del gráfico es igual a BVW.



Adición de líneas de volumen de agua al diagrama de Pickett del ejemplo de la arena Oz



Location of an irreducible bulk volume water (Buckles number) trend on Pickett plot. Notice that any BVW line will intersect the water line at a porosity value equal to the BVW value. It will also cross the 100% porosity limit at a water saturation value equal to the BVW value.



Location of BVW (Bulk Volume Water) lines on the Pickett plot of "Oz" Sandstone data.

APLICACION DEL DIAGRAMA DE PICKETT Y DE BVW_i AL ANALISIS DE POZOS DEL YACIMIENTO MCCLAIN

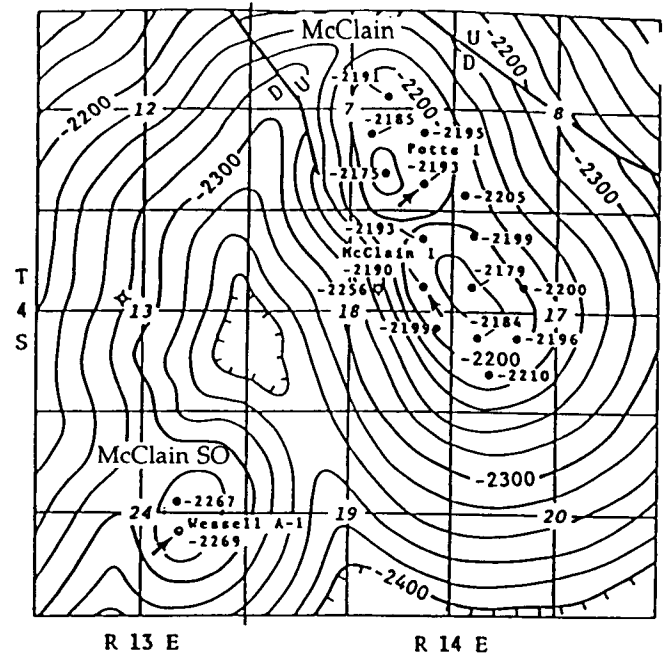
Como ya lo hemos visto (páginas 46-60), la arenisca St. Peter no fue productora en el pozo de exploración Cities Service Beck A-1, perforado en 1977. En 1981, la misma compañía descubrió el yacimiento McClain a unos pocos kilómetros al este. El yacimiento McClain es una trampa estructural descrita por Caldwell y Boeken (1985) que produce tanto de la caliza Viola como de la arenisca St. Peter.

En la tabla de la página 62 es posible encontrar valores característicos de resistividad y porosidad en las zonas perforadas de cuatro pozos del yacimiento. En todos estos pozos, no hubo producción de agua, por lo que se puede asumir que estos niveles productores se encuentran dentro de la zona con saturación irreductible— $BVW = BVW_i$, $S_w = S_{wi}$. Consecuentemente, los volúmenes de agua que se pueden calcular, también deben considerarse irreductibles— $BVW = BVW_i$. Estas condiciones hacen del yacimiento un buen ejemplo para predecir productividades.

APPLICATION OF THE PICKETT PLOT AND BVWi TO THE ANALYSIS OF WELLS IN THE MCCLAIN FIELD

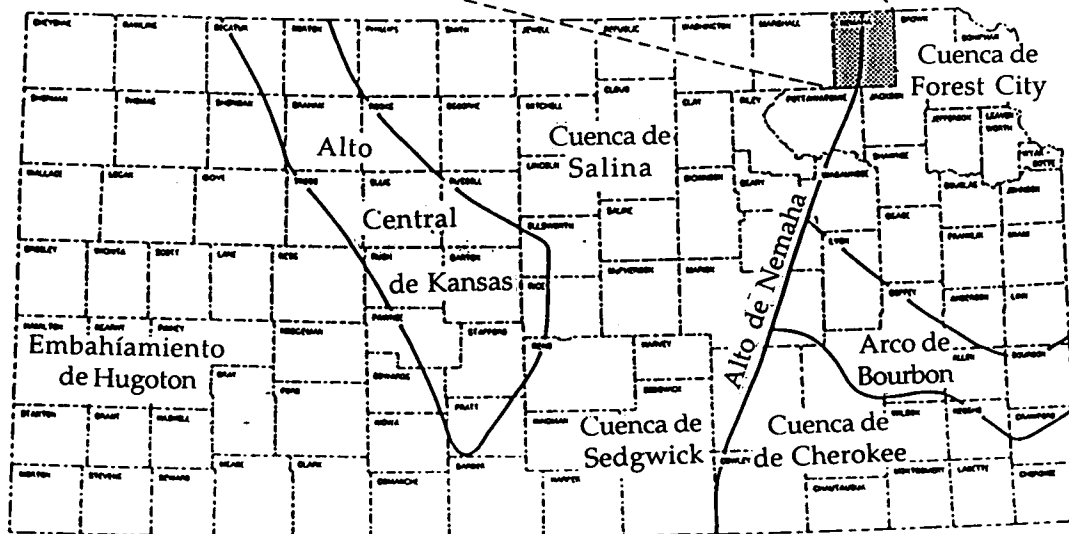
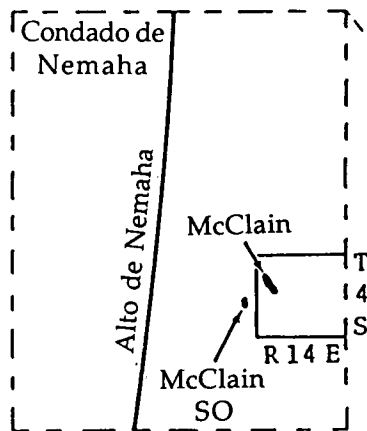
The St. Peter Sandstone was non-productive in the Cities Service Beck A-1 wildcat drilled in 1977, as discussed earlier in this manual. In 1981, the Cities Service Oil Company discovered the McClain field a few miles to the east, with oil production from both the Viola Limestone and the St. Peter Sandstone. The McClain field is a structural trap and is described by Caldwell and Boeken (1985).

In the table overleaf, values are listed of the log readings of porosity and resistivity in the perforated zones of the St. Peter Sandstone in four McClain field wells. In all these four wells, initial oil production was water-free, so that the water saturation of these zones can be considered to be at "irreducible" (i.e. $S_w = S_{wi}$). Therefore, calculations of the bulk volume water (BVW) in these zones should give us a reasonable idea of the critical bulk volume water of the St. Peter sandstone, BVWi, which will be useful in evaluating exploration or development wells in the St. Peter Sandstone in this area.

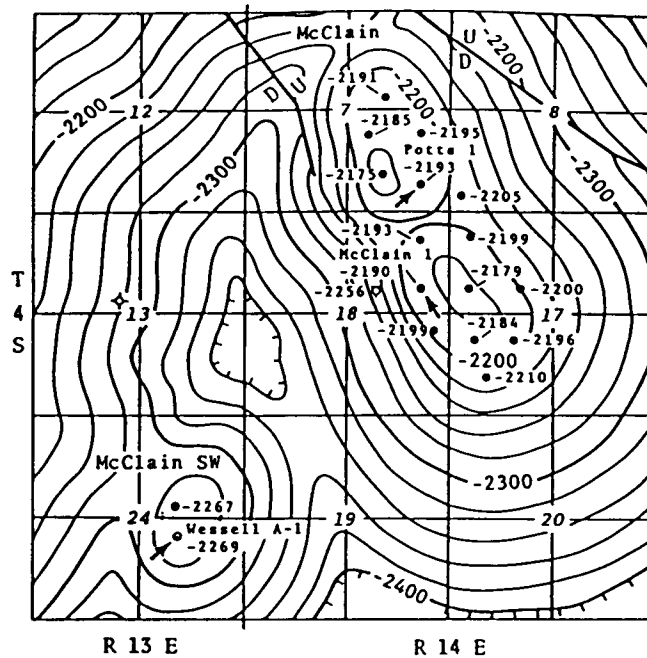


Intervalo de curveto = 20 pies (6 m)

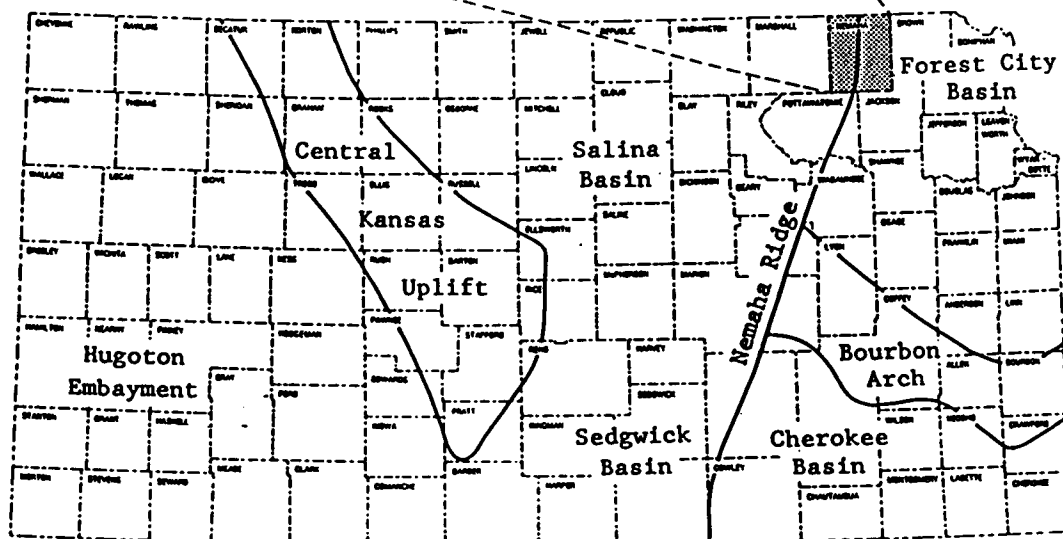
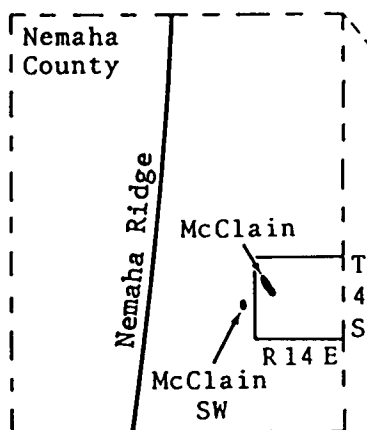
Mapa estructural de la caliza Viola en los yacimientos de McClain y McClain Sudoeste, Condado de Nemaha, Kansas



Ubicación del yacimiento McClain (Caldwell y Boeken, 1985)



-Viola structure McClain and McClain SW fields,
Nemaha County, Kansas.



Location of the McClain field
(from Caldwell and Boeken, 1985)

Yacimiento McClain, condado de Nemaha, Kansas
Arenisca St. Peter (Ordovícico Medio)

Parámetros de la ecuación de Archie y resistividad del agua de formación del pozo vecino Cities Service Beck A-1 :

$$a = 1 \quad n = 2$$

$$m = 1.86$$

$$n = 2$$

$$R_w = 0.316 \text{ ohm-m}$$

WELL ID	IP BOPD	PHI %	Rt ohm-m	Swi	BVWi
A	56	25.4	200	0.14	0.036
B	12	12.7	170	0.29	0.037
C	25	12.9	120	0.34	0.044
D	45	15.0	190	0.24	0.036
BVWi más probable =					0.04

Si se recuerda que la parte superior de la arenisca St. Peter en el pozo de exploración Cities Service Beck A-1 tiene una porosity of 13% y una saturación de agua de 56%, el volumen de agua sería:

$$BVW = 0.13 \cdot 0.56 = 0.07$$

Este valor es más alto que los valores críticos de volúmenes de agua, BVW_i , calculados de producción libre de agua en pozos del yacimiento McClain. Esto explicaría la producción de agua del pozo Cities Service Beck A-1, a pesar del petróleo observado por el geólogo de pozo en los residuos de perforación.

**McClain field, Nemaha County, Kansas
St. Peter Sandstone (Middle Ordovician)**

Archie equation parameters and formation water resistivity
from the nearby Cities Service Beck #A-1 :

$$a = 1 \qquad m = 1.86 \qquad n = 2$$

$$R_w = 0.316 \text{ ohm-m}$$

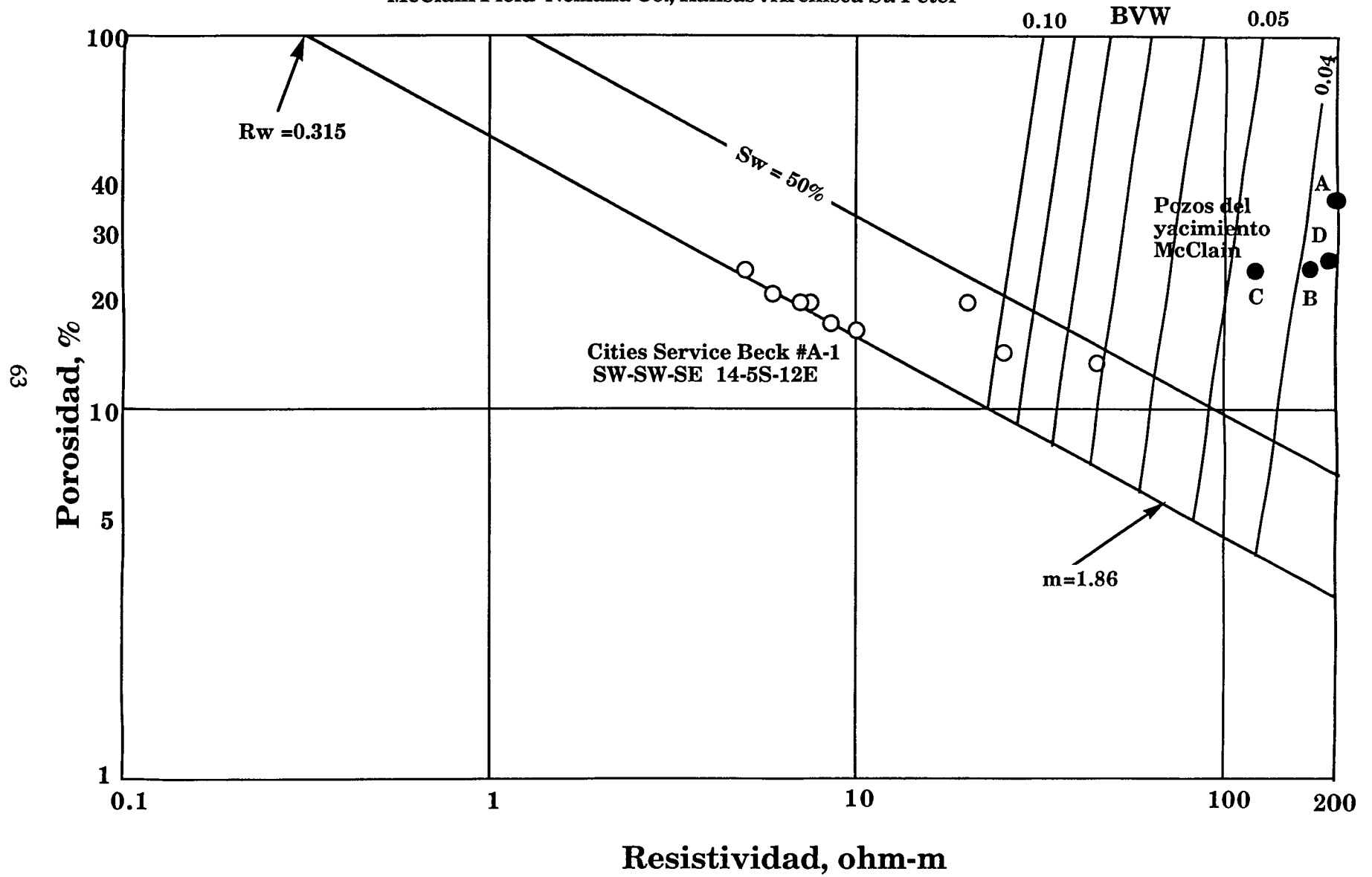
WELL ID#	IP-BOPD	PHI%	Rt	Swi	BVWi
A	56	25.4	200	0.14	0.036
B	12	12.7	170	0.29	0.037
C	25	12.9	120	0.34	0.044
D	45	15.0	190	0.24	0.036
Representative BVWi =					0.04

Recall that the uppermost zone in the St. Peter Sandstone in the Cities Service Beck A-1 wildcat had a porosity of 13% and water saturation of 56%. The bulk volume water of this zone is then:

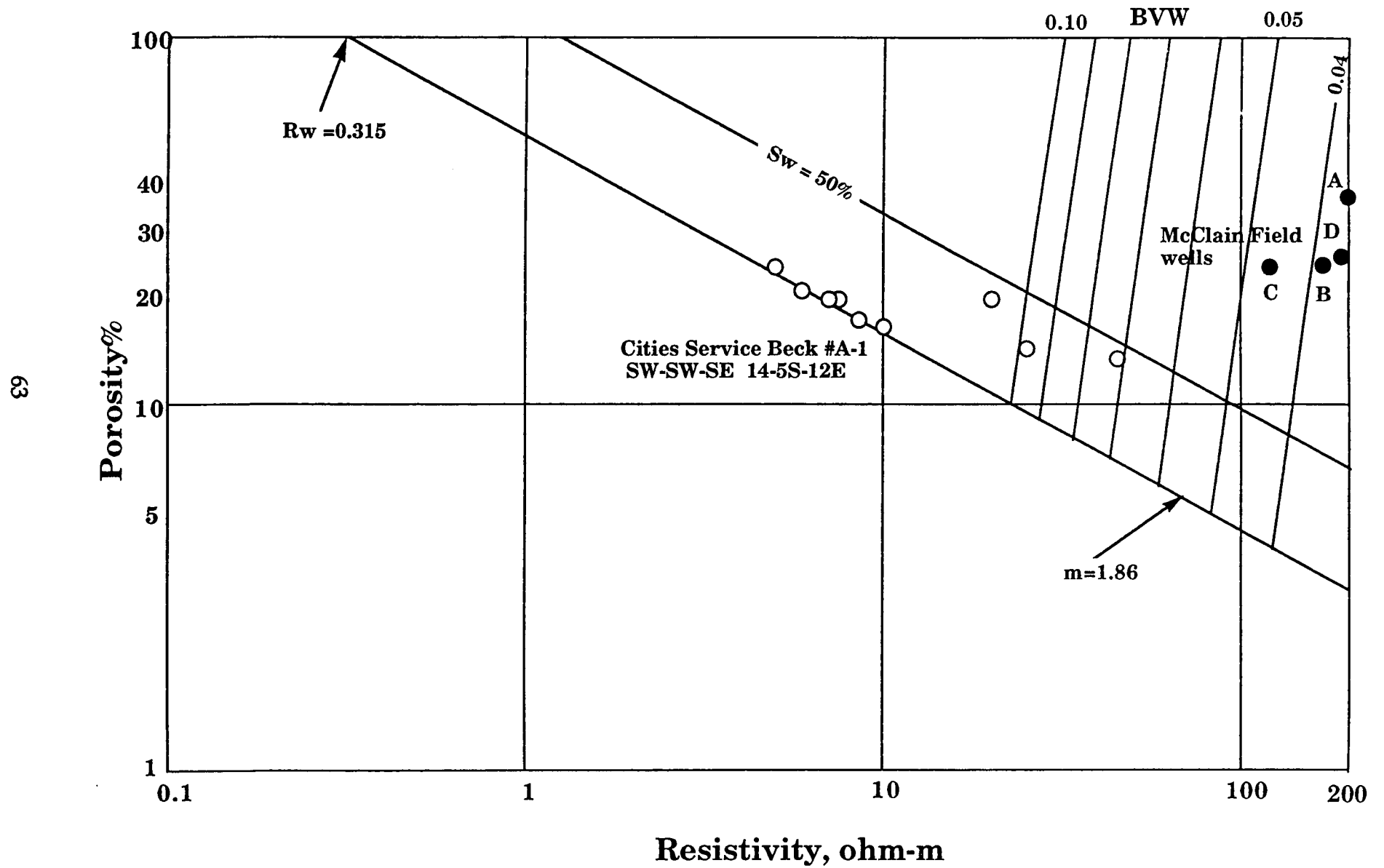
$$BVW = 0.13 * 0.56 = 0.07$$

This value is much higher than the critical value computed from water-free production in the McClain field wells and explains why the DST produced only water, even though oil was observed on the cuttings.

McClain Field Nemaha Co., Kansas : Arenisca St. Peter



McClain Field Nemaha Co., Kansas : St. Peter Sandstone



PREDICCIÓN DE LA RECUPERACIÓN EN PRUEBAS DE FORMACIÓN EN BASE A DIAGRAMAS DE PICKETT EN DOCE ZONAS CARBONÁTICAS DE UN MISMO POZO

Doce intervalos fueron probados en el pozo 1-15 Haupt "A" de la compañía McCoy Petroleum, SW-NW-SE 15-19S-33W, en el condado de Scott. Kansas. La tabla de más abajo contiene el resultado de estas pruebas. Tiempos típicos de estas pruebas fueron: flujo inicial, 30 minutos; cierre, 1 hora; fluyendo por una hora; cerrado por una hora.

Compare los valores de porosidad, saturación de agua y volumen de agua ploteados en un diagrama de Pickett con las recuperaciones de la tabla. A modo de referencia, valores normalmente usados en Kansas para este tipo de formaciones son 8% de porosidad y una saturación de agua máxima de 50%.

Pruebas de formación

		Prof. pies	Petr. pies	Agua pies	Barro pies
Prueba 1:	Topeka	3606-3625	20	-	220
Prueba 2:	Lansing 'B'	3903-3925	660	-	-
Prueba 3:	Lansing 'D'	3973-3998	-	747	-
Prueba 4:	Lansing 'G'	4059-4080	285	-	120
Prueba 5:	Lansing 'H'	4104-4125	8	-	15
Prueba 6:	Lansing 'J'	4158-4168	154	-	135
Prueba 7:	Lansing 'K'	4218-4237	630	-	90
Prueba 8:	Lansing 'L'	4267-4284	-	1650	-
Prueba 9:	Marmaton 'A' & 'B'	4297-4350	105	-	450
Prueba 10:	Marmaton 'C'	4364-4405	30	520	-
Prueba 11:	Mississippian	4603-4627	-	-	30
Prueba 12:	St. Louis	4650-4675	-	-	2

Parámetros petrofísicos:

$$R_w = 0.05 \text{ ohm-m a la temperatura de formación}$$

$$\text{Ecuación de Archie } a = 1$$

$$m = 2$$

$$n = 2$$

PREDICTION OF DRILL-STEM TEST FLUID RECOVERIES FROM TWELVE CARBONATE ZONES BASED ON PICKETT PLOT PATTERNS

Twelve Pennsylvanian and Mississippian carbonate zones were drill-stem tested in McCoy Petroleum 1-15 Haupt "A" SW-NW-SE 15-19S-33W in Scott County, Kansas. The fluid recovery results are tabulated below. The flow times and shut-in times for a typical test were: Initial Flow, 30 min.; Initial Shut-in, 1 hour; Final Flow 1 hour; Final shut-in, 1 hour.

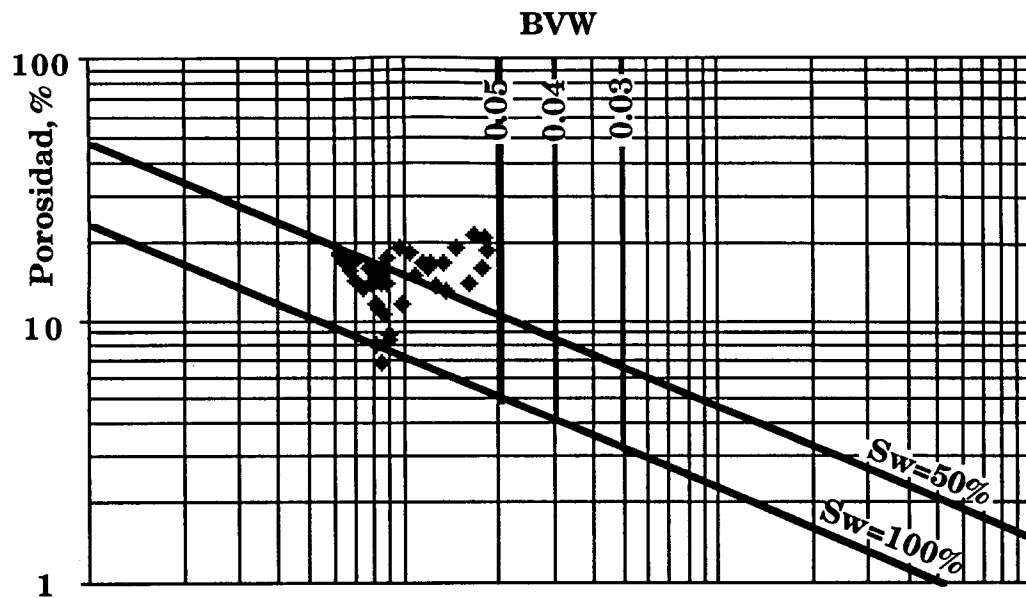
Compare the patterns of porosity, water saturation, and bulk volume water on the Pickett plots with the fluid recoveries listed in the table. As an aid in your assessment, the pay cut-offs used as a general rule-of-thumb in these Kansas carbonates are a minimum of 8% porosity and a maximum water saturation of 50%.

Drill-stem tests:

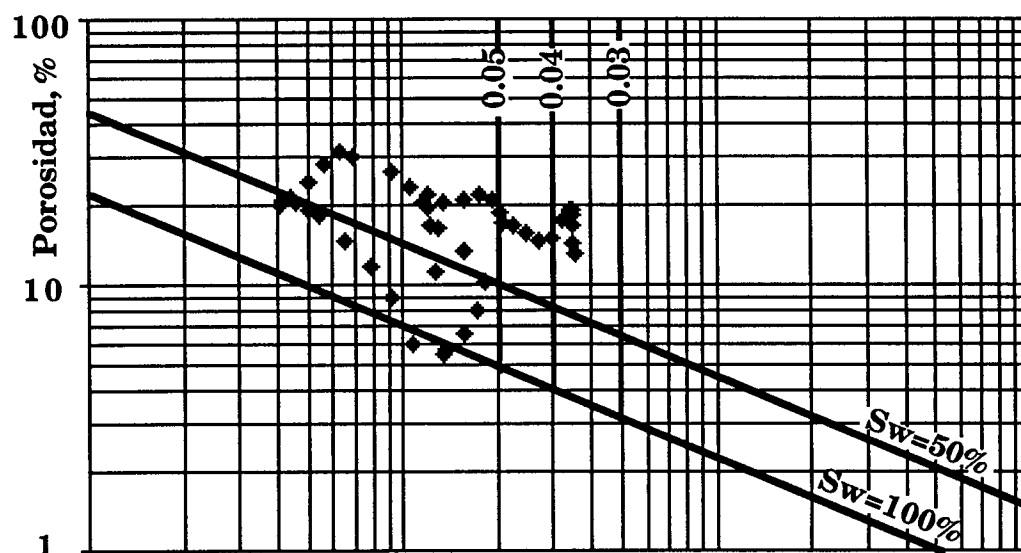
		Depth	Oil	Water	Mud
DST#1:	Topeka	3606-3625	20	-	220
DST#2:	Lansing 'B'	3903-3925	660	-	-
DST#3:	Lansing 'D'	3973-3998	-	747	-
DST#4:	Lansing 'G'	4059-4080	285	-	120
DST#5:	Lansing 'H'	4104-4125	8	-	15
DST#6:	Lansing 'J'	4158-4168	154	-	135
DST#7:	Lansing 'K'	4218-4237	630	-	90
DST#8:	Lansing 'L'	4267-4284	-	1650	-
DST#9:	Marmaton 'A' & 'B'	4297-4350	105	-	450
DST#10:	Marmaton 'C'	4364-4405	30	520	-
DST#11:	Mississippian	4603-4627	-	-	30
DST#12:	St. Louis	4650-4675	-	-	2

Petrophysical parameters:

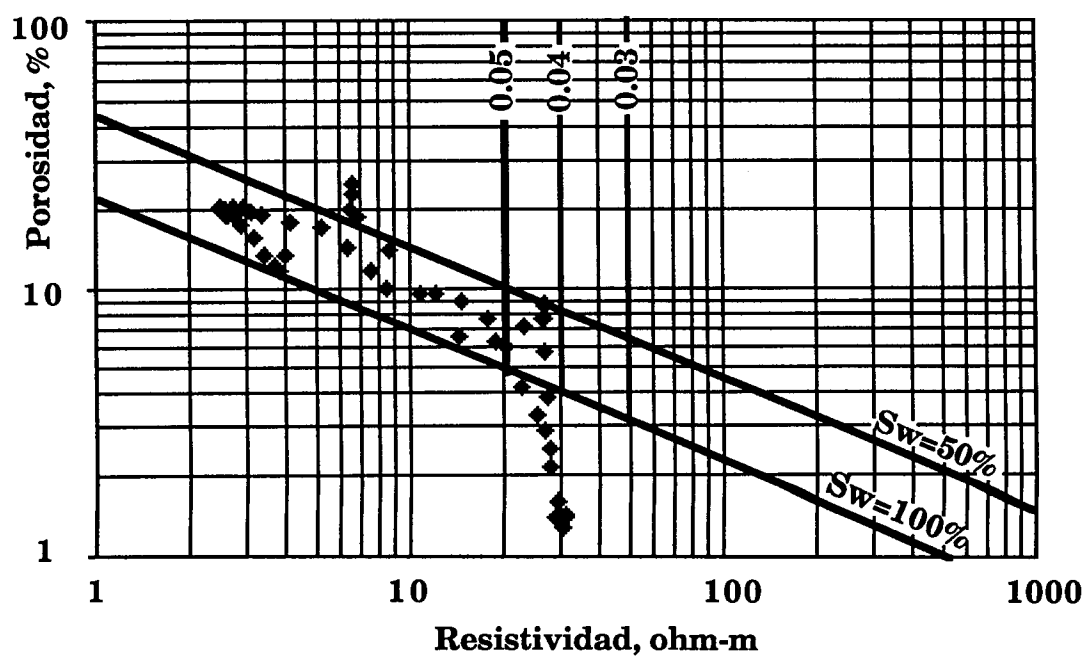
Rw = 0.05 @ formation temperature
 Archie equation a = 1
 m = 2
 n = 2



