



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

Estimación del Coeficiente de Almacenamiento Efectivo de Dióxido de Carbono de una formación objetivo con Registros Geofísicos de Pozos

TESIS

Que para obtener el título de
Ingeniero Geofísico

P R E S E N T A

Dalia Inés Ramírez López

DIRECTOR DE TESIS

Dr. Moisés Dávila Serrano



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2016

ÍNDICE

Resumen	I
Abstract	II
Introducción	III
I. Marco teórico conceptual	
I.1 Conceptos Básicos de Almacenamiento Geológico de CO_2	2
I.2 Escalas de Evaluación	5
I.3 Metodologías Existentes de Estimación de Almacenamiento Efectivo	7
I.3.1 CFLS y DOE	7
I.3.2 DOUGHTY	9
Bibliografía	12
II. Propiedades petrofísicas para la caracterización de Yacimientos	
II.1 Porosidad	14
II.2 Saturación de fluidos	17
II.3 Volumen de arcilla	18
II.4 Factor de formación	19
II.5 Permeabilidad	22
II.6 Índice de calidad del yacimiento (RQI: <i>Reservoir Quality Index</i>)	26
II.7 Indicador de zona de flujo (FZI: <i>Flow Zone Indicator</i>)	26
II.8 Factor de caracterización de unidad de flujo (HT)	28
Bibliografía	29
III. Metodología propuesta para la estimación del coeficiente de almacenamiento	
III. 1 Parámetros Petrofísicos Clave	31
III.1.1 Factor de Formación	31
III.1.2 Índice de Calidad de Roca	32

III.1.3 Indicador de zona de flujo (FZI: <i>Flow Zone Indicator</i>)	33
III.2 Grafico de telaraña	34
III.3 Estimación del coeficiente de almacenamiento	40
Bibliografía	42
IV. Estimación del coeficiente de almacenamiento	
IV.1 Generalidades Geológicas del área de calibración	44
IV.2 Desarrollo de la metodología para determinar el Coeficiente de Almacenamiento	46
IV.2.1 Análisis de los Registros Geofísicos de Pozos	46
IV.2.2 Cálculo de Parámetros Petrofísicos Clave	55
IV.3 Calibración del coeficiente de almacenamiento estimado con el coeficiente de almacenamiento obtenido con la metodología DOE	59
IV.3.1 Formación La Virgen	59
IV.3.2 Formación Hosston	63
Bibliografía	66
V. Estimación del coeficiente de almacenamiento de la Formación San Andrés	
V.1 Generalidades Geológicas del área de estudio	68
V.1.1 Descripción de la Provincia Tampico-Misantla	69
V.1.2 Formación San Andrés	72
V.2 Análisis de los Registros Geofísicos de Pozo	74
V.3 Estimación del coeficiente de almacenamiento y del Almacenamiento Efectivo de la Formación San Andrés	78
Bibliografía	83
VI. Conclusiones y Recomendaciones	85
Apéndice	88

Lista de Figuras

Fig.	Página
1.1.- Principales formas de almacenamiento geológico de CO_2 [IPCC, 2005].	3
1.2.- Recuperación mejorada de hidrocarburos inyectando CO_2 (CO_2 -EOR), es el método de almacenamiento geológico que resulta rentable. (Estado de Almacenamiento Geológico en México, 2012.)	4
1.3.- Diagrama representativo de tres potenciales sistemas de entrapamiento en formaciones salinas (Zhou et al, 2008).	5
1.4.- Variaciones en tamaño y resolución de diferentes capacidades de almacenamiento. (a) Pirámide tecno-económica de recursos, (b) Escalas de evaluación. De Bradshaw et. al. (2007) en Bachu, S., Bonijoly, D., et. al. 2007.	6
2.1.- Tipos de porosidad primaria y secundaria en las rocas (Modificado de Adams et al, 1984).	15
2.2.- Los principales métodos para determinar la porosidad y tipo de porosidad a partir de los registros geofísicos de pozos.	16
2.3.- Esquema representando las proporciones de saturaciones en un volumen de roca.	18
2.4.- Diferentes depósitos de las arcillas en las formaciones.	19
2.5.- Representación de tres formaciones que tienen la misma porosidad pero diferentes valores de factor de formación (Asquith, 1998).	20
2.6.- Relación entre ϕ y F (Archie, 1952).	21
2.7.- Parámetros para calcular el factor de formación de acuerdo a la litología (Bassiouni, 1994).	22
2.8.- Permeabilidad en función de la porosidad (Glover, 2000).	23
3.1.- Representación esquemática bidimensional de una porción de roca porosa (Pérez Rosales, 1982).	32
3.2.- Grafico para el análisis de sensibilidad del índice de calidad de roca.	33
3.3.- Relación entre FZI y las características de los granos de la roca.	34
3.4.- Con los parámetros de factor de formación F, porosidad ϕ y exponente de cementación m; se determina el sistema poroso de la roca. (Gráfico de Telarañas, Instituto Mexicano del Petróleo).	35
3.5.- Sistema poroso, cavernas y canales de disolución. Cuadrante NW (Gráfico de Telarañas, Instituto Mexicano del Petróleo).	38
3.6.- Sistema poroso, fracturas. Cuadrante SW (Gráfico de Telarañas, Instituto Mexicano del Petróleo).	39
3.7.- Respuesta de los parámetros Porosidad efectiva, Calidad de Roca, Indicador de Zona de flujo y Factor de Caracterización de Unidad de Flujo:	

(arriba) 1:15,000 y (abajo) escala 1:240 de 1725m a 1750m (Senergy, IP, 2008).	41
4.1.- Columna estratigráfica de la Cuenca Sabinas-Burro-Picachos (Modificada de Cañipas <i>et al</i> , 2011).	45
4.2.- Información de encabezado de varios pozos y registros que se tomaron en pozos.	46
4.3.- Presentación de curvas (Senergy, IP, 2008).	47
4.4.- Datos de encabezado del pozo (Senergy, IP, 2008).	47
4.5.- Calculo de temperatura con dos puntos (Senergy, IP, 2008).	48
4.6.- Correcciones ambientales para la compañía Schlumberger, a) correcciones ambientales para el registro de Rayos Gama, b) correcciones ambientales registro de Densidad (Senergy, IP, 2008).	49
4.7.- Calculo de Rt y diámetro de invasión (Senergy, IP, 2008).	50
4.8.- Calculo de volumen de arcilla (Senergy, IP, 2008).	50
4.9.- Modificaciones de parámetros para el cálculo de volumen de arcilla (Senergy, IP, 2008).	51
4.10.- Curvas de Porosidad: RHOB, DPHI, NPHI y DT. Escala 1:500 (imagen de la derecha). Senergy, IP, 2008.	52
4.11.- Calculo de porosidad con el registro de densidad y neutrón, a) Calculo de Porosidad total, b) Calculo de Porosidad efectiva. Senergy, IP,2008.	52
4.12.- Porosidad total y Porosidad efectiva (último track), se sombrea la diferencia de la curva de porosidad total y porosidad efectiva para visualizar la diferencia. Imagen de abajo está a una escala 1:500. Senergy, IP,2008.	53
4.13.- Calculo de Rw a partir del SP (Senergy, IP, 2008).	54
4.14.- Datos para calcular Rw con el método de Pickett (Senergy, IP, 2008).	54
4.15.- Obtención de Rw con el método de Pickett (Senergy, IP,2008).	55
4.16.- Calidad de Roca e Indicador de Zona de flujo: (arriba) 1:15,000 y (abajo) escala 1:500 a 1710m (Senergy, IP, 2008).	59
4.17.- Configuración de la formación La Virgen de la Cuenca de Sabinas (CFE & SENER, 2013).	60
4.18.- Pozo Muzquiz, formación La Virgen: (arriba) 1:15,000 y (abajo) escala 1:500 (Senergy, IP, 2008).	61
4.19.- Pozo Leona, formación La Virgen: (arriba) 1:15,000 y (abajo) escala 1:500 (Senergy, IP, 2008).	62
4.20.- Configuración de la formación Hosston de la Cuenca de Sabinas (CFE & SENER, 2013).	63
4.21.- Pozo Muzquiz, formación Hosston: (arriba) 1:15,000 y (abajo) escala 1:500 (Senergy, IP, 2008).	64

4.22.- Pozo Leona, formación Hosston: (arriba) 1:15,000 y (abajo) escala 1:500 (Senergy, IP, 2008).	65
5.1.- Ubicación de la cuenca Tampico-Misantla (PEMEX, Bloque San Andrés , Activo Integral Poza Rica-Altamira, 2011).	68
5.2.- Relleno sedimentario de las fosas del Jurásico Medio-Jurásico Tardío (PEMEX, Activo de Exploración Tampico-Misantla-Golfo, 2013).	70
5.3.- Extensas plataformas carbonadas y crecimientos arrecifales en el Cretácico Inferior-Medio. (PEMEX, Activo de Exploración Tampico-Misantla-Golfo, 2013)	71
5.4.- Depósitos turbidíticos de aguas profundas en el Paleoceno-Eoceno tardío. (PEMEX, Activo de Exploración Tampico-Misantla-Golfo, 2013)	72
5.5.- Columna estratigráfica de la Provincia de Tampico-Misantla (WEC México, 2010).	73
5.6.- Calculo de volumen de arcilla. (Senergy, 2008)	74
5.7.- Histograma del Volumen de arcilla de la formación San Andrés. (Senergy, 2008)	75
5.8.- Porosidad total de la formación San Andrés. (Senergy, 2008)	76
5.9.- Crossplot Rt vs PHIT, Pickett. (Senergy, 2008)	76
5.10.- Análisis de los registros del campo San Andrés: (imagen de abajo) a escala 1:500 a 3250m. (Senergy, 2008)	77
5.11.- Análisis de litología con registros geofísicos de pozos del campo San Andrés. (Senergy, 2008)	78
5.12.- a) Histograma de la porosidad efectiva, b) histograma de la permeabilidad con de la formación San Andrés. (Senergy, 2008)	79
5.13.- Histograma del factor de formación con los parámetros obtenidos con Pickett de la formación San Andrés. (Senergy, 2008)	79
5.14.- Histograma del factor de formación con los parámetros de Archie de la formación San Andrés. (Senergy, 2008)	79
5.15.- RQI y FZI de la formación San Andrés: (imagen de abajo) a escala 1:500 a 3250m. (Senergy, 2008)	80
5.16.- Histogramas de la formación San Andrés: (imagen de arriba) RQI, (imagen de abajo) FZI. (Senergy, 2008)	81
5.16.- RQI, FZI, F de la formación San Andrés: (imagen de abajo) a escala 1:500 a 3250m. (Senergy, 2008)	82

Lista de Tablas

Tabla	Página
2.1.- Compilación de ecuaciones empíricas para calcular la permeabilidad (Castrejón Pineda, 2015).	24
3.1.- Constantes para calcular la Tortuosidad y el Exponente de cementación	35
3.2.- Determinación de la calidad de una formación objetivo con los parámetros FZI, RQI y F.	40
4.1.- Parámetros para calcular el factor de formación (Bassiouni, Theory, Measurement and Interpretation of Well Logs , 1994).	56
4.2.- Constantes para calcular la Tortuosidad y el Exponente de cementación. (Grafico de Telarañas, 1984).	56
4.3.- Determinación de la calidad de una formación objetivo con los parámetros FZI y RQI.	60
4.4.- Configuración de la formación La Virgen de la Cuenca de Sabinas de dos pozos diferentes (CFE & SENER, 2013).	64
4.5.- Configuración de la formación Hosston de la Cuenca de Sabinas de dos pozos diferentes (CFE & SENER, 2013).	63

RESUMEN

La tecnología de Captura y Almacenamiento de Dióxido de Carbono (CCS, por sus siglas en inglés) en México, es un área de oportunidad que está siendo desarrollada actualmente. El primer paso que se llevó a cabo, fue la localización de sitios con potencial de almacenamiento de CO₂ que cumplieran con los siguientes parámetros: poca actividad tectónica, rango de profundidad entre 800 y 2500 m, porosidad mayor al 8%, presencia de capas sello, fallas geológicas o discontinuidades que formen una trampa y garanticen el confinamiento del CO₂. El siguiente nivel es la evaluación de almacenamiento efectivo de CO₂ de los sitios con mejor potencial.

La variedad de enfoques y metodologías para evaluar la capacidad de almacenamiento de CO₂ es grande, como consecuencia las estimaciones de la capacidad de almacenamiento efectivo varían ampliamente. La metodología más usada es la propuesta por Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE, por sus siglas en inglés).

Para que la estimación de almacenamiento efectivo sea más precisa es necesario generar una metodología de estimación de coeficiente de almacenamiento utilizando parámetros clave de la formación objetivo. La implementación de los registros geofísicos de pozos en la escala de evaluación de almacenamiento efectivo como una herramienta de análisis para estimar el coeficiente de almacenamiento de la formación resulta ser una metodología factible para el reconocimiento preliminar del sitio, mediante parámetros petrofísicos clave.

Para probar la metodología de estimación de coeficientes de Almacenamiento se seleccionó la cuenca de Sabinas, la cual se encuentra al noroeste de la provincia de Coahuila. Se analizaron dos formaciones, las cuales cumplen con los criterios de almacenamiento de CO₂, estimando la capacidad de almacenamiento efectivo con los coeficientes obtenidos. Posteriormente se aplica la metodología para estimar el coeficiente de almacenamiento efectivo de la formación San Andrés, en el bloque San Andrés localizado al sureste de la Cuenca Tampico-Misantla.

Abstract

In México, the Carbon Capture and Storage (CCS) technology is an area of opportunity that is being currently developed. The first step to carry out is to locate potential sites for carbon storage that meet the following parameters: low tectonic activity, depth between 800 and 2500 m, porosity greater than 8%, presence of seal layers, faults or discontinuities forming a trap and ensure the containment of CO₂. The phase II is the assessment to effective capacity from best potential sites.

Reports emphasized the huge variations in capacity estimates obtained with varying methodologies and underlying assumptions by different authors. The methodology used is that proposed by DOE.

To estimate more accurate effective storage is necessary to develop a methodology of storage coefficients using key parameters that describe the formation. The implementation of geophysical well logs in the phase II as an analysis tool to estimate the storage coefficient results to be a feasible methodology for the preliminary survey of the site, using petrophysical parameters.

Sabinas basin was selected to use methodology of storage coefficients, two formations were analyzed La Virgen and Hosston. The methodology is applied to estimate the storage coefficient San Andres formation, San Andres play located southeast of Tampico-Misantla basin.

Introducción

En los últimos años, el concepto de mitigar el cambio climático global a través de la de captura y almacenamiento del Dióxido de Carbono (CCS) en formaciones geológicas ha ganado la atención mundial. La identificación de las cuencas geológicas con potenciales para el almacenamiento de dióxido de carbono (CO₂) y el desarrollo de estimaciones factibles de los recursos de capacidad de almacenamiento es un componente crítico de la determinación de la eficacia de la tecnología CCS. La Greenhouse Gas Research y Development Programme (GHG) trabajo estrechamente con una amplia variedad de organizaciones internacionales, incluyendo el Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE, por sus siglas en inglés) para el desarrollo de métodos para los recursos de estimación de capacidad de almacenamiento de CO₂ que se aplican a diferentes escalas de evaluación: país, cuenca, regional, local y sitio. La GHG y DOE han identificado el desarrollo de técnicas de "coeficientes de almacenamiento" como cruciales para el avance de las estimaciones de recursos de capacidad de almacenamiento ampliamente aplicables y comparables en todas las escalas.

El concepto de aplicar los coeficientes de almacenamiento a los recursos de estimación de almacenamiento de CO₂ para las cuencas geológicas se ha descrito y aplicado en una variedad de informes y documentos publicados. Tal vez el más influyente y notable de tales documentos, se incluye en la serie de tres informes presentados por el Foro de Liderazgo de Secuestro de Carbono (CSLF) del 2005 al 2008 y el desarrollo del Atlas del Secuestro y Almacenamiento de Carbono de los Estados Unidos y Canadá, 2007 y 2008 (DOE, 2007,2008).

El Centro de Investigación de Energía y Ambiente (EERC, por sus siglas en inglés) ha llevado a cabo una variedad de actividades que han dado lugar a una serie de coeficientes de almacenamiento que son aplicables a la estimación de la capacidad de almacenamiento de CO₂ para diversas formaciones geológicas. El desarrollo de los coeficientes de almacenamiento se ha analizado cada uno de los mecanismos clave de captura (disolución, mineralización, y atrapamiento físico de la fase gaseosa) a escalas de evaluación que van desde el continental hasta el local. El propósito de los coeficientes de almacenamiento es el de asignar un valor a la fracción de una formación dada en el que el CO₂ puede ser efectivamente almacenado.

Los recursos de estimación de capacidad de almacenamiento son componentes críticos de las miríadas de información que se requieren para las partes interesadas y la toma de decisiones informadas con respecto a la implementación de almacenamiento de CO₂ a gran escala como un medio de reducir los gases de efecto invernadero. Una enorme cantidad de trabajos se han centrado en los últimos años en el desarrollo de sistemas y métodos para desarrollar las estimaciones de los recursos de almacenamiento de CO₂, estos trabajos han proporcionado una base sólida sobre la cual se puede lograr el desarrollo de los coeficientes de almacenamiento ampliamente aplicables.

En este trabajo se propone la implementación de los registros geofísicos de pozos en la evaluación del almacenamiento efectivo como una herramienta de análisis para estimar el coeficiente de almacenamiento de una formación objetivo, proponiendo una metodología factible para el reconocimiento preliminar del sitio mediante la estimación de parámetros petrofísicos clave.

"El camino del progreso no es ni rápido ni fácil"
Marie Curie

MARCO TEÓRICO CONCEPTUAL CAPÍTULO I

I.1 Conceptos Básicos de Almacenamiento Geológico de CO_2

I.2 Escalas de Evaluación

I.3 Metodologías Existentes de Estimación de Almacenamiento Efectivo

I. Marco Teórico Conceptual

I.1 Conceptos Básicos de Almacenamiento Geológico del CO₂

La capacidad de almacenamiento de un yacimiento de CO₂ depende de las propiedades del mismo. De forma que las condiciones procuradas durante la inyección son las siguientes: fase supercrítica del CO₂; cuyas propiedades corresponden a una temperatura de 31.1°C y 7.38 MPa lo que por lo general se logra a profundidades mayores a 800m (Bennaceur, y otros, 2004); por otra parte, en la fase geológica se tiende a considerar los principales parámetros que deben existir para que el almacenamiento de CO₂ sea eficiente y seguro. La existencia de una roca almacén con porosidades mayores al 8% y una permeabilidad mayor a 0.1 mD, presencia de una trampa y una roca sello superior para impedir riesgos de fuga (Dávila Serrano, 2011).

Entre los diversos tipos de retención que pueden ser consideradas para el almacenamiento de CO₂ se encuentran:

- Trampas estructurales y/o estratigráficas, donde el CO₂ es atrapado dentro de las estructuras o sistemas de flujo.
- Entrampamiento residual, cuando el CO₂ queda adherido en forma de pequeñas burbujas por tensión intersticial.
- Entrampamiento por solubilidad, cuando el gas se disuelve en el agua de formación.
- Entrampamiento mineral, cuando el CO₂ reacciona con la roca almacén formando nuevos minerales.

El almacenamiento de CO₂ considera varias opciones geológicas: yacimientos exhaustos de hidrocarburos, recuperación mejorada de aceite y gas, formaciones salinas profundas y capas de carbón mineral que por cualquier causa no pueden ser explotadas. Ver figura 1.1.

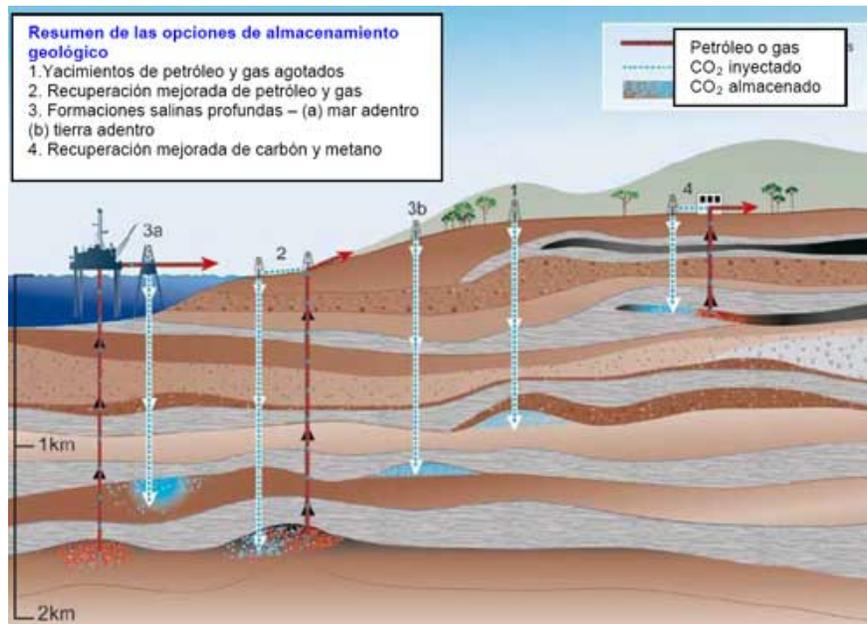


Figura 1.1.- Principales formas de almacenamiento geológico de CO_2 [IPCC, 2005].

Los yacimientos exhaustos de hidrocarburos han sido el principal sitio geológico de estudio para el almacenamiento de CO_2 . La gran ventaja que tienen los yacimientos exhaustos de hidrocarburos es el grado de estudios e instalaciones que se tienen.

La vida de un yacimiento petrolero pasa por tres fases de explotación: primaria, secundaria y terciaria. En la recuperación primaria se produce hidrocarburos con la misma energía del yacimiento. La segunda etapa de recuperación es cuando la presión del yacimiento disminuye, se inyecta generalmente vapor de agua para aumentar la presión (reacción física) y así producir hidrocarburos. La tercera etapa o también llamada etapa de recuperación mejorada de hidrocarburos (EOR, por sus siglas en inglés) se atribuye a la recuperación del aceite al inyectar materiales que normalmente no están presentes en el yacimiento a condiciones específicas con el fin de alterar considerablemente el comportamiento físico-químico de los fluidos del yacimiento, como la inyección de químicos e inyección de gases miscibles (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2012).

Al estar el CO_2 en estado supercrítico ($31.1^\circ C$ y 7.38 MPa), la solubilidad con el hidrocarburo aumenta y en consecuencia el aceite se hincha y su viscosidad disminuye. El hinchamiento del petróleo es el factor más importante del CO_2 , aunque esta propiedad disminuye cuando el hidrocarburo es pesado (Hoiland, Joyner, & Stalder, 1986). Esta técnica se ha aplicado desde hace varias décadas en Norteamérica debido a que los campos de Estados Unidos y Canadá declinaban con una mayor rapidez que en lo que se incorporaban nuevas reservas. Al aplicar la técnica, parte del CO_2 se queda atrapado en la formación geológica y otra parte se obtiene con el hidrocarburo (Figura 1.2).

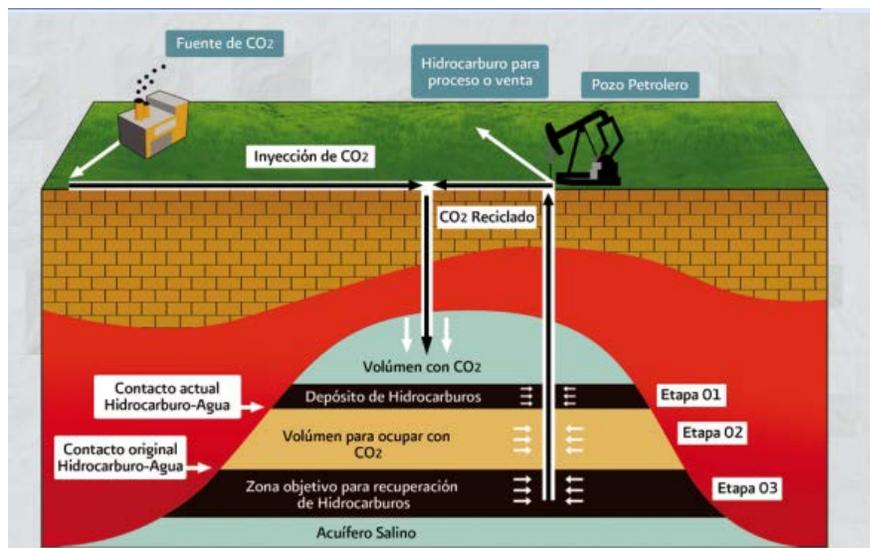


Figura 1.2.- Recuperación mejorada de hidrocarburos inyectando CO_2 (CO_2 -EOR), es el método de almacenamiento geológico que resulta rentable. [Estado de Almacenamiento Geológico en México, 2012.]

Para las formaciones salinas profundas la evaluación de la capacidad de almacenamiento es muy compleja debido a los mecanismos de entrapamiento que actúan a diferentes escalas en función de si el sistema es abierto o cerrado (Figura 1.3).

En los sistemas "abiertos" la comunicación fluida y la presión a través de la formación es fuerte, mientras que los sistemas "cerrados" o "semi-cerrados" los límites de flujo lateral, tales como fallas pueden restringir el movimiento de fluidos.

Para sistemas cerrados, la inyección de CO_2 podría resultar en aumento de presión, lo que limita la capacidad de almacenamiento eficaz (Gorecki, y otros, Development of storage coefficients for carbon dioxide storage in deep saline formations, 2009).

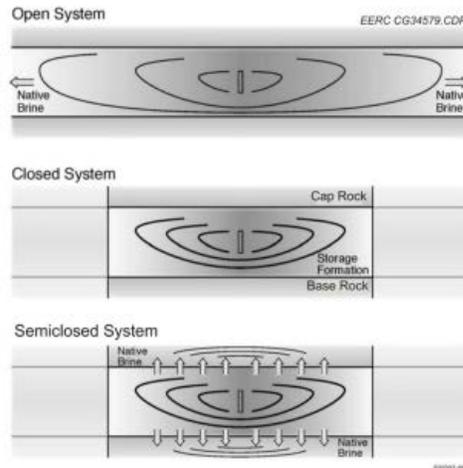


Figura 1.3.- Diagrama representativo de tres potenciales sistemas de entrapamiento en formaciones salinas (Zhou et al, 2008)

Con respecto al almacenamiento en capas de carbón no útiles para explotación, dado el potencial de almacenamiento intrínseco del carbón y el crecimiento experimentado de la actividad de explotación del metano en capas de carbón (Coal Bed Methane, CBM) esta modalidad constituye una posibilidad económica atractiva (Anderson, y otros, 2004).

La complejidad del carbón demanda un estudio extenso de variables geológicas: estratigrafía, la condición estructural de la formación, la capacidad de absorción del carbón, la permeabilidad y la integridad de la roca que servirá de sello.

I.2 Escalas de Evaluación

En la selección de un lugar apropiado para el almacenamiento de CO_2 , se deben tomar en cuenta las siguientes características: generalidades geológicas, factores regulatorios, ambientales y sociales. El objetivo es, además del confinamiento del gas, garantizar que no exista el riesgo de fugas.

Bachu (2007) propone que la investigación geológica debe obedecer a una secuencia en la que, al disminuir la escala del territorio aumente el grado de resolución (Fig.1.4 b), definiendo 5 escalas de estudio y 3 niveles de resolución.

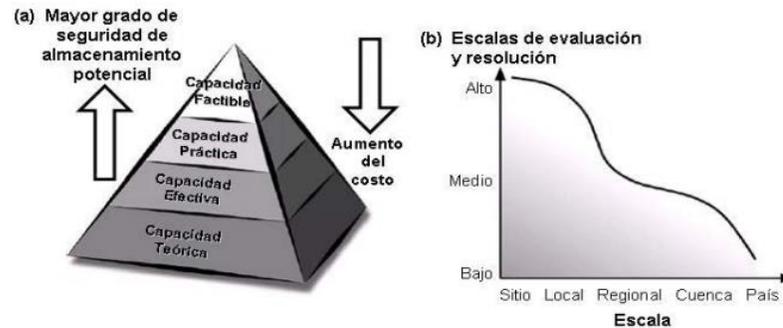


Figura 1.4.- Variaciones en tamaño y resolución de diferentes capacidades de almacenamiento. (a) Pirámide tecno-económica de recursos, (b) Escalas de evaluación. De Bradshaw et. al. (2007) en Bachu, S., Bonijoly, D., et. al. 2007.

La mayor escala de evaluación es a nivel país, en la cual se identifican los sectores con potencial para almacenar CO_2 , principalmente las cuencas sedimentarias. El siguiente nivel es el de cuenca en el que se evalúan las características geológicas para identificar las regiones que permitirán el almacenamiento del CO_2 , además de relacionar las fuentes emisoras y su proximidad con los sitios seleccionados. La escala regional analiza un área menor de la cuenca, que es geográficamente continua, buscando definir los límites estratigráficos o estructurales de las trampas de interés. La escala local es muy detallada y considera el desarrollo pre-ingenieril para los sitios candidatos de almacenamiento y son analizados para determinar sus parámetros de inyección, capacidad efectiva de almacenamiento y seguridad de confinamiento. En la escala de sitio se generan modelos de flujo y simulaciones del comportamiento del CO_2 una vez que sea inyectado en un medio particular.

La pirámide Tecno-Económico de Recursos-Reserva fue definida por el Foro de Liderazgo del Secuestro del Carbono (CSLF, por sus siglas en inglés) en 2005 (Fig. 1.5 a), refleja el grado de incertidumbre, junto con la viabilidad económica asociada con una estimación de la capacidad de almacenamiento. La capacidad de almacenamiento de CO_2 se expresa en términos de masa y no de volumen, porque depende de condiciones de presión y temperatura. Se definen cuatro capacidades de estimación de almacenamiento, como se explica a continuación:

- Capacidad teórica: Límite físico que el medio geológico puede aceptar.
- Capacidad efectiva: Se obtiene al imponer limitantes geológicas y de ingeniería.
- Capacidad práctica: Se aplican límites técnicos, legales, regulatorios, infraestructura y económicos. A partir de esta capacidad de almacenamiento práctico, se debe subdividir a nivel de reservas que usualmente se utilizan en la industria petrolera (probada, probable y posible).
- Capacidad factible: Se obtiene al contrastar los limitantes geológicos con los reales, en tiempo y espacio para uso industrial.

I.3 Metodologías Existentes de Estimación para Coeficientes de Almacenamiento Efectivo

La variedad de enfoques y metodologías para evaluar la capacidad de almacenamiento de CO₂ es grande (Bachu, Bonijoly, & et.al, 2007). Como consecuencia las estimaciones de la capacidad de almacenamiento varían ampliamente.

La fase de almacenamiento efectivo es una sub-etapa de la caracterización de almacenamiento de CO₂. Esto representa la eficiencia con que el CO₂ inyectado es capaz de acceder al espacio poroso que rodea directamente el pozo de inyección. Varias razones geológicas y de ingeniería influyen en la capacidad de almacenamiento efectivo en un depósito: la permeabilidad absoluta y relativa de un yacimiento, heterogeneidad de la permeabilidad, profundidad del depósito, temperatura, salinidad, así como el tamaño de la trampa estructural y/o estratigráfica.

I.3.1 CFLS y DOE

Los métodos CSLF y DOE se han descrito y aplicado en una variedad de informes, tal vez el más notable es el atlas del Secuestro y Almacenamiento del Carbono en los Estados Unidos y Canadá.

El DOE divide la eficiencia en cuatro partes: la eficiencia del área de desplazamiento, eficiencia de desplazamiento vertical, gravedad, y eficiencia del desplazamiento microscópico. Las tres primeras variables son muy difíciles de separar, como tal, se han agrupado en un solo término de eficiencia de desplazamiento volumétrico. El CSLF no cuantifica el coeficiente de almacenamiento, solo incorpora los efectos acumulativos de la trampa, la heterogeneidad, la miscibilidad del CO₂ y la eficiencia de desplazamiento (CSLF,

2007), los cuales equivalen a la eficiencia de desplazamiento volumétrico en el método DOE (Gorecki, y otros, Development of storage coefficients for carbon dioxide storage in deep saline formations, 2009). Los dos métodos se relacionan de la siguiente manera:

$$V_{CO_2DOEE} = A \cdot h \cdot \phi \cdot E_E$$

$$V_{CO_2CSLFE} = \left(\iiint \phi \cdot (1 - S_{wirr}) \cdot \frac{\phi_{eff}}{\phi_{tot}} dx dy dz \right) \cdot E_V \cdot \frac{(1 - S_{wave})}{(1 - S_{wirr})}$$

$$V_{CO_2CSLFE} = A \cdot h \cdot \phi \cdot (1 - S_{wirr}) \cdot C_C$$

$$C_C = E_V \cdot E_{Geol} \cdot \frac{(1 - S_{wave})}{(1 - S_{wirr})}$$

$$E_E = C_C \cdot (1 - S_{wirr})$$

Ecuaciones 1.1-1.5.- Relación del método DOE y CSLF. Se obtienen los coeficientes de almacenamiento efectivo.

donde:

V_{CO_2DOEE} , capacidad de almacenamiento efectivo (unidades de volumen) DOE.

V_{CO_2CSLFE} , capacidad de almacenamiento efectivo (unidades de volumen) CSLF.

E_E , coeficiente de almacenamiento efectivo DOE.

C_C , coeficiente de almacenamiento efectivo CSLF.

$E_{Geol} = E_E$, términos geológicos que definen la fracción del espacio poroso propenso a almacenar el CO₂.

$E_V = E_A \cdot E_I \cdot E_g$, la fracción del espacio poroso cercano del pozo de inyección que está en contacto con la inyección del CO₂.

E_A , área de desplazamiento efectivo. La fracción del área inmediata que rodea a un pozo de inyección que puede tener contactado con el CO_2 .

E_I , desplazamiento vertical (espesor) efectivo.

$E_g = \text{efecto de gravedad} = (1 - E_g)$, es la parte del espesor neto que no está en contactado con el CO_2 .

$E_d = (1 - S_{wirr})$, el fluido desplazado y reemplazado por el CO_2 .

S_{wave} , promedio de la saturación de agua en los espacios poroso cuando está en contacto con el CO_2 .

$\frac{(1 - S_{wave})}{(1 - S_{wirr})}$, este modificador debe utilizarse en el método CSLF, debido a que durante la inyección de CO_2 , la saturación de agua irreducible puede cambiar en función de la presión del yacimiento.

CSLF (2008) establece los dos métodos son computacionalmente equivalentes si $E_E = C_C \cdot (1 - S_{wirr})$ y si una densidad media de CO_2 en condiciones *insitu* se utiliza en lugar de los valores mínimos y máximo de la densidad del CO_2 relacionadas con presiones del yacimiento y la temperatura.

I.3.2 DOUGHTY

Capacidad de almacenamiento efectivo se define como la fracción del volumen total de la formación ($V_{total} = \iiint dx dy dz$) que puede ser utilizado para el almacenamiento. En consecuencia el coeficiente de almacenamiento efectivo, como define Doughty et al. (2001), oscila entre cero (el almacenamiento no es posible) a la porosidad promedio de la formación (todo el volumen teórico de porosidad accesible está ocupada por CO_2) (Kopp, Probst, Class, Hurter, & Helming, 2009). Se puede calcular como el producto de cuatro factores adimensionales (ec. 1.6):

$$C = C_i \cdot C_g \cdot C_h \cdot \phi_{avg}, \quad C \in \{0, \phi_{avg}\} \quad \text{ec. 1.6}$$

donde:

C , coeficiente de almacenamiento efectivo de la metodología Doughty.

C_i , coeficiente de capacidad intrínseca.

C_g , coeficiente de capacidad geométrica.

C_h , coeficiente de capacidad de la heterogeneidad.

\emptyset_{avg} , porosidad promedio de la formación.

El coeficiente de capacidad intrínseca C_i se define como la suma de la fracción de los espacios porosos que están ocupados por el CO_2 en fase gaseosa (C_{ig}) y la fracción del espacio de poros en el que se disolvió el CO_2 , que ocuparía si se convierte en fase gaseosa (C_{il}). El coeficiente de capacidad intrínseca C_{ig} se puede estimar con el promedio de la saturación del gas en la pluma de CO_2 . El coeficiente C_{il} se estima (ec. 1.7):

$$C_{il} \cong S_l \cdot X_l^g \cdot \frac{\rho_g}{\rho_l} \quad \text{ec. 1.7}$$

donde:

S_l , saturación promedio del fluido

X_l^g , promedio de la fracción de masa del gas disuelto en la fase líquida [kg / kg]

ρ , densidad de masa [kg / m³]

Los parámetros y variables S_g , S_l , X_l^g , se promedian dentro de la pluma de CO_2 .

El coeficiente de capacidad geométrica C_g , se define aquí cómo la fracción de volumen de todo el espacio de los poros ocupado por gas, dividido por todo el espacio de poro disponible del depósito. El coeficiente de capacidad de heterogeneidad C_h representa heterogeneidades en la permeabilidad absoluta, esto lleva a una mayor reducción o aumento de la capacidad de almacenamiento accesible.

El coeficiente de capacidad geométrica C_g , es dividido en dos coeficientes: C_{gg} y C_{gl} . El coeficiente de capacidad heterogénea C_h también se divide en dos nuevos coeficientes: C_{hg} y C_{hl} . Esto nos lleva a la siguiente definición ampliada del coeficiente de capacidad almacenamiento C (ec. 1.8):

$$C = C_{ig} \cdot (C_{gg} \cdot C_{hg}) \cdot \emptyset + C_{il} \cdot (C_{gl} \cdot C_{hl}) \cdot \emptyset \quad \text{ec. 1.8}$$

Proporción
volumétrica

Proporción
disuelta

Los coeficientes de capacidad de almacenamiento varían con el tiempo y están sujetos a la definición de la reserva total de volumen y la masa inyectada. La metodología no da la máxima cantidad de CO_2 que se puede almacenar en el depósito.

Bibliografía

- Anderson, J., Simpson, M., Basinki, P., Beaton, A., Boyer, C., Bulat, D., . . . Reinheimer, D. (2004). Produccion de gas natural a partir del carbón. *Oilfield Review*, 8-33.
- Bachu, S., Bonijoly, D., & et.al. (2007). CO2 storage capacity estimation:Methodology and gaps. *Greenhouse Control*, 430-443.
- Bennaceur, K., Monea, M., Sakurai, S., Gupta, N., Ramakrishnan, T., Whittaker, S., & Raden, T. (2004). Captacion y almacenamiento de CO2: Una solución al alcance de la mano. *Oilfield review*, 48-65.
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2012). *El futuro de la produccion en México: Recuperacion Avanzada y Mejorada(IOR-EOR)*. México: Comisión Nacional de Hidrocarburos.
- Dávila Serrano, M. (2011). *Viabilidad técnica y ambiental para el almacenamiento geológico de CO2 en México*. México: Centro Interdisciplinario de Investigaciones y Estudios sobre Medio Ambiente y Desarrollo, IPN.
- Gorecki, C., Sorensen, J., Bremer, J., Ayash, S., Knudsen, D., Holubnyak, Y., . . . Harju, J. (2009). Development of storage coefficients for carbon dioxide storage in deep saline formations. *IEA Greenhouse Gas*, 44-48.
- Gorecki, C., Sorensen, J., Bremer, J., Ayash, S., Knudsen, D., Holubnyak, Y., . . . Harju, J. (2009). Development of storage coefficients for carbon dioxide storage in deep saline formations. *IEA Greenhouse Gas*, 46-52.
- Hoiland, R., Joyner, H., & Stalder, J. (1986). Case history of a succesful Rocky Mountain pilot CO2 flood. *Society of Petroleum Engineers* , 13-17.
- Kopp, A., Probst, P., Class, H., Hurter, S., & Helming, R. (2009). Estimation of CO2 Storage Capacity Coefficients in Geologic Formations. *Energy Procedia*, 2863-2870.

*“La ciencia se compone de errores, que a su vez, son los
pasos hacia la verdad”
Julio Verne*

PROPIEDADES PETROFÍSICAS PARA LA CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS CAPÍTULO II

II.1 Porosidad

II.2 Saturación de fluidos

II.3 Volumen de arcilla

II.4 Factor de formación

II.5 Permeabilidad

II.6 Índice de calidad del yacimiento (RQI: *Reservoir Quality Index*)

II.7 Indicador de zona de flujo (FZI: *Flow Zone Indicator*)

II.8 Factor de caracterización de unidad de flujo (HT)

II. Propiedades petrofísicas para la Caracterización de Yacimientos

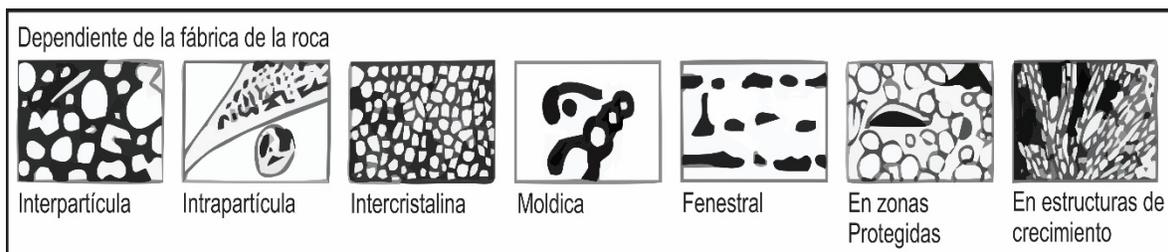
Los registros geofísicos de pozos son representaciones analógicas de mediciones de las propiedades físicas de las rocas contra la profundidad.

En este capítulo se definen las principales propiedades petrofísicas, para la estimación del coeficiente del almacenamiento efectivo, las cuales son: porosidad, factor de formación, saturación de fluidos, volumen de arcilla y permeabilidad. Y otras propiedades petrofísicas de las rocas importantes que se obtienen a partir de algunos de los principales parámetros petrofísicos: índice de calidad del yacimiento (RQI: *Reservoir Quality Index*), indicador de zona de flujo (FZI: *Flow Zone Indicator*), unidad de flujo hidráulico (HFU: *Hydraulic Flow Unit*).

II.1 Porosidad

La porosidad de la roca se define como: la relación que existe entre los espacios de la roca susceptibles de ser ocupados por algún fluido y el volumen total de ésta (Serra, 2008). La porosidad se puede clasificar de acuerdo al modo en que se originó (fig. 2.1):

- a) Porosidad primaria. La porosidad primaria es cuando los sedimentos se van depositando, desarrollan espacios entre ellos, a estos espacios generados los llamamos porosidad primaria.
- b) Porosidad secundaria. La porosidad secundaria se genera por procesos geológicos subsecuentes como las fracturas o disolución.



