

8.
2ej



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

IMPORTANCIA DE LAS PROPIEDADES
PETROFISICAS EN LA CARACTERIZACION DE
YACIMIENTOS

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A I

ERNESTO CISNEROS VEGA



MEXICO, D. F.

MARZO DE 1996

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-1-010

SR. ERNESTO CISNEROS VEGA
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Manuel Villamar Viguera y que aprobó esta Dirección, para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

IMPORTANCIA DE LAS PROPIEDADES PETROFISICAS EN LA CARACTERIZACION DE YACIMIENTOS

- RESUMEN**
- INTRODUCCION**
- I CONCEPTOS BASICOS SOBRE CARACTERIZACION DE YACIMIENTOS**
- II PARAMETROS NECESARIOS PARA CARACTERIZAR LOS YACIMIENTOS**
- III PROPIEDADES PETROFISICAS**
- IV ANALISIS DE LA APLICACION DE PROPIEDADES PETROFISICAS EN LA CARACTERIZACION DE YACIMIENTOS**
- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**
- REFERENCIAS Y BIBLIOGRAFIA AL FINAL DE CADA CAPITULO**

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Ciudad Universitaria, a 21 de febrero de 1996
EL DIRECTOR


ING. JOSE MANUEL COVARRUBIAS SOLIS

JMCS*RLR*gtg

Jurado asignado según el tema:

PRESIDENTE	ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS
VOCAL	M. I. RAFAEL RODRIGUEZ NIETO
SECRETARIO	ING. NESTOR MARTINEZ ROMERO
1ER SUPLENTE	ING. SALVADOR MACIAS HERRERA
2DO SUPLENTE	ING. NORBERTO DOMINGUEZ AGUIRRE

SITIO DE DESARROLLO DE TEMA:

FACULTAD DE INGENIERIA, UNAM.

DIRECTOR

ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS

SUSTENTANTE

ERNESTO CISNEROS VEGA

*a mi madre y a mi padre,
ya que este logro es más de ellos que mio*

*a doña Evita,
a don Fito,
y a mi prima Claudia*

*a mi hermana Lety
y a Luis Manuel*

a mi universidad

2

AGRADECIMIENTOS

*Agradezco profundamente al Ing. Manuel Villamar Viguera
por su enorme apoyo e importante guía
en la realización de la presente tesis.*

*Agradezco también a todos mis amigos
porque aquí hay mucho de ellos.*

CONTENIDO

RESUMEN	i
INTRODUCCION	ii
CAPITULO I "CONCEPTOS BASICOS SOBRE CARACTERIZACION DE YACIMIENTOS"	
I.1 Definición de la Caracterización de Yacimientos	I-1
I.2 Principales Objetivos de la Caracterización de Yacimientos.	I-7
I.3 Importancia en la Explotación de Hidrocarburos.	I-8
I.4 Alcance y Detalle Actual.	I-9
Referencias y Bibliografía	I-12
CAPITULO II " PARAMETROS NECESARIOS PARA CARACTERIZAR LOS YACIMIENTOS"	
II.1 El equipo Evaluador.	II-1
II.2 Aspectos Técnicos y Parámetros Geológicos.	II-1
II.2.1 Ambientes Sedimentarios.	II-2
II.2.2 Estratigrafía	II-3
II.2.3 Estructuras Sedimentarias	II-3
II.2.4 Estructuras Geológicas	II-4
II.2.5 Facies	II-4
II.2.6 Procesos Diagenéticos	II-5
II.2.7 Características Geológicas Locales	II-5
II.3 Aspectos Técnicos y Parámetros Geofísicos	II-7
II.3.1 Interpretación Sísmica	II-8
II.3.1.1 Antecedentes	II-8
II.3.1.2 Objetivo de la Interpretación	II-8
II.3.1.3 Método Sísmico	II-9
II.3.1.4 Interpretación Estructural	II-11
II.4 Aspectos Técnicos y Parámetros Petroleros	II-12
II.4.1 Registros Geofísicos de Pozos	II-13
II.4.1.1 Potencial Espontáneo	II-13

II.4.1.2	Registro Eléctrico Convencional.	II-13
II.4.1.3	Registros Eléctricos Enfocados.	II-15
II.4.1.4	Registros de Inducción	II-15
II.4.1.5	Registros de Microrresistividad	II-16
II.4.1.6	Registro Sónico	II-17
II.4.1.7	Registro de Densidad	II-17
II.4.1.8	Registro Neutrón	II-18
II.4.1.9	Registros de Rayos Gamma	II-19
II.4.2	Pruebas de Presión	II-20
II.4.3	Análisis de Núcleos	II-22
II.4.4	Análisis de Fluidos (PVT)	II-23
	Referencias y Bibliografía	II-26

CAPITULO III " PROPIEDADES PETROFISICAS"

III.1	Definición de Propiedades Petrofísicas	III-1
III.2	Descripción de las Diferentes Propiedades Petrofísicas	III-1
III.2.1	Porosidad	III-1
III.2.2	Permeabilidad	III-4
III.2.2.1	Permeabilidad Relativa	III-5
III.2.4	Mojabilidad y Presión Capilar	III-7
III.2.5	Resistividad del Agua	III-11
III.3	Métodos Existentes en la Obtención de Propiedades	III-13
III.3.1	Medición de la Porosidad	III-13
III.3.2	Medición de la Permeabilidad	III-14
III.3.3	Medición de la Presión Capilar	III-15
	Referencias y Bibliografía	III-16

CAPITULO IV " ANALISIS DE LA APLICACION DE PROPIEDADES PETROFISICAS EN LA CARACTERIZACION DE YACIMIENTOS

IV.1	Introducción	IV-1
IV.2	Caracterización de la Formación Jurásica Smackover, Campo Jay, Estados Unidos.	IV-2
IV.2.1	Objetivo	IV-2
IV.2.2	Generalidades del Campo	IV-2
IV.2.3	Trabajo Desarrollado	IV-5
IV.2.4	Conclusiones	IV-11
IV.3	Caracterización de los Yacimientos del Grupo Brent, Gran Bretaña.	IV-14
IV.3.1	Objetivo	IV-14

IV.3.2	Generalidades de los Yacimientos.	IV-14
IV.3.3	Trabajo Desarrollado	IV-16
IV.3.4	Conclusiones	iv-21
IV.4	Caracterización de Yacimientos del Campo Zanjas-Cuenca Oriental de Venezuela	IV-23
IV.4.1	Objetivos	IV-23
IV.4.2	Generalidades	IV-23
IV.4.3	Trabajo Desarrollado	IV-24
IV.4.4	Resultadas	IV-25
IV.4.5	Conclusiones	IV-28
IV.5	Caracterización Multidisciplinaria del Yacimiento Weyburn, Saskatchewan, Canadá	IV-30
IV.5.1	Objetivo	IV-30
IV.5.2	Generalidades del Yacimiento	IV-30
IV.5.3	Trabajo Desarrollado	IV-31
IV.5.3.1	Análisis de Variación de Presión	IV-34
IV.5.3.2	Descripción General de la Simulación	IV-34
IV.5.4	Conclusiones	IV-35
IV.6	Caracterización del Campo Abkatún-Kanaab, Campeche, México.	IV-38
IV.6.1	Objetivo	IV-38
IV.6.2	Generalidades del Campo	IV-38
IV.6.3	Trabajo Desarrollado	IV-49
IV.6.4	Conclusiones	IV-50
	Referencias y Bibliografía	IV-54
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		CR-1

RESUMEN

Recientemente, el tema de la caracterización de yacimientos, ha tomado gran auge en la exploración y explotación de hidrocarburos; diferentes autores han escrito sobre el tema, pero muy pocos han hecho notar que el aspecto petrofísico constituye una de las herramientas científicas con más relevancia en la contribución de conocimientos.

En el presente trabajo se describen y analizan en forma de ejemplo, cinco estudios reales de caracterización realizados en diferentes campos petrolíferos, haciendo notar la importancia de las propiedades petrofísicas, su relación con otra información técnica, así como las consecuencias generales que hubieran resultado sin la integración de éstas a dichos trabajos.

Se comienza con una introducción a la caracterización de yacimientos, analizada principalmente desde el punto de vista petrofísico; posteriormente, se revisan de forma general algunos parámetros y aspectos científicos indispensables en los estudios correspondientes; enseguida, se realiza una revisión de las propiedades petrofísicas más utilizadas, y al final, se hace un análisis de la importancia de estas propiedades en la caracterización, tal y como se comentó en un principio, estableciendo una serie de conclusiones y recomendaciones que pueden ser de utilidad en la reflexión de este tema.

INTRODUCCION

A un paso de dar inicio un nuevo milenio, es posible observar que las líneas fronterizas, ya no son, los límites de un pueblo, sino sus puntos de partida hacia la integración de un nuevo mundo.

En este contexto, el linaje del petróleo ejerce un papel preponderante, tanto para los países que lo poseen, como aquellos que carecen de él. Es por esto y muchas otras razones, que la industria petrolera debe avocarse a la tarea de explotar los hidrocarburos de la manera más eficiente, desde el punto de vista técnico y económico, pero siempre con el compromiso del respeto y protección al medio ambiente.

El conocimiento y el entendimiento de las formaciones rocosas que almacenan los hidrocarburos han sido el papel principal de la caracterización de yacimientos, la cual debe ser cada vez más completa y precisa para el cumplimiento de sus objetivos. Pero esto no sería posible sin la aportación de información proveniente de las diferentes ramas de la ingeniería, y muy en especial, de aquellas que describen al medio rocoso a muy diversas escalas; tal es el caso de la propiedades petrofísicas.

CAPITULO I

CONCEPTOS BASICOS SOBRE
CARACTERIZACION DE YACIMIENTOS

1.1. Definición de Caracterización de Yacimientos.

Uno de los principales problemas en la Ingeniería Petrolera es conocer los características físicas de los yacimientos para explotarlos de manera óptima. Por tal motivo, es necesario desarrollar y aplicar técnicas que permitan conocer, tanto de manera directa como indirecta, toda la información que de una roca productora (o potencialmente productora) se pueda obtener para caracterizarlo.

Por otra parte, uno de los medios para caracterizar los yacimientos petrolíferos consiste, básicamente, en usar las herramientas tecnológicas modernas que faciliten entender la complejidad del yacimiento. Actualmente, mediante la interpretación combinada de Estudios Geológicos, Registros Geofísicos, Pruebas Sísmicas y Pruebas de Presión, es posible obtener una gran cantidad de información petrofísica de mucha utilidad, ya que permite describir el medio tomando en cuenta muy diversas fuentes de datos y conocer de manera más confiable a las rocas que conforman al yacimiento. De esta forma, una Caracterización debe indicar los patrones de flujo y las barreras impermeables, así como la distribución de los poros y los fluidos intersticiales, entre muchos otros características. En un principio, puede parecer simple la identificación y en consecuencia la cuantificación de los características de un yacimiento; si en realidad lo fuera, se hablaría de un medio homogéneo en donde el problema de describir o un yacimiento sería fácil de resolver; desafortunadamente, los yacimientos son heterogéneos y anisótropos⁽¹⁾.

La Caracterización de Yacimientos ha ganado terreno y por lo tanto importan en la explotación de hidrocarburos, principalmente con el empuje de tres fuerzas coexistentes, todas ellas apoyadas sustancialmente por el avance de las ciencias informáticas. La primera de estas fuerzas se enfocó a la realización de estudios geológicos generales y de descripciones geológicas particulares, estas últimas mucho más cuantitativas y, por lo tanto, menos subjetivas. Lo segundo fuerza representa el advenimiento de datos sísmicos tridimensionales de alta resolución (y recientemente tetradimensionales) con gran potencial

(1) Referencias al final del capítulo

de mapeo de litologías y porosidades a grandes profundidades. La tercera fuerza refleja el incremento en la aplicación de datos de Registros Geofísicos en Geoquímica, Sedimentología, Estratigrafía y Geología Estructural. Estas tres fuerzas convergen y generan un panorama de Caracterización de Yacimientos muy diferente a aquellas aproximaciones clásicas del pasado. Dentro de este nuevo panorama, los límites de los yacimientos son delineados por mediciones geofísicas continuas en lugar de ser deducidos por medio de interpolación entre pozos y extrapolación más allá de éstos.

Una buena evaluación de las propiedades del yacimiento, tomadas como representativas del área de drene, proporciona a su vez una evaluación a nivel de campo basada en zonas definidas del yacimiento de consistencia petrofísica. Estas zonas deben ser compatibles con información sísmica así como con características sedimentológicas y geoquímicas de las facies y, por supuesto, con la calidad del yacimiento. Así, la visión contemporánea de la Caracterización de Yacimientos debe establecer un modelo del yacimiento, que sea internamente consistente en sus datos geológicos, geofísicos y petrofísicos, todos ellos relacionados entre sí.

La integración de tales datos en un modelo unificado, físicamente congruente, es el proceso de la Caracterización de Yacimientos. Uno de los principales propósitos de la caracterización es el de tener en cuenta, tanto en forma cualitativa como cuantitativa, el grado de heterogeneidad del yacimiento mediante la combinación de las propiedades estáticas y dinámicas del yacimiento, como una base para la Simulación de los mismos. De esta forma, la Caracterización proporciona un enlace entre los componentes estáticos y dinámicos del modelo.

Para que exista un enlace efectivo se requiere tener un adecuado entendimiento de los factores que controlan el flujo de fluidos en el medio poroso, un objetivo inalcanzable sin la ayuda de una significativa adquisición de información. La caracterización tomada junto con la

simulación del Yacimiento constituyen una gran parte de lo que hoy se conoce como la Evaluación de Yacimientos (Figura I.1)

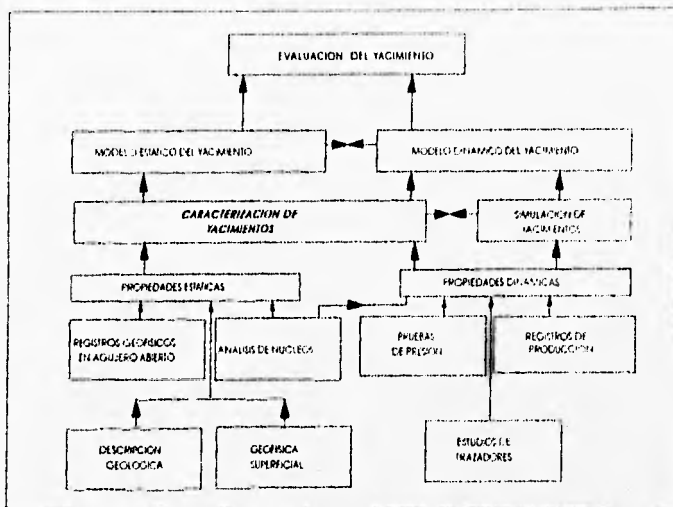


Figura I.1. Esquema que Representa la Evaluación de Yacimientos Contemporánea

Es muy importante que los criterios usados durante el estudio petrofísico de un yacimiento sean los adecuados para obtener la mejor calidad en la información. Para la mayoría de los investigadores, el principal objetivo de la Caracterización de Yacimientos es crear un modelo de yacimiento, que posea un carácter significativo e internamente consistente, y que sea capaz de superar los problemas ocasionados por la anisotropía y heterogeneidad de las formaciones en estudio, especialmente en escala media (mesoscópica).

Para el desarrollo de dicho modelo se han establecido algunos criterios a seguir en el siguiente orden (Según Worthington)⁽²⁾:

1. Establecimiento: Se debe establecer, en primer lugar, la representatividad y compatibilidad de los resultados obtenidos de la Caracterización de Yacimientos.

2. **Identificación:** Identificar zonas del yacimiento donde no exista variación significativa de los algoritmos petrofísicos característicos y de los parámetros caracterizables. A esta identificación se le conoce también como "Caracterización Petrofísica".
3. **Integración:** Integrar las mediciones de pozo con datos de estudios de poro, análisis de núcleos y fuentes geofísicas, a través de una labor interesalar.
4. **Relación:** Relacionar las Interpretaciones petrofísicas con información geoquímica, sedimentológica y estratigráfica.

¿Pero a qué se le llaman Algoritmos Petrofísicos en el criterio de Identificación?

Todos los algoritmos usados para determinar las propiedades del yacimiento a partir de una medición de sus parámetros físicos mediante Registros Geofísicos, deben ser aplicables en cualquier parte o en su caso ser característicos del yacimiento o de la zona del yacimiento en cuestión. Esto significa que los algoritmos de esta clase deben ser verificados para el yacimiento antes de su aplicación. Existen dos tipos de algoritmos característicos, aquellos con una forma algebraica estándar para la cual ciertos coeficientes y exponentes son específicos del yacimiento (tipo 1), y aquellos en los que varía totalmente su forma algebraica para diferentes yacimientos (tipo 2). Los algoritmos del tipo 1 pueden ser conceptuales, teóricos o empíricos. Los algoritmos del segundo tipo son en su mayoría empíricos. A continuación se muestran como ejemplo, 2 algoritmos muy diferentes para obtener un mismo parámetro requerido. Estos algoritmos, como se puede apreciar, están definidos en función del tipo de formación.

Para formaciones limpias: Registro de Densidad

$$\rho_b - \rho_{ma} / \rho_f - \rho_{ma} = \phi$$

donde:

ρ_b , densidad total de la roca

ρ_f , densidad del fluido en el poro

ρ_{ma} , densidad de la matriz

ϕ , porosidad

Para formaciones sucias (con lutita) y el mismo registro se llene:

$$\rho_b = \rho_b \phi + \rho_{sh} V_{sh} + \rho_{ma} (1 - V_{sh} - \phi)$$

donde:

ρ_{sh} , densidad de la lutita

V_{sh} , volumen fraccional de lutita

Lo importante en ambas expresiones es notar la diferencia en la relación de cada uno de los parámetros para deducir el valor de la porosidad (ϕ).

Se debe mencionar que la Caracterización de Yacimientos se puede clasificar en función de las dimensiones en las que se realizan los estudios, principalmente petrofísicos y geológicos. Dicha clasificación es la siguiente:

MICROSCOPICA	Escala que comprende cientos de granos o diámetros de poros, usualmente analizados como redes a través de microscopios. (ejm. estudios de láminas delgadas)
MESOSCOPICA	Escala que comprende límites de estratos, tipos de estratificación, o cualquier otra pequeña característica geológica, usualmente inferidas mediante Registros Geofísicos de Pozos.

<i>MACROSCOPICA</i>	Escala que comprende el espaciamiento entre pozos, usualmente obtenida mediante análisis de Pruebas de Presión en pozos o correlaciones entre pozos.
<i>MEGASCOPICA</i>	Escala que comienza en el espaciamiento entre pozos y se extiende hasta las dimensiones de los campos. Es el dominio de los estudios geofísicos.

La escala megascópica representa un enlace esencial entre el proceso de exploración y el proceso de desarrollo de campos o de yacimientos. Los conceptos geológicos derivados de los estudios regionales proporcionan el entendimiento inicial de los atributos geológicos en el área. El intercambio de información en forma interesalar arroja mejores resultados para los estudios geológicos-petrofísicos de caracterización⁽³⁾. Tomando ya en cuenta las diferentes escalas de caracterización, Bliefnick & Kaldi⁽⁵⁾ establecen cuatro aspectos secuenciales en la caracterización de un yacimiento en particular en Arkansas, E.U.A., éstos son:

- a. Determinación de los controles de depósito y diagenéticos sobre la litología y geometría del yacimiento.
- b. Establecimiento de la geometría interna del yacimiento para los propósitos de: 1) zonificar la unidades de flujo, 2) discriminar intervalos productores y no productores 3) evaluar la continuidad de las diferentes zonas productoras y de las barreras de flujo.
- c. Relacionar las facies con las características petrofísicas del yacimiento, incluyendo: 1) evaluación petrográfica de los tipos de poro, 2) relación entre texturas de depósito y diagenéticas con las

curvas de presión capilar y 3) reconocimiento de las respuestas de Registros Geofísicos asociados a las capas de la formación.

d. Integración de información Geológico-Petrofísica para crear el modelo unificado del yacimiento.

Observando detenidamente este último caso de Arkansas, se puede notar que coincide en gran parte con la metodología definida por Worthington, referente a la Caracterización de Yacimientos.

1.2. Principales Objetivos de la Caracterización de Yacimientos

Un modelo del yacimiento que se ha establecido con base en los resultados que una Caracterización ha proporcionado, se debe utilizar en forma adecuada para realizar una gran variedad de estudios antes y durante la explotación de hidrocarburos, como pueden ser:

1. Estimación de Reservas.
2. Estimación del volumen de hidrocarburos in situ.
3. Clasificación de Rocas.
4. Detección de presiones anormales.
5. Evaluación de los esfuerzos a los que se encuentra sometida la roca.
6. Localización de contactos de fluidos en el yacimiento.
7. Detección y definición de fracturas.
8. Definición de zonas productoras
9. Establecimiento de criterios y políticas de producción
10. Optimización de los diseños de una simulación, etc.

El grado de precisión en estos trabajos está en función principalmente de la etapa de explotación en la que se encuentra el yacimiento y, por consecuencia, el campo entero. Por ejemplo, las estimaciones de reservas y del volumen original de hidrocarburos serán

más exactas mientras más avanzada se encuentre la explotación del yacimiento debido a que la Caracterización se realizará con mayor cantidad de información, por lo que es recomendable actualizar la Caracterización en forma continua.

Es común que los estudios de caracterización enfocados principalmente a trabajos de Recuperación Secundaria, Terciaria o Mejorada resulten muy completos, ya que para realizarlos se cuenta con una gran cantidad de información obtenida durante la Recuperación Primaria del yacimiento. Además, es posible integrar a estos estudios toda la experiencia adquirida por el personal técnico durante varios años de trabajo y estudio en la solución de problemas relacionados con la obtención de información e interpretación de los parámetros durante esta primera etapa de producción.

1.3. Importancia en la Explotación de Hidrocarburos

Es muy claro que sólo debe existir una forma de explotar óptimamente un yacimiento petrolífero. Factores como: las inversiones, los ritmos de producción, la recuperación final y las utilidades son función del procedimiento de explotación aplicado. También es claro que si se desea tener una mayor recuperación a un menor costo de producción, se requiere determinar el método más adecuado de extracción del aceite. Una vez realizado esto, se determinará el número de pozos productores e inyectores a perforarse y, por supuesto, se diseñará la localización de los mismos, la profundidad y el tipo de terminación de cada uno de ellos.

Para decidir cómo explotar un yacimiento es necesario conocer con precisión sus características, ya que éstas permitirán identificar y evaluar la eficiencia de los mecanismos de desplazamiento que pueden actuar en forma natural o mediante Recuperación Secundaria. Por lo tanto, la Caracterización del Yacimiento es una actividad fundamental en la planeación óptima del desarrollo y la explotación de los yacimientos. Sin embargo, sólo después de terminar el desarrollo del

campo, se cuenta con la mayor cantidad de información y algunas veces ésta puede ser insuficiente para los proyectos de producción a futuro. Por ejemplo, existen algunas características del yacimiento, como la magnitud del empuje hidráulico, la presencia de zonas impermeables, etc., las cuales se infieren del comportamiento observado al explotar el yacimiento durante varios años⁽⁴⁾.

Tanta ha sido la importancia de la Caracterización en la explotación de hidrocarburos, que en los últimos diez años se han venido desarrollando con más énfasis, estudios multidisciplinarios de yacimientos, los cuales incluyen a las Caracterizaciones Integrales de Yacimientos en donde las decisiones quedan subordinadas a los resultados del análisis económico, considerando diferentes alternativas de explotación. Por último, se puede deducir que la carencia de la información básica impedirá generalmente estudiar y seleccionar la forma más adecuada de explotar el yacimiento. Lo más probable es que el monto total de las utilidades, y la recuperación final se vean afectadas grandemente.

1.4. Alcance y Detalle Actual

Para tener una idea del alcance que tiene la Caracterización de Yacimientos dentro de la Explotación de Hidrocarburos, así como del nivel de detalle actual, es conveniente tomar en cuenta algún método de evaluación de las características de las formaciones. Por ejemplo, las mediciones en agujero de pozo juegan un papel muy importante en la Caracterización, referente a tres aspectos: Escala de medición, estrategia de evaluación y tecnología de yacimiento.

Las escalas de los diversos tipos de investigación en actividades de exploración y producción se presentan esquemáticamente en la figura 1.2.

