

TRABJO 51-

DETECCION DE HIDROCARBUROS A PARTIR DE INDICADORES DERIVADOS DE PERFILES DE INDUCCION Y POROSIDAD PARA LAS FORMACIONES LOMA MONTOSA Y SIERRAS BLANCAS EN EL ENGOLFAMIENTO NEUQUINO

Alvaro Sánchez de Bustamante y David Curia

CADIPSA-Av. ROQUE SAENZ PEÑA 832 3º PISO
(1388) CAPITAL FEDERAL-FAX (01) 325-8816

ESTANTERIA CONGRESOS

ABSTRACT. The Kolmogorov-Smirnov test was applied to establish cut off values for the Sierras Blancas and Loma Montosa formations in the Neuquen embayment area. The criteria was based on the bimodal distribution of the apparent resistivity of the formation waters which saturate the permeable rocks of these formations.

The Kolmogorov-Smirnov probabilistic test was applied on calculated values of the apparent water resistivity ($R_{wa} = R_t / F$). Formation Factor (F) was calculated from porosity values obtained from sonic and density logs using the well known empirical relationship: $F = a \cdot \phi^m$. The parameters a (tortuosity factor) and m (cementation factor) were estimated by the minimum square method using values of ϕ and F , each calculated individually. The value of m is critical in this procedure because of its weight on the standard deviation of the calculated water saturation with the Archie's law

valores $a=0.6$ y $m=2.15$ para zonas arenosas y $a=1$ y $m=2$ con litologías carbonáticas. Sin embargo, dado que la dispersión de valores está relacionada a las características locales de los reservorios (Porter & Carothers, 1970), desde el punto de vista metodológico lo apropiado es establecer la relación estadística a partir de mediciones independientes de ϕ y de F (Green & Margerison, 1978) para luego resolver el modelo hiperbólico por un método de aproximación (en este caso se recurrió a la técnica de mínimos cuadrados).

Las mediciones locales de ϕ y F se pueden obtener, cuando los hubiere, a partir de testigos corona balanceando cuidadosamente la situación que las mediciones se efectúan en distintas condiciones ambientales (basicamente de presión y temperatura).

INTRODUCCION

Básicamente se aplica el procedimiento de ajuste probabilístico conocido como docimasia de Kolmogorov-Smirnov a la resistividad aparente del agua de formación, cuya expresión más clásica es:

$$R_{wa} = R_t / F \quad (1)$$

donde R_t se mide en el perfil de inducción profunda, y el factor de formación, F , se calcula a partir de la porosidad obtenida de curvasónicas o de densidad según la conocida relación empírica:

$$F = a \cdot \phi^m \quad (2)$$

con los parámetros a y m estimados por el método de regresión en el área de estudio. En particular el valor de m (factor de cementación) es crítico en este desarrollo dada la importante contribución relativa a la desviación estándar en el cálculo de la saturación de agua con la ecuación de Archie.

Esta aplicación de la docimasia de Kolmogorov-Smirnov pretende establecer un criterio de corte cuantificable entre las poblaciones definidas según los contenidos de fluidos que saturan las litologías permeables de las formaciones Loma Montosa y Sierras Blancas, dado el comportamiento bimodal de la resistividad aparente del agua de formación.

ANALISIS DE REGRESION ENTRE F Y ϕ

El objetivo de esta técnica es establecer los parámetros que gobiernan la relación entre la porosidad y el factor de formación para los niveles permeables de las formaciones Sierras Blancas y Loma Montosa; dicho de otro modo, estimar los parámetros a (factor de tortuosidad) y m (factor de cementación) de la relación (2)

La literatura especializada presenta valores muy dispares para estos parámetros calculados por diversos procedimientos (Gomez Rivero, 1978). Es usual realizar los cálculos con los

DETERMINACION DE ϕ

Se calculó a partir de la ecuación de Wyllie con valores de perfiles sónicos o de densidad según disponibilidad:

$$\phi = (Dt - Dt_{ma}) / (Dt_f - Dt_{ma})$$

$$\phi = (\delta_{ma} - \delta) / (\delta_{ma} - \delta_f)$$

donde Dt = tiempo de tránsito medido

Dt_{ma} = tiempo de tránsito de la matriz

Dt_f = tiempo de tránsito del fluido

δ = densidad medida

δ_{ma} = densidad de matriz

δ_f = densidad de fluido

los valores de Dt_{ma} y δ_{ma} se determinaron con la técnica del gráfico Dt en los pozos donde se registraron ambos perfiles.

