



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Evaluación Petrofísica Convencional
y Avanzada para Yacimientos
Carbonatados Naturalmente
Fracturados de la Formación BTPKS-
KI de la Región Marina Noreste**

INFORME DE ACTIVIDADES PROFESIONALES

Que para obtener el título de
Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

Juan Miguel Ortiz Galicia

ASESOR DE INFORME

M. I. Héctor Ricardo Castrejón Pineda



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2019

AGRADECIMIENTOS

A DIOS. Por siempre estar conmigo, incluso, cuando yo no lo sabía, cuando no te admitía, por todas las bendiciones, por ser mí guía. Por todo, gracias G.A.D.U.

A mis padres por darme la vida; a ti madre, Raquel Galicia, por TU AMOR, por la lucha por y para tus hijos, por tus virtudes y defectos; a ti padre, José Miguel Ortiz, por tu amor, por tus enseñanzas, por las dificultades y retos con los que me hiciste crecer como persona.

A mi esposa. Guadalupe Ruiz F. A ti mi corazón, por reformular mi objetivo de vida, POR TU AMOR, porque, aunque en las diferencias e idiosincrasia hay discrepancias frecuentes, el sincretismo de nuestro AMOR nos reconcilia.

A mi hijo Ángel Miguel Ortiz Ruiz (A.M.O.R). Eres mi bendición y alegría más grande, tan pequeño, ya ejemplo en muchos aspectos. Mi amado hijo, deseo y participaré contigo para que seas un ser humano pleno, integro y ético.

A mi hermano y Amigo Ing. Ulises Ortiz Galicia. Por tu amor, por tu apoyo, por ser un Maestro en muchos aspectos y por esas largas conversaciones de las que siempre aprendo, con las que crezco.

A mis hermanas. Gracias y éxito en todos los ámbitos.

A la UNAM y su Facultad de Ingeniería. Por ser mi hogar, por creer en mi incluso cuando yo no lo hice, por darme la oportunidad de crecer en múltiples aspectos. Gracias también a los magníficos profesores que me enseñaron no solo de las materias, sino sobre ética, moral, valores, rompiendo mis más profundos y equivocados paradigmas.

A mi director de tesis Ing. Héctor Ricardo Castrejón Pineda. Por su tiempo dedicado, por su gran apoyo, conocimientos y paciencia. Por ser privilegiado de su gran humanidad.

A mis sinodales. Por su tiempo para leer este trabajo y sus valiosos comentarios. Especialmente al Ing. Israel Castro y Dr., Gustavo Mendoza R., por sus enseñanzas (tuve el honor de ser su alumno), por todo su apoyo.

A los magníficos maestros y profesores: Ing. Marco Aurelio Torres Herrera, “**Torres H.**”, **q. e. p. d.**, Ing. Ramón Domínguez Betancourt, Ing. M. Jorge Alberto Rodríguez Martínez, José Ignacio Torres Herrera Mantecón, Ing. Wenceslao Cirion Robertson, que **además de impartir conocimiento de ingeniería, transmitieron con Ética y Estética profundos valores y conocimiento**, para ser más que un ingeniero, un ingeniero integral y humanista.

A mi tía, M. I. Lupita Galicia M., por su amor, apoyo, consejos y AMISTAD. Fue por ti que elegí esta maravillosa carrera, por ti que conocí la “Prepa 5” y al hacerlo, despertaste por primera vez la inquietud por continuar mis estudios más allá del nivel básico.

A Héctor Carlos Pulido Bello, q. e. p. d., -amigo, profesor, maestro-. Candidato a doctor en Ingeniería Petrolera, magnifico ingeniero, mejor humano; en mis tiempos de mayor oscuridad me diste luz y el cambio de vida que desde 2005 me llevo a Carmen – hasta hoy mi actual hogar -.

Al M. I. Joaquín Rosete Téllez, por su apoyo, por la oportunidad de trabajar en el grupo de expertos ACR- VCD-SE C. C, por su gran humanidad y humildad, y, por compartir su tiempo y conocimiento. Gran ingeniero y líder de la Subdirección de la RMNE de PEMEX; líder de líderes.

A Héctor Fraile Pérez: Maestro, me dio la oportunidad de conocer el mundo con una nueva filosofía de vida, me esforzaré por ser merecedor de tal honor.

A mi hermosa, y gran familia, GALICIA, a todos y cada uno de sus integrantes.

A mi querida abuelita, “Mamatola” por tu cariño, por tu tiempo y, por las cálidas pláticas en las que he conocido de mis ascendentes de Cholula, por esas deliciosas comidas, entra tantas cosas más.

A Paula Guadalupe Pulido G., prima, mi amiga, y ahijada. Gracias por tu amistad, por esas pláticas de las que siempre aprendo, por la luz del alma que irradias. Que tengas pleno éxito.

A mis amigos, y a todas las personas que contribuyeron de alguna manera en la realización de este trabajo.

Contenido

INTRODUCCIÓN	6
I. DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA	9
Introducción	9
I.1. Breve Historia de la empresa	10
I.1.1. Filosofía de la empresa.....	11
I.2. Descripción del puesto de trabajo o labor que se desempeñó	12
II. ANTECEDENTES	13
II.1 Antecedentes Históricos Generales	13
II.2 Marco Teórico	15
II.3. Antecedentes del Proyecto	16
II.3.1. Aspectos que obstaculizaron el desarrollo de la petrofísica de los YNF's.....	17
II.3.2 Contextualización de la evolución teórica - práctica de la Petrofísica, Petrofísica Avanzada y Metodología.....	19
II.3.2 Conceptos sobre la Discretización de Porosidad de Yacimientos Carbonatados.....	27
II.3.3. Discretización de la Porosidad.....	27
II.2.4. En lo referente a la forma de interacción e integración de las disciplinas.....	30
III. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA	32
III.1 Describir claramente el proyecto.....	33
ENFOQUE DEL TRABAJO Y LOS PARADIGMAS DEL CONOCIMIENTO.	33
Descripción del proyecto:.....	36
III.2 Propuesta de cambio, actividades o problemática a resolver en el contexto de la ingeniería.....	37
III.2.1 Petrofísica ¿Avanzada?.....	39
III.2.2 ¿El Porqué y el para qué? de la discretización de la Porosidad.....	40
IV. METODOLOGIA UTILIZADA	42
Antecedentes	42
IV.1 ESTRUCTURA DE LA METODOLOGÍA	44
IV.A. Actividades Secuenciales de la Metodología -Plan de Ejecución-	45
IV. B. Diagrama de flujo de la Petrofísica Avanzada	46
IV.1.1 Adquisición del dato	48
IV.1.2 Recopilación y revisión de la información de campo.....	50
IV.2 Integración de la información e Interpretación.....	52
IV.2.1 ¿Que es la interpretación?	53
IV.3 Registros Geofísicos	57
IV.4.- Análisis Mineralógico.....	58
IV.5. Cálculo del volumen de arcillosidad	59
IV.6. Modelo Petrofísico Avanzado.....	60
IV.7. Datos utilizados en una evaluación petrofísica robusta.....	63
IV.7. Cierre de Metodología	64
IV.8 Ventajas de aplicación de la metodología	65

V. RESULTADOS. Análisis de Caso.....	67
V.1 Cronograma de Actividades	68
V.2. Base de Datos	70
Antecedentes.....	70
V.3 Antecedentes de la Aplicación de la Metodología	71
V.3. Marco Tectónico.....	72
V. 3. Marco Estructural	73
V.3.2- Estratigrafía.....	74
V.4 Aplicación del Método.....	76
V.5.1 Selección de Pozo Tipo.....	76
V.5.2 Evaluación Petrofísica del Pozo Puma - 101.....	78
V.5.2.1 Calibración de Litología.....	80
V.5.2.2 Correlaciones de propiedades.....	82
V.5.2.3 Curvas Entregables.....	83
V.5.2.4 Estadísticas	84
CONCLUSIONES	86
Bibliografía	87

Objetivo General

Presentar una Evaluación Petrofísica Convencional y Avanzada de un Yacimiento Carbonatado Naturalmente Fracturado, a un pozo “tipo”, ubicado en la Región Marina Noreste, evaluado en las formaciones Brecha del Terciario-Paleoceno Cretácico Superior (BTPKS), Cretácico Medio (KM) y Cretácico Inferior (KI), con base en una metodología robusta, altamente consensada y validada.

INTRODUCCIÓN

A nivel mundial los yacimientos carbonatados naturalmente fracturados (YCNF) contienen alrededor del 60% de las reservas mundiales de petróleo, con un enorme potencial de reservas de gas adicionales, y son base de la producción en muchas partes del mundo, incluyendo el Medio Oriente y México ¹⁷.

En México, la mayor parte de los hidrocarburos producidos provienen de los YCNF⁴⁰. Para darse una idea del potencial de este tipo de yacimientos, tan sólo el célebre campo Akal - *generalmente conocido como Cantarell* - cuenta con un volumen original de 35 mil millones de barriles (MMMbls), en tanto que las reservas remanentes totales, nacionales, actualizadas a 2014 se calcularon en 42 MMMbpce ⁴¹.

En la Sonda de Campeche, en la región Marina Noreste, se localizan los campos más importantes de México, tanto por su volumen original como por su producción: Los pertenecientes al Activo integral Cantarell (AIC): Akal, Chac, Nohoch, Kutz y Sihil y, Ek- y Balam; y los campos pertenecientes al activo integral Ku-Maloob-Zaap (AIKMZ): Ku, Zaap y Maloob. Estos campos presentan diferentes yacimientos que van desde las “calcarenitas” de Eoceno Medio (EM), los carbonatos de la BTPKS – KI y del Jurásico Superior Kimeridgiano (JSK) y los terrígenos de Jurásico Superior Oxfordiano (JSO), de los que sus yacimientos carbonatados naturalmente fracturados son los más relevantes.

La BTPKS - *la unidad productora de mayor importancia en la Sonda de Campeche y de México* - tiene una distribución regional, desde la sierra de Chiapas (donde aflora), hasta la Zona Marina en la Sonda de Campeche; este *yacimiento carbonatado naturalmente fracturado* es

considerado *excepcional*, ya que en sus medios porosos predominantes presenta un *fuerte contraste* de permeabilidad y *mediano contraste* de capacidad de almacenamiento ^{UOG17}.

El presente trabajo tiene como objetivo principal presentar una Evaluación Petrofísica Avanzada de un Yacimiento Carbonatado Naturalmente Fracturado de un pozo - “tipo” -, del yacimiento más relevante de México - *cuando menos por su volumen original y producción* -, **con base la Metodología intitulada: Caracterización Petrofísica Avanzada de yacimientos carbonatados naturalmente fracturados.**

La evaluación presentada se generó con base en una metodología construida con sólidos soportes teóricos y con lustros de aprendizaje práctico, pero que además en forma no convencional **se diseñó** y enriqueció (desde su concepción) con **conceptos teórico – prácticos**, multidisciplinarios e interdisciplinarios de las especialidades: Geología, Geofísica, Petrofísica, Geomecánica e Ingeniería de Yacimientos, así como de Matemáticas y Física Aplicada. Una vez generada la metodología, ésta, **se ejecutó** por **personal con profunda experiencia de campo** previamente capacitado tanto en las disciplinas previamente mencionados como en la realización de proyectos multi e inter disciplinarios (hecho que hasta ese momento solo se había planteado “en papel”, pero que no se había llevado a la práctica en **forma sistemática**, - *solo como esfuerzos aislados* -).

Esta nueva forma de generar y aplicar la Metodología - descrita en el capítulo IV - resulta en una mejora sustancial de la representación del yacimiento, por ende, en sus resultados, y finalmente en la interpretación y alcance que los mismos ocupan en la caracterización estática de yacimientos y, posteriormente en el que la caracterización estática ocupa en la Simulación Numérica de Yacimientos (SNY). El concepto que sintetiza la forma en la que la metodología se ejecuta es conocido en el ámbito de la dialéctica como **transdisciplinariedad** ^{REF.DIALECTICA}.

Los Objetivos de este trabajo son:

- i. Presentar de manera concisa y breve el impacto que tienen las disciplinas que involucran a la **Caracterización Estática** sobre la Caracterización Petrofísica Avanzada. Transmitir al lector la *interacción directa* que la Caracterización Petrofísica guarda con la **SNY** y el éxito de la explotación de un yacimiento.
- ii. Presentar una metodología de Evaluación Petrofísica Avanzada, diseñada para yacimientos carbonatados Naturalmente Fracturados y aplicada con éxito en diferentes campos de la región Marina— *avalada por múltiples personalidades, grupos de expertos e instituciones en México*—.
- iii. **Transmitir a los estudiantes de Ingeniería: Petrolera y/o Ciencias de la Tierra, y afines, la importancia y necesidad del conocimiento - aplicación del trabajo multidisciplinario** durante todo el proceso de explotación del yacimiento, específicamente en la Evaluación Petrofísica de un YCNF y **coadyuvar a la implementación efectiva del trabajo en equipo**.

El reforzamiento constante sobre la importancia del trabajo multi e interdisciplinario es fundamental para llevar a cabo, con éxito, los procesos académicos, tecnológicos e industriales que se llevan a cabo hoy en día y que se realizarán en el futuro. “En el mundo todo es cambiante y quien no sea adapta muere”.
¡Seamos pues, parte del grupo que se adapta y evoluciona!

Con el propósito de cumplir con lo establecido en la **guía para presentar un informe de trabajo profesional como modalidad de titulación**, la estructura del trabajo se presenta de acuerdo a los establecido en tal guía.

I. DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA

Introducción

El presente trabajo de opción de titulación: **Por Trabajo Profesional**, es el fruto del trabajo principalmente adquirido en Ciudad del Carmen Campeche, en la subgerencia: Centro Regional de Estudios de Explotación de Ciudad del Carmen (CREE C. C.), ubicado en el Centro de Ingeniería y Geociencias Kaxán del área Industrial del Km. 4 ½ cuarta sección, perteneciente a la subdirección Técnica de Explotación (**STE**), perteneciente a Pemex Exploración Producción (**PEP**) de Petróleos Mexicanos (**PEMEX**), y enriquecido en la estadía de la compañía TEMPLE, entre otras.

Además, es necesario mencionar que la mayoría de los conocimientos adquiridos se deben a la fortuna de aprender y presenciar ponencias y experiencias con importantes personalidades del ámbito petrolero, específicamente en las áreas de Petrofísica, Geociencias e Ingeniería de Yacimientos y entre los que **es deber** mencionar al candidato a Doctor M. I. Héctor Calos Pulido Bello q.e.p.d., y a la M. I. Guadalupe Galicia Muñoz, creadores de la metodología descrita – en el capítulo IV –, a los ingenieros geólogos: Ing. Héctor Martínez Velázquez q.e.p.d., M. C. Francisco Ángeles Aquino y M. C. Enrique Ortuño Maldonado que además de contar con más de 30 años de experiencia en el ramo y en la región Marina Noreste, tienen – o tenían -, una profunda pasión por su trabajo y vocación por transmitir su profundo conocimiento del ramo y del cual me vi privilegiado. Finalmente, del M.I. Joaquín Rosete Téllez, exsubdirector de la región Marina Noreste, con quien tuve el privilegio de trabajar en proyectos de VCDSE y Perforación para el AIC, y que dieron nueva luz a la integración de conocimientos, operativos de la perforación, pocas veces utilizados para enriquecer a la Petrofísica.

1.1. Breve Historia de la empresa

Petróleos Mexicanos es la principal empresa mexicana y se ubica entre las mayores compañías petroleras a nivel mundial. Se caracteriza por su alto grado de integración vertical, ya que su cadena de valor comprende desde la exploración y producción primaria de crudo y gas, la elaboración, distribución y comercialización de productos petrolíferos y petroquímicos, así como la prestación de diversos servicios ⁶⁰.

La historia de Pemex se remonta a 1938, cuando el presidente Lázaro Cárdenas del Río decreta la expropiación de los bienes muebles e inmuebles de 17 compañías petroleras a favor de la Nación, en la tarde del 18 de marzo. El 7 de junio de ese mismo año **se crea Petróleos Mexicanos**. La incorporación de la empresa en el ámbito internacional, como un exportador relevante de crudo, se derivó del descubrimiento, en la década de los setenta, de grandes yacimientos de hidrocarburos en aguas someras.

En los 90, Pemex fue objeto de una transformación estructural profunda que dio origen a Petróleos Mexicanos con cuatro Organismos Subsidiarios, dichos organismos son: PEMEX Exploración y Producción (**PEP**), PEMEX Refinación (PXR), PEMEX Gas y Petroquímica Básica (PGPB) y PEMEX Petroquímica (PPQ).

Pemex Exploración y Producción (**PEP**) es el Organismo Subsidiario de PEMEX (*hasta el 2015, año en el que cambia su estatus por la reforma energética*) que se encarga de la exploración y extracción del petróleo y de los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos, en el territorio nacional, en la zona económica exclusiva del país y en el extranjero; sujeta a la conducción central, dirección estratégica y coordinación de Petróleos Mexicanos, de conformidad con lo establecido en la Ley de Petróleos Mexicanos y su Reglamento, que tiene como finalidad generar valor económico y rentabilidad para el Estado Mexicano. Como parte de la transformación estructural antes citada y basado en la estructura orgánica básica de PEP, **se crea la Subdirección Técnica de Explotación (STE)**.

En 2004 la Subdirección Técnica de Explotación, y acorde a la estrategia de **reducir gradualmente la dependencia de PEP con respecto de las compañías de servicio** en la realización de estudios de explotación y de transferir habilidades al personal especialista de los Activos, creó cuatro Centros Regionales de Estudios de Explotación - *distribuidos en zonas estratégicas del país* -, seleccionando a personal altamente capacitado, destacado por su experiencia laboral, académica y vocación por el desarrollo del conocimiento. En el Centro Regional de Estudios de Explotación de Ciudad del Carmen (**CREE C. C.**), se creó la Metodología que se empleó en este trabajo.

Cabe mencionar que, en 2015 como parte de la Reforma Energética aprobada por el H. Congreso de la Unión, Pemex se constituyó como una Empresa Productiva del Estado y sus cuatro Organismos Subsidiarios se reestructuraron en siete Empresas Productivas del Estado Subsidiarias (**EPS**): Pemex Exploración y Producción (**PEP**), Pemex Perforación y Servicios (**PPS**), Pemex Transformación Industrial (**PTRI**), Pemex Logística (**PLOG**), Pemex Etileno (**PE**), Pemex Fertilizantes (**PF**) y Pemex Cogeneración y Servicios (**PCS**).

1.1.1. Filosofía de la empresa

Misión: Ser la empresa más competitiva de la industria petrolera mexicana y referente internacional.

Valores:

1. Decisiones en función del valor que aportan a Petróleos Mexicanos
2. Excelencia operativa y simplicidad administrativa
3. Innovación y agilidad
4. Satisfacción del cliente
5. Honestidad y rendición de cuentas
6. Trabajo en equipo para lograr las metas de Petróleos Mexicanos
7. Orgullo de pertenecer a Petróleos Mexicanos

1.2. Descripción del puesto de trabajo o labor que se desempeñó

Para este trabajo, la labor que desempeñe en el Centro Regional de Estudios de Explotación de Ciudad del Carmen (CREE C. C.), específicamente en la superintendencia de modelado numérico, fue de “Especialista en Petrofísica”. De acuerdo a los estándares establecidos por las “compañías de servicio” para la asistencia de personal en sitio “on-side” a Pemex, un especialista es aquella persona que tiene más de 5 años de experiencia profesional en una sola área, y es capaz de realizar las actividades propias de su especialidad sin necesidad de ayuda externa, con conocimiento práctico y teórico suficientes para entregar resultados fiables y demostrables, el cual debe ser supervisado por personal “Senior”. Las labores que realicé fueron las de evaluar, con base en la Metodología de Petrofísica ya mencionada (entre otras), pozos de yacimientos de: BTPKS-KM-KI, JSK-E, y JSO de la región marina noreste, y cuyas actividades concisas se reflejan en cada uno de los entregables de la Evaluación Petrofísica que se muestran en el capítulo V.

Es trascendental mencionar que para desempeñar tal labor previamente desempeñe labores: de captura de información técnica, de integrador de información – *en la superintendencia mencionada tal ocupación consistía de clasificar información de acuerdo a estándares definidos por mis superiores, en diferentes formatos y software* -, como “analista de información” para creación de bases de datos enfocados a la petrofísica, de edición de registros geofísicos, como evaluador Petrofísico - con dos años de estadía en el puesto -, y cuyas funciones consisten de ayudar en las tareas simples que un analista especialista realiza -, es decir, a las tareas repetitivas que se realizan sin necesidad de un criterio técnico especializado; finalmente después de 6 años desempeñe las labores de analista especialista que conducen a la elaboración de este escrito.

II. ANTECEDENTES

II.1 Antecedentes Históricos Generales

El aprovechamiento de los hidrocarburos es más antiguo de lo que imaginamos frecuentemente, no somos los primeros en la historia en explotar el petróleo, algunas de las civilizaciones antiguas dependían en gran manera de él, por ejemplo, los babilonios - *los antiguos habitantes de la actual Irak* - lo usaban para impermeabilizar sus botes y como argamasa en la construcción, los egipcios lo usaban en la preparación de momias para ayudar a preservar los cadáveres; así como muchas otras aplicaciones en diferentes civilizaciones a través de la historia. No obstante, pasaría mucho tiempo antes de que el verdadero potencial de la hasta entonces misteriosa “sustancia negra” fuera entendido y explotado.

La historia moderna del petróleo se define a través de dos hitos del siglo XIX: el refinamiento de parafina a partir de petróleo crudo - cuyo producto se utilizó en lámparas y como lubricante en maquinarias -, llevado a cabo por el químico escocés James Young en 1847, y la perforación del primer pozo petrolero a 21 metros de profundidad - *primer pozo moderno que se diferencia de sus predecesores debido a que fue perforado, no excavado* -, adjudicado a Edwin Drake en 1859 cerca de Titusville, Pennsylvania. Con estos dos hechos se desencadenaría el inicio del aprovechamiento de los hidrocarburos como componente fundamental de la sociedad moderna. Hasta mediados de 1950, el carbón ocupó el lugar principal como combustible a nivel mundial, pero posteriormente el petróleo rápidamente ocupó su lugar.

En el inicio de la industria la petrolera era “muy sencillo” localizar yacimientos, porque se explotaron los muy superficiales, cuya existencia era conocida, o porque fueron descubiertos por obra del azar, pero la creciente importancia de esta industria, originó una búsqueda intensiva y racional de nuevos yacimientos (*incluso una explotación irracional*), que se transformó en una verdadera ciencia, con aportes de: Física, Química, Geología, Geofísica, etc.

Después de más de medio siglo de explotación las cosas se han complicado de forma considerable, ya que el hallazgo de yacimientos de hidrocarburos paso de una obra librada al azar para convertirse en una tarea científicamente organizada, que se planifica con mucha antelación.

En la actualidad, es altamente complejo extraer hidrocarburos convencionales – *por múltiples razones* -; los no convencionales, no son rentables por políticas internacionales (para mayor referencia véase el informe que el Banco Mundial realiza en: “Global Economic Prospects, January 2015”) – *políticas de las que Arabia Saudita es uno de sus mayores actores*-.

En el ámbito técnico los retos y dificultades que hoy día se presentan son cada vez mayores. Tal cuestión obedece, principalmente, al agotamiento de los recursos, pero además a la generación de nuevos conocimientos, descubrimientos y desarrollos nuevas tecnologías que conlleva a el aprovechamiento de recursos que anteriormente o no se conocían o en el caso de que se conociesen no era posible explotarlos de manera rentable. **En el campo de la Petrofísica no es la excepción**, a medida que avanza la ciencia y tecnología surgen nuevos requerimientos, procesos y resultados intrínsecos a este avance, sobre esta temática versa parte importante del contenido de este trabajo.

Sintetizando: ¡Las condiciones que en un inicio se tenían han cambiado radicalmente!

II.2 Marco Teórico

Aunque **existe una gran cantidad de autores** que en tesis, artículos y publicaciones establecen diferentes, teorías, modelos etc., relacionados con la **Caracterización Petrofísica de un YNF**, cada una de estas fuentes tienen en común el referenciar a los autores que con el paso del tiempo se convertirían en las autoridades infaltables en los temas de YNF, y pilares en la construcción de la metodología empleada: **Archie, 1942, Nelson, 1982, y Aguilera 1995**. También resulta relevante mencionar como influencias relevantes para la metodología, a los mexicanos: Ing. Gómez Rivero, Dr. Pérez Rosales -físico-, y al ing. Bernardo Martel Andrade.

Cabe destacar que los aportes de los citados autores podrían ser - o han sido - tema de discusión, así como la inclusión de un par de autores más, tales ideas establecieron la base del desarrollo teórico y práctico de la Petrofísica de los YNF.

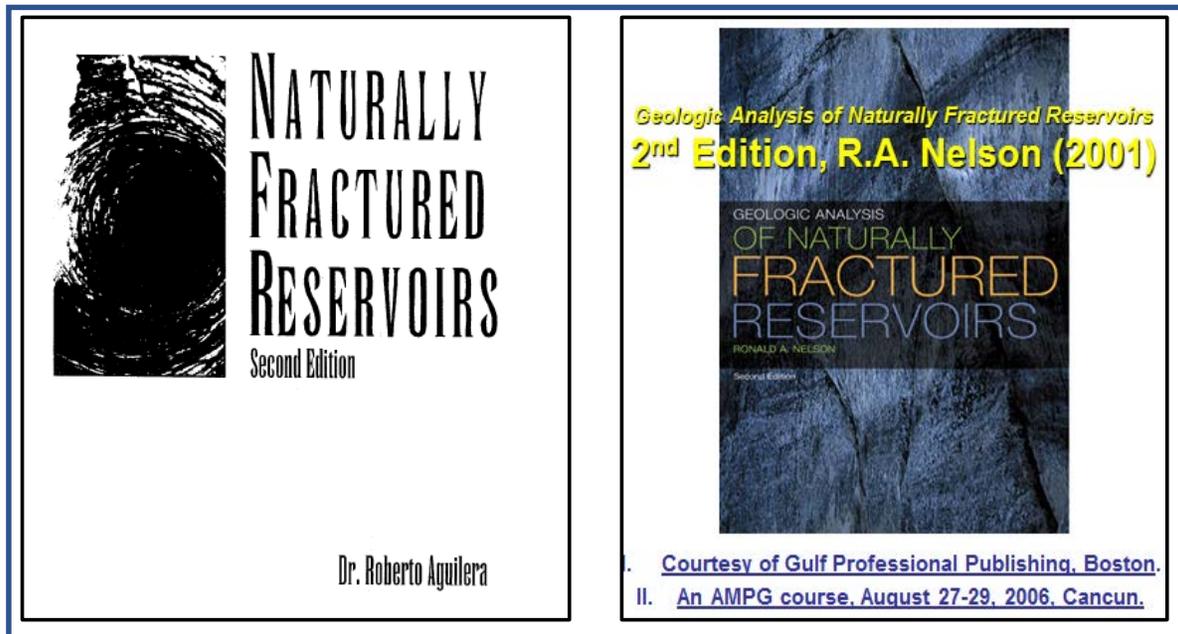


Fig. 1. Se muestran las portadas de los libros de los doctores Aguilera y Nelson, respectivamente.

