



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

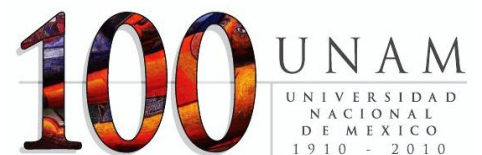
**DISCRETIZACIÓN DE LA POROSIDAD DE LOS
YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS**

T E S I S

PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A :
MIGUEL LUGO RUIZ

DIRECTOR DE TESIS:
ING. GUADALUPE GALICIA MUÑOZ



ÍNDICE

Lista de figuras	
Capítulo 1 Introducción	(1)
Capítulo 2 Conceptos Básicos.	(3)
Conceptos Petrofísicos	(3)
2.1 Volumen total de roca carbonatada con porosidad múltiple.	(3)
2.2 Volumen poroso total de una roca carbonatada con porosidad múltiple.	(4)
2.3 Volumen total de matriz.	(4)
2.4 Porosidad total de una roca carbonatada.	(4)
2.5 Porosidad secundaria.	(5)
2.6 Porosidad matricial.	(5)
2.7 Volumen matricial en función de la porosidad matricial y del volumen total de roca.	(5)
2.8 Porosidad Intrínseca matricial.	(6)
2.9 El volumen poroso matricial utilizando la porosidad intrínseca y el volumen total de matriz.	(6)
2.10 Porosidad intrínseca matricial en función de la porosidad matricial	(6)
2.11 Porosidad intrínseca matricial en función de la porosidad matricial y de la porosidad secundaria	(6)
2.12 Porosidad total en función de la porosidad secundaria y la porosidad matricial	(7)
2.13 Porosidad total en función de la porosidad intrínseca matricial y de la porosidad secundaria	(7)
2.14 Porosidad secundaria en función de la porosidad total y la porosidad matricial	(7)
2.15 Modelo Petrofísico	(7)
2.16 Factor de formación de la matriz	(8)
2.17 Exponente de cementación de matriz	(9)
2.18 Modelo de interacción petrofísica	(10)
2.19 Factor de formación del sistema de doble porosidad	(10)
2.20 Exponente de cementación del sistema de doble porosidad	(10)

2.21 Caracterización Petrofísica de los Yacimientos Carbonatados Naturalmente Fracturados	(11)
2.22 Permeabilidad	(12)
2.23 Permeabilidad Absoluta	(12)
2.24 Permeabilidad Efectiva	(12)
2.25 Permeabilidad Relativa	(13)
2.26 Permeabilidad en las Fracturas	(13)
2.27 Fracción Volumétrica Secundaria.	(13)
2.28 Coeficiente de Partición, PACO.	(14)
2.29 Índice del volumen poroso secundario	(14)
2.30 Ecuación de Archie	(14)
Conceptos Geológicos	(16)
2.31 Procesos Diagenéticos	(15)
2.32 Disolución	(22)
2.33 Dolomitización	(24)
2.34 Estilolitización	(26)
2.35 Clasificación de los Yacimientos Naturalmente Fracturados. Según Nelson.	(27)
2.36 Morfología y Magnitud de las Fracturas	(29)
2.37 Registros Geofísicos	(32)
Capítulo 3 Revisión de la Literatura	(36)
3.1 Características Generales de los Yacimientos Carbonatados Naturalmente Fracturados	(36)
3.2 Descripción de la Caracterización Geológica de los Yacimientos Carbonatados Naturalmente Fracturados	(39)
3.2.1 Modelo Sedimentológico	(40)
3.2.2 Modelo Estratigráfico	(41)
3.2.3 Modelo Estructural	(41)
3.2.4 Modelo Petrofísico	(41)
3.2.5 Modelo Geológico	(42)

Capítulo 4 Geología Regional del Golfo de México	(43)
4.1. Ambientes Sedimentarios	(43)
4.2. Marco Geológico Regional de la Zona Marina del Golfo de México	(45)
4.3. Estratigrafía Regional de los Yacimientos Naturalmente Fracturados en el Golfo de México	(52)
4.4. Geología Estructural	(55)
Capítulo 5 Modelo y Metodología Propuesta	(60)
Capítulo 6 Validación del Modelo y Metodología	(68)
Conclusiones	(83)
Bibliografía	(86)
Nomenclatura	(91)

LISTA DE FIGURAS

Fig. 2.1. Modelo representativo de discontinuidades que dominan el flujo de fluidos en Yacimientos Naturalmente Fracturados.

Fig. 2.2. Factor de formación de la matriz vs. Porosidad matricial para diferentes unidades litoestratigráficas.

Fig. 2.3. Factores Diagenéticos.

Fig. 2.4. Factores involucrados en la Diagénesis.

Fig. 2.5. Clasificación de los Carbonatos, (Dunham (1962), Ham y Lucia, 2001)³⁶⁻³⁸.

Fig. 2.6. Gráfico de zonas de disolución en carbonatos según la profundidad^{24,25}.

Fig. 2.7. Representación gráfica de los diferentes tipos de porosidad secundaria basados en criterios de análisis petrográficos^{24,25}.

Fig. 2.8. Microfacies de dolomías mostrando el desarrollo de cemento dolomítico. El color marrón en los cristales de dolomitas está asociado a impregnación de hidrocarburos.

Fig. 2.9. Microfotografía donde se muestra la separación de la roca, por estilolitización . T.N. Diggs.³⁷.

Fig. 2.10. Sistema de Clasificación de los Yacimientos Naturalmente Fracturados, según Nelson. (oilfield review, 2006)³⁵, (Nelson, A.R., G.A.N.F.R.)³².

Fig. 2.11. Clasificación de los Sistemas de Fracturas Naturales, presentes en los YNF.^{25,26,36,63}

Fig. 2.12. Clasificación de fracturas Naturaleza, presentes en los YNF.^{25,26}

Fig. 2.13. Clasificación de Fracturas por su Naturaleza, por su tamaño (cualitativas), por el tipo y ancho.⁶⁷

Fig. 2.14. Diagrama representativo del tamaño y continuidad de las fracturas en los YNF.

Fig. 2.15. Intensidad de la fractura (dependiendo del tamaño de grano y composición)^{5,6}

Fig. 3.1. Fases en una caracterización integrada de un YCNF.

Fig. 3.2. Ciclo descriptivo de la caracterización integrada de un YNF.

Fig.4.1. El diagrama de flujo muestra la secuencia realizada en el análisis de ambientes de depósito.

Fig. 4.2. Provincias morfoestructurales en que se divide la Sonda de Campeche (Angeles Aquino, 1982).³²

Fig. 4.3. Mapa base de los pozos exploratorios y de desarrollo perforados en la sonda de Campeche.³³

Fig.4.4. Provincias morfoestructurales en que se divide la Sonda de Campeche (Angeles Aquino, 1982)^{32,33}.

Fig. 4.5. Validación de la evaluación petrofísica por paleontología, descripción litológica de muestras de canal y marcas eléctricas para determinar el cambio de fases, el ambiente sedimentario, energía del ambiente de depósito y ambiente marino con criterio multidisciplinario.

Fig. 4.6. Rangos de valores esperados de porosidad por paleontología, descripción litológica de muestras de canal y marcas eléctricas. Ejemplo de un pozo perforado en un campo de la región marina (BTPKS). Donde se aprecian las facies presentes, ambientes marinos y tipo de energía.

Fig. 4.7. Modelo Geológico Regional de la Brecha Productora de la zona de Campeche. (Angeles Aquino,2007)³²

Fig. 4.8. Principales eventos tectónicos regionales vistos en una sección. Aplicados para la validación de datos en la discretización de porosidad^{32,33}.

Fig. 4.9. Línea sísmica con dirección NW-SE que muestra la relación de la tectónica Jurasica con 5 de los campos de la RMSO. Se muestra que todos los campos se encuentran alineados NW-SE y cada uno esta asociados a un paleoalto Jurasico.^{32,33}.

Figura 4.10. Evolución Tecto-sedimentaria esquemática desde el Jurásico Inferior hasta el Terciario. Etapas 1 y 2 pertenecen a la tectónica Mesozoica mientras que la etapa 3 corresponde a la tectónica Terciaria. Entre ellas se encuentra un período de relativa quietud estructural que es cuando se depositaron el Cretácico Superior y el Terciario Temprano.^{32,33}

Fig. 5.1. Parte principal del diagrama de flujo de la evaluación petrofísica convencional.

Fig. 5.2. Parte principal del diagrama de flujo de la evaluación petrofísica avanzada.

Fig. 6.1. Tabla de valores indicativos para cada registro aplicado.

Fig. 6.2. Validación de los datos por núcleos y por tipo de litología.

Fig. 6.3. Validación de los registros por tipo de Ambientes Sedimentarios.

Fig. 6.4. Validación de los datos por tipo de litología.

Fig. 6.5. Validación de los datos por tipo de litología.

Fig. 6.6. Calibración de porosidad por tomografías, laminas delgadas.

Fig. 6.7. La porosidad total permite visualizar las zonas dolomitizadas.

Fig. 6.8. El exponente de cementación de doble porosidad en forma variable permite modelar la estratificación y los cambios laterales respetando los aspectos estructurales y de facies durante la población en conjunto con los atributos geofísicos.

Fig. 6.9. Distribución 3D de la porosidad secundaria.

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

Los Yacimientos Carbonatados Naturalmente Fracturados (YCNF) son el componente más importante de la reserva mundial de hidrocarburos y base de la producción en muchas partes del mundo, incluyendo el Medio Oriente y México. En los YCNF se encuentran beneficios, porque alrededor del 60% de las reservas mundiales de petróleo provienen de éstos yacimientos. En nuestro país la mayor parte de los hidrocarburos producidos provienen de los YCNF⁵⁰. Por ello es importante la investigación de este tipo de yacimientos.

En el Golfo de México es donde se encuentra la mayor cantidad de YCNF de nuestro país⁵⁰. En términos regionales, la Región Marina Noreste aporta 46.9 por ciento del total nacional de la reserva probada de petróleo crudo equivalente, la Región Sur alcanza 28.3 por ciento, mientras que la Región Norte reporta 11.5 por ciento y el 13.2 por ciento restante corresponde a la Región Marina Suroeste⁵⁰.

El objetivo de esta tesis, es desarrollar una metodología para evaluar las características de los YCNF.

Un Yacimiento Carbonatado Naturalmente Fracturado es un volumen de roca compuesto por un sistema múltiporoso, en el que se encuentran microfracturas, mesofracturas, macrofracturas, canales de disolución, microvúgulos, macrovúgulos, cavernas, presencia de varios tamaños en las gargantas de poro y redes de fracturas, las cuales actúan simultáneamente, y son saturados por hidrocarburos y/u otros fluidos¹.

La metodología que se presenta consiste en la *discretización de la porosidad total de los YCNF*. Para ello es necesario conceptualizar las propiedades en dos medios: al primer medio se le denomina *porosidad primaria* y al segundo *porosidad secundaria*. (Nelson, 2001)³¹, (Aguilera, 1995,2003)^{5,6}. (Pulido, 2006)^{39,43,44},(Galicía, 2006)¹¹.

El primer medio, está constituido por la porosidad de matriz y microfracturas; contiene la mayoría del fluido almacenado en el yacimiento y se caracteriza por tener baja capacidad de flujo. El segundo medio está constituido por las redes de

fracturas y cavidades de disolución, éste actúa como el medio que conduce a los fluidos con alta permeabilidad y con rangos de almacenamiento bajo, mediano y alto.

Cada medio poroso tiene características propias, la interacción de los elementos del sistema primario y secundario define una característica, la cual es denominada propiedad del *sistema de doble porosidad*. No existen relaciones directas para obtener las características petrofísicas de la roca debido a su complejidad, variación composicional, estructura interna y otras características intrínsecas. Por ello, se utilizan *modelos petrofísicos* que representan a los elementos, sus *características y su interacción entre ellos, así como el comportamiento* de cada sistema poroso.

La discretización de la porosidad total en porosidad matricial y porosidad secundaria, se obtiene mediante la caracterización petrofísica, basada principalmente en registros geofísicos convencionales, aplicando durante este proceso, los conceptos de geología (estructural, sedimentológica, petrográfica, mineralógica, paleontológica y estratigrafía), los conceptos de geofísica, petrofísica de núcleos y elementos de Ingeniería de Yacimientos.

Todos los resultados de la caracterización petrofísica se representan en forma de perfiles, éstos son los datos de mayor confiabilidad (duros) en el proceso de población (guiada por atributos o multiatributos sísmicos y delimitada por las facies sedimentológicas e influenciadas por el aspecto estructural).

La importancia de la discretización de la porosidad es debido a que los YCNF son conceptualizados como un modelo de doble porosidad y los resultados de su caracterización petrofísica deben ser incorporados dentro de un modelo de doble porosidad del simulador numérico. Además de que esta metodología proporciona propiedades del sistema secundario que cambian con respecto a la variación litológica.

CAPÍTULO II

CONCEPTOS BÁSICOS

Debido a la gran cantidad de términos técnicos utilizados para presentar el modelo de discretización de la porosidad total, es necesario un conjunto de conceptos básicos que permiten conocer, homologar, definir y enfocar, en orden jerárquico. Es por ello la importancia de presentar los conceptos básicos.

Conceptos Petrofísicos.

2.1. Volumen total de roca carbonatada con porosidad múltiple.

El volumen de roca de los yacimientos carbonatados naturalmente fracturados, está compuesto por el volumen de sólidos, el volumen poroso matricial y el volumen poroso secundario, lo que compone el volumen total de la roca. La matriz puede estar compuesta por arcillas, caliza y/o dolomía. El volumen poroso matricial y el volumen poroso secundario está ocupado por los fluidos del yacimiento tales como agua, aceite y gas.

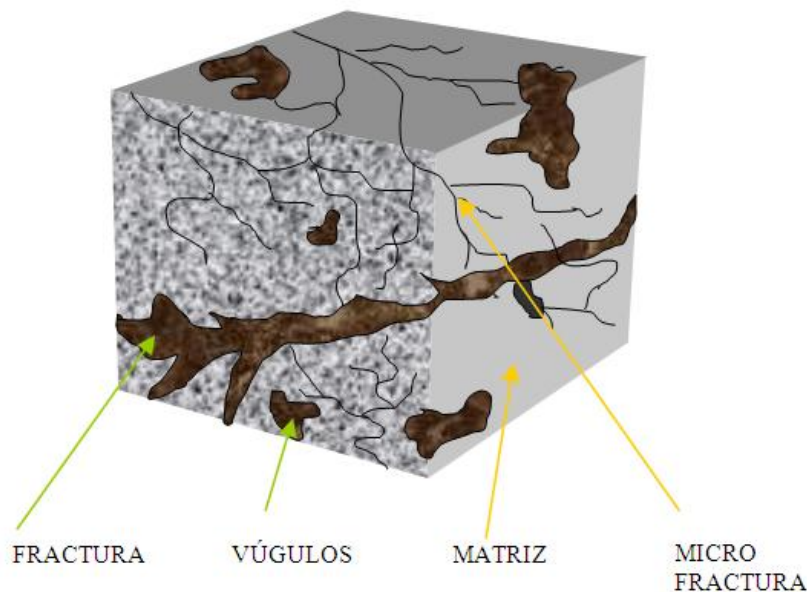


Fig. 2.1 Modelo representativo de discontinuidades que dominan el flujo de fluidos en Yacimientos Naturalmente Fracturados.

Matemáticamente está compuesta:

$$V_b = V_s + V_{pm} + V_{p\ sec} \quad (2.1)$$

Donde:

V_b = volumen total de roca carbonatada, L^3 .

V_s = volumen de sólidos, L^3 .

V_{pm} = volumen poroso matricial, L^3 .

$V_{p\ sec}$ = volumen poroso secundario, L^3 .

2.2. Volumen poroso total de una roca carbonatada con porosidad múltiple.

Es el volumen poroso matricial más el volumen poroso secundario:

$$V_{pt} = V_{pm} + V_{p\ sec} = V_b - V_s \quad (2.2)$$

Donde:

V_{pt} = volumen poroso total, L^3 .

2.3. Volumen total de matriz. V_{bm} .

Es el volumen de sólidos de la roca más el volumen poroso matricial:

$$V_{bm} = V_s + V_{pm} = V_b - V_{p\ sec} \quad (2.3)$$

Donde:

V_{bm} = volumen total de matriz, L^3 .

V_b = volumen total de roca carbonatada, L^3 .

2.4. Porosidad Total de una roca carbonatada.

Es el volumen poroso total dividido entre el volumen total de roca:

$$\phi_t = \frac{V_{pt}}{V_b} = \frac{V_{pm} + V_{p\ sec}}{V_s + V_{pm} + V_{p\ sec}} \quad (2.4)$$

Donde:

V_b = volumen total de roca carbonatada, L^3 .

V_s = volumen de sólidos, L^3 .

V_{pm} = volumen poroso matricial, L^3 .

$V_{p\ sec}$ = volumen poroso secundario, L^3 .

2.5. Porosidad Secundaria, (ϕ_{sec}):

Es el volumen del sistema poroso secundario (fracturas + vgulos) de una roca carbonatada dividido entre el volumen total de roca (V_b).

$$\phi_{sec} = \frac{V_{p\ sec}}{V_b} = \frac{V_{pt} - V_{pm}}{V_s + V_{pm} + V_{p\ sec}} = \frac{V_b - V_s - V_{pm}}{V_s + V_{pm} + V_{p\ sec}} \quad (2.5)$$

Donde:

V_{pt} = volumen poroso total, L^3 .

V_b = volumen total de roca carbonatada, L^3 .

V_s = volumen de sólidos, L^3 .

V_{pm} = volumen poroso matricial, L^3 .

$V_{p\ sec}$ = volumen poroso secundario, L^3 .

2.6. Porosidad matricial. ϕ_{ma} :

Es el volumen poroso matricial dividido entre el volumen total de roca:

$$\phi_{ma} = \frac{V_{pm}}{V_b} = \frac{V_{pt} - V_{p\ sec}}{V_s + V_{pm} + V_{p\ sec}} = \frac{V_b - V_s - V_{p\ sec}}{V_s + V_{pm} + V_{p\ sec}} \quad (2.6)$$

Donde:

V_{pt} = volumen poroso total, L^3 .

V_b = volumen total de roca carbonatada, L^3 .

V_s = volumen de sólidos, L^3 .

V_{pm} = volumen poroso matricial, L^3 .

$V_{p\ sec}$ = volumen poroso secundario, L^3 .

2.7. Volumen poroso matricial en función de la porosidad matricial y del volumen total de roca.

$$V_{pm} = \phi_{ma} V_b \quad (2.7)$$

Substituyendo el volumen total de roca:

$$V_{pm} = \phi_{ma} [V_s + V_{pm} + V_{p\ sec}] \quad (2.8)$$

2.8. Porosidad intrínseca matricial, (ϕ_{ima}).

Es el volumen poroso matricial de una roca entre el volumen total de matriz:

$$\phi_{ima} = \frac{V_{pm}}{V_{bm}} = \frac{V_{pm}}{V_s + V_{pm}} \quad (2.9)$$

Esta porosidad sería la obtenida por núcleos que no contienen porosidad secundaria.

2.9. El volumen poroso matricial utilizando la porosidad intrínseca y el volumen total de matriz.

$$V_{pm} = \phi_{ima} V_{bm} \quad (2.10)$$

Sustituyendo el volumen total de matriz:

$$V_{pm} = \phi_{ima} [V_s + V_{pm}] \quad (2.11)$$

2.10. Porosidad intrínseca matricial en función de la porosidad matricial (van Golf Ratch).

Igualando los volúmenes porosos matriciales de registros y núcleos con bajísima porosidad secundaria.

$$\phi_{ma} V_b = \phi_{ima} [V_s + V_{pm}] \quad (2.12)$$

Despejando la porosidad de matriz referida al volumen de roca:

$$\phi_{ma} = \frac{\phi_{ima} [V_s + V_{pm}]}{V_b} \quad (2.13)$$

Substituyendo el volumen total de matriz, ec. 3 en 13 se obtiene la porosidad matricial, en función de la porosidad intrínseca matricial y porosidad secundaria:

$$\phi_{ma} = \phi_{ima} \left[\frac{V_b - V_{p \text{ sec}}}{V_b} \right] = \phi_{ima} [1 - \phi_{sec}] \quad (2.14)$$

2.11. Porosidad intrínseca matricial (núcleo) en función de la porosidad matricial y de la porosidad secundaria.

Es una guía de la estimación de parámetros de registros y con la cual se obtendrán las correlaciones.

$$\phi_{ima} = \frac{\phi_{ma}}{[1 - \phi_{sec}]} \quad (2.15)$$

2.12. Porosidad total en función de la porosidad secundaria y la porosidad matricial.

Dividiendo el volumen poroso total entre el volumen total de roca:

$$\frac{V_{pt}}{V_b} = \frac{V_{pm}}{V_b} + \frac{V_{psec}}{V_b} \quad (2.16)$$

Aplicando las definiciones se obtiene la porosidad total como la suma de la porosidad matricial y la porosidad secundaria:

$$\phi_t = \phi_{ma} + \phi_{sec} \quad (2.17)$$

2.13. Porosidad total en función de la porosidad intrínseca matricial y de la porosidad secundaria.

Se obtiene sustituyendo la ec. 14 en la ec. 17:

$$\phi_t = \phi_{ima} [1 - \phi_{sec}] + \phi_{sec} = \phi_{ima} + \phi_{sec} - \phi_{ima} \phi_{sec} \quad (2.18)$$

2.14. Porosidad secundaria en función de la porosidad total y la porosidad matricial.

Se obtiene despejando la porosidad secundaria de la porosidad total.

$$\phi_{sec} = \phi_t - \phi_{ma} \quad (2.19)$$

2.15. Modelo Petrofísico.

Un *modelo petrofísico* representa el comportamiento de cada medio poroso y la interacción entre las propiedades físicas de los elementos del medio poroso, generalmente descrita por funciones de tipo *ley de potencias*.

Las variables de un modelo petrofísico pueden ser explícitas o implícitas, las primeras son: factor de formación, porosidad, permeabilidad, compresibilidad, índice de resistividad, exponente de saturación; las variables implícitas están incluidas dentro las variables mencionadas anteriormente Dichas variables son: tortuosidad, exponente de cementación, garganta de poro, tamaño de poro, apertura de fractura y diámetro de vórgulos, sin embargo, son difíciles de cuantificar u obtener representatividad. Por lo anterior, en muchas ocasiones varias características desconocidas son agrupadas en una sola incógnita.

2.16. Factor de Formación de la Matriz.

El factor de formación de matriz es una constante de proporcionalidad entre la resistividad de matriz *totalmente saturada con agua* y la resistividad del agua salada:

$$R_{oma} = F_{ma} R_{wma} \quad (2.20)$$

$$F_{ma} = \frac{R_{oma}}{R_{wma}} \quad (2.21)$$

donde:

R_{oma} = resistividad de la matriz saturada completamente con agua salada.

R_{wma} = resistividad de la salmuera en la matriz.

A medida que se incrementa el *esfuerzo efectivo* sobre la matriz, la *interconexión de los poros* (garganta de poro) disminuye, la *porosidad efectiva de matriz* disminuye y el *factor de formación* de la matriz aumenta, tal como se constata en los núcleos.

El modelo de Archie representa el *factor de formación de la matriz* en función de la porosidad de matriz y del *exponente de cementación de la matriz*.

$$F_m = \frac{1}{\phi_{ma}^{m_{ma}}} \quad (2.22)$$

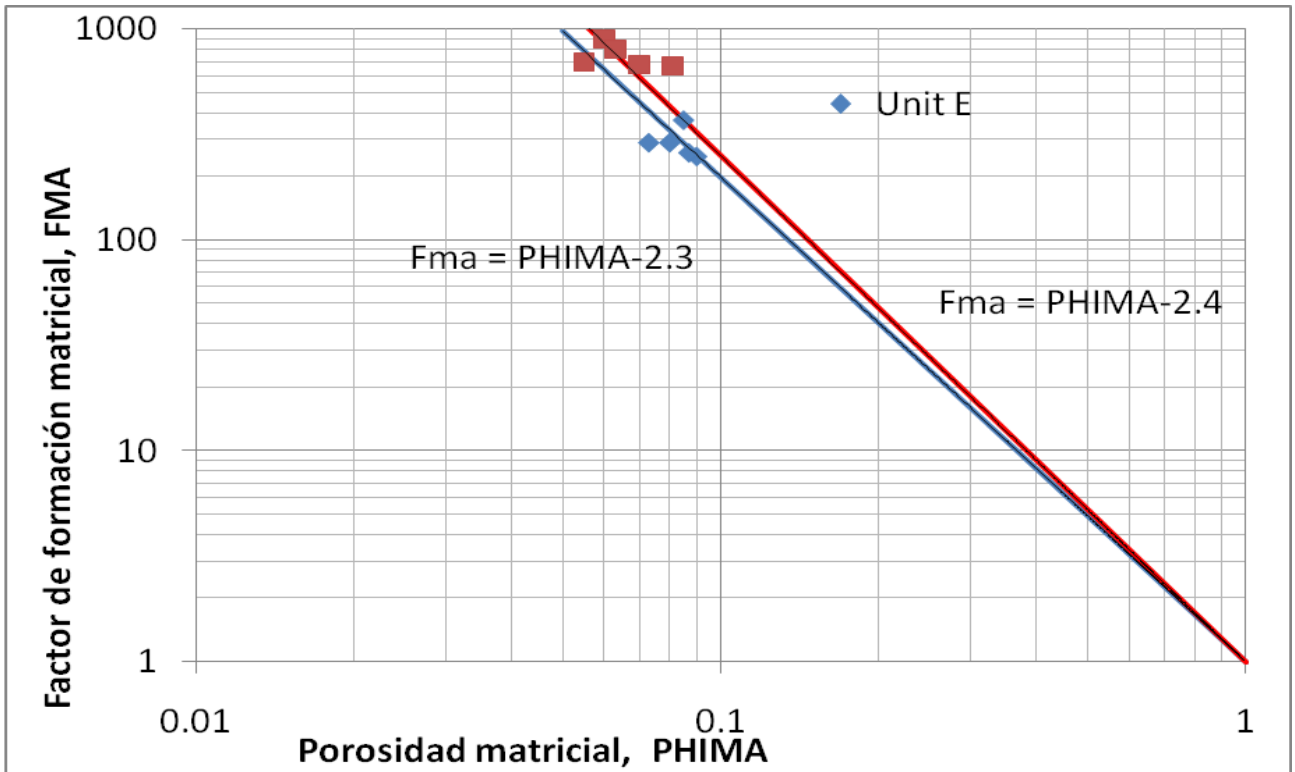


Fig. 2.2. Factor de formación de la matriz vs. Porosidad matricial para diferentes unidades litoestratigráficas.

2.17. Exponente de cementación de matriz, m_{ma} .

Es un parámetro que indica la intensidad de interconexión presente en los poros de la matriz y del tamaño de poro, por lo que es importante considerar, que no es representativo del sistema poroso total. De las mediciones en núcleos, de pruebas de laboratorio y al despejar el modelo de Archie, se calcula:

$$m_{ma} = \frac{\ln(F_{ma})}{-\ln(\phi_{ma})} \quad (2.23)$$

Donde:

F_{ma} = factor de formación matricial

ϕ_{ma} = porosidad matricial

Su valor oscila en un rango de 1.8 a 3. Los valores cercanos a 2 indican una matriz con garganta de poro entre 100 y 500 μm , valores cercanos a 3 indican una roca compacta y de baja porosidad, es decir una garganta de poro de 1 μm .

2.18. Modelo de Interacción petrofísica.

Es una regla de correspondencia que representa la interacción entre dos sistemas, que genera un sistema amplio o global (en nuestro caso la interacción entre el sistema primario y secundario). Una propiedad del sistema primario interactúa con su análoga del sistema secundario, para generar una propiedad equivalente del sistema de doble porosidad, cada propiedad del elemento que interactúa está afectada por una función importante y relevante (función de peso) que dependen del volumen de cada uno de ellos.

2.19. Factor de Formación del sistema de doble porosidad, F_{DP} .

Es una constante de proporcionalidad entre la resistividad del sistema de doble porosidad saturado con agua y la resistividad del agua salada que lo satura.

$$R_{oDP} = F_{DP} R_{wDP} \quad (2.24)$$

El modelo de Archie representa el factor de formación de doble porosidad en función de la porosidad total y el exponente de cementación de doble porosidad.

$$F_{DP} = \frac{R_{oDP}}{R_{wDP}}$$

$$F_{DP} = \frac{1}{\phi_t^{m_{DP}}} \quad (2.25)$$

2.20. Exponente de cementación del sistema de doble porosidad, m_{DP} .

El exponente de cementación del sistema de doble porosidad es un indicador del promedio de interconexión en la apertura y el número de fracturas, diámetros de vórgulos, número de vórgulos, la interconexión del tamaño de poro, número de poros y la interconexión de los vórgulos con fracturas y poros matriciales. Si

aumentan los vgulos y la intensidad de las fracturas, entonces disminuye el exponente de cementación. Matemáticamente se calcula como:

$$m_{DP} = \frac{\ln(F_{DP})}{-\ln(\phi_t)} \quad (2.26)$$

Donde:

F_{DP} = factor de formación de doble porosidad.

