



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

“CARACTERIZACIÓN INTEGRADA DE YACIMIENTOS PETROLEROS”

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

**INGENIERA PETROLERA E
INGENIERO PETROLERO**

PRESENTAN:

**CARMONA TORRES DIANA GABRIELA Y
FERNÁNDEZ SÁNCHEZ VICTOR IVAN**



DIRECTOR DE TESIS

**ING. VILLAMAR VIGUERAS MANUEL
JUAN**

MÉXICO, D.F. OCTUBRE 2014

“CARACTERIZACIÓN INTEGRADA DE YACIMIENTOS PETROLEROS”

Contenido

OBJETIVO	5
RESUMEN	5
INTRODUCCIÓN	7
CAPITULO 1.- CONCEPTOS BÁSICOS	9
1.1 DEFINICIONES	9
1.1.1 Yacimiento.....	9
1.1.2 Clasificación de los yacimientos.....	10
1.1.3 Caracterización de Yacimientos	26
1.2 FUENTES DE INFORMACIÓN PARA REALIZAR LA CARACTERIZACIÓN DE UN YACIMIENTO PETROLERO	27
1.2.1 Datos de Perforación de Pozos.	27
1.2.2 Muestras de Roca (Recortes y Núcleos).....	29
1.2.3 Registros Geofísicos de Pozos.	35
1.2.4 Pruebas de Formación.....	40
1.2.5 Pruebas de Variación de Presión.	41
1.2.6 Levantamientos Sísmicos.	41
1.2.7 Historias Presión-Producción.	42
1.2.8 Muestras de Hidrocarburos.	42
1.2.9 Muestras de Agua.	43

CAPITULO 2.- CARACTERIZACIÓN ESTÁTICA DE YACIMIENTOS	44
2.1 CARACTERIZACIÓN GEOLÓGICA	49
2.2.1 Aspectos sedimentológicos.....	50
2.2.2 Aspectos estratigráficos	54
2.2.3 Aspectos estructurales.....	56
2.2 CARACTERIZACIÓN SÍSMICA	58
2.3 CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA	61
2.3.1 Sistema Roca	61
2.3.2 Sistema Roca-Fluidos	74
2.3.3 Sistema Fluidos.....	80
CAPÍTULO 3.- CARACTERIZACIÓN DINÁMICA DE YACIMIENTOS	92
3.1 INTRODUCCIÓN	92
3.2 DEFINICIÓN	93
3.3 HERRAMIENTAS PARA LA CARACTERIZACIÓN DINÁMICA	94
3.3.1 Pruebas de Variación de Presión.....	94
3.3.2 Tipos de Pruebas de Variación de Presión	98
3.3.3 Datos históricos de producción (agua, aceite y gas).....	105
3.3.4 Medición de presión de fondo en pozos fluyendo y cerrados.....	105
3.3.5 Registro de molinete hidráulico y gradiomanómetro.....	106
3.3.6 Prueba de trazadores (registros de trazadores radioactivos).....	110
CAPÍTULO 4.- CARACTERIZACIÓN TOTAL INTEGRADA DE YACIMIENTOS PETROLEROS	112
4.1 INTRODUCCIÓN	112
4.2 DESARROLLO DE LA CARACTERIZACIÓN INTEGRADA DE YACIMIENTOS	113
4.2.1 Objetivo de la Caracterización Integrada de Yacimientos Petroleros	113
4.2.2 Etapas comunes de la Caracterización Integrada de Yacimientos Petroleros...	113

4.3 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO ESTÁTICO.....	117
4.4 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DINÁMICO.....	120
4.5 MODELO DEL YACIMIENTO (CARACTERIZACIÓN ESTÁTICA Y DINÁMICA DEL YACIMIENTO).....	121
4.6 APLICACIÓN DE LA CARACTERIZACIÓN INTEGRADA DE YACIMIENTOS PETROLEROS.....	122
4.7 CASO DE CAMPO: CAMPO COSTERO.....	123
4.7.1 Antecedentes	123
4.7.2 Construcción del Modelo Geológico-Petrofísico (Caracterización Estática).....	126
4.7.3 Caracterización Dinámica del Yacimiento	132
4.7.4 Aplicación de los modelos estático y dinámico.	136
 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	 140
 BIBLIOGRAFÍA.....	 142

OBJETIVO

El objetivo de la presente tesis es mostrar la importancia de la integración de la Caracterización Estática y Dinámica, mejor conocida como Caracterización Integrada de Yacimientos Petroleros, como una herramienta fundamental para la optimización de la explotación de yacimientos petroleros, ya que ofrece mayores ventajas trabajar en combinación que hacerlo de manera aislada, proporcionando altas posibilidades para realizar una explotación exitosa de los hidrocarburos.

La información obtenida de la Caracterización Integrada de Yacimientos Petroleros servirá de insumo para facilitar las importantes actividades de la Administración Integral de Yacimientos.

RESUMEN

En esta tesis se presenta la importancia de integrar las caracterizaciones estática y dinámica como una sola, es decir, realizar una Caracterización Total Integrada donde se les trabaja en conjunto, no aislada una de la otra, sino que siempre se mantenga entre ambas una comunicación constante así como un frecuente intercambio de información para así aprovechar al máximo los resultados que estas caracterizaciones ofrecen. El resultado obtenido será una herramienta fundamental para la optimización de la explotación de yacimientos facilitando las actividades de la Administración Integral de Yacimientos, cuyo objetivo principal es maximizar el valor económico de los yacimientos a través del incremento en la recuperación de los mismos, minimizando al mismo tiempo la inversión de capital y los costos de operación, obteniendo así un máximo beneficio económico, derivado del desarrollo y explotación de los yacimientos petroleros.

El contenido de este trabajo se divide en cuatro capítulos.

En el primer capítulo se definen los conceptos básicos necesarios para el mejor entendimiento del resto de texto, así como las fuentes de información requeridas para realizar las caracterizaciones estática y dinámica de un yacimiento petrolero, como son, datos de perforación de pozos, muestras de roca, registros geofísicos de pozos, pruebas de presión y de formación, levantamientos sísmicos, historias de presión-producción y muestras de los fluidos presentes en el yacimiento.

En el segundo capítulo se presentan los elementos necesarios para realizar la Caracterización Estática de un Yacimiento Petrolero, que comprende: la caracterización

geológica, en la que se estudian aspectos sedimentológicos, estratigráficos y estructurales del yacimiento, la caracterización sísmica, la caracterización de los fluidos y la caracterización petrofísica. Con esta información se puede analizar e integrar la geometría y los límites físicos, convencionales, el contacto agua–aceite original, así como las variaciones internas verticales y laterales de sus características petrofísicas, con el fin de precisar la estimación del volumen original de hidrocarburos, reservas probadas, probables y posibles de los yacimientos.

El tercer capítulo describe la Caracterización Dinámica de un Yacimiento Petrolero y las herramientas necesarias para su realización, como son: pruebas de variación de presión, datos históricos de producción (agua, aceite y gas), mediciones de presión de fondo fluyendo y cerrado, registros de molinete hidráulico y gradiomanómetro, y pruebas de trazadores (registros de trazadores radioactivos). Con esta información se realiza la detección y evaluación de los elementos que afectan los procesos de flujo presentes durante la explotación de un yacimiento, como fallas geológicas, acuíferos, estratificación, discordancias, fracturamientos, doble porosidad y doble permeabilidad, entre otros. Esto a través del análisis de variables que indican el comportamiento del sistema, como son: la presión, temperatura, flujo, entre otros elementos.

En el cuarto capítulo se expone la Caracterización Total Integrada de un yacimiento, mediante una breve introducción, objetivo, etapas comunes y planeación de un estudio integral de yacimientos, así como la comparación de planeación contra integración. También es presentado un ejemplo, el caso del campo Costero donde se aplica la metodología descrita.

En la parte final, con base en todo lo descrito en este trabajo, se presentan las conclusiones y las recomendaciones que se juzga conveniente hacer. Asimismo, se incluye una relación de la bibliografía y mesografía consultada.

INTRODUCCIÓN

La caracterización de un yacimiento de hidrocarburos consiste en generar un modelo geológico-petrofísico del yacimiento (estructuras y propiedades físicas) basado en la integración de la información geofísica, petrofísica, geológica y de Ingeniería.

La caracterización integrada de yacimientos se centra en definir cualitativa y cuantitativamente parámetros de la formación, los cuales se basan en información estática y dinámica que se obtiene a través de análisis geológicos-petrofísicos y la conjugación de resultados derivados del análisis de diversas pruebas de pozos.

En la actualidad, uno de los principales objetivos de la industria petrolera es lograr la caracterización detallada de los yacimientos para definir los modelos estático y dinámico representativos que describan las heterogeneidades del yacimiento y su influencia sobre el flujo de fluidos en el medio poroso, aspectos que tienen gran impacto en la determinación del volumen original de hidrocarburos, es decir, con esta información se pueden indicar patrones de flujo y las barreras impermeables, así como la distribución de los poros y los fluidos intersticiales, detectar presiones anormales, evaluar los esfuerzos a los que está sometida la roca, detectar y definir fracturas, con el fin de calcular reservas y crear un plan de desarrollo óptimo del campo. Por ello la caracterización es una etapa muy importante en el plan de explotación de un yacimiento petrolero y una herramienta fundamental de la administración integral de yacimientos.

La administración integral de yacimientos requiere de un plan dinámico de explotación, el cual debe considerar diversos aspectos, tanto técnicos como económicos, además de los componentes básicos de la administración, con el fin de lograr la mayor rentabilidad, por lo que más que un plan de explotación debe ser una estrategia integrada y bien planeada.

Basado en algunos estudios realizados se ha descubierto que la mayoría de los yacimientos no son explotados al máximo, ya que grandes cantidades de aceite se quedan atrapadas en el yacimiento, debido a que no se realiza una correcta caracterización del yacimiento que permita precisar la estimación del volumen original de hidrocarburos, así como de las reservas probadas, probables y posibles de los yacimientos.

La optimización de la enorme inversión asignada a las estrategias de explotación de yacimientos depende fundamentalmente de la precisión en la predicción del comportamiento del yacimiento y éste se logra a través de una correcta caracterización del yacimiento que requiere de una descripción suficientemente detallada del yacimiento, lo

que conlleva al uso adecuado de las diferentes disciplinas, a fin de lograr una caracterización estática y dinámica del mismo.

Para lograr una caracterización Integrada se requiere de una comunicación efectiva dentro y entre los grupos dedicados a encontrar y desarrollar yacimientos, de tal forma que se comparta conocimiento y se impulse la evaluación completa del yacimiento. Para ser efectivas, las disciplinas deben trabajar como un equipo e integrar y compartir su conocimiento, es decir, deben trabajar en sinergia para que este trabajo se traduzca en un modelo de yacimiento más completo y así se pueda explotar de una manera óptima.

CAPITULO 1.- CONCEPTOS BÁSICOS

1.1 DEFINICIONES

1.1.1 Yacimiento

*Un yacimiento petrolero es un lugar en la corteza terrestre donde se han presentado eventos geológicos favorables, distribuidos en el tiempo y el espacio, que han propiciado la acumulación de hidrocarburos.

*Un yacimiento petrolero es una porción de trampa geológica que contiene hidrocarburos y se comporta como un sistema intercomunicado hidráulicamente. En la **Figura 1.1** se ilustra un yacimiento en un anticlinal, los fluidos del yacimiento se mueven hacia los pozos, por ejemplo, por expansión del sistema (roca- fluidos) al declinar la presión, por desplazamiento natural o artificial (inyección de gas o agua) de fluidos, por drene gravitacional y/o capilaridad.



Figura 1.1- Esquema de un yacimiento

1.1.2 Clasificación de los yacimientos

Los yacimientos de hidrocarburos se han agrupado, considerando diversos factores, de la siguiente manera:

- 1.1.2.1 Convencionales y No convencionales
- 1.1.2.2 Tipo de roca almacenadora
- 1.1.2.3 Tipo de trampa
- 1.1.2.4 Tipo de fluidos almacenados
- 1.1.2.5 Tipo de empuje natural predominante

1.1.2.1 Yacimientos Convencionales y No Convencionales

De acuerdo a los procesos de generación, migración y almacenamiento de hidrocarburos, la facilidad de explotación de los mismos, la porosidad y permeabilidad, así como el costo del proyecto y el empleo de tecnologías para su producción, los yacimientos se pueden clasificar como Convencionales y no Convencionales, como se observa en la **Figura 1.2**.

En el caso de yacimientos en aguas profundas, podrían encontrarse en ambas clasificaciones, ya que puede ser que los hidrocarburos hayan migrado de la roca generadora a una roca almacenadora, que tengan buena porosidad y buena permeabilidad como en los yacimientos convencionales, pero por los altos costos de su extracción y la necesidad de emplear tecnologías para su recuperación, se consideraría como yacimiento no convencional. Para fines de esta tesis se encuentra dentro de yacimientos convencionales ya que cumple con dos de los tres parámetros mencionados anteriormente.



Figura 1.2- Esquema clasificación de yacimientos Convencionales y no Convencionales.

- Yacimientos convencionales

Para realizar esta clasificación se toman en cuenta tres principales aspectos, la roca almacenadora, la porosidad y permeabilidad y/o el beneficio económico de su extracción. En los yacimientos convencionales, los hidrocarburos se forman en lo que se conoce como roca generadora y migran hacia la roca almacenadora, presentan buena porosidad y buena permeabilidad, y por otro lado, son todos aquellos yacimientos que pueden ser producidos a tasas económicas de flujo que producirán volúmenes económicos de hidrocarburos sin tratamientos mayores de estimulación.

- Yacimientos no convencionales

Los yacimientos no convencionales son aquellos donde el gas y aceite permanecen en la roca generadora, es decir, no migran hacia una roca almacenadora, tienen baja porosidad y baja permeabilidad, a diferencia de los yacimientos convencionales, por otro lado no producen a tasas económicas de flujo y a su vez no podrán ser producidos rentablemente sin la aplicación de tratamientos intensivos de estimulación, fracturamiento y recuperación.

En los yacimientos no convencionales los hidrocarburos (petróleo y gas) se encuentran en condiciones en las que prácticamente no existe movimiento del fluido, ya sea por estar atrapados en rocas poco permeables o por tratarse de petróleos de muy alta viscosidad. Estos yacimientos requieren el empleo de tecnología especial para su explotación, ya sea por las propiedades del hidrocarburo o por las características de la roca que lo contiene.

Dentro de los yacimientos no convencionales se encuentran los siguientes:

Yacimientos Shale oil (Lutitas aceitíferas)

Los Shale Oil, son yacimientos productores de aceite. En estas formaciones, los hidrocarburos están atrapados en la roca generadora, por lo que para explotarlos es necesario implementar nuevas tecnologías, como la perforación de pozos horizontales junto con un tratamiento de fracturamiento multietapas. Los hidrocarburos que se obtienen, a menudo, tienen una viscosidad muy alta.



Figura 1.3- Muestra de Shale Oil

Yacimientos de Shale Gas (Lutitas gasíferas)

En estos yacimientos, el gas natural se encuentra contenido en rocas arcillosas (lutita) con alto contenido en materia orgánica y muy baja permeabilidad (roca madre). Para su explotación es necesario perforar pozos horizontales y fracturar la roca.

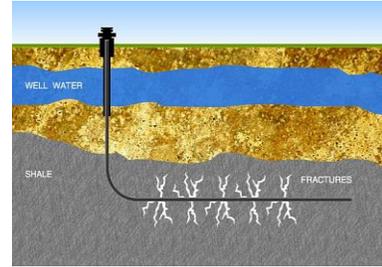


Figura 1.4- Esquema de explotación del Shale Gas.

Yacimientos de aceite pesado y extrapesado.

En este tipo de yacimientos el aceite se encuentra en estado líquido de alta viscosidad y alta densidad (menor a 10° API). Se extrae de la roca mediante la inyección de vapor o polímeros.



Figura 1.5- Muestra de Aceite Pesado y extrapesado .

Yacimientos de Arenas Bituminosas.

Arenas impregnadas en bitumen, que es un hidrocarburo de muy alta densidad y viscosidad. Este bitumen en su estado natural no tiene la capacidad de fluir al pozo.



Figura 1.6- Muestra de Arenas Bituminosas.

Yacimientos de Metano en capas de carbón.

En estos yacimientos el gas natural es extraído de capas de carbón. Debido a su alto contenido en materia orgánica el carbón retiene gran cantidad de gas adsorbido.

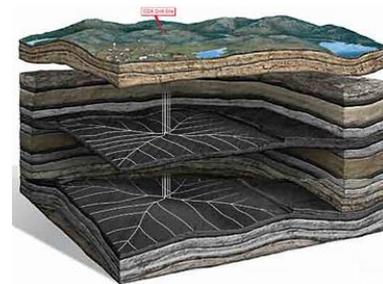


Figura 1.7- Yacimiento de Metano en capas de carbón.

Yacimientos de hidratos de metano

El hidrato de metano es un compuesto sólido similar al hielo que contiene metano. Éste queda atrapado en una estructura cristalina de moléculas de agua (estable), en sedimentos marinos a profundidades de agua mayores de 300 m donde presentan bajas temperaturas (0°C) y altas presiones (25 atm).



Figura 1.8- Hidratos de Metano

Yacimientos de aguas profundas y ultraprofundas

El término "Aguas Profundas" se refiere a yacimientos de hidrocarburos en regiones marinas ubicadas en tirantes de agua mayores a 500 metros (distancia entre la superficie del mar y el lecho marino). Tirantes de agua superiores a los 1,500 m, se considera aguas ultra-profundas.



Figura 1.9- Definición gráfica de aguas profundas y ultraprofundas.

PEMEX

Yacimientos compactados (arenas y carbonatos)

Los yacimientos compactados, mejor conocidos como yacimientos tight oil y tight gas, por definición presentan bajas permeabilidades y bajas porosidades. Estos yacimientos tienen permeabilidades inferiores a 0.1 mD y porosidades variables entre 2 y 4 %, con un promedio de 2.2%. Los poros se encuentran pobremente conectados por capilares muy delgados o por microfisuras.

1.1.2.2 Tipo de Roca almacenadora

De acuerdo con el tipo de roca almacenadora, los yacimientos se clasifican de la manera siguiente:

- Yacimientos en Rocas Terrígenas
- Yacimientos en Rocas Carbonatadas

Rocas Terrígenas

Las rocas terrígenas son aquellas que están formadas por fragmentos de minerales o rocas preexistentes. Son resultado de procesos dinámicos, aunque también pueden estar influenciadas, en menor medida, por otros procesos químicos o bioquímicos.

Areniscas.- Las areniscas son rocas sedimentarias cuyos granos poseen un diámetro de 2mm a 0.0625mm. Se trata de arenas cementadas en una matriz que, aunque puede ser de naturaleza muy variada, es generalmente silíceas. Este tipo de roca tiene un tamaño de grano muy variable y se divide en:

- Areniscas de grano muy grueso: 2-1mm
- Arenisca de grano grueso: 1-0.5mm
- Arenisca de grano medio: 0.5-0.25mm
- Arenisca de grano fino: 0.25-0.125mm
- Arenisca de grano muy fino: 0.125-0.0625mm

La composición mineralógica es esencialmente de cuarzo, feldespato, fragmentos de roca y otros minerales. El material cementador que mantiene unido a los granos de la arenisca suele estar compuesto de sílice, carbonato de calcio u óxido de hierro.

La permeabilidad de estas rocas depende del número y tamaño de los poros que se intercomunican. Las areniscas son una clase muy importante, forman el 25% aproximadamente del total de las rocas sedimentarias. Son importantes almacenadoras de gas natural, aceite y agua; algunas pueden formar yacimientos.



Figura 1.10- Núcleo y corte de una Arenisca .

Lutita.- Es una roca sedimentaria compuesta por partículas del tamaño de la arcilla y del limo, contiene partículas mayores de 50 micrómetros en un porcentaje inferior al 25%. Cemento o matriz (partículas de 0.0625 a 0.0039mm) de naturaleza diversa, que puede contener hasta un 50% de carbonato cálcico.

El carácter aglomerante del carbonato cálcico les da cierta estabilidad frente al agua. Estas rocas detríticas de grano fino constituyen más de la mitad de todas las rocas sedimentarias.



Figura 1.11.- Núcleo Lutita

Rocas Carbonatadas

Las rocas carbonatadas son rocas sedimentarias formadas por al menos 50% de carbonatos. Estos carbonatos pueden ser de calcio CaCO_3 (calcita) o de calcio y magnesio $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$ (dolomita).

Las rocas carbonatadas pueden agruparse de acuerdo a su composición y su porosidad.

De acuerdo a su composición se distinguen así dos grupos principales de rocas carbonatadas, las calizas y las dolomías, aunque también existen sus intermediarios: caliza dolomítica y dolomía calcárea.

Calizas dolomíticas.- Formadas por la combinación de carbonato de calcio y en menor proporción de magnesio.



Figura 1.12- Caliza dolomítica

Se distinguen tres grupos de rocas importantes para la industria petrolera: calizas cristalinas, calizas oolíticas y calizas naturalmente fracturadas.

Calizas cristalinas.-Su porosidad primaria es muy baja, presentan porosidad intercrystalina, pueden tener espacios porosos muy importantes debidos a la disolución.



Figura 1.13- Núcleo y corte de una Caliza cristalina

Calizas oolíticas.- Cuya porosidad se debe a la disolución de los oolitos, que son granos esféricos de carbonatos de calcio de origen inorgánico que dan lugar a intersticios no cementados o parcialmente cementados.



Figura 1.14- Núcleo y corte de una Caliza Oolítica

Calizas fracturadas o con cavernas.- Es un volumen de roca compuesto por un sistema múltiporoso. La porosidad se debe a que se encuentran microfracturas, mesofracturas, macrofracturas, canales de disolución, microvúgulos, macrovúgulos, cavernas, presencia de varios tamaños en las gargantas de poro y redes de fracturas. Dan lugar a Yacimientos Carbonatados Naturalmente Fracturados.



Figura 1.15-Núcleo y corte de una Caliza fracturada

1.1.2.3 Tipo de trampa

Los yacimientos petroleros se clasifican también por el tipo de trampa en que se forman de la siguiente manera:

Trampas estructurales.- Son aquellas en las que los hidrocarburos se encuentran asociados a pliegues o fallas, tales como los anticlinales. Se conocen casos en los que una intrusión ígnea (sill) o domos salinos hace las funciones de roca sello.

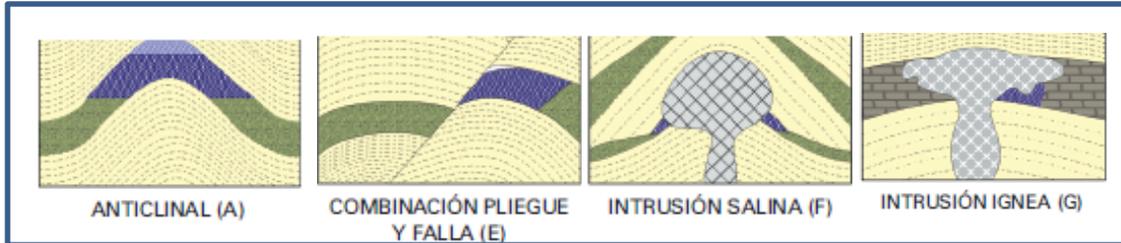


Figura 1.16.- Secciones transversales de ejemplos de Trampas Estructurales

Trampas estratigráficas.- Son diversas y dependen exclusivamente del carácter sedimentológico de las formaciones que las constituyen. Un cambio lateral de arena a lutita constituye una trampa estratigráfica.

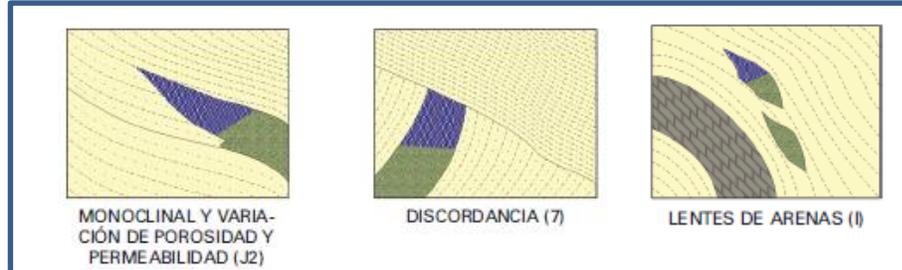


Figura 1.17.- Secciones transversales de ejemplos de Trampas Estratigráficas

Trampas combinadas.- Se refiere a las trampas en las que se conjugan aspectos estratigráficos y estructurales.



Figura 1.18.- Secciones transversales de Ejemplos de Trampas Combinadas

1.1.2.4 Tipos de fluidos almacenados

Inicialmente, los hidrocarburos contenidos en el yacimiento pueden presentarse en una sola fase, o bien, pueden coexistir dos fases, líquido y gas, en equilibrio termodinámico:

1. Cuando los hidrocarburos están en una fase, ésta puede ser líquida o gaseosa.
2. Cuando la fase es sólo líquida, todo el gas se encuentra disuelto en el aceite, la presión inicial es mayor a la presión de saturación ($p_i > p_b$), y es necesario evaluar tanto las reservas de aceite como de gas.
3. Cuando existe sólo fase gaseosa, el gas puede o no contener hidrocarburos condensados.
 - a. Si no contiene hidrocarburos condensados, el yacimiento es de gas seco.
 - b. Si contiene hidrocarburos condensados, éstos son recuperados en superficie como “condensados” o “líquidos del gas natural”. Los yacimientos en este caso son de gas y condensado, la presión inicial es mayor a la presión de rocío ($p_i > p_r$), y deben evaluarse reservas de gas y del líquido asociado.

Cuando existen dos fases, líquido (aceite) y gas, en equilibrio, se tienen dos zonas en el yacimiento: el casquete de gas y la zona de aceite. En este caso deberán evaluarse cuatro tipos de reservas: 1) el gas libre, 2) el gas disuelto en el aceite, 3) el aceite y 4) los condensados presentes en el casquete de gas.

Aunque los hidrocarburos presentes en un yacimiento son volúmenes fijos, las reservas dependen del método que se emplee para producir el yacimiento.

Una apropiada clasificación de los yacimientos, requiere del conocimiento del comportamiento termodinámico de las fases presentes en el yacimiento y de las fuerzas responsables de los mecanismos de producción. En general, los yacimientos son convenientemente clasificados con base en su **presión inicial** y temperatura con respecto a la posición que éstos dos presenten dentro de un **diagrama de fases p-T** de los fluidos del yacimiento. Por consiguiente, los yacimientos pueden ser clasificados esencialmente dentro de dos tipos como se muestra en la Figura 1.19:

- a. Yacimientos de aceite: Si la temperatura del yacimiento es menor que la temperatura crítica T_c de los fluidos del yacimiento.
- b. Yacimientos de gas: Si la temperatura del yacimiento es mayor que la temperatura crítica de los fluidos hidrocarburos.