II.3. Antecedentes del Proyecto

El objetivo de la presentación de los antecedentes del proyecto busca dos fines principales:

- **Presentar** condiciones que contextualizaron la evolución teórica - práctica de la Petrofísica, Petrofísica Avanzada y Metodología empleada, así como conceptos petrofísicos estrictamente relevantes. *Lo anterior se debe a que existen abundantes fuentes de información que tratan con amplitud y recurrencia los conceptos básicos de la Petrofísica, estado del arte, y descripción básica de los registros geofísicos en: tesis: de licenciatura, incluso algunas de posgrado, libros, diferentes publicaciones entre los que se encuentran: artículos nacionales e internacionales, boletines, etc. Dado que este es un trabajo por experiencia profesional, considero necesario mencionar aspectos del ámbito profesional que pocas veces se mencionan, pero que tienen impacto profundo en el desarrollo de la petrofísica, tanto en la teoría y práctica.*
- **Mencionar** conceptos de áreas del conocimiento que complementan y enriquecen a los intrínsecos a la petrofísica, es decir las **disciplinas que generan los modelos de la Caracterización Estática** – *no mencionados tan frecuentemente y que a título personal considero necesarios para contextualizar tanto la metodología y la aplicación de ésta.*

Definición de Petrofísica: Es el estudio de las propiedades - físicas y químicas - de la roca y sus interacciones con el fluido que contiene (hidrocarburos y soluciones acuosas). Tiab Djebbar & Erle C. Donaldson, *Petrophysics - Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport* -, 2015 fourth Edition .

Es a partir de la definición anterior que se desarrollaran las **premisas y estructura del presente trabajo**: Dado que la Petrofísica estudia las rocas, sus propiedades y la interacción con los fluidos que las contiene, es menester el conocimiento de las ramas del conocimiento que involucra a la roca, fluidos y sus propiedades, es decir, es necesario del conocimiento de las áreas de la Geología, Ingeniería de Yacimientos, Geofísica - *y disciplinas sus auxiliares, pero esenciales, Matemáticas y Física* -.

En la bibliografía se encuentra una amplia gama de opciones sobre conceptos básicos de Petrofísica.

Inicio de la Petrofísica de YNF's. La Petrofísica comienza su desarrollo en yacimientos de areniscas, es decir, en yacimientos de propiedades homogéneas, y por tal motivo durante muchas décadas - *aunque en la ingeniería de yacimientos desde 1940 se tenía bien distinguido que los yacimientos homogéneos eran radicalmente diferentes a los yacimientos carbonatados fracturados altamente heterogéneos* – el desarrollo teórico y práctico solo se condujo hacia los yacimientos homogéneos. **La Petrofísica y la caracterización Estática de YNF presentaron fuerte renuencia internacional y nacional para tratar al yacimiento heterogéneo como tal.**

II.3.1. Aspectos que obstaculizaron el desarrollo de la petrofísica de los YNF's

Desarrollos teóricos sin tomar en cuenta disciplinas fundamentales. Comparándola con otras disciplinas, el desarrollo de las primeras ecuaciones que pretendían predecir las propiedades físicas de las rocas empezó a considerarse como de uso esencial a la Geología, Geofísica, Ingeniería de Yacimientos, Física y Matemáticas con un retraso de lustros, en principio, porque tanto porque las propiedades que se requerían -deseaba conocer- como las herramientas o métodos con los que se obtenía la información necesaria para obtenerlas era escueta y/o simple, pero a medida que otras disciplinas evolucionaban nutriéndose de múltiples disciplinas, la petrofísica se sustentaba casi únicamente en la Geología.

Aplicación técnica Uní – disciplinaria. Aunque la Petrofísica tiene como sustento principal a la Geología y los ingenieros geólogos fueron los encargados naturales de llevarla a cabo -por su perfil- tales profesionistas fueron renuentes a tomar en cuenta otras disciplinas, principalmente hacia matemáticas más elevadas que las de nivel bachillerato (por ejemplo, **la famosa Shell** - *una de las mayores petroleras del mundo* – utilizaba, en sus modelos, ecuaciones lineales para fenómenos sumamente complejos hasta finales de los años 2000), eran pues tiempos donde se pensaba que con una sola área del conocimiento se podrían hacer modelos representativos de un ente altamente complejo, heterogéneo y multi-disciplinario. Además, se menospreciaba a todo profesional, no geólogo, que pretendiera desarrollar Petrofísica, incluso, aunque tuviese sólidos conocimientos geológicos.

Líderes de Proyecto con soberbia (en ocasiones sin conocimiento). **Los ingenieros petroleros** de niveles medios y altos, por lo menos en México, fueron, durante décadas, los responsables de la toma de decisiones de múltiples ámbitos, desde luego también de las decisiones finales en el campo de la Petrofísica; y éstos, sin criterios suficientes, y sin comprender los fenómenos físicos de esas múltiples áreas, tomaban decisiones muy relevantes de manera unilateral. El pensamiento en esos tiempos era el de despreciar no solo a la petrofísica, sino a cualquier otra área del conocimiento que no fuese la ingeniería la ingeniería petrolera (con desdén, incluso, entre las áreas de yacimientos, producción y perforación) en el mejor de los casos.

El epítome negativo se dio cuando las decisiones se tomaban políticamente o a “puro sentimiento”, lo que condujo a una serie de problemáticas poco mencionadas, pero bien conocidas al interior de PEMEX, lamentablemente esto sucede aún.

Podemos ser parte de la solución o parte del problema.

II.3.2 Contextualización de la evolución teórica - práctica de la Petrofísica, Petrofísica Avanzada y Metodología

Históricamente existe una amplia gama de **razones del porque un yacimiento no es explotado en forma óptima**, que incluyen aspectos de índole: político, geopolítico, económico, humano – *sistemas suaves* -, desde luego **técnico** - *los aspectos técnicos que intervienen en la óptima explotación del yacimiento se mencionaran brevemente más adelante* -; salvo el último aspecto, los demás puntos no son objeto principal de análisis de este trabajo, pero no por ello de menor impacto o valía. Pero, y entonces, **¿Qué se ha hecho por subsanar tan importante cuestión?**

En la actualidad y con el propósito de optimizar la explotación del yacimiento - *primero garantizar, después mejorar y finalmente explotar en forma óptima* - **uno de los principales propósitos de la industria petrolera es lograr la caracterización representativa y detallada de los yacimientos**, a saber, lograr que los modelos que representan el comportamiento del yacimiento sean representativos de los fenómenos, propiedades y características de éste. Es conveniente volver a mencionar que en la etapa inicial de la explotación del petróleo (*con simples observaciones físicas, manifestaciones superficiales o con conocimientos básicos de “plays”*) se obtenía éxito en la localización de yacimientos (*superficiales, someros y de fácil acceso*), y en su explotación, pero las condiciones iniciales han cambiado dramáticamente con respecto de las actuales, por lo que ahora para yacimientos maduros, profundos, no convencionales, etc., se requiere mayor conocimiento, nuevas tecnologías, y sobre lo mencionado en este párrafo: una caracterización de yacimientos representativa y detallada.

II.3.2.1 Importancia de la Caracterización de Yacimientos

Caracterizar apropiadamente un yacimiento tiene impacto en la mejora dramática de todos los procesos de explotación: en las etapas iniciales, de desarrollo e incluso en el abandono, además: estimar correctamente las reservas, incrementar la producción, el factor de recuperación - *hasta donde sea viable tecnológica y económicamente* -, maximizar la ganancia económica, aplicando de la forma más eficiente los recursos humanos, técnicos y tecnológicos disponibles.

Caracterizar incorrectamente un yacimiento implica, por ejemplo: determinación incorrecta de volúmenes originales y reservas y, grandes cantidades de aceite que se queda atrapado en el yacimiento. Además, problemáticas que impactan en las áreas de la explotación en: ingeniería de yacimientos: la incorrecta determinación del horizonte productor que repercute en el fracaso total del objetivo de un pozo productor, producción: la incorrecta selección de aparejo de producción, la inadecuada terminación, el pronóstico erróneo de producción y tipo de declinación etc., en la perforación podría implicar desde múltiples retrasos en el límite técnico establecido para los tiempos de perforación, incrementos considerables en los costos de perforación, no alcanzar él o los objetivos deseados e incluso en la pérdida total del pozo, etc., etc. Tal es el impacto de una incorrecta o inadecuada caracterización que incluso en aspectos seguridad p. ej. en personal, pozos, e instalaciones, tiene repercusiones.

Ahora bien, una vez obtenida esa “caracterización de yacimientos óptima”, aún estamos lejos de obtener una “explotación óptima”, porque, aunque se cuente con la primera, adicionalmente intervienen factores que ésta no contempla, y es ahí, donde la Simulación Numérica de Yacimientos (SNY) entra en juego.

II.3.2.1 Importancia de la Simulación Numérica de Yacimientos

La Simulación Numérica de Yacimientos (SNY) es: la representación numérica de un modelo matemático que representa el flujo de fluidos y sus cambios de fase a través del yacimiento, además, es una herramienta clave para la toma de decisiones en la administración moderna de yacimientos debido a que proporciona al ingeniero de diseño una herramienta confiable para predecir el comportamiento de los yacimientos de hidrocarburos bajo diferentes esquemas de explotación - *sin necesidad de implementar cada uno de ellos* -, para la elección e implementación del más apropiado, para de esta manera lograr un mejor aprovechamiento del yacimiento, en otras palabras, maximizar las ganancias. **Las disciplinas involucradas en el proceso de obtención de la información representativa y necesaria para llevar a cabo una Simulación Numérica de Yacimientos son: Geología, Geofísica, Petrofísica e Ingeniería de Yacimientos** – *disciplinas a partir de las cuales se construye la malla fina de simulación* -. Aunque cada una de las disciplinas mencionadas tiene un grado elevado de complejidad y se requeriría toda una vida para ser experto en una sola de ellas, **es imperiosa la necesidad de la comprensión de los conceptos fundamentales de cada área y la integración de equipos multidisciplinarios e interdisciplinarios** ^{UOG17}.

Anteriormente se consideraba que la importancia del proceso de obtención del conjunto de datos representativos y necesarios para llevar a cabo una SNY, recaía únicamente en la determinación de la distribución inicial de fluidos dentro del yacimiento (proceso denominado *Inicialización de Yacimientos*), además, con anterioridad el simulador era usado para ajustar los datos de entrada y no para realizar su objetivo, obtención de pronósticos de producción ^{UOG17}.

En la SNY, el impacto que concierne a Caracterización Petrofísica Avanzada (CPA) recae en: proporcionar propiedades representativas que expresan la heterogeneidad del yacimiento y evitan recurrir a múltiples corridas para afinarlas por ensayo y error; proporcionar un tamaño de bloque y sigma (parámetro de interacción matriz fractura) variable; permite obtener ajustes de historia con mayor rapidez y aumentar la confiabilidad de resultados de la simulación.

Relación entre la Petrofísica, la Caracterización de Yacimientos - *Estática y Dinámica* -, la Simulación Numérica de Yacimientos y la Administración Integral de Yacimientos.

Gringarten A.C., 1998, estableció, que la SNY es la herramienta fundamental para la realización del proceso de la administración de un yacimiento: (1) Adquisición de información, (2) validación de información, (3) integración de la información en un modelo de yacimiento, (4) comportamiento del modelo de yacimiento con un *simulador numérico de yacimientos*, (5) calibración del modelo del yacimiento (ajuste de historia), (6) acoplamiento del modelo del yacimiento con el de las instalaciones superficiales, y (7) realización de pronósticos de producción. De los anteriores siete puntos: **la Caracterización de Yacimientos** es la encargada de proporcionar, a la SNY, los primeros tres puntos, la SNY integra los cuatro últimos; y en conjunto constituyen la administración de un yacimiento. De aquí la importancia de contar con una Caracterización representativa y detallada que se integre al simulador numérico de yacimientos para una administración efectiva de yacimientos⁰.

La caracterización de yacimientos se constituye de dos partes: *caracterización estática y caracterización dinámica*. En la primera se define las características físicas del volumen de roca a condiciones estáticas, mientras que en la segunda se describe la interacción de los fluidos dentro del volumen de roca a condiciones dinámicas.

A grandes rasgos la **Caracterización Estática** de un yacimiento de hidrocarburos, consiste en: generar un modelo geológico-petrofísico (estructuras y propiedades físicas) basado en la integración de la información Geofísica, Petrofísica, Geológica y de Ingeniería de Yacimientos.

La **Caracterización Dinámica de Yacimientos** detecta y evalúa los elementos que afectan los procesos de flujo de fluidos presentes durante la explotación de un yacimiento, tales como fallas geológicas, estratificación, volumen poroso, permeabilidad, anisotropías, entrada de agua, presencia de casquete de gas, fallas y fracturas de flujo dominante, compartimentalización, entre otros.

Modelo Estático.

La Caracterización Estática la constituye el **Modelo Estático también conocido como Modelo Geológico de Alta Resolución o Modelo Geológico-Petrofísico**^{17UOG}; en términos simples pudiera entenderse como la estructura, en tres dimensiones, del yacimiento, estructura 3D que tiene distribuidas propiedades petrofísicas.

Para construir la arquitectura *-estructura-* del yacimiento son usados los horizontes sísmicos *- producto de las actividades de exploración y en específico de los levantamientos sísmicos -* convertidos a profundidad en conjunto con los modelos estratigráficos, petrográficos y ambientes de depósito *- parte del Modelo Geológico -*. A continuación, se define la distribución de las propiedades petrofísicas dentro de las facies apropiadas, tal distribución es guiada por los atributos sísmicos en el proceso Geoestadístico, es decir, en la interpolación de estas propiedades entre los pozos.

Los modelos de alta resolución pueden contener decenas de millones de celdas en la malla, requiriendo un escalamiento previo a la simulación del flujo de fluidos en el yacimiento. El proceso involucra la integración de los modelos estructural, estratigráfico y petrofísico, dentro de una representación numérica tridimensional del yacimiento. El modelo Estático 3D, provee la distribución de las propiedades petrofísicas en cada celda de la malla en que fue discretizado el yacimiento (malla fina); de esta manera, el grueso de la información necesaria para llevar a cabo una SNY es obtenida del Modelo Estático (escalando las propiedades, ya que la malla fina es demasiado grande), el resto de la información es proporcionada principalmente por la ingeniería de yacimientos.

Reafirmando. **Dado que la Petrofísica determina las propiedades de las rocas y las rocas son parte del estudio de la Geología** - ciencia que estudia el origen, formación y evolución de la Tierra, los materiales que la componen y su estructura -, y ésta disciplina madre, se sustenta y enriquece de múltiples áreas del conocimiento, *no resulta descabellado que la Petrofísica se nutra también de otras áreas del conocimiento, y, aunque esta sentencia pareciese natural, en la práctica no lo ha sido.*

Este trabajo pretende contribuir a formar el hábito de ver a las disciplinas que involucran a la Caracterización Estática y Dinámica como un “ente” que se conceptualiza y modela integralmente; por ejemplo, pretender entender la respuesta de social de un humano basándose en las características fisiológicas del corazón, “dará una idea muy básica” al entendimiento del fenómeno, pero estará muy lejos de una buena aproximación.

En términos “simples”, dado que; la Geología estudia a las rocas, la Geofísica estudia las fuerzas que actúan sobre éstas, la Ingeniería de Yacimientos las propiedades de los sistemas roca – fluidos, y, la Física y las Matemáticas son las herramientas fundamentales de las tres anteriores disciplinas, cada una de estas disciplinas juega un papel preponderante en la Petrofísica

Existe una estrecha relación entre la Simulación Numérica y la Caracterización Estática, por ende de la primer disciplina mencionada con: Geología, Geofísica, Petrofísica e Ingeniería de Yacimientos; el conocimiento práctico de las disciplinas mencionadas, esto es: los conceptos involucrados, la información que requieren y que proporcionan, los modelos que las constituyen, y la forma en la que interactúan y dependen entre sí, resulta imprescindible para lograr modelos representativos en cada una de las disciplinas, y en cada uno de sus productos - a saber, cada disciplina tiene ecuaciones (modelos) que representan determinados comportamientos y fenómenos, los cuales arrojaran como resultado un modelo global por cada disciplina -, más aún, del producto que en conjunto generan, razón por la cual, éstos, se mencionan brevemente en éste capítulo.

II.2.3.1 En lo referente a la interacción de las disciplinas que involucran al Modelo Estático

La obtención del Modelo Estático de Yacimientos es la culminación de los esfuerzos multidisciplinarios durante la Caracterización de Yacimientos, en el que los resultados obtenidos por las disciplinas: Geología, Geofísica, Petrofísica e Ingeniería de Yacimientos son integrados de manera conjunta, validando y complementándose unas a otras. Por ejemplo, la Geología de manera coordinada con la Geofísica y la Ingeniería de Yacimientos (especialmente la caracterización dinámica) proporcionan y validan el modelo estructural (fallas, fracturas y horizontes); la distribución de litofacies y su correspondiente población es llevada a cabo por la Petrofísica, considerando el marco geológico regional (Geología), auxiliada por métodos geoestadísticos y validada con atributos sísmicos (Geofísica).

El proceso de elaboración de un modelo geológico de alta resolución (Modelo Estático) requiere el desarrollo de un marco estructural y sedimentario con disposición de los datos sísmicos y de pozos. El proceso de transformación entre los datos observados (núcleos, registros geofísicos de pozo) y el modelo geológico conceptual (múltiples modelos) es un proceso secuencial.

Minimización de la importancia de las contribuciones que las disciplinas: Geología, Geofísica, Petrofísica e Ingeniería de Yacimientos, tienen en el proceso de obtención de propiedades representativas para la SNY.

Las prácticas tradicionales consideraban el inicio de la caracterización dinámica solo hasta el final de la Caracterización Estática (obtenida de la integración de la información geológica, geofísica, petrofísica y de yacimientos), por lo que ambos procesos se consideraban piezas independientes de un rompecabezas altamente complejo; actualmente estas áreas entrelazan conceptos, conocimientos y resultados desde el inicio, y a través de todo el proceso de trabajo, enriqueciendo de manera sustancial los resultados, es decir, representando con mucho mayor certidumbre la física y el comportamiento del yacimiento y sus de propiedades.

Desde hace algunos años, la caracterización de yacimientos petroleros era un proceso muy diferente al de hoy en día. La aproximación era de tipo secuencial, donde la geofísica, la geología, la petrofísica y la ingeniería de yacimientos trabajaban casi independientemente, los resultados de una especialidad eran proporcionados a la otra sin una reacción significativa.

Una de las principales consecuencias de esta aproximación, es que cada disciplina define sus propios objetivos, los cuales en general son diferentes entre ellos y posiblemente solo aproximados al objetivo general de la Caracterización Integrada del Yacimiento.

Es necesario comprender las **diferencias** fundamentales existentes **entre yacimientos homogéneos y fracturados**, fundamentando las diferencias en la detección y evaluación de parámetros propios de este tipo de yacimientos.

Comprender la importancia de caracterizar en forma **dinámica a los yacimientos** naturalmente fracturados.

Dicho lo anterior, **es evidente que resulta imprescindible conocer:** los conceptos básicos, su importancia, interacción, tipo de información proporcionada de cada una de las disciplinas que integran la caracterización estática – *incluyendo la construcción general del Modelo Estático* - para que la metodología de caracterización sea altamente efectiva¹⁸. Además, **para lograr una caracterización Integral** se requiere de una comunicación efectiva dentro y entre los grupos dedicados a: generar y desarrollar el conocimiento teórico - práctico de los yacimientos. Para ser efectivas, las disciplinas deben trabajar en sinergia para que su producto se traduzca en un modelo de yacimiento más completo, es decir, en el tan anhelado y mencionado modelo representativo del yacimiento, y así se pueda explotar de una manera óptima ³.

II.3.2 Conceptos sobre la Discretización de Porosidad de Yacimientos Carbonatados.

II.3.3. Discretización de la Porosidad

Que es discretizar. La discretización consiste en separar en clases –“dividir en partes”- un fenómeno(s), concepto(s), variable(s) etc., ya sea de forma cualitativa o cuantitativa, con objetivo de disminuir su complejidad y de esa manera generar, con menor dificultad, modelos que los representen. Con el objetivo de disminuir la complejidad del sistema multiporoso y, además, construir modelos representativos, es que se discretiza a la porosidad de los YNF’s.

La Discretización de la Porosidad Total en “Porosidad de Matriz” y “Porosidad Secundaria” se obtiene aplicando la Metodología de Caracterización Petrofísica Avanzada a registros geofísicos convencionales *-y un conjunto de datos que más adelante se mencionaran en el capítulo IV-*, considerando dentro del proceso los conceptos de Geología (Estructural, sedimentológica, petrográfica, mineralógica paleontológica), Geofísica, Petrofísica de núcleos e Ingeniería de Yacimientos. (Ver Pulido Héctor ^{x7}).

A continuación, se presentan alguna de las propiedades y conceptos más importantes de la Discretización.

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

Es un indicador de la intensidad de los elementos siguientes: espesores promedio de fracturas, diámetros de vugulos, número de vugulos, interconexión de fracturas, interconexión de los poros de la matriz y del tamaño de poro, número de poros. Si aumentan los vugulos y la intensidad fracturas, entonces disminuye el exponente de cementación.

$$m_{DP} = \frac{\ln\left(\frac{SPIC}{1 - \xi\phi_t}\right)}{\ln(\phi_t)} \quad (c)$$

El exponente de cementación -a secas-, se consideró como una constante -de valor 2.0- hasta el año 2000, aprox., aunque posteriormente, incluido el exponente de saturación, se considera variables y muy relevante en la Petrofísica Avanzada.

La curva construida del exponente de cementación de doble porosidad se obtiene de modelos que dependen de las propiedades del sistema primario, secundario y del sistema de doble porosidad (DP) obtenidas de registros (neutrón, densidad y sónico), así como de la litología.

Los valores del exponente de cementación del *sistema de doble porosidad* se encuentran en el rango de 1.3-1.9, ya que este considera tanto la porosidad primaria (rango del exponente de cementación 1.8-3.0) como la porosidad secundaria (rango del exponente de cementación 1.0-1.5). Si aumentan los vórgulos y la intensidad fracturas, entonces disminuye el exponente de cementación.

El registro (perfil) del exponente de cementación de doble porosidad se obtiene de modelos que dependen de las propiedades del sistema primario, secundario y del sistema de doble porosidad (DP) obtenidas de registros (neutrón, densidad y sónico), así como de la litología.

Porosidad y permeabilidad de la matriz

La relación entre porosidad y permeabilidad de matriz es posible si se utiliza el radio de garganta de poro. Los datos muestran que cuando la porosidad de la matriz aumenta, la permeabilidad de matriz aumenta de acuerdo a la función de potencia (Fig.6):

$$k_{ma} = \phi_{ma}^{10^9} R^{-20}$$

donde:

$$k_{ma} = \text{permeabilidad de la matriz, mD}$$

$$\phi_{ma} = \text{porosidad de matriz, fracción.}$$

Índice de resistividad de la matriz

Presión capilar en la matriz

La presión capilar de la matriz fue medida de los núcleos en estudio, se utilizó gas para desplazar la salmuera. La saturación residual del agua se determina de la curva de presión capilar.

$$P_{cm} = P_{em} \left(I_{ma}^{-1/n_{ma}} \right)^{-1/\lambda_{ma}}, \text{ donde:}$$

P_c = presión capilar de la matriz, psi.

P_e = presión capilar de la matriz al inicio del desplazamiento, psi.

λ = distribución del exponente de poro (Corey).

Exponente de cementación del sistema de doble porosidad

El exponente de cementación del sistema un indicador de la porosidad secundaria. El valor de $m=1$ todo es fractura y valores hasta de 4 la roca es compacta, para la matriz caliza los valores andan de 2 a 2.5 y para yacimientos fracturados el valor es de 1.3 a 1.9.

Usado el modelo de Elkewidy:

$$\phi_{\text{sec}} = \frac{\phi_t^{m_{DP}} [\phi_t - 1]}{\phi_t^{m_{DP}} - 1}$$

Permeabilidad del sistema de doble de la porosidad

En algunas zonas en donde fue terminado el pozo y es conocida la permeabilidad del sistema de la zona por un análisis de prueba de presión de un pozo y el exponente de la cementación del sistema eso que implica la intensidad de fractura:

$$k_{fb} = A \phi_t^{m_{DP}}$$

Saturación de agua del sistema

$$S_{w_{DP}} = \left(\frac{R_{t_{DP}}}{F_{DP} R_w} \right)^{-1/n_{DP}} = (I_{DP})^{-1/n_{DP}}$$

II.2.4. En lo referente a la forma de interacción e integración de las disciplinas

En prácticas realizadas a lo largo de muchas décadas la toma de decisiones y - o - la generación de Modelos, se tomaba de la manera siguiente: cada ingeniero, de cada una de las disciplinas involucradas - *en casos óptimos se involucraban todas las áreas necesarias* -, trabajaba en forma individual, presentaba sus resultados - *generalmente en informes* – los que se integraban - “apilaban” -, en un informe general, que llegaba al escritorio de una persona (generalmente un jefe de área) para que, éste, determinara a su criterio - *y con base en el informe* - las acciones por tomar.

Para muestra un ejemplo: la geometría del yacimiento - *Modelo Estructural* - era determinada por especialistas en Geofísica o en Geología, rara vez las dos áreas participaban en conjunto, o si lo hacían, cada quien presentaba resultados que se pretendían integrar, sin tener éxito. Tal trabajo lo hacían dejando a un lado la contribución – “visión” - que el Ingeniero Petrolero - *mediante la Caracterización de Yacimientos* - pudiese aportar en cualquiera de los procesos de ejecución, validación y ajuste, es más, era característica la exclusión del ingeniero petrolero, por las otras áreas o por él mismo, porque ese “aseveraba” que los temas involucrados no eran de competencia del ingeniero petrolero, siendo que la labor de este último, se realizaría justamente en el modelo generado. **En síntesis**, no se consideraba el trabajo multidisciplinario, y los resultados generados por cada área eran aislados o contradictorios entre sí.