ϕ_t = porosidad total.

El valor del exponente de cementación del sistema de doble porosidad, se encuentra en el rango de 1.2-1.9; valores cercanos a 1.5 indican canales de flujo equivalente 500 a 3000 μm , debido a que considera la porosidad primaria (rango del exponente de cementación matricial 1.8-3.5) así como la porosidad secundaria (rango del exponente de cementación 1-1.5).

En algunos casos se obtienen núcleos de diámetro completo de zonas "suaves", pero no es representativa de las zonas altamente productivas, donde se tiene mayor grado de fracturamiento y no se pueden obtener núcleos, el exponente de cementación de doble porosidad, es cercano a 1.2.

2.21. Caracterización Petrofísica de Yacimientos Carbonatados Naturalmente Fracturados.

Es la metodología que permite obtener el conjunto de variables petrofísicas del *sistema primario y de doble porosidad* aplicando un conjunto de modelos petrofísicos.

Debido a que el sistema secundario es el más difícil de evaluar directamente, debe realizarse lo siguiente: por medio de la *caracterización petrofísica de la matriz*, del *sistema de doble porosidad* y del *modelo de interacción* se obtiene la caracterización petrofísica del *sistema secundario*.

La caracterización petrofísica del *sistema mltiporoso*, es un proceso que se aplica a las mediciones de los registros geofísicos convencionales y que proporciona: la porosidad total, exponente de cementación *del sistema de doble*

porosidad, radio equivalente de canal (una garganta de poro ampliada por los vórgulos y fracturas), factor de formación, permeabilidad, compresibilidad, exponente de saturación, saturación de agua y velocidades sónicas.

En el laboratorio, al núcleo se le mide la porosidad, permeabilidad, gargantas de poro, y se analizan las fracturas marcadas, o construcción de espacios vacíos por tomografía y se cuantifica su porosidad secundaria.

2.22. Permeabilidad. Es una propiedad física de las rocas, es un indicador de la facilidad de flujo de a través de un medio poroso. Se mide en Darcies [*D*] y miliDarcies [*mD*], ambas unidades derivadas de la Ley de Darcy.

**Ley de Darcy.*- Proporciona la capacidad del medio poroso con la permeabilidad de 1 [*D*] , con un fluido de viscosidad de un centipoise, fluyendo a un gasto de 1 [cm³/s], en una sección de 1[cm²], con una presión de 1 [atm] por centímetro de longitud.

Para realizar mejor el estudio de los YCNF se utiliza una clasificación de permeabilidades. La permeabilidad media de los yacimientos varía de unos cuantos miliDarcies, hasta Darcies. La permeabilidad no es la misma en toda la formación (anisotropía).

2.23. Permeabilidad absoluta.

Esta es la propiedad de los medios porosos de permitir el flujo de un fluido a través del medio poroso, cuando este se encuentra 100% saturada con un solo fluido.

$$k_a = \frac{q\mu L}{A\Delta P} \tag{2.27}$$

Donde:

k_a = permeabilidad absoluta [*D*]

q = gasto del fluido [cm³/s]

μ = viscosidad del fluido [*cp*]

L = longitud [*cm*]

A = área transversal al flujo [cm²]

ΔP = caída de presión [*atm*]

2.24. Permeabilidad efectiva.

Es la permeabilidad de un fluido en el medio poroso, cuando la saturación de este fluido es menor al 100%, es decir tomando en cuenta la presencia de otro fluido. La permeabilidad efectiva es siempre de un valor menor con respecto a la permeabilidad absoluta y esta cambia en el instante en que la saturación del fluido sea modificada.

Las permeabilidades efectivas en la formación, son la permeabilidad efectiva al agua (k_w), al aceite (k_o) y al gas (k_g).

$$k = \frac{q\mu L}{A\Delta P} \quad (2.28)$$

La permeabilidad puede variar desde valores de 0 hasta tener al valor de la permeabilidad absoluta de 1.

2.25. Permeabilidad relativa.

Es la permeabilidad medida a una saturación específica expresada como una fracción de la permeabilidad total o absoluta.

$$k_r = \frac{k_f}{k} \quad (2.29)$$

Donde:

K_r : permeabilidad relativa a un fluido

K_f : permeabilidad a un fluido (agua, aceite, gas)

K : permeabilidad absoluta

2.26. Permeabilidad en las fracturas.

Permeabilidad de la fractura dominante (k_{fd}): Es la capacidad que tiene la fractura dominante (macrofractura) de un sistema para permitir el flujo de fluidos a través de ella.

Permeabilidad de la formación fracturada (k_{ff}): Es la capacidad que tiene la formación fracturada (microfractura, mesofractura, vugulos, matriz) para permitir el flujo de fluido a través de ella.

2.27. Fracción volumétrica secundaria, FVS .

Esta es una relación la cual ha sido definida como volumen poroso secundario entre el volumen poroso total^{11,43} .

$$f_{vs} = \frac{V_{p\ sec}}{V_{pma} + V_{p\ sec}} \Rightarrow f_v = \frac{\phi_{sec}}{\phi_t} \quad (2.30)$$

2.28. Coeficiente de partición (f).PACO.

Es la relación entre la porosidad secundaria, **debido a los poros más grandes** con respecto a la roca sin considerar el volumen poroso matricial, (cavidades de disolución, fisuras y fracturas, etc.) dividido entre la porosidad total:

$$f = \frac{\frac{V_{p\ sec}}{V_b - V_{pm}}}{\frac{V_{pm} + V_{p\ sec}}{V_b}} \quad (2.31)$$

$$f = \frac{\phi_t - \phi_{ma}}{\phi_t [1 - \phi_{ma}]} = \frac{\phi_{sec}}{\phi_t [1 - \phi_{ma}]} \quad (2.32)$$

2.29. Índice del volumen poroso secundario.

Este representa al volumen poroso de la formación formada por las fracturas, las micro fracturas, estilolitas, los vórgulos y/o cavidades de disolución.

Este índice es dividido entre la suma del volumen de la porosidad secundaria y el volumen de sólidos. Y determinado con exactitud por la evaluación de registros de pozos, el análisis de pruebas de presión y atributos sísmicos.

$$IV_{p\ sec} = \frac{\phi_t - \phi_{ma}}{1 - \phi_{ma}} = \frac{V_{pt} - V_{pma}}{V_s + V_{p\ sec}} = \frac{V_{p\ sec}}{V_s + V_{p\ sec}} \quad (2.33)$$

Conceptos Geológicos.

2.31. Procesos Diagenéticos.

Los procesos diagenéticos son los responsables de los cambios físicos, químicos y biológicos de los sedimentos después de su depositación (posdepositacionales) y forman los sedimentos en roca sólida. Una vez depositados los sedimentos, comienzan con los cambios originados por el enterramiento y a medida que cada vez más sedimentos son depositados, los primeros sedimentos son poco a poco enterrados y sometidos a cierto grado de alteraciones por aumento de temperatura y presiones cada vez más elevadas.

La diagénesis se produce en el interior de los primeros kilómetros de la corteza terrestre. Por convención arbitraria (Tarbuck and Lutgens)⁶³, se ha establecido que los cambios diagenéticos tienen presencia solo cuando las temperaturas no son mayores a los 300°C. Esto se debe a que una temperatura mayor a la mencionada podría ser clasificada como metamorfismo.

La diagénesis de los carbonatos puede modificar de manera significativa la permeabilidad y la porosidad.^{24,25,26}

Los carbonatos son altamente susceptibles a la disolución; los granos se pueden disolver para formar un nuevo espacio entre los poros. Y la disolución a lo largo de las fracturas y planos de estratificación pueden producir grandes cavidades.

Normalmente, la diagénesis clástica no implica un cambio en la mineralogía. Sin embargo, la diagénesis de los carbonatos generalmente implica reemplazar la calcita y la aragonita originales por la dolomita mineral, un proceso denominado dolomitización, que puede mejorar las características productoras de hidrocarburos. La diagénesis de los carbonatos depende de factores como el tipo de roca química, ambiente sedimentario, temperatura, presión, clima y tipos de organismos presentes. Representada en la fig.2.3.



Fig. 2.3. Factores Diagenéticos.

Los procesos diagenéticos se conforman de diferentes etapas, dependiendo de la zona y del tipo de ambiente, algunos de ellos son:

- **DIAGÉNESIS:** diagénesis temprana, producida en el ambiente de depósito.
- **CATAGÉNESIS:** ocurre en la zona de soterramiento en la que se produce incremento de temperatura, presión y cambios marcados en la composición de las aguas.
- **METAGÉNESIS:** diagénesis que se produce bajo condiciones de oxidación, aguas meteóricas, abatimiento de presión y temperatura a causa del ascenso tectónico y exposición de las rocas.

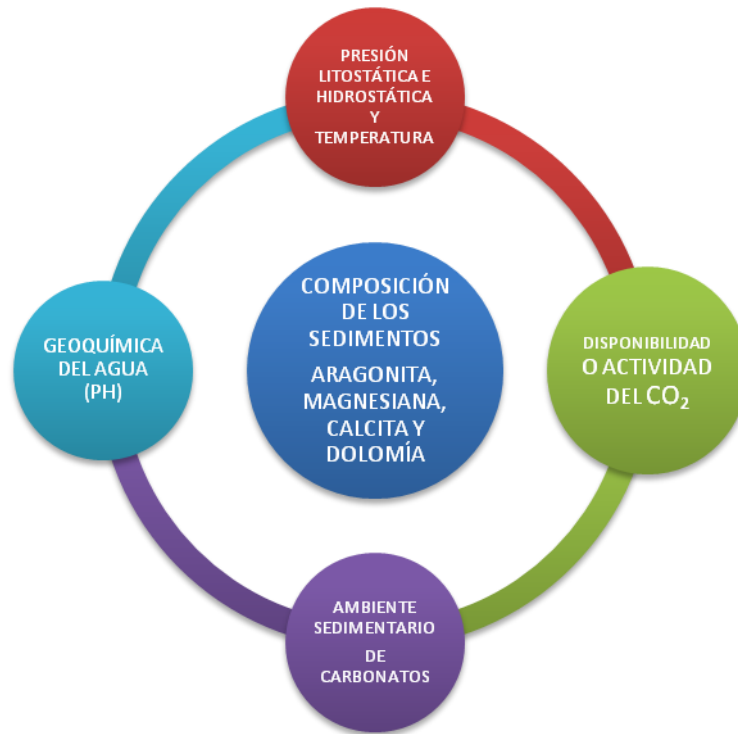


Fig. 2.4. Factores involucrados en la Diagénesis.

Y el desarrollo de la diagénesis está conformado por:

La litificación, que es el proceso donde los sedimentos no consolidados se transforman en rocas sedimentarias sólidas. La litificación se basa en la compactación y la cementación.

La *compactación* es un proceso que implica una reorganización de las partículas en respuesta a las nuevas condiciones de presión por sobrecarga, es decir, reducción de porosidad por pérdida de volumen (compactación) de los sedimentos más profundos provocado por el peso del material suprayacente. Cuanto mayor es la profundidad a la que esté enterrado el sedimento, más compacto y más firme se vuelve.

La *cementación* es considerada como el proceso de convertir los sedimentos en rocas sedimentarias. La cementación es un proceso químico, en donde se precipitan los minerales entre los granos sedimentarios individuales (clastos). Los materiales que funcionan como cementantes, son transportados en solución por la acción del agua, que avanza entre los espacios abiertos de los clastos, llenando

estos espacios vacíos por la precipitación de cemento, provocando la unión de los clastos. La calcita, el sílice y el óxido de hierro son los cementantes más comunes. Algunas rocas sedimentarias cristalinas no tienen este proceso, sino que forman grandes masas cristalinas, por el depósito sedimentario de origen esquelético calcáreo, recristalizado en caliza cristalina. Estas rocas cristalinas carecen de porosidad. (Mattauer Maurice,1973), describe que a menos que estas rocas cristalinas desarrollen con el tiempo y por causa de fenómenos geológicos, diaclasas (fracturas que no van acompañadas de deslizamiento de los bloques que las determinan) y fracturas comunes, serán relativamente impermeables a fluidos como el agua y el aceite.

La cementación se puede dividir en dos etapas, la temprana y la tardía:

- Cementación Temprana: El cemento que se produce se denota como cemento tipo "A", el cual a su vez puede ser de dos clases:
 1. Fibroso (o acicular): cristales con ejes largos perpendiculares a las paredes de los poros o superficies de las partículas, que crecen hacia adentro de los poros, cristales café, con frecuencia fibras largas de aragonita, y fibras cortas de calcita magnésica.
 2. Micrítico: son cristales menores de 4 micras.

- Cementación Tardía. Durante la cementación tardía el cemento que se produce se denota como cemento tipo "B", el cual puede ser de cuatro clases:
 1. Granular (blocky): cristales anhedrales a subhedrales, generalmente entre de 10 y 60 micras; usualmente sin orientación preferencial.
 2. Mosaico (drusy): cristales anhedrales a subhedrales, usualmente mayores a 10 micras, los cristales crecen y aumentan de las paredes del poro hacia adentro, presentan uniformidad a luz polarizada y extinción no ondulada, los límites de los cristales son planos, y en la unión de tres cristales se forman un ángulo de 180 grados y dos menores a los 180 grados. Con frecuencia se acumula carbonato férrico en la unión de dichos cristales.

3. Fibroso radiaxial: son cristales curvos que tienen una película laminar doble, tienen ejes ópticos convergentes y ejes largos divergentes en subcristales, el crecimiento es perpendicular a las paredes de los poros, presentan extinción ondulante y los contactos entre los cristales no son planos.
4. Sintaxial: Crecimiento de aragonita o calcita en un núcleo existente, por ejemplo en cristales de equinodermos, moluscos y también corales.

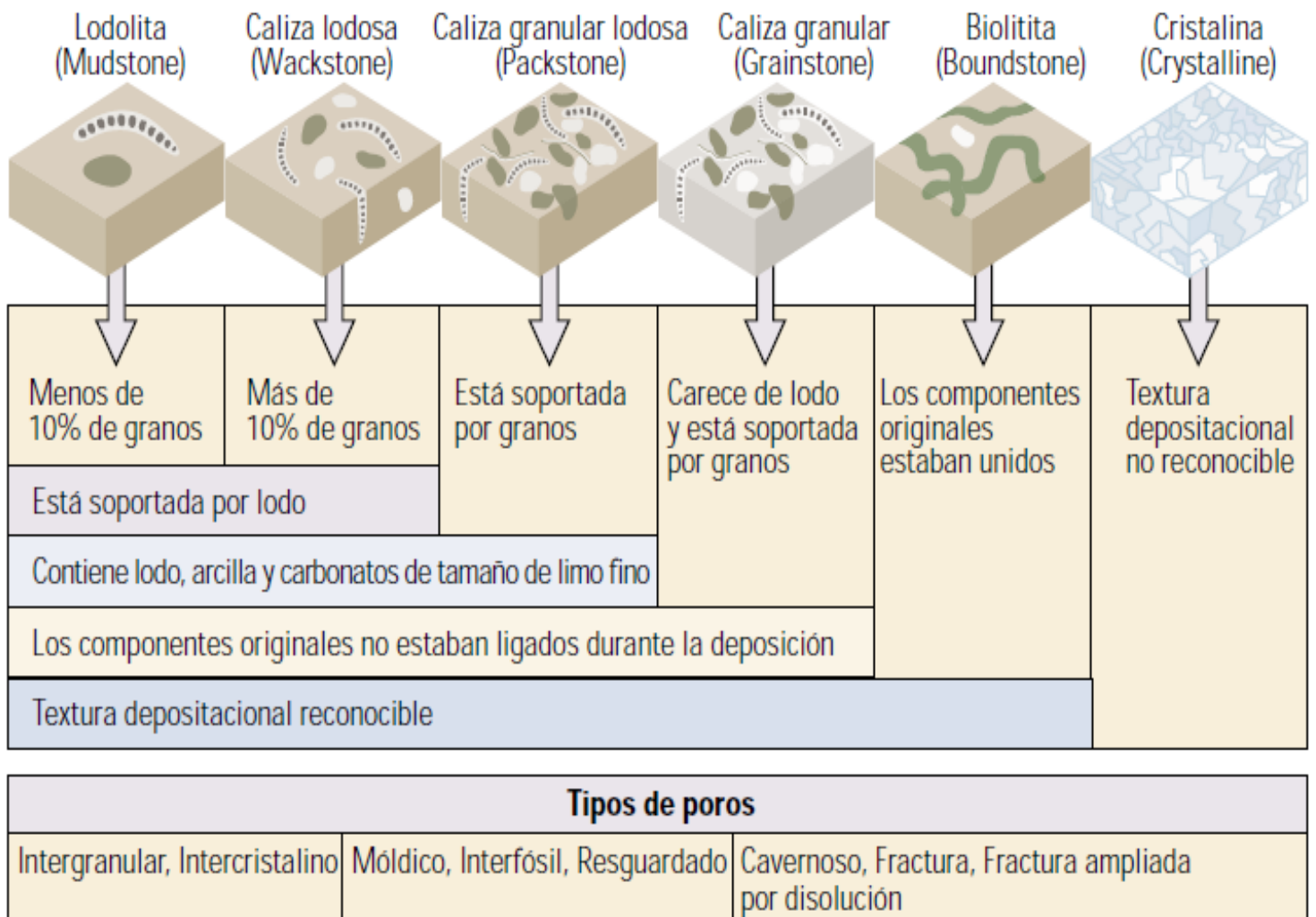


Fig. 2.5. Clasificación de los Carbonatos, (Dunham (1962), Ham y Lucia, 2001)³⁶⁻³⁸.

En la tabla anterior, se muestra una clasificación de las rocas carbonatadas.³⁷

Donde las de tipo :

Mudstone (Lodolita): Son rocas carbonatadas que poseen menos del 10% del volumen de granos. Y su sedimentación ocurre principalmente en ambientes sedimentarios de baja energía, esta compuesta por lodo calcáreo, arcilla y carbonatos de tamaño de limo fino. El tipo de poros de estas rocas es intergranular o intercrystalino.

Wackestone (Caliza lodosa): Son rocas carbonatadas que son soportadas por lodo calcáreo, con un volumen de grano mayor al 10%, e indica que el ambiente de depósito, tiene una energía depositacional media. El tipo de poros de estas rocas es intergranular o intercrystalino.

Packstone (Caliza granular lodosa): Pertenecen a las rocas carbonatadas que son soportadas por grano y lodo calcáreo. Debido a la composición de este tipo de rocas carbonatadas, el ambiente al cual pertenece, se puede concluir que es de alta y media energía. Y pudo tener infiltración temprana o tardía del lodo. A pesar de estas conclusiones, la textura depositacional es reconocible. El tipo de poros es móldico, interfósil, resguardado.

Grainstone (caliza granular): Estas rocas carbonatadas tiene un soporte de granos, con muy poca o casi nula presencia de lodo. Indicativo de un ambiente sedimentario de alta energía. El tipo de poros de estas rocas es móldico, interfósil resguardado, cavernoso, con fracturas de origen tectónico y fracturas ampliadas por disolución.

Boundstone (Biolitita): Rocas carbonatadas que presentan evidencias de haber sido ligadas durante el depósito (los componentes originales estaban unidos). Son principalmente rocas arrecifales. El tipo de poros de estas rocas es cavernoso, fractura y fractura ampliada por disolución.

Crystalline (Cristalina/carbonatos cristalinos): Rocas carbonatadas que no retienen la textura de depósito, su textura no es reconocible, esta clasificación es para las dolomías y las calizas cristalinas. El tipo de poros de estas rocas es cavernoso con fracturas de origen tectónico y fracturas ampliadas por disolución.

.La recristalización. Es el desarrollo de minerales más estables, esto quiere decir que las condiciones físico-químicas en las que se formaron determinados

minerales, cambian y se forman nuevos minerales más estables con las nuevas condiciones presentes, sin cambiar su estado sólido. Por ejemplo, algunos organismos marinos segregan aragonita para formar conchas y partes duras como estructuras esqueléticas. Conforme el aumento de este material aumenta, se genera enterramiento, y la aragonita recristaliza a la forma más estable del carbono cálcico, mejor conocido como calcita, la calcita es el componente más importante de las rocas sedimentarias calizas.

2.32. Disolución

La disolución es un proceso físico que consiste en la disociación de las moléculas en iones gracias a un agente disolvente, para el estudio de la porosidad secundaria, el agua es el agente más importante en la geología, junto con el dióxido de carbono.

Los factores que influyen en la generación del proceso de disolución son la composición del agua subterránea o ambiente de depósito. Además de la cantidad, la conexión y tipo de poros (la mineralogía de las partículas). Estos factores son representados en la fig. 2.4.

Cuando estos factores se encuentran en un mismo lugar o ambiente, la consecuencia de los cambios (que tienen lugar en la zona de enterramiento), se produce la disolución. El resultado final de los procesos de disolución es la creación de diferentes tipos de poros y cavidades, mejor conocida como porosidad secundaria.

La disolución es principalmente generada cuando el agua, pasa a través del sedimento y los constituyentes inestables se disuelven, para ser transportados lejos o precipitados en los poros cercanos donde las condiciones sean diferentes al sitio de disolución.

Otra manera en la que se genera disolución es a través de la presión-solución²⁵, ya que éste es un proceso que ocurre cuando la presión es concentrada en un punto de contacto entre dos granos. Esto causa solución y por lo tanto, migración

de iones o moléculas lejos del punto de contacto, hacia un área de más baja presión donde la fase disuelta pueda precipitar. Mostrado en la Fig.2.13.

Es importante tener en cuenta la evolución de la porosidad:

Sedimento primario (bioclástico y/o barro)-----porosidad primaria (inter partícula)

↓

Procesos diagenéticos-----aumentan o disminuyen la porosidad

↓

Porosidad visible-----porosidad secundaria.

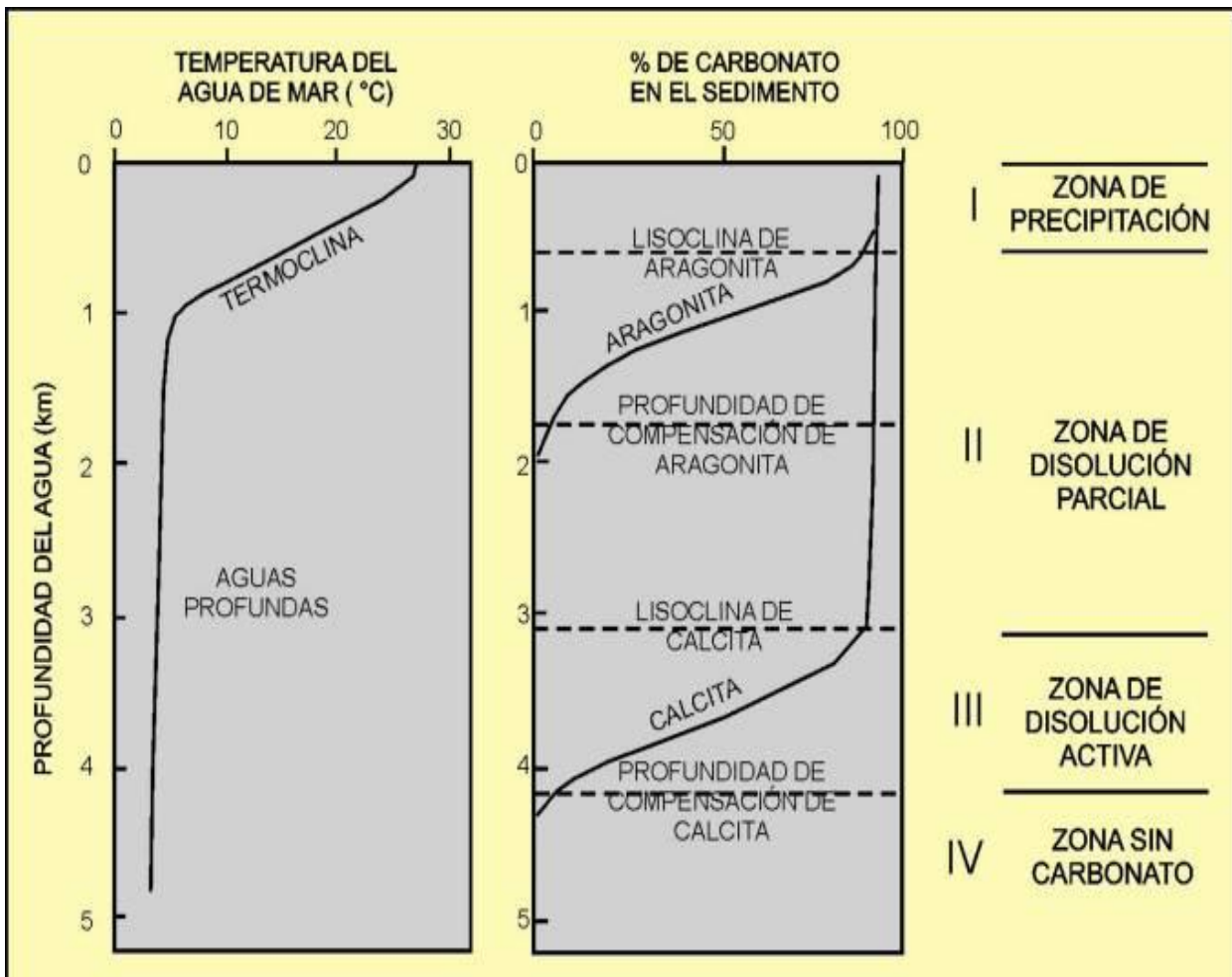


Fig. 2.6. Gráfico de zonas de disolución en carbonatos según la profundidad^{24,25}.

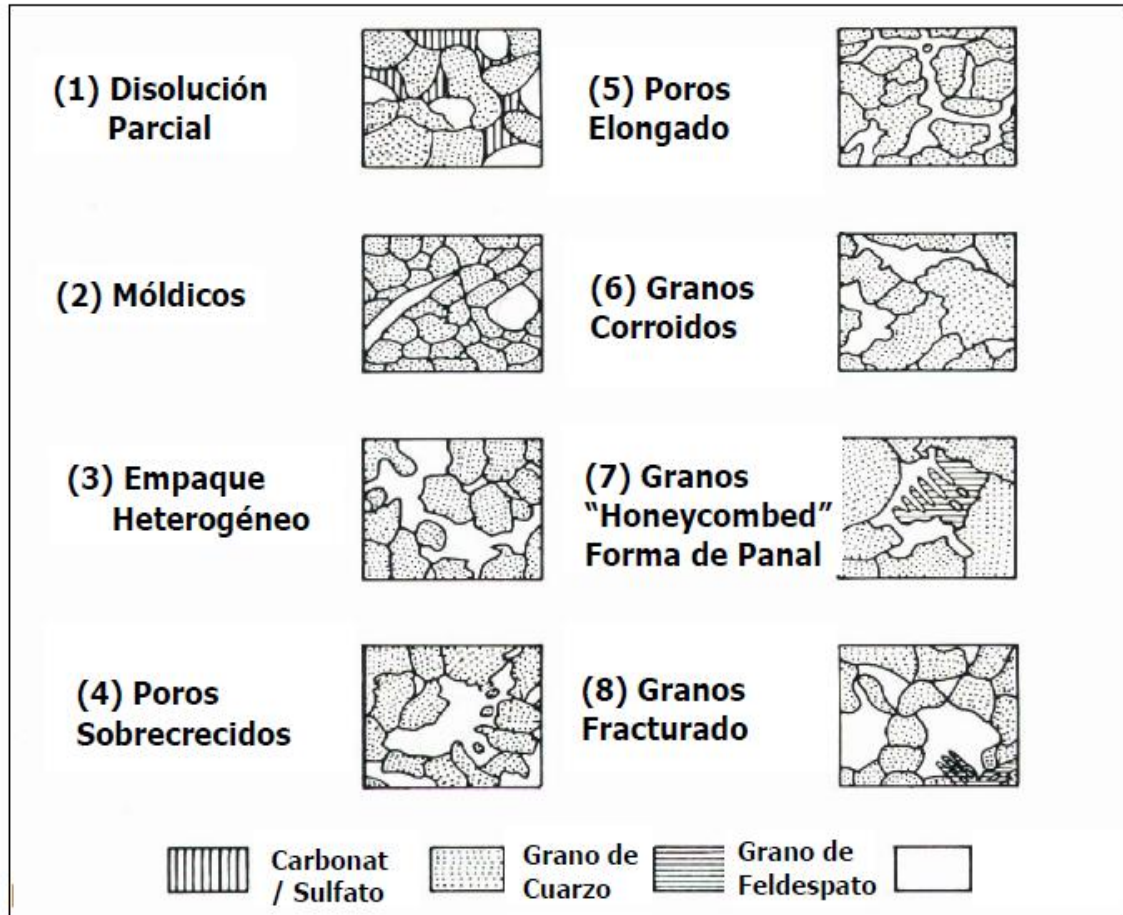


Fig. 2.7. Representación gráfica de los diferentes tipos de porosidad secundaria basados en criterios de análisis petrográficos^{24,25}.