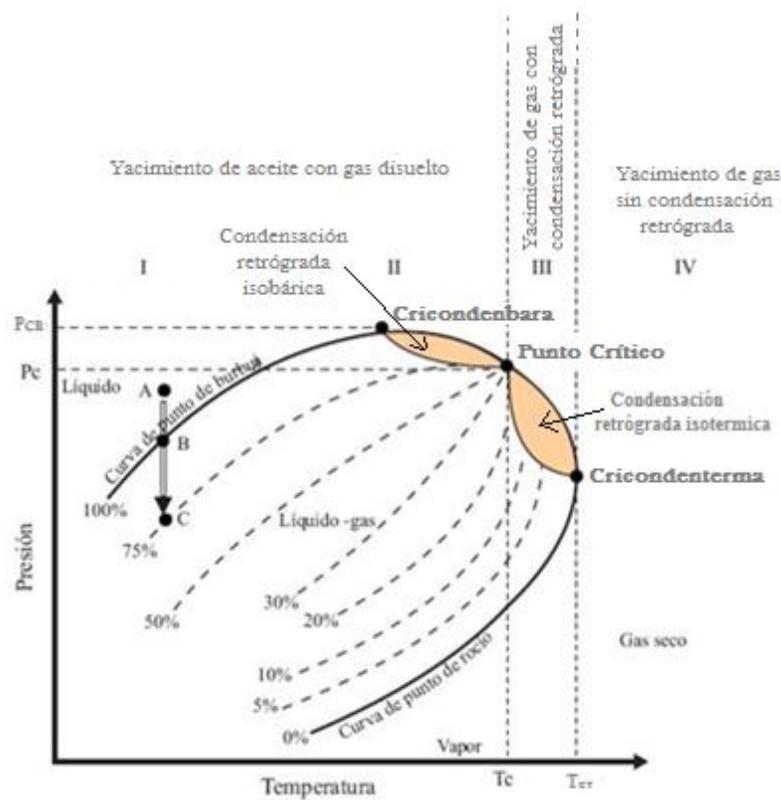


Figura 1.19.- Diagrama de fases de una mezcla de hidrocarburos.

Yacimientos de Aceite y Gas Disuelto

Los yacimientos de aceite y gas disuelto se subdividen en dos categorías: los yacimientos de bajo encogimiento (aceite negro) y los de alto encogimiento (aceite volátil).

Yacimientos de Aceite y Gas Disuelto de Bajo Encogimiento

Estos yacimientos también son llamados de aceite negro. Tienen componentes intermedios, de C_3 a C_6 , comparativamente bajos, y alto el de componentes pesados. Como se observa en la **Figura 1.20**, la temperatura del yacimiento es menor que la temperatura crítica de la mezcla de hidrocarburos; el punto crítico, generalmente está situado a la izquierda de la cricondenbara, y las curvas de calidad se cargan predominantemente hacia la línea de puntos de rocío.

Los valores de los parámetros principales que los caracterizan son: Relación gas-aceite inicial (RGA_i) [m^3/m^3] < 200, va aumentando cuando $P < P_b$, Densidad < 45°API en superficie, Bo_i [bl @ c.y./STB] < 2.0 y tiene un color oscuro.

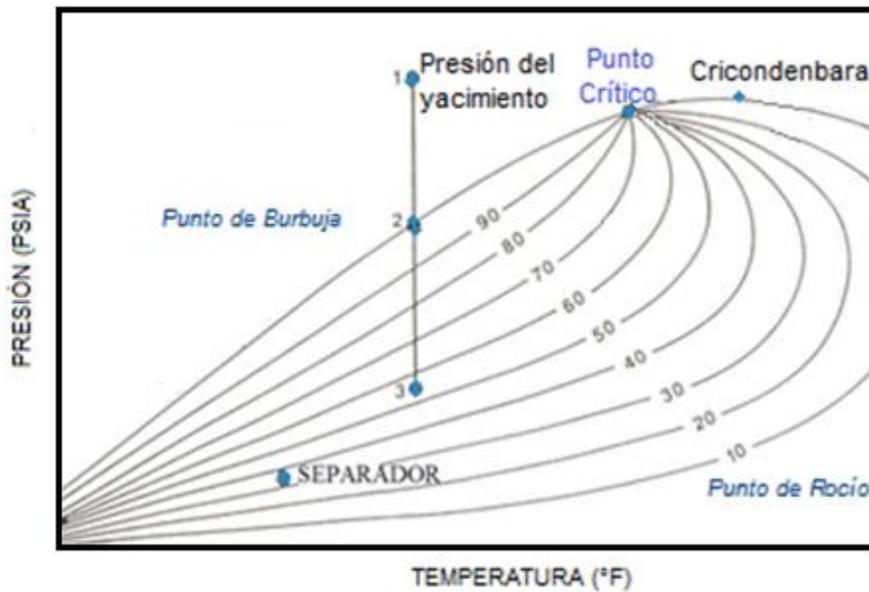


Figura 1.20.-Diagrama de fases para un yacimiento de aceite y gas disuelto de bajo encogimiento

Yacimientos de Aceite y Gas Disuelto de Alto Encogimiento

Estos yacimientos también son conocidos como de aceite volátil debido a que la temperatura del yacimiento está cercana a la temperatura crítica de la mezcla de hidrocarburos que contiene, como puede observarse en la **Figura 1.21**. Esta condición hace que el equilibrio de fases sea difícil, y que cambios pequeños de presión o temperatura produzcan modificaciones importantes en los volúmenes de líquido y gas coexistentes.

Sus características son: $2000 < \text{RGAI} < 3300 \text{ (m}^3/\text{m}^3)$, va aumentando cuando $P < P_b$, densidad $> 40^\circ \text{API}$, $\text{Boi (bl @ c.y./STB)} > 2.0$. El aceite que se produce cerca de P_b se encoge más de la mitad cuando llega a superficie, este tipo de aceite debe producirse a través de tres o más etapas de separación y su color es ligeramente oscuro.

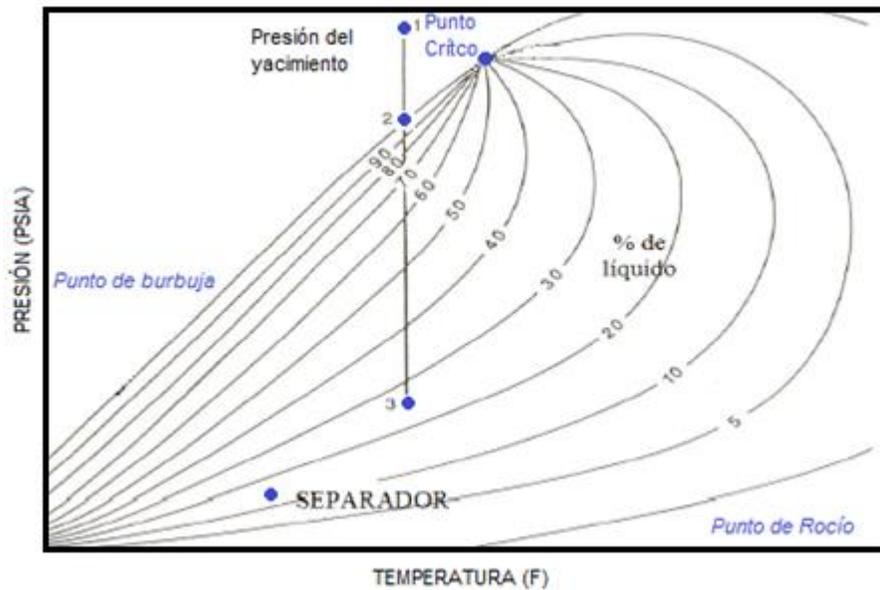


Figura 1.21.-Diagrama de fases para un yacimiento de aceite y gas disuelto de alto encogimiento⁵

Yacimientos de Gas

En este tipo de yacimientos de gas se consideran tres categorías: los yacimientos de gas y condensado, los yacimientos de gas húmedo y los yacimientos de gas seco.

Yacimientos de Gas y Condensado

Se presenta cuando la temperatura del yacimiento se encuentra entre la temperatura crítica y la cricondenbar de la mezcla de hidrocarburos como se puede observar en la **Figura 1.22**. El punto crítico generalmente está a la izquierda de la cricondenbar y las líneas de calidad se cargan predominantemente hacia la línea de puntos de burbuja. Si la presión del yacimiento es mayor a la presión de rocío de la mezcla, los fluidos se encuentran inicialmente en estado gaseoso.

Cuando en el yacimiento se produce una reducción isotérmica de la presión y se cruza la presión de rocío, se entra a la región de dos fases, ocurriendo la llamada condensación retrograda de las fracciones pesadas e intermedias, que se depositan como líquido en los poros de la roca. La condensación retrógrada se caracteriza por la condensación de líquido en un proceso de expansión isotérmica, tal fenómeno es contrario a la vaporización que ocurre usualmente en este tipo de procesos.

Los parámetros principales tienen las siguientes características: $RG_{Ai} > 3300$ (m^3/m^3), cuando $RG_{Ai} > 50000$ (m^3/m^3) el volumen de condensado en el yacimiento

es muy pequeño y el yacimiento puede ser tratado como gas húmedo, la RGA va aumentando cuando $p < p_b$, $40^\circ \text{API} < \text{densidad} < 60^\circ \text{API}$, $\text{Boi (bl @ c.y./STB)} > 2.0$.

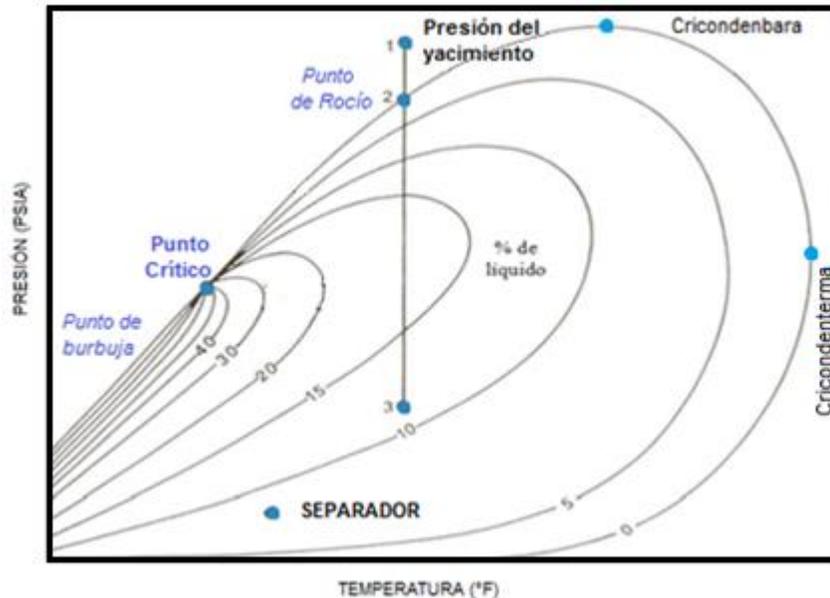


Figura 1.22.-Diagrama de fases para un yacimiento de gas y condensados.

Yacimientos de Gas Húmedo

La mezcla siempre permanece en fase gaseosa en el yacimiento.

En la superficie se produce cierta cantidad de condensado debido a que las condiciones de separación caen dentro de la envolvente de fases (exhibe un punto de rocío). La temperatura del yacimiento es mayor que la cricondentema. Está compuesto en mayor porción por metano; en menor porción por componentes intermedios; así como por componentes inorgánicos (N_2 , CO_2 y H_2S).

El líquido recuperado en la superficie tiene mayor densidad que la de los líquidos retrógrados y tiene una apariencia similar al agua. La RGA, así como la densidad del condensado permanecen constantes durante la vida productiva del yacimiento (siempre a condiciones de separador no ambientales), como se muestra en la **Figura 1.23**.

El término húmedo hace referencia no al contenido de agua, si no a la presencia de componentes orgánicos que forman una fase líquida en las condiciones de separación. Usualmente también se condensa cierta cantidad de agua.

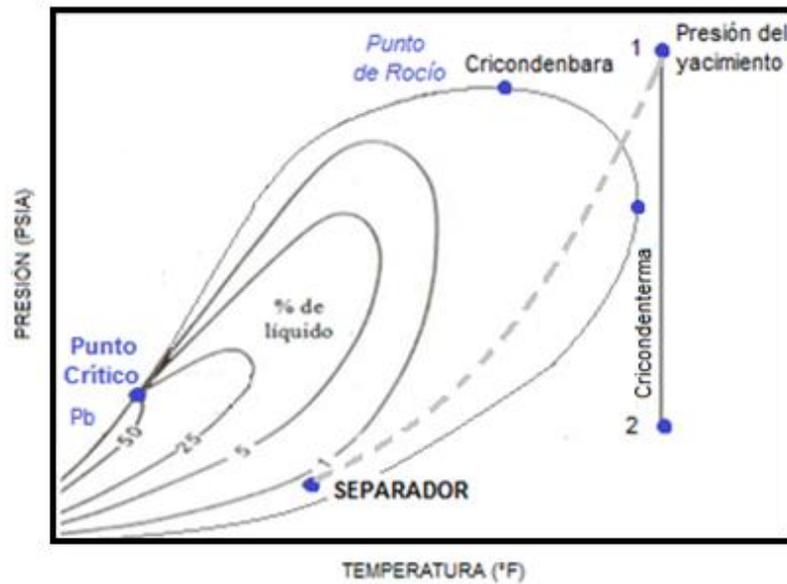


Figura 1.23.-Diagrama de fases para un yacimiento de gas húmedo. ⁵

Yacimientos de Gas Seco

Siempre permanece en fase gaseosa bajo cualquier condición de presión y temperatura desde el yacimiento hasta la superficie. Por tanto, no exhibe punto de rocío ni en el yacimiento ni en la superficie.

La temperatura del yacimiento es mayor que la cricondenbarma, como se muestra en la **Figura 1.24**. Está constituido principalmente por metano, etano en menor cantidad y trazas de algunos componentes intermedios; así mismo contiene componentes inorgánicos en proporciones variables, tales como: N_2 , CO_2 y H_2S . Su composición no cambia durante la explotación del yacimiento.

Se acostumbra usar el término “gas amargo” para referirse al fluido petrolero en fase gaseosa que contiene H_2S , si no es el caso suele denominarse “gas dulce”.

Debe notarse que el término “seco” hace referencia a que no tiene suficientes componentes que formen una fase líquida en superficie. Usualmente se condensa cierta cantidad de líquido (agua) en la superficie debido al enfriamiento del gas.

Expansión de líquidos y la roca.

Este proceso ocurre en los yacimientos bajo saturados ($P_i > P_b$) hasta que se alcanza la presión de burbuja del aceite (P_b). La expulsión del aceite se debe a la expansión del sistema, el aceite, el agua congénita y la roca, que se expanden desalojando hacia los pozos productores el aceite.

La expansión del sistema roca-fluidos se provoca al haber un abatimiento de presión en el yacimiento, dando como resultado el movimiento de los fluidos a través del medio poroso del punto de mayor presión al punto de menor presión.

Expansión del gas disuelto liberado.

Una vez iniciada en el yacimiento la liberación de gas disuelto en el aceite ($P < P_b$), al alcanzarse la presión de saturación (P_b), el mecanismo de empuje que predomina es este, ya que es cierto que el agua intersticial y la roca continúan expandiéndose, pero su efecto resulta despreciable puesto que la compresibilidad del gas es mucho mayor que la de los otros componentes de la formación. Con gas, puede presentarse empuje de gas disuelto liberado o empuje casquete de gas.

Expansión del gas.

Consiste en una invasión progresiva de la zona de aceite por gas, acompañada por un desplazamiento direccional del aceite fuera de la zona de gas libre y hacia los pozos productores. Las características principales son:

- a. La parte superior del yacimiento contiene una alta saturación del gas.
- b. Continuo crecimiento o agrandamiento de la zona ocupada por el casquete gas.

La zona de gas libre requerida puede presentarse en dos maneras:

- a. Existir inicialmente en el yacimiento como casquete.
- b. Bajo ciertas condiciones, puede formarse por la acumulación de gas liberado por el aceite al abatirse la presión del yacimiento, a consecuencia de la segregación gravitacional.

Segregación gravitacional.

También se le llama Drene por Gravedad y es la tendencia del aceite, gas y agua a distribuirse en el yacimiento de acuerdo a sus densidades. Este tipo de drene puede participar activamente en la recuperación de aceite. Los yacimientos presentan condiciones favorables para la segregación de sus fluidos cuando poseen espesores considerables o alto relieve estructural, alta permeabilidad y cuando los gradientes de presión aplicados no gobiernan totalmente el movimiento de los fluidos.

Empuje hidráulico.

Es muy similar al de desplazamiento por casquete de gas, sólo que en el empuje hidráulico, el desplazamiento de los hidrocarburos ocurre debajo y en la interface agua aceite móvil. En este proceso el agua invade y desplaza al aceite, progresivamente desde las fronteras exteriores del yacimiento hacia los pozos productores, si la magnitud del empuje hidráulico es lo suficientemente fuerte.

Combinación de empujes

Hasta ahora se han descrito los diferentes mecanismos naturales de desplazamiento que pueden actuar en un yacimiento, de los cuales ocasionalmente está presente uno de ellos, ya que la mayoría de los yacimientos están sometidos a más de uno de los mecanismos de desplazamiento explicados. Por ejemplo, en un yacimiento a partir de la presión de saturación puede comportarse como productor por empuje de gas disuelto liberado y a su vez puede existir la entrada de agua del acuífero al yacimiento, de tal forma que el empuje hidráulico también sea un mecanismo importante en la explotación del aceite.

1.1.3 Caracterización de Yacimientos

Uno de los principales problemas en la Ingeniería Petrolera es conocer las 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 caracterizarla.

El objetivo principal la caracterización de yacimientos petroleros es conocer las características de las rocas productoras de hidrocarburos y de los fluidos presentes en el yacimiento, tanto cualitativa como cuantitativamente, para así poder determinar la geometría del yacimiento y el volumen de hidrocarburos almacenados, las propiedades físicas de la roca y físico-químicas de los fluidos.

Con esta información se puede elaborar, por ejemplo, el modelo que permite simular el comportamiento del yacimiento bajo diferentes esquemas de producción, elegir aquel que conlleve a la óptima explotación técnico- económica, lo que implica minimizar tiempo, recursos humanos y financieros.

1.2 FUENTES DE INFORMACIÓN PARA REALIZAR LA CARACTERIZACIÓN DE UN YACIMIENTO PETROLERO.

La etapa inicial de un proceso de caracterización de yacimiento consiste en la generación de un modelo estático inicial.

Los estudios de los yacimientos petroleros involucran diversas fuentes de información. Desde que se inicia la exploración, posteriormente con la perforación de los pozos y a lo largo de la vida productiva del yacimiento se realizan diversas actividades que proporcionan información valiosa para la caracterización del yacimiento. Entre las fuentes de información utilizada en la caracterización de los yacimientos, se tienen datos de perforación de pozos, muestras de roca, registros geofísicos, datos sísmicos y pruebas de formación y de variación de presión.

1.2.1 Datos de Perforación de Pozos.

Durante la perforación del pozo se recuperan muestras de roca del subsuelo y se toman algunos registros especiales del pozo, los cuales son analizados para determinar el potencial de la formación y localizar los intervalos que pueden almacenar hidrocarburos.

Los registros tomados durante la perforación son los siguientes:

Registro de lodo. El término registro de lodo es actualmente inapropiado, ya que bajo ese nombre se considera el continuo monitoreo de la operación de perforación, el análisis de los recortes, así como una gran variedad de datos. Estos datos se presentan usualmente en forma analógica contra la profundidad.

Registro de tiempo de perforación. Este es uno de los registros más rápidos de tomar, y que se refiere simplemente al tiempo requerido para perforar un espesor unitario de formación. Este registro proporciona, además, el primer dato disponible sobre las formaciones perforadas. El tiempo de perforación es principalmente función del tipo de roca y de las condiciones en que se realiza la perforación como el tipo de barrena y fluidos de perforación que se utilizan.

Registro de temperatura. La temperatura en un pozo se incrementa con la profundidad. El índice actual de incremento dependerá del tipo de formación y su conductividad térmica. Para los propósitos de los registros de producción, se asume que este perfil es lineal y se llama “perfil geotérmico”.

Los cambios en los tiempos de perforación reflejan los tipos de roca; por ejemplo, las areniscas porosas tienden a ser perforadas más rápidamente que las lutitas.

En secuencias de areniscas y lutitas, el registro de tiempo de perforación tiende a coincidir con el registro SP o con la curva de Rayos Gamma con respecto a la profundidad del tipo de litología. En la **Figura 1.25** se muestra cómo coincide el registro de tiempo de perforación con el registro de Rayos Gamma.

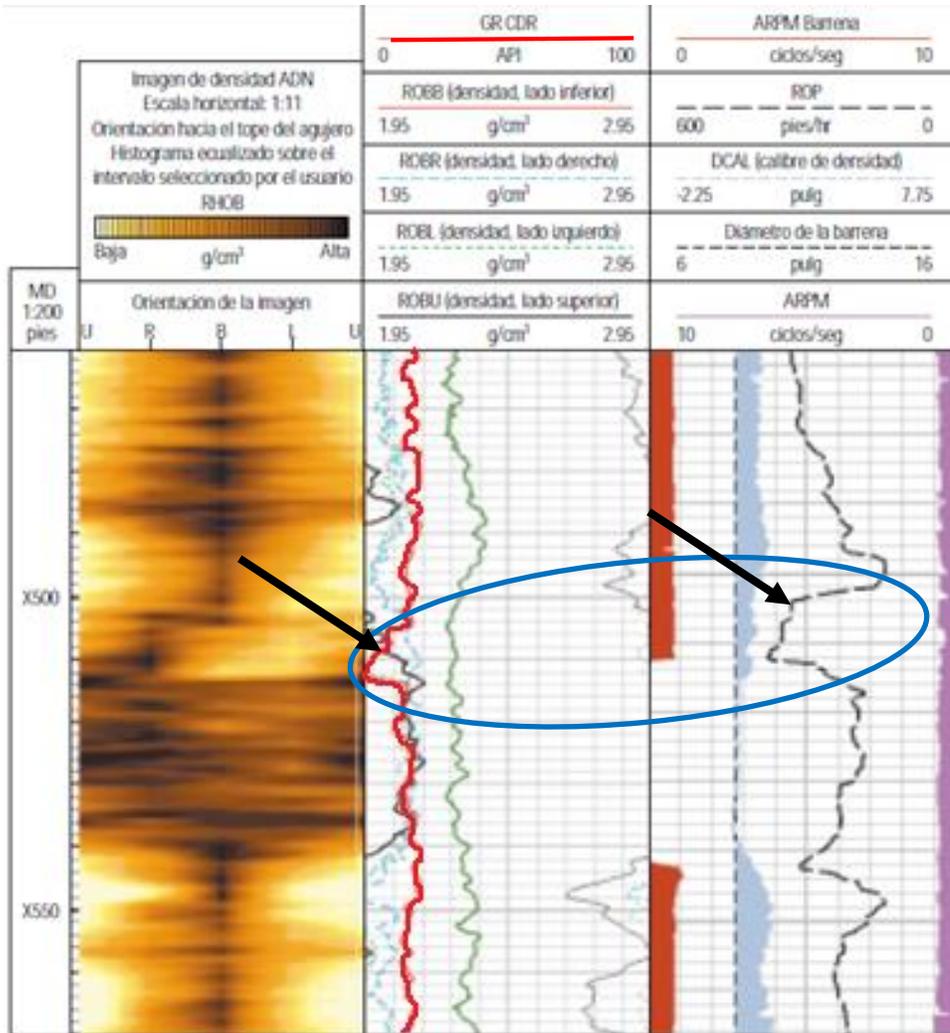


Figura 1.25.-Registro Rayos Gamma vs Velocidad de Perforación.

1.2.2 Muestras de Roca (Recortes y Núcleos).

Las muestras de roca de los yacimientos petroleros se obtienen en la superficie en afloramientos, de los cedazos por donde pasa el lodo de perforación al salir del pozo, o en el subsuelo, por medio de operaciones de corte de núcleos. En la superficie se recuperan sólo pedazos pequeños, llamados recortes, en tanto que del subsuelo se recuperan volúmenes de roca relativamente grandes con el núcleo de fondo o muestras pequeñas con el núcleo de pared.

Para una caracterización estática de yacimientos es necesario contar con muestras representativas de la roca almacenadora. En la **Figura 1.26** se muestran los puntos más comunes de muestreo de roca de los yacimientos petroleros.

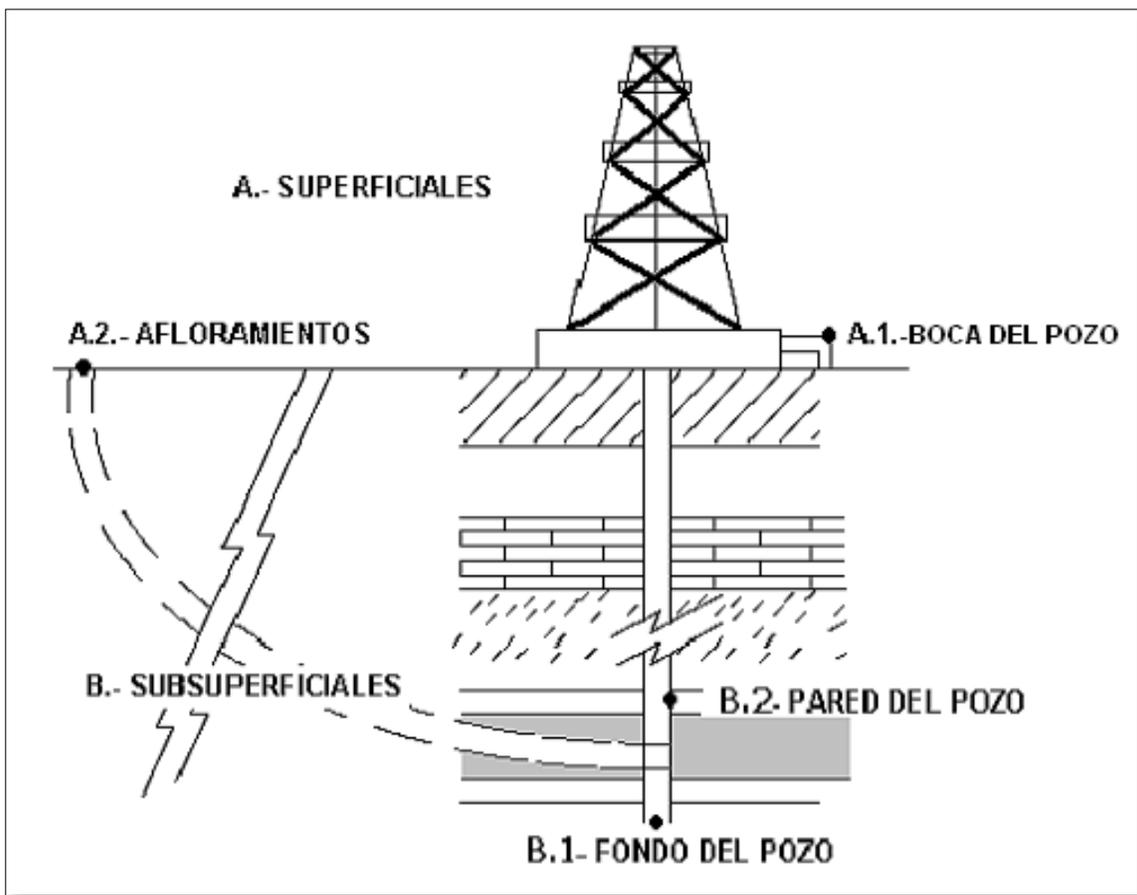


Figura 1.26.-Puntos de muestreo de roca de los yacimientos petroleros

A. SUPERFICIALES

A.1) A Boca del Pozo

- Muestras de volumen pequeño a muy pequeño (recortes de barrena).
- Análisis geológicos y petrofísicos limitados.
- Bajo costo*.