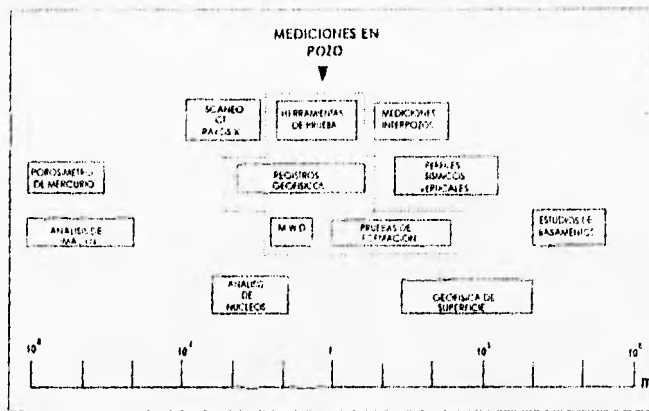
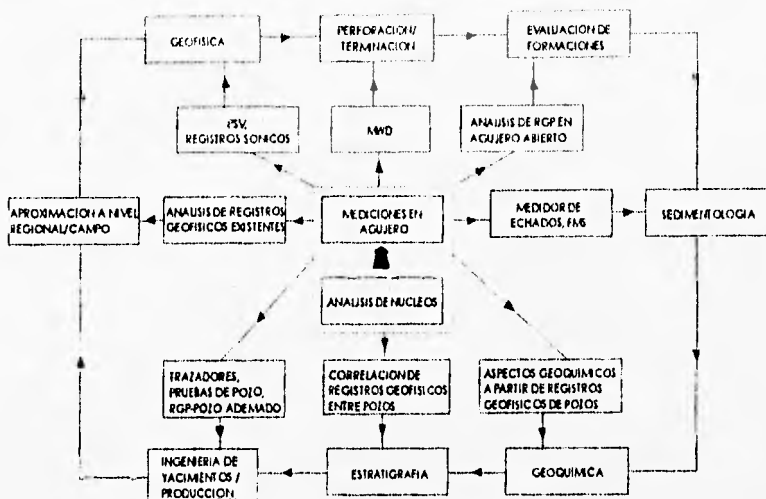


Figura 1.2. Escalas de Medición Expresadas en Términos de la Resolución, con Énfasis en las Mediciones de Pozo.

Las mediciones en agujero comprenden los registros geofísicos, las pruebas de formación, la medición mientras se perfora (MWD) y las más recientes herramientas de prueba. Estas se distinguen de las mediciones entre pozos y de los perfiles sísmicos verticales para los propósitos actuales. Particularmente, la resolución colectiva de los registros geofísicos se encuentran en una escala de (0.01-2m) la cual abarca el significado geométrico de otras escalas representadas en la evaluación contemporánea de yacimientos.

Esta escala media se encuentra dentro de la escala mesoscópica la cual traslapa la escala de los núcleos (fig 1.2.), lo cual puede ser una observación importante, ya que las mediciones de agujero deben ser calibradas a través del análisis de núcleos si es que éstas se utilizarán cuantitativamente con un grado considerable de confianza.

La estrategia de evaluación de yacimientos desde la perspectiva contemporánea de Ingeniería en áreas comunes entre sí (geología-geofísica-petróleo) se puede ver en la figura 1.3.



PSV.- Perfiles Sísmicos Verticales; MWD.- Medición Mientras se Perfora; FMS.- Macroscopio de Formación
RGP.- Registros Geofísicos de Pozos

Figura I.3. Esquema de la Estrategia de Ingeniería en la Evaluación de Yacimientos, con Énfasis en las Mediciones de Agujero^[2]

Las mediciones en agujero en la escala mesoscópica, con la apropiada calibración basada en análisis de núcleos, tienen una aportación directa de información a la mayoría de las actividades de la exploración y producción. La figura I.3. esquematiza también el proceso de calibración progresiva de datos a escalas más grandes por medio de mediciones a menor escala. Esta es la clave en el intercambio de información interescalar, mencionado anteriormente.

Por último, la tecnología de las mediciones en agujero (o en pozo) comprende varias ramas de la física, que es sin duda, la ciencia fundamental en la evaluación de yacimientos, por ejemplo, se tienen aspectos acústicos, eléctricos, magnéticos, nucleares, mecánicos, termodinámicos y ópticos, en la medición de parámetros mediante análisis de núcleos, mediciones en agujero y geofísica.

Referencias y Bibliografía

1. Walton, Anthony W.; Bouquet, David J.; Evenson, Ronald A.; DGTORP University of Kansas; "*Characterization of Sandstone Reservoir in the Cherokee Group (Pennsylvanian, Desmoinesian) of Southeastern Kansas*"; From "Reservoir Characterization", Proceedings of Reservoir Characterization Technical Conference; Lake, L.W. 1986.
2. Worthington, Paul F., BP Research. "*Reservoir Characterization at the Mesoscopic Scale*"; From "Reservoir Characterization II", Proceedings of the Second International Reservoir Characterization. 1989.
3. Cross, Timothy A., DGGE Colorado School of Mines, "*Field-Scale Reservoir Characterization*"; From "Reservoir Characterization II", Proceedings of the Second International Reservoir Characterization. 1989.
4. Garaicochea P., Francisco; Samaniego V., Fernando; "*Temas Seleccionados sobre la Caracterización y la Explotación de Yacimientos Carboníferos*"; CIPM, México 1988.
5. Blifnick D.M.; Kaldi J.G.; "*Multidisciplinary Reservoir Description, Walker Creek Field, Columbia and Lafayette Counties, Arkansas*"; 1990
6. Hearn, Charles L.; Hobson, John P.; Fowler, Michael L.; "*Reservoir Characterization for Simulation, Hartzog Draw Field, Wyoming*"; From "Reservoir Characterization", Proceedings of Reservoir Characterization Technical Conference; Lake, L.W. 1986.
7. Finley, Robert J.; Tyler, Noel; "*Geological Characterization of Sandstone Reservoirs*"; From "Reservoir Characterization", Proceedings of Reservoir Characterization Technical Conference; Lake, L.W. 1986.

8. Grube, John P.; *"Reservoir Characterization and Improved Oil Recovery from Multiple Bar Sandstones, Cypress Formation, Tamaroa and Tamaroa South Fields, Perry County, Illinois"*. Illinois State Geological Survey. 1992

CAPITULO II

PARAMETROS NECESARIOS PARA CARACTERIZAR LOS YACIMIENTOS

II.1. El Equipo Evaluador⁽¹⁾

Antes de perforar un pozo se tiene la expectativa sobre qué es lo que se va a encontrar. Esta inquietud debe ser entendida por un equipo evaluador integrado, principalmente, por los ingenieros: geólogo, de desarrollo de campos, de perforación, de registros geofísicos y de yacimientos, quienes trabajan de manera independiente la mayor parte del tiempo.

Prácticamente, para toda actividad comprendida en la explotación de hidrocarburos se requiere el concurso de varios especialistas; por ejemplo, el ingeniero de perforación debe tener conocimiento del tipo de fluido que va a encontrar en el subsuelo, así como si existe presión anormal o si habrá fracturas que pudieran ser desfavorables para la perforación; así mismo, debe tener información sobre los tipos de litologías que se van a perforar. Toda esta información es por supuesto responsabilidad del ingeniero de desarrollo de campos así como del geólogo proyectista.

Es por esto que la Caracterización Moderna de Yacimientos, debe tener un carácter multidisciplinario. Es común hablar en estos días de una Caracterización Integrada de Yacimientos, que necesita de una gran cantidad de información por parte de las diferentes ramas de la ciencia y la Ingeniería relacionada a la explotación de petróleo. Los parámetros principales que deben considerarse en un estudio de Caracterización son: 1) Parámetros Geológicos, 2) Parámetros Geofísicos y 3) Parámetros Petroleros. La combinación e integración de estos parámetros, arroja mejores resultados, que si se tomaran independientemente.

II.2. Aspectos Técnicos y Parámetros Geológicos⁽²⁾

La mayor parte de los estudios de Caracterización realizados en el mundo, son en gran parte geológicos. La geología, como una de las ciencias más importantes en el desarrollo del hombre, ha contribuido enormemente en el aspecto energético y principalmente, en el entendimiento del origen y desarrollo de los yacimientos petroleros. En

(1) Referencias al final del capítulo

este apartado, se mencionan algunos conceptos que servirán como base en la descripción de los parámetros geológicos necesarios en la Caracterización Integrada de Yacimientos.

II.2.1. Ambientes Sedimentarios

Para entender los procesos en los que se crearon y depositaron los sedimentos almacenadores de hidrocarburos, es necesario conocer las condiciones físicas presentes en el origen de los mismos. Por lo tanto es importante que el ingeniero encargado de la Caracterización tome en cuenta algunas reconstrucciones paleoclimáticas, paleogeográficas así como paleogeológicas.

Los ambientes sedimentarios se pueden definir como las zonas de la superficie terrestre sujetas a determinados fenómenos físicos, químicos y biológicos, bajo las cuales se acumulan sedimentos, con propiedades determinadas por las condiciones del ambiente.

Existen varias clasificaciones de los ambientes sedimentarios, algunas son un tanto simples y otras poseen un grado de complejidad mayor. Es conveniente tener en cuenta estas clasificaciones en función del nivel de Caracterización a realizar. A continuación se muestra una tabla con una clasificación general de estos ambientes.

Terrestres		MARINOS
<ul style="list-style-type: none"> • Terrestres <i>Desértico</i> <i>Glacial</i> 	<ul style="list-style-type: none"> • Alta Energía <i>Deltaico</i> <i>Estuarino</i> <i>de Playa</i> 	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Energía Variable</i> <i>Nerítico (Litoral de Playa)</i> <i>Batial (Pendiente Continental)</i> <i>Abisal (Fondo Oceánico)</i> <i>Hadal (Profundo)</i>
<ul style="list-style-type: none"> • Acuáticos <i>Fluvial</i> <i>Lacustre</i> <i>Palustre</i> 	<ul style="list-style-type: none"> • Baja Energía <i>Llanuras de marea</i> <i>Lagunal</i> <i>Paludal</i> 	

II.2.2. Estratigrafía

Al igual que los estudios de ambientes sedimentarios, la estratigrafía es otra parte de la geología que es de gran utilidad ya que es fuente de información básica para las ingenieras dedicadas a descifrar la historia geológica del área en estudio.

Algunos autores, han definido a la estratigrafía de muy diversas formas, una de ellas es la siguiente: "La estratigrafía es una rama de la geología que estudia a las rocas estratificadas, así como la identificación, descripción, secuencia, tanto vertical como horizontal, levantamiento cartográfico y correlación de las unidades de roca". A continuación se mencionan algunos *parámetros* estratigráficos que constituyen una importante fuente de información:

- a) Espesor, carácter, edad y distribución de las rocas.
- b) Columna estratigráfica; de preferencia sección o secciones columnares.
- c) Variaciones laterales en espesor y carácter de las rocas (cambio de facies, etc.)
- d) Discordancias; áreas de acunamiento de los estratos, etc.
- e) Horizontes índices a clave.
- f) Horizontes productores.

II.2.3. Estructuras Sedimentarias

Una estructura sedimentaria es una característica de la roca sedimentaria formada cuando el sedimento fue depositado. Se puede encontrar dentro de una capa de sedimento o sobre su superficie. En cualquier caso constituye un hecho importante para deducir las condiciones que prevalecían en la región de sedimentación cuando ésta se llevó a cabo.

La estructura más obvia de las rocas sedimentarias y la más característica es la disposición en capas, denominada estratificación, la cual se puede observar en casi todos los afloramientos de rocas sedimentarias. Algunas estructuras primarias son el resultado de la energía que ejerce el medio ambiente sobre los sedimentos durante su depósito. Por ejemplo, si en el medio prácticamente no existe energía y si los sedimentos son de diferentes tamaños, la clasificación es por gravedad, originándose estratificación graduada; si la energía es alta, origina estratificación cruzada en una o en dos direcciones, dependiendo de la dirección del agua corriente o viento que genera la energía.

II.2.4. Estructuras Geológicas

Para una buena evaluación estructural de los campos productores, se deben tener en cuenta los siguientes parámetros:

- a) Características de las estructuras productoras.
- b) Fracturas y sus características.
- c) Fallas geológicas y sus elementos.
- d) Bloques y sus características estructurales

II.2.5. Facies

En la geología de yacimientos petroleros, es básico e imprescindible comprender, y tener claro en mente, el concepto de facies. Se denomina facies al conjunto de características litológicas y paleontológicas que definen una unidad estratigráfica o conjunto de estratos, y que permiten diferenciarlas de las demás. El uso de este método es extensivo para denominar al conjunto de características genéticas reinantes durante el depósito, las cuales quedan reflejadas en los materiales y pueden ser deducidas de su estudio litológico y paleontológico.

Es común que se divida a las facies, en dos grandes grupos: las litofacies y las biofacies. Se denomina litofacies al conjunto de características litológicas que definen a un grupo de estratos, o al conjunto de características físico-químicas que reinaron durante el depósito de los mismos. Las biofacies son el conjunto de características paleontológicas de dichos materiales, que son a su vez reflejo de las condiciones biológicas reinantes durante el depósito.

II.2.6. Procesos Diagenéticos

La diagénesis de una roca se inicia poco después de su depósito y consiste de una serie de procesos que acompañan a los sedimentos durante su litificación. Los procesos diagenéticos más importantes son:

- a) Compactación. (Reducción de volumen principalmente)
- b) Cementación. (Precipitación de sales minerales).
- c) Recristalización. (Crecimiento de pequeños cristales)
- d) Reemplazamiento. (Desarrollo de minerales a expensas de otros)
- e) Solución diferencial. (Se tiende a destruir y eliminar varios minerales inestables y se crean otros)
- f) Autigénesis. (Ocurrencia de nuevos minerales).

Una vez que se han recordado algunos conceptos geológicos regionales, que son de gran utilidad en la explotación de los yacimientos, se continuará con una breve descripción de aquellos parámetros geológicos que tienen un sentido local (Geología de los yacimientos).

II.2.7. Características Geológicas Locales.

Los aspectos geológicos (Sedimentológicos, estratigráficos y estructurales) definidos para la roca almacenadora de un campo, se utilizan para determinar, con la mayor amplitud posible, las características geológicas de los yacimientos. En esta información se

deben apoyar los diversos trabajos que se realizan en las distintas etapas de la explotación de los campos petroleros.

a) Tipo de trampa.

La acumulación de los hidrocarburos en el subsuelo está controlada por una trampa geológica constituida por una roca almacenadora, sellos laterales y un sello superior que la cubre total o parcialmente, que puede ser una capa impermeable de roca.

Las trampas como es bien conocido pueden ser de tipo estructural, de tipo estratigráfico (por variación de la permeabilidad), o mixtas (formadas por una combinación de ambos tipos).

b) Litología y zonificación.

Los tipos litológicos y la constitución mineralógica de la roca productora se deben conocer con suficiente detalle. Los tipos más comunes de rocas almacenadoras son las carbonatadas (calizas y dolomías) y silíceas (arenas y areniscas). En el estudio de cada tipo litológica se debe incluir la determinación del ambiente sedimentario en el cual fueron depositados los sedimentos. Como se mencionó previamente, el medio ambiente controla la composición, textura, estructura, tipo de porosidad y otros aspectos muy importantes de la roca en la Caracterización de Yacimientos.

c) Tipos de límites.

Para caracterizar y desarrollar un yacimiento es necesario definir sus límites (superior, laterales e inferior). La precisión requerida para la cuantificación de los volúmenes originales de hidrocarburos y para las actividades relacionadas con la Ingeniería de yacimientos, hace necesario la definición y el tipo de límite (superior, lateral e inferior) de los diferentes yacimientos. Cada uno en particular presenta condiciones de frontera diferentes. Los tipos más comunes de límites son : planos de fallas geológicas, pérdida de permeabilidad de la capa de roca almacenadora y el contacto agua-hidrocarburos.

d) Geometría de los yacimientos.

La geometría de un yacimiento es un parámetro que se requiere definir y lógicamente estará en función del arreglo que guarden los límites marginales a la profundidad de la cima del yacimiento. La representación de la geometría de un yacimiento se puede lograr utilizando la configuración de su cima mostrando en planta la posición de los límites del propio yacimiento.

e) Profundidad, relieve estructural y buzamiento.

La descripción del yacimiento debe incluir información sobre ciertos aspectos estructurales, tales como profundidad, relieve estructural y buzamiento, los cuales son de interés especialmente para la selección del método apropiado de recuperación secundaria. Esta información se debe obtener de la interpretación estructural del campo.

f) Heterogeneidad

Uno de los principales factores que afectan la eficiencia en la recuperación del aceite de un yacimiento es la heterogeneidad petrofísica en las rocas almacenadoras. Las rocas carbonatadas son por lo general más heterogéneas que las arenas y areniscas, debido tanto a la mayor complejidad y variabilidad de los ambientes de depósito, como a su mayor susceptibilidad a las alteraciones diagenéticas.

II.3. Aspectos Técnicos y Parámetros Geofísicos

La Geología como ciencia fundamental en la exploración y explotación de los yacimientos petroleros, no es capaz por sí sola de resolver los problemas que se encuentran al momento de caracterizar, describir y simular a los yacimientos, es por esto que ha dado origen a ramas de la ciencia como lo es la Geofísica. Los profesionales de esta rama aplican su conocimiento técnico tomando en cuenta que los yacimientos petroleros se deben a una serie de condiciones geológicas que favorecieron la formación, migración, acumulación y conservación

de los hidrocarburos y que por otro parte influyen directamente en la explotación de los propios yacimientos.

II.3.1 Interpretación Sísmica⁽³⁾

La sismología de reflexión fue aplicada por vez primera a la exploración de hidrocarburos en la década de 1920, y ahora en nuestros días, es una parte integrante de la explotación de hidrocarburos. Cabe decir que mientras la tecnología avanza, se deriva más información de la sísmica y es usada en diferentes métodos de interpretación. En este apartado sólo se describe la planeación involucrada en los estudios sísmicos, junto con los métodos actuales y equipo usado para la adquisición, procesamiento, despliegado e interpretación de la información sísmica.

II.3.1.1. Antecedentes:

La adquisición de datos continuos a través de secciones proporcionan una gran cantidad de información comparada con la información de un solo pozo. Esto se ha utilizado por años en la exploración, y con el advenimiento de la sísmica 3D, se ha incrementado el desarrollo óptimo de los campos. Los datos sísmicos fueron usados en su inicio para mapear características geológicas subsuperficiales. Las características sísmicas visibles que son indicadores directos de hidrocarburos (DHI), tales como las manchas brillosas (Bright Spots) y la AVO (Amplitud Variation with Offset), son herramientas muy importantes. La estratigrafía de secuencia sísmica añade otra dimensión a la exploración con el entendimiento de los procesos sedimentarios.

II.3.1.2. Objetivo de la interpretación

La interpretación geológica comienza en la definición del problema global y de área. Los estudios van desde escalas muy grandes a más pequeñas, por ejemplo de regional a nivel de yacimiento. Los tipos de datos y técnicas varían en función del tamaño del problema. El

objetivo es obtener una visión general regional e identificar factores que involucren nuevos estudios.

En contraste, la Caracterización de Yacimientos de carácter detallado requiere de la integración de datos en espaciamientos cortos de pozos, líneas sísmicas de 3D de alta calidad de frecuencia, datos de muchos pozos, mediciones petrofísicas, historias de producción y un modelaje extensivo. Los modelos geológicos son esenciales en el comienzo de la interpretación y están basados tanto en la información como en la experiencia del personal. Los modelos son usados inicialmente, pero la interpretación viene del trabajo con los datos.

II.3.1.3 Método Sísmico

La sísmología de reflexión utiliza reflexiones acústicas inducidas de las capas de roca. Las vibraciones son generadas en la tierra con fuentes acústicas, y las reflexiones son registradas con receptores. La intensidad de la reflexión depende de la velocidad y de los contrastes de densidad de los estratos rocosos y sus fluidos saturantes.

- Adquisición

La adquisición de datos comienza con la planeación de programas sísmicos con *parámetros* diseñados para objetivos geológicos basados en el entendimiento de un área de estudio. Los *parámetros* incluyen:

1. Frecuencia sísmica para resolución vertical y horizontal
2. Profundidad del blanco (distancia entre la fuente y el receptor más lejano)
3. Echado de las capas y condiciones ambientales, culturales y geológicas.

En tierra, las fuentes son explosivos o vibradores montados en camiones. Es común utilizar arreglos de fuentes sincronizadas para incrementar o enfocar la energía en cada activación. Los geófonos son

los receptores utilizados en tierra que detectan ligeros movimientos de terreno. La mayoría de las fuentes de adquisición marinas son pistolas de aire que continuamente desplazan volúmenes de agua. Los receptores marinos son dispositivos sensibles a la presión; éstos llevan el nombre de hidrófonos. Cada receptor convierte la presión o los disturbios de la roca en impulsos eléctricos. Estas pulsaciones eléctricas registradas digitalmente de un arreglo o grupo de receptores son enviadas para cada estación y transmitidas vía cable o por telemetría a computadoras de proceso.

La amplitud de la respuesta eléctrica es directamente proporcional a la fuerza de la reflexión. Los incrementos o decrementos en la impedancia acústica (velocidad X densidad) a través de los reflectores son desplegados como picos o puntos mínimos en las ondas sísmicas. Los receptores registran las reflexiones cada dos milisegundos para un tiempo predeterminado (comunmente de 4-10 segundos) dando como resultado un registro vertical bien muestreado llamado un rastro o vestigio sísmico. La siguiente figura muestra a grandes rasgos un ejemplo del principio sísmico.

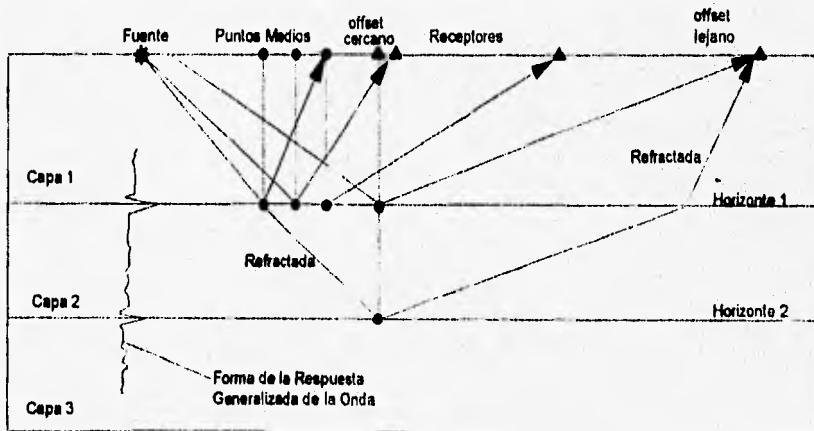


Diagrama Simplificado del Principio Sísmico Usado en Exploración

- Procesamiento

Los pulsos eléctrico registrados son seleccionados y combinados con datos de alguna localización geográfica para crear las colecciones de los CMP's. Un CMP (Common Midpoint) es una colección de todas las combinaciones de pares *fuentes-receptor*, los cuales registran la energía del mismo punto medio, de tal forma que contengan a los caminos de los rastros del compensador más cercano al más lejano. El tiempo de viaje de la reflexión se incrementa con la distancia del compensador receptor y muestra una geometría hiperbólica llamada *move-out*. Esta geometría hiperbólica se corrige mediante la selección de una velocidad que ponga en línea horizontal a los reflectores para que éstos puedan ser conjuntados en un sólo rastro promedio de salida. Estas velocidades son seleccionadas mediante algoritmos computacionales y con la evaluación humana. El análisis de las velocidades es muy importante para el procesamiento y puede ser realizado más de una vez para imágenes sísmicas de mayor detalle. La conjunción de los rastros sísmicos es un proceso llamado apilamiento (*stacking*) y la salida de información final es una sección sísmica o línea. Un proceso final, la migración, es utilizado para relocalizar los eventos discontinuos asociados con las interfases de echado y las difracciones de colapso causadas por las discontinuidades (fallas).

- Despliegue de Información (Displace)

La escala de las secciones sísmicas es medida en números de puntos de disparo (*shot-point number*), correspondientes a los mapas base sísmicos. La escala vertical es el tiempo de viaje (ida y vuelta) en segundos. Una sección sísmica tiene una división vertical de líneas cada 20 *shot-points* y líneas horizontales cada 0.01 segundos.

II.3.1.4. Interpretación Estructural

La Interpretación estructural ha sido el punto de partida para el desarrollo de prospectos y por lo regular antecede al análisis estratigráfico. La Interpretación estructural de los datos sísmicos involucra

la organización de datos, selección de horizontes a mapear, integración de la información sísmica con la del pozo y la transferencia de información a los mapas base. Los primeros pasos en la interpretación sísmica, una vez que los objetivos de exploración ya han sido definidos, consisten en la recolección y organización de los datos requeridos. Un mapa sísmico base es generado y revisado para las localizaciones y orientaciones de las líneas sísmicas y las localizaciones de los pozos. Los datos de los pozos son obtenidos en los estudios de las emisiones de la onda de viaje y de los datos de velocidad de los registros sísmicos (*sonic logs*); de los núcleos de roca y los Registros Geofísicos para predecir la litología y los fluidos, y de las muestras de roca con fósiles microscópicos para la determinación de la edad. Los datos del pozo, en profundidad, son convertidos en tiempo de viaje usando sismogramas sintéticos, estudios de emisiones de onda o perfiles sísmicos verticales. (VSP).