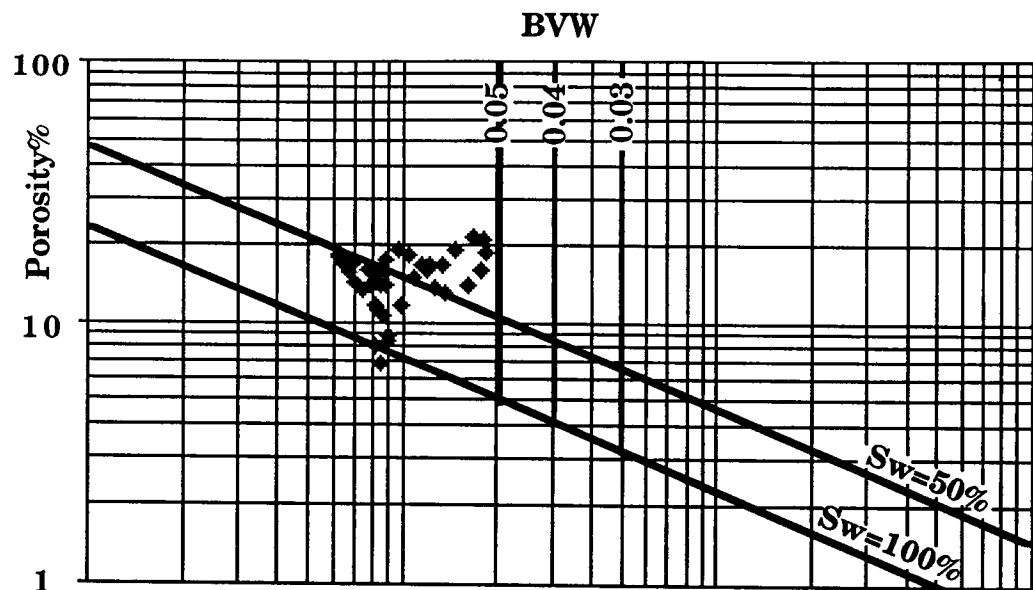
**Prueba 1
Topeka**



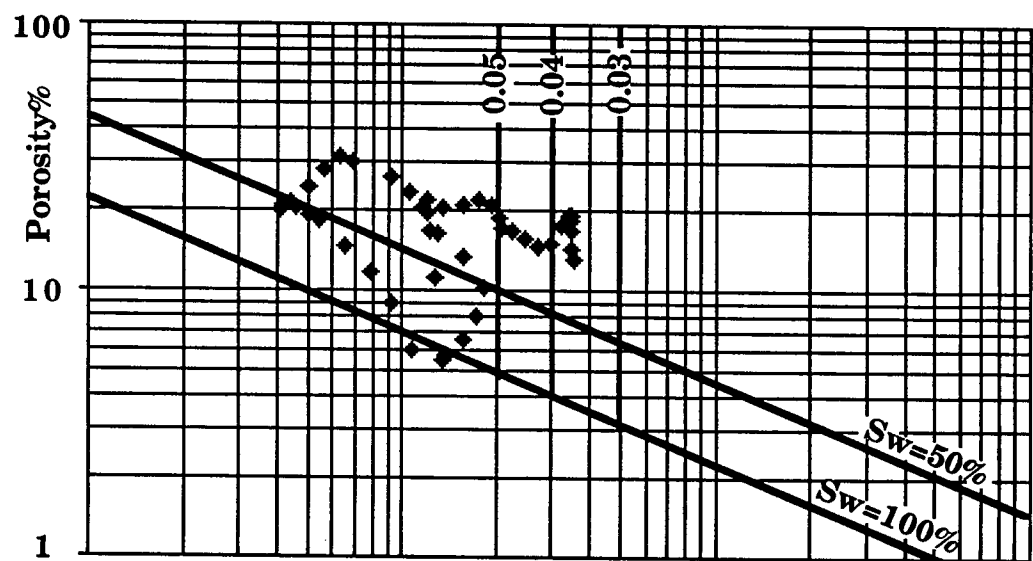
**Prueba 2
Lansing 'B'**



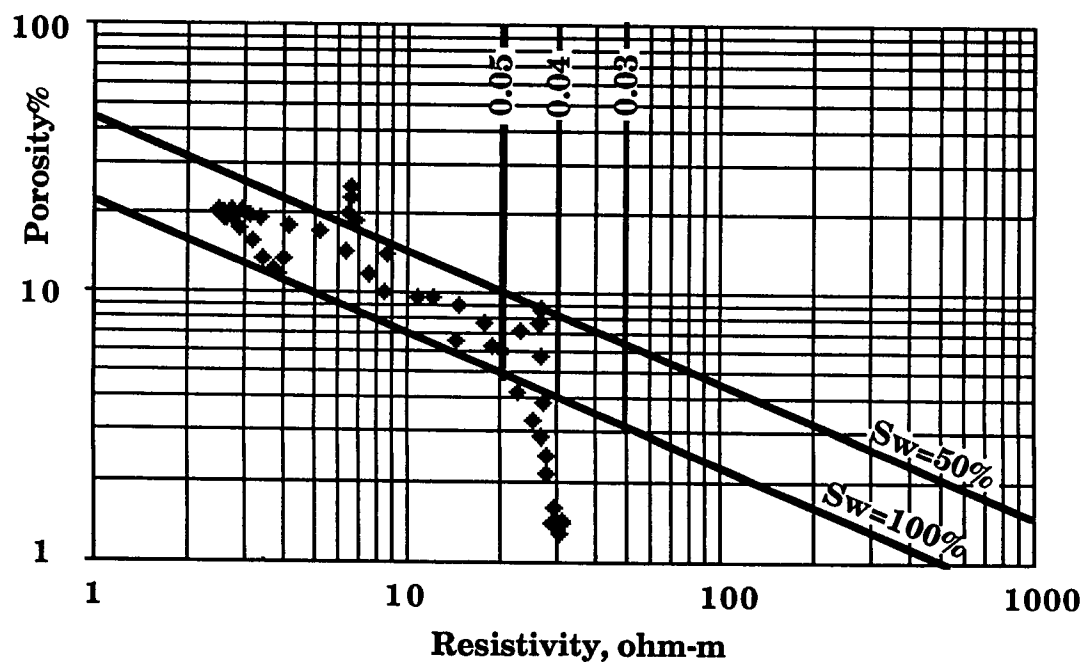
**Prueba 3
Lansing 'D'**



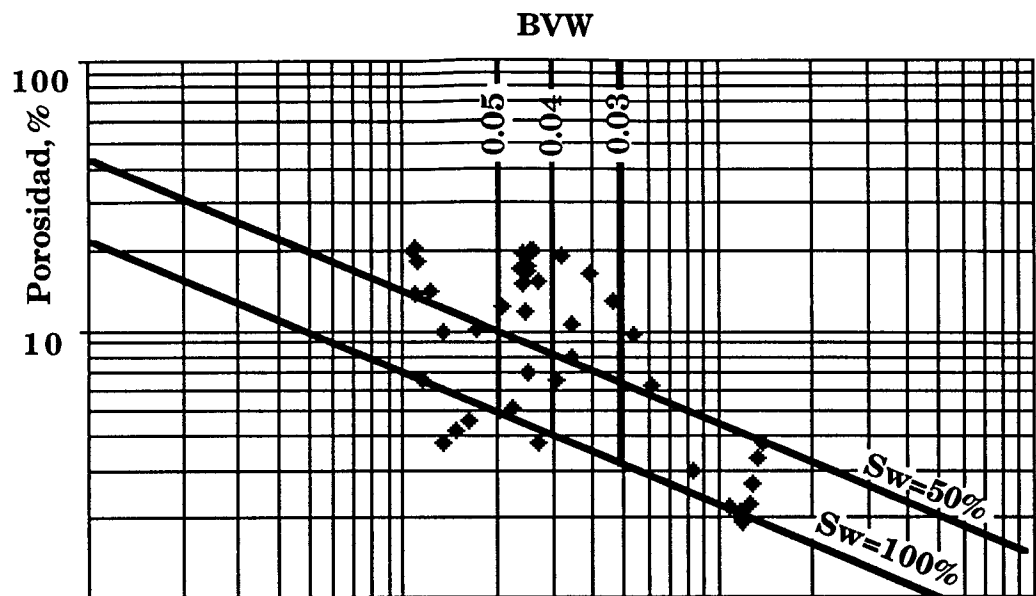
**DST#1
Topeka**



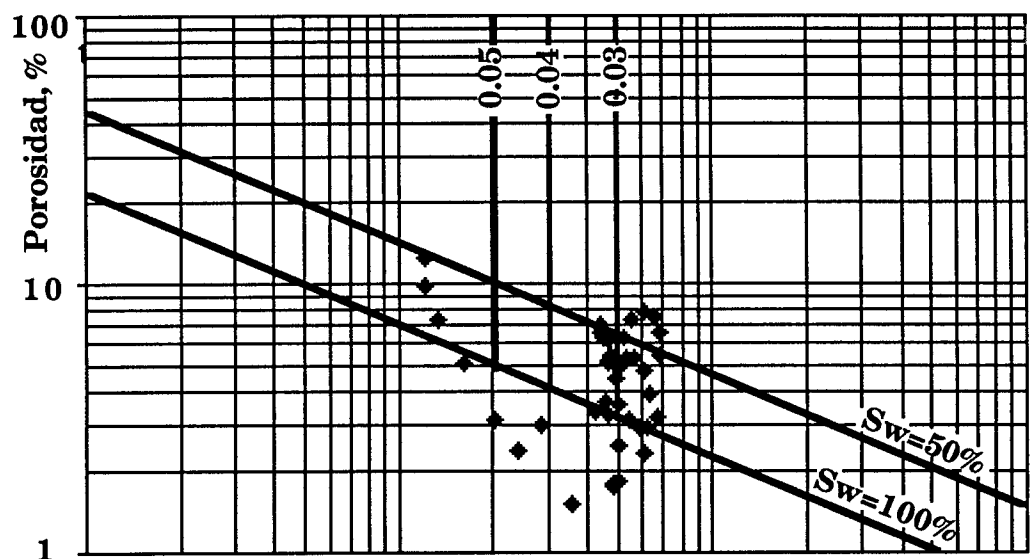
**DST#2
Lansing 'B'**



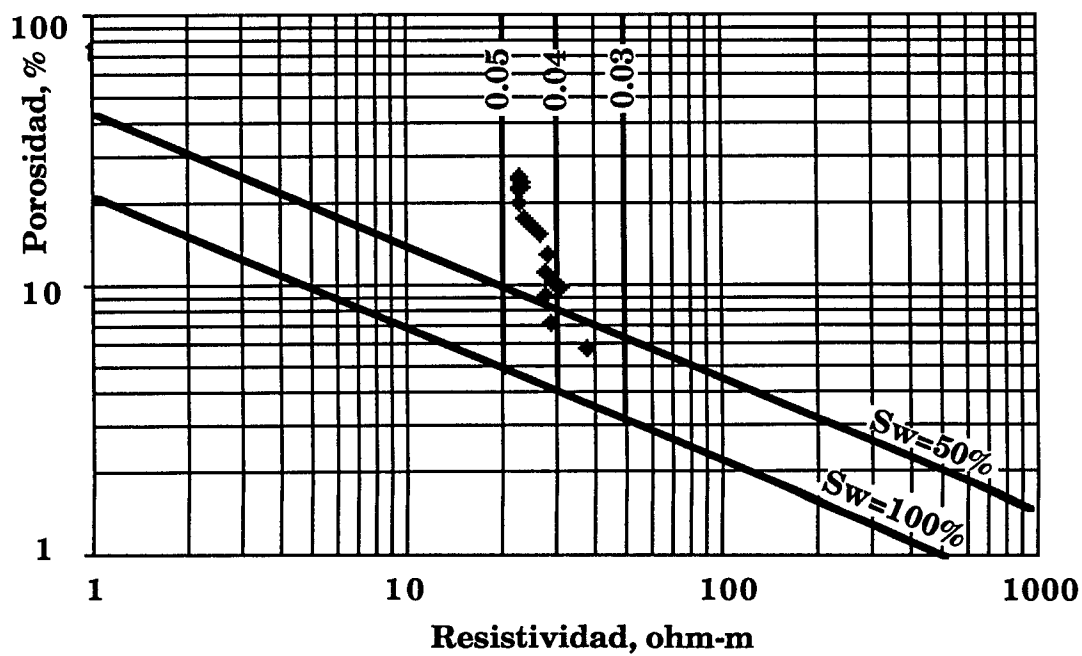
**DST#3
Lansing 'D'**



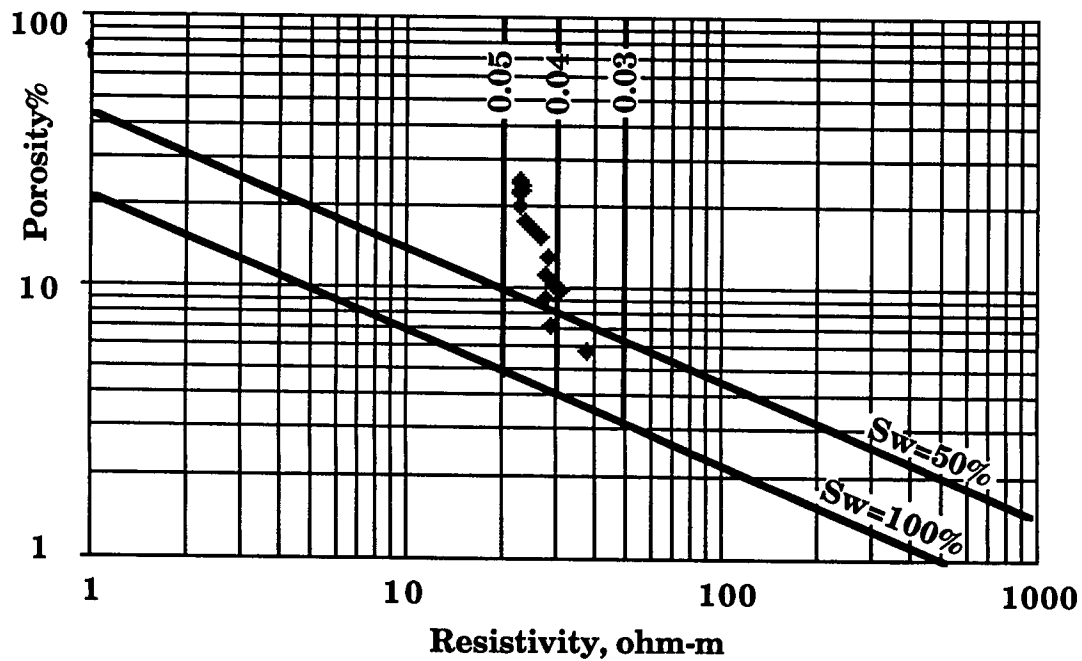
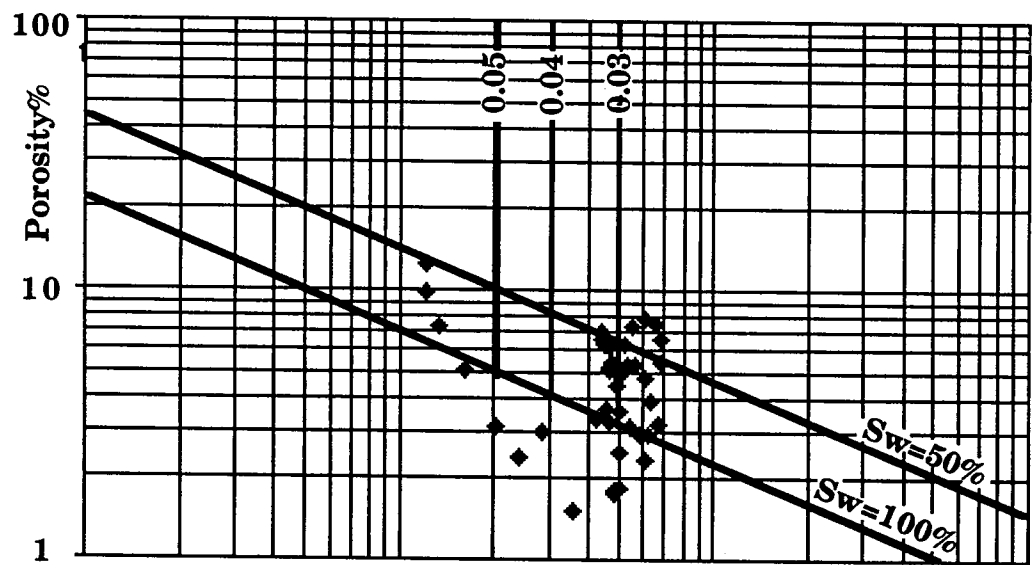
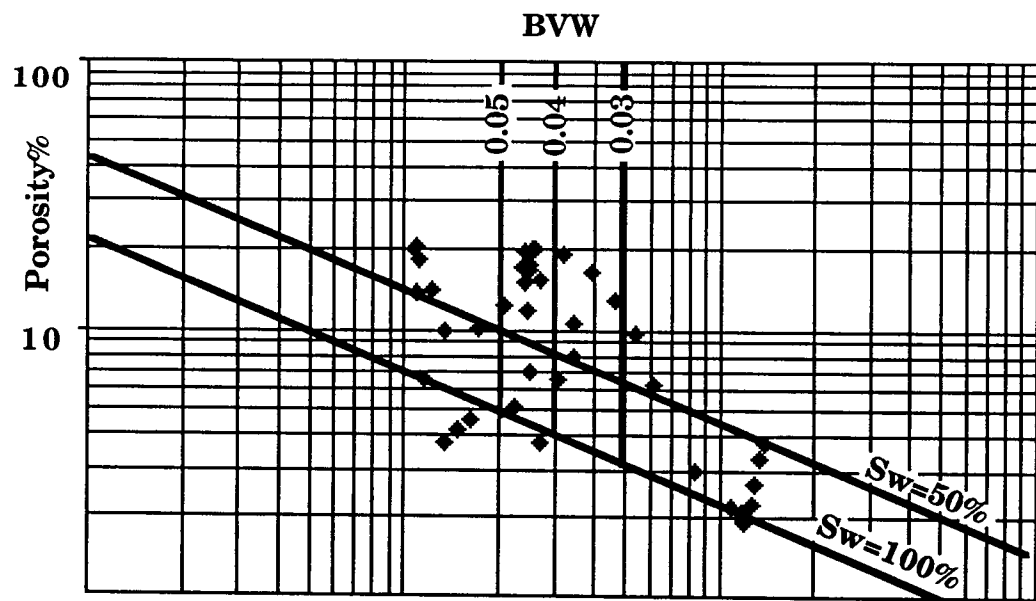
**Prueba 4
Lansing 'G'**

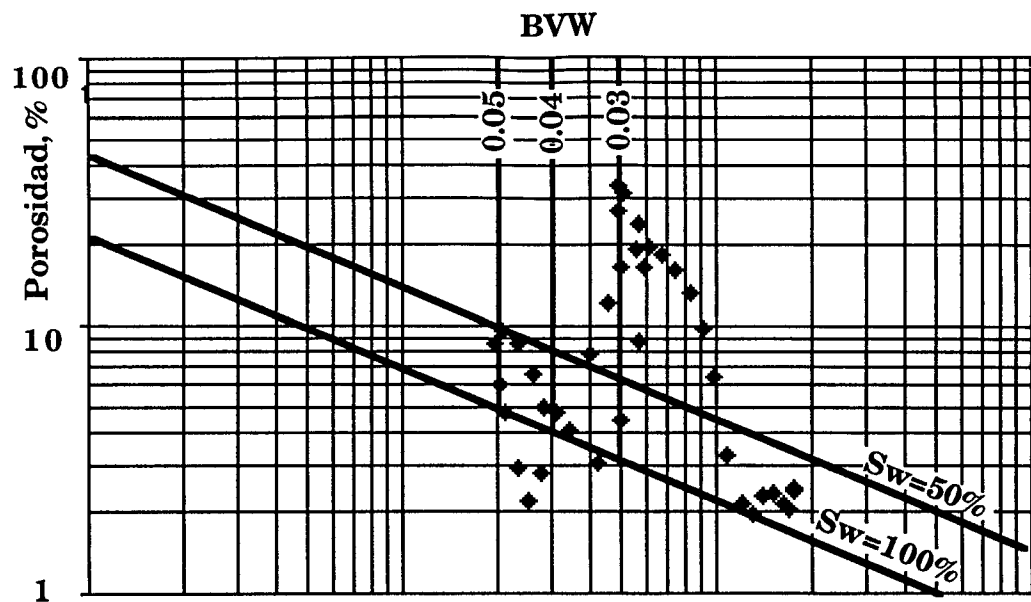


**Prueba 5
Lansing 'H'**

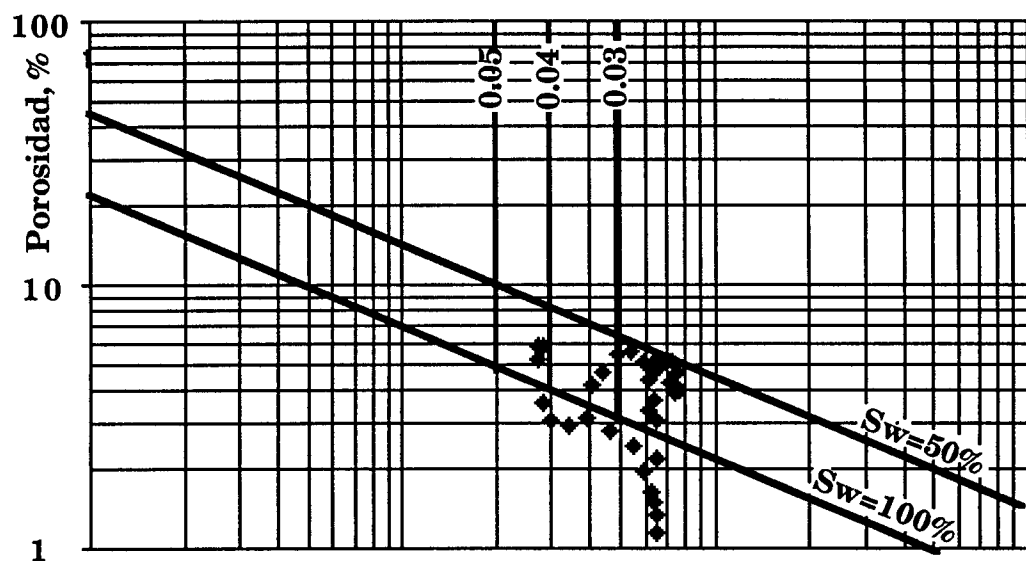


**Prueba 6
Lansing 'J'**

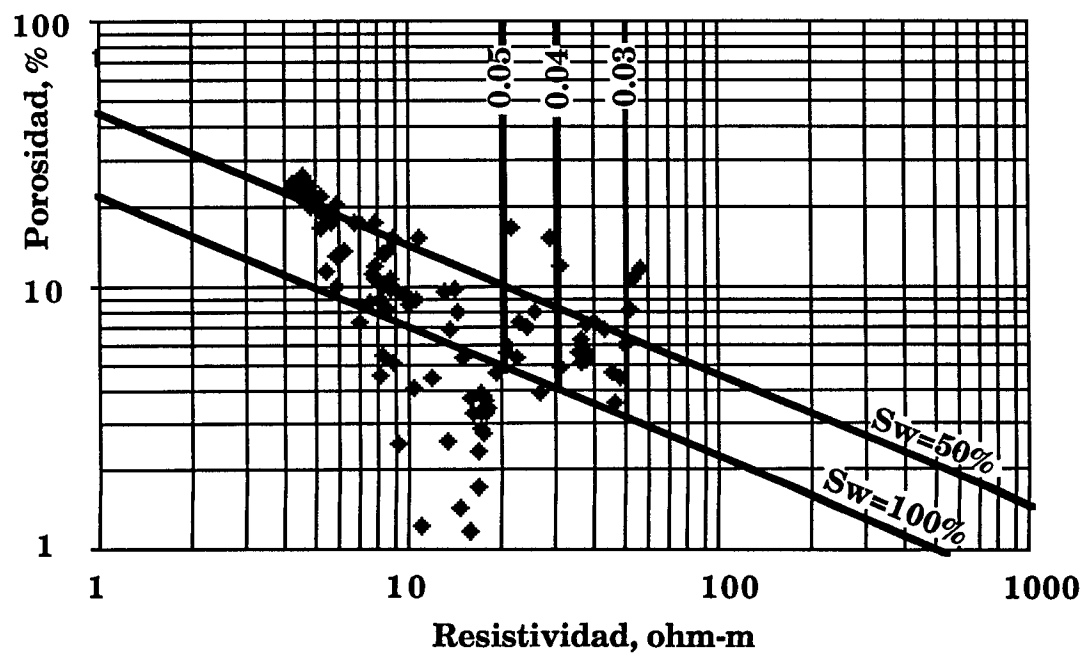




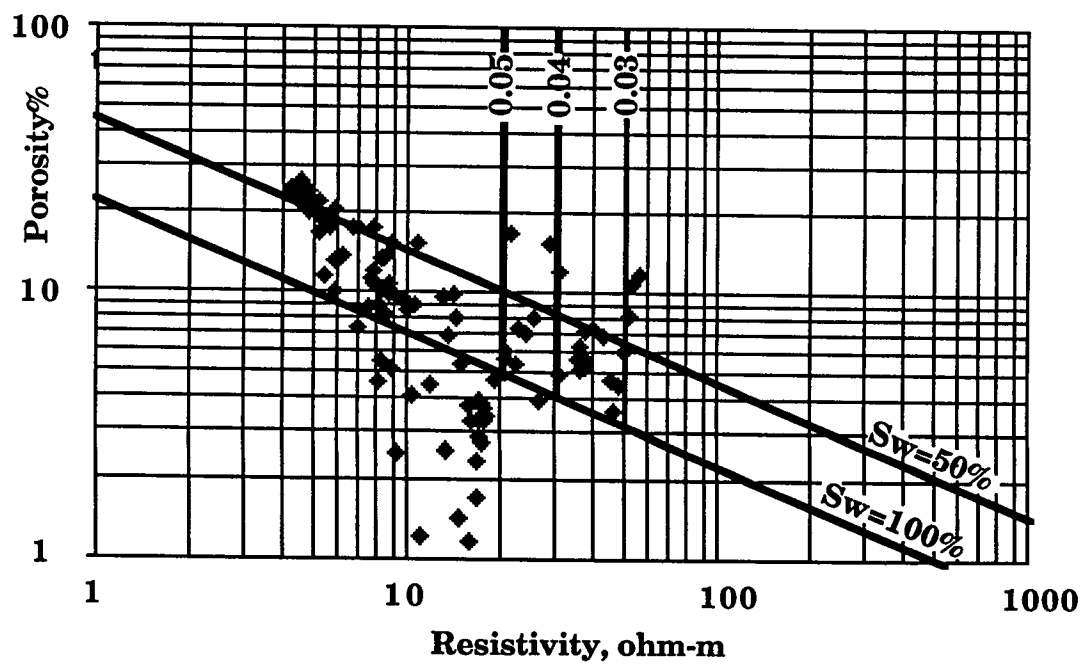
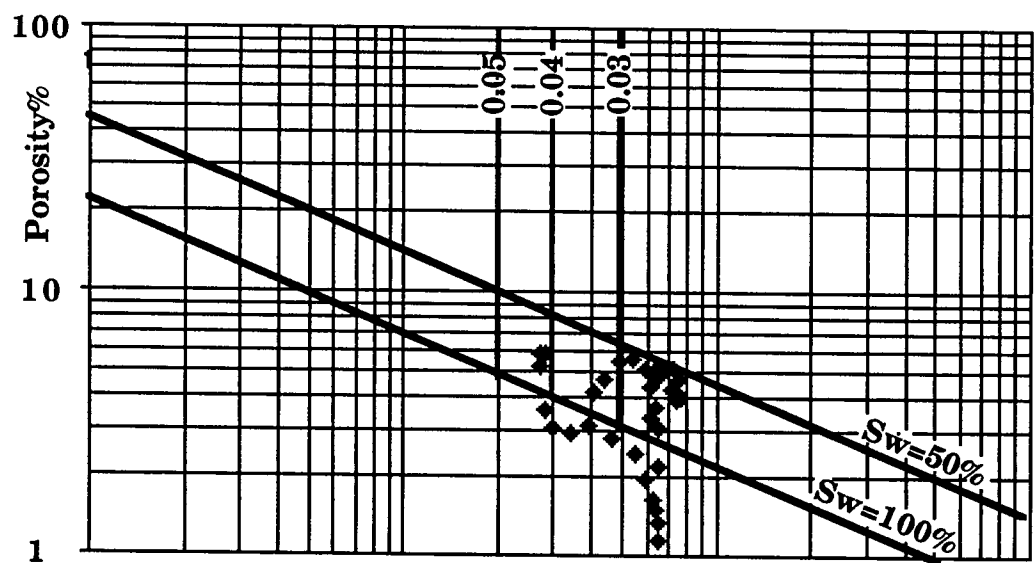
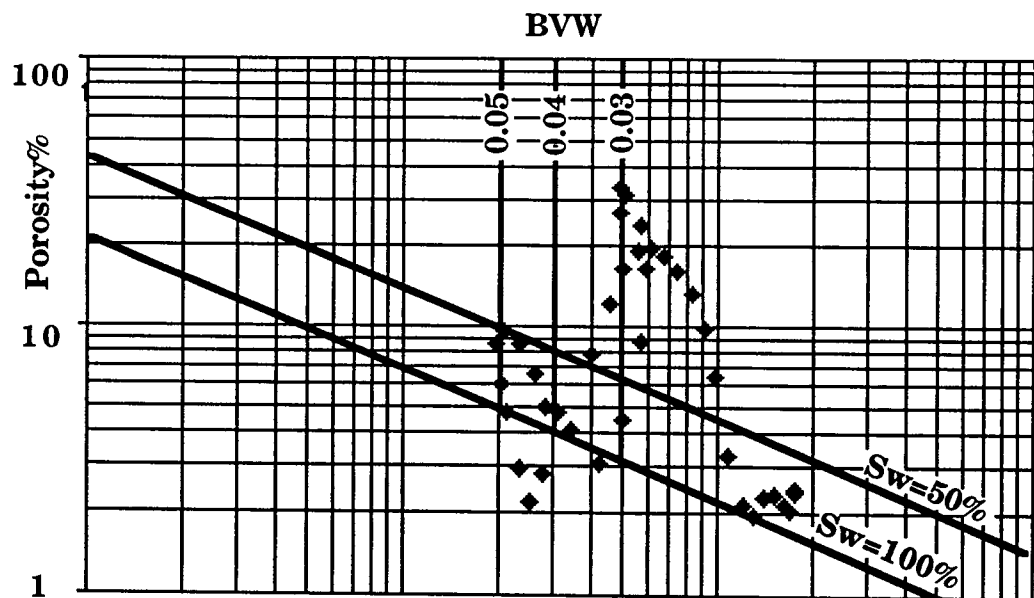
**Prueba 7
Lansing 'K'**

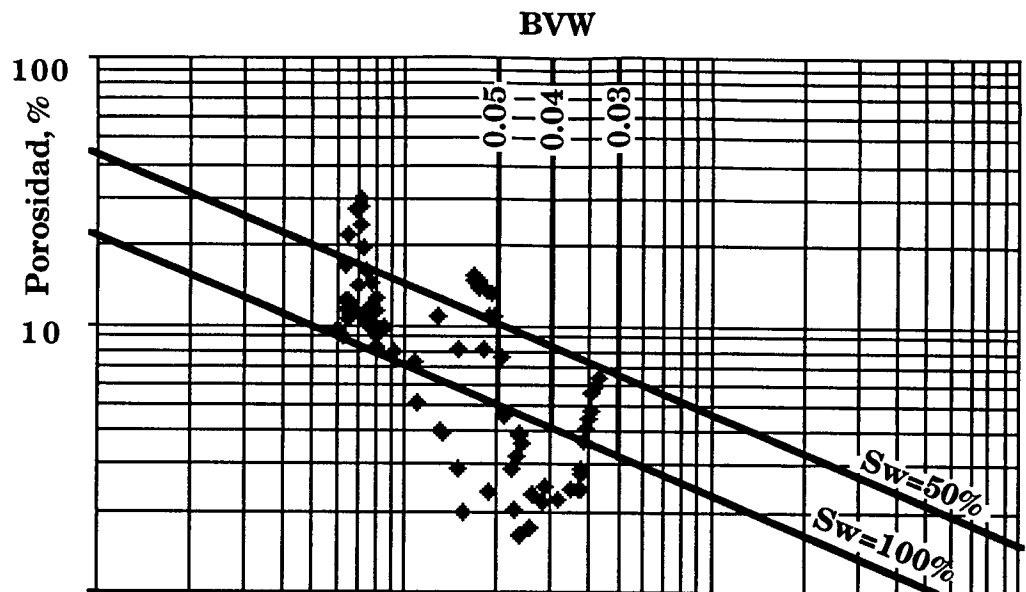


**Prueba 8
Lansing 'L'**

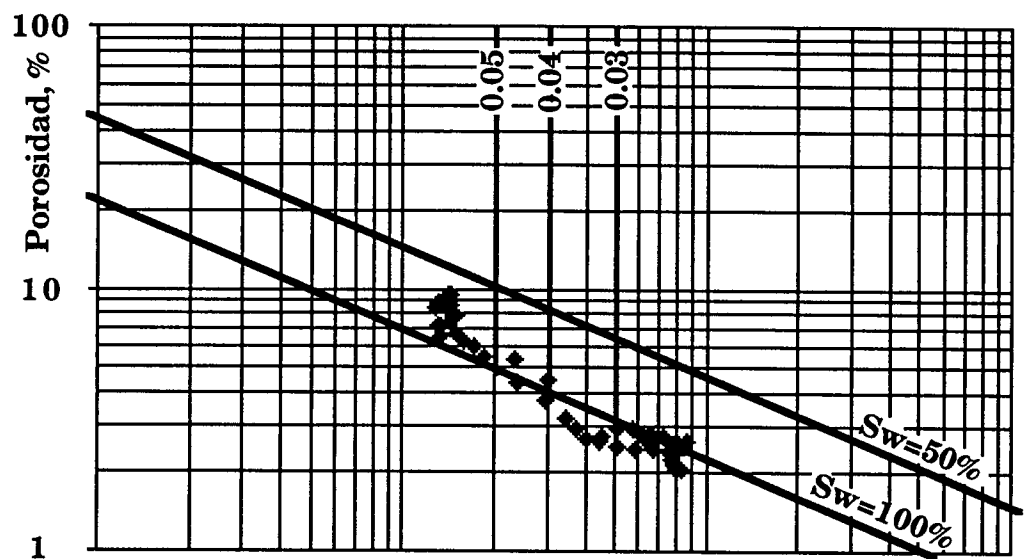


**Prueba 9
Marmaton
'A' and 'B'**

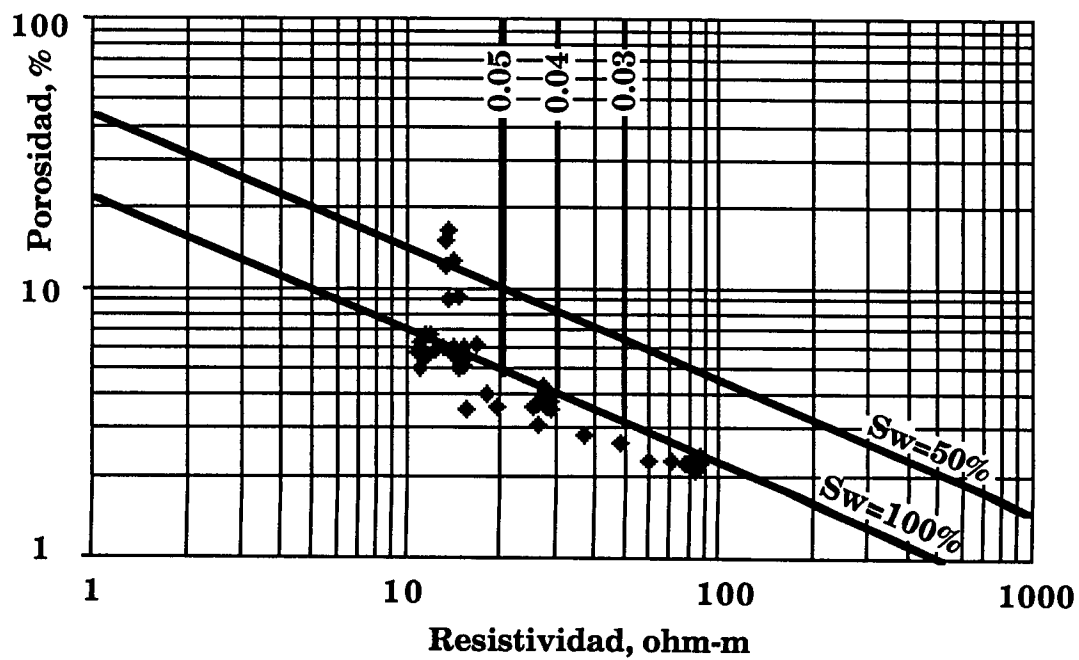




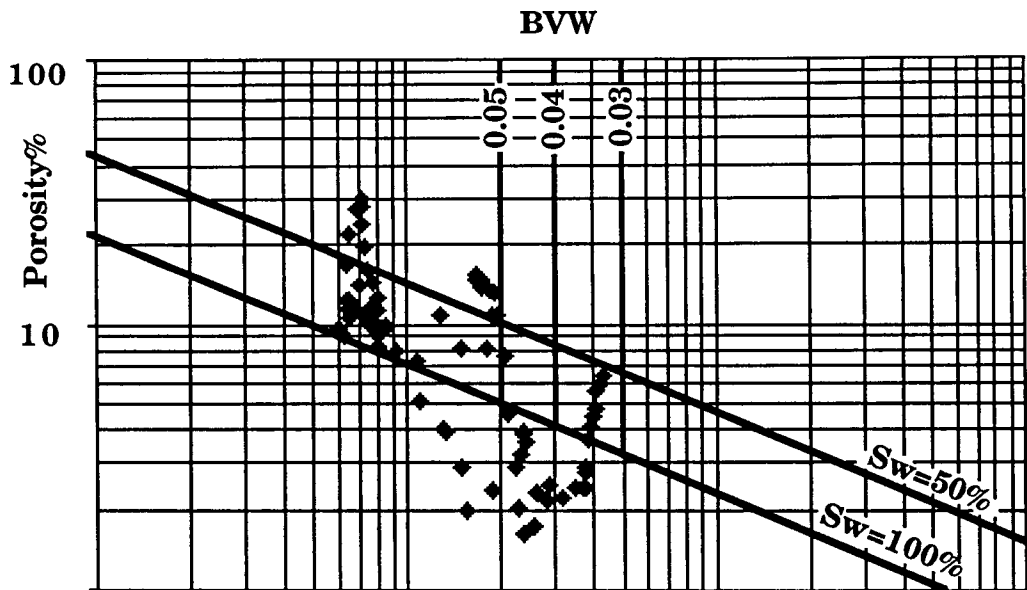
**Prueba 10
Marmaton 'C'**



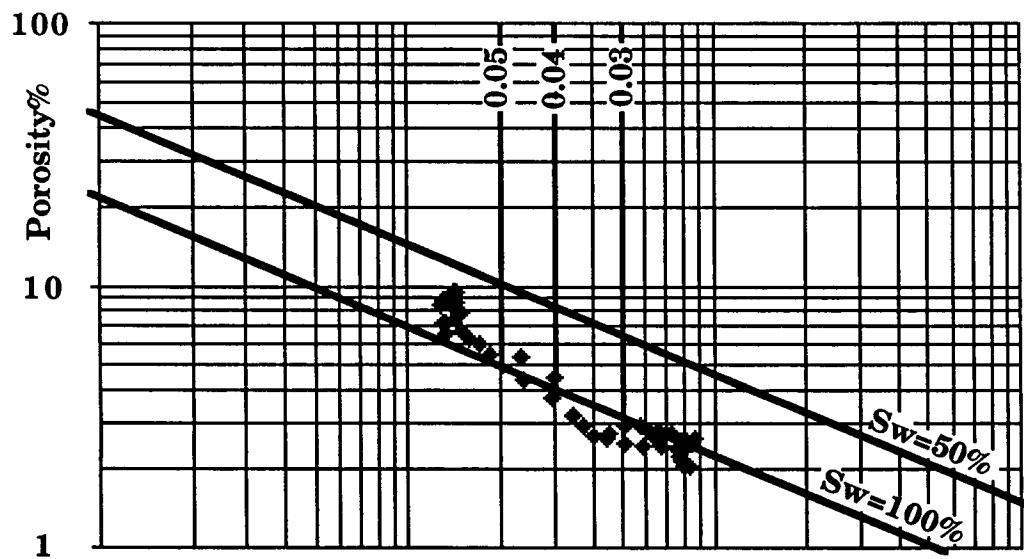
**Prueba 11
Mississippian**



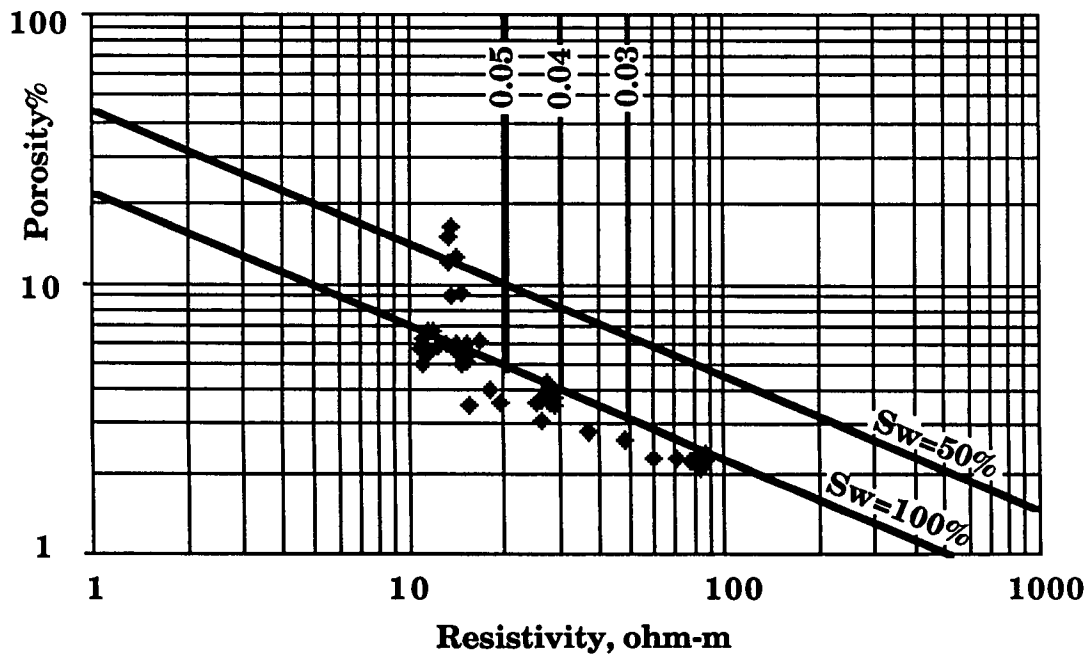
**Prueba 12
St. Louis**



**DST#10
Marmaton 'C'**



**DST#11
Mississippian**



**DST#12
St. Louis**

LO QUE SE VE ES LO QUE SE OBTIENE

Una manera convincente de ver el potencial predictivo del diagrama de Pickett es analizar intervalos a los que se les han hecho pruebas de producción o pozos con un buen historial de producción. Muchas veces, poner atención en detalles termina siendo la clave de un estudio. Es necesario poner atención a los tiempos de flujo y periodos de cierre y diferencias de longitud entre varias pruebas. Cualquier perfil o prueba que no representen las verdaderas condiciones de subsuperficie previas a la perforación, como ser, zonas con daño en la formación o pruebas muy cortas, deberían analizarse con especial cuidado. En cualquiera de estos casos, el fluido recuperado podría ser anormalmente poco en cantidad o constituido principalmente por filtrado proveniente de la invasión. Predicciones de producción también deben tomar en cuenta el tipo de terminación de pozo y tratamientos especiales, como ser procesos de estimulación. Producciones iniciales no son siempre indicadoras de la productividad a largo plazo.

Teniendo en cuenta todos estos considerandos, el análisis del diagrama de Pickett normalmente termina prediciendo lo que en realidad pasó con un pozo. Predicciones de productividad en pozos de exploración o extensiones pueden obtenerse de considerar diagramas de Pickett y producción en zonas equivalentes en pozos del área perforados con anterioridad, tanto secos como productores. Todas las consideraciones teóricas y prácticas discutidas hasta ahora por supuesto que son de importancia para explicar cualquier tipo de resultados, ya sean en condiciones que se consideran normales o aberrantes. Un análisis sistemático debiera ser importantísimo para analizar posibles heterogeneidades, distribuciones de tamaño de poros, posición estructural y la magnitud de la columna de hidrocarburos.

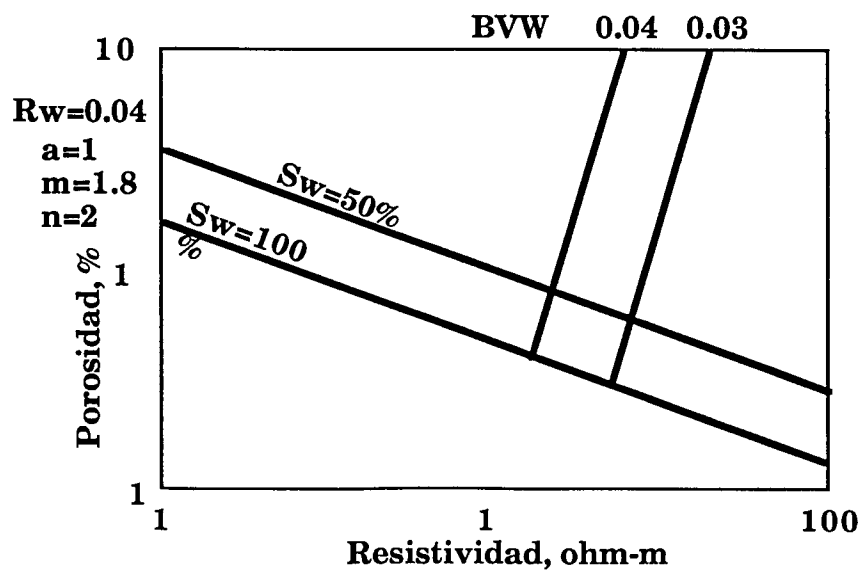
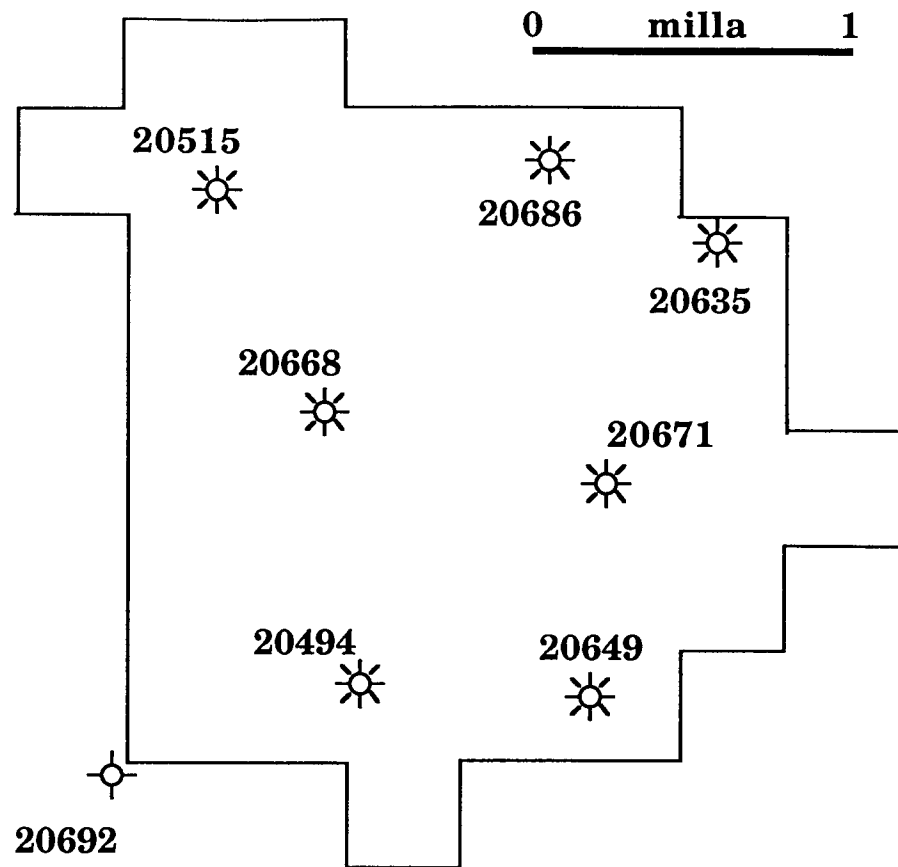
En este caso, analizaremos los diagramas para la arenisca Morrow del Carbonífero Superior en siete pozos productores de gas y en un pozo seco del yacimiento Arroyo del sudoeste de Kansas. La unidad de interés ha sido interpretada como un depósito costero en que los sedimentos se fueron haciendo más gruesos a medida que transcurría el tiempo. En las próximas dos páginas, los diagramas aparecen de acuerdo a un orden creciente de productividad. Nótese la tendencia a aumentar la porosidad, disminución de la saturación de agua y disminución del volumen de agua en las zonas más productoras. El pozo 20668 es interesante en el sentido que el diagrama de Pickett sugiere una productividad marginal a pesar que la productividad inicial fue tan buena como la de los mejores pozos. Es de hacer notar, sin embargo, que la productividad disminuyó con el tiempo, lo que cuadra bien con lo sugerido por el diagrama de Pickett.

