



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Discretización del índice de saturación de agua
en rocas fracturadas vugulares
de litología multicomponente**

TESIS

Que para obtener el título de

Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

Ricardo Flores Gutiérrez

DIRECTOR DE TESIS

Fis. Gustavo Mendoza Romero



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2016



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

*El amor recibido, la dedicación y la paciencia
que día a día me han brindado mis padres
durante toda mi vida académica
hoy se ve reflejado en este proyecto de tesis
que culmina el sueño que juntos hemos trazado*

Con todo Cariño A mis Padres

Ricardo FG

AGRADECIMIENTOS

A MIS PADRES

Estanislao Flores González Y Celia Gutiérrez Ramos

Por brindarme todo su apoyo incondicional en los buenos, pero sobre todo en los malos momentos, por sus consejos y regaños, porque siempre apostaron y creyeron en mí. Porque las palabras son las que quedan en el corazón y las de ustedes, amados padres, han sido las que me han marcado, para forjar lo que hoy soy, porque sin ustedes este sueño no hubiera sido posible. Gracias por todos los sacrificios que han hecho por mí, nunca podre recompensarles tanto. ¡Los Quiero mucho!

A MI ABUELITO

Domingo Flores Barrera

Gracias por sus consejos y buenos deseos, por siempre haber tenido tiempo para mí a cualquier hora, por siempre apoyarme de diferentes formas, Usted es parte fundamental para que este sueño hoy pueda cumplirse, ¡Siempre le estaré agradecido!

A MIS HERMANOS

Carlos Iván FG. Y Estanislao FG.

Gracias por siempre apoyarme cuando los necesite, sin reproche alguno, ustedes son parte importante de este sueño, porque el “Team Flores”, siempre será inseparable.

A MI DIRECTOR DE TESIS

Fis. Gustavo Mendoza Romero

Por compartir conmigo sus conocimientos y experiencias, por haber tenido la paciencia para guiarme durante todo este proceso, darme siempre motivación y haberme brindado su valioso tiempo para cumplir este sueño. Y sobre todo por brindarme su amistad con la que hoy en día me siento muy agradecido de contar. ¡Siempre le estaré agradecido!

A MI PROFESOR Y SINODAL

Ing. Héctor Erick Gallardo Ferrera

Mi gratitud y cariño, por haberme hecho creer en mis capacidades nuevamente, brindarme su amistad y ser un gran ejemplo a seguir. Más allá de ser un gran profesor lo considero un gran amigo. ¡Muchas gracias por todo!

A MIS SINODALES

Dra. Ana Gomora Figueroa Dr. Jaime Urrutia Fucugauchi, Dr. Simón López Ramírez,
Gracias por el tiempo e ideas brindadas, para finalizar este proyecto de Tesis

A MIS AMIGOS DE LA CARRERA Y A TODAS ESAS PERSONAS

Oliva Flores, Jessica T. Flores, Idolina Gutiérrez, Sandra Ávila, Judith Ávila, Daniel Ávila, Jorge Ávila, Rodrigo M. Lara.

Gracias por sus palabras de aliento y buenos deseos siempre, hacia este logro.



RESUMEN

En este trabajo se plantea el desarrollo de una nueva relación orientada a la evaluación del índice de saturación de agua correspondiente a cada uno de los componentes IFV (Interpartículas, de Fracturas y Vúgular) que se manifiestan en la compleja red de porosidades de las rocas carbonatadas.

Este tema es de gran relevancia económica en diversas áreas de la caracterización de yacimientos fracturados vugulares, ya que tiene importantes repercusiones sobre todo en el cálculo del volumen original de hidrocarburos, en estudios de simulación numérica y de recuperación secundaria y mejorada, así como, en la evaluación de las reservas remanentes de aceite.

La deducción toma como punto de partida:

1. La ecuación general entre el factor de resistividad y la triple porosidad,
2. Los principios físicos de Unificación, Adaptación y Superposición que establecen que la porosidad y el índice de saturación de fluidos conforman una unidad física concomitante y
3. La suposición que contempla a los hidrocarburos como un incremento virtual de la roca matriz sin arcilla, debido a las altas resistividades que ambos sistemas manifiestan.

La integración de estos resultados conduce a una nueva formulación que puede ser una herramienta útil en la caracterización petrofísica de yacimientos fracturados vugulares de litología multicomponente, ya que posee algunas ventajas sobre aquellas que han sido propuestas a la fecha. Entre otros resultados, el desarrollo confirma la validez de la segunda Ley de Archie.

Su aplicación práctica se ilustra a través de su procesamiento a pozos del Sureste de México.



ABSTRACT

This work establishes a formulation of a new relationship oriented to evaluate the water saturation index corresponding to each **IFV** components (**I**ntergranular, **F**ractures and **V**ugs) which show the complex red of porosity of carbonate rocks.

This topic is of great economic relevance in various areas of the characterization of fractured and vuggy reservoirs, especially in the calculation of the original volume of hydrocarbons, the study of numerical simulation, secondary and enhanced oil recovery, as well as the evaluation of the remaining reserves of oil.

The deduction takes as a starting point:

1. The general relationship between the formation resistivity factor and the triple porosity, 2. Physical principles Unification, Adaptation and Overlay that contemplate to porosity and saturation indexes of fluids (water, oil and gas) as a physical unit inseparable and 3. The assumption that includes hydrocarbons as part of the host rock without clay, due on the high resistivity that both systems manifest.

The integration of these results leads to a new formulation, which can be used as a tool of interpretation, useful in the petrophysical characterization of fractured and vuggy reservoirs of multicomponent lithology, as the proposed equation have some advantages over those that have been proposed to date. Among other results, this work confirms the validity of the second law of Archie.

Its practical application will be tested in wells Southeast Mexico.



C O N T E N I D O

	Página
Resumen	i
Abstract	ii
Objetivos	iii
1. Introducción	1
2. Consideraciones Generales	2
2.1 Trascendencia Económica de los Yacimientos IFV	2
3. Características Principales del Área a Estudiar	3
3.1 Localización	3
3.2 Estratigrafía	5
3.3 Tectónica	8
3.4 Sistema Petrolero	9
3.5 Producción	10
3.7 Factores de Recuperación y Reservas Remanentes	11
4. Conceptos y Principios Petrofísicos Básicos	12
4.1 Porosidad, \emptyset	12
4.2 Procesos Generadores de la Porosidad Secundaria	14
4.3 Cuatro Diferentes Clasificaciones de la Porosidad	15
4.4 Deposicional: Primaria, \emptyset_1 y Secundaria, \emptyset_2	16
4.5 Estructural: Efectiva, \emptyset_{ef} y No Efectiva, \emptyset_{nef}	19
4.6 Dinámica de Fluidos: de Flujo, \emptyset_f y de Entrampamiento, \emptyset_{ent}	20
4.7 Simulación Numérica: de Corto, \emptyset_{cor} y de Largo Alcance, \emptyset_{lar}	26
4.8 La Porosidad de Flujo Como Evaluadora del Alcance	27
4.9 Unificación de los 4 Diferentes Criterios de Clasificación	27
4.10 Exponente de Entrampamiento, m	29
4.11 Índices de Saturación de Fluidos, S_F	30
4.12 Principios Físicos de Unificación, Adaptación, Superposición	31
4.13 Resistividad, R	32
4.14 Factor de Resistividad. F_R	33
4.15 Índice de Resistividad, I_R	34
4.16 Exponente de Saturación, n	34
4.17 Los Hidrocarburos Como Incremento Virtual de la Roca Matriz	35
4.18 Mojabilidad: sus Aspectos más Relevantes	37



5. Descripción del Desarrollo Tecnológico para Caracterizar IFV	39
5.1 Importancia e Implicación de la Discretización de la Porosidad	39
5.2 Partición de la Porosidad a Condiciones de Yacimiento	39
5.3 Determinación de m y G Variables	40
5.4 Cálculos de los Índices de Triple Porosidad	41
5.5 Proceso de Validación de las Porosidades ϕ_m , ϕ_{fr} y ϕ_v	42
5.6 Presentación de Resultados	43
5.7 Gráfico de Abanico	43
5.8 Diagrama Amarillo	44
5.9 Laminas Estadísticas	45
5.10 Listado General de Resultados	47
5.11 Interfase Electrónica Dirigida a la Simulación Numérica	49
6. Acerca de las Relaciones $F_R(\phi)$ e $I_R(s_w)$	50
6.1 Relaciones $F_R(\phi)$ de Rocas con una y dos Porosidades	50
6.2 Modelo 3P de Maxwell: matriz, fractura, vugulos	52
6.3 Factores de Resistividad de Rocas de Triple Porosidad, IFV	53
6.4 Relación General $F_R(\phi_m, \phi_{fr}, \phi_v)$	53
6.5 Acerca de la Relación $I_R(S_w)$	54
6.6 Ecuación de Archie	55
6.7 Ecuación Generalizada de Archie	57
7. Nueva Relación General $I_R(S_w)$ Para Rocas Fracturadas Vugulares	59
7.1 Deducción de una Nueva Expresión para Evaluar Índices de Resistividad de Rocas Fracturadas Vugulares	59
8. Aplicaciones a Casos Prácticos de Campo	62
9. Análisis de Resultados	64
Conclusiones Y Recomendaciones	73
Nomenclatura	75
Apéndice	77
Referencias	81



O B J E T I V O S

Presentar el desarrollo teórico completo de una nueva relación general existente entre el índice de resistividad, I_R y el índice de saturación de agua, S_w , que sea capaz de determinar la cantidad de agua y, por consiguiente, de aceite y gas, contenidos en cada una de las diferentes componentes (Interpartículas, Fracturas, Vúgulos) coexistentes en la compleja red de almacenamiento que manifiestan los yacimientos fracturados vugulares.

Demostrar que la nueva expresión es congruente y manifiesta un respeto irrestricto a las definiciones del índice de resistividad, I_R y del índice de saturación de agua, S_w , si cumple con la condición física que exige: $I_R = 1$ cuando $S_w = 1$.

Presentar un resumen general de los principales aspectos teóricos y de los principios de interpretación, en que se sustenta la Innovación Tecnológica IFV, base de la aplicación a los casos de Campo, presentados en este trabajo.

Mostrar la utilidad y aplicación práctica de la nueva expresión a pozos del Sureste de México.



1. INTRODUCCIÓN

El estudio de los yacimientos gigantes del mundo, productores en rocas carbonatadas fracturadas vugulares, denominados de triple porosidad IFV: Interpartículas (de alto o bajo valor), Vugular (aislada o comunicada, con o sin presencia de arcilla) y de Fracturas-Fisuras (limpias o impregnadas con arcilla), es de gran relevancia económica ya que de ellos proviene la mayor parte de aceite a nivel mundial.

Un problema primordial que enfrentan diversas áreas de la Ingeniería de yacimientos, al estudiar este tipo de rocas con una red de almacenamiento tan compleja, es la **discretización del índice de saturación de agua**, que entendida como la detección, identificación y cálculo de las diferentes fracciones de porosidad parcialmente ocupadas por agua, es fundamental para predecir el comportamiento productivo de los pozos, robusteciendo los estudios de simulación numérica, para un eficaz desarrollo de los campos.

Sin embargo, en la literatura internacional sobre el tema, no hay antecedentes de la existencia de formulaciones bien sustentadas para evaluar el índice de resistividad de los sistemas de triple porosidad. Existen muchas lagunas en el análisis de los diversos fenómenos relacionados con la partición del índice de saturación de agua. Los escasos estudios publicados son superficiales, aislados y no tienen el respaldo de una teoría bien fundamentada, o bien, sólo se han logrado generalizar al caso de doble porosidad.

En este trabajo se desarrolla una expresión general, para el índice de resistividad de rocas fracturadas vugulares de litología multicomponente, que tiene una base teórica sólida y confiable, donde el trabajo (Maxwell, 1954) sobre conductividad eléctrica en medios heterogéneos, juega un papel esencial.

Para su aplicación en casos prácticos, se requiere el procesamiento de una Tecnología previa (Mendoza-Romero et al, 2011 y Mendoza-Romero et al, 2015) para determinar los parámetros que aparecen en la nueva relación. Se demuestra que las interpretaciones de los pozos aquí analizados, obtenidas a partir de dicha expresión, son congruentes con el comportamiento de sus intervalos productores de aceite, según lo demuestran los reportes de Campo.

Se espera que, la generalización de su uso genere grandes beneficios, técnicos y económicos, debido a que sus resultados repercuten directamente en diversas tareas como: reinterpretaciones petrofísicas, redefinición de unidades de flujo, selección de nuevos intervalos productores, reparación de pozos, nuevas localizaciones, determinación de litofacies locales-regionales, caracterización y simulación numérica de yacimientos, etc.

Referencias al final

2. CONSIDERACIONES GENERALES

2.1 Trascendencia Económica de los Yacimientos IFV

Los Yacimientos IFV: Interpartículas, de Fracturas y Vúgulos, poseen un alto porcentaje, a nivel mundial, de las reservas probadas de petróleo (60%±) y gas (40%±). Si bien el incremento de la producción de los hidrocarburos a través de estos yacimientos carbonatados quizá no sea la única solución para satisfacer la demanda energética pronosticada, es de resaltar que estos juegan un papel cada vez más importante en el presente y futuro de la industria petrolera, ya que de ellos proviene la mayor parte de la producción Mundial de energéticos.

Debido a su complejidad y heterogeneidad, los yacimientos de triple porosidad IFV, son considerados extremadamente desafiantes, sobre todo al tratar de ser caracterizarlos petrofísicamente de una forma adecuada.

A pesar del reto que implica realizar una buena explotación de estos yacimientos, estos resultan ser los más atractivos para los inversionistas que pretenden obtener grandes ganancias, pues resultan tener una rentabilidad económica sumamente atractiva, aunado a que la mayoría de las reservas que se producen en la actualidad provienen de estos yacimientos IFV.

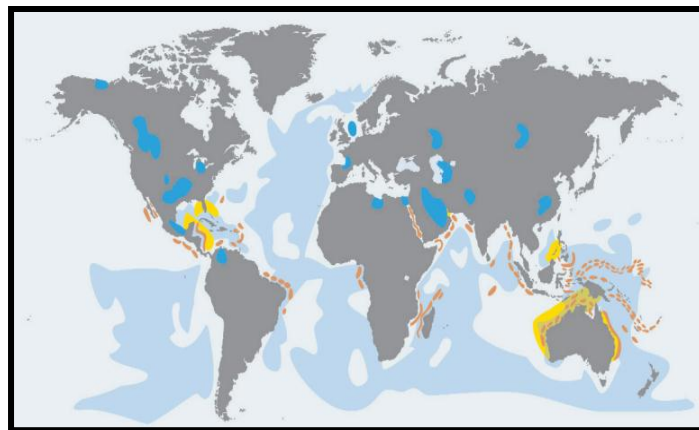


FIG. 2.1 DISTRIBUCIÓN MUNDIAL DE LOS YACIMIENTOS IFV.

Hablando específicamente de México, la región sureste que aporta la mayor cantidad de hidrocarburos al país presenta este tipo de yacimientos IFV, de enorme complejidad: Cantarell, Ku-Maloob-Zaap, Abkatún-Pol-Chuc, etc..

Por otra parte, debido a que la demanda de hidrocarburos es cada vez mayor en México y en el mundo y dado que la industria petrolera no puede garantizar hallazgos de nuevos yacimientos, se vuelve de vital importancia explotar las reservas probadas, que en su mayoría, se encuentran almacenadas en los yacimientos IFV.

3. CARACTERÍSTICAS DEL CAMPO A ESTUDIAR

3.1 Localización

El Activo Integral Ku-Maloob-Zaap, ocupa el primer lugar en importancia en México, hablando en términos de reservas probadas, 1P. Esto de acuerdo a la Comisión Nacional de Hidrocarburos, en su informe de cuantificación de reservas probadas al 2015.

Ku-Maloob-Zaap se encuentra en el Golfo de México en la denominada Región Marina Noreste, frente a las costas de Tabasco y Campeche, a unos 105 km al noreste de Ciudad del Carmen, en el estado de Campeche.



FIG. 3.1 UBICACIÓN DEL ACTIVO INTEGRAL KU-MALOOB-ZAAP

El campo Ku (Nido)

Fue descubierto con la perforación del pozo Ha-1A en 1980, sin embargo, la producción del campo se inició de forma oficial con la puesta en marcha del pozo Ku-89 de la plataforma Ku-I, en 1981. La producción de este campo proviene de las siguientes formaciones:

- Dolomías del Jurásico Superior Kimeridgiano (JSK)
- Brecha Terciaria Paleoceno-Cretácico Superior (BTP-KS)
- Cuerpo Calcáreo del Eoceno Medio (CCE)

El campo Maloob (Bueno)

Se descubrió en 1969 con la perforación del pozo Maloob-1, su explotación inició en 1988 con la producción de 6 pozos en la plataforma Ku-H. Los horizontes productores de este campo son los siguientes:

- Dolomías del Jurásico Superior Kimeridgiano (JSK)
- Brecha Terciaria Paleoceno-Cretácico Superior (BTP-KS)

El campo Zaap (Braza)

Fue descubierto en 1990 con la perforación del pozo Zaap-1, inicia su explotación en noviembre de 1992 con la entrada a producción del pozo Zaap-2051 de la plataforma Ku-M. La producción de este campo proviene de las siguientes formaciones:

- Dolomías del Jurásico Superior Kimeridgiano (JSK)
- Brecha Terciaria Paleoceno-Cretácico Superior (BTP-KS)
- Cuerpo Calcáreo del Eoceno Medio (CCE)



FIG. 3.2 PRINCIPALES CAMPOS DEL ACTIVO KU-MALOOB-ZAAP



3.2 Estratigrafía

La columna estratigráfica, determinada por los pozos perforados en el área, reportan edades desde el Jurásico Superior Oxfordiano con un espesor aproximado de 6,000 metros. El paquete de rocas sedimentarias está constituida por rocas que incluyen evaporitas para el Jurásico Superior Oxfordiano, rocas carbonatadas para el Jurásico Superior Kimmeridgiano, calizas arcillosas en el Jurásico Superior Tithoniano, dolomías y calizas arcillosas en el Cretácico Inferior y Medio y una brecha sedimentaria formada por clastos angulosos de caliza y dolomía de edad Cretácico Superior – Paleoceno Inferior (límite Cretácico-Terciario). El Terciario lo constituyen grandes espesores de arcillas alternadas con limolitas, areniscas y carbonatos.

El evento orogénico Pérmico-Triásico da origen a una paleotopografía particular de fallas de tipo horts y grabens, y se caracteriza por una secuencia de areniscas y limolitas de coloración rojiza.

Durante el límite del Cretácico – Terciario (K/T) se presenta una sucesión sedimentaria como un depósito claramente graduado de material grueso a fino y definen su estratigrafía en cuatro unidades:

1. La parte inferior está compuesta por una brecha de grano grueso con un espesor mayor a 300 metros.
2. Unidad con espesor de 10 a 20 metros; formada por una brecha de fragmentos de carbonatos subangulares en tamaños de medio a fino.
3. Unidad compuesta por materiales finos arenosos, limosos y arcillosos.
4. Unidad correspondiente a una brecha calcárea de grano fino a medio, con espesor aproximado de 10 metros; está compuesta por clastos de subangulares a subredondeados, de calizas y dolomitas

Las formaciones de estudio están constituidas por carbonatos dolomitizados afectados de manera importante y que han marcado un gran sistema de porosidad secundaria por cavidades de disolución (vúgulos) y fracturas.

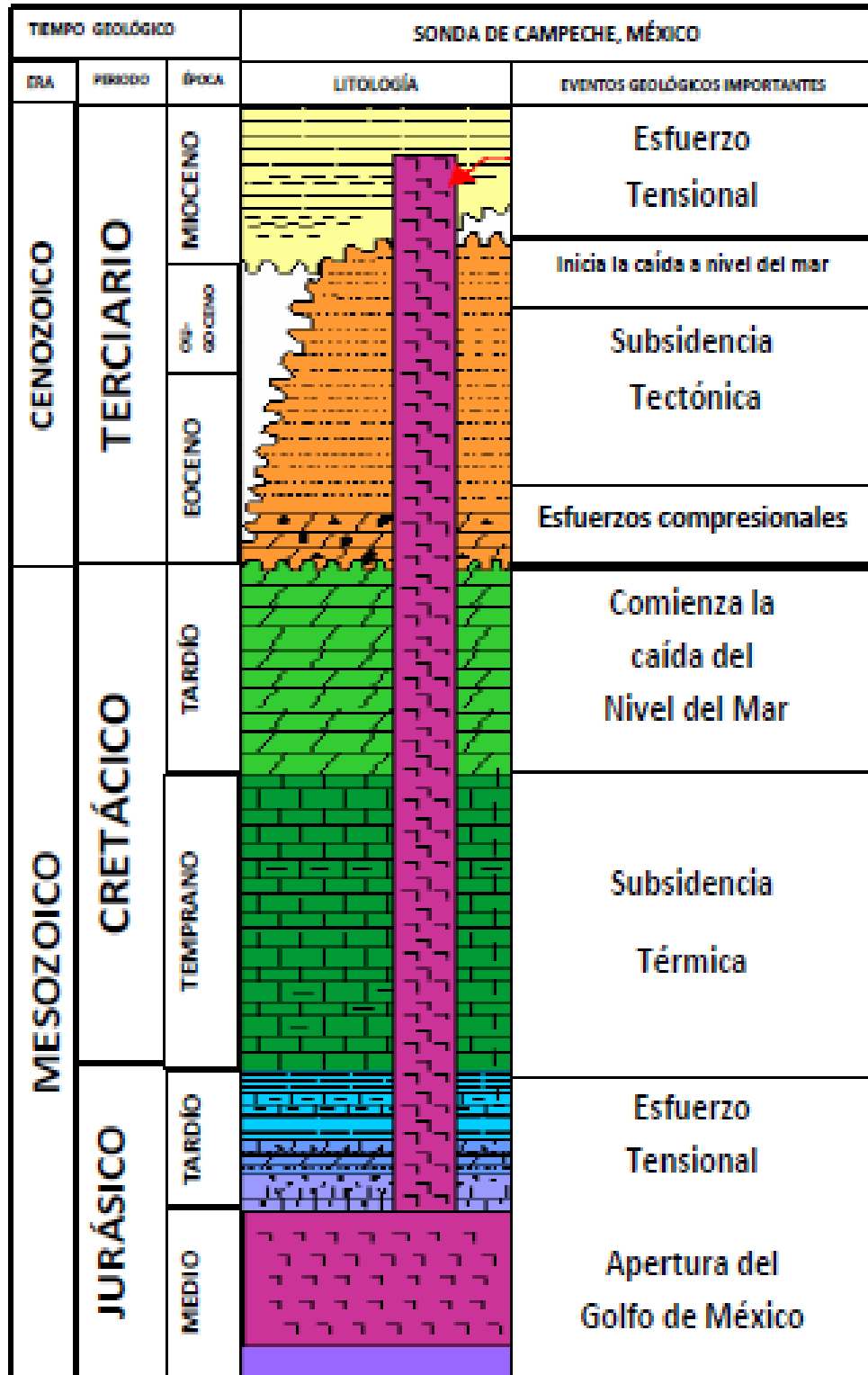


FIG. 3.3 TIEMPO GEOLÓGICO EN LA SONDA DE CAMPECHE

Brecha Calcárea del Límite Cretácico-Terciario

La brecha calcárea presenta tres tipos de porosidades: el primer tipo es la porosidad primaria y/o secundaria de ambientes someros, la cual es producto de la disolución de foraminíferos bentónicos y fragmentos evaporíticos.

El segundo tipo es porosidad creada en un ambiente diagenético de sepultamiento profundo (más de 2 kilómetros). Es generada por disolución por presión, dando lugar a vúgulos asociados o estilolitas y por circulación de fluidos ácidos y/o alcalinos que originan vúgulos como producto de disolución de fragmentos de carbonato y evaporitas inestables.

El tercer tipo de porosidad es asociada a fracturas. Se reconocen fracturas formadas por sepultamiento, asociadas a estilolitas originadas por liberación de agua, asociadas con eventos tectónicos que formaron las estructuras de los yacimientos, éstas se caracterizan por estar impregnadas de hidrocarburos.

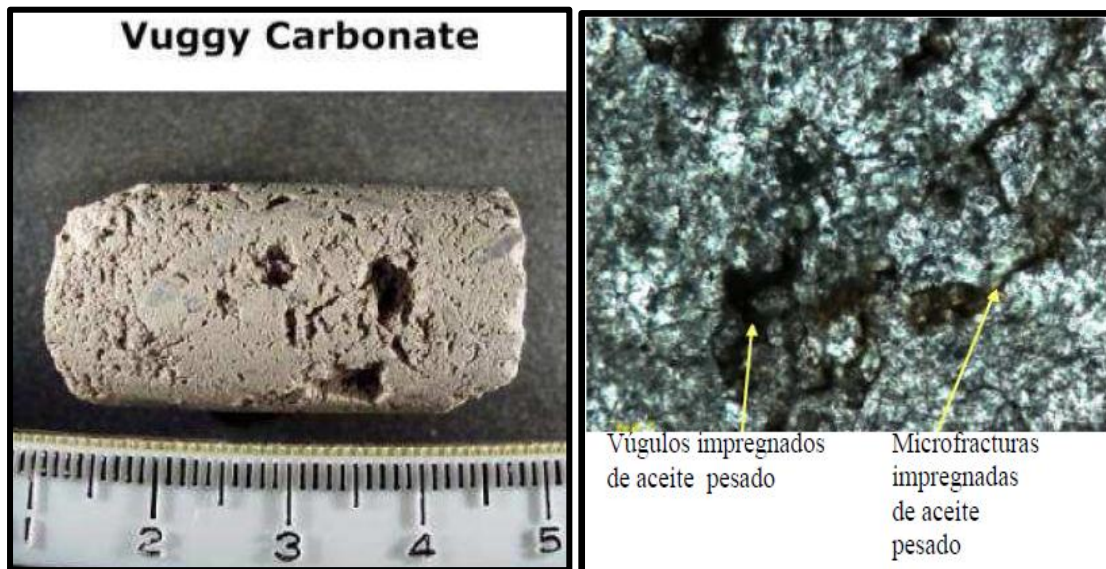


FIG. 3.4 NÚCLEO DE BRECHA CALCÁREA VUGULAR FRACTURADA (IZQ.)

