

558

Sección de Petr6leos

**COMO USAR EL REGISTRO ELECTRICO
PARA DETERMINAR EL MAXIMO
INDICE DE PRODUCTIVIDAD DE ACEITE**

Sr. Jos6 Ibarra P.
Alumno de 5^o A^o de
Ingenieria de Petr6leos y Geologia

La interpretaci6n cuantitativa del registro el6ctrico en el caso de formaciones sustancialmente libres de shale est6 basada en los siguientes cuatro par6metros:

R_{xo} = resistividad de la parte de la formaci6n inundada por el filtrado del lodo de perforaci6n.

R_t = resistividad de la parte de la formaci6n no contaminada por el filtrado del lodo de perforaci6n.

R_{mf} = resistividad del filtrado del lodo de perforaci6n.

R_w = resistividad del agua connata de la formaci6n.

R_{xo} y R_t son los par6metros dados por la curva de resistividad; se usan instrumentos adecuados de medida y son aplicados los factores de correcci6n apropiados. Es de pr6ctica com6n en la actualidad hacer uso de los cuatro par6metros ya mencionados para la evaluaci6n de fluidos y porosidad del yacimiento petrolifero.

En el caso de formaciones productoras de aceite, esta evaluaci6n requiere que se haga una suposici6n sobre el valor de saturaci6n de aceite residual en las zonas inundadas, y un error en la estimaci6n del aceite residual vincula un error en los valores encontrados para saturaci6n y porosidad.

El m6ximo indice de productividad de aceite, el cual es el objeto en el presente art6culo, es otro factor que puede ser derivado de los cuatro par6metros. Este factor ser6 definido como la cantidad de aceite por unidad de volumen de una formaci6n de aceite, la cual es exhibida por la penetraci6n del filtrado del lodo.

Una característica importante del índice de productividad es el que puede ser calculado de una manera muy simple, sin necesidad de una suposición sobre la saturación de aceite residual.

En adelante llamamos M. I. P. A. al máximo índice de productividad de aceite.

El significado del M. I. P. A. aparecerá claramente si se considera que el conocimiento de la saturación del fluido y porosidad, no siempre hace una estimación segura, ni aún en forma cualitativa, de la producción del yacimiento. Por ejemplo si el yacimiento contiene aceite muy viscoso, una buena saturación de aceite puede corresponder a una rata baja de producción o ninguna producción.

La determinación del M. I. P. A. da una información adicional muy apreciable en este aspecto. Se ha encontrado que cierta cantidad de aceite es desplazada por el filtrado del lodo durante la perforación del pozo, igualmente el aceite puede fluir cuando se hagan las pruebas de formación. Si ninguna cantidad de aceite es desplazada por la penetración del filtrado del lodo, ninguna producción significativa se esperaría, sin embargo, puede haber una buena saturación de aceite. Mas aún, en la zona inundada el aceite es desplazado por el agua que tiene un movimiento lento excepto probablemente para una fracción de una pulgada inmediatamente detrás de la pared del pozo, la cual es inundada en el tiempo en que el cake del lodo no ha sido formado y el régimen de filtración puede ser turbulento.

Las condiciones de movimiento lento deberían ser aplicadas aparentemente al yacimiento durante la producción, excepto para distancias de unos pocos pies del pozo perforado, donde la velocidad del fluido es lo suficientemente alta para producir turbulencia.

Parece por consiguiente lógico, asumir que la proporción de aceite residual en la zona inundada es del mismo orden de magnitud que la proporción de aceite que no puede ser desplazado del yacimiento por empuje del agua. En otras palabras el M. I. P. A. daría una indicación buena de la cantidad total de aceite en las condiciones del yacimiento, las cuales pueden ser producidas por un yacimiento bajo desplazamiento por agua hasta completo agotamiento de él.

De acuerdo con esto, el M. I. P. A. daría una ayuda en la estimación de reservas que pueden ser recuperadas por el proceso de recuperación secundaria con inundación de agua.