WHAT YOU SEE IS WHAT YOU GET

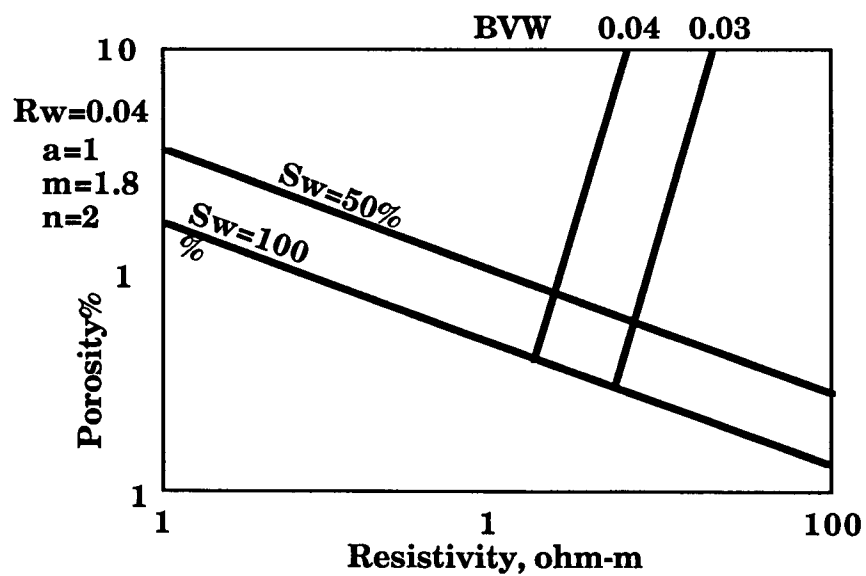
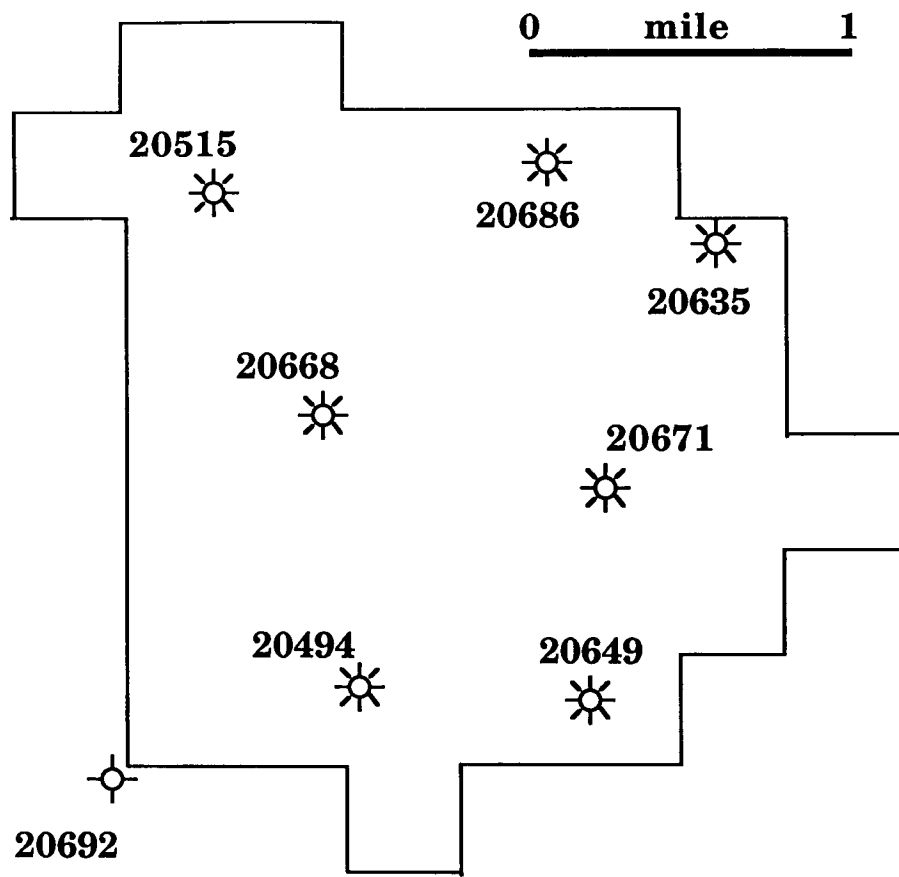
A pragmatic way to relate Pickett plot patterns to productivity is to crossplot resistivity-porosity logs from zones that have either been drill-stem tested or perforated and have a production history. In making such a study, one must be careful to screen the data, so that comparisons can be made meaningfully. So, for example, the shut-in and flow period times of DSTs should be noted and time differences between separate DSTs made part of the evaluation. Care should also be taken to discriminate rogue DSTs run in zones with formation damage (perhaps due to an highly overbalanced mud column) or DST times were far too short. In either of these cases, fluid recoveries may be poor and reflect only mud filtrate that was forced into the formation. Similarly, production results must be evaluated with respect to completion practice and any stimulation operation during the history of the well. Initial production rates are not always indicative of longer term productivity.

If these cautionary remarks are taken to heart, then this WYSIWYG approach ("What You See Is What You Get") is a valuable method that automatically accommodates the unique characteristics of every reservoir unit. Expectations of production from equivalent sections in wildcats, in-field or step-out wells can be judged from the Pickett plots and performance of past wells and dry holes. The theoretical and empirical concepts discussed up to this point in the manual still play a vital role in the explanation of pattern structure in both normal and unusual sections. Systematic analysis should be keyed to notions of reservoir heterogeneity, pore-size distributions, stratigraphic position, and relative height of hydrocarbon column.

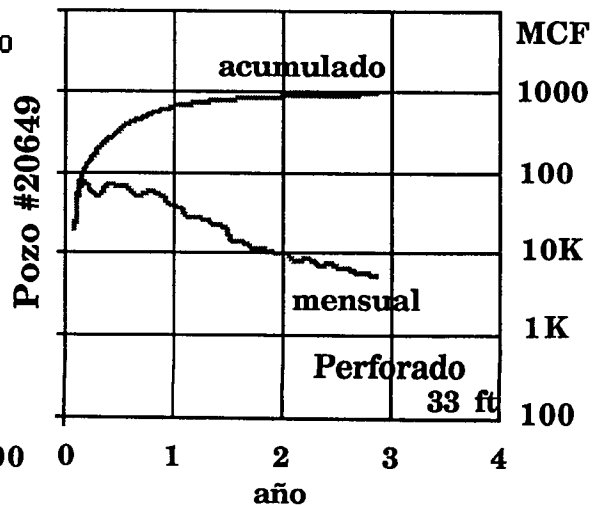
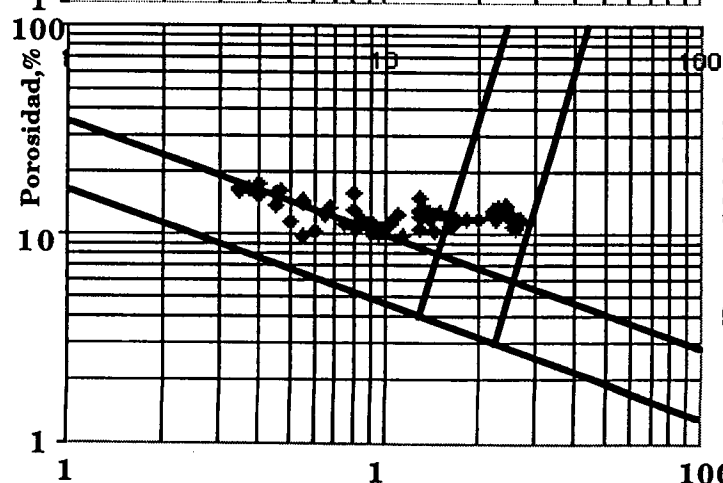
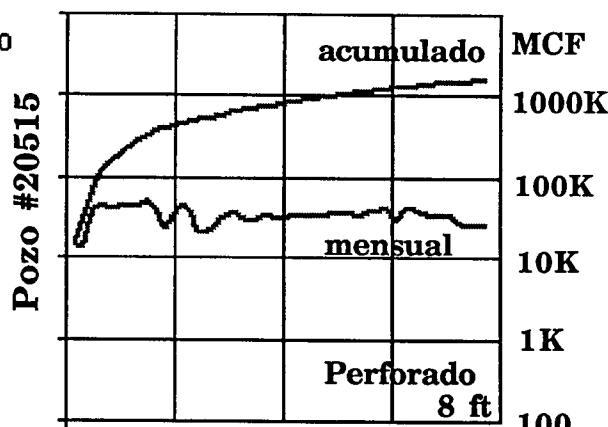
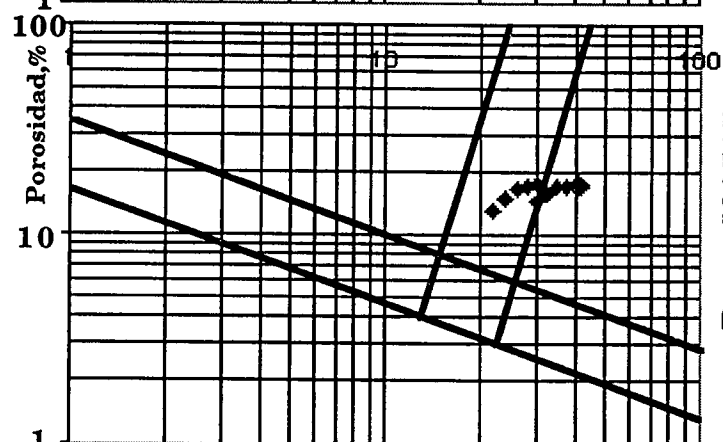
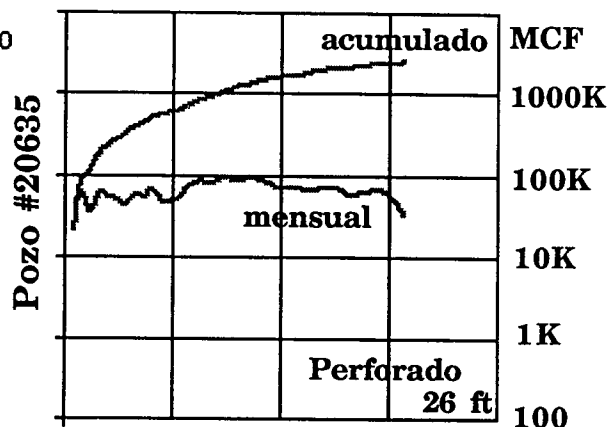
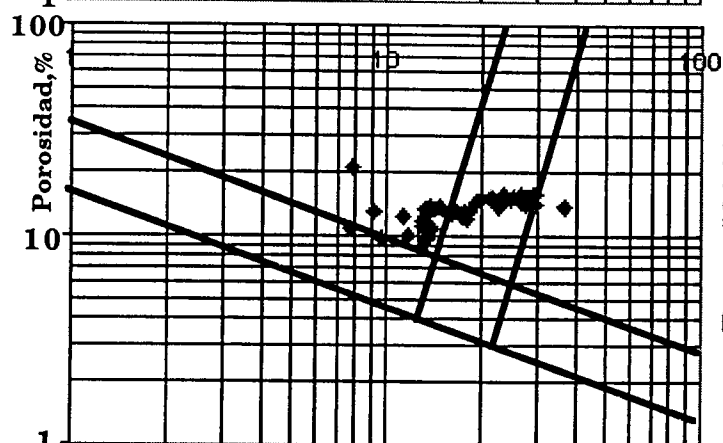
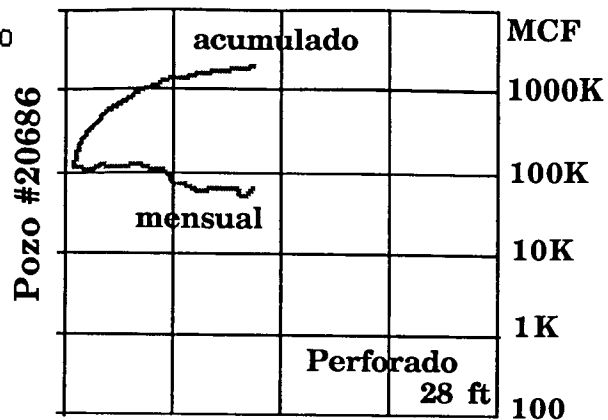
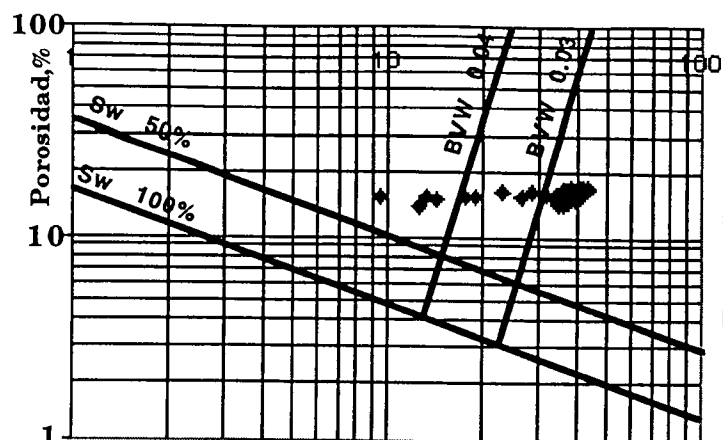
As an example of this procedure, Pickett plots were generated from the Pennsylvanian Lower Morrow in seven gas wells and a dry hole in the Arroyo field of south-west Kansas. The reservoir unit is a sandstone that has been interpreted to be deposits of an upward-coarsening shoreface. On the next two pages, the plots are ordered according to their perforation zone's overall productivity. Notice the overall drift to higher porosities, lower water saturations, and lower BVWs in the more productive zones. Well #20668 is interesting in that its Pickett plot suggests marginal productivity, but its initial production rate was as good as some of the better gas wells. However, note also that its production rate declined steeply so that long-term production history of the well is a better match to expectations suggested by the Pickett plot.

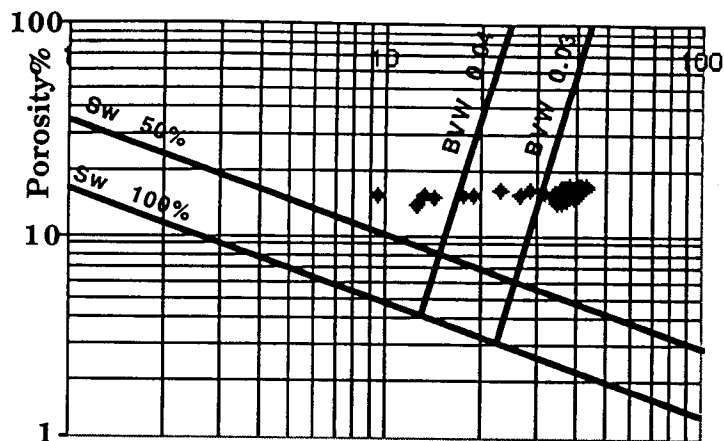


Ubicación de los pozos del yacimiento Arroyo usados en el ejemplo y diagrama de Pickett mostrando algunas líneas y parámetros críticos.

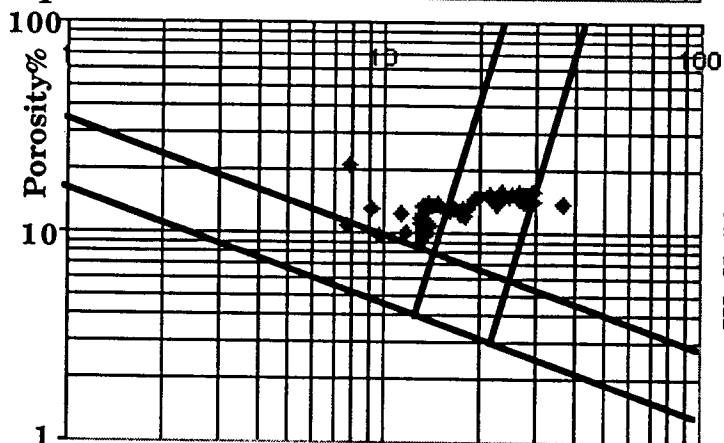
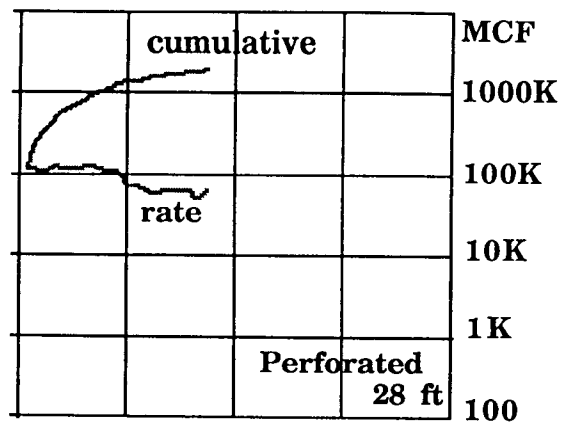


Location of Pickett plot gas wells in the Arroyo field, together with reference Pickett plot framework.

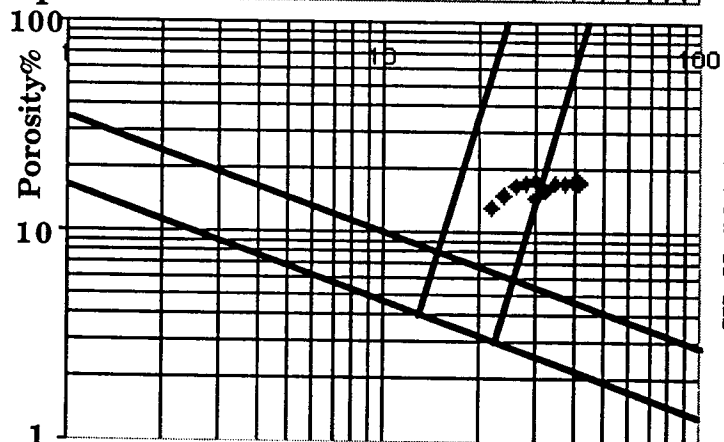
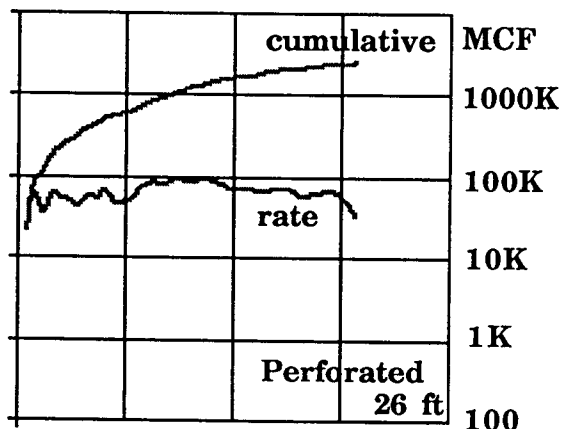




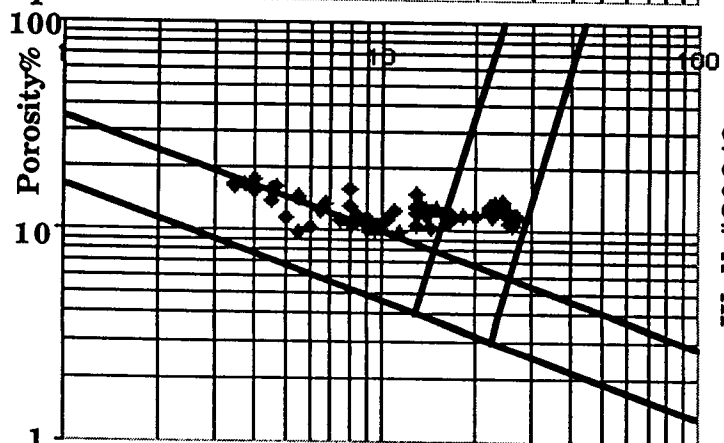
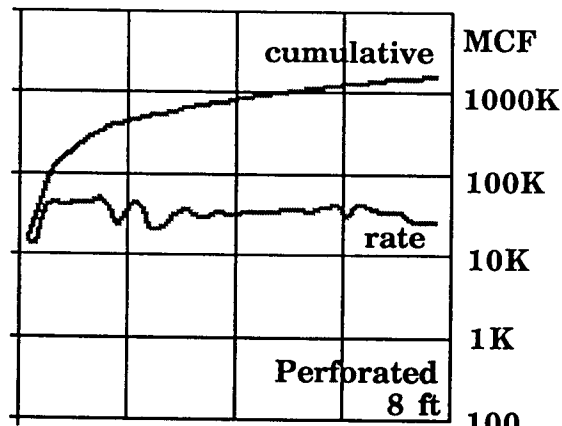
Well #20686



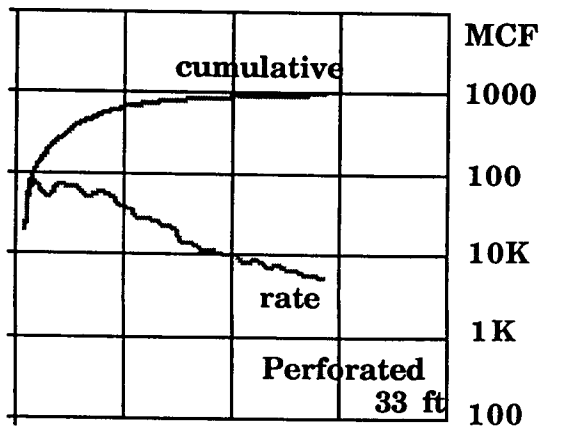
Well #20635



Well #20515

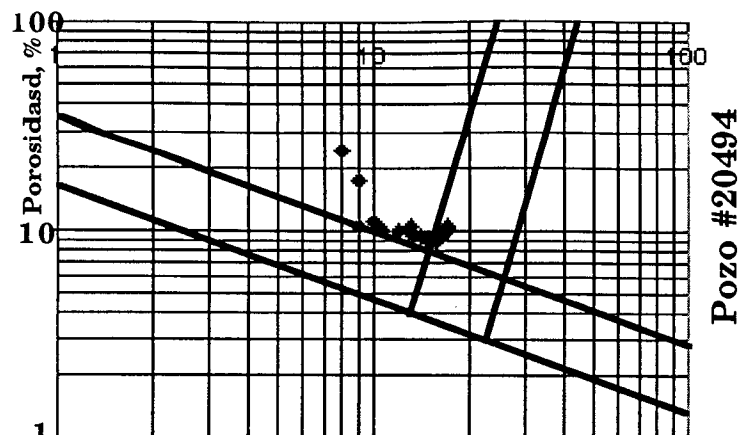


Well #20649

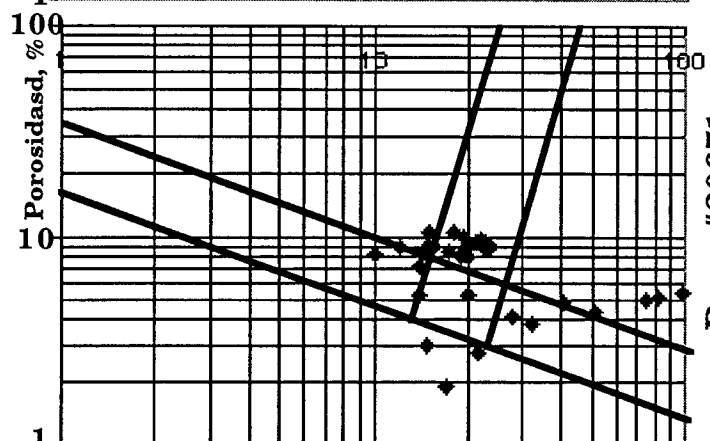
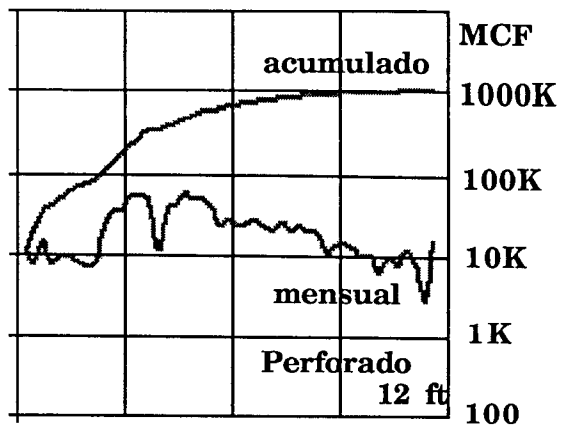


Resistivity, ohm-m

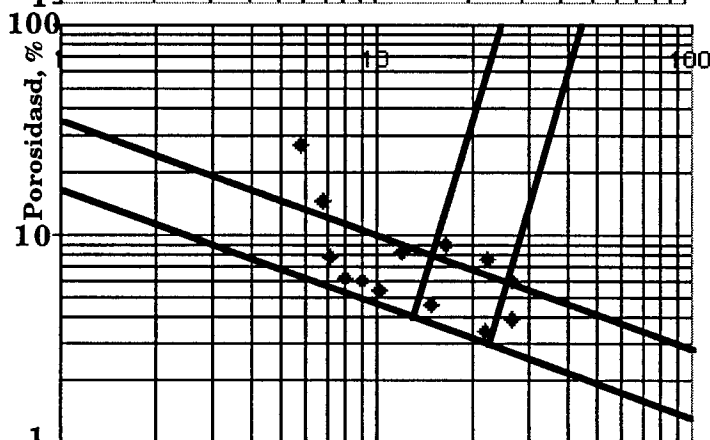
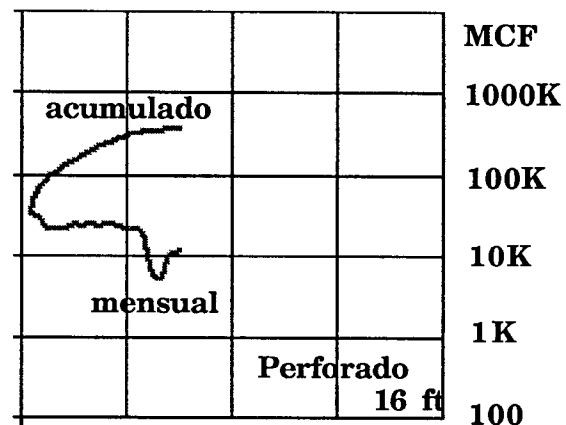
year



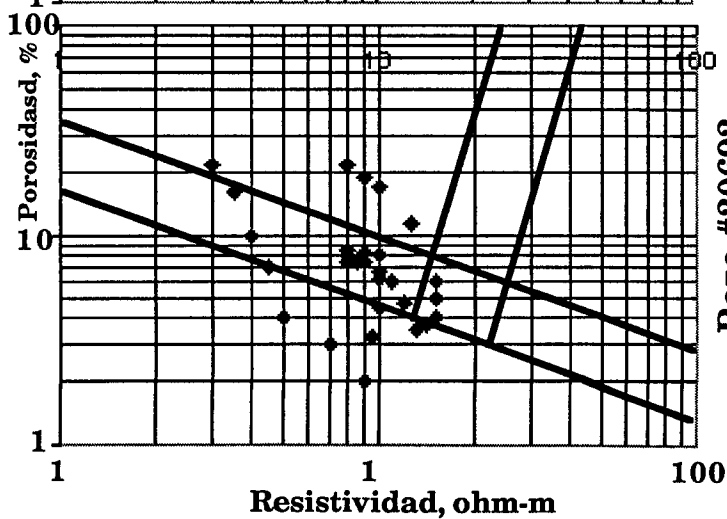
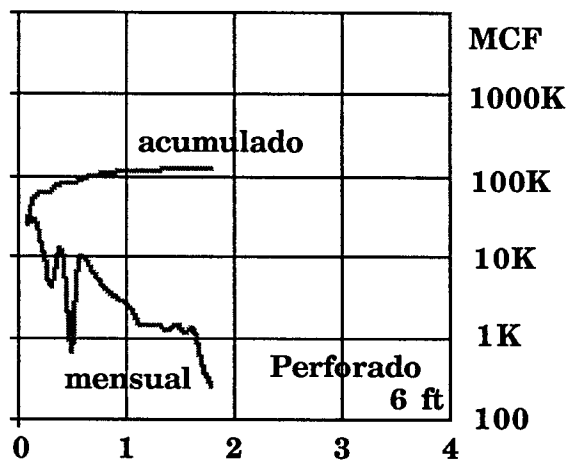
Pozo #20494



Pozo #20671

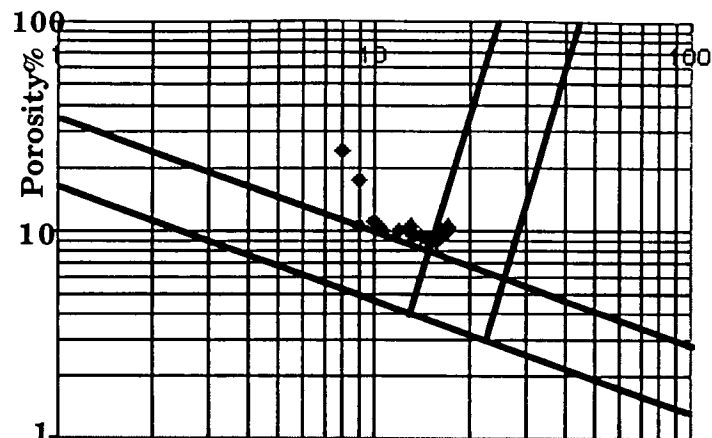


Pozo #20668

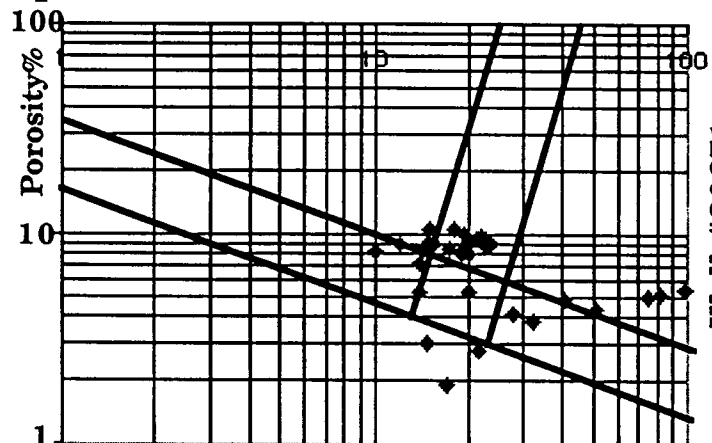
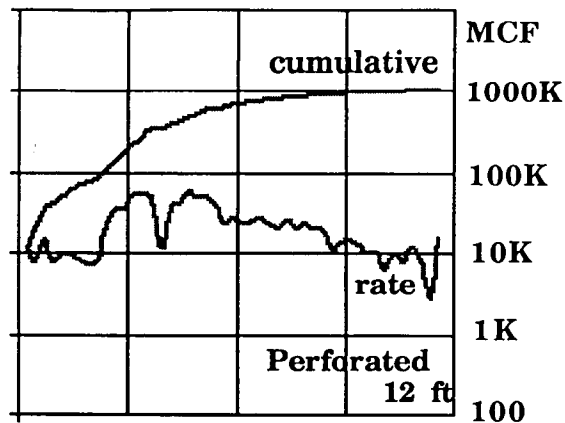


Pozo #20692

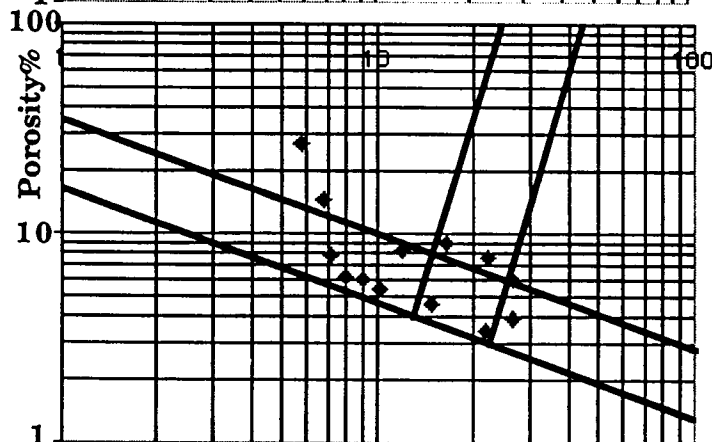
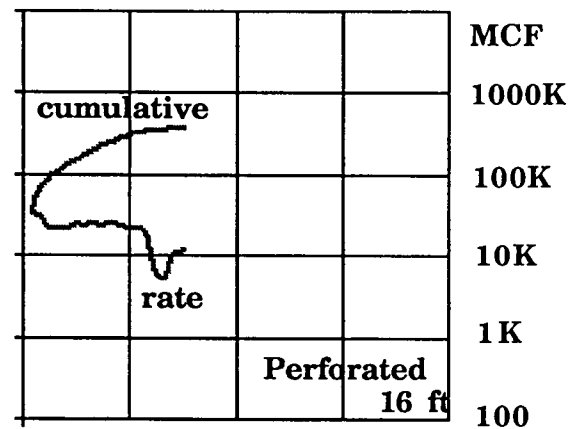
Seco
Prueba: 1196 pies (365 m)
de agua salada



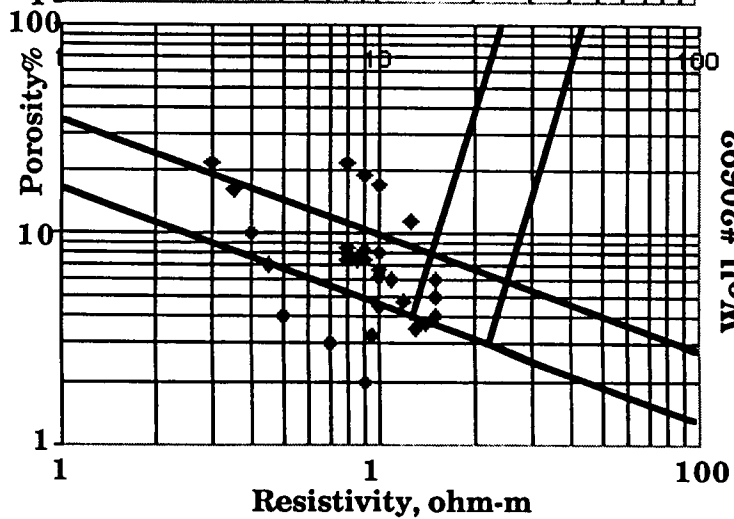
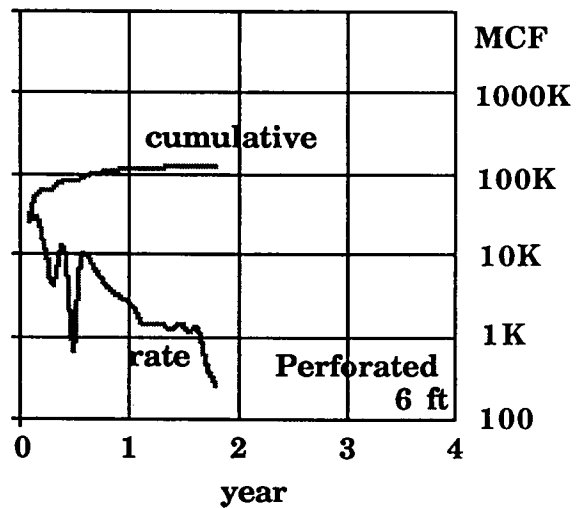
Well #20494



Well #20671



Well #20668



Well #20692

No production
DST: 1196 feet
salt water

ESTIMACION DE PERMEABILIDADES

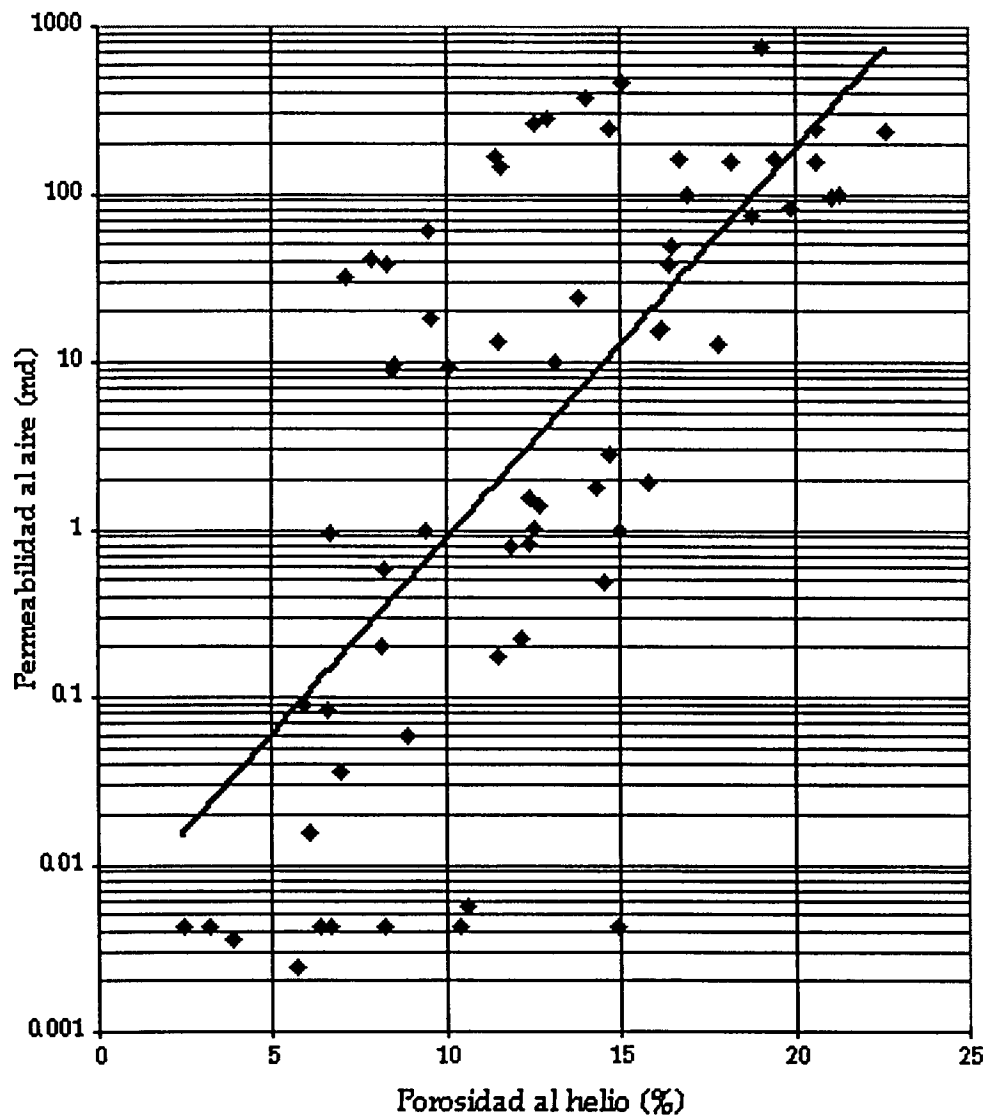
Las relaciones más simples entre porosidades, ϕ , y permeabilidades, k , han sido ecuaciones del tipo:

$$\log k = P + Q \cdot \phi$$

o

$$\log k = P + Q \cdot \log \phi$$

donde P y Q son constantes obtenidas de regresiones usando medidas hechas en testigos con la idea de poder utilizar porosidades de perfiles para predecir valores de permeabilidad. La gráfica mostrada a continuación muestra un caso típico. En este caso se trata de medidas de porosidad y permeabilidad en testigos de la arenisca Simpson (Ordovícico Medio), Kansas.