Continuando bajo el mismo tenor, las disciplinas -*y evidentemente, las personas que las integrarán* -, deben ser trabajadas – llevadas a cabo - en grupos colegiados multidisciplinarios y en forma interdisciplinaria para: **precisar sus conceptos básicos** - de cada una de ellas -, **homologar criterios y definiciones** -en la medida de lo posible -, **crear nuevos conceptos, criterios y definiciones** para finalmente generar un Modelo Avanzado Estático que si será representativo del yacimiento y cuyos productos estarán orientados a integrarse al modelo de simulación en forma precisa y útil, para los requerimientos que ésta y, la administración de yacimientos, precisen; **máxime en los tiempos actuales donde la búsqueda y extracción del “petróleo fácil”, terminó.**

Tales consideraciones podrían parecer exageradas:

La referente a lo forma en que se llevan cabo - realizan - los proyectos: ya que a través de la historia, del desarrollo de la ciencia y tecnología, así como en gran parte de las actividades humanas, y por supuesto al interior de PEMEX - *referencia obligada de este trabajo* -, se ha tenido renuencia a trabajar en equipo, trabajo en equipo efectivo (más cuando ciertamente los mexicanos pareceríamos tener un “chip” de apatía y egoísmo), pero de forma antitética, también se ha logrado que grupos de personas con diferentes credos, de diferentes razas, etc., se reúnan y generen productos de vanguardia – en los que el trabajo efectivo de equipo ha sido crucial- , para muestra: El CERN (*Conseil Européen pour la Recherche Nucléaire*), la ONU, etc.; y en PEMEX al paso de lustros, grupos diferentes de redes de expertos colegiados, etc., se han congregado para homologar criterios, establecer necesidades, y definir estrategias, **por tanto es un hecho y no solo una idea utópica.**

III. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

Introducción

Una forma conveniente de abordar el desarrollo de la petrofísica implica hablar de la historia de la misma, así, comprender como ésta ha evolucionado desde sus primeros acercamientos con lord Kelvin en el siglo XIX, sus comienzos incipientes con los desarrollos tecnológicos que los hermanos Conrad y Marcel Schlumberger llevaron a cabo en los años 30 y el infaltable Archie en 1940. Además, los desarrollos fundamentales de Nelson y Aguilera, plasmados en los libros de su autoría ***Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs*** y ***Naturally Fractured Reservoirs***; tan relevantes son estos dos “clásicos” que gran cantidad de escritos de Petrofísica de YNF referencia a estos dos autores invariablemente.

Por infortuna, y con el propósito de intentar ser conciso, del desarrollo histórico solo se mencionarán aspectos relevantes para la concepción técnica *-incluyendo su “concepción filosófica”-* de este trabajo:

III.1 Describir claramente el proyecto

Antes de comenzar considero pertinente mencionar al lector **acerca del enfoque** con el que tanto la metodología, la aplicación y el trabajo mismo (*así lo intento*) son abordados, desarrollados.

ENFOQUE DEL TRABAJO Y LOS PARADIGMAS DEL CONOCIMIENTO.

Paradigma, palabra con dos acepciones altamente relevantes para este trabajo, cuyos principios han impactado fuertemente en la generación, desarrollo, y evolución de la Petrofísica de los Yacimientos Carbonatados Naturalmente Fracturados, principalmente en el ámbito laboral.

La primera acepción es: conjunto de prácticas y saberes que **definen una disciplina científica durante un período específico** - *el filósofo e historiador de la ciencia, Thomas S. Kuhn fue quien dio a paradigma su significado contemporáneo en el ámbito de las ciencias exactas* -; y hago alto énfasis respecto al periodo de tiempo ya que aunque algo se considere cierto a determinado momento, con el paso del tiempo, y el avance científico, técnico y tecnológico lo que un día se consideraba como cierto es posible que con el tiempo se reafirme, cambie sutilmente o incluso se transforme radicalmente. En el caso del tema específico de este trabajo así ha sucedido y por el miedo, renuencia, etc., a contradecir a autoridades, sean personas, instituciones o empresas incluso hoy en día se siguen empleando teorías, metodología y tecnologías obsoletas.

En la segunda acepción - utilizada principalmente en teoría de sistemas y ciencias sociales - paradigma es equiparable al concepto de pensamiento de grupo – y es entonces que un grupo, define para bien o para mal, el curso de un “proyecto”, tal concepción da luz a décadas de trabajos sobresalientes en el campo del conocimiento, pero además y en forma contrastante dio paso a una serie de prácticas negativas, como las que a continuación se mencionan:

1. El ingeniero geólogo - por ejemplo -, basado exclusivamente en conceptos geológicos, determinaba, en forma cualitativa, las propiedades de la roca - y **pregunto al lector: ¿acaso alguna disciplina podría enriquecer tal trabajo?** -. Este comentario se enfoca en una práctica llevada a cabo durante varias generaciones: la de incluir como única fuente de valía, a la disciplina que el ingeniero hubiese estudiado. Tal situación se presentó en todas las áreas de la Exploración y Producción de Hidrocarburos siendo característico en el ingeniero petrolero - máxime, en el de área de perforación -, el no tomar en cuenta la opinión de otros profesionistas, más grave aún de las áreas del conocimiento que estos representaban-.

Este caso también se presentó en el profesional que desarrollaba y aplicaba Petrofísica. En síntesis - y por decirlo así -: el menosprecio del profesionista, sea el área cual fuere su especialidad, por cualquier otra – especialidad - diferente a la suya.

2. Gran parte de los desarrollos técnicos y tecnológicos de la Petrofísica tuvieron origen en Estados Unidos de América, y los modelos, sus variables y parámetros estaban en función de las particularidades del área donde se desarrollaron (y aunque fuese en otro lugar geográfico, las particularidades se conservarían). A través de décadas, incluso hoy día, en muchos lugares, se siguen tomando al pie de la letra las ecuaciones, modelos y procesos que en su momento se crearon, sin adaptarlos al lugar de origen, sin adaptarlos incluso a las particularidades físicas del fenómeno, como fue específicamente el hecho de pretender evaluar a los yacimientos carbonatados naturalmente fracturados, altamente heterogéneos, con metodologías creadas específicamente para yacimientos homogéneos - arenas, por ejemplo, arenas de Berea -.

Para muestra basta un botón: **En 2005 tuve la oportunidad de presenciar, los comentarios del Doctor R. Aguilera** (autor de Naturally Fractured Reservoir) **en su visita a ciudad del**

Carmen, Campeche, al CREE, C.C., quien mencionó, explícitamente, que para que su metodología pudiese ser aplicada con éxito, tendría que adaptarla a las condiciones del lugar en cuestión (específicamente, al de un campo de la región marina Noreste). Es conveniente mencionar que tal adaptación no solo tiene que ver específicamente con aspectos técnicos, sino incluso tendría que ver con la suficiencia y calidad del “DATA” – datos -, cuestiones regulatorias, etc., solo por citar algunos ejemplos.

Por si el lector creyera que exagero respecto al comentario anterior, es útil recordar que en la formación que se tiene en la carrera de ingeniería petrolera, específicamente en la “hermosa” materia de Simulación Numérica de Yacimientos, “nos enseñan” que la construcción del modelo matemático - y *luego el modelo numérico* - está en función directa de las características del yacimiento, sus condiciones iniciales y de frontera, los requerimientos -resultados - que se deseen del modelo, y el tiempo y la tecnología disponible. Entonces, si ya tenemos este conocimiento, cuando alguien o algo - situación-, nos digan que solo apliquemos “la receta” o copiemos el machote (por ejemplo, esta práctica es de uso común en las áreas operativas de perforación y terminación, el de la copia y pega – “copy & paste” - de programas de perforación preexistentes), **tengamos el conocimiento y “fuerza técnica”**, para no incurrir en posibles grandes errores y practicas negligentes, claro, en la medida de lo posible.

La tercera y última acepción. Se utiliza comúnmente como sinónimo de “ejemplo” o para referenciar a algo que se le considera “modelo”. Esta acepción a típicamente usada en la industria petrolera para aseverar que determinada actividad, conocimiento, metodología, software, etc., es el modelo a seguir (eliminando cualquier alternativa adicional):

- 3.** En la industria petrolera **es una práctica habitual el uso del software comercial de renombre** - *generalmente es muy costoso* - y dejan de lado el software de uso libre o económico, tal como: Excel, Visual Basic, Matlab etc., o peor aún, software independiente de alta eficiencia y bajo costo, “que no es conocido” o avalado por una compañía internacional. Lo anterior se decide omitiendo un análisis razonado y sustentado, se lleva a cabo por intereses ajenos a la técnica, o porque es la costumbre usar determinado software comercial ó porque el software “genera resultados más fácilmente”. Además, en diversos softwares independientes se tiene amplia libertad para modificar o agregar parámetros, modelos o consideraciones, - debido a que el software de tipo comercial tiene múltiples candados - p. ej., en módulos, criterios de análisis. cuantificación y resultados.

Los avances técnicos y tecnológicos que se tienen a determinado tiempo, en la evolución de la Petrofísica, se consideraron como irrefutables (conceptos, datos, ecuaciones, etc.), pero el aspecto paradigmático de la ciencia nos dice que esto no es necesariamente cierto.

Descripción del proyecto:

La descripción del proyecto, tal cual se enuncio en el titulo este trabajo, es la Evaluación Petrofísica Convencional y Avanzada de un Yacimiento Carbonatado Naturalmente Fracturado - *de un campo preponderante para el país* -, en la Formación BTPKS-KI de la Región Marina Noreste. A continuación, se describen los **puntos, ideas y conceptos - que se tratan y que se pretende transmitir como resultado de la lectura de este trabajo.**

- i. Impacto que tienen las disciplinas que involucran a la **Caracterización Estática** sobre la Caracterización Petrofísica Avanzada; interacción directa que la Caracterización Petrofísica guarda con la **SNY** y, contribución de la Metodología de Caracterización Petrofísica Avanzada en el éxito de la explotación de un yacimiento.
- ii. Presentar los resultados metodología de Evaluación Petrofísica Avanzada - *comparándola con una convencional* -, diseñada para Yacimientos Carbonatados Naturalmente Fracturados.

La Metodología se aplicó a un pozo “tipo” – *por el tipo, cantidad y calidad de la información del pozo, formación y yacimiento* -, ubicado en la Región Marina Noreste, evaluado en las formaciones Brecha del Terciario-Paleoceno Cretácico Superior (BTPKS), Cretácico Medio (KM) y Cretácico Inferior (KI), con base en una metodología robusta, altamente consensada y validada.

- iii. **Transmitir a los estudiantes de Ingeniería: Petrolera y/o Ciencias de la Tierra, y afines, la importancia y necesidad del conocimiento - aplicación del trabajo multidisciplinario** en los procesos de explotación del yacimiento, específicamente en la Evaluación Petrofísica de un YCNF.

III.2 Propuesta de cambio, actividades o problemática a resolver en el contexto de la ingeniería

Antes de comenzar considero pertinente mencionar al lector que:

- Hasta hace pocos lustros los yacimientos altamente heterogéneos, aún se caracterizaban como homogéneos - *práctica que aún se realiza en algunos activos de PEMEX, y empresas diversas en México y el mundo*-, esta Metodología -*también hay otras*- considera su alta heterogeneidad.
- La Petrofísica Avanzada, es avanzada por la innovadora por forma en la que interpretó, clasificó y genero una Metodología que considera familias de propiedades, por ejemplo, para la porosidad, y, por el impacto y alcance que sus resultados tienen sobre yacimientos maduros, no convencionales, altamente complejos, ó en la aplicación de procesos de recuperación mejorada, es decir, forma parte de una nueva etapa de tecnologías de avanzada en la explotación de los yacimientos.

La Metodología de este trabajo **parte de** conceptualizar al yacimiento - *un yacimiento carbonatado naturalmente fracturado, YCNF* -, como un volumen de roca compuesto por un sistema multiporoso: fracturas (micro, meso y macro); cavidades de disolución – *conocidas en el ámbito petrolero como vúgulos* -: microvúgulos, macrovúgulos y cavernas, porosidades inter e intra cristalina; además de múltiples tamaños de garganta de poro y redes de fracturas; las cuales coexisten simultáneamente, y son saturados por hidrocarburos y/u otros fluidos, **para su posterior Discretización de porosidad** – *ya se mencionó en antecedentes porque se discretiza un fenómeno* -, con base en criterios dinámicos y por la naturaleza del flujo de fluidos presentes en los YNF.

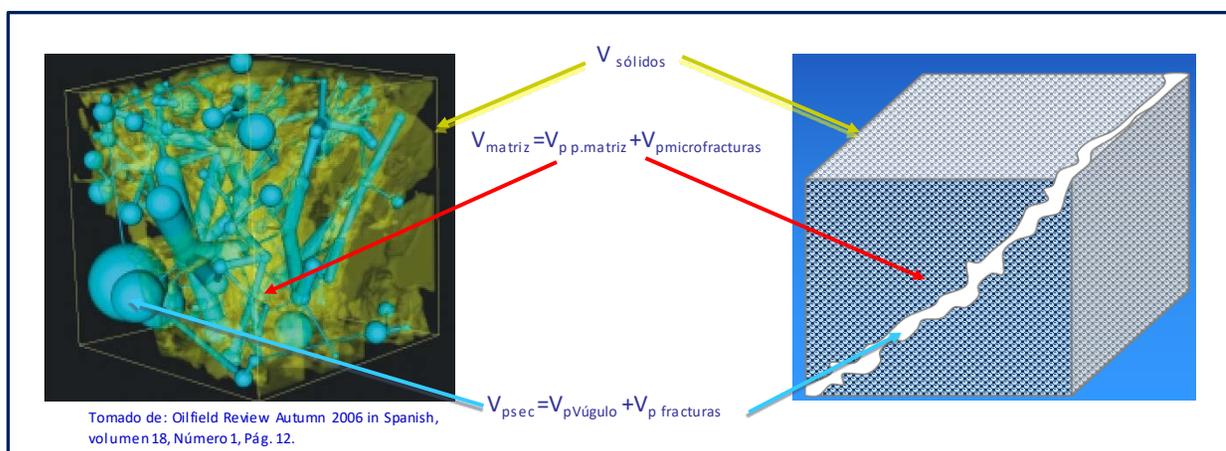


Fig. 2. Conceptualización de la Discretización de porosidad del sistema multiporoso de un yacimiento carbonatado naturalmente fracturado, parte fundamental de la Metodología aplicada a un pozo tipo de la Región Marina de México.

Una vez **efectuada la conceptualización** es necesario – y/o conveniente -, **agrupar al sistema multiporoso**. Es posible hacer tal agrupación con diferentes criterios – habrá tantos criterios como sistemas porosos, sus combinaciones y, clasificaciones haya (es importante anotar que diferentes autores a través del tiempo han establecido diferentes criterios de agrupación y que *cualquier iniciado podría hacerlo, incluso el amigo lector que empieza el camino del desarrollo básico de modelos* - a su gusto o con determinado criterio -), pero **ante un abanico tan grande de posibilidades se debe seleccionar “un camino” de mayor utilidad para la ingeniería; tal selección definirá el rumbo y éxito de la metodología.**

Después de discernir, ayudado de especialistas de diferentes áreas de la ingeniería en ciencias de la Tierra y de Físicos de renombre en el ámbito petrolero, se vislumbró la necesidad de contar con una Petrofísica, *desde luego con un modelo de Caracterización Estática*, que estuviera en la misma dirección de la **SNY**, es decir, que con las propiedades estáticas que ese obtuvieran de ésta, las propiedades dinámicas – que dependen de las propiedades estáticas -, tuvieran mayor representatividad y, mayor alcance en la SNY. Recordar que la Petrofísica tiene impacto en la Caracterización Estática, y la Caracterización Estática en la SNY, que a su vez servirá para una Administración efectiva del yacimiento *-ya comentado en Antecedentes-*.

En la SNY. Todos los simuladores necesitan información detallada de las características del yacimiento. Los insumos necesarios para el simulador estarán en función del detalle deseado en los resultados del simulador, aumentando los parámetros requeridos al aumentar: el nivel de detalle del modelo de flujo, la complejidad del yacimiento y tipo de producción. En síntesis, a **mayor detalle de la simulación se requiere mayor detalle en sus insumos**, por ende, más detalle en cada una de las disciplinas que integran a la caracterización Estática y Dinámica.

En palabras coloquiales: la Petrofísica pertenece a una familia – “familia de la Caracterización Estática” -, y para ésta proporcione resultados representativos, máxime en la petrofísica de YNF, es necesario y fundamental: conocer, entender y aplicar los conocimientos de las disciplinas arriba mencionadas.

El origen y desarrollo de la Metodología de Caracterización Petrofísica Avanzada inició con la revisión de la literatura, tanto de la petrofísica de yacimientos homogéneos, como de la petrofísica de yacimientos carbonatados naturalmente fracturados, haciendo una revisión de la literatura más sobresaliente desde 1940 hasta el año 2004 - *que es cuando inicia la creación de la Metodología* -, posteriormente se efectuó una investigación sobre los softwares comerciales y no comerciales de mayor uso en la industria hasta ese momento y, se realizó una investigación entre ingenieros de diferentes especialidades - *involucrados en la explotación de yacimientos* -: a la red de expertos de Pemex, IMP – así como de empresas prestadoras de servicios petroleros, para identificar las necesidades, problemáticas, y áreas de mejora que a su criterio tenía la Petrofísica.

III.2.1 Petrofísica ¿Avanzada?

La Petrofísica Convencional (clásica) analiza los yacimientos carbonatados naturalmente fracturados, YCNF, *altamente heterogéneos*, como yacimientos homogéneos, es decir, conceptualiza al sistema multiporoso y todas las propiedades de éste, como un único sistema, *que además*, genera modelos no representativos de ese único sistema multiporoso y determina sus propiedades de porosidad, saturación y tipo de litología -*volúmenes* –, considerando constantes sus parámetros – *y variables* -, tales como: el exponente de cementación y saturación, un solo tipo de compresibilidad y factor de la formación.

La Petrofísica Avanzada, desde su concepción teórica hasta la conclusión de sus entregables, toma en cuenta las características del sistema multiporoso nunca antes tomadas en cuenta cualitativamente, redefine la concepción del medio poroso, -*a través de modelos (de tipo fractal)* - resultados numéricos-, - lo que implica la generación de familias de propiedades para la porosidad, saturación, permeabilidad, compresibilidad, etc., tomando en cuenta la variabilidad de parámetros altamente relevantes tales como el exponente de cementación variable y tamaño de bloque variable; de modo tal que se tiene una mejor aproximación a la realidad de la naturaleza de los YNF. Proporciona el grado de información que requiere tanto la SNY -doble o triple porosidad-, así como los requerimientos necesarios para la explotación de yacimientos no convencionales o que requieren -o planean- la aplicación de recuperación mejorada. Redefine ampliamente los alcances de la Petrofísica Convencional.

La Petrofísica Avanzada, es avanzada, por la innovadora por forma en la que conceptualizó, clasificó y generó una Metodología.

En innumerables ocasiones, tanto en el ámbito petrolero de campo como en el académico, en las áreas de la Petrofísica y Geología, en cada ocasión que se mencionaban las palabras Petrofísica Avanzada – cuando más en los incipientes inicios de la inclusión del adjetivo calificativo “Avanzado” al del sustantivo Petrofísica – se suscitaba incredulidad, asombro, y/o renuencia.

III.2.2 ¿El Porqué y el para qué? de la discretización de la Porosidad

El porqué de la Discretización de porosidad. Como ya se mencionó en los *Antecedentes* se discretiza al sistema multiporoso de los YNF´s de tal manera que **la dificultad de caracterizar sus propiedades físicas** altamente heterogéneas - que involucra fenómenos multivariados - **disminuyan en complejidad**. Ahora se describirá el criterio con el que se realizó.

Cuatro Diferentes Clasificaciones de Porosidad ^{13.Dr. Gustavo Mendoza}. En la literatura especializada sobre el tema, las clasificaciones que con mayor frecuencia se encuentran para la porosidad total *-algunas veces referida como porosidad física o absoluta-*, son: **1.** Depositacional, **2.** Estructural, **3.** Dinámica de Fluidos y **4.** Orientada a la Simulación Numérica. Basándome en la referencia anterior, la discretización de Porosidad de la Metodología aquí presentada considera el aspecto dinámico del sistema multiporoso y lo orienta a la información y resultados que la SNY de los YNF´s requiere.

Extendiendo el concepto. La conceptualización del modelo de doble porosidad agrupa el complejo sistema multiporoso, descrito en Antecedentes, de la manera siguiente: la porosidad micro: microfisuras, microvúgulos, cristalina, intercristalina, intergranular, en un medio poroso denominado **porosidad primaria**; en tanto que la porosidad macro: asociada a vúgulos y fisuras, se agrupa en otro medio poroso denominado **porosidad secundaria**. Como ya se mencionó, tal agrupación se base en criterios los dinámicos y en la naturaleza del flujo de fluidos presentes en los YNF.

La discretización, en esta Metodología, implica la generación de modelos petrofísicos para todas y cada una de las propiedades de los tres medios mencionados en esta página.

Dado que físicamente el conjunto de porosidades actúa como un ente global, además es necesario incluir un tercer grupo, que es la combinación de la porosidad primaria y secundaria, es decir, el sistema de interacción de medios primario y secundario (sistema concomitante) – *tal interacción tiene una variabilidad sumamente importante, a diferentes tiempos de explotación, -en la “famosa” transferencia matriz - fractura*, y se denomina **sistema de doble porosidad o “porosidad total”**.

Por lo tanto, la caracterización petrofísica de yacimientos carbonatados naturalmente fracturados es la metodología que permite obtener el conjunto de parámetros petrofísicos del sistema primario, secundario y de doble porosidad, aplicando el conjunto de modelos petrofísicos.

Uno de los resultados más relevantes de la Caracterización Petrofísica Avanzada es obtener los perfiles (propiedades de la roca con respecto de la profundidad) de propiedades del sistema primario, del sistema secundario y del sistema de doble porosidad, tales como porosidad, permeabilidad, compresibilidad, tamaño de bloque, entre otros, que son la base para la población 3D. Además, dar soporte a las áreas geológica, geofísica y de yacimientos, con los registros corregidos e interpretados (corregidos por correcciones ambientales y de agujero), y las **propiedades variables** de la caracterización.

La construcción de la Metodología es innovadora tanto por la matemática que emplea, los sustentos físicos que toma en cuenta y por la transdisciplinariedad con la que es construida y aplicada.

IV. METODOLOGIA UTILIZADA

Antecedentes

La Metodología presentada en este trabajo está basado en las ideas establecidas por Gómez Rivero (lectura obligada en la Facultad de Ingeniería de la UNAM), de la lectura del libro de Aguilera, del libro de Ronald Nelson: Análisis Geológico en Yacimientos Naturalmente Fracturados, de los ingenieros Salomón Bello, Roberto Rahme, César Rosas, Héctor Martínez Velásquez y Enrique Ortuño.

El método fue analizado detalladamente por M. I. Héctor Pulido Bello, Ing. Javier Méndez de León, M. C. Enrique Ortuño Maldonado, Dr. Daniel García Gavito, Ing. Guadalupe Galicia-Muñoz, Ing. Ernesto Ladrón de Guevara y Fís. Pedro Calderón durante el periodo 13-17 marzo de 2006, posteriormente fue presentada a personal del Activo Ku-Maloob Zaap en 18 de abril de 2006 y el 4 de mayo de 2006 a la red de Simulación Numérica de Yacimientos según consta en las minutas, con la finalidad de obtener una metodología consensada en la cual se incluyan las mejores prácticas.

La metodología empleada es el resultado de una suma de esfuerzos humanos y técnicos, así como de una estrategia por parte de PEMEX, específicamente de la Subdirección de la Coordinación Técnica de Explotación y su Centro Regional de Estudios de Explotación para la independencia tecnológica que hasta ese momento se tenía de las compañías de servicio ya sea nacionales o internacionales; esta tecnología cuenta con sólidos soportes teóricos y con lustros de aprendizaje práctico – *principalmente de personal técnico especializado de PEMEX, y en especial del candidato a Doctor M. I. Héctor Pulido, q.e.p.d.* - pero que además en forma no convencional **se diseñó** (desde su concepción) y enriqueció con conceptos teóricos multidisciplinarios e interdisciplinarios de las especialidades: Geología, Geofísica, Petrofísica, Geomecánica e Ingeniería de Yacimientos, así como de Matemáticas Aplicadas. Una vez generada la metodología, ésta, **se ejecutó** por personal previamente capacitado tanto en los ámbitos previamente mencionados como en la ejecución de proyectos multi e inter disciplinarios (hecho que hasta ese momento solo se había planteado “en papel”, pero que no se había llevado a la práctica en forma sistemática.

Sometida a escrutinio por autoridades de PEMEX, tales como la Red de Expertos de Petrofísica y de Simulación Numérica de yacimientos, validada en múltiples campos de la región Marina Noreste y Suroeste. **Las metodologías de trabajo descritas se fundamentan, además, en el análisis de los estudios integrales realizados en los campos petroleros: Kutz y Sihil (pertenecientes Activo Integral Cantarell); Caan (perteneciente al Activo Integral Abkatún-Pol-Chuc) y Zaap (perteneciente al Activo Integral Ku-Maloob-Zaap) a nivel Cretácico y Jurásico.**

La metodología presentada como cualquier otra, es perfectible, no obstante, en su momento y hasta la actualidad marco una diferencia sustancial en la forma en la que se conceptualizaban y realizaban los estudios integrales. Además, se debe hacer mención a que esfuerzos similares de gran valía se han llevado a cabo por diferentes autores, nacionales y extranjeros, cada quien, abordando su método particular, pero hacia un mismo camino: el de la discretización de la porosidad de doble o triple porosidad

IV.1 ESTRUCTURA DE LA METODOLOGÍA

Las metodologías, generalmente, se constituyen de tres grandes bloques de trabajo: **Adquisición del dato - y preparación del mismo -**, **determinación de los modelos a implementar – con previa definición de sus parámetros -**, y **resultados - análisis y parámetros de corte-**.

- I. **Adquisición del dato:** Planeación, Control y Calidad. Preparación del dato para la generación de base Datos del proyecto.

Estudio previo del yacimiento. Estudio regional y local de información histórica del campo en los aspectos geológico geofísico y de ingeniería petrolera (ingeniería de yacimientos perforación, terminación y producción). Realización de correlaciones estructurales y estratigráficas (de ser necesario).

- II. **Integración de la información e interpretación:** inclusión de la información Petrofísica y ciencias auxiliares los de la misma para sus modelos. Incluye información de pozos de correlación (análisis previo).

Definición-Sensibilidad de parámetros previo a la aplicación de la metodología.

Determinación de parámetros m , n , ρ_{oma} , modelos de arcillosidad, porosidad, saturación, R_w , -mediante diagramas de Pickett-.

- III. **Aplicación de modelos: Modelo de litología, porosidad, Saturación, etc.** Se incluye en análisis de sensibilidad y ajuste de modelos. Definición de parámetros de Corte. **Análisis de resultados.**

Elaboración de Informe.

Cada uno de los tópicos presentados en la estructura de la metodología es tan relevante y tiene tal información teórica - práctica, que por sí solo cada tema merecería una tesis libro, etc., pero por cuestiones tanto de tiempo personal, como espacio, solo se hace mención a los más relevantes en el listado presentado a continuación.