Un ejemplo de cómo la tecnología de 3D ha caracterizado un yacimiento carbonatado, se presenta en el estudio realizado por Arestad, Mattocks y Davis⁽⁴⁾; donde por primera vez, la tecnología de las ondas de corte ha caracterizado la variabilidad espacial y de litología dentro de un yacimiento dolomítico. Con esto se espera mejorar la recuperación de hidrocarburos y la explotación a través de imágenes laterales mejoradas de un yacimiento heterogéneo.

II.4. Aspectos Técnicos y Parámetros Petroleros

La Ingeniería Petrolera ha sido una actividad que conjunta a la vez una serie de disciplinas tecnológicas enfocadas a la explotación de los hidrocarburos. En esta parte se comienza con la descripción de los registros geofísicos de pozos, que aunque pareciera en principio ser un aspecto geofísico, su gran aplicación en la industria petrolera hace que éstos se analicen desde otro punto de vista.

II.4.1 Registros Geofísicos de Pozos⁽⁵⁾

Los registros geofísicos son una de las herramientas más útiles y poderosas en la obtención de información petrofísica necesaria para el proceso de Caracterización de los Yacimientos. Los principales parámetros físicos necesarios en la evaluación de los yacimientos, son: la porosidad, la saturación de hidrocarburos, los espesores de capas permeables, y la permeabilidad. Estos parámetros pueden ser inferidos de los registros eléctricos, nucleares y acústicos.

Se mencionan brevemente algunos registros tradicionales, haciendo notar el funcionamiento básico de las herramientas y el objetivo de su uso.

II.4.1.1. Potencial Espontáneo (SP)

La curva de potencial espontáneo es un registro de la diferencia entre el potencial de un electrodo móvil en el agujero y un potencial fijo en un electrodo superficial contra la profundidad.

El SP es útil para:

1. Detectar capas permeables.
2. Localizar límites de capas para permitir la correlación entre ellas
3. Determinar valores de resistividad de agua de formación.
4. Proporcionar indicaciones cualitativas del contenido de lutita.

El SP se muestra generalmente en el primer carril (Track1) del registro, usualmente junto con algún registro de resistividad, aunque también puede estar junto a registros tales como el sísmico.

II.4.1.2. Registro Eléctrico Convencional.

Durante los primeros veinte años de los Registros Geofísicos de Pozos, los únicos estudios eléctricos disponibles fueron los registros eléctricos convencionales y el SP. Miles de ellos se corrieron cada año en

pozos perforados alrededor del mundo. Desde entonces se han desarrollado nuevos métodos para medir valores cercanos a R_{xo} (Resistividad de zona lavada por el filtrado) y R_t (Resistividad de la zona no invadida), la figura II.4.1 muestra un esquema de un pozo visto de planta, el cual indica la localización de dichas zonas. Sin embargo, el convencional ES (Electrical Survey) aún se corre en muchas partes del mundo.

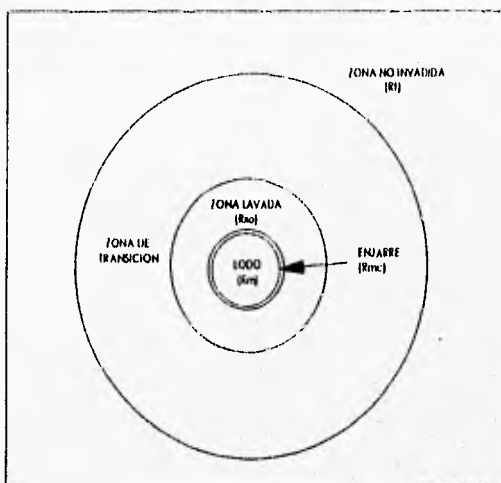


Figura II.4.1. Sección Horizontal Idealizada de un Pozo en Perforación a Través de una Capa Permeable

En este tipo de registros se hace pasar corriente por la formación a través de ciertos electrodos, y los voltajes son medidos con algunos otros. Estas mediciones de voltajes proporcionan las determinaciones de resistividad. Así, existirá un camino de la corriente entre los electrodos y la formación, la sonda debe ser corrida en agujeros que contengan fluido conductivo o agua. Cabe hacer notar que las respuestas de estas herramientas son afectadas en gran parte por efectos del agujero y las formaciones adyacentes, es por eso que deben realizarse algunas correcciones a este tipo de registros.

II.4.1.3.Registros Eléctricos Enfocados

Las influencias que genera la formación son minimizadas por una familia de herramientas de resistividad, las cuales usan corrientes enfocadas para controlar el camino tomado por la corriente medida. Estas corrientes son proporcionadas por electrodos especiales en las sondas.

Las herramientas de electrodos enfocados incluye el Laterolog® y los registros esférico enfocados (SFL™). Estas herramientas son muy superiores a los dispositivos ES en presencia de relaciones $R1/Rm$ más grandes y para contrastes resistivos grandes con capas adyacentes. Son mejores para la resolución de capas delgadas. Estos sistemas enfocados están disponibles con profundidades de investigación radial profundo, medio y somero.

Los sistemas que usan este principio tienen como aplicación cuantitativa la determinación de Rt y Rxo . Las herramientas de Rt son Laterolog 7, Laterolog 3, y el LLa del Dual Laterolog (Doble Laterolog). Las herramientas de lectura media a somera, todas integradas con herramientas de combinación, son el Laterolog 8 del Dual Induction-Laterolog, LLa del Dual Laterolog, y el Esférico Enfocado del ISFL™/Sonic.

II.4.1.4.Registros de Inducción

El Registro de Inducción fue desarrollado para medir la resistividad de la formación en agujeros conteniendo lodos base aceite. Los sistemas de electrodos no trabajan en estos lodos no conductivos. Se ha visto que las herramientas de Inducción tienen muchas ventajas sobre los convencionales ES para este tipo de pozos.

Los registros de Inducción son enfocados con el propósito de minimizar la influencia del agujero y de las formaciones vecinas. También están diseñados para investigaciones profundas y la reducción de influencia de las zonas invadidas.

Las sondas de inducción incluyen un sistema de varios transmisores y receptores. Se envía una corriente alterna de alta frecuencia de intensidad constante a través del transmisor. El campo magnético alterno así creado, induce corrientes secundarias a la formación. Estas corrientes fluyen en direcciones circulares, en forma de anillos, alrededor del agujero, las cuales crean campos magnéticos que inducen señales a un receptor. Las señales recibidas son esencialmente proporcionales a la conductividad de la formación.

Los equipo de inducción más comunes son:

1. 6FF40 Induction-Electrical Survey (IES)
2. 6FF28 IES.
3. Dual Induction-Laterolog 8 (DIL).
4. ISFTM/Sonic.

II.4.1.5. Registros de Microrresistividad

Los registros de microrresistividad son utilizados para:

1. Medir la Resistividad de la zona lavada (Rxo)
2. Delimitar los estratos permeables mediante la detección de la capa del enjarre.

Estos registros son los siguientes: Microlog®, el Microlaterolog®, el ProximityTM y el MICROSFLTM (MSFL). Aquí tan sólo se describirá brevemente el Registro Microlog ya que su principio es fundamental en este tipo de registros. Con la herramienta de Microlog se tienen dos elementos de medición con un ligero espaciamento. Estos elementos tienen diferente profundidad de investigación, los cuales proporcionan la resistividad de un pequeño volumen de enjarre y formación inmediatos a la pared del agujero.

La herramienta consiste básicamente de un patín que se presiona en la pared del agujero. Este patín lleva en su superficie deslizante tres electrodos en línea, espaciados por una pulgada de distancia entre ellos. Con estos electrodos se registran simultáneamente una resistividad microinversa 1"x 1"y una micronormal de 2".

II.4.1.6. Registro Sónico (Porosidad)

Este tipo de herramienta registra el tiempo requerido de viaje de una onda sonora a través de una parte de la formación. La mayoría de los registros son la respuesta del recíproco de la velocidad de la onda compresional como un registro continuo. La velocidad de la onda registrada, la matriz de roca, y el fluido in situ pueden ser relacionados de tal forma que proporcione un valor del espacio fraccional poroso (porosidad). Este espacio poroso decreta la velocidad de las ondas sonoras. En una formación porosa, pero llena en su espacio poroso con algún tipo de fluido, existirá una relación lineal entre la porosidad y la velocidad del sonido. Si existe porosidad secundaria, tal como cavernas o fracturas, la onda no viajaría a través de la barrera si el ángulo de intersección no es el adecuado. También los registros sónicos sólo consideran la porosidad intergranular.

Combinando la velocidad de la onda de corte con la onda compresional es posible conocer valores de porosidad sin la necesidad de información del tipo de roca y composición. La herramienta de mayor uso durante estos últimos años ha sido el Borehole Compensated System (BHC) y sus múltiples variables y mejoras. Este tipo de sonda reduce sustancialmente efectos que causan los cambios de tamaño de agujero y los errores debidos a la inclinación de la sonda.

II.4.1.7. Registros de Densidad

Los Registros de Densidad son herramientas de detección de porosidad. Otros usos de las medición de densidad incluyen:

1. La identificación de minerales en depósitos de evaporitas.
2. Detección de gas.
3. Determinación de la densidad de los hidrocarburos.
4. Evaluación de arenas arcillosas y litologías complejas y.
5. Determinación de producción en lutitas.

Una fuente radioactiva, la cual se encuentra ensamblada en un patín blindado que se desliza sobre la pared del agujero, emite rayos gamma de energía media hacia el interior de la formación. Estos rayos pueden ser imaginados como partículas a alta velocidad, las cuales se colisionan con los electrones en la formación. En cada colisión, los rayos gamma pierden cierta cantidad de energía y continúan con una cantidad reducida de la misma. Este tipo de interacción se le conoce como efecto Compton.

El número de colisiones tipo Compton, se relacionan directamente con el número de electrones de la formación. Consecuentemente, la respuesta de la herramienta de densidad es determinada esencialmente por la densidad de electrones (número de electrones por centímetro cúbico) de la formación. Esta densidad de electrones está relacionada con la densidad de la roca ρ_b , en g/cm^3 , la cual a su vez depende de la densidad de la matriz, la porosidad de la formación y la densidad de los fluidos saturando los poros.

II.4.1.8. Registros Neutrón

Los registros neutrón se utilizan principalmente en:

1. La delineación de formaciones porosas y.
2. La determinación de su porosidad.

Estos registros responden primordialmente a la cantidad de hidrógeno presente en la formación. Así, en formaciones limpias cuyos poros se encuentran saturados con aceite y/o agua, el registro neutrón refleja la cantidad de porosidad saturada de algún líquido.

Las zonas de gas pueden ser identificadas mediante la comparación de registros neutrón con otro tipo de registros de porosidad o en su caso con análisis de núcleos. Una combinación del registro neutrón con otros registros de porosidad, proporciona valores más precisos de porosidad e identificación de litologías, incluyendo el contenido de lutitas.

Los neutrones son partículas eléctricamente neutras, las cuales tienen una masa casi idéntica a los átomos de hidrógeno. Los neutrones a alta energía son emitidos continuamente de una fuente radioactiva, la cual está montada en una sonda. Estos neutrones se colisionan con los núcleos de la formación de tal forma que semejan bolas de billar elásticas. Con cada colisión los neutrones pierden energía. La cantidad de energía perdida estará en función de la masa relativa de los núcleos con los cuales se colisionan los neutrones.

Durante estos últimos años se han empleado la serie GNT, el SNP® (Sidewall Neutron Porosity), y el CNL™ (Compensated Neutron Log). Estos usan fuentes de plutonio-berilio o americio-berilio.

II.4.1.9. Registro de Rayos Gamma

Los registros de rayos gamma consisten de mediciones de las radiaciones naturales de la formación. De esta forma, el registro es útil en la detección y evaluación de depósitos minerales radioactivos tales como el potasio y el uranio. En las formaciones sedimentarias los registros de rayos gamma normalmente reflejan el contenido de lutitas de las formaciones. Esto se debe a los elementos radioactivos concentrados en este tipo de litología.

Las formaciones *limpias* tienen por lo regular un bajo nivel de radioactividad, a menos que contengan contaminantes radioactivos tales como algunas rocas graníticas o volcánicas, o en su caso cuando el agua de formación contienen sales de potasio disueltas. Los rayos

gamma pueden ser registrados en pozos adermados, lo cual es de gran utilidad en las operaciones de terminación de pozos. Es usado frecuentemente como sustituto del SP, ya que este último no funciona en pozos terminados o en agujeros abiertos donde el SP tenga una respuesta deficiente.

La sonda de rayos gamma contiene un detector para medir la radiación gamma originada en la formación. Los contadores de centelleo son usados generalmente en la medición de radioactividad en los agujeros. Son mucho más eficientes que los contadores Geiger-Muller, los cuales fueron usados con anterioridad. Debido a que su longitud activa es tan sólo de unas cuantas pulgadas, los contadores de centelleo dan muy buen detalle de la formación. El registro de rayos gamma se puede correr junto con otras herramientas, por ejemplo, el Neutrón, Sónico, de Densidad, Inducción, Laterolog, e incluso con un adaptador en la tubería de revestimiento en un monocable, o con una pistola de terminación.

II.4.2. Pruebas de Presión (6),

Las pruebas de incremento o decremento de presión se llevan a cabo, esencialmente, produciendo ciertas perturbaciones en el yacimiento, ya sea al cerrar o abrir un pozo o bien, al variar las condiciones de flujo de uno o varios pozos. Los datos obtenidos de las pruebas de incremento de presión constituyen una valiosa información cuyo análisis permite conocer algunas características del yacimiento. Se han propuesto un sin número de métodos para determinar:

- La presión estática en un yacimiento.
- La permeabilidad de la formación.
- El efecto de interferencia entre pozos.
- La eficiencia de drenado de un pozo.
- La presencia de fallas o de cambios bruscos de permeabilidad.
- Los límites de un yacimiento.
- La reserva de hidrocarburos.

- La extensión y orientación de un sistema de fracturas.
- El espesor poroso de la formación
- La productividad de los pozos.
- La capacidad de inyección de un pozo.
- La eficiencia de terminación.
- La capacidad (Kh) de un yacimiento.

La velocidad de propagación de una perturbación en un medio poroso conteniendo fluido, teóricamente es independiente de la intensidad de la señal; sin embargo, para fines prácticos, la sensibilidad y la exactitud de los instrumentos empleados determinan la aplicabilidad de la prueba. Mientras más sensibles sean los instrumentos empleados, mayor información puede obtenerse de los datos de una prueba.

En lo referente a la permeabilidad, su determinación por medio de pruebas de incremento de presión, constituye un método mucho más ventajoso que la determinación a partir de mediciones sobre núcleos en el laboratorio; ya que los resultados obtenidos a partir de pruebas de incremento de presión son bastante representativas de las características promedio de un yacimiento durante la producción.

Las bases teóricas sobre la interpretación de las curvas de presión están dadas por la solución de una ecuación diferencial en derivadas parciales. Esta ecuación proviene de la combinación de las leyes fundamentales que describen el movimiento de los fluidos compresibles a través de medios porosos. En este apartado sólo se mencionan los conceptos teóricos elementales de las pruebas de incremento y decremento de presión.

Es conveniente hacer notar, que los resultados obtenidos mediante estas pruebas, constituyen aproximaciones muy apegadas a los valores reales de las propiedades de los parámetros de los yacimientos, de ahí su gran valor para la Caracterización de Yacimientos.

Principios Teóricos

El movimiento de un fluido compresible en un medio poroso e isótropo se describe en términos de las siguientes funciones:

Velocidad, Presión y Densidad del Fluido; además, éstas son funciones de un sistema de coordenadas (por ejemplo x,y,z,) y, por supuesto, del tiempo.

La determinación de estas funciones se hace mediante las ecuaciones siguientes:

1. Ley de Darcy
2. Ecuación de Continuidad
3. Ecuación de Estado

Tomando como referencia a estas tres ecuaciones y considerando despreciables algunos efectos como el de la gravedad, es posible llegar a una ecuación que represente, en forma general, el movimiento de los fluidos en el yacimiento.

Se puede decir que las pruebas de presión, cuando se diseñan, ejecutan y analizan apropiadamente, proporcionan información valiosa sobre las propiedades de la formación. Las publicaciones sobre este tema son abundantes. Se considera innecesario abundar sobre este tema, ya que no es éste el objetivo del presente trabajo.

II.4.3. Análisis de Núcleos⁽⁷⁾.

La mayoría del personal especializado, prefiere clasificar al análisis de núcleos en dos partes, análisis convencional y análisis especiales de núcleos.

- Análisis Convencional
 - a) Muestras recién cortadas o preservadas (resultados completos):
 - Porosidad
 - Permeabilidad

- Saturación de gas, aceite y agua

b) Muestras erosionadas o dañadas (resultados parciales):

- Porosidad
- Permeabilidad

Estos análisis convencionales pueden llevarse a cabo en muestras de muy diferentes tamaños, por ejemplo:

- a) En pequeñas muestras recolectadas en intervalos regulares.
- b) A núcleos completos, especialmente en el caso de rocas fisuradas.
- c) En muestras de pared.

Los métodos varían para cada caso o requieren de equipo especial, pero la información obtenida se tabula y/o gráfica para la mejor utilidad en el estudio de los yacimientos, así como en la continuación de la perforación.

- Análisis Especiales

Mientras que en los casos arriba mencionados, todas las muestras son estudiadas y analizadas; en el caso de los análisis especiales, tan sólo un número limitado de muestras son analizadas, sean éstas frescas o no, las cuales son seleccionadas en función de sus propiedades petrofísicas (porosidad y permeabilidad). Los análisis importantes en el estudio de problemas de yacimiento, consisten de:

- a) Estudio de presiones capilares
- b) Mediciones del factor de formación y la razón de resistividad
- c) Flujo de dos fases y el estudio de las permeabilidades relativas.
- d) Estudios de pruebas de mojabilidad.

II.4.4. Análisis de Fluidos (PVT)^(B)

- Propiedades de Hidrocarburos

Los análisis de aceite del yacimiento, consisten en una serie de pruebas de laboratorio, las cuales se diseñan para obtener propiedades

físicas requeridas dentro de un estudio de Caracterización de Yacimientos. Por lo general, los cálculos de balance de materia son muy utilizados en el estudio de los yacimientos y éstos se realizan con la información obtenida de estos análisis. Las propiedades físicas obtenidas de éste son:

- a) Presión de burbujeo (P_b)
- b) Factor de volumen del aceite (B_o)
- c) Relación gas disuelto en el aceite (R_s)
- d) Factor de volumen total (B_t)
- e) Compresibilidad Isotérmica del aceite (C_o)
- f) Viscosidad del aceite (μ_o)

Estas propiedades son función de la presión, desde la presión inicial de yacimiento, pasando por la presión de burbujeo hasta un presión mucho más baja. Otras propiedades obtenidas son:

- g) Factor Z
- h) Factor de volumen del gas (B_g)
- i) Viscosidad del gas (μ_g)

Además, también se determinan cantidades y propiedades del gas en el separador, gas y aceite en tanques a diferentes presiones de separación. Los cinco principales métodos de estudio son: Determinación de la composición, separación flash, separación diferencial, pruebas en separador y medición de la viscosidad de aceite. Por lo general a estos análisis de fluidos se les conoce como análisis PVT. Es conveniente mencionar que existe una amplia bibliografía con respecto a este tema.

- Propiedades del Agua de Formación

Un fluido que siempre se encontrará acompañando a los hidrocarburos en el medio poroso es el agua de formación, agua conata o agua intersticial. El conocimiento de las propiedades del agua de formación es de gran importancia para la Ingeniería Petrolera, ya que constituyen una gran parte de los parámetros caracterizables de los yacimientos. Estas propiedades son:

- Composición
- Densidad
- Compresibilidad
- Factor de volumen de formación
- Viscosidad
- Solubilidad con hidrocarburos
- Tensión Interfacial agua-hidrocarburos

La mayoría de estas propiedades no han sido estudiadas tan cuidadosamente como las correspondientes a las de los hidrocarburos, tanto líquidos como gaseosos, pero las correlaciones e información presentada en la bibliografía, pueden ser de gran ayuda para conocer la interacción del agua con los diferentes fluidos durante los procesos de explotación de los yacimientos.

Referencias y Bibliografía

1. Fiedler, Forrest J.; *"Toward Integrated Formation Evaluation"*, SPWLA Twenty-Ninth Annual Logging Symposium, June 5-8, 1988.
2. Castillo Tejero, Carlos; *Apuntes de las asignaturas de Geología del Petróleo*, Facultad de Ingeniería, U.N.A.M., 1993.
3. Risch, D.L.; Chowdhury, A.N.; Hannan, A.E.; Jamieson, G.A.; *"How Modern Techniques Improve Seismic Interpretation"*, World Oil, abril 1994. Vol. 215 No. 4.
4. Arestad, John F; Mattocks, Bruce W.; Davis, Thomas L; Benson, Robert D.; *"How 3-D, 3-C Seismic Characterized a Carbonate Reservoir"*, World Oil, abril 1995. Vol. 216 No.4
5. Schlumberger, *"Log Interpretation"*, Volume I-Principles, 1972 Edition.
6. Correa Villalobos, Alfonso *"Principios de Análisis de Curvas de Incremento de Presión"*; Ingeniería Petrolera, Noviembre de 1967.
7. Monicard, Robert P.; *"Properties of Reservoir Rocks: Core Analysis"*; Institut Français du Pétrole; Editions Technip 27; 1980. Paris.
8. McCain Jr., William D.; *"The Properties of Petroleum Fluids"*, Second Edition, PennWell Books, Tulsa Oklahoma, U.S.A. 1990.
9. Rajni K.V.; *"Offshore Seismic Exploration"*; Gulf Publishing Company, Houston, Texas, 1986.

CAPITULO III

PROPIEDADES PETROFISICAS

III.1. Definición de Propiedades Petrofísicas.

La Petrofísica es el nombre dado al estudio de los sistemas roca/fluido. Es particularmente importante que el Ingeniero dedicado a la evaluación de formaciones conozca la forma en la que la roca y los fluidos interactúan, tanto en situaciones estáticas, como en situaciones dinámicas. Por ejemplo, aunque las mediciones con Registros Geofísicos se realizan bajo condiciones estáticas de yacimiento, se puede predecir el comportamiento del yacimiento bajo condiciones dinámicas de flujo sólo si se tiene un buen entendimiento de la física del flujo de fluidos. Por tanto, se puede definir a las Propiedades Petrofísicas como todas aquellas características o atribuciones físicas que posee el sistema en cuestión, las cuales ayudan a describir y entender el comportamiento de las interacciones de la roca y los fluidos, a través del período de explotación de un yacimiento.

III.2. Descripción de las Diferentes Propiedades Petrofísicas.

III.2.1. Porosidad

La porosidad de una roca se puede definir de la siguiente forma:

$$\phi = \text{Volumen de Poros} / \text{Volumen Total de Roca}$$

Siendo: Volumen Total de Roca = Volumen de Poros + Volumen de Sólidos

Es decir, la porosidad es una relación que indica la fracción en volumen que ocupa el espacio poroso en relación a toda la roca. También se acostumbra representar a la porosidad de manera porcentual de la siguiente forma:

$$\phi = (\text{Volumen de Poros} / \text{Volumen Total de Roca}) \times 100$$

La porosidad desarrollada en las Rocas Sedimentarias es una función de diversas variables, tales como: forma, tamaño y orientación de los granos así como grado de selección y tipo de empaquetamiento de los mismos. La combinación de estos aspectos establecen la *textura de la roca*. Si todos los granos fueran del mismo tamaño, se podría decir que la selección de los granos fue buena, por el contrario, si en alguna roca se observa una cierta diversidad de tamaño de grano, todos ellos mezclados entre sí, se dice que la selección tiene un carácter pobre. El empaquetamiento de los granos (Ver fig. III.2.1) determina directamente el valor de la porosidad. Se puede apreciar que para un cierto empaquetamiento, la porosidad es independiente del tamaño del grano. Por ejemplo si se contara con algunas esferas de diámetro d y éstas fueran empaquetadas en un arreglo cúbico, la porosidad podría ser calculada de la siguiente manera (1).