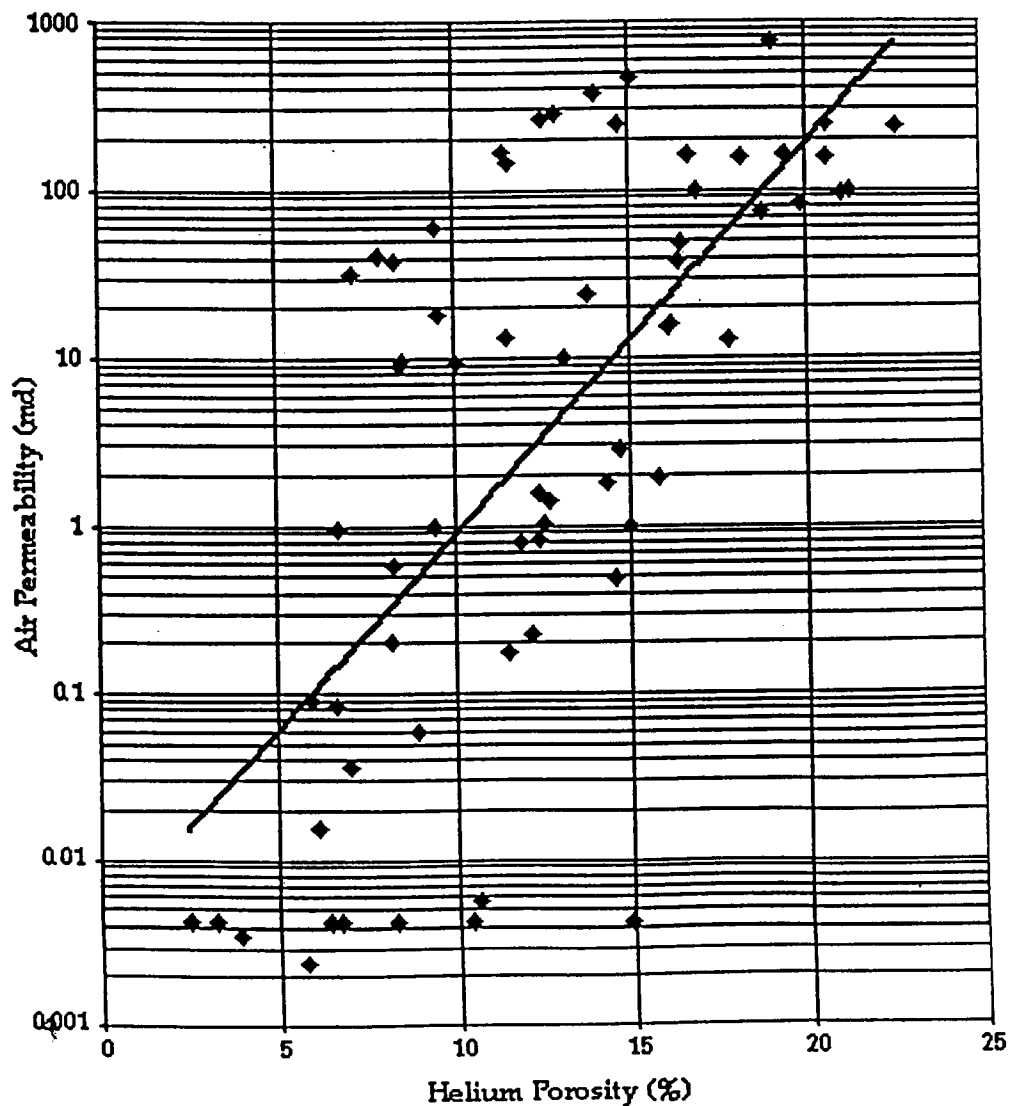
ESTIMATION OF PERMEABILITY

The most simple quantitative methods to predict permeability from logs have been keyed to empirical equations of the type :

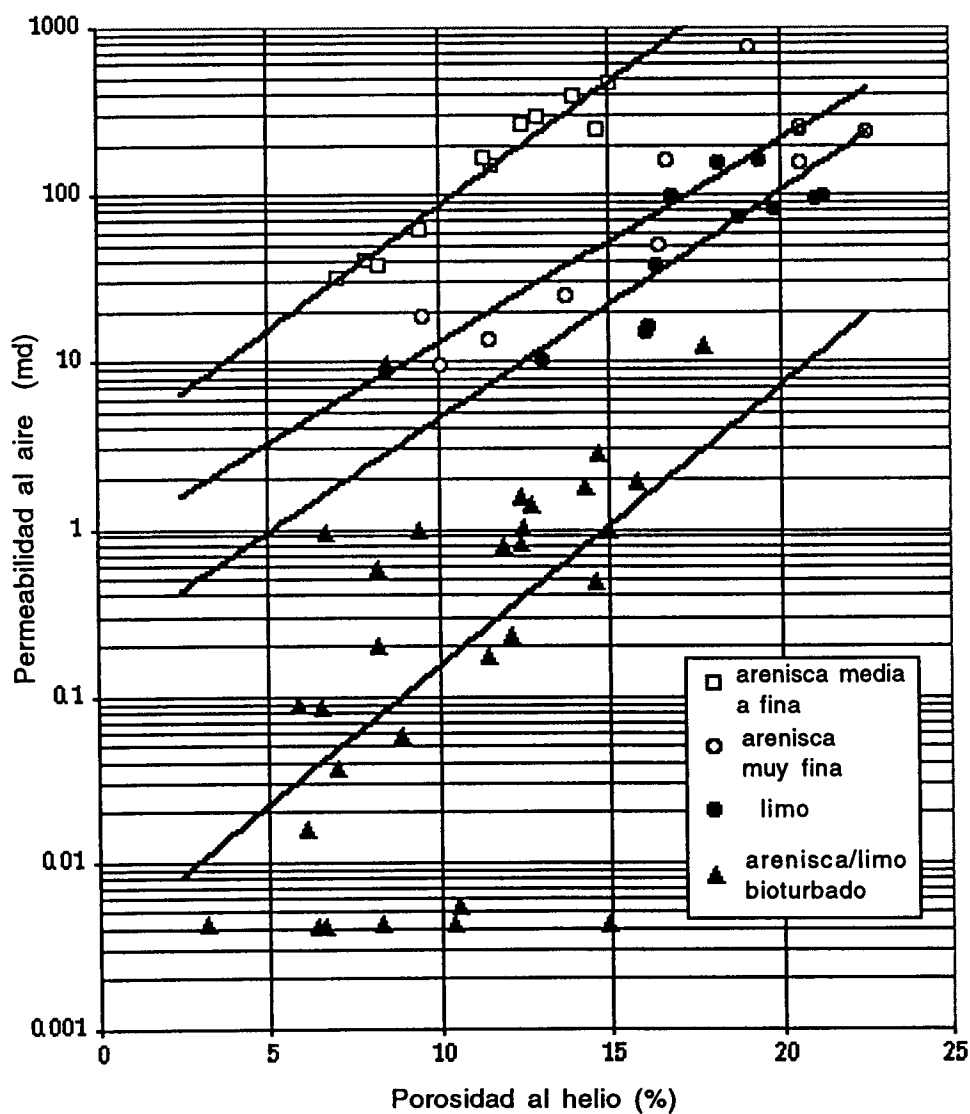
$$\log k = P + Q \cdot \Phi$$

$$\text{or} \quad \log k = P + Q \log \Phi$$

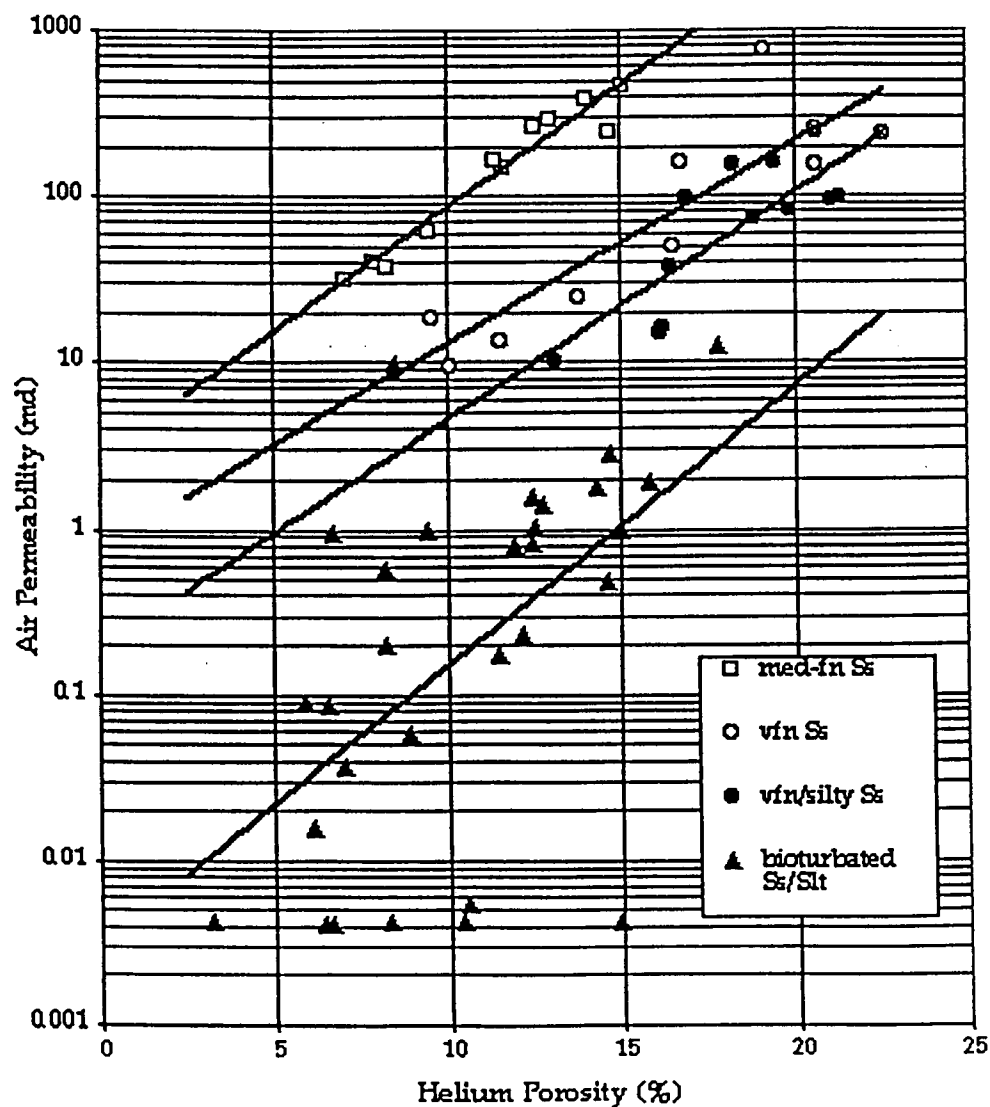
where P and Q are constants determined from core measurements, and applied to log measurements of porosity (Φ) to generate predictions of permeability (K). An example of fitting core measurements of permeability to porosity is shown for the Simpson Sandstone (Middle Ordovician) from core measurements in Kansas reservoirs.



Estas regresiones resultan más adecuadas en rocas homogéneas, lo cual no es el caso de la arenisca Simpson ni el de muchas otras. En el caso de la arenisca Simpson, la dispersión sobre la recta de regresión se reduce bastante si los datos se subdividen en base al tamaño del grano. Tamaños finos tienen mayor superficie de contacto que las fracciones más gruesas. A mayor superficie de contacto, menor permeabilidad.



When applied to special cases of homogeneous sandstones, the results may be adequate, but prediction errors are often large in typical sandstones. Notice that the range of predictive error is reduced considerably in the Simpson Sandstone data set if the cores are subdivided by grain-size observed in the core samples. Smaller grain sizes cause greater surface area which decreases permeability; larger grain sizes in rocks of equivalent porosity causes a reduction in surface area and so, increased permeability.



La ecuación de Kozeny-Carman trata de describir cuantitativamente la relación que existe entre la permeabilidad y el área superficial de los poros:

$$k = \frac{A \cdot \phi^2}{(1 - \phi^2) \cdot S^2}$$

donde S es el área superficial específica, que se define como la razón entre el área superficial de los poros y el volumen de la parte sólida de la roca.

Desafortunadamente, un atributo como el área superficial específica es difícil de medir experimentalmente. Wyllie y Rose (1950) dirigieron su atención a otros atributos más fáciles de medir que pudieran estar relacionados con la porosidad y la permeabilidad, terminando por quedarse con la saturación de agua irreducible:

$$k = \frac{P \cdot \phi^Q}{S_{wi}^2}$$

Como puede verse, Wyllie y Rose además generalizaron la expresión al cambiar los exponentes por parámetros Q y R a determinar en forma análoga a los parámetros de la ecuación de Archie. Probablemente, la versión más empleada de esta relación es la "ecuación de Timur", válida en areniscas. Timur (1968), después de hacer numerosas mediciones, llegó a la conclusión que en el caso de areniscas, la relación general de Wyllie y Rose toma la forma:

$$k^{0.5} = 100 \frac{\phi^{2.25}}{S_{wi}}$$

En esta ecuación, tanto la porosidad como la saturación de agua deben expresarse como fracción 0-1.

Los resultados de Timur probaron ser una mejora considerable sobre ecuaciones basadas en regresiones porosidad-permeabilidad. Nótese, sin embargo, que el uso de la saturación de agua irreducible restringe el uso en niveles con hidrocarburo.

La ecuación de Timur puede graficarse en un diagrama porosidad versus saturación de agua irreducible. Dado que los ejes son los mismos de un diagrama de Buckles, los dos diagramas pueden combinarse en un solo "diagrama de Buckles-Timur".

So, permeability is not exclusively determined by pore **volume**, but is also controlled by internal surface area. The interrelationships are contained in the classic Kozeny-Carman equation :

$$k = \frac{A\Phi^3}{(1 - \Phi)^2 S^2}$$

which incorporates the specific surface area, S , as an additional variable to estimate permeability. The specific surface area is the ratio of surface area to volume of framework solid and is difficult to measure directly by conventional methods. However, the specific surface area is inextricably linked with pore size, which in turn controls irreducible water saturation. Wyllie and Rose (1950) proposed a modification of the Carman-Kozeny equation that substituted irreducible water saturation for the specific surface area term:

$$k = \frac{P\Phi^Q}{S_{wi}^R}$$

The irreducible water saturation term in the modified equation functions as a powerful surrogate variable for specific surface area, and this accounts for the improvement in permeability estimates when incorporated with porosity.

The Wyllie-Rose relationship is a generalized equation that requires the determination of values for the constants P, Q , and R to be calibrated from core measurements. Probably the most widely-used version of this equation is the “Timur equation” for **sandstones**. Timur (1968) developed an equation which linked permeability with both porosity and irreducible water saturation (S_{wi}) in sandstones, based on laboratory measurements of core.

$$k^{0.5} = 100 \frac{\Phi^{2.25}}{S_{wi}}$$

(Both water saturation and porosity values are in fractional units.)

The results showed a considerable improvement in permeability estimation over those based on porosity values alone. However, notice that the use of irreducible water saturation as an input variable restricts the predictions to hydrocarbon reservoir zones.

The Timur equation can be plotted as predicted permeability contours on a crossplot of porosity and irreducible water saturation. Because the axes are the same as a Buckles plot, the two forms can be combined such as a “Buckles/Timur plot”.

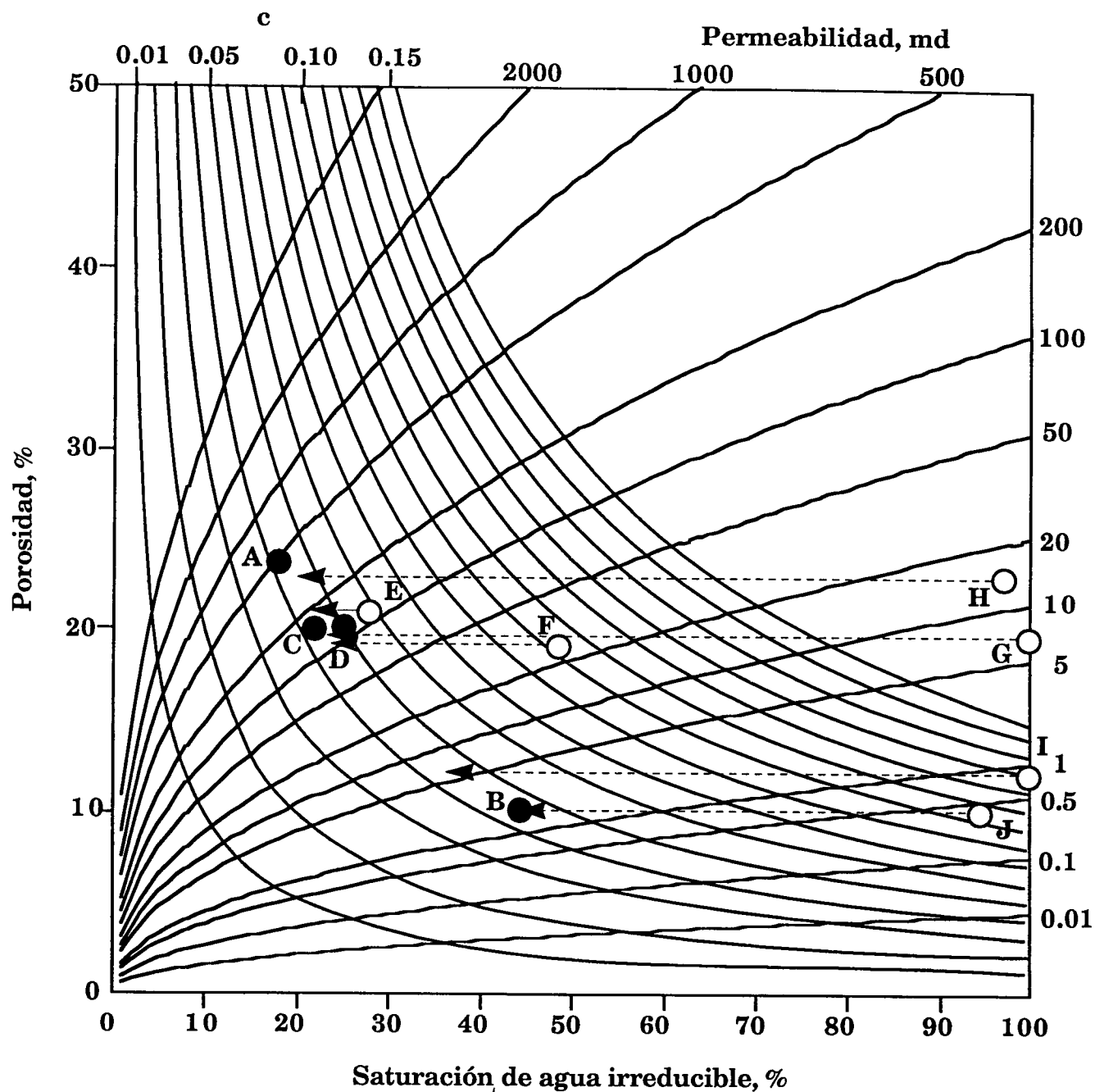
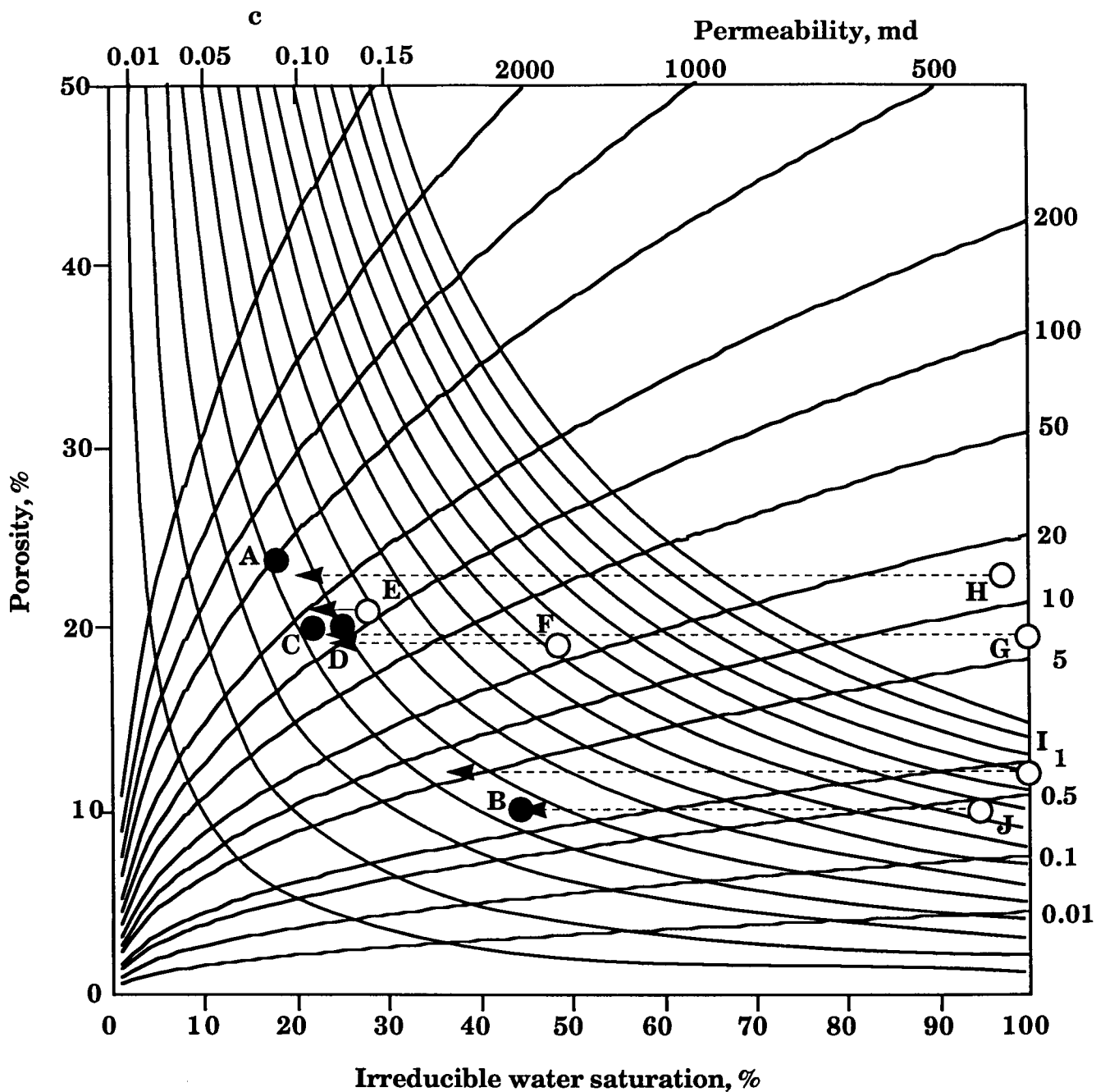


Diagrama de Buckles-Timur en zonas de la arenisca Oz. Los círculos llenos corresponden a niveles a saturación irreducible por sobre la zona de transición. Los círculos simples, por el contrario, están en niveles de transición o en agua y tienen una saturación de agua por sobre la saturación irreducible. Los niveles de E a J deben migrarse a los lugares indicados por las puntas de las flechas para poder hacer predicciones de sus permeabilidades.

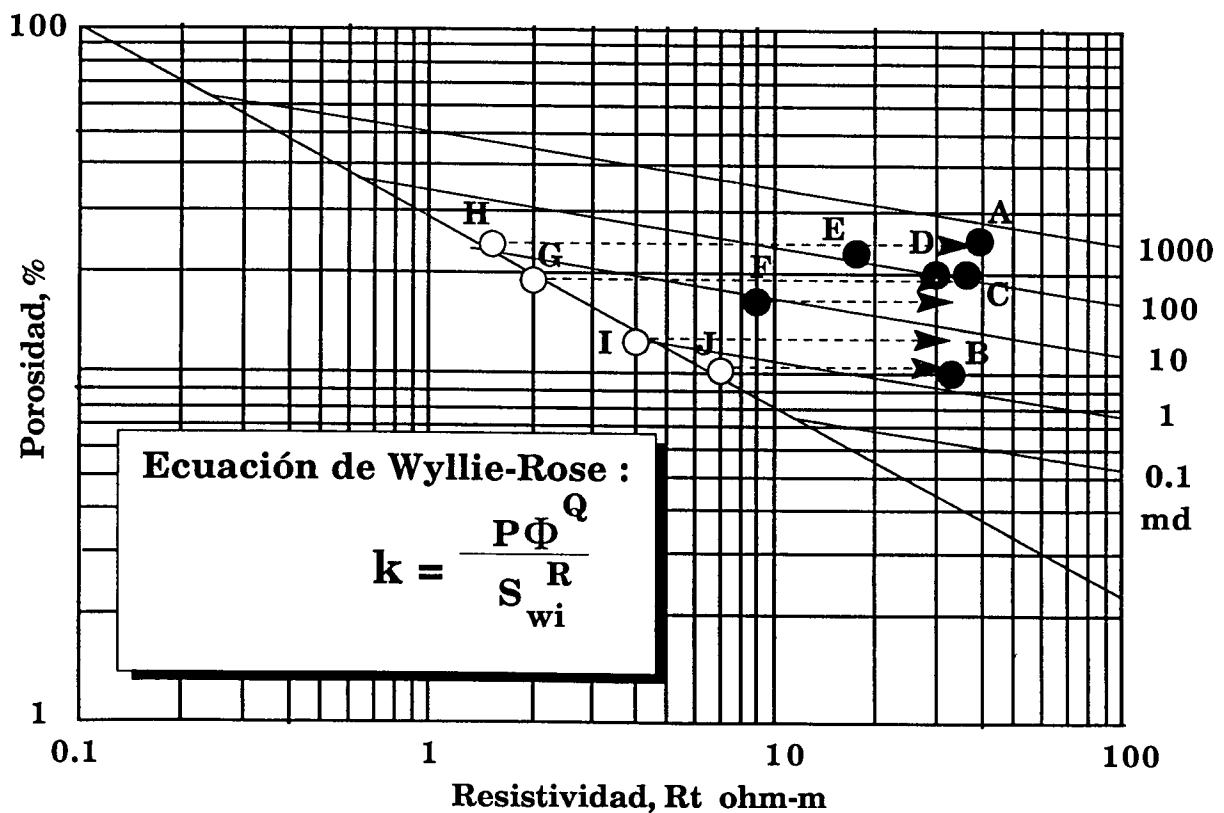


Buckles/Timur plot of zones from the "Oz Sandstone".
Black circles are those zones considered to be above the transition zone and therefore at "irreducible" water saturation.
The white circles are zones interpreted to be in the transition zone and the water leg ; their water saturations are greater than irreducible and have been "migrated" by arrows to irreducible levels in order to make permeability predictions.

La ecuación de Wyllie-Rose puede graficarse fácilmente en un diagrama de Pickett, debido a que después de una transformación se tiene:

$$\log k = \log P + Q \cdot \log \phi - R \cdot \log S_{wi}.$$

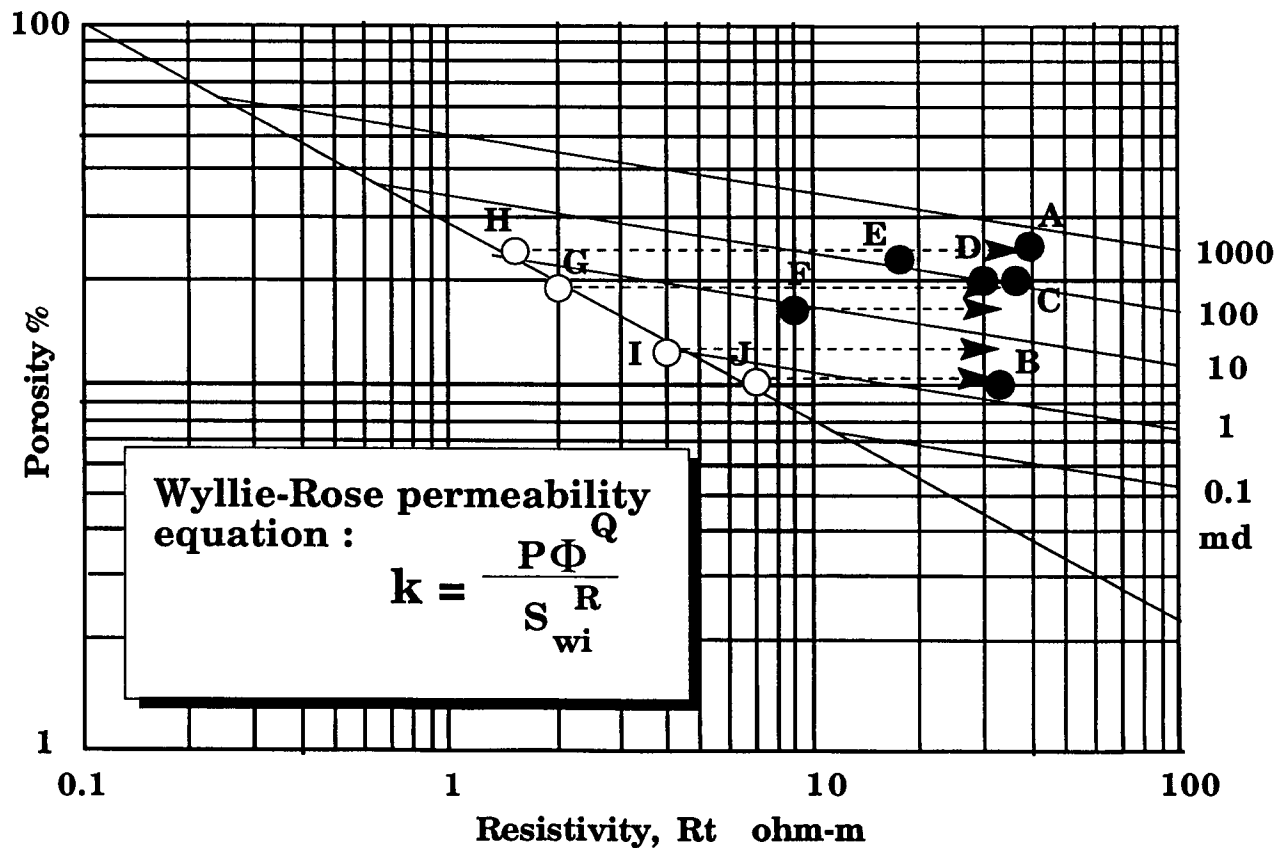
Empleando el mismo ejemplo anterior de la arenisca Oz, hemos trazado las líneas de permeabilidad en un diagrama de Pickett. Como los niveles A a D tienen una saturación de agua irreductible, los valores de permeabilidad pueden leerse directamente de la gráfica. Los niveles E y F están en la zona de transición. Si se supone que E y F tienen el mismo tipo de porosidad que los niveles A a D, los valores de porosidad se pueden leer luego de trasladar los puntos hasta que caigan sobre la misma curva de saturación irreductible sobre la que se agrupan los niveles A a D. Si E y F ya tuvieran una saturación irreductible, la traslación no es necesaria. Nótese que la traslación resulta en un aumento de la permeabilidad, lo cual cuadra con la realidad petrofísica, ya que si la saturación de agua es realmente más alta, el tamaño de los poros tiene que ser menor, lo que macroscópicamente resulta en una menor permeabilidad.



Wyllie-Rose equations are lines that can be drawn directly on the Pickett plot, because a logarithmic transformation of the equation leads to:

$$\log k = \log P + Q \log \Phi - R \log S_{wi}$$

As an example, lines of permeability as predicted by the Timur equation are drawn on the Oz Sandstone Pickett plot. If zones A to D are at irreducible water saturation, then their predicted permeabilities can be read directly from interpolation between the permeability contours. If zones E and F are transition zones with the same pore structure as the reservoir zones, then their permeability will be found by moving along the porosity line to the irreducible trend and reading the matching permeability value. If, however, zones E and F are not in the transition zone but are at irreducible saturation, then the permeability can be read directly. The permeability will be lower than in the first alternative, because its relatively higher water saturation would imply that the pore size was finer than those in the higher zones.



HIDROCARBURO MOVIL

Lecturas de resistividad hechas con perfiles de poca penetración básicamente muestran variaciones de saturación de filtrado en la zona lavada. Si estas medidas se combinan con lecturas de otro perfil capaz de leer resistividades en la zona virgen, resulta posible tener una idea del diferencial de saturación de hidrocarburo producido por la invasión

Para transformar las resistividades en la zona lavada a saturaciones de filtrado se usa la misma ecuación de Archie que ya hemos usado para trabajar en la zona virgen. Las únicas diferencias son que en vez de usar la resistividad del agua de formación, R_w , debe emplearse la resistividad del filtrado, R_{mf} , y que en vez de usar un perfil que lea resistividades en la zona virgen, R_t , debe usarse un perfil como el microperfil que proporcione lecturas en la zona lavada, R_{xo} :

$$S_{xo} = \left(\frac{a \cdot R_{mf}}{\phi^m \cdot R_{xo}} \right)^{\frac{1}{n}}$$

en que S_{xo} es la saturación de filtrado en la zona lavada.

Es una práctica standard que el personal a cargo del perfilaje tome una muestra de barro del antepozo, mida su temperatura y su resistividad, R_m , filtre el barro y haga mediciones de la resistividad del revoque, R_{mc} , y del filtrado, R_{mf} . Todos estos valores aparecen en el encabezamiento de cualquier perfil. En forma análoga al caso de R_w , el valor de R_{mf} a usar en el cálculo de S_{xo} es el que se obtiene después de llevarlo a la temperatura de R_{xo} usando la fórmula de Arps.

Para cualquier nivel, la saturación de filtrado en la zona lavada debiera ser siempre superior o al menos igual a la saturación de agua, S_w , en la zona virgen calculada con:

$$S_w = \left(\frac{a \cdot R_w}{\phi^m \cdot R_t} \right)^{\frac{1}{n}}.$$

El "diagrama de hidrocarburo móvil" representa las variaciones de saturación cerca de las paredes de un pozo. Tal esquema es útil para visualizar los efectos de una invasión por filtrado de barro de perforación y su asociación con la productividad de un pozo.

MOVABLE HYDROCARBON CALCULATIONS

Shallow-reading resistivity logs are strongly influenced by fluid saturations in the flushed zone immediately adjacent to the borehole wall. A comparison between hydrocarbon saturations in the flushed zone and the undisturbed formation contrasts "residual hydrocarbon saturation" (flushed-zone hydrocarbons) and "movable hydrocarbons" (the difference in hydrocarbon saturations between the undisturbed formation and the flushed zone).

The computation of fluid saturation in the flushed zone uses the standard Archie equation, but substitutes the resistivity of the mud filtrate, R_{mf} , and a resistivity reading of the flushed zone, R_{xo} (typically from a microresistivity device), to compute the filtrate saturation in the flushed zone, S_{xo} :

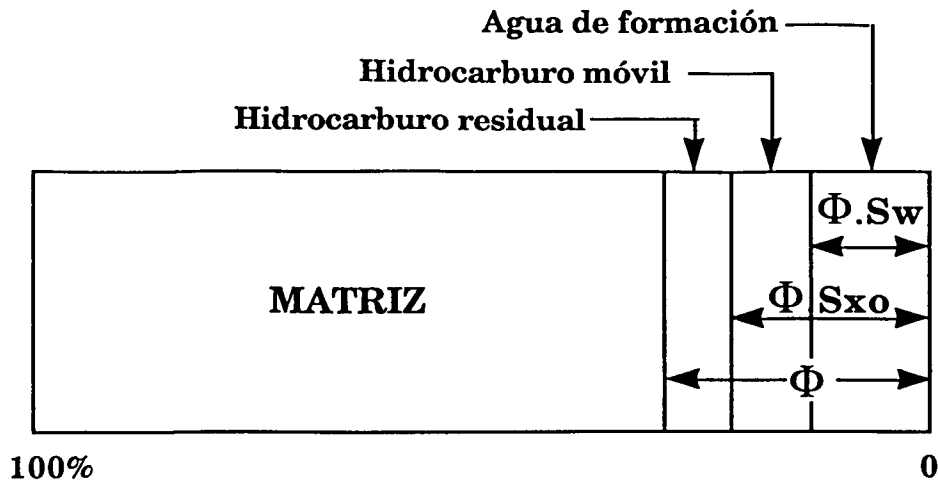
$$S_{xo} = \left(\frac{a \cdot R_{mf}}{\phi^m \cdot R_{xo}} \right)^{1/n}$$

The logging crew takes a sample of the drilling mud from the mud pit, measures its resistivity, R_m , then filters it and makes measurements of the resistivity of the mud filtrate, R_{mf} , and that of the mudcake, R_{mc} , using a conductivity cell in the logging truck. The temperature of these measurements is also taken and all the data recorded on the log header. In computing S_{xo} , the mud filtrate resistivity is first corrected to that at the formation temperature, using Arps' formula.

The water saturation of the flushed zone, S_{xo} , will be greater than the water saturation of the undisturbed zone, S_w , computed from:

$$S_w = \left[\frac{a \cdot R_w}{\Phi^m \cdot R_t} \right]^{1/n}$$

DIAGRAMA DE HIDROCARBURO MOVIL



El desplazamiento de hidrocarburo por filtrado está relacionado en cierta forma a la permeabilidad de la formación y las propiedades de los fluidos involucrados. Cheng y otros investigadores (1998) formularon un método empírico para determinar el índice de productividad de un pozo, PI , en base a lo que ellos definieron como la "razón de resistividad normalizada", R_n :

$$R_n = \log \left[\frac{R_t \cdot R_{mf}}{R_{xo} \cdot R_w} \right].$$

Al considerar la ecuación de Archie, la expresión se transforma en:

$$R_n = n \cdot \log \left[\frac{S_{xo}}{S_w} \right],$$

donde, como se recordará, n es el exponente de saturación. Cuando en el yacimiento la roca está mojada por agua y $n = 2$, la expresión de R_n toma la forma:

$$R_n = 2 \cdot \log \left[\frac{S_{xo}}{S_w} \right].$$

Si no hay invasión, $S_{xo} = S_w$ y consecuentemente $R_n = 0$.