FIG. 3.5 PRESENCIA DE VÚGULOS Y FRACTURAS MICROSCÓPICAS (DER.)

3.3 Tectónica

Los tres eventos tectónicos de deformación, identificados como los que han tenido mayor influencia en la región son:

1. El evento de rifting (relacionado con la apertura del Golfo de México), desde el Triásico Tardío hasta el Jurásico Medio dio lugar a la formación de una topografía regional de horsts y grabens. (Figura 3.6)
2. La colisión del bloque de Chortis en el Cretácico Tardío, dio como resultado el primer cabalgamiento y levantamiento del Macizo de Chiapas en la Sierra de Chiapas (Figura 3.7).

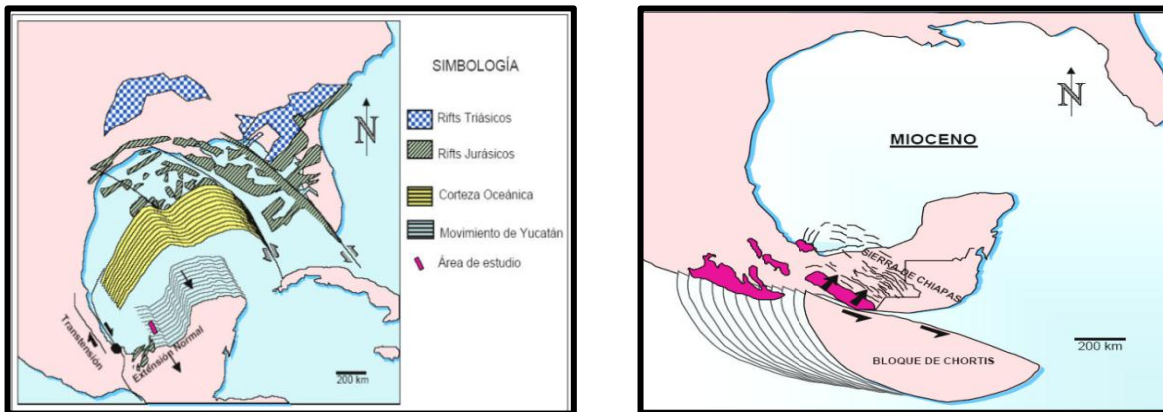


FIG. 3.6 ESQUEMA DEL EVENTO RIFTING EN EL GOLFO DE MÉXICO (IZQ.)
 FIG. 3.7 ILUSTRACIÓN DE LA COLISIÓN DEL BLOQUE DE CHORTIS (DER.)

3. El impacto de un meteorito en la plataforma de Yucatán en el límite Cretácico-Terciario dio lugar a una cuenca en la cual se acumula un espesor considerable de sedimentos terrígenos. Durante este evento tectónico compresivo se produjeron movimientos de bloques, fallas inversas, inyección de grandes volúmenes de sal de edad Triásico-Jurásico y se formaron estructuras anticlinales que funcionan como las trampas de tipo estructural – estratigráficas en la Sonda de Campeche (Figura 3.8).

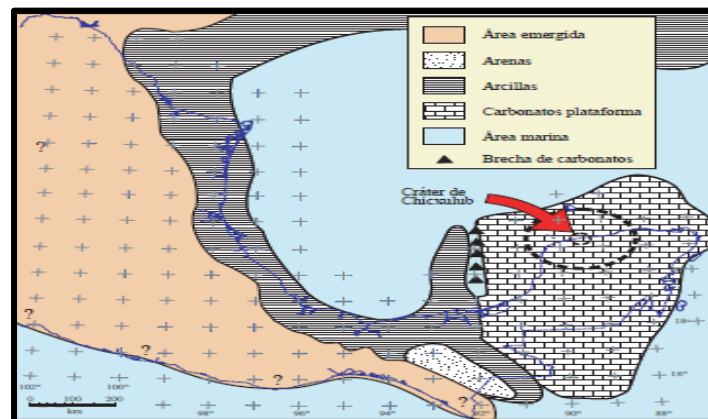


FIG. 3.8 IMPACTO DEL METEORITO EN LA PLATAFORMA DE YUCATÁN



3.4 Sistema Petrolero

Roca Generadora

Se han identificado tres principales sistemas generadores de hidrocarburos en la región: el Jurásico Superior Oxfordiano, el Jurásico Superior Tithoniano y el Mioceno (Terciario). Con base en estudios geoquímicos algunos autores consideran al subsistema Tithoniano como el principal generador, con una aportación de más del 90% de las reservas probadas y de la producción acumulada. Estas rocas generadoras del Jurásico Superior Tithoniano corresponden a lutitas y calizas arcillosas con un alto contenido de materia orgánica y de amplia distribución regional.

Roca Almacén

Las rocas almacenadoras comprenden rocas del Jurásico Superior Kimmeridgiano, del Jurásico Superior Tithoniano, del Cretácico Inferior y Medio y en menor grado los horizontes productores del Paleoceno y Eoceno Medio. La brecha calcárea de edad Cretácico Superior – Paleoceno está formada por clastos angulosos de caliza y dolomía que poseen alta porosidad secundaria debido a fracturamiento y a la formación de vugulos.

Roca Sello

El sello está formado por una capa arcillosa y limolítica, dolomitizada e impermeable, la cual constituye la parte superior de la misma unidad de Brecha calcárea del límite K/T.

Trampas

Referente al tipo de trampas, éstas son en su mayoría de tipo estructural, de forma anticlinal, asociadas a fallas normales e inversas y algunas intrusiones salinas.

3.5 Producción

Cuando se dio el declive de Cantarell en 2004, se propuso a Ku Maloob Zaap como el futuro sucesor del campo más grande descubierto en México.

En 2009 KMZ logró superar la producción de Cantarell, sin embargo la producción de KMZ nunca podrá compararse con la que generó Cantarell en sus mejores años.

En los últimos años se han invertido cerca de 130 mil millones de pesos aproximadamente en el sistema de campos de Ku Maloob Zap con el propósito de estabilizar su producción en unos 850 mil barriles diarios.

Los trabajos de recuperación secundaria y terciaria han permitido que el complejo se mantenga como el principal proveedor de petróleo del país.

Ku-Maloob-Zaap es actualmente el campo más importante de México por su nivel de reservas remanentes y es considerado como un campo súper gigante por la magnitud de reservas originales totales, que superan los 8 mil 254 millones de barriles de crudo equivalente.

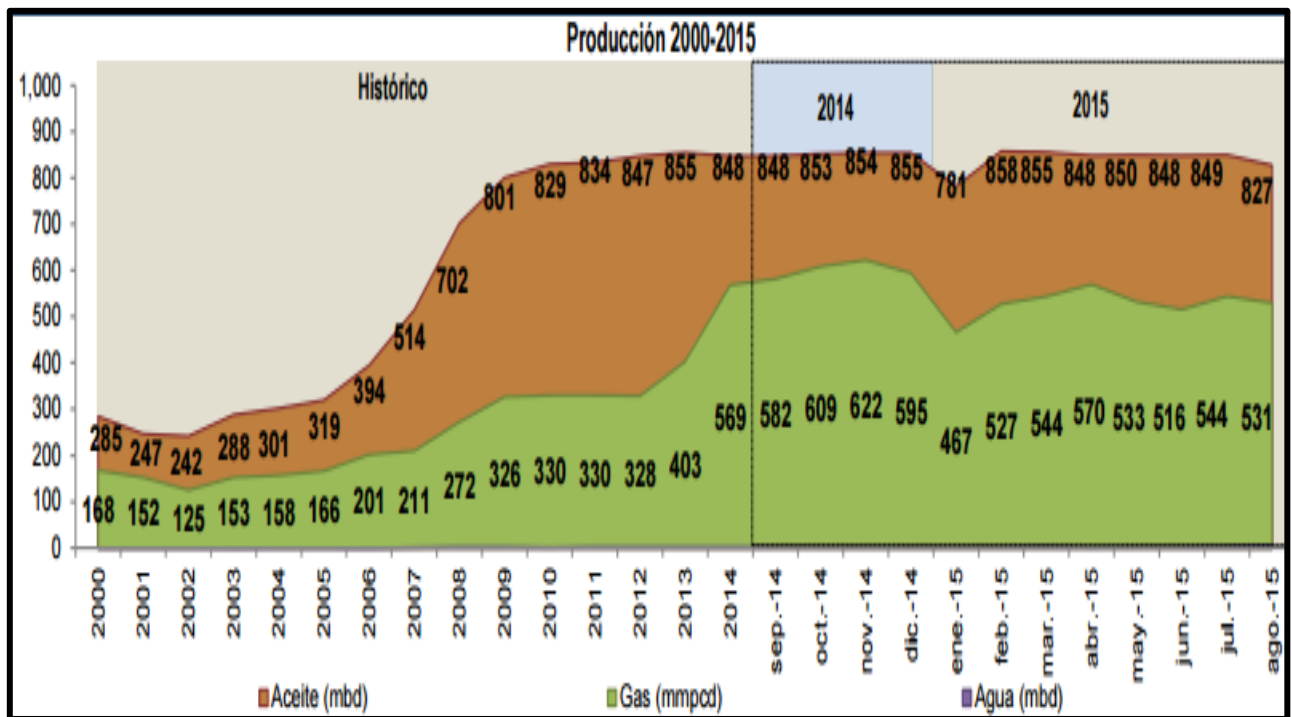


FIG. 3.9 PRODUCCIÓN ANUAL EN KU-MALOOB-ZAAP



3.7 Factores de Recuperación y Reservas Remanentes

Factores de Recuperación

El campo Ku presenta un factor de recuperación de 44.7%. En tanto que para, los campos Bacab, Zaap y Maloob, es de 16.7, 5.8 y 4.9 %, respectivamente.

El nivel tan bajo de factor de recuperación de campos del activo de producción Ku-Maloob-Zaap se explica porque los campos Maloob y Zaap apenas empiezan a producir a ritmos mayores, por lo que su factor de recuperación aumentará en los próximos años.

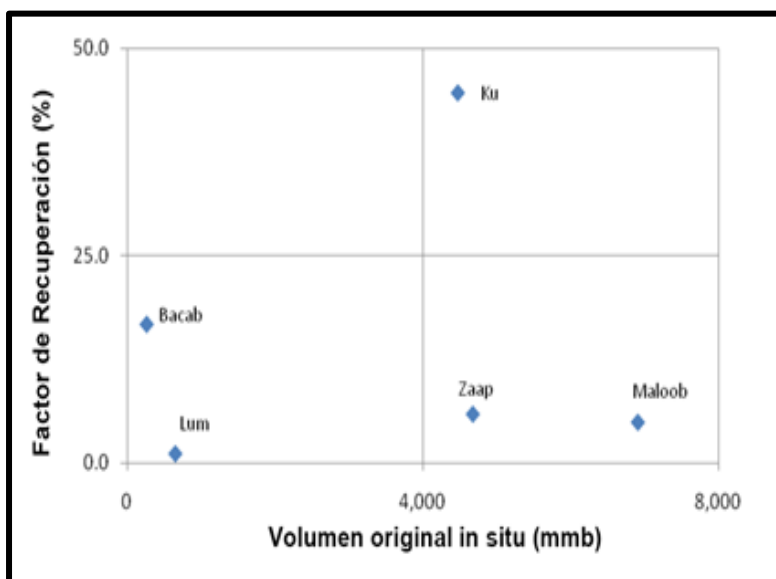


FIG. 3.10 FACTOR DE RECUPERACIÓN VS. VOLUMEN ORIGINAL EN KU-MALOOB-ZAAP

Reservas Remanentes

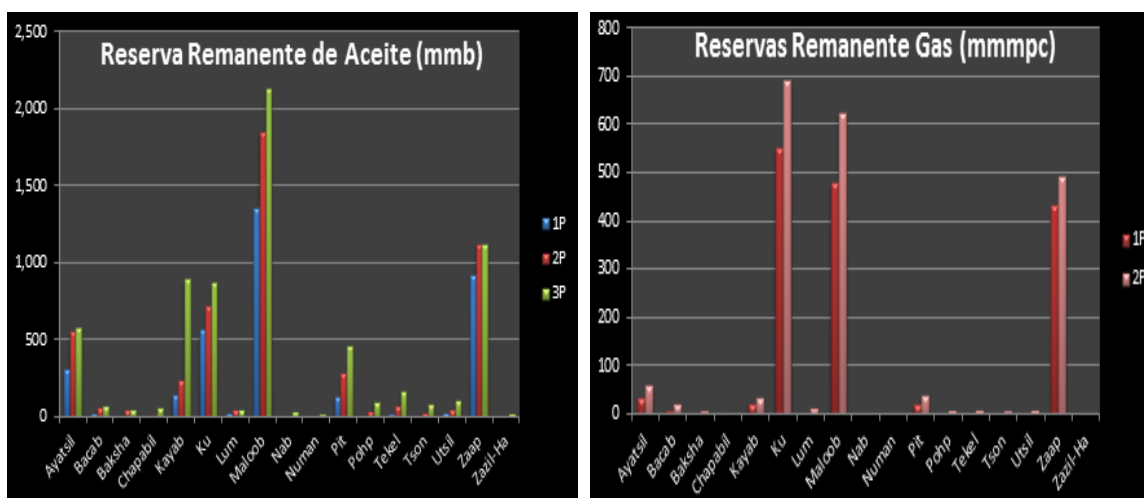


FIG. 3.11 RESERVAS REMANENTES DE ACEITE EN KU-MA-ZA (IZQ.)

FIG. 3.12 RESERVAS REMANENTES DE GAS EN KU-MA-ZA (DER.)

4. CONCEPTOS PETROFÍSICOS BÁSICOS

4.1 Porosidad ϕ

La porosidad, ϕ , es una medida de la capacidad que posee una roca para almacenar fluidos que posee una roca y se define como el cociente que resulta de dividir el volumen total, V_P , de espacios disponibles para acumular fluidos entre el volumen total, V_T , de la roca. Esto es,

$$\phi = \frac{\text{Volumen de espacios para almacenar fluidos}}{\text{Volumen Total de Poros}} = \frac{V_P}{V_T} \quad (4.1)$$

Como el volumen de espacios disponibles para guardar fluidos, V_P , no puede ser mayor que el volumen total, V_T , de la roca, la porosidad es una fracción y el máximo valor teórico que puede alcanzar es 1. Muchas veces la porosidad es expresada como un porcentaje, esta cantidad resulta de multiplicar la Ec. (4.1) por 100.

Factores que afectan la porosidad

Grado de cementación

El cementante, es el material que une a los granos de una roca, este se forma después de la depositación, el cementante llena aquellos espacios que han quedado entre grano y grano, provocando así una disminución en la porosidad, opuesto a lo que ocurre con aquellas que hayan quedado mal consolidadas.

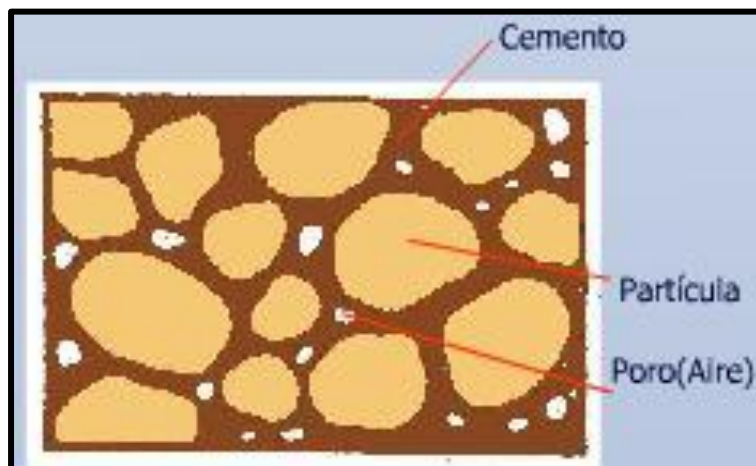


FIG. 4.1 EFECTO DE LA CEMENTACIÓN SOBRE LA POROSIDAD

Tamaño y forma de los granos

Las partículas de una roca presentan una determinada distribución en su tamaño, dependiendo del ambiente depositacional en que se originaron. Esta variación de los granos afecta directamente a la porosidad de la roca. Cuando la distribución del tamaño de los granos de una roca es homogénea, se posee una porosidad alta, conforme sea más heterogéneo el tamaño de los granos, la porosidad disminuirá. Asimismo la forma de los granos también afecta a la porosidad, un sistema con granos perfectamente redondeados exhibirá una porosidad alta, en comparación con un sistema formado por granos redondos y alargados.

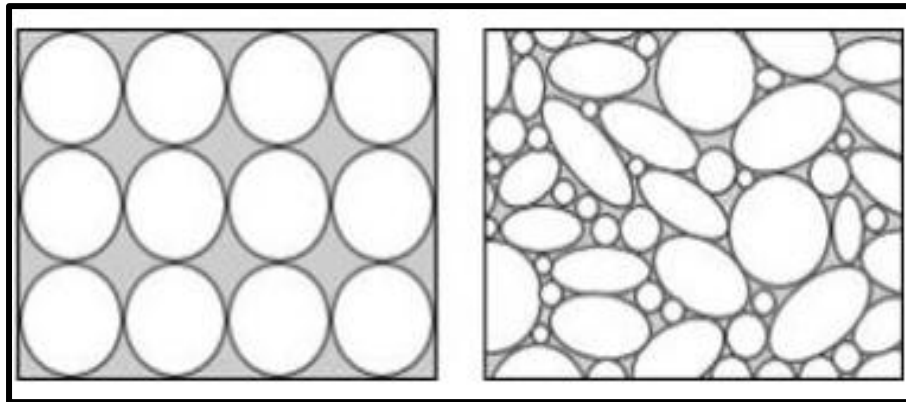


FIG. 4.2 EFECTOS DEL TAMAÑO Y FORMA DE LOS GRANOS

Tipo de empaque

El tipo de empaquetamiento describe el tipo de arreglo geométrico de los granos, es decir, el ordenamiento de las partículas bajo la acción de la gravedad, esta ordenación no es uniforme ya que la existencia de flujos puede provocar una orientación, alineación e inclinación de los granos diferente a la ideal.



FIG. 4.3 TIPOS DE EMPAQUETAMIENTOS TEÓRICOS DE LA POROSIDAD



4.2 Procesos Generadores de la Porosidad Secundaria

Dolomitización.

La dolomitización es el proceso en el cual una roca que contiene minerales compuestos por calcita (carbonato de calcio), son reemplazados total o parcialmente, por minerales compuestos de Dolomita (carbonato de calcio y magnesio). (Fig. 4.4)

Disolución.

La disolución es un proceso mediante el cual se origina una reacción química entre los fluidos que saturan el medio poroso y la matriz de la roca.

Mediante este proceso se disuelven muchas rocas sedimentarias compuestas por las sales que quedaron al evaporarse el agua que las contenía en solución. El resultado final de los procesos de disolución va a ser la creación de diferentes tipos de poros. (Fig. 4.5)

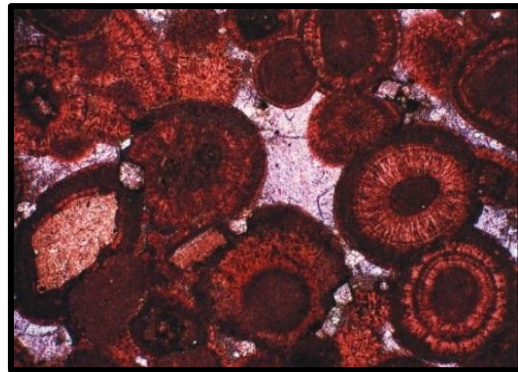
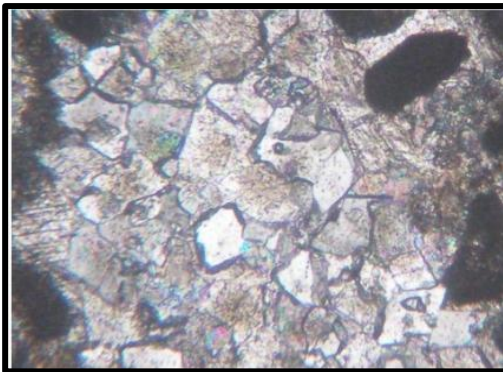


FIG. 4.4 DOLOMITIZACIÓN (IZQUIERDA)

FIG. 4.5 DISOLUCIÓN EN BORDES DE OOLITOS (DERECHA)

Silicificación.

La silicificación es el proceso de reemplazamiento de un mineral por cualquier mineral de sílice (en general, ópalo o cuarzo).

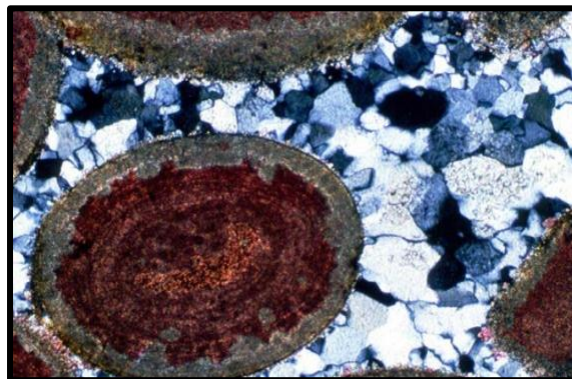


FIG. 4.6 EJEMPLO DE SILICIFICACIÓN

Recristalización

La recristalización es el proceso donde se da el paso de micrita (menor de 4 micras) a microesparita (entre 4 y 10 micras) y posteriormente a pseudoesparita (mayor a 10 micras), de tal forma que el producto final son cristales de gran tamaño (pseudoesparita).

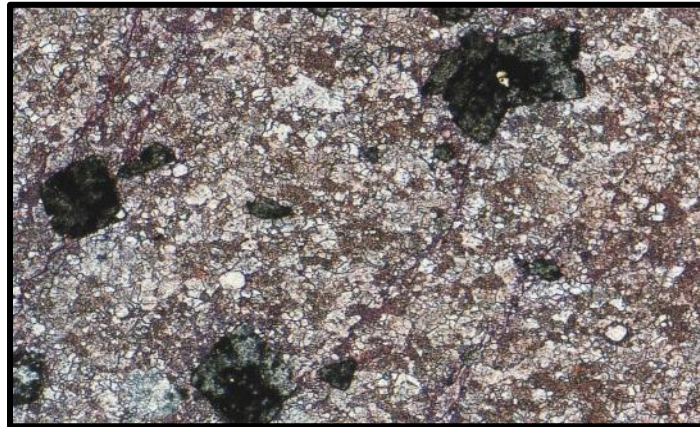


FIG. 4.7 DOLOMITA EN MATRIZ DE PSEUDOESPARITA Y MICRITA

4.3 Cuatro Diferentes Clasificaciones de la Porosidad

Al revisar la literatura especializada sobre el tema se encuentra que cuatro de las clasificaciones más socorridas para la porosidad total, \emptyset , algunas veces referida como porosidad física o absoluta, son las establecidas desde el punto de vista: 1. Depositacional, 2. Estructural, 3. Dinámica de Fluidos y 4. Orientada a la Simulación Numérica

Dentro de la primera clasificación, la porosidad física, \emptyset , se divide en dos partes: una región asociada con los espacios porosos primarios, \emptyset_1 , generados durante el proceso de litificación de las rocas y una zona relacionada con las oquedades de tipo secundario, \emptyset_2 , asociadas con la presencia de fracturas y vugulos, \emptyset_v , porosidades generadas por fenómenos físico-químicos que se manifiestan posterior a la deposición de los sedimentos.

En tanto la segunda clasificación, subdivide a la porosidad total, \emptyset , en dos tipos: poros almacenantes efectivos, (\emptyset_{ef}) y oquedades no efectivas o aisladas (\emptyset_{nef}).

Mientras que la tercera clasificación establece que, desde el punto de vista de la conducción eléctrica, el espacio poroso total, \emptyset , está conformado por dos grandes regiones. La primera conformada por todos los canales, \emptyset_f , o zonas porosas que intervienen directamente en el desplazamiento de fluidos y la segunda integrada por todas las regiones de estancamiento o trampas, \emptyset_{ent} , que no contribuyen activamente a la transmisión de fluidos.

4.4 Depositacional: Primaria \emptyset_1 y Secundaria \emptyset_2

POROSIDAD PRIMARIA, \emptyset_1

La porosidad primaria, es aquella que se presenta como resultado de los procesos originales de formación de la roca (deposición, compactación, etc.)

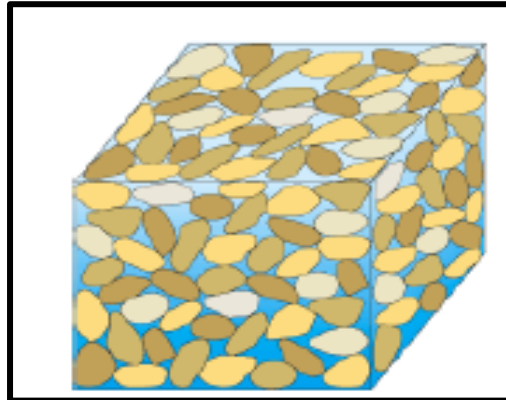


FIG. 4.8 POROSIDAD PRIMARIA

Tipos de Porosidad Primaria.

Porosidad Interpartícula

Este tipo de porosidad abarca todas las oquedades que existen entre los granos que forman la roca. Se forma generalmente por el depósito de los sedimentos, que origina el aglutamiento de diversos tipos de granos. (Figura 4.9)

Porosidad Intrapartícula

La porosidad intrapartícula se constituye de todo el conjunto de poros que se encuentran dentro de los sólidos de la roca. (Figura 4.10)

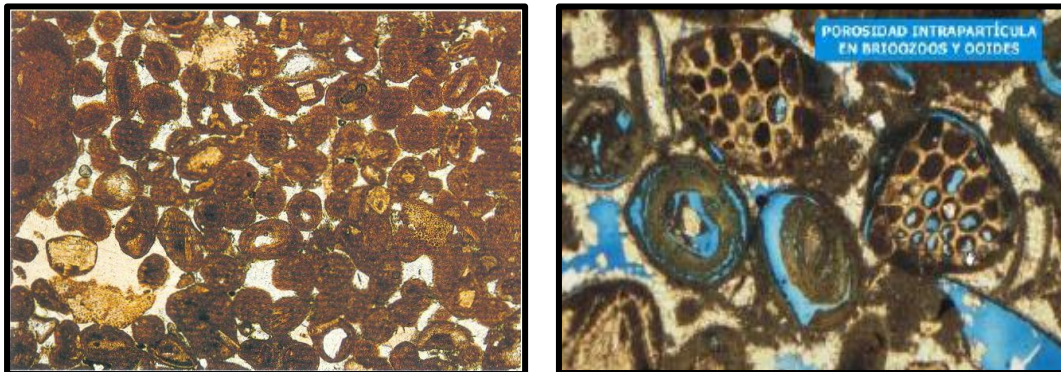


FIG. 4.9 POROSIDAD INTERPARTÍCULA OOLÍTICA PELOIDAL (IZQ.)
FIG. 4.10 POROSIDAD INTRAPARTÍCULA EN BRIOSOS Y OOIDES (DER.)