Cálculo del M. I. P. A.

Considerando el caso de formaciones libres de shale, y suponiendo por simplicidad que los exponentes m y n en la fórmula de Archie sean iguales

a 2; la proporción de unidad de volumen de formación ocupada por agua en la zona inundada y en la zona no contaminada son respectivamente iguales a:

$$\left(\frac{R_{mf}}{R_{xo}} \right)^{\frac{1}{2}}, \left(\frac{R_w}{R_t} \right)^{\frac{1}{2}}$$

$Y = M. I. P. A.$, cantidad de aceite por unidad de volumen el cual es desplazado por el filtrado del lodo, e igual a la diferencia entre estos dos factores.

$$(1) \quad Y = \left(\frac{R_{mf}}{R_{xo}} \right)^{\frac{1}{2}} - \left(\frac{R_w}{R_t} \right)^{\frac{1}{2}}$$

En unidades prácticas

$$(2) \quad Y = 7760 \left[\left(\frac{R_{mf}}{R_{xo}} \right)^{\frac{1}{2}} - \left(\frac{R_w}{R_t} \right)^{\frac{1}{2}} \right] \text{barriles/acre-pie}$$

Como se ve en estas ecuaciones no se incluye el factor de formación n , el de porosidad o de saturación de aceite residual.

R_{xo} puede ser derivada del microlog en formaciones de alta porosidad o del microlaterolog.

R_t puede ser obtenida de las curvas de resistividad en caso de estratos de suficiente espesor.

R_{mf} puede ser calculada de la tabla publicada por la SCHLUMBERGER documento N° 5.

R_w puede ser obtenida de la medida directa de las muestras o de la curva del Self potencial.

En el caso de que haya una formación productora de agua las ecuaciones (1) y (2) darían cero, ya que:

$$\frac{R_{mf}}{R_{xo}} = \frac{R_w}{R_t}$$

El valor de Y puede ser obtenido de una carta donde $\frac{R_{mf}}{R_{xo}}$, $\frac{R_w}{R_t}$ son puestos sobre las abscisas y ordenadas respectivamente.

Suponiendo para simplicidad que $m = n = 2$ la expresión

$$\left(\frac{R_{mf}}{R_{xo}} \right)^{\frac{1}{2}}$$

da los valores de porosidad cuando la formación es productora de agua. Si la formación contiene aceite debe ser corregida por la saturación de aceite residual (R. O. S.) en la zona inundada.

La porosidad es entonces:

$$\frac{1}{1 - \text{R.O.S}} \left(\frac{\text{Rmf}}{\text{Rxo}} \right)^{\frac{1}{2}}$$

La fórmula de Archie para saturación de agua es:

$$(3) \quad \text{St} = \left(\frac{\text{FRw}}{\text{Rt}} \right)^{\frac{1}{2}}$$

St = Saturación de agua en la parte no contaminada del estrato

F = Factor de formación.

$$\text{Igualmente: (4)} \quad \text{Sxo} = \left(\frac{\text{FRmf}}{\text{Rxo}} \right)^{\frac{1}{2}}$$

Sxo = Saturación de agua en la zona inundada.

Eliminando F de las ecuaciones (3) y (4) St llega a ser:

$$\frac{\text{St}}{\text{Sxo}} = \left(\frac{\text{Rw Rxo}}{\text{Rt Rmf}} \right)^{\frac{1}{2}}$$

$$\text{St} = \text{Sxo} \left(\frac{\text{Rw Rxo}}{\text{Rt Rmf}} \right)^{\frac{1}{2}}$$

Y como: $\text{Sxo} = (1 - \text{R.O.S})$

$$(5) \quad \text{St} = (1 - \text{R.O.S}) \left(\frac{\text{Rw Rxo}}{\text{Rt Rmf}} \right)^{\frac{1}{2}}$$

Esto demuestra que St es función ya sea de F o de la saturación residual de aceite R.O.S.