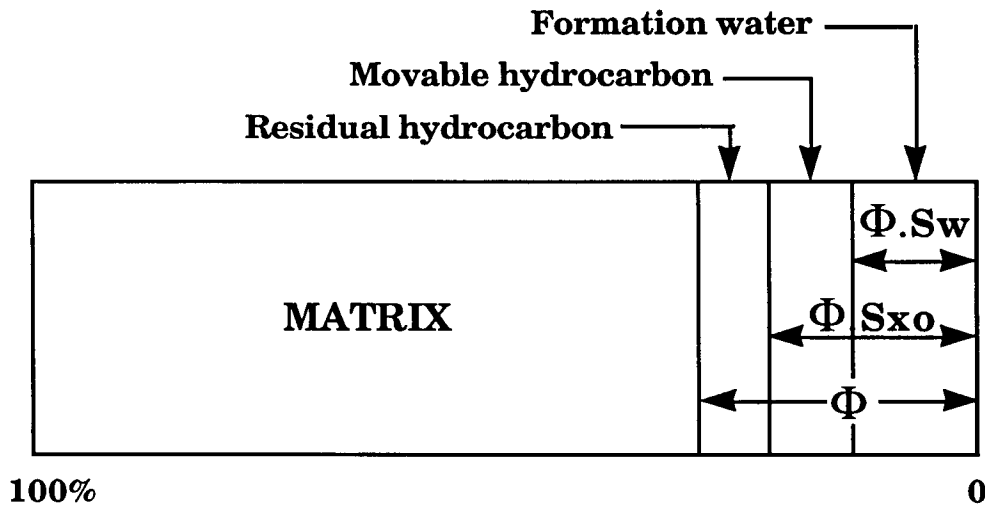
Cheng y sus colaboradores (1998) experimentaron extensamente con datos de perfiles de yacimientos en que la roca acumuladora son los sedimentos clásticos Qish'n del Cretácico de Yemen y encontraron una buena relación entre el índice de productividad y la razón de resistividad normalizada. Sus predicciones fueron mejores a las obtenidos usando métodos convencionales en base a testigos y perfiles, resultados que podrían usarse en la evaluación de productividad de nuevos pozos de desarrollo en el área. La forma de la relación es:

$$PI = a + b \cdot h \cdot R_n,$$

en que h es el espesor del yacimiento y a y b son constantes que dependerían del tipo de formación y las propiedades de los fluidos.

The relationship of saturations in the undisturbed formation and the flushed zone is commonly presented graphically as a "movable hydrocarbon plot" to aid interpretations of producibility and the internal structure of a reservoir section.

MOVABLE HYDROCARBON PLOT



The volumetrics of mobility are obviously related in some way to the permeability of the formation and fluid properties. Cheng and others (1998) described an empirical method in which they related a "normalized resistivity ratio", R_n to the well productivity index, PI.

Their equation for R_n is:

$$R_n = \log \left[\frac{R_t \cdot R_{mf}}{R_{xo} \cdot R_w} \right]$$

which, when rearranged with the Archie equation is equivalent to:

$$R_n = n \cdot \log \left[\frac{S_{xo}}{S_w} \right]$$

where n is the saturation exponent. When the formation is water-wet and the

saturation exponent, $n=2$, this simplifies to:

$$R_n = 2 \cdot \log \left[\frac{S_{xo}}{S_w} \right]$$

Notice that when $S_{xo}=S_w$, then $R_n = 0$ - there are no mobile hydrocarbons.

Cheng and others (1998) crossplotted calculated R_n values from logs in Cretaceous Qish'n clastic reservoirs in the Republic of Yemen and found a strong linear relationship with productivity index measured in wells that could be used in the prediction of initial PI's in new development wells and was an improvement on predictive methods from conventional core and log analysis methods. Their predictive relationship takes the form:

$$PI = a + R_n \cdot h \cdot b$$

where h is the reservoir zone thickness, and a and b are constants whose values are controlled by the field reservoir formation and fluid properties.

El método de la razón de resistividad normalizada surgió como una necesidad de mejorar los antiguos métodos convencionales en base a perfiles y testigos, los que no eran del todo satisfactorios. Nótese, por ejemplo, que en el caso de los yacimientos de Qish'n, el diagrama de $\phi \cdot h$ versus productividad muestra una gran dispersión. Lo mismo puede decirse del segundo diagrama porosidad-permeabilidad, en cuyo caso la dispersión estaría confirmando medidas en testigos que demuestran que la permeabilidad está en alto grado controlada por el tamaño de los granos del sedimento. A raíz de estos resultados es que surgió la idea de usar el cociente de las resistividades en la zona virgen y la zona invadida.

El índice de productividad de un pozo, PI , se define como la cantidad de fluido producido por unidad de caída de presión dentro del intervalo productor:

$$PI = \frac{q}{P_w - P_f} = \frac{C \cdot h \cdot k}{\mu \cdot B_o} \cdot \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} + S \right]$$

donde q es la productividad, en BOPD; P_w es la presión de yacimiento, en psi, P_f es la presión de fondo fluyendo; k es la permeabilidad; h es el espesor del yacimiento; μ es la viscosidad del petróleo, en centipoise; B_o es el factor de formación del petróleo; S es el factor de membrana; r_e es el radio de drenaje, r_w es radio del pozo y C es un factor para homogeneizar las unidades de medida. En el caso de la regresión de PI con el producto $R_n \cdot h$:

$$PI = 0.50 \cdot R_n \cdot h - 0.55,$$

la correlación es 0.97.

Al aplicarse el modelo a distintos niveles, pareciera haber una independencia entre el grado ajuste y el tamaño de grano. El modelo supone flujo de una sola fase, por lo que debiera usarse nada más que para zonas por sobre la zona de transición.

Considerando que R_n es un buen indicador de movilidad, Cheng y sus colaboradores también trataron de ver como correlacionaba R_n con la permeabilidad. La ecuación de segundo grado:

$$k = -118.4 + 2027.1 \cdot R_n - 437.9 \cdot R_n^2,$$

dio un factor de correlación de 0.94.

The normalized resistivity ratio method was tried because conventional core and log evaluations of productivity had not been successful. Notice how the crossplot of porosity feet (Φh) and barrels of oil per day (BOPD) shows a large scatter. Also, the crossplot of porosity against permeability confirms core observations that permeability is largely controlled by grain size. Consequently, a pseudo-mobility profile based on deep and flushed zone resistivities was selected as a predictor of reservoir fluid mobility.

Now, the PI is defined as the amount of fluid produced per unit of pressure drawdown across the producing interval.

$$PI = \frac{q}{(P_w - P_f)} = \frac{khC}{\mu B_o} \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{3}{4} + S \right]^{-1}$$

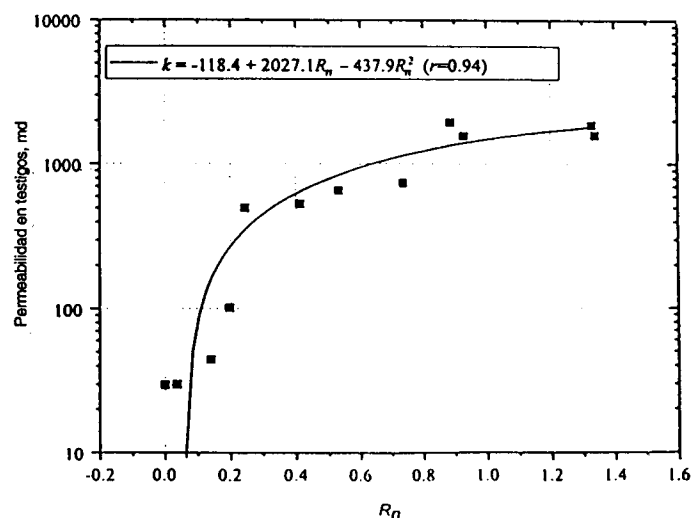
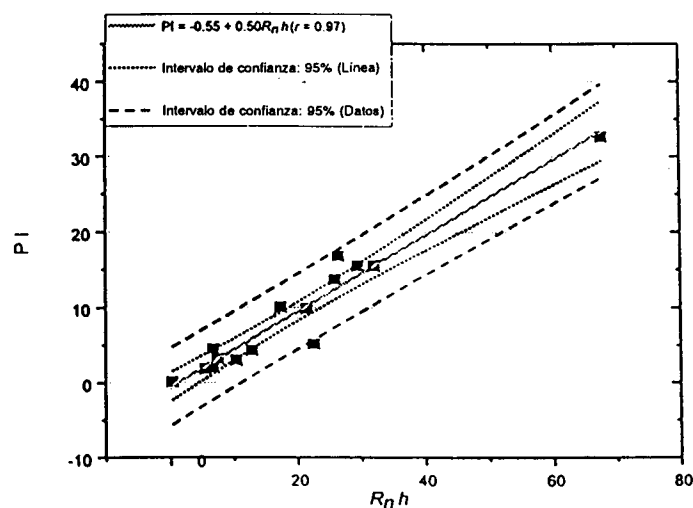
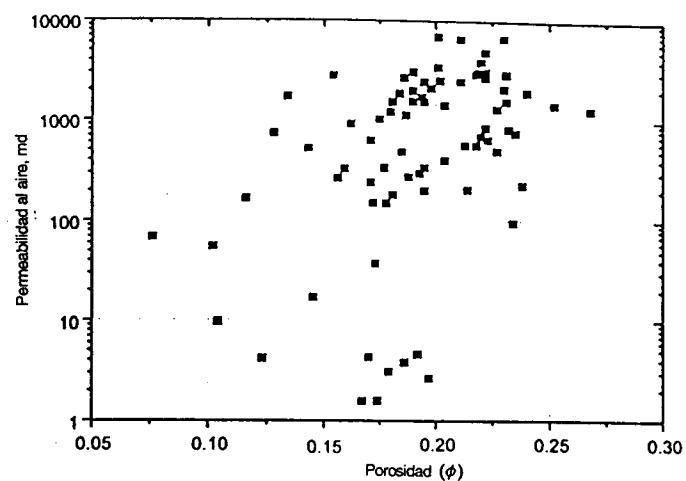
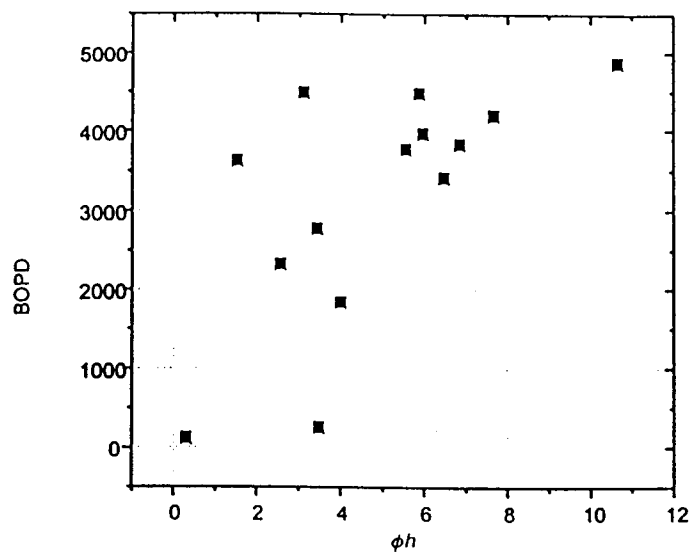
where q is the production rate in bopd, P_w is reservoir pressure in psi, P_f is bottom-hole flowing pressure, k is permeability, h is reservoir thickness, μ is oil viscosity (in centipoise), B_o is oil formation volume factor, S is the skin factor, r_e is the well drainage radius, r_w is the wellbore radius, and C is a conversion factor to accommodate the mixed units. The correlation between R_{nh} (the reservoir thickness, h multiplied by the normalized resistivity ratio, R_n) is 0.97 and the predictive equation is:

$$PI = -0.55 + 0.50 R_{nh}$$

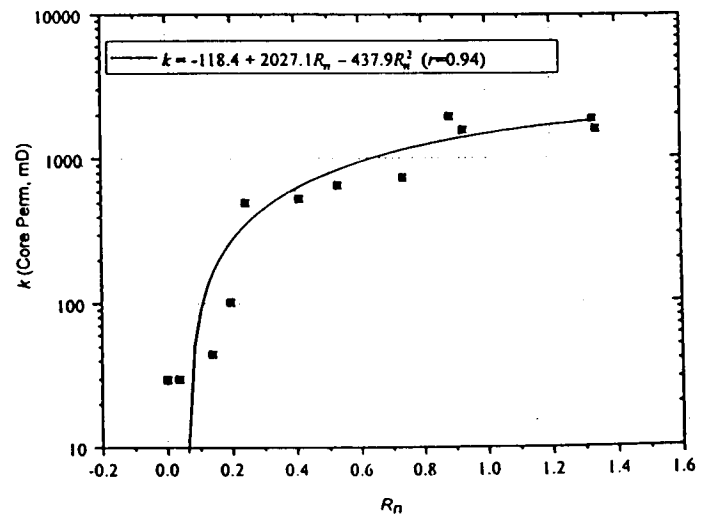
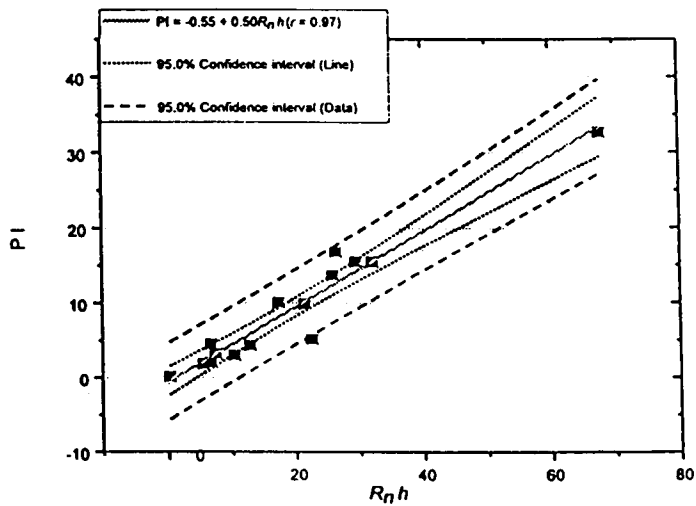
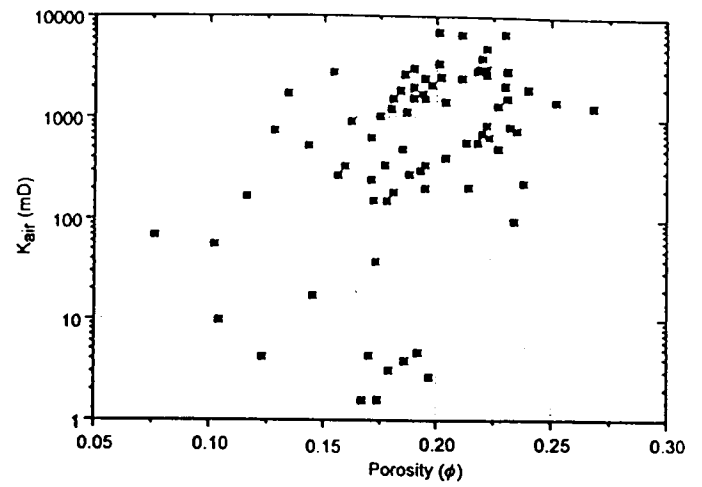
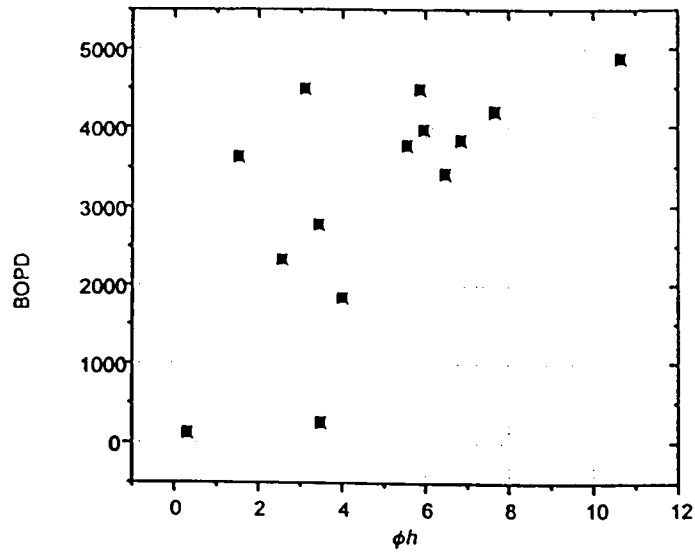
When tested on different intervals, the model appeared to be independent of grain-size. However, the model does assume a single phase fluid flow and so should be applied to reservoirs above the transition zone.

Because R_n is a good fluid mobility indicator, the relationship between R_n and permeability was also examined. The crossplot shows a quadratic trend that could be fitted with a correlation of 0.94 and a prediction function of:

$$k = -118.4 + 2027.1 R_n - 437.9 R_n^2$$



Diagramas para los sedimentos clásticos de Qish'n: Productividad versus producto porosidad-espesor (arriba a la izquierda); porosidad versus permeabilidad (arriba a la derecha); índice de productividad versus razón de resistividad normalizada (abajo a la izquierda); permeabilidad en testigos versus razón de resistividad normalizada (abajo a la derecha).



Qish'n clastics crossplots: Production rate, BOPD, versus porosity thickness, ϕh (top left); porosity versus permeability (top right); productivity index versus $R_n h$ (bottom left); core permeability versus normalized resistivity ratio (bottom right).

DIAGRAMA DE LA RAZON DE PICKETT

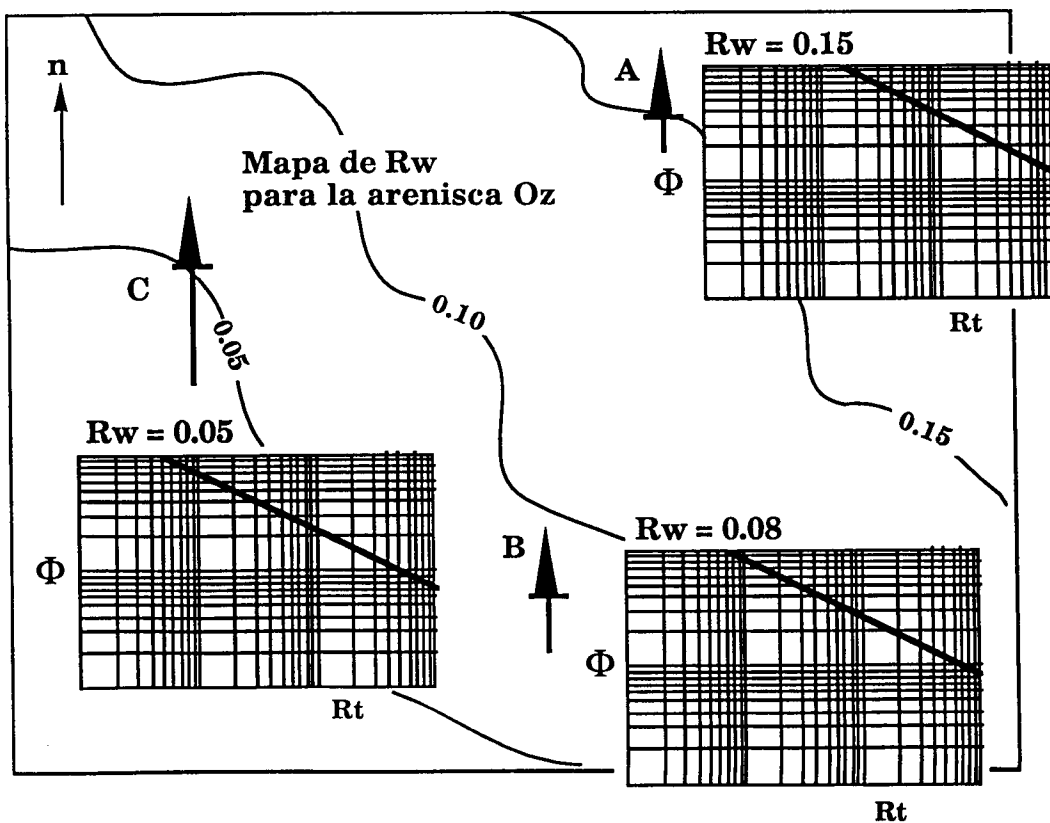
En el diagrama de Pickett:

- (1) La pendiente de la línea de agua y las otras líneas de saturación dependen del valor del exponente de cementación, m ;
- (2) El espaciamiento entre las líneas de saturación de agua depende del exponente de saturación, n ;
- (3) La intersección de la línea de agua con la línea de porosidad 100% depende del valor del producto entre una constante y la resistividad del agua de la formación, $a \cdot R_w$.

Hay muchos casos en que a , m y n son conocidos para una cierta formación y no varían mucho de un extremo a otro de una cuenca. Por el contrario, es más difícil encontrar casos en que la resistividad del agua de formación se mantenga constante debido a variaciones en factores como:

- (1) Cambios en la salinidad;
- (2) Aumento de la temperatura con la profundidad;
- (3) Variaciones en la hidrodinámica de la cuenca.

Esto significa que el diagrama de Pickett irá variando de un lugar a otro en la medida que cambie R_w . King (1975) introdujo una manera de facilitar la preparación del diagrama de Pickett a través de una cuenca en lo que se llama el

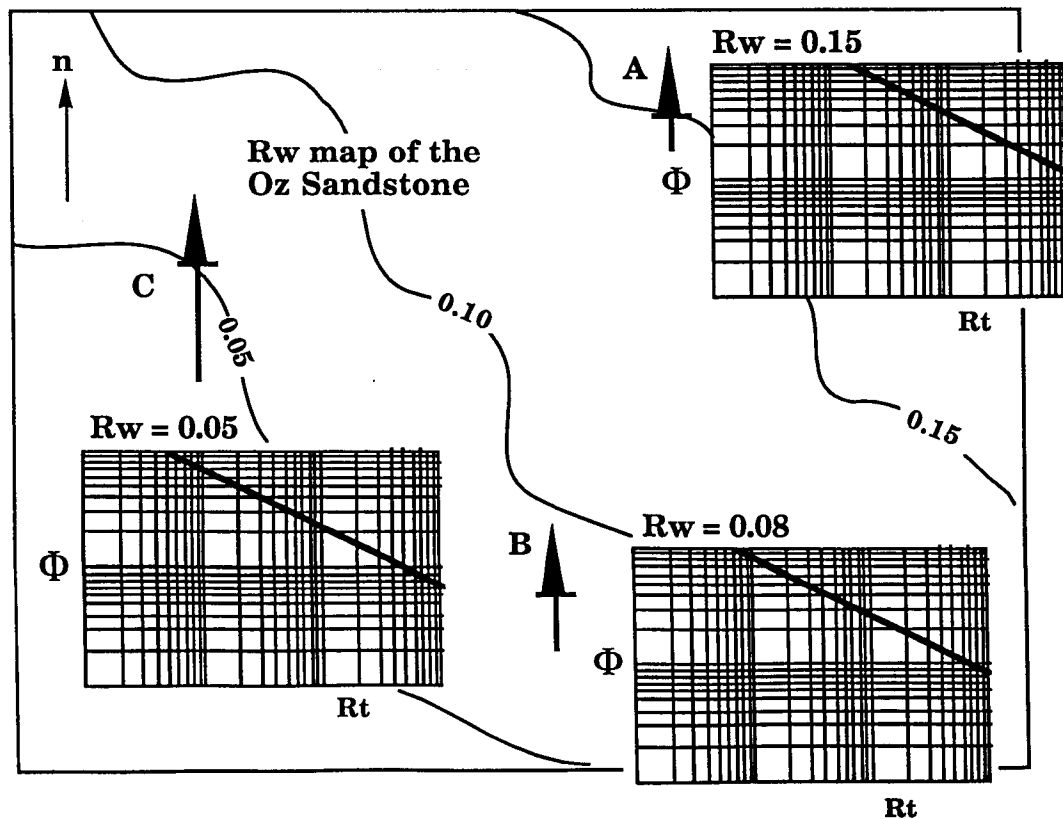


THE PICKETT RATIO PLOT

On the Pickett plot:

- (1) The **slope** of the water line and the other water saturation lines is determined by the cementation exponent, m .
- (2) The **spacing** of the water saturation lines is set by the saturation exponent, n .
- (3) The **intercept** of the water line and other water saturation lines is controlled by R_w (or $a \cdot R_w$, if the Archie a constant differs from unity)

There will be many occasions when m and n are known for a formation and do not appear to change markedly across a basin. However, the formation water resistivity can change significantly because of (a) changes in salinity, (b) increase of temperature with depth, and (c) regional hydrodynamics. The Pickett plot will have to be redrawn at each well location with the water saturation lines moved to honor the local value of R_w . King (1975) showed how to expedite manually-drawn Pickett plots with the "Rw index sliding overlay". Drafting Pickett plots with a computer has eased this problem, but there are times when it would be helpful to compare Pickett plots that do not have changes in R_w , and even times when it would be useful to plot core-derived data or oil and gas field descriptors, where R_w is unknown or highly variable. The Pickett ratio plot is an optional variation of the method which has some useful properties.



“método del índice de R_w ”. En la actualidad, con el uso de computadoras se ha hecho más fácil el dibujo de diagramas de Pickett, pero a veces todavía existe el interés en comparar diagramas de Pickett sin que muestren variaciones en R_w . También ocasionalmente se presenta la necesidad de plotear datos de testigos de los que ni siquiera se conoce el valor de resistividad del agua de formación o ésta presenta grandes fluctuaciones. El diagrama de la razón de Pickett es una alternativa digna de considerar en estos casos.

Recordemos, una vez más, la forma convencional de la ecuación de Archie en términos de saturaciones de agua:

$$S_w = \left(\frac{a \cdot R_w}{\phi^m \cdot R_t} \right).$$

Manipulando términos para tener una expresión en función del cociente de la resistividades:

$$\frac{R_w}{R_t} = \frac{a}{\phi^m} \cdot \frac{1}{S_w}.$$

Tomando logaritmos:

$$\log \frac{R_w}{R_t} = \log a - m \log \phi - n \cdot \log S_w$$

tenemos ahora una familia de rectas de pendiente $-m$ cuya intersección con la línea de porosidad 100% es ahora a .

Las líneas de saturación de agua del diagrama de la razón de Pickett se pueden trazar ahora exclusivamente en base a los parámetros de la ecuación de Archie a , m y n , manteniéndose constantes para una serie de yacimientos con distintos valores de R_w . La incógnita sobre las variaciones de R_w no puede mantenerse indefinidamente. En la mayoría de los casos, eventualmente el valor de R_w tendrá que determinarse ya sea en base a alguno de los métodos mencionados en la página 48, o de muestras de agua tomadas de pruebas de formación o estanques de producción.

El diagrama de la razón de Pickett permite graficar datos incluso si no se tienen valores de resistividades, pero se tienen valores de porosidad y saturación de agua. Una vez que se han trazado las líneas de saturación de agua, el diagrama tiene ejes ortogonales para la resistividad y porosidad y un eje oblicuo para la saturación de agua. Cualquiera ecuación en términos de porosidad y saturación de agua pueden graficarse directamente en el diagrama de la razón de Pickett sin preocuparse por el valor de R_w . Un buen ejemplo son ecuaciones de permeabilidad de Wyllie-Rose. Además es posible plotear atributos medidos con respecto a porosidades y saturaciones de agua, como ser presiones capilares y radios de estrangulamientos entre poros.

There are occasions when a “standardized” Pickett Ratio plot can be very useful. The only difference is the use of the ratio (R_t/R_w) rather than R_t , the formation resistivity.

Now, the Archie equation solution for the water saturation, S_w , is written:

$$S_w = \left(\frac{a \cdot R_w}{\Phi^m \cdot R_t} \right)^{1/n}$$

Rearranging to solve for the ratio, R_t/R_w :

$$\frac{R_t}{R_w} = \left(\frac{a}{\Phi^m} \right) \cdot \left(\frac{1}{S_w^n} \right)$$

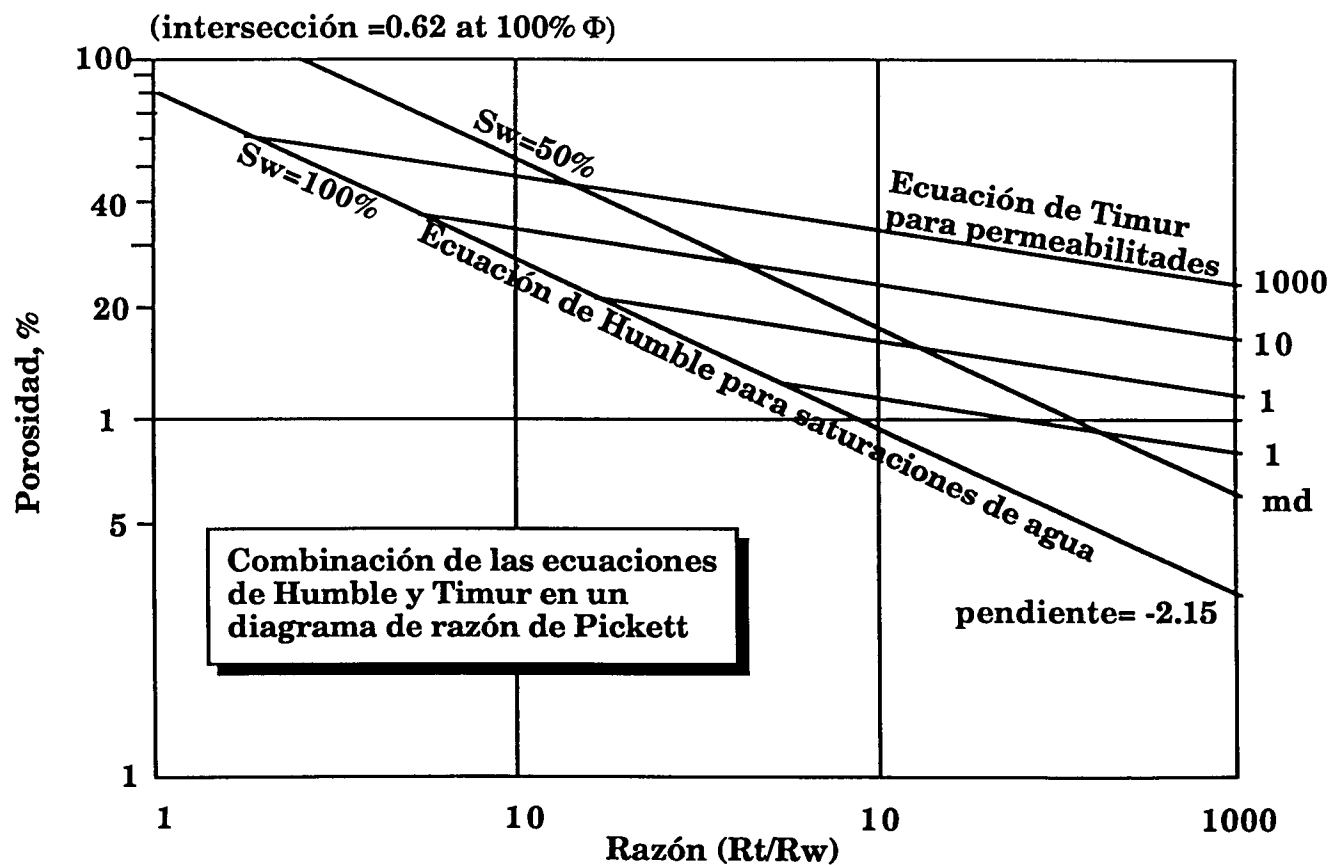
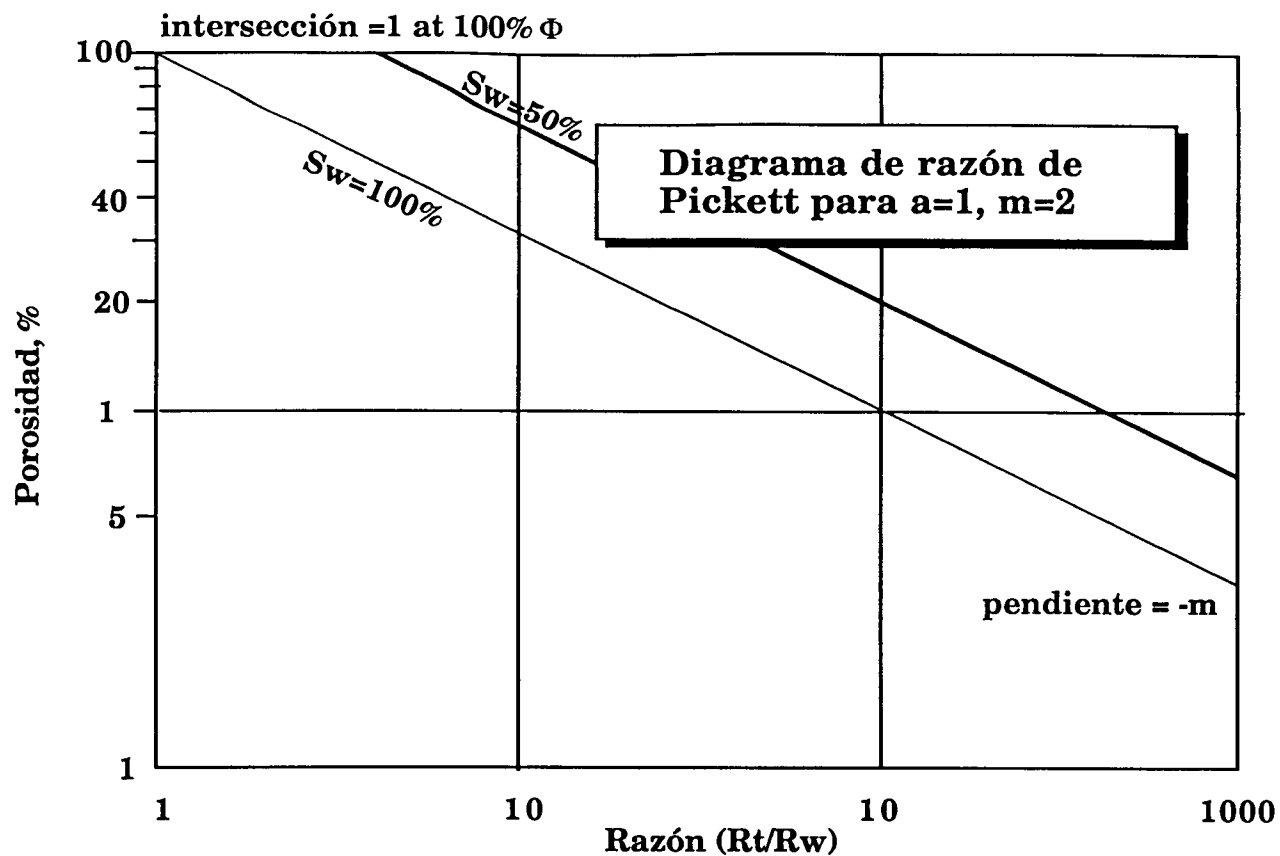
Taking logarithms of both sides:

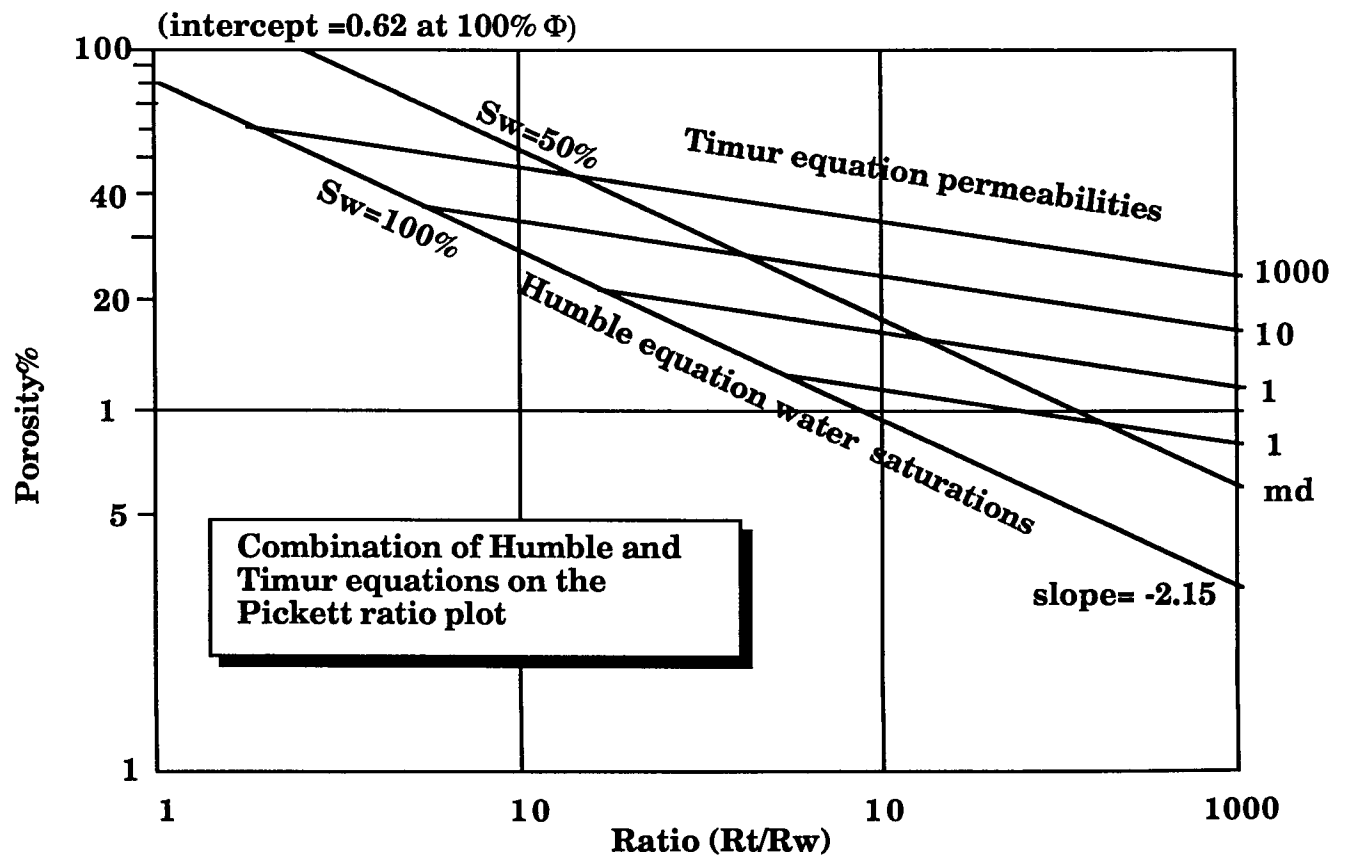
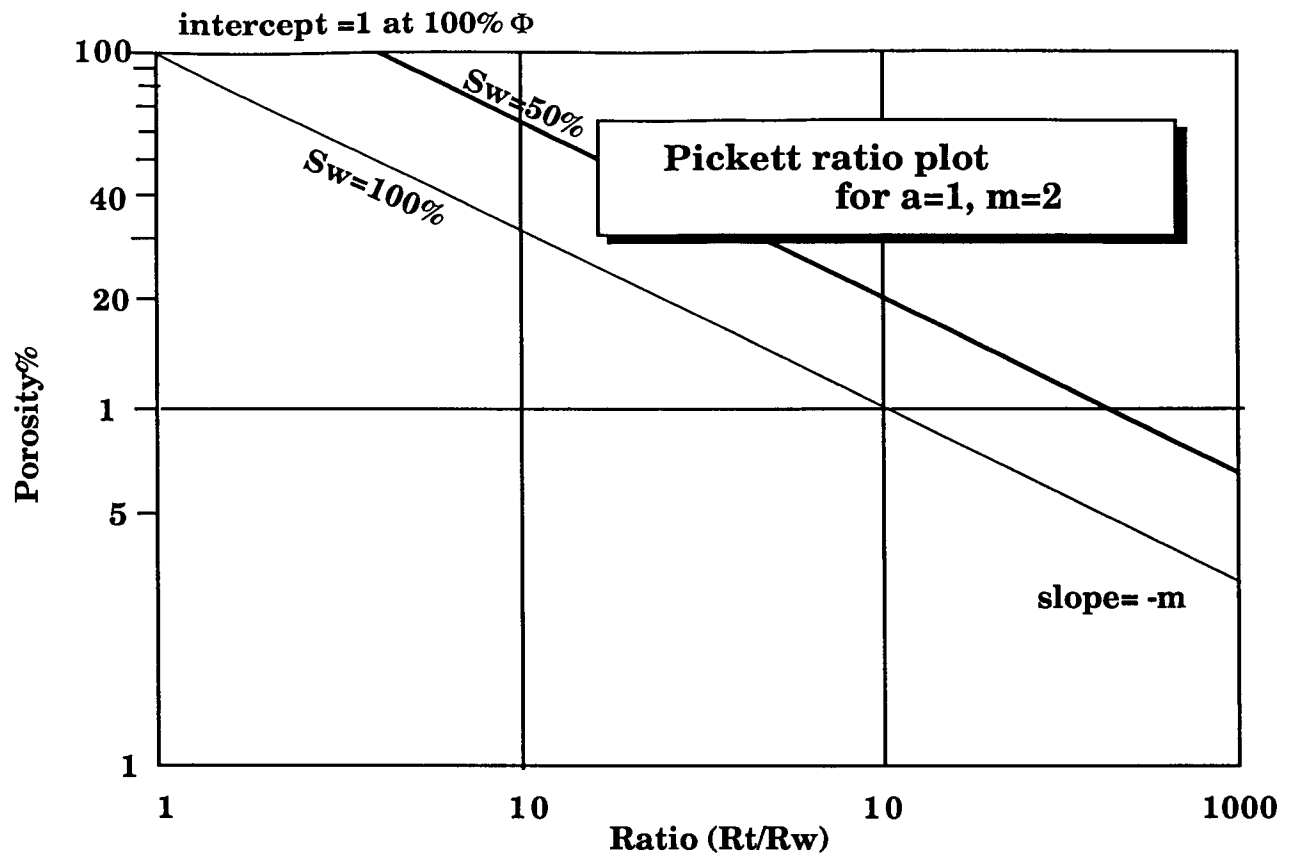
$$\log \left(\frac{R_t}{R_w} \right) = \log a - m \log \Phi - n \log S_w$$

which describes a family of parallel, straight lines, each for a different value of water saturation, and with a slope of $-n$, the cementation exponent. The water line has an intercept of a at 100% porosity.