IV.A. Actividades Secuenciales de la Metodología -Plan de Ejecución-

Objetivo

- 1.- Antecedentes
- 2.- Adquisición de Datos
- 3.- Secuencia de Actividades. Organigrama
- 4.- Revisión de la información de la Interpretación Sísmica o Modelo Estructural
 - 4.1.- Revisión de la información Geológica o Modelo Geológico
 - 4.2.- Recopilación y revisión de la información de campo
 - 4.3.- Normalización y Edición de datos de Registros
 - 4.4.- Correcciones Ambientales
 - 4.5.- Parámetros de evaluación
 - 4.6.-Determinación del modelo de evaluación
 - 4.7.- Cálculo de la arcillosidad
 - 4.8.- Modelo Mineralógico
 - 4.9.- Estimación de la Porosidad
 - 4.9.1.- Modelo de CREE
 - 4.9.2.- Determinación de parámetros para efectuar la Discretización de la Porosidad Total
 - 4.9.3.- Aplicación del Metodología de Discretización de la Porosidad Total en Porosidad Primaria y Secundaria
 - 4.9.4.- Cálculo del Exponente de Cementación, m
 - 4.10.- Cálculo de la Saturación de Agua y Permeabilidad
- 5.- Resumen de las propiedades de la roca del yacimiento
 - 5.1.- Tabla resumen de propiedades petrofísicas.
 - 5.2.- Definición de cortes utilizados
 - 5.3.- Mapas de propiedades
- 6.- Conclusiones y recomendaciones.

IV. B. Diagrama de flujo de la Petrofísica Avanzada

Los diagramas de flujo muestran cómo se realiza el proceso de “Discretización de la Porosidad Total en Porosidad Primaria y Secundaria”.

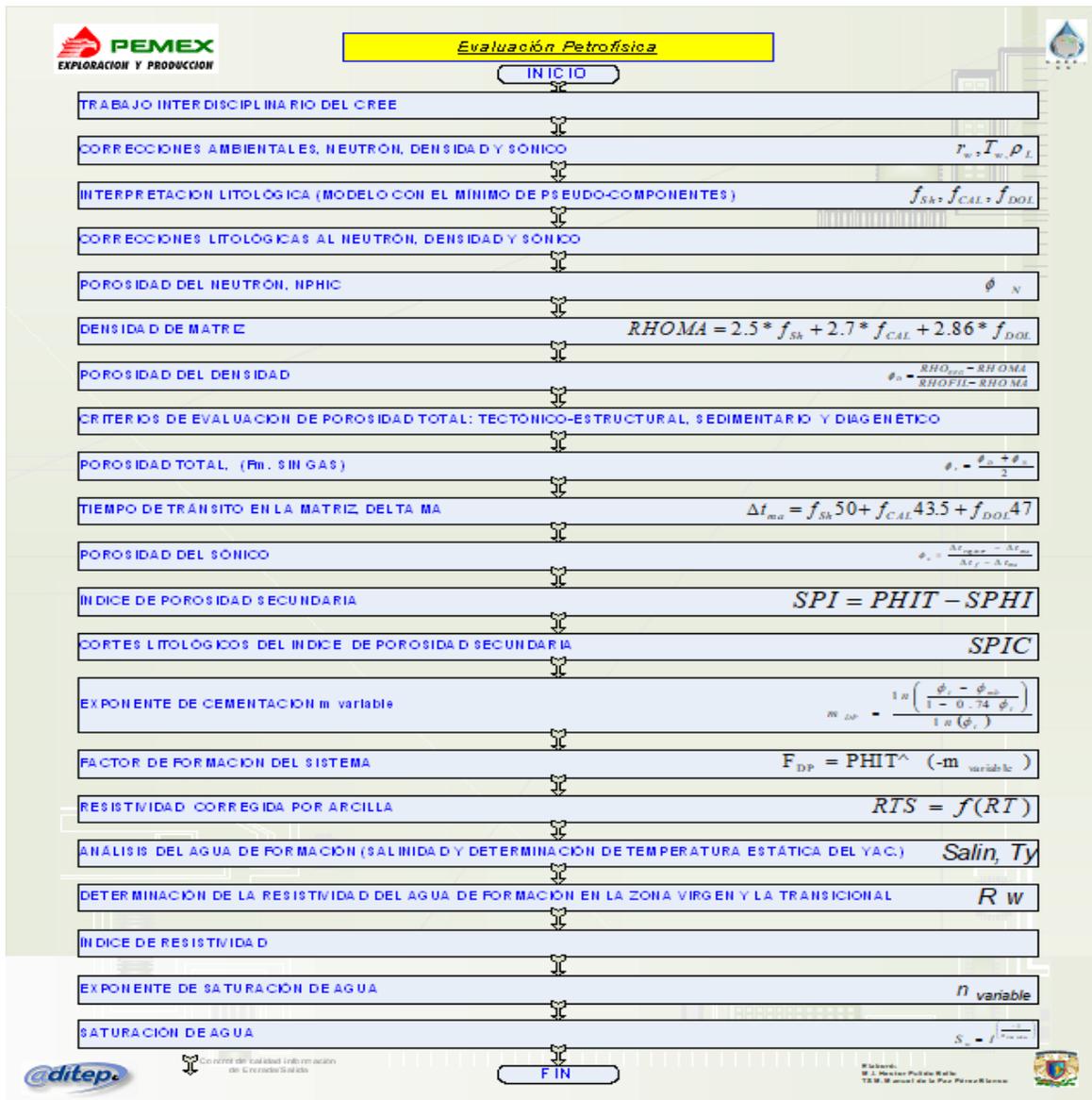


Fig. 3. En la figura se observa el diagrama de flujo de la primera parte de la Metodología de Caracterización Petrofísica Avanzada.

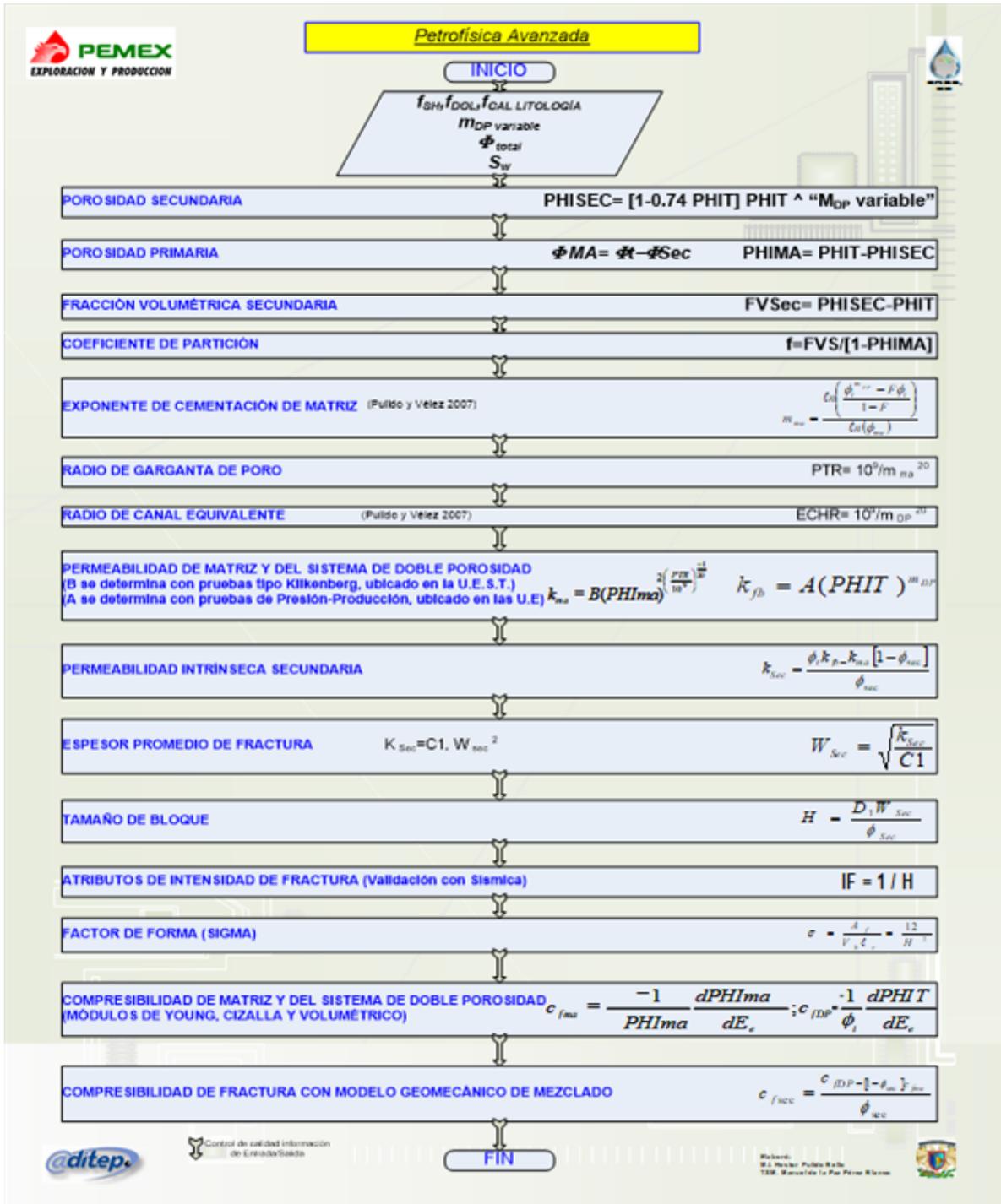


Fig. 4. En la figura se observa el diagrama de flujo de los modelos -y sus respectivos resultados- de la Petrofísica Avanzada de mayor relevancia e impacto tanto en el Modelo Estático y Dinámico, como en la SNY.

IV.1.1 Adquisición del dato

Los Datos “alimentan” a los modelos y son la base para interpretar fenómenos modelos -más robustos- y resultados.

La adquisición del dato es clave en la ejecución de proyectos. Entonces, desde luego, es clave en la Petrofísica porque **los modelos “requieren datos”**, y que la información sea de la mayor calidad posible -ya se mencionó que aunque existiese un “modelo perfecto”, sin datos “confiables”, los resultados que generen los modelos serán erróneos-, pero **además es clave porque múltiples procesos de la metodología requieren de una interpretación**, que solo es posible efectuar, con suficiencia y calidad del dato - desde luego se considera intrínseco a la actividad, el conocimiento profundo de los temas y experiencia para interpretar -, **para dar coherencia, dirección y sentido a los resultados obtenidos.**

Impacto en tiempo y éxito del proyecto. La adquisición y la creación de una base de datos consume, por lo general, una tercera parte del tiempo total de un proyecto. Además, dependiendo del tipo y calidad de la información los costos de un proyecto de Caracterización pueden elevarse dramáticamente, pero nada resulta tan costoso como información que no se planea y “toma” correctamente, o peor aún, información valiosa que se omite tomar en cuenta. Una base de datos debe tener: **Planeación, Control y Calidad - incluso, formatos adecuados-**.



Fig. 5. La planeación, organización, y principalmente la calidad, son fundamentales en el éxito de los proyectos; en la Caracterización Petrofísica no es la excepción.

Planeación. La planeación de la toma de información es fundamental en cualquier proyecto, metodología, etc., para ello se requiere la integración de un grupo de expertos en la materia en cuestión, pero, además, se requiere que los especialistas de disciplinas que pudieran intervenir, incluir o usar algún resultado (*de la disciplina que pretende obtener determinada información*), participen en la planeación de la toma de datos, con objeto de enriquecer, definir con mayor precisión, acotar o extender los alcances de la toma de datos.

Un ejemplo, de lo anterior, en la práctica, se presentó cuando una gerencia de Caracterización, pretendía reactivar un campo y no tomo en cuenta a todas las disciplinas que intervenían en la solución del problema -o *área de oportunidad*- siguiente: Recertificación de reservas de un campo para el incremento de recursos económicos y técnicos.

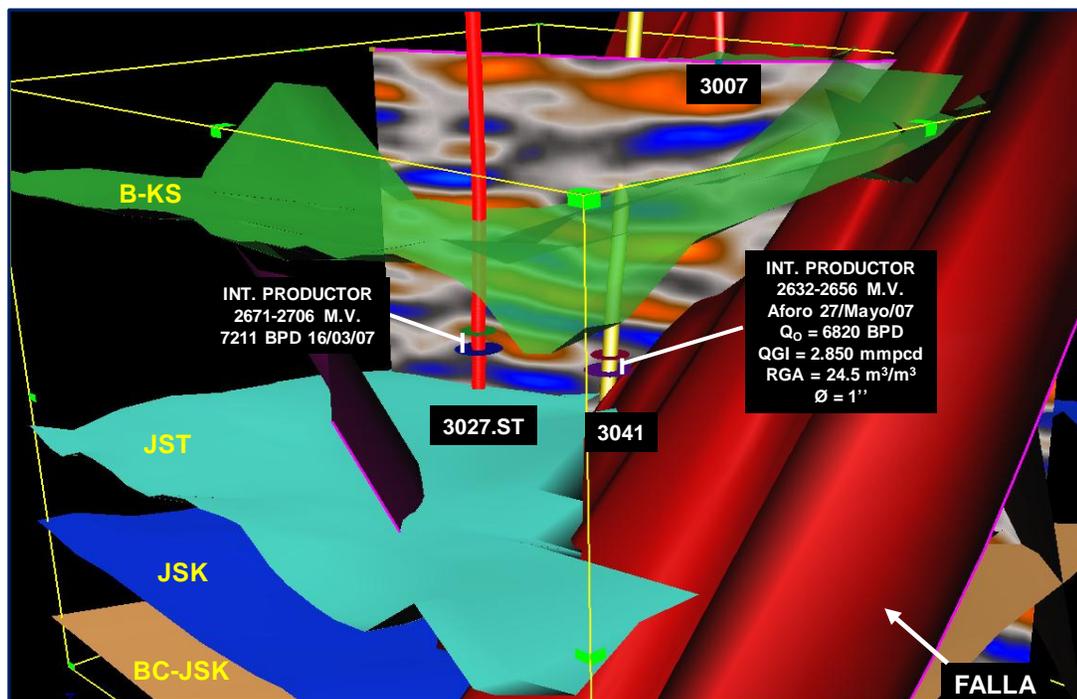


Fig. 6. En la figura se observa una representación 3D de los yacimientos carbonatados de las formaciones BTPKS Y JST, con las capas de cada unidad formacional, y las fallas que los atraviesan, con objetivo de ilustrar el caso arriba referenciado.

Condiciones de información crítica. El área contaba con una sísmica de mala calidad, y dos pozos exploratorios que no lograron su objetivo en profundidad ni en calidad de información. Se determinó que la mejor forma de resolver las problemáticas, involucradas en la recertificación, recaerían en un nuevo levantamiento sísmico y la perforación de un pozo exploratorio adicional. La nueva sísmica pretendió obtener información del tipo de fallas que delimitaban al yacimiento y particularmente si una falla sellaba o no, al yacimiento en una de sus caras; al final del proceso de interpretación sísmica se llegó a la conclusión que el tipo de rocas disminuyó la intensidad de la onda sísmica de tal manera que no era posible elaborar conjetura alguna, y que la orientación en la que se decidió hacer el levantamiento no fue la correcta...el pozo que se perforó cambió de ser exploratorio a un pozo "tipo J" del que se tomaría mínima información.

Las áreas que pudieron enriquecer la solución, no solo del problema, sino además del éxito de la sísmica, son la geología y la ingeniería de yacimientos, la primera porque con base en la sedimentología, estratigrafía, muestras de canal y núcleos (*de los pozos exploratorios previamente perforados*) hubiese podido ofrecer amplia luz a la geofísica sobre la orientación de las capas - estratos de interés, del tipo de roca, etc., en tanto que la ingeniería de yacimientos a través de las pruebas de presión producción, en específico las pruebas de interferencia, podrían haber coadyubado a la definición de la falla sellante y la estructura del yacimiento.

IV.1.2 Recopilación y revisión de la información de campo.

Cuando un proyecto de explotación parte de cero es necesario definir la información que se pretende adquirir, para ello deben participar grupos de expertos, apoyados por grupos colegiados, entre otros, para definir tal cuestión. Desde luego, también, los grupos de trabajo que diseñan (Área de Diseño del Activo involucrado), organizan la logística (CEO: Coordinación de Enlace Operativo) y ejecutan el proyecto (UPMP: Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos).

Cuando se reevalúa un proyecto es necesario efectuar una revisión de la base de datos generada previamente, por ejemplo, en la Petrofísica es crucial la revisión de los registros geofísicos - las curvas convencionales de registros para cada pozo-, núcleos, recortes y SIOP (Sistema Integral de Operación de Pozos). Esto porque usualmente se presentan importantes diferencias entre la información registrada (tipo, cantidad y calidad), con respecto de la que efectivamente se tiene.

En el ámbito de la Petrofísica, adicionalmente es necesario crear una base de datos (Registros Geofísicos -convencionales y especiales-, Núcleos -análisis especiales, láminas delgadas, petrografía, tomografías, difracción de rayos X-, Análisis PVT, Estados Mecánicos de Pozos, Reportes de perforación, Historias de Producción, Mapas de Isopropiedades, Estudios Previos, Expedientes de Pozo e Informes Finales, con los propósitos siguientes:

- i. Contar con información bien estructurada, de ágil disposición y validada.
- ii. Contar con la información necesaria para iniciar el estudio y comprensión de las características generales del yacimiento (información encontrada en los **Modelos Geológico, Estructural y Dinámico**). Finalizado el estudio, análisis y comprensión de la información general del yacimiento, es recomendable iniciar con el proceso de preparación de datos e interpretación intrínsecos a la Petrofísica y Petrofísica Avanzada.

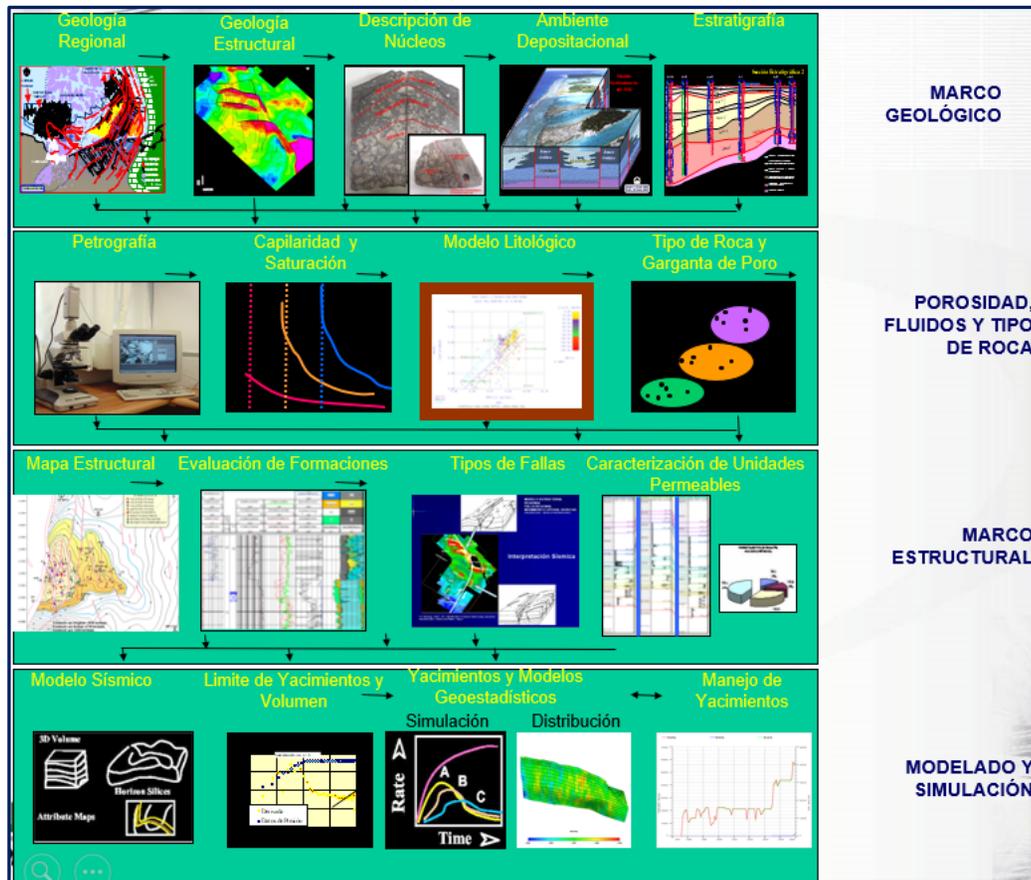


Fig. 7. En la figura se muestra parte de la información necesaria para efectuar una evaluación Petrofísica Avanzada, dentro de los que se encuentran los Modelos: Geológico, Estructural y Dinámico, entre otros.

IV.2 Integración de la información e Interpretación

Como ya se mencionó en el subtema anterior, se requiere la creación de una base de datos, para el *estudio, análisis y comprensión de conceptos e información de las disciplinas auxiliares de la Petrofísica, que serán fundamentales en todo el proceso de Caracterización Petrofísica.*

Adicionalmente es necesario preparar una serie de datos -e información- para la inclusión de los mismos en cada una de *los procesos particulares de la Petrofísica*, en especial en la preparación de los Registros Geofísicos y Núcleos, cuyo propósito busca el discernimiento sobre la calidad de los datos (si son representativos o no, en que contexto usarlos y el alcance que tiene, etc.), en otras palabras: contar con herramientas tanto para la toma de decisión del dato y la interpretación que es posible hacer con base en éstos.

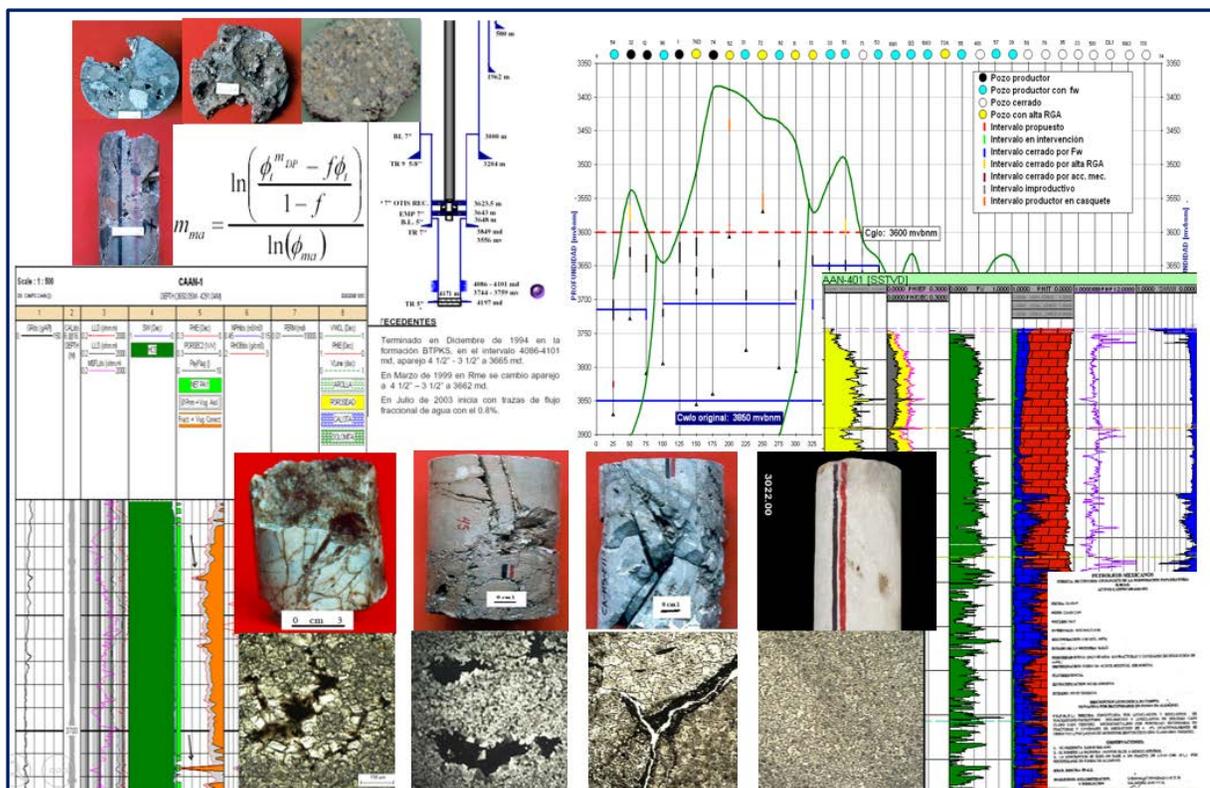


Fig. 8. En la figura se observan algunas de las fuentes de información empleadas en los procesos que involucran a los registros geofísicos y sus Modelos.

IV.2.1 ¿Que es la interpretación?

Antecedentes: Información y Decisión.

¿Qué es la información? La información es algo más que simples datos, podemos decir, p. ej., que: **Los datos ordenados y procesados -presentados con determinadas formalidades que los hacen comprensibles-** - y que, bajo determinados criterios, en un contexto, sirven para disminuir la incertidumbre y aumentar el conocimiento sobre un tema específico, para la toma de decisiones, **se denominan Información.**

Decisión. Decidir es elegir entre dos o más alternativas - y esta elección se hace sobre la información que se posee-.

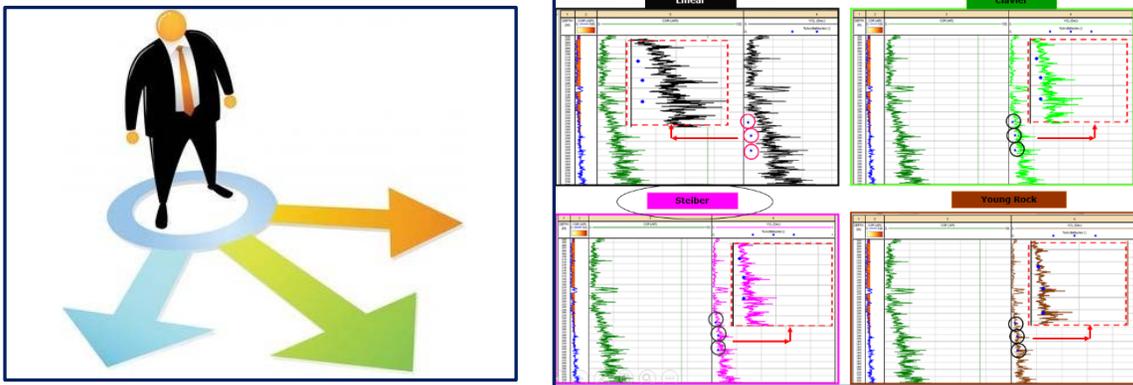


Fig. 9. Para **decidir** es necesario contar con **información**; los **datos** después de ser ordenados, estructurados y procesados se les denomina información. En el ámbito de la Petrofísica el proceso que transformará un dato en una fuente de información se denomina en: Interpretación.

Interpretación. En el ámbito de la Petrofísica al proceso por el que un “dato” se transforma en una fuente de información, se le denomina: Interpretación.

Dado que la Petrofísica estudia las propiedades de la roca y los fluidos que la saturan, y, para estudiarla requiere fuentes de información de la mayor calidad posible, **se requiere interpretar múltiples datos**, que incluyen tanto a las disciplinas auxiliares *-las disciplinas de la caracterización estática, dinámica y los ya mencionados con anterioridad en este trabajo-* como a los datos intrínsecos a la petrofísica.