A.2) AFLORAMIENTOS

- Muestras de volumen grande a muy grande.
- Análisis geológicos y petrofísicos variados.
- Costo regular*.
- Roca intemperizada.

B. SUBSUPERFICIALES

B.1) FONDO DEL POZO

- Muestras de volumen grande (núcleos de fondo del pozo).
- Análisis geológicos y petrofísicos variados.
- Costo elevado a muy elevado*.

B.2) PARED DEL POZO

- Muestras de volumen pequeño (núcleos de pared del pozo).
- Análisis geológicos y petrofísicos limitados.
- Costo elevado*.

**Los costos sólo son comparativos y no puede darse una cifra exacta, ya que varían mucho dependiendo de cada yacimiento.*

Técnicas de muestreo de roca.

Muestreo Superficial a Boca de Pozo (Recortes de Barrena).

En el proceso de perforación rotatoria, el lodo es bombeado al pozo a través de la tubería de perforación, pasa por las toberas de la barrena de perforación y acarrea los recortes generados por la barrena hasta la superficie por el espacio anular formado entre la tubería de perforación y el agujero. Cuando los recortes acarreados por el lodo de perforación llegan a la superficie, son recuperados en la temblorina, y es ahí donde se seleccionan muestras de recortes, las cuales se lavan y se colocan en sobres apropiadamente identificados para su posterior inspección en el laboratorio.

En el laboratorio se realizan análisis para evaluar en forma limitada los aspectos geológicos como los granulométricos, mineralógicos y granulométricos, y si el tamaño lo permite se realizan análisis petrofísicos para obtener la porosidad y permeabilidad.

Muestreo Superficial en Afloramientos. (Fragmentos, núcleos y bloques)

Afloramiento es la unidad de roca que emerge a la superficie debido a la acción de uno o de varios acontecimientos geológicos, la cual está expuesta a los mecanismos de intemperización; de esta manera, el afloramiento es la única parte de los yacimientos que se puede estudiar sin recurrir a excavaciones o perforaciones profundas en el subsuelo, siendo ésta una fuente de información de las más accesibles y de bajo costo; cabe mencionar que no todas las formaciones de interés afloran.

Las muestras se toman sistemáticamente, es decir, siguiendo un proceso para su obtención, manejo y preservación; y estudiadas en el laboratorio, para obtener sus características petrográficas, petrofísicas (rocas- almacén y sello), geoquímicas (rocas-madre) y su contenido en microfauna.

Este tipo de muestreo presentan una gran limitación pues a causa del medio ambiente la roca se encuentra intemperizada por lo cual cambian en mayor o menor grado sus propiedades geológicas y petrofísicas.

Muestreo Subsuperficial en el Fondo del Pozo (núcleos)

El núcleo es una muestra de roca representativa de la formación, tomada a una determinada profundidad. Las mediciones directas sobre los núcleos proporcionan datos indispensables, no disponibles de otras fuentes de información; además, proveen la oportunidad de hacer una inspección visual de las rocas que no pueden obtenerse por el análisis de recortes o de registros. Las dimensiones de la muestra varían en ciertos rangos de diámetro y longitud, que están en función de la herramienta que se utilice para su extracción.

Cuando los núcleos son manejados y analizados adecuadamente, proporcionan información geológica y de ingeniería (petrofísica), que incrementa el entendimiento de la presencia, cantidad y distribución de hidrocarburos en la formación, y finalmente ayudará en la selección de los procesos para obtener un máximo beneficio en su recuperación.

El objetivo fundamental de la toma de núcleos es obtener muestras representativas de las formaciones atravesadas durante la perforación, para determinar las características y

propiedades de las rocas y de los fluidos contenidos en ellas. Con la obtención de estas muestras es posible:

- Definir características geológicas como: petrografía, mineralogía, litología.
- Definir características petrofísicas como: porosidad, permeabilidad, saturación residual de fluidos, presión capilar.
- Desarrollar pruebas de desplazamiento.
- Definir cambios areales de propiedades que son necesarios para realizar la caracterización del yacimiento, con el objetivo de estimar reservas y efectuar estudios de simulación.
- Definir zonas de transición de los fluidos.
- Estudios de permeabilidad direccional.
- La calibración y/o mejoramiento de la interpretación de registros de pozos.

En general, las operaciones de toma y análisis de núcleos son costosas, por lo que es necesario optimizar cualquier programa diseñado para tal fin, incluyendo la cantidad mínima de análisis que permiten una definición aceptable del yacimiento. Para lograr esto es necesario una planificación y coordinación en la integración de la toma y análisis de núcleos al programa general de evaluación.

En el núcleo de fondo de pozo, la muestra de roca se corta vertical a las formaciones atravesadas en el fondo del pozo, en el momento que se perfora. Dentro de esta técnica de muestreo se pueden encontrar las siguientes variedades:

- Núcleo convencional
- Núcleo con mangas de hule
- Núcleo orientado
- Núcleo a presión
- Núcleo con esponja
- Núcleo con gel
- Núcleo con línea de acero
- Núcleo con motor de fondo

Muestreo Subsuperficial en la Pared del Pozo (Núcleo)

Durante la perforación de un pozo petrolero, en ocasiones algunos intervalos prometedores son pasados inadvertidamente debido principalmente a cambios imprevistos en la estratigrafía de la columna geológica; sin embargo, al correr los registros geofísicos de pozos aparecen estos intervalos de interés; pero como el pozo ya fue perforado entonces no es posible obtener núcleos de fondo para analizar y evaluar en forma directa las propiedades de la roca. Para esos casos, existen otros métodos para obtener muestras de rocas de las formaciones de interés conocidos como núcleo de pared.

Los núcleos de pared pueden obtenerse a cualquier tiempo después de que la formación de la cual se desea la muestra ha sido penetrada o atravesada por el pozo y éste no ha sido revestido.

Con esta técnica se obtienen muestras cilíndricas de una pulgada de diámetro y poca longitud, provenientes de la pared del pozo, por lo que se aprovechan solo volúmenes pequeños de la formación. Los mecanismos de accionamiento de las herramientas nucleadoras pueden ser por percusión o por rotación. Existen las desventajas del pequeño tamaño de las muestras y que éstas sufren muchos daños en su extracción, por lo que el rango de pruebas que pueden ser realizadas sobre ellas es muy limitado.

En la **Tabla 1.1** se muestran las características y limitaciones de las diferentes técnicas de muestreo de roca.

CARACTERIZACIÓN INTEGRADA DE YACIMIENTOS PETROLEROS

		TIPO	CARACTERÍSTICAS	LIMITACIONES
NUCLEO DE FONDO		NUCLEO CONVENCIONAL	Se utiliza el equipo más común. Aplicable en formaciones consolidadas. En formaciones fracturadas o no consolidadas se utiliza camisas de PVC	Es necesario en yacimientos con alta temperatura el uso herramientas de fibra de vidrio y compuestos de grafito, pues estos son resistentes a altas temperaturas, la limitante es que se eleva el costo apreciablemente.
		NUCLEO CON MANGA DE HULE	Se usa para maximizar la recuperación de núcleos en formaciones blandas poco consolidadas, también se utiliza para la toma de núcleos en formaciones altamente fracturadas o en conglomerados pobremente cementados.	No recomendables en yacimientos con altas temperaturas. En formaciones fracturadas, las operaciones y el manejo de los núcleos deben realizarse con especial cuidado para evitar que la manga se rompa
		NUCLEO ORIENTADO	EL núcleo obtenido puede ser orientado en superficie, exactamente como estaba antes de que la formación fuese muestreada. Este núcleo se utiliza en análisis de orientación de fracturas, estudios de rumbo y echado, estudios de permeabilidad direccional, estudios estratigráficos, obtención de secciones delgadas orientadas. Aplicable en formaciones consolidadas, no consolidadas y fracturadas.	Las operaciones para obtener el núcleo deben realizarse con mucho cuidado así como la preservación y manejo de este en superficie para su envío al laboratorio. Costos de operación elevados.
		NUCLEO A PRESIÓN	La toma de núcleos a presión, se usa cuando se requiere cortar y recuperar un núcleo a la presión del yacimiento. Se utilizan componentes especializados para llevar una muestra presurizada de la formación hasta la superficie. Con ellos se puede obtener la saturación de fluidos y presión que se tiene en el yacimiento siempre y cuando se tomen en cuenta las variaciones que sufrió el núcleo en el viaje hacia la superficie.	Costos de operación elevados. Las operaciones para obtener el núcleo deben realizarse con mucho cuidado. El manejo del núcleo en la superficie deberá realizarse con mucho cuidado, para su envío al laboratorio
		NUCLEO CON ESPONJA	Esta técnica consiste de un tubo de aluminio forrado interiormente de esponja de poliuretano poroso que es preferentemente mojado por aceite, se encuentra colocado dentro del barril interior para adsorber el aceite que expulsa el núcleo desde el momento que es retirado del pozo y durante su transporte al laboratorio para su estudio.	La esponja debe ser químicamente inerte, relativamente estable en lodo y aceite por lo menos a 149° C, ser flexible y tener espacios porosos abiertos, los cuales deben estar interconectados, para que la esponja tenga porosidad y permeabilidad altas. Además que debe ser altamente mojable en aceite
		NUCLEO CON GEL	Con esta técnica se protege la muestra con un gel de alta viscosidad que lubrica y encapsula el núcleo, disminuyendo al máximo el filtrado del lodo de perforación. El gel se encuentra en un barril interno precargado.	No es apto para rocas con cavidades de disolución relativamente grandes debido a que el gel penetra estos huecos y contaminan el núcleo.
		NUCLEO CON LINEA DE ACERO	Es un derivado del nucleo convencional que requiere una barrena nucleadora conectada a un barril exterior que se acoplan en el extremo de la tubería de perforación y se llevan al fondo del pozo.	El diámetro del núcleo obtenido es pequeño.
		NUCLEO CON MOTOR DE FONDO	El motor de fondo permite que haya menos peso en la barrena lo cual se traduce a una baja fuerza de torsión en el barril nucleador, así como vibración y esfuerzo de contacto mínimos en el núcleo. Como resultado se tiene una muestra menos dañada.	Mientras más profunda este la formación por nuclear y más núcleos se corten de ella, el costo será mayor.
NUCLEO DE PARED	NUCLEO DE PARED	PERCUSIÓN	Tal como implica el nombre, el núcleo de pared tomado por percusión es obtenido de la pared del pozo con un pequeño barril disparado por un explosivo, de la misma forma que se realizan los disparos a la tubería para poner el pozo en producción.	Las herramientas de percusión algunas veces deterioran las muestras de núcleos, particularmente en formaciones duras. Tratando de evitar que la herramienta se pegue por la rugosidad del agujero ciertos disparos pueden fallar.
		BARRENA	La toma del núcleo de pared con barrena se realiza normalmente después de haber corrido los registros de pozos. Las herramientas son capaces de cortar la muestra y guardarla dentro del cuerpo de la sonda, por lo que se pueden tomar varias muestras por corrida.	Se debe tener cuidado en el contacto de la herramienta con la pared, ya que solamente se obtienen las muestras en agujero no entubado y la rugosidad de las paredes le afecta.

Tabla 1.1.-Características y limitaciones de las diferentes técnicas de muestreo de roca.

1.2.3 Registros Geofísicos de Pozos.

Un registro de pozo es una representación digital o analógica de una propiedad física de las rocas que se mide en función de la profundidad. La obtención de un registro con cable se realiza a partir de una sonda que va recorriendo la trayectoria del pozo y de un equipo superficial que transforma la información enviada por la sonda a través de un cable que se registra en una cinta magnética o película fotográfica.

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

Los registros de pozos no identifican cuantitativamente el tipo de roca atravesada por el pozo, miden propiedades físicas de las rocas, las cuales se correlacionan con las muestras de canal y núcleos extraídos durante la perforación.

Las sondas son cilindros de metal que tienen en su parte interior circuitos electrónicos muy sofisticados y varían de acuerdo con la propiedad que miden, a las necesidades de investigación, condiciones y profundidad del pozo. La manera de medir las distintas propiedades de las rocas parte de un sistema básico común: un emisor (electrodo, bobina, emisor de radiactividad, emisor de neutrones, emisor de ondas acústicas) que envía una señal (corriente eléctrica, campo electromagnético, radiactividad, neutrones u ondas acústicas) hacia la formación. Uno o varios receptores miden la respuesta de la formación a cierta distancia del emisor.

Los registros geofísicos se pueden agrupar de acuerdo a la propiedad que determinan en registros de litología (SP, RG), porosidad (densidad, neutrón, sónico) y saturación (eléctricos, inducción).

REGISTROS DE LITOLOGÍA

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:

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

El SP se muestra generalmente en el primer carril del registro, usualmente junto con algún registro de resistividad, aunque también puede estar junto a registros tales como el sónico. Actualmente no es común que se corra este registro ya que ha sido sustituido por el registro de rayos gama.

Rayos gama

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

REGISTROS DE POROSIDAD

Densidad

Es un registro radiactivo, de los denominados de pared. Puede tomarse tanto en agujeros llenos con lodo como en agujeros vacíos.

El registro de densidad mide la densidad de la formación y la relaciona con la porosidad. Una fuente radioactiva emite radiación gamma hacia la formación, la cual interacciona con los electrones de la formación. Estos últimos rayos son detectados como una medida de la densidad de la formación.

Los registros de densidad son herramientas de detección de porosidad. Otros usos de las mediciones de densidad, incluyen:

- Identificación de minerales en depósitos de evaporitas.
- Detección de gas.
- Determinación de la densidad de los hidrocarburos.
- Evaluación de arenas arcillosas y litologías complejas.
- Determinación de producción en lutitas.

Neutrón

Los neutrones son partículas eléctricamente neutras; cada una tiene una masa casi idéntica a la masa de un átomo de hidrógeno. Una fuente radioactiva en la sonda emite constantemente neutrones de alta energía (rápidos).

Estos registros responden 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.

Con este registro se puede:

- Delinear las formaciones porosas.
- Determinar la porosidad de las formaciones.

Sónico

Es una herramienta sónica que consiste de un transmisor que emite impulsos sónicos y un receptor que capta y registra los impulsos. El registro sónico es simplemente un registro en función del tiempo, t , que requiere una onda sonora para atravesar un pie de formación. Esto es conocido como tiempo de tránsito, Δt , t es el inverso de la velocidad de la onda sonora. El tiempo de tránsito para una formación determinada depende de su litología y porosidad, esta dependencia de la porosidad hace que el registro sónico sea muy útil como registro de porosidad.

La velocidad de la onda registrada, la matriz de la roca y el fluido *in situ*, pueden ser relacionados de tal forma que proporcione un valor del espacio fraccional poroso (porosidad). Este espacio poroso decrementa 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.

REGISTROS DE SATURACIÓN

Eléctrico convencional

Durante los primeros veinte años de los registros geofísicos de pozos, los únicos estudios eléctricos disponibles fueron los registros eléctricos convencionales (ES) 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 diversos valores de resistividad como los cercanos al pozo, en la zona lavada por el filtrado de lodo (R_{xo}) y alejados del mismo, como la resistividad de la zona no invadida (R_t), la **Figura 1.27** 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. 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. La respuesta de estas herramientas es afectada en gran parte por efectos del agujero y las formaciones adyacentes, es por eso que deben realizarse algunas correcciones a este tipo de registros.

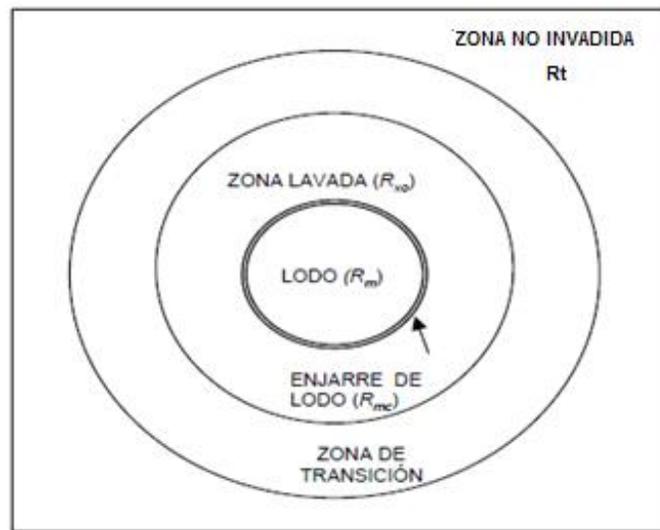


Figura 1.27.-Sección horizontal idealizada de un pozo en perforación a través de una capa permeable.

Por lo general, el perfil eléctrico contiene cuatro curvas:

Normal Corta (SN) de 16", esta mide la resistividad de la zona lavada (R_{xo}), es decir la zona que fue invadida por el filtrado de lodo.

Normal Larga (NL) de 64", ésta mide la resistividad la resistividad en la zona virgen (R_t).

Lateral de (18' - 8"), es utilizada para medir la resistividad verdadera de la formación cuando no es posible obtener un valor preciso de la curva normal larga.

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 incluyen el Laterolog y los registros esféricos enfocados (SFL). Estas herramientas son muy superiores a los dispositivos ES en presencia de relaciones R_t/R_m más grandes y para contrastes resistivos grandes con capas adyacentes. Son mejores para la solución de capas delgadas. Los sistemas que usan este principio tienen como aplicación cualitativa la determinación de R_t y R_{xo} .

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 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.

Micro resistividad

Los registros de micro resistividad son utilizados para:

- Medir la resistividad de la zona lavada (R_{xo}).
- Delinear los estratos permeables mediante la detección de la capa del enjarre.

Estos registros son los siguientes: microlog, microlaterolog y el proximity. Con la herramienta de microlog se tienen dos elementos de medición con un ligero espaciamiento. 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.

1.2.4 Pruebas de Formación.

Una prueba DST (DrillStem Test) se lleva a cabo normalmente en zonas de potencial indeterminado, principalmente en pozos que están siendo perforados; aunque estas pruebas se realizan algunas veces en zonas productoras conocidas, en pozos de desarrollo.

Una prueba DST, incluye: un periodo corto de producción (el periodo inicial de flujo), un periodo corto de cierre (el incremento inicial de presión), un periodo largo de flujo (el segundo periodo de flujo) y el periodo largo de cierre (el incremento final de presión). La secuencia total de los eventos que ocurren en una prueba de formación, son registrados en gráficas de presión contra tiempo. En la **Figura 1.28** se muestra un caso típico de estas gráficas, en donde se aprecian los siguientes eventos: (1) introducción del registrador, (2) periodo inicial de flujo (3) periodo inicial de cierre (4) periodo final de flujo, (5) periodo final de cierre y (6) salida del registrador.

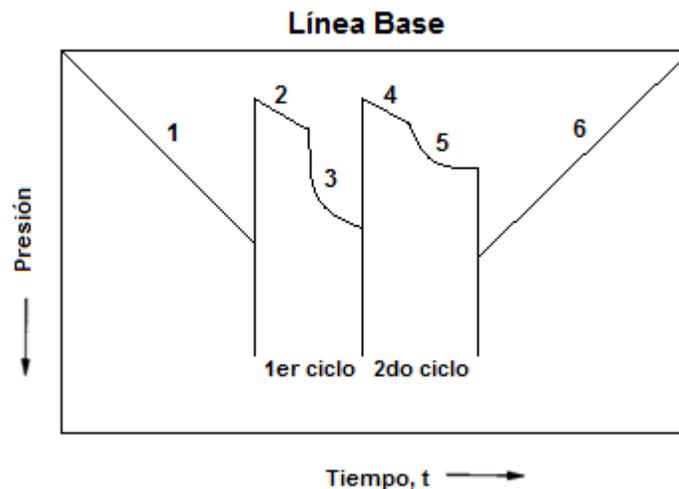


Figura 1.28.-Pruebas de formación

Una prueba de formación bien realizada, proporcionará: una muestra del fluido presente en el yacimiento, una indicación de los gastos, una medida de la presión estática y de la presión de fondo fluyendo, la capacidad o potencial de la formación, la permeabilidad, los efectos de daño, el radio del daño, el índice de productividad y el radio de drene; bajo condiciones ideales, se pueden detectar fallas geológicas.

1.2.5 Pruebas de Variación de Presión.

La información acerca de las condiciones del yacimiento, evaluadas in-situ, es de gran importancia en los estudios de caracterización de yacimientos. El ingeniero de yacimientos, para estimar y predecir adecuadamente el comportamiento de un yacimiento, así como estimar producciones futuras, se basa en los datos de presión y gastos medidos a condiciones de fondo y a boca del pozo.

Las pruebas de presión consisten esencialmente en generar y registrar variaciones de presión en el fondo de uno o varios pozos durante un periodo de tiempo determinado. Estas variaciones de presión en el fondo se generan modificando las condiciones de producción o inyección de un pozo.

El objetivo de realizar una prueba de variación de presión, es obtener información característica del sistema roca-fluidos que rodea a los pozos y de los pozos mismos a partir de variaciones de presión registradas en el fondo, las cuales representan la respuesta del yacimiento. Con esta información, y de acuerdo a un modelo de interpretación, es posible determinar parámetros del yacimiento y del pozo, tales como: la capacidad de flujo, el daño a la formación, la presión promedio del yacimiento, el volumen poroso, entre otros.

Existen distintos tipos de pruebas de variación de presión en pozos. Las más comunes son las pruebas de decremento e incremento de presión.

1.2.6 Levantamientos Sísmicos.

Los levantamientos sísmicos proporcionan información que refleja la posición y características de las unidades rocosas del subsuelo con posibilidad de almacenar hidrocarburos.

El método de reflexión sísmica es usado para hacer levantamientos sísmicos, haciendo uso de los tiempos requeridos por una onda sísmica (o pulso) generada en el subsuelo por una explosión de dinamita próxima a la superficie, para volver a ésta después de ser reflejada en las formaciones. Las reflexiones son registradas por instrumentos detectores colocados sobre el suelo, cerca del punto de explosión, que responden a los movimientos del subsuelo. Las variaciones en los tiempos de reflexión de un lugar a otro de la superficie, indican, por lo general, características estructurales de las rocas del subsuelo.

Los datos sísmicos marinos se adquieren con una embarcación sísmica dando como resultado datos de alta calidad, que contienen información de las reflexiones de todos los

azimuts. Los resultados de las pruebas indican que esta técnica será de utilidad para mejorar la obtención de imágenes sísmicas en diversos ambientes geológicos complejos.

1.2.7 Historias Presión-Producción.

Las historias de producción son representaciones gráficas de los datos de producción reales del pozo o del yacimiento a lo largo de la vida productora.

A través de la vida productora de un pozo o de un yacimiento, los parámetros de producción (q_o , q_g , q_w , RGA, P_{wf} , P_{ws}) varían como consecuencia de los cambios de presión del yacimiento. Con los datos de producción registrados, es posible elaborar gráficas que describen el comportamiento de los parámetros de producción a través del tiempo, a estas gráficas se les conoce como gráficas de historia de producción.

1.2.8 Muestras de Hidrocarburos.

El objetivo de muestrear hidrocarburos en los pozos, es obtener volúmenes de estos fluidos del yacimiento a condiciones originales.

Las muestras de hidrocarburos de los yacimientos pueden obtenerse básicamente de dos formas:

Muestreo de fondo.

Mediante esta técnica, por medio de una botella muestreadora o muestrero, que se coloca frente al intervalo productor o cerca de él, se obtienen muestras de hidrocarburos del fondo, a condiciones del yacimiento. La muestra recuperada se lleva al laboratorio para su análisis en botellas de acero inoxidable que soportan altas presiones y temperaturas.

Muestreo de superficie o recombinado.

Mediante ésta técnica se obtienen muestras de la mezcla de hidrocarburos del yacimiento, recombinado en el laboratorio volúmenes de aceite y gas recuperados en un separador conectado al pozo en superficie.

Por medio de análisis PVT se obtienen datos de las muestras de hidrocarburos, los cuales se utilizan en el cálculo de reservas de aceite y gas, en la predicción del comportamiento del yacimiento, para determinar las condiciones óptimas de separación y en muchos otros estudios.

1.2.9 Muestras de Agua.

Las muestras de agua de formación pueden obtenerse cuando se realiza una prueba de formación y se recuperan fluidos de la formación o en la superficie, en un separador conectado al pozo cuando está produciendo con corte de agua. Estas muestras son analizadas en el laboratorio para determinar, entre otros parámetros: la composición química, el pH y la salinidad.

CAPITULO 2.- CARACTERIZACIÓN ESTÁTICA DE YACIMIENTOS

La caracterización de yacimientos consiste en detectar y evaluar las características y los parámetros de la formación que afectan el comportamiento de flujo, entre los cuales se tiene, la permeabilidad, la porosidad, la anisotropía, las fuerzas capilares y mojabilidad, la estratificación, las fallas geológicas, las discordancias, los acuíferos, el fracturamiento y dividir en compartimentos el área de estudio (yacimiento).