2.33. Dolomitización.

La dolomitización es el proceso geológico –químico, donde se forma la dolomía, un carbonato cálcico-magnésico. La dolomitización logra que el magnesio presente en el agua del mar, reemplace parte del calcio y la aragonita con la que están formadas las calizas. Es decir, ocurre cuando los carbonatos (constituidas por calizas) entran en contacto con agua (con alguna cantidad de magnesio disuelto) que circula a través del medio poroso. Al entrar en contacto, el magnesio desplaza al calcio, debido a que el magnesio es considerablemente más pequeño que el calcio.

La roca generada, después del desplazamiento, puede presentar una porosidad mucho mayor. El fenómeno de la dolomitización es de suma importancia, ya que resulta en la generación de mayor porosidad efectiva de la roca.

Para muchos casos, los geólogos, dividen a la dolomitización en dos casos importantes de reemplazamiento mineral, estos son parciales y totales.

Los *reemplazamientos parciales* pueden presentar una selección de tal forma, que lo primero en dolomitizarse es la matriz micrítica y posteriormente los bioclastos. En distintos casos, esta selección se establece a través de fracturas y las distintas estructuras sedimentarias.

Los reemplazamientos totales se presentan en casos, en los cuales se obtienen distintos grados de conservación. Se encuentra la conservación de la textura deposicional, la conservación parcial de la textura deposicional y la conservación nula de la textura deposicional.

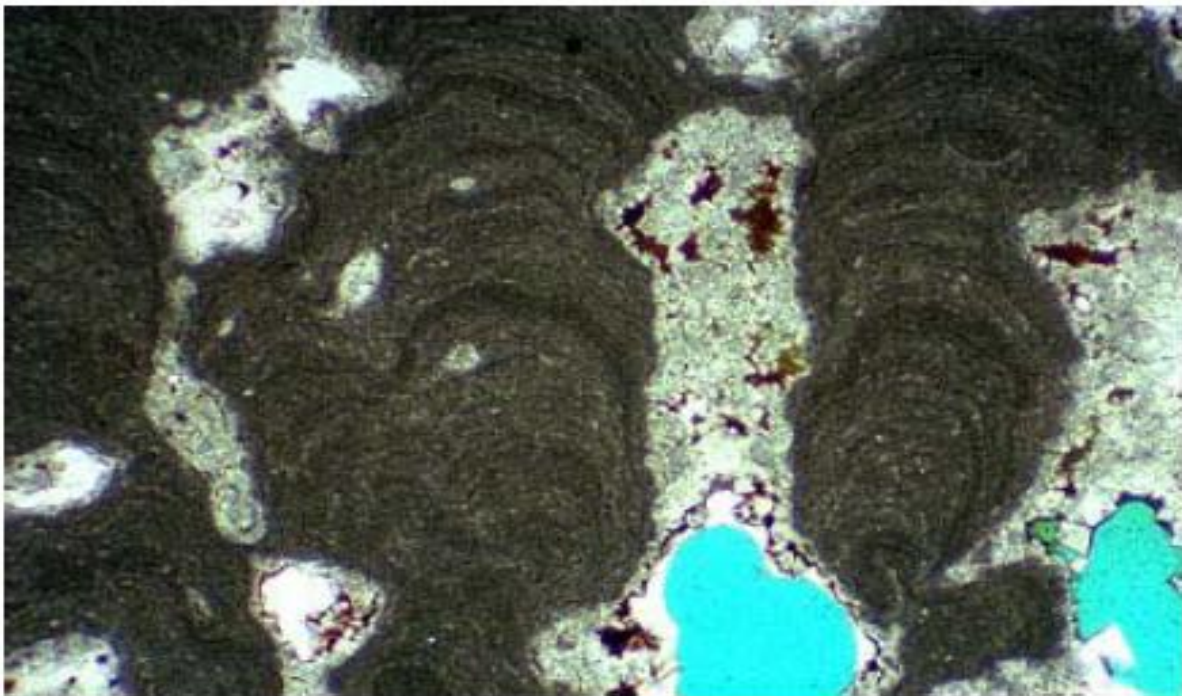


Fig. 2.8. Microfacies de dolomías mostrando el desarrollo de cemento dolomítico. El color marrón en los cristales de dolomitas está asociado a impregnación de hidrocarburos.

2.34. Estilolitización

Las estilolitas son estructuras o discontinuidades semejantes a cortes, fisuras o suturas que muestran las superficies irregulares muy finas dentro de una capa, la cual se caracteriza por presentarse en carbonatos y rocas detríticas como las limolitas. El origen de estas estructuras (estilolitización) es diagenético, resultado de la presión-solución en la roca. Y que pueden ampliarse con la disolución del flujo de las aguas subterráneas. Las estilolitas varían en tamaño, desde una fracción de milímetro hasta de 10 a 20 centímetros de longitud. La solubilidad relativa de los carbonatos permite el desarrollo abundante de estas estructuras dentro de las rocas carbonatadas.

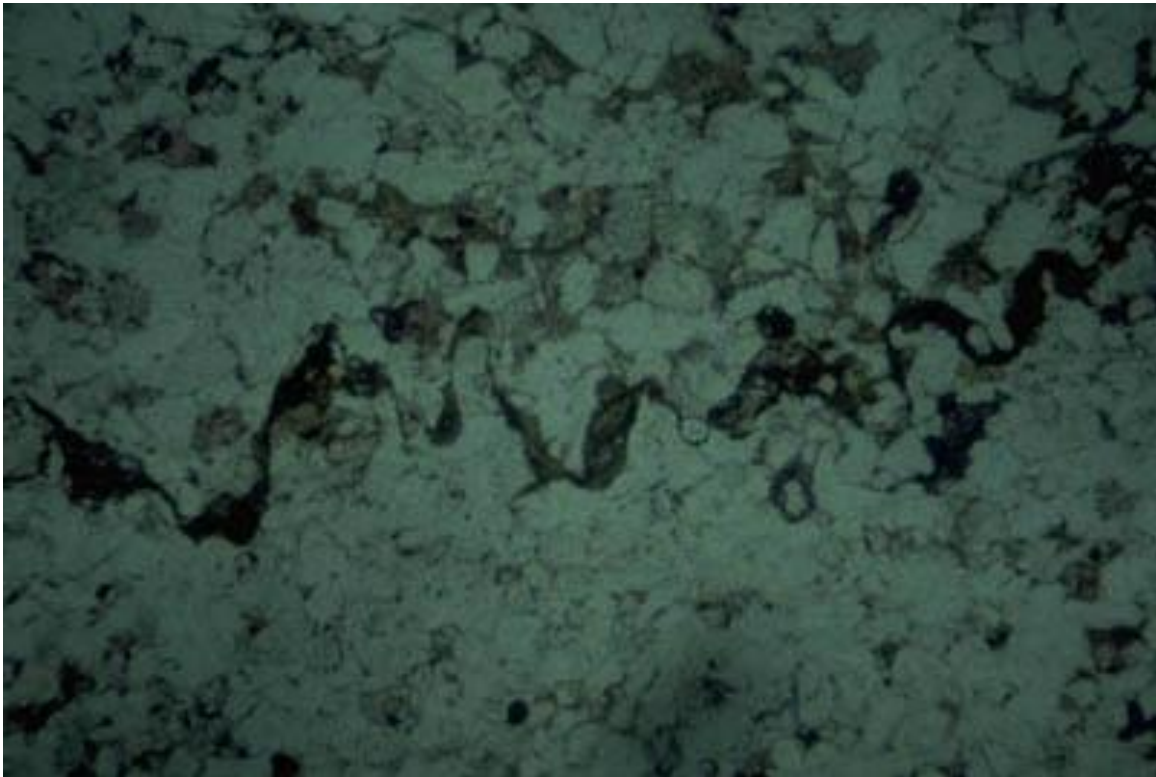


Fig. 2.9. Microfotografía donde se muestra la separación de la roca, por estilolitización. T.N. Diggs.³⁷

2.35. Clasificación de los Yacimientos Carbonatados Naturalmente Fracturados. Según Nelson.

La clasificación de los yacimientos carbonatados naturalmente fracturados, se basa en su apariencia y morfología (Fig. 2.10), dividiendo estos en varios sistemas a los que depende su estructura física y propiedades roca- fluidos, por ejemplo los sistemas de doble porosidad-simple permeabilidad, sistema doble porosidad-doble permeabilidad y el sistema triple porosidad. etc.

En los yacimientos carbonatados naturalmente fracturados la liberación del gas, segrega rápidamente hacia la cima del yacimiento, esto se realiza principalmente a través de la red de fracturas presentes en el yacimiento. En la ausencia de una red de fracturas, los yacimientos con baja permeabilidad tienen prácticamente muy poco factor de recuperación, pero cuando se encuentran presentes las redes de fractura se convierten en yacimientos con excelente producción debido a que la fractura permite a los hidrocarburos fluir de la matriz a los pozos.

Los yacimientos naturalmente fracturados tienen una clasificación de:

- Tipo 1: En los que las fracturas proveen tanto la porosidad primaria como la permeabilidad primaria, habitualmente poseen áreas de drene grandes por pozo y requieren menos pozos para su desarrollo. Estos yacimientos tienen regímenes de producción iniciales altos pero también están sujetos a rápida declinación de la producción, irrupción temprana de agua y dificultades en la determinación de las reservas.
- Tipo 2: Poseen baja porosidad y baja permeabilidad en la matriz y las fracturas proveen la permeabilidad esencial para la productividad. Pueden tener regímenes de producción iniciales sorprendentemente buenos, para una matriz de baja permeabilidad, pero pueden presentar dificultades durante la recuperación secundaria si la comunicación existente entre la fractura y la matriz es pobre.
- Tipo 3: Poseen alta porosidad y pueden producir sin fracturas, de manera que las fracturas en estos yacimientos proveen permeabilidad adicional.

- Tipo 4: Las fracturas no suman porosidad y permeabilidad adicional significativa a los yacimientos, sino por el contrario, suelen constituir barreras para el flujo (anísotropía).
- Tipo M : poseen alta porosidad y permeabilidad matricial, de manera que las fracturas abiertas pueden mejorar la permeabilidad, pero las fracturas naturales a menudo complican el flujo de fluidos en estos yacimientos a través de la formación de barreras.

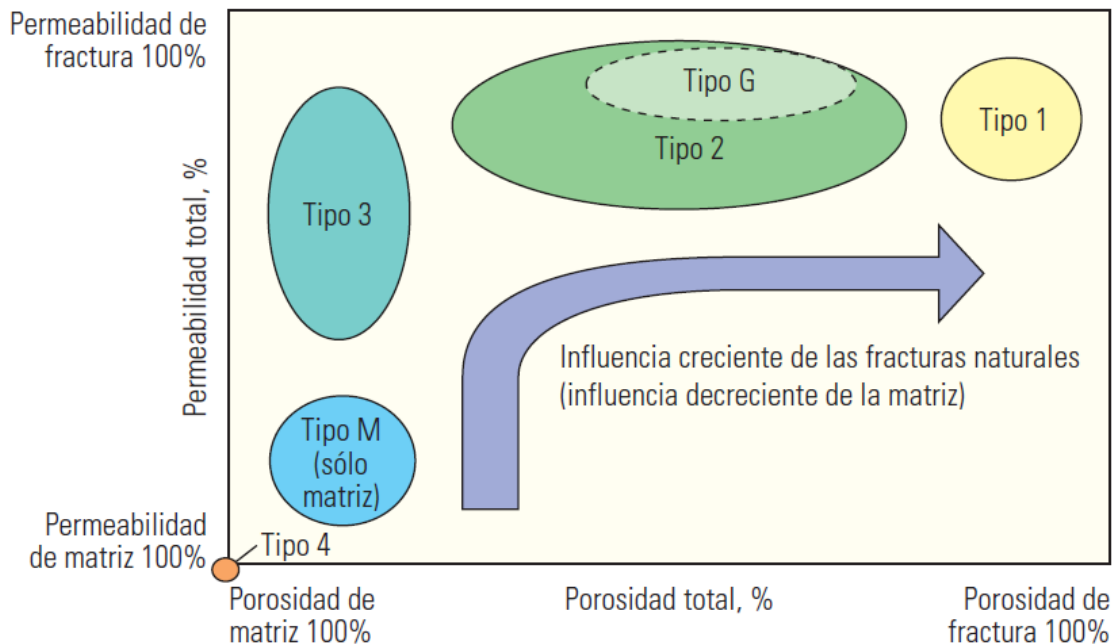


Fig. 2.10. Sistema de Clasificación de los Yacimientos Naturalmente Fracturados, según Nelson. (oilfield review, 2006)³⁵, (Nelson, A.R., G.A.N.F.R.)³².

La capacidad de almacenamiento de los yacimientos naturalmente fracturados, está relacionada a altas proporciones de aceite y costos, pero en muchos casos esto puede sobreestimar los cálculos de producción de los pozos. Debido a que el aceite se almacena en el sistema de fracturas, pero principalmente se almacena en la matriz.

Si la permeabilidad de la matriz es muy baja, como consecuencia el aceite fluye de la matriz a las fracturas de forma muy lenta y con dificultad de explotación.

Para ello la clasificación de acuerdo al sistema matriz-fractura se establece como:

- Simple porosidad : En el sistema únicamente existe un solo medio para el flujo de los fluidos. Ya sea, la matriz el medio de flujo, las fracturas, o el sistema matriz-fracturas, actuando juntas al mismo tiempo.
- Doble porosidad : El sistema aporta dos medio de flujo para la mezcla de fluidos, dependientes de la propiedades de la matriz y de las fracturas. El flujo se realiza por todo el medio de fracturas y de la matriz hacia las fracturas.
- Doble porosidad-doble permeabilidad. Existen dos medio de flujo, los fluidos fluyen de las fracturas hacia otras fracturas, de la matriz hacia las fracturas y el flujo natural dentro de la matriz.

2.36. Morfología y Magnitud de las Fracturas.

Las fracturas y las fallas representan un volumen dentro de las formaciones, que pueden ser ocupados por fluidos, no obstante pueden estar totalmente abiertas, parcial o totalmente selladas al flujo.

Las fracturas pueden ser de cizalla, tensiles (extensión) y extensionales. Y su formación depende del tipo de roca, la temperatura, presión confinante o presión de sepultamiento, la velocidad de deformación y la presión de poro.

Dentro de los procesos tectónicos, las fallas y fracturas se encuentran asociadas con el desarrollo de plegamiento y fallamiento. Y las intrusiones tanto salinas como arcillosas se encuentran ligadas con procesos relacionados con diferencias de densidad y fuerzas aplicadas verticalmente. Además de que el micro fracturamiento puede haberse formado debido a la alta presión de poro asociada al confinamiento del aceite y de su formación.

En muchos casos las grietas, son atravesadas directamente por las fracturas verticales y los hidrocarburos pueden migrar dentro de ellas. Los efectos de

presión-solución juegan un papel importante en la localización de la materia orgánica y de la migración de los hidrocarburos.

Desde el punto de vista de la caracterización de yacimientos de hidrocarburos, la identificación de los canales de fracturas y su relación con la formación o génesis de pliegues y fallas; permiten identificar los probables patrones de desplazamiento de fluidos a través de la formación.^{25,26,36.}

FRACTURAS RELACIONAS CON ESTRCUTURAS
Con Pliegues
Con Fallas

Fig. 2.11. Clasificación de los Sistemas de Fracturas Naturales, presentes en los YNF.^{25,26,36,63}

CLASIFICACIÓN DE LAS FRACTURAS NATURALES
Fracturas tectónicas (cizalla)
Fracturas regionales (extensión)
Fracturas contraccionales (tensión)
Fracturas relacionadas a la superficie.

Fig. 2.12. Clasificación de fracturas Naturaleza, presentes en los YNF.^{25,26}

	diámetro <i>m</i>	diámetro <i>µm</i>
microfractura	0.000005	5
	0.000050	50
mesofractura	0.000101	101
	0.000230	230
macrofractura	0.000906	906
	0.001811	1,811
Apertura de una Fractura Hidráulica	0.001000	1,000
	0.003000	3,000

Fig. 2.13. Clasificación de Fracturas por su Naturaleza, por su tamaño (cualitativas), por el tipo y ancho.⁶⁷

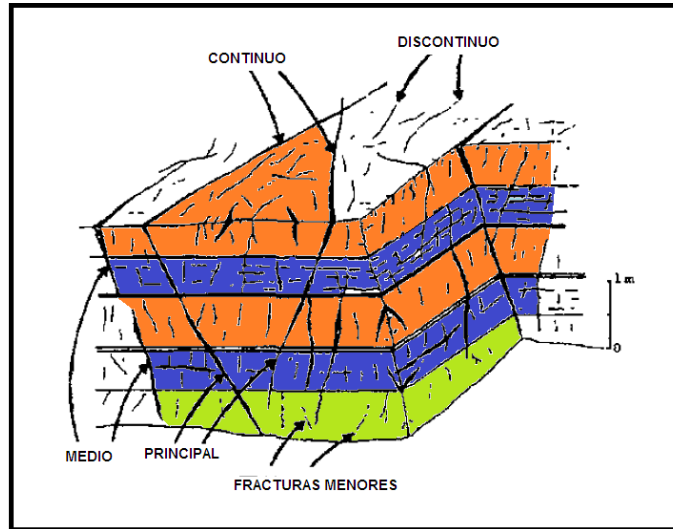


Fig. 2.14. Diagrama representativo del tamaño y continuidad de las fracturas en los YNF.

Fracturas abiertas.

No presentan cementación, ni mineralización. El ancho de este tipo de fracturas es muy pequeño, aproximadamente del tamaño de un poro, la permeabilidad aumenta al momento en que la fractura aumenta. La porosidad de las fracturas abiertas es muy baja, normalmente una fracción del porcentaje total, aunque hay excepciones.

Fracturas mineralizadas.

Son el tipo de fracturas que han tenido mineralización en el proceso de la diagénesis. Generalmente el relleno es de cuarzo y calcita. Este tipo de fracturas pueden formar paredes con permeabilidades muy buenas.

Vugulares (debido a la presencia de vóculos).

Estas aportan porosidad y permeabilidad significativa. Este tipo de porosidad es el resultado del paso de aguas ácidas a través de la formación que pueden llevar al desarrollo de yacimientos muy productivos.

Fracturas cerradas.

Estas fracturas son dependientes de la circulación del agua y la precipitación que puede o no cerrar las fracturas por medio de capas minerales.

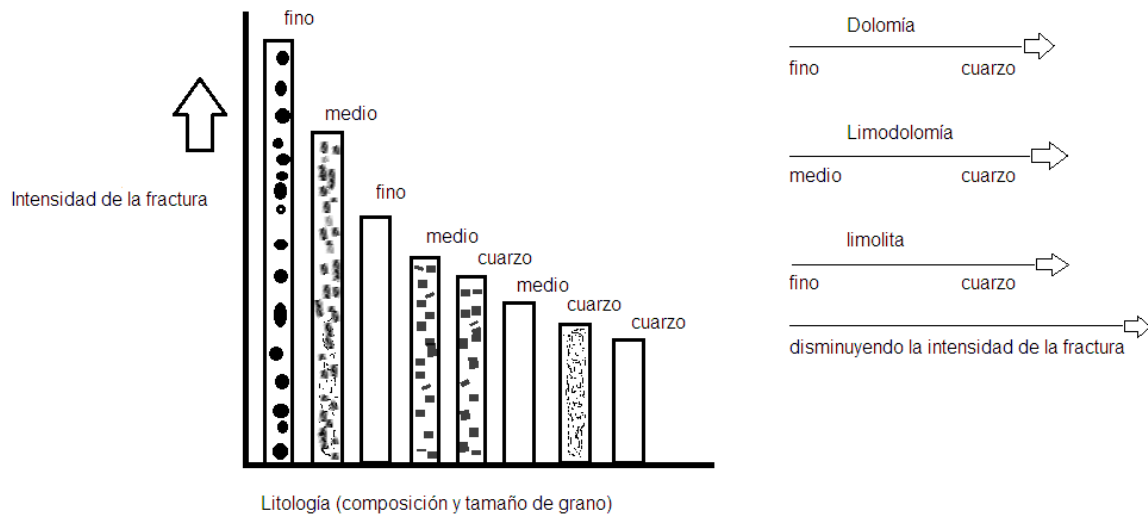


Fig. 2.15. Intensidad de la fractura (dependiendo del tamaño de grano y composición)^{5,6}

2.37. Registros Geofísicos.

Registro Rayos Gamma, GR: La lectura del registro es normalmente alta en arcillas, debido a la radiactividad natural producida por uranio y potasio que frecuentemente existen en este tipo de rocas. En contraposición, las rocas almacén limpias presentan lecturas normalmente bajas a menos que contaminantes radioactivos como cenizas volcánicas o residuos de granito estén presentes o que las aguas de formación contengan sales radioactivas disueltas.

A medida que aumenta la arcillosidad en el yacimiento, aumenta la lectura del GR. La respuesta del registro de GR, después de las correcciones apropiadas para pozo, es proporcional a las concentraciones de peso del material radioactivo en la formación, este se muestra como (CGR):

$$GR = \frac{\sum \rho_i V_i A_i}{\rho_b}$$

Donde:

ρ_i = densidades de los minerales radiactivos.

V_i = factores de volumen total de los minerales.

A_i = factores de proporcionalidad correspondientes a la radioactividad del mineral.

ρ_b = densidad global de la formación

Registro de Densidad: Registro poco sensible a la presencia de lutitas en el yacimiento, debido al pequeño contraste entre la densidad de las lutitas y de las rocas almacén limpias. Cuando existe contraste, la densidad del registro aumenta o disminuye con relación al valor de la roca limpia, según que la densidad de la lutita sea mayor o menor que el de la roca limpia. Los registros de densidad se usan principalmente como registros de porosidad, otros usos incluyen identificación de minerales en depósitos de evaporitas, detección de gas determinación de la densidad de hidrocarburos, evaluación de arenas con arcilla y de litologías complejas, determinación de producción de lutitas con aceite, calculo de la presión de sobrecarga y propiedades mecánicas de las rocas.

Registro Sónico: Poco sensible a la presencia de arcillas en el yacimiento, el efecto de la presencia de lutitas en el yacimiento dependerá del contraste entre los valores del registro sónico para la lutita y la roca almacén. En caso de que exista un derrumbe y filtrado a la formación, el registro se ve fuertemente afectado.

El tiempo de transito para una formación determinada depende de su litología y su porosidad. Cuando se conoce la litología esta dependencia de la porosidad hace que el registro sónico sea muy útil como registro de porosidad. Los tiempos de tránsito sónicos integrados también son útiles al interpretar registros sísmicos.

Las velocidades sónicas en litologías de formaciones comunes fluctúan alrededor de 6000 a 23000 pies /seg. Para evitar fracciones decimales pequeñas se registra el inverso de la velocidad en microsegundo por pie sobre un intervalo cerca de 44 μ s/pie para dolomita densa de porosidad cero a cerca de 190 μ s / pie para el agua.

Registro de Neutrón: La lectura del registro en lutitas es normalmente alta, siendo este valor mucho mayor que la lectura del registro en la roca almacén limpia. El efecto de la presencia de lutita en el yacimiento es el incremento notable de la lectura del registro de neutrón; su respuesta se basa en la cantidad de hidrogeno en la formación. *Por lo tanto en formaciones limpias cuyos poros estén saturados con agua o aceite, el registro de neutrones refleja la cantidad de porosidad saturada de fluido.* La respuesta de la herramienta de registro en una caliza saturada de agua con una porosidad de 19% se definió en 1000 unidades API.

Registros de resistividad: La lectura de los registros de resistividad en lutitas está normalmente en el rango de 1 – 20 [ohm – metro]. La lectura de la resistividad en las rocas – almacén es generalmente alta, por lo que el efecto de la arcillosidad en el yacimiento será el de presentar lecturas de bajo rango. Por otra parte la lectura de los registros de resistividad en rocas limpias saturadas con agua salada es bastante baja, por lo que en estos casos no habrá un efecto notable en los registros por presencia de arcillas en el yacimiento. Estos registros son los LLD, LLS, RT, y MSFL.

Registros convencionales.

Los registros de entrada utilizados (registros convencionales), previamente definidos, que sirven de base para la evaluación Petrofísica de los campos son:

- Caliper (CAL).
- Rayos Gamma (GR).
- Rayos Gamma (si existe CGR, este se utiliza).
- Neutrón (NPHI).
- Densidad (DPHI).
- Sónico (DELTAT).
- Sónico SPHI.
- Doble laterolog (LLD) e Inducción (ILD).
- Factor Fotoeléctrico (PEF).

Porosidad matricial utilizando tiempos de tránsito

Al pasar una onda sónica a través de este sistema doble porosidad en un plano de compresión, entre un plano

$\sum (L_f)$ = suma de longitudes de los tramos parciales recorridos en el espacio poroso (ocupado por el agua) por el rayo.

$\sum (L_{ma})$ = suma de longitudes de tramos de granos a través de los cuales viaja el rayo.

Distancia total es:

$$\sum L_f + \sum (L_{ma}) = L_t \quad (2.35)$$

El tiempo de tránsito t en la distancia total L_t , es la suma de los tiempos de tránsito en el fluido y de los granos:

$$\Delta t = \frac{\sum (L_f)}{v_{ft}} + \frac{\sum (L_{ma})}{v_{ma}} \quad (2.36)$$

Donde:

v_{ft} = velocidades de compresión del agua

v_{ma} = velocidades de compresión de los sólidos.

$$\frac{\Delta t}{L_t} = \frac{\sum (L_f) / L_t}{v_{ft}} + \frac{\sum (L_{ma}) / L_t}{v_{ma}} \quad (2.37)$$

La fracción del volumen total ocupado por el fluido:

$$\phi_{ma} \approx \sum (L_f) / L_t \quad (2.38)$$

La fracción del volumen total ocupado por los granos:

$$1 - \phi_{ma} \approx \sum (L_{ma}) / L_t \quad (2.39)$$

Sustituyendo la ec. 2.38 y 2.39 en función de la ec. 2.37, la ecuación anterior se puede expresar de la *porosidad*:

$$\frac{\Delta t}{L_t} = \frac{\phi_{ma}}{v_{ft}} + \frac{(1 - \phi_{ma})}{v_{ma}} \quad (5.40)$$

El tiempo de tránsito promedio en función de los *tiempos de tránsito*, se tiene:

$$\Delta t_R = \phi_{ma} \Delta t_{ft} + [1 - \phi_{ma}] \Delta t_{ma} \quad (2.41)$$

Desarrollando:

$$\phi_{ma} = \frac{\Delta t_R - \Delta t_{ma}}{\Delta t_{fl} - \Delta t_{ma}} \quad (2.42)$$

Porosidad Total de Registros Geofísicos.

La litología interpretada se utiliza para calcular la Densidad de matriz (RHOMA) y la respuesta del Sónico en matriz (DELTATMA), estos registros aportan la Porosidad del registro de Densidad (DPHI) y la Porosidad del registro sísmico (SPHI) respectivamente.

La Porosidad Total se obtiene de la ponderación entre la Porosidad del Neutrón corregida (NPHICC) y de la Porosidad de Densidad corregida (DPHICC) considerando criterios definidos por el equipo multidisciplinario.

$$\phi_t = \alpha * NPHICC + (1 - \alpha) * DPHICC \quad , \quad (2.43)$$

CAPÍTULO III

REVISIÓN DE LA LITERATURA

Un yacimiento de hidrocarburos, es una trampa geológica. Un sistema sometido a esfuerzos de deformación y a la presión de las cargas suprayacentes. Con características geológicas tales que permiten el almacenamiento de los hidrocarburos que se pueden presentar en distintos estados de fase, como son líquidos, gaseosos o sólidos. La distribución de las fases obedece a diferencias de densidad (segregación gravitacional), así como a las permeabilidades verticales del yacimiento (R. Nieto, 2000)⁵⁶.

3.1. Características generales de Yacimientos Naturalmente Fracturados.

Las formaciones rocosas naturales son heterogéneas como resultado de la depositación, la tectónica y las condiciones ambientales, que tuvieron lugar durante procesos de millones de años de duración (como lo menciona D. R. Portero y Fred Schwab, 1970). En términos de las propiedades de flujo, estas heterogeneidades o irregularidades se manifiestan por medio de gran variedad de formas, con trayectorias de flujo de alta y baja permeabilidad.

En los yacimientos naturalmente fracturados la producción esta influenciada por la presencia de fracturas que pueden ser microscópicas o microscópicas, por las cavidades de disolución como son los vórgulos y cavidades mayores (cavernas) (Nelson, 2001)³¹, (Aguilera, 1995,2003)^{5,6}.

Ellas aparecen debido a los esfuerzos de confinamiento a los que ha estado sometida la roca; que son superiores a los esfuerzos de ruptura o fracturamiento. Estos yacimientos también son conocidos como yacimientos de doble porosidad y triple porosidad.(R. Nieto, 2000)⁵⁶ ; (Pulido, 2006)⁴⁰⁻⁴⁶,(Galicia, 2006)¹¹.