Porosidad Fenestral

Esta porosidad está conformada por pequeñas cavidades de origen supramareal o intermareal, cuya generación puede estar asociada a burbujas de gas atrapadas en el sedimento, a la desaparición de la materia orgánica, a la acción de raíces de plantas continentales o a perturbaciones realizadas por organismos excavadores. (Fig. 4.11)

Porosidad en estructuras de crecimiento

Este tipo de porosidad está asociada al crecimiento de biohermos en construcciones arrecifales. La porosidad corresponde al espacio que ocupaba la parte blanda del organismo. (Fig. 4.12)



FIG. 4.11 POROSIDAD FENESTRAL (IZQUIERDA)
FIG. 4.12 POROSIDAD POR ESTRUCTURAS DE CRECIMIENTO (DERECHA)

POROSIDAD SECUNDARIA

La porosidad secundaria es aquella que se origina debido a procesos posteriores a la formación de la roca.

Los tipos de porosidad secundaria más conocidos son: Inter cristalina (debida al proceso de dolomitización), fracturas (originada por eventos geológicos); móldica, vúgulos o cavernas (debido a procesos de disolución).

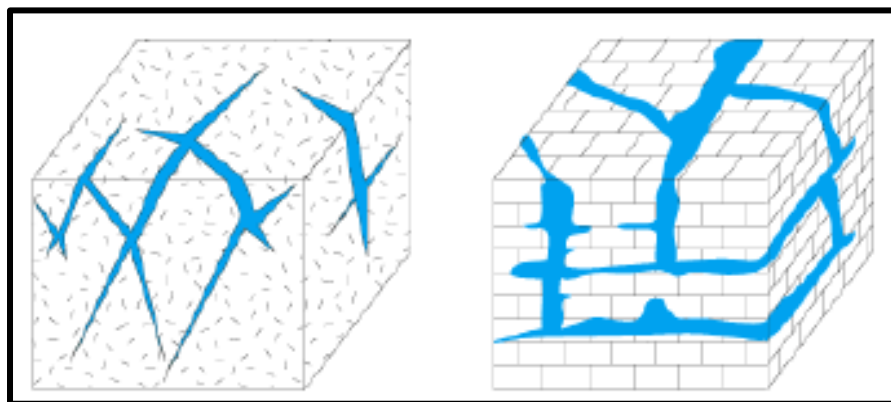


FIG. 4.13 TIPO DE POROSIDAD SECUNDARIA, FRACTURA

TIPOS DE POROSIDAD SECUNDARIA

Debido a que el tipo de porosidad de fractura y vugular son las de mayor interés para los fines de este trabajo son los únicos tipos que se describen con mayor profundidad a continuación.

Fracturas

Este tipo de porosidad se debe a procesos geológicos de deformación originados por actividades tectónicas que pueden generar fisuras, estilolitas o desplazamiento de los granos que conforman la matriz de la roca.

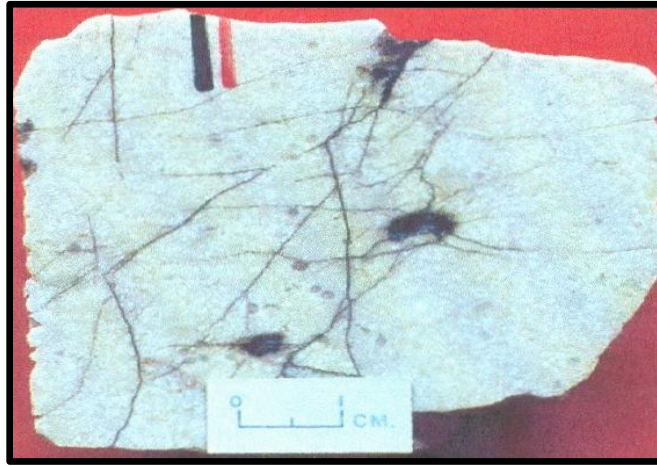


FIG. 4.14 POROSIDAD DE FRACTURAS

Vúgulos

Los vúgulos son poros semicirculares, que son visibles sin ayuda de lupa o microscopio. La disolución es el proceso dominante en la formación de éstos. De acuerdo con su tamaño, se pueden clasificar como microvúgulos, mesovúgulos y megavúgulos o cavernas.

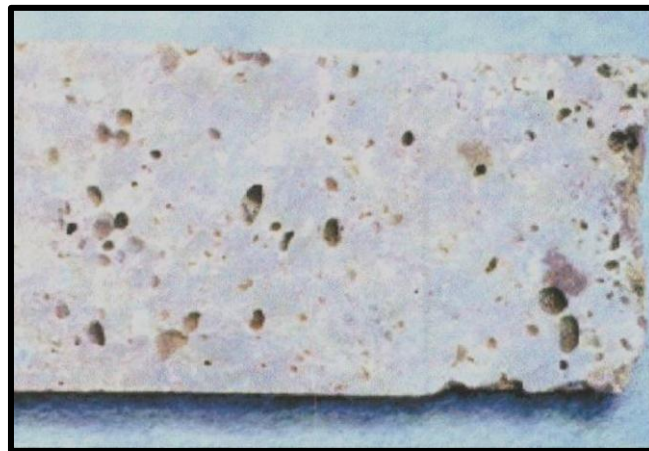


FIG. 4.15 POROSIDAD VUGULAR

4.5 Estructural: Efectiva ϕ_{ef} y no Efectiva ϕ_{nef}

Porosidad efectiva.

La porosidad efectiva es la relación del volumen de poros interconectados con respecto al volumen total, es decir:

$$\phi_{ef} = \frac{\text{Volumen Poroso Interconectado}}{\text{Volumen total}} \quad (4.2)$$

Porosidad no efectiva.

La porosidad no efectiva es la relación del volumen de poros no interconectados con respecto al volumen total, es decir:

$$\phi_{nef} = \frac{\text{Volumen Poroso No Interconectado}}{\text{Volumen total}} \quad (4.3)$$

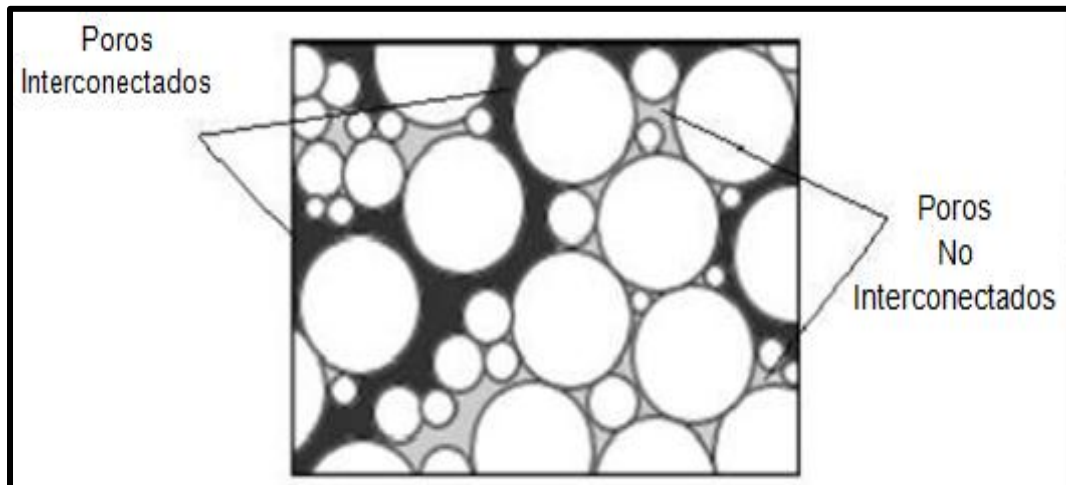


FIG. 4.16 POROSIDAD EFECTIVA (negro) Y POROSIDAD NO EFECTIVA (gris)

Hasta la fecha, numerosos investigadores y analistas de registros presuponen que la fracción de porosidad total que participa eficazmente en el flujo de fluidos, es la porosidad efectiva ϕ_{ef} .

Sin embargo, esta hipótesis pierde sentido cuando se analiza la clasificación de la porosidad absoluta, ϕ , sustentada en el comportamiento dinámico de los fluidos.

4.6 Dinámica de Fluidos: de Flujo, ϕ_f y de Entrampamiento, ϕ_{ent}

Porosidad de flujo, ϕ_f

Para entender el concepto de porosidad de flujo considérese una porción de roca como la que aparece en la Fig. 4.17. Si se supone que dicha muestra porosa está saturada con un electrolito y que se le aplica una diferencia de potencial, V , entonces una corriente eléctrica, I , debe fluir a través de ella.

En primera instancia se esperaría que el flujo eléctrico cubriera completamente el medio conductor. Sin embargo, como las paredes de los poros son extremadamente irregulares, entonces se considera a la región (E) de la muestra porosa, Fig. 4.17 como una porción que no participa activamente en el flujo de corriente eléctrica Y que es generadora de una zona de entrampamiento.

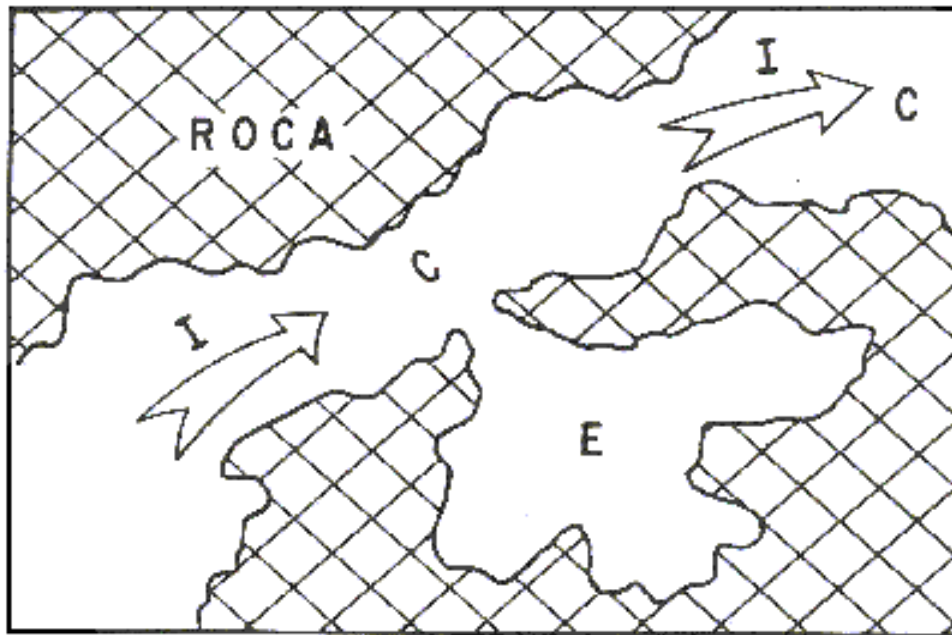


FIG. 4.17 PORCIÓN DE UNA ROCA POROSA
(donde C es canal de conducción y E es zona de entrampamiento)

Esta consideración está apoyada por pruebas de laboratorio, donde se demuestra que, aún en el caso de partículas de geometría sencilla, como las esferas, se presentan dichas zonas entrampadas, (Regiones T de la Fig. 4.18), debido a efectos de turbulencia o cambios bruscos en la dirección de las líneas de corriente.

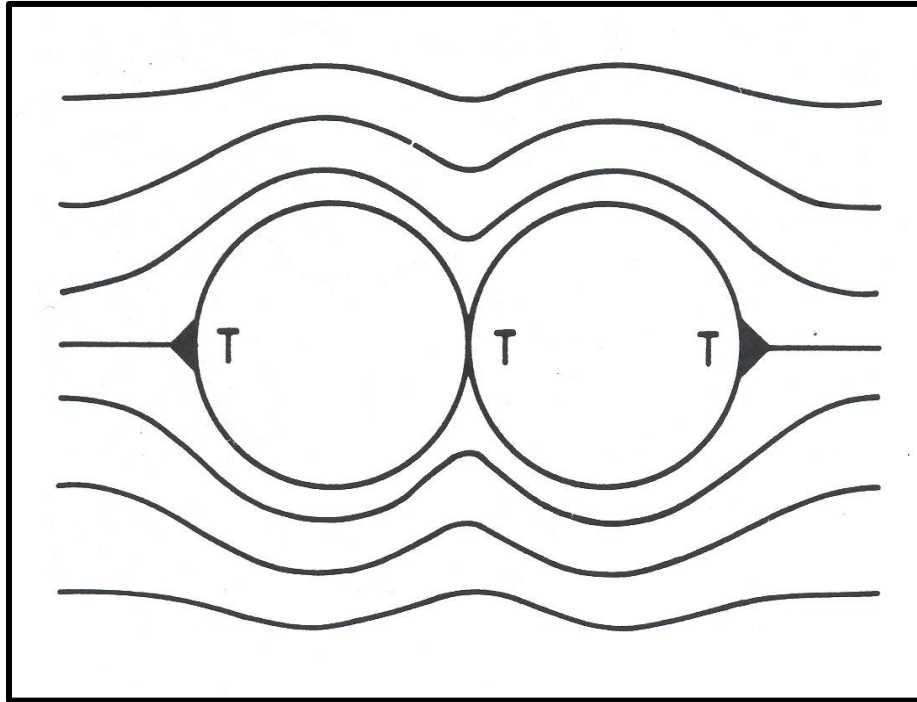


FIG. 4.18 LINEAS DE FLUJO Y REGIONES DE ENTRAMPAMIENTO

La formación de estas regiones de estancamiento es equivalente a un incremento en la parte no conductora, o sea a una disminución virtual de la porosidad física.

En consecuencia, la porosidad resultante que contribuye al flujo neto de corriente eléctrica, es la porosidad de flujo, ϕ_f , asociada con las zonas (C) de la Fig. 4.17.

A partir de estas observaciones Pérez-Rosales comprobó que, desde el punto de vista de la conducción eléctrica, el espacio poroso está constituido por:

- Regiones que realmente participan en el flujo del fluido eléctrico a los que denominó canales, C,
- Zonas de atrapamiento o estancamiento a las que llamó trampas, T,

Las trampas no necesariamente están constituidas por poros cerrados en uno de sus extremos, como los de la Fig. 4.17, sino que también pueden consistir en espacios abiertos, pero que por razones de simetría generan regiones de estancamiento, ver Fig. 4.19.

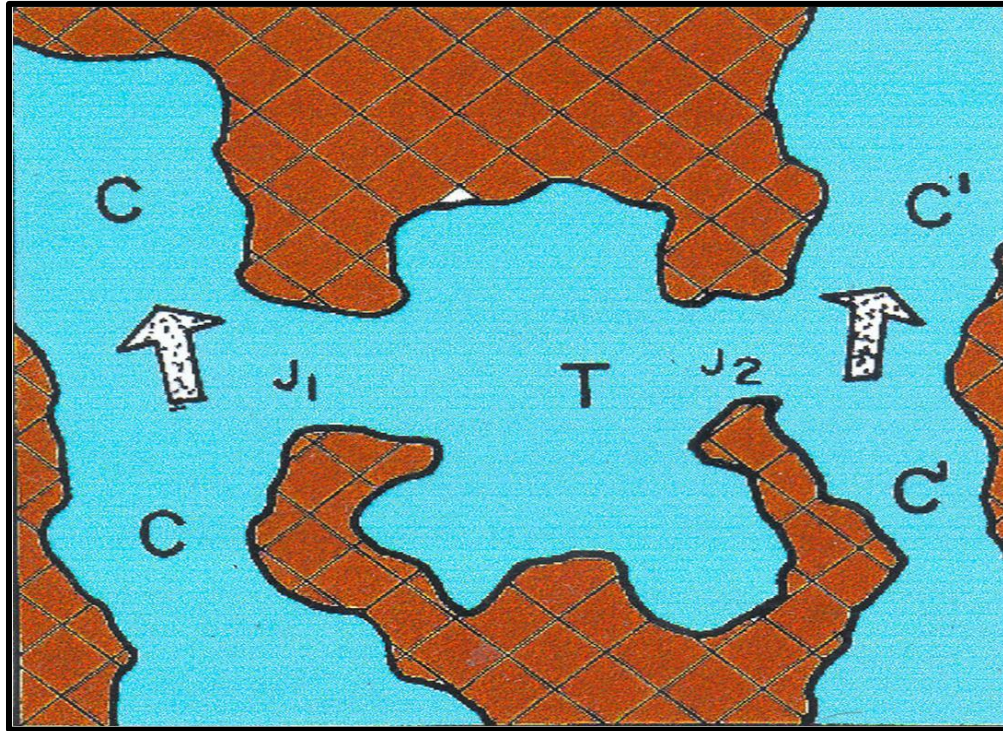


FIG. 4.19 REPRESENTACIÓN ESQUEMÁTICA DE UNA TRAMPA ABIERTA O DE SIMETRÍA

Como resultado de estos análisis se estableció que la porosidad total, \emptyset , se puede dividir en dos partes: una porosidad de conducción o de flujo, \emptyset_f , asociada con los canales, y una porosidad de entrapamiento o de estancamiento, \emptyset_{ent} , asociada con las trampas; es decir,

$$\emptyset = \emptyset_f + \emptyset_{ent} \quad (4.4)$$

Debido a la complejidad geométrica del interior de las rocas, esta división es obvia. Sin embargo, sus aplicaciones no han sido aprovechadas en ingeniería de yacimientos, quizá por desconocimiento de la proporción en que existen ambas porosidades.

Se considera que para porosidades encontradas comúnmente en rocas sedimentarias, las trampas abiertas predominan sobre las cerradas. Sin embargo, a medida que la porosidad disminuye, la proporción de trampas cerradas se incrementa, siendo posible que para porosidades muy bajas, éstas últimas lleguen a predominar sobre las abiertas.



Además, en términos generales se pudo visualizar que:

La porosidad efectiva, ϕ_e generalmente, es mayor o a lo más igual que la porosidad de flujo, ϕ_f , esto es,

$$\phi_e \geq \phi_f \quad (4.5)$$

Para ilustrar esta idea, se recurre nuevamente a las Figs. 4.17 y 4.19 donde, la supremacía de los valores de porosidad efectiva sobre los valores de la porosidad de flujo es obvia ya que, a pesar de la intercomunicación existente y la presencia continua del mismo fluido saturante entre las zonas T y C, que define precisamente la capacidad de almacenamiento efectiva, el flujo de fluidos que ocurre por los canales C no se manifiesta en el espacio poroso T de trampa.

Esto se debe a que en las gargantas de poro J_1 y J_2 , se crean zonas de turbulencia y diferencias de potenciales o de presión que repelen la trayectoria de las líneas de flujo C – C, originado que los valores de la porosidad de flujo sean siempre menores, o a los más, iguales que los de la porosidad efectiva.(figura 4,19)

Consecuencias en la Evaluación de Formaciones

Como es bien sabido, el concepto de porosidad efectiva es el de mayor uso dentro del ámbito de la industria petrolera, sobre todo en el área de la Evaluación de Formaciones, no obstante que se adolece de un método confiable para evaluarla.

Los resultados antes descritos sobre la conducción eléctrica en rocas naturales saturadas con un electrolito, demuestran claramente que la porosidad efectiva, ϕ_e , puede no contribuir en su totalidad al flujo de fluidos.

A la luz de estas nuevas ideas, se hace necesaria una revisión exhaustiva de las técnicas convencionales orientadas a la determinación del potencial productivo de hidrocarburos, que hacen uso erróneo del concepto de porosidad efectiva. Aspecto clave que impacta la recuperación mejorada y afecta a la reserva remanente.



Porosidad de entrapamiento.

Por su parte, la porosidad de entrapamiento es aquella que puede presentar poros interconectados, pero estos no aportan al flujo de fluidos, es decir que es la relación entre la porosidad total menos la porosidad de flujo.

$$\phi_{ent.} = \phi - \phi_f \quad (4.6)$$

Donde;

ϕ_{ent} = Porosidad de entrapamiento

ϕ = Porosidad total

ϕ_f = Porosidad de Flujo

Una forma simple y práctica de visualizar que la Ec. 4.6 satisface las 3 condiciones arriba establecidas, expresando muy bien la dependencia física entre ambas clases de porosidad, se logra al realizar una gráfica de ϕ_f vs. ϕ_T .

Esto es, al graficar ϕ_f en el eje de las ordenadas y ϕ_T en el de las abscisas se genera, para los valores de $m > 1$, un conjunto de curvas de tipo parabólico, donde puede apreciarse que los valores de ϕ_f siempre son menores que los de ϕ_T y, para el valor de $m = 1$, donde $\phi_f = \phi_T$, una línea recta (función identidad), (Fig. 4.21)

La versión de este gráfico, en escala doble logarítmica, da lugar al llamado **gráfico de abanico**. Una explicación general de cómo este gráfico se aplica en la práctica, se presenta, en la Sección 5.7 de este trabajo.

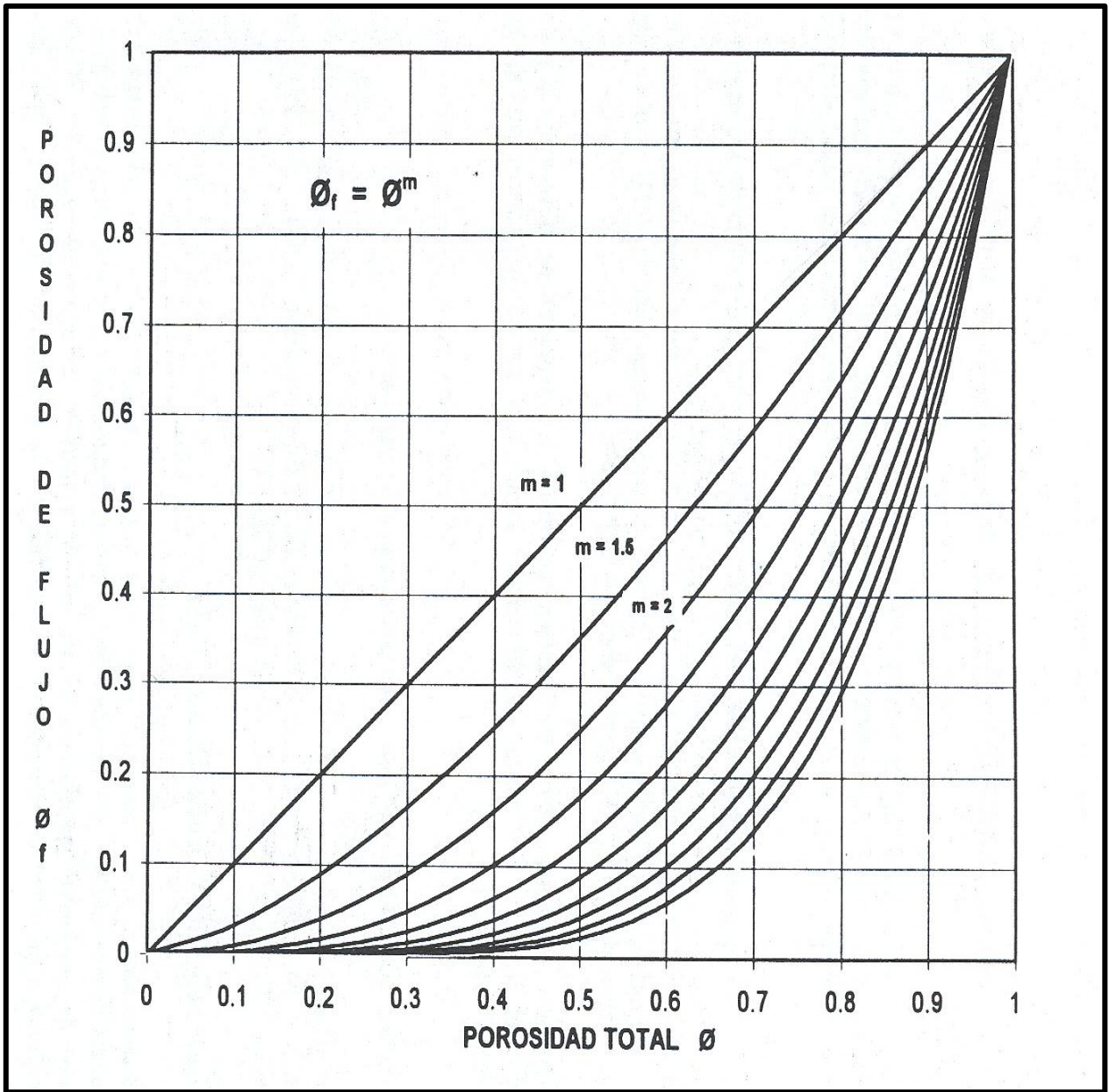


FIG. 4.21 RELACIÓN ENTRE POROSIDADES TOTAL Y DE FLUJO

4.7 Simulación Numérica: de Corto, \emptyset_{cor} y Largo Alcance, \emptyset_{lar}

El término “porosidad primaria” se ha asociado tradicionalmente, con la porosidad de matriz, y la expresión, “porosidad secundaria” se ha relacionado a la porosidad del circuito fracturas/vúgulos.

Aunque esta clasificación es conveniente desde el punto de vista **diagénético/ tectónico/ geológico**, no es adecuada desde el punto de vista del flujo de fluidos.

Una clasificación más apropiada para el estudio cuantitativo del flujo de fluidos (orientada a la Simulación Numérica) deberá estar fundamentada en base a los niveles de conductividad que manifiesten los fluidos a través del medio poroso, de tal forma que:

La porosidad de corto alcance, \emptyset_{cor} corresponde a la parte de baja conductividad, es decir a la de la matriz, como es usual, pero también incluye los vúgulos y fracturas que no están bien conectadas a la red principal de fracturas y la porosidad de largo alcance, \emptyset_{lar} corresponde a la parte de alta conductividad, es decir comprende a los vúgulos u oquedades primarias bien comunicados al circuito principal de fracturas de largo alcance y a los poros primarios alargados por disolución.