En la caracterización de yacimientos petroleros, el objetivo principal es conocer las características de las rocas productoras de hidrocarburos y de los fluidos presentes en el yacimiento, tanto cualitativa como cuantitativamente, por lo que desde este punto de vista, se consideran dos tipos de caracterización: cualitativa y cuantitativa.

Caracterización cualitativa

Consiste en determinar parámetros o aspectos que permiten calificar diferentes propiedades geológicas y petrofísicas a las diferentes escalas de caracterización. Entre los parámetros y aspectos propios de la caracterización cualitativa de un yacimiento, se tienen: la litología, la presencia de hidrocarburos y la identificación de cuerpos permeables.

Caracterización cuantitativa

En la caracterización cuantitativa de los yacimientos petroleros se determina información que permite cuantificar propiedades geológicas y petrofísicas a las diferentes escalas de caracterización. Entre los parámetros fundamentales para la caracterización cuantitativa del yacimiento, se tienen: la porosidad, la permeabilidad, la saturación de fluidos y la compresibilidad de la formación.

ESCALAS DE CARACTERIZACIÓN

Los yacimientos petroleros pueden ser caracterizados considerando diferentes volúmenes de roca, es decir a distintas escalas. A continuación se presentan dos diferentes clasificaciones de escalas de caracterización.

Haldorsen propone cuatro escalas de caracterización: Microscópica, Macroscópica, Megascópica y Gigascópica. En la **Figura 2.1** se ilustran estas escalas.

Microscópica. Esta escala de caracterización se refiere a un volumen muy pequeño de la roca, por ejemplo a los poros y granos de una arena.

Macroscópica. Esta escala de caracterización se refiere al tamaño convencional de muestras y núcleos que se analizan en laboratorio.

Megascópica. Esta escala de caracterización está referida al tamaño de bloques en los modelos de simulación y se representa por el área de investigación de los registros geofísicos de pozos.

Gigascópica. Esta escala está referida a volúmenes muy grandes de roca y está representada por el área de investigación de las pruebas de variación de presión.

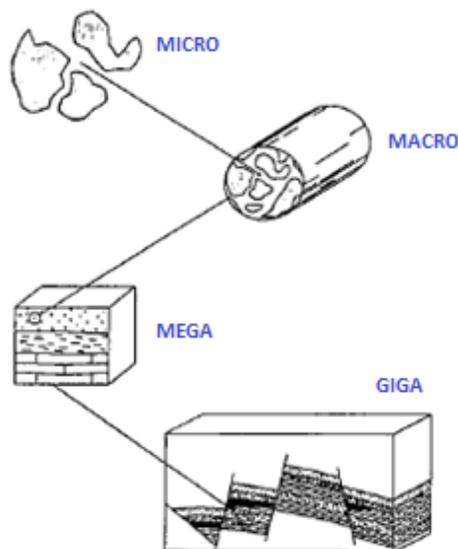


Figura 2.1.-Escala de caracterización según Haldorsen

Lake propone también cuatro escalas de caracterización: Microscópica, Mesoscópica, Macroscópica y Megascópica. En la **Figura 2.2** se ilustran estas escalas.

Microscópica. Es la escala de caracterización que se refiere a un volumen muy pequeño de roca, que contiene varios cientos de granos y que generalmente se realiza en el laboratorio.

Mesoscópica. Es la escala referida a los límites verticales de capa, tipos de estratificación, variación vertical de la porosidad, o cualquier otro aspecto geológico o petrofísico de escala pequeña, generalmente inferidos de registros geofísicos de pozos o de núcleos cortados entre los límites mencionados anteriormente.

Macroscópica. Es la escala que está referida al espaciamiento entre pozos, generalmente inferida de pruebas de variación de presión en pozos o bien de correlaciones geológico-petrofísicas de pozos.

Megascópica. En esta escala se considera el volumen total del yacimiento, generalmente inferida de información sísmica y de algunos tipos de pruebas de variación en pozos, así como de correlaciones geológico-petrofísicas y mapas obtenidos de ellas.

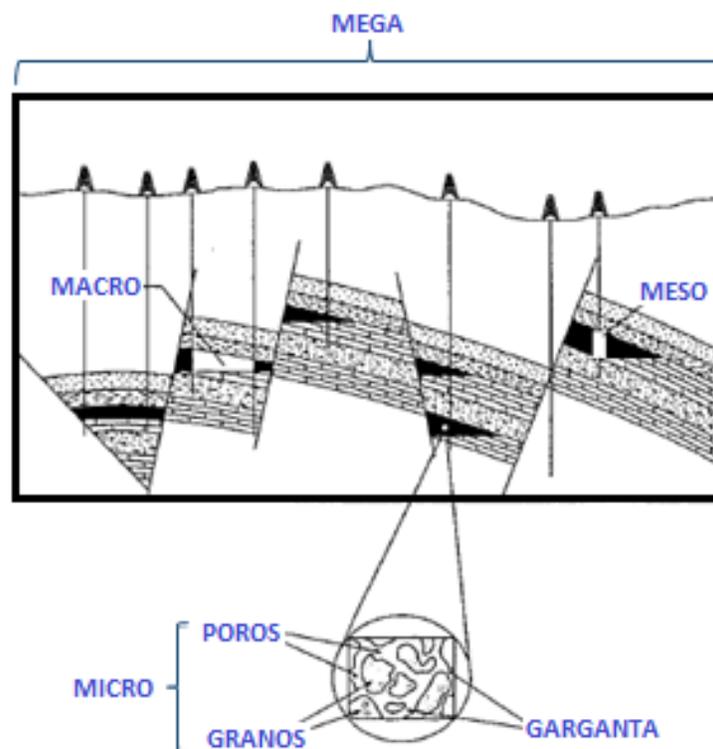


Figura 2.2.-Escala de caracterización según Lake.

Un estudio completo de caracterización de yacimientos, involucra diversas etapas y actividades, entre las que sobresalen las siguientes:

- Recopilación y validación de la información necesaria.
- Creación de una base de información o datos (organización).
- Establecer el modelo geológico-petrofísico estático del yacimiento:
 - Definir el Marco Estratigráfico-Estructural geológico.
 - Definir el Marco Estratigráfico-Estructural geofísico (sismológico).
 - Realizar la Evaluación Petrofísica.
 - Establecer el Modelo Estático Integral 3D del Yacimiento.
- Establecer el Modelo Dinámico del Yacimiento:
 - Obtener datos de producción.
 - Realizar el diagnóstico de geometrías de flujo.
 - Detectar interferencia entre pozos.
 - Estimar parámetros del yacimiento.

Existen dos tipos de caracterización de yacimientos: la estática y la dinámica. En la caracterización estática no se requiere analizar el movimiento de fluidos en el medio poroso. Los datos para la caracterización estática provienen de la información sísmica, de la geología, de los registros geofísicos de pozo y de los análisis en laboratorio de muestras de roca y de fluidos.

La caracterización estática de yacimientos se puede definir como la disciplina que se encarga de analizar e integrar la geometría y los límites físicos, convencionales, el contacto agua–aceite original, así como las variaciones internas verticales y laterales de sus características petrofísicas, con el fin de precisar la estimación del volumen original de hidrocarburos, reservas probadas, probables y posibles de los yacimientos.

La caracterización estática de yacimientos es parte fundamental de los estudios integrales de caracterización de yacimientos, que funcionan como una herramienta valiosa e indispensable para la estimación de escenarios de explotación y pronósticos de producción de hidrocarburos

La caracterización estática de yacimientos involucra la detección y evaluación de los elementos que constituyen un yacimiento. Esta caracterización se realiza mediante la participación de varias disciplinas técnicas, como se muestra en la **Figura 2.3**.

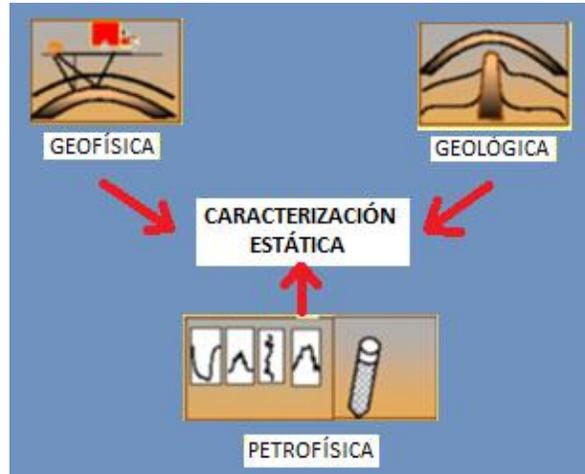


Figura 2.3.-Disciplinas técnicas participantes en la caracterización estática de yacimientos.

La información que normal y principalmente se procesa en la caracterización estática es:

- Datos geofísicos.
- Datos geológicos.
- Datos petrofísicos.

DATOS GEOFÍSICOS

A medida que el concepto eficiencia-costos ha pasado a ser una fuerza de dirección en la economía de la industria petrolera y a medida que los grandes campos se acercan a su etapa de abandono, la geofísica ha sido reconocida incrementalmente como una herramienta para mejorar la explotación y la administración integral de yacimientos petroleros.

La confiabilidad de los levantamientos geofísicos, particularmente sísmicos, ha reducido significativamente el riesgo asociado a la perforación de pozos en los campos existentes.

DATOS GEOLÓGICOS.

Para la explotación de los yacimientos se requiere conocer con detalle aspectos geológicos de la roca almacenadora (sedimentológicos, estratigráficos y estructurales), tanto externos como internos, los cuales pueden englobar en la geometría del cuerpo, que corresponde a los aspectos externos y en la heterogeneidad del medio poroso, que corresponde a los internos. En los aspectos externos se considera, principalmente, la forma, el tamaño y la orientación del cuerpo sedimentario y en los internos están incluidas las variaciones petrográficas, mineralógicas y sedimentológicas, por ejemplo, que existen dentro de la masa de roca. Con base en estudios superficiales y subsuperficiales realizados en ambientes

de depósito actuales, se han definido con detalle los rasgos distintivos, antes mencionados, para los cuerpos sedimentarios que se encuentren con acumulación de hidrocarburos.

DATOS PETROFÍSICOS

Registros Geofísicos De Pozos.

Los registros geofísicos ayudan a definir características geológicas y físicas de las rocas, tales como: litología, porosidad, saturación de fluidos y permeabilidad, así como para identificar zonas productoras, determinar profundidad y espesor de zonas, distinguir entre aceite, gas o agua en el yacimiento y para estimar las reservas de hidrocarburos. Asimismo, los registros geofísicos se emplean en la exploración petrolera para correlacionar zonas y ayudar en el mapeo de estructuras y la elaboración de mapas geológicos y petrofísicos.

Datos de Laboratorio de los Sistema Roca y Roca-Fluidos.

Los datos de laboratorio importantes para la caracterización se obtienen de los análisis de núcleos y de los fluidos.

Al muestrear la formación y sus fluidos, se podrán determinar, por ejemplo, la presión de saturación, salinidad del agua, densidad de grano de la roca, litología, contenido de arcilla, porosidad, contacto entre fluidos, estimar la permeabilidad, estimación de corte de agua.

2.1 CARACTERIZACIÓN GEOLÓGICA.

Para realizar esta caracterización o sea determinar el marco geológico del yacimiento es necesario recopilar y procesar todo tipo de información geológica del subsuelo. Esta información se puede obtener principalmente de registros geofísicos de pozos, de muestras de roca, de pruebas de variación de presión y de datos sísmicos. Con esta información se obtienen características geológicas del yacimiento, como son: litología, tipo de trampa, tipos de límites, geometría, profundidad, relieve, cierre estructural, entre otras.

Para efectuar una buena caracterización geológica, tal información deberá ser correctamente seleccionada, procesada y correlacionada. En la **Figura 2.4** se muestra un diagrama que comprende los aspectos generales de la caracterización geológica.

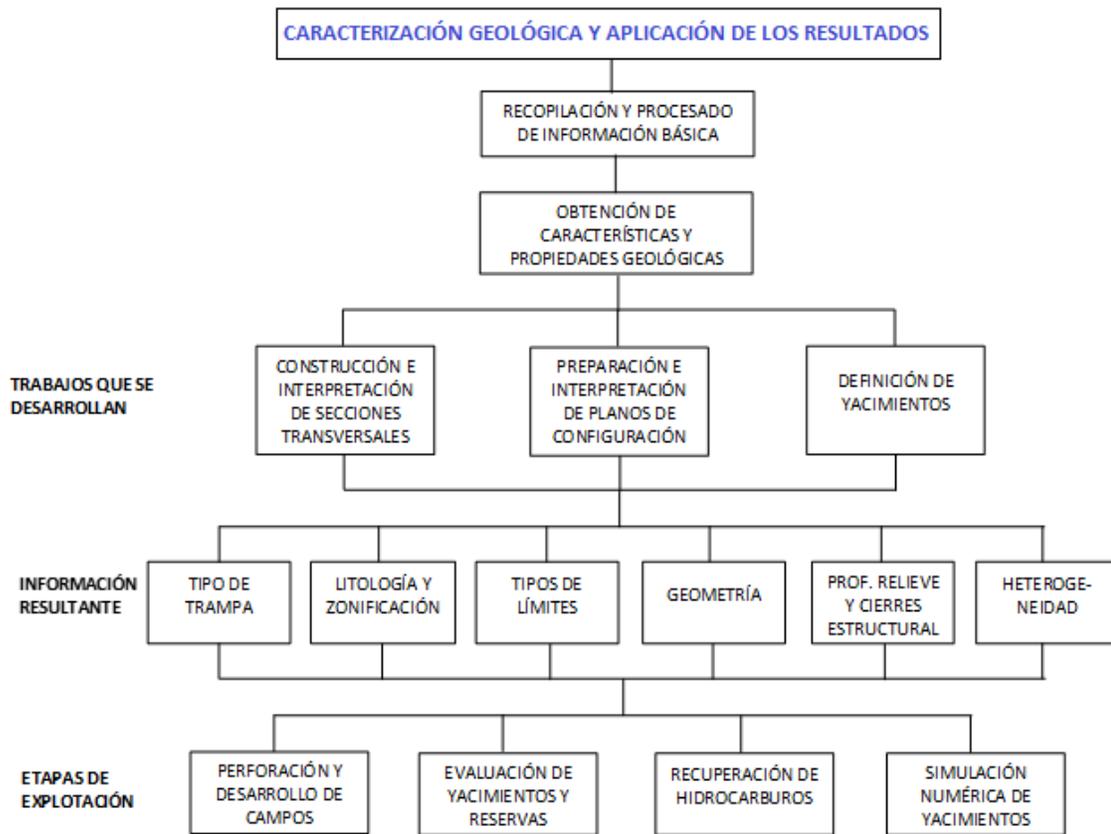


Figura 2.4.-Aspectos generales de la caracterización geológica.

La información geológica que se debe obtener para estudios de geología petrolera aplicados a la explotación de yacimientos comprende, como ya se mencionó, tres aspectos principales que son: aspectos sedimentológicos, estratigráficos y estructurales.

2.2.1 Aspectos sedimentológicos

Dentro de este tipo de aspectos lo que principalmente se obtiene es lo siguiente:

- Origen del sedimento.
- Ambiente sedimentario.
- Geometría del cuerpo sedimentario.
- Extensión y distribución areal del cuerpo sedimentario.
- Secuencias verticales de las características internas del cuerpo sedimentario.

Un aspecto importante para la caracterización de yacimientos es determinar el ambiente sedimentario en el que se originó la roca, ya que se tendría un marco de referencia básico

para poder establecer sus características distintivas, necesarias para evaluar y explotar los yacimientos en forma apropiada.

Un cuerpo sedimentario es el resultado de todos los procesos físicos, químicos y biológicos que operan dentro de un marco geomórfico, siendo éste el conjunto de rasgos que conforman una parte específica de la superficie de la Tierra, en la que se realiza un proceso sedimentario.

Los ambientes sedimentarios, llamados también ambientes de depósito, pueden ser clasificados o agrupados en tres grupos principales: continentales, transicionales y marinos, que comprenden un número grande de tipos de subambientes, cada uno con sus propias características. Es conveniente tener en cuenta estas clasificaciones en función del nivel de caracterización a realizar

A continuación, en la **Figura 2.5**, se muestran algunos de estos ambientes sedimentarios.

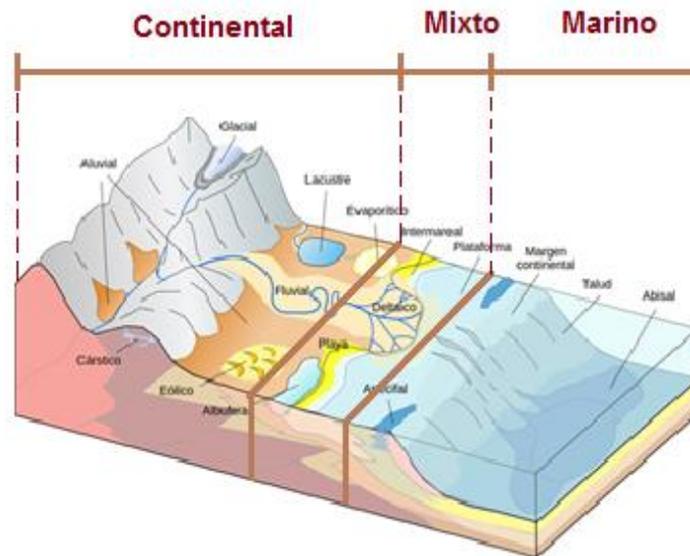


Figura 2.5 Principales ambientes sedimentarios

Estructuras Sedimentarias

Las estructuras sedimentarias se han definido con ciertas características de las rocas sedimentarias que fueron adquiridas o bien se formaron cuando el sedimento se depositó.

Las estructuras sedimentarias se pueden dividir básicamente en inorgánicas y orgánicas.

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 diferente tamaño, 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 o viento que genera la energía. Los tipos más importantes de las estructuras primarias relacionadas con la estratificación, son: estratificación cruzada (**Figura 2.6**), rizaduras (**Figura 2.7**) y estratificación laminar (**Figura 2.8**).

La presencia de fracturas en una roca almacenadora, cuando ésta forma parte de un yacimiento, tiene mucha importancia por su relación con la porosidad. En estos casos es necesario identificar los patrones de fracturas y describir sus parámetros.

La identificación puede efectuarse observando directamente las muestras de roca obtenidas de la perforación de los pozos, estudiando los afloramientos, o bien mediante el uso de cámaras para observar las paredes de los pozos perforados o empleando los métodos indirectos que proporcionan los análisis de datos de pruebas de presión de los pozos y de los registros geofísicos.

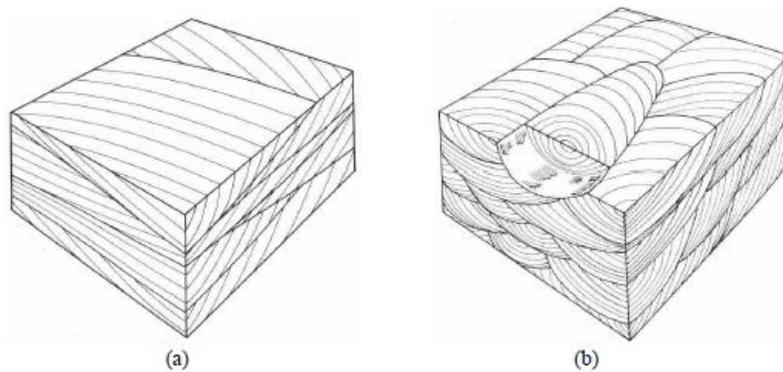


Figura 2.6.- Estratificación cruzada: (a) planar, (b) lenticular

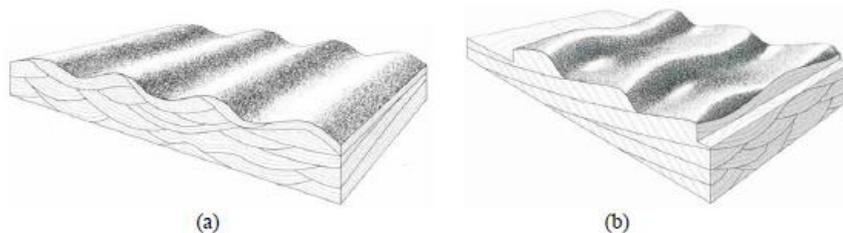


Figura 2.7.- Rizaduras: (a) crestas rectas, (b) crestas onduladas.

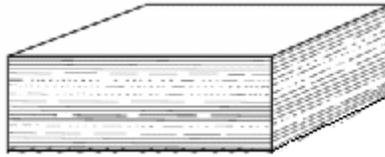


Figura 2.8.- Estratificación Laminar.

Diagénesis

La diagénesis es un conjunto de procesos geológicos mediante los cuales un sedimento se transforma en roca sedimentaria, se refiere a todos aquellos cambios físicos, químicos y bioquímicos que suceden en un depósito sedimentario.

Los cambios diagenéticos son importantes porque pueden modificar considerablemente las propiedades originales de los sedimentos acumulados, es decir, afectan: la composición, la textura y en ciertos casos las estructuras primarias de los sedimentos

De la misma manera, los eventos diagenéticos modifican a la porosidad y a la permeabilidad originales de los sedimentos, alterando el potencial de los mismos como receptáculos de agua, gas y/o aceite.

Los procesos diagenéticos más importantes son:

- **Compactación:** Es una reducción en el volumen que ocupan los sedimentos y se expresa como un porcentaje del volumen del cuerpo original. La magnitud de la porosidad es por consiguiente una función de la compactación, del contenido de agua intersticial en los sedimentos originales, del tamaño y forma de las partículas, de su ritmo de depósito, de la potencia o espesor de la sobrecarga de sedimentos y del tiempo.
- **Cementación:** La precipitación de sales minerales en los intersticios de los sedimentos es uno de los cambios diagenéticos más comunes. El material cementante puede ser derivado de la propia roca o puede ser llevado en solución por las aguas circulantes. La cementación puede ocurrir en forma simultánea o ser posterior al depósito.
- **Recristalización:** Es el cambio de textura cristalina, causada por el crecimiento de cristales pequeños, dentro de un agregado de cristales más grandes.
- **Reemplazamiento:** Es un proceso en el que un nuevo mineral puede crecer a expensas de otro del cual toma su lugar.

- **Solución diferencial:** Es el proceso en el cual se tiende a destruir y eliminar varios minerales inestables y crear otros.
- **Autigénesis:** Es la ocurrencia de nuevos minerales en un sedimento durante o después del depósito, ya sea por introducción directa o por alteración de los constituyentes originales.

Diagénesis de la Materia Orgánica

Un aspecto muy importante de las reacciones diagenéticas es que pueden crear petróleo por transformación de materia prima orgánica contenida en los sedimentos. La migración del petróleo y su entrapamiento final están claramente relacionados con las reacciones diagenéticas. Si los hidrocarburos ocupan los espacios porosos no se precipitará algún mineral cementante.

2.2.2 Aspectos estratigráficos

La estratigrafía es la ciencia que trata del estudio e interpretación de los estratos (de cualquier litología); sus relaciones espaciales, en sentido vertical y horizontal (correlación de las unidades estratigráficas) y sus relaciones temporales (edad de la roca). Es el estudio de las relaciones temporales y espaciales de las rocas estratificadas.

Los aspectos estratigráficos son de gran importancia para conocer, describir e interpretar las principales características de las secuencias de roca estratificada de origen sedimentario, con interés petrolero.

La estratigrafía puede ser dividida en tres fases:

- Descripción de los estratos como se presentan en secuencias locales.
- Correlación entre secuencias locales de estratos.
- Interpretación de las secuencias estratigráficas correlacionadas, tanto litológica como paleontológicamente.

Los objetivos de la estratigrafía son los siguientes:

1. Identificación de los materiales.
2. Delimitación de unidades litoestratigráficas.
3. Ordenación relativa de las unidades (secciones estratigráficas).
4. Interpretación genética de las unidades.
5. Levantamiento de secciones estratigráficas.
6. Correlación.
7. Introducción de la coordenada tiempo.
8. Análisis de cuencas.

Con lo anterior es posible obtener la información siguiente relacionada con aspectos estratigráficos:

- Espesor, calidad, edad y distribución de las rocas.
- Columna estratigráfica.
- Variaciones laterales en espesor y calidad de las rocas (cambio de facies, etc.).
- Discordancias, áreas de acuñamiento de los estratos, etc.
- Horizontes índice o clave.
- Horizontes productores.

Empleando secciones transversales se obtiene, por ejemplo:

- Continuidad vertical (estratigrafía) y horizontal,
- Cambios de facies horizontalmente
- Discordancias.

Con planos se obtiene, por ejemplo:

- Extensión y distribución areal de la litofacies.

Facies

Se denomina facies al conjunto de características litológicas y paleontológicas que definen una unidad estratigráfica o conjunto de estratos, y que permite 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 grandes grupos como: las litofacies, biofacies, las electrofacies, facies sísmicas, entre otras. 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 en los mismos (diferencias en relación al tipo de roca). 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 (diferencias de aspecto biológico). Las electrofacies son las que se determinan mediante registros geofísicos de pozos y las facies sísmicas se determinan con información sísmica.

Puesto que los cambios que generan las facies son laterales, pueden prepararse mapas de facies. Estos mapas son de varias clases, pero los de más interés son los mapas de litofacies,

en los que se distinguen las diferencias litológicas de la roca del yacimiento, por ejemplo cambios de arenisca a lutita, que indican cambios de zonas permeables a impermeables.

Para la preparación de mapas de litofacies se utilizan datos de análisis de muestras de roca y de la interpretación de registros de pozos, los cuales se manejan en secciones transversales de correlación geológica.

2.2.3 Aspectos estructurales

Son aspectos resultados de la deformación de las rocas, tales como:

- Plegamientos: tipo, geometría, dimensiones, orientación, relieve y cierre de las estructuras; echado de las capas.
- Afallamientos: tipo, echado, rumbo y alcance estratigráfico de las fallas.
- Fracturamiento: características de las fracturas.

Los aspectos estructurales más importantes que se deben conocer, incluyen definir el tipo de la estructura almacenadora, su origen, la época de su formación, su geometría y su relación con otras estructuras existentes en el área.

Esta información se puede obtener construyendo e interpretando configuraciones y secciones transversales estructurales de correlación geológica del área en estudio.

Mediante secciones transversales se puede obtener la información siguiente:

- Cimas (dimensión, relieve y cierre de la estructura),
- Bases,
- Espesores,
- Fallas o sistemas de fallas (tipo, echado, alcance estratigráfico).

Con planos es posible obtener:

- Cimas (dimensiones, geometría y orientación de la estructura; relieve y cierre de la estructura),
- Bases,
- Isopacas, y
- Fallas o sistemas de fallas (tipo, rumbo, distribución).

