

Método mejorado para evaluar yacimientos fracturados tipo 1

Gustavo Mendoza Romero
Consultoría y Gestoría Petrofísica
IPN-ESIA TICOMÁN-C.T., UNAM

Artículo recibido en septiembre de 2019 y aceptado en mayo de 2020

Resumen

Se presenta un método mejorado para evaluar yacimientos compactos fracturados, sustentado en los resultados de tres estudios previos¹⁻³ que aquí, se complementan con sólidos argumentos adicionales y nuevas propuestas de solución, como:

1. La novedosa gráfica de análisis petrofísico: porosidad de flujo- porosidad total-exponente de interconectividad (ϕ_f, ϕ_T, r),
2. El soporte teórico que asocia el exponente r , con la cantidad, heterogeneidad y grado de interconexión de las fracturas,
3. Dos interpretaciones físicas alternativas de m y ϕ_f ,
4. El desarrollo de las relaciones que la conectividad, r , guarda con el entrapamiento, m y la porosidad de flujo, ϕ_f ,
5. El uso de las láminas estadísticas, derivadas de la nueva gráfica, agiliza la caracterización de los yacimientos Tipo 1⁴.

Los resultados obtenidos, al procesar datos de laboratorio y la información de numerosos casos de campo del Sureste de México, ilustran y justifican lo antes expuesto.

Palabras clave: Yacimiento fracturado Tipo 1, conectividad r , exponente de entrapamiento, m , tortuosidad, T .

Improve method for to evaluate naturally fractured reservoirs type 1

Abstract

An improved method for evaluating compact fractured reservoirs is presented, based on the results of three previous studies¹⁻³ that are complemented here with solid additional arguments and new solution proposals, such as:

1. The novel petrophysical analysis graph: flow porosity-total porosity-interconnectivity exponent (ϕ_f, ϕ_T, r),
2. The theoretical support that associates the exponent r , with the quantity, heterogeneity and degree of interconnection of fractures,
3. Two alternative physical interpretations of m and ϕ_f ,

4. The development of the relationships between connectivity, r , with entrapment exponent, m and flow porosity, ϕ_f ,
5. The use of the statistical sheets generated from the new graphic simplifies the characterization of Type 1 naturally fractured reservoirs 4.

The results obtained, when processing laboratory data and the information from numerous field cases in Southeast Mexico, illustrate and justify the above.

Keywords: Type 1 fractured reservoir, r connectivity, entrapment exponent, m , tortuosity, T .

Introducción

Es bien sabido que el principal sistema de almacenamiento de los yacimientos **Tipo-1** es **solo en fracturas**⁴ y que éstas originan que los valores de sus propiedades físicas, inicialmente, de variaciones suaves casi continuas, sufran fuertes alteraciones.

Por consiguiente, es obvio que los principios petrofísicos aplicables en la caracterización de las rocas homogéneas, no operen ante sistemas fracturados. Como se demuestra^{5,6} que ocurre al utilizar **las expresiones generalizadas de Archie**.

En consecuencia, caracterizar yacimientos **Tipo-1**, asumiendo que: su sistema de almacenaje consiste en **matriz-fracturas**, evaluando sus índices de saturación de agua, S_w con las **ecuaciones de Archie**, o bien, generalizando los indicadores de fracturamiento **Tipo-1** a todo un Campo que condene, en automático, estratos potencialmente productores de aceite, solo conducirá a estimaciones erróneas de sus reservas y por tanto, a un mal desarrollo y a una equivocada explotación de los mismos.

Se ha establecido⁷ que las variables petrofísicas críticas que dan lugar a esas evaluaciones erróneas son: la porosidad de fractura, ϕ_{fr} , y dos parámetros asociados a la roca matriz: el llamado exponente de cementación, m (que casi siempre se le asigna un valor constante) y el índice de saturación de agua, S_{wma} .

Este estudio proporciona las herramientas teórico-prácticas que simplifican la identificación y correcta caracterización de los yacimientos fracturados de roca matriz compacta, evitando una *sobre* o *subestimación* de sus volúmenes originales de hidrocarburos.

Antecedentes

En estudios previos¹⁻³, orientados a la búsqueda de soluciones prácticas, para la descripción de sistemas fracturados, se expusieron los fundamentos teóricos que sustentan este trabajo.

Primeramente, se revisaron¹ los desarrollos analíticos debidos a Towle⁸, Waff⁹, Rasmus¹⁰ y Pérez-Rosales⁵ quienes tomaron como punto de partida de sus investigaciones el mismo modelo idealizado de roca compacta fracturada debido a Towle⁸, **Figura 1**.

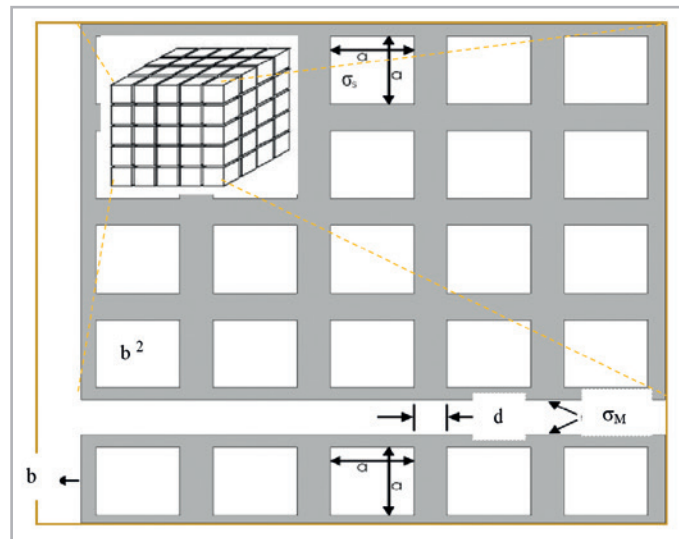


Figura 1. Representación tri-bidimensional del modelo idealizado de una roca fracturada tipo 1.

Dicho modelo se conceptualizó⁸ como un conjunto de cubos de material dieléctrico de conductividad σ_s , de igual volumen b^3 , (que simulan los bloques de roca matriz compacta) separados una misma distancia d (asociada a las fracturas), acomodados en arreglo cúbico e inmersos en un líquido de conductividad σ_M .

Cuatro deducciones—una misma expresión $F_R - \phi$

Ocurre, frecuentemente en la ciencia, que la solución a un problema es posible, vía diferentes autores y procedimientos, independientemente de la complejidad del sistema bajo estudio.

En este caso, las áreas y objetivos de estudio de los cuatro autores antes citados diferían entre sí y, aunque se sustentaron en el modelo de Towle⁸, concretaron sus soluciones particulares, a través de relaciones que, en principio, no guardan similitud alguna.

Una segunda deducción teórica fue planteada por Waff⁹ como parte de sus estudios sobre los efectos que las fusiones parciales de la corteza terrestre y del manto superior ejercen sobre la conductividad eléctrica total, σ^* , concluyendo que:

$$\sigma^* = \frac{\sigma_s \sigma_M (1 - C_M)^{2/3}}{\sigma_M (1 - C_M)^{1/3} + \sigma_M [1 - (1 - C_M)^{2/3}]} + \sigma_M [1 - (1 - C_M)^{2/3}] \tag{2}$$

Para ilustrar lo anterior, en seguida se describen brevemente sus planteamientos y en los Apéndices **A**, **B** y **C** se reproducen las demostraciones que avalan que se trata de la misma expresión¹.

Primer desarrollo, al estudiar los efectos que algunas geometrías preestablecidas de poro ejercen, sobre la relación: factor de resistividad-porosidad, $F_R - \phi$, Towle⁸ estableció que:

$$F_R(b) = \frac{b}{1 - b^2} + \frac{1 - b}{D(1 - b^2)} \tag{1}$$

donde, b es la longitud de cada lado de los cubos y D representa la distorsión que sufre el flujo eléctrico al atravesar las separaciones existentes entre cada fila de cubos.

donde, σ_s , es la conductividad de los bloques cúbicos, σ_M , es la conductividad de la fase líquida y C_M es la fracción volumétrica (porosidad) que ocupa dicho electrolito saturante.

En la práctica, se ha prestado poca atención a las Ecs. 1 y 2, quizás debido a las formas algebraicas que presentan.

La tercera derivación se debe a Rasmus¹⁰, quien usando resistencias eléctricas en paralelo, demostró que, para un sistema fracturado Tipo 1, su factor de resistividad resultante es:

$$F_R(\phi_T) = \frac{T}{\phi_T} = T\phi_T^{-1} \quad (3)$$

donde, T es la tortuosidad debida a las fracturas la que, en general, ha sido definida como el producto: $F_R\phi_T^{11-13}$.

La cuarta formulación fue deducida por Pérez-Rosales et al⁵, al investigar, cómo se altera la relación $F_R(\phi)$ ante el efecto que manifiestan las porosidades total y de flujo

con el exponente de entrapamiento, m , cuando el flujo eléctrico por las fracturas es mucho mayor que a través de los bloques matriz y, en forma estricta, cuando la corriente eléctrica fluye básicamente por las fracturas paralelas a las líneas de flujo.

De aquí, se determinó que:

$$F_R(\phi) = \frac{1}{1-(1-\phi)^{2/3}} \quad (4)$$

La validez de la expresión 4 fue demostrada usando sus propias mediciones de F_R y ϕ^5 obtenidas a partir de sus cubos de acrílico, y valores experimentales tomados de la literatura¹⁴.