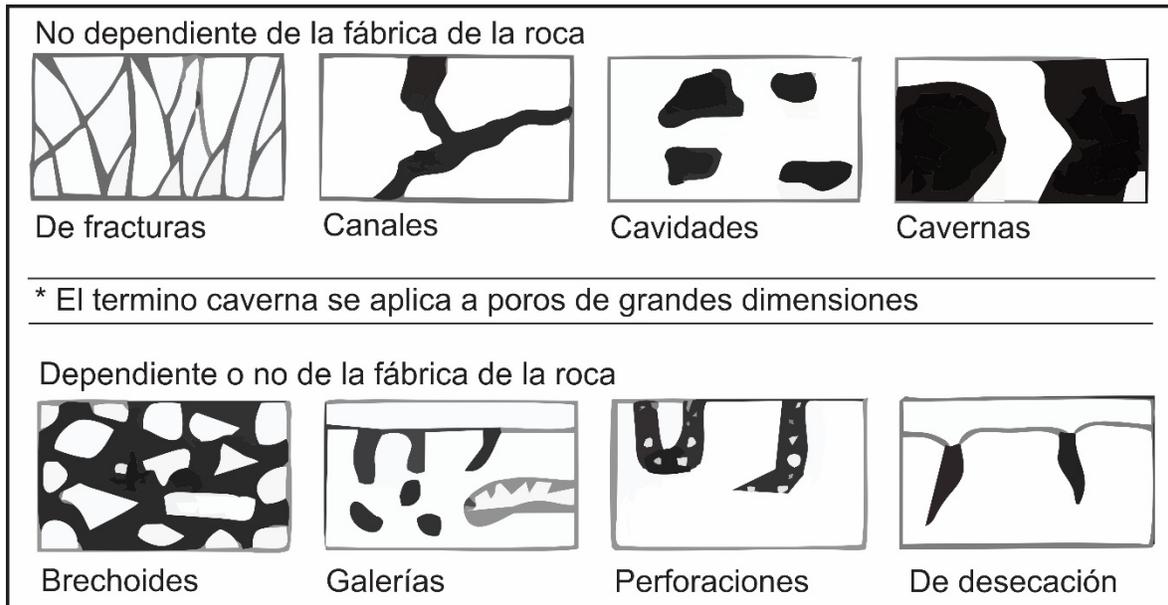


Figura 2.1.- Tipos de porosidad primaria y secundaria en las rocas (Modificado de Adams et al, 1984)

Existen varios procesos que afectan a la porosidad de las rocas sedimentarias (Serra, 2008):

- a) Acomodo de los granos.
- b) Cementación.
- c) Angulosidad y redondez de los granos.
- d) Granulación.
- e) Solución de minerales por acción del agua.

Por otra parte, también se puede clasificar en consideración al cuerpo poroso en porosidad total y efectiva (Arroyo Carrasco, 1996). Se denomina porosidad total a la relación del volumen de espacios y el volumen de la roca (ec. 2.1) mientras que la porosidad efectiva caracteriza a la relación de los espacios interconectados entre el volumen de la roca (ec. 2.2).

ec. 2.1

$$\phi_T = \frac{\text{Volumen de los espacios}}{\text{Volumen de la roca}}$$

ec. 2.2

$$\phi_e = \frac{\text{Volumen de los espacios interconectados}}{\text{Volumen de la roca}}$$

Los principales métodos para determinar la porosidad y tipo de porosidad a partir de los registros geofísicos de pozos: curvas de porosidad, ecuaciones, graficas cruzadas (*crossplots*), modelos para formaciones arcillosas (fig. 2.2).

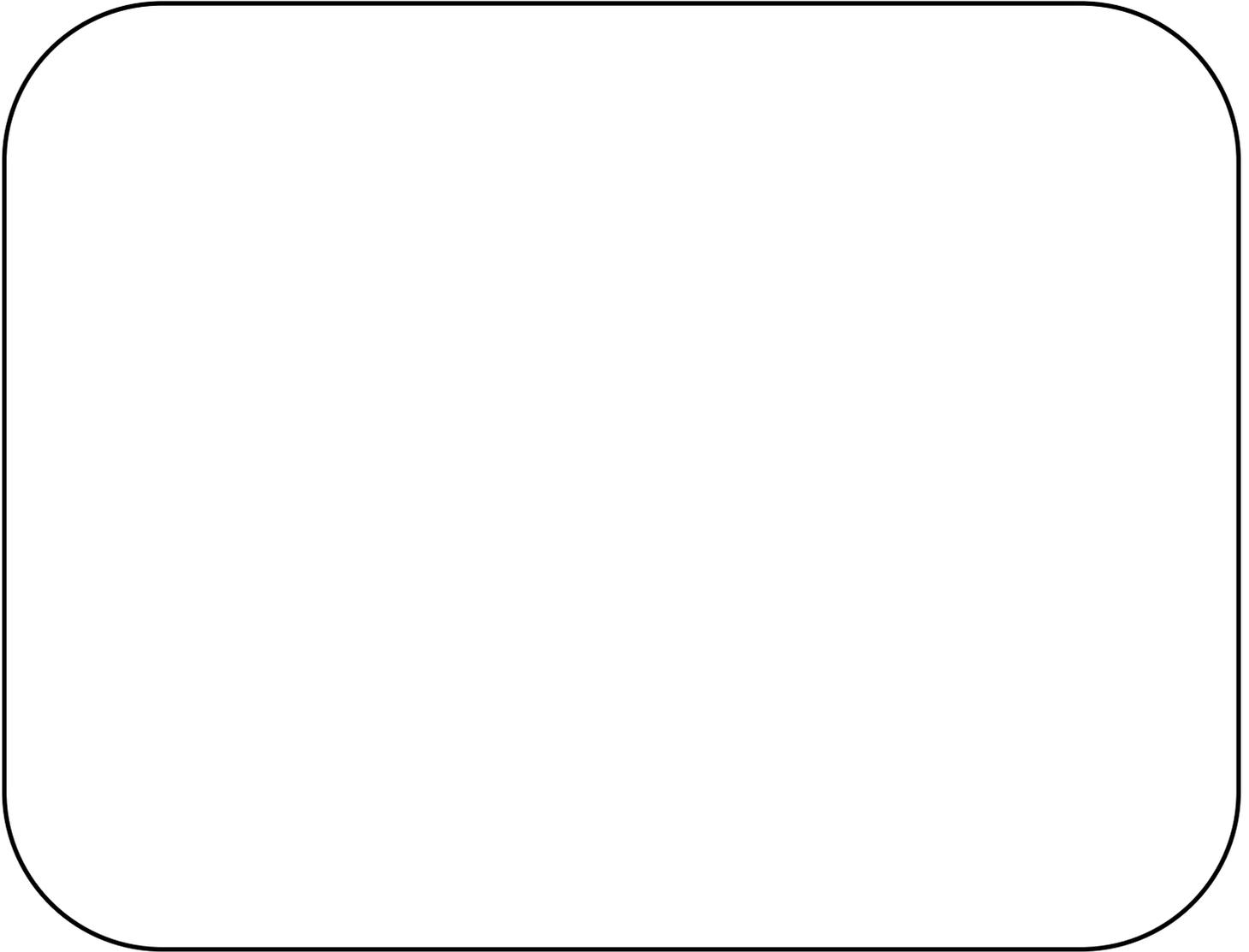


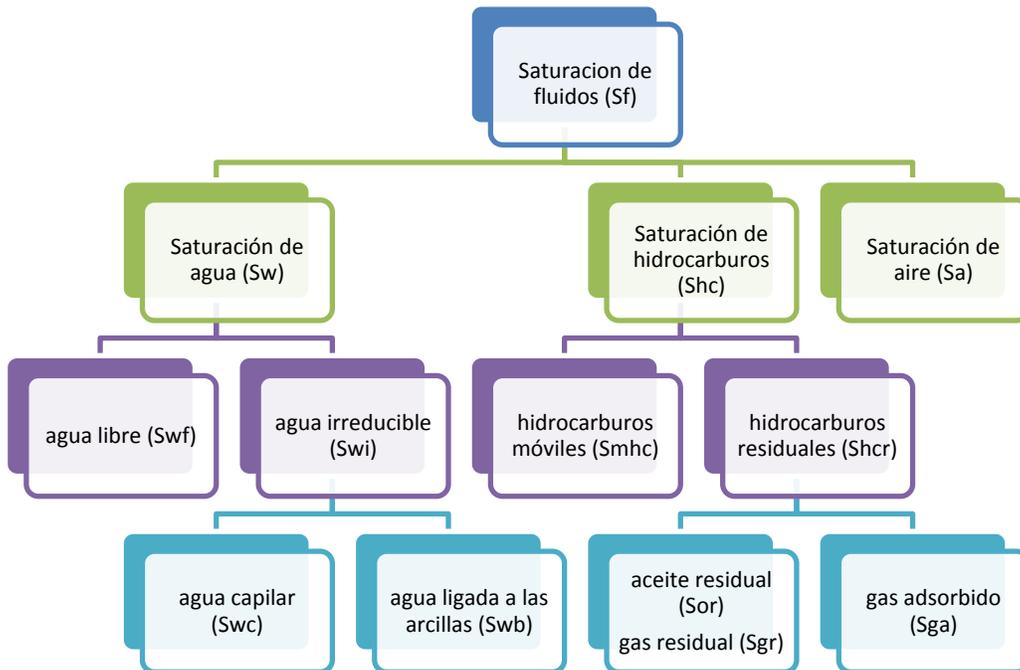
Figura 2.2.-Los principales métodos para determinar la porosidad y tipo de porosidad a partir de los registros geofísicos de pozos

II.2 Saturación de fluidos

La saturación de fluidos es la fracción del volumen del poro de una roca que está ocupada con un fluido (Arroyo Carrasco, 1996); véase la ecuación 2.4:

$$S_f = \frac{\text{Volumen del fluido}}{\text{Volmen de poro}} \quad \text{ec. 2.4}$$

La mayoría de las ocasiones los poros de las rocas contienen adherida agua de formación, aire, aceite o gas en mayor o menor cantidad (fig. 2.3). Los fluidos que saturan la roca se clasifican en móviles o no móviles (Bateman, 1998).



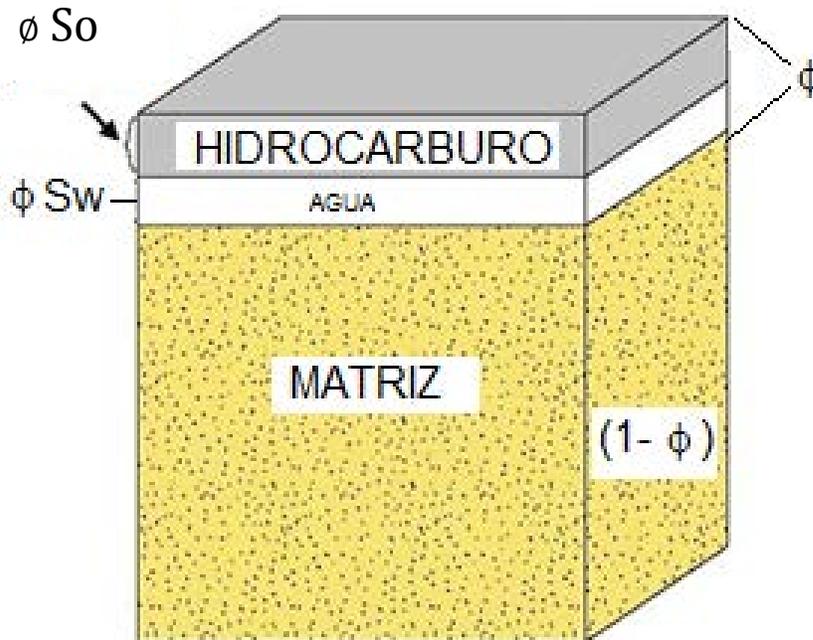


Figura 2.3.- Esquema representando las proporciones de saturaciones en un volumen de roca (modificada).

Los métodos para determinar la saturación de fluidos a partir de registros geofísicos de pozos son: 1) nomogramas de saturación de agua, 2) *quick looks*, 3) directamente de registros con R_o , 4) con las ecuaciones de Archie, 5) con un modelo para formaciones arcillosas [compensación automática, arcilla dispersa, Waxman-Smits, Simandoux, Juhaz, Fertl & Hammack, Indonesia, Doble Agua], 6) con gráficas de Hingle y Pickett, y 7) por inversión petrofísica.

II.3 Volumen de arcilla

Las arcillas son partículas muy finas que tienen una alta superficie específica y son capaces de acumular fracciones de agua en la misma, por medio de fuerzas electrostáticas. La presencia de arcilla en las formaciones origina perturbaciones en la evaluación de los yacimientos.

El volumen de arcilla (V_{sh}) se define como: el porcentaje de minerales de arcilla respecto al volumen total unitario de roca. La arcilla se puede depositar en la roca en forma estructural, dispersa y laminar (fig.2.4).

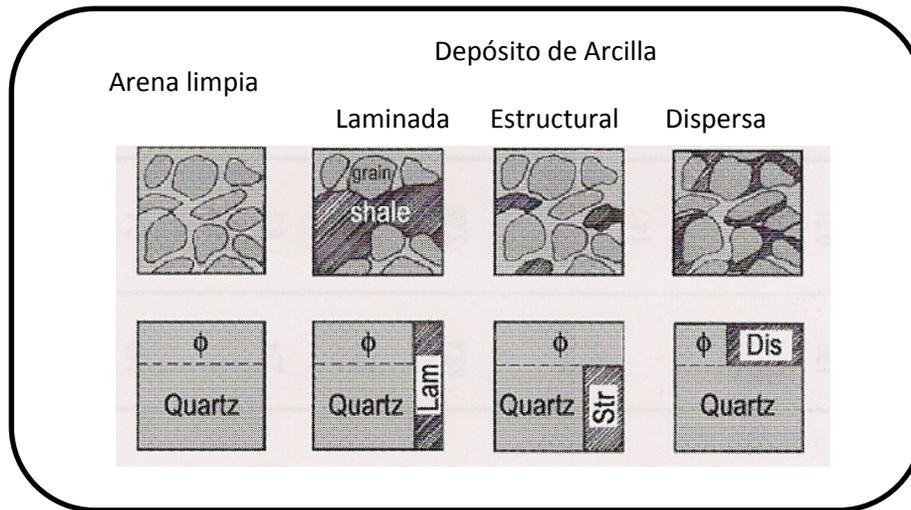


Figura 2.4.- Diferentes depósitos de las arcillas en las formaciones

Las arcillas depositadas en forma laminar afectan poco las características de porosidad y permeabilidad horizontal. En cambio, cuando existen en forma dispersa, las partículas arcillosas se desarrollan en el espacio intergranular y tienden a obstruir parcialmente la permeabilidad y la porosidad (PDVS, Schlumberger, & GEOQUEST). Según el tipo de arcilla, la acumulación de las partículas entre los granos puede impedir de forma total el flujo de fluidos en la formación.

Los métodos para determinar el volumen de arcilla a partir de registros geofísicos de pozos son: 1) ecuaciones con registros de resistividad y porosidad, 2) índice de arcillosidad (I_{sh}), 3) ecuaciones empíricas [Larionov, Stieber, Clavier], 4) espectroscopia corregida por contenido de U, 5) sistemas de ecuaciones para identificar minerales, y 6) por inversión petrofísica.

II.4 Factor de formación

El factor de formación se define como: la relación que existe entre la resistividad de una muestra de roca saturada al 100% con agua salada y la resistividad del agua que satura dicha roca (SCHLUMBERGER, 1987). Ecuación 2.5

$$F = \frac{R_o}{R_w} \quad \text{ec. 2.5}$$

En una porosidad determinada, la proporción R_o/R_w permanece casi constante para todos los valores de R_w de aproximadamente 1 ohm-m. En el caso de aguas más dulces y con mayor resistividad, el valor de F puede disminuir a medida que aumenta la R_w , se atribuye este fenómeno a una mayor influencia proporcional de la conductancia superficial de la roca (fig. 2.5). En el caso de una saturación de agua con salinidad dada mientras sea mayor la porosidad de una formación, menor será la resistividad de la formación R_o y el factor de formación F . Por consiguiente, el factor de formación está inversamente relacionado con la porosidad. El factor de formación es también una función de la estructura porosa y de la distribución del tamaño de los poros (Bassiouni, 1994).

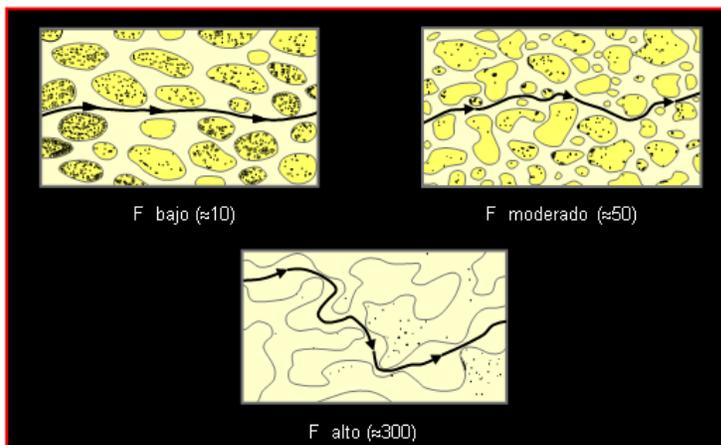


Figura 2.5.-Representación de tres formaciones que tienen la misma porosidad pero diferentes valores de factor de formación (Asquith, 1998)

Archie (1942) propuso una fórmula que relaciona la porosidad y el factor de formación (ec. 2.6), ver figura 2.6:

$$F = \frac{a}{\phi^m} \quad \text{ec. 2.6}$$

donde:

m, exponente de cementación.

a, tortuosidad.

\emptyset , porosidad total.

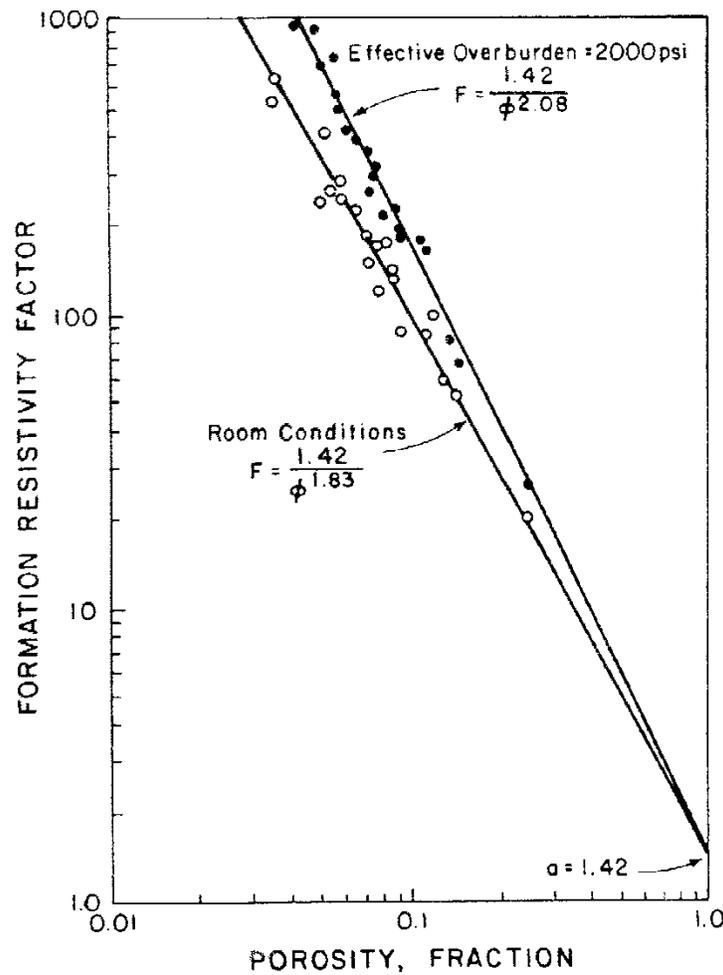


Fig. 2.6.- Relación entre \emptyset y F (Archie, 1952)

Posterior a los experimentos de laboratorio realizados por Archie para encontrar la relación entre la porosidad y el factor de formación, se han hecho publicaciones de

diversos valores de los parámetros de la ecuación de Archie para calcular el factor de formación de acuerdo a la litología (fig. 2.7).

$F=0.62/\phi^{2.15}$	WINSAUER et al
$F=0.81/\phi^2$	HUMBLE
$F=1.45/\phi^{1.54}$	PHILLIPS (CAROTHERS)
$F=1.13/\phi^{1.73}$	CHEVRON (TIMUR et al)
$F=2.45/\phi^{1.08}$	PORTER Y CAROTHER (Plioceno en California)
$F=1.97/\phi^{1.29}$	PORTER Y CAROTHER (Mioceno en USA)
$F=1/\phi^2$	CAROTHERS (Carbonatos)
$F=1/\phi^{2.2}$ to 2.5	Carbonatos compactos
$F=1/\phi^{1.87+0.019/\phi}$	SHELL (Carbonatos no fracturados)

Figura 2.7.- Parámetros para calcular el factor de formación de acuerdo a la litología. (Bassiouni, 1994)

II.5 Permeabilidad

El código API (*American Petroleum Institute*) establece que la permeabilidad (K) es una propiedad del medio poroso y también una medida, tanto de la capacidad del medio para transmitir fluidos como de la magnitud del fluido por la unidad de gradiente hidráulico.

La roca puede contener uno o más fluidos; cuando se tiene un solo fluido se llama permeabilidad absoluta y cuando se tiene más de un fluido se llama permeabilidad relativa (Bateman, 1998).

La permeabilidad absoluta (k) es una propiedad dinámica vectorial, es aplicable a acuíferos y a yacimientos geotérmicos. Si una roca tiene anisotropía dinámica deriva principalmente al contenido de arcilla y se tienen una permeabilidad horizontal (kh) y una permeabilidad vertical (kv).

La permeabilidad relativa es cuando existen varios fluidos (fases) en los poros (krw: permeabilidad relativa del agua, kro: del aceite y krg: del gas), es el cociente entre la facilidad de una roca para permitir el paso de ese fluido en particular (permeabilidad efectiva) y la permeabilidad absoluta, depende de la proporción (saturación) de ese fluido (Bateman, 1998).

La permeabilidad es directamente proporcional al tamaño de grano y/o de la garganta del poro (fig. 2.8); e inversamente proporcional de la tortuosidad, la superficie interna específica de los granos (Nelson, 1994) y la saturación de agua irreducible. Puede depender de igual manera de la forma de los granos (laminaciones) que genera la anisotropía en la permeabilidad; la cementación que la reduce; el fracturamiento que la incrementa; la disolución la incrementa y la compactación (esfuerzos) que reduce la permeabilidad.

La permeabilidad es diferente en los 3 sistemas principales de porosidad: 1) intergranular, 2) intercristalina, y 3) disolución y/o fracturas.

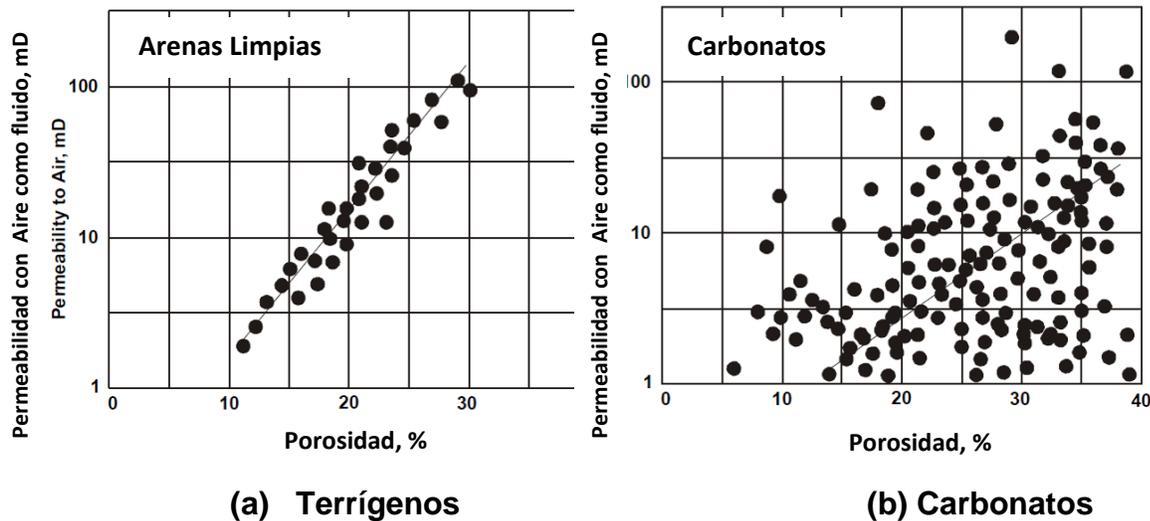


Figura 2.8.- Permeabilidad en función de la porosidad (Glover, 2000).

Ningún registro geofísico de pozos mide directamente la permeabilidad. Los principales métodos para determinar la permeabilidad a partir de registros son: cualitativa 1) con las curvas de potencial natural (SP) y rayos gamma sin uranio (CGR), 2) con la separación de curvas de resistividad con diferente profundidad de investigación; cuantitativa 3) con ecuaciones empíricas (ver tabla 2.1).

Nombre	Ecuación	Donde:
Darcy	Líquidos: $k=1000 \cdot (Q \cdot \mu \cdot L) / [A \cdot (P_o - P_i)]$ Gases: $k=2000 \cdot (Q \cdot \mu \cdot L) \cdot P_{atm} / [A \cdot (P_o^2 - P_i^2)]$	k es la permeabilidad absoluta [D], Q es el gasto [cm^3/s], μ es la viscosidad dinámica del fluido [cP] L es la longitud del tubo capilar [cm], A es el área del tubo [cm^2], P_i es la presión al inicio del tubo [atm], P_o es la presión al final del tubo [atm]. P_{atm} es la presión atmosférica [atm].
Carothers (calizas)	$k = (4 \cdot 10^8) / F^{3.65}$	k es la permeabilidad absoluta [mD], F es el factor de formación [adim].
Carothers (areniscas)	$k = (7 \cdot 10^8) / F^{4.5}$	"
Basadas en ec. de Wyllie y Rose (1950) (fig. 2.4-a):	$k = C \cdot \Phi_e^x / S_{wi}^y$	C es una constante que depende del tamaño de grano y tipo de roca, Φ_e es la porosidad efectiva [dec], S_{wi} es la saturación de agua irreducible [dec], x y y son variables, $S_{wi} = C / \Phi_e$. En una formación arcillosa: $C=62500$, $x=6$, $y=2$.
Tixier (fig. 2.4-b)	$k = (C \cdot \Phi_e^3 / S_{wi})^2$	$C=50$ para Chicontepec, $C=62.5$ para otras áreas.
Timur (fig. 2.4-c)	$k = (100 \cdot \Phi_e^{C=2.25} / S_{wi})^2$; $k = 0.136 \cdot \Phi_e^{C=4.4} / S_{wi}^2$	Φ_e es la porosidad efectiva [%], S_{wi} es la saturación de agua irreducible [%], $C=8.58$ para otras áreas. Muy utilizado en areniscas.
Timur (formaciones arcillosas) (fig. 2.4-c)	$k = 93^2 \cdot \Phi_e^{4.4} / S_{wi}^2$ (Tiab et al, 2004)	Φ_e es la porosidad efectiva [dec], S_{wi} es la saturación de agua irreducible [dec],
Coates-Dumanoir (fig. 2.5-a)	$k = (300 / w^A) \cdot (\Phi_e^w / S_{wi}^w)^2$	w es una variable.
Coates (fig. 2.5-b)	$k = [100 \cdot \Phi_e^2 \cdot (1 - S_{wi}) / S_{wi}]^2$	$C=4.9$ para otras áreas.
Morris y Biggs (terrígenos)	$k = C \cdot \Phi_e^3 / S_{wi}^2$ (Tiab et al, 2004)	Φ_e es la porosidad efectiva [dec], S_{wi} es la saturación de agua irreducible [dec], C es una constante; aceite=250, gas=79.
Slichter	$k = 10.2 \cdot d^2 / k_s$	d es la media de tamaño de grano [μm], k_s es la corrección por empaquetamiento de granos [adim] (pendiente de recta de d vs. k).
Berg	$k = 8.4 \cdot 10^{-2} \cdot d^2 \cdot \Phi_e^{5.1}$	"
Van Baaren	$k = 10 \cdot D_d^2 \cdot \Phi_e^{(3.64+m)} \cdot C^{-3.64}$	D_d es la moda del tamaño del grano [μm], C es el índice de sorteo [adim], m es el exponente de cementación [adim].
RGPZ	$k = 1000 \cdot d^2 \cdot \Phi_e^{3m} / 4 \cdot a \cdot m^2$	d es la media geométrica pesada de tamaño de grano [μm], a es la constante de empaquetamiento de granos [adim].
Basada en gradiente de resistividad	$k = B \cdot [a \cdot 2.3 / (\rho_w - \rho_h)]^2$; $a = (\Delta R / \Delta D) \cdot (1 / R_o)$; $\Delta R = R_t - R_o$;	B es una constante, generalmente 20, ρ_w es densidad del agua de formación, ρ_h es densidad del hidrocarburo [g/cm^3], R es la resistividad [$\Omega \cdot \text{m}$], R_o es la resistividad de la roca saturada 100% de agua [$\Omega \cdot \text{m}$], R_t es la resistividad de la roca saturada

	$\Delta D = D_o - D_t$	con menos de 100% de agua [Ω·m], D_o es la profundidad donde se midió R_o [ft], D_t es la profundidad donde se midió R_t [ft].
Relaciones de Jones: 1) (para terrígenos)	$k_{rw} = [(S_w - S_{wi}) / (1 - S_{wi})]^3 ;$ $k_w = k_{rw} \cdot k$	k_{rw} es la permeabilidad relativa del agua [mD], k_w es la permeabilidad efectiva del agua [mD], k es la permeabilidad absoluta [mD].
2)	$k_{ro} = (1 - S_w)^{2.1} / (1 - S_{wi})^2 ;$ $k_o = k_{ro} \cdot k$	k_{ro} es la permeabilidad relativa del aceite [mD], k_o es la permeabilidad efectiva del aceite [mD], k es la permeabilidad absoluta [mD].
Indicador de zona de flujo	$k = FZI^2 \cdot \Phi_{IR} ;$ $k = (1014 \cdot FZI_m^2 \cdot \Phi_e^3) / (1 - \Phi_e)^2$	FZI es el indicador de zona de flujo [μm], Φ_{IR} es la porosidad [dec].
Índice de fluidos libres	$k = 10^4 \cdot \Phi_e^4 \cdot [FFI / (\Phi_e - FFI)]^2$	FFI es el índice de fluidos libres
Regresión lineal con porosidad	$k = 10^{**}(P + Q \cdot \Phi_e) ;$ $k = 10^{**}(P + Q \cdot \log \Phi_e)$	P y Q son constantes de regresión.
Canales por disolución	$k = 0.2 \cdot 10^8 \cdot d^2$	k es la permeabilidad [D], d^2 es el diámetro del canal [in].
Fracturas: 1)	$k = (0.544 \cdot 10^8 \cdot w^3) / h$	k es la permeabilidad [D], h es ancho de fractura [in], w es la apertura de fractura [in].
2)	$k = 1.5 \cdot 10^7 \cdot \Phi_f \cdot [(1 - S_{wi}) \cdot FII]^{2.63} ;$ $FII = [(1 / R_{xo}) - (1 / R_t)] / [(1 / R_{mf}) - (1 / R_w)] ;$ $\Phi_f = [R_{mf} \cdot (1 / R_{LLS}) - (1 / R_{LLD})]^{C_T}$ (Tiab et al, 2004)	Φ_f es la porosidad total [dec], FII es índice de intensidad de fracturas [dec], R_{xo} es la resistividad de la zona lavada [Ω·m], R_t es la resistividad de la zona virgen [Ω·m], R_{mf} es la resistividad del filtrado de lodo [Ω·m], R_w es la resistividad del agua de formación [Ω·m], Φ_f es la porosidad de fracturas [dec], R_{LLS} es la resistividad de investigación media [Ω·m], R_{LLD} es la resistividad de investigación profunda [Ω·m], C_T vale entre 2/3 (sólo fracturas) y 3/4.
3) yacimiento naturalmente fracturado, principalmente fracturas.	$k = 0.05758 \cdot \Phi_f \cdot (h_f \cdot w_f^3)^{1/2}$ (Tiab et al, 2004)	k es la permeabilidad [cm ²], h_f es ancho de fractura [cm], w_f es la apertura de fractura [cm].
3) yacimiento naturalmente fracturado, Φ de matriz alta.	$k = (r_c \cdot w_f / 9.8) \cdot \Phi_e$ (Tiab et al, 2004)	r_c es el radio de poro intergranular [μm], Φ_e es la porosidad efectiva [dec].
Sistema de doble porosidad (intergranular y fracturas, ó disolución)	$k = (r_{c1} \cdot r_{c2} / 8) \cdot (\Phi_1 \cdot \Phi_2)^{1/2}$ (Tiab et al, 2004)	r_{c1} es el radio de poro del primer tipo de porosidad [μm], r_{c2} es el radio de poro del segundo tipo de porosidad [μm], Φ_1 es la porosidad del primer sistema [dec], Φ_2 es la porosidad del segundo sistema [dec].

<p>Tiab (2004) (anisotropía en areniscas)</p>	$k_v = 0.0429 \cdot [(k_h / \Phi_e)^{1/2}]^{2.4855} ;$ $k_h = 10 \cdot \Phi_e^4 \cdot (1 - S_{wi} / S_{wi})^2 ;$ <p>En general:</p> $k_v = A \cdot [(k_h / \Phi_e)^{1/2}]^B ;$	<p>K_v es la permeabilidad vertical [mD], K_h es la permeabilidad horizontal [mD], Φ_e es la porosidad efectiva [dec]. S_{wi} es la saturación de agua irreducible [dec], A y B son constantes que dependen de cada formación.</p>
---	--	---

Tabla 2.1.- Compilación de ecuaciones empíricas para calcular la permeabilidad (Castrejón Pineda, 2015).

II.6 Índice de calidad del yacimiento (RQI: *Reservoir Quality Index*)

Amafeule et al (1993) dividieron la ecuación de Kozeny-Carman por la porosidad sacándole la raíz cuadrada y multiplicando por 0.0314 para convertir la permeabilidad en miliDarcys, lo designaron como el “índice de calidad del yacimiento” (RQI) (ec. 2.7).

$$RQI = 0.0314 \cdot (k / \Phi_e)^{1/2} \quad \text{ec. 2.7}$$

donde:

RQI es el índice de calidad del yacimiento [μm]
 k es la permeabilidad [mD],
 Φ_e es la porosidad efectiva [dec].

En formaciones arcillosas ($V_{sh} > 15\%$), se tiene la ecuación 2.8.

$$RQI_{sh} = 0.0314 \cdot [k / \Phi_e \cdot (1 - V_{sh})]^{1/2} \quad \text{ec. 2.8}$$

donde:

RQI_{sh} es el índice de calidad del yacimiento para formaciones arcillosas [μm]
 k es la permeabilidad [mD],
 Φ_e es la porosidad efectiva [dec],
 V_{sh} es el volumen de arcilla [dec].

II.7 Indicador de zona de flujo (FZI: *Flow Zone Indicator*)

El indicador de la zona de flujo (Amafeule, Altunbay, Tiab, Kersey, & Keelan, 1993) se define a partir de las siguientes características: la forma del poro, la tortuosidad y el área de la superficie interna específica, de acuerdo con la ecuación 2.9. Por lo tanto los diferentes ambientes geológicos de depósito y los procesos diagenéticos controlan la geometría del yacimiento y el FZI.

$$FZI = \frac{1}{F_s^{1/2}} \cdot \tau \cdot S \quad \text{ec. 2.9}$$

donde:

FZI, indicador de la zona de flujo [μm]

F_s , factor de forma de tubos capilares [adim]

τ , tortuosidad [adim]

S , área de la superficie interna específica por unidad de volumen de sólido [μm^{-1}]

Utilizando RQI se obtiene la ecuación 2.10.

$$FZI = RQI / \Phi_z \quad \text{ec. 2.10}$$

donde:

Φ_z es el índice de porosidad normalizada [dec], se calcula de la siguiente forma:

$$\Phi_z = \Phi_e / (1 - \Phi_e) \quad \text{ec. 2.11}$$

Φ_e es la porosidad efectiva [dec].

En formaciones arcillosas ($V_{sh} > 15\%$), se tiene la siguiente ecuación 2.12

$$FZI_{sh} = C \cdot \left[\frac{R_t}{a \cdot R_w} \cdot (1 - V_{sh}) \right]^{1/2} \quad \text{ec. 2.12}$$

dónde:

FZI_{sh} , indicador de zona de flujo en una formación arcillosa [μm]

C , constante [mD]; $C=78.5$ ó 29.09

R_t , resistividad real de la roca [Ωm]

a , coeficiente de tortuosidad (ec. de Archie) [adi]

R_w , resistividad del agua de formación [Ωm]

V_{sh} , volumen de arcilla [dec]

Las rocas con tamaño de grano fino, mal clasificado (y/o) arcillas, tienen una gran área de superficie interna, gran tortuosidad y por consiguiente un valor bajo de FZI. En contraste con las rocas limpias con poca arcilla, grano grueso y bien clasificado, tienen menor superficie interna, factor de forma pequeño, tortuosidad baja y por lo tanto un valor alto de FZI.

II.8 Factor de caracterización de unidad de flujo (HT)

Las unidades geológicas pueden o no coincidir con las unidades de flujo hidráulico y es posible que una unidad geológica esté constituida por varias unidades de flujo. Tiab (2004) desarrolló una ecuación que incluye estas características (ec. 2.13 y 2.14).

$$H_T = \left(\frac{1}{k}\right) \cdot \left[\frac{\phi_e^3}{(1 - \phi_e)^2}\right] \quad \text{ec. 2.13}$$

$$H_T = 1/FZI^2 \quad \text{ec. 2.14}$$

donde:

H_T , factor de caracterización de unidad de flujo [μm^{-2}]

k , permeabilidad [cm^2]

ϕ_e , porosidad efectiva [dec]

FZI , indicador de zona de flujo [dec]

Bibliografía

- Amafeule, J., Altunbay, M., Tiab, D., Kersey, D., & Keelan, D. (1993). Enhanced Reservoir Description: Using COre and Log Dara to Identify Hydraulic (Flow) Units and Predict Permeability in Uncored Intervals/Wells. *Society of Petroleum Engineers*, 16.
- Archie, G. E. (1952). Classification of Carbonate Rocks and Petrophysical Considerations. *AAPG Bulletin*, 36, 278.
- Arroyo Carrasco, A. (1996). *Bases Teóricas e Interpretación de Registros Geofísicos de Pozos*. México: Facultad de Ingeniería, UNAM.
- Bassiouni, Z. (1994). *Theory Measurement and Interpretation of Well Log*. Texas, EU: Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME.
- Bateman, R. (1998). *Open-hole log analysis and formation evaluation*. Boston, EU: IHRDC.
- Castrejón Pineda, H. R. (2015). *Determinacion de la calidad de roca en áreas del Paleocanal de Chicontepec a partir de Registros Geofísicos de Pozos*. México: Facultad de Ingeniería, UNAM.
- Ellis, D. V., & Singer, J. M. (1987). *Well Logging for Earth Scientists*. Nueva York, EU: Elsevier.
- Glover, D. W. (n.d.). *Pétrophysique et Analyse géologique des diagraphies*. Canada: Département de Géologie, Université Laval.
- PDVS, Schlumberger, & GEOQUEST. (n.d.). *Curso de Registros Electricos*.
- Rider, M. (1996). *The Geological Interpretation of Well Logs*. Rider-French Cosulting Ltd.
- SCHLUMBERGER. (1987). *Principios / Aplicaciones de la interpretación de registros* .
- Serra, O. (2008). *Well Logging Handbook*. Paris, Francia: TECHNIP.
- Wyllie, M., & Rose, W. (1950). Some Theoretical Considerations Related to the Quantitative Evaluation of the Physical Characteristics of Reservoir Rock from Electrical Log Data. *Journal of Petroleum Technology*, v2.

“APRENDER A DUDAR ES APRENDER A PENSAR”
OCTAVIO PAZ

METODOLOGÍA PROPUESTA PARA LA ESTIMACIÓN DE COEFICIENTES DE ALMACENAMIENTO. CAPÍTULO III

III. 1 Parámetros Petrofísicos Clave

III.2 Grafico de telaraña

III.3 Estimación del coeficiente de almacenamiento

III. Metodología Propuesta para la Estimación del Coeficiente de Almacenamiento Efectivo

Los recursos de estimación de almacenamiento de CO₂ se basan únicamente en los datos de las propiedades del yacimiento con los que se cuenta. DOE publicó coeficientes de almacenamiento que han sido aplicados en su serie de atlas de secuestro de carbono de los Estados Unidos y Canadá, (DOE, 2007,2008). Los coeficientes de almacenamiento pueden ser considerados por sí mismos, estimaciones a nivel de reconocimiento preliminar de los recursos de almacenamiento efectivo. CSLF aún no ha establecido ningún valor para los coeficientes de almacenamiento efectivo y afirma que "estos valores deben ser determinados por medio de simulaciones numéricas y / o trabajo de campo" (Gorecki, Sorensen, Bremer, Ayash, Knudsen, & Smith, 2009).

III.1 Parámetros Petrofísicos Clave

Estimar coeficientes de almacenamiento con registros geofísicos de pozos utilizando parámetros clave que describan la roca, es una metodología factible para el reconocimiento preliminar del recurso de almacenamiento efectivo. Los parámetros petrofísicos que mejor describen la roca son: el factor de formación (F), indicador de zona de flujo (FZI) y el índice de calidad de yacimiento (RQI). Existen otros parámetros petrofísicos los cuales son muy importantes tomar en cuenta: el índice de fluido libre (FFI) y la presión de poro (Pp).

III.1.1 Factor de Formación

El factor F depende de la geometría de los granos y está asociado con la porosidad. El físico Candelario Pérez Rosales (1982) propone una explicación física para validar teóricamente el concepto del factor de formación.

Considera que el flujo de corriente de fluidos se realiza a través de los espacios porosos, pero no por todos ellos se puede conducir, esto es, el poro se puede dividir en trampas y canales. Las trampas son regiones de estancamiento, mientras que los canales son porciones en las cuales participa activamente el flujo de corriente (fig. 3.1).

En las rocas naturales, una considerable parte del espacio poroso está constituido por trampas, indicando que la geometría interna de la roca es extremadamente compleja (Arroyo Carrasco , 2007).

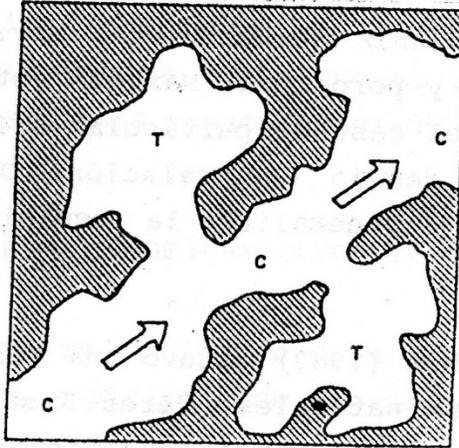


Figura 3.1.- Representación esquemática bidimensional de una porción de roca porosa (Pérez Rosales, 1982).