De acuerdo a esta clasificación y, desde el punto de vista, de la Simulación Numérica un vúgulo, una fractura o una oquedad interpartícula puede ser parte, de la porosidad de la matriz o de corto alcance o, en su caso, de la porosidad de fracturas o de largo alcance, dependiendo de su capacidad para conducir fluidos, (Fig. 4.20).

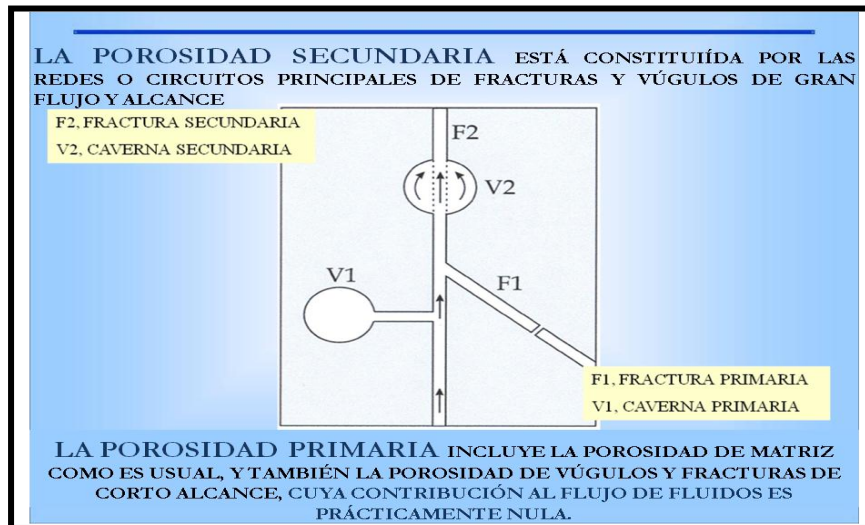


FIG. 4.20 REPRESENTACIÓN ESQUEMÁTICA DE LAS POROSIDADES DE CORTO Y LARGO ALCANCE



4.8 La Porosidad de Flujo Como Evaluadora del Alcance

La relación que guarda la porosidad de flujo ϕ_f , en función de la porosidad total, ϕ_T , de un sistema poroso complejo, debe satisfacer las siguientes condiciones físicas:

$$\begin{array}{lll}
\phi_f = 1 & \text{cuando} & \phi_T = 1 \\
\phi_f = 0 & \text{cuando} & \phi_T = 0, \text{ y} \\
\phi_f \leq \phi & \text{en el intervalo} & 0 \leq \phi_T \leq 1.
\end{array}$$

Las primeras dos condiciones son necesarias porque para esos valores extremos de porosidad, las trampas no pueden existir, y la tercera condición es una consecuencia directa de la ecuación (4.4), que establece que la porosidad de flujo no puede ser mayor que la porosidad total, ya que aquella es una parte de ésta.

Pérez-Rosales postuló que la relación más simple que cumple con las tres condiciones arriba analizadas es:

$$\phi_f = \phi_T^m \quad \text{con} \quad m \geq 1 \quad (4.7)$$

4.9 Unificación de los 4 Diferentes Criterios de Clasificación

Ya que la clasificación de la porosidad tanto depositacional como estructural pueden formar un primer grupo que considere todos aquellos huecos, primarios o secundarios, que están estructuralmente comunicados. Y que de la misma manera contempla a la porosidad no efectiva, que es representativa del conjunto de poros, intergranulares o inducidos, que son conocidos como oquedades ciegas o poros muertos; Se tiene que:

$$\phi = \phi_{1ef} + \phi_{2ef} + \phi_{1nef} + \phi_{2nef} \quad (4.8)$$

Donde;

- ϕ_{1ef} = Porosidad primaria de tipo efectiva
- ϕ_{2ef} = Porosidad secundaria de tipo efectiva
- ϕ_{1nef} = Porosidad primaria de tipo no efectiva
- ϕ_{2nef} = Porosidad secundaria de tipo no efectiva



Puede demostrarse que la sola condición de que los poros se encuentren estructuralmente comunicados (ϕ_{ef}) no garantiza, necesariamente, la existencia de un flujo de fluidos a través de ellos, ya que, es posible encontrar regiones porosas que estén interconectadas y que, sin embargo, su participación en la dinámica de los fluidos sea nula.

De acuerdo a lo antes citado, la porosidad efectiva (intergranular o inducida), está constituida de dos partes: una fracción que contribuye activamente al flujo de fluidos (ϕ_{eff}) y una porción que, aunque comunicada estructuralmente, no participa en la transmisión de fluidos (ϕ_{neff}). Es decir,

$$\phi = \phi_1[\phi_{ef}(\phi_f + \phi_{ent}) + \phi_{nef}(\phi_{ent})] + \phi_2[\phi_{ef}(\phi_f + \phi_{ent}) + \phi_{nef}(\phi_{ent})] \quad (4.9)$$

Expresión que puede reescribirse como:

$$\phi = \phi_{1eff} + \phi_{1efent} + \phi_{1nefent} + \phi_{2eff} + \phi_{2efent} + \phi_{2nefent} \quad (4.10)$$

Donde;

ϕ_{1eff} = Porosidad primaria efectiva que permite el flujo de fluidos

ϕ_{1efent} = Porosidad primaria efectiva que no que permite el flujo de fluidos

$\phi_{1nefent}$ = Porosidad primaria no efectiva que no que permite el flujo de fluidos

ϕ_{2eff} = Porosidad secundaria efectiva que permite el flujo de fluidos

ϕ_{2efent} = Porosidad secundaria efectiva que no que permite el flujo de fluidos

$\phi_{2nefent}$ = Porosidad secundaria no efectiva que no permite el flujo de fluidos

Finalmente, se puede integrar en un solo término las oquedades primarias y secundarias: efectivas entrampadas con las no efectivas entrampadas, es decir:

$$\phi_{1ent} = \phi_{1efent} + \phi_{1nefent} \quad y \quad \phi_{2ent} = \phi_{2efent} + \phi_{2nefent} \quad (4.11)$$

Por lo que, la relación (4.8) se reduce a:

$$\phi = \phi_{1eff} + \phi_{2eff} + \phi_{1ent} + \phi_{2ent} \quad (4.12)$$

Dónde:

ϕ_{1ent} = Porosidad primaria de entrampamiento

ϕ_{2ent} = Porosidad secundaria de entrampamiento

Donde ϕ_{1eff} y ϕ_{2eff} deben ser discretizadas aun en porosidades de largo y corto alcance según lo descrito con anterioridad en la sección 4.6



4.10 Exponente de Entrampamiento, m

Una aproximación a su significado físico

De las ideas presentadas en este capítulo, la ecuación 4.6 aporta información acerca del probable significado físico del exponente m . Esta relación establece que m es la potencia a la cual debe elevarse la porosidad total, ϕ_T para obtener la porosidad de flujo, ϕ_f

Hasta la fecha, lo único que puede asegurarse acerca del comportamiento del parámetro m es que representa una ayuda en la determinación del volumen poroso que participa activamente en el flujo de la corriente eléctrica y, en consecuencia, es una herramienta útil en el cálculo del volumen poroso asociado a las regiones de entrampamiento de fluidos.

En consecuencia, el exponente m puede ser referido, de acuerdo a lo expresado anteriormente como: EXPONENTE DE ENTRAMPAMIENTO O EXPONENTE DE FLUJO, ya que estos adjetivos van más de acuerdo con su comportamiento físico que muchos de los nombres que se le han impuesto, con anterioridad, de una manera bastante subjetiva, a saber: *grado de cementación, tortuosidad, permeabilidad, tipo de porosida*, etc.

Para los fines de este trabajo se decidió por el primer nombre del exponente m con objeto de no mezclarlo o identificarlo directamente con el concepto de permeabilidad. La idea de entrampamiento está más de acuerdo con lo que ocurre generalmente en el interior de las rocas naturales.

El exponente de entrampamiento, m , es un parámetro que no se puede medir directamente, para su evaluación se recurre al uso de los valores del factor de resistividad y de la porosidad.

Es importante resaltar que el valor del exponente de entrampamiento, m , siempre debe de ser variable, para que esté pueda ser representativo de una buena caracterización de los yacimientos.



4.11 Índices de Saturación de Fluidos, S_F

El índice de saturación de fluidos, S_F , es un parámetro que expresa la cantidad de fluido que se encuentra dentro del medio poroso de una roca, es decir que:

$$S_F = \frac{V_F}{v_P} = \frac{\phi_w}{\phi_T} \quad (4.13)$$

Donde;

V_F = Volumen del fluido en el medio poroso

v_P = Volumen de espacios para almacenar fluidos

ϕ_w = Fracción de la porosidad ocupada por agua

ϕ_T = Porosidad total

El término de índice de saturación de fluidos debe ser usado en lugar del mal utilizado saturación de fluidos, pues éste hace referencia al caso particular de una roca que en su totalidad almacena un solo fluido, este suele expresarse en fracción o porcentaje.

Un yacimiento está constituido generalmente por los siguientes fluidos, agua, aceite y gas, por lo que cada uno tiene un índice de saturación asociado, S_w, S_o y S_g , respectivamente.

El índice de saturación de un fluido en específico no puede exceder el 100% del volumen poroso. Por lo que

$$S_o + S_g + S_w = 1 \quad (4.14)$$

De donde el índice de hidrocarburos, S_{HCS} , puede definirse como

$$S_{HCS} = 1 - S_w \quad (4.15)$$

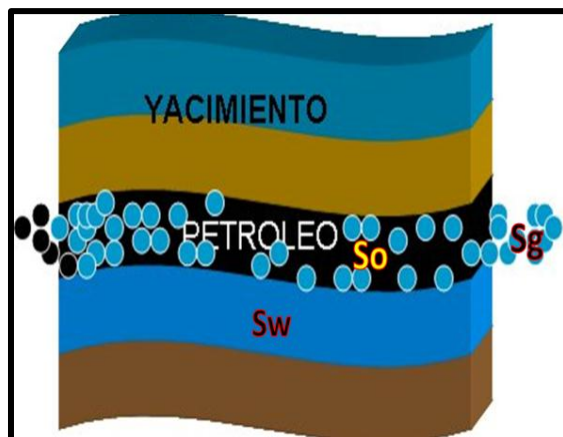


FIG. 4.22 REPRESENTACIÓN DEL ÍNDICE DE SATURACIÓN



4.12 Principios Físicos de Unificación, Adaptación, Superposición

La existencia de tres principios físicos permiten contemplar a la porosidad y al índice de saturación de agua como dos conceptos inherentes, estos fueron denominados como:

1. Unificación

El principio de unificación establece que la existencia de cualquier tipo de porosidad implica la presencia de un fluido saturante y viceversa.

2. Adaptación

El principio de adaptación proclama que la estructura geométrica interna de un sistema poroso saturado con agua, gas o aceite no sufre modificación alguna, debido a que los fluidos saturantes antes mencionados se sujetan, únicamente, a ocupar los poros, adaptándose a la forma de los mismos.

3. Superposición

El principio de superposición afirma que si S_w , S_o y S_g representan los índices de agua, aceite y gas, respectivamente, de un sistema poroso cualquiera, entonces, la saturación total del sistema está dado como la Ecuación 4.14

$$S_T = S_w + S_o + S_g$$



FIG. 4.23 REPRESENTACIÓN ESQUEMÁTICA DE LOS PRINCIPIOS DE UNIFICACIÓN Y DE ADAPTACIÓN (IZQ.) Y DEL PRINCIPIO DE SUPERPOSICIÓN (DER.)

4.13 Resistividad, R

Todos los materiales o sustancias poseen la característica de oponerse en mayor o menor grado al paso de la corriente eléctrica, el comportamiento que describe esta dificultad se le llama resistividad. La resistividad se define como:

$$R = r \frac{A}{L} \quad (4.16)$$

Donde;

R = Resistividad [Ohms-metros]

r = Resistencia [Ohms]

A = Área [Metros cuadrados]

L = Longitud [Metros]

Un alto valor de resistividad indica que el material es un mal conductor mientras que un bajo valor indicara que es un buen conductor.

Dentro del área de la ingeniería petrolera, se deben de tener en cuenta las siguientes resistividades:

R_W = Resistividad del agua

R_O = Resistividad de la roca saturada con agua

R_T = Resistividad de la roca parcialmente saturada con agua

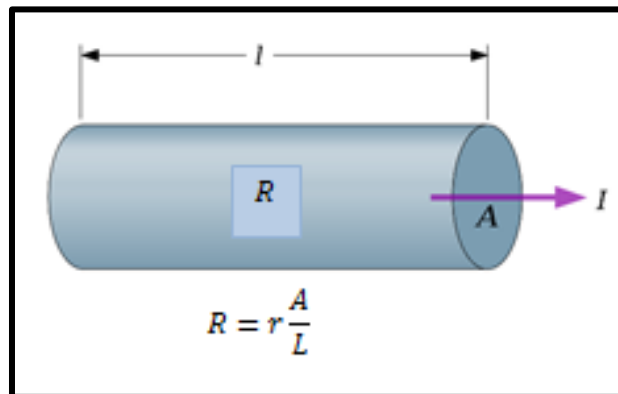


FIG. 4.24 REPRESENTACIÓN DE LA RESISTIVIDAD DE UN MATERIAL

4.14 Factor de Resistividad. F_R

El factor de resistividad es la relación que existe entre la resistividad de la roca saturada con agua y la resistividad de esa agua, es decir;

$$F_R = \frac{R_o}{R_w} \quad (4.17)$$

R_w = Resistividad del agua

R_o = Resistividad de la roca saturada con agua

El factor indica el grado de complejidad geométrica del espacio poroso de la roca, este parámetro es adimensional.

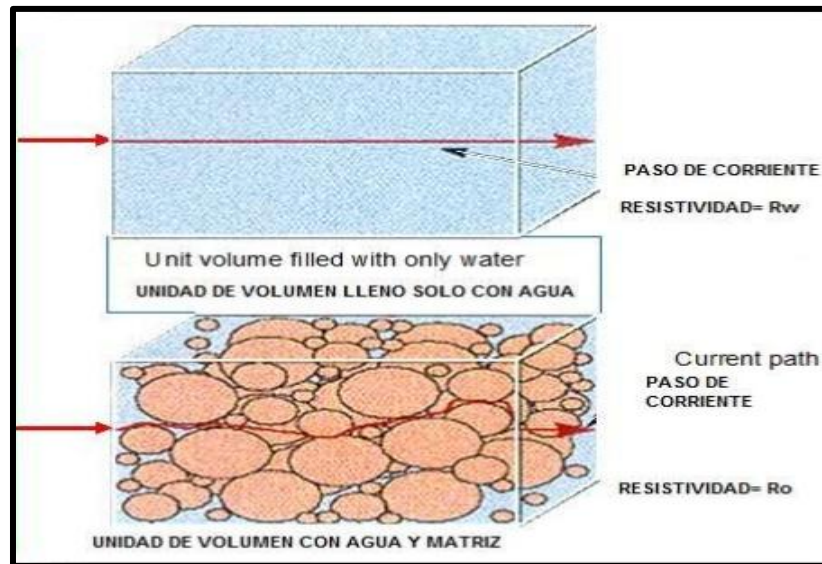


FIG. 4.25 REPRESENTACIÓN DEL FACTOR DE RESISTIVIDAD



4.15 Índice de Resistividad, I_R

El índice de resistividad es la relación que se define como;

$$I_R = \frac{R_t}{R_o} \quad (4.18)$$

Donde;

R_t = Resistividad de la roca parcialmente saturada de agua, conocida como resistividad verdadera

R_o = Resistividad de la roca saturada con agua

El índice de resistividad prácticamente funge como un indicador de las propiedades eléctricas de la roca parcialmente saturada con agua, por lo que se vuelve un indicador indirectamente de la cantidad de agua que está contenida en la roca

4.16 Exponente de Saturación, n

El exponente de saturación, n , es aquel que permite la relación entre el índice de resistividad y el índice de saturación. A través de experimentos se ha probado que este exponente no debe de mantenerse constante pues de hacerlo se comenten grandes errores en la evaluación de los índices de resistividad.



4.17 Los Hidrocarburos como un Incremento Virtual de la Roca Matriz Dieléctrica

Como punto de partida, supóngase que se tiene una muestra de roca de material aislante y espacio poroso total de tipo primario o secundaria que esta inicialmente saturado con agua como lo ilustra la Figura 4.26

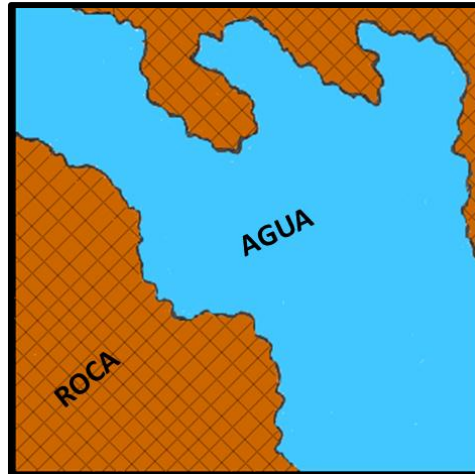


FIG. 4.26 PORCIÓN DE ROCA SATURADA DE AGUA

Las principales propiedades físicas que exhibe este sistema son las siguientes:

Al hablar de una roca saturada con agua hablamos inmediatamente del parámetro conocido como el factor de resistividad (Ecuación 4.17)

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

Por lo que a esta primera visualización de la geometría le corresponderán variables de m_1 y G_1 característicos de este tipo de sistemas.

La cantidad almacenada de agua en la porosidad total, está dada por la definición del índice de saturación (Ecuación 4.13) la cual puede ser representada como

$$\phi_{T1W} = \phi_1 S_{W1} \quad (4.19)$$

Hablando eléctricamente el sistema descrito con anterioridad presentan un comportamiento de dos fases es decir resistividad alta en la roca y baja en el agua.

Ahora considérese una segunda geometría interna, perteneciente a la de una roca parcialmente saturada con agua como se muestra en la Figura 4.27

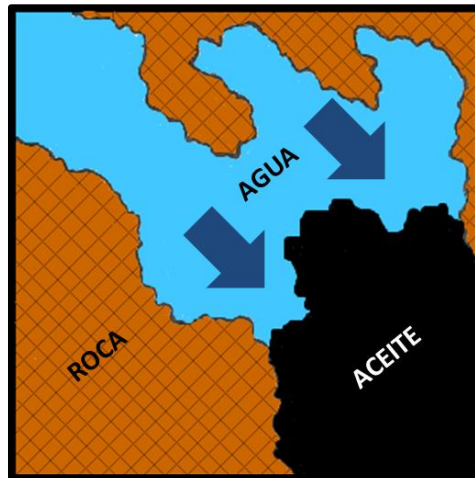


FIG. 4.27 PORCIÓN DE ROCA PARCIALMENTE SATURADA CON AGUA

Al hablar de una roca parcialmente saturada debe referenciarse inmediatamente al parámetro conocido como el índice de resistividad (Ecuación 4.16), es decir:

$$I_R = \frac{R_T}{R_O}$$

Debido a la presencia de hidrocarburos en el sistema, aparentemente se tiene un problema de tres fases de conducción pero ya que el aceite y el gas manifiestan una alta resistividad, del orden de magnitud muy parecida a la que exhiben las rocas sin contenido de arcilla, entonces, es posible visualizar el sistema roca-poros-agua-hidrocarburos como un sistema roca-poros-agua, donde el problema a resolver se transforma en uno de tipo geométrico, ya que la presencia de hidrocarburos puede considerarse tan solo como un incremento virtual de roca dieléctrica.

Bajo esta premisa podemos considerar para esta segunda geometría interna un factor de resistividad modificado, F_{RW} , es decir

$$F_{RW} = \frac{R_T}{R_O} \quad (4.20)$$

Obsérvese que el valor de R_O se transformó a la cantidad R_T por la presencia de los hidrocarburos.

Esta segunda geometría analizada tendrá menos porosidad ocupada por agua con respecto a la primera pero de igual forma, la cantidad de agua almacenada en la porosidad total está dada por la definición del índice de saturación (Ecuación 4.13) es decir:

$$\phi_{T1W} > \phi_{T2W} = \phi_2 S_{W2} \quad (4.21)$$

Al presentarse una nueva geometría correspondiente a la de una roca parcialmente saturada con agua se presentaran variables de m_2 y G_2 característicos de este tipo de sistemas y diferentes a los valores de m_1 y G_1 de la geometría porosa inicial.

4.18 Mojabilidad: Sus Aspectos más Relevantes

La mojabilidad es la preferencia de la roca a ser mojada por el flujo de un fluido conocido como la fase mojanter. En base a esta, los fluidos pueden clasificarse en:

Mojantes: Son aquellos que tienen la mayor tendencia a adherirse a la roca, por lo general es el agua ya que la mayoría de las rocas son preferencialmente mojadas por agua.

No mojantes: Los que no se adhieren a la roca o lo hacen parcialmente.

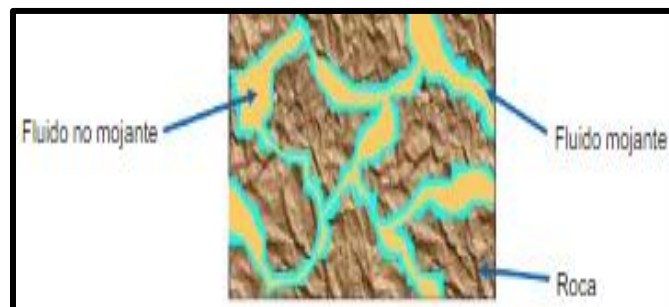


FIG. 4.28 REPRESENTACIÓN DE LA MOJABILIDAD

El estudio de la mojabilidad se hace a través de un ángulo θ denominado ángulo de contacto el cual es definido como el ángulo formado entre la superficie y la línea tangente al punto de contacto entre la gota de líquido con la superficie.

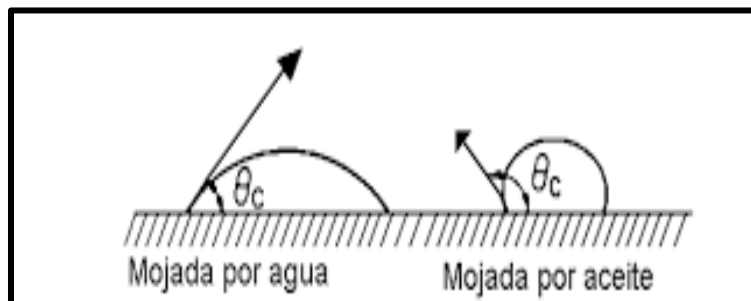


FIG. 4.29 MOJABILIDAD A TRAVÉS DEL ANGULO DE CONTACTO

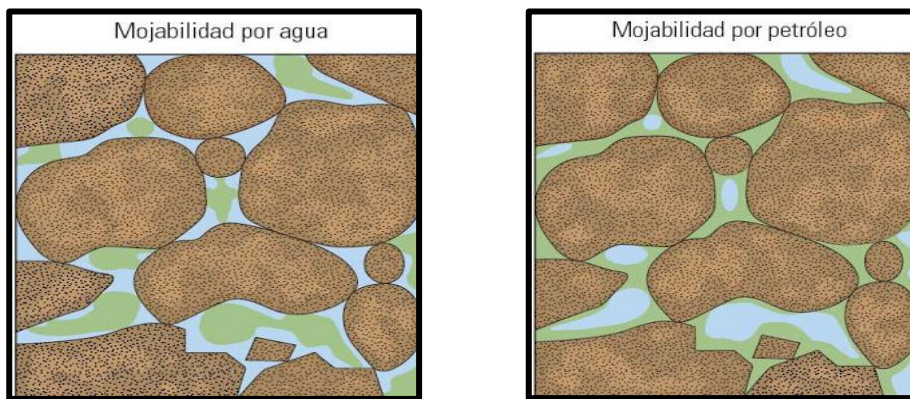


Mojabilidad por Agua.

El agua ocupa los poros muy pequeños (el agua llena los poros muy pequeños aún en la roca mojada por aceite debido a que el aceite nunca entra a los poros pequeños debido a las fuerzas capilares) y contacta la superficie de la roca en los poros grandes, el aceite se localiza al centro de los poros grandes. (Figura 4.30)

Mojabilidad por Aceite

La ubicación de los fluidos es parcialmente inversa al caso anterior, el agua generalmente continúa ocupando los poros muy pequeños, pero el aceite contacta a la superficie de la roca en los poros grandes y el agua se encuentra en el centro de los poros grandes. (Figura 4.31)



**FIG. 4.30 MOJABILIDAD POR AGUA (IZQUIERDA)
FIG. 4.31 MOJABILIDAD POR ACEITE (DERECHA)**

Mojabilidad Mixta

En este tipo de mojabilidad la superficie de la roca tiene la preferencia tanto por el agua como por el aceite

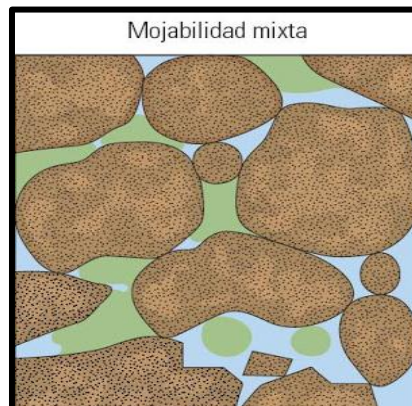


FIG. 4.32 MOJABILIDAD MIXTA



5. DESCRIPCIÓN DEL DESARROLLO TECNOLÓGICO PARA CARACTERIZAR ROCAS IFV

5.1 Importancia e Implicaciones de Discretizar la Porosidad

En la Caracterización Petrofísica de los yacimientos fracturados vugulares, es primordial conocer qué fracción de la porosidad total, corresponde a porosidad primaria y qué porción a las porosidades de fracturas y vúgulos, como parte de la porosidad secundaria.

La información de estas variables es básica, como entrada importante a los simuladores numéricos, para predecir el desarrollo de los campos y la capacidad de producción de los pozos.

En consecuencia, el uso de valores incorrectos de porosidad primaria y secundaria conduce a resultados que no corresponden a la realidad física de los yacimientos. Particularmente, durante la Simulación de los procesos de recuperación secundaria o mejorada de aceite, puede conducir a desviaciones significativas.