La **Figura 2** ilustra la buena concordancia existente entre el modelo teórico (Ec. 4, curva sólida) y los valores medidos de F_R y ϕ (rombos), reportados por Pérez-Rosales et al⁵ y Towle⁸.

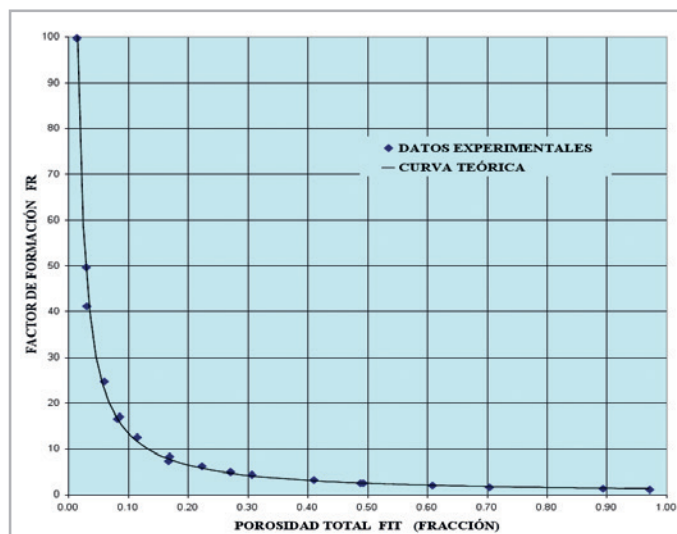


Figura 2. Análisis comparativo de valores teóricos vs experimentales, arreglos cúbicos de cubos^{5,8}.

Del análisis detallado a todos los datos disponibles^{5,8,14}, Pérez-Rosales et al⁵ concluyeron que, el valor del exponente se alteraba al modificar las características de los cubos.

Este hecho condujo a su generalización, y se propuso denominar con r a la nueva variable, concluyendo que, el valor de 2/3 es representativo solo del caso ideal cuando

las fracturas son lisas, de igual magnitud y orientadas perpendicularmente, (ver Figura 1).

De esta forma, la relación 4 se reescribió como:

$$F_R(\phi) = \frac{1}{1-(1-\phi)^r} \quad (5)$$

La generalización a r , es precisamente la que ha permitido visualizar las diversas propiedades, consecuencias y perspectivas de aplicación a campo de la ecuación 5, a saber:

1. Evaluación del exponente r

Al multiplicar ambos lados de la expresión 5, por el término $[1 - (1 - \phi)^r]$ se obtiene:

$$F_R - F_R (1 - \phi)^r = 1 \quad (6)$$

que puede reescribirse como:

$$\frac{F_R - 1}{F_R} = (1 - \phi)^r \quad (7)$$

Aplicando logaritmo a ambos lados de la Ec. 7, se obtiene,

$$\log\left[\frac{F_R - 1}{F_R}\right] = r \log(1 - \phi) \quad (8)$$

de donde:

$$r = \frac{\log\left[\frac{F_R - 1}{F_R}\right]}{\log(1 - \phi)} \quad (9)$$

La Ec. 9 permite evaluar directamente a r ya que, F_R y ϕ , pueden medirse en el laboratorio en tapones de núcleos o bien, calcularse a nivel de pozo, usando sus registros geofísicos.

2. Definición de r como conectividad

Mendoza-Romero (2001)¹, al correlacionar estadísticamente, r con la tortuosidad, T , y el exponente de entrapamiento, m , entre otras variables, propuso definirla como una medida de la **conectividad** del sistema poroso.

La evaluación de r , T y m usadas en este primer acercamiento al significado físico de r , se sustentó en numerosas parejas de valores (F_R , ϕ), así como, en sus respectivos Tipos de Sistema Poroso, **TSP** (Fracturas limpias, cavernas o vugs comunicados, vugs aislados, etc.) obtenidos de estudios efectuados en laboratorio y campo, a sistemas de:

- A. Cubos de material acrílico ^{5,6},
- B. Tapones de núcleos de más de 90 pozos del país ¹⁵, y
- C. Rocas de más de 200 pozos del área marina ¹⁶⁻¹⁷.

Para el caso de la primera correlación entre el exponente r y la tortuosidad, T , se determinó y comprobó que: ^{1-3,16-17}

$$r(T) = \frac{1}{T} \quad (10)$$

La validez de la correlación 10, usando datos del pozo **KAB 63**, se ilustra en la **Figura 3**, al demostrar la gran similitud que manifiestan los valores de la **r medida**, con la Ec. 9 y la **r calculada** como el inverso de la tortuosidad, $1/T$.

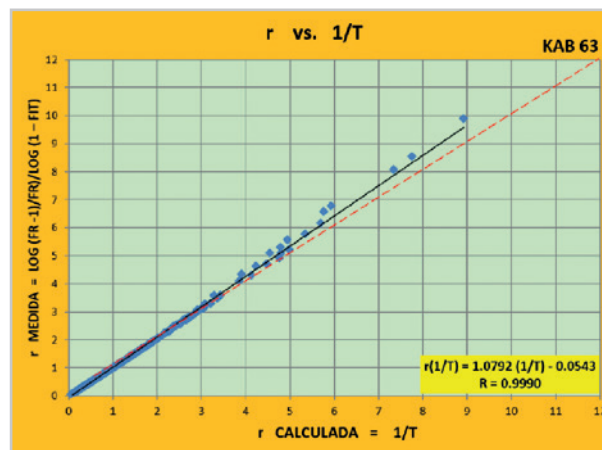


Figura 3. r calculada ($1/T$) vs r medida (EC. 9) KAB 63.

Por otra parte, para el caso de la segunda correlación, entre los exponentes r y m , se estableció que, **Figura 4:** ^{1-3,16-17}

$$r(m) = A m^{-B} \quad (11)$$

donde, A y B son constantes, cuyos valores, dependen del Tipo de Sistema Poroso, (TSP) presente.

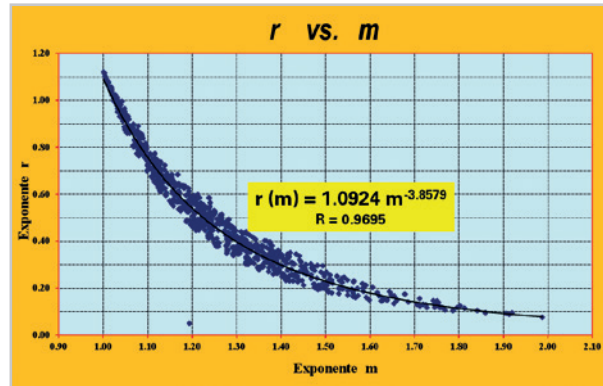


Figura 4. Correlación $r(m)$ sistemas fracturados pozo: KAB 63.

Obsérvese que ambas correlaciones presentan altos coeficientes de correlación ($R > 0.95$).

Finalmente, dentro del marco de ese primer acercamiento al significado de la variable r , del análisis físico conjunto a las correlaciones **10** y **11**, se concluyó ¹ que r representa físicamente la **interconectividad del medio poroso**, ya que :

Si un sistema poroso manifiesta una alta tortuosidad (T aumenta) entonces, implica que, presente más zonas atrapadas (m aumenta) y, por lo tanto, es obvio que, los valores de, $r = 1/T$ y $r = A/m^B$ disminuyan ¹.

Lo contrario supone que, **si un sistema poroso es poco tortuoso**, entonces, **estará menos atrapado (T y m disminuyen)**, y por tanto, **$r = 1/T$ y $r = A/m^B$ aumentan** lo que implica **una mayor interconexión entre sus poros ¹.**

Los antecedentes antes descritos representaron, sin duda alguna, un avance relevante en la Caracterización de los yacimientos fracturados Tipo 1. Sin embargo, quedaba pendiente establecer:

- 1. La justificación teórica que sustentara la conclusión empírica-estadística de que lr representa la conectividad y**
- 2. Un método práctico que simplificara lo antes expuesto.**

Es este, precisamente, el objetivo central del presente estudio, cuyos resultados se exponen a continuación.

Desarrollo del tema

I. Elementos y Justificaciones de tipo teórico

1. Acerca de la relación que guarda r con la tortuosidad T

La demostración teórica de que, **en efecto, r , es el inverso de la tortuosidad, T** , fue publicada en el 2002. ¹⁸

2. Acerca de la conectividad r : nuevos indicios teóricos

A. A partir del análisis del comportamiento de en función de las porosidades de flujo y total : **Relación**

Es claro que, el inverso de la expresión **5**, conduce a:

$$\frac{1}{FR} = 1 - (1 - \phi)^r \quad (12)$$

como, $1/F_R = \phi^{5,12}$, se tiene que:

$$\phi_f = 1 - (1 - \phi)^r \quad (13)$$

ahora bien, ya que ¹⁸,

$$(1 - \phi)^r = 1 - r\phi \quad (14)$$

entonces, la relación **13** puede reescribirse como:

$$\phi_f = 1 - (1 - r\phi) \quad (15)$$

por lo que:

$$\phi_f = r\phi \quad (16)$$

ya que ¹², $\phi_f = \phi^m$, por un lado se tiene que,

$$r(\phi, m) = \frac{\phi^m}{\phi} = \phi^{m-1} \quad (17)$$

Por otra parte, de la ecuación **16**, se obtiene que:

$$r(\phi_f, \phi) = \frac{\phi_f}{\phi} \quad (18)$$

Esta expresión aporta un resultado muy importante ya que, permite interpretar físicamente a **r** como la **razón de cambio de la porosidad de flujo respecto de la porosidad total**.