Mientras que el significado físico del exponente de cementación (m) es que permite determinar que porción del volumen de poro participa activamente en el flujo de la corriente y cual porción corresponde a zonas de estancamiento. El concepto de tortuosidad (a) se asocia con la irregularidad de la trayectoria que siguen el flujo dentro de un medio poroso. Las heterogeneidades de la roca del yacimiento son los principales factores que afectan a la tortuosidad, como la distribución del tamaño y la selección de granos, la porosidad efectiva, la variación del tamaño de garganta de poro, la forma de los granos, el grado de cementación.

III.1.2 Índice de Calidad de Roca (RQI)

El RQI indica con qué facilidad y en qué cantidad un fluido puede ser recuperado de una unidad. Cuando se tienen rocas relativamente homogéneas, con buenas capacidades de almacenamiento y de flujo, normalmente se puede garantizar que la calidad de ellas es excelente.

El RQI de una roca está controlada por la geometría del espacio poroso. Esta geometría, a su vez, es función de los poros (tipo, forma y su relación con las gargantas de poro) y de los clastos o granos (tamaño, forma, selección y empacamiento). Combinaciones de estos atributos geológicos generan las distintas unidades de roca con similares características porales. La determinación de esas geometrías del sistema poroso es la base para zonificar a la roca de un yacimiento en unidades con propiedades hidráulicas parecidas o semejantes.

Por lo tanto el RQI es controlado implícitamente por el tamaño de poro, la tortuosidad, la geometría de poro y la relación entre la garganta de poro y el radio de poro, aspectos que definen tanto a la porosidad efectiva como a la permeabilidad absoluta (fig. 3.2).

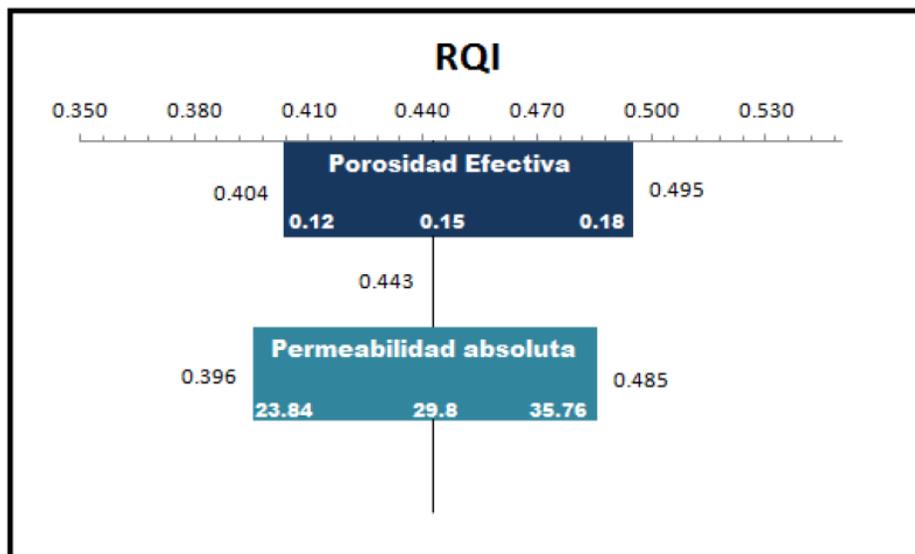


Fig. 3.2.- Grafico para el análisis de sensibilidad del índice de calidad de roca

III.1.3 Índice de Zona de Flujo (FZI)

El FZI es un valor único que depende de las características de flujo de una roca. Los diferentes ambientes geológicos de depósito y los procesos diagenéticos controlan la geometría del yacimiento y por lo tanto el FZI. Rocas con tamaño de granos finos, mal clasificados y/o arcillas, tienen una gran área de superficie interna, gran tortuosidad y por lo tanto un valor bajo de FZI.

En contraste, rocas limpias con poca arcilla, grano grueso y bien clasificado, tienen menor superficie interna, factor de formación pequeño, tortuosidad baja y por lo tanto un valor alto de FZI (fig. 3.3).

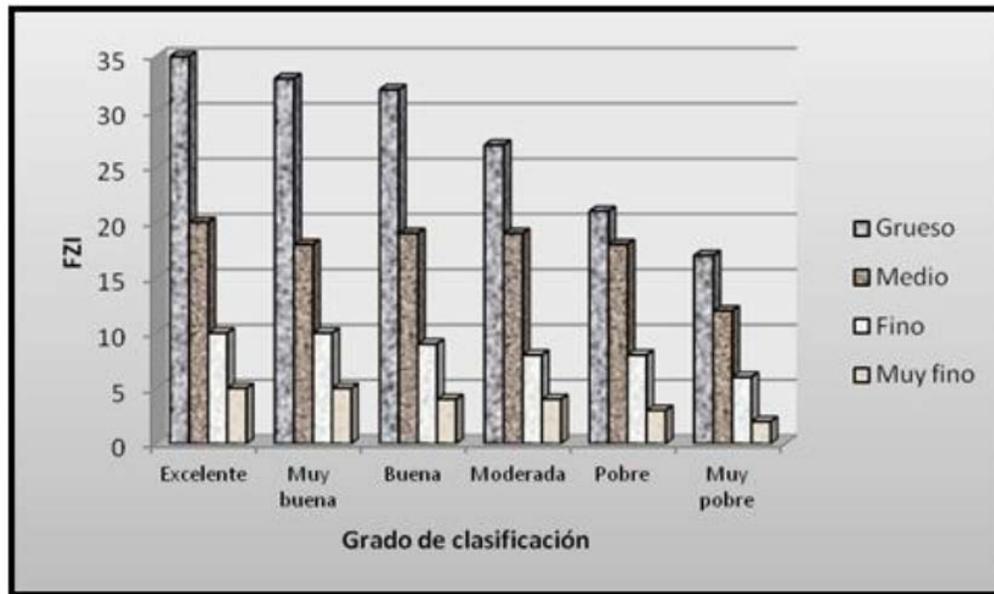


Fig. 3.3.- Relación entre FZI y las características de los granos de una arenisca

De acuerdo a la ecuación 3.1, el FZI es directamente proporcional a RQI por lo que valores altos de FZI indican que se tienen valores altos de RQI en el conjunto de datos de un yacimiento.

$$RQI = FZI \cdot \phi_z \quad \text{ec. 3.1}$$

III.2 Gráfico de Telarañas

Para definir el carácter predominante del sistema poroso de la roca, se ha introducido el uso de los gráficos de telaraña. Trabajo del investigador O. Gómez Rivero.

El uso del gráfico requiere de tres parámetros: exponente de cementación (m), factor de Formación (F) y porosidad (∅). Figura 3.4

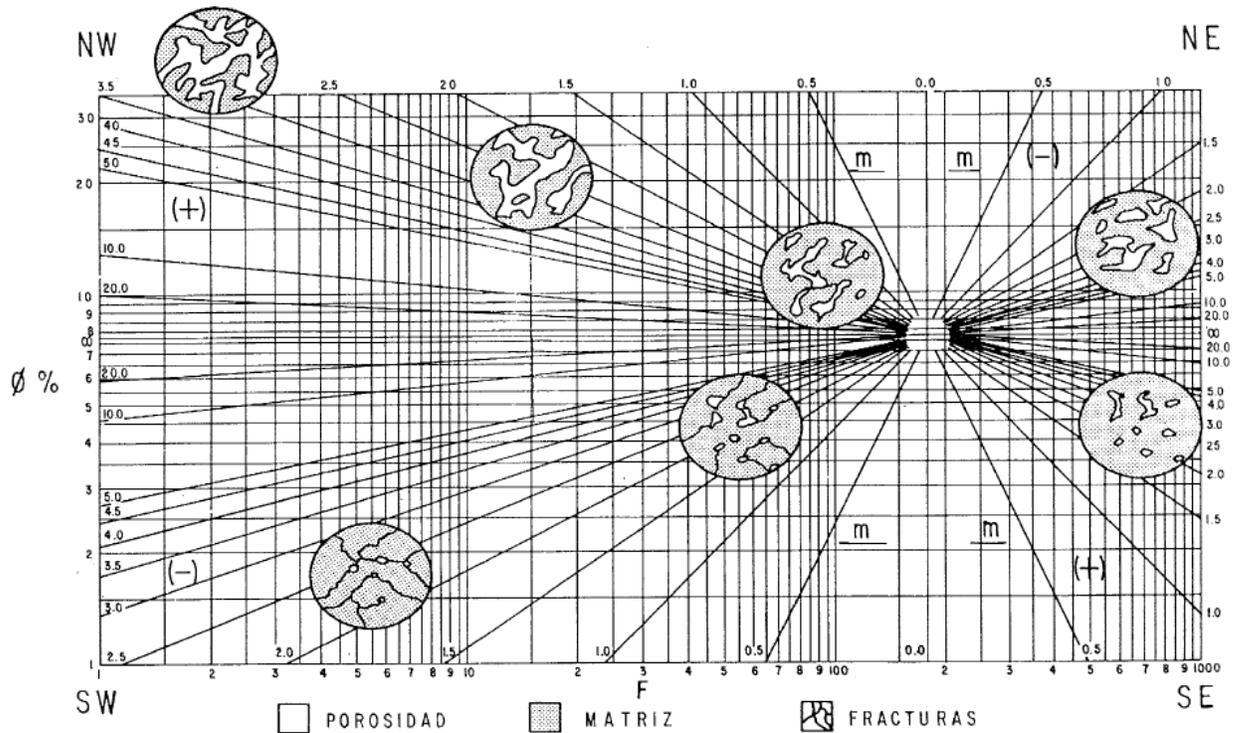


Figura 3.4.- Con los parámetros de factor de formación F, porosidad ∅ y exponente de cementación m; se determina el sistema poroso de la roca. (Gráfico de Telarañas, Instituto Mexicano del Petróleo)

La porosidad es obtenida con los registros geofísicos de pozos, donde tenemos tres diferentes aproximaciones para determinar la porosidad (Apéndice).

El factor de formación es estimado con la ecuación de Archie de forma general, como se analizó en el capítulo anterior (ecu. 3.2):

$$F = \frac{a}{\emptyset^m} \quad \text{ec. 3.2}$$

A partir de la ecuación de Archie despejamos para obtener m y a

$$m = \frac{\log \frac{a}{F}}{\log \emptyset} \quad \text{ec. 3.3}$$

$$m = A - B * \log a \quad \text{ec. 3.4}$$

$$\log a = \frac{A \log \emptyset + \log F}{1 + B \log \emptyset} \quad \text{ec. 3.5}$$

donde:

F Factor de formación

a Tortuosidad

m Exponente de cementación

\emptyset Porosidad

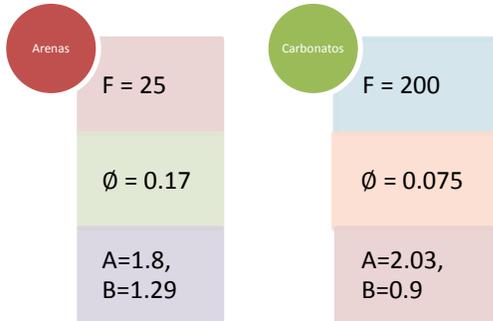
A y B Constantes, depende del tipo de roca

<i>Tipo de Roca</i>	<i>A</i>	<i>B</i>
<i>Arenas</i>	1.8	1.29
<i>Carbonatos</i>	2.03	0.9

Tabla 3.1.- Constantes para calcular la Tortuosidad y el Exponente de cementación

Se recalcula el factor de formación con los nuevos valores del exponente de cementación y de la tortuosidad.

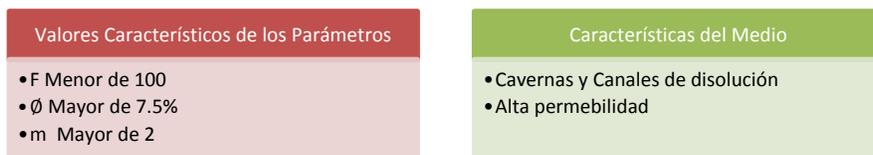
Las gráficas de telaraña están divididas en cuadrantes característicos de cada medio poroso por dos ejes, uno vertical y otro horizontal. Los ejes vertical y horizontal se cortan en puntos, cuyas coordenadas "F" y " \emptyset " tienen valores característicos según el tipo de roca, con el fin de definir el carácter predominante del sistema poroso de la roca.



Los sistemas porosos más importantes de predefinir son los producidos por fracturas o disoluciones, los cuales no tienen alta porosidad pero si una alta permeabilidad. A continuación se describirán los sistemas porosos en el gráfico de telaraña:

Cuadrante NW

Las cavernas y canales de disolución de carbonatos constituyen canales de alta conductividad eléctrica y de alta permeabilidad. Para porosidades mayores de 7.5% los valores de "F" resultan más bajos de lo normal y los de "m" mayores de 2.0 y positivos.



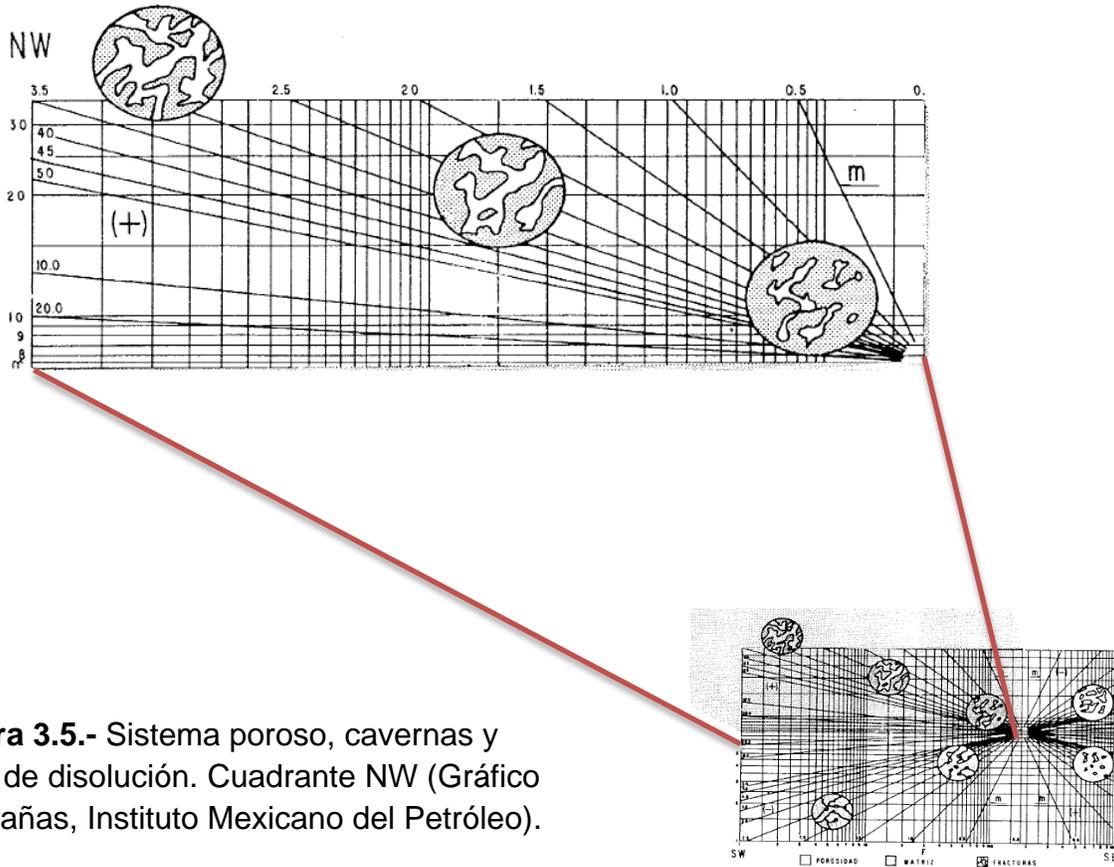


Figura 3.5.- Sistema poroso, cavernas y canales de disolución. Cuadrante NW (Gráfico de Telarañas, Instituto Mexicano del Petróleo).

Cuadrante SW

A medida que la porosidad de una roca es más baja, las probabilidades de que se fracture aumentan. Estas probabilidades son mayores en áreas geológicas en donde hubo diastrofismo muy intenso. Las fracturas son canales de permeabilidad muy alta, que desde el punto de vista eléctrico son también canales de alta conductividad, es decir, de baja resistividad, lo que significa que también el valor de "F" es bajo.

Por lo tanto, en presencia de fracturas, los valores de "F" serán bajos con respecto a los valores de "Ø".

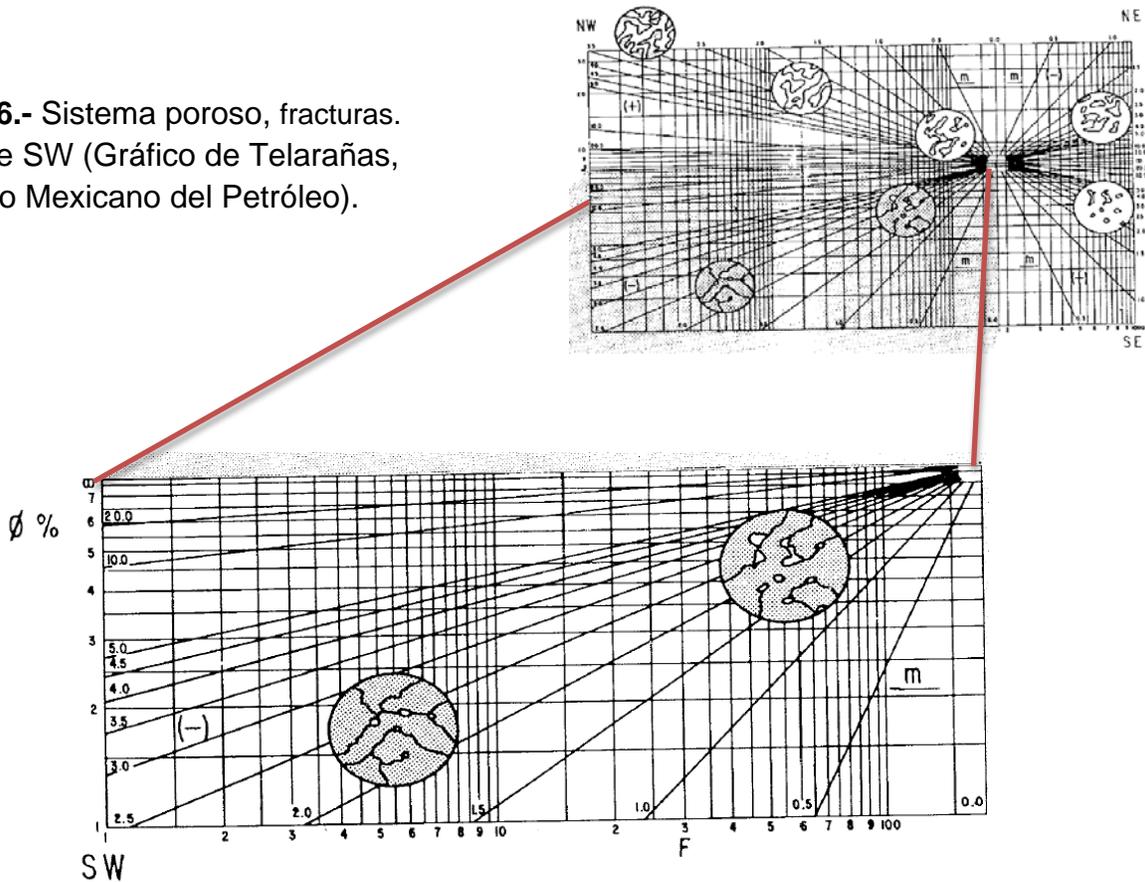
Valores Característicos de los Parámetros

- F Menos de 200
- ϕ Menor de 7.5%
- m Negativa

Características del Medio

- Fracturas
- Alta Permeabilidad

Figura 3.6.- Sistema poroso, fracturas. Cuadrante SW (Gráfico de Telarañas, Instituto Mexicano del Petróleo).



III.3 Estimación del coeficiente de almacenamiento

El concepto de aplicar los coeficientes de almacenamiento a los recursos de estimación de almacenamiento de CO₂ para las cuencas geológicas se ha descrito y aplicado en una variedad de informes y documentos publicados.

El propósito de los coeficientes de almacenamiento es el de asignar un valor a la fracción de una formación dada en el que el CO₂ puede ser efectivamente almacenado.

El método DOE solo considera ambientes de depósito en forma genérica mientras que los parámetros petrofísicos clave F, RQI y FZI describen muy bien la roca, así como su valor, el cual es único para cada formación objetivo.

Los diferentes ambientes geológicos de depósito y los procesos diagenéticos controlan la geometría del yacimiento y al FZI; siendo que es directamente proporcional a RQI. Los valores altos de FZI indican que se tienen valores altos de calidad de yacimiento (RQI) garantizando que rocas relativamente homogéneas, con buenas capacidades de almacenamiento y de flujo son de buena calidad. Con base en lo mencionado, el coeficiente de almacenamiento se obtiene al calcular el parámetro FZI. Al obtener el FZI se debe calibrar con la respuesta de los parámetros ϕ , F y RQI. Véase la tabla 3.2 y figura 3.7.

Parámetro Petrofísico	Valores Altos	Valores bajos
FZI	Rocas limpias con poca arcilla, grano grueso y bien clasificado. Tienen menor superficie interna.	Rocas con tamaño de granos finos, mal clasificados y/o arcillas, tienen una gran área de superficie interna.
RQI	Rocas relativamente homogéneas, tamaño de poro y la relación entre la garganta de poro y el radio de poro grande.	Rocas con porosidad efectiva así como la permeabilidad absoluta baja o nula.
F	Tortuosidad baja, menor superficie interna. Rocas con tamaño de granos finos, mal clasificados	Gran área de superficie interna, gran tortuosidad. Rocas limpias, grano grueso y bien clasificado.

Tabla 3.2.- Determinación de la calidad de una formación objetivo con los parámetros FZI, RQI y F.

METODOLOGÍA PROPUESTA PARA LA ESTIMACIÓN DE COEFICIENTES DE ALMACENAMIENTO.

CAPÍTULO III

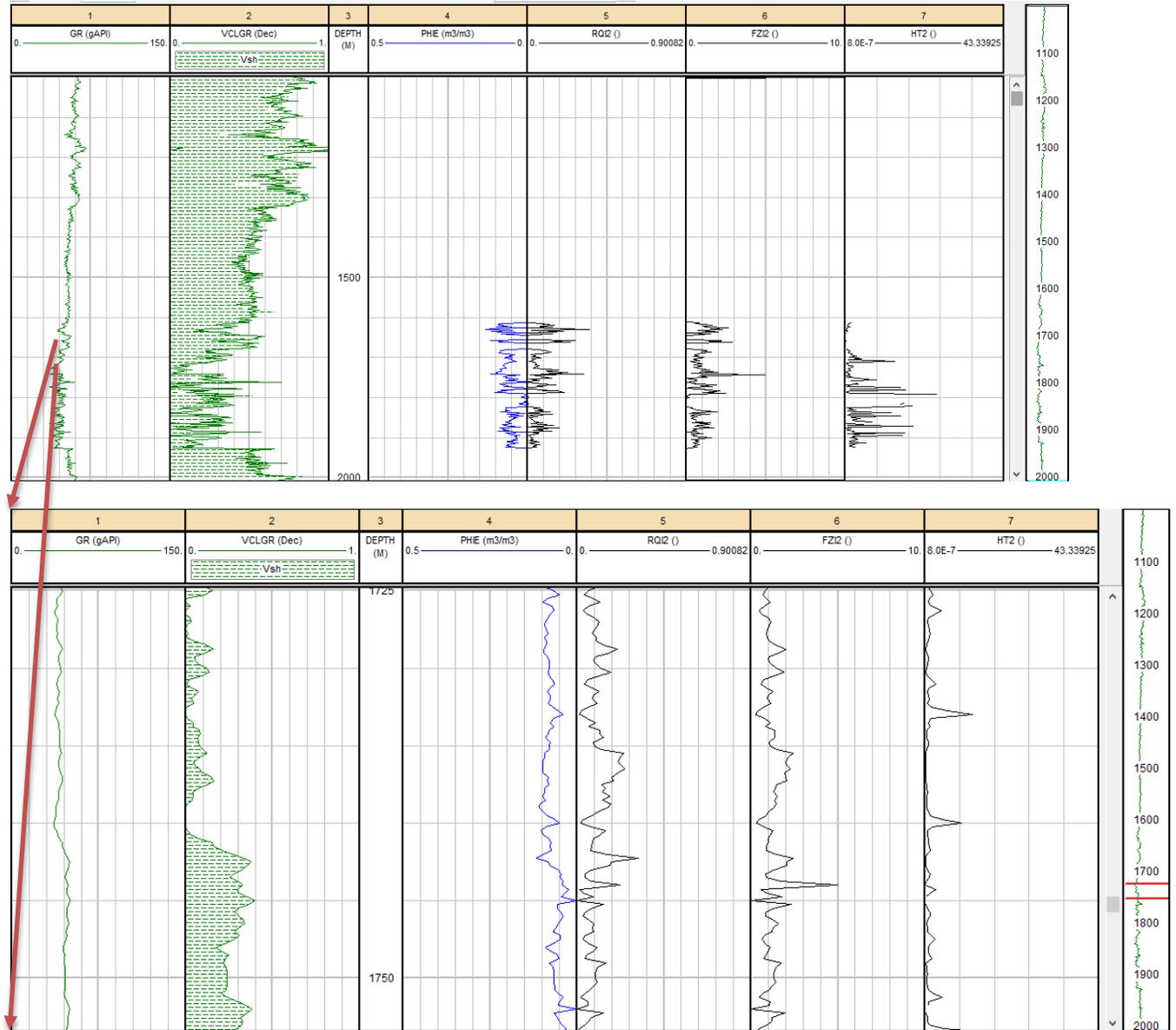


Figura 3.7.- Respuesta de los parámetros Porosidad efectiva, Calidad de Roca, Indicador de Zona de flujo y Factor de Caracterización de Unidad de Flujo: (arriba) 1:15,000 y (abajo) escala 1:240 de 1725 m a 1750 m (Senergy, IP, 2008).

Bibliografía

Grafico de Telaraña. (1984). *Instituto Mexicano del Petroleo*.

Arroyo Carrasco , A. (2007). *Bases Teóricas e Interpretación de Registros Geofísicos de Pozos*. México: Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería.

Castrejón Pineda, H. R. (2015). *Determinación de la Calidad de Roca en áreas del Paleocanal de Chicontepec a partir de registros geofísicos de pozos*. México: Facultad de Ingeniería.

Gorecki, C., Sorensen, J., Bremer, J., Ayash, S., Knudsen, D., & Smith, S. (2009). Development of Storage Coefficients for Carbon Dioxide Storage in Deep Saline Formations. *IEA Greemhouse Gas R&D*, 29-32.

Marmissolle-Daguerre, D., Aitken, D., Ayala, N., Ayestarán, L., Bronnec, R., Carrillo B., J., y otros. (1984). *Evaluación de Formaciones en México*. México: Schlumberger.

Oberto Serra, L. (2003). *Well logging and Geology*.

Serra, O. (s.f.). *Sedimentary Environments from Wireline Logs*. Schlumberger.

“Nada en esta vida debe ser temido,
solamente comprendido. Ahora es el
momento de comprender más, y temer
menos.”

Marie Curie

ESTIMACIÓN DEL COEFICIENTE DE ALMACENAMIENTO CAPÍTULO IV

IV.1 Generalidades Geológicas del área de calibración

IV.2 Desarrollo de la metodología para determinar el Coeficiente de Almacenamiento

IV.3 Calibración del almacenamiento efectivo de CO₂ estimado con el coeficiente de almacenamiento obtenido con la metodología DOE y con los Parámetros Petrofísicos

IV. Estimación del Coeficiente de Almacenamiento

Durante la evaluación de almacenamiento geológico de CO₂ a nivel país, se identificaron 9 provincias geológicas con gran potencial teórico para almacenar CO₂. Entre las 9 provincias seleccionadas se encuentra la Provincia de Coahuila como una zona con potencial para la aplicación de la segunda fase de almacenamiento debido a la cantidad de fuentes emisoras fijas que se encuentran en el área.

Para probar la metodología de estimación de coeficientes de Almacenamiento se seleccionó la Cuenca de Sabinas, la cual se encuentra al noroeste de la provincia de Coahuila. Se analizaron dos formaciones, las cuales cumplen con los criterios de almacenamiento de CO₂.

IV.1 Generalidades Geológicas del área de calibración

La secuencia estratigráfica de la Cuenca de Sabinas comprende rocas del Jurásico Tardío y Cretácico. El espesor de la columna geológica expuesta en la estructuras de la Cuenca de Sabinas es de más de 5000m y está representada en forma general por rocas carbonatadas, evaporíticas, clásticas, dolomías y en algunas partes arrecifales.

Las rocas almacenadoras se encuentran en areniscas del Jurásico Tardío y en areniscas, calizas y microdolomías del Cretácico Temprano y Jurásico Tardío.

Las rocas generadoras son formaciones Cretácicas y Jurásicas que constituyen la columna sedimentaria de la cuenca, contienen facies de arcillas y calcáreo-arcillosas, ricas en materia orgánica.

Las rocas sello están compuestas por facies arcillosas y evaporíticas que, de acuerdo a su posición estratigráfica, actúan como sello.

En el Jurásico, se presentan potentes capas de sal y anhidrita que sobreyacen a calizas y areniscas; además de una gruesa secuencia de lutitas que cubre a varios miembros de areniscas fracturadas. Sin embargo, la más importante roca sello la constituye la potente secuencia de anhidrita y calizas anhidriticas Cretácicas, que sobreyacen en una gran parte de la cuenca, microdolomías, dolomías y calizas fracturadas.

SISTEMA	SERIE	PISO	EDAD	FORMACIONES	ESPESOR m	COLUMNA ESTRATIGRÁFICA COMPUESTA							
TERCIARIO	PALEOCENO	OLIGOCENO	33.7	GRUPO DIFUNTA-TAYLOR-NAVARRO	170								
		EOCENO											
		PALEOCENO											
CRETACICO	SUPERIOR	MAASTRICHTIANO	65.5	PARRAS	MENDEZ								
		ESCONDIDO					100 - 430						
		OLMOS					10 - 378						
		SAN MIGUEL					10 - 270						
		UPSON					50 - 620						
		AUSTIN					100 - 250						
		TURONIANO					93.6	EAGLE FORD		45 - 480			
		CENOMANIANO						BUDA- DEL RÍO	GRUPO WASHITA	70 - 500			
		ALBIANO						GEORGETOWN					
	INFERIOR	99.6	ALBIANO	112.0	TAMAULIPAS SUPERIOR		200 - 1150						
					LA PEÑA		5 - 210						
					LA VIRGEN	CUPIDO	300 - 1700						
									SAN MARCOS HOSSSTON	LA MULA	TARAISES	140 - 1180	
					PADILLA								
					BARRIL VIEJO								
					MENCHACA								
					SUPERIOR	145.5	TITHONIANO		150.8	LA CASITA		100 - 2000	
										LA GLORIA	OLVIDO	ZULOAGA	
KIMMERIDGIANO	155.6	MINAS VIEJAS		10 - 400									
		OXFORDIANO	161.2	LECHOS ROJOS				30 - 510					
MEDIO	164.7	CALLOVIANO		167.7				BAJOCIANO					
			BATONIANO										
			BAJOCIANO										

Figura 4.1.- Columna estratigráfica de la Cuenca Sabinas-Burro-Picachos (Modificada de Cañipas *et al*, 2011).

Las trampas que se encuentran son de tipo estructural, principalmente anticlinales con cierres contra falla y en menor proporción, en trampas estratigráficas.

Los anticlinales de mayor interés son aquellos que aún están cubiertos por la gruesa secuencia de evaporitas de la formación La Virgen.

IV.2 Desarrollo de la metodología para determinar el Coeficiente de Almacenamiento Efectivo

Estimar el coeficiente de almacenamiento efectivo con registros geofísicos de pozos como metodología factible para el reconocimiento preliminar del recurso de almacenamiento efectivo es posible calculando parámetros petrofísicos clave.

IV.2.1 Análisis de los Registros Geofísicos de Pozos

Para determinar los parámetros clave primero se analizan los registros tomados en el pozo. Es importante tener al menos: un registro de correlación (SP ó GR), resistividad (Rxo, Ri y Rt) y porosidad (SPHI, DPHI ó NPHI), así como información del pozo (fig. 4.2).

Num. de Archivo	PSFO_632609_101000195	PSFO_632609_101000195	PSFO_632609_101000195	PSFO_632609_101000195	PSFO_632609_101000195_22	PSFO_632609_101000195
Versión	2	2	2	2	2	2
Empresa que toma el Registro	schlumberger	schlumberger	schlumberger	schlumberger	schlumberger	schlumberger
Fecha del Registro	25/06/1975	25/06/1975	27/05/1975	27/05/1975	27/05/1975	28/05/1975
Start m	1987	1968	899	898	896	895
Stop m	2115.9304	2119.9428	1995.9752	1986.898	1988.8604	1989.994
B.S	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5
K.B	521	521	521	521	521	521
Primera Lectura	1987	1968	899	898	896	895
Ultima Lectura	2115.9304	2119.9428	1995.9752	1986.898	1988.8604	1989.994
Tipo de Lodo	SODICO	SODICO	SODICO	SODICO	SODICO	SODICO
Densidad G/C3	1.3	1.3	1.27	1.27	1.27	1.27
Perdida de Lodo						
Rm	1.03	1.03	0.93	0.93	0.93	0.93
Temp. De Rm						
Rm a temp. del Fondo						
Rmf	0.69	0.69	0.79	0.79	0.79	0.79
Temp. De Rmf						
Rmc	1.17	1.17	0.63	0.63	0.63	0.63
Temp. De Rmc						
Temp. De Superficie	20	20	25	25	25	25
BHT °C	80	80	77	77	77	77
Curvas	DT SPHI	ASN CILD ILD SN SP	CILD ILD SN SP	DT SPHI	CALI DPHI DRHO RHOB	GR NEUT

Figura 4.2.- Información de encabezado de varios pozos y registros que se tomaron en pozos.

Se carga la información del pozo en *software* especializado en análisis de registros geofísico de pozos. Organizamos los registros en diferentes carriles, en el primer carril se colocaron las curvas de correlación, tercer carril todas la curvas de resistividad y en el cuarto carril las curvas de porosidad.

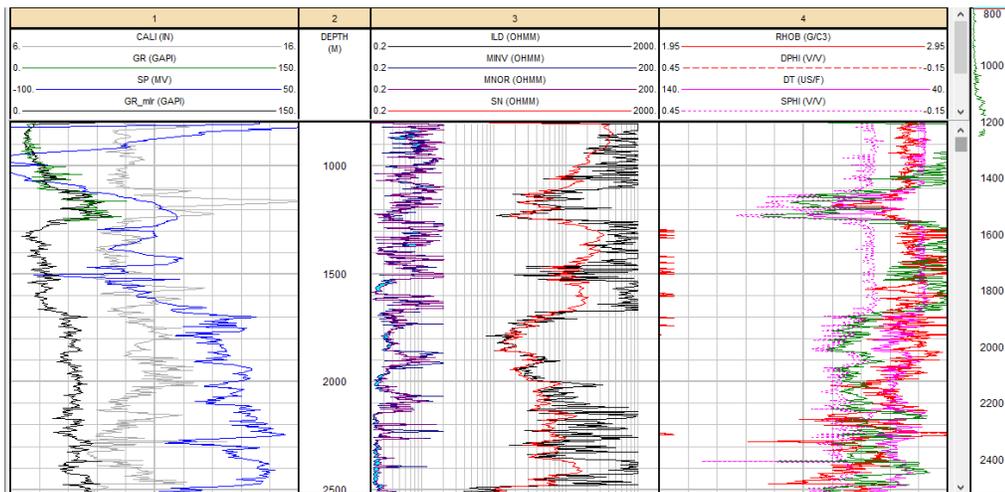


Figura 4.3.- Presentación de curvas (*Senergy, IP, 2008*).

Ingresamos los datos del pozo, resistividad de lodo, filtrado de lodo, enjarre y temperatura en la superficie. Figura 4.4.

Permanent Datum		Elevations	
NIVEL DE TERRI	Elevation of Permanent Datum: 741.0000	KB Elevation	744.5100
Log Measured from: K.B.	Elevation Above Permanent Datum: 3.1100	DF Elevation	744.1100
Drill Measured From: K.B.		GL Elevation	741.0000
Logging Contractor: Schlumberger		RT Elevation	

Default Interpretation Parameters			
Rm	0.87	Rm Meas Temp	30 °C
Rmf	0.56	Rmf Meas Temp	30 C
Rmc	0.25	Rmc Meas Temp	30 C
Def_Rw		Def_Rwf	C

Figura 4.4.- Datos de encabezado del pozo (*Senergy, IP, 2008*).

El pozo solo tiene información de la temperatura de superficie y del fondo del pozo, por lo es que es necesario calcular la temperatura en todo el pozo haciendo uso de dos puntos (temperatura de superficie y temperatura de fondo). El *software* da la opción de calcular la temperatura de todo el pozo con un gradiente. Figura 4.5

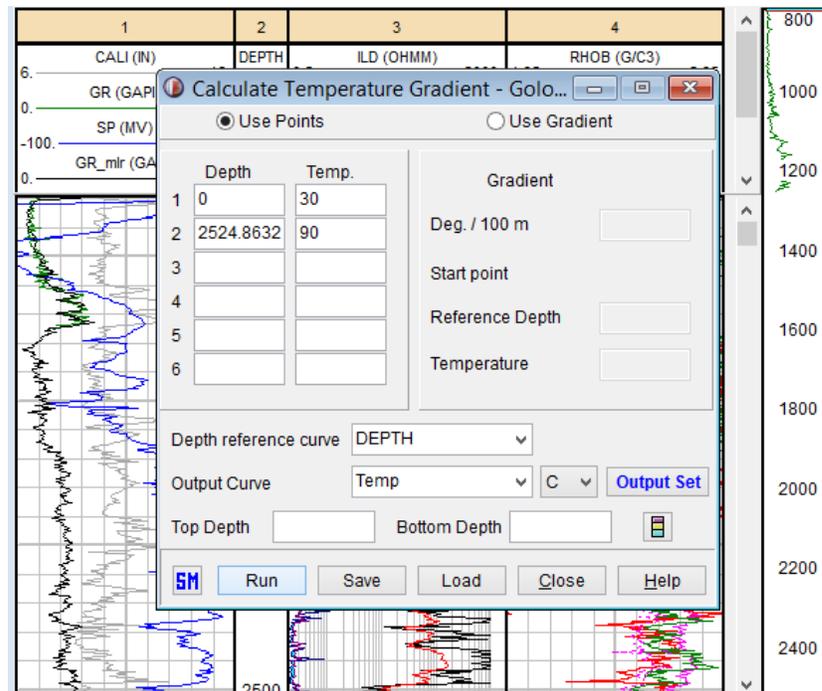


Figura 4.5.- Calculo de temperatura con dos puntos (Senergy, IP, 2008).

Los registros geofísicos de pozos son afectados por condiciones del pozo, tipo de fluido de perforación o posición de la herramienta alterando los valores reales de los registros, se deben corregir los registros antes de calcular algún parámetro. A esto se le conoce como correcciones ambientales y depende qué empresa tomó el registro. Figura 4.6.

a)

The screenshot shows the 'Gamma Ray Corrections' window. It includes fields for 'Gr input curve' (set to 'GR_mli') and 'Gr output curve' (set to 'GrC'). There are also fields for 'CALI' (Caliper input curve or Hole size) and 'No. Levels' (set to 3). The 'Borehole Correct' checkbox is checked. Under 'Tool Position', 'Eccentered' is selected. Under 'Mud Type', 'Barite' is selected. Under 'Hole Type', 'Open Hole' is selected. Other fields include 'Mud weight (lbs/gal)' (11.43), 'Tool Diameter (inches)' (3.625), and 'Standoff (inches)'. There are also fields for 'Casing OD', 'Casing weight', 'Casing ID', 'Casing Material Density' (66.81), and 'Cement Density' (16). At the bottom, there are 'Top Depth' and 'Bottom Depth' fields, and a 'Zone # 1 of 1' indicator.

b)

The screenshot shows the 'Density Corrections' window. It includes fields for 'RHOB' (Density input curve) and 'RHOC' (Density output curve). There are also fields for 'PEF input curve' and 'PEFC' (PEF output curve). The 'CALI' field is present for 'Caliper input curve or Hole size (inch)'. The 'Borehole Correct' checkbox is checked. Under 'Density tool', 'FDC' is selected. Other fields include 'Mud weight (lbs/gal)' (11.43) and 'Filter curves' (set to 3). There are also fields for 'Casing OD', 'Casing weight', 'Casing ID', 'Casing Material Density', and 'Cement Density'. At the bottom, there are 'Top Depth' and 'Bottom Depth' fields, and a 'Zone # 1 of 1' indicator.

Figura 4.6.- Correcciones ambientales para la compañía Schlumberger, a) correcciones ambientales para el registro de Rayos Gama, b) correcciones ambientales registro de Densidad. (Senergy, IP, 2008)

Una vez realizadas las correcciones ambientales a los registros, se calculan los parámetros petrofísicos:

- Resistividad de la zona virgen (R_t)
- Resistividad de la zona lavada (R_{xo})
- Volumen de arcilla (V_{sh})
- Porosidad total (PHIT)
- Porosidad efectiva (PHIE)
- Resistividad del agua de formación (R_w)

A partir del registro de resistividad calculamos R_t para todo el pozo (fig. 4.7), el *software* no calcula R_{xo} por lo que se asume que la curva de resistividad somera es igual a R_{xo} .

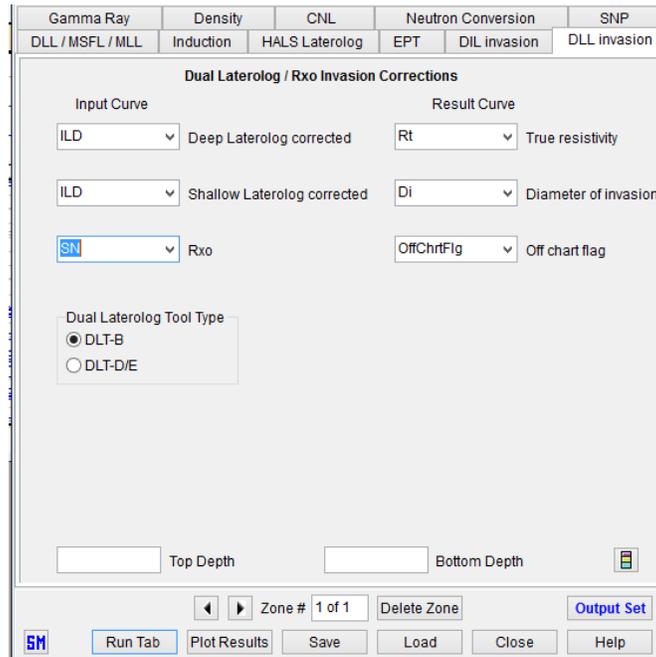


Figura 4.7.- Calculo de R_t y diámetro de invasión (Senergy, IP, 2008).