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

- Características de las estructuras productoras.
- Fracturas y sus características.
- Fallas geológicas.
- Bloques estructurales.

Al definir el origen de las fracturas se podrá deducir, entre otra información, el tiempo probable de generación, el alcance estratigráfico del fracturamiento y la distribución de las zonas más fracturadas. En la descripción de las fracturas se deben incluir características tales como: orientación, dimensión, distribución. También es importante conocer el estado de la fractura, si están abiertas o cerradas y si están rellenas total o parcialmente o bien, si están vacías.

La presencia de fallas geológicas en la estructura almacenadora puede ser el elemento principal que controla la acumulación de hidrocarburos. Es de mucho interés definir la existencia y localización de fallas geológicas en una zona de acumulación. Los criterios geológicos principales que sugieren la existencia de una falla geológica, son, entre otros: diferencias estructurales de la cima de un horizonte de correlación, pérdida de espesores en la columna geológica, diferencias de algunas características de la acumulación (presiones, tipos de fluidos, por ejemplo).

La definición de una falla geológica incluye tanto su identificación y ubicación, como la descripción de sus elementos, tales como: rumbo, salto, echado, desplazamiento horizontal, alcance estratigráfico. En la descripción de una falla se debe incluir el estado del plano de falla; es decir, si ha sido relleno total o parcialmente o si está vacío y así definir si constituye o no una barrera al paso de los fluidos. El tiempo de afallamiento es importante, ya que dará idea del tiempo de acumulación.

La presencia de fallas geológicas en las estructuras productoras origina frecuentemente la formación de bloques, separados por los planos de las fallas. La descripción de estos bloques incluye la profundidad media a la que se localizan, la dirección e intensidad de buzamiento. Cada bloque deberá describirse por separado.

2.2 CARACTERIZACIÓN SÍSMICA.

La información sísmica es un dato relevante para la caracterización de yacimientos, ya que permite obtener una imagen de las variaciones laterales de las formaciones de estudio. Su aspecto fundamental lo representa el cubrimiento en un espacio 2D y 3D, y más recientemente en 4D, mientras que su principal limitación es su baja resolución vertical, con lo que sólo las grandes variaciones serán identificadas por los datos sísmicos.

La interpretación de los datos sísmicos parte de un modelo geológico conceptual del área en estudio. El modelo es una simplificación de la realidad, en el que los únicos elementos incluidos son los que se espera que influyan de manera importante en la interpretación del área en estudio. Toda sísmica tiene una resolución definida la cual depende de las técnicas de adquisición, del procesamiento de los datos y de las características del área en estudio. Cuando se tiene información con una resolución sísmica adecuada, se puede realizar un estudio detallado del yacimiento, en cuanto a su estructura, fallas y límites externos. Por otro lado, cuando la calidad de los datos es inadecuada, es difícil identificar las características estructurales y estratigráficas importantes.

En la interpretación geológica – sísmica, se reconocen no sólo los horizontes de interés, sino que también se detectan de manera relativamente sencilla, las fallas principales, algunas veces muy evidentes. Esto depende del tipo de detalle que se tenga en la interpretación, entre línea y línea y entre traza y traza (líneas con orientación perpendicular a las líneas de información sísmica), como se muestra en la **Figura 2.9**

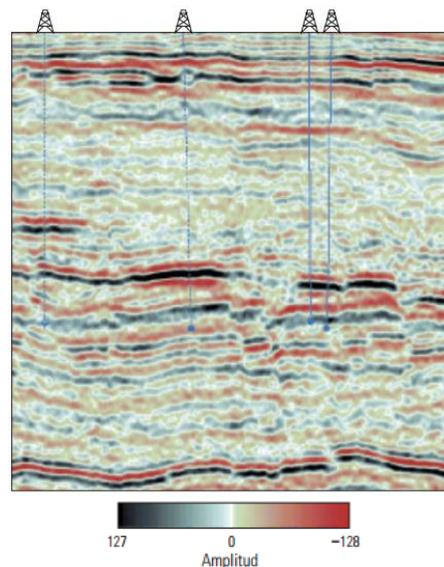


Figura 2.9.- Sección sísmica donde se muestran fallas.

En las áreas de modelación y caracterización de yacimientos se requiere de una interpretación geológica del yacimiento a mayor detalle, ya que de ésta depende la explotación óptima de los hidrocarburos.

La resolución sísmica depende de varios factores, tales como; la longitud de onda, la frecuencia, la fase y la amplitud, además de que con los datos sísmicos se pueden obtener algunos atributos sísmicos que se relacionan con propiedades físicas de interés como las fracturas. Cabe recordar que la facies sísmica es una unidad tridimensional compuesta de reflectores sísmicos con elementos tales como: amplitud, continuidad, frecuencia y velocidad de intervalo y que estas características son diferentes de otras unidades o facies sísmicas adyacentes.

Durante el desarrollo de la interpretación sísmica, y debido a que es un método indirecto, se tiene incertidumbre en el margen de error; desde los parámetros utilizados en el levantamiento sísmico, el procesado de datos sísmicos, recolección de la información, la identificación (picado) de horizontes (estrato geológico a estudiar), el modelo de velocidad, la conversión tiempo a profundidad, etc., que se refleja en el resultado final de la estructura geológica y su volumen de hidrocarburos. Aquí es donde se presenta el mayor impacto de la incertidumbre del modelo, ya que repercute en el contenido de fluido en el yacimiento.

Atributos Sísmicos

Los atributos sísmicos son mediciones específicas de características geométricas, cinemáticas, dinámicas o estadísticas obtenidas a partir de datos sísmicos básicos. Los atributos sísmicos conforman la información obtenida de los datos sísmicos originales, ya sea por medición, por lógica o por experiencia basada en el razonamiento.

Los atributos sísmicos, tales como: velocidad de las ondas P y S, impedancias acústica y elástica y reflectividad de incidencia normal, están influenciados por cambios en las propiedades físicas de las rocas, por ejemplo en la **Figura 2.10** se muestra un mapa de impedancia acústica referido a la cima de la formación, donde se muestra la tendencia de sedimentación.

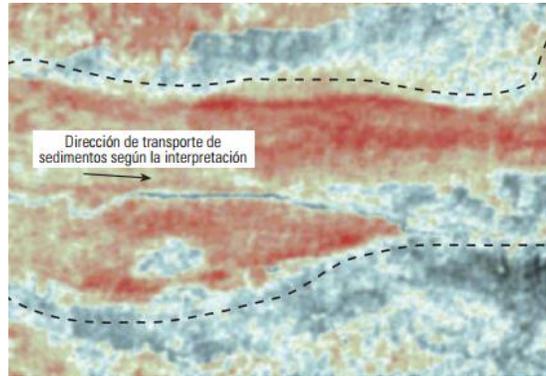


Figura 2.10.- Mapa de impedancia acústica referido a la cima de la formación, donde se muestra la tendencia de sedimentación.

Algunos atributos sísmicos son más sensibles a cambios en la porosidad de la roca que al tipo de fluido que ésta contiene en los poros. La impedancia acústica de un material elástico es el producto de la velocidad por su densidad. No hay necesidad de interpretar un horizonte para obtener el atributo de impedancia acústica, ya que éste se obtiene de un cubo sísmico al aplicarle un modelo de un cubo de velocidad, dando de resultado un cubo de impedancia acústica, como se muestra en la **Figura 2.11**.

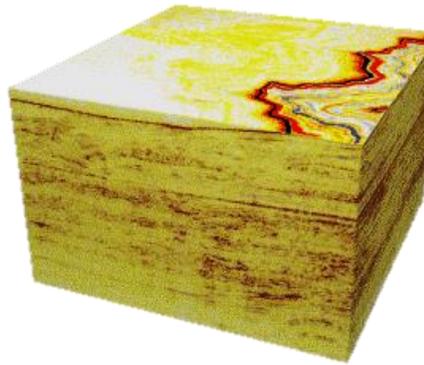


Figura 2.11.- Cubo de impedancia acústica.

Para los atributos de coherencia (continuidad, correlación, semblanza y covarianza) y varianza no se necesita interpretar un horizonte ya que éstos se obtienen directamente del cubo sísmico y miden la similitud entre dos trazas sísmicas. Los atributos de amplitud se obtienen de un horizonte interpretado, y en la práctica se crean mapas de amplitud para identificar puntos brillantes u oscuros, que son indicadores de la presencia de hidrocarburos y fallas.

Los atributos de frecuencia son resultado de un horizonte interpretado, las bajas frecuencias instantáneas en un yacimiento son buen indicador de gas, ya que los

yacimientos con contenido de gas atenúan las altas frecuencias. Por su parte, las altas frecuencias son indicadores de alta estratificación geológica y se correlacionan con capas de arena, es decir, a mayor estratificación se infiere que existen más capas de arena en una estructura geológica específica.

2.3 CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA.

El conocimiento de las características de las rocas de un yacimiento es indispensable para comprender su naturaleza y su comportamiento.

La caracterización petrofísica se realiza mediante la integración de datos que se obtienen de núcleos, registros geofísicos de pozos y pruebas de presión, principalmente. Una correcta correlación de esta información aporta datos para determinar propiedades físicas del medio poroso, como son: la porosidad, permeabilidad absoluta, la compresibilidad, así como también aspectos relacionados con la textura de la roca, como: la forma, el tamaño, la clasificación y el empacamiento de los granos.

2.3.1 Sistema Roca

Al estudiar el sistema roca, deben tenerse en cuenta los siguientes aspectos ya que son de suma importancia para posteriormente evaluar la capacidad de almacenamiento y de flujo del yacimiento. Dichos aspectos son:

TAMAÑO DE GRANO

El tamaño de grano se expresa en función de un diámetro, pero al no ser esféricos los granos, hay que referirlos a una medida. Sobre una referencia lineal, se utiliza la abertura de malla o tamaño de la malla (tamices) a través de la cual pasa la partícula, como se muestra en la **Figura 2.12**.

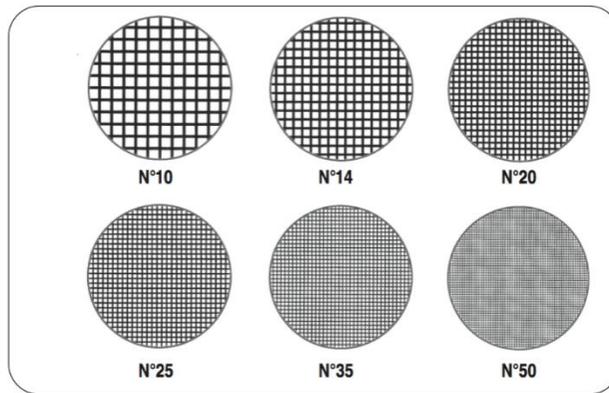


Figura 2.12 Ejemplos de mallas de para diferentes tamaños de grano.

Udden 1914, realizó una escala geométrica de clases y tamaños que posteriormente Wentworth 1922, modificó y determinó una escala que proporciona un medio para normalizar la terminología en los tamaños; cada grado representa un tamaño, de tal forma que difiere del anterior, y cada uno tiene su nombre específico para identificar a las partículas. En la **Figura 2.13** se presenta esta escala granulométrica.

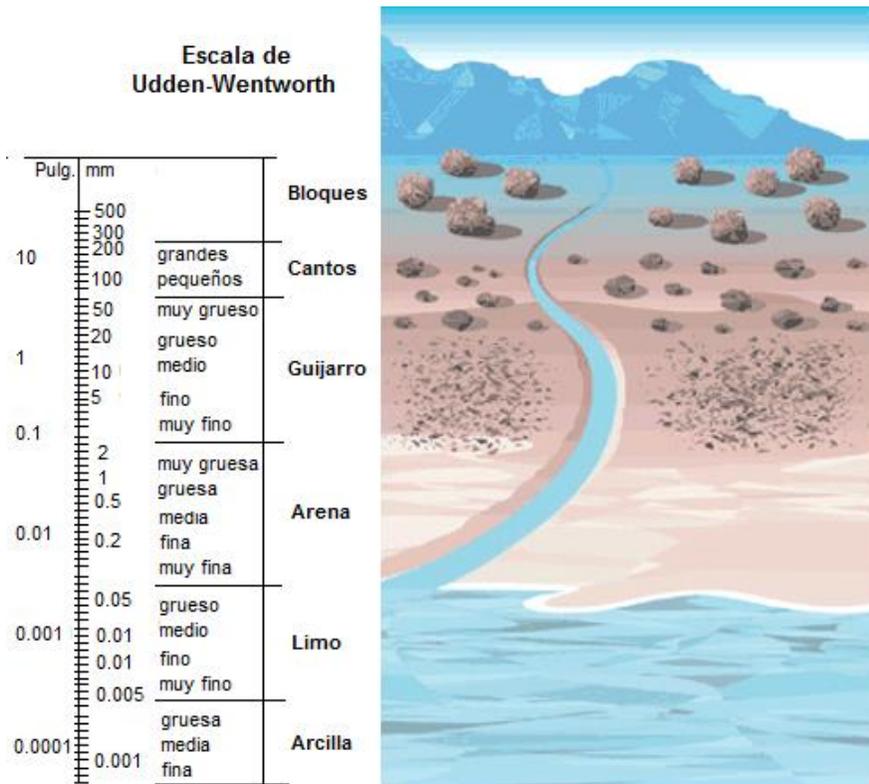


Figura 2.13 Escala granulométrica de Udden-Wentworth.

FORMA DEL GRANO

La forma de los granos se define con los mismos parámetros con los que se definen las características geométricas en tres dimensiones: la redondez y la esfericidad.

REDONDEZ

La redondez de la partícula, como un todo, es el promedio del redondeamiento de todas sus esquinas. Depende del tamaño de grano y la resistencia mecánica de los granos, pero en general, aumenta con el transporte. La redondez es el dato morfológico de mayor interés en la tipificación del ambiente de sedimentación de algunas rocas sedimentarias, especialmente las areniscas y limolitas.

ESFERICIDAD

La esfericidad es la medida del grado en que se aproxima una partícula a la forma de una esfera. Definiendo también el comportamiento dinámico de la partícula, está relacionada con las diferencias existentes entre los distintos diámetros o longitudes de los ejes de las partículas.

En la descripción de las rocas sedimentarias debe considerarse la forma de los granos definida por su grado de esfericidad y de redondez, como se muestra en la **Figura 2.14**.

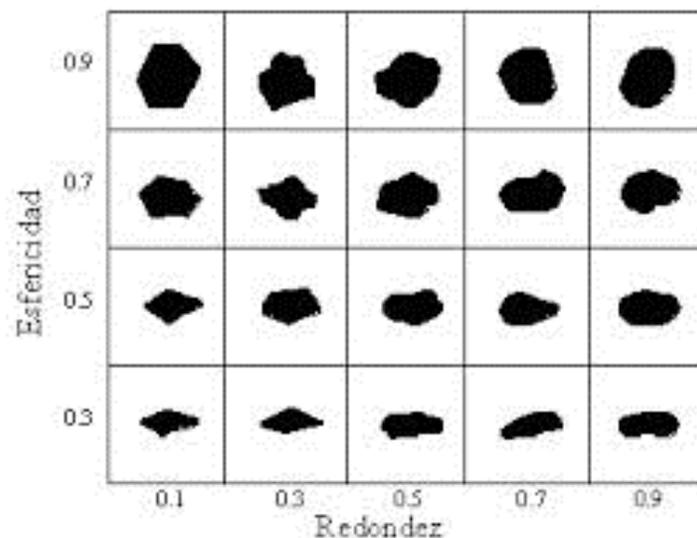


Figura 2.14 Grados de redondez y esfericidad que puede tener una partícula
(Krumbein & Sloss, 1963)

Se dice que una roca tiene una buena selección si el tamaño de sus granos es uniforme, una mala selección implica que se tengan tamaños de grano muy variados, esto se muestra en la **Figura 2.15**.

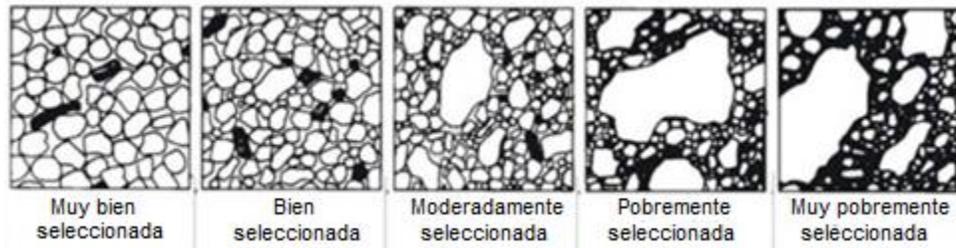


Figura 2.15 Grado de selección, a nivel microscópico, de una roca sedimentaria detrítica.

EMPACAMIENTO DE LOS GRANOS

El empaquetamiento que tienen los granos es de gran importancia ya que junto con las características de éstos determinan la magnitud de las distintas propiedades que puede tener la roca al consolidarse; además, hay que tener en cuenta factores que afectan significativamente tales propiedades, como la compactación, la cementación, la recristalización, entre otras.

En la **Figura 2.16** se muestra el empaquetamiento de esferas tipo cúbico, teniendo un volumen poroso de 47.64%.

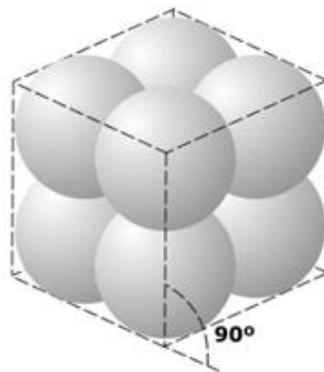


Figura 2.16 Empacamiento cúbico de esferas.

En la **Figura 2.17** se muestra el empaquetamiento de esferas tipo romboédrico, que presenta un volumen poroso del 25.96%.

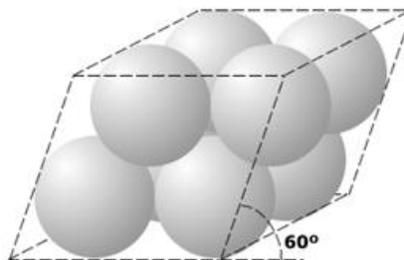


Figura 2.17 Empacamiento romboédrico de esferas.

CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA POROSO.

Las propiedades del sistema poroso, en términos de los tipos de poros, su geometría e interrelaciones, gobiernan la distribución de fluidos y su interacción a microescala. Su descripción y caracterización son muy importantes para entender el comportamiento de flujo de los fluidos en el yacimiento.

La porosidad, ϕ , es la fracción del volumen de una roca que corresponde al volumen vacío, la cual varía dependiendo del empacamiento de los granos, por ejemplo, se tiene una porosidad de 0.47 para un apilamiento cúbico compacto de esferas rígidas de mismo diámetro. Además de la porosidad se pueden definir algunas otras características, tales como la distribución de tamaño de poro y la tortuosidad media de los poros.

Además de estas propiedades intrínsecas se definen otras dos, que están relacionadas con el movimiento del fluido monofásico (permeabilidad), o con la presencia de dos fluidos inmiscibles (presión capilar). Finalmente S_o y S_w son las saturaciones de aceite y de agua, respectivamente, es decir las fracciones del volumen poroso ocupado por cada fluido. Cuando dos fluidos inmiscibles coexisten en equilibrio en un medio poroso, están distribuidos según las leyes de la hidrostática, de la capilaridad y de la mojabilidad. La distribución de fluidos depende de la dimensión de los poros, del ángulo de contacto, de la tensión interfacial y de las saturaciones.

Hasta hace unos años, estos estudios se efectuaban sólo con secciones delgadas de roca, actualmente se usan potentes microscopios que permiten realizar observaciones más profundas de la estructura del sistema poroso.

Estas observaciones permiten identificar diversos parámetros que pueden ser usados para caracterizar el sistema poroso, como lo son:

Tamaño de poro: Este parámetro establece la dimensión promedio de los poros, y se expresa en μ (micras o micrómetros).

Forma de poro: Este parámetro describe de manera cualitativa la forma prevaleciente de los poros, por ejemplo triangular, poliédrica, irregular, entre otras.

Tamaño de la garganta de poro: Este es el factor que controla de manera global la transmisibilidad de fluidos en el sistema poroso, se expresa en μ .

Relación de aspecto: Es la relación del tamaño de poro y la garganta de poro. Es un número adimensional que es un controlador fundamental del desplazamiento de hidrocarburos, ya que para números cercanos a 1 (diámetro del poro igual al diámetro de la garganta de poro)

se tiene una gran, pero entre más grande sea este número (diámetro del poro mayor al diámetro de la garganta de poro) existirá menor facilidad del paso de fluidos.

Número de coordinación: Este parámetro indica el número promedio de gargantas de poro que intersectan los poros.

En la **Figura 2.18** se muestra un poro, rodeado por 4 fragmentos de roca y se ilustran los parámetros definidos anteriormente.

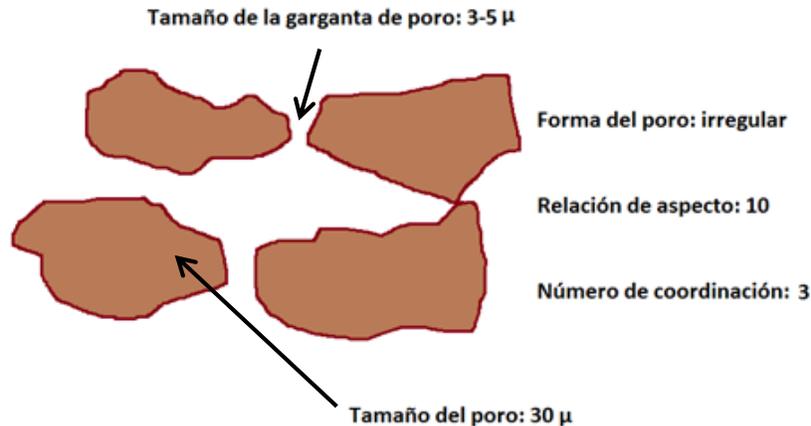


Figura 2.18- Características del sistema poroso.

*El tamaño de garganta de poro se obtiene realizando el promedio de los tamaños de todas las gargantas y la relación de aspecto se obtiene al dividir el tamaño de poro entre promedio de los tamaños de las gargantas de poro.

POROSIDAD (ϕ)

La porosidad de una roca se define como la fracción de volumen total de roca no ocupada por el esqueleto mineral de la misma, generalmente se expresa como porcentaje o fracción.

La porosidad es la característica física más conocida en un yacimiento petrolero. Determina los volúmenes de gas o petróleo que pueden estar presentes, y todas las operaciones de recuperación se basan en la determinación de su valor. Esta particular capacidad que tienen las rocas del yacimiento de almacenar fluidos se llama porosidad.

Desde la perspectiva de la ingeniería de yacimientos, la porosidad es una de las propiedades más importantes de las rocas del yacimiento, dado que la porosidad es una medida de la capacidad de almacenamiento de fluidos de un sistema y es uno de los parámetros más utilizados para determinar la calidad de la roca yacimiento. En la **Tabla 2.2** se muestra la variación de la calidad de la roca yacimiento en función de sus valores de porosidad.

Calidad	Φ (%)
Muy buena	>20
Buena	15-20
Moderada	10-15
Pobre	5-10
Muy pobre	<5

Tabla 2.1.- Calidad de la roca del yacimiento en función de su porosidad.

La porosidad puede ser clasificada con base en dos aspectos generales:

- El origen de la roca
- La comunicación entre los poros

De acuerdo al origen de la roca, la porosidad puede ser dividida en primaria y secundaria.

Porosidad primaria: se origina durante el proceso de depositación de los materiales que dan origen a la roca; los parámetros microestructurales que afectan la porosidad primaria de un sedimento no consolidado son: el tamaño, la forma (geometría) y el grado de selección de los granos.

Porosidad secundaria: es el resultado de procesos geológicos posteriores a la formación de la roca, como lixiviación, que es el proceso de lavado de un estrato o terreno o capa geológica por el agua, fracturamiento o fisuración, entre otros.

De acuerdo al tipo de comunicación entre los poros de la roca, la porosidad puede denominarse como:

Porosidad absoluta: es el porcentaje del espacio total, con respecto al volumen total de la roca, sin tomar en cuenta si los poros están conectados entre sí o no.

Porosidad efectiva: es el porcentaje del espacio poroso intercomunicado, con respecto al volumen total de la roca.

El porcentaje de porosidad se puede calcular por medio de la siguiente relación:

$$Porosidad (\%) = 100 \left(\frac{Volumen\ poroso}{Volumen\ total\ de\ roca} \right) \quad (2.1)$$

DENSIDAD (ρ)

La densidad de un material se define como la relación entre su masa y su volumen.

$$\rho = \frac{M}{V} \quad (2.2)$$

donde:

ρ es la densidad del material [g/cm³]

M es la masa del material [g]

V es el volumen del material [cm³]

Los tipos de densidad que se tienen en el yacimiento son:

- Densidad de la roca (ρ_r)
- Densidad de la matriz o de los sólidos (ρ_m)
- Densidad del sistema roca-fluidos (ρ_{r-f})

TORTUOSIDAD

Los poros interconectados de la roca que representan los canales de flujo de fluidos en el yacimiento no son tubos capilares rectos ni tampoco tienen diámetros constantes por lo que es necesario definir la tortuosidad como un indicador de las desviaciones que presentan los canales de flujo del sistema poroso real respecto a un sistema equivalente de tubos capilares rectos.

La tortuosidad se expresa mediante la siguiente relación:

$$\tau = \left(\frac{L_a}{L}\right)^2 \quad (2.3)$$

donde:

τ es la tortuosidad.

L_a es la longitud real del canal.

L es la longitud de la muestra de roca, o sea del capilar recto.

En una roca sedimentaria, la longitud promedio de un canal, L_a , por donde una partícula de fluido debe viajar, es mayor a la longitud, L , de la muestra de roca. Esto se debe a factores que afectan a los canales de flujo por lo que en las formaciones rocosas difícilmente tienen

una geometría de tubo capilar uniforme, lo que hace que el arreglo del medio poroso real difiera del modelo ideal, tal como se muestra en la **Figura 2.18**.