El factor de formación F puede ser medido directamente de corazones o derivado de los valores de porosidad por la curva del neutronlog en las formaciones limpias.

El R. O. S. en la zona invadida es muy difícil de evaluar. El valor usualmente aceptado para análisis de registros eléctricos es igual a la saturación de aceite medida sobre la muestra de formación tomada con lodo base agua. Este valor es una aproximación, lo cual puede inducir apreciable error en el cálculo de porosidad y saturación.

INFLUENCIA DE LOS VALORES m y n

Las ecuaciones de Archie para la zona inundada y no contaminada son respectivamente:

$$(6) \quad S_{xo} = \left(\frac{F R_{mf}}{R_{xo}} \right)^{1/n}$$

$$(7) \quad S_t = \left(\frac{F R_w}{R_t} \right)^{1/n}$$

La proporción de volumen de porosidad de aceite desplazado por el filtrado de lodo es:

$$(8) \quad S_{xo} - S_t = \left(\frac{F R_{mf}}{R_{xo}} \right)^{1/n} - \left(\frac{F R_w}{R_t} \right)^{1/n}$$

La proporción de aceite desplazado por unidad de volumen de formación es:

$$Y = (S_{xo} - S_t) \phi$$

donde ϕ = porosidad

$$\phi = \left(\frac{1}{F} \right)^{1/m}$$

Luego tenemos que:

$$Y = (S_{xo} - S_t) \left(\frac{1}{F} \right)^{1/m}$$

$$Y = \left[\left(\frac{F R_{mf}}{R_{xo}} \right)^{1/n} - \left(\frac{F R_w}{R_t} \right)^{1/n} \right] \left(\frac{1}{F} \right)^{1/m}$$

$$(9) \quad Y = F^{1/n - 1/m} \left[\left(\frac{R_{mf}}{R_{xo}} \right)^{1/n} - \left(\frac{R_t}{R_w} \right)^{1/n} \right]$$

Después de reemplazar F

$$(10) \quad Y = S_{xo}^{1 - n/m} \left(\frac{R_{xo}}{R_{mf}} \right)^{1/n - 1/m} \left[\left(\frac{R_{mf}}{R_{xo}} \right)^{1/n} - \left(\frac{R_w}{R_t} \right)^{1/n} \right]$$

S_{xo} es probablemente muy raras veces menor que 0,6. Los exponentes m y n están usualmente entre 1,7 y 2,2. La relación m/n varía entre 0,8 y 1,25 en la mayor parte de los casos.

El valor no debe, por consiguiente, diferir de 1, por más de 10 a 15% y debe ser estimado igual a 1, lo cual da después de que:

$$S_{xo}^{1 - n/m} = 1$$

$$(11) \quad Y = \left(\frac{R_{xo}}{R_{mf}} \right)^{1/n - 1/m} \left[\left(\frac{R_{mf}}{R_{xo}} \right)^{1/n} - \left(\frac{R_w}{R_t} \right)^{1/n} \right]$$

$\left(\frac{R_{xo}}{R_{mf}} \right)^{1/n - 1/m}$ está comprendido entre 0,78 y 1,23, por tanto Y varía entre 330 y 525 barriles/acre-pie en lugar de obtener 430 por la ecuación (2).

La diferencia en la práctica no es muy grande por tanto se puede tomar $m = n = 2$.

ARENAS CON SHALE

Es conocido que la presencia de shale dentro de una arena causa dificultad en la interpretación. Así, el M. I. P. A. en una formación con shale puede ser determinado de nomogramas simples.

En el caso de una sucesión de capas de arena y shale R^{sxo} y R^{st} de cada capa individual de arena corresponde respectivamente a la zona no invadida y a la zona no contaminada y son relacionadas a R_{sh} resistividad de cada shale individual, y la resistividad derivada del registro eléctrico a través de las ecuaciones.

$$(12) \quad \frac{1}{R_{xo}} = \frac{P}{R_{sh}} + \frac{1 - P}{R^{sxo}}$$

$$(13) \quad \frac{1}{R_t} = \frac{P}{R_{sh}} + \frac{1 - P}{R^{st}}$$

P = Proporción de shale en la arena.