¡EN TODA TOMA DE INFORMACION SE PRESENTA RUIDO QUE ES NECESARIO CORREGIR!

Algunos de los datos más relevantes por interpretar son: Los registros geofísicos y núcleos, del Modelo Geológico: Ambientes Sedimentarios, estratigrafía, facies; del Modelo Estructural: fallas fracturas, atributos sísmicos y de ingeniería de yacimientos: propiedades de los fluidos, permeabilidad relativas *-y absoluta-*, presión capilar, presiones y compresibilidades; etc.

Espero transmitir al lector que cuando se tiene un dato, en cualquier ámbito, es necesario interpretarlo, y si se tomase en “forma directa o cruda” se podría incurrir en un error tan grande que en lugar de ser de ayuda para determinada decisión o suposición solo suceda lo contrario e incrementa la incertidumbre y pierda toda la representatividad que pudiese tener.

Cabe resaltar que son muchos los datos por interpretar y la importancia de hacerlo fundamental, p.ej. una *sísmica en velocidad* y “cruda”, poco servirá para la definición de la estructura del yacimiento, para la definición de marcadores, o en la ayuda de la determinación de la profundidad de una unidad formacional (por el área de RTO -real time operation-) durante una perforación; pero esa sísmica filtrada, convertida a profundidad y calibrada con VSP y checkshots, será una herramienta muy valiosa para múltiples procesos y disciplinas.

IV.2.2 Los datos duros

En mi opinión es se suma importancia **difundir que los “datos duros”** término ampliamente usado en PEMEX, en México, y en artículos técnicos -, **no son tan duros como comúnmente se cree**, que la aceptación inobjetable de este “concepto-término” ha conllevado a discusiones pírricas, múltiples fracasos e incidentes y accidentes. También importante mencionar que, acotando, o, mejor dicho, interpretando su alcance y representatividad cualquier fuente de información es valiosa.

Núcleos. Un ejemplo relevante en el ámbito de la Petrofísica es el uso casi religioso del “***dato duro del núcleo***”. El “problema” del considerar a un dato duro, es, que al hacerlo se le confiere un sentido incuestionable y se dejan de lado otras datos o fuentes de información como registros geofísicos, recortes de perforación, información geológica robusta y precisa, que enriquecen o difieren de la información que proporciona el núcleo. En la práctica -y teoría- un sinnúmero de veces únicamente se ha tomado la información del núcleo como dato duro y se desechaban las otras fuentes de información, más aún si discrepaban.

Para los iniciados en el tema o para quien no esté familiarizado con la representatividad del núcleo es importante mencionar lo siguiente:

Los YNF's son altamente heterogéneo; cuando se corta un núcleo -debido principalmente a la tecnología aún en desarrollo-, es poco frecuente que se recupere a diámetro completo -nueve metros-, y si se obtuviese integro, será de un área característica del yacimiento donde sus propiedades poroelásticas y el bajo grado de fracturamiento así lo permiten (es el menor de los casos). Las pruebas (pruebas especiales, de inyección de mercurio, destructivas) y datos obtenidos a partir de ellos (láminas delgadas, fracturamiento, grado de dolomitización, etc.), a través de su historia se han hecho bajo un considerable número de errores, **por ej.**, cuando se efectúan pruebas destructivas a los núcleos de YNF's previamente se rellenan, por lo general, con resinas epoxi que modifican fuertemente la compresibilidad; en las láminas delgadas, se observó después de un largo tiempo, que "manchas" que se observaban como poros eran residuos de los solventes usados en la fabricación de las láminas, etc., etc. **Por lo que es necesario contextualizar el alcance de la información que proporciona un núcleo**, y al hacerlo, impactamos de forma positiva en los procesos que involucran a esta fuente de información.

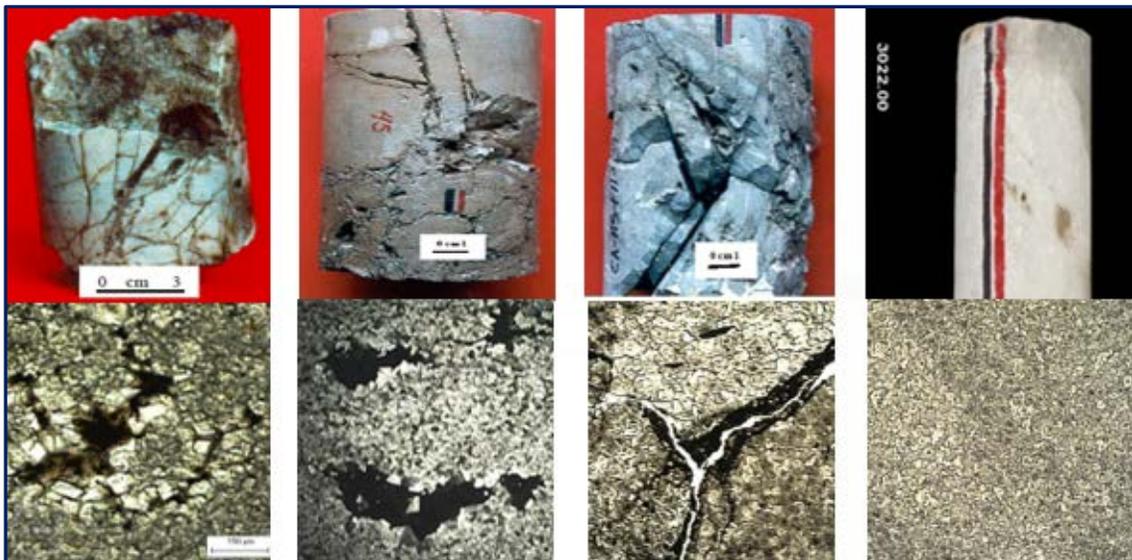


Fig. 10. En la figura se muestran las contrastantes diferencias de porosidad y fracturamiento que presentan los núcleos que cortan a la formación BTPKS de la región Marina-

Una vez mencionado lo referente al dato y la interpretación, abordaremos el tema de los registros geofísicos.

IV.2.1 Edición y Correcciones

Parte esencial de la etapa inicial del proceso previo a la aplicación de los modelos es la edición y corrección de **los registros geofísicos**, ya que **son los insumos de los modelos**. De estar altamente afectados o incluso erróneos, trasladarían el error y, sus respectivos resultados serían incorrectos y/o no representativos del yacimiento.

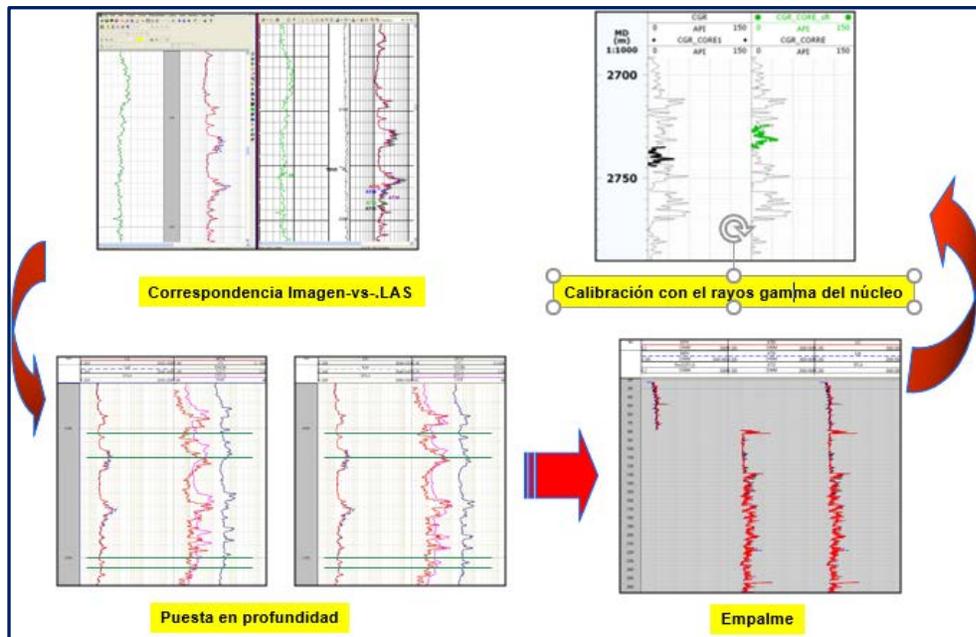


Fig. 11. En la figura se observan las principales actividades de la edición de registros geofísicos, generalmente este proceso altamente relevante se considera como la etapa inicial de las actividades de la petrofísica ya sea convencional o avanzada.

IV.2.2 Edición de Registros

El análisis de los criterios de control de calidad de perfiles o control de calidad de registros (papel o digitalizado) “debe” efectuarse antes de cualquier interpretación. Las actividades de mayor relevancia e impacto son:

Velocidad de Perfilaje.

Sección repetida.

Correlación de profundidad.

Datos faltantes o erróneos.

Verificación de datos grabados.

Puesta en profundidad.

Validación de perfilajes usando técnicas de interpretación.

Empalme.

IV.3 Registros Geofísicos

El tema de interpretación de registros geofísicos es tan amplio que para hablar con propiedad de ellos se requerirían, en volumen y calidad, libros, artículos, tesis, etc., de diferentes grados de complejidad. Debido a la anterior, solo se mencionarán algunos aspectos prácticos y muy relevantes, que se mencionan con poca frecuencia, pero de impacto y alcances amplios.

El proceso de análisis de los registros, se integra de: Planeación, Toma de Datos (definición de parámetros para la toma, tipo de registros, etc.), pasando por la generación del dato (en formato LIS, DLIS, .LAS, Imágenes: PDS y TIF), **la edición** (puesta en profundidad, suavizamientos, empalmes, sección repetida, etc.) **correcciones por agujero y efectos ambientales**, **correcciones litológicas**, y el **punto medular y final** que es el de la **interpretación de registros** *-esto incluye el proceso en el que los registros se integran a los modelos-*. Para trabajar cada uno de los puntos mencionados, se necesita de sólidos antecedentes, no solo del funcionamiento y principios de las herramientas, sino además de conceptos geológicos, geofísicos, de ingeniería de yacimientos e incluso de física y química, que en conjunto logran **amalgamar -cohesionar- múltiples conceptos y datos para sintetizar resultados representativos y útiles**

Usualmente, cuando se aborda el tema de registros geofísicos es infaltable mencionar su principio físico y lo que mide, generalmente los factores que los afectan (tales como las causadas por los componentes químicos presentes en los minerales de la roca, los fluidos de perforación, e incluso el ruido inherente a la toma de datos, la calibración de cada herramienta y la velocidad con la que se corren, etc.), en menores ocasiones lo que es posible inferir a partir de ellos y como se interpretan.

En lo personal, y después de leer en diversas fuentes de información bajo un mismo tenor, me gusta mencionar que la interpretación de registros geofísicos es un arte, arte para quien aprecia la belleza de una demostración matemática, la danza de números en un proceso iterativo, para quien considera que en el encuentro de las disciplinas que involucran: a la caracterización dinámica y estática, así como a los procesos de corrección de los registros geofísicos *-incluyendo modelos matemáticos y principios estadísticos-*, sintetizan en la llamada interpretación.

IV.4.- Análisis Mineralógico

Existen una gran variedad de minerales existentes en la formación, pero sólo un pequeño grupo es detectado en los yacimientos petroleros, a través de registros geofísicos de pozos y análisis de núcleos.

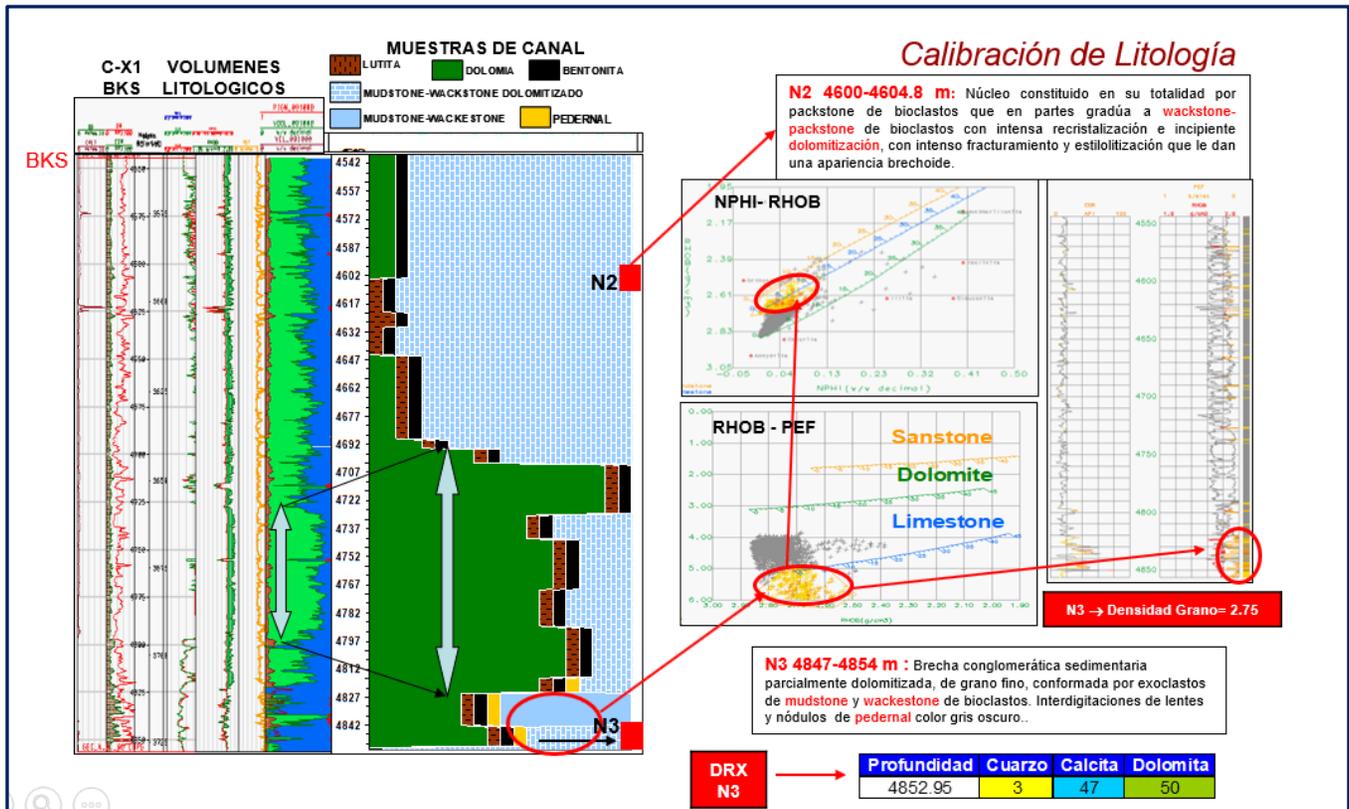


Fig. 12. En la figura compuesta se observa la litología obtenida de registros geofísicos -editados y corregidos- y calibrada con núcleos, gráficos cruzados y muestras de canal.

IV.5. Cálculo del volumen de arcillosidad

El volumen de arcilla se determinó calibrando la respuesta de la curva CGR o GR, con las descripciones litológicas de muestras de canal y núcleos. En general, el contenido arcilloso es bajo en el yacimiento Brecha TP-KS, pero aumenta en la zona de: KS, KM y KI. Para la zona del Paleoceno Inferior y el JST, los registros reconocen "mayor contenido de arcilla", aunque en realidad esas zonas corresponden a cuerpos calcáreos fuertemente arcillosos, margas, lutitas calcáreas y en ocasiones secuencias francas de lutitas.

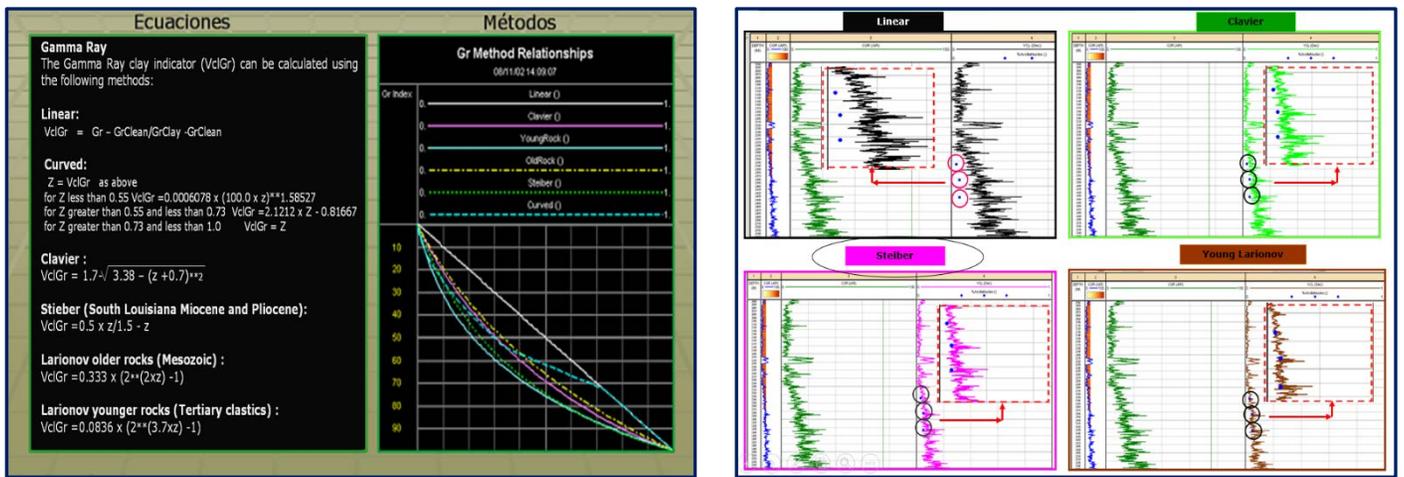


Fig. 13. En la figura compuesta se observa en lado izquierdo, cuatro de los métodos más frecuente usados en la determinación del volumen de arcilla de la formación; en el lado derecho se presenta la comparación de los resultados de cada método, con lo cual es posible evaluar el que mejor represente la respuesta del yacimiento.

IV.6. Modelo Petrofísico Avanzado

El modelo Petrofísico Avanzado, referenciado parcialmente en Antecedentes...

Exponente de cementación, m.

Los factores que afectan la porosidad total son: el grado de cementación de la roca, la forma, tipo y empacamiento de los granos, el tipo del sistema de poros: intergranular, intercristalino, vugular, etc., la tortuosidad, la presencia de sólidos conductores, la compactación por presión de sobrecarga, la compresibilidad de la roca y la expansión térmica.

Estos factores se incluyen y asocian dentro del exponente de cementación, por lo que la porosidad total es función del exponente de cementación del sistema, que tradicionalmente en su evaluación (principalmente en las rocas carbonatadas) se ha utilizado un valor de 2, ocasionando predicciones desacertadas en cuanto a saturación de aceite en los pozos perforados. Esto se ha reflejado en algunos resultados no concordantes con las pruebas de producción de algunos pozos evaluados, predijeron invadido de agua y contenían aceite.

Porosidad y permeabilidad de la matriz

La relación entre porosidad y permeabilidad de matriz es posible si se utiliza el radio de garganta de poro.

Los datos muestran que cuando la porosidad de la matriz aumenta, la permeabilidad de matriz aumenta de acuerdo a la función de potencia (Fig.6):

$$k_{ma} = \phi_{ma}^{10^9 R^{-20}}$$

donde:

k_{ma} = permeabilidad de la matriz, mD

ϕ_{ma} = porosidad de matriz, fracción.

Índice de resistividad de la matriz

Compresibilidad de poro asociada la matriz

Expresado en términos de reducción del volumen poroso de la matriz, al aumentar la presión neta:

$$c_{fma} = -\frac{1}{V_{pma}} \frac{dV_{pma}}{dp} = \frac{-1}{\phi_{ma}} \frac{d\phi_{ma}}{dp}, \text{ donde:}$$

V_{pma} = Volumen poroso de matriz.

p = Presión neta, psi.

V_b = Volumen poroso total de roca más volumen de sólidos, L3.

Presión capilar en la matriz

La presión capilar de la matriz fue medida de los núcleos en estudio, se utilizó gas para desplazar la salmuera. La saturación residual del agua se determina de la curva de presión capilar Fig. 8.

$$P_{cm} = P_{em} \left(I_{ma}^{-1/n_{ma}} \right)^{-1/\lambda_{ma}}, \text{ donde:}$$

P_c = presión capilar de la matriz, psi.

P_e = presión capilar de la matriz al inicio del desplazamiento, psi.

λ = distribución del exponente de poro (Corey).

Presión capilar sin dimensiones (Li y Williams, 2006):

$$P_{cD} = I_{ma}^{\beta}, \text{ donde:}$$

β = recíproco de multiplicar el exponente de saturación y exponente de distribución.

$$P_{c_m D} = \frac{P_{cm}}{P_{em}} = \text{presión capilar sin dimensiones}$$

Exponente de cementación del sistema de doble porosidad

El exponente de cementación del sistema un indicador de la porosidad secundaria. El valor de $m=1$ todo es fractura y valores hasta de 4 la roca es compacta, para la matriz caliza los valores andan de 2 a 2.5 y para yacimientos fracturados el valor es de 1.3 a 1.9.

La intensidad de fracturas y vórgulos modifican el exponente de cementación inicial, cuando aumentan las fracturas y los vórgulos, disminuye el exponente de cementación del sistema de doble porosidad.

Usado el modelo de Elkewidy:

$$\phi_{\text{sec}} = \frac{\phi_t^{m_{DP}} [\phi_t - 1]}{\phi_t^{m_{DP}} - 1}$$

Permeabilidad del sistema de doble de la porosidad

En algunas zonas en donde fue terminado el pozo y es conocida la permeabilidad del sistema de la zona por un análisis de prueba de presión de un pozo y el exponente de la cementación del sistema eso que implica la intensidad de fractura:

$$k_{fb} = A \phi_t^{m_{DP}}$$

Saturación de agua del sistema

$$S_{w_{DP}} = \left(\frac{R_{t_{DP}}}{F_{DP} R_w} \right)^{-1/n_{DP}} = (I_{DP})^{-1/n_{DP}}$$

IV.7. Datos utilizados en una evaluación petrofísica robusta

Datos necesarios de las diferentes de las disciplinas involucradas en la explotación del yacimiento.

Datos Geológicos. Geología regional y local, Ambientes Sedimentarios, Petrografía, Correlaciones Estratigráfica-Estructurales, Secciones Sísmicas, Facies, Columna Geológica Tipo.

Datos Geofísicos. (Interpretación Sísmica-Fallas-Estructuras, Checkshots, VSP, etc.)

Datos de Ingeniería de Yacimientos. Presiones (P_{ws} , P_{wf} , P_{wh}), resultados de la interpretación de las Pruebas de Presión-Producción, Permeabilidad, Presión Capilar, Mojabilidad, Radio de drene, análisis PVT).

Producción. q_o , q_g y q_w ; IP, estimulaciones, inducciones.

Datos de Perforación. Trayectorias, Fluidos de perforación, muestras de canal y descripciones litológicas, estabilidad del agujero y EM, datos de RTO, SIOP, etc.

2.5. Estudios Previos Realizados. Expedientes y tarjetas de Pozo e Informes Finales.

Valores de corte

Saturación de agua, S_w (%)	Porosidad ϕ , (%)	Arcilla, (%)
30	30	30

IV.7. Cierre de Metodología

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

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

La ventaja de esta metodología, radica en que las propiedades petrofísicas del yacimiento son obtenidas multidisciplinariamente, lo cual implica que la información es validada por las ingenierías: Geológica, Geofísica, Petrofísica y de Yacimientos. Lo anterior tiene por resultado una menor incertidumbre y menor tiempo de simulación, esto es debido a que con anterioridad el simulador era usado para ajustar los datos de entrada y no para realizar su objetivo, obtención de pronósticos de producción.

Resulta imprescindible conocer los conceptos básicos, su importancia, interacción y tipo de información proporcionada de cada disciplina (tanto de manera particular como integral); así como de la construcción general del Modelo Estático, con objeto final de llevar a cabo una simulación exitosa. **De igual manera resulta imprescindible** el entendimiento de la necesidad de trabajo multidisciplinario e interdisciplinario, lo que se ejemplifica con la siguiente mención, aunque se tenga el modelo ideal de la más alta precisión si este no se sabe usar e interpretar, los resultados no serán representativos del fenómeno que ese modelo pretendía representar, es decir, es necesario conocer, entender y analizar no solo los resultados de modelo, sino además entender la composición del mismo, que no es sino otra cosa que entender el fenómeno y su representación matemática a través de ecuaciones.

Se establece la necesidad de llevar a cabo estudios multidisciplinarios sustentados en procesos sistemáticos e integrales, derivados de la conjugación de resultados sustantivos y flujo efectivo de información, en donde el nivel de conocimientos y experiencia, procedimientos y técnicas de análisis son vitales (Ing. Roberto Padilla Sixto y Ing. Ricardo Toledo Piña, 2013, Evaluación de yacimientos naturalmente fracturados y retos por resolver).

IV.8 Ventajas de aplicación de la metodología

La metodología de Discretización de Porosidad Total (matricial-secundaria) es la piedra angular de la **Caracterización Petrofísica Avanzada de yacimientos carbonatados naturalmente fracturados** y de la correspondiente generación de familias de Propiedades Petrofísicas, las cuales es factible poblar en tres dimensiones (**herramienta de suma utilidad en los procesos de toma de decisión de perforación, terminación y producción**). Proporciona propiedades representativas -alta calidad en la información- de entrada, al Simulador, esto es, que las propiedades del sistema roca-fluido distribuidas en cada una de las celdas en las que fue discretizado el yacimiento mantengan las características del mismo, de lo contrario, el resultado será un errado pronóstico de producción, aún y cuando el modelo de simulación represente “perfectamente” los procesos de flujo de fluidos en el yacimiento. Dicha información, es el resultado de un exhaustivo trabajo multidisciplinario.

En la Población, valores para cada celda (variabilidad 3D de la permeabilidad, compresibilidad, sigma, etc.).

En la Simulación, acelerar el proceso de inicialización de variables, así como disminuir el número de ensayos en los ajustes de historias de producción.

En la Producción, *la caracterización petrofísica es una metodología enfocada a disminuir, por ejemplo, el riesgo de perforación de pozos con baja o nula productividad.*

La simulación numérica requiere de modelos estáticos y dinámicos, así como de los parámetros proporcionados por cada modelo, para calcular el pronóstico de producción bajo diversos esquemas de explotación. La historia de producción del yacimiento se utiliza en simulación para ajustar y validar los parámetros obtenidos de los modelos dinámicos. En un modelo de simulación numérica las variables son x, y, z y tiempo, sus parámetros las propiedades características de la roca y fluido; *la simulación numérica de yacimientos (SNY) es una herramienta clave en la toma de decisiones* de la administración moderna de yacimientos, por ello la necesidad de contar con **modelos estáticos y dinámicos, que son los datos que nutren al simulador** y sin los cuales, aunque se tuviese, el mejor modelo de simulación no se tendrían resultados representativos del yacimiento, de ahí la importancia de caracterizar en forma estática y dinámica a los yacimientos naturalmente fracturados,

Recapitulando.