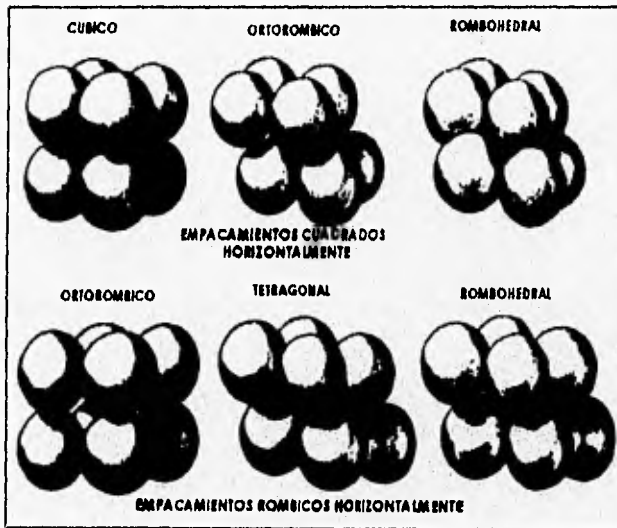


Figura III.2.1. Empaquetamientos Comunes de Esferas

Considerando unidades de volumen, se empaquetan n^3 esferas con n esferas en cada lado. Entonces el volumen total es de $(nd)^3$. El volumen

(1) Referencias al final del capítulo

de cualquier esfera es $(4/3)\pi(d/2)^3$, así el volumen ocupado por n^3 esferas es $(4/3)\pi(nd/2)^3$. De tal suerte, la porosidad resulta ser:

$$\frac{[(nd)^3 - (4/3)\pi(d/2)^3]}{(nd)^3}$$

la cual se simplifica a $(1 - \pi/6)$ a sea 0.4764.

Se debe notar que el término d se cancela y por lo tanto no es un factor determinante en el valor de la porosidad.

Por supuesto que el empaquetamiento cúbico no es la mejor forma de almacenar esferas en una caja, y la naturaleza busca tener los mecanismos de empaquetamiento más compactos, tales como el empaquetamiento rambahedral, que produce una porosidad del 25.95%, la cual es mucho menor a la del empaquetamiento cúbico. Por otra lado, si se cuenta con un tamaño de grana cualquiera, la porosidad se decrementará mientras la selección se haga más pobre, ya que las porosidades intergranulares pueden ser ocupadas por granos más pequeñas.

Muy aparte de la forma en que los granos (de arena, por ejemplo) siguen los mecanismos de empaquetamiento comunes, su compactación con la profundidad es otro aspecto fundamental. Como se puede intuir, la porosidad decrece con el incremento de la profundidad en una forma predecible. Una relación entre la porosidad y la profundidad es la siguiente:

$$\phi = \phi_0 e^{-\text{profundidad} / \alpha}$$

donde α es una constante de compactación para un área geológica en particular. Por ejemplo, si ϕ_0 , que es la porosidad en la superficie, es de 45% y la profundidad está en pies, un valor común de α puede ser 12,000, resultando una porosidad de 12.9% a 15,000 pies y de 8.5% a 20,000 pies.

Otro tipo de porosidad que es muy importante en la Caracterización de Yacimientos es la porosidad secundaria. Puede

decirse que la porosidad secundaria es aquella que se genera una vez que las rocas han sido formadas, y ésta es atribuida a efectos secundarios presentes en la roca ya solidificada. En algunos casos más del 50% de la porosidad total corresponde a la secundaria; esto es común en los yacimientos carbonatados y arrecifales de Canadá (2). La discriminación entre los tipos de porosidad mencionados puede obtenerse también mediante el análisis de registros convencionales (3). El fracturamiento, la dolomitización y la lixiviación, son los procesos de desarrollo de porosidad secundaria que en mayor grado afectan el comportamiento de un yacimiento(4).

III.2.2. Permeabilidad

Mientras que la porosidad es una propiedad estática de una roca, la permeabilidad es una propiedad dinámica. La permeabilidad es una medida de la habilidad que tiene el medio poroso para permitir el flujo de fluidos a través de él. La ley de Darcy para dicho flujo es:

$$q = kA\Delta p / \mu L$$

Si el flujo es laminar, la ecuación de Darcy puede ser usada para definir a la permeabilidad k , en términos de un gasto q , un área A , una longitud L , una diferencial de presión Δp y una viscosidad del fluido μ , tal que

$$k = q\mu L / \Delta p A$$

Si sólo existe un fluido mojante e incompresible en el sistema poroso, esta relación define a la permeabilidad *absoluta*, la cual es una propiedad de la roca independiente del fluido dentro de la misma. Si q está en cm^3/seg , A en cm^2 , $\Delta p/L$ está en atm/cm , y μ en cp , entonces k está en darcys. (La unidad práctica es el mieldarcy, abreviada md, que es igual a un milésimo de darcy).

La relación entre la permeabilidad y la porosidad depende principalmente del tipo de roca. Por lo general el logaritmo de la permeabilidad representa un comportamiento lineal con respecto a los valores de la porosidad para un tipo de roca dado; sin embargo, la relación precisa sólo se puede obtener mediante mediciones directas. Durante muchos años se han desarrollado, a través de estudios, algunas relaciones teóricas de la porosidad con la permeabilidad, tomando en cuenta características de textura, tales como: el tamaño, la forma y la distribución de las gargantas de los poros en la roca. Una de ellas es la Relación de Kozeny:

$$k = (\text{constante}) d^2 \phi^3 / (1 - \phi)^2$$

Para sistemas de fracturas se han desarrollado también algunas fórmulas que relacionan a la permeabilidad con el cuadrado de la amplitud de fractura.

En algunos yacimientos, la permeabilidad es un *vector*, es decir, ésta toma propiedades direccionales. Algunos efectos sedimentarios tienden a alinear los granos a los largo de sus ejes, de tal forma que la permeabilidad se incrementa en esa dirección. Por otra parte, el fracturamiento incrementa substancialmente la productividad; pero forma vías de comunicación que pueden facilitar la canalización de los fluidos inyectados. Se ha observado en algunos yacimientos canadienses, que la dolomitización aumentó la permeabilidad de 68 a 800 md⁽⁴⁾. El incremento notable en la permeabilidad se atribuye al desarrollo de cavernas por solución y al fracturamiento, que es más intenso en la dolomías, por su fragilidad natural.

III.2.2.1. Permeabilidad Relativa

Si sólo un fluido está presente en un sistema poroso, el flujo de dicho fluido está gobernado principalmente por la ley de Darcy. En caso de existir más de un fluido en el sistema, el comportamiento individual de cada fase ya no se apegará estrictamente a esta ley. Considérese el

caso de la existencia de aceite y agua en forma conjunta dentro del espacio poroso. La permeabilidad efectiva se definirá como la permeabilidad de una roca con respecto a una fase y a una saturación en particular. Por lo tanto, si bajo un gradiente de presión dado, se tiene aceite y agua fluyendo juntos en el medio poroso, se obtendrán las permeabilidades efectivas k_o (para el aceite) y k_w (para el agua) de la siguiente forma:

$$k_o = q_o \mu_o L / \Delta p A \quad \text{y} \quad k_w = q_w \mu_w L / \Delta p A$$

Se ha encontrado que el gasto total q_t ($q_o + q_w$) es menor que el gasto que existiría si hubiera solo una fase saturando al 100% el medio poroso. Así, parece que ambas fases se interfieren a sí mismas, durante el flujo simultáneo en el sistema.

La permeabilidad relativa, k_r , es la razón de permeabilidad efectiva a una fase, con respecto a la permeabilidad absoluta, y se toma a un valor particular de saturación, así,

$$k_{ro} = k_o / k \quad \text{y} \quad k_{rw} = k_w / k$$

La figura III.2.2. muestra unas curvas típicas de permeabilidad relativa. La permeabilidad relativa al aceite para la saturación de agua irreductible tiende a 1 (ó 100%), y a medida que la saturación de agua se incrementa, k_{ro} disminuye hasta que efectivamente alcance el valor de cero en algún valor alto de saturación de agua correspondiente a s_{ro} , la saturación de aceite residual. Por otra parte, la permeabilidad relativa al agua, comienza relativamente en cero cuando la roca tiene una saturación s_{wi} y poco a poco se incrementa mientras s_w se incrementa.

Es conveniente notar que para una s_w dada, k_{ro} es siempre menor para un sistema mojado por aceite que para uno mojado por agua.

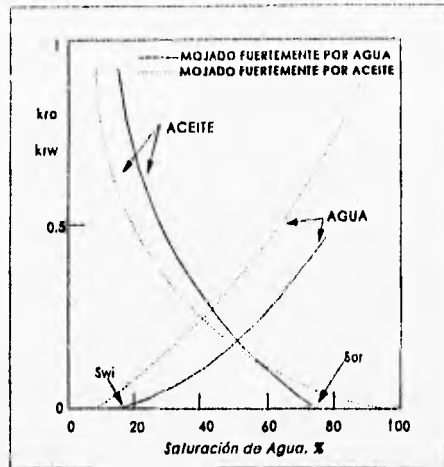


Figura III.2.2. Curvas de Permeabilidad Relativa

III.2.4. Mojabilidad y Presión Capilar

Es claro que únicamente con núcleos representativos, que posean las propiedades de mojabilidad de la formación, es posible obtener en el laboratorio de manera apropiada, las saturaciones de aceite residual, las permeabilidades relativas, las curvas de presión capilar y las de imbibición. Se han realizado una gran cantidad de estudios, los cuales han demostrado que no sólo se puede tener formaciones mojadas por agua, sino también se han visto igual o más número de casos de rocas mojadas por hidrocarburos.

En lo que respecta al efecto de la mojabilidad sobre el desplazamiento de los hidrocarburos, se ha establecido:

- Las fuerzas capilares sólo permiten la imbibición cuando la formación se encuentra mojada por agua.
- La recuperación a la surgencia del agua, es mucho mayor en yacimientos mojados por agua⁽⁶⁾.
- Se pueden obtener recuperaciones satisfactorias de aceite, en yacimientos mojados por aceite, sólo mediante la inyección de muchos volúmenes porosos de agua⁽⁷⁾.

En relación al efecto de la mojabilidad, sobre las permeabilidades relativas, Owens y Archer⁽⁸⁾ concluyeron que un yacimiento mojado por aceite y sometido a la inyección de agua, mostrará la surgencia prematura del agua, un rápido incremento en la relación agua-aceite producida y alta saturación de aceite residual.

Por otra parte, para entender el efecto de la presión capilar en un yacimiento, considérese en primera instancia la figura III.2.3, la cual representa a un yacimiento conteniendo tanto aceite como agua.

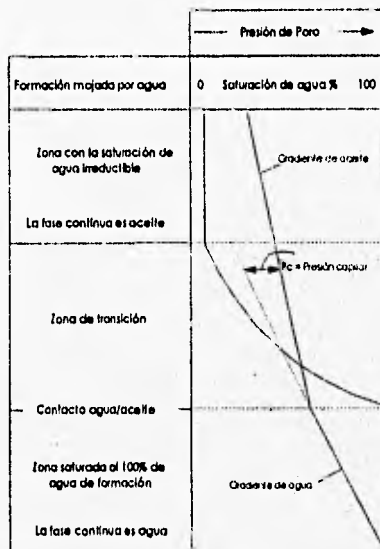


Figura III.2.3. Distribución de Fluidos en un Yacimiento Mojado por Agua

Se observa que dicho esquema se muestra dividido en tres secciones. En la parte más alta existe exclusivamente aceite, mientras la sección en el fondo contiene principalmente agua, y la sección intermedia, llamada por ahora, zona de transición, contiene ambas fases. Hay que notar que a medida que la profundidad se incrementa, la saturación de agua también incrementa su valor. En la parte derecha se grafica una curva de saturación de agua, junto con otra curva que

representa la presión de los fluidos en el espacio poroso. Para entender la forma de la curva de saturación de agua en la zona de transición, considérese el caso de un pequeño tubo de vidrio, dentro de un recipiente con agua, tal y como lo muestra la fig. III.2.4.

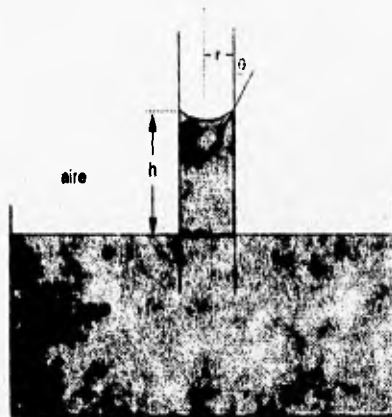


Figura III.2.4. Tubo Capilar Sumergido en Agua

Se observa que el tubo de radio r , soporta una columna h de agua. Si la densidad del aire es ρ_a y la densidad del agua es ρ_w , la diferencial de presión en el contacto aire-agua es simplemente:

$$(\rho_w - \rho_a)h$$

Esta diferencial de presión, actuando a través del área transversal del capilar, es exactamente contrabalanceada por la tensión superficial T , de la capa de agua, actuando en la pared interna del capilar. Si en la interfase agua/ vidrio, el ángulo de contacto es θ , se tiene un equilibrio:

$$2\pi T \cos\theta = (\rho_w - \rho_a)h \pi r^2$$

Fuerza = Presión x Área

Simplificando esta expresión y arreglando términos se obtiene:

$$h = 2T \cos \theta / (\rho_w - \rho_a) r$$

Mediante la inspección de esta última expresión, se puede apreciar que se obtendrá una h mayor a medida que se reduzca el valor del radio, r . Si se traslada esta observación de laboratorio a las dimensiones del yacimiento e igualando al aire con el aceite, al agua con el agua y al tubo con las gargantas de los poros, la máxima altura h a la cual el agua puede ser elevada por acción capilar, es controlada por los siguientes factores

- La tensión Interfacial, T , entre dos fases (aceite y agua).
- El ángulo de contacto θ , entre el fluido mojante y la roca.
- El radio, r , de las gargantas.
- La diferencia de densidad entre las fases.

Dados estos factores, es sencillo predecir la longitud de una zona de transición en un yacimiento. Para yacimientos con grandes gargantas de poro y alta permeabilidad tendrán zonas de transición pequeñas, y la zona de transición en un contacto aceite y gas será más corta que aquella en un contacto agua-aceite, debido simplemente a las diferencias de densidad en la interfase. La saturación de agua arriba de la zona de transición será función no sólo del tamaño de poro, sino también de la distribución de los tamaños de los mismos.

Se puede afirmar que la máxima saturación posible está controlada por el número relativo de capilares pequeños y grandes o de poros en todo caso. Esta máxima saturación de aceite, vista en términos de la saturación de agua, se traduce a una saturación de agua mínima posible, conocida como saturación de agua irreducible, sw_i . Para los diferentes tipos de rocas y sus respectivas características (porosidad y permeabilidad), la figura III.2.5. Ilustra estos conceptos mediante la comparación de cuatro curvas de presión capilar para cuatro sistemas.

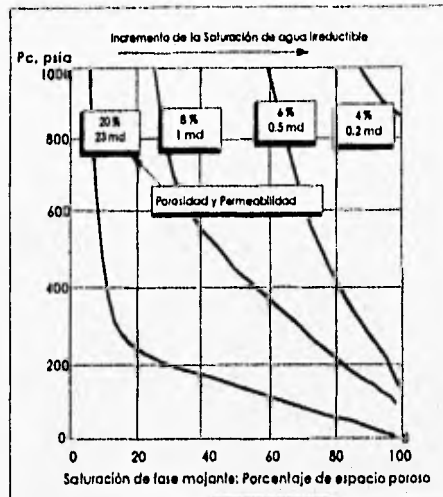


Figura III.2.5. Curvas de Presión Capilar como Función de la Porosidad y la Permeabilidad.

III.2.5 Resistividad del Agua

El rango de resistividad del agua congénita es de $0.01\Omega\cdot m$ a cientos más (800 a $900\ \Omega\cdot m$), dependiendo de la salinidad y la temperatura de la solución. La resistividad no es precisamente una propiedad petrofísica, pero conocer su valor es de gran importancia para conocer las saturaciones de agua mediante análisis cuantitativos de registros eléctricos. En este caso es necesario tan sólo entender que la habilidad de una roca para conducir la electricidad se debe por completo a los iones en el agua del medio poroso.

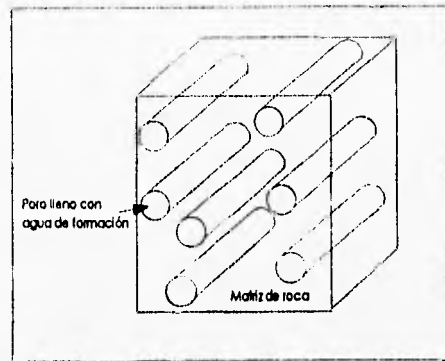


Figura III.2.6. Modelo Simplificado de un Sistema de Roca Lleno de Agua

La figura III.2.6 muestra un cubo de roca con un sistema de conductos cilíndricos perforados a través de él; si estos "poros" cilíndricos son llenados con agua de resistividad R_w , su área total es A y su longitud es L , se puede estimar la resistividad del sistema rocoso proporcional a R_w . Si el área A pequeña entonces habrá un medio conductor pequeño y la resistividad del medio será alta. La resistividad de una roca saturada al 100% con agua se le ha denominado R_o . Debido a que A es proporcional a la porosidad misma, podemos escribir:

$$R_o = f(R_w, \phi)$$

Es decir, R_o está relacionado con R_w por un factor de formación F tal que:

$$R_o = F R_w$$

Archie encontró un valor de F para diferentes muestras mediante experimentos de laboratorio, de donde pudo relacionar a F con la siguiente expresión:

$$F = a / \phi^m$$

Donde a y m son constantes determinadas experimentales. La constante a es por lo regular cercana a 1 y m cercana a dos. Existen tres factores de formación utilizados que se relacionan con la porosidad, estos son:

$$\begin{aligned} F &= 1 / \phi^2 && \text{Carbonatos} \\ F &= 0.62 / \phi^{2.15} && \text{Fórmula de Humble - formaciones suaves} \\ F &= 0.81 / \phi^2 && \text{Arenas} \end{aligned}$$

III.3. Métodos Existentes en la Obtención de Propiedades.

Hasta el momento se han descrito las propiedades petrofísicas más importantes, o al menos las más utilizadas en la Caracterización de Yacimientos. En esta parte se describen de forma general los diferentes medios para la obtención de dichas propiedades.

III.3.1. Medición de la Porosidad.

La porosidad puede ser medida por una variedad de métodos que incluyen:

- Registros Geofísicos de Pozos
- Análisis de núcleos
- Gravimetría de Pozo

Cada método se encarga de investigar un volumen diferente de la formación. El gravímetro de agujero toma muestra grandes volúmenes, del orden desde 30 a $30 \times 10^3 \text{ m}^3$. Las herramientas de registros por cable investigan un volumen mucho más pequeño, del orden desde 1 a 10 pies^3 , dependiendo de la calibración de la herramienta. De un extremo a otro se encuentran nueve órdenes de magnitud, por lo que no debe sorprender el hecho de que la porosidad evaluada mediante las diversas herramientas y técnicas no siempre concuerdan.

III.3.2. Medición de la Permeabilidad.

Así como en la porosidad, existen muchas formas de estimar la permeabilidad. Estas incluyen:

- Levantamiento de Presión en pruebas de formación.
- Pruebas de caída y levantamiento de presión (RFT).
- Análisis de Registros Geofísicos de Pozos.
- Análisis de Núcleos

Una vez más, existen diferentes órdenes de magnitud, las cuales marcan la separación entre los radios efectivos de investigación de cada método. En orden decreciente éstos son:

Método	Radio aproximado de Investigación, (pies).
Pruebas de formación	10^2 a 10^4
Levantamiento de Presión (RFT)	10 a 10^2
Caída de Presión (RFT)	10^{-2} a 10^0
Análisis de Registros Geofísicos	5 a 10^{-1}
Análisis de Núcleos	8×10^{-2} a 3×10^{-1}

Obviamente los diferentes métodos de medición producen diferentes resultados. También son de esperarse resultados muy diferentes en un yacimiento heterogéneo. En partes donde el proceso de perforación ha causado hinchamiento de arcillas en la zona invadida, se piensa que las mediciones cercanas al agujero reflejarán permeabilidades menores a las permeabilidades reales. También se pueden esperar disparidades en las mediciones de permeabilidad realizadas en núcleos, ya que éstas son influenciadas por el tipo de fluido usado en las mediciones y la presión y la temperatura de la muestra.

III.3.3. Medición de la Presión Capilar.

Existen principalmente cuatro métodos para medir la presión capilar y propiedades como la saturación de agua intersticial (aplicación) en el laboratorio, estas son:

a. Estado restituido

Este método proporciona la curva entera de $P_c=f(s_w)$. La saturación de agua irreducible se determina en la curva. Si las muestras contienen algún tipo de arcilla este método es de los más convenientes. Las desventajas de este método radican en los largos períodos de tiempo que lleva construir la curva de presión capilar.

b. Inyección de mercurio (Hg)

Este es un método rápido y preciso, además es muy útil en el análisis de la morfología de poro. No proporciona directamente la saturación de agua irreducible. No es recomendable para formaciones relativamente arcillosas. En el siguiente capítulo se demostrará su utilidad en la caracterización de un campo petrolífero.

c. Evaporación

Este método sólo es utilizado para determinar rápidamente la saturación de agua irreducible, aunque no es recomendable cuando se maneja agua con un alto contenido de sal.

d. Centrifuga

Este método sólo es utilizado para la obtención de un punto correspondiente a una alta presión. La descripción detallada de cada uno de estos métodos se presenta en la referencia ⁽⁵⁾.

Referencias y Bibliografía

1. Bateman, R.M.; *"Open-Hole Log Analysis and Formation Evaluation"*, D. Reidel Publishing Company, Boston 1985
2. Aguilera, R.; *"Naturally Fractured Reservoirs"*, Petroleum Publishing Co. Tulsa, 1980.
3. Gómez Rivero O.; *"Registros de Pozos"*, Ingeniería Petrolera, México D.F. 1975.
4. Jardine, D. et al.; *"Distribution and Continuity of Carbonate Reservoirs"*. J.P.T. Jul. 1977.
5. Moncard, Robert P.; *"The Properties of Reservoir Rocks: Core Analysis"*, Institute Français du Pétrole; Editions Technip 27; 1980 Paris.
6. Craig, F.F.; *"Engineering Water floods for Improved Oil Recovery"*. The Petroleum Engineer. Dec. 1973.
7. Salathiel, R.A.; *"Oil Recovery by Surface Film Drainage in Mixed Wettability Rocks"*; JPT, Oct. 1973.
8. Owens, W.W. y Archer, D.I. *"The Effect of Rock Rock Wettability on Oil-Water Relative Permeability Relations"*. JPT, Nov. 1957.

CAPITULO IV

**ANALISIS DE LA APLICACION DE PROPIEDADES
PETROFISICAS EN LA CARACTERIZACION DE
YACIMIENTOS**

IV.1. Introducción

En el momento de enfrentar situaciones que involucran la toma de decisiones con respecto a la forma en que se van a explotar los hidrocarburos y cómo dicha explotación puede ser maximizada, se debe tener un buen entendimiento de todo el yacimiento como un sistema de transmisión de fluidos en diferentes fases.

Para poder entender dicho sistema, se requiere de un conocimiento tanto químico como físico de las interacciones de los fluidos dentro del sistema poroso que constituye la roca contenedora, así como de información cuantitativa sobre la naturaleza de los patrones de flujo.

En este capítulo se realiza un análisis de la aplicación de las propiedades petrofísicas en el desarrollo de la Caracterización de Yacimientos mediante estudios reales que se han hecho a campos de varias partes del mundo y, de esta forma, resaltar la importancia que tiene toda esta información petrofísica. Los estudios de campos seleccionados como ejemplos son los siguientes: 1) Campo Jay, E.U.A., 2) Yacimientos del grupo Brent, Gran Bretaña, 3) Campo Zanjás, Venezuela, 4) Campo Weyburn, Canadá y 5) Campo Abkatún Kanaab, México. La Figura IV.1.1. muestra un mapa de localización geográfica de dichos campos.



Figura IV.1.1. Mapa de Localización de los Campos Petroleros Seleccionados

IV.2. Caracterización de la Formación Jurásica Smackover, Campo Jay, Estados Unidos

IV.2.1. Objetivo

El objetivo del estudio fue el poder tener un mejor entendimiento de las propiedades del yacimiento a partir de escalas microscópicas y llegando a interpretar estos resultados a la escala del mismo yacimiento. Esto se realizó con base en el conocimiento de las características del sistema poroso que se relacionan con las características diagenéticas y de depósito. Estas características fueron derivadas del uso del porosímetro de mercurio al obtener la curva de presión capilar.

IV.2.2. Generalidades del campo

La formación Smackover en la Costa del Golfo de México (Figura IV.2.1) fue seleccionada para este estudio debido a la existencia de yacimientos productores demasiado profundos, predominantemente de dolomitas y con gran potencial de producción.