Un segundo indicio teórico que confirma el significado de **r** como la conectividad de un medio poroso, se logra:

B. A partir del análisis del comportamiento de **r** en función de la porosidad total o el vol. de roca y **m**: **Relación r (m, φ)**

Al despejar el término $(1 - \phi)^r$ de la relación **13**, se llega a:

$$1 - \phi_f = (1 - \phi)^r \quad (19)$$

Aplicando logaritmo a ambos lados de la Ec. **19**, se llega a:

$$\log(1 - \phi_f) = r \log(1 - \phi) \quad (20)$$

como $(1 - \phi) = \text{Volumen roca} = V_R$, entonces :

$$r(\phi_f, V_R) = \frac{\log(1 - \phi_f)}{\log(V_R)} \quad (21)$$

Ahora bien, ya que, $\phi_f = \phi^m$, la ecuación 21 puede ser reescrita como:

$$r(m, \phi) = \frac{\log(1 - \phi^m)}{\log(1 - \phi)} \quad (22)$$

la cual, presenta la forma de la expresión de Glover ¹⁹.

Las ecuaciones **21 y 22** expresan la **relación que guardan los exponentes r y m**, que básicamente establecen que si, en un sistema poroso dieléctrico, no existen entrampamientos ($m = 1$ o $\phi_f = \phi$), entonces **r toma su máximo valor de 1**.

3. Alternativa Interpretativa de φ_f

Una alternativa extra de interpretar la porosidad de flujo, φ_f, se obtiene a partir de la expresión **16** ($\phi_f = \phi r$) .

La cual establece que la porosidad de flujo de un sistema poroso puede entenderse como **la resultante de su capacidad de almacenamiento por la conectividad entre sus poros**.

Esto quiere decir que, en todo sistema poroso, su porosidad de flujo es directamente proporcional a la conectividad, ya sea que ésta o, en su defecto, su porosidad total se mantengan constantes.

Un sondeo básico a las relaciones **17, 18, 21 y 22**, establece:

1. **La conectividad r es adimensional,**
2. **Si m = 1 ⇒ r = 1,**
3. **Si m > 1 ⇒ r → 0,**
4. **Si φ_f = φ ⇒ r = 1,**
5. **Si φ_f = 0 ⇒ r = 0,**

En la práctica de campo ^{16,17} se ha encontrado que en presencia de rocas arcillosas o con presencia de piritita los valores del exponente **m** son menores a la unidad, por lo que:

6. **Si 0 ≤ m < 1 ⇒ r > 1**

4. Alternativa interpretativa de m

Por otra parte, un acercamiento más a la definición del exponente de entrampamiento, **m**, se obtiene como sigue:

B. Derivando la porosidad de flujo, ϕ_f , con respecto a la porosidad total, ϕ de la expresión¹² $\phi_f = \phi^m$ y haciendo uso de la relación **17, se obtiene:**

$$\frac{d(\phi^m)}{d\phi} = m \phi^{m-1} = mr \quad (23)$$

Por lo que,

$$\frac{\frac{d(\phi^m)}{d\phi}}{r} = m \quad (24)$$

La expresión **24** tiene la forma de otra de las expresiones de Glover¹⁹ y establece que el exponente m puede interpretarse como la razón de cambio ("rapidez") con la que la porosidad flujo se asemeja, o no, a la porosidad total respecto a su conectividad.

Es decir, m es directamente proporcional a la razón de cambio con la que la porosidad total se transforma

en porosidad de flujo, o en su defecto, en porosidad de entrapamiento e inversamente proporcional a la interconectividad de sus poros.

5. Sobre el nuevo espacio petrofísico de análisis

En estudios previos¹⁻³, el autor conceptualizó **un nuevo espacio de análisis** a partir de la expresión **8**, que se piensa podría desplazar a la gráfica convencional: **Log F_R vs. Log ϕ** .

Resulta claro que, la relación **8** (en un plano log-log) es representativa de una familia de rectas de pendiente r y ordenada la unidad. Para ilustrar la aplicación potencial de esta versión del nuevo espacio, se presentan dos ejemplos prácticos:

En la **Figura 5** se exhibe la tendencia que manifiestan los valores experimentales (F_R , ϕ) obtenidos por Pérez-Rosales et al⁵. En tanto que la **Figura 6** muestra la distribución que adoptan los datos correspondientes al pozo **ZAAP 20**.

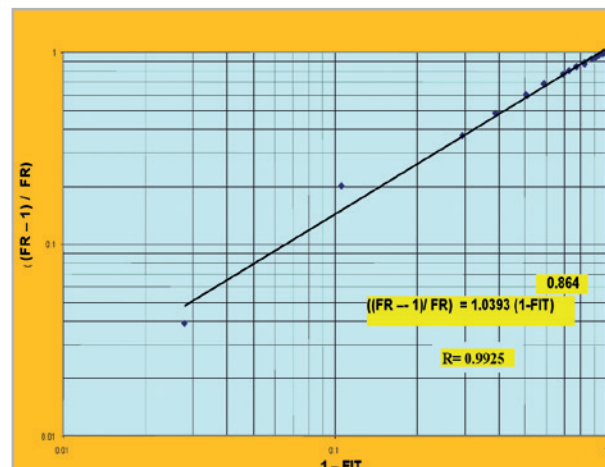


Figura 5. Nuevo espacio petrofísico (log-log). Datos experimentales^{5,8}

No obstante que, este nuevo diagrama, permite tener una idea clara de la interconectividad del sistema poroso analizado, complica, en cierta forma, su interpretación

debido a que la gran mayoría de los puntos analizados tienden a conjuntarse, por la escala logarítmica de valores, hacia su parte superior derecha.

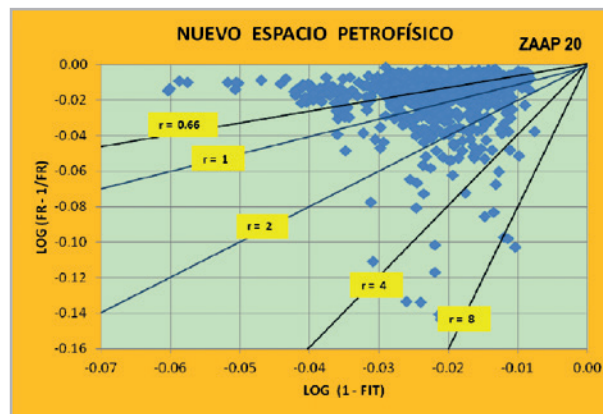


Figura 6. Nuevo espacio petrofísico (log-log) datos de campo Zaap 20.

En este trabajo, se propone una versión alternativa del nuevo espacio petrofísico, que resuelve la limitante anterior.

Haciendo uso de la ecuación 16:

Resulta obvio que, esta expresión (en un plano lineal vs.), es representativa de una familia de rectas de pendiente r y ordenada al origen, el cero. Que puede llegar a convertirse

en una nueva e invaluable herramienta práctica para la caracterización de los yacimientos fracturados vulgares.

Con el propósito de agilizar la identificación y, por ende, la Caracterización de los yacimientos fracturados, se han integrado ¹⁻³ a esta nueva propuesta del espacio petrofísico, las regiones representativas de los principales sistemas porosos, como se muestra esquemáticamente en la Figura 7.

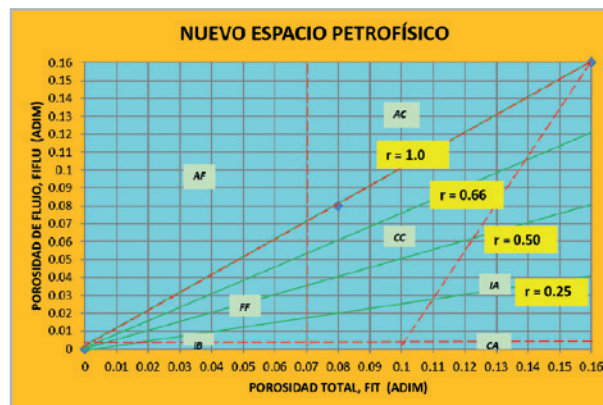


Figura 7. Nuevo espacio petrofísico, (versión lineal).

El nuevo diagrama: $\frac{-r}{\text{flujo}} - r$, Figura 8), conforma un método práctico y confiable, capaz de detectar y describir siete tipos de porosidad, estableciendo en forma ágil, si cada intervalo de yacimiento presenta, uno o varios de estos:

Primaria: Interpartículas (de Alta, IA o Baja porosidad, IB),o, Secundaria de largo alcance: Fracturas-Fisuras (FF) limpias

y Vúgulos-Cavernas Comunicado(a)s, (CC), por disolución,o, Secundaria: a) de corto alcance Cavernas-Vugs o Fracturas, (AC o AF) por presencia de Arcilla-Pirita o b) Aislada,(CA) Cavernas-Vugs cuyas gargantas de poro han sido bloqueadas por procesos de cementación o recristalización.

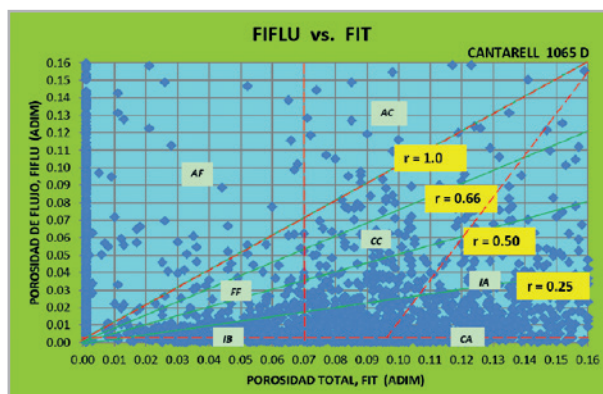


Figura 8. Nuevo espacio petrofísico Cantarell 1065 D.