Los yacimientos presentan fracturas, que dependen de los esfuerzos tectónicos aplicados al yacimiento. Sus propiedades físicas fueron cambiadas, deformadas o alteradas en el proceso de diagénesis y/o durante el proceso de depositación.

En Geología y en Ingeniería de Yacimientos, solo se toman como yacimientos naturalmente fracturados a aquellos cuyas fracturas rigen a los patrones de productividad de tal yacimiento, ya sea en forma positiva o negativa ^{42,44}. En cuanto a la geología, la petrofísica, la producción y la economía, los yacimientos matriciales difieren de los yacimientos naturalmente fracturados ^{12,45,50}.

Los yacimientos naturalmente fracturados presentan un caso típico y controversial relacionado con la producción. Los yacimientos pueden parecer altamente productivos al comienzo de la explotación y la caída de presión en la cercanía del pozo, en un yacimiento fracturado, es muy pequeña, inclusive para grandes gastos de producción.

Pero esta producción declina rápidamente, debido por las fracturas abiertas o sin cementar. Además, este tipo de yacimientos, se caracterizan por la irrupción temprana de gas o agua, que es dependiente del rango de producción y principalmente al sistema de fracturas, tan característico. Mientras que los yacimientos homogéneos, la producción de agua libre depende de las características de la roca, y características de presión, volumen y temperatura de los fluidos de formación.³⁷.

Por lo general, todos los yacimientos de hidrocarburos se ven alterados de alguna manera por las fracturas naturales, en muchas ocasiones, los efectos de las fracturas a menudo se conocen de forma imprecisa o errónea y en gran medida se subestiman. En los yacimientos carbonatados, las fracturas naturales son parte de la porosidad secundaria y estimulan la comunicación entre el volumen poroso total del yacimiento.

La presencia de las fracturas no puede ser ignorada, porque la caracterización del yacimiento es una forma práctica y óptima del manejo de los yacimientos naturalmente fracturados y de los hidrocarburos a producir.

En algún momento del estudio de la exploración y/o explotación se convierte imposible ignorar las fracturas porque el desempeño técnico y económico del yacimiento se degrada.

Los yacimientos carbonatados presentan una amplia gama de resultados y comportamientos extremos. La permeabilidad de la matriz puede ser inconmensurablemente baja, mientras que los fluidos fluyen con gran facilidad a través de las fracturas⁴⁵. Es evidente que en un yacimiento carbonatado puedan coexistir varios tipos de porosidad, desde el nivel microscópico hasta el tamaño de una cavidad, lo que complica el cálculo de reservas.

Otra característica de los carbonatos es la facilidad a la disolución. Por ejemplo, en la superficie, a medida que el agua y el dióxido de carbono forman el ácido carbónico, la disolución puede llevar a una impresionante topografía cárstica. Para la industria petrolera, este tipo de sistemas cársticos pueden causar hundimientos de barrenas y pérdida de fluidos durante la perforación, pero también pueden originar porosidades y permeabilidades extremadamente altas.

La producción de hidrocarburos a partir de yacimientos de rocas carbonatadas, de baja permeabilidad y baja porosidad, depende de la conexión entre las redes de fracturas abiertas y el pozo. Y al poseer grandes discontinuidades, ocasiona que las relaciones entre la porosidad y la permeabilidad en los carbonatos presentes, no se pueden determinar sin comprender la distribución del tamaño de los poros.

El estado de los esfuerzos es importante en los yacimientos naturalmente fracturados, porque determina en gran medida si las fracturas están abiertas para conducir los fluidos del yacimiento. Además, la magnitud y dirección de los esfuerzos horizontales desempeñan roles cruciales en el diseño de los fracturamientos hidráulicos, sistemas artificiales y recuperaciones mejoradas.

El análisis de un sistema de fracturas, comienza a partir de la recopilación de distintos tipos de datos, partiendo de un estudio geológico, que incluye entre ellos el echado, el rumbo, morfología y las relaciones angulares entre el conjunto de fracturas presentes en el caso de estudio.

3.2. Descripción de la Caracterización Geológica de los Yacimientos Carbonatados Naturalmente Fracturados.

Para los Yacimientos Carbonatados Naturalmente Fracturados, se toma en cuenta la Caracterización Geológica. Esta es el análisis de interpretación multidisciplinario necesario para cada yacimiento. Que lo muestra como una unidad geológica e hidráulica integral, con el fin de describir su naturaleza y geometría; calificar y cuantificar propiedades de roca y fluidos, además de establecer distribución y volúmenes recuperables de hidrocarburos.

La integración de los aspectos estructurales, estratigráficos, sedimentológicos, petrofísicos y de fluidos, en un modelo único, permiten establecer un plan de explotación que garantice la máxima recuperación económica de sus reservas.

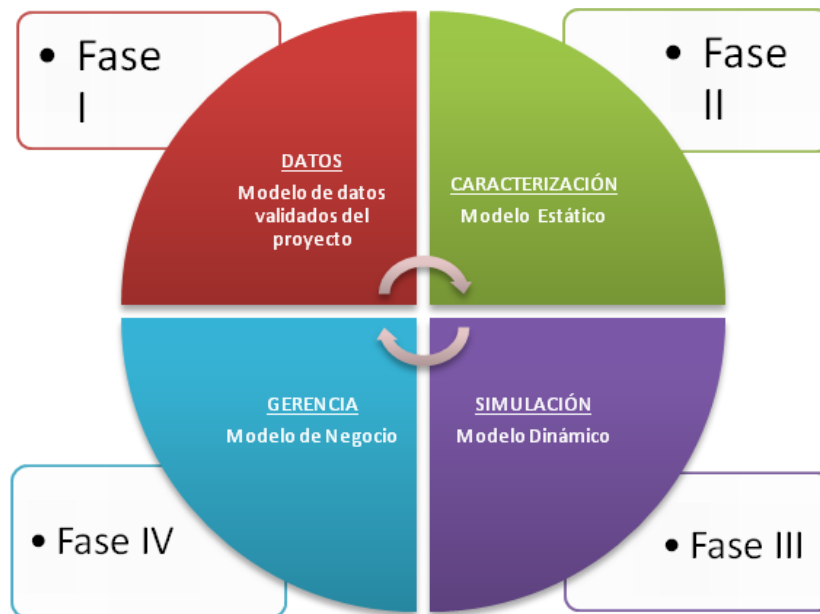


Fig. 3.1 Fases en una caracterización integrada de un YCNF.

De los modelos que se definen en una caracterización integrada de yacimiento son los modelos Geológico, Estratigráfico, Estructural y Sedimentológico.

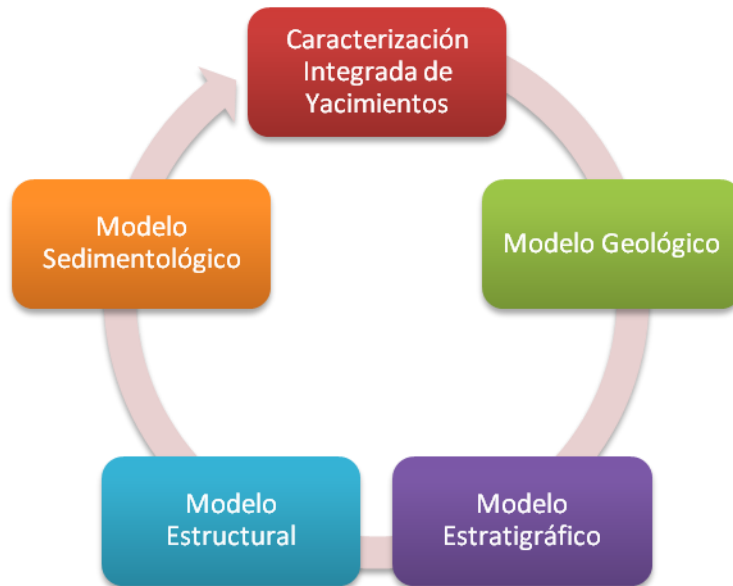


Fig. 3.2 Ciclo descriptivo de la caracterización integrada de un YNF.

En cada modelo aplicamos distintas herramientas y datos de información.

Modelo Sedimentológico:

- Correlación de unidades sedimentológicas, ambientes sedimentarios y geometría de los depósitos sedimentarios.
- Mapas, tendencias, mapa de ubicación de secciones estratigráficas de detalle, secciones estratigráficas detalladas (estas secciones deben reflejar vertical y lateralmente las unidades sedimentarias presentes, interpretación ambiental y deben ser consistentes con los mapas de facies de dichas unidades),
- Mapas de ubicación de núcleos y muestras de canal, datos bioestratigráficos, hoja sedimentológica, integración de modelos estratigráfico, estructural y petrofísico.

- Visualización del modelo en 3D y cualquier otra representación gráfica que contribuya a visualizar este modelo (fotos de facies sedimentarias, de análisis petrográficos entre otras).
- Tablas: de topes unidades sedimentarias y/o de flujo, descripciones petrográficas.

Modelo Estratigráfico:

- Mapas de ubicación de secciones estratigráficas, núcleos y muestras de canal.
- Mapas de espesor total, % de arena y relación arena/lutita.
- Secciones estratigráficas, bioestratigrafía y representaciones gráficas.
- Tablas de topes geológicos, tablas de espesor total y tablas estratigráficas que ayude a visualizar el modelo.

Modelo Estructural:

- Mapas de ubicación (del área de estudio, de levantamientos sísmicos, de secciones estructurales y sísmicas).
- Mapas estructurales en tiempo y profundidad, de atributos, de velocidad, de plano de fallas.
- Secciones sísmicas (verticales y horizontales) y estructurales.
- Sismogramas sintéticos.
- Registros especiales
- Elipsoide de esfuerzos, entre otros.
- Tablas: función tiempo - profundidad, de pozos (profundidad de corte de la falla, secciones omitidas y/o repetidas), con registros especiales.
- Análisis de fracturas.

Modelo Petrofísico:

Mediante el uso de registros, muestras de roca provenientes del pozo y correlaciones de núcleo. Se crea un perfil que permite definir cualitativamente y cuantitativamente las propiedades físicas de las rocas e identificar los distintos tipos de roca presentes en el yacimiento.

- Editar perfiles, Determinar resistividad del agua (RW).
- Determinar parámetros petrofísicos.
- Correlaciones núcleo/perfil.
- Establecer modelos de porosidad (Evaluar el orden de magnitud de la porosidad total, de la porosidad matricial y de la porosidad secundaria).
- Establecer modelo de arcillocidad.
- Establecer modelos de Permeabilidad (Determinar unidades de flujo).
- Establecer modelo de evaluación petrofísica, generar correlaciones y extender al resto de los pozos.
- Análisis de permeabilidad relativa, determinar contactos originales, determinar valores límite de parámetros petrofísicos.
- Representación gráfica del modelo.
- Determinar la litología del yacimiento.
- Delinear la localización y orientación de las fracturas.
- Establecer el avance de los contactos agua-aceite y gas-aceite.
- Calcular la saturación de aceite residual en zonas invadidas por agua.

Modelo Geológico:

La validación del Modelo Geológico es muy dinámica, y se realizan a medida de que cada uno de los modelos Estratigráfico, Estructural, Sedimentológico y Petrofísico se integran a la caracterización geológica de yacimiento. El hecho de mantener una sinergia o apoyo constante durante la interpretación de cada modelo, se realizan los ajustes que sean necesarios, que garanticen un modelo geológico funcional para que de esta manera la incertidumbre sea mínima.

Se debe determinar la mejor interpretación, que se ajuste a los modelos previamente interpretados. El modelo geológico de un yacimiento debe estar acorde con los comportamientos de producción de dicho yacimiento y debe dar respuestas a todos los cambios ocurridos a lo largo de la explotación del mismo.

CAPÍTULO IV

GEOLOGÍA REGIONAL DEL GOLFO DE MÉXICO

Como anteriormente fue descrita la importancia económica de los yacimientos carbonatados naturalmente fracturados, la discretización de la porosidad se realiza por que este tipo de yacimientos son de los que proviene la mayor aportación económica de la industria petrolera mexicana. Por lo que es necesario realizar el análisis geológico de la zona de interés. En el caso de esta tesis, es el análisis del Golfo de México.

4.1. Ambientes Sedimentarios.

La base del análisis es el conocimiento de los ambientes sedimentarios, la tectónica jurásica y la estratigrafía.

Los *ambientes sedimentarios* son una porción geográficamente limitada de la superficie terrestre, que puede ser fácilmente distinguida de las áreas adyacentes a través de un conjunto de condiciones físicas, químicas y biológicas, cuya influencia logra el cúmulo de sedimentos. Estos mecanismos representan cambios en el nivel del mar debido a variaciones climáticas o movimientos tectónicos, lo que ocasiona la formación de deltas submarinos, canales fluviales, barras, etc.

En estas condiciones es conveniente identificar el tipo de movimiento como una aportación extra de sedimentos.

Dentro de los ambientes deposicionales, se considera a los ambientes carbonatados, en donde existen dos modelos: rampas y plataformas. Este conjunto de condiciones permite identificar al ambiente y determinar las propiedades de los sedimentos que en él se depositaron.

El conocimiento y la identificación de los ambientes sedimentarios se consideran fundamentales para validar los resultados de la discretización de la porosidad total en los Yacimientos Carbonatados Naturalmente Fracturados. Pues los *ambientes sedimentarios generan elementos de calibración y consistencia en la evaluación petrofísica* descritos en las Fig. 4.5, Fig. 4.6, además de validar la edad geológica de la formación de interés. Como se muestra en la Fig. 4.1.

Una vez que los hidrocarburos migraron de la roca generadora, estos continúan su movimiento hasta encontrar rocas con características petrofísicas determinadas (previamente mencionadas) y una configuración geológica apropiada que permita la acumulación y retención de los mismos. Este arreglo geométrico de los estratos se denomina trampa. Las trampas están formadas por una roca almacén, la cual permite captar y acumular los hidrocarburos, y una roca sello que impide que los hidrocarburos o parte de ellos, continúen migrando. Es por ellos que los ambientes sedimentarios son indicativos del proceso sedimentológico, las secuencias estratigráficas, geometría de los cuerpos, características de los ambientes de depósito y ambientes asociados.

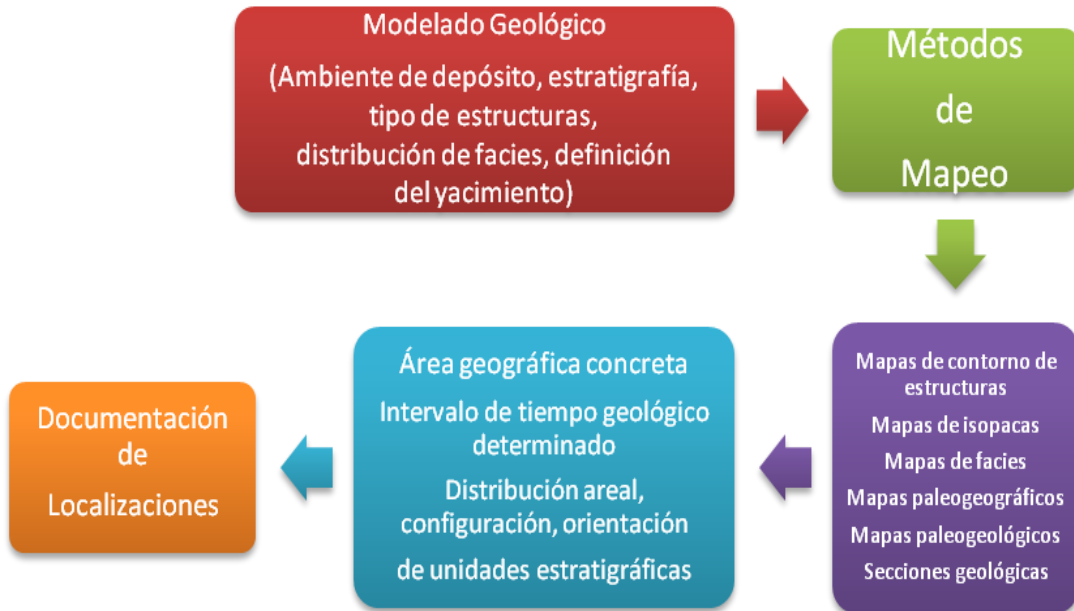


Fig.4.1. El diagrama de flujo muestra la secuencia realizada en el análisis de ambientes de depósito.

4.2. Marco Geológico Regional de la Zona Marina del Golfo de México.

El marco Geológico Regional de la zona marina del Golfo de México está compuesto por elementos sobre los cuales ocurrieron diferentes eventos sedimentarios, estratigráficos y estructurales relacionados con la apertura del Golfo de México, también llamadas *provincias morfoestructurales*, que son:

1. La plataforma de Yucatán.
2. Pilar Akal,
3. Fosa de Macuspana .
4. Fosa de Comalcalco.
5. Planicie de Domos Salinos.
6. Macizo de Chiapas.

La secuencia sedimentaria está representada principalmente por *rocas terrígenas* en el terciario y por *rocas carbonatadas* en el Mesozoico, mención aparte merece la sal que constituye el depósito más antiguo de la sonda de Campeche.

Las rocas terrígenas son principalmente lutitas que empaquetan cuerpos delgados de arenas. Es notable la presencia de bentonitas en toda la secuencia sedimentaria, principalmente en la columna terciaria donde se encuentran formando parte tanto de lutitas como de las arenas; a la que, traída durante el depósito por corrientes eólicas y acuáticas se le considera una de las principales fuentes de aporte de silicio y magnesio, elementos con mayor fracción volumétrica en los procesos diagenéticos de los *siliciclásticos*.

Los lodos calcáreos están integrados al depósito como resultado de la erosión de la Plataforma de Yucatán constituyendo delgadas capas o cementando las rocas terrígenas. Ocasionalmente se observan como flujos de “*detritus*” como probable producto de la destrucción de bancos, como se observa en las *calcarenitas* del Eoceno.

La Plataforma de Yucatán y el Macizo de Chiapas, sobre las cuales ocurrieron diferentes eventos sedimentarios, estratigráficos, y estructurales relacionados con la distensión del Golfo de México, ver Figura 4.2, son las principales zonas que suministran material a las cuencas.

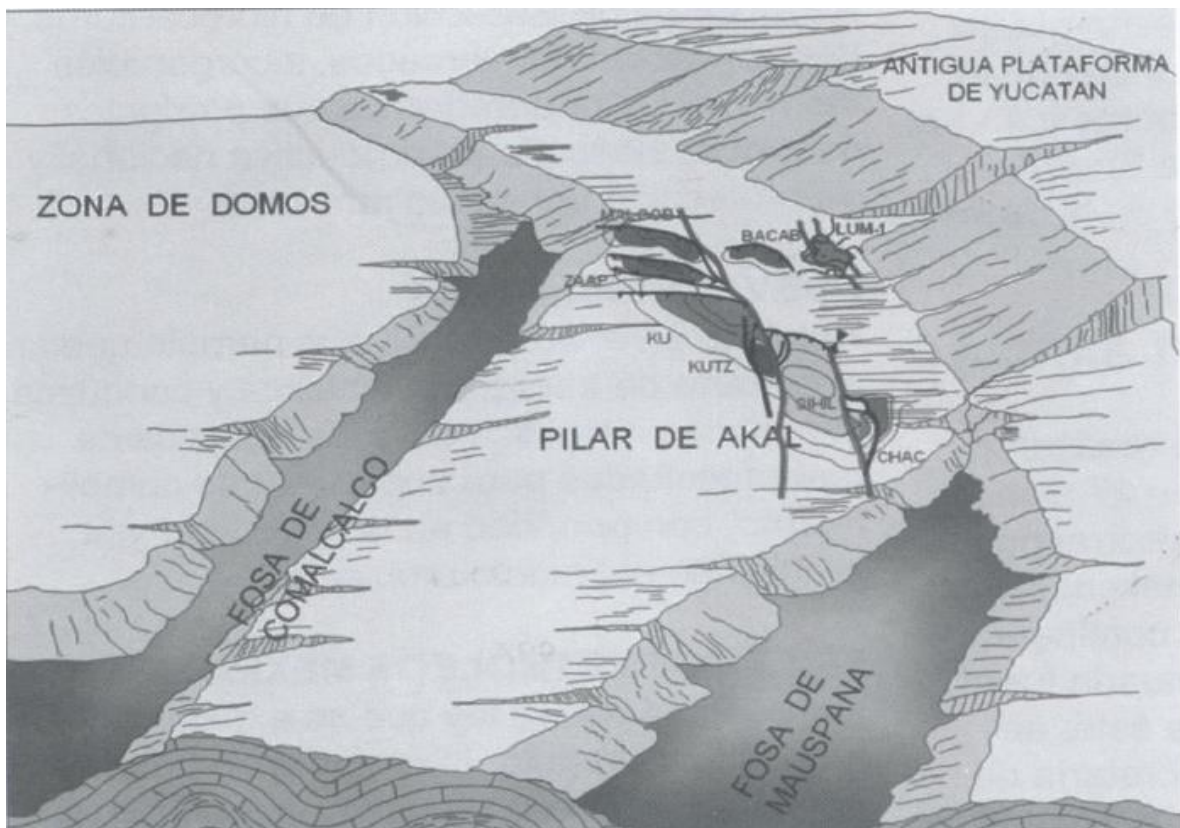


Fig. 4.2. Provincias morfoestructurales en que se divide la Sonda de Campeche (Angeles Aquino, 1982).³²

La *Plataforma de Yucatán* es un extenso banco carbonatado cuyo desarrollo inicia en el Mesozoico, se desprendió de la Pangea y giró hasta su ubicación actual, dicho banco se extiende hasta el denominado *Escarpe de Campeche*.

El *macizo de Chiapas* es el resultado de la acción de la placa del Caribe contra la de Norteamérica, inicialmente con un plano de subducción perpendicular a la dirección sur-norte, posteriormente con un desplazamiento a través del sistema de fallas *Motagua-Polochic*, derivado de la dorsal del Atlántico, los cuales conforman diferentes estilos estructurales que rigen en la Sonda de Campeche y por ende que afectan el área de estudio.

El pilar Akal posee aproximadamente más de 100 campos con volúmenes originales en promedio de 600 mil millones de barriles (con aceites ligeros de 45° API, a extrapesados de 8° API). Y factores de recuperación del 15 al 40 %.

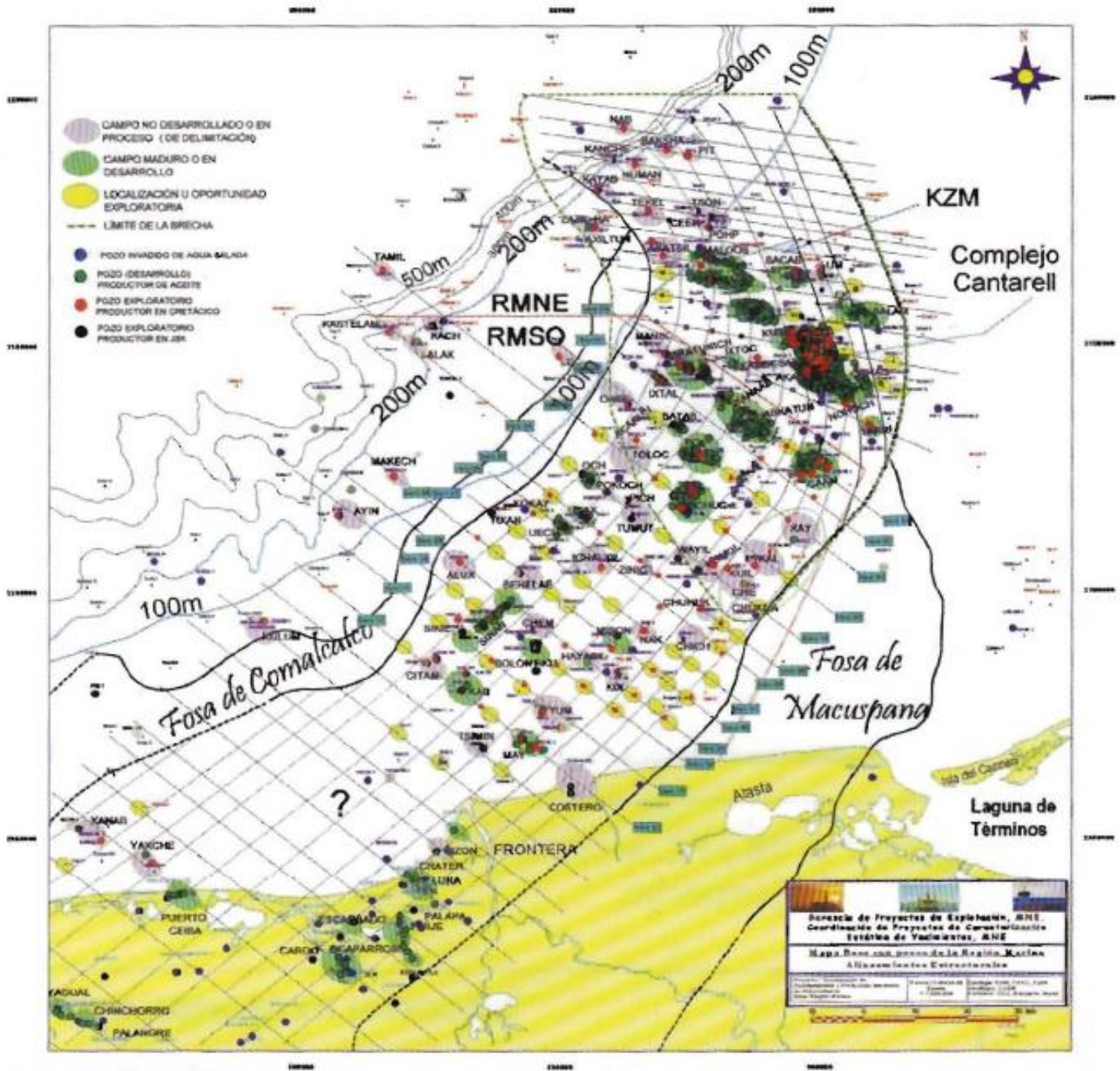


Fig. 4.3. Mapa base de los pozos exploratorios y de desarrollo perforados en la sonda de Campeche.³³

El pilar de Akal es considerado como la mayor área de oportunidad, debido a que solo se han desarrollado las trampas “visibles”, para la tecnología convencional, pero existen un gran número de trampas que no han sido consideradas. Esquematizados en la Fig. 4.3.

Para ello se han elaborado diversos análisis que consideran la información regional en los cuales destaca el considerar la Geología Estructural dominante del Jurásico.

Desde los inicios del jurásico, hacia el oriente de la Sonda de Campeche se tuvo la presencia de una plataforma (Plataforma de Yucatán) al oriente y un continente (Macizo de Chiapas) al sureste. Estos elementos constituyeron la fuente de aporte de los sedimentos depositados durante el Mesozoico tardío y todo el terciario en la Sonda de Campeche.

Como culminación del ciclo tectónico durante el Mioceno-Plioceno, ocurrieron esfuerzos distensivos que dieron lugar a un sistema de fallas que delimitan la continuidad hacia el mar de las cuencas de Macuspana y Comalcalco.

Esto generó una topografía muy irregular que condicionó los depósitos que constituyen los yacimientos del Terciario Tardío. Dicha topografía dio lugar a la clasificación de La sonda de Campeche y a las seis Provincias Morfoestructurales. La figura 4.4 sintetiza estas provincias en un monobloque de la Sonda de Campeche.

La fuente de suministro de las rocas del Mesozoico fueron sin lugar a dudas la Plataforma de Yucatán y el Macizo de Chiapas, la primera actuó como un enorme creatón sedimentario dando origen a la enorme columna de carbonatos presente en la Sonda de Campeche, la segunda como resultado de un elemento activo que plegó la sierra a través del sistema Motagua -Polochic formando la Sierra de Chiapas y aportando todos los sedimentos carbonatados y terrígenos presentes en la Sonda de Campeche.

En el caso de los depósitos del Cretácico y el Terciario temprano tuvieron una influencia directa en la evolución de las brechas calcáreas.

En cuanto a la Brecha productora, la gran cantidad de exoclastos que existen en el Cretácico Superior y parte del Paleoceno hace suponer que estas rocas cayeron a una cuenca dentro de la misma plataforma, precipitándose en forma caótica a través de canales con enormes flujos de *detritus* constituyendo estructuras que fueron posteriormente selladas por sedimentos finos, cuya velocidad de depósito fue muy inferior.