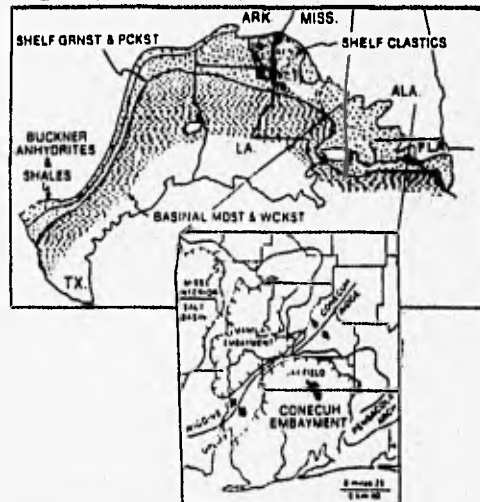


Figura IV.2.1. Mapa de Localización del Campo Jay en la Costa del Golfo de México, Estados Unidos

El yacimiento del campo Jay se encuentra en carbonatos dolomitizados a profundidades aproximadas de 15,000 ft (4,600 m), está localizado en la parte baja del sistema de fallas Kimmeridgian Foshee-Pollard. El campo Jay es una combinación de trampas estructurales, estratigráficas y diagenéticas.

En las primeras etapas de la perforación se pudo observar que existía aceite en un yacimiento con empuje de gas disuelto liberado, por lo que se requería del desarrollo de programas de mantenimiento de presión. El rápido descenso de la presión en el yacimiento fue disminuido mediante la inyección de agua, la cual, tuvo comienzo en marzo de 1974, poco después de la terminación de los pozos en dicho campo. Los núcleos examinados, así como las profundidades de los pozos se encuentran listadas en la tabla IV.2.1.

Núcleo No.	Compañía	Nombre del Pozo	Localización	Intervalo (Bajo Superficie)
1	Citie Services	Brown 32-8	32-2N-6E Escambia Co. Alabama	5190-5210m
2	Citie Services	Lizenby 5-3	5-5N-32 W Escambia Co. Florida	5443-5483m
3	Humble	Mc David Lands 7-1 (Campo Jay)	7-5N-29W Santa Rosa Co. Florida	5098-5234m
4	Humble	C.H. Bray 10-4 (Campo Jay)	10-5N-29W Santa Rosa Co. Florida	5130-5249m
5	Humble	Sam Watson 23-4 (Campo Jay)	23-5N-6E Santa Rosa Co. Florida	5195-5260m

Tabla IV.2.1. Lista de los Núcleos Examinados en el Estudio y su Información General.

El espesor efectivo promedio de producción es de 95 pies (31.6 m) y se extiende en un área de 7 millas (11.26 Km) de largo y 3 millas (4.83 Km) a lo ancho. La porosidad en el yacimiento es de 15% en promedio, mientras que el promedio de permeabilidad corresponde a 35 md. La Tabla IV.2.2. lista las características del Yacimiento del Campo Jay.

Propiedades del Yacimiento

Profundidad bajo nivel del mar	15,400 pies (5,122 m)
Temperatura	285°F (141°C)
Presión Original	7850 psig (552 Kg/cm ²)
Presión Actual	7150 psig (503 Kg/cm ²)
Área de Producción	58 X 10 ⁶ m ²
Espesor Neto	95 pies (31.6m)
Volumen original de aceite	730 millones de Barriles (STB)

Propiedades de la Roca y los fluidos

Densidad del aceite	50.7° API (0.775 gr/cm ³)
Viscosidad del aceite	0.48 cp
Relación Gas-Aceite	1253 pies ³ /bbl
Mojabilidad	Parcialmente Agua-Aceite (estimado)
Tensión Interfacial	21 dyn/cm (estimado)
Densidad del agua	1.155 gr/cm ³
Porosidad Promedio	15%
Permeabilidad Promedio	35 md
Saturación de agua	12.7 %

Producción durante la Inyección

Gasto de Producción de aceite	25,000 bls/día
Producción de aceite acumulada	359 X 10 ⁶ bls
Gasto de Inyección de agua	172,000 bbl/día
Volumen acumulado de agua de inyec.	759 millones bbl
Gasto de gas de inyección	61 MMSCFD

Tabla IV.2.2. Parámetros Característicos de los Yacimientos del Campo Jay

IV.2.3. Trabajo Desarrollado⁽¹⁾

El porosímetro de mercurio es un equipo utilizado para inyectar mercurio en los poros de los núcleos. Se debe recordar que el mercurio es un fluido no mojante. El mercurio inyectado a alta presión desplaza a los fluidos mojantes de los poros. Las curvas de presión son un conjunto de datos de presión de inyección, graficados contra el volumen fraccional de mercurio inyectado. La figura IV.2.2. ilustra una curva típica de presión capilar.

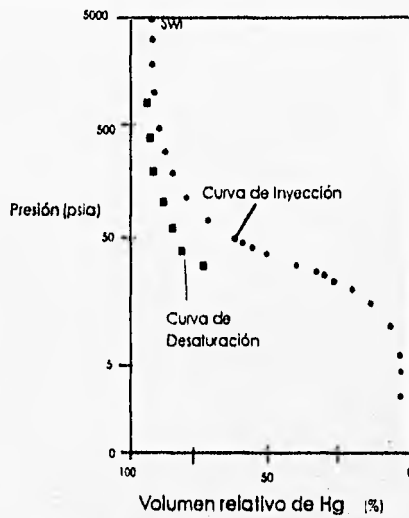


Figura IV.2.2. Curva Típica de Presión Capilar

La primera parte de la curva consiste en la fase de inyección inicial de una pequeña porción de mercurio, con un incremento de presión relativamente alto. Existe una sección casi horizontal de la curva en la que se observa un rango estrecho de valores de presión capilar (o tamaño de garganta de poro) en el cual toma lugar la máxima inyección de mercurio. El cambio de gradiente de la parte inicial de la curva al segmento plano ocurre en el tamaño crítico de garganta, según Wardlaw ^[2], o en la presión de desplazamiento, según Schowalter ^[3].

(1) Referencias al final del capítulo

La última parte de la curva es una línea asintótica, definida por la saturación irreductible de la fase mojante en el sistema poroso a la máxima presión capilar.

En los estudios del campo Jay, la presión se incrementó lentamente, permitiendo un tiempo de equilibrio hasta una presión de 5000 psia para producir las curvas de presión. Una vez que se tenía saturado al núcleo en turno, se procedía a construir la curva de desaturación, esto se realizó bajando la presión capilar hasta un valor de 14.7 psia, lo cual se refleja en la gráfica como la curva descrita por los puntos cuadrados. Esta curva es de gran importancia debido a que con ella es posible determinar otro parámetro: La eficiencia de Recuperación. En este caso, la eficiencia de recuperación se refiere a la razón volumétrica del mercurio recuperado durante el proceso de depresión de la muestra hasta llegar a un valor de presión de 14.7 psia con respecto al mercurio contenido en los poros antes de comenzar a disminuir la presión. Cabe mencionar que se seleccionaron muestras para representar a cada facies en particular y los resultados fueron complementadas con estudios de secciones delgadas, observados a través del microscopio, con el fin de analizar su textura y composición

Obtención de la Porosidad

Los valores de porosidad total y porosidad efectiva fueron calculados a partir de las curvas de presión, usando las siguientes fórmulas.

$$\text{Porosidad Total} = (D3 - D2)/(D3 \times 100) \text{ y}$$

$$\text{Porosidad efectiva} = \text{Porosidad Total} \times S_{Hg}, \text{ donde,}$$

$$D3 = \text{Densidad de la matriz}$$

$$D4 = (M4)/(V3) = \text{Densidad de la muestra}$$

$$M4 = \text{Masa de la muestra}$$

$$V3 = (V2) - (V1) = \text{Volumen de la muestra}$$

$$V2 = \text{Volumen del penetrometro}$$

$$V1 = (M3)/(D1) = \text{Volumen de mercurio}$$

$$D1 = \text{Densidad del mercurio}$$

$$M3 = M1 - M2 = \text{Masa de mercurio}$$

Para comprobar la validez de este método en la obtención de valores representativos de porosidad, se utilizó la combinación de los registros Neutrón-Densidad, como base para la comparación de resultados. Una vez que los valores de porosidad obtenidos por Registros Geofísicos fueron corregidos por litología, se compararon con los valores obtenidos por medio del porosímetro de mercurio, observándose una buena correlación entre ambas fuentes (figura IV.2.3).

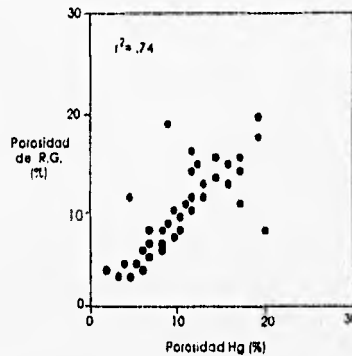


Figura IV.2.3. Correlación de la Porosidad Total Evaluada por dos Métodos Diferentes

Obtención de la distribución del tamaño de garganta (PTD).

Esta distribución es una medida de la selección del tamaño de gargantas de poro, en la siguiente forma:

$$PTD = (\text{Presión al 3er Cuarto})^{1/2} / (\text{presión al 1er Cuarto})^{1/2}$$

Donde la presión al 3er cuarto es la presión capilar a una saturación de mercurio del 75% y, la presión al 1er cuarto es la presión capilar a una saturación de mercurio del 25%. Entre más se aproximen los valores de PTD a la unidad, se tendrá un rango mas estrecho en la variación de tamaños de garganta y la sección plana de la curva de presión capilar será más marcada.

Durante el análisis de resultados, se observó que la porosidad promedio incrementaba su valor con una mayor concentración de dolomita en los núcleos. Powers⁽⁴⁾ en 1962, encontró que con un contenido de dolomita del 80% en algunos yacimientos del mismo tipo que el de Smackover, producía valores considerables de porosidad intercrystalina.

La figura IV.2.4. ilustra el fenómeno asociado.

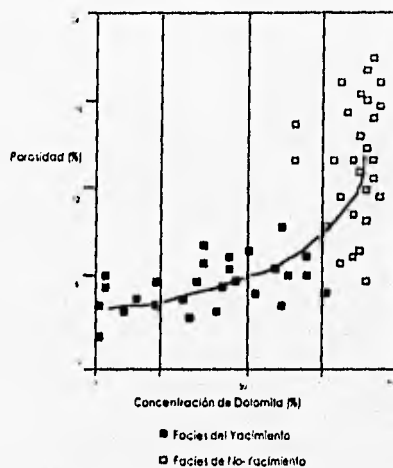


Figura IV.2.4. Relación entre el Contenido de Dolomita y la Porosidad en el Yacimiento Smackover

Durante los experimentos se encontró que existía una relación positiva tanto de los valores de porosidad absoluta como de los valores de porosidad efectiva con respecto a la eficiencia de recuperación para cada caso. La figura (IV.2.5.) muestra gráficamente los resultados:

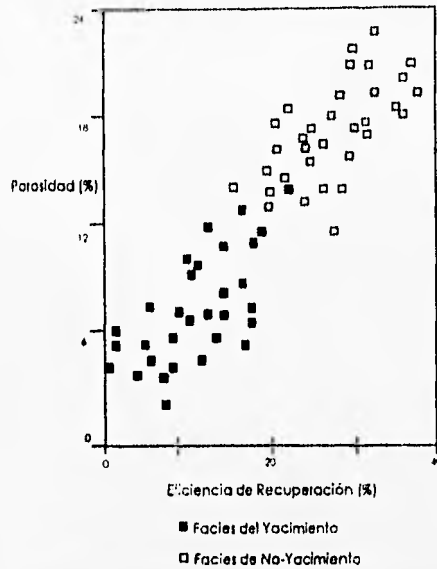


Figura IV.2.5. Relación entre la Porosidad y Eficiencia de Recuperación

Con base en esto y en estudios realizados anteriormente por diferentes autores, fue posible deducir los siguientes aspectos:

Wardlaw en 1976 reportó también este tipo de fenómeno atribuyéndolo a que la baja porosidad implicaba también una baja interconectividad o pocas gargantas, dando por consiguiente una alta saturación residual de fases no mojables.

En la formación Smackover, la cual tiene una mojabilidad intermedia, las eficiencias de recuperación fueron menores al 40%. Esta baja eficiencia puede ser causada por un proceso de desalojo incompleto, debido a las paredes rugosas de los poros más grandes mientras la presión capilar era disminuida, así como también por la tardía cementación de la anhidrita, la cual además de obstruir algunos poros, bloquea las gargantas y tiene influencia sobre flujo de fluidos dentro de ellas.

Debido a la importancia de conocer y entender el significado de las saturaciones residuales de agua encontradas en el Campo Jay, se llevó a cabo un experimento para determinar la distribución del tamaño de poro (PTD). Esta distribución está a la vez relacionada con el grado de dolomitización de las diferentes facies. La figura IV.2.6. muestra el resultado de relacionar el rango de tamaño de garganta con la saturación de agua irreducible.

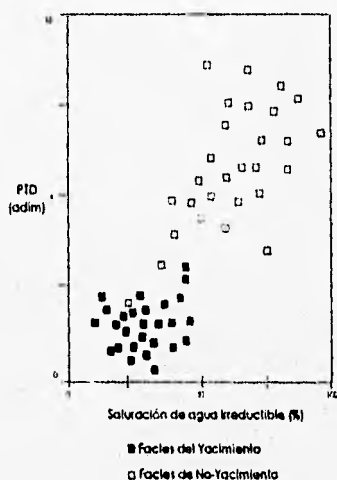


Figura IV.2.6. Relación entre el Tamaño de Garganta y la Saturación del Agua Irreducible

En base a estos estudios fue posible determinar algunos valores de permeabilidad. Se dedujo que si la Sw_i se incrementaba, la permeabilidad sufría un descenso en su valor. Sin embargo, a pesar de los valores característicos de Sw_i , la permeabilidad disminuía en presencia de algún valor bajo de tamaño crítico de garganta (CST).

En esta parte se concluía que el valor de saturación de agua irreductible era una función de la distribución del tamaño de garganta y que no se veía afectada por el valor de porosidad o por el tamaño promedio de los poros y sus gargantas. Al final se obtuvieron valores bajos de saturación de agua irreductible, los cuales nunca excedían el 40%. Se obtuvo una distribución estrecha de tamaño de garganta (1.1-2.7). También se observaron grandes tamaños críticos de garganta (2-9 μ m) y muy bajas presiones de desplazamiento (12-57 psia), indicando ésto que los poros son homogéneos en tamaño y bien interconectados por numerosas gargantas de gran tamaño.

IV.2.4. Conclusiones

La realización de estudios petrofísicos detallados de los carbonatos de Smackover en el campo Jay en Alabama y Florida, indican que los parámetros petrofísicos, tales como la porosidad, la porosidad efectiva, la eficiencia de recuperación, la saturación de agua irreductible, los tamaños críticos de las gargantas de los poros, la distribución de los tamaños de gargantas y la presión de desplazamiento, son el resultado del análisis de las características de las curvas de presión capilar mediante la inyección de mercurio

Con la falta de la información cualitativa de porosidad hubiera resultado prácticamente imposible clasificar y caracterizar desde el punto de vista petrofísico, la relación espacial de la porosidad, su estructura y orientación, su capacidad de almacenamiento y flujo de hidrocarburos; todo esto, en relación con los procesos geológicos ocurridos durante la depositación de los cuerpos productores.

La información obtenida durante el análisis de la relación entre la porosidad y la cantidad de dolomita fue de gran utilidad, ya que sin ésta, no podría haberse relacionado este fenómeno a escalas mayores. Por ejemplo, ahora es posible realizar trabajos de explotación teniendo en cuenta que las facies en la parte baja de la formación Smackover tienen una baja porosidad ya que poseen un grado de dolomitización moderado, mientras que la parte alta, por encima del grainstone, posee una alta porosidad ya que se encuentra completamente dolomitizada.

La influencia de las propiedades de la roca y el fluido en la magnitud de las saturaciones de agua irreducible han sido experimentalmente determinadas por diferentes autores. Por ejemplo, se ha encontrado que las altas saturaciones irreducibles de la fase mojantera son causadas principalmente por una serie de heterogeneidades en la estructura de los poros. También se ha demostrado que la distribución de los fluidos y de las saturaciones residuales de las fases no mojanteras, están en función de la distribución del tamaño de poro, de la configuración del mismo, de las propiedades interfaciales y de la saturación inicial. Por otra parte, se ha observado en varios sistemas porosos, que el aumento de la distribución del tamaño de poro, causa un incremento en el valor de la saturación residual de la fase no mojantera.

La determinación tanto de la PTD como de el CST, fue indispensable para determinar la calidad del yacimiento y el potencial productor de hidrocarburos, ya que esta determinación depende de los parámetros antes mencionados, los cuales representan la interconectividad del sistema.

Específicamente, las gargantas de los poros contribuyen un poco al volumen poroso total, sin embargo, son de gran importancia ya que ellas son el acceso a los poros (controlan la permeabilidad y capilaridad), y así, su distribución de tamaño es un parámetro importante en la estimación de la migración y recuperación de los hidrocarburos.

Generalmente, la clasificación de la Información de este tipo, junto con la proporcionada por los Registros Geofísicos y los análisis petrográficos, son de gran ayuda en la identificación y mapeo de zonas porosas y permeables, de tal forma que las localizaciones de los nuevos pozos a perforar serán mejor seleccionadas y se tendrá además una mejor planeación de las estrategias de recuperación secundaria y terciaria por parte de los ingenieros petroleros.

Si esto fuera poco, las clasificaciones petrofísicas pueden ser utilizadas para calcular los volúmenes de aceite y de agua esperados en las diferentes zonas, así como para determinar las condiciones de operación durante la explotación de los yacimientos.

El siguiente cuadro muestra un resumen de los principales aspectos tratados en el estudio de Caracterización del Campo Jay.

<i>TIPO DE ROCA</i>	<i>FUENTE DE INFORMACION</i>	<i>PARAMETROS PETROFISICOS</i>	<i>ESCALA DE CARACTERIZACION</i>	<i>CARACTERIZACION</i>
Calizas Dolomitizadas	Análisis de Núcleos Particularmente Porosímetro Hg	En general: morfología del poro y distribución de tamaño de poro	Principalmente microscópica	Estudio a nivel de poro. Relacionando la forma y distribución de los poros con distintos parámetros geológicos.

IV.3. Caracterización de los Yacimientos del Grupo Brent, Gran Bretaña⁽⁹⁾.

IV.3.1. Objetivo

El objetivo general consiste en satisfacer la necesidad de una Caracterización de Yacimientos precisa, la cual será importante no sólo por la complejidad geológica, sino por los métodos de desarrollo de campos, los cuales involucran al desplazamiento con agua de alguna sección entera y con un número limitado de pozos productores e inyectores cuyos espesores se encuentran completamente disparados. En esta situación, el comportamiento del yacimiento es función de diferentes características del yacimiento. Por ejemplo, la aparición temprana de agua en pozos productores de aceite puede ser causada por un ineficiente desplazamiento, resultado de relaciones de permeabilidad relativa poco favorables.

En esta parte del capítulo se describe el uso de la información obtenida mediante análisis petrofísico, tanto de rutina como para casos especiales, en la Caracterización de Yacimientos del Grupo Brent del Mar del Norte. Se podrá observar, que con base en diversos estudios realizados mediante análisis de núcleos a través de varios años, que el fluido de muestreo, la preservación del núcleo y los procedimientos de laboratorio son importantes para la determinación de la permeabilidad y la presión capilar

IV.3.2. Generalidades de los Yacimientos

Varias compañías petroleras han tenido gran interés en diferentes campos petroleros del Mar del Norte para obtener hidrocarburos de las arenas del grupo Brent del Jurásico Medio. Estos campos incluyen a los yacimientos Brent, Cormorant, Dunlin, Elder, Tern y Osprey, se localizan 100 millas al Noreste de las islas Shetland. (Fig IV.3.1).

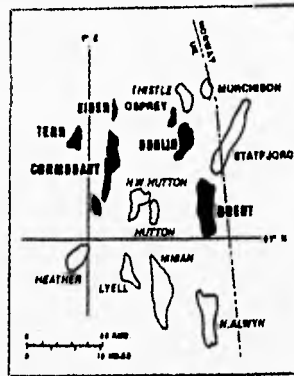


Fig. IV.3.1. Localización de los Yacimientos al Noreste del Mar del Norte.

El grupo Brent contiene cinco formaciones (Tarbert, Ness, Eider, Cormorant, Dunlin y Osprey) que representan una secuencia de depósito transgresiva y regresiva. La fase regresiva (más notable), comprende a un sistema fluviodeltálico. La sección se encuentra ilustrada por el Registro Geofísico en la figura (IV.3.2), el cual muestra también la naturaleza estratificada de las arenas y de los contrastes de la permeabilidad.

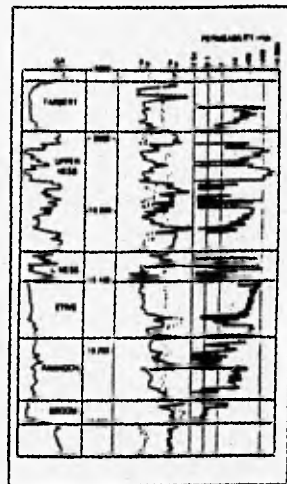


Fig. IV.3.2. Registro Geofísico Típico de las Arenas del Grupo Brent

Las arenas Tarbert y Ness son generalmente cuarzosas, mientras que las restantes, es decir, Elive, Rannoch y Broom son de naturaleza cuarzofeldespática. La diagénesis se encuentra identificada por la presencia de kaolinita e illita junto con una reducción en las gargantas de los poros resultado de la compactación y del sobrecrecimiento del cuarzo.

IV.3.3. Trabajo Desarrollado

Análisis Especiales de Núcleos

Se llevaron a cabo análisis especiales de núcleos de los yacimientos del grupo Brent, principalmente en la medición de permeabilidades relativas (k_r), presiones capilares (P_c), y saturaciones de aceite remanente (SAR). También se puso especial atención a la preservación de la mojabilidad debido a la influencia de ésta en dichas propiedades. Los siguientes factores se tomaron en cuenta en este estudio.

- *Lodos de muestreo.* El uso rutinario de fluidos de perforación base aceite en los pozos del Mar del Norte, presenta un problema potencial para los estudios especiales de núcleos, debido a que este tipo de fluido puede afectar la mojabilidad de la roca del yacimiento.
- *Preservación de núcleos.* El manejo de los núcleos en el lugar donde se encuentran los pozos y en el laboratorio, también puede ser importante en la preservación de la mojabilidad. En la realización de los análisis especiales, la técnica más usada para la preservación de los núcleos durante su transporte y almacenamiento consistió en el uso de mangas de plástico y de láminas de aluminio.
- *Selección de las muestras.* Es conveniente tener un proceso de selección de muestras adecuado, ya que de no ser así, existirían algunos problemas en cuanto a lo económico y en aspectos de tiempo de realización del análisis.

Medición de las Permeabilidades Relativas

Uno de los objetivos primordiales de los programas de análisis especiales de núcleos, ha consistido en definir a las permeabilidades relativas al agua, k_{rw} , y al aceite, k_{ro} . Los procedimientos incluyeron el uso de un núcleo compuesto, elaborado con materiales cortados con todo base agua blanda y preservados desde el lugar del pozo, llevándose a cabo las pruebas a presión y temperatura de yacimiento o muy cerca a estas condiciones; los fluidos fueron aceite y salmuera sintética. Aunque es posible que se presente algún cambio en la mojabilidad de la roca durante el corte y recuperación de los núcleos, se logró minimizar dichos cambios evitando acciones que hubieran afectado significativamente a la mojabilidad.

Medición de la Saturación de Aceite Remanentes (SAR)

Los datos obtenidos con respecto a las permeabilidades relativas son utilizadas frecuentemente para determinar la saturación de aceite remanente, pero mediante la inyección de agua algunas veces no es posible obtener una saturación final tan baja como la que es en un yacimiento, particularmente donde el drenaje por gravedad es un mecanismo importante. Además de los estudios de inyección de agua, se han utilizado otras dos técnicas para obtener la información sobre la SAR en las arenas del grupo Brent. Estas son las pruebas centrífugas de k_{ro} y de imbibición centrífuga agua/aceite tomando en cuenta a la presión capilar. Las pruebas de permeabilidad relativa involucraron la centrifugación de las muestras a una velocidad constante cercana a las 2,400 Rev./min por 1 y 2 días. Durante este tiempo, el volumen de aceite producido de los núcleos fue medido y graficado contra el tiempo.

Análisis Rutinario de Núcleos

No todos los pozos fueron muestreados, ni todos los núcleos se recuperaron totalmente. Por tal motivo fue necesario estimar la permeabilidad de los intervalos no muestreados. El método usual durante este estudio, consistió en el uso de correlaciones porosidad/permeabilidad, obtenidas a partir de los análisis rutinarios de núcleos. Estos son usadas junto con la Información de porosidades deducidas del análisis de Registros Geofísicos para estimar las permeabilidades mencionadas.