Este diagrama es una herramienta útil de interpretación pues, da una idea de la conectividad, heterogeneidad y espesor en que coexiste cada uno de los siete sistemas porosos.

Las dos primeras propiedades, quedan determinadas por la posición de cada punto dato, dentro del nuevo diagrama. Por su parte, el espesor se obtiene, a través de la intensidad de puntos contenidos, con mayor o menor dispersión, en cada una de las zonas definidas para cada sistema poroso¹³.

La gran dispersión de puntos, presente en la Figura 8, ilustra la coexistencia de los siete sistemas porosos que manifiesta el pozo **Cantarell 1065 D**.

Este es, un claro ejemplo de un sistema almacenador **IFV en matriz-fracturas-vúgulos** (sin arcilla, esto es, **de largo alcance** por su buena interconexión poral o, **de corto alcance** por la presencia de arcilla o por nula porosidad efectiva).

Es importante aclarar que, una caracterización petrofísica detallada de los yacimientos **Tipo 1** requiere además, del uso del nuevo modelo gráfico, de otras herramientas adicionales, por lo que, en este trabajo se recurrirá al Sistema experto IFV.

Acerca de la Innovación Tecnológica IFV

Para evaluar las variables que aparecen en cada una de las formulaciones y herramientas prácticas antes expuestas, es necesario realizar, además de la recopilación, edición, corrección, etc., un procesamiento inicial de la información obtenida de laboratorio y/o de los registros geofísicos de pozo.

En este caso, aprovechando la versatilidad y precisión de sus resultados, se recurre al Desarrollo Tecnológico IFV²⁰, del cual, en seguida, se proporciona una breve descripción, que permite obtener las variables críticas mencionadas.

Origen y objetivo

Esta tecnología de vanguardia surge como respuesta al gran reto que representa el estudio formal de los yacimientos fracturados vulgulares de litología multicomponente (dentro de la llamada *Reinvención de la Petrofísica*). Su objetivo primordial ha sido el planteamiento y/o recopilación de nuevos modelos y desarrollos petrofísicos, que al mecanizarlos han dado lugar al Sistema Experto IFV²⁰.

Fundamentos

La característica primordial de la tecnología es su total apego a:

Las definiciones de los conceptos petrofísicos básicos,

Los desarrollos teóricos sólidos,

La validación de sus resultados a través del análisis comparativo contra valores experimentales y/o resultados de campo.

Por otra parte, las continuas actualizaciones y mejoras realizadas al sistema experto IFV²⁰, han sido producto de los numerosos intercambios de experiencias que el autor ha tenido, en los últimos años, a través de su participación en diversos proyectos, con los profesionales de cada Activo visitado.

Módulos constitutivos

Entre los principales módulos de programación que conforman el Sistema Experto IFV²⁰ se encuentran los siguientes:

Evaluación petrofísica básica, Identificaciones del sistema poroso y de la calidad de roca, Cálculo de m y G variables, Discretización de la porosidad, Evaluación de diversas variables petrofísicas orientadas a la determinación del Índice de permeabilidad, etc.

Por ser de interés para este estudio, se describen a continuación, tres diagramas, derivados de los módulos 1, 2 y 4 que son básicos para la aplicación práctica de lo antes expuesto.

Gráfica de caracterización petrofísica básica

Una vez que se realiza el procesamiento de los registros geofísicos de pozos, a través de la Tecnología IFV²⁰, se genera un conjunto de resultados gráficos de gran importancia para lograr una adecuada Caracterización estática de los yacimientos fracturados en general, entre ellos:

Este diagrama de resultados muestra en sus ocho columnas, dieciséis variables petrofísicas, con sus respectivas escalas, y distintos códigos de color.

Los quince parámetros petrofísicos incluidos son:

1. **FIT** porosidad total,
2. **FIS** porosidad secundaria,
3. **FIF** porosidad de flujo,
4. a 10. **IMAGEN** (que describe los siete diferentes Tipos de Sistemas Porosos (**TSP**):
 4. **AC** Cavernas con presencia de Arcilla,
 5. **AF** Fracturas con Arcilla,
 6. **CA** Cavernas Aisladas,
 7. **CC** Cavernas Comunicadas,
 8. **FF** Fracturas o Fisuras sin arcilla,
 9. **IA** Interpartículas de Alto valor e
 10. **IB** Interpartículas de Bajo valor

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

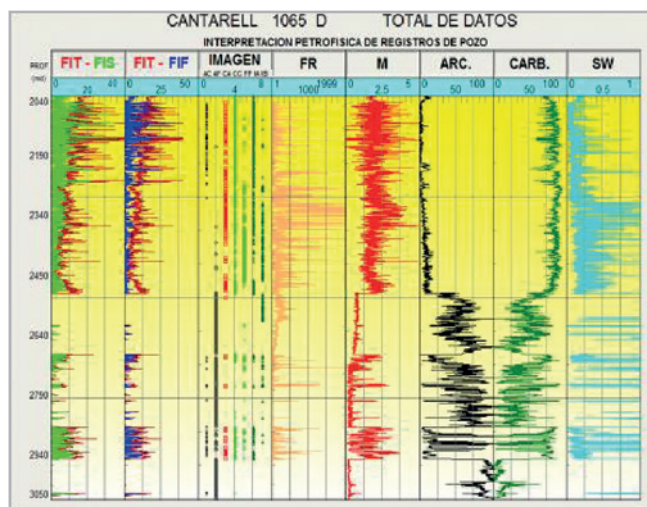


Figura 9. Caracterización petrofísica Canta 1069 D.

Las otras variables complementarias son:

11. **FR** Factor de resistividad,
12. **m** Exponente de entrampamiento variable,
13. **ARC.** Arcilla o Lutita,

14. **CARB.** Carbonatos y ,
15. **SW** Índice de saturación de agua por **TSP**.

Lámina estadística de la discretización de la porosidad

Los espesores ponderados de cada uno de los siete diferentes tipos de sistemas porosos coexistentes, a lo largo del intervalo total analizado de cada pozo, se ilustran claramente, a través del uso de **láminas estadísticas**²¹.

Cada lámina está integrada por tres gráficas estadísticas, **2 histogramas y 1 diagrama circular o “de pastel”**, **Figura 10**:

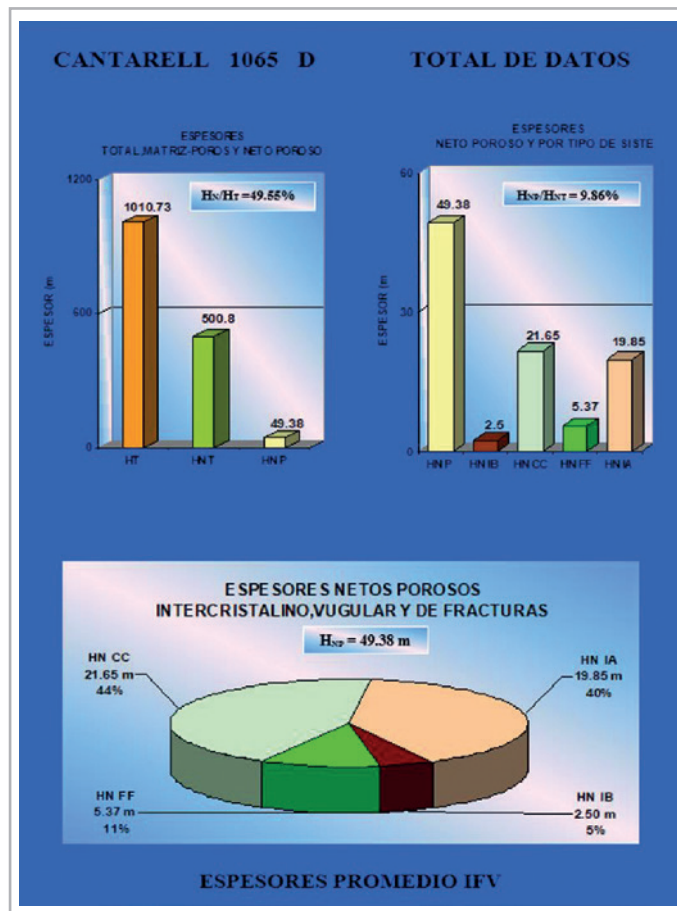


Figura 10. Láminas estadísticas Cantarell 1065 D.

El primer histograma presenta:

La relación de espesores neto total entre total, H_{NT}/H_T que, en este caso fue de **49.55 %**,

El espesor total, H_T (de la roca con arcilla más el de matriz con poros intercomunicados o no), que resultó de **1010.73 m**.

El espesor neto total, H_{NT} (de la roca con sus poros intercomunicados, sin arcilla ni poros aislados), de **500.8 m**.

El espesor neto poroso, H_{NP} (solo incluye el de poros intercomunicados), que para este pozo quedó en **49.38 m**.

El segundo histograma, desglosa:

El espesor neto poroso, H_{NP} (amplificado) de **49.38 m** en sus espesores componentes por tipo de porosidad,

La relación de espesores neto poroso y neto total, H_{NP}/H_{NT} que fue **9.86 %**.