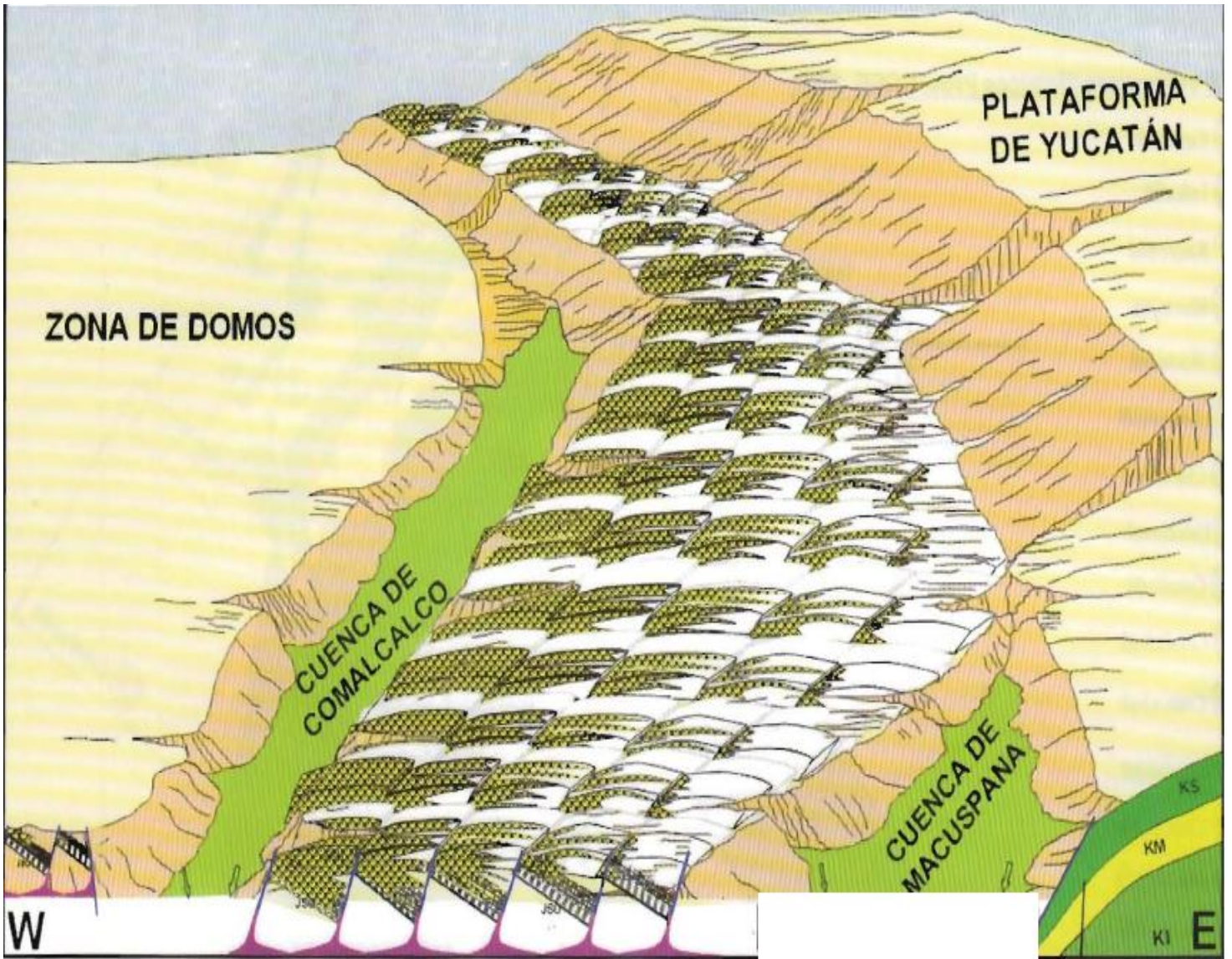


Fig.4.4. Provincias morfoestructurales en que se divide la Sonda de Campeche (Angeles Aquino, 1982)^{32,33}.

DISCRETIZACIÓN DE LA POROSIDAD DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

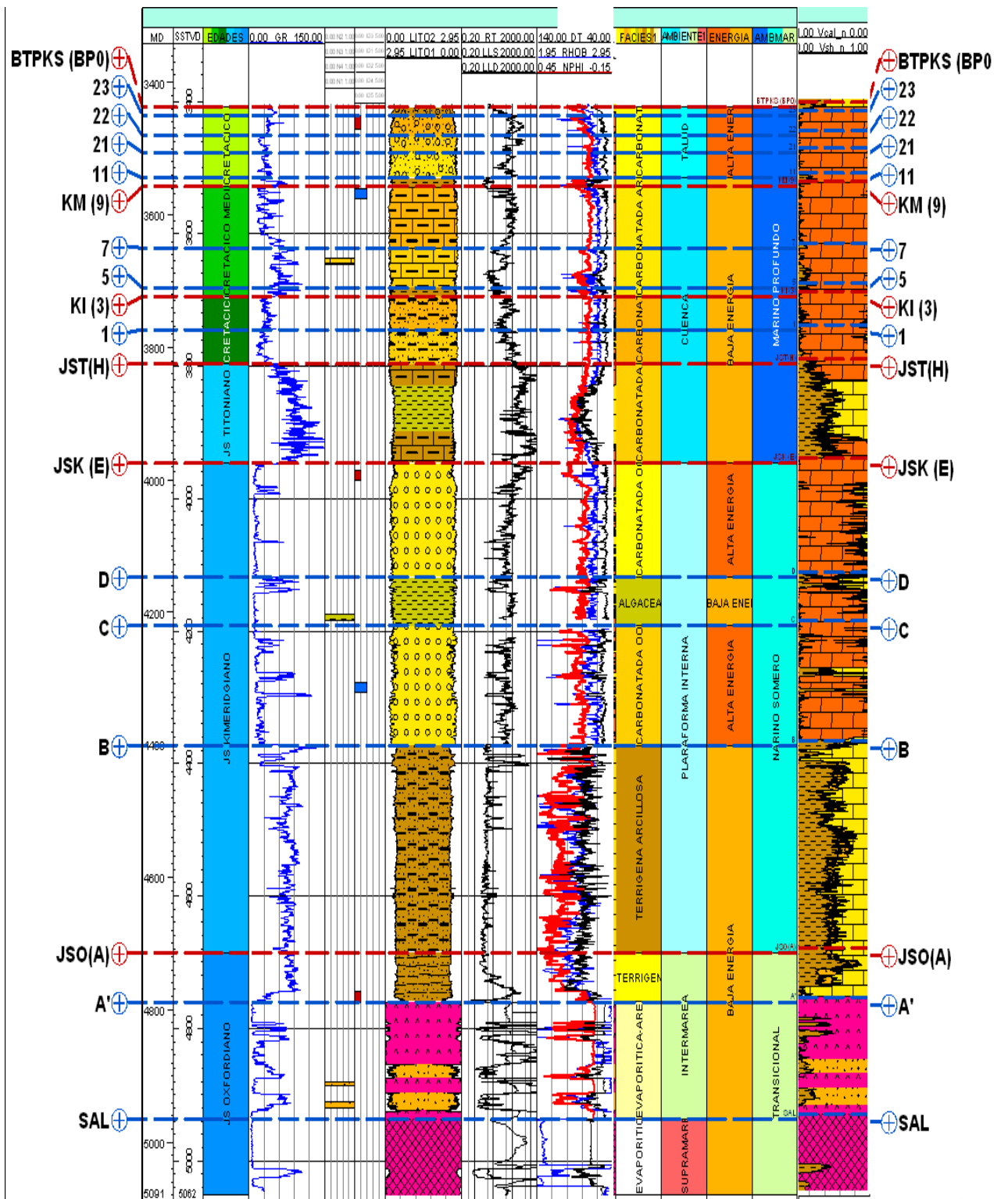


Fig. 4.5. Validación de la evaluación petrofísica por paleontología, descripción litológica de muestras de canal y marcas eléctricas para determinar el cambio de fases, el ambiente sedimentario, energía del ambiente de depósito y ambiente marino con criterio multidisciplinario.

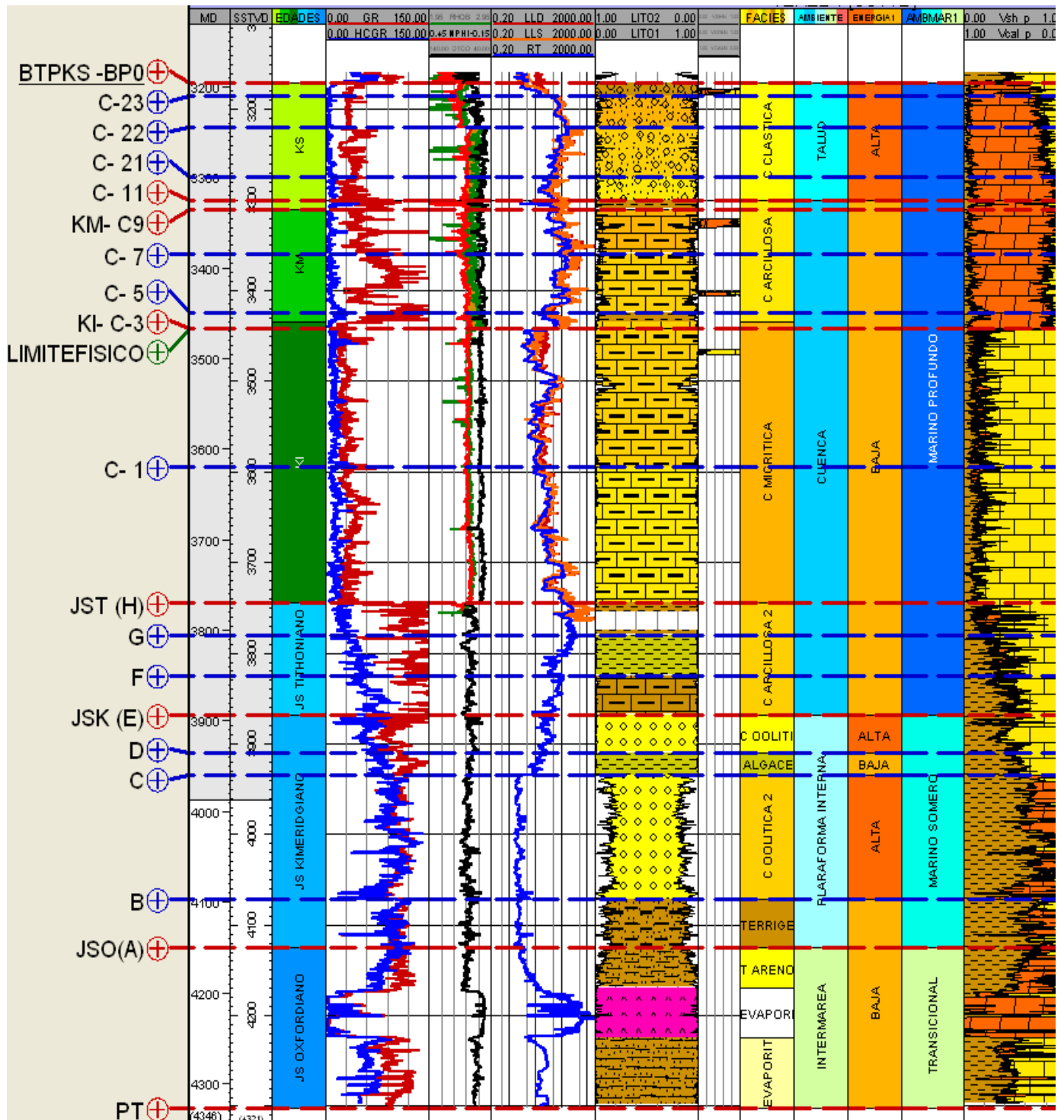


Fig. 4.6. Rangos de valores esperados de porosidad por paleontóloga, descripción litológica de muestras de canal y marcas eléctricas. Ejemplo de un pozo perforado en un campo de la región marina (BTPKS). Donde se aprecian las facies presentes, ambientes marinos y tipo de energía.

4.3. Estratigrafía Regional de los Yacimientos Naturalmente Fracturados en el Golfo de México.

La estratigrafía es importante para identificar el tipo de roca a la que se caracteriza. En el caso de esta tesis, la estratigrafía debe ser regional para el golfo de México. Por que es la de mayor interés económico. Fig. 4.7.

Jurásico Superior Oxfordiano.-Las rocas del Oxfordiano (grupo Ek-Balam, Angeles-Aquino, 1996) están representada por areniscas y lutitas bentoníticas que gradúan hacia la cima a areniscas calcáreas y limolitas con anhidrita. Los espesores típicos encontrados en el Complejo Cantarell son en promedio entre 450 m.

Jurásico Superior Kimmeridgiano. Las rocas del Kimmeridgiano (Grupo Akimpech, Angeles-Aquino, 1996), están representadas en la porción inferior por limolitas y lutitas con escasas intercalaciones de caliza, son propias de ambientes de aguas de poca profundidad. La parte superior se caracteriza por una secuencia de dolomías intercaladas con limolitas rojas y lutitas bentoníticas correspondientes a facies de plataforma de aguas someras, de laguna y tipo sabka. Los espesores promedio son de 500 m.

Jurásico Superior Titoniano. Las rocas del Tithoniano (Formación Edzna, Angeles-Aquino, 1996) están representadas en el área por dolomías arcillosas de color oscuro y lutitas con abundante contenido de materia orgánica; estas se depositaron en un ambiente de mar abierto. De acuerdo con sus características se consideran como rocas generadoras de hidrocarburos. Estas rocas presentan excelentes microfósiles índice. Los espesores típicos en el Complejo son de 140 m.

Cretácico Inferior. Corresponde a una caliza dolomitizada microcristalina a criptocristalina depositada en un ambiente de mar abierto, a pesar de la dolomitización se lograron identificar algunos microfósiles pertenecientes a esta edad en los yacimientos del Complejo. Los espesores son muy variables oscilando entre valores mínimos de 180 m hasta casi 600 m. Esto fue debido a la reactivación de algunas fallas y basculamiento de algunos bloques durante el depósito.

Cretácico Medio. Sobre los sedimentos del Cretácico Inferior, descansa un cuerpo de rocas carbonatadas depositadas en un ambiente de mar abierto, la edad es validada por microfósiles planctónicos y el cretácico inferior está constituido por calizas dolomitizadas que abarca hasta la porción occidental de la estructura y por calizas en algunas áreas. Los espesores típicos de esta formación son muy uniformes de 130 m aproximadamente

Brecha Terciario Paleoceno-Cretácico Superior. La parte superior está constituida por fragmentos de mudstone-wackstone dolomítico, crema claro a gris claro de aspecto brechoíde cementado por un lodo calcáreo bentonítico microcristalino con pirita diseminada, fracturamiento caótico y cavidades de disolución, presenta algunas fracturas selladas por dolomita arcillosa.

La porosidad primaria es del tipo intercristalina, y la secundaria es de fracturas y cavidades de disolución de 10 a 15%.

La parte media de esta formación está constituida por dolomía color crema y café claro, microcristalina en partes recristalizada con pirita diseminada, fracturas y microcavidades de disolución.

La parte inferior está constituida por una brecha calcárea dolomitizada de colapso de color crema claro y café claro constituida por fragmentos angulosos de mudstone, wackstone y packstone de bioclásticos e intraclásticos, así como por fragmentos de dolomía. Los espesores típicos de esta unidad son de 280 m.

Paleoceno Inferior. Sobre las rocas carbonatadas del Mesozoico descansan discordantemente las primeras rocas del Terciario, representadas por una brecha constituida en su mayor parte por fragmentos muy pequeños de 2 a 3 cm de caliza dolomitizada en menor porcentaje de fragmentos de calizas de plataforma del Cretácico Medio y Superior, presenta una capa de lutitas muy características café rojizas Paleoceno Superior.-Está formada por sedimentos terrígenos, lutitas con intercalaciones de caliza en estos depósitos sobresale el contenido de sedimentos bentoníticos producto de la alteración de sedimentos volcánicos provenientes de la intensa actividad volcánica proveniente del Continente.

Eoceno Superior Medio e Inferior. Sobre las rocas del Paleoceno descansan cuerpos potentes de lutitas calcáreas bentoníticas que corresponden a depósitos

propios de ambiente batial. Así como de depósitos de arenas calcáreas en algunas parte sur del bloque Akal.

Oligoceno Mioceno y Plioceno. Finaliza la historia sedimentaria con intercalaciones de terrígenos, lutitas y arenas deleznales del Plioceno depositados en condiciones marinas de poca profundidad. Durante el intervalo Plioceno–Holoceno ocurre un aumento considerable en la frecuencia de sedimentación terrígena resultado de la intensa erosión de la Sierra de Chiapas.

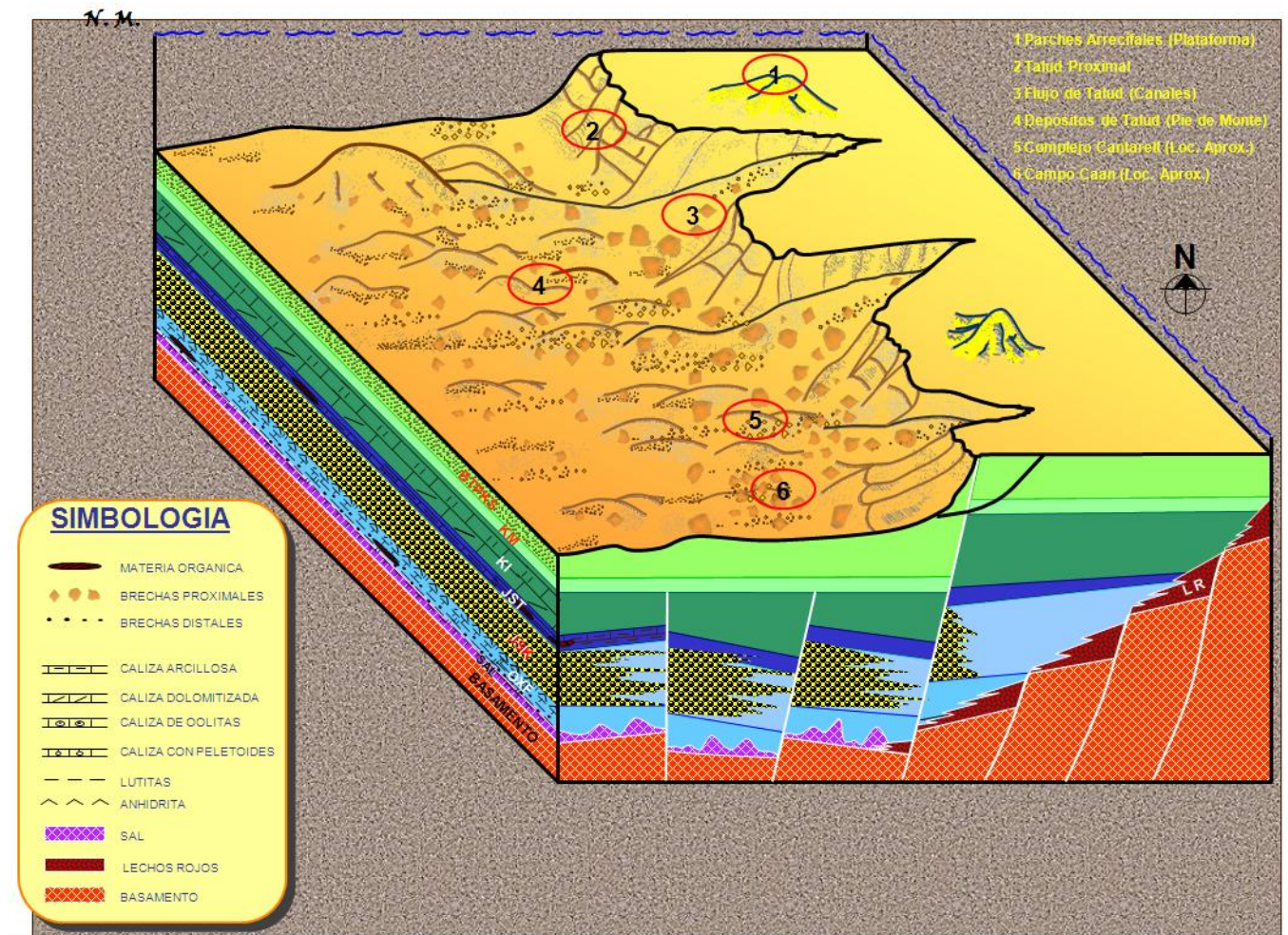


Fig. 4.7. Modelo Geológico Regional de la Brecha Productora de la zona de Campeche.

(Angeles Aquino,2007)³²

4.4. Geología Estructural.

La aplicación de la Geología Estructural, permite describir el tipo de trampa donde se acumula la mayor cantidad de hidrocarburos además de ser una base importante en la evaluación petrofísica y por consiguiente en la discretización de la porosidad en los yacimientos carbonatados naturalmente fracturados.

La dinámica que conlleva a la formación de las trampas estructurales que constituyen los grandes yacimientos de la Sonda de Campeche se sintetiza en tres estilos estructurales, desarrollados cronológicamente en tres etapas, mostradas en la Fig. 4.7. y ellas son:

La *primera etapa* se llevo a cabo durante pre Jurasico al Jurasico Superior, está caracterizada por esfuerzos distensivos como consecuencia de la apertura del Golfo generando bloques escalonados que giraron en sentido paralelo al bloque de Yucatán dando lugar a fallas normales escalonadas sensiblemente verticales que afectan los niveles estratigráficos más bajos incluyendo la sal y el basamento. Dichos bloques escalonados fueron rellenados posteriormente por sedimentos mas recientes producto de la erosión de rocas preexistentes.

La *segunda etapa* se llevo a cabo durante el Cretácico, esta caracterizada por esfuerzos compresivos que alabieron estos bloques plegando los sedimentos alojados entre los bloques reinyectando la sal a niveles superiores. Como consecuencia de estos movimientos las rocas plegadas fueron erosionadas de la Plataforma de Yucatán subacuaticamente, constituyendo flujos de detritus y abanicos submarinos que dieron lugar a la formación de Brechas carbonatadas que se acumularon en las zonas de talud desarrolladas por estos bloques escalonados en la porción oriental de la Sonda de Campeche (figura 4.8).

La *tercera etapa* se llevo a cabo entre el Mioceno Inferior y oligoceno Superior, está caracterizada por un movimiento transpresivo consecuencia del evento Chiapaneco, que dio como consecuencia el plegamiento de toda la secuencia sedimentaria y reinyectando la sal a niveles superiores, generando fallas

transcurrentes que a su vez ocasionaron grandes cabalgamientos como los observados en el bloque sihil yen los campos Ku -Maloob -Zaap en la porción oriental de la Región Marina.

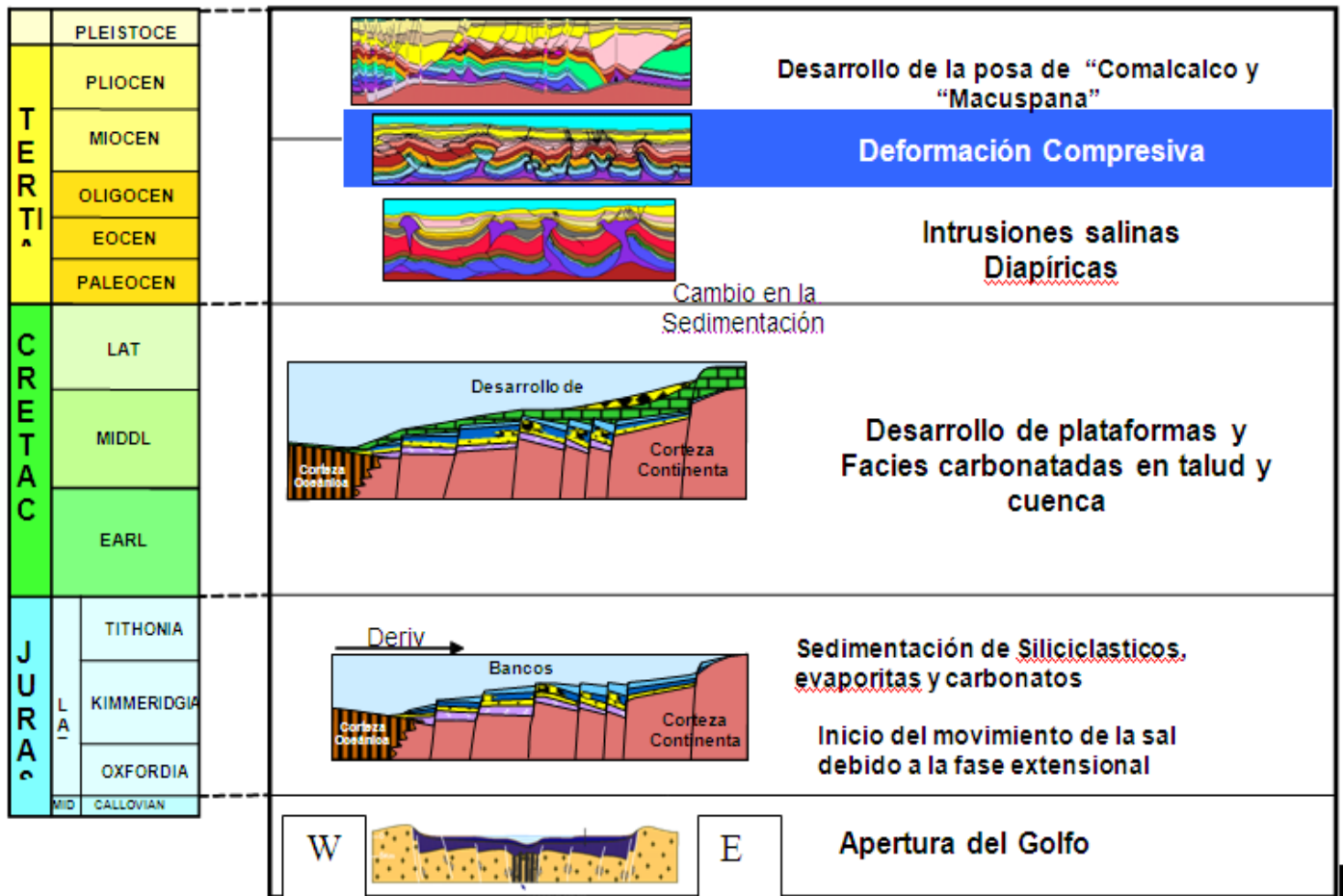


Fig. 4.8. Principales eventos tectónicos regionales vistos en una sección. Aplicados para la validación de datos en la discretización de porosidad^{32,33}.

Para una mejor descripción del modelo de deformación y su relación o condicionamiento con la depositación, se plantea un esquema que representa la deformación estructural causada por los principales eventos descritos ocurridos en los ambientes de depósito. Las trampas son formadas por esfuerzos de extensión o compresión que actúan sobre los estratos originando plegamiento, fallamiento, fracturamiento, intrusión y combinaciones de todos estos. Entre este tipo de

trampas la más común es la asociada a los anticlinales formados por el plegamiento de los estratos en forma convexa creando un cierre estructural que favorece la acumulación de hidrocarburos, tal como es representado en la fig.4.9; además de representar una trampa formada por desplazamiento de un bloque respecto a otro a lo largo de una superficie de falla por esfuerzos tensionales y esfuerzos compresionales.

Los esfuerzos compresivos de edad Terciaria que afectaron a la porción noreste del pilar de Akal en la sonda de Campeche crearon grandes estructuras positivas (anticlinales) sobre las que se ubican hoy importantes campos productores como Cantarell, Sihil, Ku, Abkatún, Taratunich y Bacab, entre otros. La magnitud de esas estructuras originadas en el Cenozoico “borraron”, en la mayoría de los casos, los rasgos de la tectónica distensiva Mesozoica en esta área del Golfo de México.

Esta situación ha hecho que se tienda a subestimar o minimizar su importancia. Sin embargo, los esfuerzos extensionales Mesozoicos impactaron de dos maneras claves en las acumulaciones de hidrocarburos de la región:

- 1) Generando una serie de fallas con orientación general N-S. Muchas de esas fallas fueron reactivadas por la compresión Terciaria que dieron origen a las grandes estructuras.
- 2) Controlando fuertemente los ambientes en los que se depositaron los sedimentos del Jurásico Superior Kimmeridgiano y Oxfordiano. Estas formaciones son los más importantes del área después de las Brechas del Cretácico Superior.