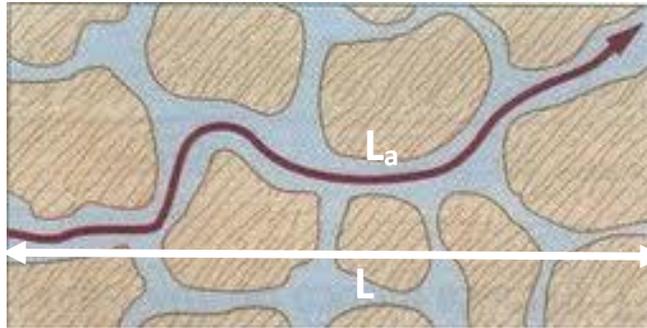


Figura 2.18.- Representación de los canales por los que viajan las partículas del fluido a través del medio poroso

De la ecuación anterior se puede apreciar que a medida que el medio poroso se asemeja a tubos capilares rectos, la tortuosidad del sistema se aproxima a 1. El menor valor de tortuosidad que se puede tener es 1, el cual existe cuando la longitud real del trayecto del flujo es igual a la longitud de la muestra de roca.

PERMEABILIDAD (k)

La permeabilidad se define como la capacidad que tiene una roca de permitir el flujo de fluidos a través de sus poros interconectados. Si los poros de la roca no se encuentran interconectados no hay permeabilidad. Por lo tanto, la permeabilidad depende de la porosidad efectiva y más específicamente de la geometría de los poros, incluyendo la tortuosidad, el grado de compactación, el grado de cementación, la presencia de minerales de arcilla en una roca, y la medida de las gargantas entre los poros.

Se debe mencionar que la permeabilidad absoluta es una propiedad de la roca exclusivamente, y no depende del fluido que pasa por ella.

Expresión matemática de la permeabilidad: Ley de Darcy

La unidad de medida de la permeabilidad de una roca en el sistema cegesimal (CGS) se denomina **Darcy** en honor al Ingeniero francés Henry Philibert Gaspard Darcy (1856), quien llevó a cabo experimentos con la circulación de líquidos a través de medios porosos, como se muestra en la **Figura 2.20**.

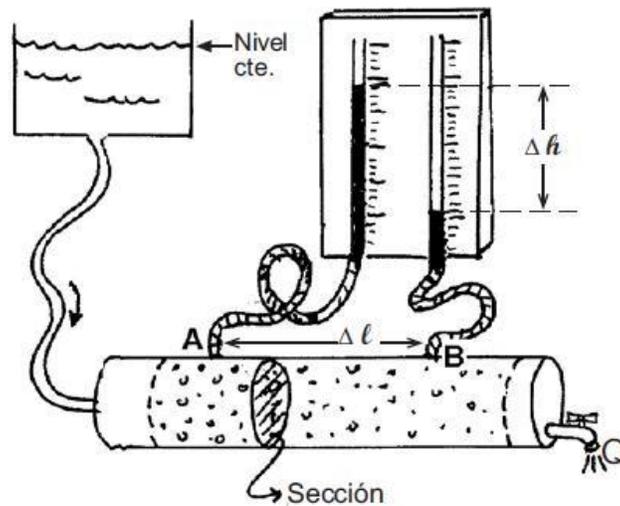


Figura 2.20.- Representación esquemática del experimento de Darcy.

Un medio poroso tiene una permeabilidad de un Darcy cuando un fluido monofásico de un centipoise de viscosidad, que llena por completo los huecos del medio, fluye a un gasto constante de un centímetro cúbico por segundo por centímetro cuadrado de sección, bajo una presión o gradiente hidráulico equivalente a una atmósfera (76.0 cm de Hg) por centímetro.

La permeabilidad de la mayoría de las rocas es menor a un Darcy y generalmente es usada como unidad el milidarcy (1 mD=0.001 D). La permeabilidad de las rocas es altamente variable y su rango de variación es de 10 a 100 milidarcys, el cual es considerado bueno; arriba de 1 Darcy son consideradas altas.

En la **Tabla 2.2** se presenta la calidad de los yacimientos de hidrocarburos en función de la permeabilidad de la roca.

Calidad de la roca	Permeabilidad (mD)
Pobre	$k < 1$
Regular	$1 < k < 10$
Moderada	$10 < k < 50$
Buena	$50 < k < 250$
Muy buena	$k > 250$

Tabla 2.2.- Calidad de la roca del yacimiento en función de su permeabilidad.

Con la ley de Darcy se puede calcular la permeabilidad usando la siguiente ecuación:

$$k = \frac{q\mu L}{A\Delta P} \quad (2.4)$$

donde:

k es la permeabilidad, [Darcys]

q es el gasto, [cm³/s]

μ es la viscosidad del fluido, [Centipoise]

L es la distancia que recorre el fluido, [cm]

A es el área total de la sección transversal, [cm²]

ΔP es la diferencia de presión en L, [atm]

Permeabilidad Absoluta (k_a)

Es la permeabilidad cuando el medio poroso tiene una saturación del 100% de un fluido mojante que está en movimiento y se determina con la siguiente ecuación:

$$k_a = \frac{q_f \mu_f L}{A \Delta P} \quad (2.5)$$

donde:

k_a es la permeabilidad absoluta, [Darcys]

q_f es el gasto del fluido, [cm³/s]

μ_f es la viscosidad del fluido, [Centipoise]

L es la distancia que recorre el fluido, [cm]

A es el área total de la sección transversal, [cm²]

ΔP es la diferencia de presión en L, [atm]

La permeabilidad absoluta se mide en laboratorio sobre muestras de núcleos de pozos y esta medida se usa para estimar indirectamente la permeabilidad absoluta a partir de datos obtenidos de los registros de pozos.

En un yacimiento la permeabilidad absoluta no puede existir si no se tiene la porosidad efectiva, por lo cual se puede establecer una relación entre ambas propiedades. Para determinar la relación que existe entre ellas se hace un gráfico de porosidad efectiva vs permeabilidad absoluta con el objetivo de conocer la relación entre capacidad de almacenamiento (Φ) y capacidad de flujo (k_a).

COMPRESIBILIDAD.

Un yacimiento a miles de metros bajo la superficie de la tierra se encuentra sometido a una presión de sobrecarga originada por el peso de las formaciones suprayacentes. La presión de sobrecarga no es constante y depende de factores como la profundidad, naturaleza de la estructura, consolidación de la formación, entre otros. La profundidad de la formación y su densidad son las consideraciones más importantes.

El peso de sobrecarga simplemente aplica una fuerza compresiva al yacimiento.

La diferencia de presión entre la presión de sobrecarga y la presión interna de poro o de yacimiento es referida como la presión de sobrecarga efectiva. Durante las operaciones de producción de hidrocarburos la presión interna del poro decrece y la presión de sobrecarga permanece constante, por lo tanto, la presión de sobrecarga efectiva aumenta. Este incremento origina los siguientes efectos:

- Reducción del volumen de la roca.
- Cambio de forma de los granos (alargamiento).

Estos dos cambios de volumen tienden a reducir el espacio poroso y, por lo tanto, a la porosidad de la roca. La compresibilidad generalmente decrece con incrementos en la porosidad y en la presión de sobrecarga efectiva. La compresibilidad de cualquier material (sólido, líquido o gaseoso) en un intervalo de presión dado y a una temperatura fija se define como el cambio de volumen por unidad de volumen inicial causado por una variación de presión, como se muestra en la siguiente ecuación:

$$c = -\frac{1}{V} \left[\frac{\partial V}{\partial P} \right]_T \quad (2.6)$$

donde:

c es la Compresibilidad [psi^{-1}]

V es el volumen, [m^3]

P es la Presión, [atm]

T indica que la derivada es tomada a temperatura constante.

Si el volumen poroso de una roca disminuye al aumentar el esfuerzo compresivo, entonces la derivada es negativa, por lo que el signo negativo convierte a la compresibilidad en un valor positivo.

Se definen las compresibilidades de la matriz, de la roca y de los poros como:

Compresibilidad de la matriz (granos)

Se define como el cambio fraccional en el volumen del material sólido de la roca (granos) por unidad de cambio en la presión. Matemáticamente, está dada por:

$$c_r = -\frac{1}{V_r} \left[\frac{\partial V_r}{\partial P} \right]_T \quad (2.7)$$

donde:

c_r es la compresibilidad de la matriz.

V_r es el volumen de la matriz.

Compresibilidad de la roca

Se define como el cambio fraccional en el volumen de la roca con un cambio unitario en la presión, a temperatura constante. Matemáticamente está dada por:

$$c_b = -\frac{1}{V_b} \left[\frac{\partial V_b}{\partial P} \right]_T \quad (2.8)$$

donde:

c_b es la compresibilidad de la roca.

V_b es el volumen de la roca.

Compresibilidad de los poros

El coeficiente de compresibilidad del poro se define como el cambio fraccional en el volumen poroso de la roca por unidad de cambio en la presión a temperatura constante, está dado por la siguiente expresión:

$$c_p = -\frac{1}{V_p} \left[\frac{\partial V_p}{\partial P} \right]_T \quad (2.9)$$

c_p es la compresibilidad de los poros.

V_p es el volumen de los poros.

La ecuación anterior puede ser escrita en términos de porosidad de la siguiente forma:

$$c_p = -\frac{1}{\phi} \left[\frac{\partial \phi}{\partial P} \right]_T \quad (2.10)$$

Para la mayoría de los yacimientos de petróleo, la compresibilidad de la matriz es considerada pequeña en comparación con la compresibilidad de los poros. La compresibilidad de la formación (c_f) es un término usado comúnmente para describir la compresibilidad total de la formación y es igual a la compresibilidad del volumen poroso (c_p):

$$c_f = c_p = -\frac{1}{\phi} \left[\frac{\partial \phi}{\partial P} \right]_T \quad (2.11)$$

Aunque la reducción del volumen poroso originado por cambios en la presión es pequeña, ésta se convierte en un factor importante que contribuye a la producción de fluidos en yacimientos de aceites bajosaturados.

2.3.2 Sistema Roca-Fluidos

Como ya se mencionó, los yacimientos están integrados por la roca y los fluidos contenidos en ella, formando un sistema roca-fluidos.

Para realizar la caracterización del sistema roca-fluidos, es necesario recopilar, procesar y analizar, en forma combinada, información que proviene de muestras de roca con sus fluidos saturantes, de registros geofísicos, de pruebas de formación y de pruebas de variación de presión, para determinar, entre otros parámetros: saturación de fluidos, mojabilidad, presión capilar, tensión interfacial, permeabilidades efectivas y relativas.

PERMEABILIDAD EFECTIVA (k_{ef})

Se tiene permeabilidad efectiva a un fluido, cuando el medio poroso está saturado por dos o más fluidos, con facilidad o no de flujo y se determina de cada una de ellas su permeabilidad.

$$k_{ef} = \frac{q_f \mu_f L}{A \Delta P}, \quad \text{si } s_f < 100\% \quad (2.12)$$

donde:

k_{ef} es la permeabilidad efectiva al fluido, [Darcys]

q_f es el gasto del fluido, [cm³/s]

μ_f es la viscosidad del fluido, [Centipoise]

L es la distancia que recorre el fluido, [cm]

A es el área total de la sección transversal al flujo, [cm²]

ΔP es la diferencia de presión en L, [atm]

En los yacimientos petroleros la permeabilidad efectiva puede ser al aceite, al gas o al agua (Keo, Keg, Kew)

PERMEABILIDAD RELATIVA A UN FLUIDO (k_{rf})

Se define a la permeabilidad relativa a un fluido como el cociente de la permeabilidad efectiva a un fluido con respecto a la permeabilidad absoluta del medio poroso; matemáticamente se expresa como:

$$k_{rf} = \frac{k_{ef}}{k_a} \quad (2.13)$$

donde:

k_{rf} es la permeabilidad relativa a un fluido,

k_{ef} es la permeabilidad efectiva a un fluido, [Darcys]

k_a es la permeabilidad absoluta, [Darcys]

Como es el caso de las permeabilidades efectivas, en un yacimiento de hidrocarburos puede haber permeabilidades relativas al aceite, al gas o al agua (k_r , k_{rg} , k_{rw}).

SATURACIÓN DE FLUIDOS (S_f)

La saturación de una roca con determinado fluido se define como la fracción del volumen poroso de la roca que está ocupada por dicho fluido:

$$S_f = \frac{V_f}{V_p} \quad (2.14)$$

donde:

S_f es la Saturación del fluido.

V_f es el Volumen del fluido.

V_p es el Volumen poroso de la roca.

La sumatoria de las saturaciones de todos los fluidos que se encuentran presentes en el espacio poroso de una roca, debe ser igual a 1 o al 100%. Si se considera un medio poroso saturado por petróleo, agua y gas, entonces:

$$S_o + S_w + S_g = 1 \quad (2.15)$$

donde:

S_o es la Saturación de petróleo.

S_w es la Saturación de agua.

S_g es la Saturación de gas.

Un yacimiento en la zona de hidrocarburos puede tener por lo mínimo dos saturaciones de fluidos, pero siempre está presente la saturación de agua, ya sea móvil o inmóvil. La saturación de agua congénita (S_{wc}) es la saturación de agua existente en el yacimiento al momento de su descubrimiento, la cual se considera como el remanente del agua que inicialmente existía cuando se generó la formación y que no pudo ser desplazada por los hidrocarburos cuando éstos migraron al yacimiento.

La saturación de agua inmóvil, conocida como irreductible, se correlaciona con la permeabilidad, con el área superficial de los sólidos y con el tamaño de los poros. A mayor área superficial y menor tamaño de partículas, mayor es la saturación de agua irreductible.

La determinación de la saturación de agua se puede efectuar por tres diferentes métodos:

- Análisis en laboratorio de núcleos tomados en pozos perforados.
- A partir de curvas de presión capilar obtenidas en laboratorio sobre muestras de roca.
- A partir de la interpretación cuantitativa de registros geofísicos

Por ejemplo, la determinación de la saturación de agua a partir de registros geofísicos en formaciones limpias, sin arcillas, con una porosidad intergranular homogénea, está basada en la ecuación de saturación propuesta por Archie:

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{a * R_w}{\varphi^m * R_T}} \quad (2.16)$$

Donde:

S_w es la saturación del agua de formación.

R_w es la resistividad del agua de formación.

R_T es la resistividad verdadera de la formación

φ es la porosidad

n es el exponente de saturación

m es el factor de cementación

a es el factor de tortuosidad (generalmente se asume como 1, dependiendo de la litología).

En general, a , m , y n se les conoce como parámetros geométricos eléctricos.

PRESIÓN CAPILAR

La presión capilar se define como la diferencia de presión a través de la interfase que separa dos fluidos inmiscibles en un espacio capilar, uno de los cuales moja preferentemente al sólido.

La presión capilar aumenta conforme el diámetro del capilar disminuye, por lo que la presión capilar se incrementa cuando el tamaño del poro decrece y específicamente aumenta mucho más en las zonas de garganta de poro. Por otro lado, la presión capilar también está influenciada por la tensión superficial entre dos fluidos inmiscibles, por lo que indudablemente esta propiedad afectará los sistemas agua-aceite, agua-gas o agua-aceite-gas. Por tanto, las diferentes magnitudes de saturación de fluidos tendrán también una gran influencia en el comportamiento de la presión capilar en el yacimiento. En un sistema mojado por agua, a menor presión capilar, mayor saturación de agua y por tanto mayor reducción de los canales de flujo para el fluido no mojante, lo que afecta directamente la movilidad de este.

La ley fundamental de la capilaridad o ecuación de Laplace relaciona la diferencia de presión entre los lados de una interfase (presión capilar, P_c) con la curvatura:

$$P_c = 2 \gamma H \quad (2.17)$$

donde:

P_c es la presión capilar.

γ es la tensión interfacial

H la curvatura promedio de la interfase.

La presión es superior del lado de la concavidad, es decir, en el interior de las gotas como se muestra en la **Figura 2.21**.

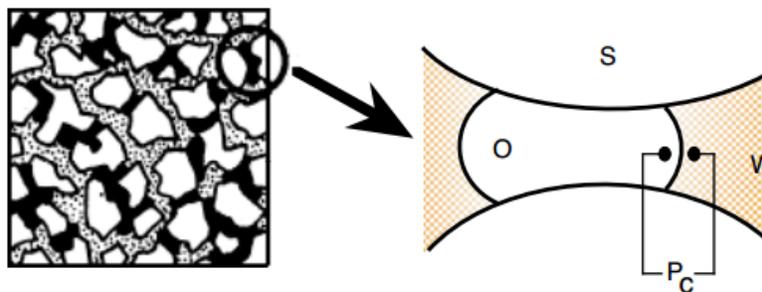


Figura 2.21.- Estructura de atrapamiento de los glóbulos de petróleo por capilaridad

MOJABILIDAD (M)

La mojabilidad se define como la tendencia de un fluido a esparcirse o adherirse a una superficie sólida en presencia de otros fluidos inmiscibles.

Es una propiedad que afecta directamente a la presión capilar, a la permeabilidad relativa, a la saturación irreductible de agua y a la saturación de aceite residual, es decir a múltiples comportamientos del sistema roca-fluidos y por consiguiente a la producción de hidrocarburos.

En un sistema roca-fluidos, si la roca es mojada por agua existirá una tendencia del agua a ocupar los poros pequeños y entrar en contacto con la mayor parte de la superficie de la roca, por lo tanto el agua tendrá menor valor de permeabilidad relativa y la saturación de agua irreductible (S_{wi}) sería mayor; de forma similar, si el sistema fuera preferentemente mojado por aceite se tendría menor movilidad del mismo y el factor de recuperación sería menor.

La mojabilidad o humectabilidad de un sistema roca-aceite-agua depende de las interacciones específicas del aceite con el agua y de la roca con el aceite y con el agua, y puede la roca llegar a ser fuertemente mojada por agua o fuertemente mojada por aceite, pero en ocasiones puede no haber preferencia por alguno de los dos fluidos y entonces se dice que el sistema es de mojabilidad neutra o intermedia.

En los yacimientos petroleros la mojabilidad puede variar, es decir, no es constante, por ejemplo, en el yacimiento se puede tener mojabilidad fraccional, cuando hay áreas de roca con diferentes preferencias de mojabilidad, lo cual crea propiedades de flujo diferentes en ciertas zonas.

El contacto trifásico agua (W), aceite (O) y sólido (S) está caracterizado por los ángulos de contacto. La **Figura 2.22** indica la definición de los ángulos de contacto θ_o y θ_w .

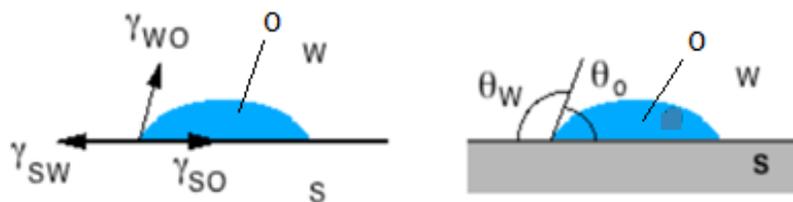


Figura 2.22.- Equilibrio de las fuerzas de tensión y ángulos de contacto.

donde:

γ_{sw} es la tensión interfacial sólido-agua.

γ_{so} es la tensión interfacial sólido-aceite.

γ_{wo} es la tensión interfacial agua-aceite.

θ_w es el ángulo de contacto medido en el agua.

θ_o es el ángulo de contacto medido en el aceite.

El ángulo de contacto es usado como un indicador de mojabilidad y su valor está comprendido entre 0 y 180°.

Según el ángulo de contacto, en la **Figura 2.23** tenemos lo siguiente:

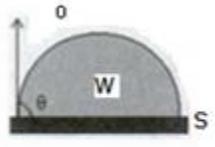
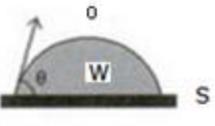
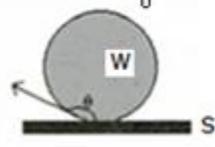
$\theta = 90^\circ$	Roca con humectabilidad neutra, lo que significa que el sólido no presenta preferencia por agua o aceite	
$\theta < 90^\circ$	Roca hidrofílica (humectable al agua) el agua tenderá a entrar más en contacto con la superficie sólida que el aceite.	
$\theta > 90^\circ$	Roca oleófila (humectable al aceite), la gota de agua se contrae para evitar el contacto con el sólido.	

Figura 2.23.-Relación de la mojabilidad con el ángulo de contacto.

TENSIÓN INTERFACIAL (γ, σ)

Es una propiedad de la interfaz entre dos fases inmiscibles. Cuando ambas fases son líquidas se denomina tensión interfacial, cuando una de las fases es el aire se denomina tensión superficial. La tensión interfacial es la energía de Gibbs por unidad de área de interfaz a temperatura y presión fijas. La tensión interfacial se produce porque una molécula cerca de una interfaz tiene interacciones moleculares diferentes a las de una molécula equivalente dentro del fluido. Las moléculas surfactantes se sitúan preferentemente en la interfaz y por lo tanto disminuyen la tensión interfacial.

Movilidad (λ)

En la ley de Darcy, existe un factor de proporcionalidad que relaciona la velocidad de un fluido con el gradiente de presión. Este factor de proporcionalidad, denominado movilidad del fluido, es la permeabilidad efectiva de la roca a ese fluido dividida por la viscosidad del fluido. Por lo tanto, la movilidad para cada fluido existente en el yacimiento se representa de la manera siguiente:

$$\lambda_w = \frac{k_{ew}}{\mu_w}, \quad \lambda_o = \frac{k_{eo}}{\mu_o}, \quad \lambda_g = \frac{k_{eg}}{\mu_g} \quad (2.18)$$

Por lo anterior se puede decir que la movilidad aumenta con permeabilidades altas y viscosidades bajas.

El valor de la movilidad depende de la saturación del fluido.

2.3.3 Sistema Fluidos

La caracterización del sistema fluidos como tal, no forma parte de la caracterización petrofísica, pero para fines de este trabajo, se considerará como parte de ésta.

Para caracterizar el sistema fluidos, es necesario contar con muestras representativas de cada uno de ellos, que se encuentran en el yacimiento, por lo tanto dichas muestra deben obtenerse al inicio de la producción de manera que estén a condiciones de temperatura y presión inicial del yacimiento; de no ser así, las muestras dejarían de ser porciones representativas, por lo que se alterarían las propiedades del fluido y por consiguiente no se obtendrían resultados confiables del comportamiento de fases delos fluidos en el yacimiento.

En el yacimiento se pueden encontrar diferentes fluidos como hidrocarburos (aceite y gas) y agua. Los análisis de los hidrocarburos y del agua del yacimiento, consisten en una serie de pruebas de laboratorio, las cuales se diseñan para obtener propiedades físicas y químicas requeridas para un estudio de caracterización de yacimientos.

Las propiedades que se requieren conocer principalmente son las siguientes:

PROPIEDADES DEL ACEITE

Presión de burbuja (p_b).

Es la presión a la cual la primera burbuja de gas aparece cuando disminuye la presión en un aceite bajosaturado. También es llamada presión de saturación, debido a que una ligera disminución de dicha presión, provocará que el aceite comience a liberar el gas disuelto que contiene. La presión de burbuja varía con la temperatura para una mezcla particular de hidrocarburos. El valor de este parámetro se compara con el de la presión inicial del yacimiento para identificar si el yacimiento es de aceite saturado o bajosaturado.

Factor de volumen del aceite (B_o)

Está definido como el volumen de aceite con su gas disuelto, a las condiciones del yacimiento, requerido para producir la unidad de volumen de aceite medido a condiciones de superficie, es decir:

$$B_o = \frac{\text{(Volumen de aceite con su gas disuelto @c. y.)} \left[\frac{m^3@c. y.}{m^3@c. s.} \right], \left[\frac{Bl@c. y.}{Bl@c. s.} \right]}{\text{Volumen de aceite muerto @c. s.}} \quad (2.19)$$

La variación del factor de volumen de un aceite con respecto a la presión del yacimiento, se muestra en la **Figura 2.24**.

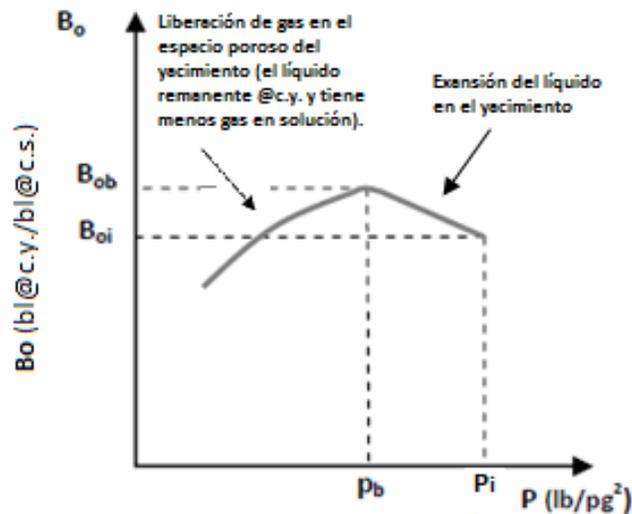


Figura 2.24.- Variación del factor de volumen del aceite con respecto a la variación de la presión.

Factor de volumen total (B_t).

Se refiere al volumen de aceite en el yacimiento con su gas disuelto más el volumen de gas liberado, entre el volumen de aceite medido en la superficie, es decir:

$$B_t = \frac{\text{Volumen de aceite con su gas disuelto} + \text{Volumen de gas libre}@c. y.}{\text{Volumen de aceite @c. s.}} \quad (2.20)$$

En la **Figura 2.25** se muestra el comportamiento de B_t con respecto a la presión del yacimiento.

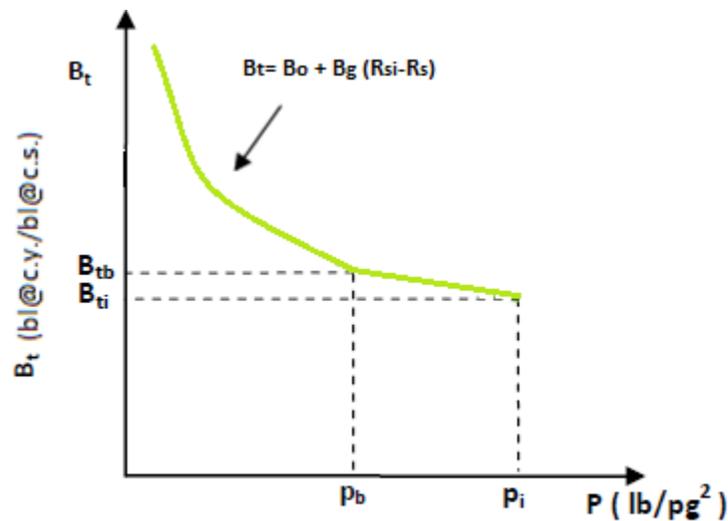


Figura 2.25.- Variación del factor de volumen total del aceite con respecto a la variación de la presión a la temperatura del yacimiento.

Relación de gas disuelto en el aceite (R_s).