5.2 Partición de la Porosidad a Condiciones de Yacimiento

Un problema fundamental de la interpretación petrofísica básica, a condiciones originales de yacimiento es:

La determinación de las fracciones de porosidad total que corresponden a porosidad primaria (matriz) y a porosidad secundaria (fracturas y/o vúgulos interconectados), a partir de la pareja de valores: Factor de resistividad-Porosidad Total, medidos en laboratorio o derivados de los registros geofísicos de pozo, (Método Directo).

Hasta la fecha, dos de los principales obstáculos que han limitado la medición y cálculo de porosidad secundaria, en muestras de rocas recuperadas directamente de los yacimientos fracturados vugulares, han sido:

- La pobre recuperación (practicante en fragmentos pequeños) de los núcleos, atribuida básicamente a limitaciones de tipo tecnológico y,
- La no disposición de datos “duros” de una misma fuente (ya sea de núcleos o, en su defecto de registros geofísicos).



Alternativa de solución:

Dentro de la física, es práctica común que cuando es imposible medir directamente las variables que están presentes en alguna correlación bajo estudio, se recurra al uso de MODELOS TEÓRICOS Y/O FÍSICOS, que presenten y reflejen, en gran medida las condiciones de la realidad física a interpretar.

De esta forma, para el cálculo de la triple porosidad (Interpartícula, fractura, vugulo) dos alternativas de aproximarse a la solución de este problema son:

- El uso de modelos teóricos de geometría simple (Towle)
- El empleo de modelos físicos (Pérez-Rosales)

Estos modelos permiten disponer de valores experimentales precisos de porosidad total, de fractura y vugular, así como del factor de resistividad, ya que se tiene un control exacto de sus variables geométricas y petrofísicas

5.3 Determinación de m y G Variables

El objetivo principal de este procedimiento es la determinación del llamado exponente de entrampamiento " m " y del denominado coeficiente de tortuosidad " G " representativos de rocas IFV que manifiestan una litología altamente heterogénea.

Este tema es de gran importancia en el área de Evaluación de Formaciones sobre todo en el cálculo del potencial productivo de hidrocarburos.

La técnica está integrada por tres diferentes procesos empíricos-estadísticos

1. Mínima Desviación Normalizada o de ensaye y error,
2. Esperanza Matemática o de Conservación de Materia y,
3. Análisis de Regresión

La aplicación de una o de otra dependerá de los datos iniciales con lo que se cuente.



5.4 Cálculo de los Índices de Triple Porosidad

Este método permite identificar y cuantificar, en forma ágil, los diferentes tipos de porosidades primaria y secundaria (debida a fracturas y vugulos comunicados o no, o bien, con o sin presencia de arcilla) que manifiestan las rocas de los yacimientos IFV de litología compleja.

Respecto a la detección del tipo de porosidad, esta se logra en forma satisfactoria, como ya se mencionó, al hacer uso del primer modelo antes descrito, donde de manera práctica y económica, es posible detectar si las muestras de roca o estratos bajo estudio son: de porosidades intergranular, intercristalina o, en su defecto, de tipo secundario y en cual(es) de su(s) forma(s) o arquetipo(s) particular(es) se manifiesta la porosidad.

Con esta identificación descriptiva, como antecedente, el segundo objetivo relativo al proceso de cálculo de los diferentes índices de porosidad matricial, vugular o de fracturas se sustenta en la expresión de triple porosidad:

$$F_R(\varnothing_m, \varnothing_f, \varnothing_v) = 1 + G [(\varnothing_m + \varnothing_f + \varnothing_v - \varnothing_m \varnothing_f - \varnothing_v \varnothing_m - \varnothing_f \varnothing_v + \varnothing_m \varnothing_f \varnothing_v)^{-m} - 1] \quad (5.1)$$

La ecuación 5.1, además de las propiedades analizadas en la sección anterior, toma en cuenta los fundamentos físicos y geológicos que explican los diferentes fenómenos a través de las cuales una roca, inicialmente, en estado intercristalina es transformada a una de doble o triple porosidad, tales como: asumir que la cantidad de materia se conserva, sin importar el tipo de \varnothing_2 que se manifieste o bien, considerando las principales condiciones bajo las que tienen lugar los procesos estructurales (fallas, fisuras, juntas diaclasas) y los procesos diagenéticos posteriores (disolución, dolomitización y recristalización).

5.5 Proceso de Validación de las Porosidades Φ_m , Φ_{fr} y Φ_v

Es posible establecer un control de calidad confiable para validar los resultados de cualquier metodología orientada a la determinación de la doble o triple porosidad (Φ_m , Φ_{fr} y Φ_v), en los siguientes términos

- Toda técnica será validada si al procesar, como datos de entrada, los valores medidos de porosidad total y de factor de resistividad obtenidos del modelo físico de Pérez-Rosales es capaz de reproducir, para cada uno de los modelos analizados, sus respectivos valores medidos de porosidad de fractura y porosidad vúgular.

La figura muestra que la tecnología IFV, si satisface con una alta confiabilidad lo antes descrito.

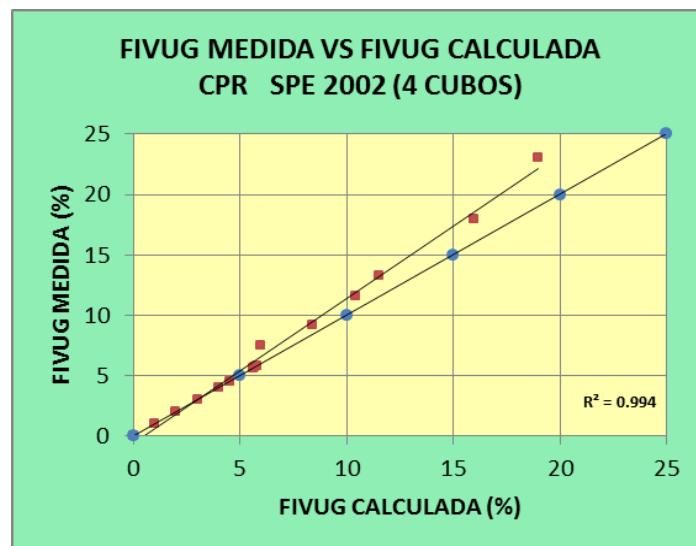


FIG. 5.1 COMPARACIÓN DE VALORES DE POROSIDAD VÚGULAR, MEDIDOS Y CALCULADOS CON LA TECNOLOGÍA IFV.

Un problema que frecuentemente enfrentan los analistas de registros es la evaluación de las variables m y G .

En la actualidad es de práctica común y se ha puesto de moda el proponer y hacer uso de una gran cantidad de “métodos” establecidos para determinar m 's y G 's variables. Sin embargo, existe evidencia teórica y experimental de que dichos “métodos” no son confiables y están muy lejos de alcanzar madurez.

Por lo que cualquier metodología orientada a la determinación de la Doble o Triple porosidad será válida si ante la evidencia de que su matriz de roca manifieste fracturas o vúgulos y sus valores del exponente “ m ” sean representativos y descriptivos de la realidad física de los yacimientos fracturados vugulares.

5.6 Presentación de Resultados

Una vez que se da el procesamiento de los registros geofísicos de los pozos con la tecnología petrofísica IFV, se pueden obtener un conjunto de resultados preliminares como los siguientes

5.7 Gráfico de Abanico

La grafica de abanico puede interpretarse como la visión global o en planta, de todo el intervalo bajo estudio, que permite detectar e identificar, en un mismo nivel de referencia y en forma ágil, si sus rocas manifiestan solo porosidad de matriz o si coexisten vugulos o fracturas (intercomunicado(a)s o no).

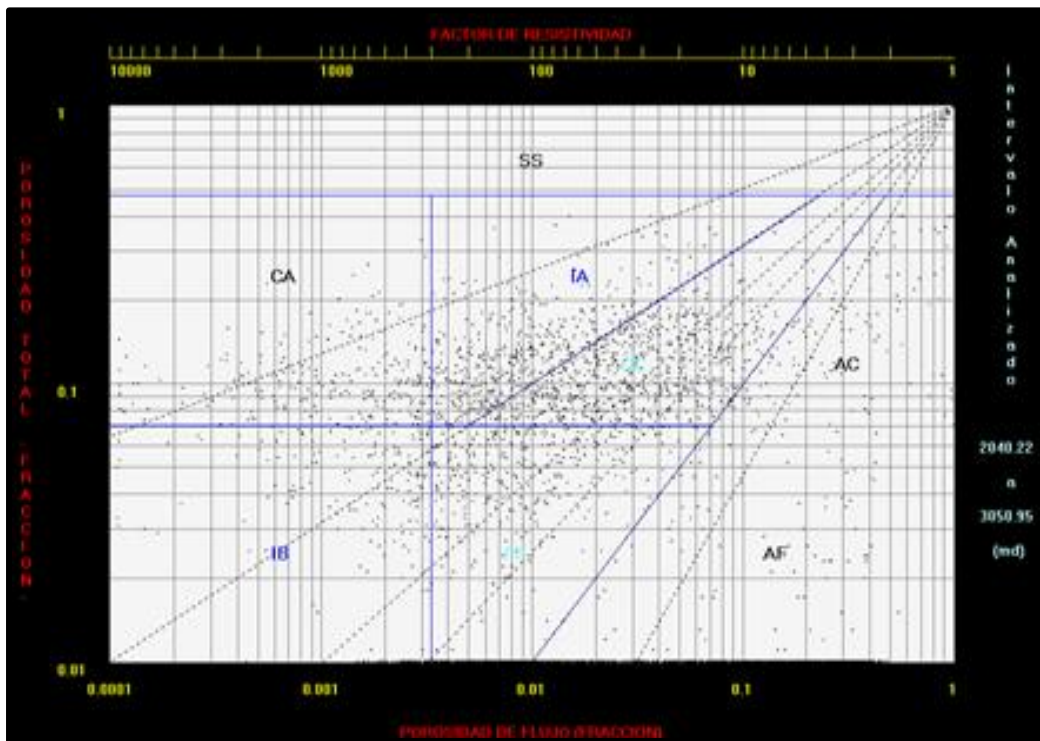


FIG. 5.2 GRAFICO DE ABANICO

Esta resulta ser una herramienta útil de interpretación pues se puede observar la dispersión de puntos que cubren, con mayor o menor intensidad, las 7 zonas porosas, reflejando la coexistencia de diferentes tipos de poros, y por tanto, la alta heterogeneidad que presentan los yacimientos carbonatados vugulares, una mejor visualización de la propiedades físicas de estos, queda mejor reflejado con el diagrama amarillo que se expone a continuación

5.8 Diagrama Amarillo

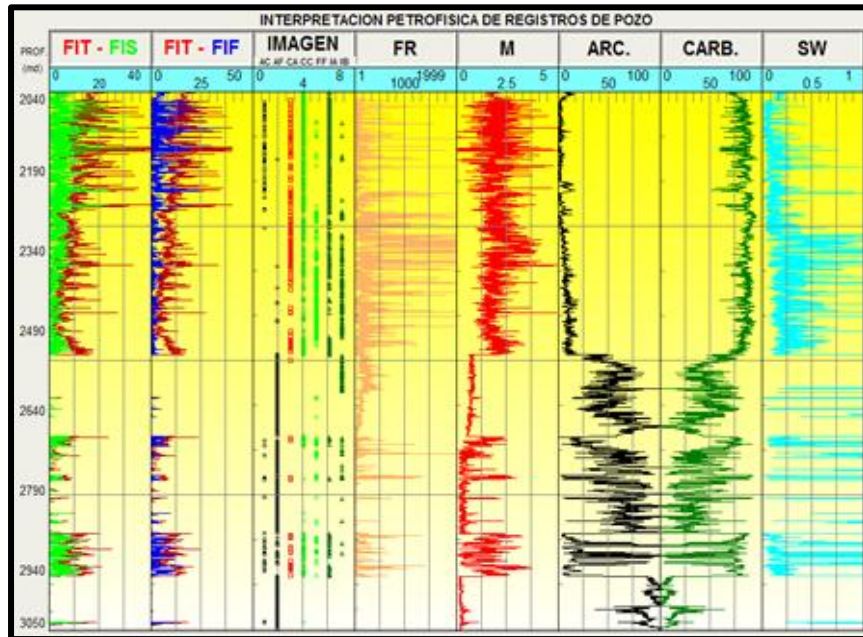


FIG. 5.3 DIAGRAMA AMARILLO

El Diagrama Amarillo puede ser interpretado como el despliegue vertical de parámetros petrofísicos, en función de la profundidad, y muestra en sus ocho columnas, quince variables petrofísicas desglosadas en dieciséis curvas continuas (ya que la porosidad total aparece en dos columnas), con sus respectivas escalas, distintos códigos de color y datos de profundidad uniformizados.

El primer carril exhibe el comportamiento de la porosidad total y secundaria, a través de este se puede visualizar el predominio de zonas características de porosidad secundaria sobre las regiones de porosidad primaria.

El carril dos ilustra la comparación de porosidades total y de flujo, dos parámetros que ayudara a tener una mejor idea de los mejores intervalos a producir.

El carril tres, identificado como IMAGEN (describe los siete diferentes sistemas poroso-permeables:

1. AC Cavernas con presencia de arcilla (color negro),
2. AF Fracturas con arcilla (color negro),
3. CA Cavernas aisladas (color rojo),
4. CC Cavernas comunicadas (color verde claro),
5. FF Fracturas o Fisuras sin arcilla (color verde claro),
6. IA Interpartículas de valores altos (matriz con oquedades grandes) color verde fuerte e,
7. IB Interpartículas de valores bajos (matriz con oquedades pequeñas) color verde fuerte.



Esta información es sumamente valiosa pues representa el equivalente Petrofísico del Registro de Imagen FMI.

Los carriles 4 y 5 presentan valores variables factor de resistividad F_R , así como, del exponente de entrampamiento m respectivamente.

Los carriles 6 y 7 ilustran la variación general de la litología en arcillas y carbonatos, sin distinguir explícitamente en caliza y dolomía u otro tipo de roca existente.

Finalmente, el carril 8 exhibe el comportamiento del índice de saturación de agua total, S_w .

5.9 Láminas Estadísticas

Las láminas estadísticas muestran, el comportamiento de los espesores ponderados IFV: Interpartículas, Vugular y de Fracturas, así como, sus Índices de Hidrocarburos ponderados IFV correspondientes al Total de datos o Intervalo total analizado, derivados del análisis de los registros geofísicos de pozos.

Cada lámina está integrada por tres gráficas estadísticas: dos histogramas y una gráfica circular o “de pastel”.

En el primer histograma se presentan los espesores: Total, Matriz-Poros y Neto poroso, así como, la relación del espesor neto entre espesor total. El espesor total comprende el del total de la roca más el de poros permeables e impermeables. El espesor Matriz Poros, abarca el del total de roca más el de poros permeables. Mientras que el espesor Neto Poroso, como su nombre lo indica, incluye únicamente el espesor de los poros intercomunicados.

Por su parte, su segundo histograma muestra los espesores: Neto poroso y Netos porosos por tipo de sistema, así como, la relación del espesor neto poroso entre espesor neto total. Este gráfico tiene como finalidad desglosar la distribución y proporción numérica en que coexisten cada uno de los espesores netos componentes, por tipo de porosidad, que conforman el espesor neto poroso analizado.

Finalmente, el gráfico circular o “de pastel” muestra la distribución y proporción numérica de los parámetros anteriores ilustrando los porcentajes de los espesores netos porosos: Interpartículas, Vugular y de Fracturas (IFV).

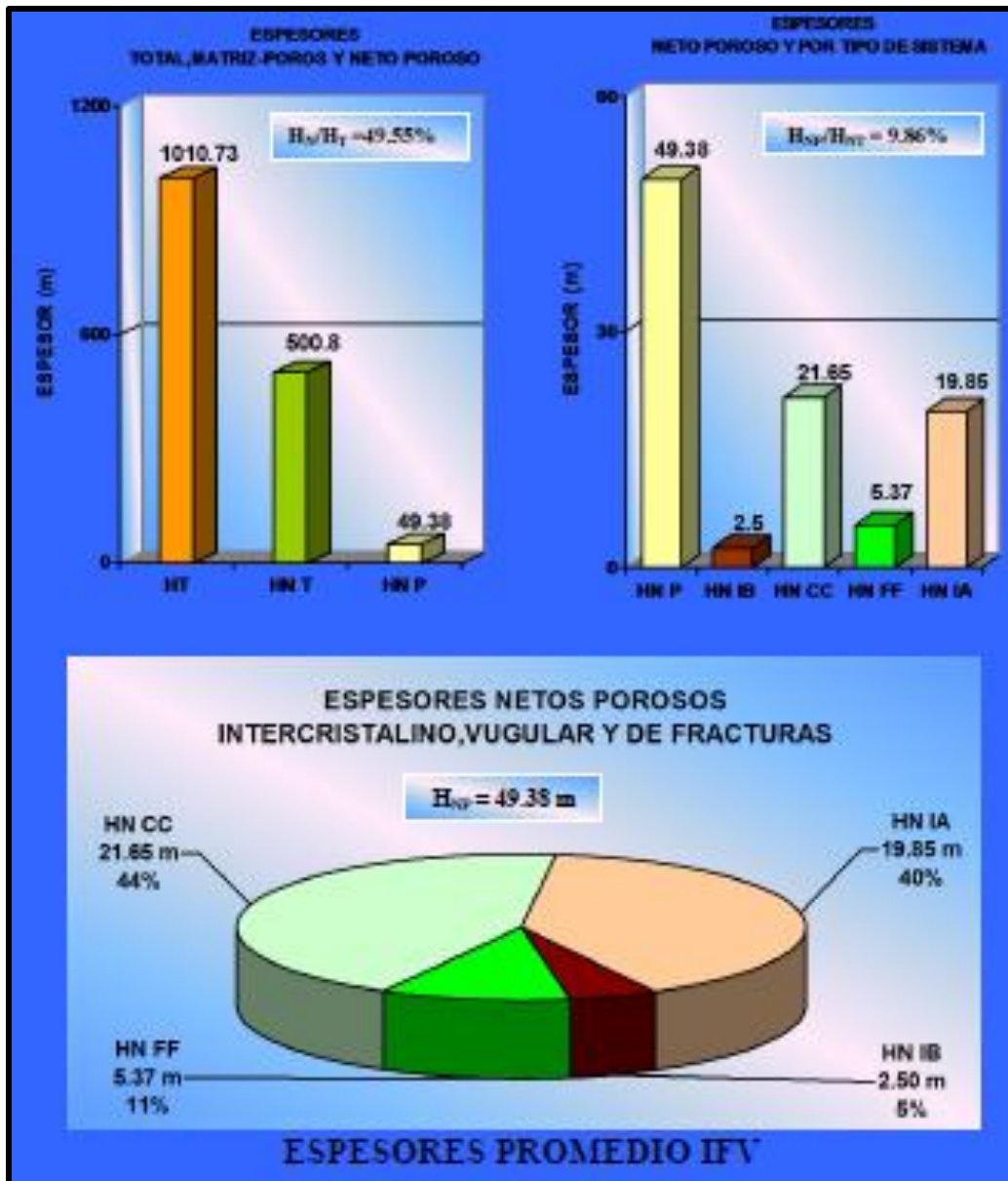


FIG. 5.4 LÁMINAS ESTADÍSTICAS

5.10 Listado General de Resultados

El procesamiento de datos, a través de la innovación tecnológica propuesta, condujo a la descripción petrofísica solicitada, tomando como punto de partida, la evaluación, intervalo por intervalo, de las principales variables de cada pozo, entre las que se pueden citar las siguientes: factor de Resistividad, porosidades: total, primaria, secundaria y de flujo, coeficiente de partición, conectividad, exponente de entrapamiento y tipo de sistema poroso, **que conlleva, en forma natural, al registro de imagen petrofísica, así como, índice de conductividad eléctrica**, entre otros (Ver listado 5.1).

Los valores de estos parámetros, ponderados a cada uno de los estratos analizados por pozo, se presentan en el **Listado 5.1** denominado **reporte resumen**, el cual está constituido por siete grandes secciones, a saber:

1. **Datos generales,**

2. **Valores de corte,**

3. **Espesores e índices de hidrocarburos,**

valores ponderados resultantes de:

4. **Porosidades**

5. **Parámetros litológico-petrofísicos**, así como, la frecuencia con la que se manifiestan los diferentes tipos de sistemas:

6. **Porosos**

7. **Permeables.**

Con la idea de que este **reporte de valores ponderados**, proporcionara una descripción más apegada a la realidad física de cada estrato estudiado, se llevaron a cabo:

Cinco innovaciones petrofísicas que consistieron en:

- 1) Incluir el concepto de *Conectividad*,
- 2) Calcular el porcentaje de porosidad de flujo respecto de la porosidad total,
- 3) Determinar los *espesores: total y neto*, así como, el cociente del *espesor neto entre espesor total*,
- 4) Evaluar el índice de hidrocarburos
- 5) Reportar los valores ponderados de cada variable petrofísica y litológica, para su **tercera, cuarta y quinta sección, en los tres casos siguientes:**

- A. *General o Global,*
- B. *Considerando sólo los vógelos y*
- C. *Tomando en cuenta sólo las fracturas.* (Ver Listado 7.1):

Es importante mencionar que al final de este Reporte (Apéndice D) se presentan los resultados preliminares de los 26 pozos estudiados, integrados, respectivamente por:

- 1 gráfica de abanico
- 2 diagramas de parámetros petrofísicos y
- 1 reporte de valores ponderados.

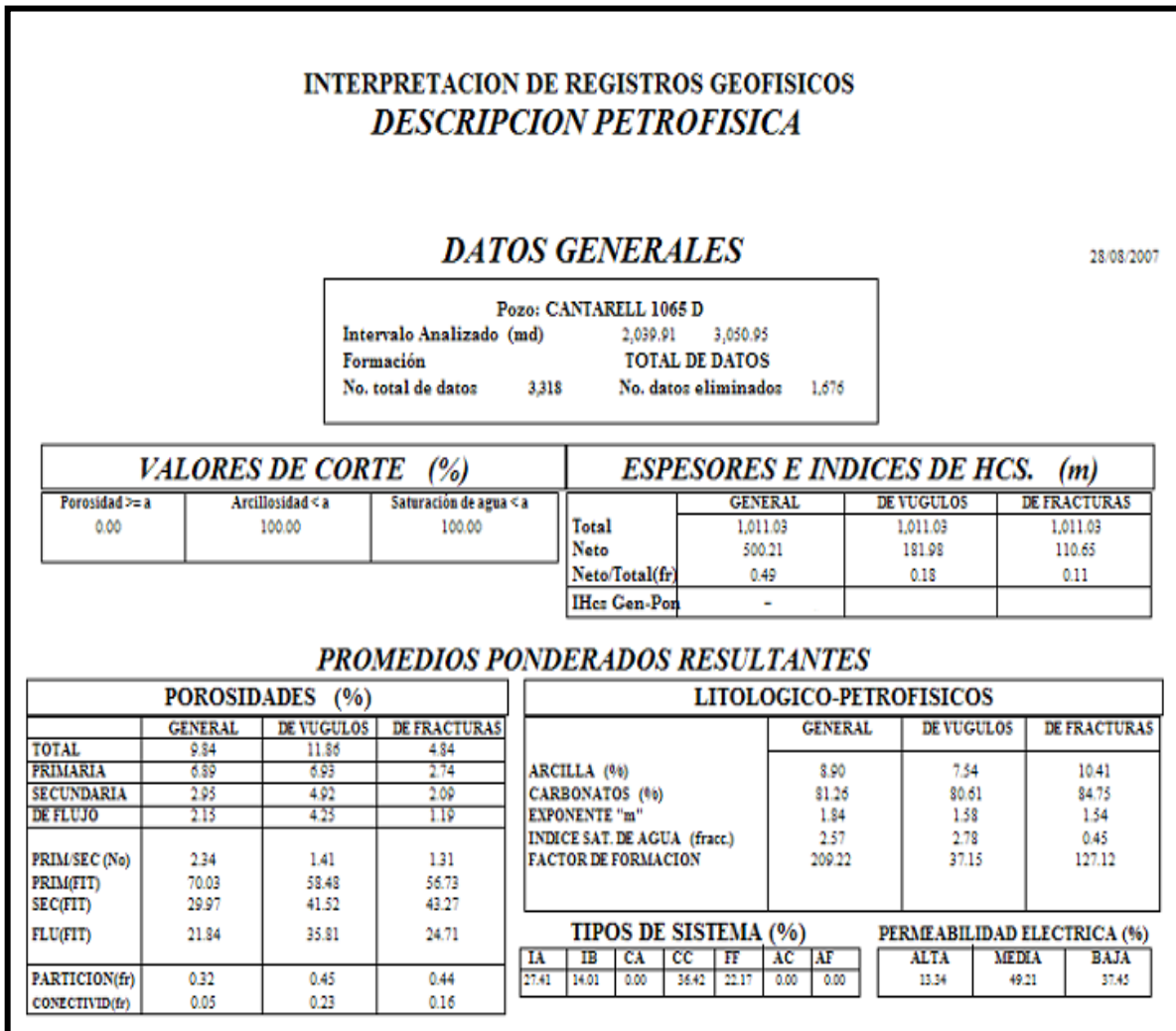


FIG. 5.5 LISTADO DE RESULTADOS

5.11 Interfase Electrónica Dirigida a la Simulación Numérica

Los resultados promedio, derivados del procesamiento de la Innovación Tecnológica IFV, integran la llamada interface electrónica, la cual conforma una de las bases más sólidas de la Simulación Numérica de los yacimientos, por la ventaja que representa el manejo de valores verídicos inferidos (intervalo por intervalo) de la conjunción de datos e interpretación petrofísica de todos los registros geofísicos de cada pozo. Primordialmente los relacionados con el comportamiento de la porosidad secundaria de los pozos estudiados. Es conveniente aclarar que el número de parámetros, relacionado con la partición de la porosidad (fracturas y vugulos), que pueden reportarse varía de 9 hasta 36, sólo dependiendo de lo que el cliente solicite.