El volumen de arcilla es estimada con varios registros, el mejor para calcular el volumen de arcilla es el registro de Rayos Gamma. Figura 4.8

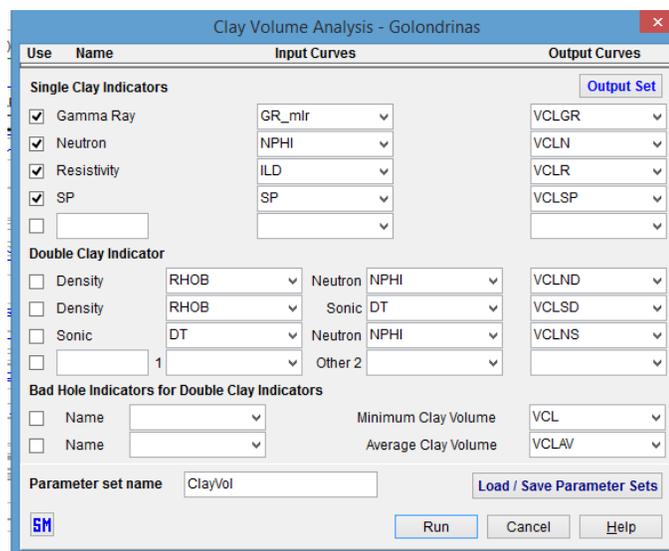


Figura 4.8.- Calculo de volumen de arcilla (Senergy, IP, 2008).

Para calcular el volumen de arcillas se deben de realizar modificaciones: se deben ajustar las líneas base lutitas y base arenas, y para el caso del registro de Rayos Gamma se modifica la ecuación con la que se calculó el volumen de arcilla dependiendo del periodo geológico de la formación. Figura 4.9.

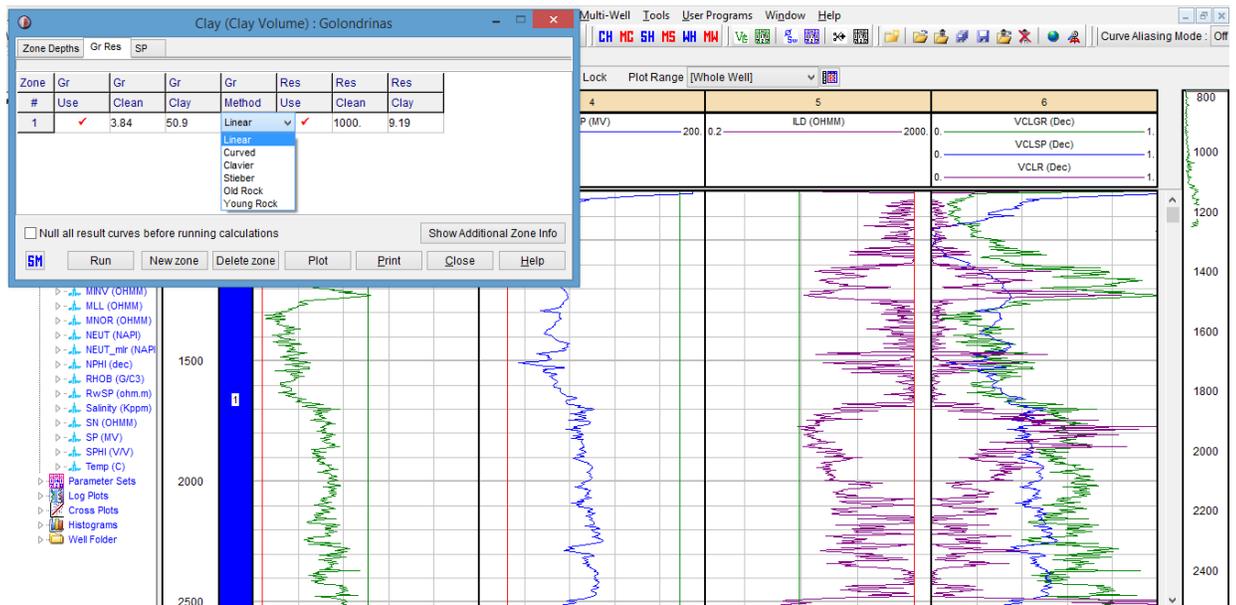


Figura 4.9.- Modificaciones de parámetros para el cálculo de volumen de arcilla (Senergy, IP, 2008).

Cuando se analizan pozos viejos, es posible que en estos no se tomen todos los registros. Existe la posibilidad de no contar con la curva de Rayos Gama, cuando se calcula el volumen de arcilla, se seleccionara la curva que estime el menor volumen de arcilla.

Como se explicó en el capítulo dos, para determinar la porosidad se tienen tres diferentes aproximaciones dependiendo de la información del pozo y del contenido de arcillas (fig. 4.10).

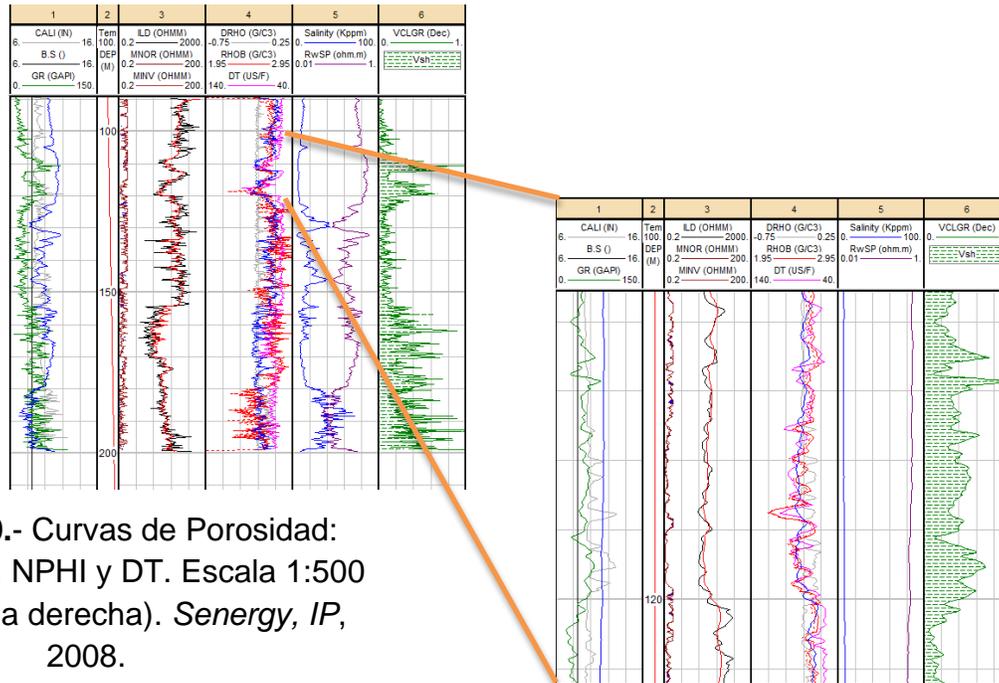


Figura 4.10.- Curvas de Porosidad: RHOB, DPHI, NPHI y DT. Escala 1:500 (imagen de la derecha). *Senergy, IP, 2008.*

Se calcula la porosidad total con los registros de densidad y neutrón, si la formación contiene gas, se utiliza una ecuación diferente para eliminar el efecto de gas. Al analizar la zona de estudio, si esta contiene más del 15% de volumen de arcilla se considera una formación sucia o arcillosa e implica calcular una porosidad efectiva para eliminar el efecto de las arcillas. Figura 4.11

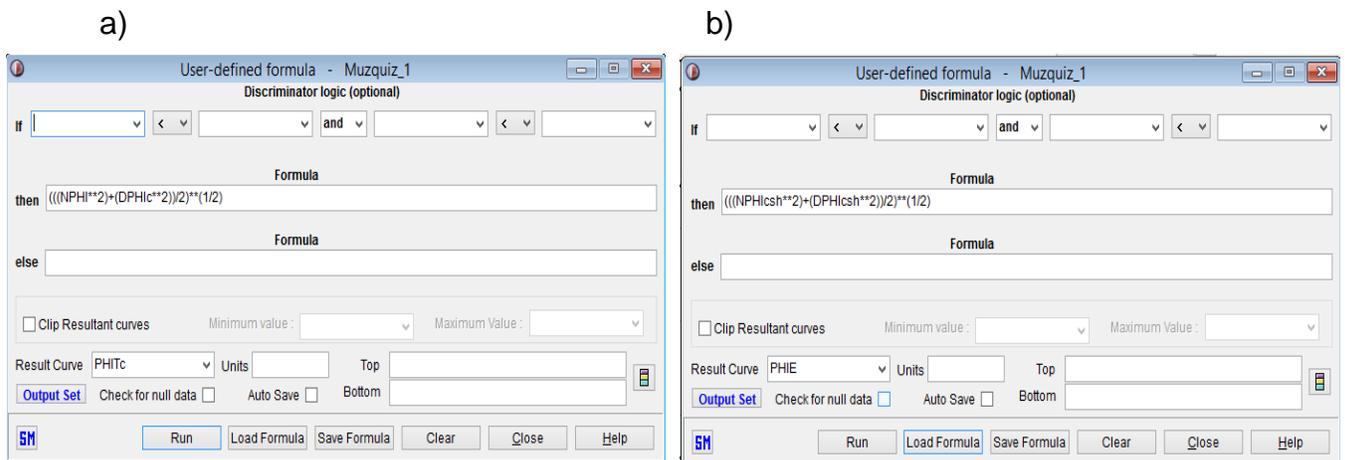


Figura 4.11.- Calculo de porosidad con el registro de densidad y neutrón, a) Calculo de Porosidad total, b) Calculo de Porosidad efectiva. *Senergy, IP, 2008.*

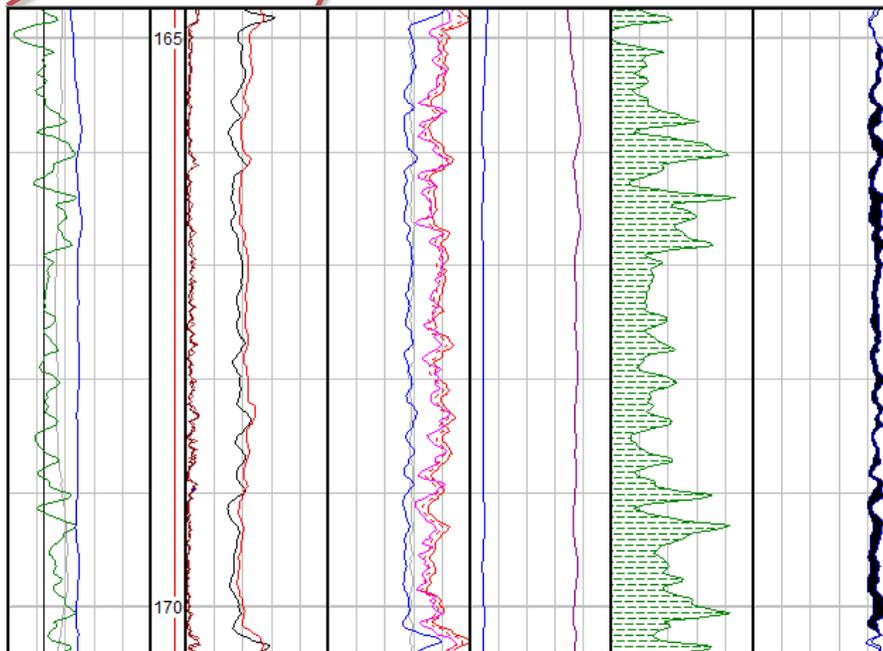
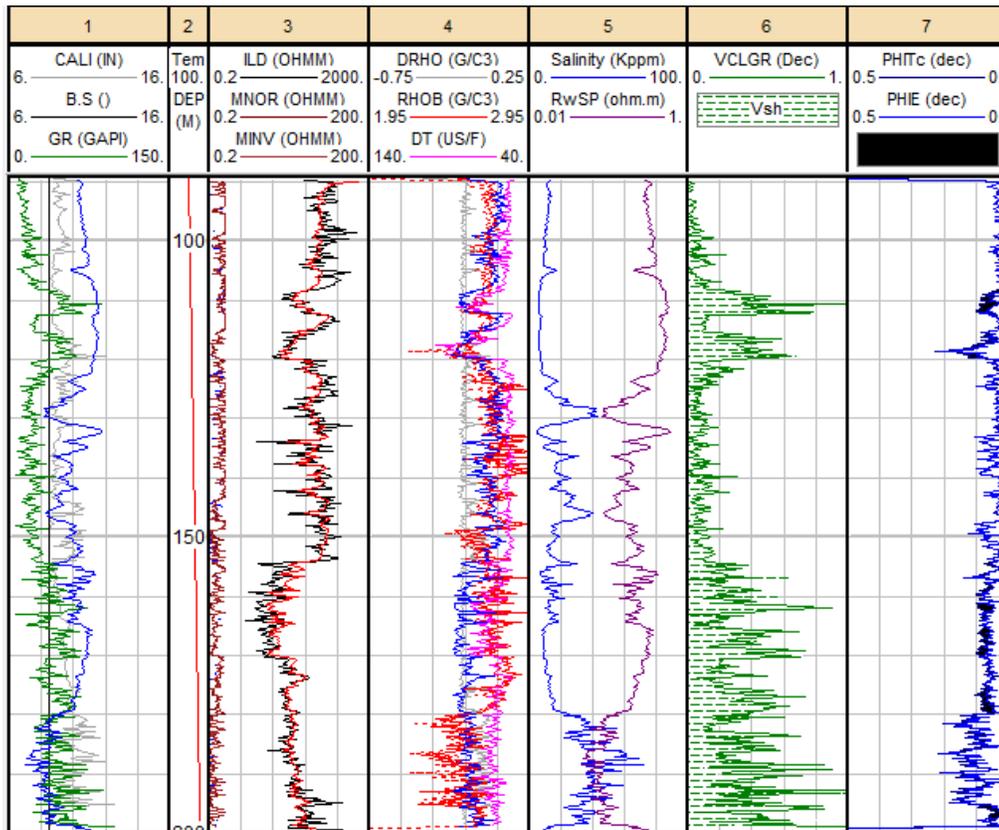


Figura 4.12.- Porosidad total y Porosidad efectiva (último track), se sombreó la diferencia de la curva de porosidad total y porosidad efectiva para visualizar la diferencia. Imagen de abajo está a una escala 1:500. *Senergy, IP,2008.*

Las arcillas afectan la porosidad, la figura 4.12 lo ejemplifica claramente, en las zonas donde el contenido de arcilla es menor al 15% la porosidad total y porosidad efectiva son iguales, y en zonas donde el contenido de arcilla es mayor al 15% se tiene una diferencia notable entre la porosidad total y la porosidad efectiva.

El último parámetro a calcular es la resistividad del agua de formación (R_w), se calcula mediante dos métodos: registro de Potencial Natural (SP) y grafico de Pickett, este último es mejor. El primer método se calcula con el SP y se obtiene una curva de R_w de todo el pozo (fig. 4.13).

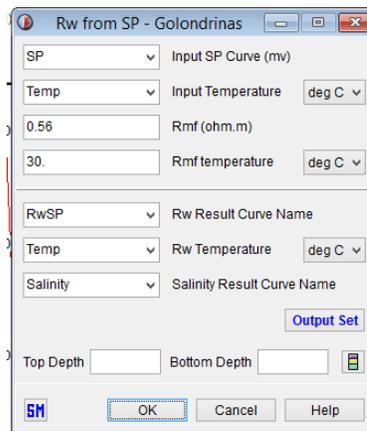


Figura 4.13.- Calculo de R_w a partir del SP (Senergy, IP, 2008).

El método de Pickett calcula R_w mínima de todo el pozo, el factor de tortuosidad (a), exponente de cementación (m) y el exponente de saturación (n). Utilizamos un gráfico cruzado (en el que se coloca R_t en el eje X, la porosidad total o porosidad efectiva en el eje Y, ambos ejes en escala logarítmica y se coloca GR en el eje Z para visualizar y discriminar los datos arcillosos). Figura 4.14

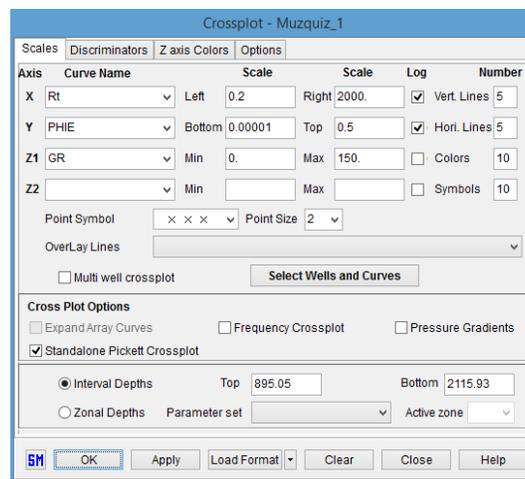


Figura 4.14.- Datos para calcular R_w con el método de Pickett (Senergy, IP, 2008).

Los datos del pozo generalmente tienen una tendencia cuando el fluido que contiene la formación es agua y si el tipo de fluido es diferente los datos se dispersan dado que el gráfico tiene líneas que marcan la tendencia de los datos, se debe ajustar de acuerdo a la tendencia de los datos limpios (no contienen arcillas). Figura 4.15

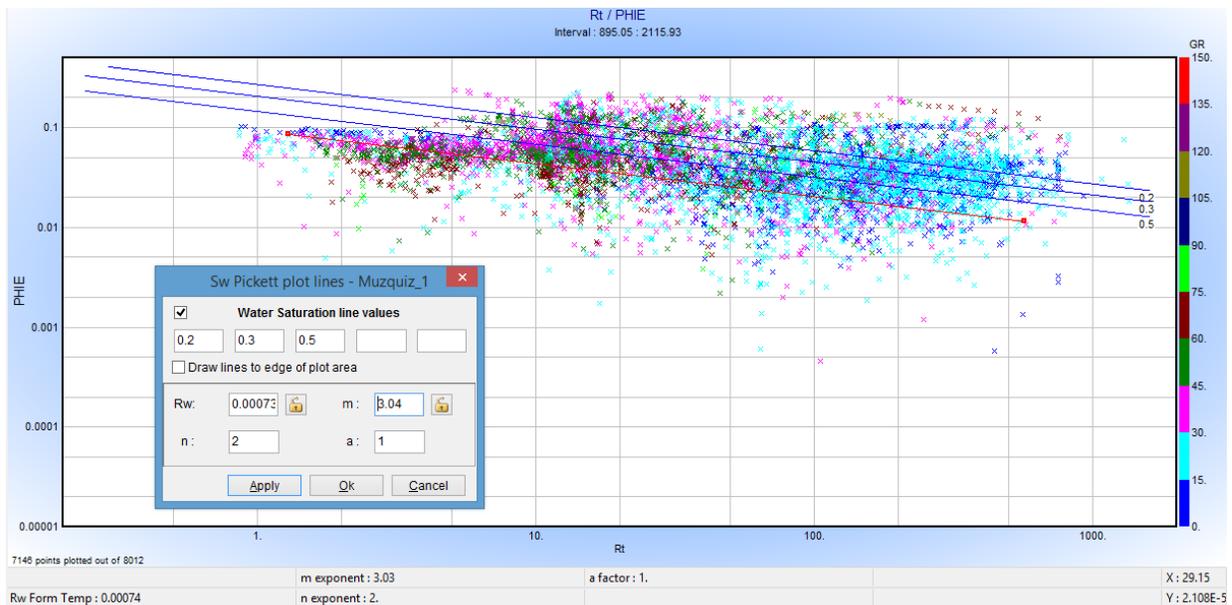


Figura 4.15.- Obtención de R_w con el método de Pickett (*Senergy, IP,2008*).

Los parámetros petrofísicos calculados son necesarios para obtener los parámetros petrofísicos clave, su importancia radica en ser el primer preámbulo para interpretar y analizar la formación objetivo.

IV.2.2 Cálculo de Parámetros Petrofísicos Clave

Los parámetros petrofísicos clave que mejor describen la roca son: el factor de formación (F), indicador de zona de flujo (FZI) y el índice de calidad del yacimiento (RQI). Para calcular estos parámetros es importante sí se cuenta con pruebas de núcleo para realizar la calibración de la porosidad, permeabilidad, exponente de cementación y exponente de saturación.

- Factor de Formación (F)

El factor de formación es estimado con la ecuación de Archie de forma general (ecuación 4.1):

$$F = \frac{a}{\phi^m} \quad \text{ec. 4.1}$$

Tipo de roca	a	m
Terrígenos no consolidados (Winsaur)	0.62	2.15
Terrígenos compactos (Humble)	0.81	2
Rocas bien consolidadas (Archie)	1	2

Tabla 4.1.- Parámetros para calcular el factor de formación (Bassiouni, 1994)

A partir de la ecuación de Archie despejamos para obtener m y a:

$$m = A - B * \log a \quad \text{ec. 4.2}$$

$$\log a = \frac{A \log \phi + \log F}{1 + B \log \phi} \quad \text{ec. 4.3}$$

donde:

- F Factor de formación
- a Tortuosidad
- m Exponente de cementación
- ϕ Porosidad
- A y B Constantes, depende del tipo de roca

Tipo de Roca	A	B
Arenas	1.8	1.29
Carbonatos	2.03	0.9

Tabla 4.2.- Constantes para calcular la Tortuosidad y el Exponente de cementación (Instituto Mexicano del Petróleo, 1984).

Se recalcula el factor de formación con los nuevos valores del exponente de cementación y de la tortuosidad.

- Índice de Calidad del Yacimiento (RQI)

$$RQI = 0.0314 \cdot (k / \Phi_e)^{1/2} \quad \text{ec. 4.4}$$

donde:

RQI es el índice de calidad del yacimiento [μm]

k es la permeabilidad [mD],

Φ_e es la porosidad efectiva [dec].

En formaciones arcillosas ($V_{sh} > 15\%$), se tiene la ecuación 4.5.

$$RQI_{sh} = 0.0314 \cdot [k / \Phi_e \cdot (1 - V_{sh})]^{1/2} \quad \text{ec. 4.5}$$

donde:

RQI_{sh} es el índice de calidad del yacimiento para formaciones arcillosas [μm]

k es la permeabilidad [mD],

Φ_e es la porosidad efectiva [dec],

V_{sh} es el volumen de arcilla [dec].

- Indicador de Zona de Flujo (FZI)

FZI es directamente proporcional a RQI (ecu. 4.6):

$$FZI = RQI / \Phi_z \quad \text{ec. 4.6}$$

$$\Phi_z = \Phi_e / (1 - \Phi_e) \quad \text{ec. 4.7}$$

donde:

RQI es el índice de calidad del yacimiento [μm].

FZI, indicador de zona de flujo [μm].

Φ_z , índice de porosidad normalizada [dec].

Φ_e , porosidad efectiva [dec].

En formaciones arcillosas ($V_{sh} > 15\%$), se tiene la ecuación 4.8.

$$FZI_{sh} = C \cdot [R_t / a \cdot R_w \cdot (1 - V_{sh})]^{1/2} \quad \text{ec. 4.8}$$

donde:

FZI_{sh} es el indicador de zona de flujo en una formación arcillosa [μm],

C es una constante [mD], $C=78.5$ ó 29.09 ,

R_t es la resistividad (profunda) real de la roca [dec],

a es el coeficiente de tortuosidad (ec. de Archie) [adim],

R_w es la resistividad del agua de formación [dec],

V_{sh} es el volumen de arcilla [dec].

Calculado los parámetros petrofísicos clave, se analiza la formación objetivo si realmente es una formación con oportunidad de almacenamiento de CO_2 con los parámetros FZI y RQI (tabla 4.3).

Parámetro Petrofísico	Valores Altos	Valores bajos
FZI	Rocas limpias con poca arcilla, grano grueso y bien clasificado. Tienen menor superficie interna, factor de formación pequeño.	Rocas con tamaño de granos finos, mal clasificados y/o arcillas, tienen una gran área de superficie interna.
RQI	Rocas relativamente homogéneas, tamaño de poro y la relación entre la garganta de poro y el radio de poro grande.	Rocas con porosidad efectiva así como la permeabilidad absoluta baja o nula.

Tabla 4.3.- Determinación de la calidad de una formación objetivo con los parámetros FZI y RQI.

Con el factor de formación se va a definir el carácter predominante del sistema poroso de la roca con el gráfico de Telaraña. Los parámetros FZI Y RQI describen muy bien a la roca y son proporcionales (Fig. 4.16), se usa FZI para estimar el coeficiente de almacenamiento de CO_2 .

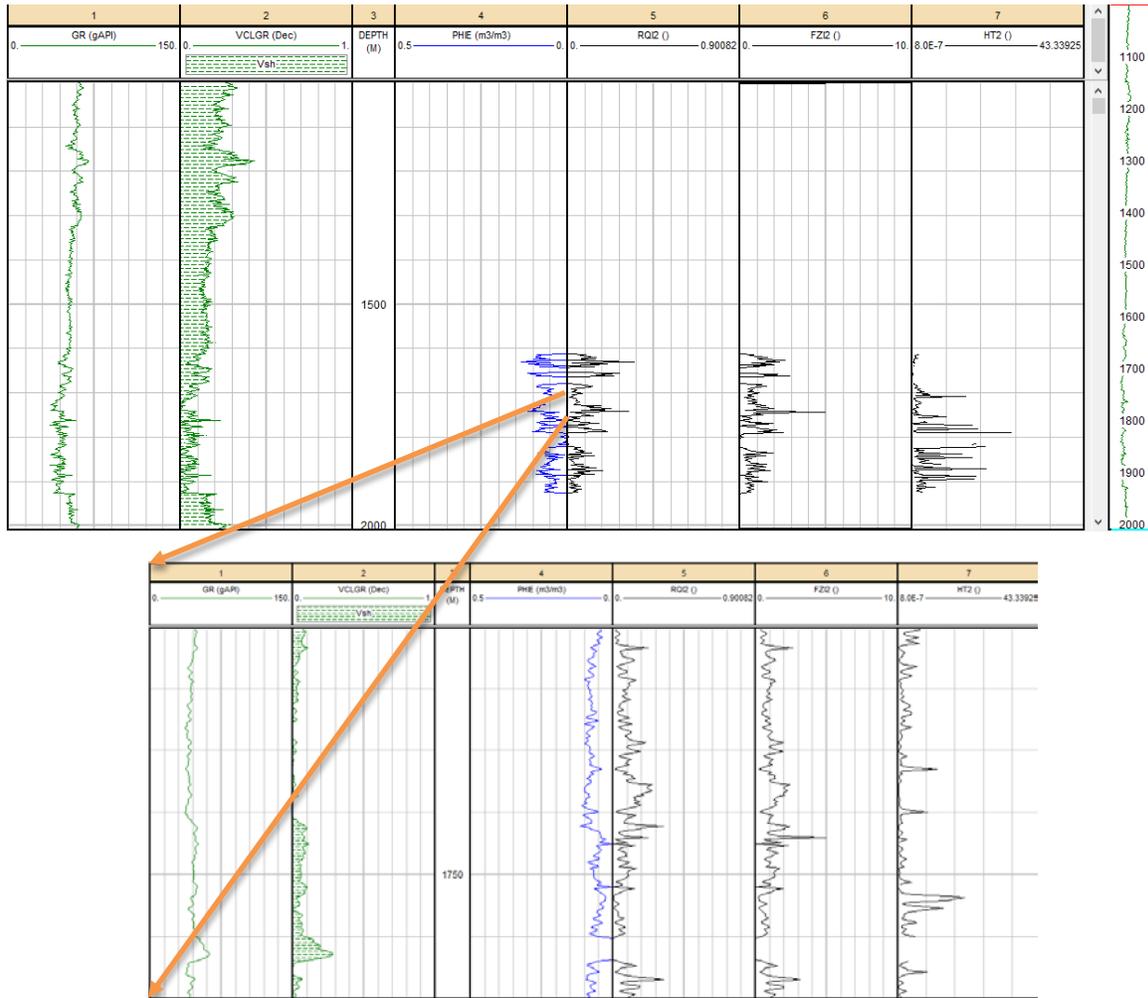


Figura 4.16.- Calidad de Roca e Indicador de Zona de flujo: (arriba) 1:15,000 y (abajo) escala 1:500 a 1710m (*Senery, IP, 2008*).

IV.3 Calibración del coeficiente de almacenamiento estimado con el coeficiente de almacenamiento obtenido con la metodología DOE

El sistema de almacenamiento de la Cuenca de Sabinas está representado principalmente por dos formaciones: Formación la Virgen y Formación Hosston.

IV.3.1 Formación La Virgen

La Fm La Virgen ubicada en los pozos Muzquiz-1 y Leona-1, a partir de los 1025 m hasta los 1599m. El área de la unidad es de 837.48 km^2 . Figura 4.17

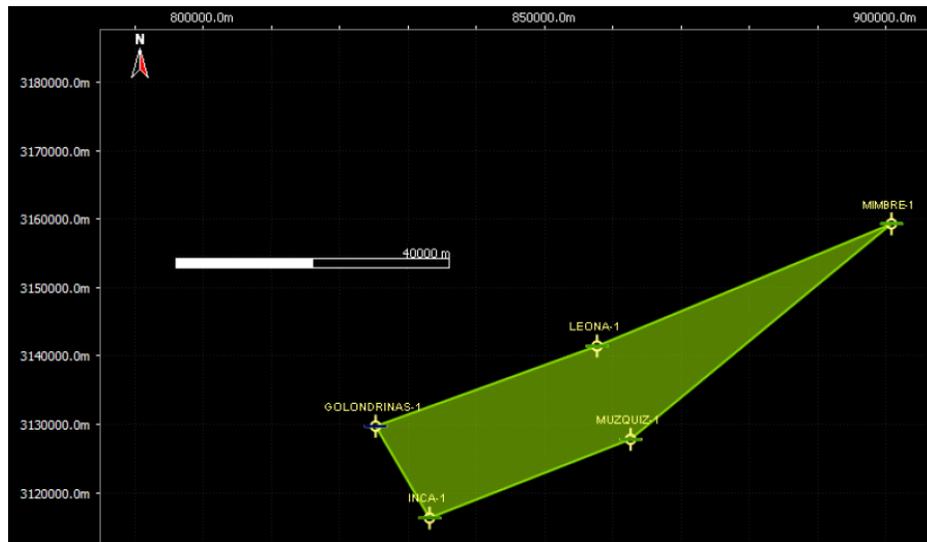


Figura 4.17.- Delimitación de la Formación la Virgen de la Cuenca de Sabinas con pozos (CFE & SENER, 2013).

Pozo	Intervalo	Espesor	Litología	Calidad
<i>Muzquiz</i>	1270-1300 m	30 m	Está conformado por mudstone que gradúa a packstone y grainstone de peletoides, miliólidos y bioclastos en partes parcialmente dolomitizado, con algunas microfracturas selladas por calcita.	Buena
<i>Leona</i>	1290-1320 m	30 m	Conformado por mudstone y wackestone de bioclastos y litoclastos; packstone de peletoides y miliólidos ; mudstone ligeramente dolomitizado.	Excelente

Tabla 4.4.- Descripción de la Formación La Virgen de la Cuenca de Sabinas de dos pozos diferentes (CFE & SENER, 2013).

Pozo Muzquiz

La Formación la Virgen presenta un volumen de arcilla del 10% y porosidad promedio del 3.5% en el pozo Muzquiz. Para determinar si la formación es permeable, el pozo tiene dos curvas Micronormal y Microinversa, son del registro de resistividad, si las curvas se cruzan indican cualitativamente permeabilidad. En la formación si existe un cruce de curvas pero no es continuo, aun así, es un buen indicador. Figura 4.18

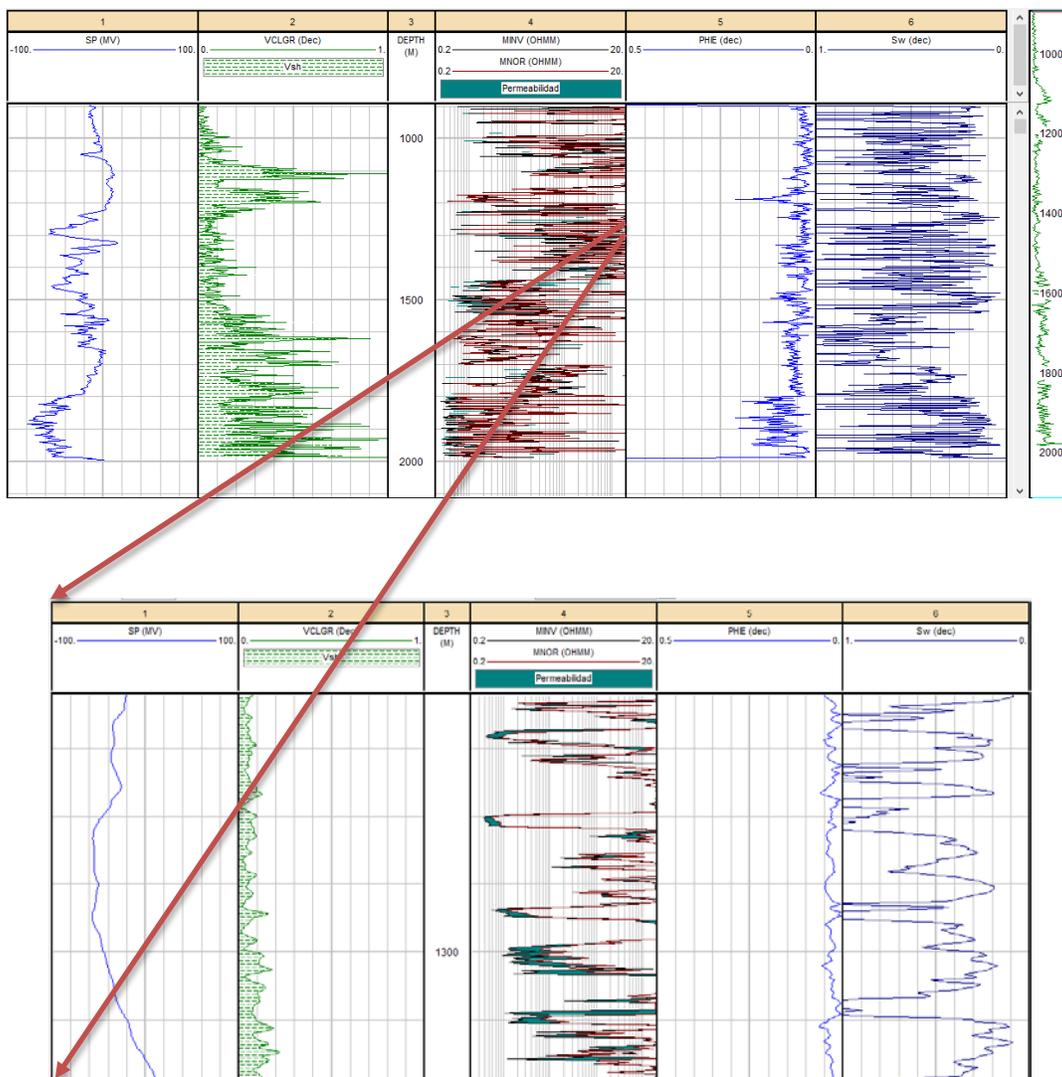


Figura 4.18.- Pozo Muzquiz, Formación La Virgen: (arriba) 1:15,000 y (abajo) escala 1:500 (*Senergy, IP, 2008*).

Pozo Leona

La Formación la Virgen en el pozo Leona presenta un volumen de arcilla del 14% y porosidades promedio de 2.5%. Figura 4.19

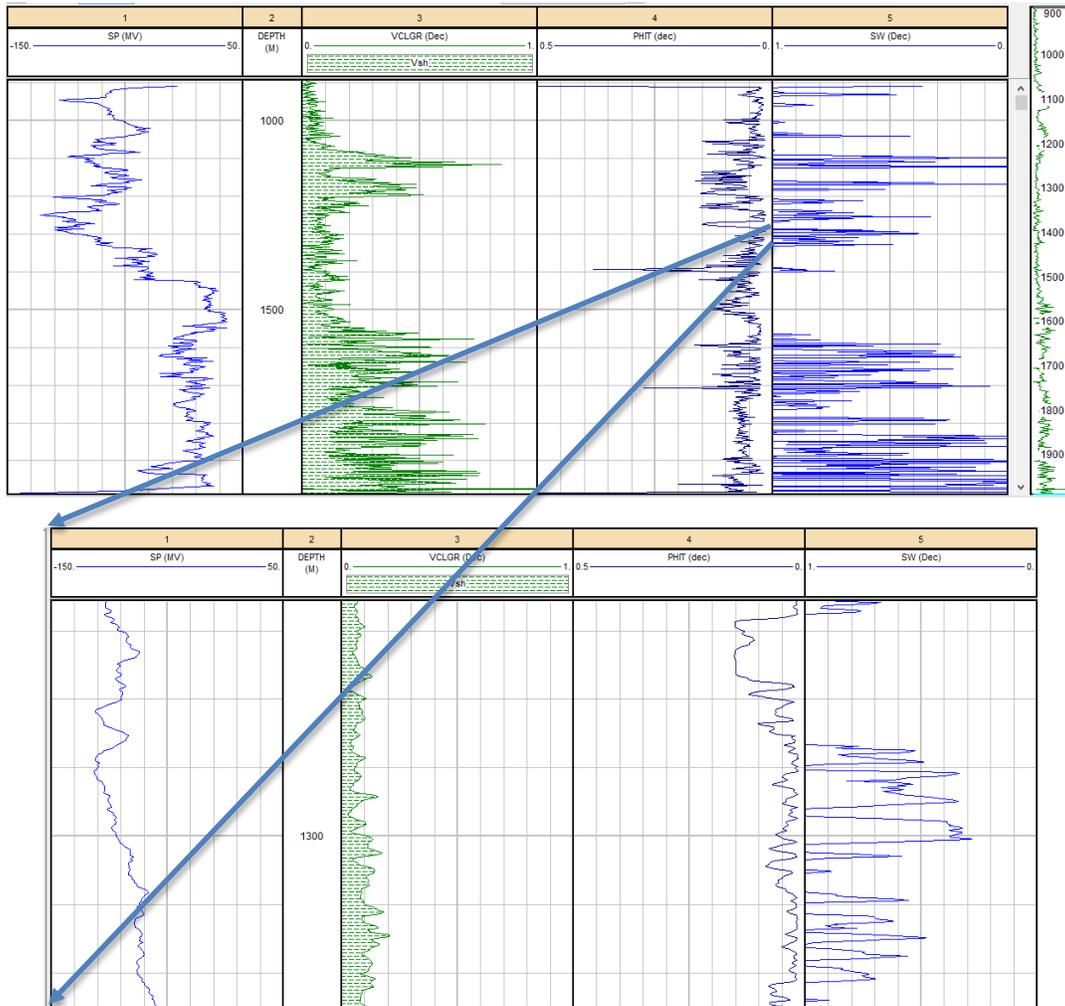


Figura 4.19.- Pozo Leona, formación La Virgen: (arriba) 1:15,000 y (abajo) escala 1:500 (Senergy, IP, 2008).

ÁREA	$VP = A * h * \phi [m^3]$		Almacenamiento Efectivo	
837.48 <i>km²</i>	H ϕ	VOLUMEN POROSO	DOE P50 5.31	Metodología Propuesta 2.48
	30 m 3%	753,732,000	4,002,316,920	1,869,330,082

IV.3.2 Formación Hosston

La Formación Hosston se observa a una profundidad de 1330 m hasta 1990 m en los pozos Muzquiz-1, Golondrinas-1 y Leona-1. La extensión del área es de 976.37 km². Figura 4.20



Figura 4.20.- Delimitación de la formación Hosston de la Cuenca de Sabinas (CFE & SENER, 2013).

Pozo	Intervalo	Espesor	Litología	Calidad
<i>Muzquiz</i>	1485-1520 m	35 m	Packstone a grainstone de peletoides, oolitas, miliólidos y bioclastos, en partes parcialmente dolomitizado con microfracturas selladas por material orgánico.	Excelente
<i>Leona</i>	1470-1510 m	40 m	Limolita con trazas de mudstone y microdolomía.	Excelente

Tabla 4.5.- Descripción de la Formación Hosston de la Cuenca de Sabinas de dos pozos diferentes (CFE & SENER, 2013).

Pozo Muzquiz

La Formación Hosston tiene porosidades promedio del 5%, contenido de arcilla menor al 15% y una permeabilidad (cualitativa) continua en toda la formación. La formación Hosston tiene porosidades bajas para los criterios de almacenamiento pero cualitativamente tiene una buena permeabilidad. Figura 4.21

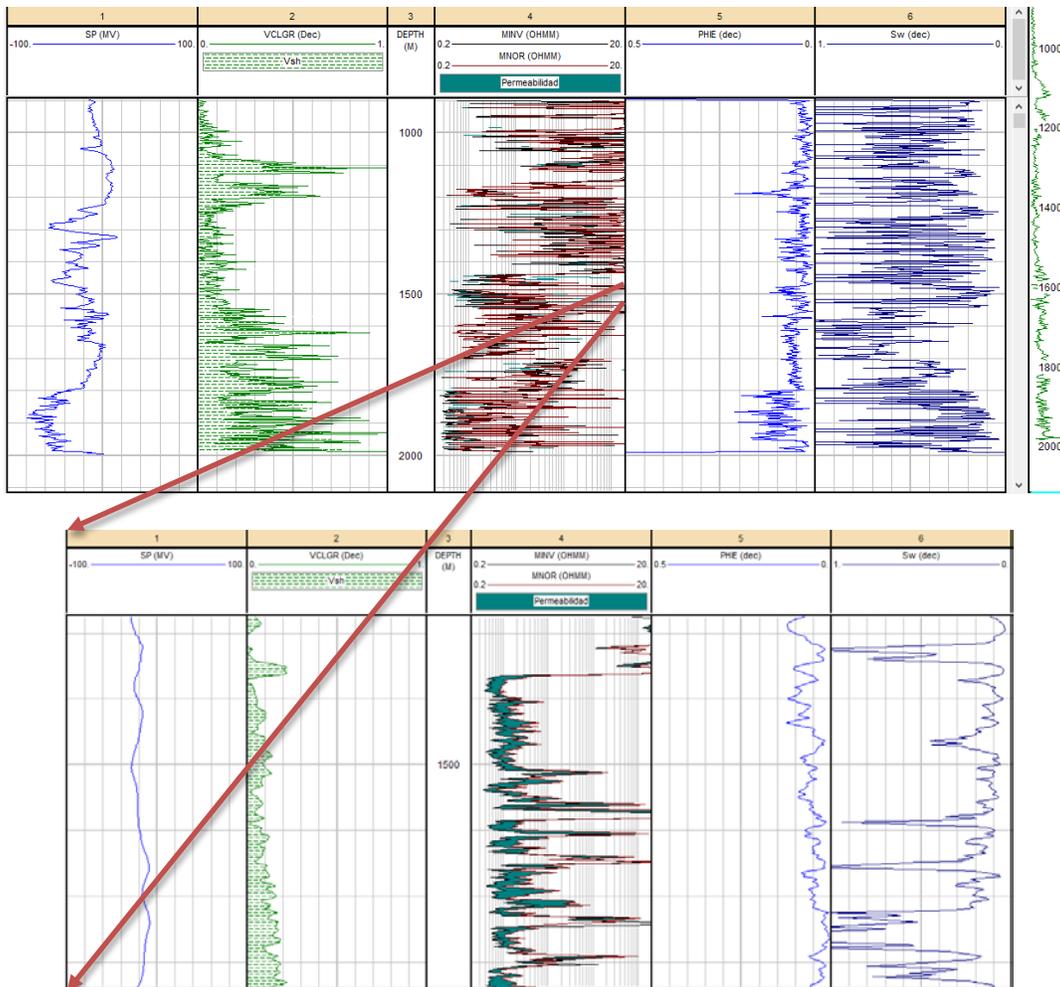


Figura 4.21.- Pozo Muzquiz, Formación Hosston: (arriba) 1:15,000 y (abajo) escala 1:500 (*Senergy, IP, 2008*).