Es el volumen de gas disuelto en el aceite a ciertas condiciones de presión y a la temperatura del yacimiento, por cada unidad de volumen de aceite, medidos ambos volúmenes a condiciones estándar. Es decir:

$$R_s = \frac{\text{Volumen de gas disuelto en el aceite @c. s.} \left[\frac{pie^3@c. s.}{pie^3@c. s.} \right]}{\text{Volumen de aceite @c. s.}} \quad (2.21)$$

En la **Figura 2.26** se muestra el comportamiento de R_s con respecto a la presión del yacimiento.

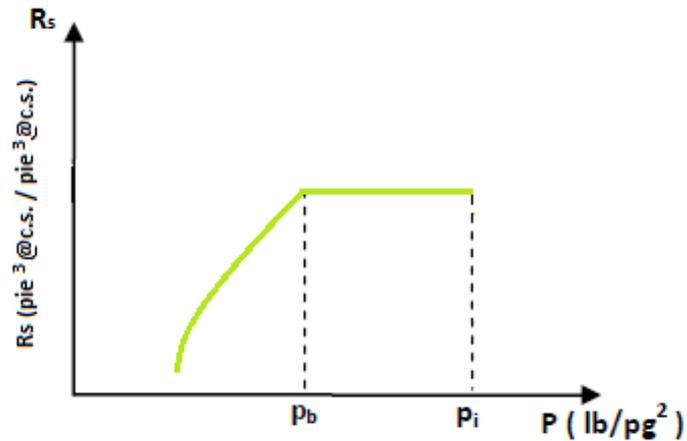


Figura 2.26.- Variación de la Relación de gas disuelto en el aceite con respecto a la variación de la presión.

Compresibilidad isotérmica del aceite (C_o)

La compresibilidad del aceite del yacimiento se define como el cambio de volumen que experimenta un volumen unitario de aceite por unidad de variación de presión a temperatura constante, dividido entre su volumen promedio. En la **Figura 2.27** se muestra la variación de la compresibilidad isotérmica del aceite con respecto a la presión del yacimiento, la variación de volumen es casi constante cuando la presión del yacimiento es mayor a la presión de burbuja, ya que en este punto, por la liberación de la primer burbuja de gas se causa un incremento en el valor de C_o , después de esta discontinuidad el cambio en el volumen va creciendo poco a poco dado el cambio en el volumen del gas libre.

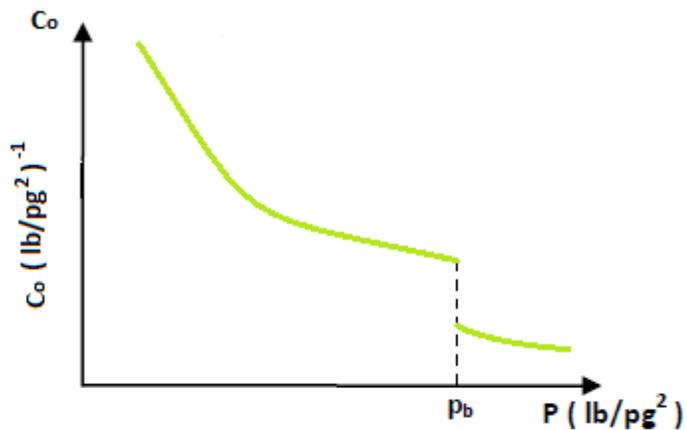


Figura 2.27.- Compresibilidad isotérmica del aceite con respecto a la variación de la presión a la temperatura del yacimiento.

Densidad del aceite (ρ_o)

Es la relación de la masa de aceite más su gas disuelto o gas en solución, entre su volumen. La densidad varía con la temperatura y presión. Si las condiciones de presión y temperatura son tales que todo el gas disponible está disuelto (la presión está arriba de la presión de burbujeo a la temperatura de interés), al incrementar la presión, simplemente se comprimirá el líquido y aumentará su densidad. La densidad del aceite es un parámetro que, junto con el valor de la relación gas-aceite de producción y el color del líquido, ayudan a la identificación del tipo de fluido del yacimiento.

La variación de la densidad del aceite con respecto a la presión, a la temperatura del yacimiento, se muestra en la **Figura 2.28**.

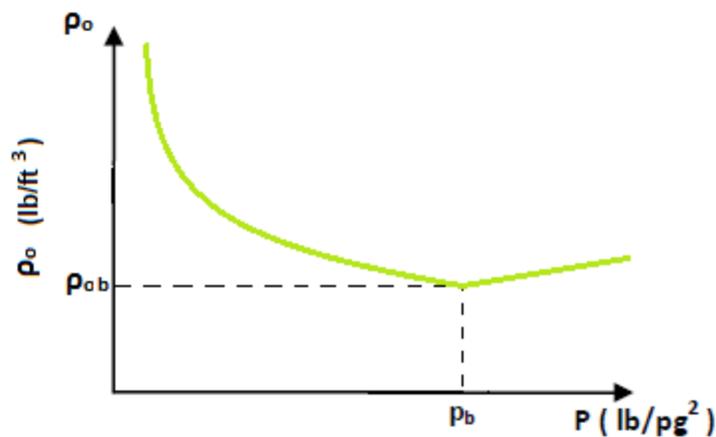


Figura 2.28.- Variación de la densidad del aceite con respecto a la variación de la presión a la temperatura del yacimiento.

Viscosidad del aceite (μ_o)

Es una medida de la resistencia del aceite a fluir, la cual varía con la temperatura y presión (**Figura 2.29**). Es un parámetro necesario para la caracterización del fluido y en algunas correlaciones utilizadas para el diseño de tuberías de producción, para determinar el valor de la movilidad del aceite.

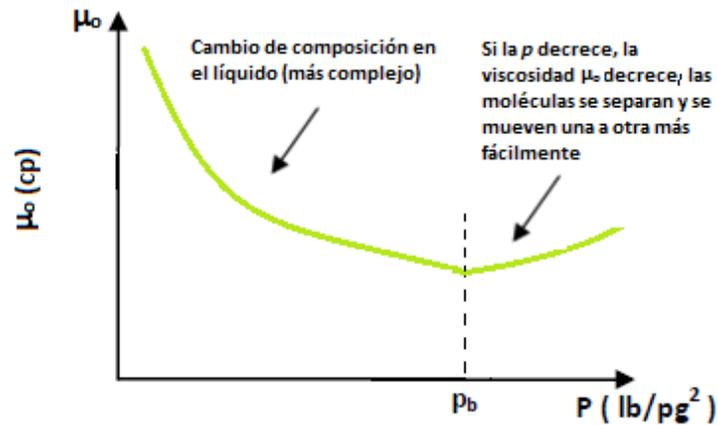


Figura 2.29.- Variación de la viscosidad del aceite con respecto a la variación de la presión a la temperatura del yacimiento.

PROPIEDADES DEL GAS

Factor de volumen del gas (Bg).

Se define como el volumen de gas a las condiciones del yacimiento, requerido para producir la unidad de volumen de gas a condiciones de superficie, es decir:

$$B_g = \frac{\text{Volumen de gas @c. y.}}{\text{Volumen de gas @c. s.}} = \left[\frac{m^3 @c. y.}{m^3 @c. s.} \right], \left[\frac{pie^3 @c. y.}{pie^3 @c. s.} \right] \tag{2.22}$$

En la **Figura 2.30** se muestra la variación del factor de volumen del gas con respecto a la presión, a la temperatura del yacimiento. Este parámetro es utilizado para determinar volúmenes de gas en la superficie y en el yacimiento.

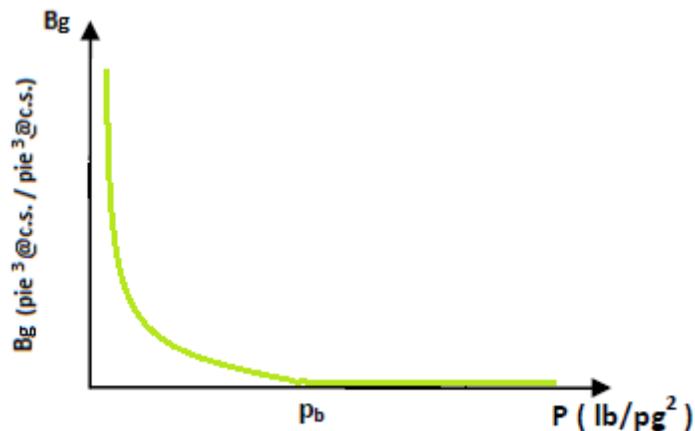


Figura 2.30.- Variación del factor de volumen del gas con respecto a la variación de la presión a la temperatura del yacimiento.

Compresibilidad isotérmica del gas (C_g).

La compresibilidad del gas del yacimiento se define como el cambio de volumen que experimenta un volumen unitario de gas por unidad de variación de presión, a temperatura constante. Matemáticamente se expresa de la siguiente manera:

$$C_g = -\frac{1}{V_g} \left[\frac{\partial V_g}{\partial P} \right]_T \quad (2.23)$$

En la **Figura 2.31** se ilustra la variación de la compresibilidad del gas con respecto a la presión y temperatura del yacimiento.

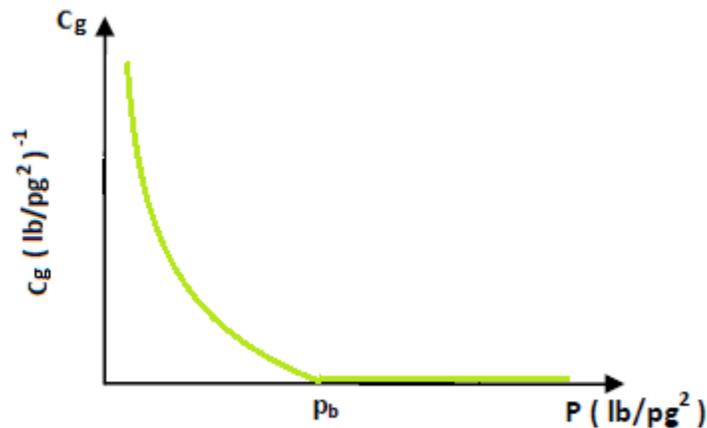


Figura 2.31.- Variación de la compresibilidad del gas con respecto a la variación de la presión a la temperatura constante.

Viscosidad del gas (μ_g).

La viscosidad del gas es una medida de la resistencia del gas a fluir, la cual varía con la temperatura y presión. Generalmente la viscosidad del gas se incrementa al incrementarse la presión, excepto a muy bajas presiones en las que la viscosidad llega a ser independiente de la presión. A presiones bajas, la viscosidad del gas, a diferencia de la de los líquidos, se incrementa cuando la temperatura se eleva. Esto es causado por el incremento de la actividad de las moléculas cuando la temperatura se incrementa. En la **Figura 2.32** se muestra el comportamiento de la viscosidad del gas como una función de la presión para tres temperaturas diferentes, a presiones bajas la viscosidad del gas se incrementa conforme la temperatura se incrementa. Sin embargo, a presiones altas la viscosidad del gas decrece conforme la temperatura incrementa.

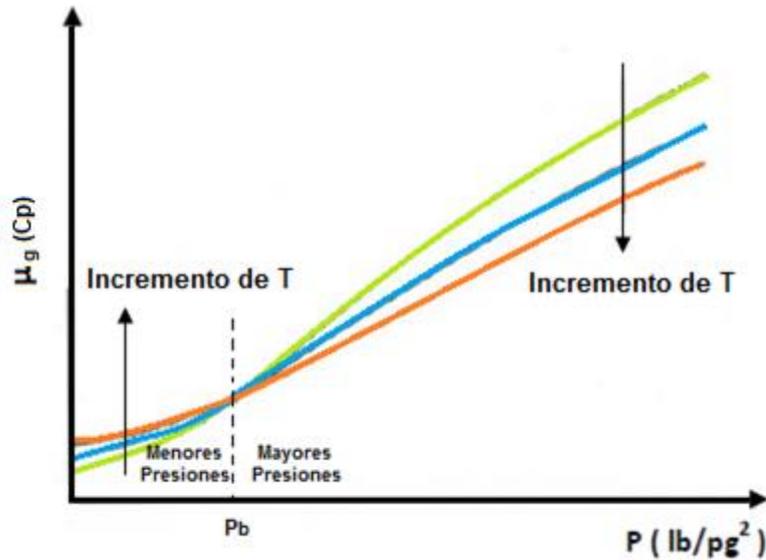


Figura 2.32.- Variación de la viscosidad del gas con respecto a la presión.

PROPIEDADES DEL AGUA DE FORMACIÓN

Composición del Agua de Formación.

Toda agua de formación o de yacimiento contiene sólidos disueltos, principalmente cloruro de sodio, esta agua en algunas ocasiones es conocida como salmuera o agua salada. Sin embargo, la salmuera de los yacimientos no tiene relación alguna con el agua de mar. Generalmente, el agua de los yacimientos contiene una mayor concentración de sólidos que la que contiene el agua de mar. El agua de formación ha reportado un total de concentración de sólidos que va desde 10,000 ppm, hasta aproximadamente 300,000 ppm.

Las concentraciones de los sólidos disueltos en el agua de formación se reportan en partes por millón [ppm], miligramos por litro [mg/lit] y por ciento en peso de los sólidos. Las partes por millón, ppm, implican gramos de sólidos por un millón de gramos de agua dulce, es decir:

$$ppm = \frac{\text{gr sólidos}}{10^6 \text{ gr agua dulce}} \quad (2.24)$$

Factor de Volumen del Agua de Formación (Bw).

El factor de volumen de agua de formación representa el cambio en el volumen de la salmuera conforme es transportada desde el yacimiento hasta las condiciones de

superficie. Las unidades son [bls @ c.y. / bls@c.s.]. Así como el factor de volumen del aceite, el del agua de formación tiene tres efectos involucrados.

- La liberación del gas disuelto en el agua de formación conforme la presión se reduce.
- La expansión del agua de formación conforme la presión se reduce.
- La reducción del volumen del agua de formación conforme la temperatura se reduce.

El factor de volumen del agua de formación representa los barriles de agua en el yacimiento que se requieren para producir un barril de agua en la superficie, es decir:

$$B_w = \frac{(\text{Volumen de agua con su gas disuelto @c.y.})}{\text{Volumen de agua @c.s.}} \left[\frac{\text{bls@c.y.}}{\text{bls@c.s.}} \right] \quad (2.25)$$

En la **Figura 2.33** se muestra su comportamiento con respecto a la variación de la presión del yacimiento.

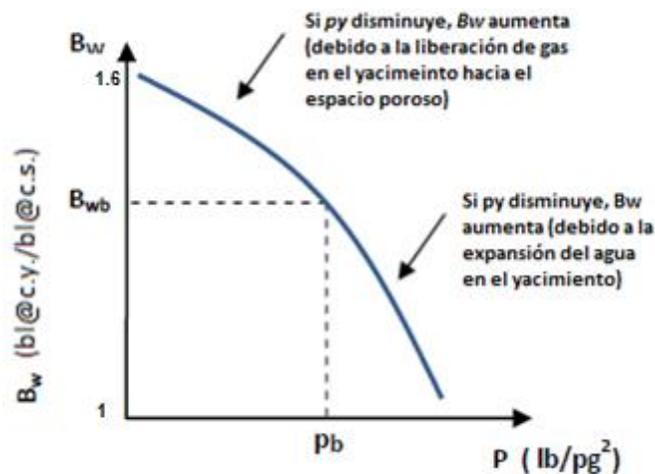


Figura 2.33.- Comportamiento del Factor de volumen del Agua de Formación con respecto a la variación de la presión.

Relación de Solubilidad del Gas en el Agua (R_{sw})

El gas natural también se puede disolver en el agua de formación del yacimiento. La relación gas en solución/agua es la relación del volumen de gas producido a condiciones estándar respecto al volumen de agua de formación producida en el tanque de almacenamiento en barriles, como un resultado de la producción de un volumen de agua originalmente a condiciones de yacimiento, es decir:

$$R_{sw} = \frac{(\text{Volumen de gas disuelto en el agua @c.s.})}{\text{Volumen de agua @c.s.}} \left[\frac{\text{pie}^3 @c.s.}{\text{pie}^3 @c.s.} \right] \quad (2.26)$$

En la **Figura 2.34** se muestra el comportamiento de la relación de solubilidad del gas en el agua.

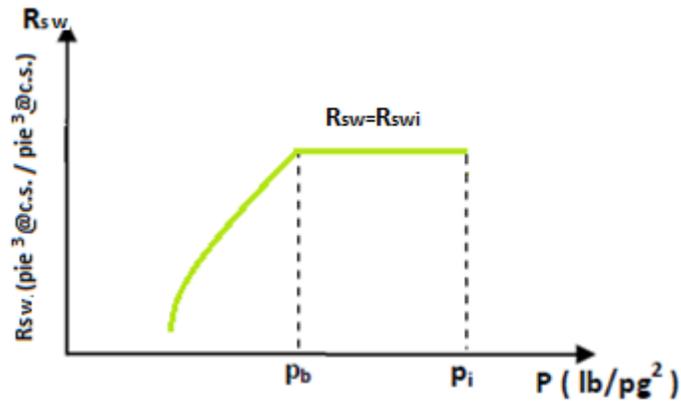


Figura 2.34.- Comportamiento de la relación de solubilidad del gas en el agua con respecto a la variación de la presión.

Compresibilidad del Agua (Cw).

La compresibilidad del agua del yacimiento se define como el cambio de volumen que experimenta un volumen unitario de agua por unidad de variación de presión a temperatura constante y está expresada matemáticamente como:

$$C_w = -\frac{1}{V_w} \left[\frac{\partial V_w}{\partial P} \right]_T \quad (2.27)$$

La compresibilidad del agua del yacimiento depende de la salinidad.

En la **Figura 2.35** se muestra el comportamiento de la compresibilidad del agua de formación, la variación de volumen es casi constante cuando la presión del yacimiento es mayor a la presión de burbuja, ya que en este punto, por la liberación de la primer burbuja de gas se causa un incremento en el valor de C_w , después de esta discontinuidad el cambio en el volumen va creciendo poco a poco dado el cambio en el volumen del gas libre.

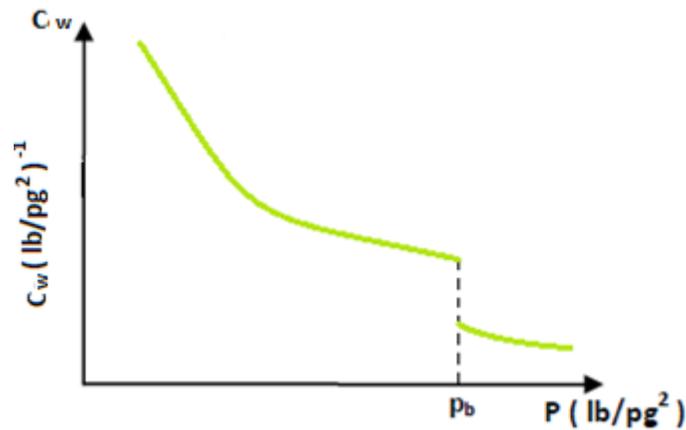


Figura 2.35.- Comportamiento de la compresibilidad del agua de formación con respecto a la presión a temperatura constante

Densidad del Agua de Formación (ρ_w)

La densidad del agua del yacimiento es una función de la presión, de la temperatura y de las sales disueltas. La densidad del agua se determina de una manera más precisa en el laboratorio, si se cuenta con una muestra representativa del agua del yacimiento, su comportamiento se muestra en la **Figura 2.36**.

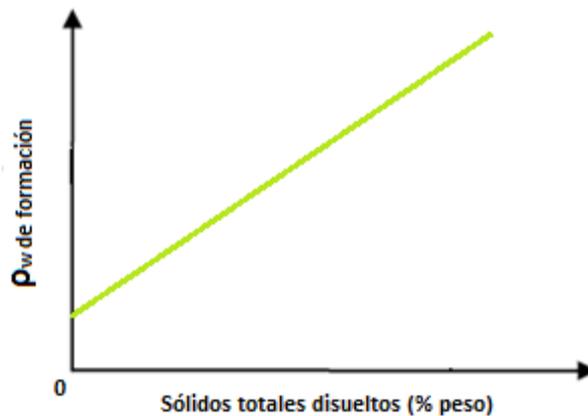


Figura 2.36.- Efecto de la salinidad sobre la densidad del agua de formación.

La densidad a condiciones de yacimiento se calcula dividiendo la densidad a condiciones estándar por el factor de volumen de formación del agua del yacimiento a condiciones de yacimiento entre condiciones estándar.

$$\rho_w = \frac{\rho_w \text{ a } 14.65 \text{ lb/pg}^2 \text{ abs y } 60^\circ \text{F} \times \% \text{ peso sólidos } \left(\frac{\text{lbm}}{\text{ft}^3} \text{ a c.y.} \right)}{B_w \left(\frac{\text{ft}^3 \text{ a c.y.}}{\text{ft}^3 \text{ a c.e.}} \right)} \quad (2.28)$$

VISCOSIDAD DEL AGUA (μ_w)

La viscosidad del agua del yacimiento es una medida de la resistencia del agua a fluir y está en función de la presión, de la temperatura y de los sólidos disueltos en ella. En general, la viscosidad del agua se incrementa si la presión y la salinidad se incrementan y la temperatura disminuye como se observa en la **Figura 2.37**.

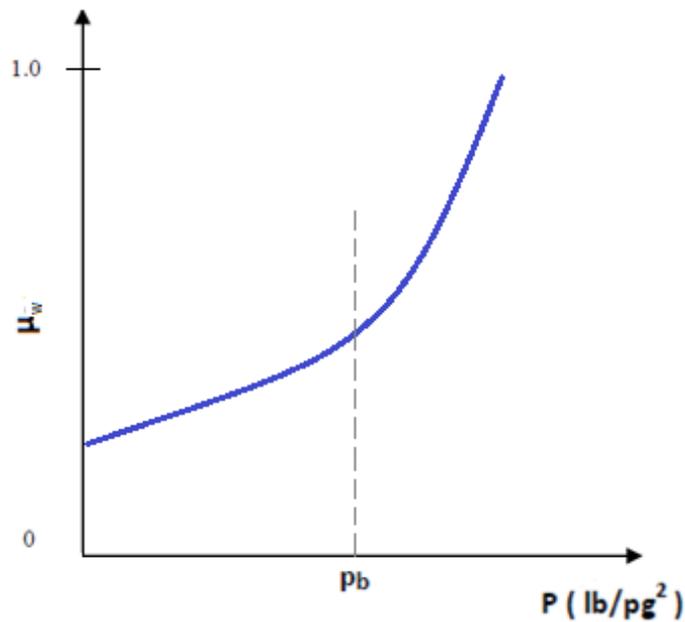


Figura 2.37.- Comportamiento común de la viscosidad del agua de formación como una función de la presión.

CAPÍTULO 3.- CARACTERIZACIÓN DINÁMICA DE YACIMIENTOS

3.1 INTRODUCCIÓN

La caracterización dinámica toma en consideración los datos aportados por el proceso de caracterización estática obtenida mediante la integración de información geológica, geofísica, petrofísica y PVT.

No es adecuado comparar a la caracterización estática con la dinámica ya que ambas tienen ventajas y desventajas, más bien es necesario enfatizar que ambas son complementarias para la determinación del modelo dinámico representativo del yacimiento como se observa en la **Figura 3.1**.

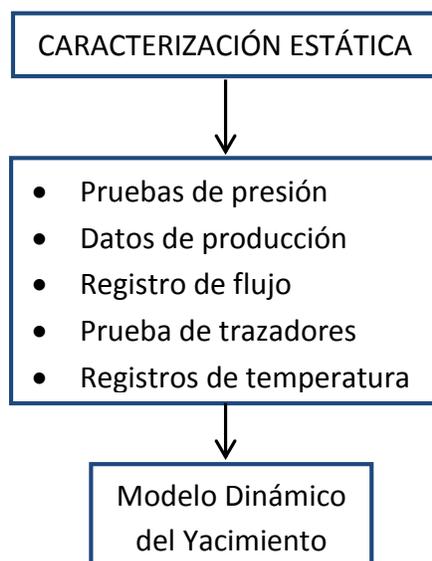


Figura 3.1-Obtención del modelo dinámico del yacimiento.

La definición del modelo dinámico del yacimiento es primordial para la selección de la mejor alternativa de explotación, es decir, la que genere el mayor beneficio económico posible. El

modelo se va conformando a partir de los datos disponibles y debe ir afinándose hasta el final de la explotación del yacimiento.

Es importante mencionar que el modelo dinámico del yacimiento no constituye el único pilar de sustento para definir la política de explotación, ya que también deben considerarse las instalaciones de producción subsuperficiales y superficiales, la variación en los precios de los hidrocarburos y los costos de operación y mantenimiento, para construir un modelo completo que permita simular diversos escenarios posibles de explotación.

3.2 DEFINICIÓN

La caracterización dinámica de yacimientos se puede definir como el proceso mediante el cual se identifican y evalúan los elementos que afectan la explotación de un yacimiento a través del análisis de variables que indican el comportamiento del sistema, tales como presión, temperatura, flujo y trazadores entre otros elementos.

El objetivo principal de la caracterización dinámica de yacimientos consiste en la detección y evaluación de los elementos que afectan los procesos de flujo presentes durante la explotación de un yacimiento, tales como fallas geológicas, acuñamientos, estratificación, discordancias, doble porosidad, doble permeabilidad y fracturas, entre otros. Lo anterior se logra a través del análisis de variables que indican el comportamiento del sistema, como son: la presión, la temperatura y el flujo, entre otros elementos. Las mediciones de dichas variables se realizan bajo condiciones de explotación del yacimiento y de aquí su carácter dinámico. Estos elementos se obtienen principalmente con las siguientes herramientas:

- Pruebas de variación de presión.
- Datos históricos de producción (agua, aceite y gas).
- Registro de molinete hidráulico, temperatura y gradiomanómetro.
- Prueba de trazadores.

La metodología para realizar la caracterización dinámica de yacimientos es la siguiente:

- Control de calidad de la información.
- Sincronización de datos de presión y producción
- Corrección de datos de presión y producción.
- Diagnóstico de geometrías de flujo.
- Estimación de parámetros del yacimiento.
- Cálculo de volumen de drene.
- Detección de interferencia entre pozos.

Para evaluar dinámicamente un yacimiento es necesario considerar las mediciones como un experimento llevado a cabo bajo condiciones de explotación de tal forma que es posible,

mediante mediciones de ciertos parámetros, determinar el estado del sistema en el momento de la medición.

Entre las herramientas mencionadas anteriormente, las que destacan por su versatilidad y capacidad de análisis del yacimiento son las pruebas de variación de presión y los datos de producción.