La figura IV.3.3. es un ejemplo que muestra el Bloque II en la parte sur del yacimiento Cormorant. Se puede apreciar que a un valor de porosidad de 22%, la permeabilidad promedio es de 25 md para la zona de agua y aproximadamente 150 md para la zona de aceite. Esta diferencia es causada parcialmente por la presencia de illita fibrosa en la zona de agua.

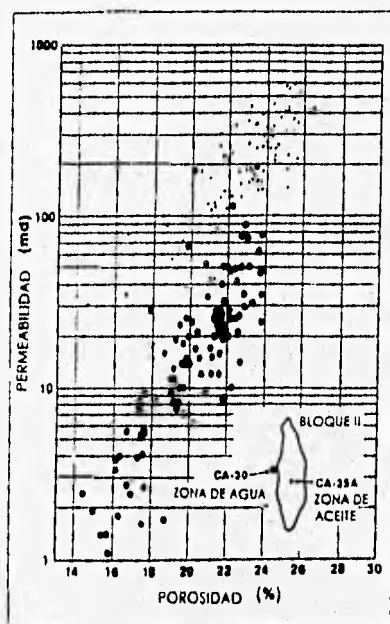


Figura IV.3.3. Correlación de Porosidad y Permeabilidad

La combinación de estos datos en una sola correlación originaría una sobrestimación de las permeabilidades en la zona de agua o una subestimación para la zona de aceite. La tabla IV.3.1. muestra los resultados de dichos análisis. Cabe mencionar que se rechazaron dos secciones de material muestreado con base en los resultados obtenidos. La baja relación ko/kg eliminó el uso de la muestra 9. También se observó que los valores ko/kg no fueron característicos de la formación Elive de este campo.

Formación	Muestra	$ko @ swl$	kg	ko/kg
Tarbert	2	307	938	0.33
	3	224	385	0.58
Upper Ness	6	114	167	0.58
	9*	29.7*	300*	0.10*
Elive	11	192	342	0.56
	13	1.7	46.8	0.04
Rannoch	18	4.9	18.8	0.26
	21	3.9	11.1	0.35

Tabla IV.3.1.- Resultados de las Pruebas de los Núcleos. Pozo Elder

Debido a la complejidad de los procesos de depósito y diagenético dentro del Grupo Brent, es necesario llevar a cabo cierto número de análisis para incluir importantes tipos de roca. Se realizaron tres pruebas mediante la inyección de agua en núcleos del pozo Elder 211/16-6 a condiciones de yacimiento con el método de flujo inestable para determinar kr . Se hicieron pruebas separadas para las formaciones Tarbert, Upper Ness y Elive. Estas formaciones contienen más del 90% del volumen de aceite *in situ* estimado. Los resultados se comparan en la figura IV.3.4.

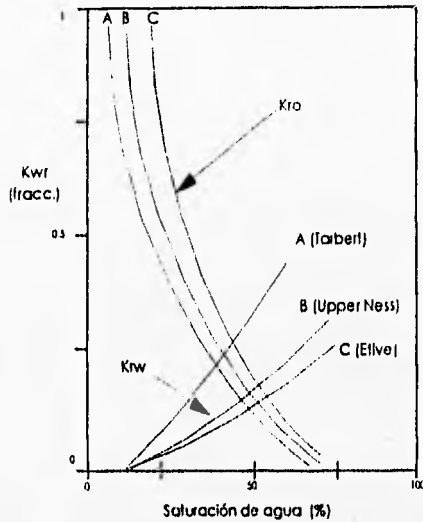


Figura IV.3.4. Curvas de Permeabilidad Relativa
Yacimientos del Grupo Brent

Se puede observar que la curva K_{rw} de la formación Tarbert difiere grandemente de los valores para las formaciones Upper Ness y Etive. Se tuvo que examinar por medio de microfotografías de secciones delgadas al material utilizado en laboratorio, con el objetivo de identificar las razones de tales diferencias. Fue posible observar que la formación Tarbert estaba constituida por granos más gruesos y no había existido además una buena selección, contenía menos arcilla y generalmente tenía un mejor desarrollo del sistema poroso. Esto último, fue considerado de particular importancia para explicar la existencia de una k_{rw} más alta en la formación Tarbert.

Las arenas que se encuentran en la parte más alta tienen una alta permeabilidad (350 md), aunque la porosidad (23%) es menor que la porosidad promedio para esta formación. Estas arenas de alta porosidad, se relacionan en gran medida con una separación más grande de los registros neutrón y densidad, por lo que esta identificación es importante en la implementación de una estrategia de zonas ladronas potenciales disparadas parcialmente y durante una inyección de agua.

IV.3.4. Conclusiones

Durante los trabajos de Caracterización, se observó que los resultados petrográficos y su uso potencial en la asistencia para asignar las curvas de K_r en yacimientos con diferente tipo de roca fueron de gran ayuda; es por eso que los estudios petrográficos se han incluido de forma rutinaria como parte de los análisis especiales de núcleos en el Mar del Norte.

Por otra parte, los estudios centrífugos fueron útiles al indicar que el drenaje por gravedad es un mecanismo importante y que la saturación de aceite remanente puede ser más baja que la estimada de las pruebas de inyección de agua en laboratorio.

Un buen entendimiento de la distribución de la permeabilidad es crítico para la planeación e implementación de una inyección de agua exitosa en intervalos estratificados como los del Grupo Brent. La información rutinaria obtenida de los núcleos ha sido valiosa, no sólo en

el desarrollo de modelos representativos de simulación, sino también en evaluaciones de localización de pozos, terminaciones y en las estrategias de disparos en la formación. Fue posible identificar las notables diferencias de permeabilidad entre dos facies distintas dentro del grupo Brent, estas permeabilidades fueron las relativas al agua y al aceite, lo cual es de gran importancia, ya que de esta información depende en gran medida los diseños de Inyección de agua para un Recuperación Secundaria.

El desarrollo de uno de los campos más complejos, el Cormorant, es un ejemplo de los cambios requeridos debido a que cada vez se tiene mayor conocimiento en la naturaleza del mismo. Tanto el número y localización de pozos como los métodos de terminación también han tenido variaciones, ya que se han dado mayor énfasis a los estudios estructurales y estratigráficos⁽⁴⁾.

El siguiente cuadro muestra un resumen de las principales aspectos tratados en el estudio de Caracterización de los Yacimientos del Grupo Brent.

TIPO DE ROCA	FUENTE DE INFORMACION	PARAMETROS PETROFISICOS	ESCALA DE CARACTERIZACION	CARACTERIZACION
Arenas	Análisis de Núcleos rutinario y especiales. Registros Geofísicos.	En general: porosidad, permeabilidad saturación de agua irreductible, K_{rw} y K_{ro}	Principalmente microscópica y mesoscópica	Correlaciones importantes entre la porosidad y permeabilidad. Saturación de agua irreductible y relación de k_{ra} al agua y al aceite.

IV.4. Caracterización de Yacimientos del Campo Zanjas- Cuenca Oriental de Venezuela.

IV.4.1. Objetivos

Establecer un modelo geológico-petrofísicos para apoyar estudios de evaluación y de comportamiento del yacimiento ZM-451, Arena R4U y determinar la continuidad y geometría de los cuerpos sedimentarios hacia zonas no desarrolladas y detectar la presencia de cierres estructurales, favorables para el entrapamiento de hidrocarburos.

IV.4.2. Generalidades

El campo Zanjas se encuentra ubicado en el Estado Anzoátegui, 45 km. al noroeste de la ciudad de El Tigre, y forma parte de los campos del Área Mayor de Oficina, en la Cuenca Oriental de Venezuela (figura IV.4.1.). En este campo se encuentra el yacimiento ZM-451, Arena 4RU, perteneciente a la Formación Oficina de Edad Mioceno Inferior.

El yacimiento fue descubierto en marzo de 1958, contiene hidrocarburos de 30° API, promedio, y hasta diciembre de 1988 había producido 26.94 MMB de aceite y 83.118 MMMpc de gas en solución. Se le ha inyectado, a través de cuatro pozos, un total de 126 MMMpc de gas y presenta 15 pozos terminados.

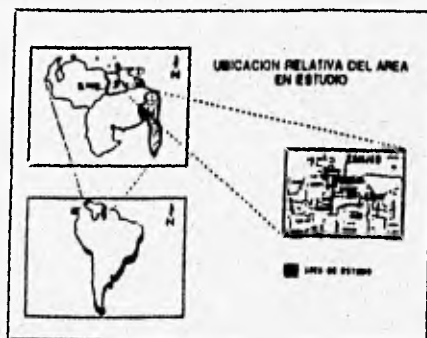


Figura IV.4.1. Ubicación del campo Zanjas

IV.4.3. Trabajo Desarrollado

Se preparó un modelo geológico-petrofísico del yacimiento ZM-451, Arena R4U, que sirviera de base para recalcular los volúmenes originales de hidrocarburos y para estudios de simulación de comportamiento de producción. El modelo geológico-petrofísico se combinó con Información sísmica para determinar áreas de desarrollo.

El estudio se llevó a cabo de acuerdo a la metodología que se sigue en estudios integrales de yacimientos, la cual requiere de la interrelación de diferentes disciplinas de geología-geofísica y de Ingeniería petrolera.

En la figura IV.4.2. se muestra un diagrama de la metodología utilizada en el estudio. En este diagrama se puede observar la importancia de los estudios petrofísicos.

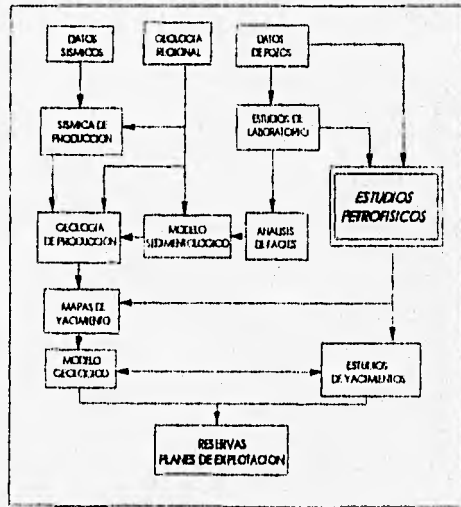


Figura IV.4.2. Metodología para Estudios Integrales de Yacimientos

IV.4.4. Resultados

Con el procesamiento combinado de información geológica, sísmica y de registros geofísicos de pozos se definieron aspectos sedimentarios, estructurales y estratigráficos del área en estudio. Para el yacimiento ZM-451, Arena R4U, además de los aspectos mencionados, se determinaron también características petrofísicas. Se elaboró un sismograma sintético, utilizando la información de los registros sísmico y de densidad del pozo ZM-601 y procesado con los paquetes computarizados del geosistema, que permite identificar la reflexión producida por la arena R4U (ver figura IV.4.3.)

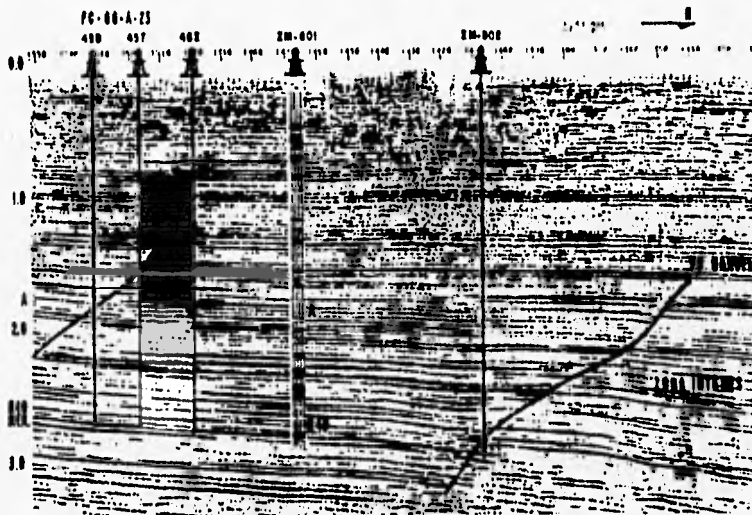


Figura IV.4.3. Sismograma Sintético

Respecto a los aspectos sedimentarios, se definieron 3 tipos de facies: canales distributarios, barras de frente de delta y arenas arcillosas de zonas de marismas. Con base en la distribución areal de estas facies y sus características, se concluyó que se trata de un ambiente fluvio-deltáico. Los rasgos estructurales que principalmente se determinaron fueron: tipo de estructura (monoclinal), buzamiento, ubicación y características de las fallas presentes.

En el área estudiada, se identificaron los cuerpos arenosos existentes, se les definió su distribución y se les determinó tanto su extensión como su espesor. Para la arena K4U se hizo un estudio más detallado, a nivel de cuerpos (lentes) que la componen.

Se determinó que el yacimiento ZM-451, Arena R4U, está en un cuerpo arenoso de gran extensión, compuesto por los lentes B y C comunicados verticalmente. La arena se depositó en un ambiente de frente deltaico, por lo que su espesor es muy variable y su geometría muy compleja. El yacimiento está en una trampa combinada, ya que en dos direcciones (E y S) está limitado por fallas, en una dirección (W) por cambios de facies (arena a arcilla) y en la otra (N) por la intersección del contacto original agua-aceite con la estructura.

A partir de descripciones de núcleos cortados entre pozos, la arena presenta granos finos a medios, ocasionalmente gruesos, en su parte intermedia es de grano medio, masiva y en la parte basal es de grano medio a grueso, masiva y muy dura. Los resultados de la evaluación petrofísica en 11 pozos con registros de porosidad (pozos control) y correlaciones con base en análisis estadísticos en 18 pozos sin registros de porosidad (pozos antiguos), se determinaron los valores promedio de porosidad, saturación de agua y permeabilidad del yacimiento, así como también estos valores para cada pozo, lo que permitió elaborar mapas de isosaturación de hidrocarburos, isopermeabilidad, isoporosidad y calidad óptima del yacimiento.

Los valores promedio de las características petrofísicas son los siguientes:

<i>Porosidad</i>	<i>15.5%</i>
<i>Permeabilidad</i>	<i>540 md</i>
<i>Saturación de Agua</i>	<i>28.43%</i>
<i>Saturación de Aceite</i>	<i>71.57%</i>

El volumen original de hidrocarburos a condiciones de yacimiento se calculó por el método del mapa de isohidrocarburos, por ser el que aporta un resultado más preciso. Este mapa se preparó a partir del producto:
 $(\phi \cdot s_o \cdot E_n)$, determinado en cada pozo.

Se determinaron los siguientes datos del yacimiento.

<i>Area total</i>	<i>6487 acres</i>
<i>Volumen total de roca</i>	<i>1899255 acre/pies</i>
<i>Espesor promedio</i>	<i>29 pies</i>
<i>Volumen original de aceite</i>	<i>91.8 X 10⁶ Barriles</i>
<i>Volumen Original de gas</i>	<i>108.6 X 10⁹ Pies cúbicos</i>

El estudio permitió la elaboración de varios tipos de mapas, entre los cuales se encuentra el mapa de calidad óptima de yacimiento (figura IV.4.4.), el cual es el producto de la integración de los parámetros petrofísicos, isocolumna de hidrocarburos y permeabilidad, este tipo de mapas permite definir, teóricamente, las zonas con mayor capacidad de flujo del yacimiento. Es conveniente hacer notar que dicha Integración es una parte de la Caracterización de Yacimientos (capítulo I de esta tesis) y además su utilidad se hace notar en la creación del modelo unificado del yacimiento.



Figura IV.4.4. Plano de Calidad Óptima de Yacimiento

Con base en el modelo geológico-petrofísico definido, se constituyó un modelo para simular el comportamiento de producción (Ingeniería de Yacimientos), utilizando para ello un simulador numérico (*SIMBEST III*). Para llevar a cabo el estudio se diseñó un malla de 44 bloques en la dirección "x" y 30 bloques en la dirección "y" para un total de 1320 bloques, de los cuales todos son activos. El modelo geológico-geofísico fue validado al obtenerse cotejos satisfactorios de la historia de presiones y de producción de gas y agua, para el yacimiento y para un número significativo de pozos. Se realizaron 8 corridas de predicción para evaluar diferentes esquemas de producción y se definieron los máximos factores de recuperación. El factor de recuperación primario aumentó de 15.3 % a 21.1 % (Incremento de 5.8% del valor inicial) y el factor de recuperación total, incluyendo el secundario, aumentó de 23.6 % a 31.1% (Incremento de 15.8% del valor inicial).

Como una consecuencia de la definición del modelo geológico-petrofísico, aplicando la información sísmica existente del área, surgió la necesidad de revisar las áreas localizadas al norte del yacimiento estudiado, al considerarlas importantes desde el punto de vista petrolífero.

Se llevó a cabo una interpretación geofísica mediante métodos convencionales, utilizando aproximadamente 400 Km. de líneas sísmicas. Este trabajo permitió corroborar el modelo estructural del yacimiento estudiado y definir una nueva trampa. Este prospecto se localiza al norte del yacimiento ZM-451, Arena 4RU, tiene un área de 6 Km² y se le estima una reserva probable del orden de 270 MMB, asociada a 9 arenas, las cuales deben presentar características petrofísicas y de fluidos, iguales a las de la arena estudiada.

IV.4.5. Conclusiones

A partir de las observaciones y resultados en el presente estudio de Caracterización, se puede señalar la importancia que tuvieron los

estudios petrofísicos, es decir, la información de los pozos obtenidos mediante la interpretación de registros geofísicos de pozos y los análisis de núcleos en los laboratorios, ya que sin éstos hubiera resultado imposible elaborar los mapas del yacimiento y complementar de manera esencial el modelo Geológico-Petrofísico, que fue utilizado junto con las propiedades petrofísicas para alimentar el simulador, que a su vez, determinó un aumento considerable en las reservas corriendolo para diferentes condiciones físicas. Por otra parte, la Inversión sísmica realizada con el fin de verificar la continuidad de los sedimentos hubiera sido deficiente sin la presencia de los estudios de yacimiento, principalmente derivados de estudios petrofísicos (figura IV.4.2.)

El siguiente cuadro muestra un resumen general del estudio al Campo Zanjas.

<i>TIPO DE ROCA</i>	<i>FUENTE DE INFORMACION</i>	<i>PARAMETROS PETROFISICOS</i>	<i>ESCALA DE CARACTERIZACION</i>	<i>CARACTERIZACION</i>
Cuerpos arenosos	Análisis de Núcleos Registros de Geofísicos de Pozos Sísmica	Porosidad Saturación de Fluidos Permeabilidad Litología.	Principalmente mesoscópica y megascópica	Identificación estructural-litofacies Elaboración de diferentes tipos de mapas (Isaturación, Isoporosidad, calidad óptima) Información esencial para el simulador

IV.5. Caracterización Multidisciplinaria del Yacimiento Weyburn, Saskatchewan, Canadá⁽⁶⁾.

IV.5.1. Objetivo

En esta parte, el estudio de Caracterización se enfoca a la Simulación del Yacimiento durante un proceso de inyección de agua. Dicho estudio tuvo el objetivo de proporcionar los modelos necesarios con base en la información geológica y geofísica obtenida. Las fuentes de esta información incluyen tanto núcleos verticales y horizontales, Registros Geofísicos, Probador de Formaciones (RFT) y el Registro de Formaciones Microscopio (FMS).

IV.5.2. Generalidades del Yacimiento

El campo Weyburn está localizado aproximadamente a 130 Km. al Sureste de la ciudad de Regina, Saskatchewan, Canadá, figura. IV.5.1. La producción productiva del campo cubre aproximadamente 180 Km². En abril de 1993, existían 627 pozos productores y 162 pozos de inyección de agua.

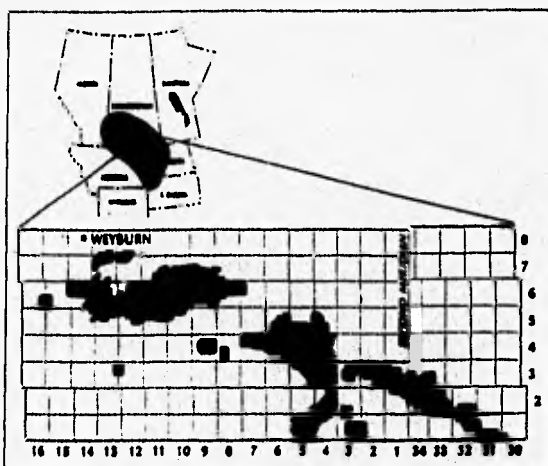


Figura. IV.5.1. Mapa de Localización del Campo Weyburn

Las capas Midale del campo Weyburn fueron descubiertas en 1955. Su producción por recuperación primaria se terminó en 1964 y desde 1985 se han realizado programas de perforación, tanto para pozos verticales como horizontales, con el objetivo de optimizar el desempeño de la inyección de agua.

Estas capas Midale de la formación Charles del Misisípico, fueron depositadas sobre bancos de arena muy someros en la Cuenca Williston. El yacimiento está dividido informalmente en una zona superior, característica por sus margas y, una inferior, principalmente de calizas heterogéneas.

La producción de aceite proviene de los estratos localizados de 1310 a 1500 m. El volumen de aceite original fue de 178 millones de metros cúbicos a condiciones estándar, de los cuales 48 millones han sido ya recuperados. La producción diaria promedio es de 2100 m³. Los puntos de burbujeo tienen un rango de 23.55 Kg/cm² a 67 Kg/cm². La presión promedio en el yacimiento es de 168.3 Kg/cm². La densidad promedio del es de 30° API.

IV.5.3. Trabajo Desarrollado

El modelo de yacimiento utilizado en este estudio se desarrolló mediante la integración de datos de producción, de geofísica y de petrofísica. La potencialidad de este modelo es el resultado de la conjunción de las diversas fuentes de información.

En primera instancia, el esqueleto o sistema de rejillas del modelo se creó subdividiendo al yacimiento en capas. Esto se llevó a cabo mediante la separación de las zonas de margas y las zonas de calizas heterogéneas en capas, petrofísica y petrográficamente similares. Basadas en esto, Elsayed *et al.* subdividieron la zona de margas en tres unidades de flujo (M1, M2 y M3) y la zona de calizas heterogéneas se separó en seis unidades (V1 a V6).

El modelo tridimensional del yacimiento fue desarrollado mediante el manejo de isopacas de cada estrato de la superficie estructural en la parte mas alta de la zona de margas (M1). Esta sección estratificada se utilizó como receptora de los datos petrofísicos y geológicos subsecuentes.

Como ya se mencionó antes, las fuentes de la información incluyen tanto núcleos verticales y horizontales, Registros Geofísicos, Probador de Formaciones (RFT) y el Registro de Formaciones Microscaner (FMS). Como adelanto, se puede decir que este trabajo fue tan efectivo que en un estudio de simulación de 63 pozos, un 70% de los mismos coincidieron con la historia de comportamiento en la primera corrida del simulador, ésto, sin haber realizado modificaciones en la información geológica y petrofísica original. El éxito se le atribuye a la colaboración en equipo tanto del área geológica como de la Ingeniería de yacimientos.

Es muy importante mencionar que existe un sistema de fracturas regional muy fuerte, que controla el comportamiento de estos yacimientos bajo la inyección de agua y, tiene además gran impacto en el flujo de miscibles.

Se requirió de la creación de un modelo que representara al sistema de fracturas con base en la siguiente información: 150 núcleos verticales, 5 núcleos horizontales, registros FMS y 8 pruebas RFT, como fuentes de información petrofísica. Las observaciones de los núcleos y de los FMS indican que las fracturas son verticales y semiverticales, orientadas N45°E, aproximadamente. Además, los núcleos revelan claramente que las fuerzas causantes del fracturamiento se han presentado en más de una ocasión, a través de tres etapas de fracturamiento.

Se estimó un espaciamiento entre fracturas a partir de información de núcleos verticales. El espaciamiento puede ser estimado cuantitativamente usando una ecuación sencilla:

Espaciamiento entre fracturas, $S = d / F.O.$

donde,

d = Diámetro del núcleo

$F.O.$ = Aparición de fracturas o fracción de núcleos que contienen una fractura.

Basados en la observación de los núcleos, la ecuación anterior, subestima al sistema de fracturas, considerándolo demasiado simple. Es decir, una unidad rocosa no siempre se fractura completamente. Por lo tanto, se debe introducir otro término en la ecuación, de tal forma que tome en cuenta la variabilidad en la intensidad del fracturamiento. Esta intensidad ($F.I.$) es la suma de los espesores de las fracturas dividido entre el espesor total del estrato. La ecuación se establece así de la siguiente forma:

Espaciamiento efectivo de fracturas,

$$SE = d / F.O. \times 1 / F.I.$$

De forma similar se estimó la permeabilidad de las fracturas, la cual, está fuertemente gobernada por la apertura de la fractura y su espaciamento. La permeabilidad efectiva de la fractura puede ser estimada usando la siguiente ecuación:

$$k_f = 54 \times 10^9 W^2$$

Donde: W = apertura de la fractura (m).

k_f = Permeabilidad Intrínseca de la fractura (D).