DETERMINACION DE F

En los puntos donde el ensayo de formación confirma la presencia de agua como fluido de formación se puede calcular el factor de formación con la relación:

$$F = R_o / R_w$$

dado que en estas condiciones $R_t = R_o$ y R_w se puede estimar a partir de datos de salinidad y temperatura de los ensayos.

MODELO DE REGRESION

El modelo hiperbólico de regresión se plantea, en general, como resultado de minimizar el error cuadrático:

$$Ec = \sum (F_i - a \cdot \phi_i^m)^2$$

donde F y ϕ son las mediciones efectuadas.

En la tabla posterior se visualizan los resultados del modelo de regresión, para la Formación Sierras Blancas. Se destaca un alto coeficiente de correlación lineal ($r=-0.9$) y alta significación de la prueba F de Snedecor ($F=72.8$, notar que de tablas, para un nivel de significación $\alpha=95\%$, se tiene un valor crítico $F_1=4.45$).

Naturalmente estos valores implican una alta confiabilidad para la estimación de los parámetros obtenida, que según la tabla es $m=1.32$ y $a=2.31$. La confiabilidad de la estimación se

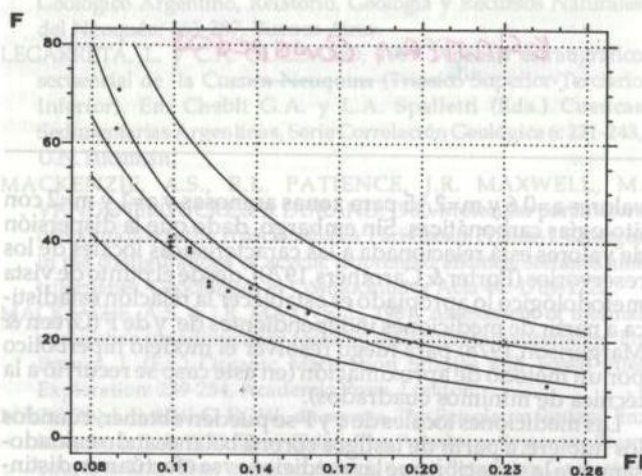


Figura 1: Gráfico F en función de Φ . Los puntos indican los datos crudos. La curva central es la regresión hiperbólica mientras que las laterales son los niveles de confianza.

muestra gráficamente en la figura 1 donde se observa la curva de regresión, los niveles de confianza y los puntos datos.

RELACION ENTRE RWA Y EL CONTENIDO DE FLUIDOS EN LOS RESERVORIOS

Combinando las ecuaciones (1) y (2) se obtiene:

$$Rwa = Rt \cdot \phi^m / a$$

de donde, para un valor de porosidad constante, el valor de Rwa aumenta cuando el fluido de formación crece en su contenido de hidrocarburos. En la práctica, cuando se tienen valores de Rwa de reservorios con distintas proporciones de fluidos, se diferencian dos modas con una extensa zona de transición (Etnyre, 1982)

Esta relación también indica que un gráfico de Rt en función de ϕ es útil para una identificación expeditiva del contenido de fluidos en un reservorio. Por otro lado se tiene que este es el gráfico de Pickett cuando se expresa en términos de logaritmos.

Sin embargo estas características distan de constituir un criterio cuantitativo y, fundamentalmente en el caso de la estimación de los parámetros a y m obtenida del gráfico de Pickett, están afectadas por un error de difícil evaluación. Esta es una situación particularmente conflictiva para el cálculo de la saturación de agua (Sw) por la fórmula de Archie, dada la alta contribución relativa a la propagación del error por parte del factor de cementación (ver apéndice I)

DOCIMASIA DE KOLMOGOROV-SMIRNOV

La prueba de Kolmogorov-Smirnov se utiliza para comparar el ajuste de una distribución muestrada con una distribu-