Φ_1	Φ_2	$V_{Dolomia}$	V_{Caliza}	V_{Silice}	V_{Lutita}	m	Φ_{flujo}	$\Phi_{entram.}$	SW	S_{hcs}	τ_1	COPAR	IK
0.0599		0.1451	0.4783	0.3168		1.5390	0.0131	0.0468	0.1109	0.8891	456.0722	0	4.4812
0.0634		0.0512	0.6676	0.2178		1.4037	0.0208	0.0426	0.0878	0.9122	304.4816	0	8.0248
0.0693		0.0809	0.6131	0.2367		1.2243	0.0381	0.0312	0.0638	0.9362	181.9885	0	17.7294
0.0716		0.0924	0.6287	0.2073		1.2577	0.0363	0.0353	0.0648	0.9352	197.2747	0	18.1610
0.0700		0.1888	0.2530	0.4882		1.3432	0.0281	0.0419	0.0734	0.9266	249.1013	0	13.3963
0.0982		0.2934	0.0485	0.5598		1.6712	0.0207	0.0775	0.0864	0.9136	474.6698	0	20.6483
0.1427		0.0464	0.4895	0.3214		2.0753	0.0176	0.1251	0.0959	0.9041	811.3567	0	41.0022
0.1496	0.0131		0.1757	0.6615		2.0997	0.0221	0.1406	0.0879	0.9121	736.295	0.09494	70.2512
0.1259	0.0238		0.0578	0.7925		1.9790	0.0233	0.1264	0.0891	0.9109	641.8561	0.181745	60.8110
0.1237	0.0244		0.0626	0.7893		1.8451	0.0295	0.1186	0.0827	0.9173	502.2803	0.188245	74.9423
0.1465	0.0226		0.0238	0.8071		1.9972	0.0287	0.1403	0.0880	0.9120	588.5621	0.156421	99.9804
0.1479	0.0163		0.0872	0.7486		1.9099	0.0317	0.1325	0.0870	0.9130	517.5536	0.116303	102.9890
0.1439	0.0141		0.0948	0.7472		1.7340	0.0408	0.1172	0.0778	0.9222	387.3373	0.104376	120.9370
0.1362	0.0149		0.0532	0.7956		1.8239	0.0319	0.1193	0.0879	0.9121	474.3167	0.114121	84.9747

FIG. 5.6 ALGUNOS PARAMETROS DE LA INTERFASE ELECTRONICA DADA CON TECNOLOGÍA IFV.

6. Acerca de las Relaciones $F_R(\Phi)$ e $I_R(S_w)$

6.1 Relaciones $F_R(\Phi)$ de Rocas con una y dos Porosidades

Porosidad Primaria

Una muestra de roca que manifiesta únicamente porosidad interpartícula (porosidad primaria), puede considerarse como un sistema continuo cuyas propiedades petrofísicas manifiestan variaciones suaves. Resulta claro que este sistema, constituido por roca matriz, poros primarios y agua, implica dos fases de conducción y, en consecuencia, satisface la siguiente condición:

$$\Phi = \Phi_1 = \Phi_{1w} \quad (6.1)$$

donde,

Φ = porosidad total

Φ_{1w} = porosidad primaria ocupada por agua.

Una medida de su complejidad geométrica interna puede obtenerse a través de los valores representativos del factor de resistividad, F_R (Ecuación 4.17)

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

En 1982, Pérez-Rosales estableció la relación general existente ϕ y F_R para sistemas dieléctricos que presentan dos fases de conducción (roca matriz con un solo tipo de porosidad, saturada con agua. Dicha expresión posee la siguiente forma:

$$F_R = 1 + G(\Phi^{-m} - 1) \quad (6.2)$$

de donde m y G son dos parámetros que dependen de la geometría interna de los medios porosos.

Porosidad Secundaria

Si mediante procedimientos adecuados (naturales o artificiales) se generan, en la roca bajo estudio, oquedades adicionales a las de tipo primario (interpartícula o intergranular), entonces, se estará ante un nuevo sistema en el que coexistirán dos tipos de porosidad. Esta transformación origina que la estructura general de la roca se vea alterada y, en consecuencia, que sus propiedades petrofísicas manifiesten fuertes variaciones.



En otras palabras, la presencia de fracturas o cavernas en el seno de un sistema “continuo” roca-matriz trae, como consecuencia, cambios radicales inherentes, tanto en su fenomenología como en su morfología.

Dada la adición de porosidad secundaria (fracturas o vugulos) en el la porosidad total esta puede ser expresada de la siguiente manera

$$\emptyset = \emptyset_1 + \emptyset_2 - \emptyset_1\emptyset_2 \quad (6.3)$$

De donde

\emptyset = porosidad total

\emptyset_1 = porosidad primaria

\emptyset_2 = porosidad secundaria (de fractura o vugular)

Aunque la presencia de porosidad secundaria, implique variaciones más fuertes en las propiedades petrofísicas de un sistema poroso, este al estar saturado con agua, es de inferirse nuevamente de forma inmediata al F_R .

Resultando claro nuevamente que para un sistema constituido por roca matriz, poros primarios, poros secundarios y agua, implica al igual que para el caso de una porosidad dos fases de conducción por lo que;

$$\emptyset_w = \emptyset_{1w} + \emptyset_{2w} - \emptyset_{1w}\emptyset_{2w} \quad (6.4)$$

Donde

\emptyset_w = porosidad total ocupada por agua

\emptyset_{1w} = porosidad primaria ocupada por agua

\emptyset_{2w} = porosidad secundaria (de fractura o vugular) ocupada por agua

Con las consideraciones planteadas por Pérez-Rosales en el caso de una sola porosidad se puede establecer la siguiente relación del F_R ahora para el caso de dos porosidades independientemente de si sean fracturas o vugulos.

$$F_R = 1 + G[(\emptyset_1 + \emptyset_2 - \emptyset_1\emptyset_2)^{-m} - 1] \quad (6.5)$$

de donde m y G son dos parámetros que dependen de la geometría interna de los medios porosos.

6.2 Modelo 3P Generalizado de Maxwell: Matriz, Fractura, Vúgulos

Como punto de partida, se propone el siguiente modelo de triple porosidad, Fig. 5.6

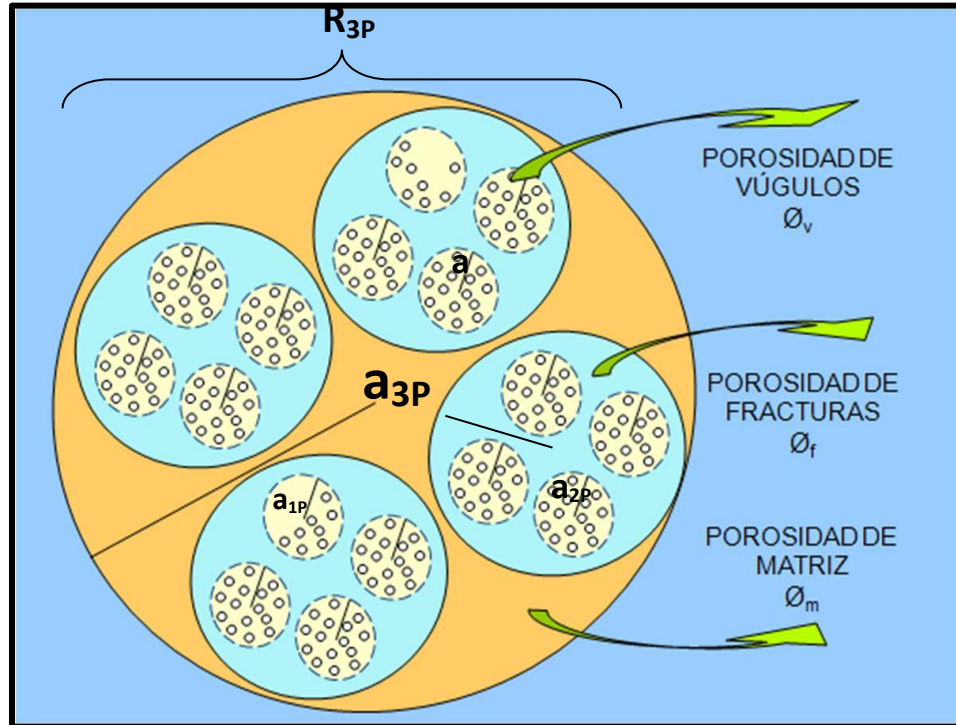


FIG. 5.6 MODELO DE MAXWELL

Este sistema consiste de un conjunto de T Modelos 2P Modificados de Maxwell de radio a_{2P} , resistividad R_{2P} , sumergidos en un electrolito. Se asume que están contenidos dentro de una gran esfera de radio a_{3P} , de una resistividad equivalente, R_{3P} , que no existe interferencia entre ellos y en el cual:

1. El espacio entre las esferas de radio, a , es la porción de porosidad secundaria debida a **vúgulos**,
2. El espacio entre las esferas de radio, a_{1P} , representa la fracción de porosidad secundaria debida a **fracturas** y,
3. El espacio entre las esferas de radio a_{2P} , corresponde a la porosidad **de matriz, primaria o Interpartículas**.

6.3 Factores de Resistividad de Rocas de Triple Porosidad, IFV

Una idea de la complejidad geométrica interna de un sistema que presenta la triple porosidad, IFV (intergranular, fracturado, vugular) puede obtenerse, al igual que en un sistema de una o dos porosidades, a través de los valores del mismo concepto de factor de resistividad, F_R .

Es importante aclarar, en este punto que contrario a lo que algunos investigadores establecen, el concepto de factor de resistividad, tal y como ha sido definido, es aplicable tanto a sistemas porosos intergranulares como a medios porosos fracturados vugulares (de triple porosidad). Este hecho se debe a que la definición de F_R no pone restricciones sobre el tipo de porosidad que debe o no, estar presente en un sistema almacenante bajo estudio.

Resultados de laboratorio y campo demuestran que, no existe una ley que permita establecer una diferenciación precisa entre los valores de F_R representativos de sistemas intergranulares y de sistemas fracturados vugulares.

Los valores F_R obtenidos para uno u otro sistema dependerán de la combinación de valores que tomen las diferentes propiedades petrofísicas del sistema poroso analizado.

En otras palabras, esto quiere decir que no es posible llegar a establecer una regla práctica que permita, a partir de los valores de F_R , caracterizar completamente sistemas porosos complejos como las rocas naturales que constituyen los yacimientos de México.

6.4 Relación General F_R (ϕ_m , ϕ_{fr} , ϕ_v)

Para poder evaluar factores de resistividad de sistemas de triple porosidad (matriz, fracturas y vugulos), Mendoza-Romero a partir del nuevo modelo idealizado 3P de Maxwell y de un desarrollo analítico, fundamentado en las ideas originales de este autor y en la teoría de Pérez-Rosales, fue posible llegar a establecer una relación generalizada entre el F_R , ϕ_m , ϕ_{fr} y ϕ_v .

Esta relación presenta la siguiente forma:

$$F_R = 1 + G \left[(\phi_m + \phi_{fr} + \phi_v - \phi_m \phi_{fr} - \phi_m \phi_v - \phi_{fr} \phi_v - \phi_m \phi_{fr} \phi_v)^{-m} - 1 \right] \quad (6.6)$$



6.5 Acerca de la Relación $I_R(S_w)$

La literatura existente respecto al tema de la conducción eléctrica a través de medios porosos revela que diversos investigadores han considerado el problema de encontrar un modelo matemático general para el índice de resistividad, I_R , en términos del índice de saturación de agua, S_w (Amyx, 1960, Parhomenko, 1967, Porter y Pickett, 1969, Aguilera, 1980).

Archie (1942) fue el primero en establecer empíricamente la relación entre los factores mencionados, a partir de una serie de observaciones de laboratorio y campo. Esta relación es conocida como segunda ley de Archie y presenta la forma:

$$I_R = S_w^{-n} \quad (6.7)$$

donde n es el llamado exponente de saturación.

A partir de la publicación de este primer trabajo, diversos autores (Amyx, 1960, Parhomenko, 1967, Porter y Pickett, 1969, Aguilera, 1980) fundamentándose en análisis estadísticos de datos de laboratorio o bien, en modelos físicos como las resistencias eléctricas, concluyeron que la expresión 2.1, es básicamente incorrecta, y propusieron la denominada: ecuación generalizada de Archie, a saber:

$$I_R = C S_w^{-n} \quad (6.8)$$

donde $C \neq 1$ y n son constantes.

Sin embargo, esta relación de uso frecuente, no toma en cuenta la presencia de porosidad secundaria (fracturas y/o vugulos) ni tampoco satisface la condición física que exige que: $I_R = 1$ cuando $S_w = 1$.

Es importante resaltar, que ésta doble condicional surge al combinar la definición de: I_R con la Ec. 2.1 y estrictamente, asegura la no alteración o no adulteración de las propias definiciones de I_R y S_w por lo que conforma el mejor control de calidad para auditar cualquier expresión $I_R(S_w)$ propuesta.

6.6 Ecuación de Archie

Archie fue un científico que postuló dos leyes para determinar la resistividad de medios porosos. Sus investigaciones tuvieron como propósito el relacionar la resistividad de las formaciones con la porosidad y el índice de saturación de agua.

Es entonces que en 1942, en su artículo “The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining some Reservoir Characteristics” establece la denominada primera ecuación de Archie, la cual es muy utilizada en la actualidad.

Archie, demostró mediante el estudio de núcleos, que el factor de resistividad, F_R , la resistividad del agua, R_W , y la resistividad de la roca saturada de agua R_O , se encuentran relacionadas por la siguiente relación (Ecuación 4.17) .

$$F_R = \frac{R_O}{R_W}$$

Durante dicha experimentación, Archie se percató de que mientras mayor sea la porosidad de la formación, (\emptyset), menor será la resistividad de la misma (R_O) y que por lo tanto el factor de resistividad, F_R , está inversamente relacionado a la porosidad. Arraigado en dicha observación, Archie propone la siguiente ecuación, primera ley de Archie, que relaciona a la porosidad y el factor de resistividad (F_R).

$$F_R = \frac{1}{\emptyset^{-m}} \quad (6.9)$$

De donde

m = Exponente de entrapamiento

Archie describió que un valor de 2 en el exponente de entrapamiento para la caracterización de arenas arrojan resultados muy congruentes.

Es de resaltar que esta primera ecuación planteada cumple con el principio físico que exige que el $F_R = 1$ cuando $\emptyset = 1$, es decir.

$$F_R = \frac{1}{1^{-2}} = 1$$



La relación anterior fué planteada para el caso en el que las rocas estuvieran saturadas de agua. Sin embargo es bien sabido que los poros no siempre presentan esta condición, ya que pueden contener gas, o petróleo.

Cuando se tenga el caso de que la roca este parcialmente saturada de agua se ha de introducir el termino del índice de resistividad, (I_R), (Ecuacion 4.18).

$$I_R = \frac{R_T}{R_O}$$

De donde es facil observa que dicho índice presenta la relación de la resistividad de la roca parcialmente saturada de agua, (R_T), y la resistividad de la roca saturada con agua, (R_O).

Archie en 1942 presento que al índice de resistividad es posible relacionarlo mediante la siguiente ecuación.

$$I_R = S_w^{-n} \quad (6.10)$$

Donde n , resulta ser el exponente de saturación, previamente descrito en el apartado de conceptos basicos.

Donde nuevamente Archie propone el valor de 2 en el exponente de saturación para evaluar arenas y conseguir resultados congruentes.

Al igual que en el caso anterior esta segunda ecuacion de Archie cumple con el principio físico que describe que el $I_R = 1$ cuando $S_W=1$, es decir.

$$I_R = 1^{-2} = 1$$

6.7 Ecuación Generalizada de Archie

Muchos autores han tratado de generalizar las ecuaciones de Archie sin embargo, la mayoría de las ecuaciones obtenidas presentan la limitante de no cumplir con los principios físicos básicos.

En cuanto al Factor de resistividad, F_R , Willie concluyo mediante mediciones de laboratorio que la relacion debia generalizarse de la siguiente forma.

$$F_R = \frac{C}{\phi^{-m}} \quad (6.11)$$

Sin embargo, cabe resaltar que dicha generalizacion no cumple con la exigencia que dicta que $F_R = 1$ cuando $\phi = 1$ es decir

$$F_R = \frac{C}{1^{-2}} = C$$

Donde C es una constante que tomara valores característicos de la formación que se tenga bajo analisis.

Winsauer, encontró por ejemplo mediante mediciones en el laboratorio en 1952 que muchas areniscas pueden ser mejor caracterizadas mediante la siguiente relación.

$$F_R = \frac{0.62}{\phi^{-2.15}} \quad (6.12)$$

Nuevamente es posible ver que dicha relación no respeta el principio físico básico, ya que

$$F_R = \frac{0.62}{1^{-2.15}} = 0.62$$

Mendoza Romero mediante varios estudios y trabajos a propuesto una relación que generaliza de forma correcta el factor de resistividad, F_R , la cual toma la siguiente forma:

$$F_R = 1 + G(\phi^{-m} - 1) \quad (6.13)$$

Donde G es llamado coeficiente de tortuosidad

Es de resaltar que esta expresión que generalizada del factor de resistividad si cumple con el principio físico básico, es decir

$$F_R = 1 + G(1^{-m} - 1) = 1 + G(0) = 1$$



En lo que respecta al índice de resistividad, I_R , Winn y Amyx propusieron la siguiente relación generalizada:

$$I_R = CS_w^{-n} \quad (6.14)$$

La deducción de la relación anterior está dada en el apéndice A.

Cabe señalar que dicha generalización presenta a la constante C , misma que al igual en el factor de resistividad depende de las características del yacimiento a estudiar y que de la misma manera hace que no se cumpla con el principio físico que dicta que $I_R = 1$ cuando $S_w = 1$, es decir.

$$I_R = C1^{-n} = C \quad (6.15)$$

Hasta la fecha no se tiene registrada en la literatura indicios de una relación generalizada del índice de resistividad que respete la condición física básica previamente marcada.

Sin embargo esto ha dado pie a realizar la generalización de este parámetro petrofísico, pues este resulta ser de vital importancia al momento de caracterizar yacimientos de tipo fracturados vugulares, generalización que será exhibida en los siguientes apartados.

7. NUEVA RELACIÓN GENERAL I_R (S_w) PARA ROCAS FRACTURADAS VUGULARES

7.2 Deducción de una Nueva Expresión para Evaluar Índices de Resistividad De Rocas Fracturadas Vugulares

Cuando los poros de una roca están saturados con agua, entonces, una medida de su complejidad geométrica se obtiene a través del factor de resistividad (Ecuación 4.17) como:

$$F_R = \frac{R_O}{R_W}$$

y cuando los poros están parcialmente ocupados por agua, entonces, un indicador de la cantidad de hidrocarburos existente se logra mediante el índice de resistividad, I_R (Ecuación 4.18) como:

$$I_R = \frac{R_T}{R_O}$$

Al despejar R_O del Factor de Resistividad, F_R , se obtiene

$$R_O = F_R R_W \quad (7.1)$$

Sustituyendo la ecuación 7.1 en la relación del Índice de Resistividad I_R , se tiene que:

$$I_R = \frac{R_T}{F_R R_W} \quad (7.2)$$

Como los hidrocarburos tienen una resistividad muy alta en comparación con la del agua es claro que, cuando coexisten las dos fases de conducción (agua-hidrocarburos) dentro de los poros de la roca matriz, de las fracturas y/o de los vugulos, solamente las partes ocupadas por agua pueden conducir corriente eléctrica. Estas regiones conductoras se pueden expresar como:

$$\phi_{mw} = \phi_m S_w \quad (7.3)$$

$$\phi_{mw} = \phi_m S_w \quad (7.4)$$

$$\phi_{mw} = \phi_m S_w \quad (7.5)$$

Por otra parte, se ha demostrado que la relación general existente entre el factor de resistividad y las porosidades de matriz, de fracturas y de vugulos, está dada por:

$$F_R (\phi_m, \phi_{fr}, \phi_v) = 1 + G[(\phi_m + \phi_{fr} + \phi_v - \phi_m \phi_{fr} - \phi_m \phi_v - \phi_{fr} \phi_v - \phi_m \phi_{fr} \phi_v)^m - 1] \quad (7.6)$$



La ecuación 7.6 es representativa de los sistemas de triple porosidad saturados con agua.

Cuando el agua ocupa sólo parcialmente el espacio poroso, de acuerdo a las propiedades de Unificación, Adaptación y Superposición y a la propuesta de que la presencia de hidrocarburos en una roca matriz dieléctrica, puede considerarse como un incremento virtual de la roca. Entonces, se está ante un sistema físico cuyo espacio poroso se ve reducido por la presencia de los hidrocarburos. Siendo así, la expresión 7.6, en términos de las regiones conductoras, toma la siguiente forma:

$$F_{RW}(\phi_{mw}, \phi_{frw}, \phi_{vw}) = 1 + G [(\phi_{mw} + \phi_{frw} + \phi_{vw} - \phi_{mw}\phi_{frw} - \phi_{mw}\phi_{vw} - \phi_{frw}\phi_{vw} - \phi_{mw}\phi_{frw}\phi_{vw})^{-m} - 1] \quad (7.7)$$

O bien,

$$F_{RW}(\phi_m S_w, \phi_{fr} S_w, \phi_v S_w) = 1 + G [(\phi S_w - \phi_m S_w \phi_{fr} S_w - \phi_m S_w \phi_v S_w - \phi_{fr} S_w \phi_v S_w - (\phi_m \phi_{fr} \phi_v) S_w)^{-m} - 1] \quad (7.8)$$

donde $\phi S_w = (\phi_m + \phi_{fr} + \phi_v) S_w$ y F_{RW} es el factor de resistividad resultante de la nueva geometría interna que se genera por la presencia de los hidrocarburos, el cual queda expresado como:

$$F_{RW} = \frac{R_T}{R_W} \quad (7.9)$$

La transformación del valor R_O a R_T , queda plenamente justificada por lo antes expresado.

Igualando los segundos miembros de las ecuaciones 7.8 y 7.9, se encuentra que:

$$R_T = R_w \{ 1 + G [(\phi S_w - \phi_m S_w \phi_{fr} S_w - \phi_m S_w \phi_v S_w - \phi_{fr} S_w \phi_v S_w - (\phi_m \phi_{fr} \phi_v) S_w)^{-m} - 1] \} \quad (7.10)$$

Sustituyendo la expresión 7.10 en la ecuación 7.2, se llega a la siguiente relación:

$$I_R(\phi_m, \phi_{fr}, \phi_v, S_w, m, G) = \frac{1 + G [(\phi S_w - \phi_m S_w \phi_{fr} S_w - \phi_m S_w \phi_v S_w - \phi_{fr} S_w \phi_v S_w - (\phi_m \phi_{fr} \phi_v) S_w)^{-m} - 1]}{1 + G [(\phi - \phi_m \phi_{fr} - \phi_m \phi_v - \phi_{fr} \phi_v - \phi_m \phi_{fr} \phi_v)^{-m} - 1]} \quad (7.11)$$

La expresión 7.11 posee algunas propiedades que hacen interesante su uso.

Entre las características más importantes que son necesarios señalar están las siguientes:

- a) Posee una deducción teórica,
- b) Satisface la condición física que exige que $I_R = 1$ cuando $S_w = 1$, ya que:

$$I_R(\phi_m, \phi_{fr}, \phi_v, S_w = 1, m, G) = \frac{1 + G[(\phi(1) - \phi_m \phi_{fr}(1) - \phi_m \phi_v(1) - \phi_{fr} \phi_v(1) - (\phi_m \phi_{fr} \phi_v)(1))^{-m} - 1]}{1 + G[(\phi - \phi_m \phi_{fr} - \phi_m \phi_v - \phi_{fr} \phi_v - \phi_m \phi_{fr} \phi_v)^{-m} - 1]} = 1$$

- c) Se reduce a las expresiones generales $I_R(\phi_m, \phi_{fr}, \phi_v, S_w, m, G)$, aplicable a sistemas de doble porosidad, Esto es, si por ejemplo $\phi_v = 0$, entonces solo coexisten ϕ_m y ϕ_{fr} :

$$I_R(\phi_m, \phi_{fr}, S_w, m, G) = \frac{1 + G[(\phi_m S_w + \phi_{fr} S_w - \phi_m S_w \phi_{fr} S_w)^{-m} - 1]}{1 + G[(\phi_m + \phi_{fr} - \phi_m \phi_{fr})^{-m} - 1]}$$

El análisis para el caso en el que $\phi_{fr} = 0$ implica que solo coexistan ϕ_m y ϕ_v , por lo que la expresión que se obtiene es similar a la anterior, con la diferencia de que ϕ_{fr} se sustituye por ϕ_v .

- d) Si $G = 1$ y $\phi_{fr} = \phi_v = 0$, entonces, toma la forma de la relación experimental de Archie.

$$I_R(\phi_m, S_w, m, G) = \frac{1 + G[(\phi_m S_w)^{-m} - 1]}{1 + G[\phi_m^{-m} - 1]} = \frac{G(\phi_m S_w)^{-m}}{G\phi_m^{-m}} = S_w^{-m}$$

Despejando S_w de la relación 7.11 y expresando el índice de resistividad en función de R_T y R_w , se obtiene la siguiente ecuación:

$$S_w = \left[\frac{R_t/R_w + G - 1}{G} \right]^{-1/m} \frac{1}{\phi} \quad (7.12)$$

donde, $\phi = \phi_m + \phi_{fr} + \phi_v + \phi_m \phi_{fr} + \phi_m \phi_v + \phi_{fr} \phi_v + \phi_m \phi_{fr} \phi_v$, además, m y G son parámetros que dependerán de la "nueva" geometría interna generada por la presencia de los hidrocarburos y la existencia de porosidad secundaria, por lo que, manifestarán valores numéricos distintos a las parejas iniciales (m, G), representativas de sistemas que exhiben un sólo tipo de porosidad y que, además, están saturados con agua únicamente.

8. APLICACIONES A CASOS PRÁCTICOS DE CAMPO

Para la aplicación práctica de la nueva relación aquí planteada, es necesario recurrir al procesamiento de una Tecnología previa (Mendoza-Romero et al, 2011 y Mendoza-Romero et al, 2015) orientada a mejorar y simplificar la recuperación de hidrocarburos, cuyos módulos de análisis se muestran en el siguiente diagrama (Figura 8.1), el cual conforma la metodología de análisis de este trabajo.