Custom tailored Pickett plots can be made for formations based on their Archie equation parameters of a , m , and n alone, and used for a variety of fields with ranges in R_w value. Of course, R_w will have to be determined ultimately either by a conventional Pickett plot, the reconnaissance water resistivity (R_{wa}) method, use of the SP log (see later in this manual), or analyses from produced or tested formation water samples.

Notice also that Pickett ratio plots can also be made from data where we have no resistivity measurements, but do have porosity and water saturation values. Once the water saturation lines are set, the plot not only has orthogonal resistivity and porosity axes, but an oblique axis of water saturation. Equations of petrophysical properties written in terms of porosity and water saturation can now be mapped directly on the Pickett plot without prior knowledge or determination of R_w . Prediction equations of the Wyllie-Rose kind for permeability are a good example. In addition, variables measured with reference to porosities and water saturations can be plotted. These include capillary pressures and their associated properties of height above Free Water Level and entry pore throat radius, as discussed in a later section.

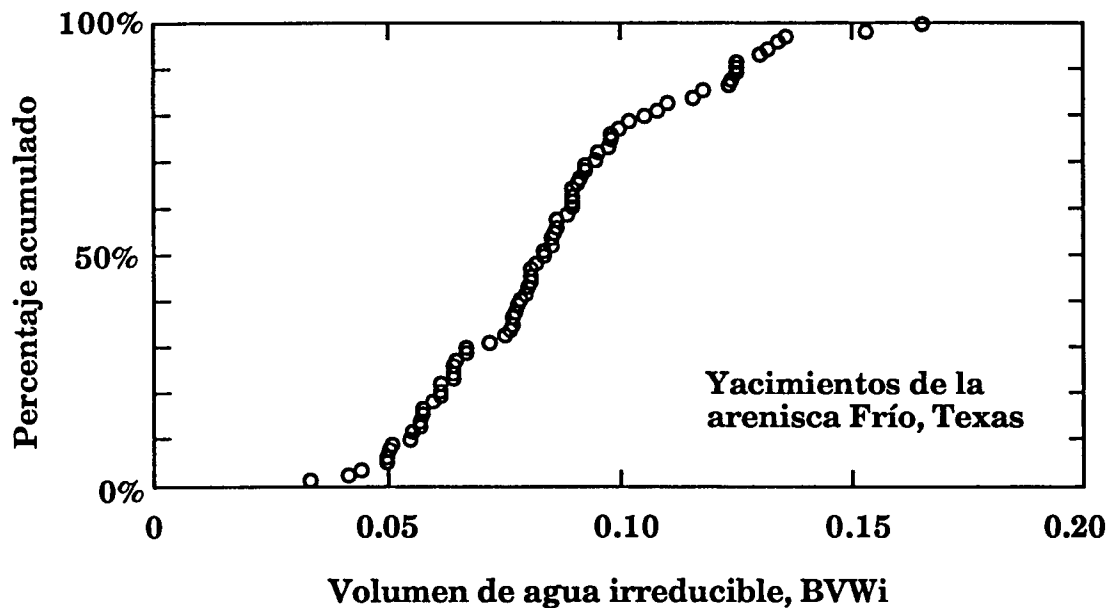




Ejemplo de uso del diagrama de la razón de Pickett aplicado a yacimientos de la arenisca Frío, Texas

La arenisca Frío es de edad Miocénica, generalmente de grano fino, que fue depositada en una gran variedad de ambientes incluyendo ríos, deltas y barreras costaneras. Esta arenisca tiene gran distribución en la parte del Golfo de México que se encuentra en Texas. En este ejemplo usaremos datos de 76 yacimientos publicados por Galloway y colaboradores (1983), los que incluyen porosidades y saturaciones de agua. Si suponemos que todos estos datos fueron tomados por sobre la zona de transición, la producción no tiene que haber tenido agua y los valores de saturación de agua medidos corresponden a los valores de saturación irreducible.

Multiplicando el par de valores porosidad-saturación de agua, se obtienen 76 valores de volumen de agua irreducible BVW_i . Un diagrama de frecuencias acumuladas muestra que la mediana es 0.084, lo que indica que los poros son pequeños.



En el caso de la arenisca Frío, los valores que se usan normalmente para la ecuación de Archie son:

$$a = 1$$

$$m = 1.8$$

$$n = 2.$$

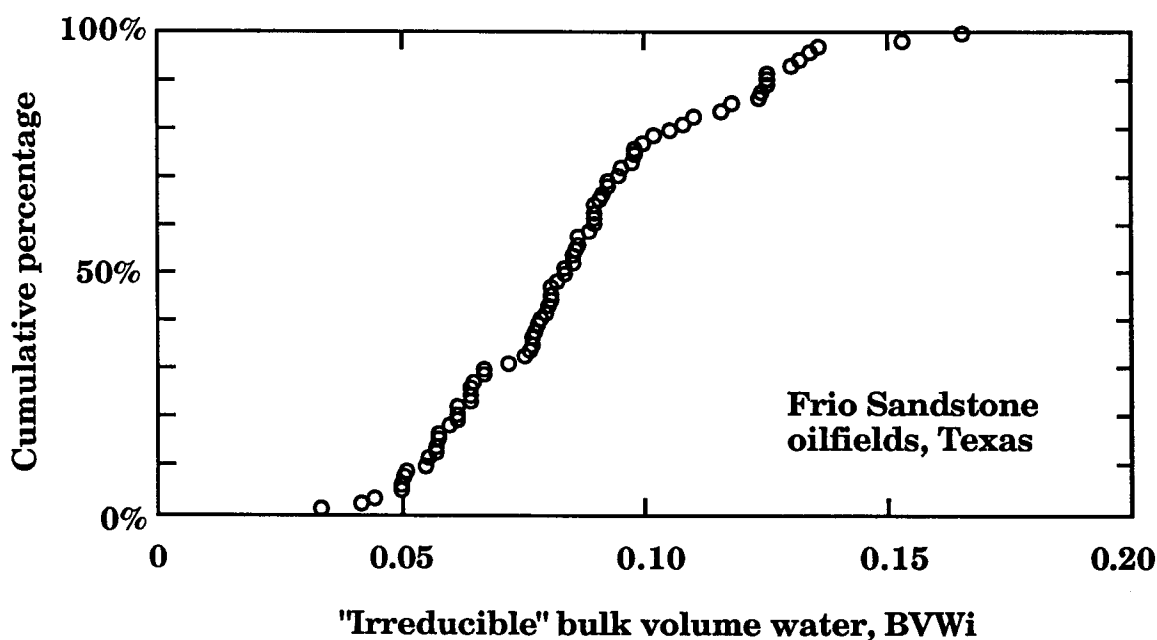
Estos valores permiten graficar los datos de los yacimientos en un diagrama de la razón de Pickett en que, como se recordará:

$$\log \frac{R_w}{R_t} = \log a - m \log \phi - n \cdot \log S_w$$

Example of plotting oil and gas field descriptors on a Pickett ratio plot

The Frio Sandstone is generally fine-grained, of Miocene age and occurs in the Texas Gulf Coast, where it was deposited in a range of sedimentary environments in fluvial/deltaic and barrier/strandplain settings. Galloway and others (1983) listed data from 76 Texan Frio oilfields, including their porosities and water saturations. If these numbers apply to reservoir sections above the transition zone, then they describe water-free production and the water can be considered to be at the "irreducible" (or immobile) stage. By multiplying the irreducible water saturations by the representative porosities, we have estimates of BVWi in 76 Frio fields.

A cumulative frequency (or quantile) plot shows that these sandstones tend to be relatively fine-pored with a median BVWi value of 0.084.



The Archie equation constant values that are commonly used for the Frio Sandstone are :

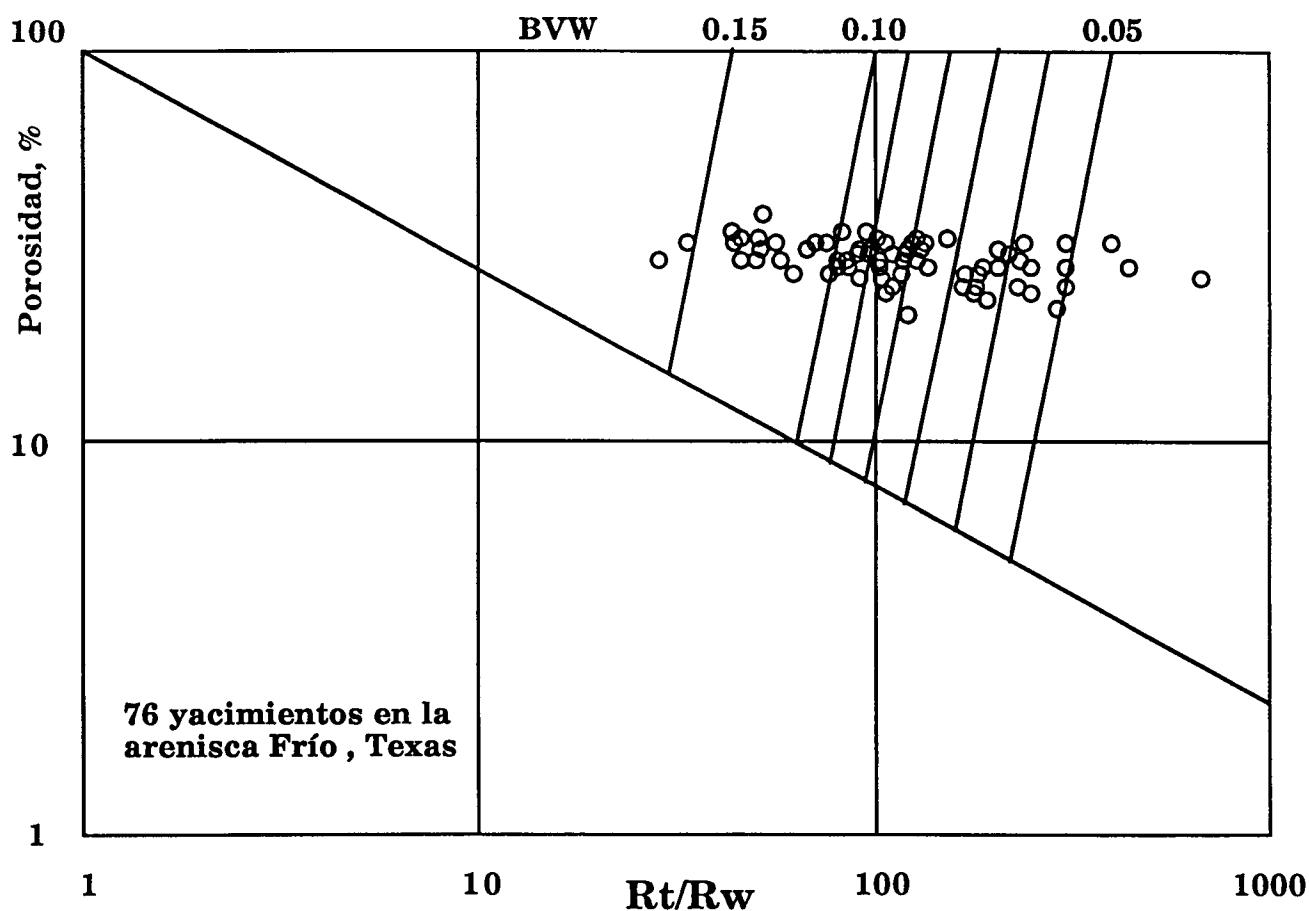
$$a = 1 \quad m = 1.8 \quad \text{and} \quad n = 2$$

So we can now locate the Frio Sandstone oilfields on a standardized Pickett plot, because:

$$\log\left(\frac{R_i}{R_w}\right) = \log a - m \log \Phi - n \log S_w$$

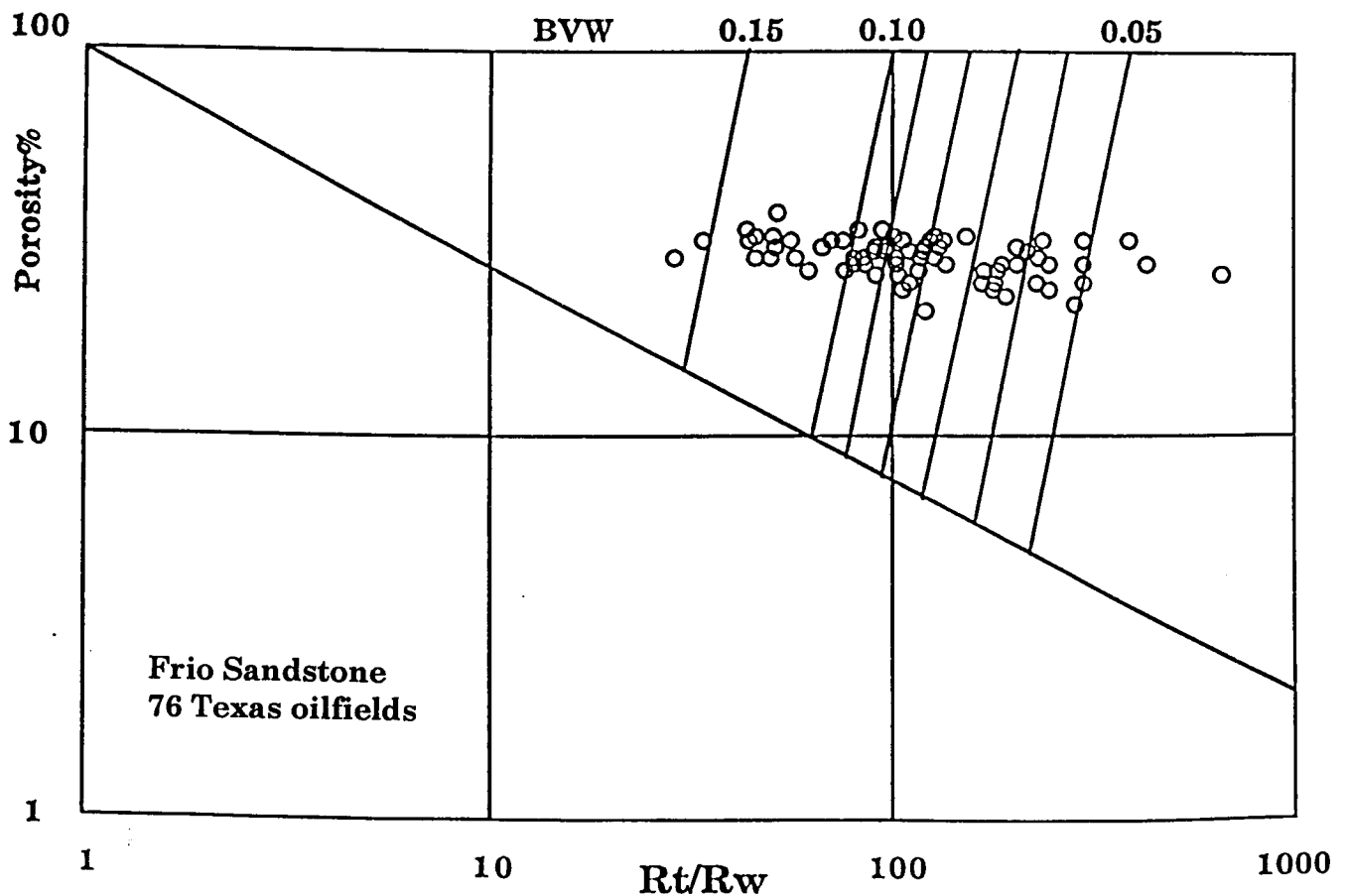
Por lo tanto, en este caso, la línea de agua en el diagrama de la razón de Pickett tendrá una pendiente de $-m = -1.8$ y cortará a la línea de porosidad 100% para un valor de R_t / R_w igual a 1. Tanto la línea de saturación de agua como las de volumen de agua se pueden trazar en la misma forma que para el diagrama de Pickett convencional. La ubicación de los puntos en el diagrama, hecho en base a los valores de porosidad y volumen de agua permiten, leer valores de la razón R_t / R_w .

La nube de puntos puede usarse, por ejemplo, como una referencia para evaluar en base a perfiles pozos de exploración en la arenisca Frío. La nube, sin embargo, es representativa de todo el inmenso estado de Texas. Una subdivisión regional debería ayudar a establecer mejores pautas. De toda forma, la variación en el tamaño de los poros es suficientemente grande que si llegamos a cualquier resultado habría que expresarlo en términos probabilísticos.



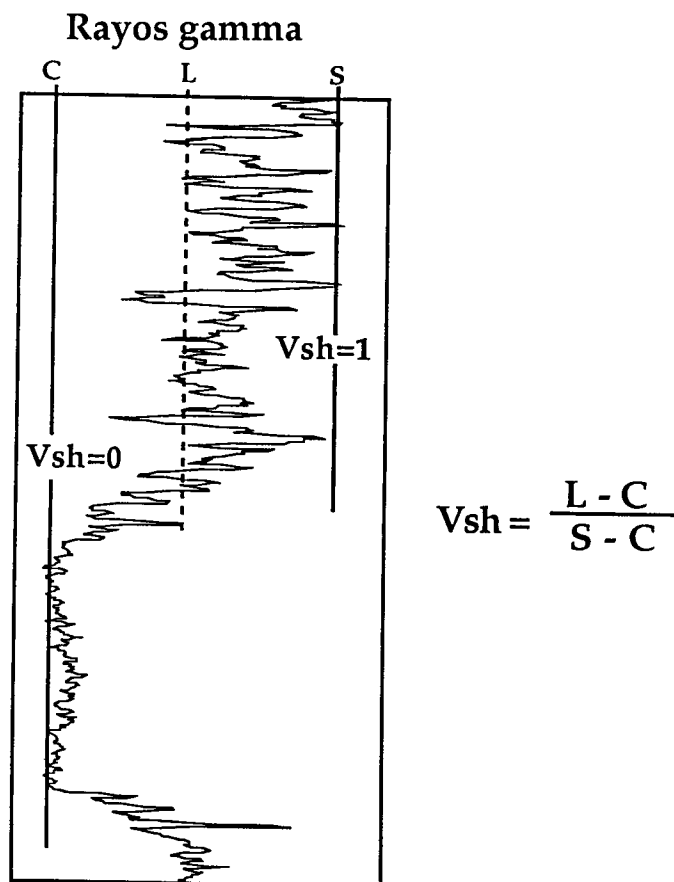
So, the water line is established on the Pickett ratio plot with a slope of $-m$ ($= -1.8$) and an intercept of $R_t/R_w = 1$ at a porosity of 100%. The oilfields have coordinates on the plot given by their porosity and computed R_t/R_w ratio. Both the water saturation and the bulk volume water (BVW) lines can be drawn by using exactly the same principles as a conventional Pickett plot.

The Texas Frio oilfields are now mapped and could be used as an "irreducible reference cloud" with which to compare the location of zones logged in Frio sandstone exploration wells. Evidently, the pore size variability of the Frio is sufficiently variable that we would have to phrase our conclusions in terms of probability. However, we should remember that the cloud represents the entire state of Texas, and so some regional subdivision might be helpful in producing a clearer guide.



ESTIMACION DE VOLUMENES DE ARCILLA EN BASE A PERFILES

Existen numerosas publicaciones que describen métodos para estimar el contenido de arcilla empleando perfiles. En los casos en que el cálculo involucra un solo perfil (normalmente rayos gamma o potencial espontáneo, SP) la proporción de arcilla, V_{sh} , para cualquier nivel, se obtiene por interpolación lineal de la lectura sacada del perfil, L , y dos valores extremos, C y S . C es el valor del perfil en niveles sin arcilla y S es el valor que correspondería a un nivel compuesto exclusivamente por arcilla. La gráfica ilustra el caso para el perfil de rayos gamma.

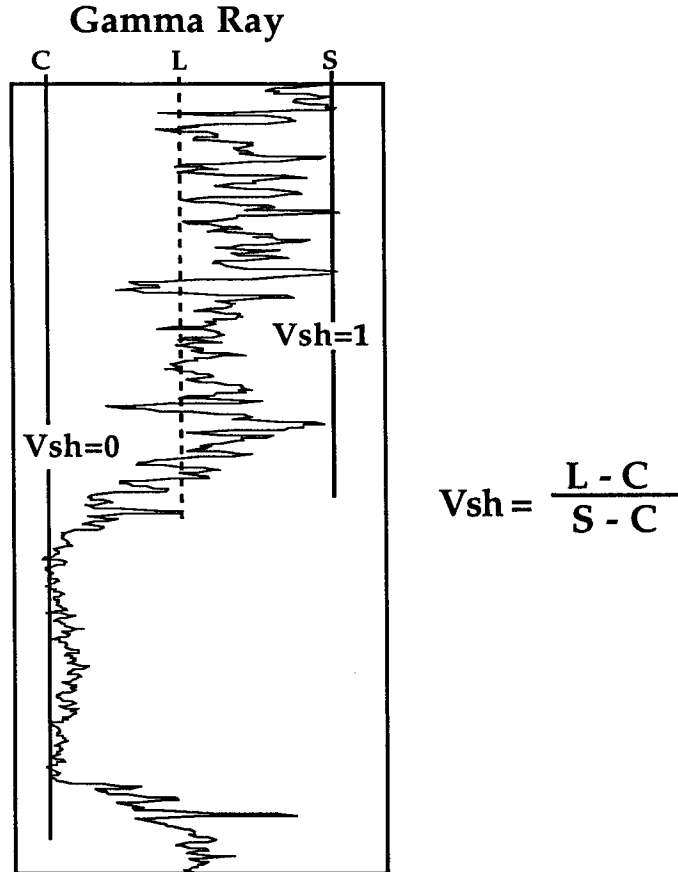


A este estimador de arcilla se le denomina normalmente “índice de rayos gamma”. Representa la proporción en peso de material radiactivo con respecto a la cantidad de material radioactivo que tendría una arcilla de referencia considerada típica para el intervalo de interés. Algunos analistas acostumbran a calcular también el volumen de minerales de arcilla, V_{cl} . Aún cuando esta proporción varía con el tipo de sedimento y su edad, es común aceptar que, en primera aproximación, este valor es un 60% de la arcilla (Yaalon, 1962; Bhuyan y Passey, 1994):

$$V_{cl} = 0.6 \cdot V_{sh}$$

SHALE VOLUME ESTIMATION FROM LOGS

There are a number of methods to estimate the proportion of shale, V_{sh} , from wireline logs. When using a single log (typically a gamma-ray or SP), V_{sh} of a zone is estimated by interpolating the zone log reading, L , between the extremes of a log reading of a "clean" (shale-free) formation, C , and a reading of a typical shale, S . The equation is then $V_{sh} = \frac{L - C}{S - C}$ as demonstrated in the figure below:



This estimate is often known as the "gamma-ray index" and represents the proportion by weight of radioactive material calibrated to the reference shale. Some log analysts apply one of a variety of functions to estimate the volume of clay, V_{cl} . This relationship varies with the stratigraphic age and sedimentary facies of the shale. However, it has been reported in the literature (e.g. Yaalon, 1962) that the "average" shale contains approximately 60% clay minerals. Therefore, as a first approximation:

$$V_{cl} = 0.6 \cdot V_{sh}$$

as suggested by Bhuyan and Passey (1994).

Durante los comienzos del perfilaje de pozos, a falta de alternativas, el porcentaje de arcilla se calculaba en base al perfil de potencial espontáneo, SP. Hoy en día, la curva SP ha caído en desuso, ya que la resolución vertical es pobre y la relación entre la respuesta del perfil SP y la proporción de arcilla es en realidad más compleja que una simple proporción lineal (Griffiths, 1952). El resultado es una tendencia del perfil SP a sobreestimar la cantidad de arcilla.

Dentro de los métodos que requieren dos perfiles para estimar la cantidad de arcilla, lo más frecuente es usar el perfil neutrónico combinado con el de densidad, ambos en la escala de porosidad correspondiente a la matriz de la formación:

$$V_{sh} = \frac{\phi_n - \phi_d}{\phi_{nsh} - \phi_{dsh}}$$

donde ϕ_n y ϕ_d son las lecturas del perfiles neutrónico y el de densidad, respectivamente, y ϕ_{nsh} y ϕ_{dsh} son las lecturas que estos perfiles darían para arcillas típicas de referencia, las que pueden llegar a ser difíciles de establecer, dada la gran variabilidad que las arcillas presentan en sus propiedades, tanto lateral como verticalmente.

A pesar de los adelantos en perfilaje, la correcta estimación de la cantidad de arcilla continúa siendo una tarea ardua. Comparaciones de valores de perfiles y testigos muestra una tendencia de los cálculos basados en perfiles a dar estimaciones por exceso. Por esta razón, de tenerse más de un buen estimador de arcilla en base a perfiles nivel por nivel, una regla práctica es escoger el más bajo por cada nivel.

Efecto de la arcillosidad en los perfiles de porosidad

Los relaciones entre la porosidad y distintas propiedades petrofísicas vistas en las páginas 7 a 10 son válidas nada más que cuando no se tiene arcilla o existe en cantidades menores que pueden ser despreciadas. Cuando se considera la presencia de arcillas, las ecuaciones cambian a las que se indican a continuación. Para el caso del perfil de densidad:

$$\rho_b = \phi \cdot \rho_f + V_{sh} \cdot \rho_{sh} + (1 - V_{sh} - \phi) \cdot \rho_{ma}$$

donde ρ_{sh} es la densidad de una arcilla de referencia considerada típica para el intervalo de interés y V_{sh} es la fracción volumétrica de arcilla.

En el caso del perfil sónico:

$$\Delta t = \phi \cdot \Delta t_f + V_{sh} \cdot \Delta t_{sh} + (1 - V_{sh} - \phi) \cdot \Delta t_{ma}$$

en que Δt_{sh} es el tiempo de tránsito de la arcilla de referencia. Finalmente, para el perfil neutrónico:

$$\phi_n = \phi + V_{sh} \cdot \phi_{nsh}$$

donde ϕ_{nsh} es la porosidad aparente que lee la sonda neutrónica al pasar frente a la arcilla de referencia.

The spontaneous potential log can be used in the place of the gamma-ray log in this estimation procedure. However, there is not a linear relationship between shale content and the SP response (Griffiths, 1952), and calculated values are almost always overestimates.

If two logs are used (most commonly the neutron and density logs) and are calibrated to the clean reservoir lithology, then the estimate is given by the equation:

$$Vsh = \frac{\phi_n - \phi_d}{\phi_{nsh} - \phi_{dsh}}$$

The analyst provides the boundary values from an inspection of the section itself because of the extreme variability of shale properties both laterally and with depth.

The estimate of Vsh is a pragmatic measure and it is common for several alternative measures to be computed together. Field experience has suggested that log measures of shale tend to be overestimates, so it is common practice to select the lowest figure as the best estimate.

Shale effects on the porosity log

The calculations presented for porosity estimation from a single log assume that shale effects are not significant or that they can be disregarded. The correction for shale involves an expansion of the porosity estimation equations to:

$$\text{for density, } \rho_b = \phi \cdot \rho_f + Vsh \cdot \rho_{sh} + (1 - Vsh - \phi) \rho_{ma}$$

$$\text{for sonic } \Delta t = \phi \cdot \Delta t_f + Vsh \cdot \Delta t_{sh} + (1 - Vsh - \phi) \Delta t_{ma}$$

$$\text{and for neutron log, } \phi_n = \phi + Vsh \cdot \phi_{nsh}$$

where Vsh is the fractional volume of shale estimated from log(s) and ρ_{sh} , Δt_{sh} , and ϕ_{nsh} are readings of representative shales on the density, sonic, or neutron log.

MODELOS PARA LA EVALUACION DE ARENISCAS ARCILLOSAS

Debido al agua que tienen las moléculas de los minerales de arcilla a las condiciones de subsuperficie, las arcillas tienen baja conductividad eléctrica, lo cual puede verificarse en los niveles arcillosos de cualquier perfil de resistividad. En general, si en la interpretación de perfiles de resistividad se ignora la presencia de arcillas, el resultado es una sobreestimación de las saturaciones de agua si es que en realidad se tienen arcillas, debido a que las bajas lecturas de los perfiles no se deberán a agua móvil en los poros sino que a agua asociada a las arcillas, la que es incapaz de fluir.

Diversos investigadores han propuesto dos tipos de soluciones para considerar el efecto que las arcillas tienen en las lecturas de los perfiles eléctricos y lograr, por lo tanto, mejores predicciones de saturación de agua (Worthington, 1985). Los elementos principales de estos dos tipos de soluciones pueden apreciarse en el diagrama de la próxima página. Las soluciones más antiguas consideran que la arcilla es un medio conductor y homogéneo. Estas ecuaciones están basadas en la fracción volumétrica de arcilla en la formación, V_{sh} . A pesar que estos modelos no guardan relación con la realidad petrofísica, normalmente dan valores bastante correctos, especialmente cuando los parámetros en la ecuación están calibrados para ajustarse a valores medidos en testigos o pruebas de formación. Algunas de estas ecuaciones todavía son bastante usadas por esta misma razón como así mismo por su simplicidad y por necesitar un mínimo de parámetros. De todas las ecuaciones de tipo volumétrico, tal vez la más usada es la originalmente propuesta por Simandoux (1963), la que hoy es más usada en la siguiente forma:

$$\frac{1}{R_t} = \frac{\phi^m \cdot S_w^n}{a \cdot R_w} + \frac{V_{sh} \cdot S_w}{R_{sh}}$$

en que R_{sh} es la resistividad de la arcilla considerada más típica para la formación cuya abundancia relativa es V_{sh} . El resto de los términos son los mismos de la ecuación de Archie de la página 11: R_t es la resistividad de la formación de porosidad ϕ y saturación de agua S_w ; a , m y n son los parámetros de la ecuación de Archie.

El segundo tipo de soluciones está basado en el descubrimiento de una doble capa de iones en las areniscas arcillosas. La realidad física es que la conductividad eléctrica de las arcillas es una función de la capacidad de intercambiar cationes entre los distintos tipos de minerales de arcilla normalmente presentes en cualquiera arenisca. Dado que este intercambio ocurre principalmente en zonas estructuralmente débiles en los bordes de cristales laminares, o por substitución a lo largo de superficies de menor resistencia mecánica, la conductividad está en realidad controlada por el área superficial de los minerales de arcilla más que por su abundancia volumétrica. Este mecanismo, por ejemplo, implica que un cierto mineral de arcilla es más conductor a medida que disminuye el tamaño de sus granos, lo cual concuerda con medidas de laboratorio. El mayor problema para aplicar los modelos de doble capa es la falta de buenos perfiles capaces de medir las variables y parámetros requeridos por el modelo, como ser intercambio iónico. Las

LOG ANALYSIS MODELS FOR SHALY SANDSTONES

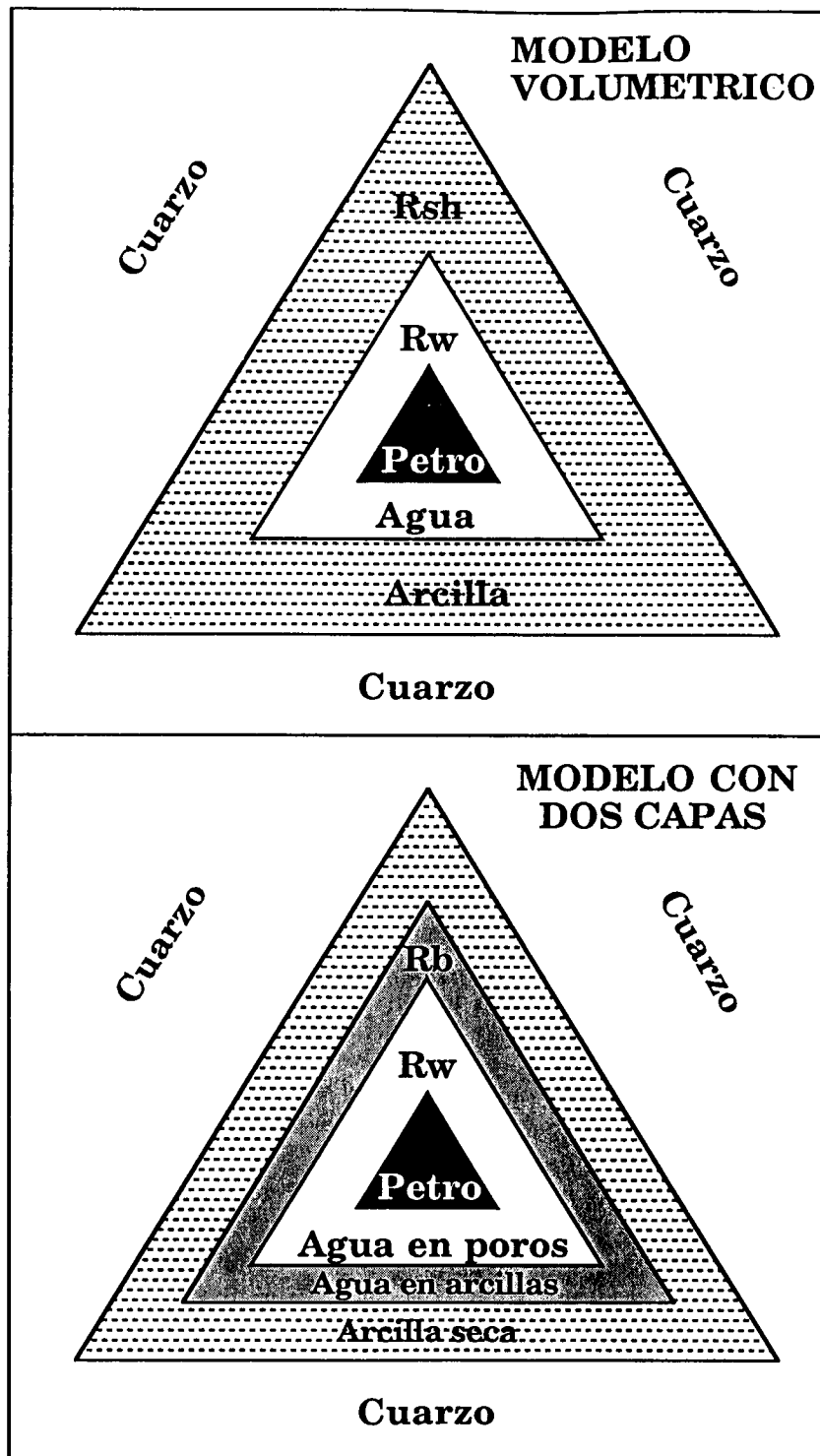
Shales have moderately low resistivities, as can be seen on any resistivity log, and their presence as a component of shaly sandstones introduces a conductivity contribution that should be included together with the conductivity of the pore formation water in detailed reservoir analysis. As a general statement, if uncorrected resistivities are used in a conventional clean reservoir calculation of a shaly sand zone, the result will be an overestimation of water saturation, since the resistivities have been reduced below their true values by the conductivity of the shale component.