PARAMETRO	ESTIMACION	DESUDIO TIPICO	VALOR T-STUDENT	NIVEL DE SIGNIF.
INTERCEPCION (este es log [a])	0.841187	0.308522	2.726501	0.0143575
PENDIENTE	-1.32119	0.154844	-8.53239	0.0000015
ANALISIS DE VARIANZA				
FUENTE	SUMA DE CUADRADOS	GRADOS LIBERTAD	MEDIA CUADRATICA	PRUEBA-F
MODELO	2.620836	1	2.620836	72.801713
ERROR	0.611994	17	0.036000	
TOTAL	3.232830	18		
COEFICIENTE DE CORRELACION ($r = -0.900385$)				

ción teórica, bajo la hipótesis general de continuidad absoluta. Para ello se compara la distribución empírica definida por (Hettmansperger, 1989):

$$F_n(X) = 1/n$$

donde $X_1, \dots, X_n$ es una muestra aleatoria de tamaño n (en nuestro caso los valores de R_{wa} , desde el punto de vista estocástico es una variable aleatoria dado que, si bien teóricamente en zonas saturadas de agua de formación se tiene $R_{wa}=R_w$, debido a errores de la medición eléctrica, en la práctica se verifica $E[R_{wa}]=R_w$ con E =esperanza matemática).

El estadístico que se utiliza para probar el ajuste de la distribución teórica F es (Preston, 1970):

$$D_n = (F_n(x) - F(x))$$

El resultado es rechazar la hipótesis según la distribución subyacente F (para las formaciones Loma Montosa y Sierras Blancas del engolfamiento neuquino se utilizó un modelo gaussiano) cuando D_n es mayor que el valor crítico suministrado por tablas estadísticas para un nivel de significación (típicamente =95%). La aplicación presente es la separación las dos modas de R_{wa} (una de agua y la otra de hidrocarburos, observar el histograma de la figura 2 que representa a R_{wa} calculado sobre datos de ensayo en la Formación Sierras Blancas en el engolfamiento neuquino), para ello se aplica el comportamiento teórico del estadístico D_n , cuyo valor crítico desciende a medida que aumenta el tamaño de la muestra. En la práctica se ordena en sentido creciente la muestra de R_{wa} y se aplica la prueba a las primeras quince (15) muestras (con menos valores pierde significación el procedimiento), se agrega de a una muestra y se recalcula D_n en cada paso. Luego se grafica D_n en función de n , y cuando se detecta una inversión de la pendiente se está en presencia del cambio de moda (ver figura 3).

RESULTADOS SOBRE LAS FORMACIONES LOMA MONTOSA Y SIERRAS BLANCAS EN EL ENGOLFAMIENTO NEUQUINO

Como ejemplo se eligió un pozo en producción y cuya reparación fue propuesta en base a los resultados del análisis aquí descripto.

Los gráficos adjuntos corresponden a la Fm. Loma Montosa (Apéndice 2) y Sierras Blancas (Apéndice 2').

Para una mayor claridad, se explica el significado de cada curva:

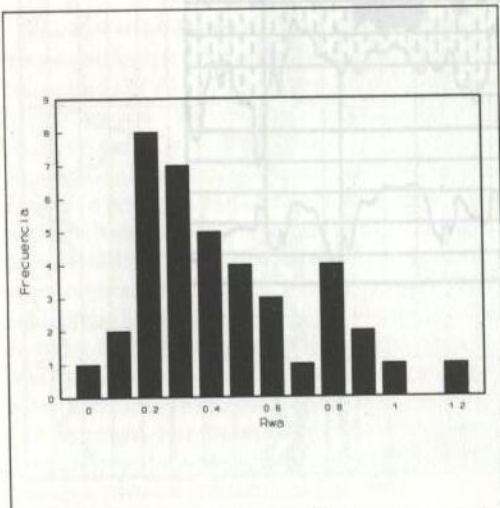


FIGURA Nº2

RWAI: límite inferior, separa la población "acuifera".
 RWAS: límite superior, separa la población "petrolífera".
 PHIE: porosidad efectiva, corregida por la presencia de arcilla.

VCL: volumen de arcilla.

BVW: llamada "Bulk Volume Water", es el producto entre la porosidad efectiva y la saturación de agua.

SW: saturación de agua.

Si se comparan los niveles de "interés" que surgen del estudio, con los resultados de la terminación del pozo se evidencia una correspondencia casi absoluta entre lo previsto y lo obtenido. En base a ello, se planificó una reparación en busca de nuevos niveles productivos, con un resultado altamente positivo.

Si se extiende este ejemplo al resto de los pozos del área y se comparan los resultados del estudio con sus ensayos originales y/o con las reparaciones proyectadas en base a este análisis, se puede decir que el porcentaje de acierto es superior al 80%.