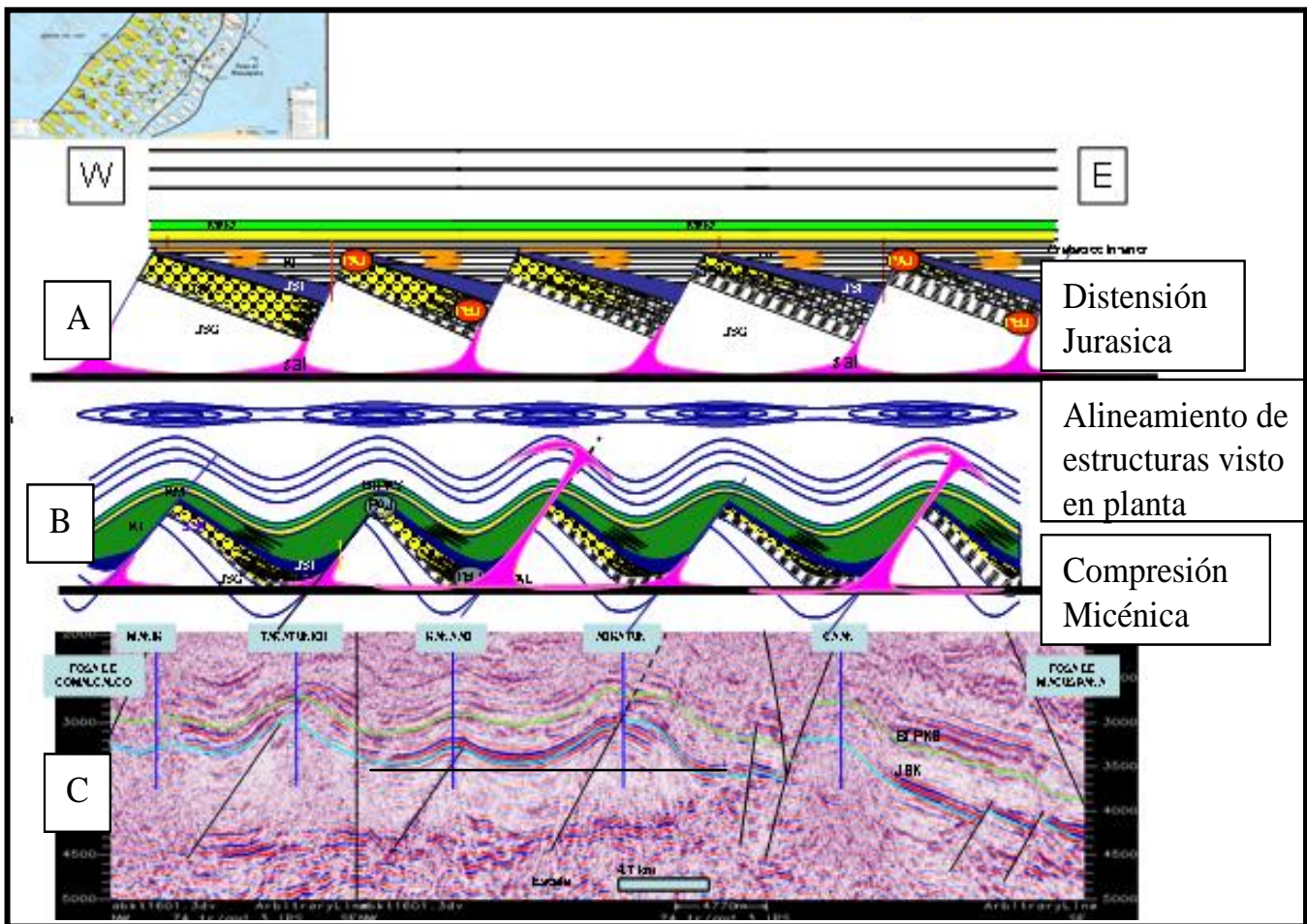


Fig. 4.9. Línea sísmica con dirección NW-SE que muestra la relación de la tectónica Jurasica con 5 de los campos de la RMSO. Se muestra que todos los campos se encuentran alineados NW-SE y cada uno esta asociados a un paleoalto Jurasico.^{32,33}.

La comprensión de la evolución estructural de esta etapa de la historia geológica es clave para explorar y guiar como se muestra en la Fig. 4.10.

Se explora en búsqueda de acumulaciones de hidrocarburos que no se encuentran en estructuras positivas (anticlinales),

Y se Guía el desarrollo de campos donde las facies de los depósitos Kimmeridgianos y Oxfordianos están controladas por la tectónica de esa edad y no por la estructura actual.

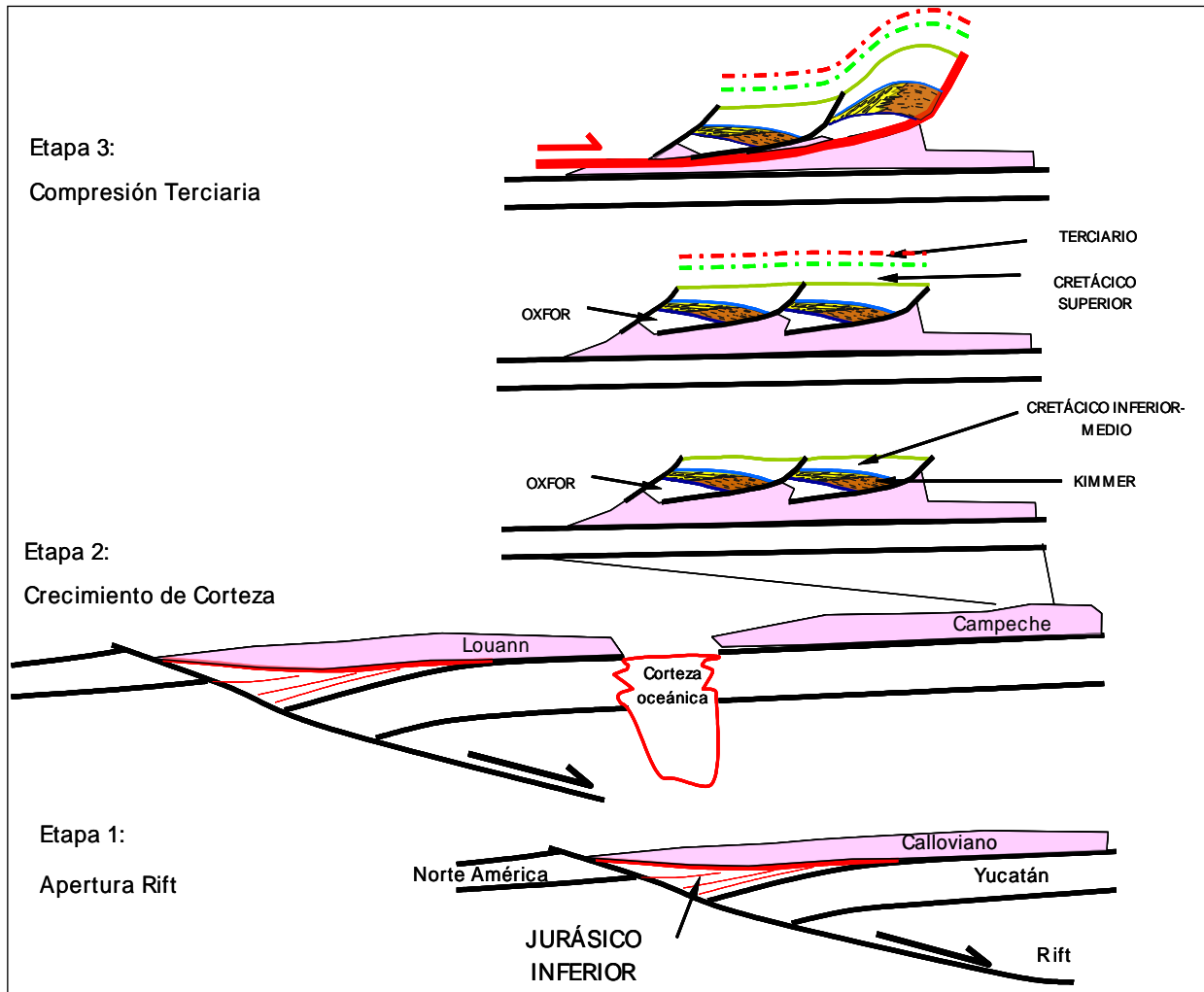


Figura 4.10. Evolución Tecto-sedimentaria esquemática desde el Jurásico Inferior hasta el Terciario. Etapas 1 y 2 pertenecen a la tectónica Mesozoica mientras que la etapa 3 corresponde a la tectónica Terciaria. Entre ellas se encuentra un período de relativa quietud estructural que es cuándo se depositaron el Cretácico Superior y el Terciario Temprano.^{32,33}

CAPÍTULO V

METODOLOGÍA PROPUESTA

Para construir un modelo que represente las características físicas de los yacimientos carbonatados naturalmente fracturados, se conceptualiza las porosidades del yacimiento en dos grupos, las matriciales y las asociadas a la porosidad secundaria.

La caracterización petrofísica de yacimientos carbonatados naturalmente fracturados es la metodología que permite obtener el conjunto de variables petrofísicas del sistema primario y de doble porosidad aplicando un conjunto de modelos petrofísicos y de modelos de interacción petrofísica.

La discretización de la porosidad total en porosidad matricial y porosidad secundaria, se obtiene aplicando la caracterización petrofísica a registros geofísicos convencionales considerando dentro del proceso los conceptos de geología (estructural, sedimentológica, petrográfica, mineralógica y paleontológica y correlación de pozos), geofísica, petrofísica de núcleos e ingeniería de yacimientos.

Todos los resultados de la caracterización petrofísica se representan en forma de registros (perfiles), éstos son los datos duros en el proceso de población (guiada por atributos o multiatributos sísmicos, sedimentológico y estructural).

Como parte del éxito del modelo y la metodología es la calibración de los datos generados. Para calibrar la litología de la formación es necesario editar y analizar la información suministrada por los registros de modo tal que la variabilidad mostrada por los mismos sea la que defina la litología que compone cada unidad litoestratigráfica a través de la formación. Para determinar la calidad de la evaluación, se hace uso de todas las herramientas de las que se dispongan, es decir, de núcleos, análisis especiales de núcleos, descripciones litológicas,

paleontología, petrografía, correlaciones hacia pozos vecinos y el exponente de cementación variable que define las propiedades petrofísicas avanzadas. Para validar la litología se crean graficas cruzadas basadas en los registros neutrón y densidad (NPHI vs RHOB).

Metodología.

- Se inicia el análisis con la búsqueda de registros del pozo a analizar en las diferentes bases de datos.
- Se seleccionan los registros convencionales para evaluar litología: DPHI, CGR, resistivos (LLD, LLS, RT, MSFL) y porosidades (NPHI, DTCO, RHOB y el PEF como calibrador de litología).
- Una vez descargados los registros se cargan en la hoja de cálculo denominada *Análisis Especializado Litoestratigráfico* donde se realizará el análisis, después se ordenan de acuerdo a los registros que se utilizarán, esto es:
DEPHT, CALI, BS, CGR, RT, NPHI, PEF, RHOB, RT, SPHI.
- Una vez ordenados los registros, se selecciona la formación a discretizar con apoyo del estado mecánico del pozo y de las cimas geológicas.
- Realizar cálculos con los registros utilizando modelos litoestratigráficos con parámetros iniciales que generarían *fracciones volumétricas de registros*.
- Construir un registro que contenga las *fracciones volumétricas de diferentes fuentes* (núcleos, descripciones, etc.).
- Verificar las fracciones volumétricas de registros con las fracciones volumétricas construidas a partir de diferentes fuentes.

- Sensibilizar o ajustar los parámetros del Modelo Litoestratigráfico para *empalmar* los dos registros.
- Analizar las problemáticas de los registros en cada pozo y encontrar los modelos litoestratigráficos de cada unidad para obtener un *modelo litoestratigráfico* regional con el objetivo de eliminar el ruido de los registros *para afinar la Litología*, dada la necesidad de obtener parámetros matriciales. La formación completa forma la máxima amplitud en valores de *porosidad total* y litología.
- Se elabora la partición de las unidades geológicas del pozo correspondiente al intervalo de Brecha, de acuerdo al patrón de comportamiento de *varios* registros geofísicos (electrofacies) observados, se divide en intervalos, BP0, BP1a, BP1b, BP2 y KS.
- Es importante discretizar la unidad geológica en unidades litoestratigráficas ya que *cada unidad tiene características propias de acuerdo al ambiente sedimentario*, una vez dividida se puede obtener mayor representatividad de las formaciones y de esta manera es posible definir las propiedades petrofísicas del pozo a analizar.

La metodología se aplica en los siguientes diagramas de flujo (fig. 5.1 y 5.2)

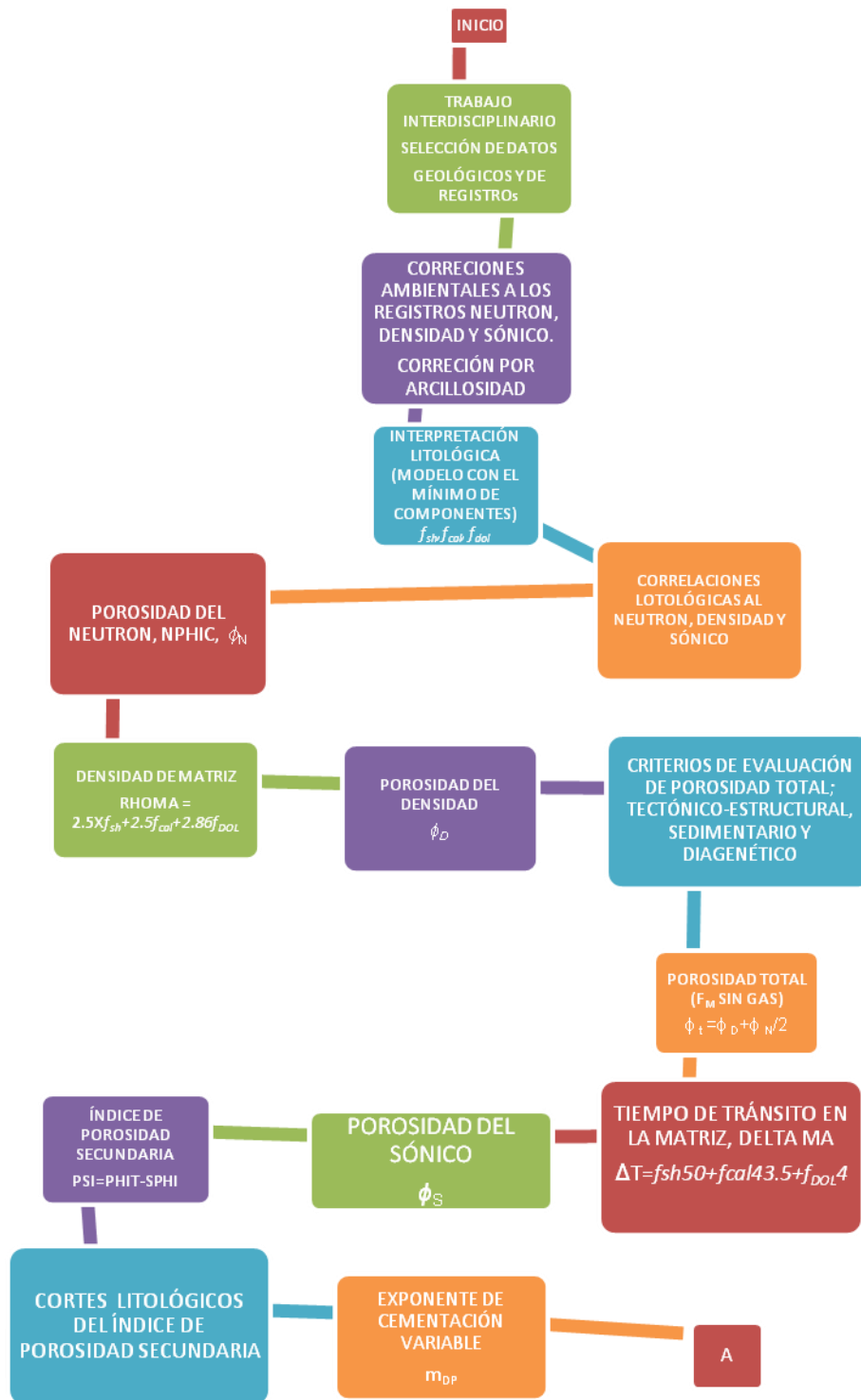


Fig. 5.1. Parte principal del diagrama de flujo de la evaluación petrofísica convencional.

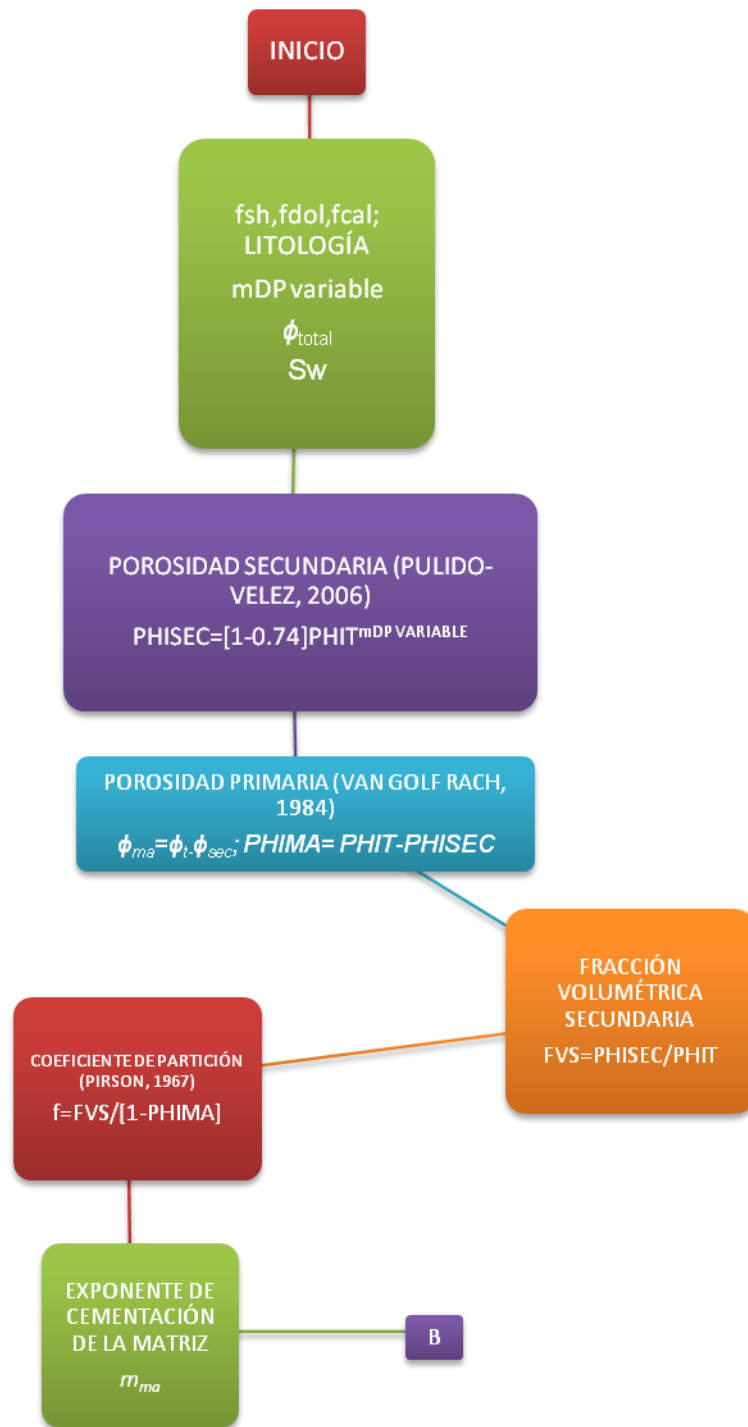


Fig. 5.2. Parte principal del diagrama de flujo de la evaluación petrofísica avanzada.

Una vez definido el exponente de cementación de la matriz (2.23) y el Factor de formación de la matriz (2.22) en el segundo capítulo de conceptos básicos.

Se escribe el Factor de Formación de la Matriz, involucrando la Porosidad Total y el Coeficiente de Partición, PACO:

$$F_{ma} = \frac{1 - f}{\phi_t^{m_{DP}} - f\phi_t}, \quad (5.5)$$

Por lo tanto, la ecuación (2.23), se reescribe como:

$$m_{ma} = \frac{\ln\left(\frac{\phi_t^{m_{DP}} - f\phi_t}{1 - f}\right)}{\ln(\phi_{ma})}, \quad (5.6)$$

En la ecuación anterior las incógnitas, (f) PACO, $\phi_t, \phi_{sec}, \phi_m$, se obtienen de registros de pozo y/o núcleos. Por ello el Exponente de Cementación de Doble Porosidad es igual a:

$$m_{DP} = \frac{\ln(f\phi_t + (1 - f)\phi_{ma}^{m_{ma}})}{\ln(\phi_t)}, \quad (5.7)$$

Para efectos prácticos, la obtención del Exponente de Cementación para una fracción volumétrica entre el 30% y 40% es:

$$m_{ma} = 0.8m_{DP}^{3.5}, \quad (5.8)$$

Una vez obtenido el Exponente de Cementación del Sistema de Doble Porosidad el *factor de formación del sistema de doble porosidad* fue deducida considerando un modelo conectado en paralelo (Presentado por Pirson, 1967, documentado por Aguilera, 1976, pág 173, reutilizado por Elkewidy, 1998) en términos de Archie:

$$\phi_t^{-m_{DP}} = \frac{1}{f\phi_{sec}^{m_{sec}} + [1 - f]\phi_{ma}^{m_{ma}}} = \frac{1}{f\phi_t^1 + [1 - f]\phi_{ma}^{m_{ma}}}, \quad (5.9)$$

Se puede demostrar que:

$$\phi_{\text{sec}}^{m_{\text{sec}}} = \phi_t^1, \quad (5.10)$$

Porosidad secundaria

El modelo de *porosidad secundaria* (Elkewidy, 1998 SPE 40038), es **implícito** ya que no se puede despejar el *exponente de cementación del sistema de doble porosidad*:

$$\phi_{\text{sec}} = \frac{[\phi_t - 1]\phi_t^{m_{DP}}}{\phi_t^{m_{DP}} - 1}, \quad (5.21)$$

Pseudolinealizando la ecuación anterior (Pulido et al. 2005):

$$\phi_{\text{sec}} = [1 - 0.74 \phi_t] \phi_t^{m_{DP}}, \quad (5.22)$$

Debido a lo mencionado anteriormente debe usarse el *índice de porosidad secundaria* corregido, así que despejando el *exponente de cementación del sistema de doble porosidad*

$$m_{DP} = \frac{\ln\left(\frac{SPIC}{1 - 0.74 \phi_t}\right)}{\ln(\phi_t)}, \quad (5.24)$$

Pero:

$$SPIC = \phi_{ND} - \phi_s - \Delta\phi_{sh} - \Delta\phi_f, \quad (5.25)$$

donde:

ϕ_{ND} = porosidad total obtenida del neutrón y del densidad.

ϕ_s = porosidad del sónico.

El exponente de cementación del sistema de doble porosidad utilizando registros puede obtenerse de la forma siguiente:

$$m_{DP} = \frac{\ln\left(\frac{\phi_{ND} - \phi_s - \Delta\phi_{sh}}{1 - 0.74\phi_{ND}}\right)}{\ln(\phi_{ND})}, \quad (5.26)$$

Exponente de cementación cuando solo existe el sistema secundario. En términos de porosidad significa que $\phi_t = \phi_2$, por lo que substituyendo en:

$$m_{DP} = \frac{\ln\left(\frac{\phi_{sec}}{1 - 0.74\phi_t}\right)}{\ln(\phi_t)}, \quad (5.27)$$

$$m_{DP} = \frac{\ln\left(\frac{\phi_{sec}}{1 - 0.74\phi_{sec}}\right)}{\ln(\phi_{sec})} \approx \frac{\ln\left(\frac{\phi_{sec}}{1 - 0.74[0.03]}\right)}{\ln(\phi_{sec})} \approx \frac{\ln\left(\frac{\phi_{sec}}{0.9778}\right)}{\ln(\phi_{sec})} \approx 1 \approx m_{sec}, \quad (5.27A)$$

La *porosidad secundaria* se calcula con el exponente de cementación de doble porosidad y la porosidad total.

CAPÍTULO VI

VALIDACIÓN DE LA METODOLOGÍA

Etapa de Análisis y Evaluación.

La etapa de análisis y evaluación, es aplicable para todo tipo de campos de yacimientos carbonatados naturalmente fracturados, no importa que sea un campo en desarrollo, y lo pozos sean exploratorios.

El área de levantamiento del campo se encuentra aproximadamente 127 km al noroeste de Ciudad del Carmen, Campeche.

El sitio propuesto para TEKEL-1 se encuentra en las coordenadas (UTM, Zona 15) Tirante de Agua y Topografía del Fondo Marino. Los tirantes de agua en el área TEKEL-1 varían desde aproximadamente 113 m en la cima de un afloramiento de roca en la esquina sureste del área hasta 130 m en la esquina noroeste con una pendiente regional hacia el oeste de aproximadamente 0.3 por ciento (0.2 grados). El fondo marino es irregular en todas partes del área de estudio debido a la presencia de afloramientos de roca y depresiones. Los afloramientos están distribuidos de manera aleatoria a través del área y son generalmente de poca extensión.

La trampa es estructural y se define como un anticlinal alargado orientado NW - SE limitado en tres direcciones por falla inversa y sólo hacia el NW cierra por buzamiento. La roca almacén esta representada, en la parte superior, por brechas calcáreas dolomitizadas, depositadas en facies de talud y, en la parte inferior, por calizas fracturadas de mar abierto del Cretácico.

El pozo Ayatsil-1. (Brecha 3007 mv) se perforó con el objetivo de encontrar acumulación comercial de hidrocarburos en las rocas del Cretácico, localizándose

a 1032.5 m al S 73°10'37.55" W del pozo Phop-1, a 11.28 km al S 76°16'31.36" E del pozo Yaxiltun-1, a 9.37 km al N 80°49'57.8" W del pozo Maloob-103 y a 16.55 km al N 39°53'39.65" W del pozo Ku-101.

Estructuralmente este pozo se encuentra hacia la culminación de una estructura anticlinal orientada NE-SW, resultando para el nivel de la brecha más bajo 710 m, 250 m y 1148 m que los pozos Phop-1, Maloob-103 y Tson-DL-1 respectivamente, durante la perforación se observaron manifestaciones de hidrocarburos en rocas del Reciente Pleistoceno, la etapa del Cretácico se perforó en su segundo agujero con lodo de 0.95 gr/cm³ sin observar manifestaciones y con pérdida parcial de circulación.

Una vez que se identifica al objetivo (formación de interés), mediante los registros geofísicos se procede a analizar los mejores intervalos para evaluarlos, aquellos que presenten mejores características para producir son seleccionados, utilizando los perfiles adecuados tales como resistividad, para analizar los fluidos, densidad para analizar la roca, rayos gamma para analizar la arcillosidad, y neutrón para analizar la porosidad. Como se muestra en las Fig. 6.2. y 6.3.

Se elabora la partición de las unidades geológicas del pozo correspondiente, en la mayoría de los casos corresponde al intervalo de Brecha (por ser la de mayor interés económico y comercial), de acuerdo al patrón de comportamiento de *varios* registros geofísicos (electrofacies) observados, se divide en intervalos, BP0, BP1a, BP1b, BP2 y KS.

Es importante discretizar la unidad geológica en unidades litoestratigráficas ya que *cada unidad tiene características propias de acuerdo al ambiente sedimentario*, una vez dividida se puede obtener mayor representatividad de las formaciones y de esta manera es posible definir las propiedades petrofísicas del pozo a analizar.

Tradicionalmente en la evaluación de yacimientos se utiliza el valor $m_{DP} = 2$, que ocasiona predicciones desacertadas de saturación de aceite en los pozos perforados. Lo anterior ha reflejado resultados no concordantes con las pruebas de producción donde los pozos evaluados clasificados como invadidos por agua, contenían aceite. Se ha reconocido en varias publicaciones que *exponentes de cementación constantes no refleja la estratificación y cuellos lutíticos encontrados regionalmente en las formaciones carbonatadas y genera valores incorrectos de saturación de agua y por lo tanto errores en la detección de aceite.*

La curva generada del exponente de cementación de doble porosidad se obtiene con los registros geofísicos: neutrón, densidad, y sísmico, y con los nuevos modelos petrofísicos que dependen de propiedades del medio poroso primario y secundario. Como se muestra en las Fig. 6.2. y 6.3.

Validación de los registros.

Existen varios métodos de validación de registros. No es necesario aplicar todos en un mismo pozo, se escoge el más adecuado según los datos disponibles y su confiabilidad. Algunos registros pueden ser validados directamente del valor obtenido en condiciones particulares como se muestra en la tabla siguiente:

Valores Típicos	GR (API)	ρ_b (gr /cc)	P_{ef} (barns/electrón)	ΔT (μs /Ft)	ΔNL (PU)	RT $\Omega\mu m$
Anhidrita	< 20	2.90 - 2.98	5.1	48 - 52	0	> 500
Halita	< 20	2.0 – 2.1	4.7	65- 69	-1.5	> 500
Caliza	< 20	2.71	5.08	47 – 49	0	> 500
Arcilla	>20	2.5	2.3	50	0	<500
Dolomia	< 20	2.87	3.14	43.5	1	> 500

Fig. 6.1. Tabla de valores indicativos para cada registro aplicado.

Con base en la interpretación de registros de entrada (GR, CGR, NPHI, PEF y RT) y la metodología desarrollada se obtuvieron las siguientes curvas que definen la litología: Fracción volumétrica de Arcilla (VSH_CREE), Fracción volumétrica de Dolomía (VDOL_CREE), Fracción volumétrica de Caliza (VCAL_CREE). Con la litología obtenida y todos los registros de entrada se aplicó la metodología de **m** variable cuyos resultados se mencionan a continuación:

Los **archivos generados** durante la aplicación del proceso: Porosidad corregida por medio ambiente (NPHIC), por litología (NPHICC), Densidad de Matriz (RHOMA), Porosidad del registro de Densidad (DPHI), Porosidad Total (PHIT), Porosidad de Matriz del Sónico (DELTATMA), Porosidad del Sónico (SPHI), Índice de Porosidad Secundaria (SPI), exponente de Cementación (MDP), Factor de Formación (FDP), Resistividad Total (RT), Resistividad Total corregido (RTS), Índice de Resistividad (IR), Porosidad Secundaria (PHISEC), Fracción Volumétrica Secundaria (FVS), Porosidad de Matriz (PHIMA).