Two model families of shaly sandstone equations have been developed as expansions of the Archie equation to accommodate the conductivity effects of clay minerals and compute more accurate water saturations (Worthington, 1985). A diagram of the elements of the two models is shown on the following page. The older model considered the shale as a homogeneous conductive medium and developed resistivity equations keyed to V_{sh} , the volumetric fraction of shale in the rock. Although the physical basis of the model is incorrect, the equations often provide reasonable approximate solutions to water saturation, especially when the equation parameters are adjusted so that the results conform with local water saturation data measured from cores or production tests. Some of these equations are still widely used for this reason and also because of their relative simplicity and limited demands on additional input parameters. One of the most commonly used equations of this type is the "Simandoux equation", introduced by Simandoux (1963), and modified later in its present form as:

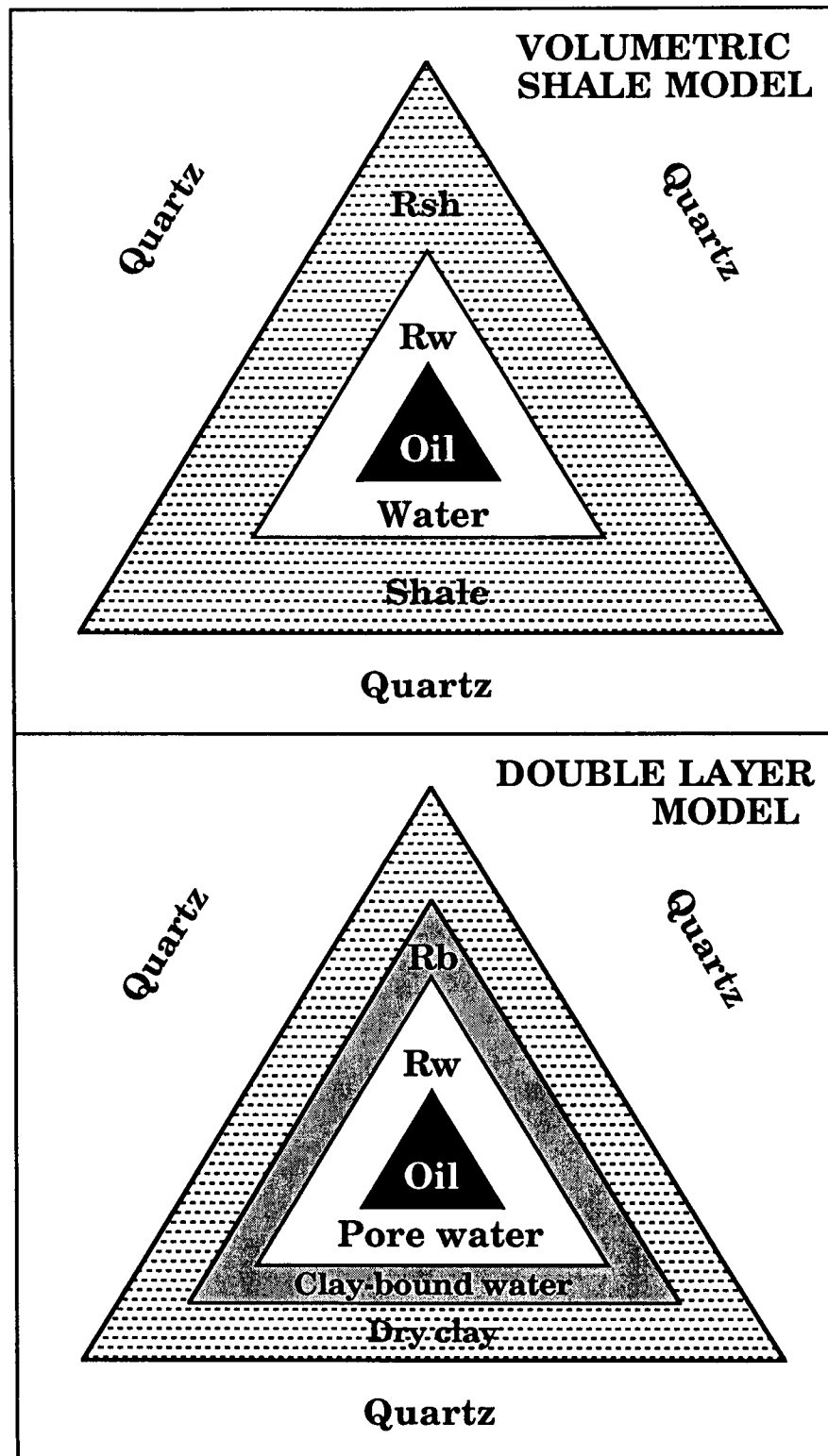
$$\frac{1}{R_t} = \frac{\Phi^m S_w^n}{a R_w} + \frac{V_{sh} S_w}{R_{sh}}$$

where R_t is the formation resistivity, R_w is the formation water resistivity, R_{sh} is the shale resistivity, Φ is the porosity, a , m , and n are the Archie equation constants, V_{sh} is the fraction of shale, and S_w is the water saturation.

The second, and more recent, model is based on the ionic double-layer observed in shaly sandstones. In reality, the conductivity of the shale component is a function of cation exchange capacities of the various types and abundances of clay minerals which are present. Since the cations are exchanged primarily at broken bonds on the edges of flakes or by lattice substitutions on cleavage surfaces, the phenomenon tends to be surface-area dependent rather than controlled simply by the volume of clay minerals. This implies that a fine grained clay has a higher exchange capacity than a coarser grained form of the same clay volume, and this observation is confirmed by experimental data. Since all the shale indicators estimate (at best) the volume of the shale component, no explicit assessment is made of the grain size or clay mineralogical variation. Although these factors are widely known among log analysts, it is difficult to design log analysis procedures to accommodate them, in the absence of a tool that measures cation exchange capacity directly. Consequently, the model



Los dos tipos principales de modelos de evaluación de areniscas arcillosas según la terminología de Worthington (1985).



The two major types of shaly sandstone model: Volumetric Shale and Double Layer (using the terminology of Worthington, 1985)

distintas formas de esta familia de ecuaciones son principalmente variantes para reemplazar las variables y parámetros que debieran usarse, por otros relacionados que en la actualidad son capaces de ser medidos por las herramientas de perfilaje existentes. De todo este segundo tipo de ecuaciones, la más conocida es una generalización del “modelo con dos tipos de agua” originalmente propuesto por Clavier y colaboradores (1977):

$$\left. \begin{aligned} S_{wt}^n - \left[S_b \cdot \left(1 - \frac{R_w}{R_b} \right) \right] \cdot S_w - \frac{a \cdot R_w}{R_t \cdot \phi^m} &= 0 \\ R_b &= R_{sh} \cdot \phi_{tsh}^2 \\ S_b &= \frac{V_{sh} \cdot \phi_{tsh}}{\phi_t} \\ \phi_t &= \phi_e + V_{sh} \cdot \phi_{tsh} \end{aligned} \right\}$$

donde R_b es la resistividad del agua que está hidratando los minerales de arcilla; S_b es la saturación correspondiente al agua que está hidratando los minerales de arcilla; S_{wt} es la saturación total de agua, incluyendo a S_b ; ϕ_e es la porosidad efectiva; ϕ_{tsh} es la porosidad aparente de la arcilla, la que puede obtenerse, por ejemplo, como el promedio de las lecturas de los perfiles de densidad y neutrónico para la arcilla típica; y ϕ_t es la porosidad total, incluyendo ϕ_{tsh} . El resto de la terminología es la misma usada para la ecuación de Simandoux.

Aunque los dos tipos de ecuaciones están ligados a modelos totalmente diferentes, tienen en común varias características que son también comunes a otros tipos no mencionados. Estas características son:

- (1) cuando no hay arcilla, es decir $V_{sh} = 0$, las ecuaciones se reducen a la ecuación de Archie;
- (2) las ecuaciones son polinomios en la saturación de agua;
- (3) las propiedades de las arcillas se obtienen normalmente de niveles arcillosos por sobre o por bajo las rocas acumuladoras, los que no necesariamente tienen que tener las mismas propiedades de las arcillas diseminadas dentro de las rocas acumuladoras.

equations that use cation-exchange data have been modified to variants that substitute quantities that can be measured on logs as surrogate variables. The most widely known of these is the "dual-water model" introduced by Clavier et al. (1977) which, when generalized, takes the form of:

$$S_{wt}^n - \left[Sb \left(1 - \frac{R_w}{R_b} \right) \right] S_w - \frac{a R_w}{R_t \Phi^m} = 0$$

$$\text{where } R_b = R_{sh} \Phi_{tsh}^2$$

$$\text{and } Sb = V_{sh} \Phi_{tsh} / \Phi_t$$

$$\text{where } \Phi_t = \Phi_e + V_{sh} \Phi_{tsh}$$

and the additional terms: R_b is bound water resistivity, S_b is bound-water saturation, S_{wt} is total water saturation (including S_b), Φ_{tsh} is shale porosity (some weighted average of the neutron and density porosities of shale), Φ_e is effective porosity, Φ_t is total porosity (including shale porosity term).

Although the Simandoux and Dual-water equations were developed from different models, they do have a number of features in common (and with many other shaly sandstone equations). These are the characteristics that (1) at zero shale content, the equations collapse to the Archie equation, (2) the equation forms are polynomial functions of water saturation and (3) the input shale properties are typically drawn from shales between the reservoir units which may not be representative of clays within the reservoir zones.

PERFIL DE RESONANCIA MAGNETICA (NMR)–TAMAÑO DE POROS Y TIPO DE FLUIDOS

El perfilaje de resonancia magnética se basa en propiedades atómicas que permiten determinar simultáneamente características que antes no se podían investigar o que requerían varios perfiles para hacerlo: porosidad, independientemente de la litología; proporción de fluido móvil en el espacio poroso; saturación de agua irreducible; proporción de agua formando parte de la molécula de las arcillas; y tipo de fluido que está mojando la roca. También pueden obtenerse mejores determinaciones de permeabilidad y tipo de hidrocarburo presente. Aunque las compañías de servicios han estado ofreciendo el perfil por más de 20 años, no ha sido hasta hace poco que la herramienta ha pasado a tener importancia práctica después de producirse avances en la precisión de las medidas y mejoras en su interpretación.

El núcleo de la mayoría de los átomos rota en torno a un eje y tiene un momento magnético susceptible de alinearse con un campo magnético. El funcionamiento de la sonda basada en la detección de señales que puede emitir el núcleo frente a cambios en la fase de la rotación y la orientación de su eje, lo que por cada medida se logra en varias etapas. De todos los tipos de átomos, el hidrógeno es el que tiene el mayor momento magnético, fuera de ser parte de la molécula de la mayoría de los fluidos que se encuentran en los poros de una roca. La sonda NMR tiene un campo magnético suficientemente fuerte como para hacer que los núcleos de todos los átomos en los fluidos atrapados en una roca–pero no los de la matriz–se alineen con este campo magnético. La herramienta NMR también es capaz de emitir dos tipos de pulsos electromagnéticos. El pulso a 90° hace que el eje de rotación de los átomos de hidrógeno a cierta distancia de la sonda se orienten por una fracción de segundo en forma perpendicular al campo magnético, para luego empezar a desfasarse. Aplicando un segundo pulso, ahora a 180° , se logra que todos los núcleos vuelvan a estar rotando en fase, lo que genera una señal característica, llamada “eco de rotación”, capaz de ser captada por el dispositivo de perfilaje. Los pulsos a 180° se emiten varias veces, lo que resulta en otros tantos ecos cada vez más débiles. El ritmo T_2 al cual decae la amplitud de estos ecos es llamado “período de relajación”. Extensos experimentos han confirmado que los ecos y su atenuación dependen del tamaño de los poros y las propiedades de los fluidos dentro de los poros.

La señal total es proporcional al número de protones de hidrógeno en el fluido atrapado en los poros. Sin embargo, el período de relajación depende de la composición molecular y condiciones de entrapamiento. Los más lentos en hacerlo son los protones de hidrógeno que forman parte de las moléculas en volumen apreciable de agua, los que toman aproximadamente 3 segundos en relajarse. En las rocas, el relajamiento se produce en pocos milisegundos, en parte acelerado por interacciones con las paredes de los poros. El relajamiento más rápido es el de los protones de hidrógeno que forman parte de las moléculas de las arcillas, seguido por el de agua asociada a fenómenos de capilaridad. La

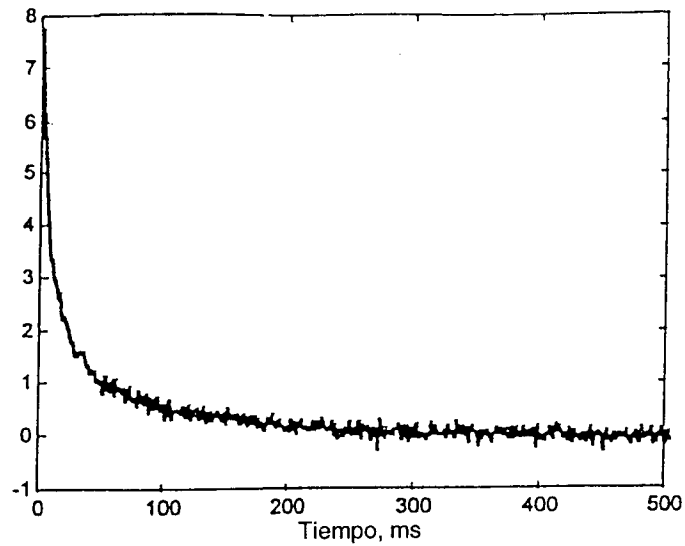
NUCLEAR MAGNETIC RESONANCE (NMR) LOGGING: PORE-SIZE AND FLUID TYPES

The recording of nuclear magnetic resonance by logging tools allows the measurement of the effective porosity independent of lithology type, the proportion of free fluid in the pore space, the irreducible water saturation, the amount of clay-bound water, as well as an improved estimate of permeability, the determination of wettability (water or oil), and a characterization of hydrocarbon type. Although NMR logging has been in operation for over twenty years, recent dramatic improvements in tool design have had a major impact on logging technology and interpretation.

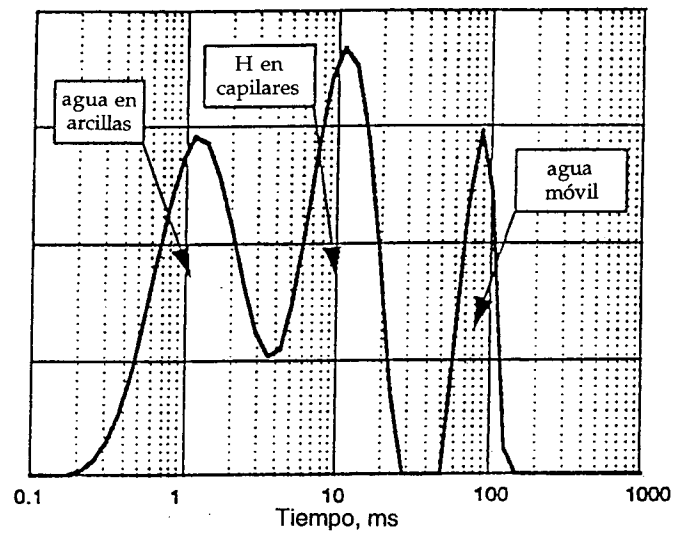
Many atomic nuclei have a magnetic moment which will be aligned with a magnetic field. Hydrogen nuclei (protons) have the strongest magnetic moment and occur in great abundance in the fluids of rock pore spaces. The NMR tool contains a large permanent magnet, so that hydrogen nuclei in the fluids (but not the solids) of the formation align themselves with the resulting magnetic field. The NMR tool transmits a radio frequency pulse train. The initial pulse causes the hydrogen protons at a known distance from the magnet to instantaneously tip themselves perpendicular to the direction of the permanent magnetic field. Immediately after the initial pulse, the protons begin to realign themselves with the magnetic field and generate a spin-echo signal as response to the remaining pulses that is measured by the tool. The decay of this echo train is a function of pore sizes and fluid types and their properties.

The total signal is proportional to the number of hydrogen protons in the fluid. However, the speed at which a hydrogen proton will realign itself depends on which of the fluid fractions it is located. Hydrogen protons in a large volume of water will realign in about 3 seconds. Hydrogen protons in oil, gas or water that is in the pore space of a rock will align much faster, in times measured in milliseconds, because of the additional relaxation caused by the interaction between the fluid and the pore wall. Hydrogen protons in clay-bound water will realign fastest, followed by hydrogen protons in capillary-bound water, and the slowest realignment will occur in the free fluid of the pore space.

The speed of realignment is presented as a spectrum of transverse relaxation times (T_2) determined from analysis of the pulse echo train measured in the time domain. Peaks on the spectrum differentiate clay-bound, capillary-bound, and free-fluid hydrogen protons. Typical values used for the T_2 cut-offs in sandstones to differentiate these three classes of fluid are: clay-bound - below 3 ms; capillary-bound - between 3 and 33 ms; free-fluid - greater than 33 ms. However, reported values vary slightly in the NMR literature, as well as laboratory core NMR measurements, and they are also more difficult to establish satisfactorily for carbonates. The transverse relaxation time (T_2) is a direct function of pore size from the equation:



Señal recibida al emitir un pulso a 180°



Espectro de amplitudes de la señal recibida al emitir un pulso a 180°

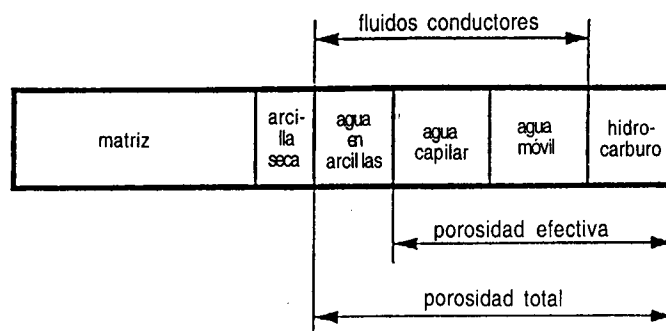
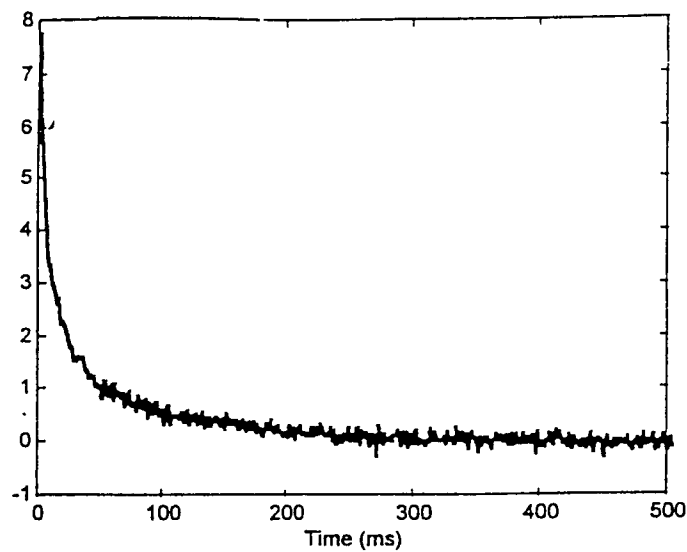
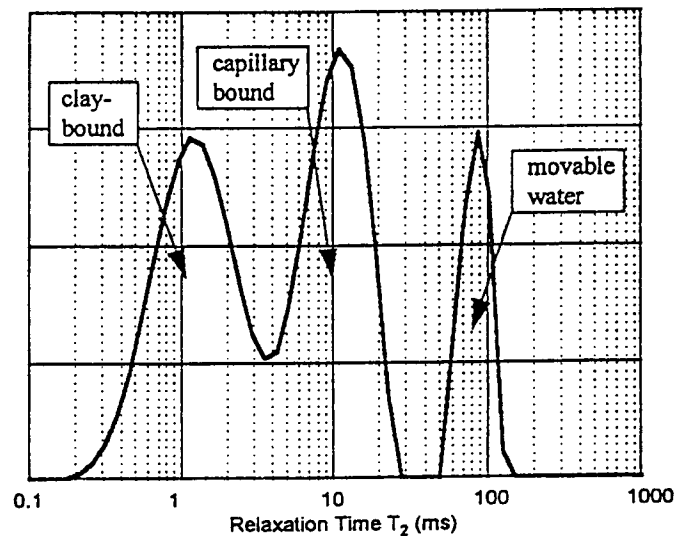


Diagrama esquemático de porosidades

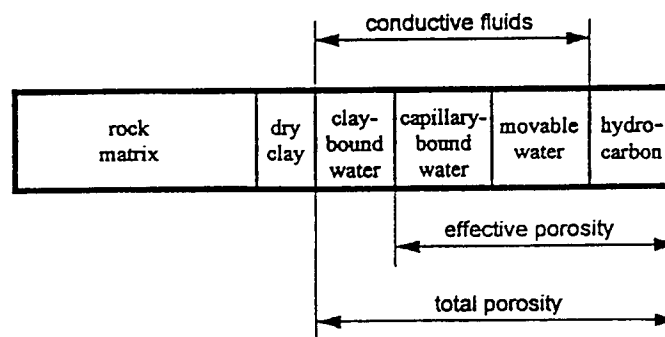
Conceptos básicos de perfilaje de resonancia magnética (Prammer y colaboradores, 1996)



Spin-echo data Acquisition Time Domain



T₂ amplitude spectrum in Transverse Relaxation Time Domain



Standard Rock Porosity Model

BASICS OF NMR LOG DATA PROCESSING
From Prammer, Drack, Bouton, and Gardner (1996)

relajación más lenta es la de los átomos de agua e hidrocarburos capaces de moverse dentro de los poros.

Característica fundamental de las herramientas NMR es la capacidad de analizar los ecos y períodos de relajación. En el caso de areniscas, aún cuando la literatura muestra discrepancias, valores típicos de relajación son: menos de 3 ms para hidrógeno de arcillas, entre 3 y 33 ms para el caso de agua capilar, y por sobre 33 ms se considera que los átomos de hidrógeno se encuentran formando parte de moléculas de fluidos capaces de desplazarse dentro de los poros. En el caso de carbonatos, ha resultado más difícil establecer estos tiempos críticos.

La relación entre el período de relajación, T_2 , y la porosidad es:

$$k = \left[\phi_{NMR}^2 \cdot \frac{FFI}{BVI} \right]^2 \frac{V}{S} = \rho_2 \cdot T_2$$

donde V/S es la razón entre el volumen y la superficie de un poro y ρ_2 es un coeficiente de relajación que depende de la composición mineralógica de matriz. Si la matriz es una arenisca de cuarzo, ρ_2 es 10 micrón/s y si la matriz es una calcita, $\rho_2 = 3$ micrón/s.

Los resultados de un perfilaje NMR se entregan en una variedad de curvas.

Las más importantes son:

- (i) la porosidad NMR, ϕ_{NMR} , que es la suma de la fracción de la roca ocupada por fluidos móviles y fluidos inmovilizados por capilaridad;
- (ii) índice de fluido móvil (FFI), que es la suma de los volúmenes de fluido capaces de fluir de la roca hacia en pozo;
- (iii) volumen irreductible (BVI), que es el volumen del fluido inmovilizado por capilaridad;
- (iv) permeabilidad, basada en la ecuación de Kozeny-Carman en términos de la razón V/S . La variante más común es la "ecuación de Coates":

$$k = \left[\phi_{NMR}^2 \cdot \frac{FFI}{BVI} \right]^2$$

Curwen y Molaro (1995) han publicado mejores resultados descomponiendo el espectro de amplitud.

$$\left(\frac{V}{S}\right) = \rho_2 T_2$$

where (V/S) is the volume to surface area ratio of the pore and ρ_2 is the surface relaxivity which for quartz (sandstones) is about 10 microns per second, and for calcite (limestone) is about 3 microns per second.

The NMR data is presented on the log in a variety of ways. The basic curves are:

- (i) the NMR porosity, which is the effective porosity as the sum of free fluid and capillary-bound fluid;
- (ii) the Free-Fluid Index (FFI), which is the rock bulk volume of fluids which are free to flow out of the formation;
- (ii) the Bulk Volume Irreducible (BVI), which is the rock bulk volume of fluids occupied by water immobilized by capillarity.

In addition, an estimated permeability curve is also presented, based on the fact that proton relaxation time is related to the internal surface area/volume (S/V) ratio and used in one of several variants of the Kozeny-Carman equation. The commonest form used in NMR logging is the "Coates equation":

$$k = \left[\Phi_{NMR}^2 \left(\frac{FFI}{BVI} \right) \right]^2$$

although better estimates are given by partitioning the T2 spectrum into several bins and relating these to permeability (Curwen and Molaro, 1995).

Ejemplo de aplicación del perfil NMR a una arenisca productora

Coates, Gardner y Miller (1994) publicaron un ejemplo que usaremos para demostrar las bondades del perfil de resonancia magnética. Se trata de un pozo de Texas que penetró la arenisca Frío de edad Miocénica. Para los efectos de la exposición, dividiremos los diagramas entre una parte superior de 5197-5227 pies (1584-1593 m) y otra de 5237 a 5272 pies (1596-1607 m).

Los perfiles neutrónico y de densidad aparecen en una misma pista del perfil calibrada en escala de porosidad para una arenisca de cuarzo. Los perfiles dan lecturas semejantes en niveles limpios, pero el perfil neutrónico se ve más afectado por la arcilla que el de densidad, lo que hace que se separen cuando aumentan los valores del perfil de rayos gamma.

El despliegue conjunto de la porosidad y la resistividad en un diagrama de Pickett indican que la zona más interesante es la inmediatamente por sobre 5200 pies (1585 m). Para aquellos niveles, la discrepancia entre los perfiles de densidad y neutrónico estaría indicando la presencia de gas.

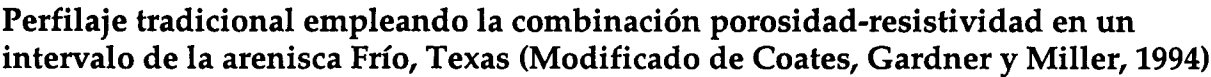
Los puntos con alta saturación de agua correspondientes al intervalo inferior tienden a alinearse paralelos a la línea de agua, lo que estaría indicando que sólo se tendría una saturación residual de hidrocarburo, lo que haría que el intervalo inferior produciría nada más que agua.

El intervalo superior luce un poco mejor al mostrar una zona de transición que culmina en valores de BVW de alrededor de 0.12, lo que está indicando que el intervalo tiene una porosidad bastante fina o que, de ponerse en producción, dará petróleo con una alta proporción de agua.

Si se le hiciera una prueba de producción a esta dos zonas del pozo, ¿cuál sería la recuperación?

Example of an NMR log analysis in a productive sandstone

A simple example of NMR log analysis is shown for a Frio Sandstone section from the Miocene of the Texas Gulf Coast (Coates, Gardner, and Miller, 1994). In the plots that follow, the section is subdivided between an "Upper Frio (5197-5227) and a "Lower Frio" (5237-5272). Both neutron and density logs were run and are shown overlaid on a common sandstone porosity scale. These two logs coincide in zones of clean sandstone, but the neutron log is drawn to higher values in zones with shale contents because of clay effects. The resistivity log, considered in conjunction with the porosity logs and the associated Pickett plot suggest some hydrocarbon in the section, with the best show just above 500 feet depth. (The neutron-density porosity curve crossover suggests that the hydrocarbon is gas, as will be discussed later in this manual.) Zones of the "Lower Frio" form a trend of high water saturations that parallel the water line. These probably reflect residual hydrocarbon saturation and would likely produce only water. The "Upper Frio" shows a good indication of a transition zone that peaks at a BVW of about 0.12 at the top. This value implies either that the top zone would produce water as well as hydrocarbons, or that the zone is rather fine-pored. When tested, would this zone produce water-free hydrocarbons?





96

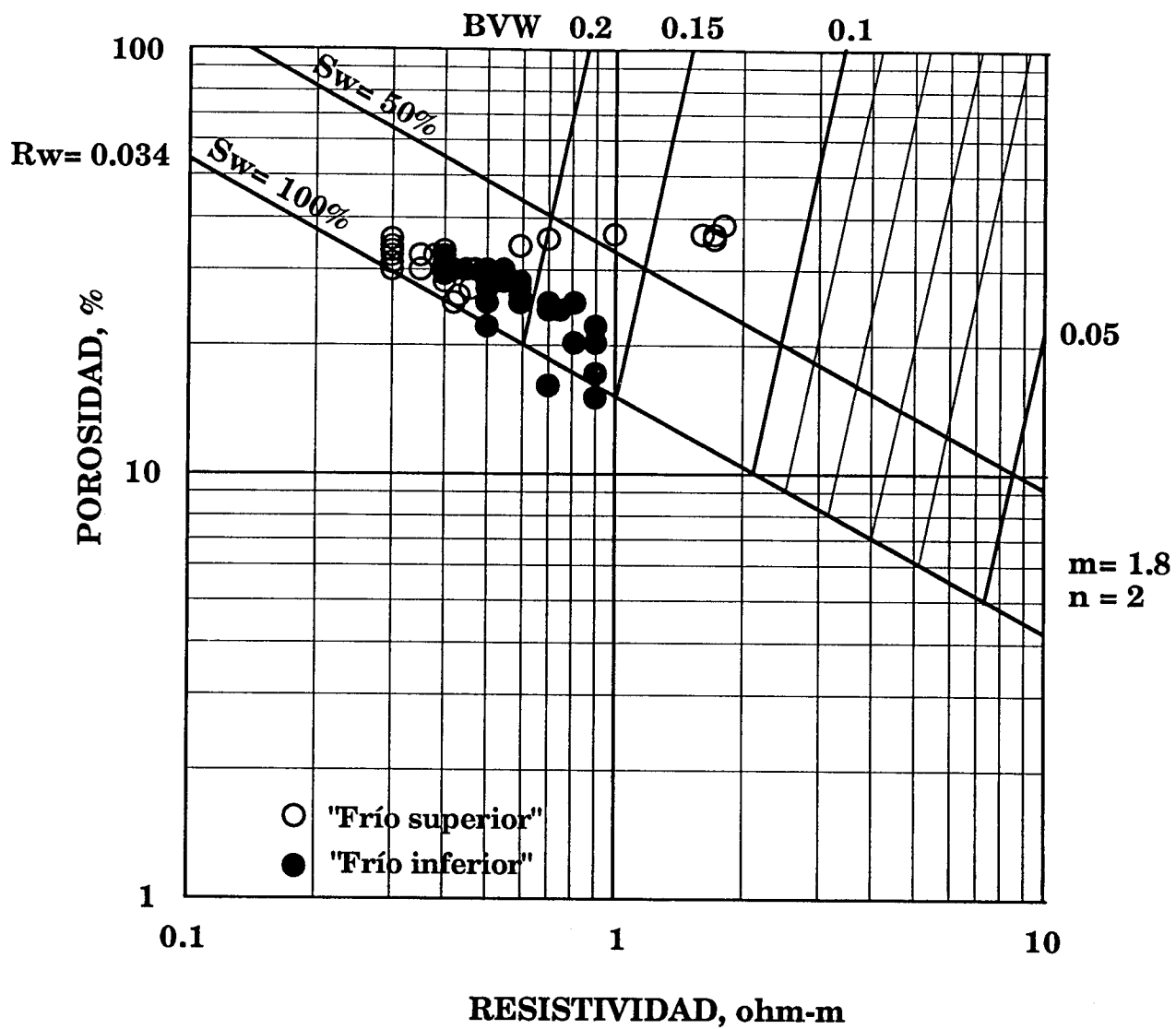
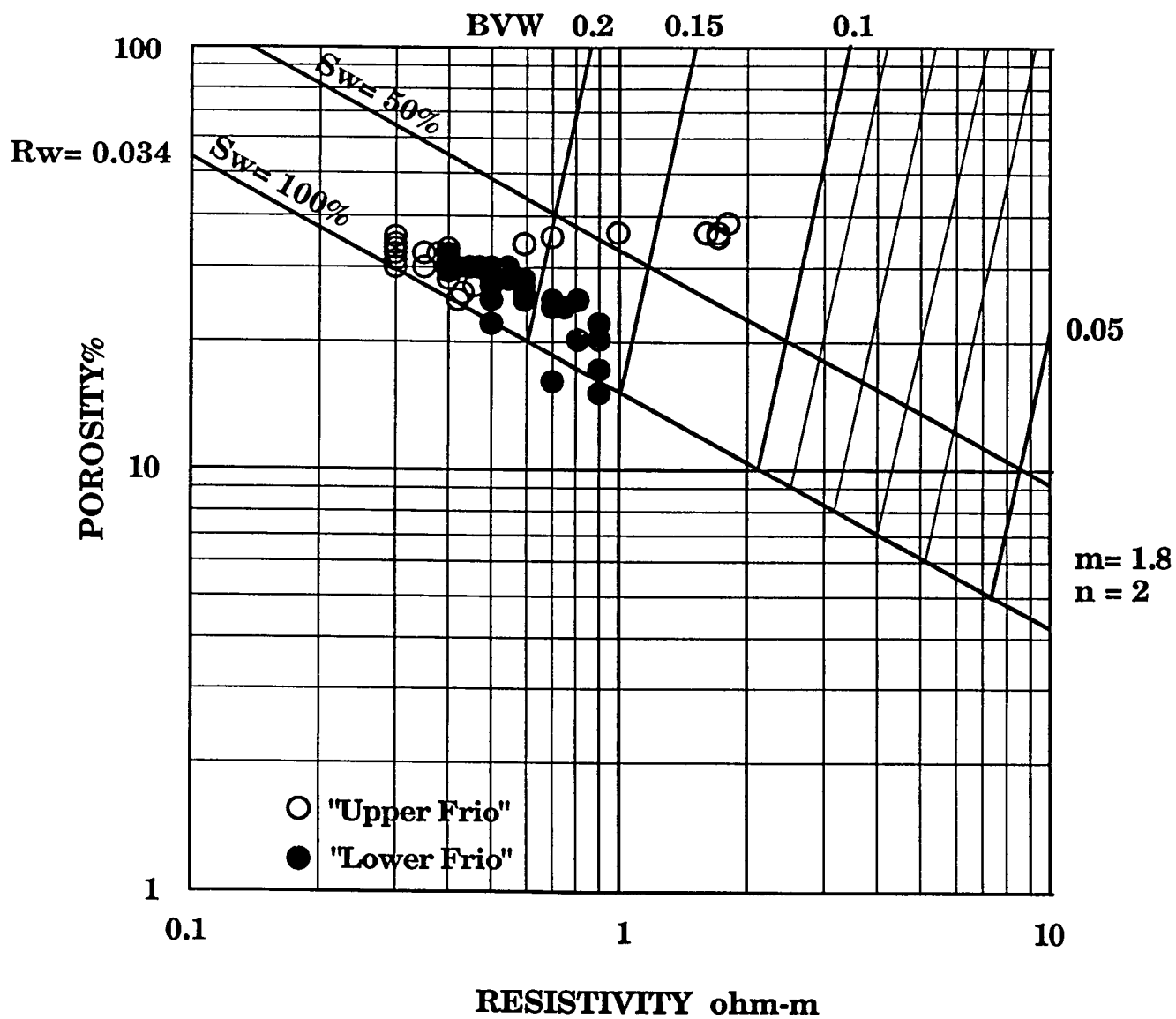


Diagrama de Pickett para el ejemplo del pozo de la arenisca Frío, subdividido entre un intervalo superior (5197-5227 pies) y uno inferior (5237-5272 pies).



PICKETT PLOT OF THE FRIO SANDSTONE SECTION
 ("UPPER FRIO" = 5197-5227 ; "LOWER FRIO" = 5237-5272 FEET DEPTH)

A modo de referencia podríamos considerar los valores de volúmenes de agua irreducible de la página 85 que muestran una mediana de 0.084. Dado que en los niveles del pozo de este ejemplo los valores de BVW son mayores que 0.084, es poco probable que este pozo haya producido hidrocarburos sin agua.

Las mediciones del perfilaje NMR incluyen en este caso el perfil de potencial espontáneo, SP; el diámetro de pozo; y el perfil de rayos gamma. Los valores de permeabilidad se obtuvieron usando la ecuación de Coates. En la tercera pista, la porosidad NMR aparece subdividida en volumen irreducible, a la derecha, y el índice de fluido móvil, a la izquierda.

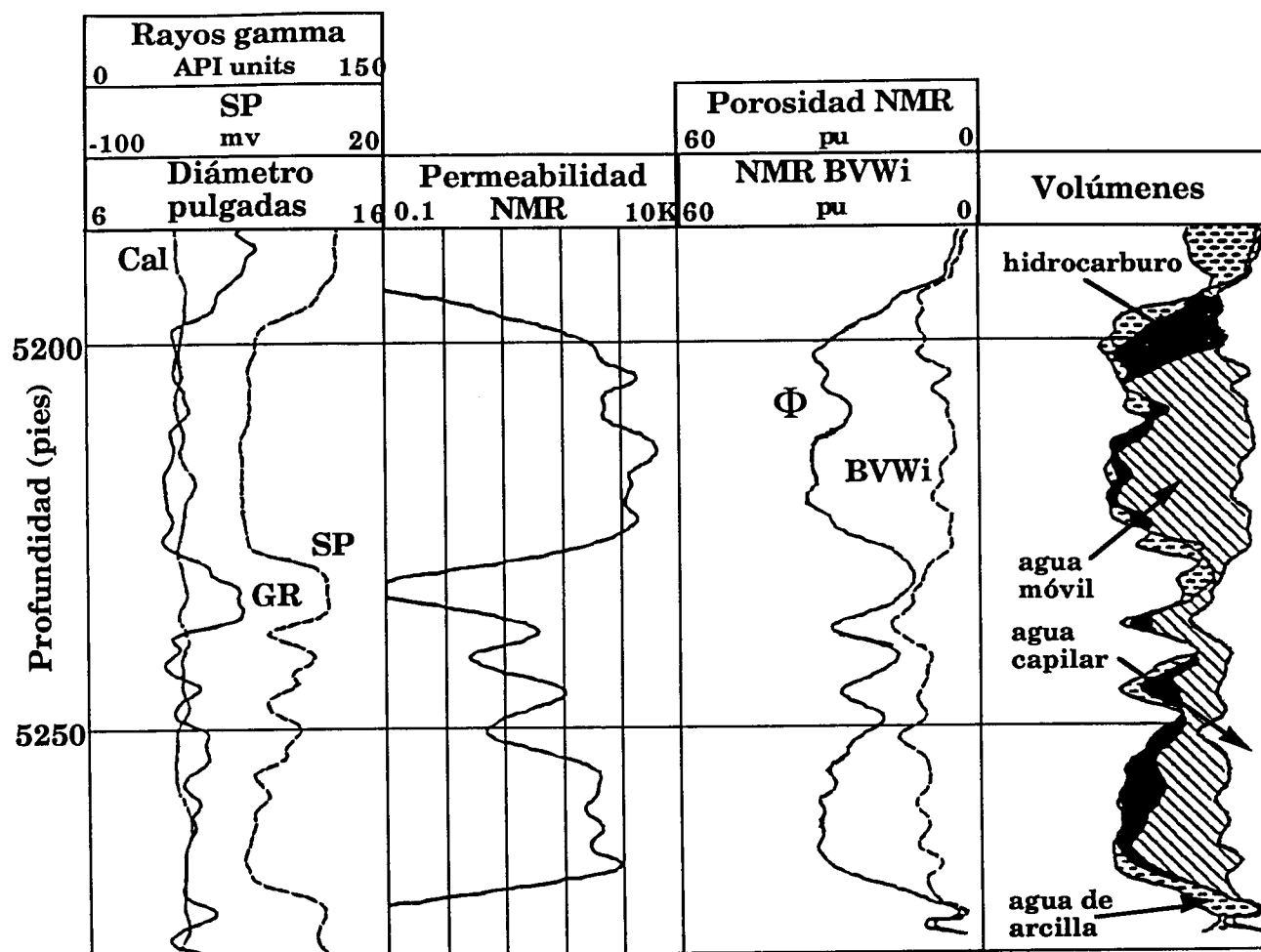
La pista de la derecha es un desglose continuo de lo que se tiene dentro de los poros, gracias a un graficado simultáneo de la porosidad del perfil de densidad, la porosidad NMR, volumen de agua irreducible y volumen de agua derivado de cálculos en base a resistividad y porosidad. La porosidad NMR es igual o levemente inferior que la porosidad del perfil de densidad. La diferencia se debe al agua de hidratación de las arcillas. La curva de BVW_i permite discriminar entre fluidos móviles y agua irreducible. Los resultados muestran que la única acumulación significativa de hidrocarburo es la que se tiene a 5200 pies (1585 m), donde no existe agua móvil. Pruebas de producción para este nivel dieron 600 MCFPD (17MM3PD) de gas por 30 días, seguidos de 50 BOPD (8 M3PD) de petróleo y 20 BWPD (3 M3PD) de agua, para finalmente estabilizarse en 40 BOPD (6 M3PD) de petróleo y 100 BWPD (16 M3PD) de agua (Coates y Howard, 1992).