TRABAJOS CITADOS EN EL TEXTO

- ETNYRE, I., 1892. Statistical Detection of Hydrocarbons from Well Logs. Society of Professional Well Log Analysts- Twenty Third Annual Logging Symposium:1-29
- GOMEZ RIVERO, O., 1978. A Practical Method for Determining Cementation Exponents and Some Other Parameters as an Aid in Well Log Analysis. Society of Professional Well Log Analysts XIX:8-24
- GREEN, J.R. y D.MARGERISON, 1978. Statistical Treatment of Experimental Data, Elsevier, 320 pp. New York
- HETTMANSPERGER, T., 1989. Statistical Inference Based on Ranks. John Wiley & Son, 578 pp. New York
- MEYER, P.L., 1973. Probabilidad y aplicaciones estadísticas. Fondo Educativo Interamericano, 372 pp. México
- PORTER, C.R. y J.E.CAROTHERS, 1970. Formation Factor-Porosity Relation Derived from Well Log Data. Society of Professional Well Log Analysts- Eleventh Annual Logging Symposium:1-19
- PRESTON, D.A., 1970. Sample Normality Tests. State Geological Survey, The University of Kansas, Lawrence. Computer Contribution 41
- ROEDERER, J.E., 1978. Introducción a la mecánica. EUDEBA, 256 pp. Buenos Aires

APENDICE I

ANALISIS DE SENSIBILIDAD DE PARAMETROS EN FORMULA DE SATURACION

Dada la ecuación de ARCHIE:

$$S_w = (F.R_w/R_t)^{1/n} = (a.R_w/R_t.\phi^m)^{1/n}$$

se pretende estudiar la propagación de los errores de medición y



estimación de los parámetros en el cálculo de la saturación de agua. Aplicando el teorema del valor medio el error de cálculo se expresa (Röederer, 1976):

$$\sigma = ((\delta Sw / \delta a) a) + ((\delta Sw / \delta R_w) R_w) + ((\delta Sw / \delta R_t) R_t) + ((\delta Sw / \delta \phi) \phi) + ((\delta Sw / \delta m) m) + ((\delta Sw / \delta n) n)$$

Efectuando las derivadas y reordenando:

$$\sigma = (Sw/n) \cdot (Ca + CR_w + CR_t + C\phi + C_m + C_n)$$

Es decir que el error de cálculo de la saturación se expresa como proporcional a la suma de la contribución relativa de los errores de todos los parámetros que intervienen en el cálculo.

En general si X' es un estimador UMVUE de X y se reconoce una incertidumbre, digamos y , en la medición resulta que la desviación estandar toma la forma (Meyer, 1973) $\sigma_x = y \cdot X'$, luego:

$$Ca = CR_w = CR_t = y^*$$

$$C\phi = (m \cdot y)^*$$

$$C_m = (m \cdot y \cdot \ln \phi)^*$$

$$C_n = (n \cdot y \cdot \ln Sw)^*$$

En la Fm. Sierras Blancas en el engolfamiento neuquino se han estimado los parámetros $m=1.31$ $a=2.31$ $R_w=0.044$ $n=1.96$, si se supone un error de medición y/o estimación del 10% (o sea $y=0.01$).

Entonces resulta:

$$1) Ca = CR_w = CR_t = 0.01$$

$$2) C\phi = 0.017 \text{ de donde } C\phi > Ca, CR_w, CR_t$$

3) $C_m = 0.018 (\ln \phi)^*$ y como para $\phi < 0.367$ se tiene $(\ln \phi)^* > 1$, en este caso $C_m > C\phi$ (Es la situación del área de interés)

4) $C_n = 0.038 (\ln Sw)^*$ y nuevamente si $Sw < 0.367$ resulta $(\ln Sw)^* > 1$ y entonces: a) $C_n > Ca, CR_w, CR_t$ para $Sw < 0.6$; b) $C_n > C\phi$ para $Sw < 0.5$; c) $C_n / C_m = 2.11 (\ln Sw / \ln \phi)^*$ por lo tanto $C_n > C_m$ cuando $Sw > \phi$ es decir zonas de alta saturación y moderado/alta porosidad (situación no observada en el área).