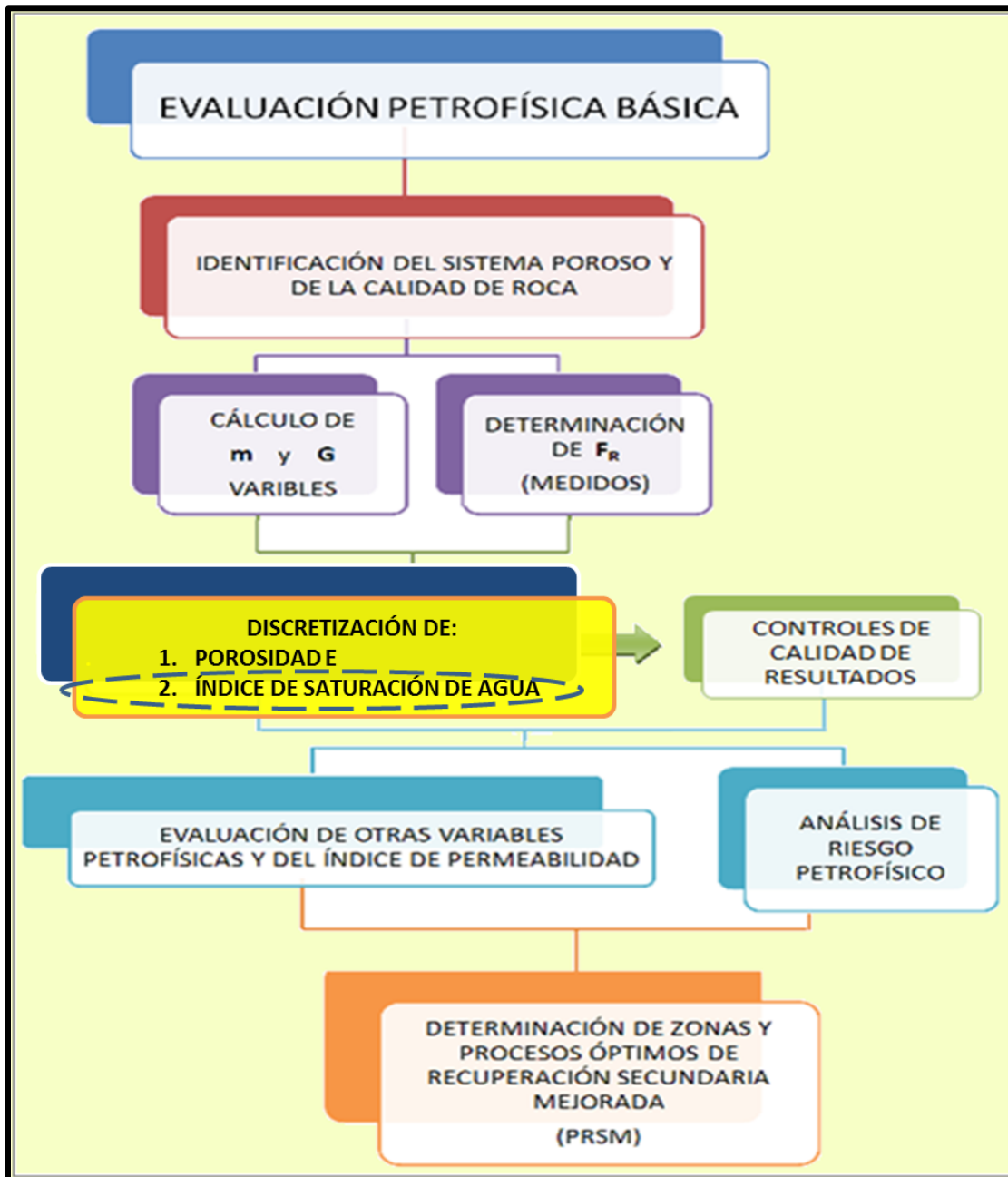


Fig. 8.1 Módulos que conforman el proceso de caracterización petrofísica avanzada de la tecnología IFV



Del Activo Integral Ku-Maloob-Zaap descrito en el capítulo, CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DEL ÁREA A ESTUDIAR, se seleccionaron dos casos de campo, a saber los pozos KUMAZA 1 y KUMAZA 2, que a pesar de ser del mismo activo presentan diferentes características.

De donde Primeramente se procesaron con la Tecnología IFV, los registros geofísicos de los pozos correspondientes para obtener e ilustrar el conjunto de resultados preliminares, que se requieren como antecedente de la aplicación de la nueva expresión $I_R(S_W)$ aquí propuesta.

Para posteriormente en la sección de ANÁLISIS DE RESULTADOS, mostrar los diferentes productos resultantes, incluyendo los resultados de la discretización del índice de saturación, y por ende de los índices de hidrocarburos, así como, su análisis interpretativo

9. ANÁLISIS DE RESULTADOS

✚ KUMAZA 1

Como se indicó en la sección anterior una vez que concluyó el procesamiento de registros geofísicos con la tecnología IFV. Dando como resultado la obtención de su petrofísica básica (volúmenes de minerales, porosidades e índice de saturación de agua sin discretizar) a través de técnicas de uso común se genera su grafica de abanico (Figura 9.1), que nos ilustra una visión en planta, de todo el intervalo bajo estudio (2040-3050 m)

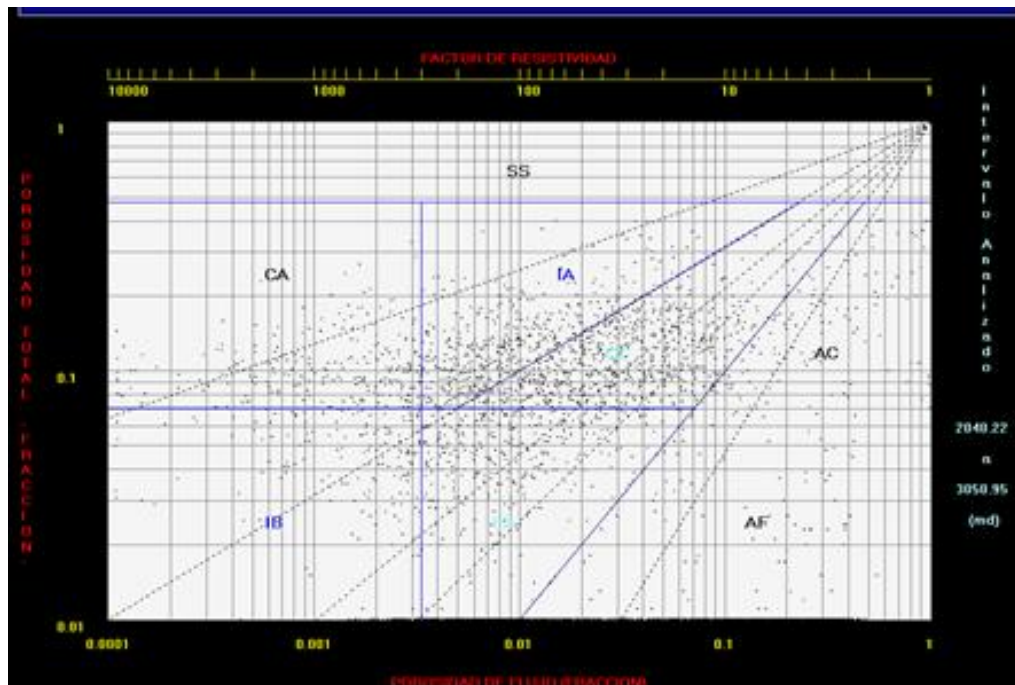


FIG. 9.1 GRAFICA DE ABANICO DEL POZO KUMAZA 1

Gracias a este grafico es posible observar una marcada dispersión de puntos que cubre, con mayor intensidad, las 7 zonas porosas, (AC, AF, CA, CC, FF, IA, IB descritos en la sección 5.8) reflejando la coexistencia de diferentes tipos de poros y, por tanto, una alta heterogeneidad o variación de sus propiedades físicas, lo que queda mejor comprendido con la siguiente herramienta de interpretación elaborada, como lo es el diagrama amarillo (Figura 9.2)

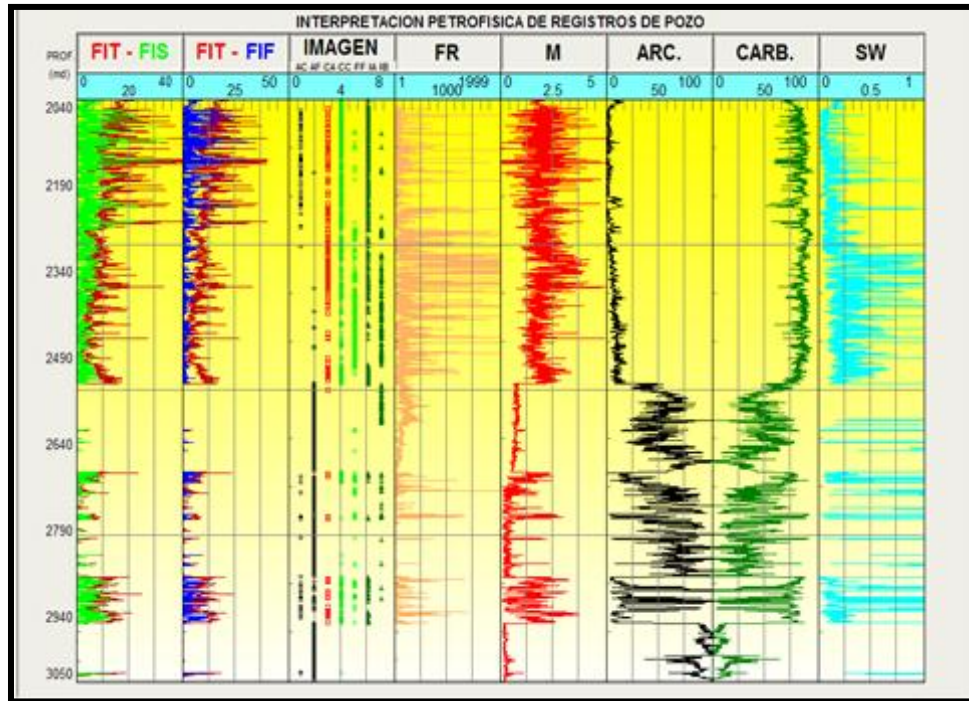


FIG. 9.1 DIAGRAMA AMARILLO DEL POZO KUMAZA 1

El primer carril (donde se exhibe el comportamiento de las porosidades total y secundaria), manifiesta un claro predominio de zonas características de porosidad secundaria sobre las regiones de porosidad primaria ya que las curvas de porosidad total (en color rojo) y de porosidad secundaria (en color verde) son casi similares, a lo largo de todo el intervalo.

El carril 2 (que ilustra la comparación de porosidades total y de flujo), identifica varios valores de porosidad de flujo por encima de los valores de porosidad total, lo que según el registro de IMAGEN PETROFÍSICA que aparece en el carril 3 corresponde a la presencia de vugulos que manifiestan arcilla (AC), cuya existencia se refleja en el mencionado comportamiento (aparentemente anómalo).

Los carriles 4 y 5 presentan diversos valores altos del factor de resistividad F_R (en general mayores de 300), así como, del exponente de entrampamiento m (cuyos valores son superiores a 2) que son característicos, según el registro de IMAGEN, (carril 3) de la existencia tanto de cavernas aisladas (CA) como de porosidad Intergranular-Intercristalina baja (IB).

Los carriles 6 y 7 ilustran la variación general de la litología en arcillas y carbonatos, sin distinguir explícitamente en Caliza y Dolomía u otro tipo de roca existente.

Finalmente, el carril 8 exhibe el comportamiento del índice de saturación de agua total, Sw .

Es interesante observar que aproximadamente a la profundidad de 2520 m. se detecta, de manera inmediata, una variación drástica en el comportamiento de

todas las curvas. Esta notoria modificación en todas las variables petrofísicas, se identifica con la entrada del Jurásico que según datos de Pemex- Exploración para este caso ocurre a 2500 m. Lo mismo pasa respecto al intervalo superior de 2040 a 2530 m, representativo del Cretácico.

Por último, al disponer de la evaluación de parámetros antes citados, es posible procesar la nueva relación propuesta y, de forma directa, obtener la discretización del índice de saturación de agua representativa de cada una de las componentes IFV: de matriz, de fracturas y vugular que estén presentes, profundidad a profundidad, en la compleja red almacenadora de cada uno de los pozos a estudiar. Asimismo, también es posible obtener la distribución de Isohidrocarburos IFV,

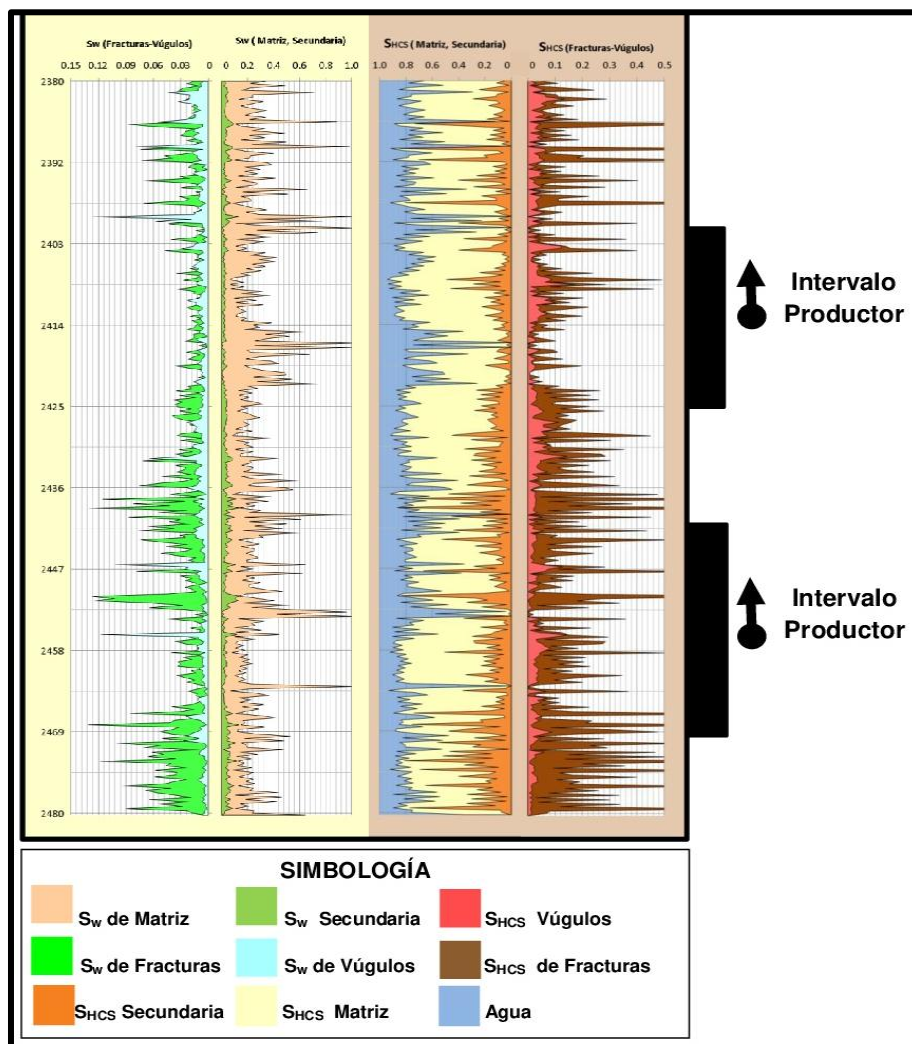


FIG. 9.3 DISCRETIZACIÓN DEL ÍNDICE DE SATURACIÓN E HIDROCARBUROS DEL POZO KUMAZA 1

La lámina estadística (Fig. 9.5) muestra, el comportamiento de los espesores ponderados IFV: Interpartículas, Vugular y de Fracturas,

Gracias a la discretización del índice de saturación de agua previamente mostrada puede generarse una nueva lámina estadística (Fig. 9.6) con los Índices de Hidrocarburos ponderados IFV correspondientes al Total de datos o Intervalo total analizado.

Ambas laminas expuestas se derivan del análisis de los registros geofísicos del pozo KUMAZA 1. Cada lámina está integrada por tres gráficas estadísticas: dos histogramas y una gráfica circular o “de pastel”.

La presentación de estos Índices se ha preparado de tal forma que cada barra estadística refleje, claramente, la proporción en que cada una de las porosidades está ocupada por agua e hidrocarburos.

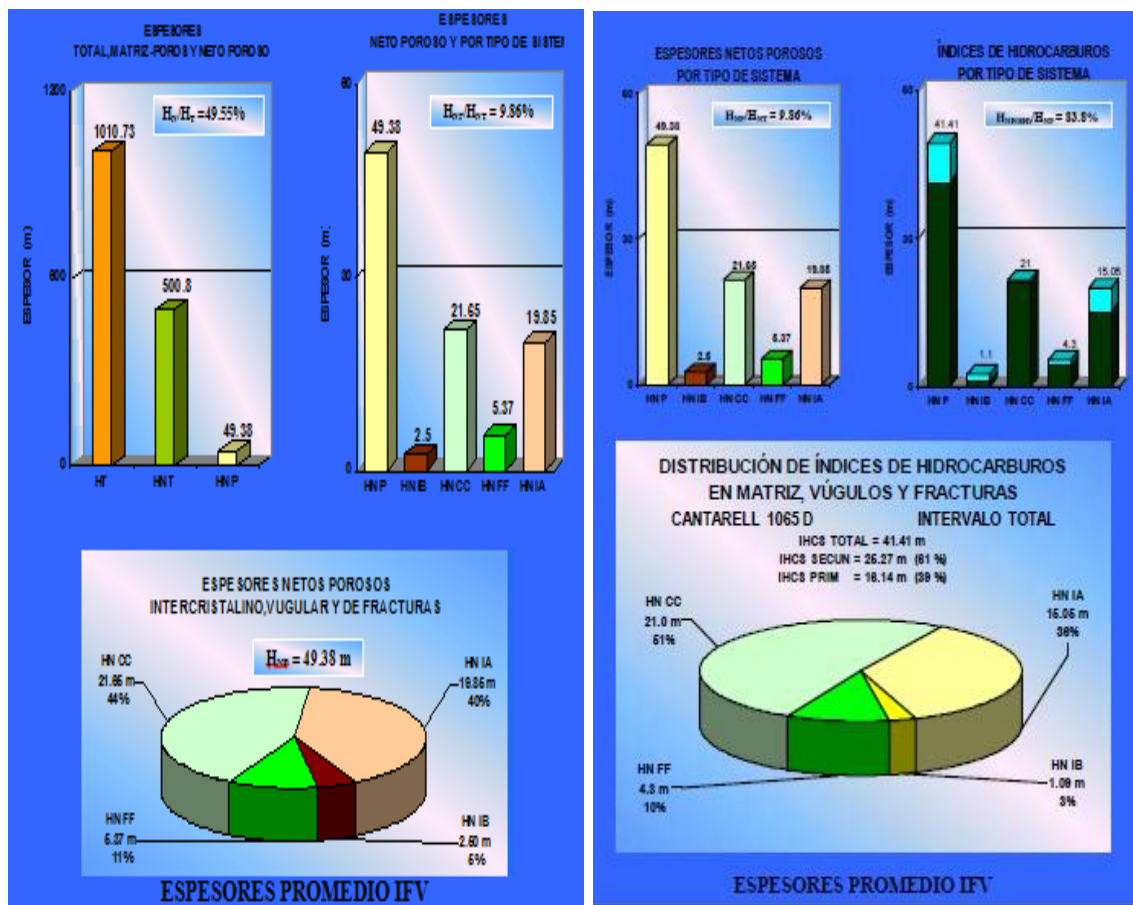


FIG. 9.4 DISTRIBUCIÓN DE ESPESORES PONDERADOS POR TIPO DE POROSIDAD (IZQ.) Y DISTRIBUCIÓN DE ISOHIDROCARBUROS CON LA MISMA PONDERACIÓN (DER.) KUMAZA 1

✚ KUMAZA 2

Al igual que para el pozo KUMAZA 1, una vez que concluyó el procesamiento de registros geofísicos con la tecnología IFv, dio como resultado la obtención de su petrofísica básica, generando así su grafica de abanico (Figura 9.7), que nos ilustra una visión en planta, de todo el intervalo bajo estudio (5820-5870 m)

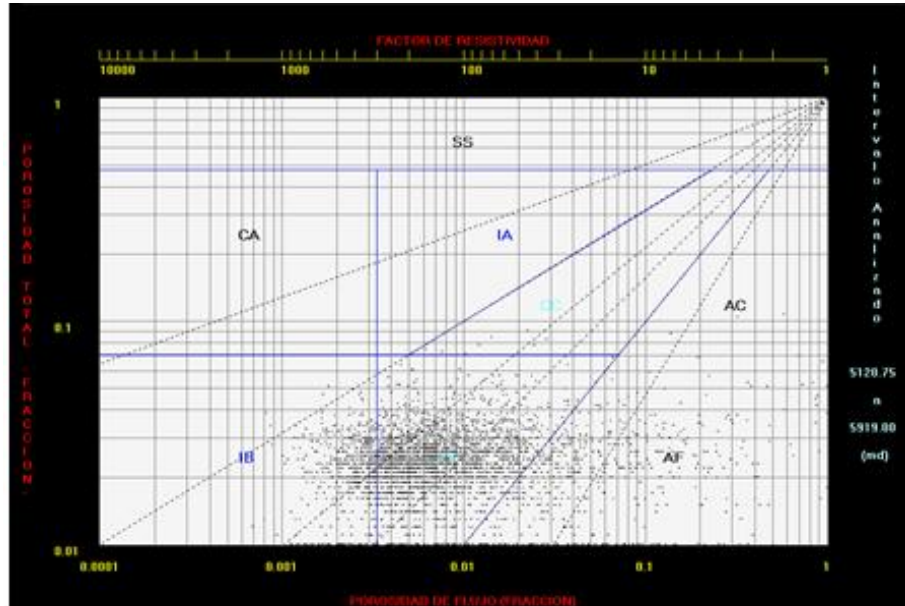


FIG. 9.5 GRAFICA DE ABANICO DEL POZO KUMAZA 2

Gracias a este grafico es posible observar una marcada dispersión de puntos que cubre, con mayor intensidad, la zona porosa FF (fracturas limpias), y menos intensidad pero con presencia en las zonas porosas AF, IB (Fracturas con arcilla y Porosidad de matriz de baja intensidad) lo que nos da una idea de heterogeneidad o variación de sus propiedades físicas, que presenta este pozo lo que queda mejor comprendido el diagrama amarillo correspondiente (Figura 9.8)

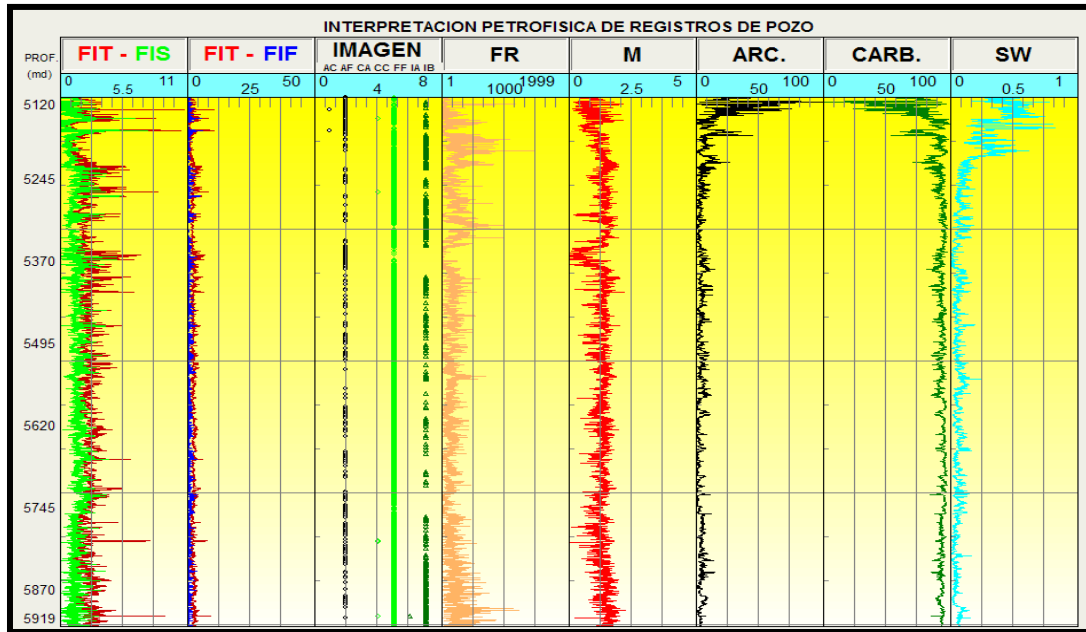


FIG. 9.6 DIAGRAMA AMARILLO DEL POZO KUMAZA 2

El primer carril, al igual que el caso anterior manifiesta un claro predominio de zonas características de porosidad secundaria sobre las regiones de porosidad primaria ya que las curvas de porosidad total (en color rojo) y de porosidad secundaria (en color verde) son casi similares, a lo largo de todo el intervalo.

El carril 2, identifica valores de porosidad de flujo similares a los valores de porosidad total, que coincide con lo mostrado con el registro de IMAGEN PETROFÍSICA que aparece en el carril 3 que corresponde a la presencia de fracturas limpias (FF)

Los carriles 4 y 5 presentan diversos valores altos del factor de resistividad F_R (en general menores de 1000), así como, del exponente de entrampamiento m (cuyos valores son menores a 2) que son característicos del sistema predominante de fracturas

Los carriles 6 y 7 ilustran la variación general de la litología en arcillas y carbonatos, sin distinguir explícitamente en Caliza y Dolomía u otro tipo de roca existente.

Finalmente, el carril 8 exhibe nuevamente el comportamiento del índice de saturación de agua total, Sw .

Por último, al disponer de la evaluación de parámetros antes citados, es posible procesar la nueva relación propuesta y, de forma directa, obtener la discretización del índice de saturación de agua representativa de cada una de las componentes IFV: de matriz, de fracturas y vugular que estén presentes, profundidad a profundidad, en la compleja red almacenadora de cada uno de los pozos a estudiar.