La base de la Metodología de Petrofísica Avanza reside en: conceptualizar un modelo de doble porosidad que agrupa al sistema multiporoso de la manera siguiente: matriz y microfracturas en un medio poroso denominado **porosidad primaria** (es decir, integra a las porosidades de baja capacidad dinámica y alta capacidad de almacenamiento), en tanto que la porosidad asociada a vórgulos y fracturas en otro medio poroso denominado **porosidad secundaria** (integra las porosidades de alta capacidad dinámica y, baja y media capacidad de almacenamiento), finalmente, la suma de la porosidad primaria y secundaria se denomina **porosidad total**. (Nelson, 2001)31, (Aguilera, 1995,2003)5,6,. (Pulido, 2006)39,43,44,(Galicía, 2006)11, (Ortiz, 2007, 2008)39,43.

La metodología usada crea nuevos conceptos, entre los que destaca la generación de familias de propiedades petrofísicas, homologa conceptos que previamente eran disímbolos. Los resultados de la petrofísica en conjunto con los resultados de sísmica y atributos sísmicos especiales generan un conjunto de propiedades pobladas que permiten decisiones de ingeniería en tiempo “récord” y además con tales mallas pobladas – multi-atributos - es posible generar propiedades 3D de variables tales de ingeniería de yacimientos, geomecánica, etc.

V. RESULTADOS. Análisis de Caso

*Los conceptos y MODELOS más relevantes que cada una de las disciplinas: Geología, Geofísica, Petrofísica, Geomecánica e Ingeniería de Yacimientos son parte fundamental del conocimiento, comprensión, interpretación y generación del Modelo Estático; el Modelo Estático y Dinámico fundamentales para llevar a cabo la SNY y la subsecuente administración del yacimiento óptima. **En este capítulo se presentan los resultados - LA APLICACIÓN - de lo previamente presentado en el capítulo IV -Metodología-**.*

En lo correspondiente a la Petrofísica es su función determinar: los parámetros, variables, y modelos necesarios, en forma de perfiles, para llevar a cabo, en conjunto con el Modelo Geológico y Estructural, la malla fina de Simulación.

El proceso de la Caracterización comienza justo después de la creación de la base de Datos, y es la interpretación de la Información de los Modelos Geológico y Geofísico, la que permite “formar” un “conocimiento global del yacimiento, es decir, una estructura mental del cómo se formaron los estratos, de roca (tipo de sedimento (energía, p. ej.), proceso diagenético, etc.) de los que se constituye el yacimiento, del como través del tiempo geológico estos paquetes rocosos han sido sometidos a esfuerzos, y por ende, con todo este conocimiento asimilado, tener un entendimiento global del yacimiento desde los propios orígenes de la litificación, hasta el momento en que se realicen los estudios de Caracterización.

El párrafo anterior, se sintetiza en: dar sentido geológico y estructural a cada uno de los procesos de la Petrofísica.

Se recuerda que, sin un criterio, tan solo para definir una recta que pasa por dos puntos, se tendrán “n curvas”, n-posibilidades. Los criterios de las disciplinas, ya muchas veces mencionadas, son la guía que permite allanar “el sinuoso camino de la Caracterización”.

V.1 Cronograma de Actividades

Mas allá de la mercadotecnia del software de administración de proyectos, considero de suma importancia **contar con un cronograma de actividades** - *el software MS Project es de amplio uso en Pemex* -. Por medio de esta herramienta se obtiene beneficios tales como:

- i. Transformar ideas desordenadas en proyectos organizados
- ii. Coadyuvar en la creación de proyectos de mejor calidad y eficientar los tiempos de trabajo.
- iii. Planificar tareas en el corto y largo plazo.
- iv. Mejorar la toma de decisiones, a partir de una visión general el proyecto.
- v. Administrar de forma eficiente los recursos de un proyecto (humanos, técnicos y económicos).
- vi. Organizar el trabajo para equipos grandes y asignando responsabilidades.

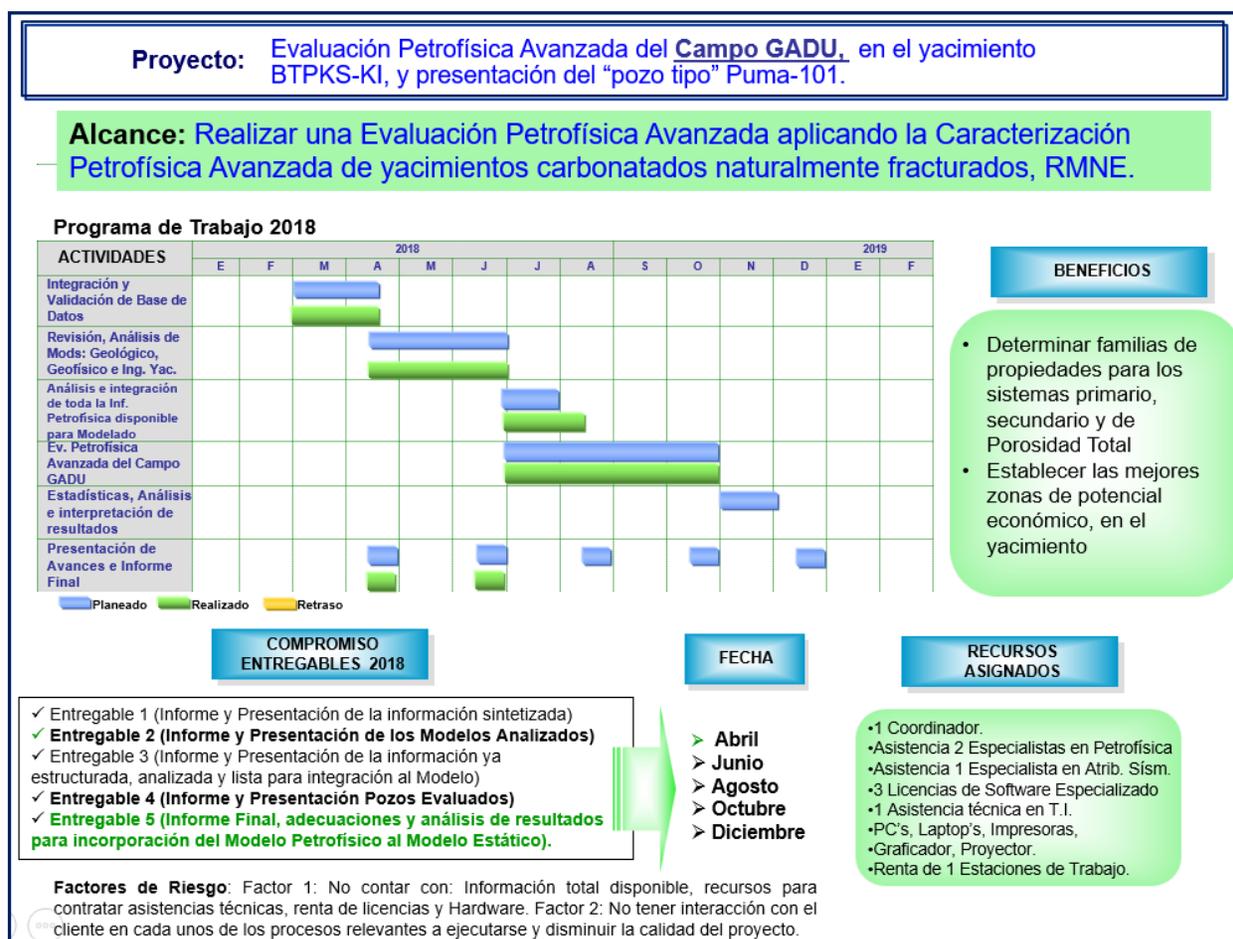


Fig. 14. En la figura se observa el Cronograma de Actividades de la Caracterización Petrofísica Avanzada aplicada a un yacimiento de la región Marina Noreste en la formación BTPKS.

El presente trabajo tiene como objetivo principal presentar una Evaluación Petrofísica Avanzada de un Yacimiento Carbonatado Naturalmente Fracturado a un pozo tipo, **con base la Metodología intitulada: Caracterización Petrofísica Avanzada de yacimientos carbonatados naturalmente fracturados**. Tal evaluación se generó con base en una metodología construida con sólidos soportes teóricos y con lustros de aprendizaje práctico, pero que además en forma no convencional se diseñó (desde su concepción) y enriqueció con conceptos teórico – prácticos, multidisciplinarios e interdisciplinarios de las especialidades: Geología, Geofísica, Petrofísica, Geomecánica e Ingeniería de Yacimientos, así como de Matemáticas Aplicadas. Una vez generada la metodología, ésta, **se ejecutó** por personal previamente capacitado tanto en las disciplinas previamente mencionados como en la ejecución de proyectos multi e inter disciplinarios (hecho que hasta ese momento solo se había planteado “en papel”, pero que no se había llevado a la práctica en **forma sistemática**, - *solo como esfuerzos aislados* -.

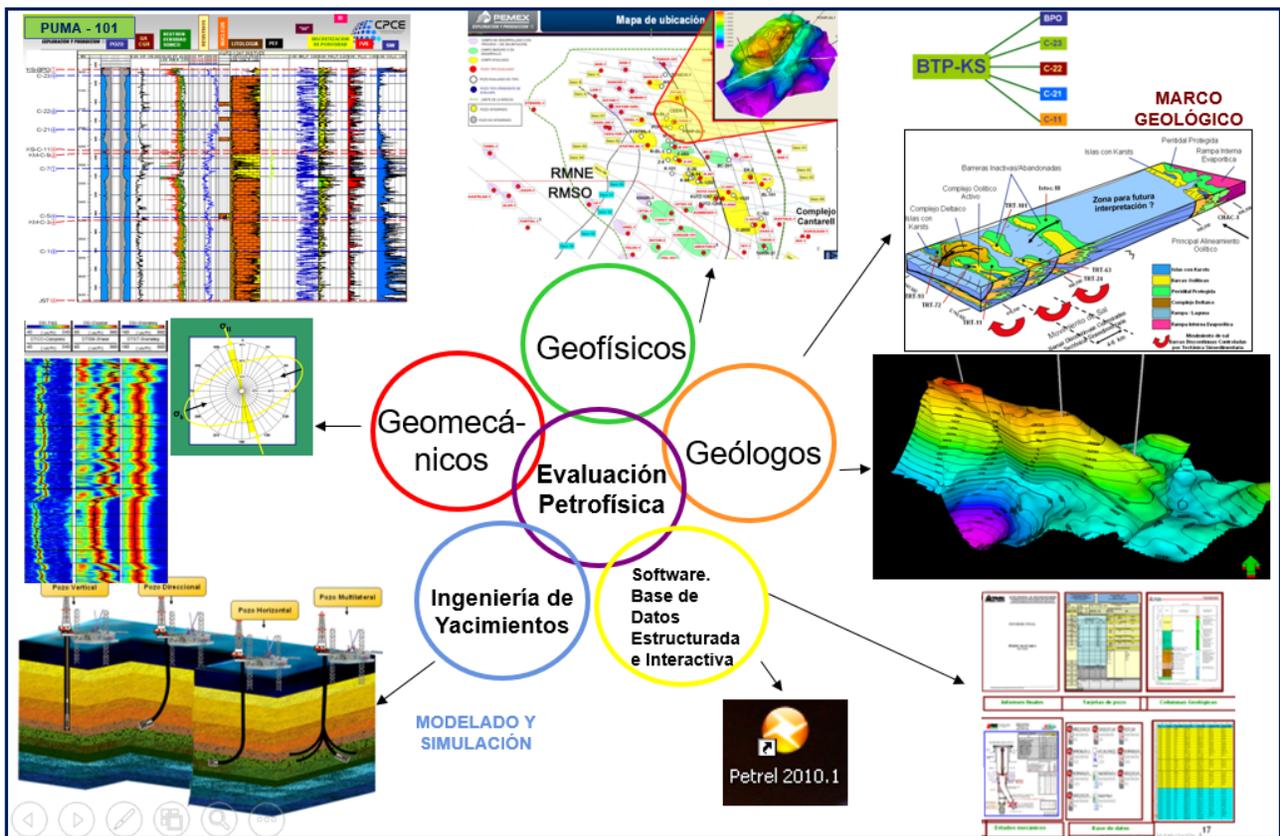


Fig. 15. En la figura se ilustran las diferentes especialidades que intervienen en los múltiples procesos de la Caracterización Petrofísica Avanzada.

V.2. Base de Datos

Antecedentes.

El CREE C. C., utilizó la información proporcionada por el Activo Integral Cantarell (AIC), y la base de datos @DITEP, para la realización de un estudio Integral (estudio altamente relevante que parte de la Caracterización Estática y Dinámica y concluye con la SNY). Es por ello que la implementación de Metodología de Caracterización Petrofísica Avanzada, conto con información necesaria y suficiente para llevarse a cabo (en el capítulo anterior se mencionó que la información estructurada en una base datos, es clave para el éxito del proyecto, pero además en este capítulo es necesario mencionar que la obtención de información no solo es un problema de índole técnico, además lo es en sentido político y económico, entre otros).

La información de registros geofísicos proporcionada por el AIC -datos de mayor confiabilidad- fue cargada a un software integrador de información "Petrel"; posteriormente se revisó la congruencia de los datos reportados en bases de datos preexistentes con respecto de la información proporcionada, además, al mismo tiempo, se realizó una revisión preliminar cualitativa y cuantitativa de los registros, por pozo, con objeto de clasificarlos por calidad y representatividad, esta actividad busca fundamentalmente identificar "pozo(s) tipo".

De la revisión de curvas se detectó la necesidad de realizar curvas sintéticas para algunos pozos, debido a que estos presentaban afectaciones en algunas zonas, por ej., por efecto de los problemas que se tienen durante la perforación. La construcción de las curvas sintéticas se basó en correlaciones hacia pozos vecinos y modelos desarrollados en el CREE, además de contar con un modelo estructural que fue validado por el personal del activo AIC y personal del CREE.CC; los pozos de correlación debían contar con al menos una curva confiable en el pozo afectado para realizar las curvas sintéticas. Las curvas que con más frecuencia se editaron son: sónico, densidad y alguna excepción del neutrón. La edición fue cuidadosa, evitando hacerla en zonas donde las anomalías se debieran a las características naturales de las litologías atravesadas.

V.3 Antecedentes de la Aplicación de la Metodología

El fracturamiento de las rocas es un proceso geológico altamente complejo y heterogéneo, que ocurre en varias escalas (que van desde unos cuantos milímetros hasta varios kilómetros); morfologías (por la diagénesis y mineralización posteriores), y también en diversas densidades y orientaciones. Debido a que este proceso sucede durante el prolongado tiempo geológico, posterior al depósito y litificación de las rocas, cuando éstas han sometidos a distintos procesos de plegamiento y deformación que contribuyen a formar distintos sistemas de redes de fracturas; **los YCNF's son complejos, por definición.**

Como ya se ha comentado a lo largo del texto, la necesidad de describir, caracterizar y modelar estos yacimientos de la forma más completa y precisa posible definirá el éxito de un proyecto. Además, la Caracterización Avanzada pretende estar a la vanguardia del desarrollo tecnológico que busca la explotación *-aprovechamiento-* de los yacimientos, convencionales, no convencionales y maduros, así como de los que requieren de procesos de recuperación mejorada *-hasta ahora en desarrollo-*, etc. Para alcanzar tal propósito, se cuenta con un gran volumen de datos *-ya procesados, analizados, interpretados e integrados-* de diversos tipos, que cubren también diversas escalas: información geológica, sísmica, registros geofísicos convencionales, registros de imágenes, núcleos y petrofísica.

En las páginas siguientes, se hará una breve presentación de los Modelos de la Caracterización Estática y Dinámica que intervinieron en la Caracterización Petrofísica del YNF **-y su pozo tipo-** presentado en este trabajo de titulación por experiencia profesional.

La geología de la Sonda de Campeche es tan extensa que se necesitarían varios volúmenes para exponerla, por tal razón en este trabajo se hace un bosquejo general que busca enterar en forma inmediata al lector de tal manera que le permita tomar decisiones (Ángeles Aquino, revidar la fuente y año).

V.3. Marco Tectónico

La relevancia de considerar la tectónica jurásica en las evaluaciones petrofísicas en los pozos de la Sonda Marina de Campeche, es debido a que las fallas fueron sinsedimentarias producto de la expulsión de la sal y la subsidencia tectónica relacionada con la apertura del Golfo de México lo anterior ocasionó cambios de facies en el sentido lateral y vertical, así como una gran variabilidad de los espesores de la columna litoestratigrafica del Jurásico Superior-Cretácico

Inicialmente se consideró que la etapa de syn-rift en el SE de México se llevó a cabo durante el mismo tiempo que en el NE, es decir, Triásico Tardío al Jurásico Medio (Caloviano; Meneses-Rocha, 1987). Sin embargo, **existen evidencias** en la Región Marina de fallamiento normal asociado a la etapa de tectónica de syn-rift con grandes bloques basculados formando depresiones (medios grabens) y altos, evento que continuó hasta parte del Cretácico, por lo que es razonable que este fallamiento haya estado presente en el área de la Sierra de Chiapas. Esto podría explicar en gran parte las variaciones laterales de facies y la diferencia en los espesores en los paquetes estratigráficos del Jurásico Superior-Cretácico Inferior a distancias relativamente cortas.

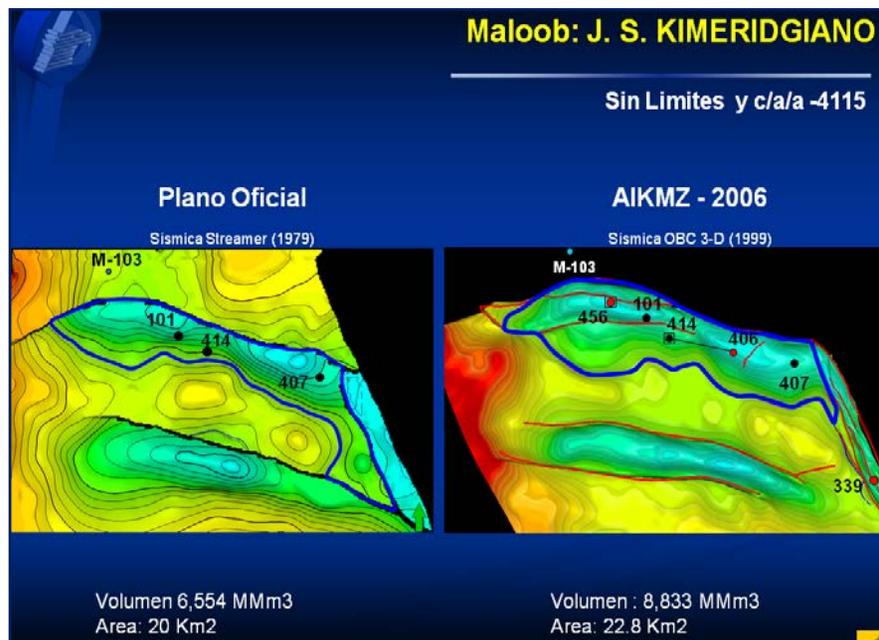


Fig. 16.

V. 3. Marco Estructural

El Complejo Cantarell se ubica en la parte noreste de una estructura conocida como Pilar de Akal-Reforma, está limitado al oeste por la fosa terciaria de Comalcalco, al este por la de Macuspana y al norte por el paleo-límite de la plataforma continental de la península de Yucatán. El complejo comprende una parte autóctona que corresponde a los yacimientos Sihil y Chac y una parte alóctona correspondiente a la parte superior de un cabalgamiento a nivel de la sal del Oxfordiano, con los yacimientos Akal, Kutz y Nohoch.

Tres fases tectónicas principales juegan un papel en la estructuración del Complejo:

1. La primera fase, de edad Jurásico Superior, corresponde a una extensión de orientación este-oeste caracterizada por un sistema de fallas normales sin-sedimentarias.
2. La segunda fase, de edad Mioceno Inferior, corresponde a una compresión de orientación N25°. Esta fase induce el cabalgamiento de los bloques alóctonos de Akal, Kutz y Nohoch sobre el autóctono que corresponde a los bloques Sihil y Chac.
3. La tercera fase que comienza en el Mioceno medio-superior, corresponde a una extensión que genera el depósito rápido de sedimentos en la cuenca.

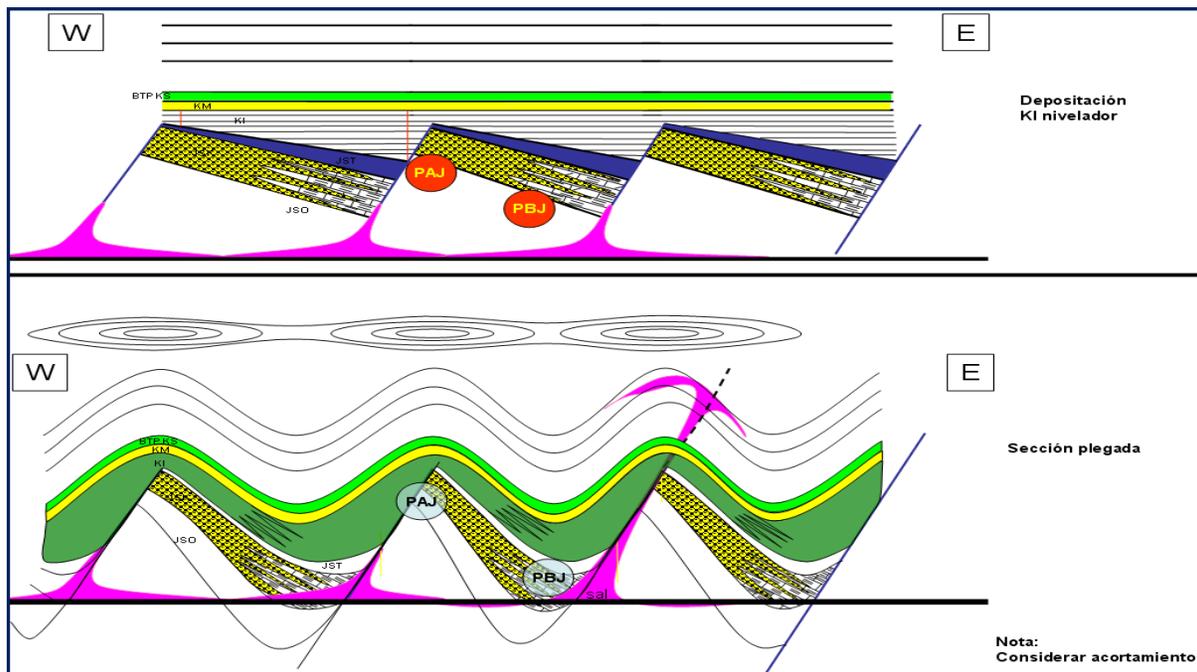


Fig. 17. En la figura se observa la morfología estructural producto de los efectos del tectonismo, en la parte inferior; en la parte superior se observa al bloque alóctono que forma al celebre campo Akal.

V.3.2- Estratigrafía.

Para tener dicha congruencia, en este trabajo se exponen el marco geológico de la Sonda de Campeche, su estratigrafía, su sedimentología, su paleogeografía y su geología económica desde el punto de vista económico petrolero, para que posteriormente se pueda hacer una evaluación que permita tener certidumbre y disminuir el riesgo al proponer una localización exploratoria. El marco geológico regional se expone en forma muy sucinta pero clara, considerando como principales elementos de este marco la Plataforma de Yucatán y la Sierra de Chiapas.

Cuando se propone una localización exploratoria se hace de una forma muy local considerando únicamente el cubo sísmico y el área que cubre dicho cubo, y casi nunca se toma en cuenta el entorno geológico de dicha localización porque poco o nada se sabe sobre la geología regional, esto conduce a que se tome información equivocada o errónea que conlleva a una mala evaluación del prospecto a evaluar.

La Estratigrafía del área de trabajo está basada en los estudios de pozos exploratorios que han cortado rocas del Jurásico Superior y por ende del Cretácico. En forma simultánea se elaboraron y analizaron los registros geofísicos de cada uno de los pozos estudiados, así como los análisis petrográficos hechos a los núcleos de estos pozos.

Con este material se definieron para fines sedimentarios en el Jurásico Oxfordiano cuatro **zonas litoestratigráficas**, cuatro en el Kimeridgiano, tres en el Cretácico Inferior, tres en el medio y cuatro en el Cretácico superior, de estos los más analizados en este estudio fueron los horizontes del Cretácico superior, concretamente la Brecha productora.

El pozo “Puma – 101” por la profundidad perforada es el único que manifiesta la columna litológica completa esto es desde el Jurásico Oxfordiano hasta el reciente Pleistoceno; por tal razón, se consideró como tipo para el campo.

En función del estudio de láminas delgadas y muestras de canal, se identificaron 21 litofacies en la que fue dividida la columna geológica a partir de la BTPKS hasta el JSO. Cada litofacie ha sido diferenciada con base a sus características: litológicas (textura, grado de arcillosidad, tipo y contenido de bioclastos, contenido de pirita, cuarzo, etc.), de porosidad, intensidad y tipo de microfracturamiento, así como a su respuesta en las formas de las curvas de los registros geofísicos.

La Brecha TP-KS, está constituida por clastos subangulosos que corresponden a dolomía calcárea compacta de grano fino. Se observan dos litologías, correspondiendo una de ellas a biomicrita de calciesphaerulas y foraminíferos planctónicos con incipiente desarrollo de dolomita, observándose además microfracturas selladas por dolomita.

La otra corresponde a intraesparita dolomitizada con microfracturas selladas parcialmente por dolomita, y presencia de cavidades de disolución que exhiben sobrecrecimiento de cristales de dolomita.