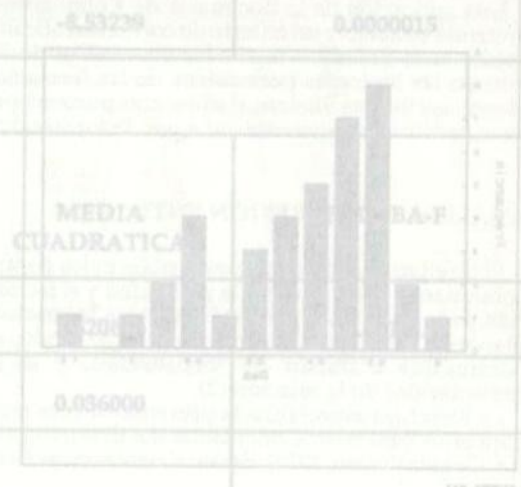
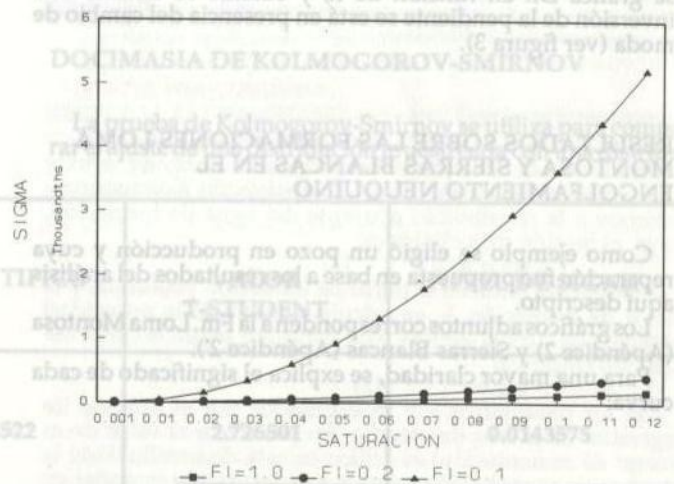
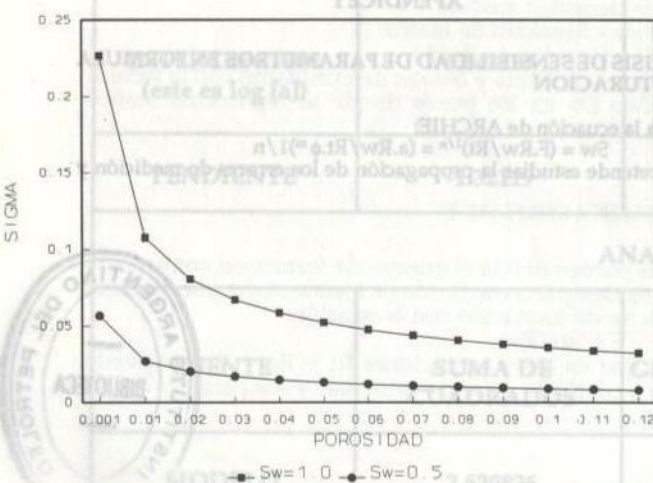
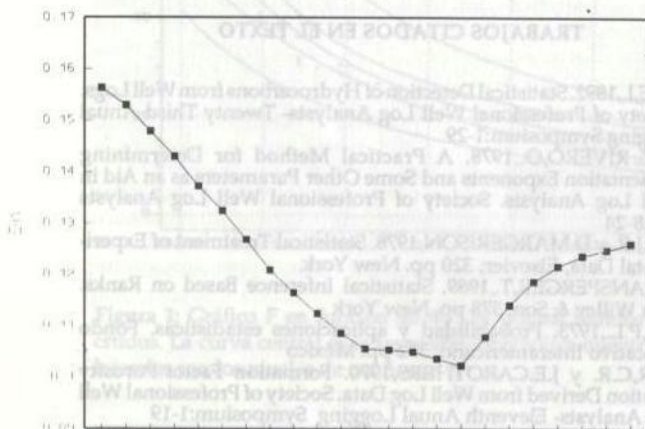
En conclusión, para las características petrofísicas del reservorio motivo del presente análisis, el parámetro de mayor contribución relativa es el factor de cementación m .