Y

$$K_{eff} = k_f W / L_s$$

donde L_s = espaciamento entre fracturas

K_{eff} = Permeabilidad efectiva de la fractura

IV.5.3.1. Análisis de Variación de Presión.

Las pruebas de presión son de gran utilidad debido a que su escala de investigación es más grande y tienen la habilidad de medir la permeabilidad *in situ* (Capítulo II), además proporcionan información que puede ser comparada con datos de permeabilidad obtenida de análisis de núcleos.

Se realizaron veinte pruebas de presión, tanto de incremento como de decremento, las cuales fueron analizadas para verificar la validez de la permeabilidad de la fractura y su variabilidad en el área de estudio. El análisis de estos estudios mostraron que:

1. La permeabilidad total variaba grandemente entre los pozos, incluso cuando éstos eran del mismo tipo.
2. El comportamiento transitorio de presión para el modelo doble porosidad fue evidente en algunas áreas poco productivas.
3. La permeabilidad total máxima en las pruebas fue menor a 200 mD.
4. El espaciamiento entre fracturas tuvo una variación de 1 a 13m.

La porosidad en las dolomitas (margas) tuvo un rango de variación de 16 a 38%, pero el valor promedio se situó en un 26%. La permeabilidad de la matriz tuvo un rango de 1 a más de 100 md, teniendo a la permeabilidad promedio en un valor menor a 10 md. La zona de margas está fracturada, sin embargo, no tan intensamente como la zona de calizas heterogéneas.

IV.5.3.2. Descripción General de la Simulación

Es conveniente determinar si los modelos de una sola porosidad pueden ser utilizados en lugar de los modelos de doble porosidad y doble permeabilidad, ya que estos últimos requieren un mayor poder de

cómputo. Los modelos doble porosidad requieren el doble número de bloques o celdas. En su lugar, se pueden usar modelos sencillos donde sea posible introducir mucha más información geológica.

El área de simulación seleccionada está localizada en la porción central sur del campo. Esta cubre 9.4 Km² y contiene 23 pozos productores y 12 inyectores. El área es considerada como una "mancha dulce", y tiene una mayor recuperabilidad que otras áreas del campo.

Se utilizó un modelo cartesiano en 3D, de 40X63X9 celdas, con un total de 22680 bloques, figura IV.5.2. Cabe mencionar que se tuvo muy en cuenta la dirección de las fracturas, de tal forma que los bloques tuvieran una orientación favorable para la simulación.

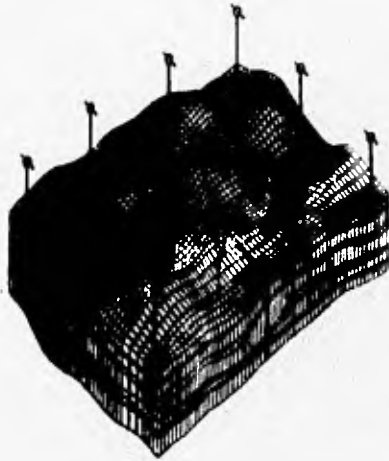


Figura IV.5.2. Modelo Tridimensional Ocupado en la Simulación.

IV.5.4. Conclusiones

Es importante decir que mediante la definición de capas similares en cuestión petrofísica, fue posible reducir los problemas asociados con la porosidad y permeabilidad promedio.

Las tres propiedades petrofísicas más importantes, utilizadas como datos alimentadores del modelo básico, fueron:

La porosidad, la permeabilidad de la matriz y la saturación de fluido. Estas fueron obtenidas de los análisis de diversos Registros Geofísicos y análisis de núcleos, obtenidos entre 1957 y 1990. Se desarrollaron correlaciones y factores de corrección para llevar toda esta información a un estándar moderno y consistente que sería aplicado al modelo.

Con el apoyo de la Caracterización fue posible crear un modelo doble porosidad / doble permeabilidad con el objetivo de determinar los parámetros que afectan a la inyección de agua y el desempeño de un flujo de CO₂ y también para verificar si un modelo de una sola porosidad podría ser utilizado.

Los siguientes puntos fueron los principales hallazgos del estudio paramétrico, el cual se utilizó como soporte y justificación del estudio de simulación:

- Distribución de las fracturas (muy importante en la descripción del yacimiento).
- Determinación de las barreras impermeables verticales, éstas fueron deducidas a partir de estudios a núcleos y datos petrofísicos (Importantes en el diseño de la inyección de agua y CO₂).
- La presión capilar tiene una gran influencia en el desarrollo de una inyección de agua al yacimiento.
- Debido al pequeño espaciamiento entre las fracturas y la relativamente alta permeabilidad de la matriz, los modelos de porosidad simple pueden ser utilizados para modelar el comportamiento de doble porosidad-doble permeabilidad.

Las simulaciones paramétricas, tanto para el caso de flujo miscible de CO₂ y el caso de inyección de agua, mostraron que las diferencias de saturación entre las fracturas y la matriz eran inicialmente

considerables, pero decrecían dramáticamente una vez que se tenía el rompimiento del fluido inyectado.

Por otro lado, los resultados de la Simulación del yacimiento fueron los siguientes:

- Como resultado de una buena Caracterización Petrofísica se llevó a cabo una buena simulación sin la necesidad de la alteración de la información petrofísica obtenida. Con esto, fue posible tener una buena aproximación del comportamiento primario del yacimiento; dando como conclusión que el movimiento de los fluidos en el yacimiento fue modelado correctamente.
- Gracias a esta simulación, se optimizaron los perfiles de inyección de agua y la producción de aceite y, por consiguiente, se obtuvo una mejor estimación de las reservas.

Con todo lo anterior se puede concluir que la falta de toda la información petrofísica obtenida en este estudio de Caracterización paramétrica, se hubiera reflejado en una representación deficiente del medio. La estimación del espaciamiento de fracturas fue un factor importante para decidir el tipo de modelo simulador a utilizar, sin lo cual no se hubieran obtenido los resultados antes mencionados.

El siguiente cuadro muestra un resumen general del estudio al Yacimiento Weyburn.

TIPO DE ROCA	FUENTE DE INFORMACION	PARAMETROS PETROFISICOS	ESCALA DE CARACTERIZACION	CARACTERIZACION
Calizas Heterogéneas.	Análisis de Núcleos	Porosidad	Principalmente mesoscópica y macroscópica	Principalmente se realizó un mapeo de zonas porosas y con características permeables importantes, tanto en la matriz como en el sistema de fracturas
Margas	Registros de Geofísicos de Pozos	Permeabilidad		
	Análisis de Pruebas de Presión	Fracturamiento		

IV.6. Caracterización del Campo Abkatún-Kanaab, Campeche, México.

IV.6.1. Objetivo

En un intento por optimizar la producción proveniente de las formaciones mesozoicas, tanto del área terrestre Chiapas-Tabasco como en el área marina de Campeche, las cuales tienen características geológicas muy complejas, Porres y Castrejón⁽¹⁾ desarrollaron una metodología para caracterizar a tal tipo de formaciones y la aplicaron al campo Abkatún-Kanaab. En esta parte sólo se comentará el papel fundamental que juegan las propiedades petrofísicas en el trabajo de Caracterización.

IV.6.2. Generalidades del Campo

La Sonda de Campeche está localizada dentro del Golfo de México, justamente hacia la parte occidental de la Península de Yucatán, enfrente de los estados de Campeche y Tabasco, a unos 80 Km de la costa (ver figura IV.6.1).

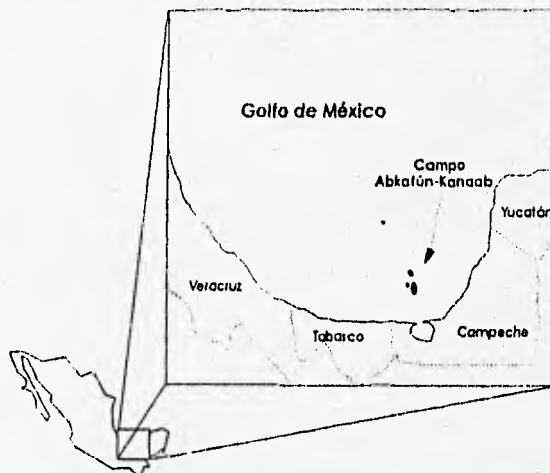


Figura IV.6.1. Localización de la Sonda de Campeche, México.

Dentro de la Sonda de Campeche se han descubierto 14 campos productores de aceite pesado (22° API) y de aceite ligero (29° a 38° API), de los cuales los más importantes son Cantarell, Abkatún y Pol et Ku. Hablando del campo en estudio (Abkatún-Kanaab) se debe decir que en éste se encuentran los primeros yacimientos productores de aceite ligero de la Sonda, los cuales se clasifican como yacimientos gigantes, donde las reservas se estiman superiores a los 500 millones de barriles de crudo.

La explotación de este campo comenzó a mediados de marzo de 1981. La producción es del orden de los 550,000 barriles por día. Actualmente, el campo Abkatún-Kanaab cuenta con 70 pozos perforados sobre una superficie aproximada de 80 km², de acuerdo a un arreglo hexagonal con espaciamento entre pozos de 800 m. Por el volumen y calidad del aceite producido, este campo puede llegar a considerarse como el campo marino más importante de México.

IV.6.3. Trabajo Desarrollado

El desarrollo del trabajo de Caracterización se dividió en 4 etapas principales:

- A. Desarrollo e integración de métodos de interpretación geológico-petrofísica con base en los registros geofísicos de pozos.
- B. Interpretación estructural y estratigráfica con la información sísmica.
- C. Inversión de trazas sísmicas.
- D. Correlación geológico-petrofísica en un espacio de 3-D.

A. Interpretación geológico-petrofísica con base en Registros Geofísicos de Pozos.

Las siguientes características geológicas y petrofísicas fueron evaluadas con el uso de registros geofísicos:

- Mineralogía
- Porosidad (primaria y secundaria)
- Saturación de fluidos

Dentro de la Sonda de Campeche se han descubierto 14 campos productores de aceite pesado (22° API) y de aceite ligero (29° a 38° API), de los cuales los más importantes son Cantarell, Abkatún y Pol et Ku. Hablando del campo en estudio (Abkatún-Kanaab) se debe decir que en éste se encuentran los primeros yacimientos productores de aceite ligero de la Sonda, los cuales se clasifican como yacimientos gigantes, donde las reservas se estiman superiores a los 500 millones de barriles de crudo.

La explotación de este campo comenzó a mediados de marzo de 1981. La producción es del orden de los 550,000 barriles por día. Actualmente, el campo Abkatún-Kanaab cuenta con 70 pozos perforados sobre una superficie aproximada de 80 km², de acuerdo a un arreglo hexagonal con espaciamiento entre pozos de 800 m. Por el volumen y calidad del aceite producido, este campo puede llegar a considerarse como el campo marino más importante de México.

IV.6.3. Trabajo Desarrollado

El desarrollo del trabajo de Caracterización se dividió en 4 etapas principales:

- A. Desarrollo e Integración de métodos de interpretación geológico-petrofísica con base en los registros geofísicos de pozos.
- B. Interpretación estructural y estratigráfica con la información sísmica.
- C. Inversión de trazas sísmicas.
- D. Correlación geológica-petrofísica en un espacio de 3-D.

A. Interpretación geológico-petrofísica con base en Registros Geofísicos de Pozos.

Las siguientes características geológicas y petrofísicas fueron evaluadas con el uso de registros geofísicos:

- Mineralogía
- Porosidad (primaria y secundaria)
- Saturación de fluidos

- Permeabilidad
- Fracturamiento
- Litofacies

Como en todo estudio de Caracterización, el tipo de formaciones que se analiza determina el modelo de Interpretación a utilizar. Para el caso del yacimiento estudiado, se consideró una litología compleja, en la que existen al menos tres diferentes componentes mineralógicos, además de la porosidad. Para evaluar estas formaciones los autores desarrollaron un paquete de Interpretación de registros, el cual puede observarse con más detalle en la referencia 9.

- Determinación de Mineralogía y Porosidades.

Normalmente, el cálculo de la porosidad está ligada a la determinación de la litología. En la Caracterización del campo Abkatún-Kanaab, se utilizaron gráficas con información de tres tipos de Registros Geofísicos combinados entre sí, estas gráficas relacionaron datos de:

- Neutrón-Densidad
- Sónico-Neutrón
- Sónico-Densidad

Estas gráficas son sencillas de utilizar, para aplicaciones posteriores donde se debe considerar que la litología de la formación es única (un sólo mineral) o que ésta se encuentra constituida por una mezcla de minerales. También se utilizaron diversos métodos para determinar una litología compleja. Estos métodos dependen de las características de la matriz de la roca y del fluido existente en sus poros, y son generalmente independientes de la porosidad. Los tres métodos más usados con este fin son:

- Método de Litoporosidad M-N ⁽¹⁰⁾
- Método MID ⁽¹¹⁾
- Método de Litodensidad ⁽¹²⁾

El método propuesto para determinar la mineralogía, consiste en realizar un cálculo inicial de volumen de arcilla que considera lo siguiente:

- a) Con el registro de radioactividad se calculan dos indicadores o dos volúmenes de arcilla ($V_{cl_{rad}}$). Estos valores son mejor evaluados cuando se tiene una curva de rayos gama corregida, con esto se evita la confusión entre las zonas radioactivas (por uranio) y las zonas arcillosas.
- b) Con el registro de porosidad neutrón se calcula un indicador de V_{cl_p} .
- c) Por medio de registros de resistividad, principalmente el registro doble laterolog, se calculan otros dos volúmenes de arcilla $V_{cl_{res}}$.
- d) Utilizando la combinación de los registros neutrón-densidad y neutrón-resistividad se evalúan dos indicadores de $V_{cl_{nd}}$ y $V_{cl_{nr}}$.

Tomando en cuenta todos los indicadores anteriores, se hace el cálculo del volumen total de arcilla V_{cl} , por medio de una media ponderada. Este valor de arcillosidad se introduce en un sistema de ecuaciones tipo , como por ejemplo el propuesto por Serra ⁽¹³⁾.

$$\Phi_n = \Phi\Phi_f + V_1 \Phi_1 + V_2 \Phi_2 + V_3 \Phi_3 + \dots$$

$$\Delta t = \Phi\Delta t_f + V_1 \Delta t_1 + V_2 \Delta t_2 + V_3 \Delta t_3 + \dots$$

$$\rho_b = \Phi\rho_f + V_1 \rho_1 + V_2 \rho_2 + V_3 \rho_3 + \dots$$

$$P_e = \Phi P_{ef} + V_1 P_{e1} + V_2 P_{e2} + V_3 P_{e3} + \dots$$

$$RG = \Phi RG_f + V_1 RG_1 + V_2 RG_2 + V_3 RG_3 + \dots$$

donde:

Φ_n - Porosidad Estimada del Registro Neutrón

Δt - Tiempo de tránsito

ρ_b - Densidad Compensada de la Formación

P_e - Indicador del Registro de Litodensidad

RG - Indicador de los Registros de Rayos Gamma

V_i - volumen del mineral i ,

Φ - Porosidad de la Formación

- f - Índice que Relaciona Parámetros del Fluido,
- l - Índice que Relaciona Parámetros del Mineral

- Determinación de la Sw

Se dio gran énfasis a la determinación de la saturación de agua, principalmente para formaciones arcillosas. Se utilizaron cuatro fórmulas especialmente establecidas para este tipo de formaciones.

Archie⁽¹⁴⁾:

$$\frac{1}{Rt} = \frac{Vcl^c}{Rcl} + \frac{Sw^n}{FRw}$$

donde:

- Rt - Resistividad verdadera
- Vcl - Indicador de volumen de arcilla
- Rcl - Resistividad de la arcilla laminada
- c - Coeficiente que varía entre 1 y 2
- F - Factor de formación
- Sw - Saturación de agua
- n - Exponente de saturación
- Rw - Resistividad del agua

Simandoux⁽¹⁵⁾:

$$\frac{1}{Rt} = \frac{FSw^n}{Rw(1 - Vcl)} + \frac{VclSw}{Rcl}$$

con la misma nomenclatura de la expresión anterior.

Indonesia ⁽⁹⁾ :

Para alto contenido de arcilla.

$$\frac{1}{Rt^{0.5}} = Sw^{0.5} (P + Q)$$

siendo

$$P = \frac{Vcl^{(1-0.5Vcl)}}{Rcl^{0.5}} \quad \text{y} \quad Q = \frac{\phi^{m/2}}{(aRw)^{0.5}}$$

donde:

ϕ - porosidad

a - coeficiente que depende de la litología

m.- factor de cementación

la cual proporciona mejores resultados para la evaluación de formaciones en México.

Simplex ⁽⁹⁾ :

$$Sw = (b/Rt)^{0.5}$$

siendo $b=1-0.5Vcl$

En la interpretación de registros geofísicos de pozos, es importante obtener o determinar el factor de cementación, m , ya que es influenciado por el tipo de sedimento, la geometría de los poros, el grado de compactación, la porosidad (intergranular, de cavernas y fracturas) y su distribución dentro de la roca. Tomando en cuenta las expresiones de Archie y Humble⁽¹⁴⁾ y basados en estudios realizados por Raiga-Clemenceau ⁽⁹⁾, se consideró apropiado realizar una estimación de m en forma continua, cuando el yacimiento presenta muchos cambios

verticales, o por banco, cuando las condiciones de litología y porosidad son aproximadamente constantes. Las primeras aproximaciones se realizaron con la fórmula de Shell⁽⁹⁾, la cual es válida para las rocas carbonatadas:

$$m = 1.87 + \frac{0.019}{\phi}$$

También se utilizaron técnicas basadas en datos de registros sísmicos y de densidad, con las siguientes expresiones:

Registro Sísmico

$$ms = \frac{\log\left(\frac{3 - A}{2A}\right)}{\log(p) - \log(\Delta t - \Delta tma)}$$

donde:

ms- factor de cementación sísmico

A- factor de porosidades

p - pendiente de la relación lineal entre Δt y ϕ

Δt - Intervalo de tiempo de tránsito

Δtma - tiempo de tránsito en la matriz

Registro de Densidad

$$md = \frac{\log\left(\frac{3 - A}{2A}\right)}{\log(q) - \log(\rho ma - \rho b)}$$

donde:

md- factor de cementación mediante registro de densidad

A- factor de porosidades

q - pendiente de la relación lineal entre ρ_{ma} y ϕ

ρ_b - densidad de la formación

ρ_{ma} - densidad de la matriz

- Estimación de la permeabilidad

Otra propiedad petrofísica que es de gran importancia en la Caracterización de Yacimientos, es la permeabilidad, la cual puede ser evaluada considerando la relación que tiene con otros parámetros. Esta evaluación se llevó a cabo por medio de las ecuaciones de Wyllie y Rose⁽⁹⁾ y de Timur⁽¹⁰⁾ en las que se considera la saturación de agua irreducible de agua.

Wyllie y Rose

$$K^{0.5} = \frac{C\phi^3}{Swir}$$

donde:

K - permeabilidad absoluta

ϕ - porosidad

Swir - saturación de agua irreducible

C, es un factor que depende de la densidad de los hidrocarburos, cuya valar es de 250 para aceites de densidad media y 79 para gases secos.

Timur

$$K = \frac{0.136\phi^{4.4}}{Swir}$$

- Análisis del Fracturamiento

El estudio de las fracturas constituye un punto muy importante en la evaluación de formaciones carbonatadas, ya que la producción la proporciona principalmente la porosidad secundaria. La localización de los intervalos fracturados y la orientación del sistema de fracturas constituyen dos parámetros importantes para la optimización de la producción de hidrocarburos. El conocimiento de la orientación del sistema de fracturas permite planificar el desarrollo y la producción de un campo, ya que proporciona los caminos preferenciales que tienen los hidrocarburos. Posteriormente se mencionarán algunos resultados.

- Litofacies

La determinación de las litofacies se realiza gracias a la obtención de parámetros medidos en los registros de litodensidad, espectroscopía de rayos gama y su combinación con los registros de porosidad (neutrón, densidad y sónico), con lo cual se obtiene una interpretación adecuada de la composición litológica de las formaciones; esta interpretación está basada también en la identificación de las facies geológicas.

La técnica que se siguió para la determinación de litofacies es la construcción de un banco de electrofacies, elaborado para la determinación de la litología en un medio de plataforma carbonatada. Para la conjunción del banco de electrofacies se utilizó la descripción de todas las interpretaciones de núcleos disponibles, obteniéndose así diez grandes grupos litológicos que son: arenas, calizas arenosas, calizas, calizas dolomitizadas, dolomías calcáreas, calizas arcillosas, dolomías arcillosas, arenas arcillosas y anhidrita; también se consideran algunos minerales accesorios como pirita, glaucolina, etc. que pueden afectar la respuesta de algunos registros.

B. Interpretación Sísmica

Entre los principales objetivos de la sísmica de reflexión se encuentran la identificación de las estructuras geológicas del subsuelo y la obtención de información estratigráfica de diversas formaciones.

La interpretación se dividió en las siguientes etapas:

- a) Transformación profundidad-tiempo (elaboración de sismogramas sintéticos)
- b) Interpretación estructural (elaboración de cartas isócronas, isopacas e identificación de los rasgos estructurales más importantes como pueden ser la fallas lo cual da origen a los planos estructurales).
- c) Interpretación estratigráfica (Identificación a pequeña escala de la modificaciones en la forma y organización de los eventos reflectores, lo cuales son provocados por variaciones en el medio ambiente de depósito).

C. Inversión de Trazas

La razón de la utilización de la inversión sísmica es la facilidad y mejoramiento del trabajo de interpretación, ya que la impedancia acústica es un parámetro que puede proporcionar indicaciones sobre la litología, la porosidad y sobre la naturaleza de los fluidos; además, el conjunto de registros es un documento eficaz, que permite la identificación de las variaciones laterales de las facies, lo cual es un trabajo difícil a realizar utilizando la correlación de registros geofísicos de pozos.

De acuerdo con los resultados obtenidos en la comparación de diferentes métodos, se sugirió la aplicación en el estudio de este campo de la técnica de mínimos cuadrados ya que generalmente se cuenta con una información considerable de pozos. Para representar cada uno de los registros de pseudo-velocidad se realizaron varias secciones de

pseudo-velocidades. Con estos registros, se pueden identificar las variaciones verticales y horizontales más importantes, éstas son consecuencia de los cambios de los parámetros petrofísicos, como la litología, la porosidad, el fracturamiento y la saturación de fluidos.

D. Correlación Geológico-Petrofísica

En la primera etapa de trabajo se procesó la Información de registros geofísicos de 64 pozos del campo Abkatún-Kanaab. De estos análisis se concluyó que la roca del yacimiento es carbonatada, con intercalaciones de Intervalos arcillosos, densos y con cambios de facies considerables.

De la interpretación sísmica estructural y estratigráfica se obtuvieron diferentes tipos de planos y secciones, tanto en el dominio del tiempo como en profundidad. Los planos sirvieron de base para la construcción de secciones estructurales, las cuales consideraron las unidades geológicas definidas por medio de la interpretación de los registros geofísicos de pozos. Con base en las secciones estructurales y considerando la Interpretación de la sísmica estratigráfica, se realizó la correlación de los diferentes parámetros petrofísicos de interés (litofacies, porosidades, fracturamiento, etc.), de esta manera se tuvo un cubrimiento del yacimiento en un espacio tridimensional.

Para realizar una correlación adecuada de los parámetros de interés, se utilizaron las secciones de pseudo-velocidad. Con ellas se identificaron claramente las zonas arcillosas y las densas y aquellos Intervalos que presentan buenas condiciones de producción, un ejemplo se presenta en la figura IV.6.2. En este trabajo se consideraron los diferentes rangos de velocidades: menores de 4500 m/s que corresponde a una zona arcillosa, de 4500 a 6300 m/s que son valores interesantes de producción, y mayores de 6300 m/s que se correlacionan con zonas densas.