Finalmente, la gráfica circular que ilustra sus porcentajes como porciones “rebanadas”, muestra directamente la distribución del **espesor neto poroso total (49.38 m)** en sus **espesores netos porosos (IFV)**:

$HN_{IA} = (19.85 \text{ m.}, 40\%),$

$HN_{IB} = (2.50 \text{ m.}, 5 \%),$

$HN_{CC} = (21.65 \text{ m.}, 44\%)$ y

$HN_{FF} = (5.37 \text{ m.}, 11\%),$

Lámina estadística de índices de hidrocarburos por TSP

De igual forma que, para la partición de la porosidad, la Tecnología IFV proporciona las láminas estadísticas de la distribución de los índices de hidrocarburos determinados por tipo de sistema poroso. Como se muestra en la **Figura 11**.

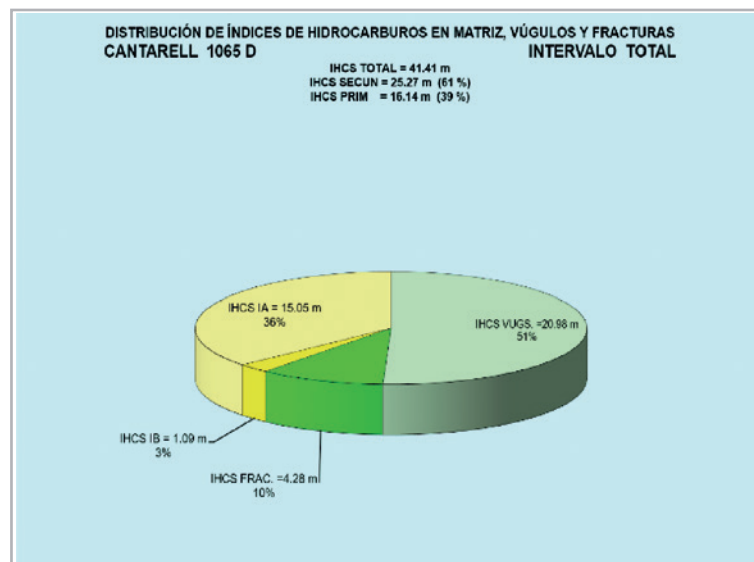


Figura 11. Índices de hidrocarburos por tipo de sistema poroso Cantarell 1065 D.

Con los resultados antes descritos se demuestra que, a través del procesamiento del Sistema experto **IFV** es posible evaluar, con una gran precisión, las tres variables críticas que se han establecido⁷, como las principales limitantes para la correcta Caracterización de los yacimientos Tipo **1**.

Aplicaciones a casos prácticos de campo

Para mostrar las bondades de las herramientas teóricas y prácticas antes descritas se eligieron los pozos **Alux 31** y **Sinan 101 A**, localizados en la Plataforma Continental del Golfo de México en la Sonda de Campeche.

La selección de estos pozos se debe a que, los **Campos Alux y Sinan** han sido clasificados y confirmados, física y geológicamente, como yacimientos Tipo **1**.

Esto es, desde el punto de vista físico, estos yacimientos se caracterizan porque sus rocas manifiestan valores de su porosidad de fractura muy parecidos a los de su porosidad total, esto es, $\phi_{fr} \approx \phi$. Y por lo tanto, su porosidad de matriz, $\phi_{ma} \rightarrow 0^4$.

Desde el punto de vista geológico, Acosta-Bello, S. et al⁷ establecen que la presencia de una roca matriz compacta, es consecuencia de los ambientes sedimentarios y diagenéticos y conlleva a una calidad de yacimiento muy pobre.

Un ambiente de baja energía como lo es, el marino de plataforma profunda produce sedimentos, principalmente de la suspensión de granos extremadamente finos. Precisamente, una matriz conformada por lodos calcáreos, manifiesta una nula capacidad de almacenamiento por su alta densidad granular.

Como lo reporta el sistema matricial de ambos campos, a partir del análisis realizado en las diferentes muestras de núcleos, que indica una roca de carbonatos, conformada principalmente por facies de Mudstone y Wackstone.

Este tipo de facies calcáreas solo almacenan en fracturas y están clasificadas como yacimientos Tipo 1. La presencia de fracturas depende de la intensidad dinámica de los procesos tectónicos que se presenten, posteriores a la depositación.

Debido a esto, una decisión a la ligera propondría descartar a ambos pozos: **Alux 31** y **Sinan 101 A** de toda posibilidad de que alguno de sus intervalos fuera productor de aceite.

Sin embargo, de acuerdo con el objetivo principal de evitar la sobre o la subestimación de los volúmenes originales de hidrocarburos. Aquí se plantea e ilustra la importancia de realizar siempre una tomografía petrofísica detallada, a todo nivel (campo, pozo, estrato o intervalo bajo estudio) antes de la toma de decisiones en campo.

Caracterización simplificada de los yacimientos tipo 1

El principal indicador para caracterizar adecuadamente un yacimiento Tipo 1 lo conforma la propiedad física que establece que, a medida que disminuye la porosidad total de una roca, su porosidad por fractura se incrementa.

Por lo que, para lograr la caracterización de dichos yacimientos, será indispensable revisar y analizar que se satisfaga esa propiedad en cada una de las herramientas prácticas, aquí propuestas a saber: (Ver Figuras 12 a 17)

1. En la gráfica de interpretación petrofísica básica, revisar especialmente los carriles de **IMAGEN PETROFÍSICA** y **Sw**.

El primero para identificar cuántos y cuáles de los Tipos de **Sistemas Porosos (TSP)** predominan a lo largo de todo el intervalo estudiado y el de **Sw** para detectar las mejores zonas, potencialmente productoras de hidrocarburos.

2. En el segundo histograma y en el diagrama circular de la lámina estadística de discretización de la porosidad, verificar que el espesor HN_{FF} , sea el que predomina sobre los otros.

3. En el nuevo diagrama de conectividad, basta observar que la mayoría de los puntos dato (ϕ , ϕ_f y r) se distribuyan dentro de la región triangular **FF**, donde $\phi < 7\%$ y ,

Análisis de resultados

Con el propósito de complementar la caracterización de los pozos **Alux 31** y **Sinan 101 A** , a continuación se analizan los resultados derivados del procesamiento del Sistema experto IFV.

Caso ALUX 31

1. La gráfica amarilla de parámetros petrofísicos identifica en el carril de **Sw** , por sus valores bajos, el intervalo de 5270 a 5320 m. como atractivo para la producción de hidrocarburos, (Ver Figura 12).

En tanto, el carril de **IMAGEN PETROFÍSICA** exhibe un predominio evidente, de los sistemas fracturados **AF** y **FF**, sobre los otros medios porosos, a lo largo de todo el intervalo estudiado, (Ver Figura 12 y Listado 1).

Lo anterior, se confirma al revisar los resultados de:

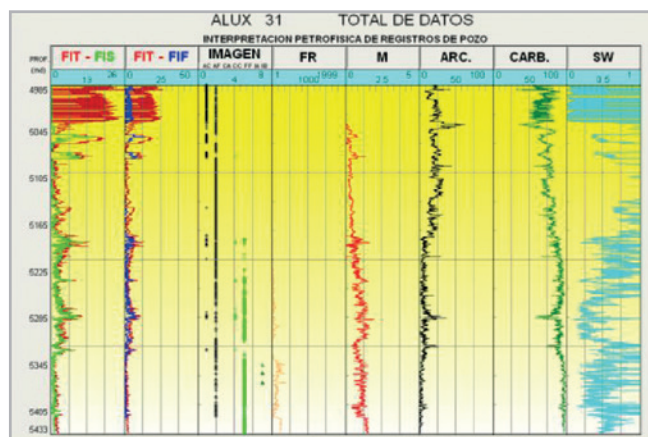


Figura 12. Caracterización petrofísica Alux 31.

**INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS
DESCRIPCION PETROFISICA**

DATOS GENERALES 1511/0911

Pozo: ALUX 31	
Intervalo Analizado (m)	4,985.61 - 5,433.82
Formación	TOTAL DE DATOS
No. total de datos	No. datos eliminados
2,942	2,039

VALORES DE CORTE (%)			ESPESORES E INDICES DE HCS. (m)		
Inercial %	Ampliable %	Indicaciones de agua %	GENERAL	DE VUCULOS	DE FRACTURAS
0.01	300.00	300.00	Total	149.23	440.21
			Neto	134.42	127.56
			Neto/Totaleff	0.20	0.28
			Índice Con-Poro	2.87	2.18
				0.25	2.11

PROMEDIOS PONDERADOS RESULTANTES

POROSIDADES (%)				LITOLÓGICO-PETROFISICOS		
	GENERAL	DE VUCULOS	DE FRACTURAS	GENERAL	DE VUCULOS	DE FRACTURAS
TOTAL	2.96	2.70	2.61	ARCILLA (%)	4.56	13.37
PRIMARIA	0.03	1.06	0.73	CARBONATOS (%)	92.54	76.66
SECUNDARIA	2.97	1.71	1.91	ESQUELETO "m"	1.25	1.51
DE FLUJO	1.33	1.30	1.19	INDICE FAT DE AGUA (Dens)	0.37	0.26
INDICEC (%)	0.40	0.44	0.39	FACTOR DE FERMACION	120.24	25.49
INDICEFF	20.26	31.34	20.06			
INDICEFFC	11.44	60.66	71.94			
INDICEFFD	45.04	55.02	44.75			
INDICEFFDD	0.72	0.71	0.72			
INDICEFFDDC	0.29	0.44	0.51			

TIPOS DE SISTEMA (%)								PERMEABILIDAD ELECTRICA (%)		
IA	IB	IC	CC	FF	AC	AD	AE	ALTA	MODIA	BAJA
0.00	1.87	0.00	1.42	99.99	0.00	0.00		41.02	57.76	1.02

Listado 1. Tabla resumen de resultados.