Pozo Leona

La formación tiene un contenido de arcilla del 10%, porosidades del 8% y una saturación de agua de casi el 100%. Figura 4.22

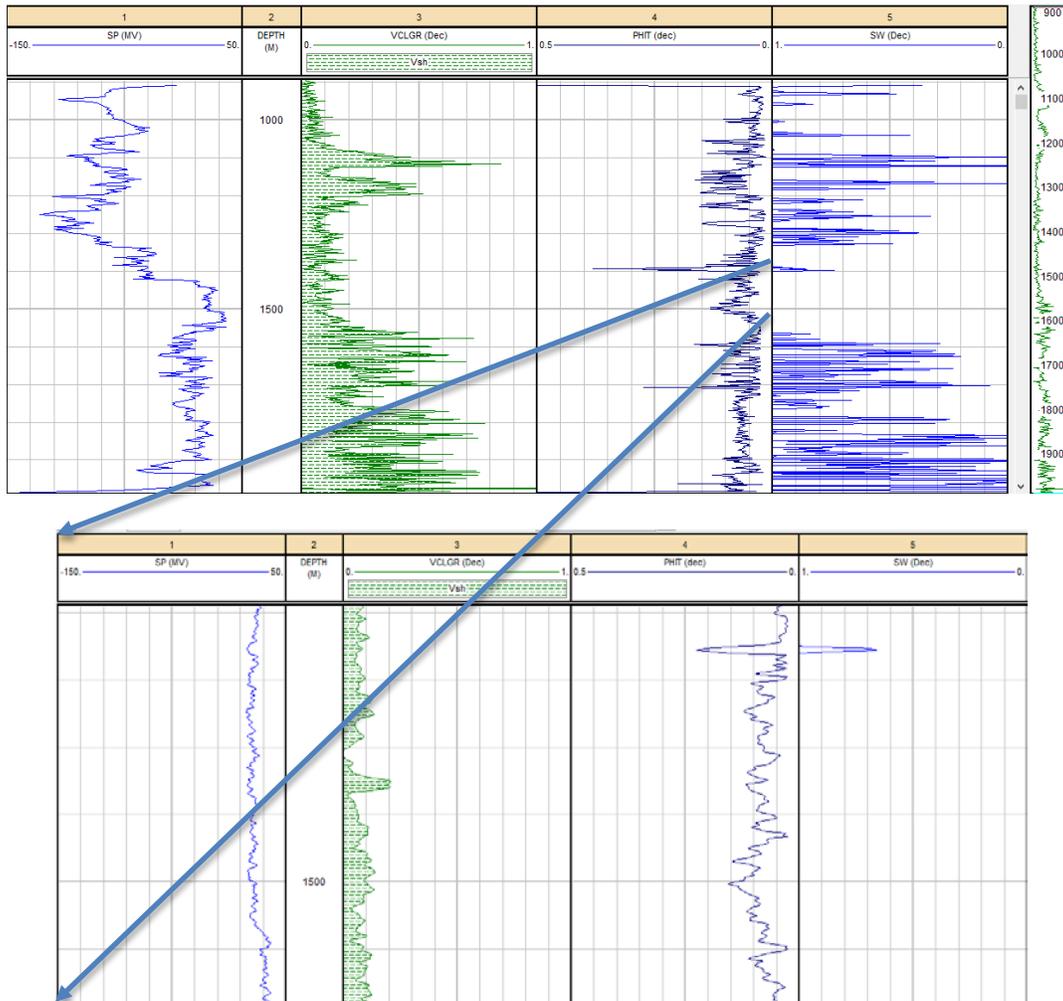


Figura 4.22.- Pozo Leona, Formación Hosston: (arriba) 1:15,000 y (abajo) escala 1:500 (Senergy, IP, 2008).

ÁREA	$VP = A * h * \emptyset [m^3]$		Almacenamiento Efectivo	
916.82 <i>km²</i>	h	\emptyset	DOE	Metodología
			P50	Propuesta
			6.44	2.39213
	35 m	6.5%	2,085,765,500	4,989,430,618

Bibliografía

Bassiouni, Z. (1994). *Theory, Measurement and Interpretation of Well Logs*. Richardson, Tx: Society of Petroleum Engineers.

Cañipas Morales, K. N., Ortuño Arzate, F., Rocha Legorreta, F., Escudero Bradillo, M., Ramírez Gordillo, L. S., & Pérez Ortiz, J. A. (2011). *Desarrollo Metodológico y de Protocolos Analíticos para la Caracterización Geoquímica y Genética del Gas Metano*. Instituto Mexicano del Petróleo.

Castrejón P., H. (2015). *Determinación de calidad de roca en áreas del paleocanal de Chicontepec a partir de los registros geofísicos de pozos*. México: FI,UNAM.

CFE, & SENER. (2013). *Evaluación Regional de la Provincia de Coahuila para el almacenamiento geológico de CO2 en acuíferos salinos profundos*. México: Comisión Federal de Electricidad.

Eguiluz, S. (2007). Exploración petrolera cuantitativa, ejemplos y resultados de los estudios de lays en la cuenca de Sabinas, Coahuila., México. *GeoCiencia, Servicio Geológico Mexicano*, 9-34p.

Instituto Mexicano del Petróleo. (1984). *Grafico de Telarañas*. México.

Marmissolle-Daguerre, D., Aitken, D., Ayala, N., Ayestarán, L., Bronnec, R., Carrillo B., J., . . . Petit, P. (1984). *Evaluación de Formaciones en México*. México: Schlumberger.

Senenergy. (2008). User Manual, Version 3.5. *Interactive Petrophysics*, 1652p.

*"Sólo es útil el conocimiento que nos hace
mejores"
Sócrates*

ESTIMACION DEL
COEFICIENTE DE
ALMACENAMIENTO
DE LA FORMACIÓN
SAN ANDRÉS
CAPÍTULO V

V.1 Generalidades Geológicas del área de estudio

V.2 Análisis de los Registros Geofísicos de Pozo

V.3 Estimación del coeficiente de almacenamiento de la Formación San Andrés

V. Estimación del Coeficiente de Almacenamiento de la Formación San Andrés

La formación San Andrés representa una oportunidad de almacenamiento de CO₂, es un yacimiento de hidrocarburos exhausto por lo que existen estudios previos de la zona como geología estructural, geofísica, registros geofísicos de pozos, columna estratigráfica, secciones geológicas.

V.1 Generalidades Geológicas del área de estudio

El bloque San Andrés se localiza en el sur del Activo de Producción Poza Rica-Altamira, comprende una extensión aproximada de 209 Km²; se encuentra a 35 Km al sureste de la ciudad de Poza Rica, Veracruz. Geológicamente, se ubica en la porción sureste de la Cuenca Tampico-Misantla. Figura 5.1

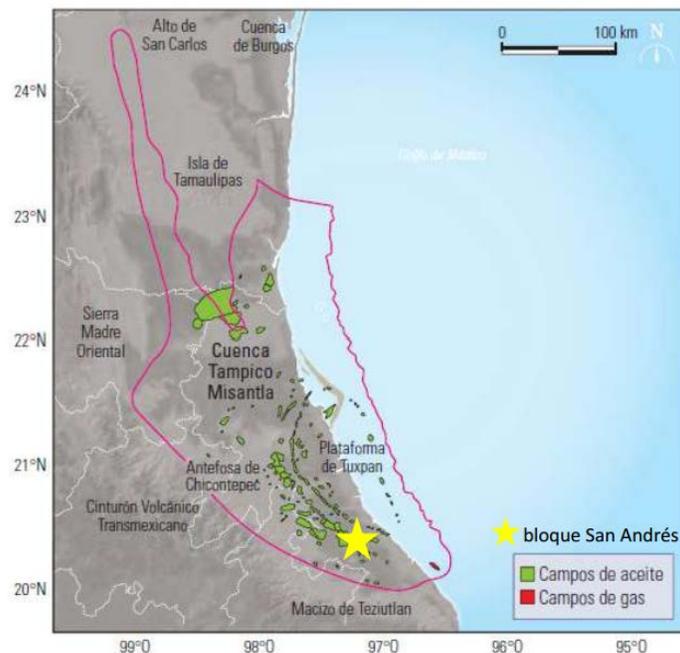


Figura 5.1.- Ubicación de la cuenca Tampico-Misantla. (PEMEX, Bloque San Andrés , Activo Integral Poza Rica-Altamira, 2011).

V.1.1 Descripción de la Provincia Tampico-Misantla

El basamento cristalino está constituido por rocas ígneas y metamórficas con edades que varían desde el Pérmico hasta el Jurásico Medio. La tecno-secuencia Synrift inicia en el Triásico con el depósito sobre el basamento de clásticos continentales de ambientes aluviales y fluviales con algunos flujos de lava de la Formación Huizachal del Triásico Tardío al Hettangiano, seguidos por una secuencia transgresiva marina de areniscas y lutitas de la Formación Huayacocotla del Jurásico Inferior durante el Hettangiano-Pliensbachiano. En el Jurásico Medio se restablecieron condiciones continentales y se depositaron clásticos de la Formación Cahuasas. Una nueva transgresión favoreció el depósito de calizas oolíticas de la parte inferior de la Formación Huehuetepic.

Sobre estas formaciones se depositaron en el Calloviano calizas arenosas, y bioclásticos arcillosos de la Formación Tepexic, la cuales fueron sobreyacidas por calizas arcillosas y carbonosas de aguas profundas de la Formación Santiago al alcanzar la máxima transgresión en el Oxfordiano. Alrededor de los altos de basamento se desarrollaron rampas carbonatadas en las que se depositaron en la parte interna calizas arcillo-arenosas de la Formación San Pedro y oolíticas de la Formación San Andrés y sus equivalentes laterales de la Formación Chipoco y de cuenca de la Formación Tamán. Estas facies alcanzaron su máximo desarrollo durante el Kimmeridgiano extendiéndose hacia la cuenca, sobre todo durante el siguiente descenso del nivel del mar, observándose en algunas zonas un cambio abrupto de la Formación Santiago a Chipoco y/o San Andrés.

Las calizas arcillosas y carbonosas de la Formación Pimienta cubren regionalmente a las de las formaciones Tamán, Chipoco y San Andrés durante el Tithoniano (fig.5.2). Hacia el final del Jurásico se depositó sobre la Formación Pimienta un paquete delgado de clásticos correspondientes a la Formación La Casita, derivado de la erosión de las zonas expuestas de basamento.

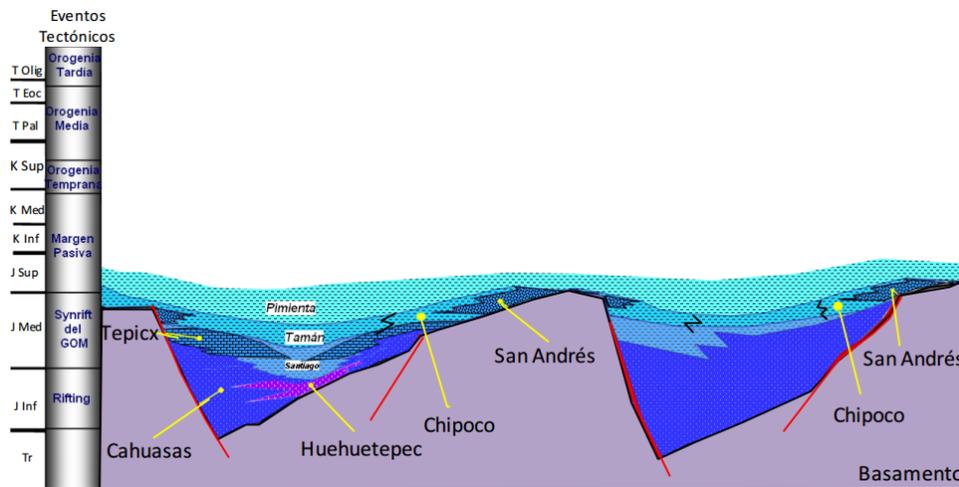


Figura 5.2.- Relleno sedimentario de las fosas del Jurásico Medio-Jurásico Tardío. (PEMEX, Activo de Exploración Tampico-Misantla-Golfo, 2013)

La tectono-secuencia Margen Pasiva inicia con el depósito de calizas oolíticas y bioclásticas del miembro inferior de la Formación Tamaulipas Inferior del Berriasiano-Valanginiano mientras que hacia el área de Tuxpan se desarrolló un borde arrecifal representado por las calizas de la Formación El Abra bordeado por sedimentación de talud de la Formación Tamabra.

A finales del Cenomaniano esta plataforma sufre una exposición subaérea particularmente prolongada y con la transgresión subsiguiente se restableció la sedimentación carbonatada somera, más adelante debido al ascenso relativo del nivel del mar se depositaron calizas pelágicas carbonosas de la Formación Agua Nueva del Turoniano sobre las formaciones El Abra, Tamabra y Tamaulipas Superior, posteriormente calizas arcillosas con intercalaciones de bentonita de la Formación San Felipe seguidas por margas, calizas arcillosas y lutitas calcáreas de la Formación Méndez marcando el final de la tectono-secuencia Margen Pasiva. Figura 5.3

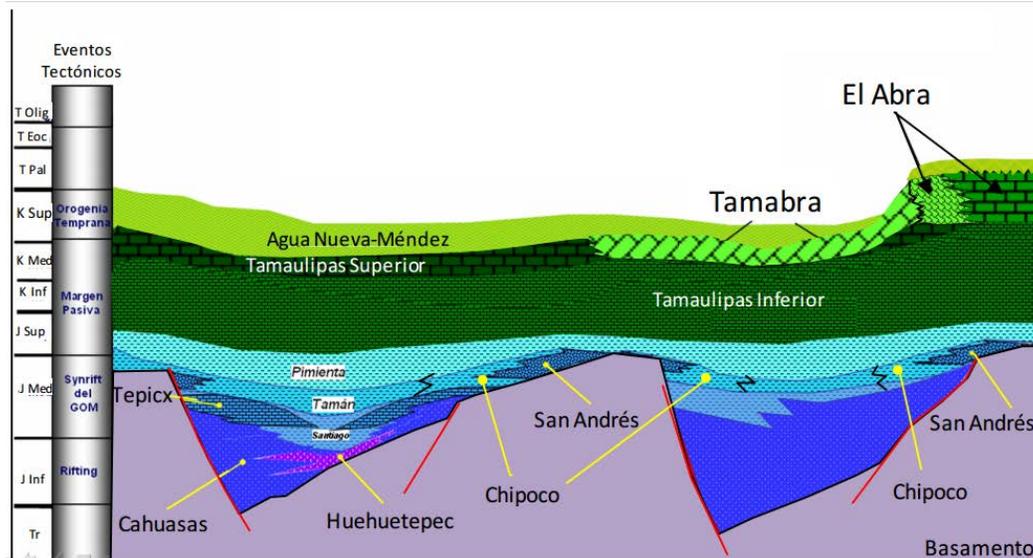


Figura 5.3.- Extensas plataformas carbonadas y crecimientos arrecifales en el Cretácico Inferior-Medio. (PEMEX, Activo de Exploración Tampico-Misantla-Golfo, 2013)

La tectono-secuencia Antefosa se caracteriza por el cambio de sedimentación carbonatada a terrígena, estos últimos depósitos cenozoicos marinos fueron definidos originalmente como Cuenca Tampico-Misantla por López-Ramos (1956).

El perfil batimétrico tendía a ser de tipo rampa o con zonas relativamente estrechas, en las que los sistemas costeros pasaban a una zona de prodelta o talud en el que predominaba el transporte por corrientes de turbidez, flujos de escombros y deslizamientos. Figura 5.4

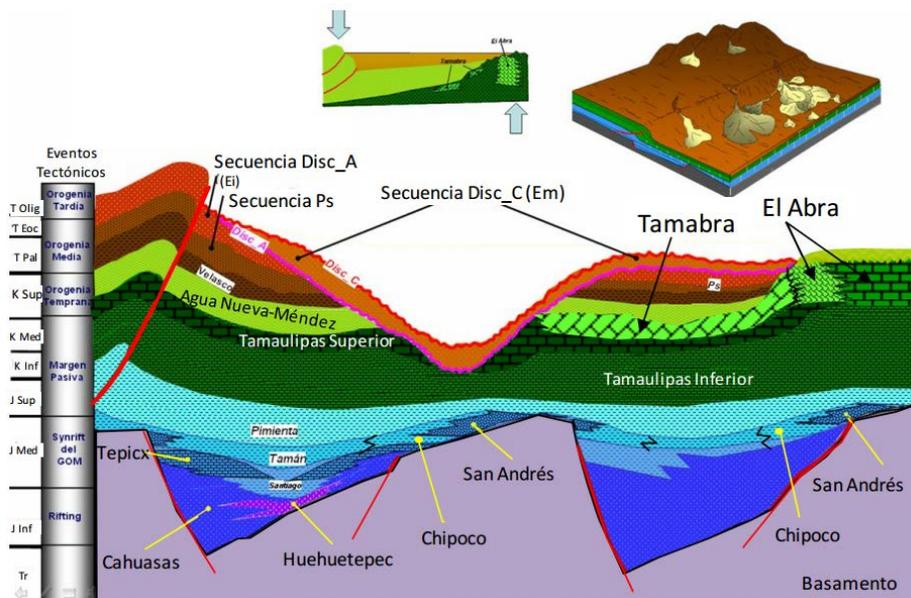


Figura 5.4.- Depositos turbiditicos de aguas profundas en el Paleoceno-Eoceno tardío. (PEMEX, Activo de Exploración Tampico-Misantla-Golfo, 2013)

V.1.2 Formación San Andrés

La formación San Andrés (miembros Superior e Inferior) del Jurásico Superior es una zona productora del campo San Andrés. El yacimiento del área corresponde a una trampa combinada estructural estratigráfica; aproximadamente la mitad del campo (parte sur) estuvo sujeta a una erosión que afectó las rocas del Cretácico Superior al Jurásico Superior, lo que provocó que sedimentos del Terciario estén suprayaciendo a las rocas jurásicas de la Formación San Andrés. Ver figura 5.5

La inestabilidad del basamento generó una variada sedimentación, en cuyos bordes se depositaron facies de arenas y bancos oolíticos, típicas de la Formación San Andrés; posteriormente, durante el Cretácico, existió una etapa de elevación del nivel del mar con depósitos de mar abierto en un margen pasivo. Este episodio fue culminado en el Terciario por el depósito de sedimentos terrígenos que rellenaron las cuencas y originaron excelentes rocas sello regionales.

ESTIMACION DEL COEFICIENTE DE ALMACENAMIENTO DE LA FORMACIÓN SAN ANDRÉS

CAPÍTULO V

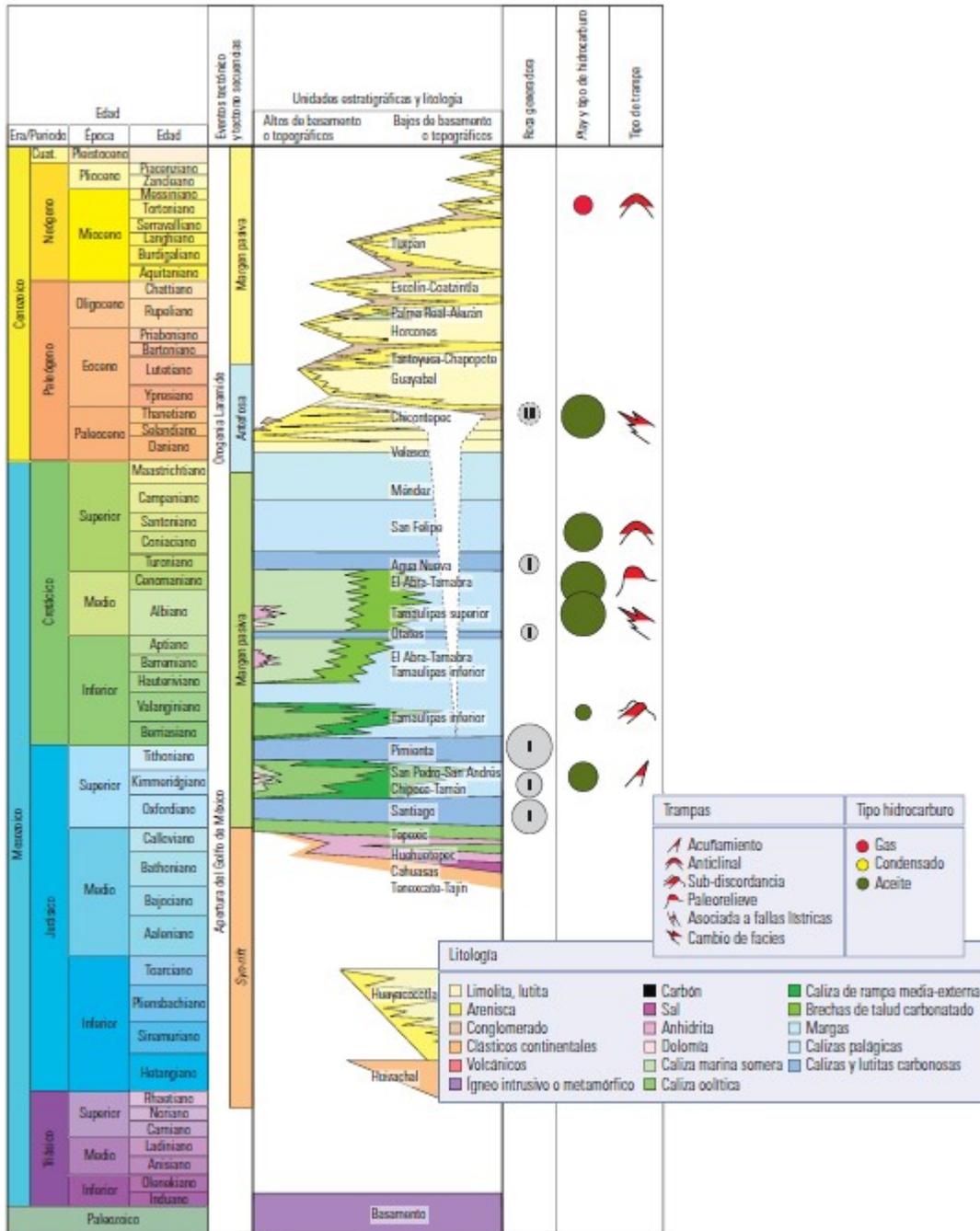


Figura 5.5.- Columna estratigráfica de la Provincia de Tampico-Misantla (WEC México, 2010).

Campa (1970) describe la formación San Andrés como calcarenitas porosas, con cambio de facies de calizas micríticas a calizas calcareníticas, en lentes o franjas. La divide en dos partes: la Superior, formada por más del 70% de calizas calcareníticas, compuestas por intraclastos y pellets en diferentes combinaciones dentro de un cementante de espatita, son de color café oscuro por impregnación de aceite. La Inferior está constituida en más del 60% por calizas oolicalcareníticas con cementante de espatita y a veces en matriz de micrita.

La Formación San Andrés se encuentra subyaciendo a la Formación Pimienta y suprayaciendo a la Formación Santiago; a veces está en contacto directo con el basamento o con el complejo basal. La Formación San Andrés es una excelente roca almacenadora [Nava y Alegría, 2001].

V.2 Análisis de los Registros Geofísicos de Pozo

La formación San Andrés se encuentra a 3,257 m de profundidad. Los registros geofísicos de pozo a analizar son los siguientes: SP, GR, SN, ILD, NPHI, RHOB y DT.

Los registros fueron tomados en el año de 1963, son registros viejos de los cuales no se pueden hacer las correcciones ambientales.

Se calcula el volumen de arcilla con el registro GR, el objetivo es la formación San Andrés, al calcular el volumen de arcilla se modifica la ecuación para rocas del Jurásico. Figura 5.6

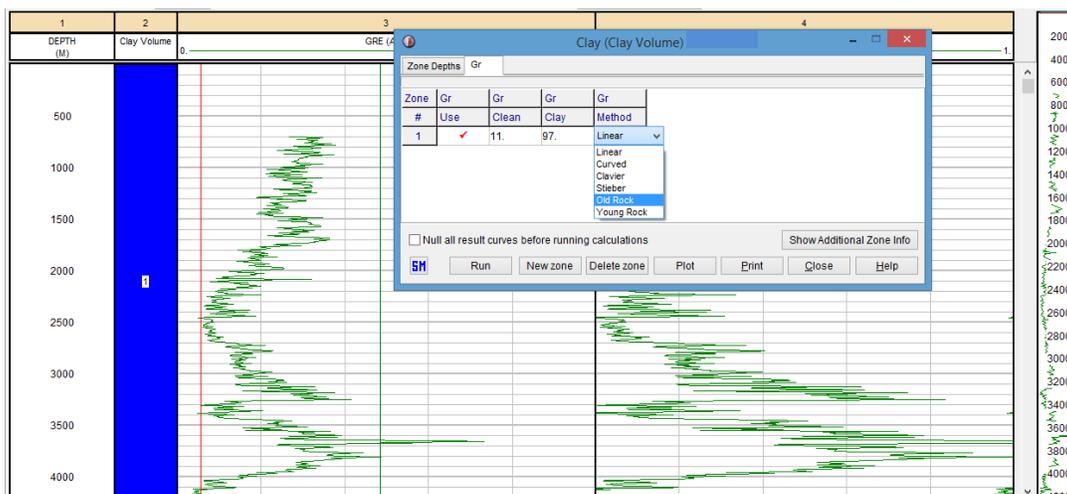


Figura 5.6.- Cálculo de volumen de arcilla. (Senergy, 2008)

Al calcular el volumen de arcilla del pozo, obtenemos un histograma del volumen de arcilla solo de la formación San Andrés. El promedio de volumen de arcilla de la formación es del 13% (fig. 5.7).

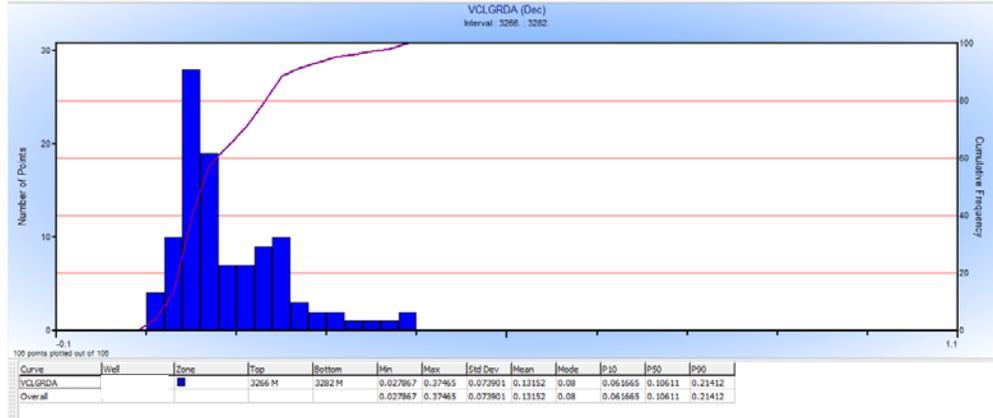


Figura 5.7.- Histograma del Volumen de arcilla de la formación San Andrés. (Senergy, 2008)

Para obtener la porosidad, se tienen los registros de densidad, neutrón y sónico. El registro de densidad proporciona dos curvas RHOB y DPHI; la formación San Andrés se describe como calcarenita, con base en lo anterior, la densidad de matriz que se usa para calcular DPHI es de 2.69.

La metodología más óptima para calcular la porosidad en la formación San Andrés es con la fórmula para formaciones con gas debido a que dicha formación fue productora tanto de aceite como gas. Ec. 5.1

$$\phi = \sqrt{\frac{\phi_D^2 + \phi_N^2}{2}} \quad \text{ec. 5.1}$$

Obtenemos el histograma de la porosidad total calculada y el promedio es del 12%. Figura 5.8

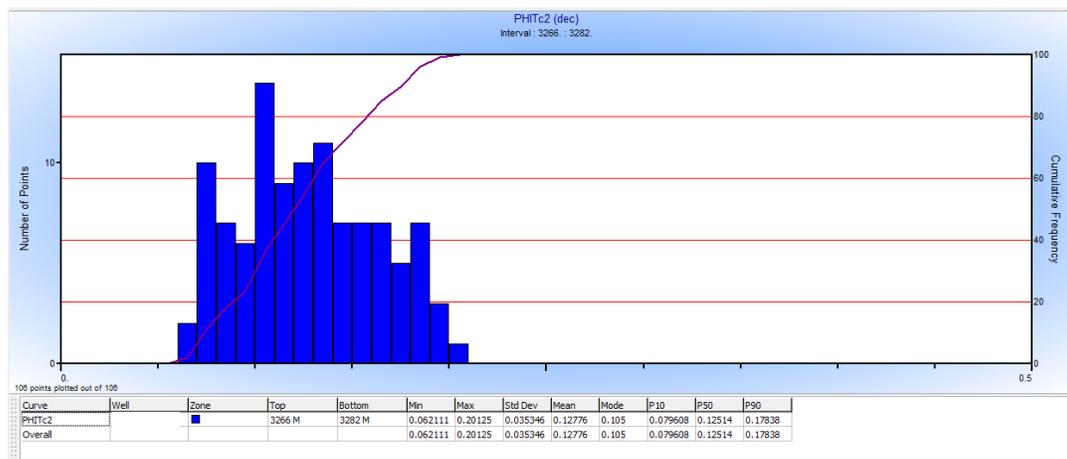


Figura 5.8.- Porosidad total de la formación San Andrés. (Senergy, 2008)

El parámetro de R_w se calcula con los dos métodos, con el registro de SP se calcula R_w y la Salinidad en todo el pozo y con el *crossplot* se calcula una R_w para todo el pozo (fig. 5.9).

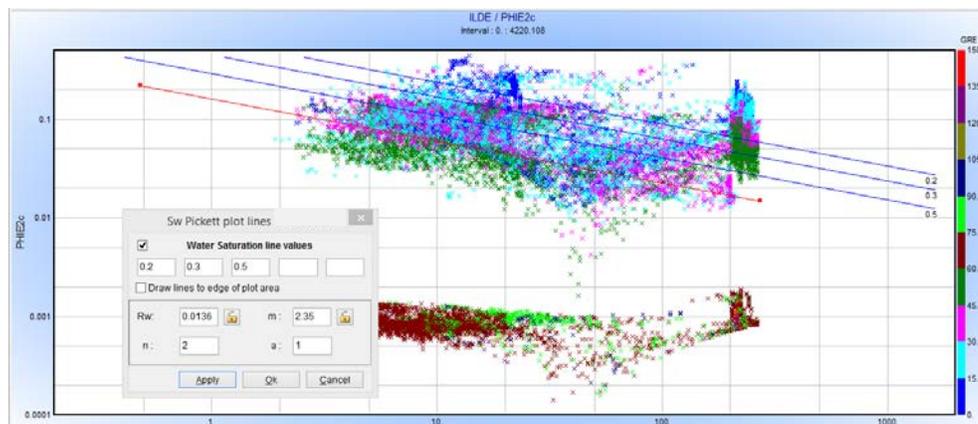


Figura 5.9.- Crossplot R_t vs PHIT, Pickett. (Senergy, 2008)

Con el *crossplot* de Pickett se obtienen los parámetros R_w, a, m y n ; con estos parámetros se calcula la saturación de agua (ec 5.2).

ESTIMACION DEL COEFICIENTE DE ALMACENAMIENTO DE LA FORMACIÓN SAN ANDRÉS

CAPÍTULO V

$$S_w = \sqrt{\frac{aR_w}{\phi^{m_{Rt}}}}$$

ec. 5.2

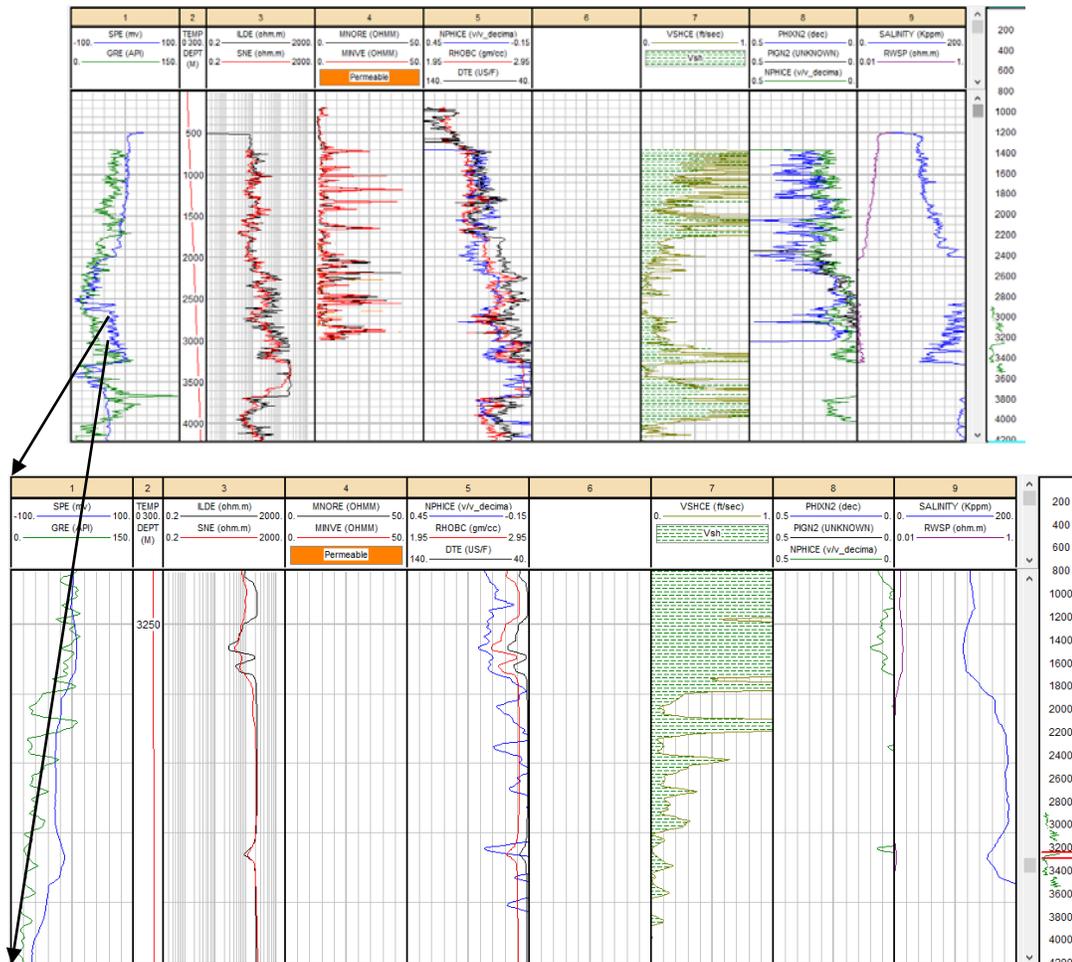


Figura 5.10.- Análisis de los registros del campo San Andrés: (imagen de abajo) a escala 1:500 a 3250m. (Senergy, 2008)

Con los registros de densidad y neutrón analizamos la litología de la formación, contiene arcilla, calizas y en mayor proporción arenas. Figura 5.11

ESTIMACION DEL COEFICIENTE DE ALMACENAMIENTO DE LA FORMACIÓN SAN ANDRÉS

CAPÍTULO V

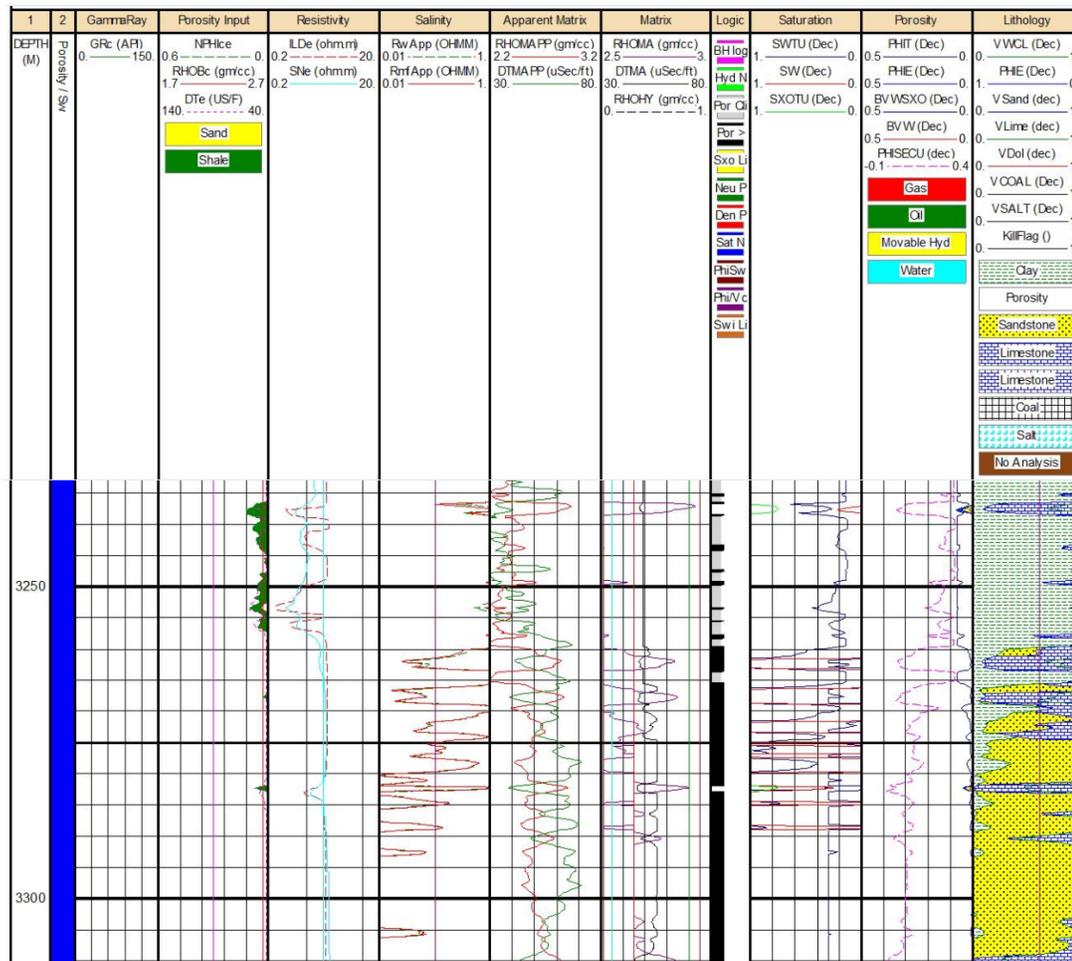


Figura 5.11.- Análisis de litología con registros geofísicos de pozos del campo San Andrés. (Senergy, 2008)

Es una formación limpia, con porosidades del 12% debido al contenido de arena y salinidad de agua de formación de 13.4 kppm¹. La formación es un yacimiento exhausto que por las propiedades y condiciones que tiene es buen candidato para almacenar CO₂.

V.3 Estimación del coeficiente de almacenamiento y del Almacenamiento Efectivo de la Formación San Andrés

Para la estimación del coeficiente de almacenamiento, se calcula la porosidad efectiva y la permeabilidad. La permeabilidad se calcula con la ecuación de Tixier usando la constante de 62.5 (véase en el capítulo II, tabla 2.1).

ESTIMACION DEL COEFICIENTE DE ALMACENAMIENTO DE LA FORMACIÓN SAN ANDRÉS

CAPÍTULO V

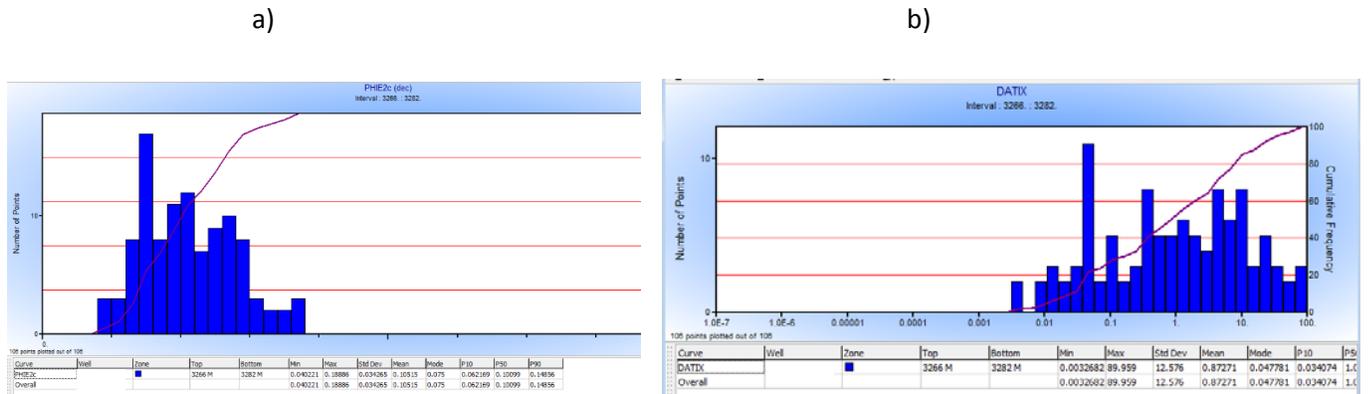


Figura 5.12.- a) Histograma de la porosidad efectiva, b) histograma de la permeabilidad con de la formación San Andrés. (Senergy, 2008)

Se calculan los tres parámetros petrofísicos factor de formación (F), índice de calidad de roca (RQI) y el indicador de zona de flujo (FZI). El factor de formación se calcula dos factores, el primero con a y m obtenidos del grafico de Pickett y el segundo con los parámetros de Archie. Obtenemos un histograma de los dos factores de formación (fig. 5.13-5.14).