R^{sxo} = Resistividad de cada arena pegada a la pared.

R^{st} = Resistividad de la parte no contaminada de cada arena.

Rsh = Resistividad de shale.

Suponiendo que los exponentes m y n son iguales a 2, la ecuación (1) aplicada a fajas de arena es:

$$(14) \quad Y = \left(\frac{R_{mf}}{R^{sxo}} \right)^{\frac{1}{2}} - \left(\frac{R_w}{R^{st}} \right)^{\frac{1}{2}}$$

El valor de Y para la zona alternada de shale arena será:

$$(15) \quad Y = (1 - P) \left[\left(\frac{R_{mf}}{R^{sxo}} \right)^{\frac{1}{2}} - \left(\frac{R_w}{R^{st}} \right)^{\frac{1}{2}} \right]$$

Reemplazando R^{sxo} y R^{st} por sus valores sacados de las ecuaciones (13) y (14), entonces tenemos:

$$(16) \quad Y = (1 - P) \left[\frac{R_{mf}}{1 - P} \left(\frac{1}{R_{xo}} - \frac{P}{R_{sh}} \right) \right]^{\frac{1}{2}} - \left[\frac{R_w}{1 - P} \left(\frac{1}{R_t} - \frac{P}{R_{sh}} \right) \right]^{\frac{1}{2}}$$

$$(17) \quad Y = (1 - P)^{\frac{1}{2}} \left\{ \left[\frac{R_{mf}}{R_{xo}} \left(1 - P \frac{R_{xo}}{R_{sh}} \right) \right]^{\frac{1}{2}} - \left[\frac{R_w}{R_t} \left(1 - P \frac{R_t}{R_{sh}} \right) \right]^{\frac{1}{2}} \right\}$$

Lo cual podrá escribirse:

$$(18) \quad Y = (1 - P)^{\frac{1}{2}} \left[\left(a \frac{R_{mf}}{R_{xo}} \right)^{\frac{1}{2}} - \left(b \frac{R_w}{R_t} \right)^{\frac{1}{2}} \right]$$

$$a = \frac{1}{R_{xo}} - \frac{P}{R_{sh}}$$

$$b = \frac{1}{R_t} - \frac{P}{R_{sh}}$$

En unidades prácticas y en barriles/acre-pie llegan a ser:

$$(19) \quad 7760 (1 - P)^{1/2} \left[\left(a \frac{R_{mf}}{R_{xo}} \right)^{1/2} - \left(b \frac{R_w}{R_t} \right)^{1/2} \right]$$

Las ecuaciones (18) y (19) son similares a las ecuaciones (1) y (2) y los valores de Y en el caso de arenas con shale pueden por consiguiente ser obtenidos de la misma carta que se utilizó para las arenas limpias, teniendo

en cuenta que los valores de $\frac{R_{xo}}{R_{mf}}$ y $\frac{R_t}{R_w}$ son respectivamente multiplica-

dos por los factores $\frac{1}{a}$ y $\frac{1}{b}$ y el valor leído en la carta es multiplicado por $(1 - P)^{1/2}$.

Debe notarse que en la mayor parte de los casos, la proporción de shale P no excede de 30% así que $(1 - P)^{1/2}$ difiere de la unidad menos del 15%. El factor $(1 - P)^{1/2}$ puede ser por consiguiente despreciado a menos que la cantidad de shale sea grande.



SUELOS INTEGRAL LTDA.

Edificio Central N° 312

Teléfono: 23108

Apartados: Nacional 2321 - Aéreo 3036

Medellín - Colombia



Ingeniería de Suelos y Fundaciones

Laboratorio