2. La lámina estadística de discretización de la porosidad

a) El segundo histograma, donde se observa que 3.4 de los 3.9 metros del **espesor neto poroso** corresponden al sistema de fracturas o fisuras limpias, con lo que el espesor neto HN_{FF} , es el que predomina sobre los otros

y, b) El diagrama circular de la lámina estadística de discretización de la porosidad, donde se reporta que: el 87% del espesor neto poroso corresponde a fracturas, **FF**, 12 % al sistema de vugs o cavernas comunicadas, **CC** y el 1 % restante a sistemas interpartículas de valores bajos, **IB**.

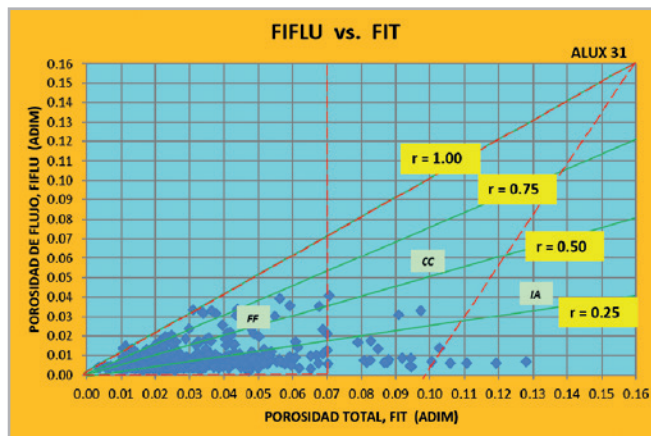


Figura 13. Diagrama de conectividad ALUX 31.

3. La **gráfica de conectividad** muestra que la gran mayoría de puntos dato, caen dentro de la zona triangular, **FF**, representativa de sistemas fracturados de largo alcance.

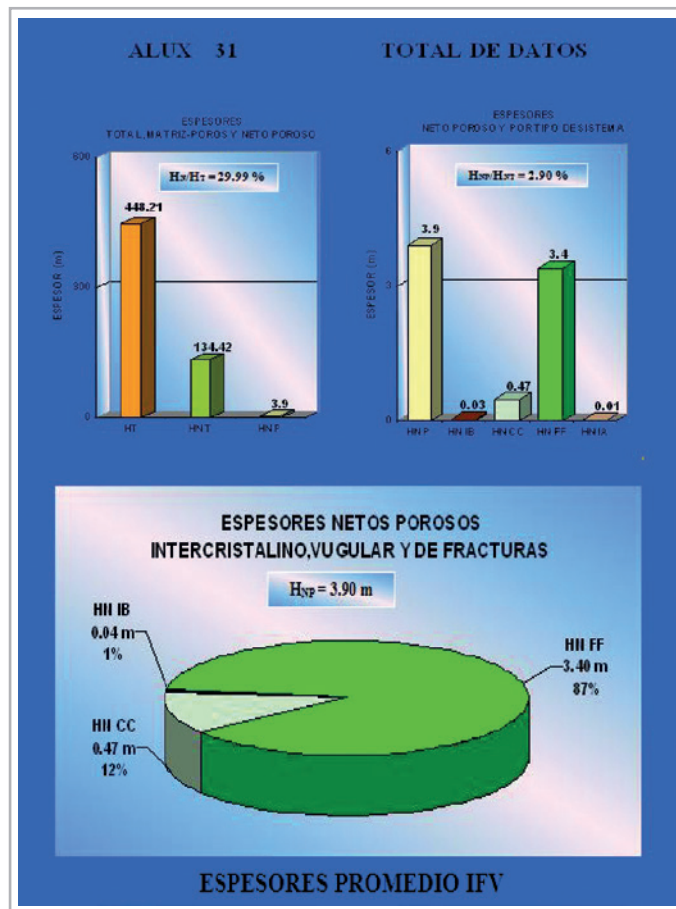


Figura 14. Láminas estadísticas Alux 31, caso SINAN 101 A.

1. La **gráfica amarilla de parámetros petrofísicos** identifica en el carril de **Sw**, por sus bajos valores, dos intervalos: el primero, ubicado en el KM, de 5050 a 5110 m, y el segundo, localizado en el JSK, de 5473 a 5595 m, como atractivos para la producción de hidrocarburos, **Figura 15**.

En tanto, el carril de **IMAGEN PETROFÍSICA** exhibe un predominio evidente de los siguientes sistemas, en orden decreciente: 1° Fracturados, **AF** y **FF**, 2° Matriciales de baja porosidad, **IB**, 3° Vúgulos comunicados a las fracturas de gran alcance y, por último, 4° Matriciales de alta porosidad, a lo largo de todo el intervalo estudiado.

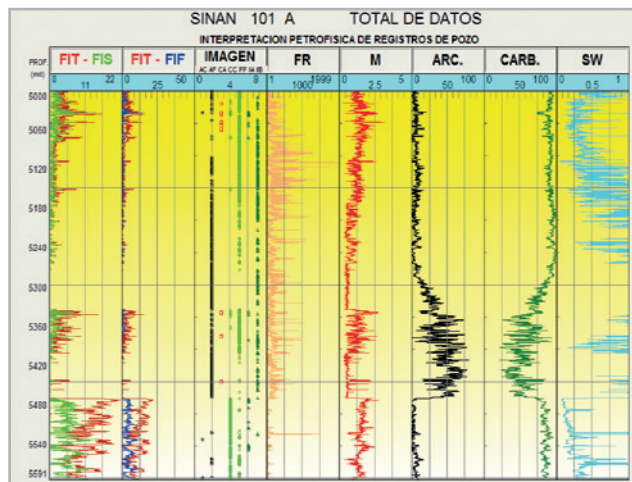


Figura 15. Caracterización petrofísica SINAN 101 A.

Lo anterior, se confirma al revisar los resultados de:

2. La lámina estadística de discretización de la porosidad

a) El **segundo histograma**, donde se observa que 13.48 de los 20.44 metros corresponden al sistema de vúgulos comunicados y 5.09 m. a fracturas o fisuras limpias, con lo que los espesores netos HN_{cc} y HN_{FF} son los que predominan sobre los otros y,

b) El **diagrama circular de la lámina estadística de discretización de la porosidad**, donde se reporta que: el 66% del espesor neto poroso corresponde a vúgulos comunicados y el 25 % de dicho espesor está asociado a fracturas, **FF** y el 9 % restante a sistemas interpartículas de valores Altos **IA** y Bajos **IB**.

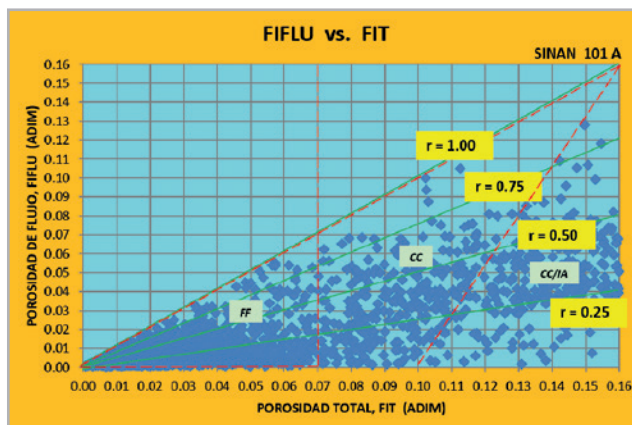


Figura 16. Diagrama de conectividad SINAN 101 A

3. La **gráfica de conectividad** muestra que la gran mayoría de puntos dato, caen dentro de las zonas triangulares, **FF**, **CC** y **CC/IA** representativas de sistemas fracturados de largo alcance y vulgares bien comunicados con la matriz.

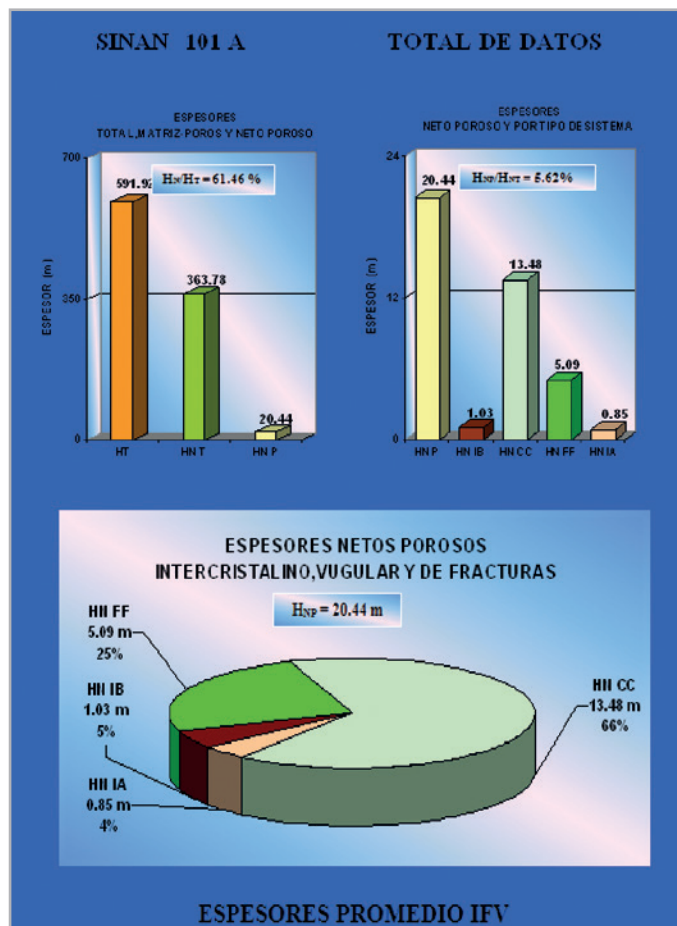


Figura 17. Láminas estadísticas SINAN 101 A.