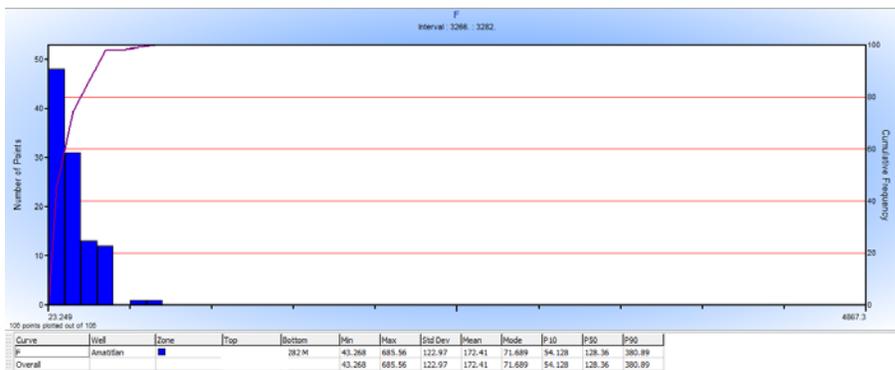
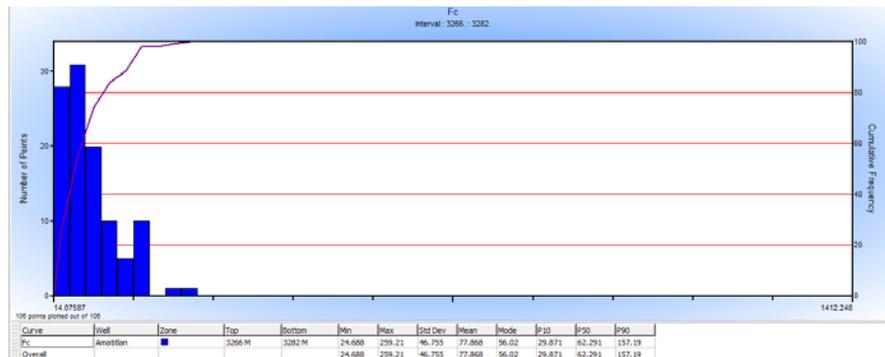


Figura 5.13.- Histograma del factor de formación con los parámetros obtenidos con Pickett de la Formación San Andrés. (Senergy, 2008)

Figura 5.14.- Histograma del factor de formación con los parámetros de Archie de la Formación San Andrés. (Senergy, 2008)



ESTIMACION DEL COEFICIENTE DE ALMACENAMIENTO DE LA FORMACIÓN SAN ANDRÉS

Calculamos RQI y FZI para formaciones limpias y para formaciones sucias, con el fin de determinar si le afecta el 13% de contenido de arcillas a la formación.

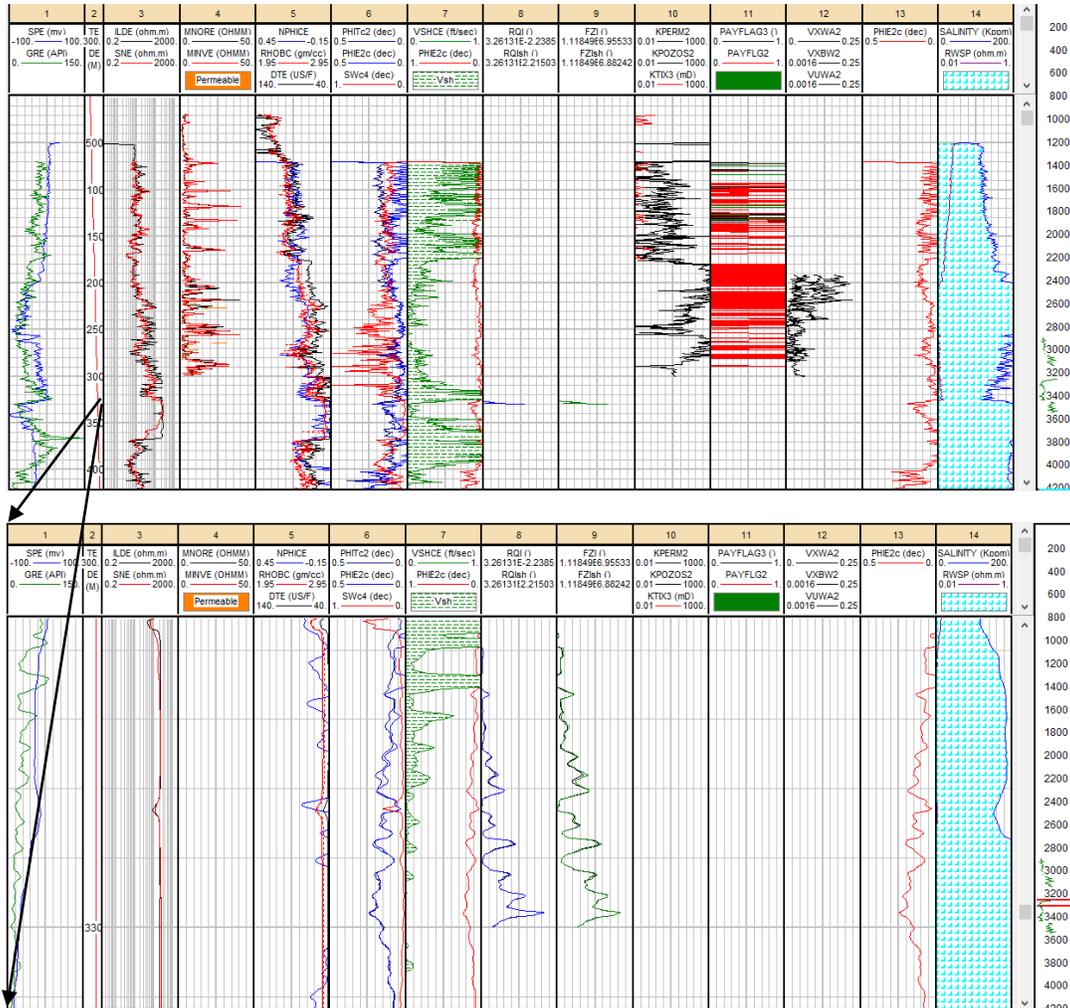


Figura 5.15.- RQI y FZI de la Formación SanAndrés: (imagen de abajo) a escala 1:500 a 3250m. (Senergy, 2008)

Las curvas RQI y RQIsh son iguales, así como FZI y FZIsh por lo que el contenido de arcilla no afecta a la formación. Calculamos el histograma de RQIsh y FZIsh para determinar el valor promedio de la formación.

ESTIMACION DEL COEFICIENTE DE ALMACENAMIENTO DE LA FORMACIÓN SAN ANDRÉS

CAPÍTULO V

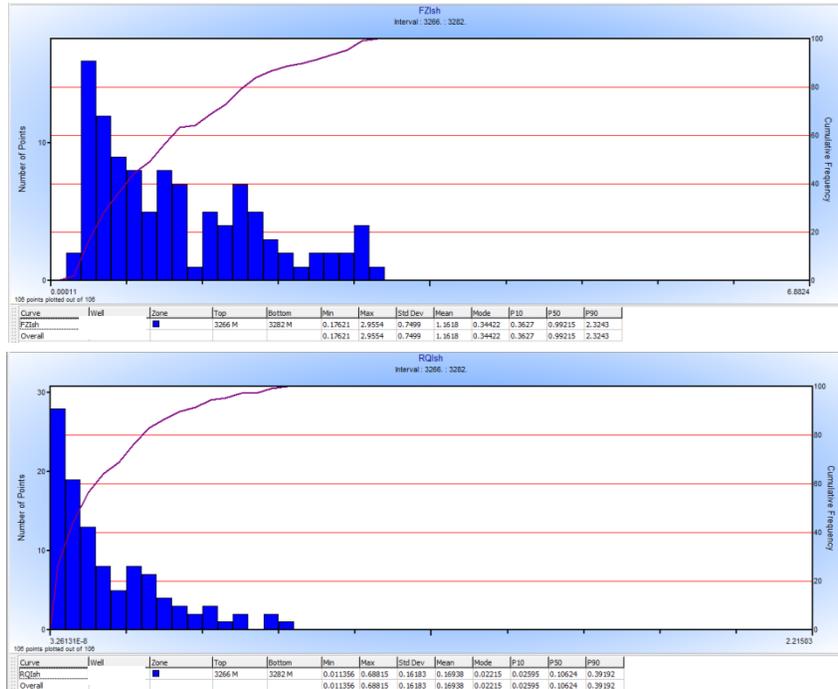


Figura 5.16.- Histogramas de la formación San Andrés: (imagen de arriba) RQI, (imagen de abajo) FZI. (*Senergy, 2008*)

En contraste, rocas limpias con poca arcilla, grano grueso y bien clasificado, tienen menor superficie interna, factor de formación pequeño, tortuosidad baja y por lo tanto un valor alto de FZI. El FZI es directamente proporcional a RQI por lo que valores altos de FZI indican que se tienen valores altos de calidad de yacimiento (RQI).

ϕ_e	K (Tixier)	RQI	FZI
10.5%	0.87 mD	0.9038	2.9554

ESTIMACION DEL COEFICIENTE DE ALMACENAMIENTO DE LA FORMACIÓN SAN ANDRÉS

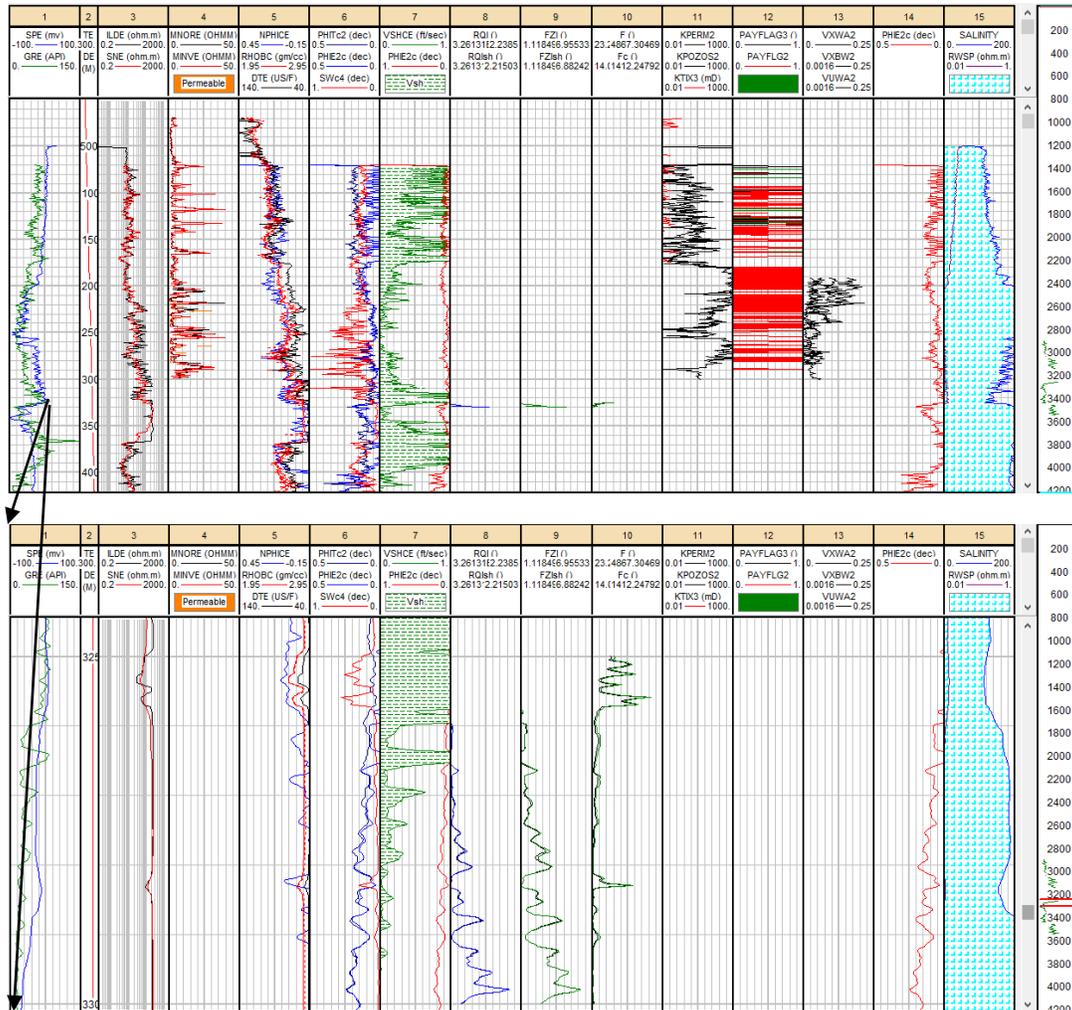


Figura 5.17.- RQI, FZI, F de la formación San Andrés: (imagen de abajo) a escala 1:500 a 3250m. (Senergy, 2008)

El coeficiente de almacenamiento efectivo para la formación San Andrés es **2.9554**.

La formación seleccionada tiene potencial para ser un excelente almacén geológico de CO₂. El uso del coeficiente de almacenamiento estimado con la metodología propuesta dará resultados más confiables al ser tomado de datos directos de la formación estudiada y no de estimaciones de catálogo.

Bibliografía

- Bassiouni, Z. (1994). *Theory, Measurement and Interpretation of Well Logs*. Richardson, Tx: Society of Petroleum Engineers.
- Castrejón Pineda, H. R. (2015). *Determinación de la Calidad de Roca en áreas del Paleocanal de Chicontepec a partir de registros geofísicos de pozos*. México: Facultad de Ingeniería.
- Grafico de Telaraña. (1984). *Instituto Mexicano del Petroleo*.
- PEMEX. (2011). *Bloque San Andrés , Activo Integral Poza Rica-Altamira*. México: PEMEX.
- PEMEX. (2013). *Activo de Exploración Tampico-Misantla-Golfo*. México: PEMEX.
- Senergy. (2008). User Manual, Version 3.5. *Interactive Petrophysics*, 1652p.
- Serra, O. (s.f.). *Sedimentary Environments from Wireline Logs*. Schlumberger.

“El objetivo no es vivir para siempre. El
objetivo es crear algo que lo haga”

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CAPÍTULO VI

Conclusiones

- Estimar el coeficiente de almacenamiento efectivo con registros geofísicos de pozos utilizando el parámetro clave FZI resulta ser una metodología factible para el desarrollo del recurso de almacenamiento efectivo. Los diferentes ambientes geológicos de depósito y los procesos diagenéticos controlan la geometría del yacimiento y por lo tanto el FZI, así que el coeficiente de almacenamiento estimado tendrá un valor único para cada formación objetivo.
- Las formaciones La Virgen y Hosston tienen porosidades menores al 10%, el promedio de volumen de arcilla del 10%, valores bajos de RQI y FZI tendiendo a rocas con tamaño de granos finos y mal clasificados, con lo cual se debe de analizar más información de dichas formaciones con el fin de determinar si están cumpliendo con los criterios de almacenamiento de CO₂ necesarios.
- La formación San Andrés es un yacimiento exhausto de hidrocarburos con porosidades del 10%, volumen de arcilla 7%, los valores de RQI y FZI describen a rocas limpias con poca arcilla, grano grueso y bien clasificado, menor superficie interna, factor de formación pequeño, y la relación entre la garganta de poro y el radio de poro es grande, de manera que para el Activo Poza Rica-Altamira resulta ser un buen potencial para la implementación de la tecnología de CCS.
- La permeabilidad y la porosidad efectiva se deben de calibrar si se cuentan con pruebas de laboratorio debido al daño a la formación por la perforación y la terminación del pozo, considerando que los registros miden propiedades muy cerca de la pared del pozo.
- Los coeficientes estimados con la metodología propuesta son del mismo orden de magnitud que los coeficientes de almacenamiento del método DOE lo cual es muy aceptable. El método DOE solo considera ambientes de depósito en forma genérica mientras la metodología propuesta es más confiable cuando se tiene la información puntual de subsuelo.

- El coeficiente de almacenamiento para la Formación San Andrés resulta ser una muy buena estimación tomando en cuenta que los resultados obtenidos de las formaciones de la Cuenca de Sabinas al calibrarlos son más conservadores debido a que la metodología propuesta estima el coeficiente de almacenamiento con datos directos de la formación y no con estimaciones de catálogo.
- A mayor información del yacimiento (geología, geofísica, pruebas de laboratorio, geomecánica, sedimentología, estratigrafía, etc.) mejor será la estimación del coeficiente de almacenamiento con los registros geofísicos de pozos; logrando incorporar análisis de electrofacies, determinación del tamaño de la garganta de poro, inversión petrofísica.
- Los registros geofísicos de pozos son solo una parte del conjunto de disciplinas necesarias para la aplicación de la tecnología CCS pero de las más importantes, de manera que los registros geofísicos de pozos representan el reconocimiento preliminar de la formación objetivo.

Recomendaciones

- El análisis de la información debe realizarse de manera cuidadosa, ya que los parámetros simples tienen una influencia directa en el valor de los parámetros compuestos, y si los valores que se emplean no son correctos los valores que se obtendrán en la estimación del coeficiente tampoco lo será. La mayoría de la información a analizar son registros que fueron tomados hace años.
- La integración del poblamiento de los parámetros petrofísicos en la formación de estudio dará mayor aportación al análisis de la formación para almacenamiento de CO₂, al poder determinar cómo es la distribución de los parámetros petrofísicos críticos y del coeficiente de almacenamiento.
- La geomecánica delimitará con precisión el almacenamiento efectivo de la formación aunado al FZI. Las formaciones están sujetas a cierta presión que al inyectar el CO₂ aumentará la presión de poro de la formación, el cual será un delimitante para almacenar el CO₂.

- El uso del coeficiente de almacenamiento estimado con la metodología propuesta para la formación San Andrés dará resultados confiables al ser estimado de datos directos de la formación.
- El presente estudio queda a disponibilidad para su enriquecimiento en la medida en que se obtenga nueva información, a través de estudios más detallados tanto en campo como en laboratorio que permitan conocer mejor, y/o calibrar las propiedades petrofísicas; así como el planteamiento de más calibraciones en futuros trabajos de tesis o de investigación.

*“Lo que tenemos que aprender lo
aprendemos haciéndolo”
Aristóteles*

ESTIMACIÓN DE PARÁMETROS PETROFÍSICOS

APÉNDICE

Apéndice

Los parámetros petrofísicos necesarios para una interpretación de registros geofísicos de pozos son:

- a) Temperatura de formación: T_f
- b) Resistividades de lodo de perforación a T_i : R_{mi} , R_{mfi} , R_{mci}
- c) Resistividad del agua de formación: R_w
- d) Salinidad del agua de formación
- e) Volumen de arcilla: I_{sh} , V_{sh}
- f) Resistividades verdaderas y diámetro de invasión: R_t , R_{xo} y d_i
- g) Porosidad total: ϕ_T
- h) Litología
- i) Porosidad en litologías complejas (*crossplots*)
- j) Minerales principales
- k) ρ_{ma} , Δt_{ma} , R_o , S_{wc} , ϕ_c (gráfica de Hingle)
- l) a , m , n (gráfica de Pickett)
- m) Intervalos fracturados: ϕ_2
- n) Intervalos con gas
- o) Saturaciones en formaciones limpias: S_w , S_{hc} , S_{mo} , S_{ro}

Es importante hacer correcciones ambientales a los registros antes de obtener los parámetros petrofísicos.

Los registros hacen mediciones a nivel microscópico cada vez más precisas, tal como si se hicieran en un núcleo de roca, con la ventaja de realizarse *in situ* a condiciones de temperatura, presión y volumen de yacimiento. Pero estas mediciones se ven afectadas por efectos ambientales, es decir, por el agujero perforado, el fluido de perforación y su infiltración en la roca (Tabla 1B).

CARACTERÍSTICA:	EFEECTO:	OBSERVACIONES:
Diámetro de pozo	Diferente al diámetro de barrena. Desmoronamiento, hinchamiento.	Afecta un mayor diámetro al GR, Resistividades y NPHI. Se puede determinar la formación de enjarre y su espesor.
Forma de pozo	Cavernoso.	Mucha variación afecta a RHOB.

	<p>Forma de “limón” (break out) y “ojo de llave”.</p> <p>Rugosidad y agujero en espiral</p>	<p>Indica la dirección de esfuerzo mínimo.</p> <p>Genera mayor rotación de las herramientas. No permite buen contacto de los patines.</p>
Trayectoria del pozo	<p>Profundidad aparente.</p> <p>“Pata de perro”</p>	<p>Afectan los cambios de ángulo fuertes. Se debe obtener TVD y TVT.</p> <p>Afecta introducción de tubería y herramientas.</p>
Composición del lodo	<p>Lodo base aceite</p> <p>Solidos</p> <p>Potasio</p> <p>Salinidad</p> <p>Barita (densidad del lodo)</p>	<p>Reducirá la gama de registros que se pueden tomar.</p> <p>Afecta a los registros de densidad.</p> <p>Afecta al GR.</p> <p>Afecta mayor salinidad. Se debe corregir NPHI.</p> <p>Afecta al densidad (corrección automática) y se debe corregir GR.</p>
Distribución del lodo	<p>No homogénea</p> <p>Invasión</p>	<p>Aumentando la densidad en profundidad.</p> <p>Esta no tiene la misma forma en todo el pozo. Se debe corregir el SP.</p> <p>En pozos muy desviados no es simétrica.</p>
Espesor de engarre	<p>Mayor a ½”</p>	<p>Afecta mayor espesor. Se debe corregir los Microregistros y NPHI.</p>
Espesor de capa	<p>Resistividad de capas adyacentes.</p>	<p>Afecta un mayor contraste con respecto a</p>

	Menor a 3m.	la capa estudiada. Afecta menor espesor. Se debe corregir el SP y Resistividades.
Salinidad en la formación	Salinidad del agua de formación.	Afecta mayor salinidad. Se debe corregir NPHI.
Excentricidad (stand off)	Herramienta centrada o excentrada.	Afecta la excentricidad. Se debe corregir NPHI y resistividades.
Presión	Aumenta con la profundidad	Afecta mayor presión. Se debe corregir NPHI.
Temperatura	Los gradientes siempre serán distintos para cada pozo. El gradiente varía con la conductividad térmica de la roca.	Afecta mayor temperatura. Se debe corregir NPHI

Tabla.- Efectos ambientales en registros de pozo (Modificado. Theys, 2011)

Cálculo de temperatura de formación

Datos:

- Temperatura de fondo, máxima temperatura T_{max} o BHT (Bottom Hole Temperature).
- Temperatura de superficie T_s .
- Profundidad total D_{max} .
- Profundidad de intervalo D.

Ecuación:

$$T_f = T_i = T_s + \left[\frac{(T_{max} - T_s)}{(D_{max})} \right] \cdot D_i$$

En forma gráfica:

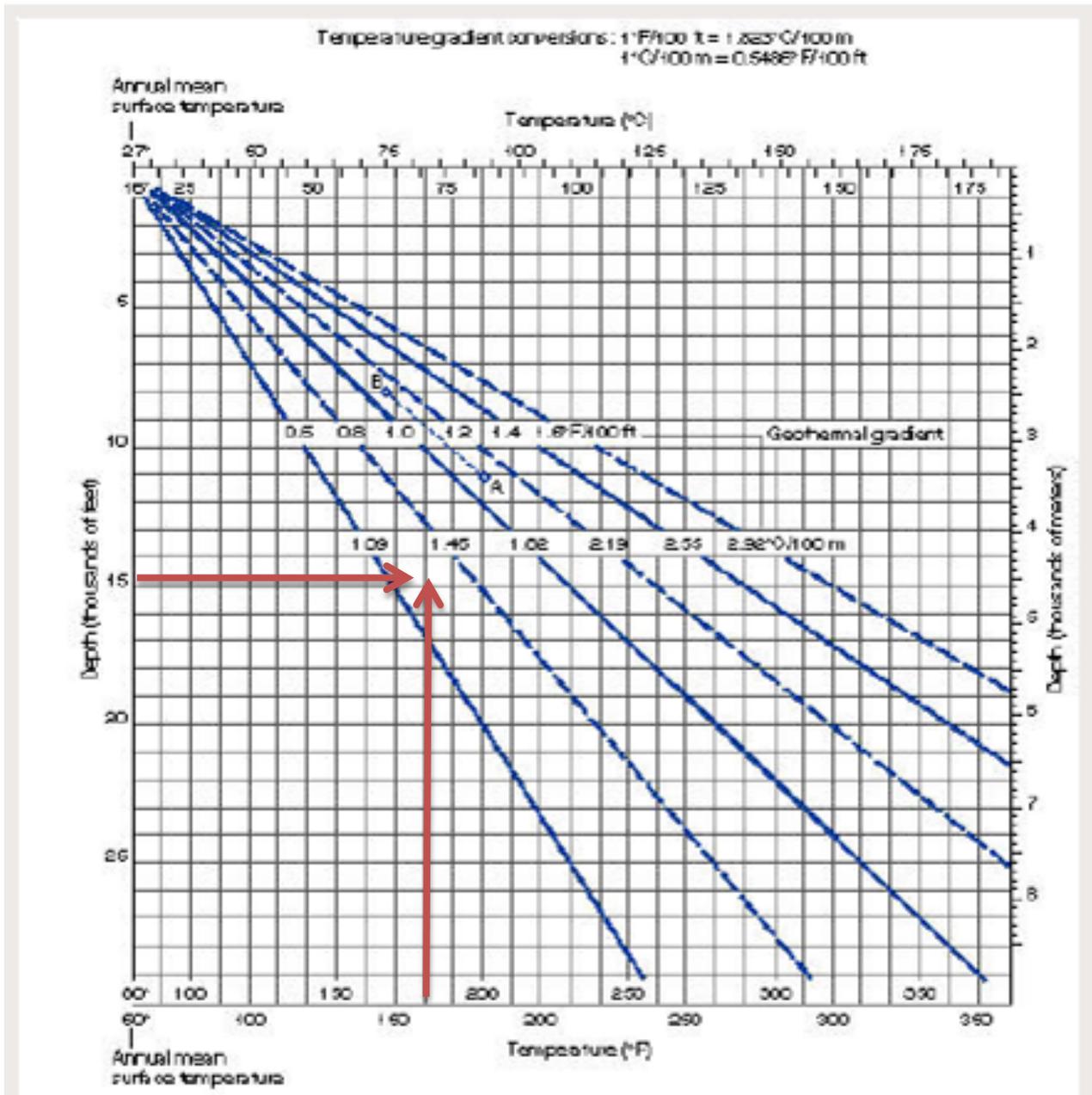


Gráfico de Estimación de Temperatura de Formación
(Schlumberger, 2000)

Determinación de resistividades del lodo de perforación a temperatura de formación

Datos:

- Resistividad de lodo R_m a T_s
- Resistividad del filtrado de lodo R_{mf} a T_s
- Resistividad del enjarre de lodo R_{mc} a T_s
- Profundidad de intervalo D

Ecuaciones:

$$R_{mi} = R_m \left[\frac{(T_s + C)}{(T_i + C)} \right]$$

$$R_{mfi} = R_{mf} \left[\frac{(T_s + C)}{(T_i + C)} \right]$$

$$R_{mci} = R_{mc} \left[\frac{(T_s + C)}{(T_i + C)} \right]$$

Dónde:

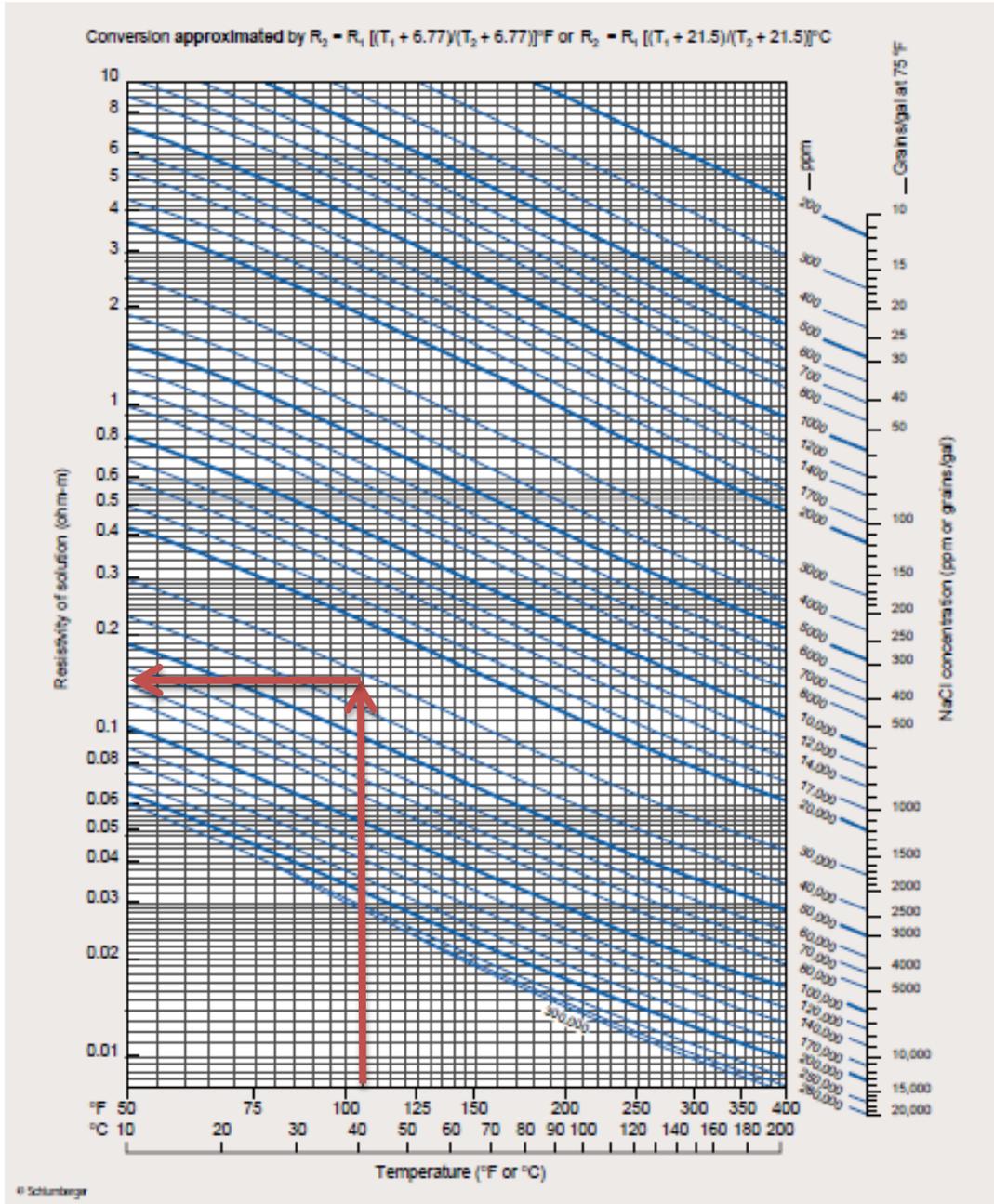
C= 6.77 si T está en °C

C= 21.5 si T está en °F

En forma gráfica:

Resistivity of NaCl Solutions

Gen-9



Gen

1-5

Gráfico de Resistividad de soluciones Salinas.
(Schlumberger, 2000)

Si falta algún dato:

Estimation of R_{mf} and R_{mc}

Gen-7

Direct measurements of filtrate and mudcake samples are preferred. When not available, filtrate resistivity, R_{mf} , and mudcake resistivity, R_{mc} , may be estimated from one of the following methods.

Method 1

Lowe and Dunlap (Reference 36)

For freshwater muds with mud resistivity, R_m , in the range from 0.1 to 2.0 ohm-m at 75°F [24°C], and *measured* values of R_m and mud density, ρ_m , in pounds per gallon:

$$\log\left(\frac{R_{mf}}{R_m}\right) = 0.396 - 0.0475 \rho_m$$

Method 2

Overton and Lipson (Reference 1)

For drilling muds with mud resistivity, R_m , in the range from 0.1 to 10.0 ohm-m at 75°F [24°C], where K_m is given as a function of mud weight in the table below:

$$R_{mf} = K_m (R_m)^{1.07}$$

$$R_{mc} = 0.69 (R_{mf}) \left(\frac{R_m}{R_{mf}}\right)^{2.65}$$

Example: $R_m = 3.5$ ohm-m at 75°F [24°C]

Mud weight = 12 lbm/gal [1440 kg/m³]

Therefore, $K_m = 0.584$

$R_{mf} = (0.584)(3.5)^{1.07} = 2.23$ ohm-m at 75°F

$R_{mc} = 0.69(2.23)(3.5/2.23)^{2.65} = 5.07$ ohm-m at 75°F

The calculated value of R_{mf} is more reliable than that of R_{mc} .

Mud Weight		K_m
lbm/gal	kg/m ³	
10	1200	0.847
11	1320	0.708
12	1440	0.584
13	1560	0.488
14	1680	0.412
16	1920	0.380
18	2160	0.350

Method 3

A statistical approximation, for predominantly NaCl muds, is $R_{mc} = 1.5 R_m$, and $R_{mf} = 0.75 R_m$.

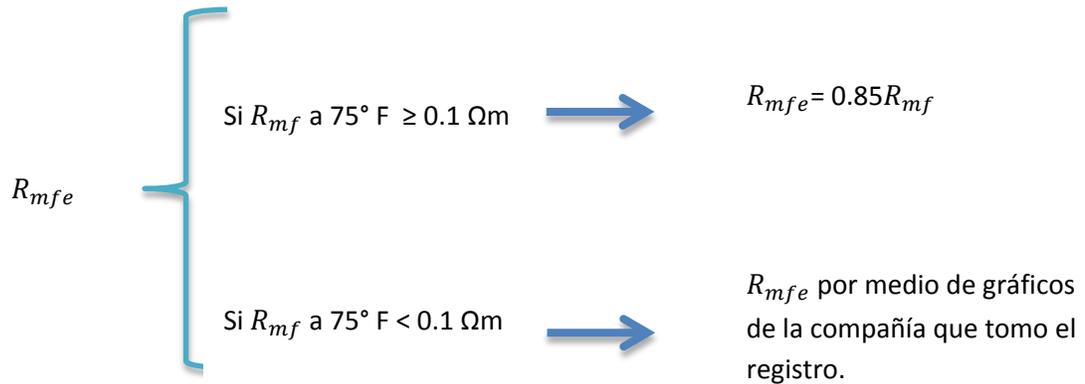
Estimación de R_{mf} y R_{mc}
(Schlumberger, 2000)

Cálculo de resistividad del agua de formación

Para calcular R_w a partir del SP, el procedimiento es el siguiente:

- 1) Leer el SP en la capa más permeable, de mayor espesor y saturada de agua.
- 2) Determinar la T de esa capa.
- 3) Obtener las resistividades del lodo a la temperatura de esa capa R_{mi} , R_{mfi} , R_{mci} .
- 4) Realizar las correcciones ambientales del SP, espesor de capa y diámetro de invasión.

5) Determinar R_{mfe}



6) Obtener R_{we} a partir de R_{mfe} con la siguiente ecuación :

$$R_{weq} = R_{mfeq} \cdot 10^{SP/(61+0.133 \cdot T_i)}$$

7) Convertir R_{we} en R_w a partir de la siguiente ecuación:

$$R_w = \frac{R_{weq} + 0.131 \cdot 10^{\left[\frac{1}{\log(T_i/19.9)} \right]^{-2}}}{-0.5 \cdot R_{weq} + 10^{\left[0.0426 \cdot \log(T_i/50.8) \right]}}$$

Determinación de la salinidad del agua de formación

Para obtener la salinidad del agua de formación, se requieren los parámetros calculados:

- Temperatura del intervalo T_i
- Resistividad del agua de formación R_w

Estos parámetros se requieren para utilizar el siguiente gráfico:

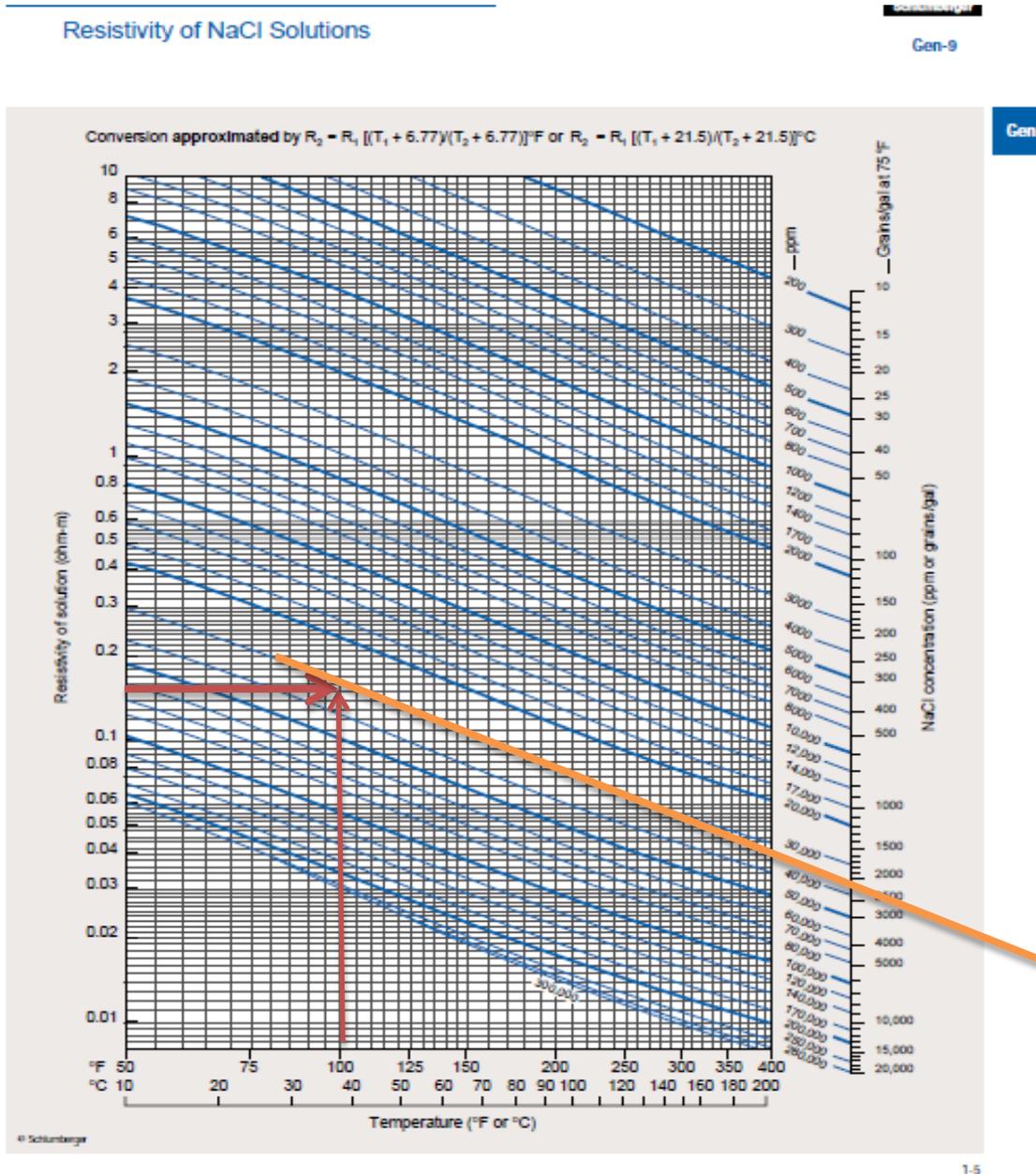


Gráfico de Resistividad de soluciones Salinas.
(Schlumberger, 2000)

Cálculo de volumen de arcilla

Procedimiento para calcular el volumen de arcilla V_{sh} :

- 1) Se deben hacer correcciones ambientales del registro GR por el diámetro de pozo-peso de lodo-excentricidad.
- 2) Parra calcular los valores de rayos gamma corregido por el contenido de uranio (si es que se cuenta con el registro de Espectroscopia de Rayos Gamma), deben de utilizarse las siguientes ecuaciones:

$$GR(API) = 4Th(ppm) + 8U(ppm) + K(\%)$$

$$GR(API) = 4Th(ppm) + 8U(ppm) + 16K(\%)$$

$$CGR = GR - 8U$$

(Ecuaciones para herramientas de Schlumberger.)

- 3) Se calcula el índice de arcillosidad I_{sh}

$$I_{GR} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}$$

Dónde:

$I_{sh} = I_{GR}$; Índice de arcillosidad

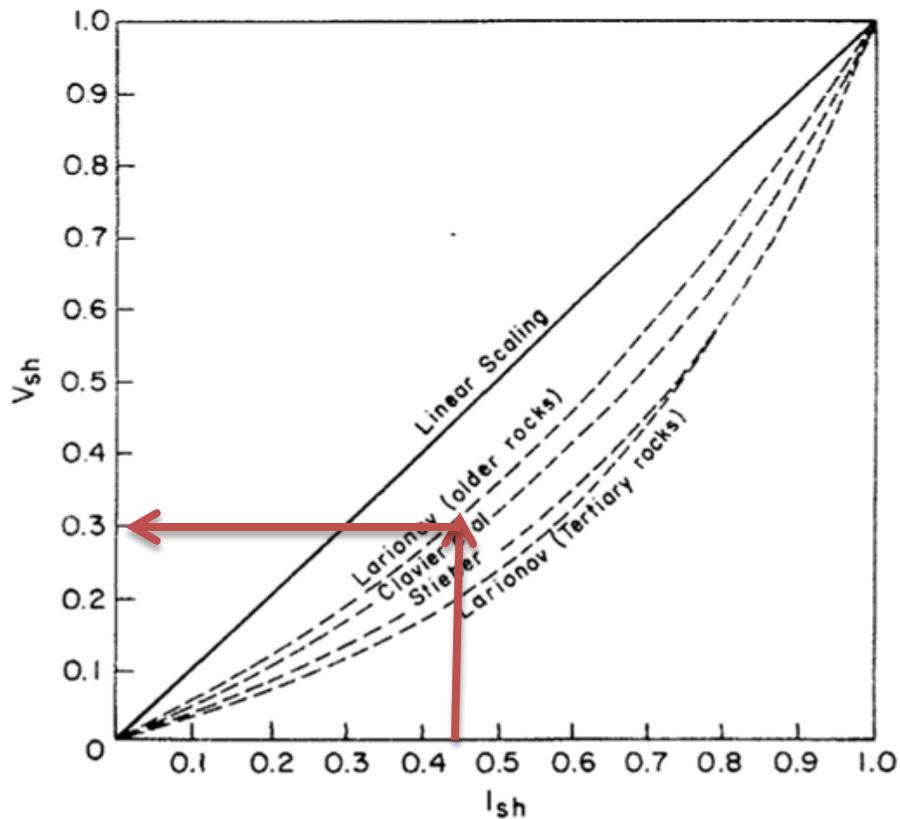
GR_{log} ; Rayos gamma leídos

GR_{min} ; Rayos gamma mínimo (línea base arenas)

GR_{max} ; Rayos gamma máximo (línea base lutitas)

- 4) Posterior se calcula el V_{sh} a partir del I_{sh} ; es preferible seleccionar la ecuación conociendo la edad de la roca.