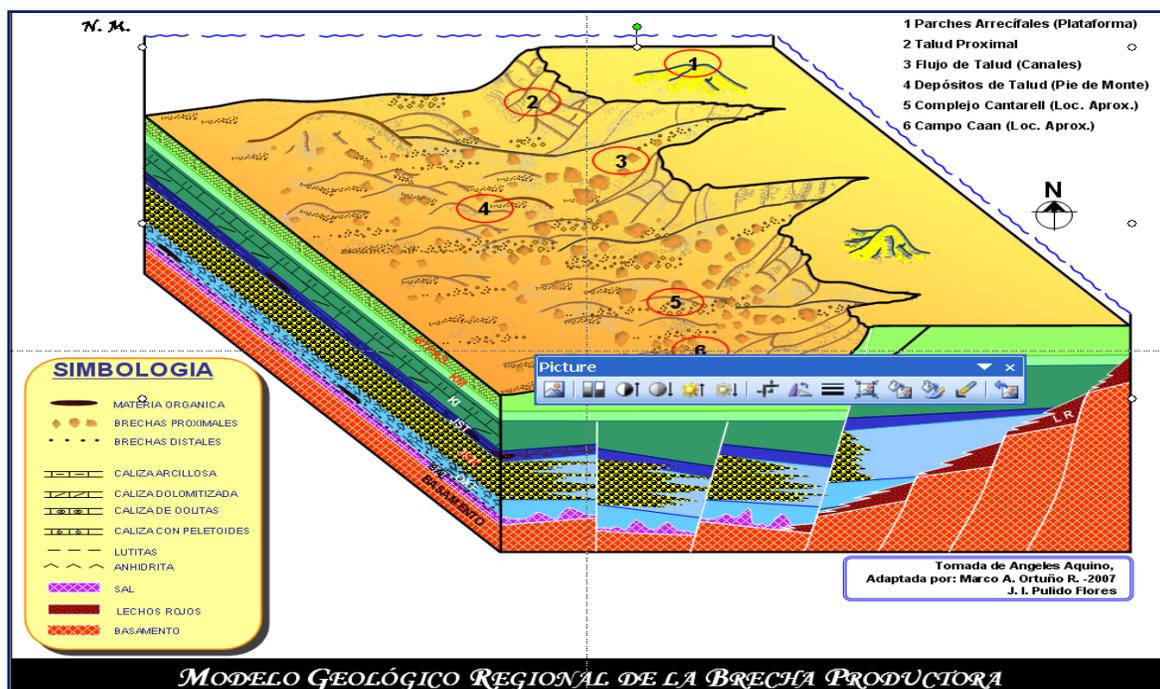


Fig. 18. Modelo Geológico de la BTPKS, de la región Marina, a la que pertenece el pozo, “Puma-101”, evaluado.

V.4 Aplicación del Método

V.5.1 Selección de Pozo Tipo

Con el propósito de establecer la pauta que guíe el proceso de **Interpretación de Registros** y de la **Evaluación Petrofísica Avanzada**, se propuso evaluar para el campo “GADU”, como pozo tipo al “Puma – 101” por sus características e información que se describen a continuación:

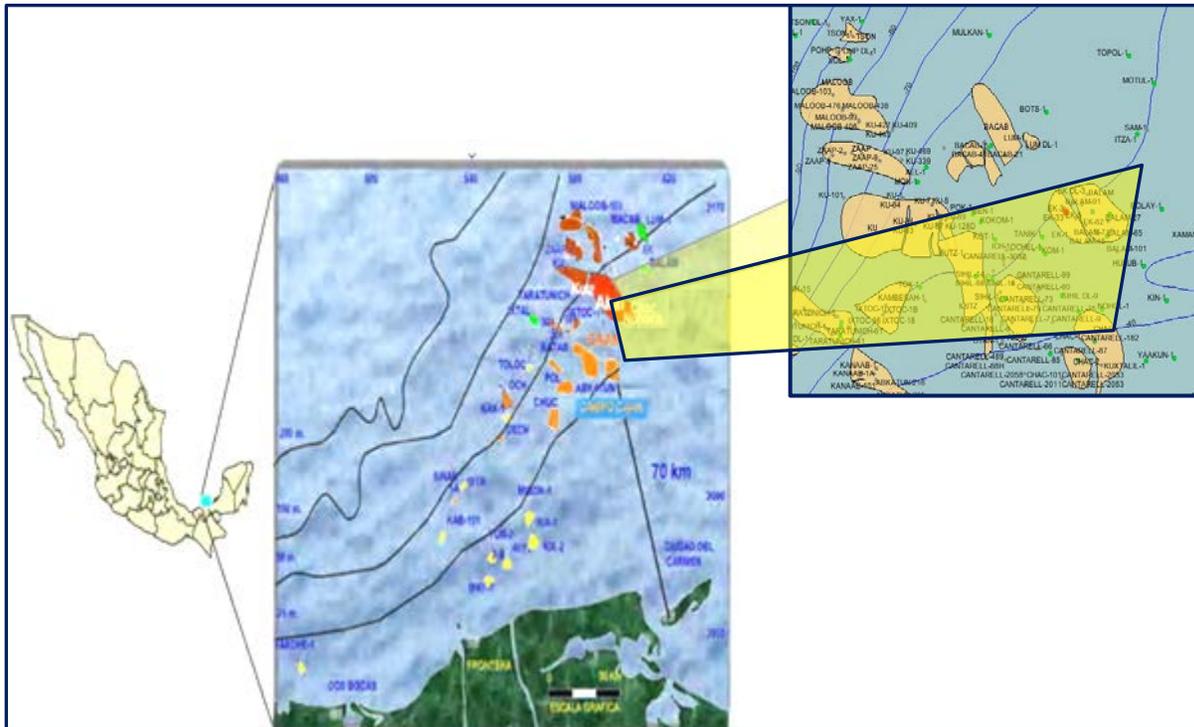


Fig. 19. El pozo analizado se ubica en el sureste de la República mexicana, en el yacimiento más importante de México, en la formación BTPKS – KI.

Se revisó la calidad de la información de los pozos que se consideraron relevantes para interpretar un área de estudio - definida previamente -; **dentro de los parámetros más relevantes para la selección del pozo tipo se tomó en cuenta: verticalidad del pozo, que corte toda la columna geológica de la cual se desea obtener información, que cuente con el conjunto “set” de registros geofísicos convencionales, - si hubiese toma de registros especiales, aún mejor -, que se haya efectuado toma de núcleos, con “análisis especiales”, que se tenga descripción litológica de los recortes de la perforación, entre otros.**

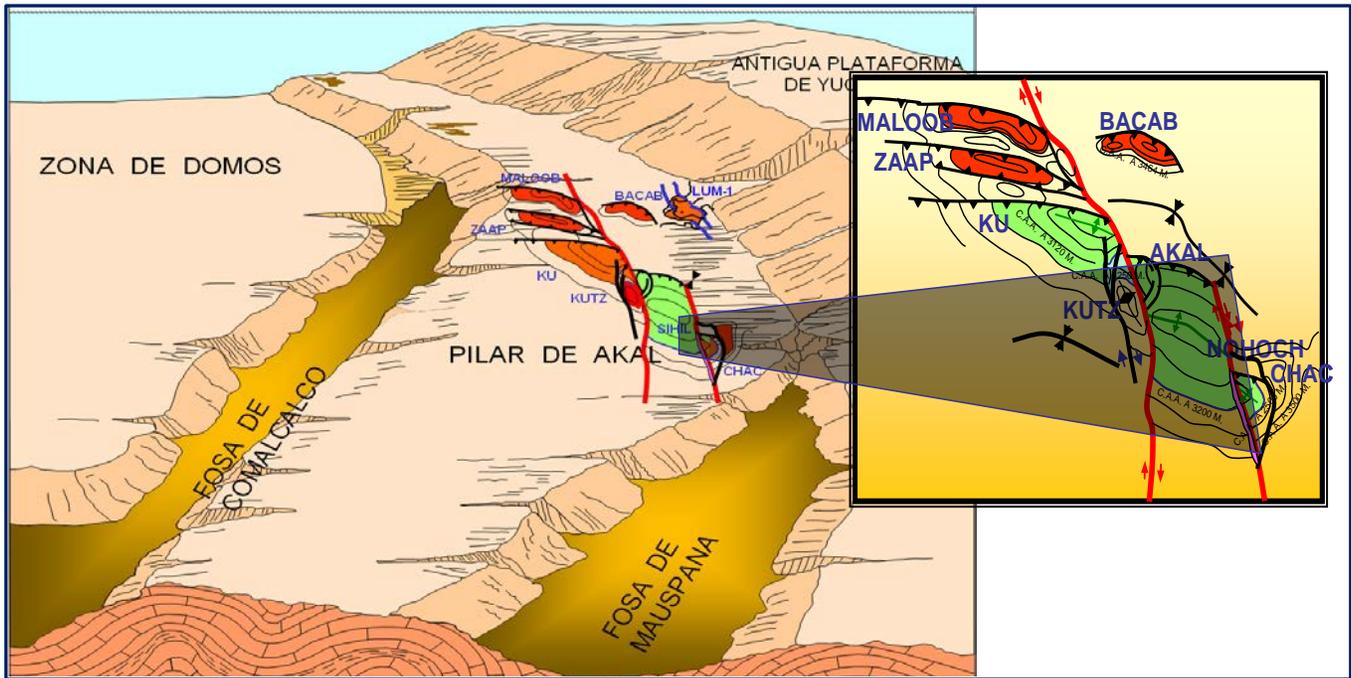


Fig. 20. Regionalmente, la ubicación del campo GADU se localiza se localiza en el área sombreada, en la sonda Marina de Campeche, en el pilar Akal Reforma.

El pozo seleccionado es un pozo vertical que cuenta con el set de registros completos necesarios para la evaluación: **Caliper (CALI)**, **Rayos gamma (GR)**, **Resistivos (LLD, LLS, MSFL y RT)**, **Tiempo de Tránsito (ΔT)**, **Densidad (RHOB)** y **Neutrón (NPHI)**, así como con descripciones litológicas. La calidad del conjunto de datos recabados presenta calidad aceptable. No cuenta con núcleos en la formación Cretácico Inferior.

La edición y calibración de los registros geofísicos se realiza tomando en cuenta el ambiente sedimentario, el marco estratigráfico y estructural (tanto local como regional), con la ayuda de la historia de perforación (se identifica zonas de derrumbes y/o entrapamiento de herramienta), así como paleontología y petrografía. Se reviso no existieran desplazamientos en profundidad.

Es importante señalar que para abordar formalmente todas las propiedades relevantes que tienen en común las distintas áreas de la Caracterización Estática, como se entrelazan y enriquecen entre sí, no alcanza el tiempo y objetivo de este tipo de trabajo, sin embargo, es conveniente mencionar algunas propiedades relevantes: Porosidad, Estructura y sellos del yacimiento, inferencia de la atipicidad de factores como la permeabilidad - anisotropía -, - en la que solo el conjunto de disciplinas integradas brinda una respuesta de representatividad alta-

V.5.2 Evaluación Petrofísica del Pozo Puma - 101

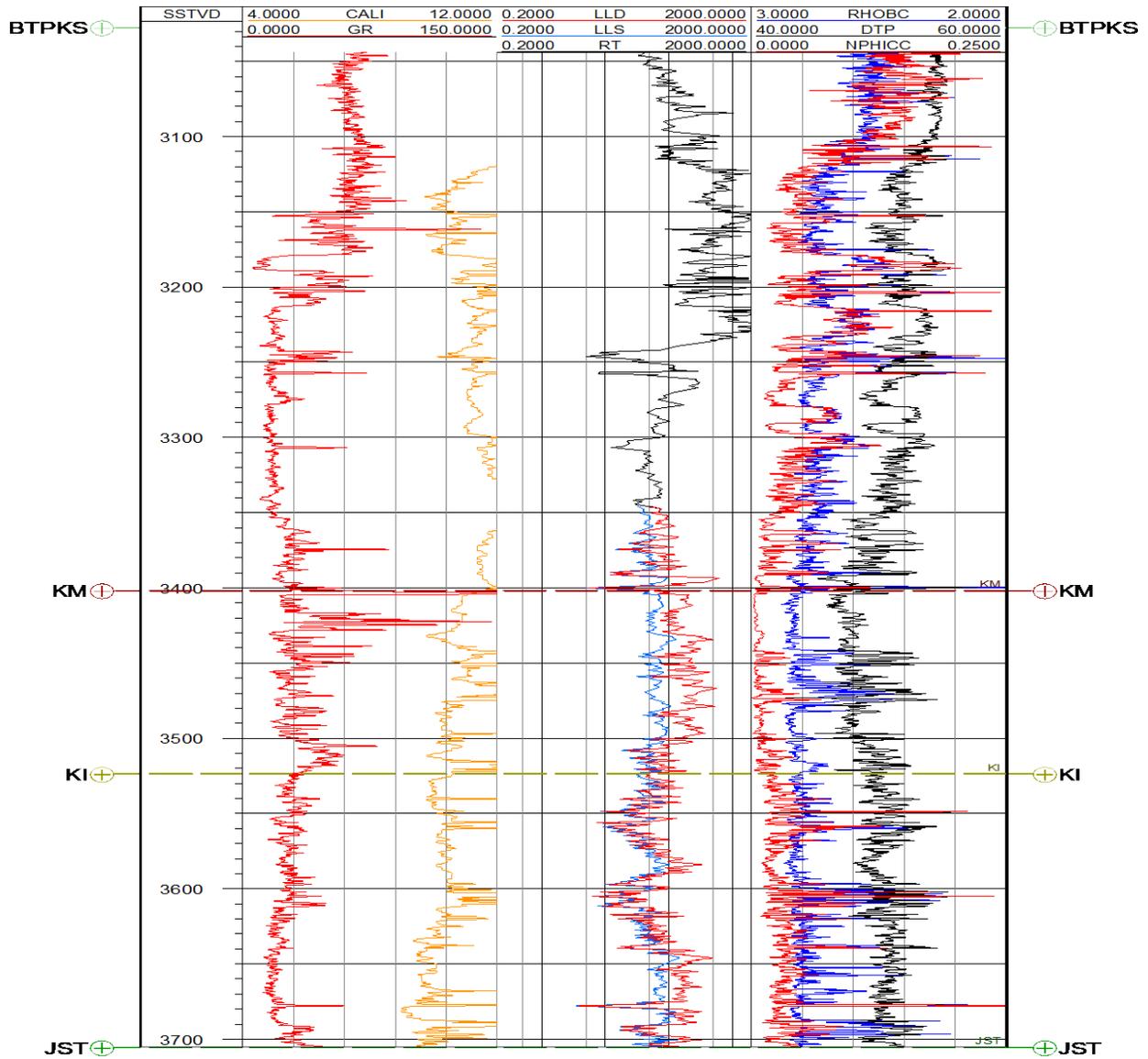


Fig. 21. En la figura se muestra del set de registros geofísicos convencionales, después de ser editados y corregidos por efectos de agujero y efectos ambientales.

En el proceso de edición se corrigieron las afectaciones por efectos ambientales e inestabilidad del agujero. El registro de tiempo de tránsito, (ΔT), presenta una fuerte afectación en la entrada de la Brecha (aproximadamente 70 m), debido a ello, en ese intervalo se utilizó un registro sintético (basado en los registros Neutrón-Litología, de tipo fractal), con lo que fue posible calcular las propiedades petrofísicas para ese intervalo, como en toda la formación.

Parámetros de Evaluación		
Salinidad, (ppm)	Temperatura del Yac. (°C)	Densidad del lodo, (g/cm ³)
120,000	100	1.23
Tiempo de tránsito del fluido (μs/pie)	Resistividad del agua, R _w (Ω*m)	
185	0.021	

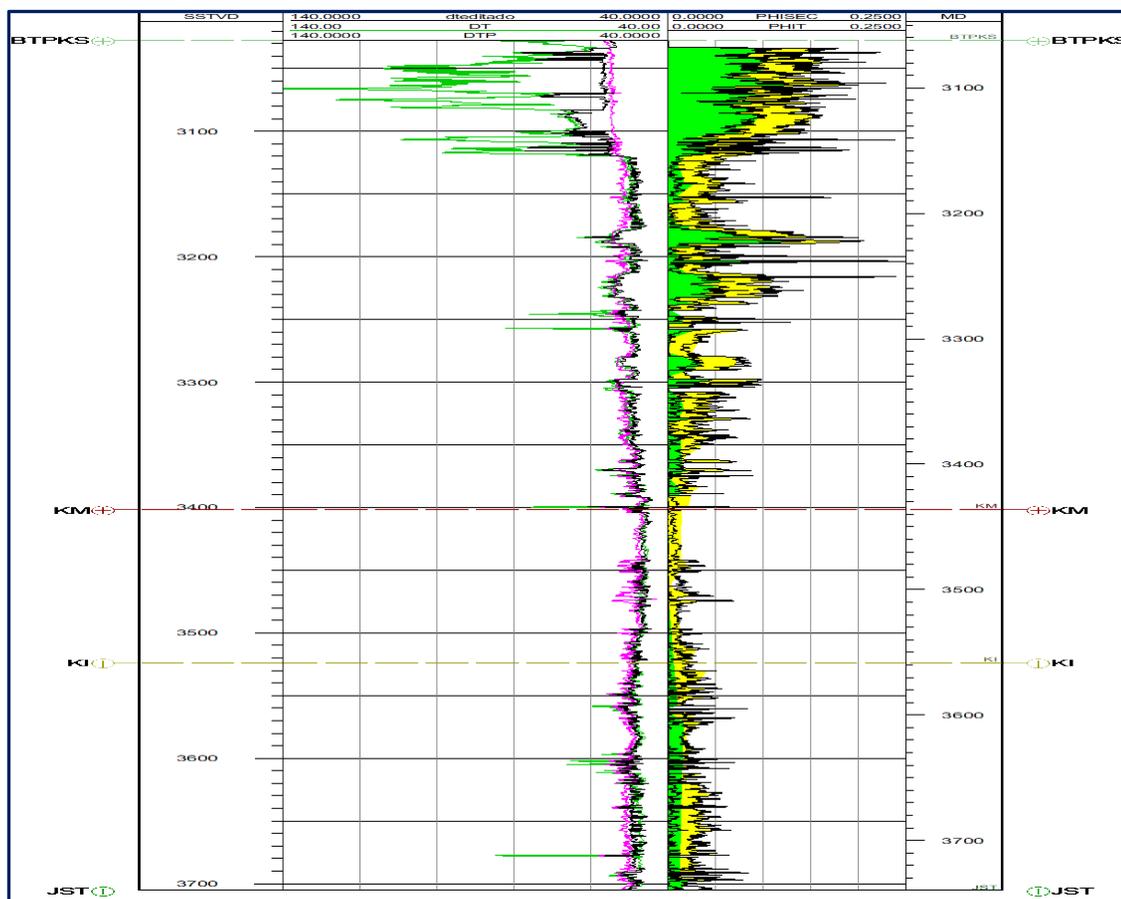


Fig. 22. En la figura se observa, en color verde, el registro DT (registro de entrada, de tiempo de tránsito, editado), en morado, el registro DTP (tiempo de tránsito, generado a partir de un modelo fractal) y el registro DT_Editado (registro, editado y corregido por efectos de agujero).

V.5.2.1 Calibración de Litología

Para determinar la litología de la formación es condición necesaria la interpretación de registros geofísicos convencionales, es decir, es necesario editar y analizar la información suministrada por los registros de modo tal que la variabilidad mostrada por los mismos sea la que defina la litología que compone cada unidad litoestratigráfica a través de la formación. Para determinar la calidad con la que esta evaluación ha sido hecha, se hace uso de todas las herramientas de las que se dispongan, es decir, de **núcleos**, análisis especiales de núcleos, descripciones litológicas, paleontología, **petrografía**, **registros de imágenes**, DSI, correlaciones hacia pozos vecinos (basándose en correlaciones con criterios estratigráficos y estructurales) y uso de la columna geológica tipo.

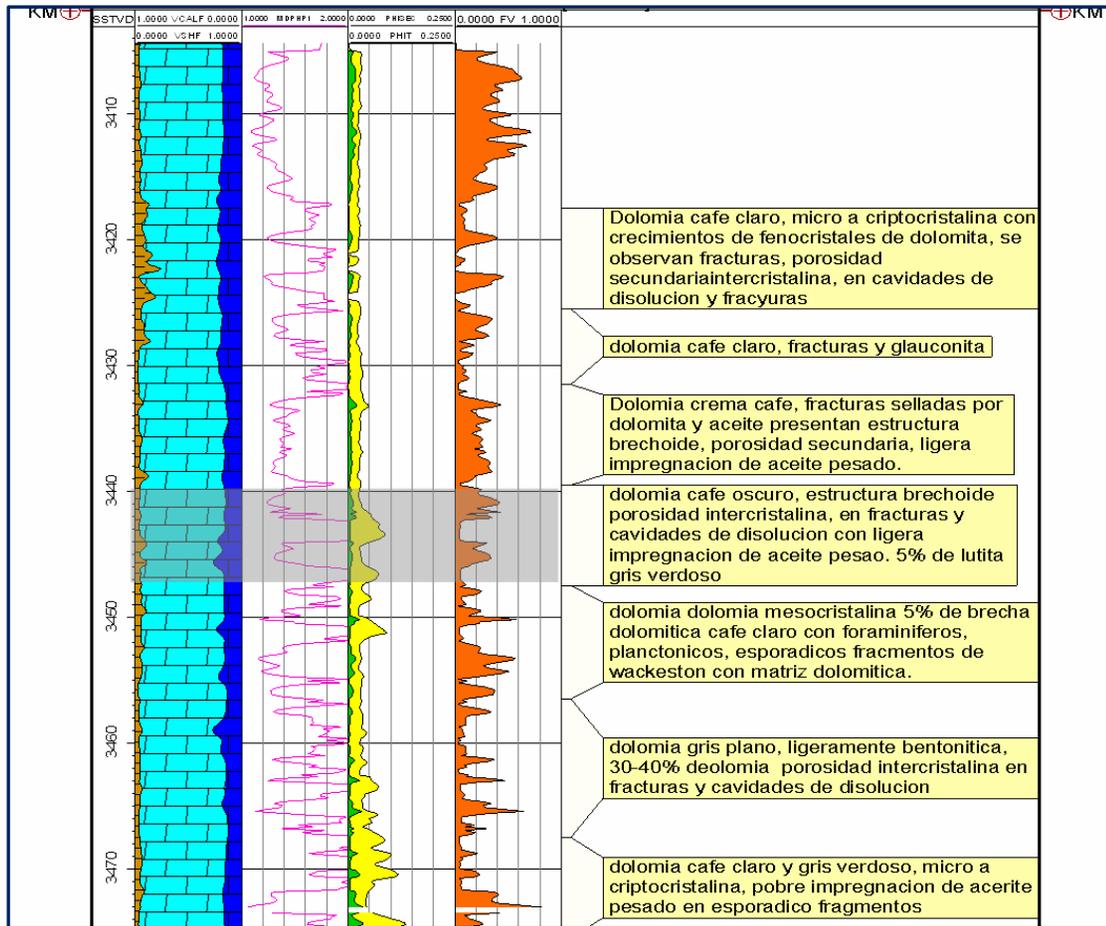


Fig. 23. La información de las descripciones litológicas, una vez analizada y validada, se incluye en los criterios de interpretación y corrección de registros, así como en la generación y calibración de la Litología -usualmente conocida como: “ELAN”.

Con el proceso de edición finalizado, se realiza la **interpretación de los registros geofísicos** convencionales, que esta guiada con el criterio geológico-estructural (que el equipo multidisciplinario del CREE ha establecido en base a conocimientos técnicos prácticos y teóricos); se aplica el conjunto de algoritmos desarrollados por el **CREE-HP**, con los que se establece la litología de la formación y el exponente de cementación variable que define las propiedades Petrofísicas Avanzadas.

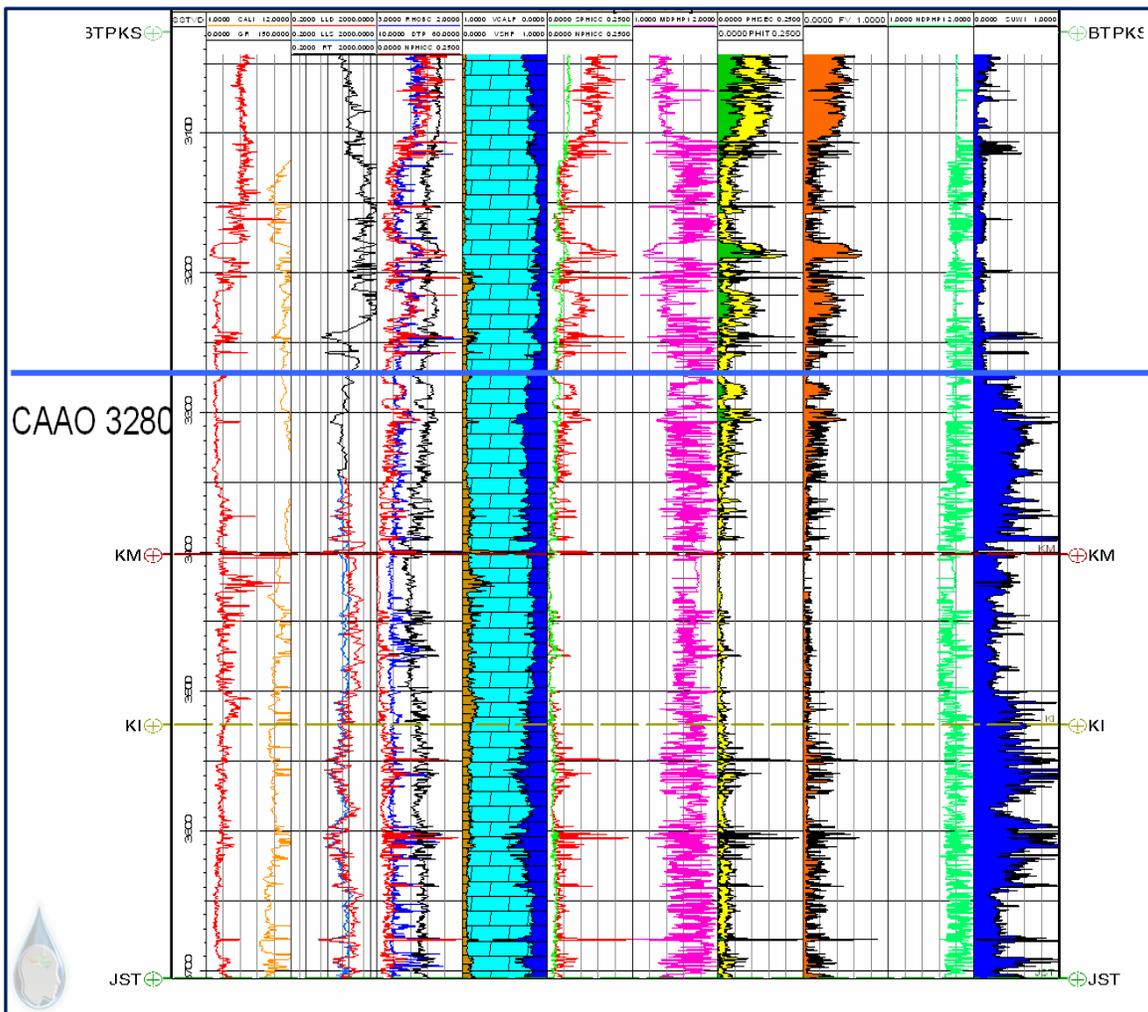


Fig.24. Se muestra el set de registros completos de entrega, es decir, los registros de entrada, la litología de la formación y los registros de salida (exponente de cementación variable del sistema de doble porosidad, **Discretización de la porosidad (porosidad de matriz y del sistema secundario)**, fracción volumétrica, exponente de saturación variable y saturación de agua.

V.5.2.2 Correlaciones de propiedades

Las correlaciones han sido una herramienta muy valiosa tanto en la Petrofísica como en todas las disciplinas de la Caracterización de yacimientos. Para llevarla a cabo con éxito es necesario establecer adecuadamente que pozos son adecuados para integrarse a ésta, esto, debido, a que usualmente la elección de pozos análogos es incorrecta; la información - por supuesto la asimilación de ella -, reducirá sustancialmente incertidumbre en la elección y, será entonces, una valiosa herramienta.