Conclusiones

1. La revisión de los desarrollos de Towle⁸, Waff⁹, Rasmus¹⁰ y Pérez-Rosales¹¹ demuestran que la solución única a un problema es posible, vía diferentes autores y procedimientos e independientemente de la complejidad del sistema.
2. Las relaciones de Towle, Waff, Rasmus son un caso particular de la Ec. de Pérez-Rosales et al (cuando $r = 2/3$).
3. A partir de los desarrollos expuestos se confirma, teórica y experimentalmente, la definición de la Conectividad, r .
4. La formulación de las dos interpretaciones físicas alternativas de: A. La porosidad de flujo, ϕ_f , como la resultante de su porosidad total por la conectividad y la de B. El exponente m , como la razón de cambio con la que la porosidad flujo se asemeja, o no, a la porosidad total respecto a su conectividad. Abren un campo fértil de investigación.
5. Las propuestas de aplicación, práctica e inmediata, de la ecuación 7 presentadas, tienen altas probabilidades de establecerse en atractivas herramientas auxiliares en la caracterización de los yacimientos fracturados vulgares.

6. Los resultados de campo demuestran la posibilidad de que la relación 7, representativa de sistemas fracturados, pueda extender su área de aplicación al caso de los yacimientos fracturados-vugulares (Figuras 6, 8 y 15 a 17).
7. Se demuestra que el uso del nuevo diagrama de conectividad y sus láminas estadísticas resultantes, como parte del método mejorado, simplifican la caracterización de los yacimientos Tipo 1 ⁴.
8. Otra ventaja de las alternativas de solución antes planteadas queda de manifiesto con los análisis de resultados del pozo Alux 31. En principio, se confirmó que este pozo era del Tipo 1. Sin embargo, la aplicación del método mejorado permitió detectar y proponer el intervalo de 5280 a 5320 m, con altas probabilidades de ser productor de aceite. El cual, fue disparado, evitando con esto, una subestimación del volumen original de hidrocarburos del campo.

Nomenclatura

Símbolos griegos

\emptyset	Porosidad total,
\emptyset_f	Porosidad de flujo,
\emptyset_{fr}	Porosidad de fracturas,
σ^*	Conductividad efectiva total del modelo de cubos,
σ_s	Conductividad de cada cubo o sólido dieléctrico,
σ_M	Conductividad de material líquido,

Literales

A	Constante de la Ec.11 que depende del medio poroso
AC	Cavernas-Vugs de corto alcance, por Arcilla-Pirita,
AF	Fracturas de corto alcance por Arcilla-Pirita
B	Constante de la Ec. que dependen del sistema poroso

CA	Cavernas Aislados por cementación/ recristalizac.,
b	Lado de cada cubo,
b³	Volumen de cada cubo,
CC	Cavernas-Vúgulos Comunicado (a)s por disolución,
C_M	Porosidad ocupada por el electrolito saturante,
d	Distancia de separación entre cada cubo,
D	Distorsión que sufre el flujo eléctrico,
FF	Fracturas-Fisuras limpias de largo alcance,
F_R	Factor de resistividad,
G	Variable relacionada con la geometría interna porosa,
H_T	Espesor Total,
HN_{IA}	Espesor Neto Poroso Interpartículas de valores Altos,
HN_{IB}	Espesor Neto Poroso Interpartículas de valores Bajos,
HN_{CC}	Espesor Neto Poroso de Cavs-Vúgs Comunicado (a)s,
HN_{FF}	Espesor Neto Poroso de Fracturas-Fisuras limpias,
H_{NP}	Espesor Neto Poroso,
H_{NT}	Espesor Neto Total,
H_{NP}/H_{NT}	Relación de espesores neto poroso y neto total,
H_{NT}/H_T	Relación de espesores neto total entre total,
IFV	Interpartícula, de Fractura y Vugular
IA	Porosidad Inter/ partículas o granular de valores Altos,
IB	Porosidad Inter/ partículas o granular de valores Bajos,
l	Longitud total b + d ,
m	Exponente de entrampamiento,
r	Conectividad,
SW	Índice de Saturación de Agua
TSP	Tipo de Sistema Poroso
T, τ	Tortuosidad

Referencias

1. Bello-Acosta, S., Centéllanos Alemán, M. A. y Pérez-Ceja, L. 2013. Análisis de Volúmenes Originales y Factores de Recuperación en Yacimientos Naturalmente Fracturados Tipo-1, Parte 1. Congreso Mexicano del Petróleo, Riviera Maya, Quintana Roo, junio 5–8.
2. Glover, P. 2009. What is the Cementation exponent? A New Interpretation. *The Leading Edge* **28** (1): 82-85. <https://doi.org/10.1190/1.3064150>.
3. Gómez-Rivero, O. 1976. A Practical Method for Determining Cementation Exponents and Some Other Parameters as and Aid in Well Log Analysis. *The Log Analyst* **17** (05): 8-24.
4. Mendoza-Romero, G. 1994. Modelos Petrofísicos para la Descripción de Yacimientos Fracturados. III Taller Internacional de Informática y Geociencias (GEOINFO), La Habana, Cuba , marzo.
5. Mendoza-Romero, G. 2000. El Exponente r en la Relación FR - de Sistemas Fracturados: El Efecto de Conectividad. Primer Congreso Nacional de Registros Geofísicos de Pozo, IMP, México, D.F., septiembre.
6. Mendoza-Romero, G. 2001. Alcances y Perspectivas de los Factores de Resistividad de Rocas Fracturadas I. XXXIX Congreso Nacional de la AIPM, Villahermosa Tab., junio.
7. Mendoza-Romero, G., Valle-González, V. et al. 2003. Caracterización y Distribución de la Triple Porosidad en el Complejo Cantarell-Bloque Akal. Reporte Final, Activo Cantarell, Ciudad del Carmen, Camp. marzo.
8. Mendoza-Romero, G. y Valle-González, V. 2005. Alcances y Perspectivas de los Factores de Resistividad de Rocas Fracturadas II. Primeras Jornadas Técnicas, AMGE-AMGP, Ciudad del Carmen, Campeche.
9. Mendoza-Romero, G., Valle-González, V. et al. 2006. Evaluación, Distribución y Zonificación de la Red del Sistema de Triple Porosidad en Rocas Carbonatadas del Mesozoico Ku-Maloob-Zaap. Reporte Final, Contrato 412005870, Ciudad del Carmen, Campeche (marzo).
10. Mendoza-Romero, G., Becerril-Ayala, J., et al. 2011. Desarrollo Tecnológico IFV: Sistema Experto y Plataforma de Graficación para la Caracterización Petrofísica Avanzada de Yacimientos Fracturados Vugulares. Propiedad Intelectual de CGP, México, D.F.
11. Nelson, R. 2001. *Geologic Analysis of Naturally Fracture Reservoirs*, second edition. Boston: Gulf Professional Publishing Company, Houston, Texas.
12. Pérez-Rosales, C. 1982. On the Relationship Between Formation Resistivity Factor and Porosity. *SPE J.* **22** (04): 531-536. SPE-10546-PA. <https://doi.org/10.2118/10546-PA>.
13. Pérez-Rosales, C., Cruz-Hernández, J., Islas-Juárez, R. et al. 2000. New Formulation for Formation Resistivity Factors of Fractured Porous Media. Artículo presentado en SPE International Petroleum Conference and Exhibition in México, Villahermosa, Tabasco, febrero 1-3. SPE-58991-MS. <https://doi.org/10.2118/58991-MS>.
14. Pérez-Rosales, C., Mendoza-Romero, G., et al. 2000. Estudio de la Difusión y Convección, Sistemas Nitrógeno-Fluidos de Yacimiento, Activo Cantarell. Reporte Final, Proyecto F.00557, IMP (noviembre).
15. Pérez-Rosales, C., Mercado-Díaz, A., Cruz-Hernández, J. et al. 2002. Electric Resistivity of Vuggy Fractured Media. Artículo presentado en SPE International Petroleum Conference and Exhibition in México, Villahermosa, Tabasco, febrero 10–12. SPE-74340- MS. <https://doi.org/10.2118/74340-MS>.
16. Rasmus, J. C. 1982. Determining the Type of Fluid Contained in the Fractures of the Twin Creek Limestone by Using the Dual Laterolog (TM) Tool. *J Pet Technol* **34** (11): 2673-2682. <https://doi.org/10.2118/9857-PA>.
17. Towle, G. H. 1962. An Analysis of the Formation Resistivity Factor-Porosity Relationship of Some Assumed Pore Geometries. SPWLA, Third Annual Logging Symposium, Houston, Texas, mayo 17–18.
18. Waff, H. S. 1974. Theoretical Considerations of Electrical Conductivity in a Partially Molten Mantle and Implications of Geothermometry. *Journal of Geophysical Research* **79** (26): 4003–4010. <https://doi.org/10.1029/jb079i026p04003>.