Forma gráfica:



Ecuaciones:

Steiber	$V_{sh} = \frac{I_{sh}}{3 - 2 \cdot I_{sh}}$
Clavier	$V_{sh} = 1.7 \cdot [3.38 \cdot (I_{sh} + 0.7)^2]^{0.5}$
Larionov (Rocas del Terciario)	$V_{sh} = 0.083 \cdot (2^{3.7 \cdot I_{sh}} - 1)$
Larionov (Rocas antiguas)	$V_{sh} = 0.33 \cdot (2^{2 \cdot I_{sh}} - 1)$

Volumen de Arcilla Vsh con otros registros

$$V_{sh} = \frac{\phi_N - \phi_D}{\phi_{Nsh} - \phi_{Dsh}}$$

Determinación de resistividades verdaderas y diámetro de invasión

El procedimiento para obtener las resistividades verdaderas R_t , R_{xo} , y el diámetro de invasión :

- 1) Se determina el stand off o excentricidad con la ecuación:

$$\delta = (d_n - d_s)/2$$

- 2) Se calcula el espesor del enjarre h_{mc}

$$h_{mc} = (B.S - d_n)/2$$

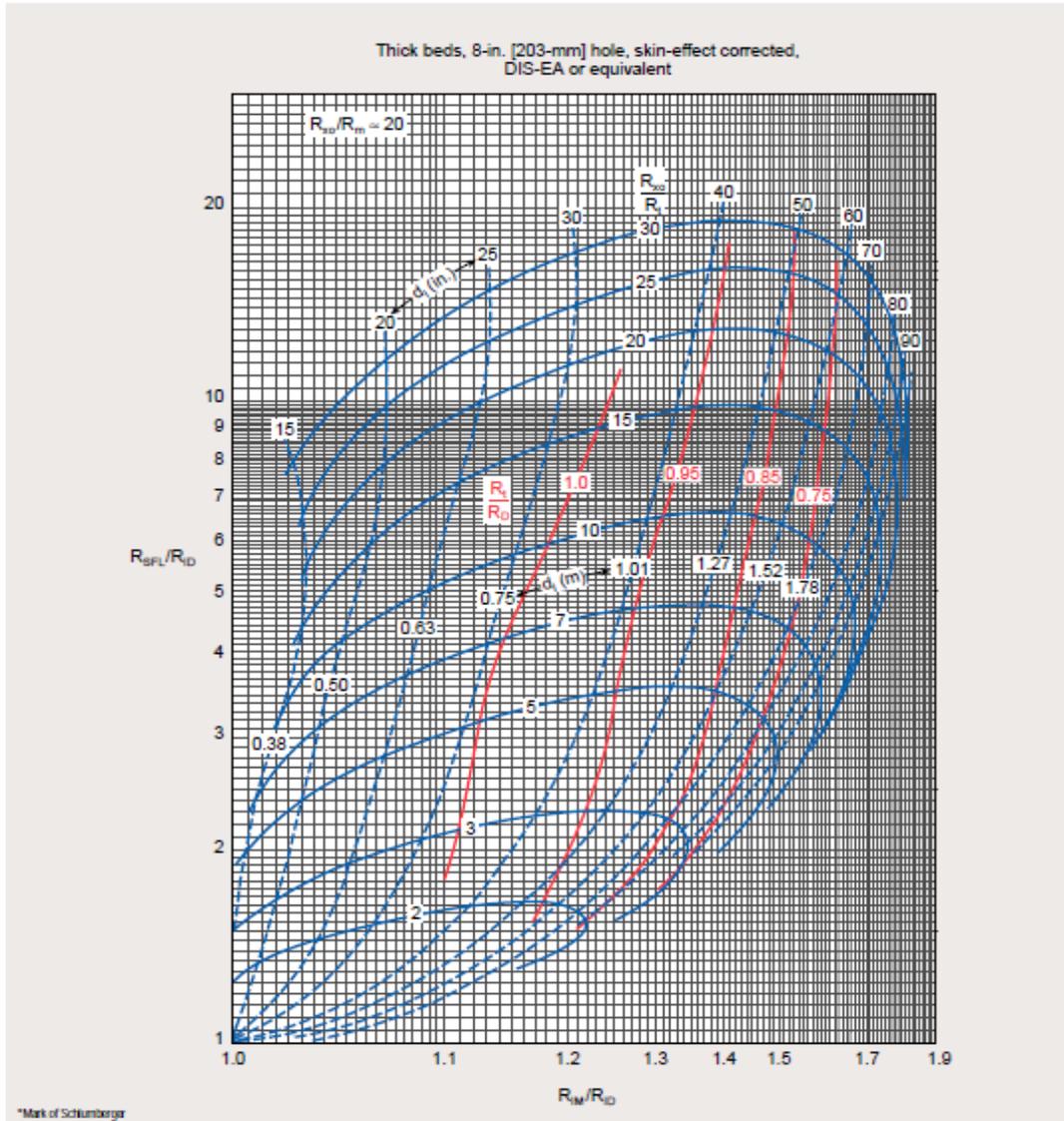
- 3) Se corrige la resistividad del microregistro por espesor de enjarre y los registros de resistividad de investigación media y profunda se corrigen por diámetro de pozo y espesor de capa.
- 4) Las resistividades verdaderas y el diámetro de invasión se pueden determinar en forma gráfica o analítica.

4.1) Método gráfico: se requieren 3 curvas de resistividad a diferente profundidad de investigación R_{sall} , R_{med} y R_{deep} .

Se utiliza el grafico de torbellino correspondiente de acuerdo a las herramientas y compañía que tomo el registro. Una vez seleccionada la carta correspondiente se grafican los cocientes de resistividades en los ejes "X" y "Y" y se marca el punto de cruce de las líneas horizontal y vertical. Primero se despeja el valor de R_t del valor leído en las curvas correspondientes en el punto de cruce, y a continuación R_{xo} también del valor leído en las curvas correspondientes en el punto de cruce. El valor del d_i se lee directamente de las curvas correspondientes para el punto de cruce.

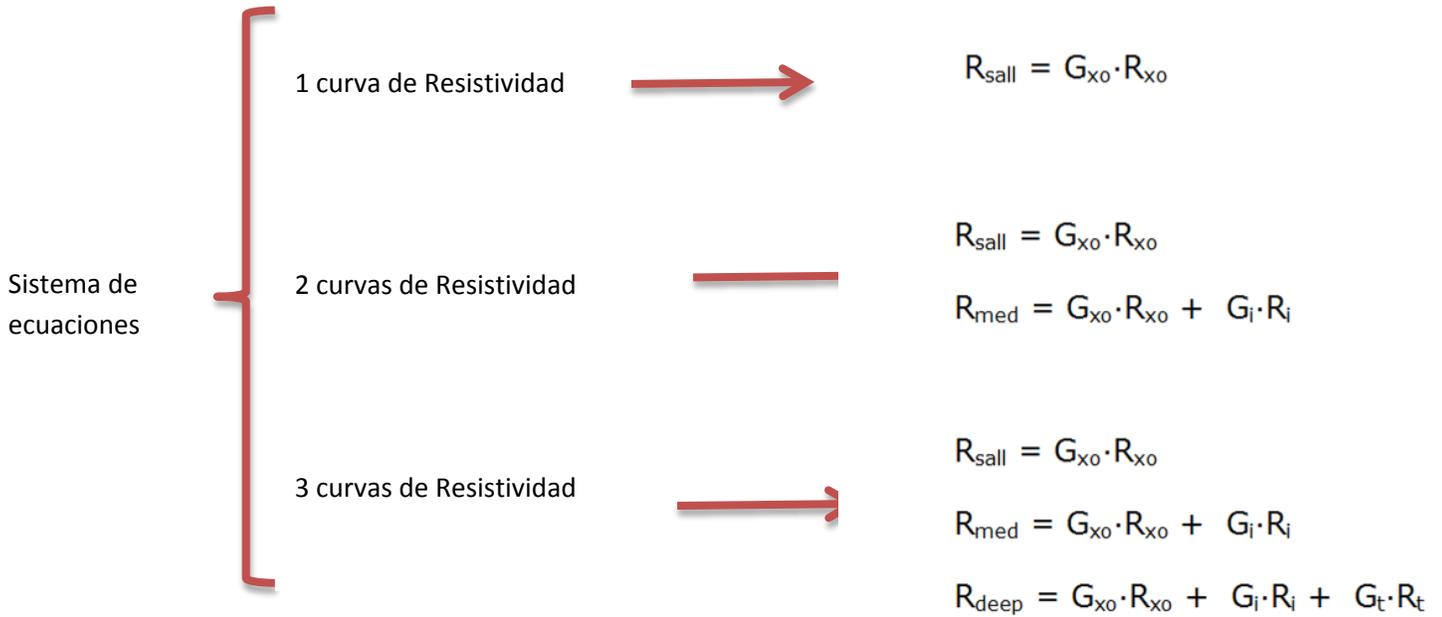
DIL* Dual Induction–SFL* Spherically Focused Resistivity Log
ID-IM-SFL

Rint-2b



Ejemplo de carta de interpretación de resistividades verdaderas considerando el diámetro de invasión (Schlumberger, 2000)

4.2) Método analítico por sistema de ecuaciones:



Dónde:

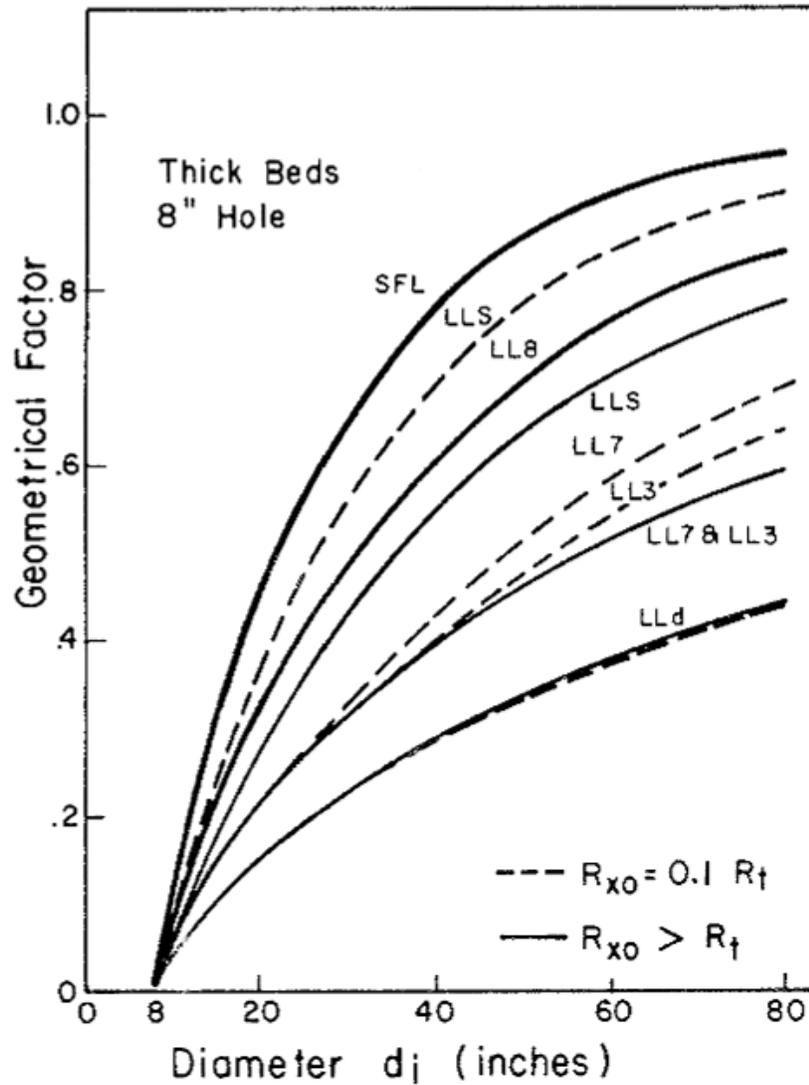
G_{x0} , factor geométrico de la zona lavada.

G_i , factor geométrico de la zona transicional.

G_t , factor geométrico de la zona virgen.

El d_i se puede aproximar con:

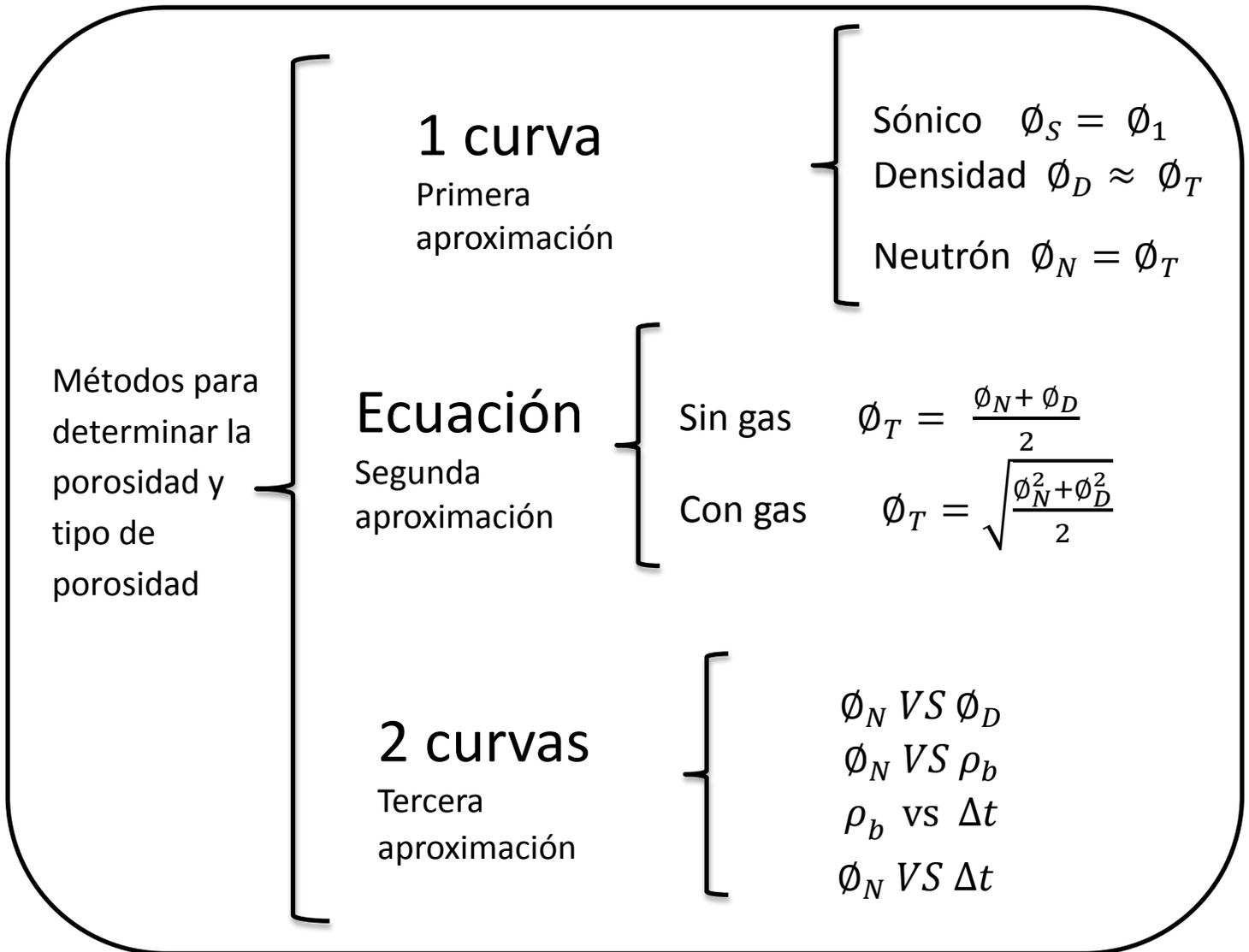
Rango de Porosidad %	d_i
5-10	$10 d_h$
10-15	$5 d_h$
15-20	$2.5 d_h$



Ejemplo de gráfica con factores geométricos (uso de ecuaciones)
(Bassiouni, 1994)

Determinación de porosidad

El cálculo de porosidad implica tener un conocimiento previo del tipo de litología con la que estamos trabajando, con base en lo dicho, la porosidad total ϕ_T se puede determinar en forma analítica y gráfica.



1) Una curva de porosidad

Sónico ϕ_s : si se tiene el tiempo de tránsito del sónico Δt , se calcula la porosidad sónico ϕ_s que es aproximada a la porosidad primaria ϕ_1 de la roca, si se utilizan parámetros de matriz y fluido correspondientes a la roca del intervalo de interés; por lo que se puede hacer una estimación de la porosidad secundaria ϕ_2 . La porosidad sónica ϕ_s se puede obtener con la ecuación de Wyllie para formaciones compactas y para formaciones inconsolidadas se agrega un factor por falta de compactación.

$$\phi_s = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_{fl} - \Delta t_{ma}}$$

$$\phi_s = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_{fl} - \Delta t_{ma}} \cdot \frac{1}{B_{cp}} ; \quad B_{cp} = \frac{\Delta t_{sh}}{100} \geq 1$$

Donde:.

Δt_{ma} , tiempo de transito de la matriz

Δt_{fl} , tiempo de transito del fluido

B_{cp} , factor de corrección por compactación

$$\phi_1 \approx \phi_s$$

$$\phi_2 = \phi_T - \phi_s$$

Porosidad Densidad ϕ_D : si se tiene la densidad medida ρ_b , se puede calcular la porosidad densidad ϕ_D que es aproximadamente la porosidad total ϕ_T , si se utilizan parámetros de matriz y fluido correspondientes a la roca del intervalo de interés; también se debe corregir ρ_b por efector ambientales aunque la corrección se mínima. La porosidad densidad ϕ_D calcula con la siguiente ecuación:

$$\phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_{fl}}$$

Donde

ρ_{ma} , Densidad de la matriz

ρ_{fl} , Densidad del fluido

Porosidad neutrón ϕ_N : si se tiene la porosidad neutrón ϕ_N se aproximara a la porosidad total ϕ_T . Si la formación contiene gas, el valor de porosidad neutrón medido disminuirá drásticamente respecto al valor real, por efecto de excavación.

- 2) Si se tienen dos curvas de diferentes registros de porosidad y que estas sean densidad y neutrón. Si se utilizan valores corregidos de ρ_b y a partir de esta calcular ϕ_D , así como la porosidad neutrón corregida, se obtendrá un resultado más aproximado al valor real de la porosidad total ϕ_T .

Sin gas
$$\phi_T = \frac{\phi_N + \phi_D}{2}$$

Con gas
$$\phi_T = \sqrt{\frac{\phi_N^2 + \phi_D^2}{2}}$$

Porosidad efectiva ϕ_e (si el $V_{sh} > 15\%$)

$$\phi_{Ncsh} = \phi_N - V_{sh}\phi_{Nsh}$$

$$\phi_{Dcsh} = \phi_D - V_{sh}\phi_{Dsh}$$

Sin gas

$$\phi_e = \frac{\phi_{Ncsh} + \phi_{Dcsh}}{2}$$

Con gas

$$\phi_e = \sqrt{\frac{\phi_{Ncsh}^2 + \phi_{Dcsh}^2}{2}}$$

dónde:

ϕ_e , porosidad efectiva

ϕ_D , porosidad densidad

ϕ_N , porosidad neutrón

V_{sh} , volumen de arcilla

ϕ_{Nsh} , porosidad neutrón en formación arcillosa

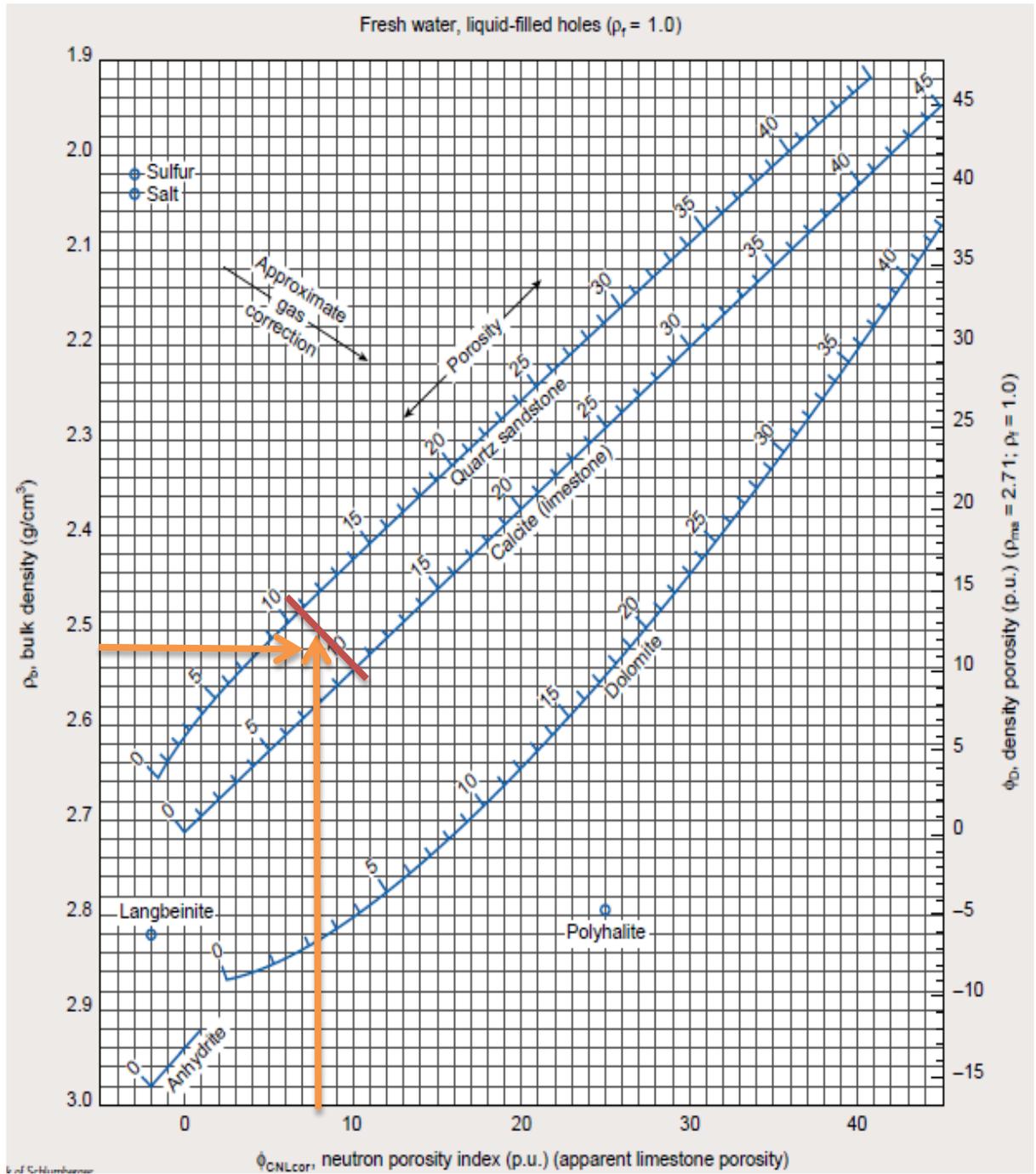
ϕ_{Dsh} , porosidad densidad en formación arcillosa

ϕ_{Ncsh} , porosidad neutrón sin el efecto de las arcillas

ϕ_{Dcsh} , porosidad densidad sin el efecto de las arcillas

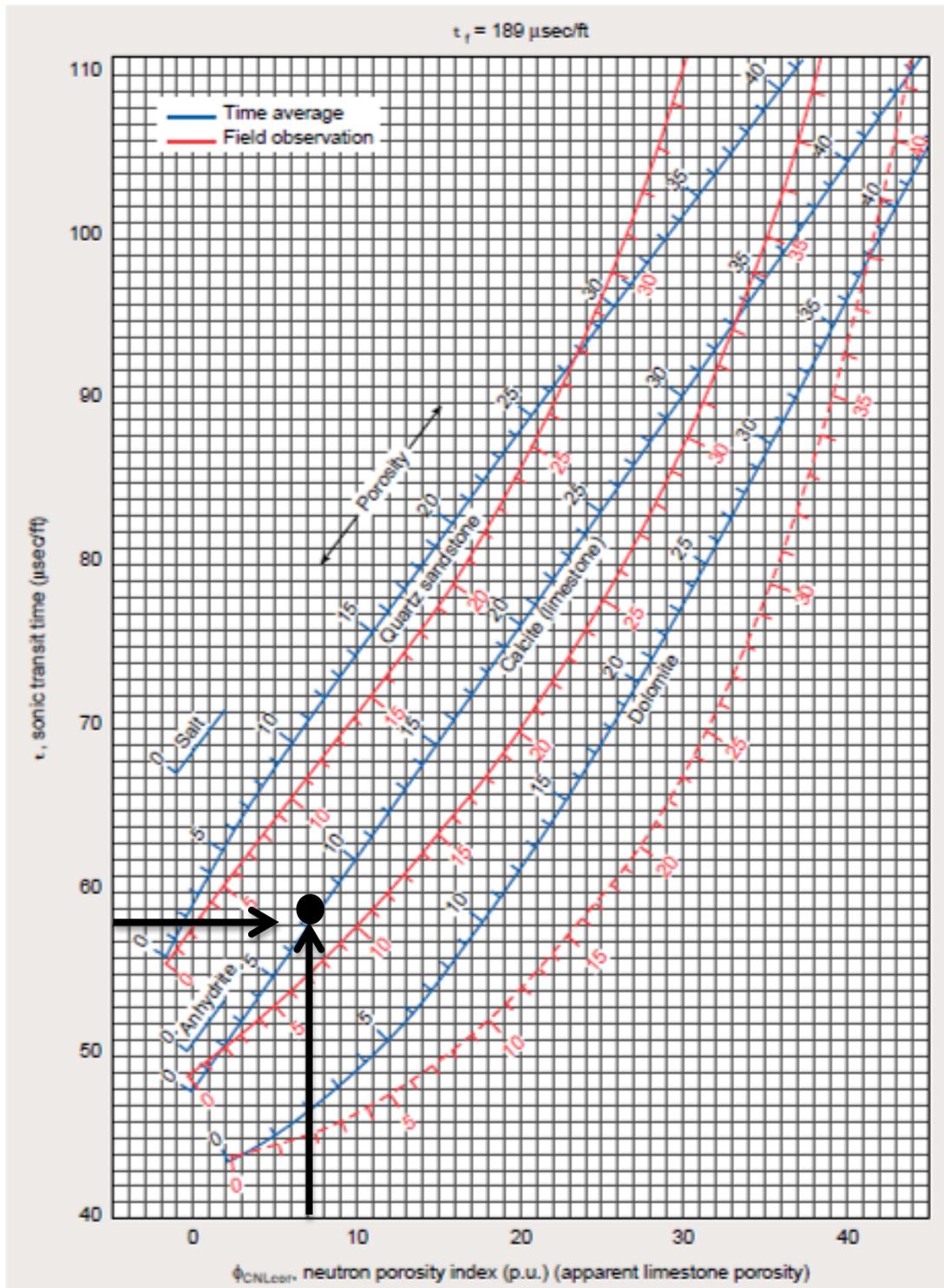
3) Método gráfico (*crossplots*)

Se requieren dos o más curvas de diferentes registros de porosidad y se utiliza el procedimiento para determinar la porosidad en litologías complejas.



Crossplot ϕ_N vs ρ_b (Litología, Porosidad Total)

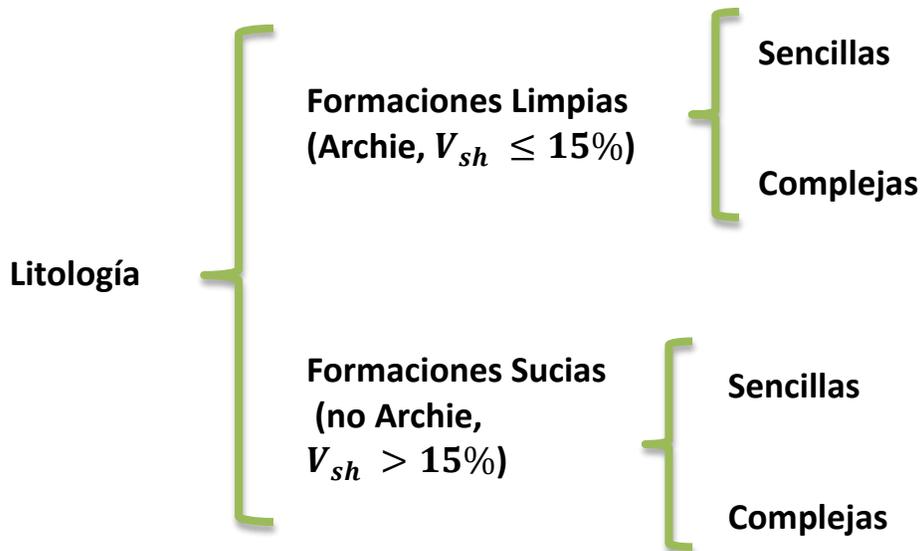
(Schlumberger, 2000)



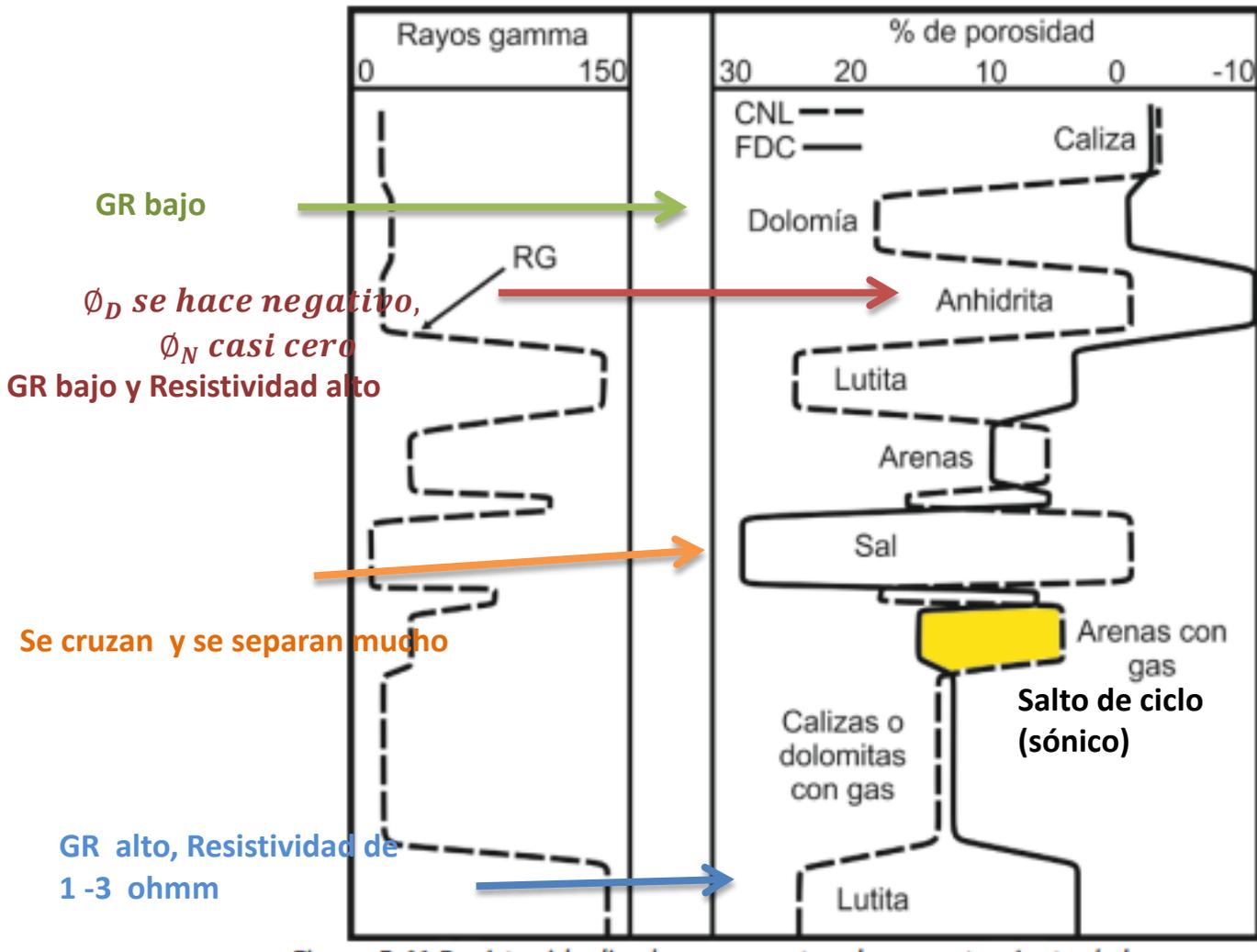
Crossplot ϕ_N vs Δt (Litología, Porosidad Total). Schlumberger, 2000

Determinación de litología

La identificación de la litología se subdivide de la siguiente manera:



La litología se puede identificar cualitativamente observando la separación y valores de las curvas de porosidad densidad ϕ_D y porosidad neutrón ϕ_N , siempre y cuando las litologías sean sencillas, es decir, que solo se tenga una matriz (considera todos los sólidos de la roca) principal con más de 75% .

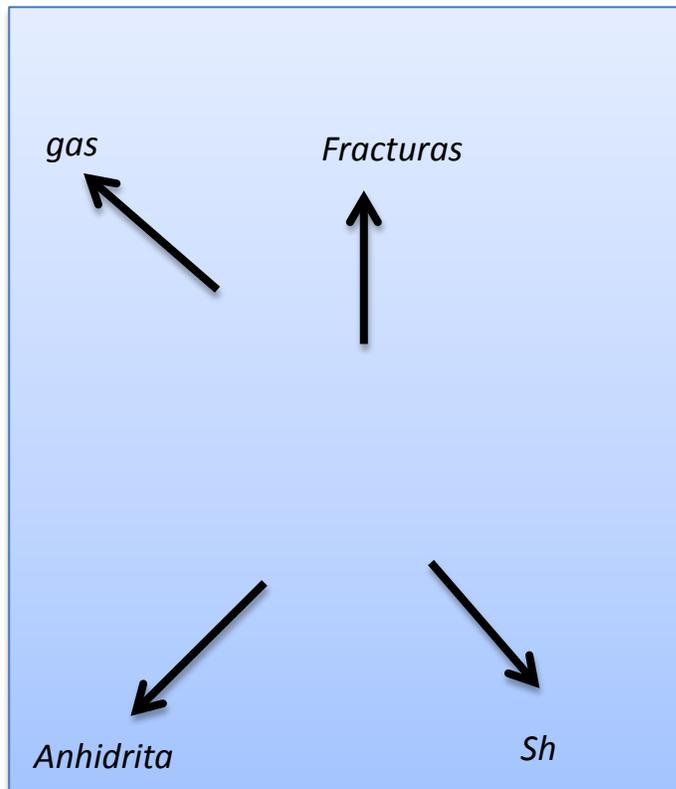


Si se están analizando litologías complejas, es decir, que se tienen varias matrices en la roca. En este caso se debe utilizar graficas cruzadas para interpretar las dos matrices principales y la porosidad total compensando el efecto de la litología.

La determinación de porosidad total y litología utilizan los mismos gráficos (crossplots), antes de determinar litología o porosidad, se debe de tomar en cuenta 4 factores importantes que pueden afectar la estimación de la litología o porosidad:

- a) V_{sh} $\left\{ \begin{array}{l} V_{sh} < 15\% \rightarrow \phi_T, S_w \\ V_{sh} > 15\% \rightarrow \phi_e, S_{we} \end{array} \right.$
- b) $\phi_2 = \phi_T - \phi_S$ $\left\{ \begin{array}{l} \text{Cercano a 0, fracturas} \\ \text{Lejano a 0, disolución} \end{array} \right.$
- c) Existencia de gas
- d) Identificar si tenemos sal

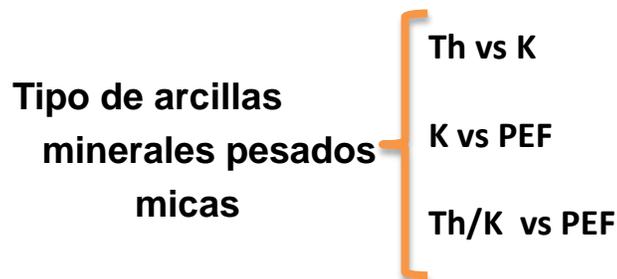
Si se tiene alguno de estos factores los resultados estarán falseados, debido a que los puntos estarán desplazados en la gráfica.



Cálculo de minerales principales

Con el registro Geoquímico se pueden calcular constituyentes mineralógicos a cada profundidad. Adicionalmente se tienen métodos de interpretación mineralógica gráficos y analíticos.

Método grafico de minerales



Con los registros NGS y LDT se tienen crossplots para identificación de los principales minerales y tipos de arcillas.

Tipos de arcillas, minerales pesados y micas:

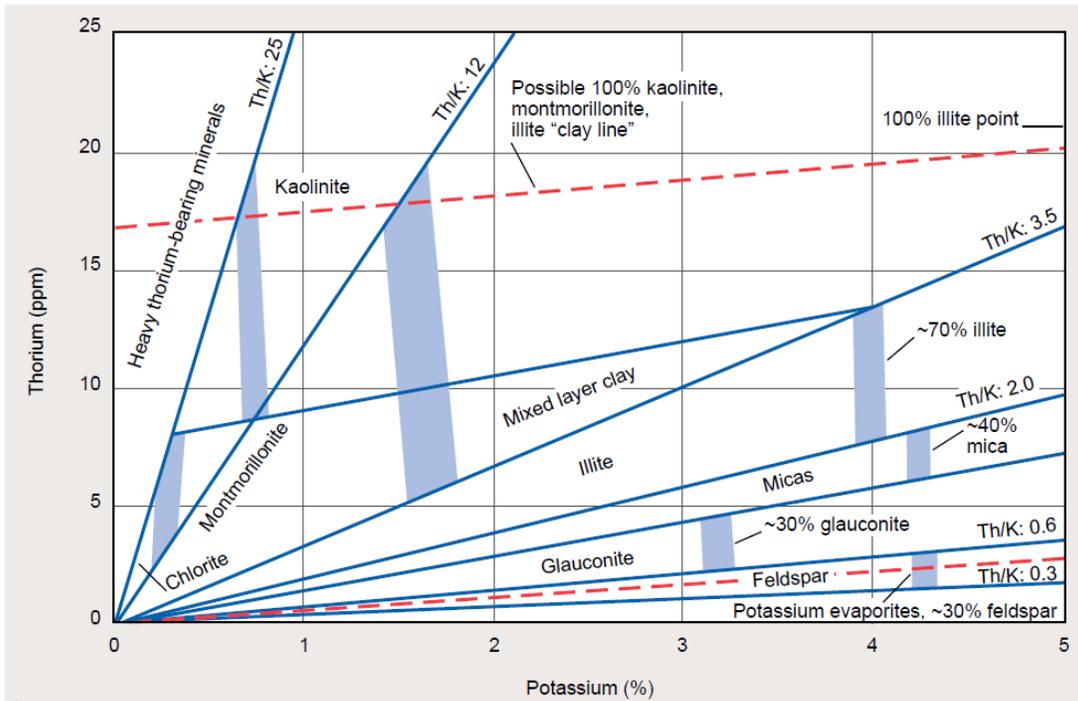


Gráfico de identificación de minerales arcillosos, minerales pesados (Schlumberger, 2000).

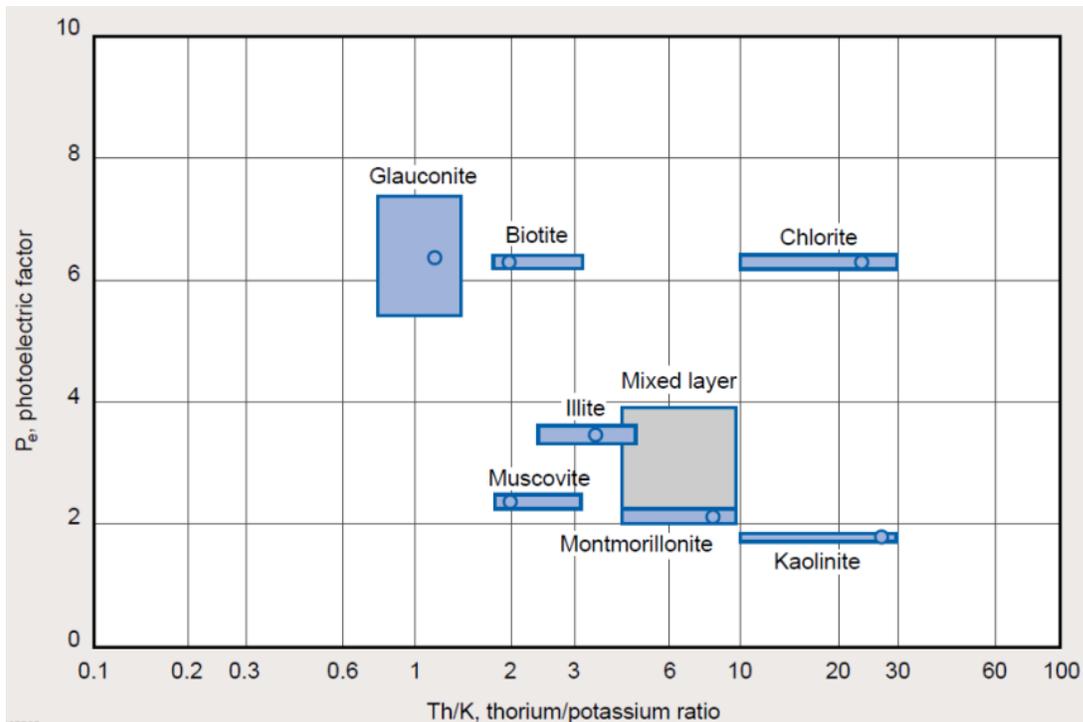


Gráfico de identificación de minerales arcillosos, minerales pesados. Th/K vs Pe. (Schlumberger, 2000)

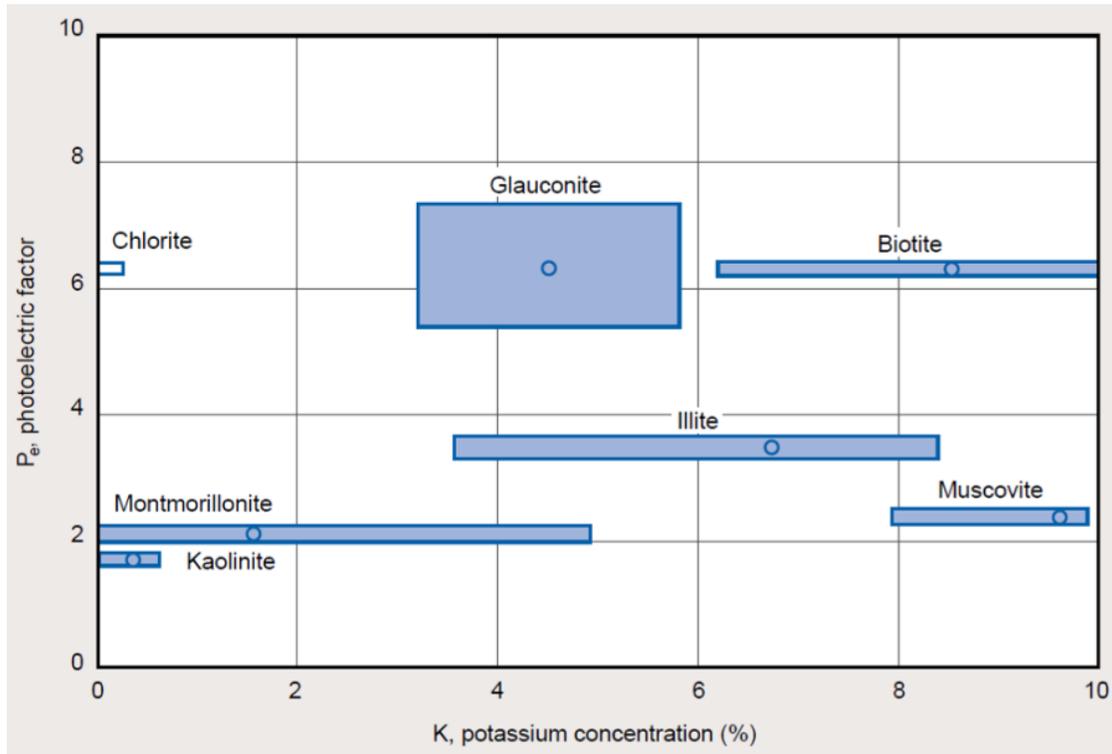


Gráfico de identificación de minerales arcillosos, minerales pesados. K vs P_e (Schlumberger, 2000).