Los valores de BVW_i de un perfilaje NMR también se pueden visualizar en un diagrama de Pickett usando en ordenadas la porosidad del perfil de densidad. Una de las mayores desventajas es que se pierde la información acerca de la profundidad, problema que en parte puede contrarrestarse usando símbolos de distintos colores o formas para distintos rangos de profundidad. El diagrama ofrece una visión instantánea de la relación entre volumen de agua y porosidad. Más importante aún, el diagrama de Pickett permite extrapolar información obtenida del perfil NMR de este pozo a niveles equivalentes en pozos vecinos sin perfiles NMR. Por ejemplo, los valores de volúmenes de agua irreducibles, BVW_i , de este pozo podrían usarse en otros pozos del área para predecir si los pozos van a ser productores o no, y si lo son, si la producción va a estar o no acompañada de agua. Los valores de BVW_i en el pozo del ejemplo son bastante mayores en el intervalo superior, lo que indica poros más pequeños y menor permeabilidad. De usarse los valores de BVW_i de este pozo para predecir la productividad de otros, habría que tener en cuenta posibles cambios en tamaño de poros tanto vertical como horizontalmente.

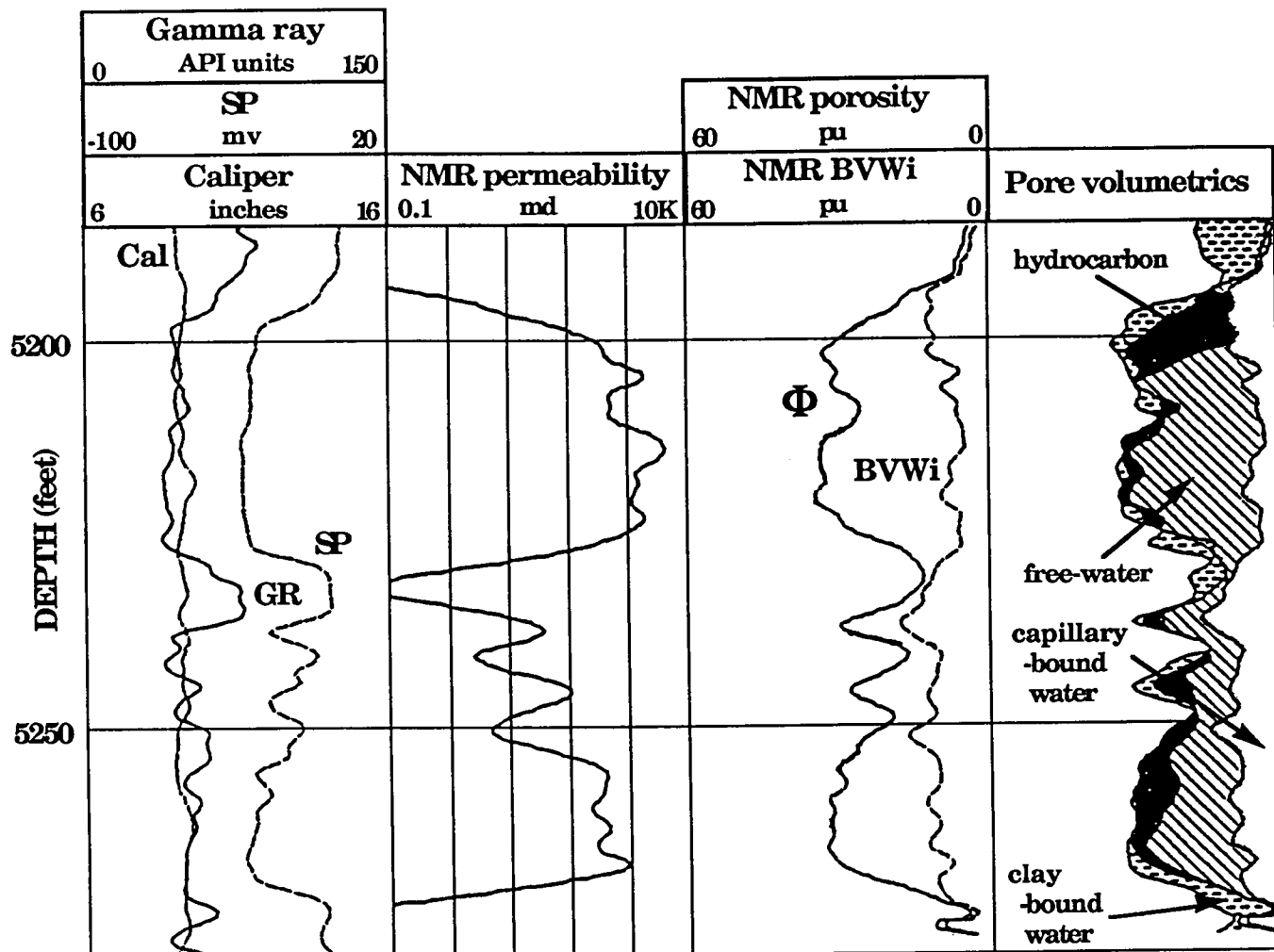
As an aid in our decision, we could consider the cumulative frequency plot of irreducible bulk volume water (BVWi) values shown for Frio Sandstone oilfields. The data for this plot are based on the porosities and water saturations of 76 Frio fields tabulated by Galloway et al (1983). The cumulative plot shows that the Frio Sandstone tends to be fine-pored with a median BVWi value of 0.084. Almost all the zones in the logged section are beyond the range of the field data, so that water-free hydrocarbon production is unlikely except for zones at the very top of the section.

The results of the NMR logging run are shown together with the SP, caliper, and gamma-ray curves. The NMR permeability is computed from the "Coates equation". The NMR porosity is subdivided between Bulk Volume Irreducible (to the right) and Free-Fluid Index (FFI) (to the left) by the BVWi curve. In the "pore volumetrics" track, density porosity, NMR porosity, bulk volume water (from resistivity-porosity calculations), and irreducible bulk volume water are superimposed. Notice that the NMR porosity either equals or is slightly less than the density porosity, because it registers the effective porosity, and the difference reflects clay-bound water. The Free-Fluid volume can be made up of either water, hydrocarbon, or a mixture of both, so a computation of the bulk volume water (BVW) from the resistivity-porosity data by the Archie equation, allows the discrimination of hydrocarbons. The superimposition of the BVWi curve on the other logs now shows the porosity content in terms of free fluid and bound water. The only significant hydrocarbon is at a depth of 500 feet, where water content is at irreducible and indicates water-free hydrocarbon production. In reality, this zone was tested for production and made 600 MCFPD of gas for thirty days, then 50 BOPD and 20 BWPD, and finally leveled at 40 BOPD and 100 BWPD (Coates and Howard, 1992).

The BVWi readings from the NMR log can also be crossplotted directly on a Pickett plot against density porosity, as shown. The information on depth is lost (although it could be retained by color-coding the plotted symbols as depth). However, the broad relationship between porosity and BVWi is shown by the location and spread of the cloud at different porosity levels. More importantly, the use of this Pickett plot allows NMR information from this well to be used for other Frio Sandstone wells in the area that were NOT logged by an NMR tool. The Bulk Volume Irreducible (BVWi) values could be applied as production boundaries on conventional Pickett plots as aids in deciding whether crossplotted resistivity-porosity points came from either a transition zone, or if they signified water-free production. Notice that in the example well, the BVWi is noticeably higher in the lower sandstone than the higher sandstone, reflecting both finer pore sizes and lower permeabilities. Therefore, when applying these data to neighboring wells, some consideration would have to be made of likely changes in pore-size and their trends both laterally and vertically.

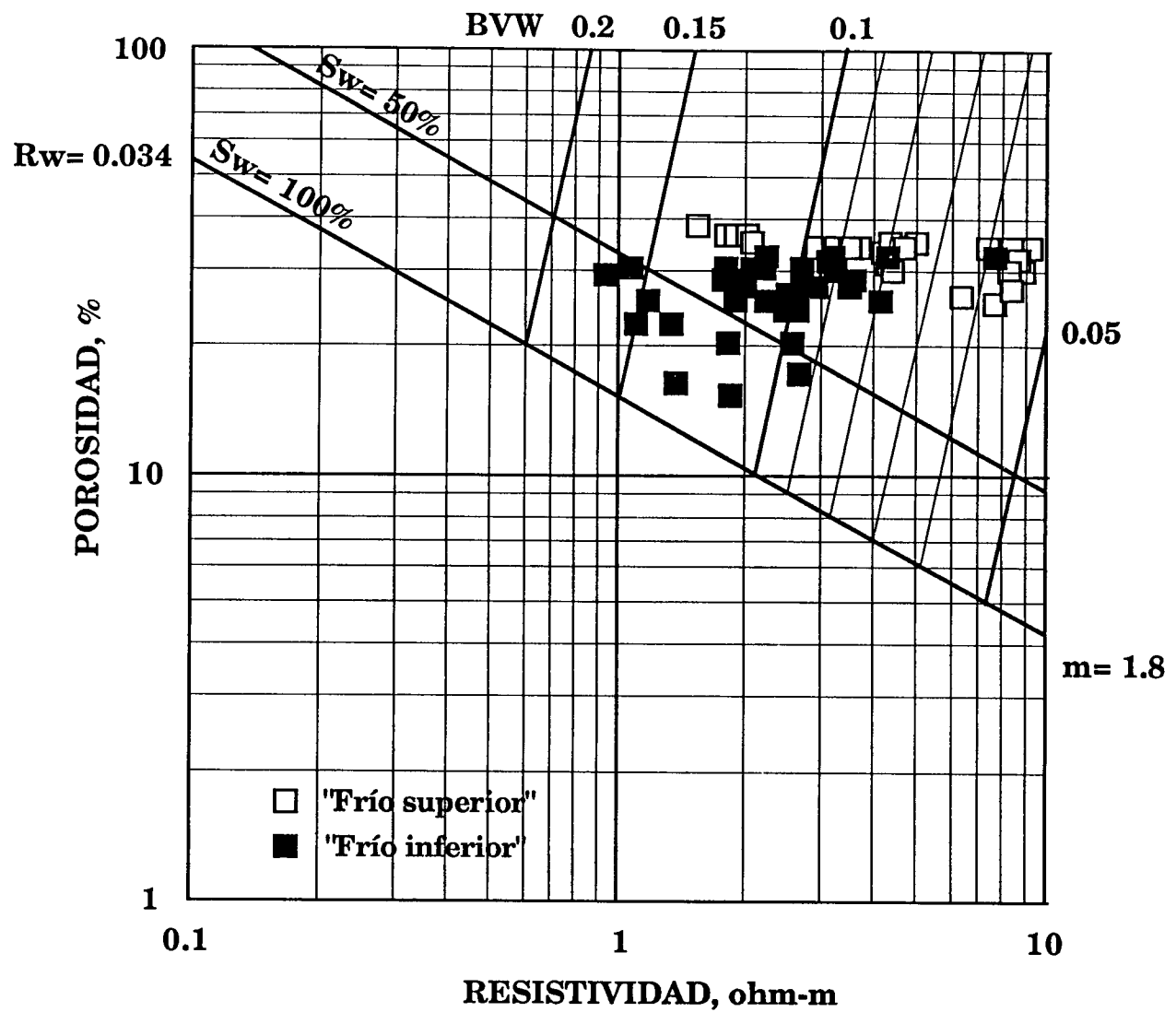


Perfilaje NMR para el pozo del ejemplo de la arenisca Frío (Modificado de Coates, Gardner y Miller, 1994)

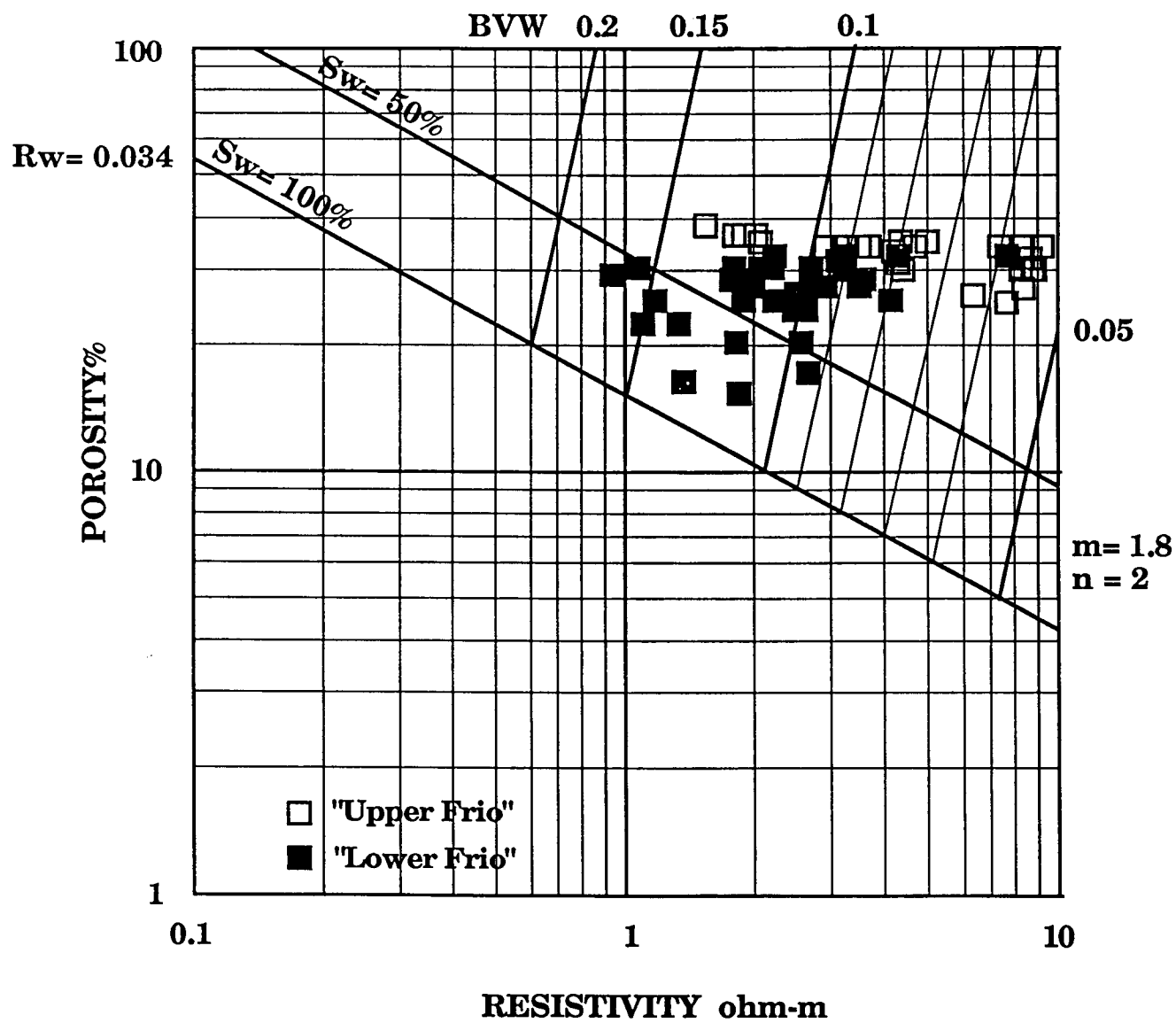


Adapted from Coates, Gardner, and Miller (1994)

APPLICATION OF THE NMR LOG TO IMPROVE THE RESISTIVITY-POROSITY LOG VIEW OF A FRIO SANDSTONE (MIOCENE, TEXAS SECTION)



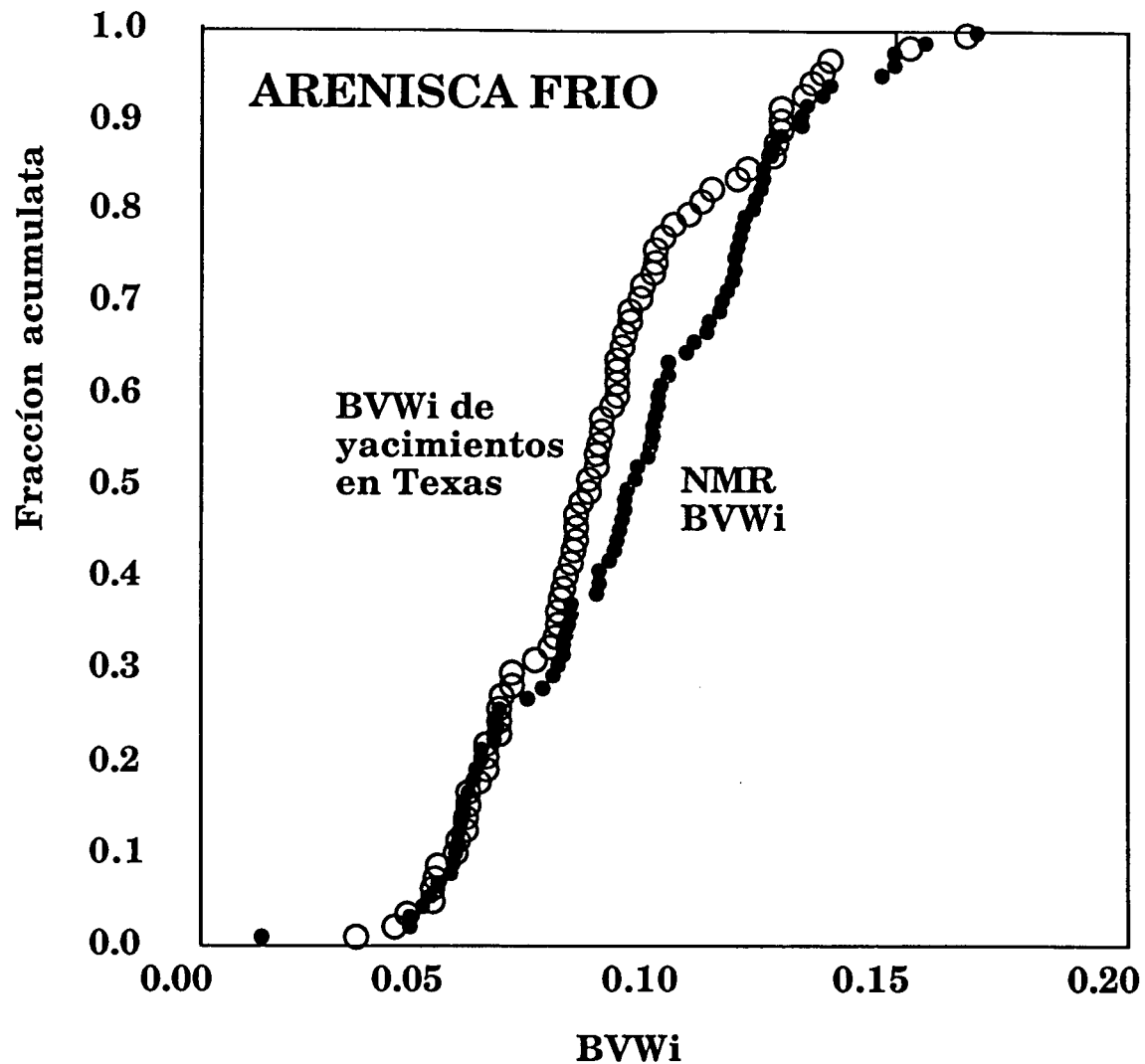
Valores de volumen de agua irreductible obtenidos de un perfil NMR del pozo del ejemplo de la arenisca Frío, llevados a un diagrama de Pickett. Los valores aparecen subdivididos entre un intervalo superior (5197-5227 pies) y uno inferior (5237-5272 pies).



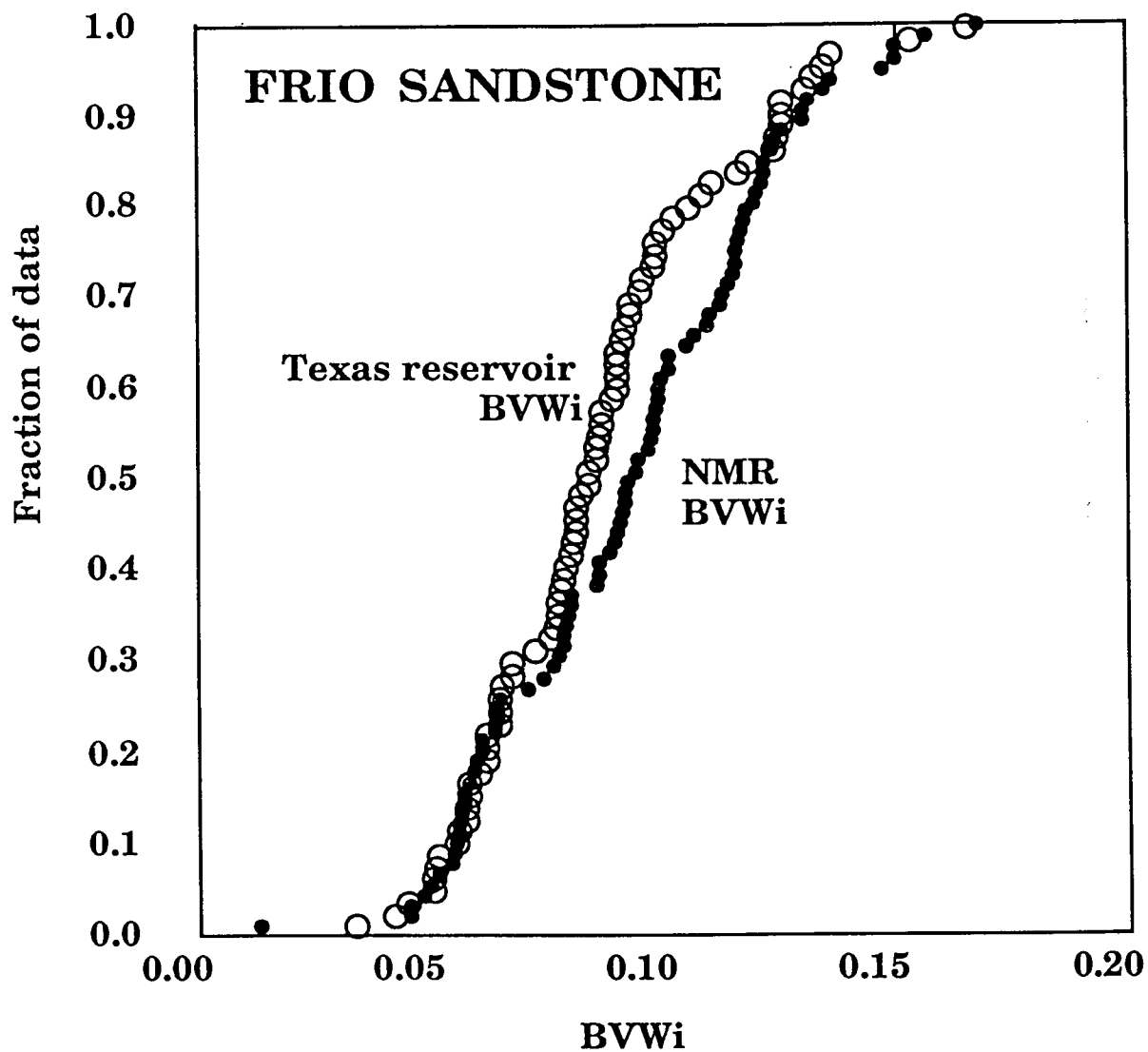
PICKETT PLOT OF NMR BULK VOLUME IRREDUCIBLE (BVWi) VALUES IN
THE FRIO SANDSTONE SECTION
("UPPER FRIO" = 5197-5227 ; "LOWER FRIO" = 5237-5272 FEET DEPTH)

La última gráfica compara los valores de volumen de agua irreducible de varios yacimientos de la arenisca Frío de la página 85 con los múltiples valores para un solo pozo que hemos sido capaces de obtener con la ayuda del perfil NMR. Al menos en este caso, hay que aceptar que la concordancia de valores es notable. La ventaja de los valores derivados del perfil NMR es que son específicos para cada nivel de un pozo. Su concordancia con valores obtenidos por otros métodos vienen a ser un respaldo para todos los supuestos y modelos que sustentan la interpretación de los resultados del perfilaje NMR.

Finally, the cumulative frequency plot of irreducible bulk volume water (BVWi) values from the NMR log of the Frio Sandstone section are shown superimposed on that for Frio Sandstone oilfields. The overall similarity shows that (at least for the Frio) there is a good match between reservoir summary statistics and NMR logging data. While NMR logs are always preferable, because they are site-, section-, and depth-specific, the broad match confirms that empirical data can still be applied in useful interpretations and that their "meaning" can be understood in terms of the latest models of pore geometry and the most recent NMR logging technology.



Comparación entre la frecuencia acumulada de valores de volumen de agua irreductible para varios niveles de un pozo que penetra la arenisca Frío (Coates, Gardner y Miller, 1994) con la frecuencia acumulada de valores de volumen de agua irreductible por yacimiento para el caso de 76 yacimientos en la misma arenisca (Galloway y colaboradores, 1983).



CUMULATIVE FREQUENCY PLOT OF IRREDUCIBLE BULK VOLUME WATER FROM LOGGED ZONES IN A FRIO SANDSTONE SECTION (COATES et al, 1994) SUPERIMPOSED ON CUMULATIVE FREQUENCY PLOT OF BULK VOLUME WATERS IN 76 TEXAS FRIO SANDSTONE OIL RESERVOIRS CALCULATED FROM DATA REPORTED BY GALLOWAY et al (1983)

REFERENCIAS

- Archie, G. E., 1942, The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics: Transactions of the AIME, v. 146, no. 1, p. 54-62.
- Archie, G.E., 1952, Classification of reservoir rocks and petrophysical considerations : AAPG Bull., v. 36, no. 2, p. 278-298.
- Arps, J.J., 1964, Engineering concepts useful in oil finding: AAPG Bull., v. 48, p. 157-165.
- Asquith, G. B., 1985, Handbook of log evaluation techniques for carbonate reservoirs: Tulsa, OK, AAPG, Methods in Exploration Series No. 5, 47 p.
- Bhuyan, K. y Passey, Q.R., 1994, Clay estimation from gamma ray and neutron-density porosity logs: SPWLA 35th Annual Logging Symposium Transactions, Paper DDD, 15 pp.
- Bond, D. C., 1978, Determination of residual oil saturation: Oklahoma City, Interstate Oil Compact Commission, Report, 217 p.
- Buckles, R.S., 1965, Correlating and averaging connate water saturation data : Jour. Can. Petroleum Technology, p. 42-52.
- Caldwell, C.D. y Boeken, R., 1985, Wireline log zones and core description of upper part of the Middle Ordovician Viola Limestone, McClain and McClain SW fields, Nemaha County, Kansas: in Core Studies in Kansas, Subsurface Geology Series 6, p. 17 - 35.
- Cheng, M.L., Leal, M.A. y McNaughton, D., 1999, Productivity prediction from well logs in variable grain-size reservoirs, Cretaceous Qish'n Formation, Republic of Yemen: The Log Analyst, v. 40, no. 1, p. 24-32.
- Chilingar, G.V., Mannon, R.W. y Rieke, H.H., III, (Eds.), 1972, *Oil and Gas Production from Carbonate Rocks* : American Elsevier, New York, 408 pp.
- Choquette, P.W. y Pray, L.C., 1970, Geologic nomenclature and classification of porosity in sedimentary carbonates: AAPG Bull., v. 54, no. 2, p. 207 - 250.
- Clavier, C., Coates, G. y Dumanoir, J., 1977, The theoretical and experimental bases for the "dual water" model for the interpretation of shaly sands: SPE Paper No. 6859.
- Coates, G.R., Gardner, J.S. y Miller, D.L., 1994, Core data and the MRIL show a new approach to the "Formation Factor": SPWLA 35th Annual Logging Symposium Transactions, Paper I, 22 pp.
- Coates, G.R. y Howard, A.D., 1992, Core data and the MRIL show a new approach to the "Formation Factor": SPWLA 33rd Annual Logging Symposium Transactions, Paper I, 15 pp.
- Curwen, D.W. y Molaro, C., 1995, Permeability from magnetic resonance imaging logs: SPWLA 36th Annual Logging Symposium Transactions, Paper GG, 11 pp.
- Doveton, J.H., 1994, Geological log analysis using computer methods: Tulsa, AAPG Computer Applications in Geology, No.2, 256 p.
- Dullien, F.A.L., 1992, *Porous Media: Fluid Transport and Pore Structure*. Second Edition: Academic Press, San Diego, 574 pp.
- Duren, J.D., 1960, Some petrophysical aspects of the Mississippian "Chat" Glick Field, Kiowa County, Kansas: The Shale Shaker, September, p. 316-321.

REFERENCES

- Archie, G. E., 1942, The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics: Transactions of the AIME, v. 146, no. 1, p. 54-62.
- Archie, G.E., 1952, Classification of reservoir rocks and petrophysical considerations : AAPG Bull., v. 36, no. 2, p. 278-298.
- Arps, J.J., 1964, Engineering concepts useful in oil finding: AAPG Bull., v. 48, p. 157-165.
- Asquith, G. B., 1985, Handbook of log evaluation techniques for carbonate reservoirs: Tulsa, OK, AAPG, Methods in Exploration Series No. 5, 47 p.
- Bhuyan, K., and Passey, Q.R., 1994, Clay estimation from gamma ray and neutron-density porosity logs: SPWLA 35th Annual Logging Symposium Transactions, Paper DDD, 15 pp.
- Bond, D. C., 1978, Determination of residual oil saturation: Oklahoma City, Interstate Oil Compact Commission, Report, 217 p.
- Buckles, R.S., 1965, Correlating and averaging connate water saturation data : Jour. Can. Petroleum Technology, p. 42-52.
- Caldwell, C.D., and Boeken, R., 1985, Wireline log zones and core description of upper part of the Middle Ordovician Viola Limestone, McClain and McClain SW fields, Nemaha County, Kansas: in Core Studies in Kansas, Subsurface Geology Series 6, p. 17 - 35.
- Cheng, M.L., Leal, M.A., and McNaughton, D., 1999, Productivity prediction from well logs in variable grain-size reservoirs, Cretaceous Qish'n Formation, Republic of Yemen: The Log Analyst, v. 40, no. 1, p. 24-32.
- Chilingar, G.V., Mannon, R.W., and Rieke, H.H., III, (Eds.), 1972, *Oil and Gas Production from Carbonate Rocks* : American Elsevier, New York, 408 pp.
- Choquette, P.W., and Pray, L.C., 1970, Geologic nomenclature and classification of porosity in sedimentary carbonates: AAPG Bull., v. 54, no. 2, p. 207 - 250.
- Clavier, C., Coates, G., and Dumanoir, J., 1977, The theoretical and experimental bases for the "dual water" model for the interpretation of shaly sands: SPE Paper No. 6859.
- Coates, G.R., Gardner, J.S., and Miller, D.L., 1994, Core data and the MRIL show a new approach to the "Formation Factor": SPWLA 35th Annual Logging Symposium Transactions, Paper I, 22 pp.
- Coates, G.R., and Howard, A.D., 1992, Core data and the MRIL show a new approach to the "Formation Factor": SPWLA 33rd Annual Logging Symposium Transactions, Paper I, 15 pp.
- Curwen, D.W., and Molaro, C., 1995, Permeability from magnetic resonance imaging logs: SPWLA 36th Annual Logging Symposium Transactions, Paper GG, 11 pp.
- Doveton, J.H., 1994, Geological log analysis using computer methods: Tulsa, AAPG Computer Applications in Geology, No.2, 256 p.
- Dullien, F.A.L., 1992, *Porous Media: Fluid Transport and Pore Structure*. Second Edition: Academic Press, San Diego, 574 pp.
- Duren, J.D., 1960, Some petrophysical aspects of the Mississippian "Chat" Glick Field, Kiowa County, Kansas: The Shale Shaker, September, p. 316-321.

- Dziuba, T.T., 1994, Pitfalls of Pickett plots in carbonates: SPWLA 35th Annual Logging Symposium Transactions, Paper GGG, 25 pp.
- Ebanks, W.J., Jr., Euwer, R.M. y Nodine-Zeller, D.E., 1977, Mississippian combination trap, Bindley Field, Hodgeman County, Kansas: AAPG Bull., v. 61, no. 3, p. 309-330.
- Focke, J. W. y D. Munn, 1987, Cementation exponents in Middle Eastern carbonate reservoirs: SPE Formation Evaluation, v. 2, no. 2, p. 155-167.
- Galloway, W.E., Ewing, T.E., Garret, C.M., Tyler, N. y Debout, D.E., 1983, Atlas of Major Texas Oil Reservoirs: Bureau of Economic Geology, 139 pp.
- Greengold, G.E., 1986, The graphical representation of bulk volume water on the Pickett crossplot : The Log Analyst, v. 27, no. 3, p. 21-25.
- Griffiths, J.C., 1952, Grain-size distribution and reservoir rock characteristics: AAPG Bull., v. 36, no. 2, p. 205 -229.
- Jeffries, F., 1965, Wireline logs - the infant oil finding technique: Can. Pet. Geol. Bull., v. 13, no. 2, p. 291 - 302.
- Jorden, James R. y Campbell, Frank L., 1984, Well Logging I - Rock Properties, Borehole Environment, Mud and Temperature Logging: SPE Volume.
- King, E.E., 1975, Rapid Sw determination using Rw Index Sliding Overlay technique: The Log Analyst, v. XVI, no.6, p.33-39.
- Morris, R. L. y W. P. Biggs, 1967, Using log-derived values of water saturation and porosity: Transactions of the SPWLA 8th Annual Logging Symposium, Paper X, 26 p.
- Nugent, W.H., 1984, Letters to the Editor: The Log Analyst, v. 25, no. 2, p. 2-3.
- Olson, T.M., Babcock, J.A., Prasad, K.V.K., Boughton, S.D., Wagner, P.D., Franklin, M.H. y Thompson, K.A., 1997, Reservoir characterization of the giant Hugoton Gas Field, Kansas: AAPG Bull., v. 81, no. 11, p. 1785-1803.
- Pickett, G.R., 1968, A review of current techniques for determination of water saturation from logs : Jour. Pet. Tech., p. 1425-33.
- Pickett, G.R., 1973, Pattern recognition as a means of formation evaluation : The Log Analyst, v. 14, no. 4, p. 3-11.
- Porter, C.R., Pickett, G.R. y Whitman, W.W., 1969, A statistical method for determination of water saturation from logs: Transactions of the SPWLA 10th Annual Logging Symposium, Paper W, 21 pp.
- Prammer, M.G., Drack, E.D., Bouton, J.C. y Gardner, J.S., 1996, Measurements of clay-bound water and total porosity by magnetic resonance logging: The Log Analyst, v.37, no.6, p. 61-69.
- Simandoux, P., 1963, Dielectric measurements of porous media: application to measurement of water saturations, study of the behavior of argillaceous formations: Revue de L'Institut Français du Pétrole 1B, Supplementary Issue, p. 193 - 215.
- Timur, A., 1968, An investigation of permeability, porosity, and residual water saturation relationships: Transactions of the SPWLA 9th Annual Logging Symposium, Paper J, 18 p.
- Wardlaw, N.C., 1976, Pore geometry of carbonate rocks as revealed by pore casts and capillary pressure: AAPG Bulletin, v.60, p.245-257.

- Dziuba, T.T., 1994, Pitfalls of Pickett plots in carbonates: SPWLA 35th Annual Logging Symposium Transactions, Paper GGG, 25 pp.
- Ebanks, W.J., Jr., Euwer, R.M., and Nodine-Zeller, D.E., 1977, Mississippian combination trap, Bindley Field, Hodgeman County, Kansas: AAPG Bull., v. 61, no. 3, p. 309-330.
- Focke, J. W., and D. Munn, 1987, Cementation exponents in Middle Eastern carbonate reservoirs: SPE Formation Evaluation, v. 2, no. 2, p. 155-167.
- Galloway, W.E., Ewing, T.E., Garret, C.M., Tyler, N., and Debout, D.E., 1983, Atlas of Major Texas Oil Reservoirs: Bureau of Economic Geology, 139 pp.
- Greengold, G.E., 1986, The graphical representation of bulk volume water on the Pickett crossplot : The Log Analyst, v. 27, no. 3, p. 21-25.
- Griffiths, J.C., 1952, Grain-size distribution and reservoir rock characteristics: AAPG Bull., v. 36, no. 2, p. 205 -229.
- Jeffries, F., 1965, Wireline logs - the infant oil finding technique: Can. Pet. Geol. Bull., v. 13, no. 2, p. 291 - 302.
- Jorden, James R., and Campbell, Frank L., 1984, Well Logging I - Rock Properties, Borehole Environment, Mud and Temperature Logging: SPE Volume.
- King, E.E., 1975, Rapid Sw determination using Rw Index Sliding Overlay technique: The Log Analyst, v. XVI, no.6, p.33-39.
- Morris, R. L., and W. P. Biggs, 1967, Using log-derived values of water saturation and porosity: Transactions of the SPWLA 8th Annual Logging Symposium, Paper X, 26 p.
- Nugent, W.H., 1984, Letters to the Editor: The Log Analyst, v. 25, no. 2, p. 2-3.
- Olson, T.M., Babcock, J.A., Prasad, K.V.K., Boughton, S.D., Wagner, P.D., Franklin, M.H., and Thompson, K.A., 1997, Reservoir characterization of the giant Hugoton Gas Field, Kansas: AAPG Bull., v. 81, no. 11, p. 1785-1803.
- Pickett, G.R., 1968, A review of current techniques for determination of water saturation from logs : Jour. Pet. Tech., p. 1425-33.
- Pickett, G.R., 1973, Pattern recognition as a means of formation evaluation : The Log Analyst, v. 14, no. 4, p. 3-11.
- Porter, C.R., Pickett, G.R., and Whitman, W.W., 1969, A statistical method for determination of water saturation from logs: Transactions of the SPWLA 10th Annual Logging Symposium, Paper W, 21 pp.
- Prammer, M.G., Drack, E.D., Bouton, J.C., and Gardner, J.S., 1996, Measurements of clay-bound water and total porosity by magnetic resonance logging: The Log Analyst, v.37, no.6, p. 61-69.
- Simandoux, P., 1963, Dielectric measurements of porous media: application to measurement of water saturations, study of the behavior of argillaceous formations: Revue de L'Institut Français du Pétrole 1B, Supplementary Issue, p. 193 - 215.
- Timur, A., 1968, An investigation of permeability, porosity, and residual water saturation relationships: Transactions of the SPWLA 9th Annual Logging Symposium, Paper J, 18 p.
- Wardlaw, N.C., 1976, Pore geometry of carbonate rocks as revealed by pore casts and capillary pressure: AAPG Bulletin, v.60, p.245-257.

- Watfa, M. y Nurmi, R., 1987, Calculation of saturation, secondary porosity and producibility in complex Middle East carbonate reservoirs, paper CC, in 28th annual logging symposium transactions: Society of Professional Well Log Analysts, 24 p.
- Winsauer, W.O., Shearin, H.M., Jr., Masson, P.H. y Williams, M., 1952, Resistivity of brine-saturated sands in relation to pore geometry: AAPG Bull., v. 36, no. 2, p. 253-277.
- Worthington, P.F., 1985, The evolution of shaly-sand concepts in reservoir evaluation: The Log Analyst, v. XXVI, no.1, p. 23-40.
- Wyllie, M.R.J. y Rose, W.D., 1950, Some theoretical considerations related to the quantitative evaluation of the physical characteristics of reservoir rock from electrical log data: J.Pet. Tech., p.189.
- Yaalon, D.H., 1962, Mineral composition of average shale: Clay Minerals Bull., v. 5, no. 27, p. 31 -36.