19. Wyllie, M. R. J. y Spangler, M. B. 1952. Application of Electrical Resistivity Measurements to Problem of Fluid Flow in Porous Media. *AAPG Bulletin* **36** (2): 359-403. <https://doi.org/10.1306/3D934403-16B1-11D7-8645000102C1865D>.
20. Wyllie, M. R. J. y Gregory, A. R. 1953. Formation Factors of Unconsolidated Porous Media: Influence of Particle Shape and Effect of Cementation. *J Pet Technol* **5** (04): 103-110. SPE-223-G. <https://doi.org/10.2118/223-G>.

Apéndices

A. De la relación de Towle a la de Pérez-Rosales

Towle² estableció para su modelo de cubos homogéneos que:

$$\emptyset = 1 - b^3 \quad (\text{A.1})$$

y que:

$$F_R(b) = \frac{b}{1 - b^2} + \frac{1 - b}{D(1 - b^2)} \quad (\text{A.2})$$

de la Ec. (A.1) se obtiene:

$$b^3 = 1 - \emptyset \quad (\text{A.3})$$

de donde,

$$b = (1 - \emptyset)^{1/3} \quad (\text{A.4})$$

Por otra parte,

$$(1 - b^2) = (1 + b)(1 - b) \quad (\text{A.5})$$

Luego, haciendo uso de (A.5), la relación (A.2) puede reescribirse como:

$$F_R(b) = \frac{b}{1 - b^2} + \frac{1}{D(1 + b)} \quad (\text{A.6})$$

O bien, al considerar como factor común, el término $D(1 - b^2)$:

$$F_R(b) = \frac{Db + 1 - b}{D(1 - b^2)} \quad (\text{A.7})$$

Sustituyendo la expresión (A.4) en (A.7), se llega a:

$$F_R(\emptyset) = \frac{D (1 - \emptyset)^{1/3} + 1 - (1 - \emptyset)^{1/3}}{D [1 - (1 - \emptyset)^{2/3}]} \quad (\text{A.8})$$

Ahora bien, si $D = 1$, entonces no existe distorsión de la corriente eléctrica y se está frente a un sistema de grandes prismas rectangulares, lo que implica que:

$$F_R(\emptyset) = \frac{1}{1 - (1 - \emptyset)^{2/3}} \quad (\text{A.9})$$

que es la forma de la ecuación de Pérez-Rosales.

B. De la ecuación de Waff a la de Pérez-Rosales

Harve S. Waff (1974) estableció que la conductividad efectiva total, σ^* del arreglo descrito en la Figura 1 está dada por:

$$\sigma^* = \frac{\sigma_s \sigma_M (1 - C_M)^{2/3}}{\sigma_M (1 - C_M)^{1/3} + \sigma_s [1 - (1 - C_M)^{2/3}]} + \sigma_M [1 - (1 - C_M)^{2/3}] \quad (\text{B.1})$$

Dividiendo entre σ_M^2 numerador y denominador del primer sumando de la expresión (B.1), se tiene que:

$$\sigma^* = \frac{\sigma_s / \sigma_M (1 - C_M)^{2/3}}{(1 - C_M)^{1/3} / \sigma_M + \sigma_s [1 - (1 - C_M)^{2/3}] / \sigma_M^2} + \sigma_M [1 - (1 - C_M)^{2/3}] \quad (\text{B.2})$$

ya que, la conductividad del material derretido, σ_M , es mucho mayor que la conductividad, σ_s , de las partículas sólidas cúbicas, entonces el cociente de esta última conductividad entre la primera, tiende a cero.

Esto es,

$$\text{Si } \sigma_M \gg \sigma_s \Rightarrow \sigma_s / \sigma_M \rightarrow 0 \quad (\text{B.3})$$

Por lo que, la relación (B.2) se reduce a:

$$\sigma^* = \sigma_M [1 - (1 - C_M)^{2/3}] \quad (\text{B.4})$$

y

$$\sigma^* / \sigma_M = [1 - (1 - C_M)^{2/3}] \quad (\text{B.5})$$

Pero, C_M representa la fracción volumétrica de material derretido o saturante que ocupa los espacios entre los cubos, que se asocia con el concepto de porosidad, \emptyset .

Además, como la conductividad es el inverso de la resistividad, entonces:

$$\sigma = 1/R \quad , \quad \sigma^* = 1/R_0 \quad \text{y} \quad \sigma_M = 1/R_W \quad (B.6)$$

Haciendo uso de estas igualdades y del concepto de porosidad, se obtiene:

$$\sigma^* / \sigma_M = R_W / R_0 = [1 - (1 - \phi)^{2/3}] \quad (B.7)$$

Si se recurre a la definición de factor de resistividad, la ecuación (B.7) se transforma en la expresión de Pérez-Rosales, a saber:

$$F_R(\phi) = \frac{1}{1 - (1 - \phi)^{2/3}} \quad (B.8)$$

C. De la expresión de Rasmus a la de Pérez-Rosales

Usando modelos físicos (resistencias eléctricas en paralelo), Rasmus (1982) demostró que, para un yacimiento Tipo 1, su factor de resistividad resultante está dada por:

$$F_R(\phi_{fr}) = \frac{\tau_{fr}}{\phi_{fr}} = \tau_{fr} \phi_{fr}^{-1} \quad (C.1)$$

donde, τ_{fr} es la tortuosidad debida a las fracturas.

Asimismo, de la correlación estadística analizada en la Figura 6 de este trabajo se concluye que r y τ son inversamente proporcionales, es decir:

$$r = \frac{1}{\tau} = \frac{1}{F_R \phi_{fr}} \quad (C.2)$$

de donde,

$$F_R(\phi_{fr}) = \frac{1}{r \phi_{fr}} \quad (C.3)$$

Por otra parte, Pérez-Rosales observó y demostró²⁰ que la cantidad dentro de los paréntesis, que aparece en su nueva formulación (Ec. 7) anterior, se puede expresar como una serie binómica o binomial de forma tal que:

$$(1 - \phi)^r = 1 - r\phi_f + \frac{r(r-1)}{2}\phi_f^2 - \frac{r(r-1)(r-2)}{3} - \dots \quad (C.4)$$

Luego, ya que la porosidad de fractura ocurre a bajos valores de porosidad, esto genera fracciones numéricas pequeñas, que al sustituir en la expresión (C.4) fue fácil comprobar que del tercer término de la serie en adelante sus valores casi se anulan.

En consecuencia, con muy buena aproximación, se llegó a²⁰ :

$$(1 - \emptyset)^r = 1 - r\emptyset_f \quad (C.5)$$

por lo que:

$$r\emptyset_{fr} = 1 - (1 - \emptyset_{fr})^r \quad (C.6)$$

Luego, como el modelo inicial de cubos se comporta realmente como un sistema de grandes prismas rectangulares paralelos entre sí, para el que se obtiene teóricamente una $r = 2/3$.

Entonces, al tomar en cuenta esta consideración en la relación C.6, y hacer la sustitución en la ecuación C.3, se llega a:

$$F_{Rfr} = \frac{1}{1 - (1 - \emptyset_{fr})^{2/3}} \quad (C.7)$$

que es la relación de Pérez-Rosales.

Semblanza del autor

Gustavo Mendoza Romero

Es Físico, egresado de la Facultad de Ciencias de la UNAM. Sus áreas de especialización son la Petrofísica, el Análisis e Interpretación de Registros Geofísicos y la Caracterización de Yacimientos Fracturados Vugulares.

Actualmente es consultor independiente y dirige el Grupo de Consultoría y Gestoría Petrofísica.

Su actividad docente, de más de 40 años, la ha distribuido tanto en la UNAM como en el Instituto Politécnico Nacional, donde participó en el Consejo Técnico Consultivo, presidió la Academia de Física y fue Jefe del Departamento de Informática, en cuya gestión, propuso y dirigió el desarrollo e implantación del Primer Sistema Automatizado de Administración Escolar a nivel de PC's.

Fue investigador del Instituto Mexicano del Petróleo y asesor para Schlumberger, Halliburton y Corelab.

Entre sus principales logros está el haber planteado las ideas básicas que conforman el soporte del Sistema experto IFV para la Caracterización Avanzada de Yacimientos Fracturados Vugulares, que ha sido probado en más de 500 pozos del Sector Petrolero Nacional.

Ha publicado diversos trabajos técnicos en revistas nacionales e internacionales.

Es Autor del Libro: "Fundamentos de Petrofísica: Teoría y Aplicaciones" y Coautor del Libro: "Caracterización Estática de los Yacimientos Cretácicos: Ku Maloob Zaap y Kutz", Pemex 2006, así como de las Monografías: "Estudio Sobre la Correcta y Confiable Discretización de la Porosidad", 2011 y "Modelos Petrofísicos para la Descripción de Yacimientos Fracturados" en 1996.

Durante su trayectoria profesional ha obtenido diversos reconocimientos, entre los que destacan la Mención Honorífica en el Primer Certamen Nacional de Proyectos Científicos y Tecnológicos, INJUVE-CREA 1985, el Mérito a la Labor de Investigación del Instituto Mexicano del Petróleo 1987, el Premio Nacional "Antonio García Rojas" 1991 y en dos ocasiones, 2017 y 2018, la Medalla Juan Hefferan que otorga anualmente la AIPM, al mejor trabajo teórico.