Minerales:

Con las curvas de los registros de porosidad convencionales Sónico, Densidad y Neutrones, se pueden utilizar los gráficos de interpretación mineralógica.

Para utilizar los gráficos, se grafican los parámetro en los ejes X y Y, y en el punto de cruce se hace una interpretación con triángulos mineralógicos entre los puntos de los minerales más cercanos que engloban el punto.

M-N

$$M = \frac{t_f - t}{\rho_b - \rho_f} \cdot 0.01 \quad (\text{Ingles})$$

$$M = \frac{t_f - t}{\rho_b - \rho_f} \cdot 0.03 \quad (\text{Metrico})$$

$$N = \frac{(\phi_N)_f - \phi_N}{\rho_b - \rho_f} \quad (\text{INGLES O METRICO})$$

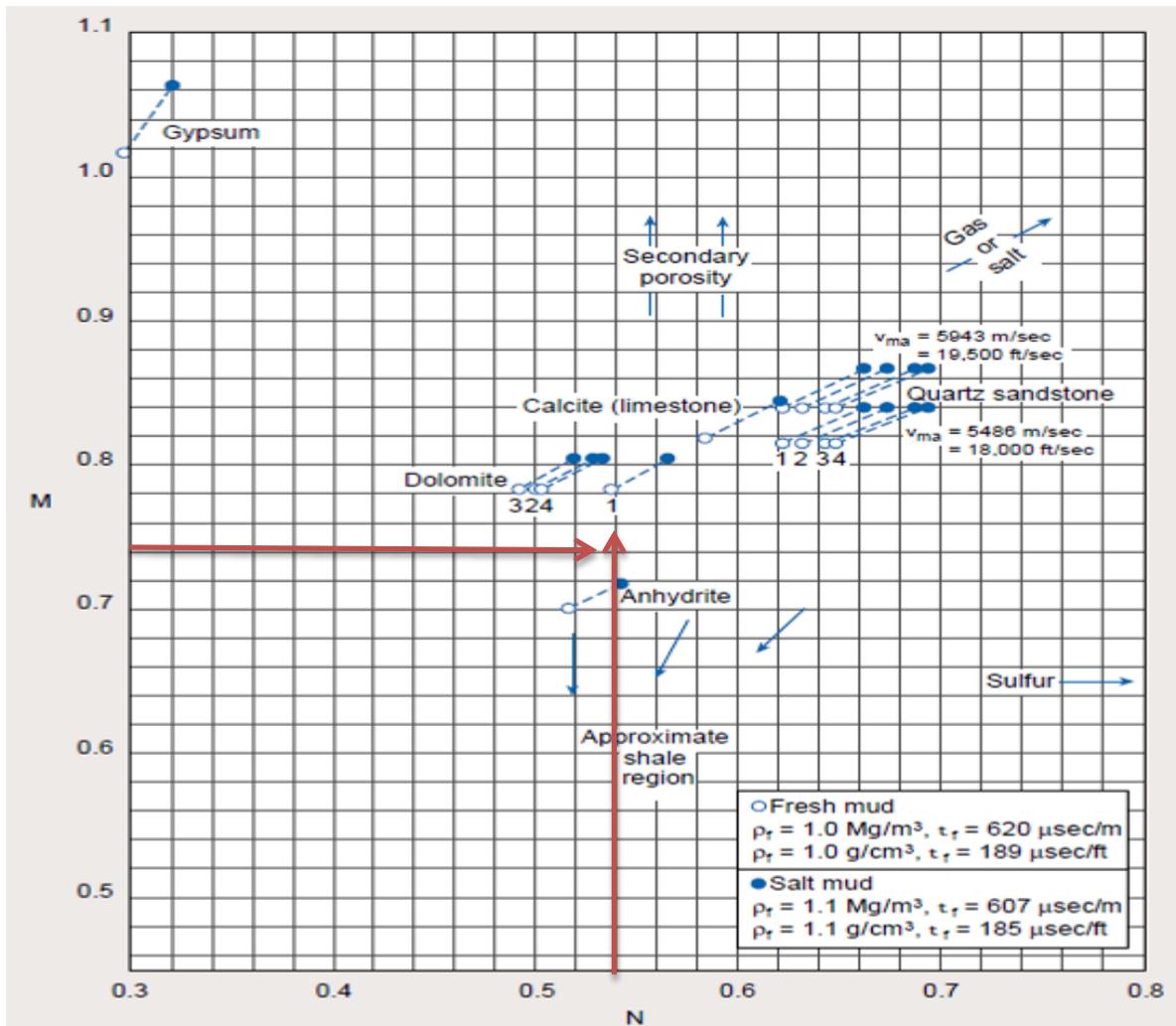


Gráfico de identificación de minerales M-N
(Schlumberger, 2000)

MID

En el grafico del MID los parametro a graficar son el tiempo de transito de la matriz aparente Δt_{maa} y la densidad de la matriz aparente ρ_{maa} , los cuales se obtienen de forma grafica.

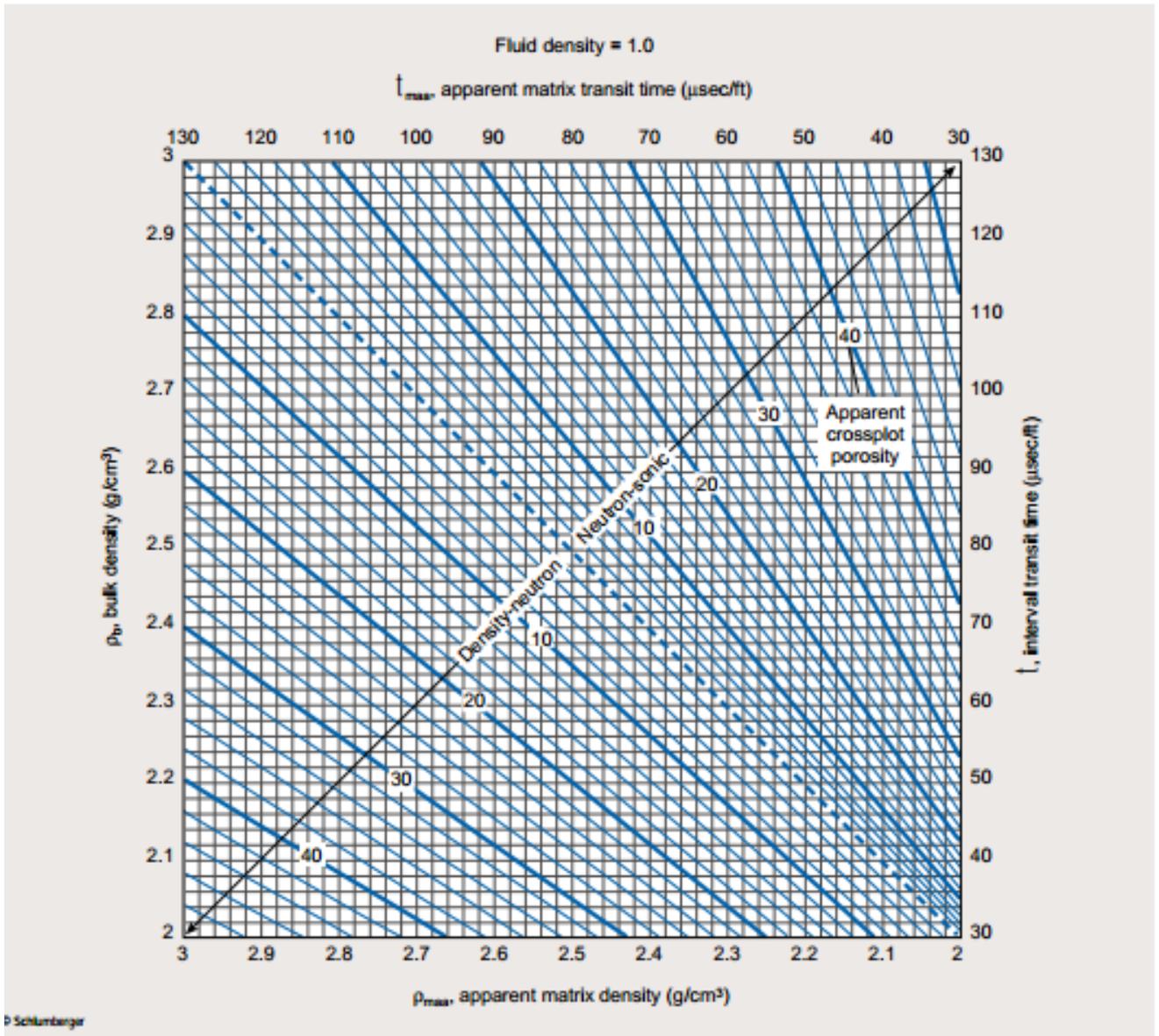


Gráfico de Determinación de Parámetros de matriz aparente
(Schlumberger, 2000)

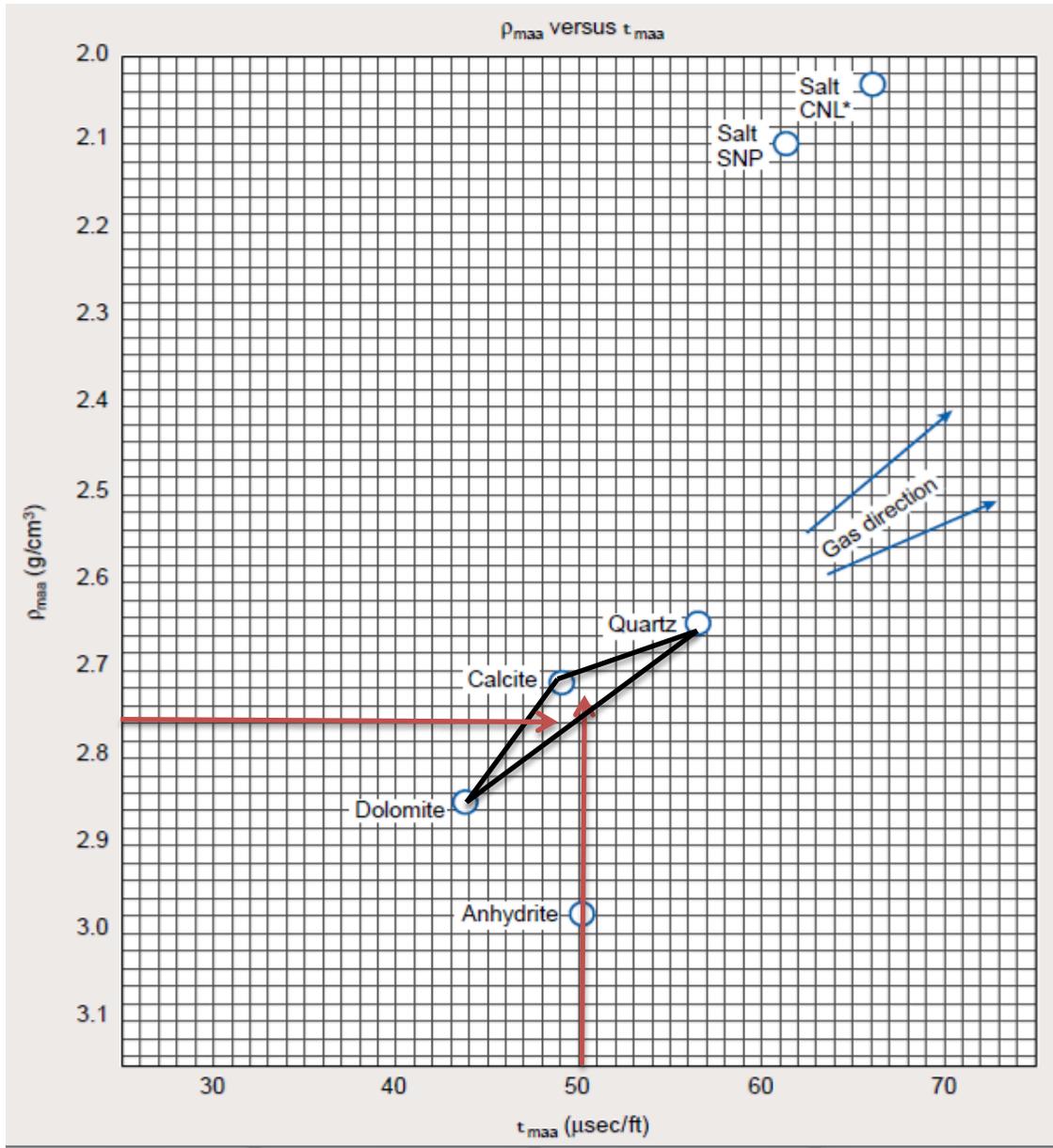


Gráfico de mineralogía
 t_{maa} VS ρ_{maa}
(Schlumberger, 2000)

En el grafico de identificacion litologica se grafica el factor fotoelectrico volumetrico de la matriz aparente U_{maa} VS ρ_{maa} , por lo que se requiere la curva de factor fotoelectrico del registro de Litodensidad.

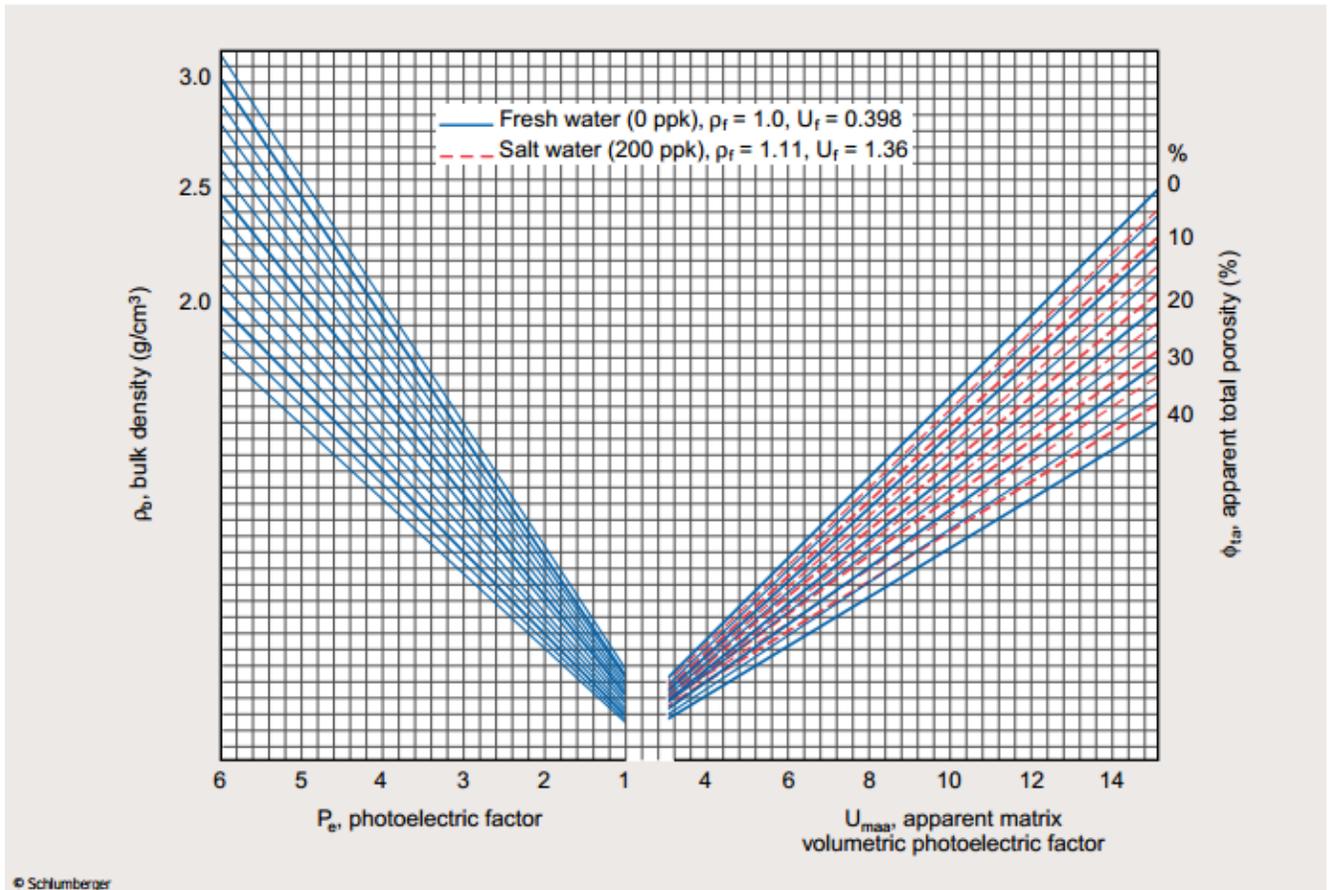


Gráfico Determinación de Parámetro U_{maa}
(Schlumberger, 2000)

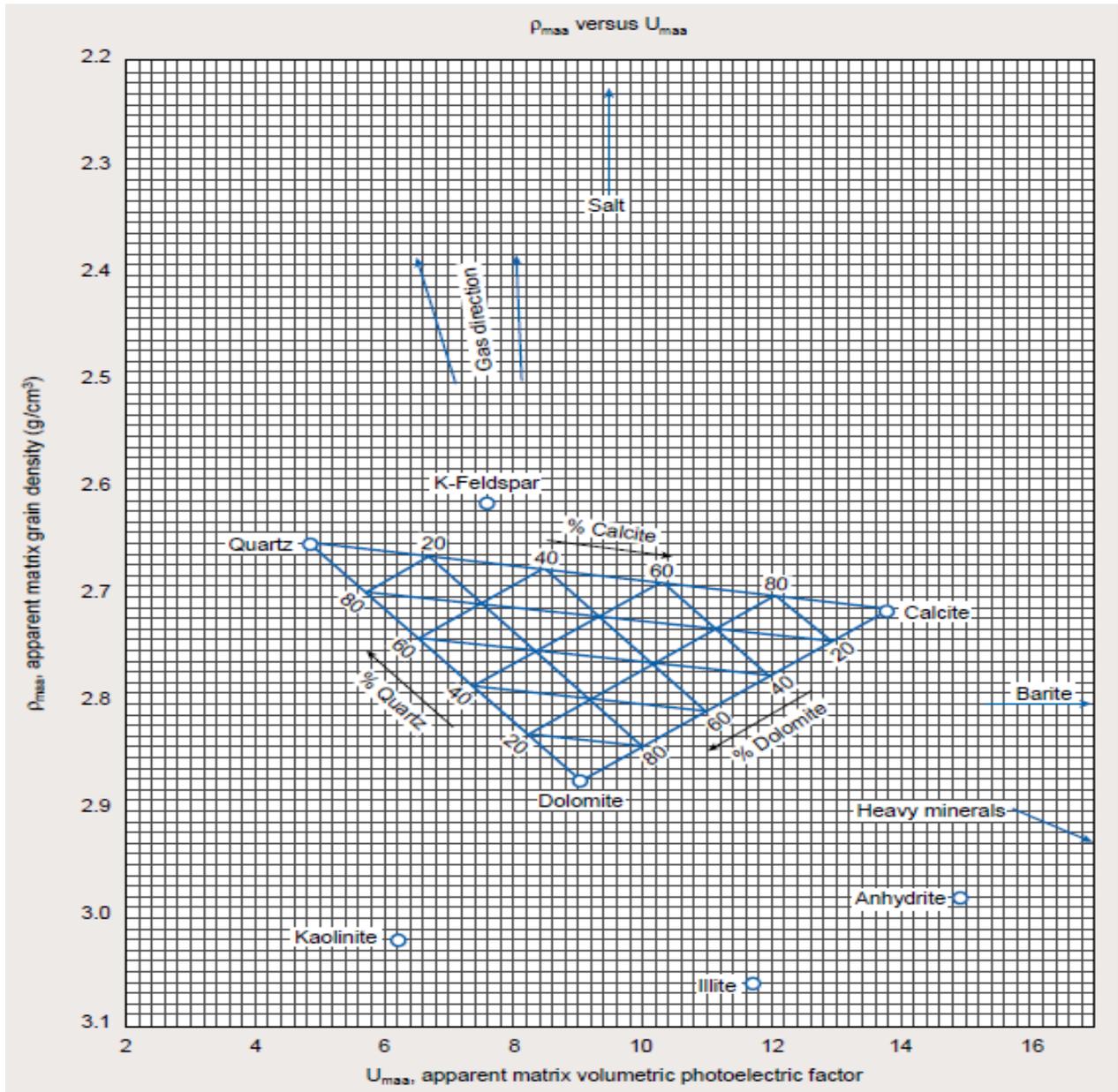


Gráfico de identificación de litología U_{maa} vs rho_{maa}
(Schlumberger, 2000)

Método analítico:

Se construye un sistema de ecuaciones en donde el número de ecuaciones es el número de minerales que se pueden determinar. El valor de porosidad se calcula previamente en todo el pozo y la respuesta de cada propiedad física de los registros para cada mineral (matriz) y fluido, se buscan en tablas de los anexos de los libros de cartas.

$$\Delta t = \phi \Delta t_f + (1 - \phi)(V_1 \Delta t_{ma1} + V_2 \Delta t_{ma2} + V_3 \Delta t_{ma3})$$

$$\phi_N = \phi(\phi_N)f + (1 - \phi)[V_1(\phi_N)ma1 + V_2(\phi_N)ma2 + V_3(\phi_N)ma3]$$

$$\rho_b = \phi \rho_f + (1 - \phi)(V_1 \rho_{ma1} + V_2 \rho_{ma2} + V_3 \rho_{ma3})$$

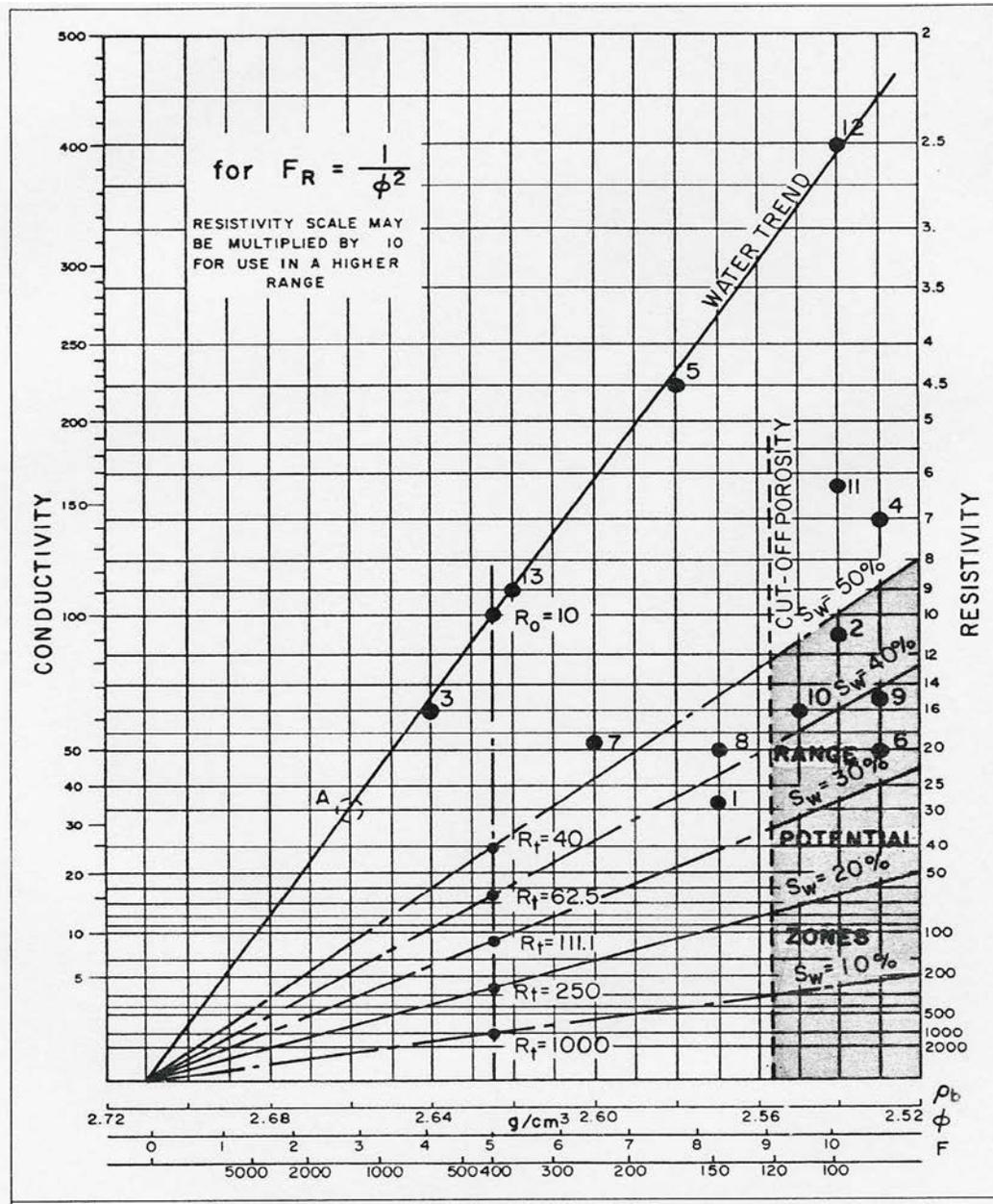
$$1 = V_1 + V_2 + V_3$$

Obtener gráfica de Hingle

La gráfica de Hingle es una gráfica de un registro de porosidad vs resistividad verdadera. Sirve para obtener de las formaciones registradas: la densidad de la matriz ρ_{ma} , el tiempo de tránsito de la matriz Δt_{ma} , la resistividad mojada R_o ; así como valores de corte para el cálculo de volúmenes de reservas de hidrocarburos: saturación de agua de corte S_{wc} y porosidad de corte ϕ_c .

Para construir la gráfica de Hingle se puede utilizar alguna curva de un registro de porosidad en escala lineal en las abscisas (X) aumentando hacia la derecha y la resistividad en escala $1/Rt^{1/2}$, en el eje de las ordenadas (Y) aumentando hacia abajo. Normalmente se utiliza una retícula de los libros de cartas o con software como un *Crossplot*. Cada punto corresponde a una profundidad de las curvas.

La escala de porosidad se marca de tal forma que el rango de los valores a graficar quede en la mitad del lado derecho de la retícula. Se traza una recta que una los puntos hacia el Noroeste (parte sup. izq.) que parta de $\phi=0$, esta es la recta de $S_w=100\%$. La intersección de una recta vertical en cada punto de coordenadas (ϕ, Rt) , corresponderá a la R_o para ese punto; por lo que se puede determinar las saturaciones con $S_w=(R_o/Rt)^{1/2}$.

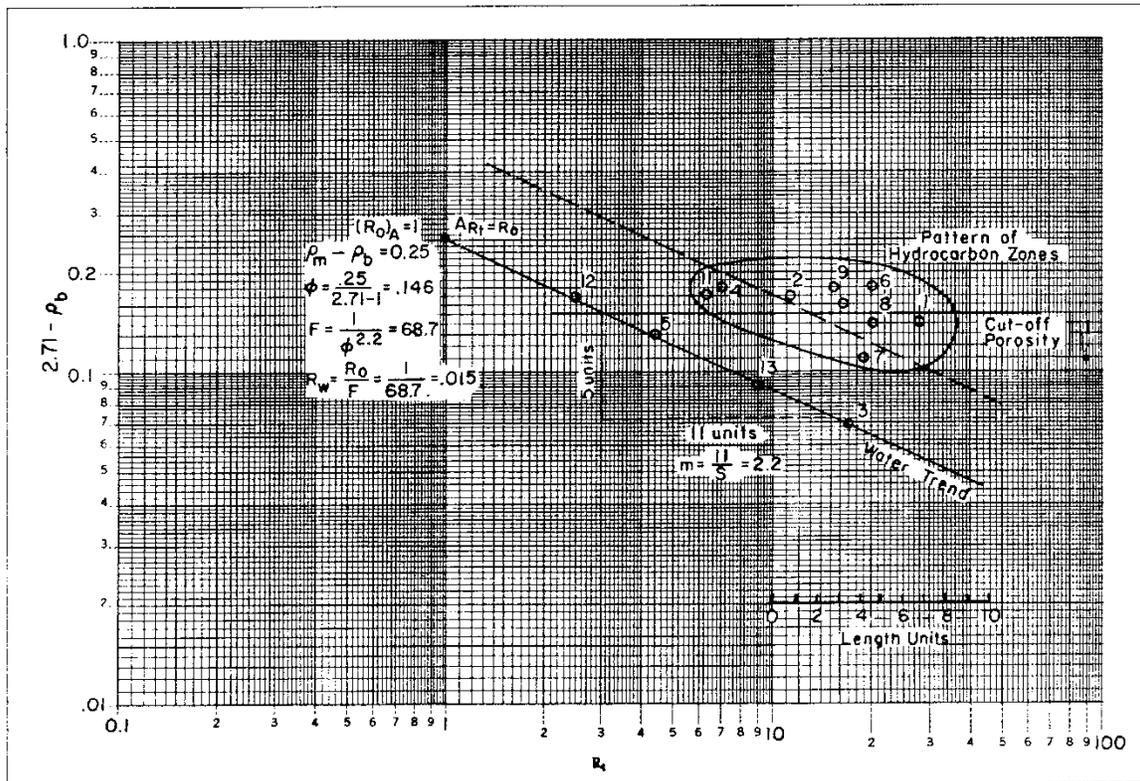


En el gráfico se leen los valores de: R_o en la curva $S_w=100\%$, ρ_{ma} y Δt_{ma} en el punto de cuce $\phi=0\%$, los valores de corte: ϕ_c y S_{wc} se trazan con intervalos productores.
(Bassiouni, 1994)

Obtener gráfica de Pickett

La gráfica de Pickett también es una gráfica de resistividad verdadera vs un registro de porosidad. Sirve para obtener de las formaciones registradas: el coeficiente de tortuosidad “a”, la resistividad del agua de formación R_w , el exponente de cementación “m” y el exponente de saturación “n”; así como valores de corte para el cálculo de volúmenes de reservas de hidrocarburos: saturación de agua de corte S_{wc} y porosidad de corte ϕ_c .

Para trazar la Gráfica de Pickett se utiliza una retícula log-log. Se grafica R_t en “X” aumentando a la derecha y ϕ_T (ϕ_N ó un parámetro de curvas de porosidad) en “Y” aumentando hacia arriba y terminando en 1 (100%). La curva de $S_w=100\%$ se encontrará en el Suroeste (abajo a la izq.) y su $\Delta R_t/\Delta \phi_T$, es el exponente de cementación “m”. Y la intersección de esa recta con $\phi_T=100\%$ será el valor de: aR_w .



En el gráfico se leen los valores de: m y aR_w . También se puede obtener S_w como curvas paralelas. (Bassiouni, 1994)

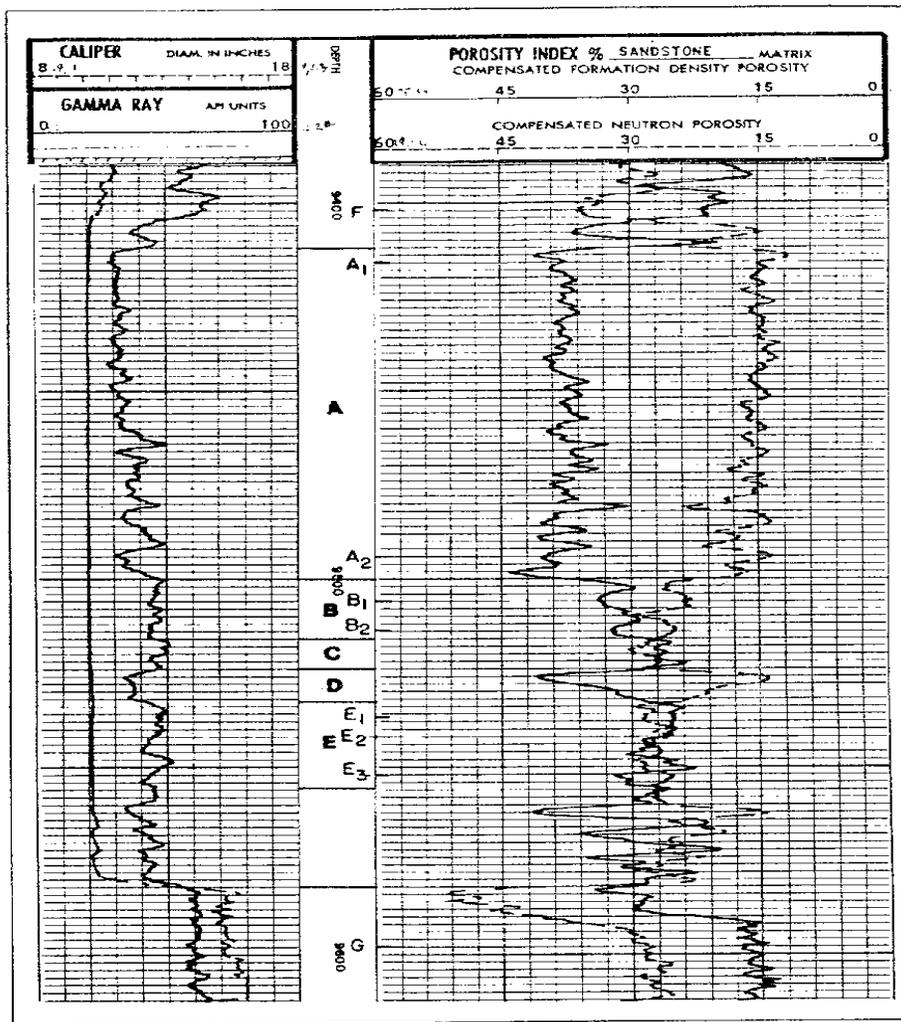
Determinación de intervalos fracturados

Se pueden identificar fracturas con diversos registros en forma cualitativa, los que permiten identificar con certeza las fracturas son: imágenes de pozo, sónico VDL y producto de echados . Con el sónico se puede cuantificar la porosidad secundaria:

$$\phi_2 = \phi_T - \phi_S$$

Determinación de intervalos con gas

Es posible determinar formaciones con gas con la combinación de registros de porosidad densidad y porosidad neutrón, cuando se tiene “cruce de curvas”: $\phi_D > \phi_N$. Con el registro sónico es posible detectar gas cuando la curva presenta “salto de ciclo”.



Cruce de curvas $\phi_D > \phi_N$
por efecto de gas
(Bassiouni, 1994).

Determinación de saturaciones en formaciones limpias

Si el volumen de arcilla V_{sh} es menor a 15% se utiliza la ecuación de Archie para determinar saturaciones de fluidos: saturación de agua S_w , saturación de hidrocarburos S_{hc} , saturación de hidrocarburos móviles S_{mhc} y saturación de hidrocarburos residuales S_{rhc} .

Se define el índice de resistividad como:

$$I_R = R_t / R_o$$

La saturación de agua es el inverso del índice de resistividad

$$S_w^n = 1 / I_R$$

Por otra parte la ecuación de Archie para factor de formación es:

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

Sustituyendo la ecuación

$$S_w = \left(\frac{R_o}{R_t}\right)^{1/n} = \left(\frac{FR_w}{R_t}\right)^{1/n} = \left(\frac{aR_w}{\phi^m R_t}\right)^{1/n}$$

La saturación de hidrocarburos se calcula a partir de la siguiente ecuación:

$$S_{hc} = 1 - S_w$$

La saturación de hidrocarburos móviles se obtiene con:

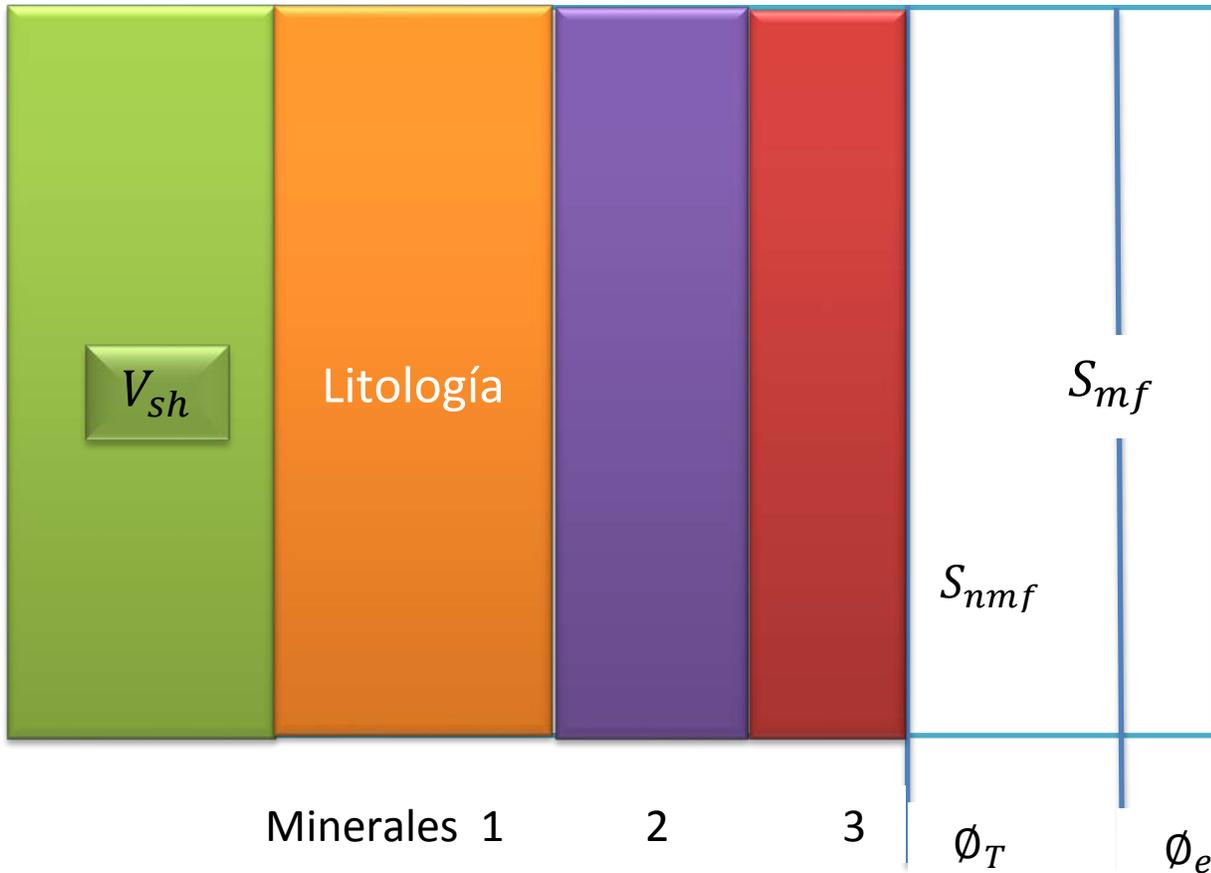
$$S_{mhc} = S_{xo} - S_w$$

La saturación de hidrocarburos residuales se calcula con:

$$S_{rhc} = 1 - S_{xo}$$

Modelo de Interpretación de Parámetros Petrofísicos con Registros Geofísicos de Pozos

El modelo es el resultado de la interpretación de los registros geofísicos de pozos, una vez obtenidos los parámetros petrofísicos anteriormente calculados.



Se coloca de izquierda a derecha los sólidos que conforman a la formación y de derecha a izquierda se representa el espacio poroso de la roca, el cual contiene los fluidos móviles y fluidos no móviles.

GLOSARIO

SP Potencial Natural	Rt Resistividad de la zona virgen
B.S. Diámetro de la Barrena	Rw Resistividad del agua de formación
GR Rayos Gamma	Rs Resistividad de la capa adyacente
RD Resistividad profunda	di Diámetro de invasión
RM Resistividad media	Ish Índice de arcillosidad
RS Resistividad somera	Vsh Volumen de arcilla
DT Tiempo de Transito	\emptyset_T Porosidad total
SPHI Porosidad Sónico	\emptyset_1 Porosidad primaria
RHOB Densidad	\emptyset_2 Porosidad secundaria
DPHI Porosidad Densidad	\emptyset_{Dsh} Porosidad densidad de una zona arcillosa
NPHI Porosidad Neutrón	\emptyset_{Nsh} Porosidad neutrón de una zona arcillosa
Ti Temperatura del intervalo de estudio	\emptyset_e Porosidad efectiva
Ts Temperatura de la superficie	F Factor de formación
Tf/ BHT Temperatura en el fondo del pozo	a Tortuosidad
Wm Peso del lodo	m Exponente de cementación
hmc Espesor de enjarre	n Exponente de saturación
dh Diámetro del pozo	Sw Saturación de agua
Rm Resistividad del lodo	Shc Saturación de hidrocarburos
Rmc Resistividad del enjarre	So Saturación de aceite
Rmf Resistividad del filtrado de lodo	Sg Saturación de gas
Rxo Resistividad de la zona lavada	Swi Saturación de agua irreducible
Ri Resistividad de la zona transicional	

Smo Saturación de aceite móvil

Smg Saturación de gas móvil

Sor Saturación de aceite residual

Sgr Saturación de gas residual

ROS Saturación de aceite remanente

Sxo Saturación de la zona lavada

Bibliografía

Arroyo Carrasco , A. (2007). *Bases Teóricas e Interpretación de Registros Geofísicos de Pozos*. México: Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería.

Bassiouni, Z. (1994). *Theory Measurement and Interpretation of Well Log*. Texas, EU: Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME.

Castrejón Pineda, R. (2010). *Determinación de Parámetros Petrofísicos*.

Castrejón Pineda, R. (2010). *Interpretación en Formaciones Limpias*.

Schlumberger. (2000). *Cartas de Schlumberger*.