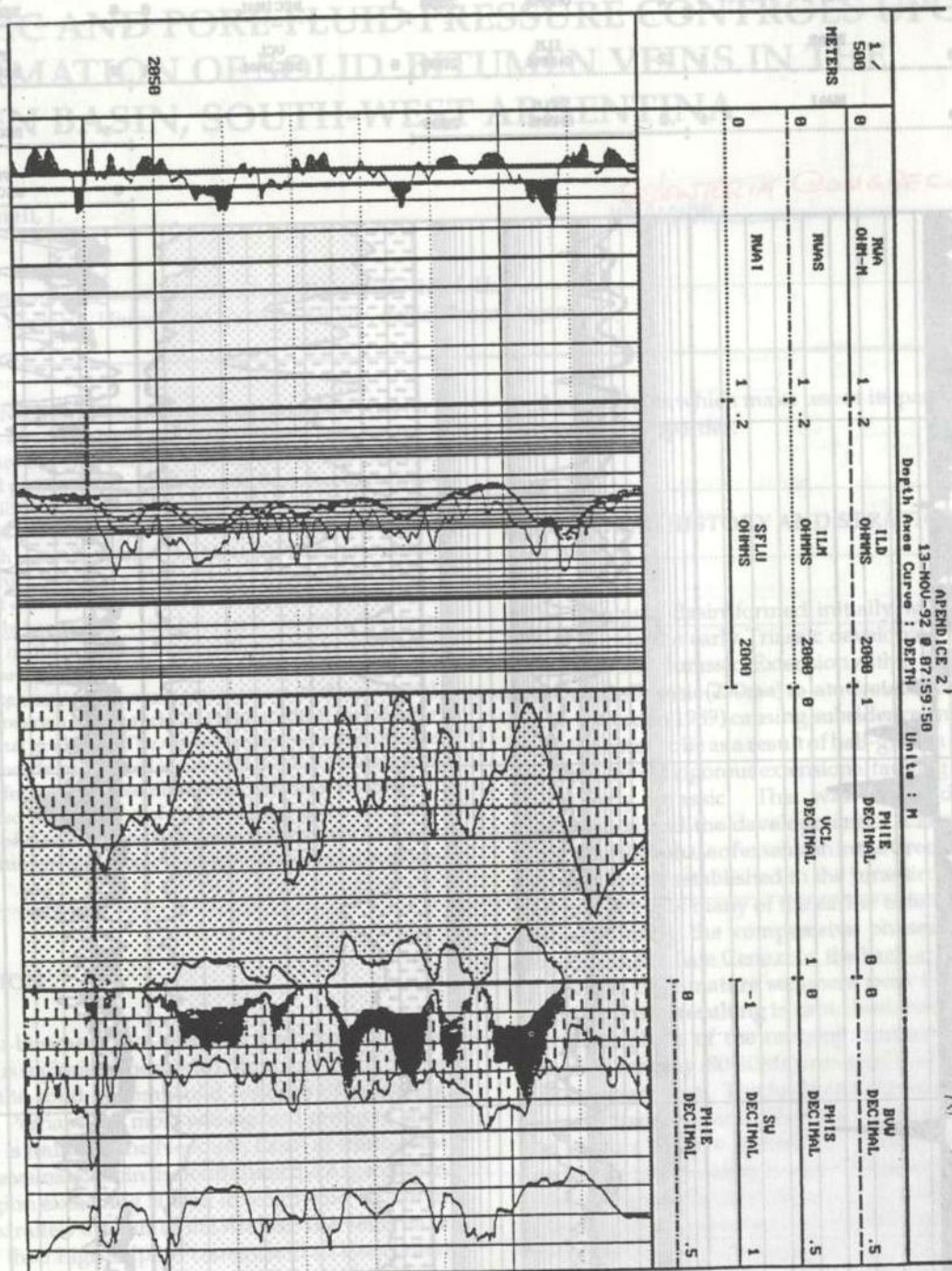
Por último podemos reemplazar y reescribir el error de cálculo como:

$$\sigma = (y \cdot Sw / n) (3 + m \cdot (1 + (\ln \phi)^* + n \cdot (\ln Sw)^*))$$

$$\sigma = Sw (0.012 + 0.0045 (\ln \phi)^* + 0.001 (\ln Sw)^*)$$

y en las figuras A1 y A2 se muestra el error relativo del cálculo para valores de saturación y porosidad constantes respectivamente. De estos gráficos se desprende los valores de Sw calculados resultan críticos cuando $\phi < 20\%$ y $Sw > 70\%$.





APENDICE 2
13-NOV-92 @ 07:56:18
Depth Axis Curve : DEPTH Units : M