Curvas entregables.

Porosidad Total (PHIT), Saturación de Agua (SW), Exponente de cementación, Variable (MDP), Porosidad Secundaria (PHISEC), Porosidad de Matriz (PHIMA), Fracción Volumétrica (FVS).

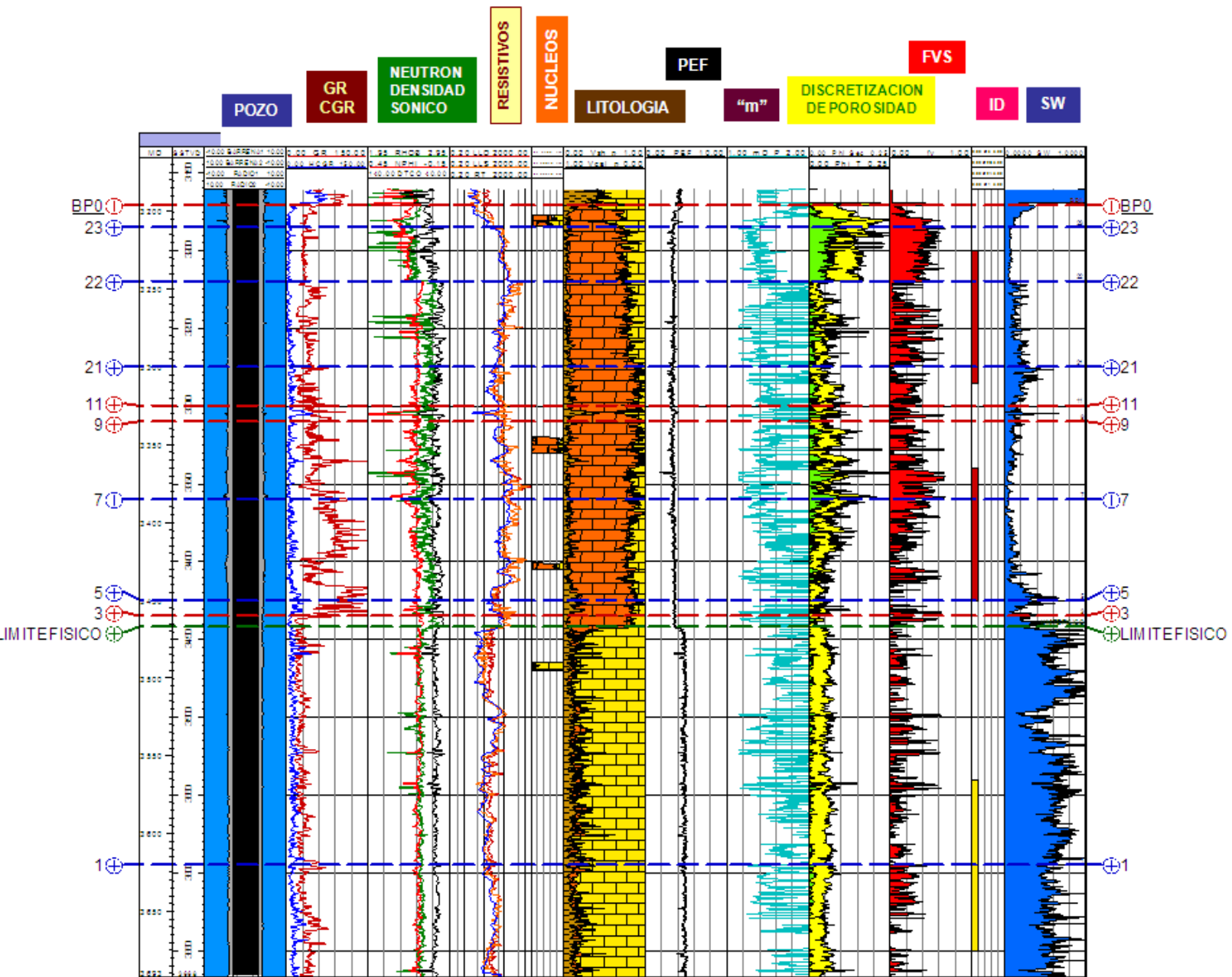


Fig. 6.2. Validación de los datos por núcleos y por tipo de litología.

- Se generó un modelo que representa los volúmenes de caliza, dolomía y arcilla para representar la formación a nivel de la Brecha Cretácico Superior.
- Se generó un modelo que representa los volúmenes de caliza, dolomía y arcilla para representar la formación, lo cual concuerda con la descripción de los núcleos.
- Se generó un modelo petrofísico que da como resultado la porosidad total, exponente de saturación de agua y saturación de agua en función de la respuesta de los registros geofísicos y los parámetros de respuesta teóricos que tendría la herramienta en cada uno de los volúmenes a calcular.
- Los valores a calcular fueron previamente definidos de acuerdo a la revisión de los registros geofísicos, la elaboración de gráficas y la revisión de la información litológica de los pozos. Se determinaron los litotipos de rocas presentes en el yacimiento, los cuales se calibraron con la descripción de muestras de canal y análisis de núcleos. Como se muestra en las Fig. 6.4, 6.5 y 6.6.
- Para realizar la evaluación petrofísica avanzada se determinó el exponente de cementación m variable, y así poder llevar a cabo la discretización de la porosidad total en matricial y secundaria. En las Figuras 6.2 y 6.3., se muestran el set de registros completos de entrega, es decir, los registros de entrada, la litología de la formación y los registros de salida (exponente de cementación m variable del sistema de doble porosidad). La discretización de la porosidad (porosidad matricial y secundaria), fracción volumétrica, exponente de saturación n variable y saturación de agua), así como la edición de los registros con las correcciones por efecto del medio ambiente y por la presencia de arcilla.

- Para calibrar la litología de la formación es necesario editar y analizar la información suministrada por los registros de modo tal, que la variabilidad mostrada por los mismos sea la que defina la litología que compone cada unidad litoestratigráfica a través de la formación. Para determinar la calidad con la que esta evaluación ha sido hecha, se hace uso de todas las herramientas de las que se dispongan, es decir, de núcleos, análisis especiales de núcleos, descripciones litológicas, paleontología, petrografía, correlaciones hacia pozos vecinos y el exponente de cementación variable que define las propiedades petrofísicas avanzadas. Para validar la litología se crean graficas cruzadas basadas en los registros neutrón y densidad (NPHI vs RHOB).
- Se realizó el análisis con los registros del pozo. Se seleccionaron los registros de interés para evaluar litología: DPHI, CGR, resistivos (LLD, LLS, RT, MSFL) y porosidades (NPHI, DTCO, RHOB y el PEF como calibrador de litología).
- Una vez ordenados los registros, fueron seleccionados los intervalos de interés con apoyo del estado mecánico del pozo y de las cimas geológicas.
- Y por último se aplicó el modelo propuesto para realizar los cálculos con los registros utilizando modelos litoestratigráficos con parámetros iniciales que generarían fracciones volumétricas de registros.

DISCRETIZACIÓN DE LA POROSIDAD EN LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

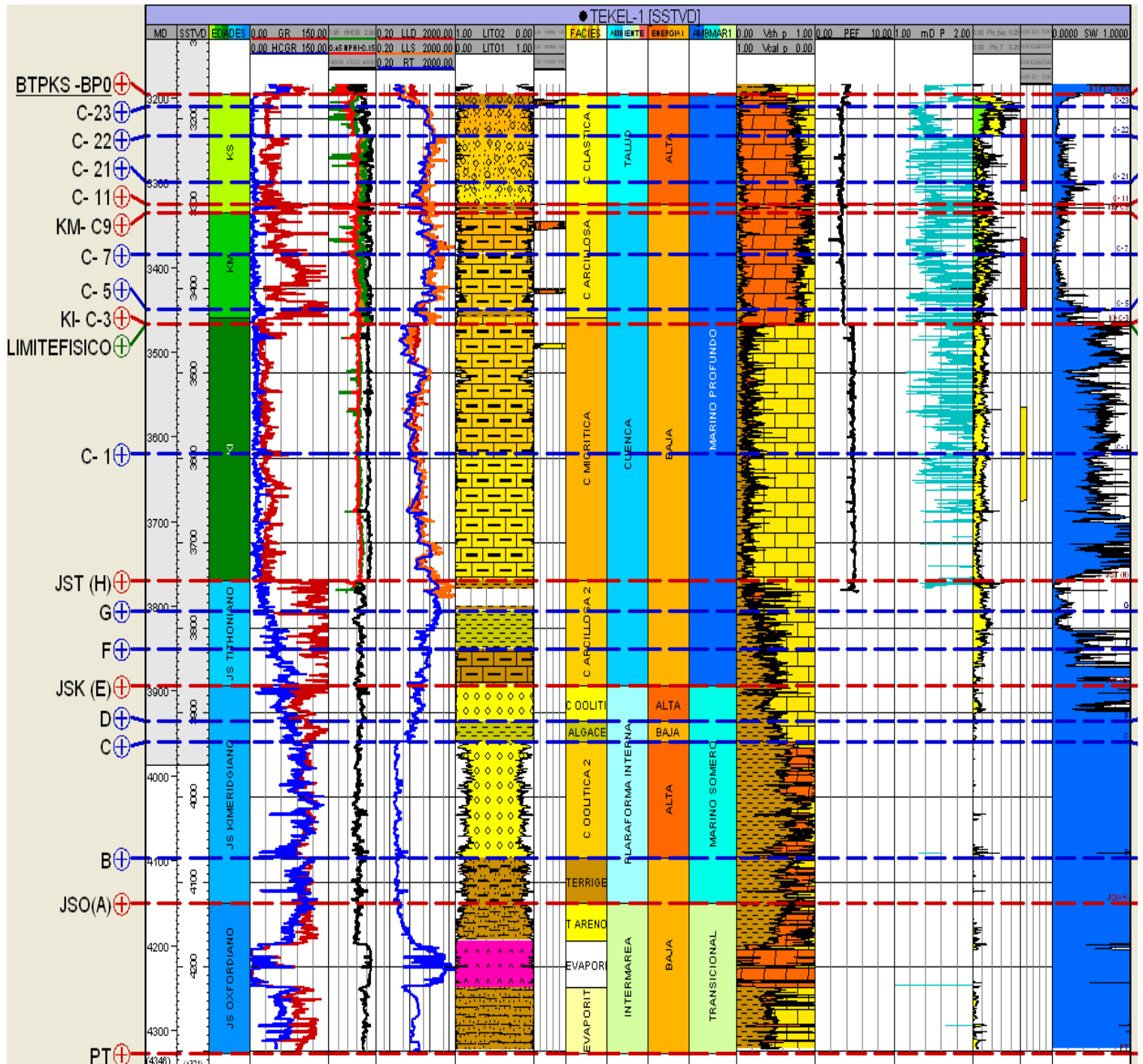


Fig. 6.3. Validación de los registros por tipo de Ambientes Sedimentarios.

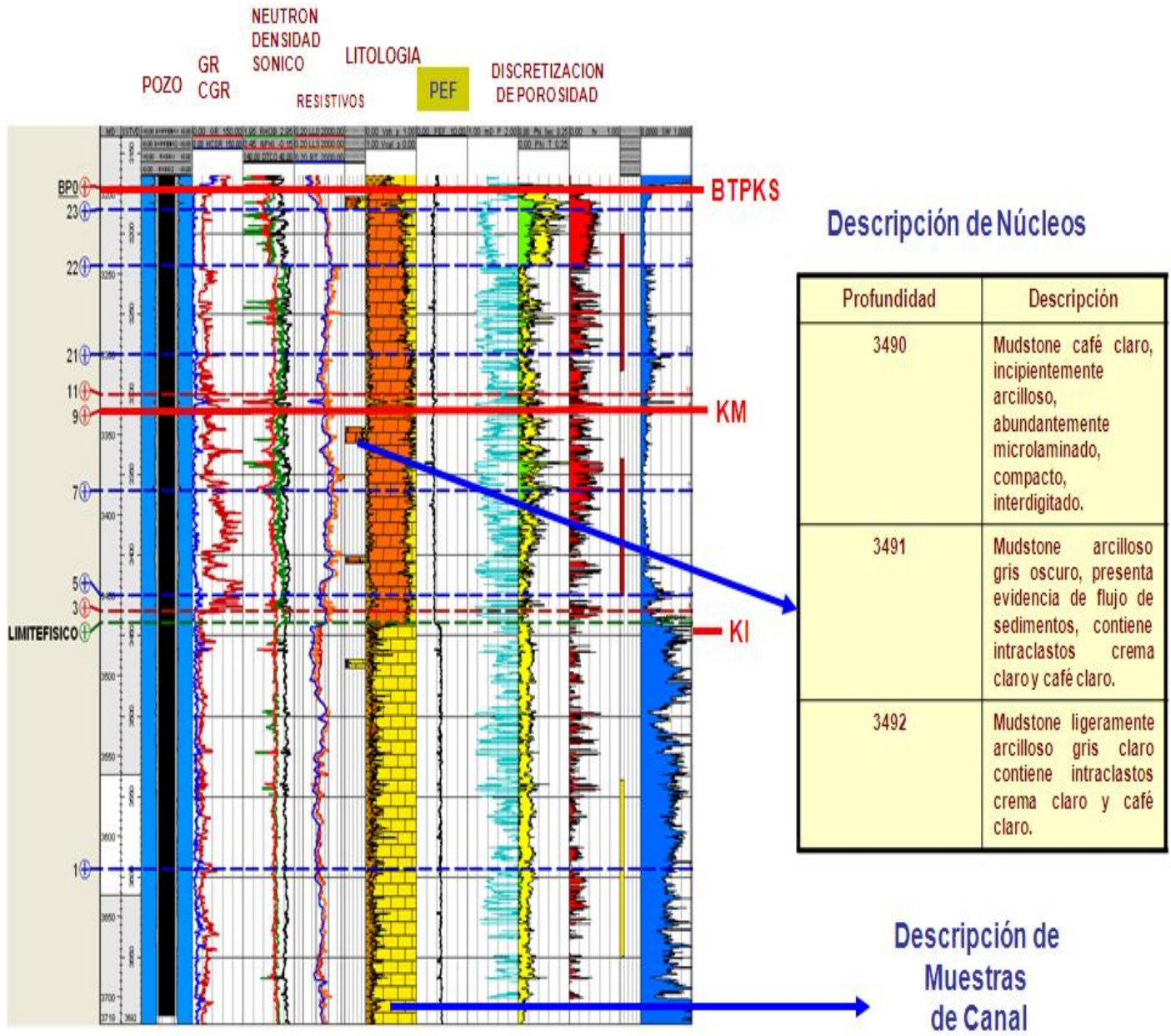


Fig. 6.4. Validación de los datos por tipo de litología.

Etapa de interpretación de núcleos.

Una vez que se ha obtenido la información del pozo se procede a interpretarla, para eso es necesario auxiliarse de los microscopios esteroscópico y petrográfico, el primero permite analizar las muestras de canal y el segundo las láminas delgadas hechas principalmente a los núcleos. La información básica que se debe describir es la que a continuación se menciona y se muestra en las Fig. 6.4, 6.5 y 6.6.

- *Roca*: En términos generales, nos sitúa dentro del rango petrográfico donde nos encontramos, es decir, indica, el tipo de roca presente, en forma más específica, nos da la clasificación petrográfica de la misma.
- *Color*: Nos indica las impurezas que contienen la roca y el medio en que se depositaron los sedimentos que las formaron ya sea reductor u oxidante.
- *Estructuras sedimentarias*: Son los rasgos característicos de las rocas, tales como laminaciones, estructuras de carga, etc. Todos estos rasgos, que la roca adquirió durante su formación se denominan estructuras sedimentarias primarias, y son indicativas de las condiciones del medio de depósito de los sedimentos que la formaron, sin embargo, existen otros rasgos posteriores a la litificación como fracturas, fallas, planchados, huellas de deslizamiento etc., conocidas como estructuras secundarias.
- *Textura*: Nos indica el tamaño, clasificación y distribución de los granos o cristales que constituyen las rocas, un análisis más detallado permite ver la relación que tuvieron los granos con el cementante que los unió.
- *Accesorios*: son minerales secundarios que vienen acompañando a los minerales principales constituyentes de las rocas, estos minerales a veces nos indican condiciones de depósito.
- *Diagénesis*: nos indica los procesos fisicoquímicos llevados en las rocas, desde su depósito hasta antes de llegar al metaformismo, dichos procesos pueden afectar en forma diferencial al cementante o al grano.
- *Porosidad*: Se determina la primaria o secundaria.

- *Impregnación de hidrocarburos*: La presencia de petróleo en una roca es uno de los puntos más importantes, si no es que el más en la descripción de una muestra, su importancia radica en que confirma la existencia del potencial económico.

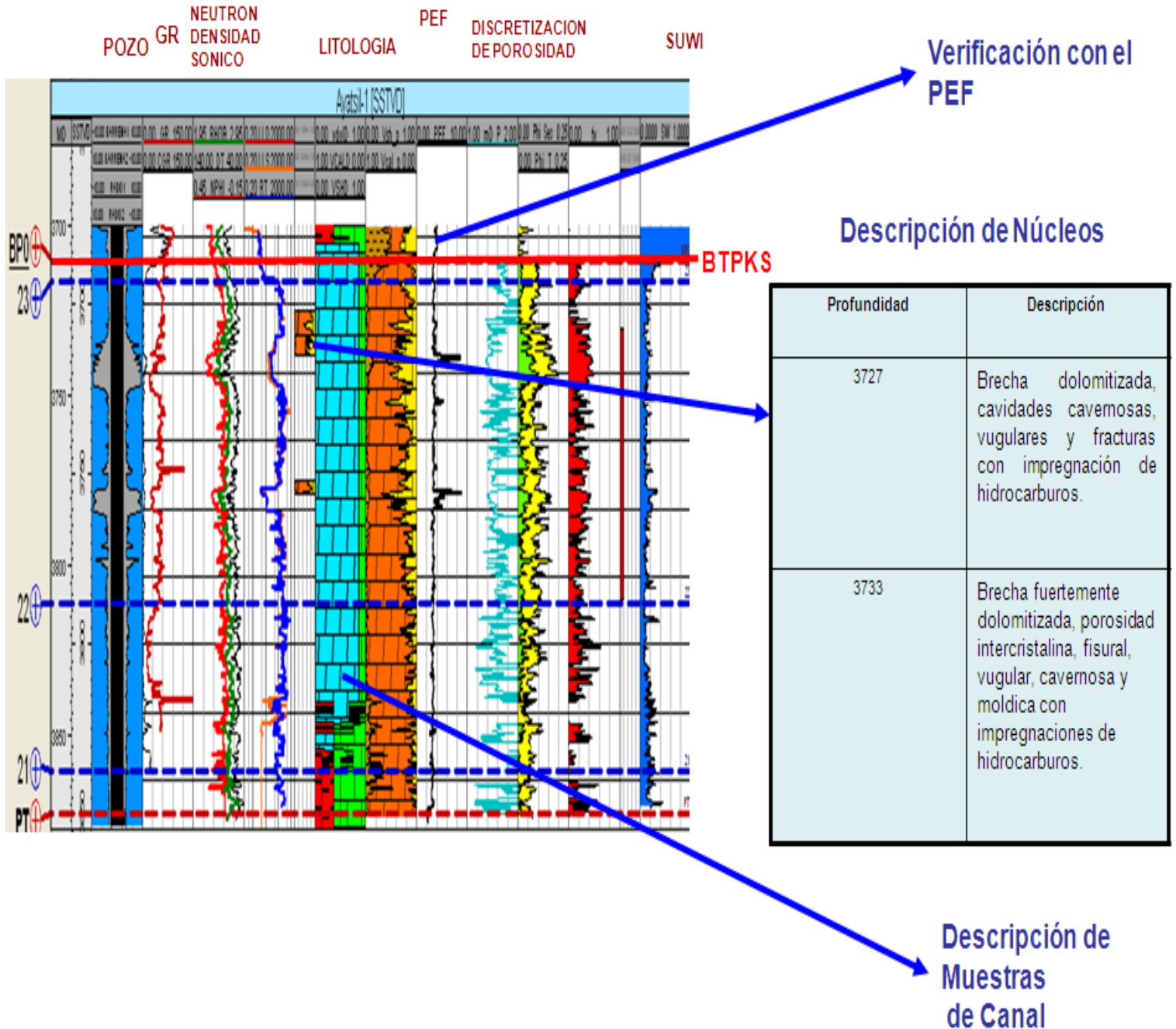
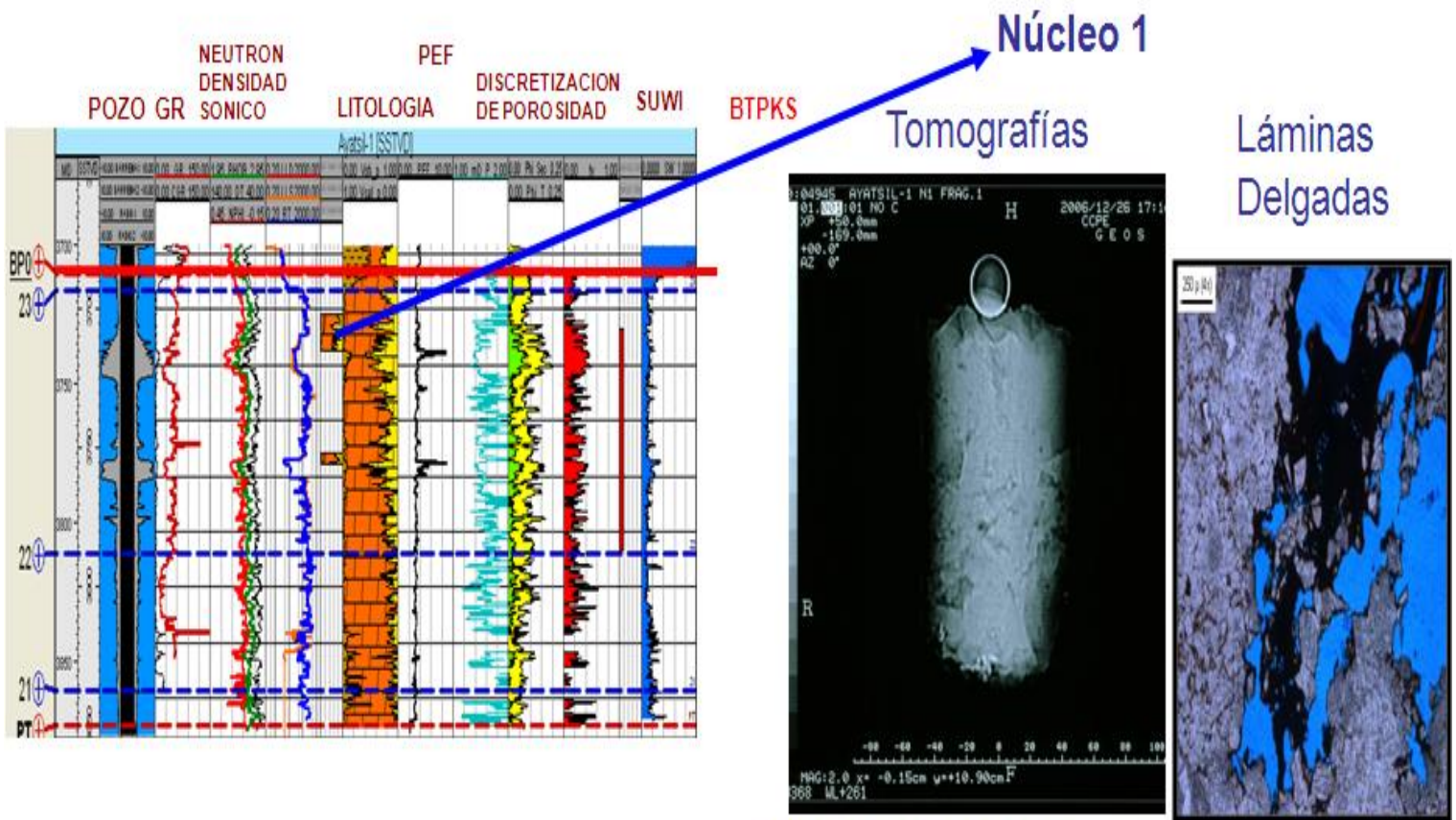


Fig. 6.5. Validación de los datos por tipo de litología.



Petrofísica Básica

Petrofísica Básica		
	Profundidad	Porosidad
N1H1	3750	15.50
N1H2	3751	14.34
N1H3	3752	10.00
N1H4	3753	16.15
N1CH1	3754	11.65
N1CH2	3755	19.37

Fig. 6.6. Calibración de porosidad por tomografías, laminas delgadas.

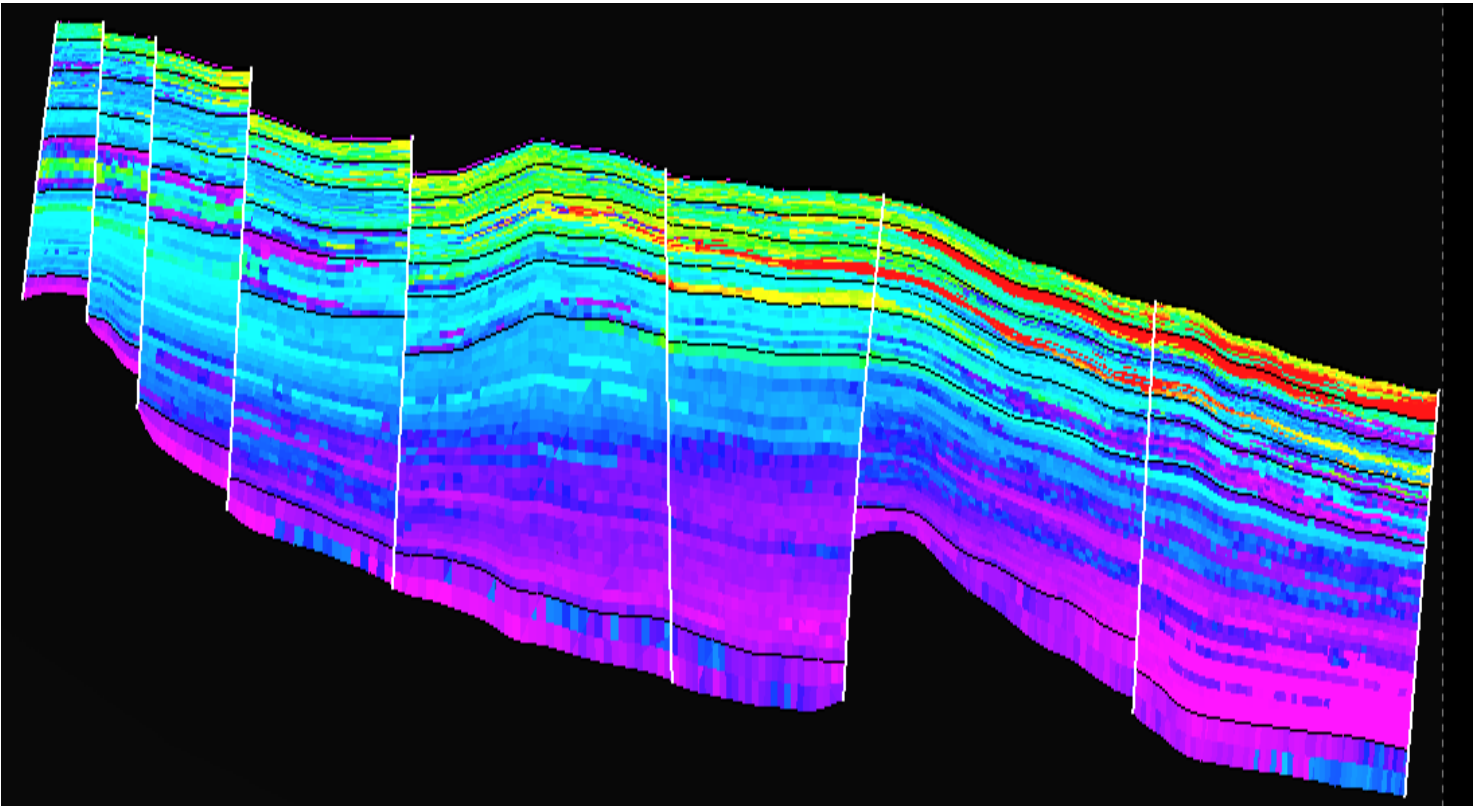


Fig. 6.7. La porosidad total permite visualizar las zonas dolomitizadas.

El conceptualizar a los yacimientos carbonatados naturalmente fracturados como una unidad geológica e hidráulica integral, tiene como fin, el describir su naturaleza y geometría; calificar y cuantificar propiedades de roca y fluidos, además de establecer distribución y volúmenes recuperables de hidrocarburos.