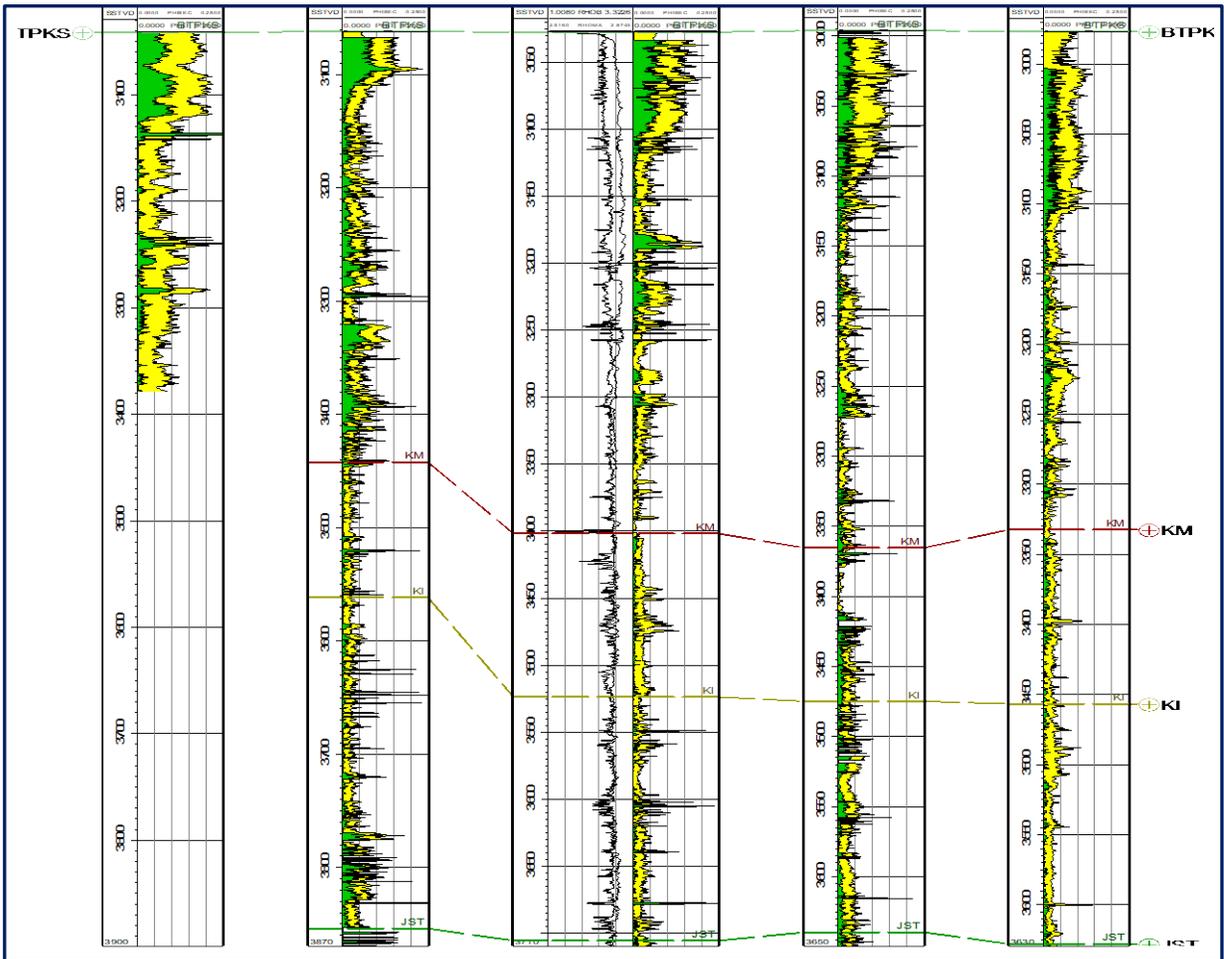


Fig. 25. Se realizan secciones estratigráficas con el objetivo de interpretar o en su caso corregir el comportamiento de las propiedades de la roca en cada pozo (usando criterios del campo, ambientes sedimentarios, dirección de flujo de escombros, etc.).

V.5.2.4 Estadísticas

La parte final de la Metodología analiza los resultados, las curvas entregables, con base en la Estadística. En principio se realiza tan solo una estadística descriptiva, que resume de forma numérica o gráfica un conjunto de datos; en este momento es importante recordar que un registro geofísico proporciona información de una propiedad física, química, etc., con respecto de la profundidad *-en general cada medio pie-*, por lo que se tendrán tantos valores de alguna propiedad como intervalo registrado se tenga, y para lo cual el tener un resultado, *-un valor-* conciso resulta de mucha utilidad. Así, se generarán estadísticas *-y análisis estadísticos-* para todas y cada una de las propiedades que sea relevante analizar y entre las que se incluyen: porosidades, permeabilidades, saturación de agua, volumen de arcilla, etc.

Estadísticas de BTPKS PUMA-101										
	SUWI	NDPHP1	FV	PHIMA	PHISE C	MDPHP1	PHIT	VSHF	VCALF	VDOLF
promedio	0.2712	1.804	0.2216	0.0468	0.0231	1.5824	0.0699	0.0617	0.2002	0.738
min	0.0224	1.5728	0.0012	0.001	0	1.0846	0.001	0.004	0.0507	0.0045
max	2.2227	2.2391	0.7276	0.0989	0.1768	2.1943	0.2444	0.7742	0.7302	0.9057
desviacion	0.2562	0.097	0.1694	0.0228	0.03	0.2153	0.0492	0.0485	0.0858	0.1051

Estadísticas de KM PUMA-101										
	SUWI	NDPHP1	FV	PHIMA	PHISE C	MDPHP1	PHIT	VSHF	VCALF	VDOLF
Promedio	0.3339	1.7342	0.0531	0.011	0.0008	1.6812	0.0118	0.1183	0.1905	0.6912
min	0.0221	1.5728	0.0037	0.0005	0	1.3206	0.0005	0.0515	0.1213	0.2896
max	0.9795	2.1062	0.3503	0.0615	0.0147	2.0526	0.069	0.4892	0.3553	0.8147
Desviacion	0.1477	0.0912	0.0414	0.0079	0.0014	0.1185	0.0088	0.0535	0.0424	0.0804

Estadísticas de KI PUMA-101										
	SUWI	NDPHP1	FV	PHIMA	PHISE C	MDPHP1	PHIT	VSHF	VCALF	VDOLF
promedio	0.5193	1.7915	0.1226	0.0283	0.0066	1.6689	0.035	0.0831	0.2539	0.663
min	0.0313	1.5997	0.0289	0.0084	0.0008	0.73	0.0092	0.0383	0.1276	0.1611
max	1.7125	2.1151	0.8812	0.0929	0.3642	2.0622	0.4133	0.1979	0.641	0.8274
desviacion	0.2472	0.1065	0.1116	0.0141	0.0227	0.1911	0.0314	0.0243	0.0794	0.0971

Fig.27. Resultados estadísticos de algunos de los resultados de la Evaluación Petrofísica Avanzada del pozo Puma – 101, por unidad formacional: BTPKS, KM Y KI.

Posteriormente se hará uso de la estadística inferencial, que permite realizar conclusiones o inferencias, basándose en los datos simplificados y analizados de una muestra, por ej., del conjunto de datos de la porosidad secundaria de la formación Cretácico Medio (KM).

¡En toda toma de Información, - o aplicación de un proceso a tal información - se presenta “ruido” que es necesario corregir!

Parte fundamental del proceso de la estadística inferencial radica en el entendimiento de los conceptos que involucran al dato. Lo anterior se ejemplifica cuando se obtiene el promedio de una propiedad a lo largo de todo el intervalo registrado (toda la muestra), posteriormente se toma el promedio por unidad formacional, el promedio por litofacie, por unidad de flujo, etc.; cada resultado presentara fuertes contrastes, mucho más en propiedades tales como la permeabilidad, por lo que es necesario establecer criterios que permitan analizar los datos con sustentos.

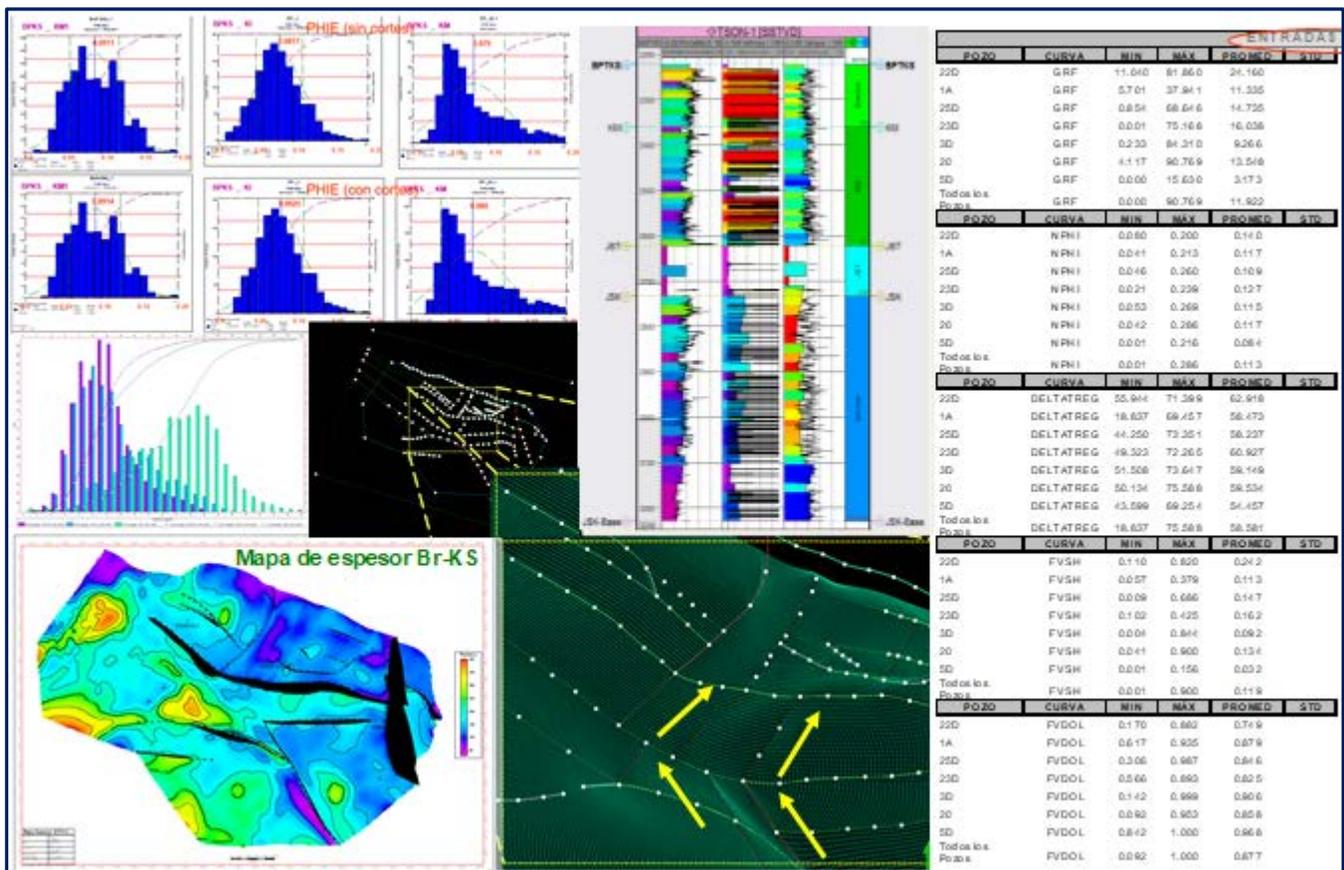


Fig.28. En la figura se observan, medidas de tendencia, histogramas y aplicaciones - escalamiento de registros para Población y Construcción de malla generados - de la estadística inferencial.

En todo proceso ingenieril, se generan resultados que requieren ser analizados bajo la luz de conceptos Físicos, Probabilísticos y Estadísticos - en conjunto-

CONCLUSIONES

1. La Petrofísica Avanzada es una metodología que considera: la heterogeneidad de la roca de los yacimientos carbonatados naturalmente fracturados, así como los aspectos estáticos y dinámicos del yacimiento. Su aportación a la Caracterización Estática y a la SNY radica en: eficientizar procesos, tiempos y resultados, en beneficio de una mejor administración de yacimientos.
2. Con base en lo expuesto, a lo largo del trabajo, resulta evidente que **es imprescindible conocer:** los conceptos básicos, importancia, interacción - entre disciplinas -, tipo de información proporcionada, de **cada una de las disciplinas que integran la caracterización estática** – *incluyendo la construcción general del Modelo Estático* -, para que la Petrofísica sea representativa de los fenómenos que estudia y de esa manera efectiva en sus resultados.
3. **Se discretiza al sistema multiporoso de los YNF's** de tal manera que la dificultad de caracterizar sus propiedades físicas altamente heterogéneas - que involucra fenómenos multivariantes -disminuyan en complejidad. LA METODOLOGÍA es innovadora tanto por la matemática que emplea, los sustentos físicos que toma en cuenta y por la **transdisciplinariedad con la que es construida y aplicada.**
4. **La conceptualización y aplicación de la metodología,** sus parámetros, variables y ecuaciones generan familias de propiedades para los medios porosos definidos, es decir, **generan familias de propiedades para el sistema poroso primario, secundario, y sistema total,** creando a su vez **población de familias de propiedades, familias de mallas que en la SNY** permiten visualizar, analizar, y con base en lo anterior planificar sobre propiedades específicas tales como la permeabilidad y la compresibilidad de la roca, etc.
5. Con la Petrofísica Avanzada, Población Avanzada y la “SNY Avanzada” es posible hacer frente a los retos actuales que demandan los yacimientos maduros, no convencionales, los que requieren de procesos de recuperación mejorada, los pozos multilaterales, etc., en todo caso, constituyen un valioso aporte a la solución de los retos actuales y futuros.

Bibliografía

1. Acero Hernández R. y Vargas del Campo A., “**Análisis de Oportunidades de los Campos Petroleros de PEP con un Enfoque de Negocios**”, PEP, 2012.
2. Ambrose W. A., et. al., “**Geologic Framework of Upper Miocene and Pliocene Gas Plays of the Macuspana Basin, Southeastern Mexico**” AAPG, 2003.
3. Ángeles Aquino F. J., “**Estudio Estratigráfico - Sedimentológico del Jurásico Superior en la Sonda de Campeche**”, AMGP. Vol. XXVIII No. 1, 1988.
4. Ángeles Aquino F. J. “**Monografía Petrolera de la Zona Marina**” AMGP, 2006.
5. Ángeles Aquino F. J. “**Evolución Geológica de la Zona Profunda del Golfo de México y sus Posibilidades Económico Petroleras**”, Congreso Internacional del Petróleo AIPM, 2009.
6. 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.
7. Arana V. H., “**Apuntes de Simulación Numérica de Yacimientos**”, Facultad de Ingeniería UNAM, 2006.
8. Arellano Gil J. “**Apuntes de Geología de Explotación del Petróleo Agua y Vapor**”, UNAM Facultad de Ingeniería, 2006.
9. Armin I. y Trygve R., “**Mathematical Methods and Modeling in Hydrocarbon Exploration and Production**”, SLB, 2000.
10. Artley, “**Dip-Moveout Processing**”, 2009.
11. Aviu del Puerto L., Pulido Bello H. C., Maldonado Ortuño E. y Antúnez E., “**Simulación Numérica Avanzada de Yacimientos Naturalmente Fracturados**” Segundo Congreso AIPM, 2007.
12. Aziz K. y Settari A., “**Petroleum Reservoir Simulation**”, Applied Science Publishers, 1979.
13. Buffler Y. y Cantú Chapa A., “**The Western Gulf of Mexico Basin: Tectonics, Sedimentary Basins and Petroleum Systems**”, AAPGM, 2001.
14. Bustos Vázquez A. “**Caracterización y Modelado de Yacimientos Fracturados en el Campo Cantarell, México**”, Congreso Internacional del Petróleo AIPM, 2009.

15. Casar González R., "**Modelado Estocástico de Propiedades Petrofísicas en Yacimientos de Alta Porosidad Secundaria**", Tesis de Doctorado en Ingeniería UNAM 2003.
16. Castro Herrera I. "**Apuntes de Caracterización Dinámica de Yacimientos**", Facultad de Ingeniería UNAM, 2007.
17. Chambers R L. y Yarus J. M., "**Caracterización de Yacimientos: Modelado Geoestadístico de Yacimientos, Orientado Geológicamente**", QGSI, 2002.
18. Cinco Ley H., "**Caracterización Dinámica de Yacimientos**", DEPMI UNAM, 1998.
19. Cinco Ley H., "**Análisis Moderno de Pruebas de Presión y Datos de Producción**", DEPMI, 2006.
20. Coats K. H., "**Three-Dimensional Simulation of Steamflooding**", SPEJ, 1974.
21. COMESA, "**Sísmica de Pozo una Tecnología del Siglo XXI**", COMESA, 2011.
22. Corey A. T., "**Three-Phase Relative Permeability**", J. Inst. Petroleum, 1962.
23. Corey A. T. "**The Interrelation Between Gas and Oil Relative Permeabilities**", Producers Monthly, 1954.
24. Craft B. C. y Hawkins M. F., "**Applied Petroleum Reservoir Engineering**", Prentice Hall, 1959.
25. Craft B. C., Hawkins M. F y Terry R.E., "**Applied Petroleum Reservoir Engineering**", Prentice Hall, 1991.
26. Daltaban K., "**Relative Permeability and Capillary Pressure**", Beicip Fran Lab, 2009.
27. Deutsch C. V., "**Geostatistical Reservoir Modeling**", Oxford University, 2002.
28. Díaz Viera M. A., "**Modelado Estocástico de Yacimientos Petroleros**", IMP, 2006.
29. Díaz Viera M.A. y Casar González R., "**Geoestadística Aplicada**", IMP, 2004.
30. Dubrule O., "**Geostatistics for Seismic Data Integration in Earth Models**", SEG, 2003.
31. Economides M. J., Hill A.D. y Economides C. A., "**Petroleum Production Systems**", Prentice-Hall, 1994.

32. Ertekin T., Abou-Kassem J. H. y King R. K. "**Basic Applied Reservoir Simulation**", SPE Textbook Series, 2001.
33. Fanchi J. R., "**Principles of Applied Reservoir Simulation**", Elsevier Third Edition, 2006.
34. Fernández C., Fuentes F. y Samaniego V. "**Coeficientes de Interacción Binaria Kis's para el Ajuste de una Ecuación de Estado Generalizada**", 1989.
35. Figueroa Correa G., Ríos López R., y Pérez Alvis E., "**Estudio de Predicción Petrofísica de Porosidad e Inversión Acústica en el Cretácico**", Activo Integral Ku Maloob Zaap, 2007.
36. Figueroa Correa G., "**Construcción de Sismogramas Sintéticos (De la Teoría a la Práctica)**", PEP Activo Integral Ku Maloob Zaap, 2007.
37. Figueroa Correa G., "**Curso: Sísmica**", CREE, 2007.
38. Figueroa Correa G., Jiménez Pérez M. y Ortuño Maldonado E., "**Reactivación de Fallas Jurásicas en el Terciario y su Evaluación en el Riesgo Exploratorio**", Activo Integral Ku Maloob Zaap, 2009.
39. Garaicochea P. F., Bernal H. C. y López O. O., "**Transporte de Hidrocarburos por Ductos**", CIPM, 1991.
40. Garduza Rueda V. M., "**Procedimientos para el control de Calidad en la Adquisición de Registros Geofísicos**", PEP Coordinación de Estrategias de Exploración, 2003.
41. Garduza Rueda V. M., "**Interpretación de Registros Geofísicos**", PEP Coordinación de Estrategias de Exploración, 2008.
42. Garduza Rueda V. M., "**Entrenamiento y Actualización en Registros Geofísicos**", PEP Coordinación de Estrategias de Exploración, 2009.
43. González-García R. y Holguín-Quiñónez N., "**Las Rocas Generadoras de México**", Bol. AMPG Vol. XLII, No. 1, 1992.
44. González Morales C. A., "**Curso: Procesos de Inversión Sísmica para Caracterización de Yacimientos**", CREE, 2008.

45. Grajales - Nishimura José M., Cedillo Pardo. E., "**Chicxulub Impact: The Origin of Reservoir and Seal Facies in The Southeastern México oil Fields**", Geology, V. 28, No. 4, 2000.
46. Halliburton, "**Ingeniería de Yacimientos**", Halliburton, 2011.
47. Hernández Hernández J., "**Pruebas de Variación de Presión Diseño y Análisis**", Halliburton, 2001.
48. Hernández Hernández J., "**Identificación del Modelo de Interpretación en Pruebas de Presión**", Halliburton, 2001.
49. Jiménez Guerrero M., Díaz Viera M. y Casar González R., "**Caracterización Integral de Yacimientos: Integración de Datos de Registros de Pozo con Atributos Sísmicos Usando Geoestadística**", IMP Vol. 26 No. 1, octubre, 2006.
50. Mahmood, Akbar, B. V., "A Snapshot of Carbonate Reservoir Evaluation", Oilfield Review SLB, Abu Dhabi, EAU, 2001.
51. McCain W. D., "**The Properties of Fluids**", PennWell Books Tulsa Oklahoma, 1990.
52. Mendoza-Romero, G. and Perez-Rosales, C.: "New Relationship Between Formation Resistivity. Factor and Primary and Secondary Porosities", Trans., SPWLA 26th Annual Logging Symposium, Fort-Worth, Texas, 1985.
53. Mendoza-Romero, G. y Pérez-Rosales, C: "Aspectos Importantes Sobre la Determinación de Saturación de Agua en Rocas Carbonatadas", Revista Ingeniería Petrolera, vol. XXIV, No. 1, enero 1986.
54. Mendoza-Romero, G. y Gutiérrez Flores R. "Discretización del Índice de Saturación de Agua en Rocas Fracturadas Vugulares de Litología Multicomponente", tesis, UNAM, 2016.
55. Mora Cornejo N. y Del Ángel González E., "**El Roll del Modelo Sísmico-Estructural en la Evaluación de Reservas de Hidrocarburos**", PEP, 2006.
56. Murillo A. J. y Figueroa Correa G., "**Modelo de Evolución Tectónica Terciaria en los Campos Cantarell-Ku-Zaap-Maloob**", AIPM, 2009.
57. Naar J., y Wygal R. J. "**Three-Phase Imbibition Relative Permeability**", SPEJ, 1961.

58. Naar J. y Henderson J. H., "**An Imbibition Model – Its Application to Flow Behavior and the Prediction of Recovery**", SPEJ, 1962.
59. Ortega Galindo R., "**Modelo Estático - Dinámico del Campo Chac. Integración de Disciplinas**", CREE, 2011.
60. Ortiz Galicia J. M., et al, "**Discretización de Porosidad Total (matricial-secundaria)**", Congreso Internacional AIPM, Monterrey, Nuevo León, mayo, 2008.
61. Ortiz Galicia J. M., et al, "**Creación de Registros Geofísicos a partir de un Modelo Litológico**", Congreso Local AIPM, Cd., del Carmen, Camp., 2008.
62. Ortiz Galicia J. M., "**Registro Sónico Dipolar Sintético (DSIS) a Partir del Contenido Mineralógico de la Formación**", Congreso Internacional del Petróleo AIPM, Ver., 2009.
63. Ortiz Galicia U., "**Caracterización Integral de Yacimientos: Obtención de la Información Requerida por los Simuladores Numéricos de Yacimientos Naturalmente Fracturados**", Tesis, UNAM, 2014.
64. Ortuño Maldonado E., "**Potencial Petrolero del Mesozoico en la Sonda de Campeche**", Segundo Congreso y Exposición Internacional del Petróleo en México, 2007.
65. Ortuño Maldonado E. y Figueroa Correa G., "**Yacimientos del Jurásico en la Sonda Marina de Campeche**", CREE, 2007.
66. Ortuño Maldonado E., "**Modelo Estático del Campo Caan**", Congreso Internacional del Petróleo AIPM, 2009.
67. Osorio Peralta O., "**Apuntes de Simulación Matemática de Yacimientos**" Facultad de Ingeniería UNAM, 2010.
68. Padilla y Sánchez R.J., "**Evolución Geológica del Sureste Mexicano desde el Mesozoico al Presente en el Contexto Regional del Golfo de México**" SGM, 2007.
69. PEMEX 2009, "**Procesado de Sísmica de Reflexión Superficial**", PEP, 2009.
70. PEMEX, 2009: "**Las Reservas de los Hidrocarburos de México, Evaluación al 1 de enero de 2009**", México, 2009.

71. PEMEX, 2014 "**Las reservas de hidrocarburos de México**", *Evaluación al 1 de enero de 2014*", México.
72. PEMEX, 2016 "**Informe Anual 2016**", México, pág., 10, abril, 2017.
73. Pérez Alvis E., "**Manual de Población del Modelo Geológico 3D**", CREE, 2009
74. Pulido Bello E. C. y Galicia Muñoz M. G., "**Manual de Caracterización Petrofísica de Yacimientos Carbonatados Naturalmente Fracturados para uso en Simuladores Numéricos de Doble Porosidad**", Volumen Especial Versión 3, 2011.
75. Rodríguez de la Garza F. y Galindo Nava A. P. "**Fundamentos de Simulación Numérica de Yacimientos**", Facultad de Ingeniería UNAM, 2000.
76. Rodríguez de la Garza F., "**Lecciones Aprendidas y Retos de la Explotación de los Yacimientos Naturalmente Fracturados de la Sonda de Campeche**", PEP, 2007.
77. Salvador A., "**The Gulf of Mexico Basin: Origin and development of the Gulf of Mexico Basin**", 1991.
78. Sánchez Montes de Oca R., "**Estratigrafía y Paleogeografía del Mesozoico de Chiapas: Seminario Sobre Exploración Petrolera**", IMP, 1969.
79. Sánchez Montes de Oca R., "**Geología petrolera de la Sierra de Chiapas**", AMGP, 1980.
80. Santiago Acevedo J., Carrillo Bravo J. y **Martell Andrade B.**, "**Evaluación de Formaciones en México**", SLB, 1993.
81. Schlumberger, "**Evaluación de Formaciones en México**", SLB, 1984.
82. Schlumberger, "**Synthetic Seismogram**", SLB, 2003.
83. Schlumberger, "**Wavelet Separation Techniques**", SLB, 2003.
84. Sheriff R. y Geldart L., "**Exploration Seismology**", Cambridge University Second Edition, 1995.
85. Warren J. E. y Root P. J., "**The Behavior of Naturally Fractured Reservoirs**", SPE, 1963.
86. William G. A., "**Wettability Literature Survey – Part 5: The Effects of Wettability on Relative Permeability**", SPE, 1987.