ESTA TESIS
SALIDA DE LA
BIBLIOTECA

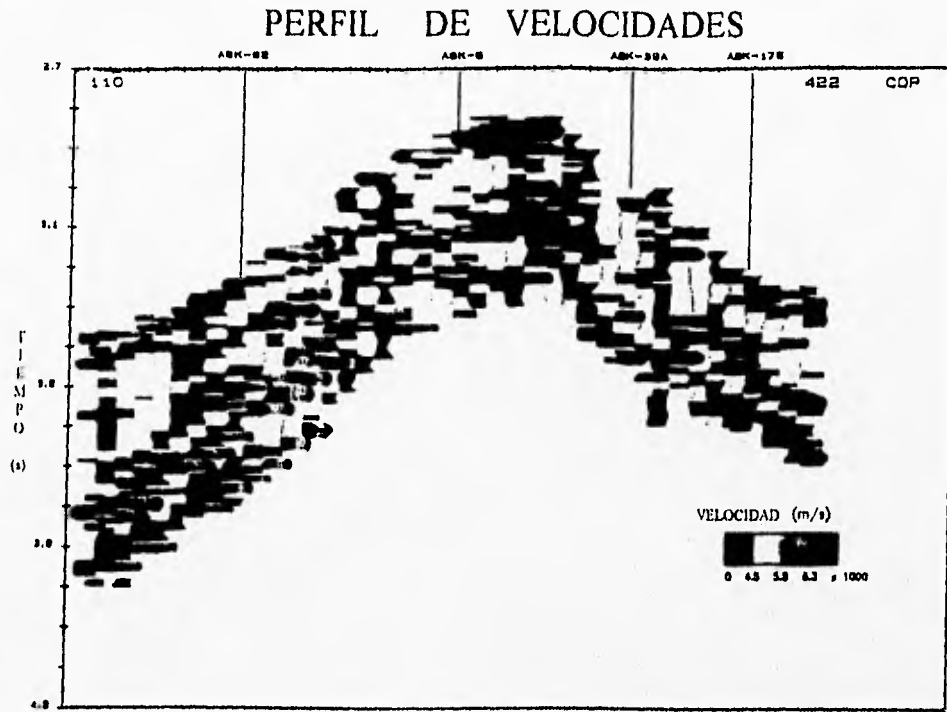


Figura IV.6.2. Sección de Pseudo-Velocidades

En la integración de la información obtenida con la metodología aplicada, se elaboran planos que ilustran el espesor útil de las unidades cronoestratigráficas, figura IV.6.3. Estos planos se presentan en variación cromática, indicando las zonas más interesantes para la producción primaria y la zonas de bajo interés (intervalos densos, arcillosos y/o invadidos de agua). Los espesores útiles se calcularon con técnicas que consideran valores de corte para cada uno de los parámetros que se procesan (Porosidad, S_w , fracturamiento, cambios de facies, etc.).

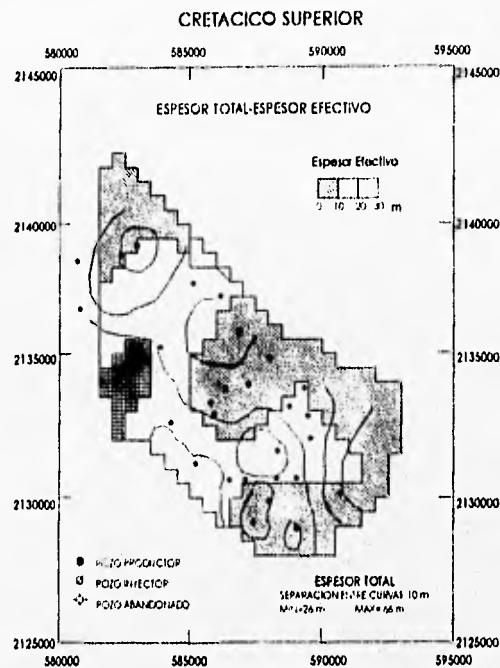


Figura IV.6.3. Espesor Total y Efectivo del Cretácico Superior

IV.6.4. Conclusiones

- El desarrollo del trabajo geológico-petrofísico proporcionó buenos resultados. Los parámetros obtenidos fueron: Mineralogía, porosidad, saturación de agua, permeabilidad, fracturamiento, litofacies.
- Mediante la metodología utilizada se definieron las secuencias geológicas e identificaron los cambios abruptos dentro de la sedimentación. Con este trabajo de interpretación se correlacionaron horizontalmente los parámetros petrofísicos y litológicos entre los pozos. Además, se observó la utilidad de las gráficas de alta resolución para realizar una interpretación petrofísica mejorada.

- Como muestra de la gran importancia que tuvo el uso de Registros Geofísicos en la obtención de la información petrofísica, la figura IV.6.4., ilustra un registro compuesto, resultado del pozo ABK-5 y otros similares, estos pozos son representativos del yacimiento. Por lo que concierne a la litología, ésta se encuentra, en general, formada por una serie de carbonatos parcialmente dolomitizados y presentando una fuerte probabilidad de fracturas. Esta serie es interrumpida por unos intervalos arcillosos con escaso fracturamiento.
- Los valores de Sw están acordes con los datos obtenidos de la producción de intervalos productores e intervalos saturados de agua.
- Respecta a la determinación de litofacies y al cálculo de la probabilidad de fracturas, se recurrieron a métodos estadísticos que evalúan estos resultados a partir de la combinación de un gran número de indicadores individuales y de reportes gráficos de 2 y 3 dimensiones. Estos métodos permiten la obtención de un valor de

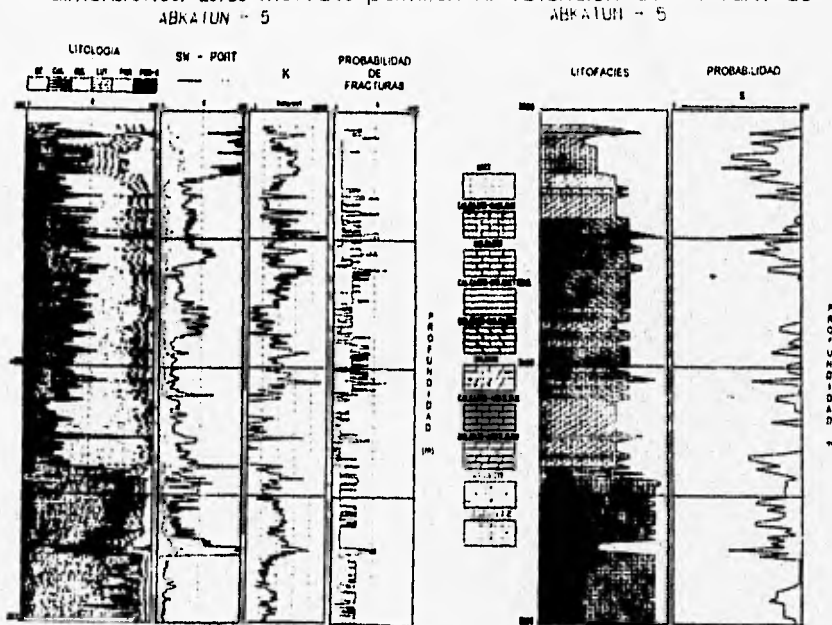


Figura IV.6.4. Resultados de la Interpretación de Registros

- Una vez hecha la interpretación de los 64 pozos se elaboró una carta de orientación del sistema de fracturas, figura IV.6.5., la cual permite visualizar la relación (si existe) entre la orientación del sistema de fracturas y otros parámetros petrofísicos.

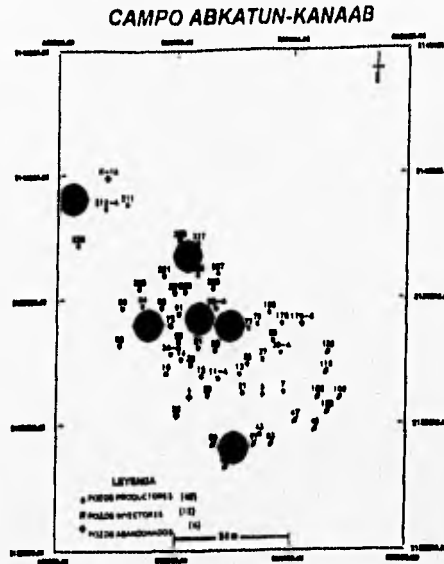


Figura IV.6.5. Orientación de los Sistemas de Fracturas

- En general:

La integración de datos geológicos, geofísicos y de producción, la cual puede aplicarse sistemáticamente a los yacimientos en explotación, incrementa la confiabilidad de la Caracterización realizada. Este fue el caso del campo Abkatún-Kanaab. La realización de las secciones y planos son documentos valiosos para la Caracterización de Yacimientos, ya que son la base para el cálculo del volumen original de hidrocarburos.

Estos trabajos son elementos básicos para los programas de producción primaria y de recuperación secundaria, ya que influyen en la variación de los parámetros de interés en un espacio de 3-D, además se debe notar que la Caracterización realizada trata de aprovechar de una manera adecuada la Información disponible, por ejemplo, la Información sísmica es utilizada para efectuar a la vez la Interpretación estructural, estratigráfica y litológica.

El siguiente cuadro muestra un resumen de las principales aspectos tratados en el estudio de Caracterización del Campo Abkatún-Kanaab.

<i>TIPO DE ROCA</i>	<i>FUENTE DE INFORMACION</i>	<i>PARAMETROS PETROFISICOS</i>	<i>ESCALA DE CARACTERIZACION</i>	<i>CARACTERIZACION</i>
Calizas Dolomitizadas	Análisis de Núcleos Registros de Geofísicos de Pozos Sísmica	Porosidad, Saturación de Fluidos. Permeabilidad Litología, Fracturamiento	Principalmente mesoscópica y megascópica	Identificación estructural-litofacies Orientación Sistema de Fracturas

Referencias y Bibliografía

1. Melas, Faye F.; Friedman, Gerald M.; *"Petrophysical Characteristics of the Jurassic Smackover Formation, Jay Field, Conecuh Embayment, Alabama and Florida"*; The American Association of Petroleum Geologist Bulletin, V.76 No. 1. New York, January 1992.
2. Wardlaw, N.C.; *"Pore Geometry of Carbonate Rocks as Revealed by Pore Casts and Capillary Pressure"*; AAPG Bulletin, V.60 No. 2, 1976.
3. Schowalter, T.T. *"Mechanics of Secondary Hydrocarbon Migration and Entrapment"*; AAPG Bulletin, V.63, 1979.
4. Powers, R.W.; *"Arabian Upper Jurassic Carbonate Reservoir Rocks"*; AAPG Memoir 1., 1962.
5. Stiles Jr., J.H.; Hutfilz, J.M.; *"The Use of Routine and Special Core Analysis in Characterizing Brent Group Reservoirs, U.K. North Sea"*; JPT, June 1992.
6. Stiles Jr., J.H.; McKee, J.W.; *"Cormorant: Development of a Complex Field"*; SPE Formation Evaluation, December 1991.
7. De Gruber, Iralma; Uzcategui, Moises; *"Identificación de Areas Prospectivas a Partir de la Integración de Datos Geológicos/Geofísicos en estudios de Yacimientos. Campo Zanjas-Cuenca Oriental de Venezuela"*; Asociación Colombiana de Geólogos y Geofísicos del Petróleo. Marzo 10, 1991. Bogotá, Colombia.
8. Elsayed, S.A.; Baker, Richard; Churcher, P.L.; Edmunds, A.S.; *"A Multidisciplinary Reservoir Characterization and Simulator Study of the Weyburn Unit, Saskatchewan, Canada"*; SPE International, SPE 25852, 1993.
9. Porres Luna, Alma América; Crastrejón Vacio, Fernando; *"Caractérisation détaillée du champ Abkatún-Kanaab (Golfe du Mexique) au moyen des diagraphies différées et de la sismique"*; L'Université Bordeaux. I. France. 1991.

10. Burke, J.A.; Schmidt, A.W.; Cambell, R.L. "*The Litho-Porosity Cross Plot*". *The Log Analyst*, Nov-Dec. 1969
11. Gardner, J.S.; Dumanoir, J.L.; "*Litho-Density Log Interpretation*". SPWLA. Annual Logging Symposium. 1980.
12. Clavier, C.; Rust, D.H.; "*MID PLOT: A New Lithology Technique*"; *The Log Analyst*, 17. 1976
13. Serra, O.; "*Interprétation Géologique des Diagraphies Différées en Séries Carbonatées*"; Bull Centre Rech. Pau-SNPA. 1985
14. Archie, G.E. "*The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining Some Reservoirs Characteristics*"; *Trans. AIME* 146. 1942
15. Simandoux, P.; "*Measures Dielectriques en Milieu Poreux, Application a Mesure des saturations en Eau*"; *Revue de l'Institut Français du Pétrole*, Numero Hors-Série. 1963

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

La explotación petrolera y en especial los programas de producción, se benefician significativamente si se toman en cuenta los resultados de la integración de datos petrofísicos. Los aciertos exploratorios enfocados al hallazgo de nuevos volúmenes de hidrocarburos y a las características de la producción anticipada pueden mejorar el proceso de la toma de decisiones en la explotación, con el objeto de reducir algunos riesgos intrínsecos. Se debe tener en cuenta que el objetivo de la integración petrofísica es combinar e interpretar los datos de análisis de rocas, de registros geofísicos y de diferentes pruebas en pozos con el modelo geológico correspondiente.

En el capítulo IV se revisaron algunos casos de estudios de caracterización de yacimientos, los cuales pertenecen a diversos ambientes sedimentarios. Estos estudios fueron realizados con diferentes metodologías y estrategias. Además es importante hacer notar que dichos estudios estaban enfocados principalmente a trabajos de simulación y recuperación mejorada, en donde los aspectos económicos juegan el papel principal, en lo que a políticas y estrategias de producción se refiere.

Por otro lado, las propiedades petrofísicas fueron obtenidas, procesadas, analizadas y utilizadas dentro de los modelos elaborados en los estudios de caracterización de yacimientos, lo cual confirma la importancia que tienen éstas al realizar estudios posteriores, donde la toma de decisiones se hace presente en altos niveles de las

organizaciones administrativas. Es por esto que se recomienda poner más atención a la realización de estudios petrofísicos, dando énfasis principalmente a la calidad de la información obtenida, ya que ésta será utilizada en simuladores y/o estrategias de desarrollo de campos, entre otras muchas actividades dentro de la administración de yacimientos.

Si se observa el resumen tabulado de los estudios de caracterización al final de este apartado, se puede apreciar que los tipos de rocas seleccionadas fueron las más comúnmente productoras: arenas y calizas. Mientras que el rango de las escalas de caracterización cubrió desde la escala microscópica hasta la escala megascópica. Por ejemplo, el estudio de caracterización realizado al yacimiento Smackover consideró, principalmente, la escala microscópica, en donde los análisis de núcleos arrojaron información muy valiosa en relación a las heterogeneidades en la estructura de poro y su influencia en las saturaciones irreductibles de ciertas fases, de tal forma que la caracterización fue enriquecida notablemente.

También es posible observar en este resumen, que la combinación de esfuerzos en las diferentes áreas del estudio petrofísico en general, dieron como resultado contribuciones muy importantes al entendimiento de fenómenos geológicos particulares; tal fue el caso de las formaciones productoras del Grupo Brent, en el que se observó que la dramática variación de las curvas de permeabilidades relativas al agua, que en un principio se consideraban similares, tenía su origen en los diferentes tipos de selección de granos durante la depositación de los mismos. La

afirmación de esto último no hubiera sido posible sin la intervención de análisis petrográficos con microfotografías.

La información petrofísica utilizada en estos trabajos fue obtenida de diferentes fuentes: Análisis de Núcleos, Registros Geofísicos de Pozos, Análisis de Pruebas de Presión y Estudios Litológicos, que en general, fueron fundamentales en los aspectos de la evaluación de todas las formaciones. Los componentes mineralógicos fueron caracterizados en función de su impacto en la respuesta de los registros geofísicos. La descripción del tipo de poro y su volumen proporcionaron una guía a la selección de los parámetros críticos que afectan el flujo de fluidos y a las propiedades eléctricas.

Las técnicas de análisis de registros se basaron en un modelo geológico, el cual incorporó los datos petrográficos en dos de los cinco trabajos de caracterización. Las mejoras en la resolución de los datos dió como resultado mejores modelos cuantitativos para describir el espacio poroso que se pudiera encontrar saturado de hidrocarburos. Las mediciones de permeabilidad, calibradas a condiciones de yacimiento, proporcionaron la base para las estimaciones de productividad. Las pruebas de formación y de producción se utilizaron para perfeccionar los cálculos de porosidad y saturación de agua mediante registros geofísicos. Las comparaciones entre los resultados obtenidos arrojan una serie de referencias para el pozo o la formación en estudio.

Con lo visto y analizado en el capítulo IV, es posible predecir un panorama particularmente enfocado a la integración de las

propiedades petrofísicas y, en general, a la integración de la petrofísica a la caracterización de yacimientos.

RECOMENDACIONES

Desde el punto de vista petrofísico se tienen dos requerimientos básicos:

1. El primero, se refiere a una evaluación más accesible y más efectiva del yacimiento: por ejemplo, es recomendable proveer de una mejor descripción del yacimiento de tal forma que sea más fácil de manejar para propósitos de caracterización y simulación.
2. El segundo, tiene que ver con una administración de yacimientos más eficiente; es decir, se debe desarrollar el yacimiento y en general los campos a su máximo potencial al menor costo, el cual debe ser compatible con las operaciones para su total seguridad.

La filosofía a seguir para la satisfacción de estas necesidades puede ser la siguiente: Los estudios de caracterización deben basarse en una aproximación científica integrada, la cual requiere de un sistema de información que pueda acomodar los datos provenientes de todas las áreas de la exploración y producción de hidrocarburos, por ejemplo, datos geofísicos, geológicos, de registros geofísicos, de análisis de núcleos y de producción.

Otro elemento recomendable se refiere a la importancia que tiene una calibración progresiva, a través de la cual los datos de más alta

resolución sean utilizados en forma conjunta con los datos de baja resolución y con aquéllos que se vean más afectados por el ambiente. Tal es el caso de algunos registros geofísicos, mediciones entre pozos, los perfiles sísmicos verticales e, incluso, la calibración cuantitativa de los datos sísmicos realizada en el lugar del pozo. Se debe recordar que existen pozos e intervalos claves que proporcionan las bases para la normalización y correlación de la información. Finalmente, la caracterización petrofísica será utilizada para soportar la sísmica tridimensional en una escala a nivel de yacimiento.

Con el desarrollo de la tecnología de medición y obtención de parámetros, se observan principalmente dos tipos de mediciones en agujero: reconocimiento y caracterización. Las mediciones de reconocimiento, esencialmente realizadas en la sarta de perforación, comprenden un mínimo requerimiento de parámetros, como: la resistividad eléctrica, los rayos gama, la densidad, la señal neutrón-porosidad, la velocidad sónica y la presión de pozo fluyendo. El MWD ya se encuentra remplazando las mediciones básicas realizadas con herramientas de cable en algunos pozos, aunque muy pronto el MWD empezará a verse también sustituido con el advenimiento y disponibilidad de las medicionesónicas.

Es por ésto que se recomienda fijar la atención en la importancia de las mediciones petrofísicas, ya que ésta radica en la ayuda que dichas mediciones proporcionan a las ramas de la geología, como la stratigrafía y la sedimentología. La primera, por ejemplo, se ha beneficiado por nuevos magnetómetros capaces de identificar

retrocesos magnéticos en sedimentos débilmente magnetizados. El último de estos magnetómetros registra la información continuamente en el tiempo con una mayor resolución, que sólo puede ser obtenida mediante micropaleontología. La sedimentología se ha beneficiado con las mediciones para el reconocimiento de las facies a través de imágenes acústicas y/o eléctricas y para la caracterización petrofísica de las facies a través de microsensores de características eléctricas, nucleares y sónicas.

La importancia petrofísica ha emergido progresivamente junto con la interpretación geofísica superficial (principalmente sísmica). La estrategia de interpretación en esta década ha sido y es considerada en tres términos: el desarrollo de un modelo estático del yacimiento a escalas discretas, caracterización del yacimiento mediante la integración de escalas y el establecimiento de un modelo dinámico de yacimiento. El modelo estático posee varios elementos que son clave. El primero se refiere a la sísmica estructural calibrada a nivel de núcleos que sobresale por la alta resolución de la información sísmica de reflexión. En esta parte se hace necesario tener una buena zonificación petrofísica, la cual puede o no corresponder a la estructura sísmica, para la obtención de los parámetros caracterizables que definen ecuaciones petrofísicas, como por ejemplo, la ecuación de Archie. Estos algoritmos son usados para generar una evaluación de hidrocarburos *in situ* dentro de cada unidad sísmica. La siguiente figura (CR-1) ilustra una zonificación basada en el coeficiente de Archie a y en los exponentes m y n .

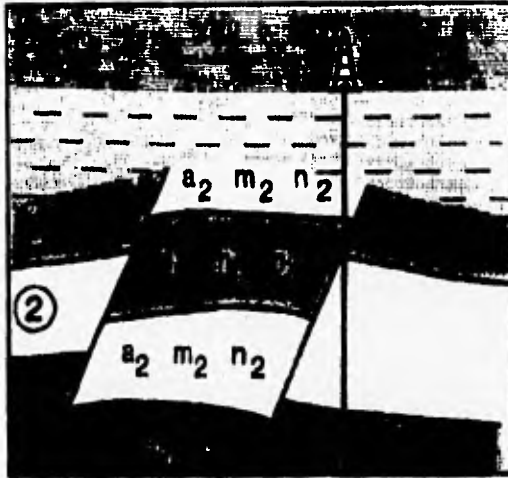


Figura CR-1. Zonificación Petrofísica Esquemática de un Yacimiento en Términos de los Coeficiente de Archie, a y los Exponentes m y n .

Con base en ésto, se recomienda que la Caracterización de Yacimientos establezca inicialmente una integración de las condiciones geofísicas y petrofísicas de acuerdo con las restricciones geológicas apropiadas. Esta integración proporciona las bases para un subsecuente mapeo tanto geofísico, petrofísico y geoestadístico de los fluidos y de las propiedades permeables de la formación para identificar las unidades de flujo y su interconectividad, lo cual es uno de los principales objetivos de la descripción del yacimiento.

El modelo dinámico del yacimiento debe involucrar la integración de la descripción estática del yacimiento con la información obtenida en la producción. Un punto clave en este proceso es el refinamiento iterativo de la distribución de las unidades de flujo. Esto a su vez, optimiza

la subsecuente evaluación de las saturaciones (variantes en tiempo) de las unidades de flujo.

Al final, el producto será un modelo consistente del yacimiento, ajustado con parámetros obtenidos en el desarrollo de campos. Este modelo debe contener la mínima información necesaria para el cumplimiento de este objetivo. Las características del modelo contribuirán a la base del conocimiento como una guía en interpretaciones futuras del yacimiento.

De aquí en adelante, el punto clave se basa en una efectiva caracterización de yacimientos a través de la integración de datos geológicos, geofísicos y petrofísicos. Los problemas fundamentales, los cuales deben ser superados, están asociados con aspectos físicos en todas las escalas y se encuentran relacionadas con el manejo de la heterogeneidad y anisotropía. Los beneficios finales incluyen: operaciones más seguras, perforación de un menor número de pozos, los cuales tendrán mejores localizaciones definidas, y por supuesto, una recuperación más efectiva.

RESUMEN DE LOS CINCO ESTUDIOS DE CARACTERIZACION ANALIZADOS

	YACIMIENTO SAMACKOVER, CAMPO JAY, E.U.A.	YACIMIENTOS DEL GRUPO BRENT, GRAN BRETAÑA	YACIMIENTOS DEL CAMPO ZANJAS, VENEZUELA.	YACIMIENTO WEYBURN, CANADA.	CAMPO ABKATUN-KANAAB, CAMPECHE
TIPO DE ROCA	Calizas Dolomitizadas	Arenas	Cuerpos arenosos	Calizas Heterogéneas. Margas	Calizas Dolomitizadas
FUENTE DE INFORMACION	Análisis de Núcleos particularmente Porosímetro Hg	Análisis de Núcleos rutinarios y especiales. Registros Geofísicos.	Análisis de Núcleos Registros de Geofísicos de Pozos Sísmica	Análisis de Núcleos Registros de Geofísicos de Pozos Análisis de Pruebas de Presión	Análisis de Núcleos Registros de Geofísicos de Pozos Sísmica
PARAMETROS PETROFISICOS	En general, morfología de poro y distribución de tamaño de poro	En general: porosidad, permeabilidad, saturación de agua irreducible, <i>K_{rw} y K_{ro}</i>	Porosidad Saturación de Fluidos Permeabilidad Litología.	Porosidad Permeabilidad Fracturamiento	Porosidad, Saturación de Fluidos, Permeabilidad Litología, Fracturamiento
ESCALA DE CARACTERIZACION	Principalmente microscópica	Principalmente microscópica y mesoscópica	Principalmente mesoscópica y megascópica	Principalmente mesoscópica y macroscópica	Principalmente mesoscópica y megascópica
CARACTERIZACION	Estudio a nivel de poro, relacionando la forma y distribución de los poros con distintos parámetros geológicos.	Correlaciones importantes entre la porosidad y permeabilidad, Saturación de agua irreducible y relación de <i>K_{rw}</i> al agua y al aceite.	Identificación estructural-litofacies Elaboración de diferentes tipos de mapas (isosaturación, isoporosidad, calidad óptima) Información esencial para simulador	Principalmente se realizó un mapeo de zonas porosas y con características permeables importantes, tanto en la matriz como en el sistema de fracturas	Identificación estructural-litofacies Orientación Sistema de Fracturas