La integración de los aspectos estructurales, estratigráficos, sedimentológicos, petrofísicos y de fluidos, en un modelo único, como se muestra en las Fig. 6.7, 6.8. y 6.9, permiten establecer un plan de explotación que garantice la máxima recuperación económica de sus reservas.

La importancia de la discretización, previamente mencionada en capítulos anteriores a este de validación de la metodología, es debido a que los Yacimientos Carbonatados Naturalmente Fracturados, son conceptualizados como un modelo

de doble porosidad y los resultados de su caracterización petrofísica deben ser incorporados dentro de un modelo de doble porosidad del simulador numérico.

Permitiendo a estos (metodología y simulador) proporcionar y representar propiedades del sistema matricial y secundario, que cambian con respecto a la variación litológica. Como lo es, el exponente de cementación variable de doble porosidad. Esta representación es mostrada en la Fig. 6.8. y 6.9.

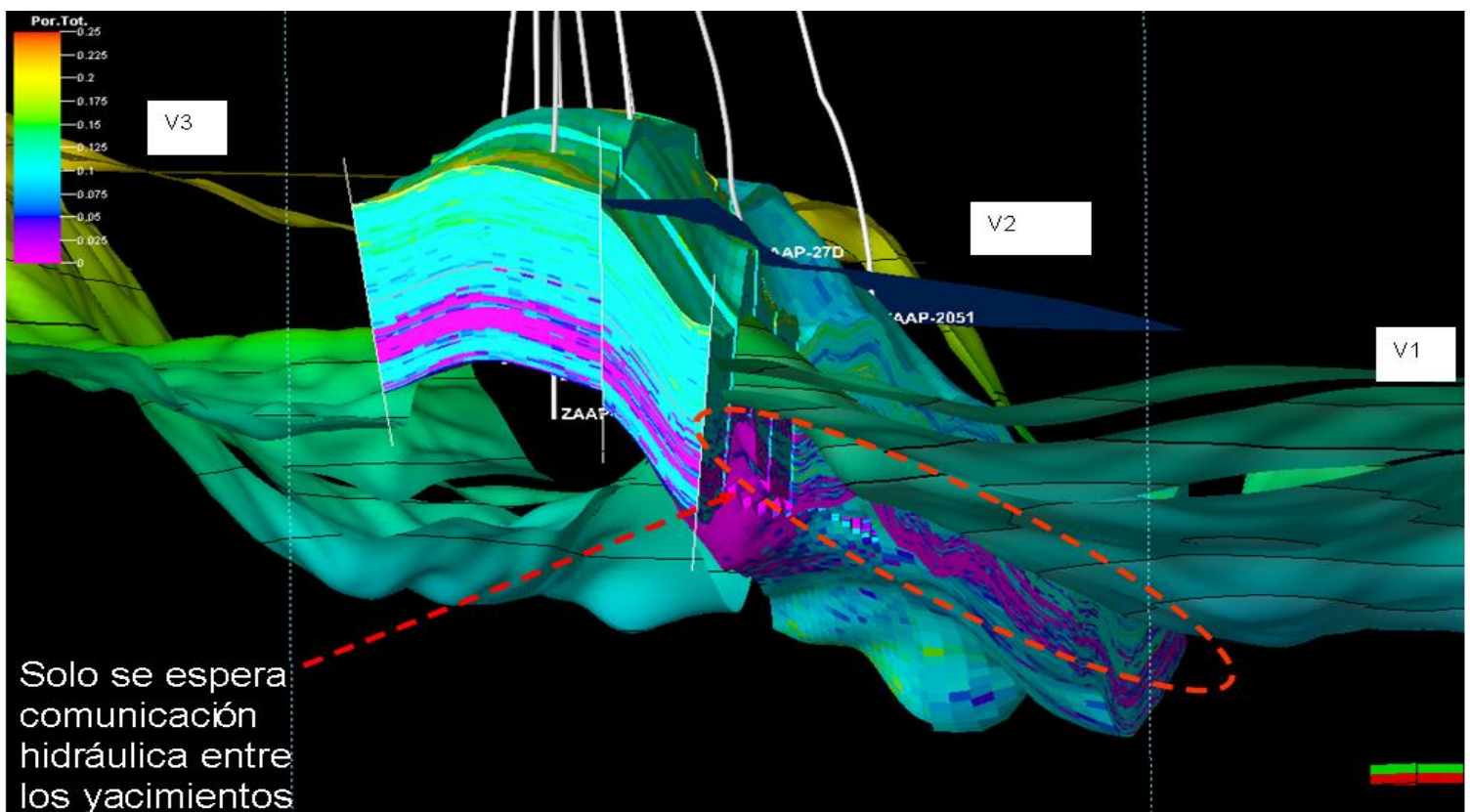


Fig. 6.8. El exponente de cementación de doble porosidad en forma variable permite modelar la estratificación y los cambios laterales respetando los aspectos estructurales y de facies durante la población en conjunto con los atributos geofísicos.

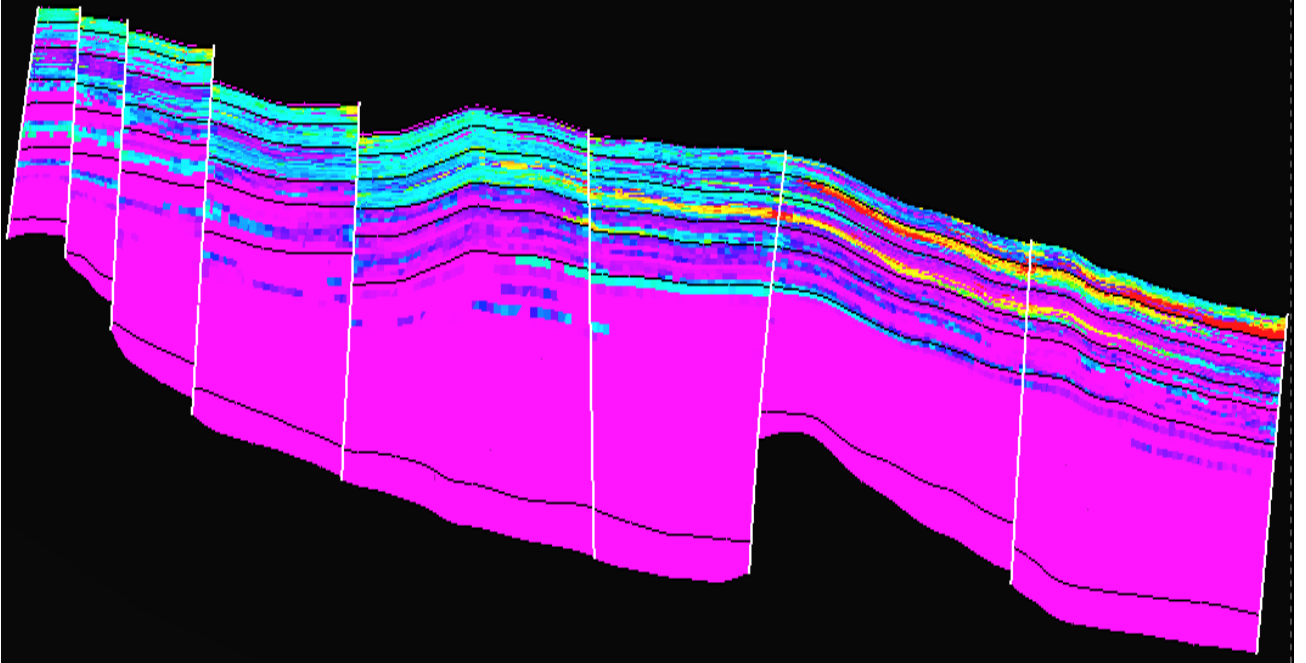


Fig. 6.9. Distribución 3D de la porosidad secundaria.

Con la metodología, se logra una representación certera de las propiedades petrofísicas, como lo es la porosidad (Fig. 6.9), siendo funcional para cualquier tipo de YCNF, porque la metodología considera los cambios estratigráficos, estructurales y sedimentarios (facies).

Logrando así el propósito de realizar una caracterización petrofísica donde se representen conforme a la realidad a los elementos y sus características. Y la interacción entre así en cada sistema poroso.

CONCLUSIONES

1. Se valida que el exponente de cementación variable de doble porosidad es el parámetro más importante para aplicar la discretización de porosidad.
2. Los modelos al ser desarrollados y aplicados en el análisis de los registros convencionales, se demuestra que son útiles para todos los Yacimientos Carbonatados Naturalmente Fracturados.
3. Se concluye que una gran cantidad de publicaciones han demostrado que los *modelos petrofísicos* basados en Archie. Representan correctamente las características petrofísicas de la matriz y del sistema de doble porosidad. La presencia de arcillas es una limitante para la aplicación del modelo, debido a que altera la medición de los registros.
4. Los resultados de la discretización son validados con registros convencionales.
5. La caracterización petrofísica permite obtener propiedades petrofísicas del sistema primario y secundario. Como fue validado en el capítulo sexto de esta tesis. Además de comprobar que la ecuación de Archie es un modelo petrofísico en el que *el factor de formación* depende de la *porosidad* y del *exponente de cementación*, éste se aplica a cada sistema poroso (primario, secundario). En cada sistema poroso, sus elementos (variables) correspondientes tienen sus propios parámetros (coeficientes y exponentes). Las variables de un modelo petrofísico son: factor de formación, porosidad, permeabilidad, compresibilidad, índice de resistividad, exponente de saturación; sus parámetros son los coeficientes y exponentes que implícitamente contienen: tortuosidad, exponente de cementación, garganta de poro, tamaño de poro, espesor de fractura y diámetro de vórgulos

6. Se demuestra que los parámetros petrofísicos son funciones de peso de los elementos que componen el medio poroso para generar propiedades petrofísicas, estos parámetros se obtienen de registros geofísicos, núcleos, láminas delgadas, datos de producción, intervalos probados, descripciones litológicas durante la perforación, *modelos matricial* y secundario y pruebas de presión.

7. Se demuestra que la caracterización petrofísica del *sistema multiporoso*, es un proceso que se puede aplicar a las mediciones de los registros geofísicos convencionales y que proporciona: la porosidad total, exponente de cementación *del sistema de doble porosidad*, radio equivalente de canal (*una garganta de poro ampliada por los vórgulos y fracturas*), factor de formación, permeabilidad, compresibilidad, exponente de saturación, saturación de agua y velocidades sónicas.
Y se concluye que en el laboratorio, con mediciones al núcleo, se puede obtener la porosidad matricial, permeabilidad matricial, gargantas de poro. Además al observar al microscopio las láminas delgadas, se miden las fracturas marcadas y espacios vacíos, con los que se cuantifica la porosidad secundaria del núcleo.

8. Con la caracterización petrofísica es posible construir la distribución 3D de varias propiedades (como lo son porosidades primaria y secundaria, permeabilidades de matriz y de fractura, tamaño variable de bloque, compresibilidades, etc.) en la construcción de un modelo numérico de simulación.

9. Diferentes herramientas de calibración confirman los modelos. Estas herramientas son descritas en los conceptos básicos y en la validación de la metodología y del modelo.

10. Los valores a calcular fueron previamente definidos de acuerdo a la revisión de los registros geofísicos y la revisión de la información litológica de los pozos.

11. La validación y calibración de los registros geofísicos es precisa debido a que se realiza tomando en cuenta el ambiente sedimentario, el marco estratigráfico y estructural (tanto local como regional), con la ayuda de la historia de perforación (se identifica zonas de derrumbes y/o entrapamiento de herramienta), así como paleontología y petrografía.
12. Se obtuvo la porosidad total de los pozos en base a los registros geofísicos, misma que se calibró con información de núcleos, laminas delgadas, y el marco geológico. Esta validación fue demostrada en el capítulo sexto de esta tesis. Aplicando los modelos previamente definidos en el capítulo quinto.
13. Se concluye que es posible generar un modelo petrofísico del cual se obtiene con certeza una porosidad total, un índice de porosidad secundaria y el exponente de cementación m variable. Con los cuales se desarrolla exitosamente la discretización de la porosidad total en matricial y secundaria.
14. Se estimó la saturación de agua en función de la respuesta de los registros geofísicos y los parámetros de respuesta teóricos que tendría la herramienta en cada uno de los volúmenes a calcular.
15. La metodología es avalada y aplicada por el Centro de Regional de Estudios de Explotación (PEMEX), para la evaluación petrofísica de sistemas multiporosos con los cuales se discretiza la porosidad total en matricial y secundaria.

BIBLIOGRAFÍA

1. Archie, G. E., 1942: ***Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining Some Reservoir Characteristics***. Petroleum Transactions AIME. v. 146, p 54-62.
2. Atkins, Jr. E. R. y Smith, G. H., 1961: ***The Significance of Particle Shape in Formation Resistivity Factor-Porosity Relationships***. Jour Pet Tech (Marzo). p. 285-291.
3. Anderson, W. G., 1986: ***Wettability Literature Survey Part 3: The Effect of Wettability on the Electrical Properties of Porous Media***. JPT, v.39 n. 13 (Diciembre), p 1371-1378.
4. Atkins, Jr. E. R., Smith, G. H., Gardner, G. H. F., 1961: ***The Significance of Particle Shape in Formation Resistivity Factor-Porosity Relationships***. JPT, (Marzo). 1961.
5. Aguilera R., 2003: ***“Geologic and Engineering Aspects of Naturally Fractured Reservoir”***, Canadian Society of Exploration Geophysicist Recorder. February.
6. Aguilera, R., 1995: ***“Naturally Fractured Reservoirs”***, PennWell Books, Tulsa, Oklahoma.
7. Brown, R. J. S, Fatt I., 1956: ***Measurements of Fractional Wettability of Oil Field Rocks by the Nuclear Magnetic Relaxation Method***. Petroleum Transactions AIME, v. 207 p. 262-264.
8. Chilingar, G. V., Yen, T. F., 1983: ***Some Notes on Wettability and Relative Permeabilities of Carbonate Reservoir Rocks***, II., Energy Sources. v. 7, n. 1. p. 67-75.
9. Donalson, E. C., Siddiqui, T. K., 1989: ***Relations Between the Archie Saturation Exponent and Wettability***. Soc. Pet. Eng. Formation Evaluation. v. 4, n. 3 (Septiembre). p. 359-362.
10. Donalson, E.C. y Siddiqui, T. K., 1989: ***Relationship Between the Archie Saturation Exponent and Wettability***. SPE Formation Evaluation. (Septiembre). P. 359-362.
11. Galicia Muñoz, Guadalupe, Pulido H., 2006: ***“Discretización de la porosidad total (matriz-fractura)”***, PEMEX Exploración y Producción, Región Marina Noreste, 2006.
12. Galicia Muñoz, Susana, 2009: ***“Geomecánica Aplicada a Yacimientos Naturalmente Fracturados Para Determinación de la Compresibilidad de la Formación”***. Tesis de Licenciatura, UNAM. Director de Tesis M.I. Héctor Pulido.
13. Guerra, A. J., 2002: ***“Nuevo modelo de flujo para yacimientos naturalmente fracturados”***, UNAM, Tesis.
14. Ganville, C. R., 1959: ***Laboratory Study Indicates Significant Effects of Pressure on Resistivity of Reservoir Rocks***. JPT (Abril), p.20-26.
15. Gómez-Rivero, O., 1976: ***A Practical Method for Determining Cementation Exponents and Some Other Parameters as an Aid in Well Log Analysis***. The Log Analyst. v. 17, n. 5 (Sept-Oct.).
16. Gómez-Rivero, O., 1978: ***The F- Φ -m Cross-Plot a New Approach for Determining Natural Fractures in Complex Reservoir Rocks by Well Log Analysis***. Artículo D, 19th Annual Logging Symposium Transactions: Society of Professional Well Analysts; p. D1-19.

17. Gómez-Rivero, O., 1981: ***A Conciliatory Porosity Exponent Relationship: Its Application to Practical Well Log Análisis***. Artículo v, en 22nd Annual Logging Symposium Transactions: Society of Profesional Well Log Analysts. p. v1-19.
18. Gómez Rivero, O. 1978: ***A New Approach for Detecting Natural Fractures in Complex Reservoir Rocks by Well Log Análisis***. SPWLA, 19th Annual Logging Symposium. Houston Texas, Junio 13-16, 1978.
19. Jun-Zhu, W., Lile, O. B., 1990: ***Hysteresis of the Resistivity Index in Berea Sandstone, Advances in Core Evaluación***. Gordon & Breach Scientific Publishers Inc New York City. p. 427-443.
20. Lewis, M. G., Sharma, M. M., Dunlop H. F., 1988: ***Wettability and Stress Effect on Saturation and Cementation Exponents***. Artículo k en 29 th Annual Logging Symposium Transactions: Society of Professional Well Log Analysts.
21. Li, K., 2005: ***A Semianalytical Method to Calculate Relative Permeability from Resistivity Well Logs***. SPE 95575, the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, TX, USA, October 9-12.
22. Lile, O. B., Iversen, J. E., Jun-Zhu, W., 1988: ***Shaliness and Wettability Propierties of Core Samples as Indicated by Mesurement of Induced Polarization and Non Linear Electrical Effects***. Artículo k en 11 European Formation Evaluation Symposium. Oslo, Noruega, Septiembre 14-16.
23. Longeron, D. G. y Argaud, M. J., 1989: ***Effect of Overbuden Pressure and the Nature of Microscopic Distribution of Fluids on Electrical Properties of Rock Samples***. SPE Formation Evaluation. v. 4, n. 2 (June) p. 194-202.
24. Martínez Cedillo A. R. 2005: ***“Conceptos Sedimentológicos, Estratigráficos y Estructurales en la Geología de Yacimientos de Fluidos”***, UNAM.
25. Muñoz G. Pedro J., Carrizales C. Ricardo A. 2004: ***Caracterización Geológica de un Yacimiento Petrolero***, México.
26. M. Bagheri, Y A. Settari, 2005: ***Modeling of Geomechanics in Naturally Fractured Reservoirs***, SPE Paper 93083, U. of Calgary.
27. Moore, J., 1958: ***Laboratory Determined Electric Log Parameters on the Brandford Third Sand***. Producers Monthly, v. 22, n. 5 (Marzo) p. 30-39.
28. Morgan, W. B. y Pirson S. J., 1964: ***The Effect of Fractional Wettability on the Archie Saturation Exponent***: 5th Annual Logging Symposium Transactions: Society of Professional Well Log Analysts.
29. Mungan, N. y Moore E. J., 1968: ***Certain Wettability Effects on Electrical Resistivity in Porous Media***. Jour. Can. Pet. Tech. V. 7, n. 1, Enero-Marzo, p. 20-25.
30. Nava Guzman, D.K., Arango Jimenez 2004: ***“Análisis de Sensibilidad en la Simulación de Yacimientos Naturalmente Fracturados”***, UNAM.
31. Nelson A.R. 2001: ***Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoir***.

32. Ortuño y Ángeles A, et al, E., 2005: **Modelo Geológico del Jurásico en la Sonda de Campeche**. Informe Interno PEMEX.
33. Ortuño, E., 2007: **Población del Modelo Estático 3D con Doble Porosidad en un Yacimiento Carbonatado Naturalmente Fracturado**. Segundo Congreso y Exposición internacional del petróleo en México, Veracruz.
34. Ortuño M, E. et al, 2006: **Yacimientos Jurásicos en la Sonda de Campeche**. Primer Congreso y Exposición internacional del petróleo en México, Cancún.
35. Oilfield Review, 2006: SCHLUMBERGER, “**La Naturaleza de los Yacimientos Naturalmente Fracturados**”, Houston.
36. Oilfield Review, Tom Bratton et al, Schlumberger, 2005: “**Yacimientos Carbonatados**”, Houston.
37. Oilfield Review, Mahmood Akbar et al, Schlumberger, 2001: “**Evaluación de Yacimientos Carbonatados**”, Houston.
38. Oilfield Review, Schlumberger, 2007: “**Characterization of Fractured Reservoirs Reliable, Predictive Models to Optimize Carbonate Reservoir Performance**”, Houston.
39. Pulido, H., 2010: “**Caracterización Petrofísica**”, PEMEX.
40. Pulido, H., Samaniego, F., Rivera, J., Camacho Rodolfo. and Suárez César, 2002: **Decline Curve Analysis for Naturally Fractured Reservoirs with Transient Interporosity Flow**. Congreso de Geotermia organizado por la Universidad de Stanford en Palo Alto, California, enero.
41. Pulido, H., Samaniego F., Rivera J, Camacho R. y Ramírez J., 2005: **Double Porosity Model with Transient Interporosity Flow for the Response of Tracers in Naturally Fractured Reservoirs, Considering Constant Mass Flux Injection**. Congreso de Geotermia organizado por la Universidad de Stanford en Palo Alto, California, enero.
42. Pulido, H., Samaniego, F., Rivera, J., y Galicia-Muñoz, G., 2006: **Well Test Analysis for Naturally Fractured Reservoirs with Transient Interporosity Flow Considering Microfractures Associated with Fractures and Microfractures in Matrix**. Congreso de Geotermia organizado por la Universidad de Stanford en Palo Alto, California, enero.
43. Pulido, H. et al., 2006: **Reporte del método CREE sobre discretización de la porosidad total en porosidad de matriz y en porosidad secundaria**. Publicación Interna de PEP-CREE, Febrero.
44. Pulido, H., y Galicia-Muñoz, G., 2006: **Discretización de la Porosidad Total en Porosidad de Matriz y en Porosidad Secundaria**. Artículo SPWLA, Congreso Internacional de Registros en México. Veracruz, Veracruz, abril.
45. Pulido, H., Samaniego, F., García-Gavito, Galicia- Muñoz, G. y Velez, C., 2007: **Petrophysical Characterization of Carbonate Naturally Fractured Reservoirs for Use in Dual Porosity Simulators**. Congreso de Geotermia organizado por la U. de Stanford en Palo Alto, California, enero.

46. Pulido, H., Samaniego, F., Cinco-Ley, H., Rivera, J. y Galicia-Muñoz G., 2007: ***Triple Porosity Model-Dual Permeability with Transient Diffusivity Hydraulic in Naturally Fractured Reservoirs***. Congreso de Geotermia organizado por la U. de Stanford en Palo Alto, California, enero.
47. Pulido, H., 2006: ***Estudio Integral de Explotación Formación JSK del Activo Integral Ku-Malooob-Zaap***. Publicación Interna de PEP-CREE, Febrero.
48. Pirson, S. J. y Fraser, Ch. D., 1961: ***Revised Method Interpretation Electric Logs in Oil Wet Rocks***. The Petroleum Engineer v. 33, n. 7 (Julio) p. B-32-37.
49. Poupon, A. y Leveaux, J., 1971: ***Evaluation of Water Saturations in Shaly Formations***. The Log Analysis, v. 12, n. 4 (Julio-Agosto) p. 3-8. SPWLA Reprint Shaly Sand Series.
50. PEMEX, 2009: “**Las Reservas de los Hidrocarburos de México, Evaluación al 1 de enero de 2009**”, México.
51. Pérez Gallardo A. L.2006: “**Modelado Geoestadístico de Propiedades Petrofísicas de Yacimientos**”, UNAM.
52. Perez Rosales C.,2005 : “**Naturally Fractured Reservoirs: How to Estimate Secondary Porosity**”, SPE Paper 94525.
53. Prothero D.R., Schwab F., 2005: “**Sedimentary Geology an Introduction to Sedimentary Rocks and Stratigraphy**” PrenticeHall.
54. Quenes, A., Richardson, S., Weiss, W., 1995: “**Fractured Reservoir Characterization and Performance Forecasting Using Geomechanics and Artificial Intelligence**”, SPE Paper 30572.
55. Quenes, Ahmed, M. Zellou, Gary Robinson, Dave Balogh, Udo Araktingi, Prism Seismic, **Seismically Driven Improved Fractured Reservoir Characterization**. SPE Paper 92031, 2004.
56. Rodríguez Nieto R. ,2000: **Caracterización de Yacimientos de Doble Porosidad con Tamaño Multiple de Bloques de Matriz**. UNAM.
57. Raza, S. H., Treiber, L. E., Archer, D. L., 1968: ***Wettability of Reservoir Rocks and Its Evaluation. Producers Monthly*** (Abril) v. 32, n. 4, p. 2-7.
58. Samaniego, V., Pulido, H., Rivera, R. J., Camacho, R., Pérez, V. H. and Martínez, G. B., 2005: ***A Tracer Injection-Test Approach to Reservoir Characterization: Theory and Practice***. IPTC 11038, Doha, Qatar.
59. Sanders R. L., 1993: ***The Fracture Intensity Log: A Proven Technique for Evaluating Fracturing in Low-Permeability Reservoirs***. Artículo SPE 25894, Rocky Mountain Regional/Low Permeability Reservoirs Symposium in held in Denver, C O, U.S.A. Abril 12-14.
60. Serra, O. 1992: ***Advance Interpretation of Wireline Logs***. Schlumberger Manual.
61. Sweenwy, S. A. y Jennings, H. Y., 1960: ***Effect of Wettability on the Electrical Resistivity of Carbonate Rock From a Petroleum Reservoir***. J. Phys, Chem. (Mayo). v. 64, p. 551-553.
62. Sweenwy, S. A. y Jennings, H. Y., 1960: ***The Electrical Resistivity of Preferential Water-Wet and Preferential Oil-Wet Carbonate Rocks***. Producers Monthly, v. 24, n. 7 (Mayo). p. 29-32.

63. Tarbuck, E. J.; Lutgens, F.K. Y TASA, D., "**Ciencias de la Tierra, Introducción a la Geología Física**", Pearson Educación S.A. Madrid, 2005.
64. Trantham, J. C. y Clampitt, R.L., 1977: **Determination of Saturation After Water Flooding in an Oil-Wet Reservoir-The North Burbank Unit**. Tract 97 Project. Jour Pet Tech (Mayo). p. 491-500.
65. Treiber, L. E., Archer, D. L., Owens W. W., 1972: **A Laboratory Evaluation of the Wettability of Fifty Oil Producing Reservoir. Soc. Pet. Eng. Jour.** (Dic). p. 531-540. También Trans. AIME. v. 253.
66. Timur, A., 1968: **An Investigation of Permeability, Porosity, and Residual Water Saturation Relationships**. SPWLA 9th Ann. Log. Symp., paper J.
67. Valdés Pérez A.R. 2010, "**Modelo de Flujo bilineal con transferencia interporosa transitoria**", Tesis Licenciatura, UNAM.
68. WARREN, J.E Y ROOT, P.J., "**The behavior of naturally fractured reservoir**", SPEJ, 245-255, Septiembre, 1963.
69. Worthington, P. F. y Pallat, N., 1992: **Effect of Variable Saturation Exponent on the Evaluation of Hydrocarbon Saturation**. SPE Formation Evaluation. v. 7, n. 4 (Dic.). p. 331-336.
70. Jorgensen, 1988: **Estimating Permeability in Water-Saturated Formations**. The Log Analysis, Nov.-Dec. pp. 401-409.
71. Zhijing W., Hirsche, W. K., Sedgwick, G.E., 1991: **Electrical and Petrophysical Properties of Carbonate Rocks**. Artículo SPE 22661, 66 th Annual Technical Conference and Exhibition of Society of Petroleum Engineers held in Dallas, Texas, Octubre 6-9, 1991.

NOMENCLATURA

α	= tortuosidad
$ECHR$	= radio de canal equivalente de flujo.
F_{ma}	= factor de formación de la matriz
F_{DP}	= factor de formación de doble porosidad
f	= coeficiente de partición
f_v	= fracción volumétrica secundaria
h_f	= espesor de fractura, micrómetros.
I	= índice de resistividad
K	= permeabilidad (mD)
m	= exponente de cementación
m_{DP}	= exponente de cementación del sistema de doble porosidad
m_{ma}	= exponente de cementación de matriz
n	= exponente de saturación
PTR	= Radio de garganta de poro
R_o	= resistividad de la roca totalmente saturada con salmuera (ohm- m)
R_t	= resistividad de la salmuera a saturación S_w , resistividad verdadera (ohm-m)
R_w	= resistividad de la salmuera (ohm-m)
S_w	= saturación de la salmuera (fracción)
S_{wr}	= saturación de agua residual, fracción.
V_p	= velocidad de onda compresional, km/s.
V_s	= velocidad de onda cizalla, km/s.
V_{bm}	= volumen total de matriz, L^3 .
V_b	= volumen total de roca carbonatada, L^3 .
V_s	= volumen de sólidos, L^3 .
V_{pm}	= volumen poroso matricial, L^3 .

$V_{p \text{ sec}}$ = volumen poroso secundario, L^3 .

V_{pt} = volumen poroso total, L^3 .

v_{fl} = velocidades de compresión del agua.

v_{ma} = velocidades de compresión de los sólidos.

ϕ = porosidad (fracción) .

ϕ_{sec} = porosidad secundaria (fracción).

ϕ_{ma} = porosidad matricial (fracción).

ϕ_{im} = porosidad intrínseca matricial.

ϕ_{ND} = porosidad total obtenida del neutrón y del densidad.

ϕ_s = porosidad del sónico.