Como en principio, este pozo cumple con todas las condiciones que exige la técnica de Aguilera (1980) para su aplicación (un número de datos relativamente grande, coexisten zonas total y parcialmente saturadas con agua, etc.), se procedió a procesarlo también con dicha técnica estadística. Encontrándose, sin embargo, que los resultados generados de esta forma son menos representativos de los reportes de campo que los resultados obtenidos con la Ecuación , según se muestra en la Fig. 9.7

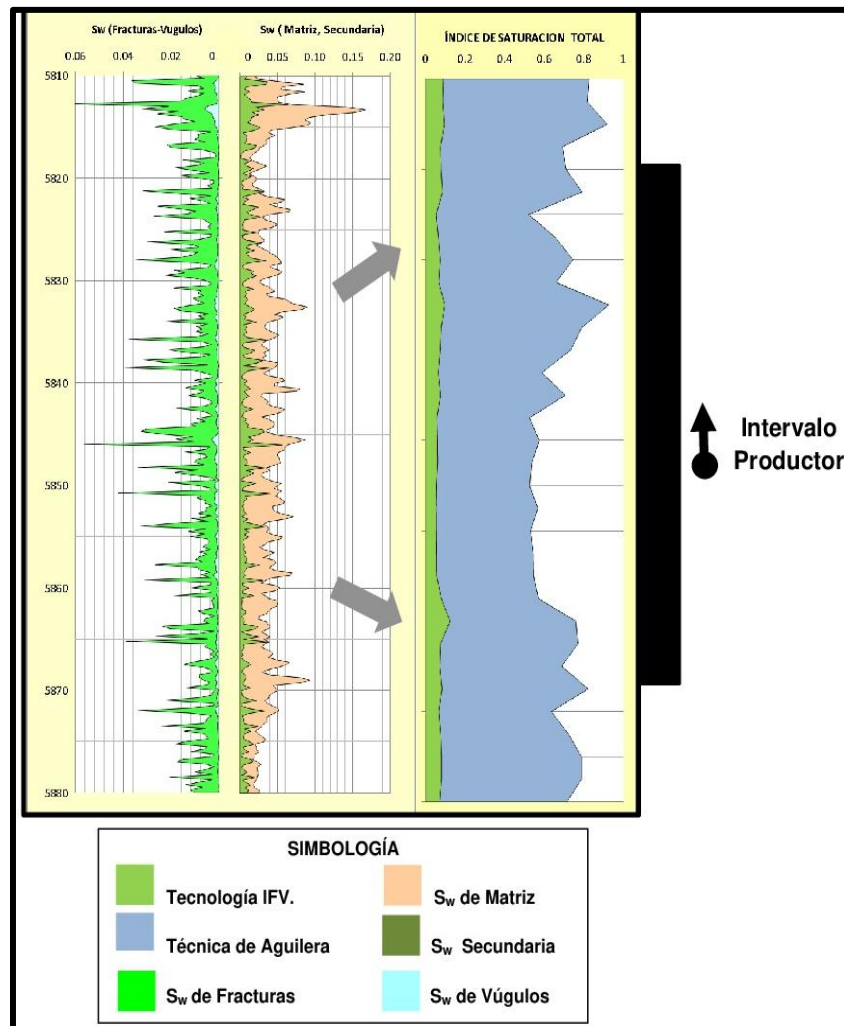


FIG. 9.7 GRAFICA DEL S_w Y COMPARACIÓN CON LA TÉCNICA DE AGUILERA DEL POZO KUMAZA 2

Se generan inmediatamente al igual que en el primer ejemplo de aplicación las láminas estadísticas correspondientes que muestran, respectivamente, el comportamiento de los espesores ponderados IFV, así como, sus Índices de Hidrocarburos ponderados IFV correspondientes al Total de datos o Intervalo total analizado, derivados del análisis de los registros geofísicos del pozo KUMAZA 2.

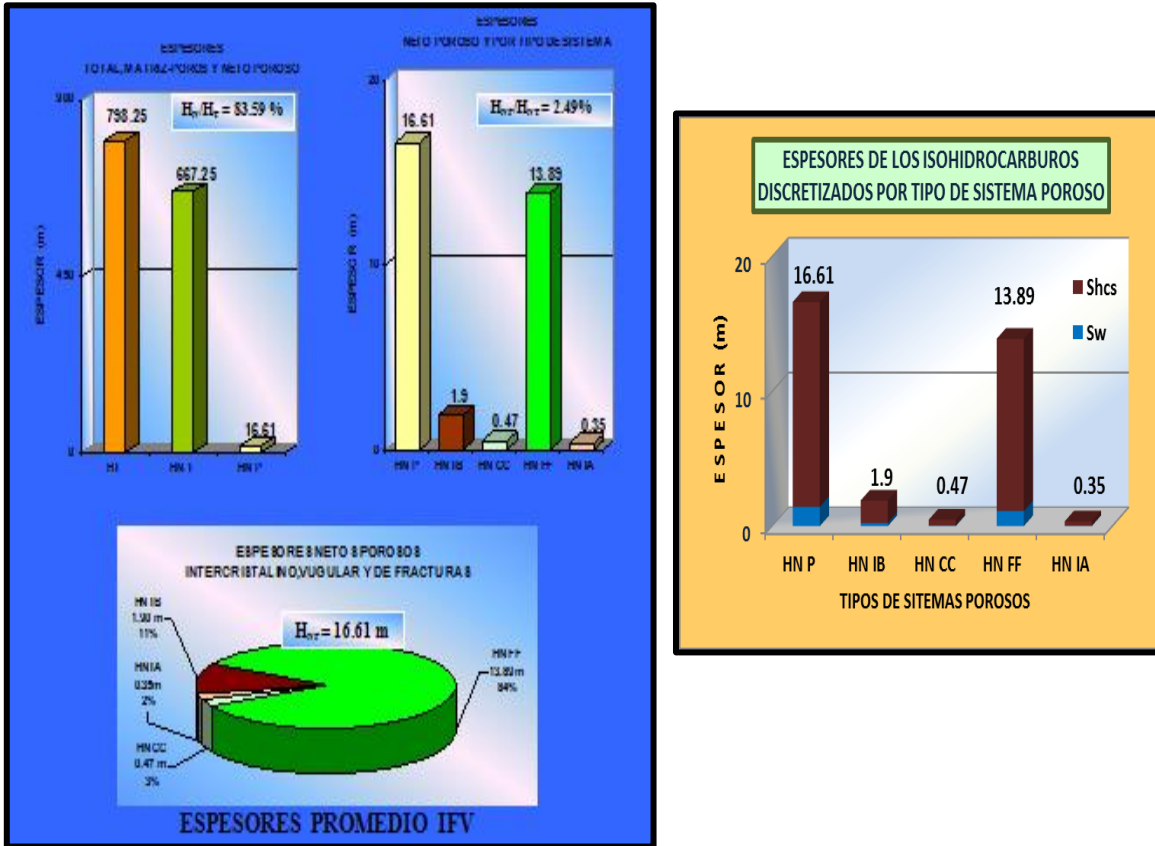


FIG. 9.8 DISTRIBUCIÓN DE ESPEORES PONDERADOS POR TIPO DE POROSIDAD (IZQ.) Y DISTRIBUCIÓN DE ISOHIDROCARBUROS CON LA MISMA PONDERACIÓN (DER.) KUMAZA 2

Con lo que respecta a la fase electrónica para la simulación numérica, aunada a la descrita en el punto 5.11 de este trabajo, ahora es posible dar una Interfase adicional con la discretización del índice de saturación en Interpartícula, Fractura y Vúgulo para lo que el usuario considere pertinente (Figura 9.9).

Dicha fase adicional se generó tanto para el pozo KUMAZA 1 como para el KUMAZA 2

Profundidad	Porosidad	SWV	SWMAT	SWFISEC	S _{hcs} V	S _{hcs} Matriz	S _{hcs} Secundario	SW Fracturas	SW Vugs	S _{hcs} Fracturas	S _{hcs} Vugulos
2380.0000	3.9000	0.3450	0.3223	0.0227	0.6550	0.6119	0.0431	0.0172	0.0055	0.0327	0.0104
2381.2880	3.9000	0.2230	0.1911	0.0319	0.7770	0.6658	0.1112	0.0232	0.0087	0.0809	0.0303
2381.5930	4.7000	0.4840	0.4679	0.0161	0.5160	0.4989	0.0171	0.0094	0.0067	0.0100	0.0071
2381.8970	5.0000	0.2260	0.1875	0.0385	0.7740	0.6423	0.1317	0.0272	0.0113	0.0930	0.0387
2382.2020	7.3000	0.1510	0.1078	0.0432	0.8490	0.6060	0.2430	0.0322	0.0110	0.1810	0.0620
2382.5070	7.5000	0.7090	0.6558	0.0532	0.2910	0.2692	0.0218	0.0092	0.0440	0.0038	0.0180
2382.8120	13.9000	0.2410	0.2075	0.0335	0.7590	0.6535	0.1055	0.0132	0.0203	0.0415	0.0640
2383.1170	14.9000	0.2410	0.2051	0.0359	0.7590	0.6459	0.1131	0.0152	0.0207	0.0478	0.0653
2383.4220	15.7000	0.1340	0.0891	0.0449	0.8660	0.5760	0.2900	0.0238	0.0210	0.1540	0.1360
2383.7260	16.2000	0.3190	0.2673	0.0517	0.6810	0.5707	0.1103	0.0193	0.0324	0.0412	0.0691
2384.0310	6.6000	0.2420	0.2143	0.0277	0.7580	0.6714	0.0866	0.0117	0.0160	0.0366	0.0500
2384.3360	7.8000	0.1490	0.1194	0.0296	0.8510	0.6818	0.1692	0.0180	0.0116	0.1028	0.0664
2384.6410	5.5000	0.2290	0.2026	0.0264	0.7710	0.6820	0.0890	0.0138	0.0126	0.0466	0.0424
2384.9460	7.2000	0.3480	0.3229	0.0251	0.6520	0.6051	0.0469	0.0170	0.0081	0.0318	0.0152
2385.2500	6.9000	0.2460	0.2222	0.0238	0.7540	0.6810	0.0730	0.0068	0.0170	0.0209	0.0520
2385.5550	7.6000	0.1830	0.1531	0.0299	0.8170	0.6833	0.1337	0.0160	0.0139	0.0716	0.0621
2385.8600	10.1000	0.3420	0.3075	0.0345	0.6580	0.5915	0.0665	0.0201	0.0145	0.0386	0.0278
2386.1650	11.8000	0.2150	0.1642	0.0508	0.7950	0.5997	0.1853	0.0254	0.0254	0.0927	0.0926
2386.4690	8.3000	0.8830	0.8097	0.0733	0.1170	0.1073	0.0097	0.0173	0.0560	0.0023	0.0074
2386.7740	5.4000	0.1130	0.0197	0.0933	0.8870	0.1543	0.7327	0.0872	0.0061	0.6848	0.0479
2387.0790	3.9000	0.1550	0.0915	0.0635	0.8450	0.4987	0.3463	0.0575	0.0060	0.3133	0.0330
2387.3840	7.9000	0.3320	0.3058	0.0262	0.6680	0.6152	0.0528	0.0127	0.0195	0.0256	0.0272
2387.6890	7.1000	0.2300	0.1891	0.0409	0.7700	0.6330	0.1370	0.0246	0.0163	0.0823	0.0547

FIG. 9.9 FASE ELECTRÓNICA ADICIONAL CON LA DISCRETIZACIÓN DEL ÍNDICE DE SATURACIÓN



CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

Este trabajo presento de forma exitosa el desarrollo de un nuevo modelo matemático que permite evaluar índices de resistividad representativos de rocas de triple porosidad y que a su vez discretiza al índice de saturación en cada una de las componentes (Integrular, Fractura, Vúgulo) de dichas rocas (Ecuación 7.12).

Se demostró que la nueva relación $I_R(S_w)$ satisface la condición que $I_R = 1$ cuando $S_w = 1$ sin ningún problema.

Se ha visto de forma amplia que mediante la tecnología IFV la relación planteada tiene aplicación inmediata, resaltando así el hecho de no ser un trabajo aislado, y convirtiendo a la nueva relación $I_R(S_w)$ en una herramienta más que ayude a la realización de la caracterización petrofísica de los yacimientos IFV.

El realizar una discretización adecuada del índice de saturación de agua, resulta sumamente útil pues indirectamente estamos calculando la cantidad de hidrocarburos que están en las componentes IFV (Integrular, Fractura, Vúgulo), ayudando así a la toma de decisiones al momento de decidir un plan de explotación de yacimientos petroleros, por lo que el valor de la nueva relación presentada en este trabajo es de gran relevancia para la industria petrolera mundial.



RECOMENDACIONES

El presente trabajo representa un esfuerzo más en la búsqueda de soluciones a los problemas antes señalados y en su estado actual de desarrollo facilita su aplicación a casos prácticos de campo con los resultados antes mencionados.

Sin embargo es de resaltar que esta nueva herramienta para la interpretación de yacimientos fracturados vugulares no puede tomarse como una herramienta definitiva al momento de la caracterización de los mismos, por lo que es recomendable

- El mejoramiento de la relación planteada contemplando la arcillosidad que puedan presentar las formaciones.
- No dar por hecho que un solo parámetro petrofísico pueda dar la evaluación completa de un pozo en un yacimiento.
- Tener conocimiento que los yacimientos IFV son altamente heterogéneos por lo que ningún parámetro petrofísico debe ser mantenido como constante.
- Seguir con la proposición de nuevos modelos que faciliten la caracterización de los yacimientos fracturados vugulares.

Tomar en cuenta las recomendaciones anteriores ayudara a los ingenieros de yacimientos a tomar mejores decisiones al momento de planificar un plan de explotación de los mismos



NOMENCLATURA

C	Una Constante
I_R	Índice de resistividad.
F_R	Factor de resistividad.
F_{RW}	Factor de resistividad modificado
G	Coefficiente de tortuosidad
m	Exponente de cementación o entrapamiento.
n	Exponente de saturación
R	Resistividad
R_o	Resistividad de una muestra porosa saturada con agua
R_t	Resistividad de una muestra porosa parcialmente saturada con agua
R_w	Resistividad del agua saturante
S_F	Índice de saturación de los fluidos
S_g	Índice de saturación de gas
S_{HCS}	Índice de saturación de los hidrocarburos
S_o	Índice de saturación de aceite
S_w	Índice de saturación de agua
V_f	Volumen del fluido en el medio poroso
V_p	Volumen de espacios para almacenar fluidos
V_T	Volumen total de poros
ϕ	Porosidad total
ϕ_{ef}	Porosidad efectiva
ϕ_{ent}	Porosidad de entrapamiento



NOMENCLATURA (Continuación)

ϕ_f	Porosidad de flujo
ϕ_{fr}	Porosidad de fractura
ϕ_{nef}	Porosidad no efectiva
ϕ_1	Porosidad primaria
ϕ_2	Porosidad secundaria
\emptyset_m	Porosidad de matriz
\emptyset_v	Porosidad de vugulos
\emptyset_w	Fracción de porosidad ocupada por agua
$\emptyset_m \emptyset_{fr}$	Fracción de \emptyset_m que es transformada en \emptyset_{gr}
$\emptyset_m \emptyset_v$	Fracción de \emptyset_m que es transformada en \emptyset_v

APÉNDICE A

DEDUCCIÓN DE LA RELACIÓN $I_R(S_w)$

Un primer esfuerzo planteado para justificar teóricamente la relación experimental de Archie, fue publicado en 1955 por Winn, el cual se presenta a continuación.

Por definición la resistividad está dada por:

$$R = r \frac{A}{L} \quad (\text{A.1})$$

Dónde;

R = Resistividad (Ohms-metros)

r = Resistencia (Ohms)

A = Área (Metros cuadrados)

L = Longitud (Metros)

Por consiguiente:

$$r = \frac{RL}{A} \quad (\text{A.2})$$

Ahora supóngase que se tiene un sistema poroso de forma cubica de 1 m. en todos sus lados, saturado con agua de resistividad R_w , como se muestra a continuación.

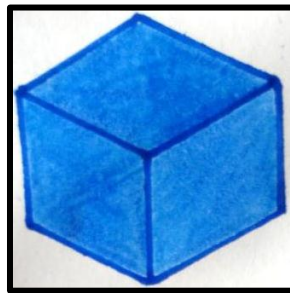


Fig. A.1 Sistema poroso cubico saturado con agua

Por lo que la resistencia del volumen del agua del cubo 1 está dada de la siguiente forma:

$$r_w = R_w \frac{L}{A} \quad (\text{A.3})$$

Dónde;

R_w = Resistividad del agua de formación

L = Longitud total del cubo

A = Área total del cubo



Considérese ahora un sistema poroso cubico de 1 m. en todos sus lados saturado con agua de resistividad R_w y granos de roca como se muestra a continuación

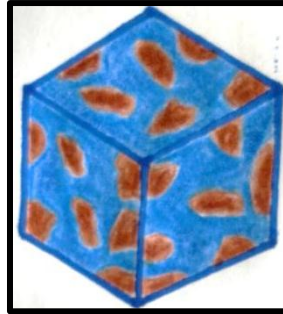


Fig. A.2 Sistema poroso cubico con granos de roca saturado con agua

La resistencia del volumen del agua es dada de la misma forma que por la ecuación, A.2 como:

$$r_w = R_w \frac{L_{w_1}}{A_{w_1}} \quad (\text{A.4})$$

Dónde;

L_{w_1} = Longitud total del volumen de agua que está llevando la corriente.

A_{w_1} = Área de la sección transversal del volumen de agua que esta llevando la corriente

Tomando en cuenta la definición de la ecuación A.1 la resistividad total del cubo 2 esta dada como:

$$R_1 = r_w \frac{A_t}{L_t} \quad (\text{A.5})$$

Por lo que sustituyendo r_w de la ecuación A.4 en la ecuación A.5, resulta la ecuación que se muestra a continuación, para la resistividad de la mezcla de roca y agua

$$R_1 = R_w \frac{L_{w_1} A_t}{A_{w_1} L_t} \quad (\text{A.6})$$



Tomando en cuenta el sistema poroso cubico de la figura A.2, considérese ahora que se tiene adicionado hidrocarburo en el espacio poroso como se muestra a continuación

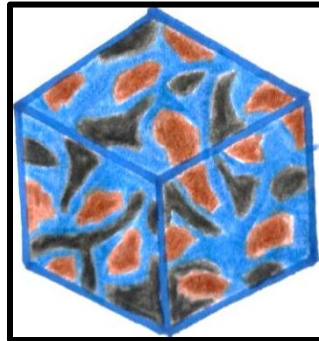


Fig. A.3 Sistema poroso cubico con granos de roca parcialmente saturado con agua

La resistencia del volumen del agua de este cubo es dado como en la ecuación A.4 por lo tanto

$$r_w = R_w \frac{L_{w_2}}{A_{w_2}} \quad (\text{A.7})$$

Dónde;

L_{w_2} = Longitud total del volumen de agua en el cubo 3 la cual es llevada por la corriente

A_{w_2} = Área de la sección transversal del volumen de agua en el cubo 3 la cual es lleva por la corriente

De la misma forma que para el cubo 2 la resistividad del cubo 3 es dada como

$$R_2 = r_w \frac{A_t}{L_t} \quad (\text{A.8})$$

Sustituyendo r_w de la ecuación A.7 en la ecuación A.8, resulta la siguiente ecuación que se muestra a continuación, para la resistividad de una mezcla de roca, agua e hidrocarburos.

$$R_2 = R_w \frac{L_{w_2}}{A_{w_2}} \frac{A_t}{L_t} \quad (\text{A.9})$$



Por definición, el índice de resistividad es la resistividad con saturación parcial dividido por la resistividad saturada, es decir, la ecuación A.9 entre la ecuación A.6

$$I_R = \frac{R_2}{R_1} = \frac{R_w \frac{L_{w_2}}{A_{w_2}} \frac{A_t}{L_t}}{R_w \frac{L_{w_1}}{A_{w_1}} \frac{A_t}{L_t}} \quad (\text{A.10})$$

Reduciendo términos se obtiene:

$$I_R = \frac{L_{w_2} A_t A_{w_1} L_t}{A_{w_2} L_t L_{w_1} A_t}$$

$$I_R = \frac{L_{w_2} A_{w_1}}{L_{w_1} A_{w_2}} \quad (\text{A.11})$$

Multiplicando ambos lados de la ecuación por $\frac{L_t}{L_t}$ se obtiene

$$I_R = \frac{L_{w_2} A_{w_1}}{L_{w_1} A_{w_2}} \frac{L_t}{L_t} \quad (\text{A.12})$$

Dónde:

$$A_{w_1} L_t = \phi_t$$

$$A_{w_2} L_t = \phi_t S_w$$

Por lo que el índice de resistividad queda como

$$I_R = \frac{L_{w_2}}{L_{w_1}} \frac{\phi_t}{\phi_t S_w} \quad (\text{A.13})$$

Reduciendo términos

$$I_R = \frac{L_{w_2}}{L_{w_1}} \frac{1}{S_w} \quad (\text{A.14})$$

De donde;

$$I_R(S_w) = C S_w^{-1} \quad (\text{A.15})$$

Donde C es una constante diferente de uno.

REFERENCIAS

1. Aguilera, R.: "Naturally Fractured Reservoirs", The Petroleum Publishing Company, Huston, Texas, 1980.
2. Amyx, J.W., Bass, D.M. Jr., Whiting, R.L: "Petroleum Reservoir Engineering-Physical Properties", Mc Graw-Hill Book Company, Inc, New York , Toronto, London, 1960.
3. Archie, G. E: "The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining some Reservoir Characteristics", Trans., AIME, 1942, Vol. 146, p.p. 54-61.
4. Comisión Nacional de Hidrocarburos, "Reportes de evaluación o cuantificación de las reservas 1P de hidrocarburos elaborados por petroleros mexicanos y los reportes finales de las certificaciones de las mismas realizadas por terceros independientes", 2015.
5. Comisión Nacional de Hidrocarburos, "Reporte Operativo de los campos Ku Maloob y Zaap del Activo de producción Ku Maloob Zaap. Comisión Nacional de Hidrocarburos", 2012.
6. Fricke, H.: "A Mathematical Treatment of the Electric Conductivity and Capacity of Disperse Systems", .Phys. Rev., 1924, 24, p.p 575-587.
7. Fricke, H.: "The Electric Conductivity and Capacity of Disperse Systems", Physics, Aug., 1931., 1, .pp. 106-115.
8. Maxwell, J.C.: "A Treatise on Electricity and Magnetism" , Dover Publications, Inc. New York (1954), Vol. 1.
9. Mendoza-Romero, G. and Perez-Rosales, C.: "New Relationship Between Formation Resistivity. Factor and Primary and Secondary Porosities", Trans., SPWLA 26th Annual Logging Symposium,.vol. 1, Junio 13-17, 1985, Fort-Worth, Texas.
10. Mendoza-Romero, G. y Pérez-Rosales, C.: "Aspectos Importantes Sobre la Determinación de Saturación de Agua en Rocas Carbonatadas", Revista Ingeniería Petrolera, Enero 1986, vol.XXIV, No. 1, pp 7-24.

REFERENCIAS (Continuación)

11. Mendoza-Romero, G.: "Índices de Resistividad de Rocas Fracturadas", Revista Ingeniería Petrolera, Agosto 1987, pp 54-66.
12. Mendoza-Romero, G., Becerril-Ayala, J., Valle-González, V., y Colaboradores.: "Tecnología IFV: Sistema Avanzado de Análisis e Interpretación Petrofísica y Plataforma de Graficación, Usando Datos de Laboratorio y/o Registros Geofísicos", Propiedad Intelectual de Consultoría y Gestoría Petrofísica, México, D.F., 2011.
13. Mendoza-Romero, G., Valle-González, V., Mendoza-Romero, A.E., Mendoza-Romero, I.Y.: " Estudio Sobre la Correcta y Confiable Discretización de la Porosidad y sus Implicaciones en la Exploración y Explotación de Hidrocarburos ", Pemex ..Exploración y Producción, Subdirección de la Región Marina Noreste, Activo Integral Cantarell, Coordinación de Diseño de Proyectos, Reporte Final Marzo ..2011.
14. Mendoza-Romero, G., Valle-González, V., Mendoza-Romero, A.E., Mendoza-Romero, I.Y.: "Innovación Tecnológica Para la Evaluación Bioestratigráfica, Petrofísica Avanzada y de Litofacies en Yacimientos Fracturados Vugulares", Trabajo Presentado en el Congreso Mexicano del Petróleo 2015, Guadalajara, Jalisco, Junio 2015.
15. Mitra S., Duran J. A., García J., Hernández S. y Banerjee S."Structural geometry and evolution of the Ku, Zaap, and Maloob structures, Campeche Bay", 2006.
16. Monicard, R. P.: "Properties of Reservoir Rocks: Core Analysis ", Gulf Publishing Company, Houston, Texas, 1980.
17. Padillas J. R. "Evolución geológica del sureste mexicano desde el Mesozoico al presente en el contexto regional del Golfo de México". Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana. D.F., México. 2007.
18. Parhomenko, E. I.: "Electrical Properties of Rocks ", Plenum Press, New York, 1967.
19. Pérez-Rosales, C.: "Generalization of the Maxwell Equation for Formation Resistivity Factors", J. Pet. Tech. July 1976.



REFERENCIAS (Continuación)

20. Pérez-Rosales, C.: “On the Relationship Between Formation Resistivity Factor and Porosity”. Soc. Pet, Eng. J. August. ,1982.
21. Pérez-Rosales, C.: “ New Formulation for Formation Resistivity Factors of Fractured Porous Media ”,. SPE 58991, International Petroleum Conference And Exhibition in México, Held in Villahermosa,.Tabasco, February 1–3, 2000.
22. Pérez-Rosales, C. et al: “ Electric Resistivity of Vuggy Fractured Media ”, SPE 74340,. International Petroleum Conference And Exhibition in México, Held in Villahermosa, Tabasco, February, 2002.
23. Porter, C. R., Pickett, G. R. y Whitman, W. W.: “ A Statistical Method for Determination of Water Saturation From Logs “, SPWLA, Tenth Annual Logging Symposium, May 25-28, 1969.
24. Schlumberger. Todos los derechos reservados 08-0S-042, “Caracterización de los yacimientos fracturados, Modelos predictivos confiables para optimizar el desempeño de los yacimientos carbonatados”
25. Towle, G.H.: “An Analysis of the Formation Resistivity Factor-Porosity Relationship of Some. Assumed Pore Geometries”, SPWLA, Third Annual Logging Symposium, May 17-18, 1962.