El análisis de datos de producción de un pozo no sólo permite determinar el grado de declinación sino también puede proporcionar información sobre el volumen poroso de drenaje, los patrones de flujo y las fronteras que lo limitan. La historia de producción de un pozo (o de un yacimiento) puede considerarse como una prueba de decremento con gasto variable. El análisis de la producción total de un campo y de su historia de presión estática da como resultado la evaluación del volumen original de hidrocarburos así como el modelo de entrada de agua.

Los registros de temperatura y de molinete hidráulico se utilizan para determinar la aportación de cada uno de los intervalos abiertos a producción o inyección. También es posible hallar mediante el uso del gradiomanómetro la distribución vertical de la naturaleza del fluido producido por un pozo.

Las pruebas de trazadores proporcionan información sobre los canales de flujo que ocurren en el yacimiento, en un proceso de inyección de fluidos tanto en el sentido vertical como horizontal.

3.3 HERRAMIENTAS PARA LA CARACTERIZACIÓN DINÁMICA

3.3.1 Pruebas de Variación de Presión

Aunque existen varios medios para estimar y medir directamente las propiedades petrofísicas y de los fluidos de los yacimientos, las pruebas de variación de presión han demostrado su superioridad al permitir una caracterización denominada dinámica, representativa de los volúmenes grandes de yacimiento comparados con los obtenidos con registros geofísicos de pozo y pruebas de laboratorio (**Figura. 3.2**).

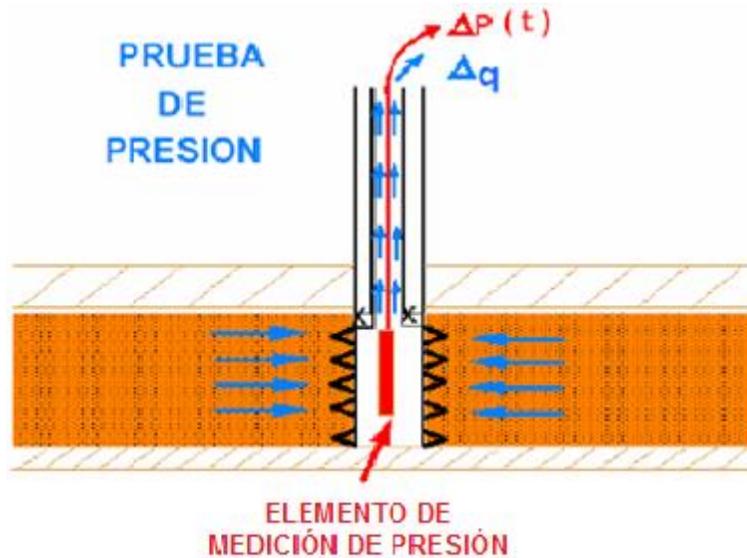


Figura 3.2.- Concepto de prueba de variación de presión de un pozo petrolero.

El registro y análisis de pruebas de variación de presión permite conocer algunas propiedades del yacimiento, entender el comportamiento de explotación del yacimiento, optimizar lo que produce el pozo a corto plazo así como maximizar la rentabilidad del yacimiento a largo plazo.

El comportamiento de la variación de presión de un pozo puede medirse fácilmente y es extremadamente útil para analizar y predecir el comportamiento del yacimiento y diagnosticar la condición del pozo probado.

Los instrumentos para medir la presión máxima en pozos han sido utilizados desde 1920. Los aparatos de medición que han sido utilizados incluyen, desde el manómetro de Bourdon, el cual registraba las variaciones de presión en una hoja de metal con carbón adherido que posteriormente era leída con el apoyo de un microscopio, los instrumentos de medición continua, tal como la Amerada, disponibles desde principios de la década de los 30's, hasta los registradores de alta resolución basados en las propiedades piezoeléctricas de los cristales de cuarzo.

Con base en las observaciones mencionadas, se estableció como premisa, que a mayor capacidad de flujo de la formación se presentaba una mayor rapidez de recuperación de la presión. A partir de este postulado se desarrollaron técnicas para estimar algunas características del sistema yacimiento-pozo, utilizando soluciones matemáticas que representan el comportamiento de flujo de los fluidos en el medio poroso.

En una prueba de variación de presión se conoce la señal de entrada aplicada al yacimiento, por ejemplo el caudal de flujo o gasto de producción, y se mide una señal de respuesta del sistema, la cual generalmente es la presión.

El propósito del análisis de las pruebas es identificar o caracterizar al sistema yacimiento-pozo, utilizando la información de entrada y salida del sistema. La **Figura. 3.3**, presenta en forma gráfica, que cuando un yacimiento se estimula con una señal de entrada (secuencia de perturbaciones, indicadas como impulsos correspondientes a los cambios de gasto en el pozo), éste genera una respuesta de presión, que es la información de salida del sistema (yacimiento), estas pruebas pueden realizarse en uno, dos o varios pozos. Cuando se realiza la prueba en un pozo, a ese pozo se aplica el estímulo y en el mismo se mide la respuesta, cuando es en dos pozos, el estímulo se aplica a uno de ellos (pozo activo) y la respuesta se medirá en los dos pozos (pozos observadores) y las pruebas de pozos múltiples, (un subconjunto de las pruebas transitorias de presión) consisten en la medición de una respuesta de presión en pozos de observación, correspondientes a las perturbaciones causadas por la modificación del gasto en el pozo activo, estas pruebas tienen la ventaja de investigar volúmenes grandes del yacimiento.



Figura 3.3.- Información de entrada y salida del sistema en pruebas de variación de presión.

En ciertos casos, la respuesta que se obtiene en los pozos de observación no corresponde íntegramente al efecto causado por el cambio de gasto en el pozo activo; esto se debe principalmente a la existencia de tendencias de depresionamiento o represionamiento, presentes en el yacimiento por la producción histórica o cierre reciente de los pozos.

Los datos de presión de fondo cuando son adecuadamente registrados e interpretados ofrecen información de gran importancia, tal como: la estimación del volumen original de hidrocarburos, la presión promedio del yacimiento, la distancia a discontinuidades de roca o fluidos, la distancia a barreras impermeables, la extensión y orientación del sistema fracturado, la permeabilidad, la porosidad, el grado de comunicación entre zonas del yacimiento, las características de una fractura que intersecta el pozo, las características de doble porosidad, la estimación de características (condiciones) de entrada de agua, la confirmación de la presencia de casquete de gas, el establecimiento de grado de comunicación de varios yacimientos a través de un acuífero común, el cálculo del coeficiente de alta velocidad en pozos de gas, la estimación del avance del frente de desplazamiento en procesos de inyección, la eficiencia de la terminación, la determinación de daño por penetración parcial, perforaciones, entre otras.

Los objetivos principales de las pruebas de presión son las siguientes:

- Estimar los parámetros petrofísicos del yacimiento.
- Confirmación de la interpretación geológica.
- Determinar el límite de yacimiento.
- Calcular la presión promedio del área de drene.
- Detectar las heterogeneidades del yacimiento:
 - Presencia y/o confirmación de fallas
 - ✓ Impermeables
 - ✓ Semi-Permeables
 - ✓ Conductivas
 - Presencia y/o confirmación de cambio de facies.
- Definir el grado de comunicación entre zonas del yacimiento.
- Determinar el estado de un pozo (dañado).
- Estimar el volumen poroso del yacimiento.
- Estimar los parámetros de doble porosidad de una formación.
- Determinar las condiciones de entrada de agua.
- Confirmar la presencia de un casquete de gas.
- Establecer el grado de comunicación de varios yacimientos a través de un acuífero común

3.3.2 Tipos de Pruebas de Variación de Presión

Existen varios tipos de pruebas, tales como; decremento, incremento, gasto variable, inyección, abatimiento, presión constante, potencial, interferencia vertical, prueba de formación, multiprueba de formación, prueba de escalera, pulsos. En la **Tabla 3.1**, se muestra el comportamiento del gasto y la presión con respecto al tiempo, para cada una de las pruebas mencionadas anteriormente.

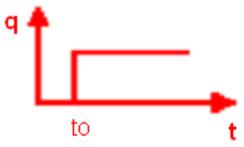
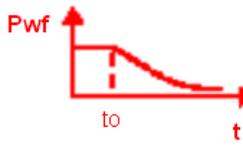
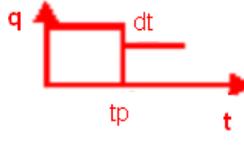
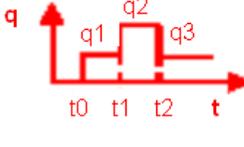
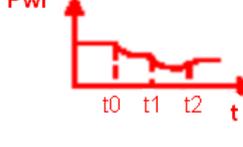
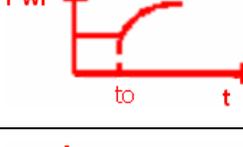
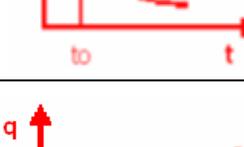
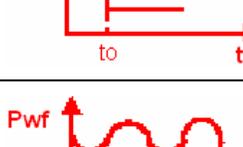
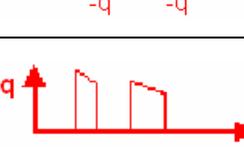
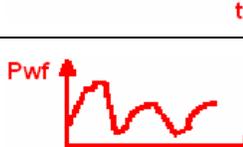
TIPO	GASTO	PRESIÓN
DECREMENTO		
INCREMENTO		
GASTO VARIABLE		
INYECCIÓN		
PRESIÓN CONSTANTE		
INTERFERENCIA VERTICAL		
PRUEBA DE FORMACIÓN		
INTERFERENCIA		
PULSOS		

Tabla 3.1.- Comportamiento del gasto y la presión contra el tiempo de distintas pruebas de variación de presión.

A continuación se proporcionaran algunos aspectos de cada una de las pruebas.

PRUEBA DE DECREMENTO

La etapa ideal para efectuar una prueba de decremento de presión es al principio de la explotación, ya que es útil para determinar la permeabilidad (k), el factor de daño (S) y el volumen drenado. La principal ventaja en este tipo de prueba es que es económica (no hay cierre) y la mayor desventaja es la dificultad de tener un gasto constante. Una curva de decremento es simplemente una serie de mediciones de presión de fondo fluyendo hechas durante un período de flujo a ritmo de producción constante (**Figura. 3.4**).

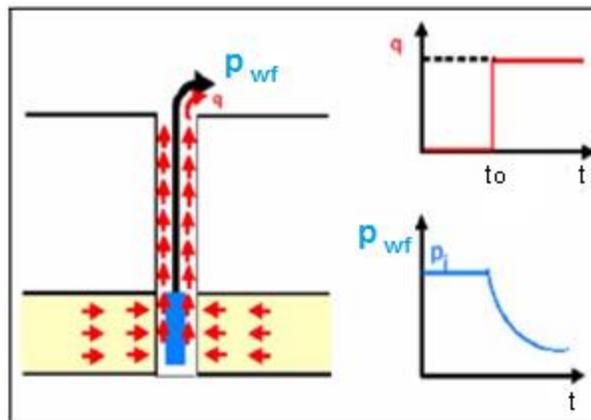


Figura 3.4.- Prueba de decremento de presión

PRUEBA DE INCREMENTO

Una prueba de incremento de presión se realiza con el fin de conocer las propiedades del yacimiento, durante esta prueba se tiene que cerrar el pozo y mantener el gasto constante antes del cierre, por lo que se observara un incremento en la presión, como se muestra en la **Figura. 3.5**.

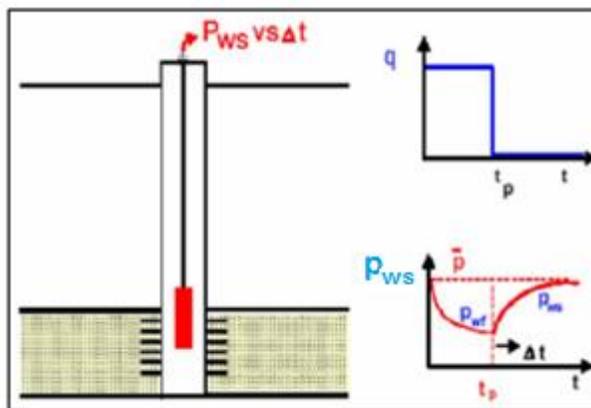


Figura 3.5.- Prueba de incremento de presión

PRUEBA DE GASTO VARIABLE

En la **Figura 3.6** se muestra el comportamiento de una prueba de gasto variable, la cual se puede realizar disminuyendo o aumentando el gasto según sea el caso: cuando el gasto disminuye la presión aumentará y si el gasto aumenta la presión tiende a disminuir.

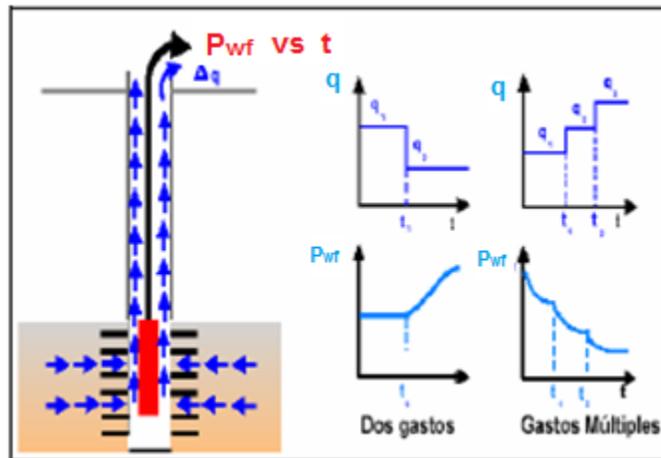


Figura 3.6.- Prueba de decremento de gasto variable en un pozo.

PRUEBA DE INYECCIÓN

Cuando se inyecta algún fluido al yacimiento, la presión de este tiende a aumentar considerablemente debido a la inyección y cuando dicho pozo de inyección se cierra, la presión disminuye. Este comportamiento es el que se observa en la **Figura. 3.7** y es lo que ocurre durante una prueba de inyección.

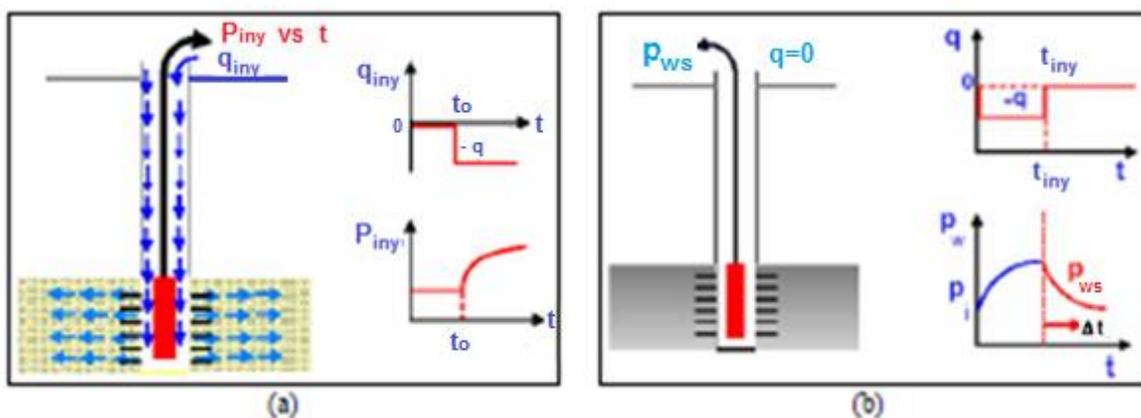


Figura 3.7.- Prueba de inyección: (a) Inyección, (b) Cierre de pozo inyector (Fall-off).

PRUEBA PRESIÓN CONSTANTE

Cuando una prueba se elabora a presión constante, el gasto disminuye, debido a que el yacimiento va perdiendo energía, como se observa en la **Figura 3.8**.

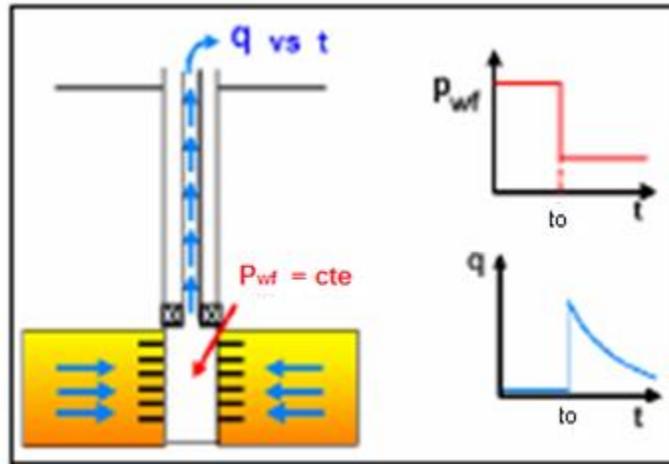


Figura 3.8.- Pruebas a presión constante.

PRUEBA DE FORMACIÓN

En la **Figura 3.9** se muestra una prueba de formación, la cual se realiza con el fin de saber cuánto gasto es capaz de aportar la formación.

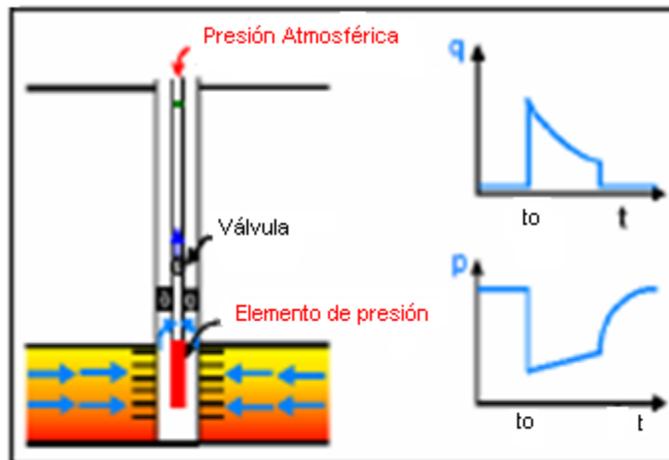


Figura 3.9.- Prueba de formación.

PRUEBAS DE INTERFERENCIA Y DE PULSOS

Las pruebas de interferencia y de pulsos son pruebas de pozos múltiples (utilizando varios pozos), que consisten en la medición de una respuesta en pozos de observación, proporcionando una señal de entrada en el pozo activo. En este tipo de pruebas las variaciones de presión son medidas por un registrador (sensor) de alta sensibilidad colocado en el fondo de cada pozo de observación; la teoría considera que las ondas de presión viajan a través de todo el yacimiento utilizando solamente a los fluidos saturantes como un medio transmisor (**Figura 3.10**).

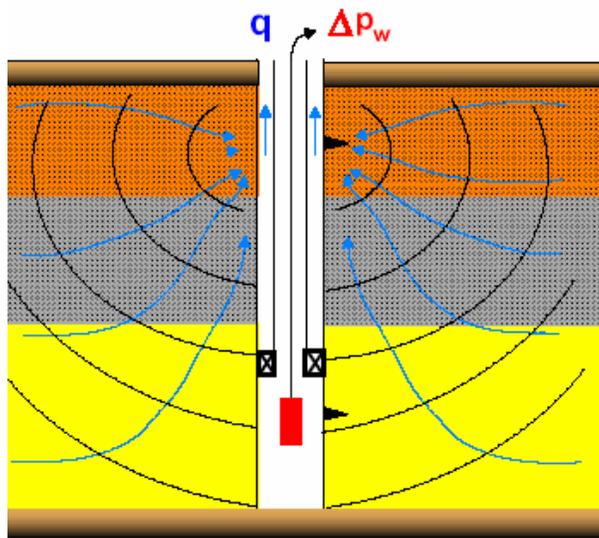


Figura 3.10.- Interferencia vertical en un pozo.

En las pruebas de pulsos el pozo activo se cierra y se abre bajo un programa cíclico (**Figura 3.11**), mientras que en una prueba de interferencia la señal de entrada se mantiene estable, esto es el pozo activo se mantiene abierto a gasto constante, o cerrado según sea el caso (**Figura 3.12**).

Las pruebas en un solo pozo (decremento, incremento, inyección, gasto variable) permiten evaluar las condiciones del yacimiento alrededor del pozo y dan como resultado los patrones de flujo y los valores promedio de las propiedades en las vecindades del pozo, así como las condiciones de la eficiencia de la terminación del pozo (factor de daño). Por otro lado, las pruebas multipozos (interferencia, pulsos) proporcionan información sobre el grado de conectividad entre diversas partes del yacimiento y sobre la capacidad de almacenamiento de la formación.

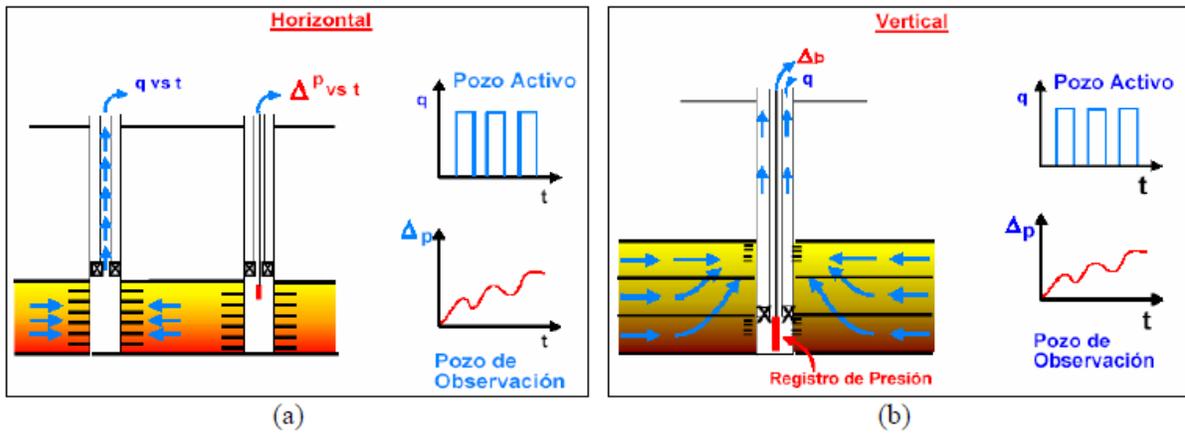


Figura 3.11.- Prueba de pulsos de presión: (a) Horizontal, (b) Vertical

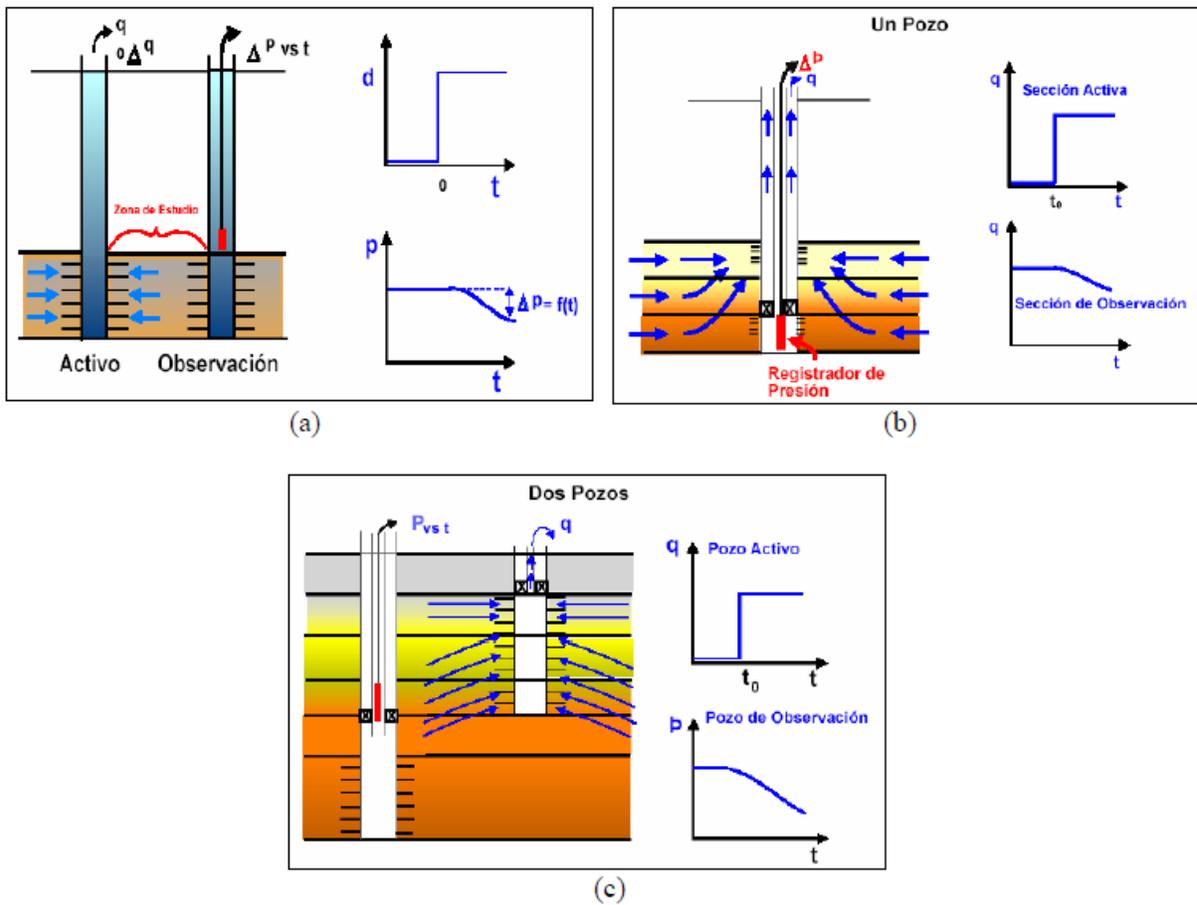


Figura 3.12.- Prueba de interferencia: (a) Horizontal, (b) Vertical, (c) Vertical (dos pozos)

3.3.3 Datos históricos de producción (agua, aceite y gas)

El análisis de datos de producción de un pozo (**Figura 3.13**), no sólo permite determinar el tipo de declinación sino que también puede proporcionar información sobre el volumen poroso de drene, los patrones de flujo y las fronteras que lo limitan, así como también en algunos casos calcular la permeabilidad (k) y el daño a la formación (s). La historia de producción de un pozo (o de un yacimiento) puede considerarse como una prueba de decremento con gasto variable. El análisis de la producción total de un campo y de su historia de presión de fondo fluyendo y estática puede ser utilizada para obtener como resultado la evaluación del volumen original de hidrocarburos, así como el modelo de entrada de agua. El análisis puede ser mediante el uso de diversas técnicas como las curvas tipo: Fetkovich, Blasingame, entre otros.

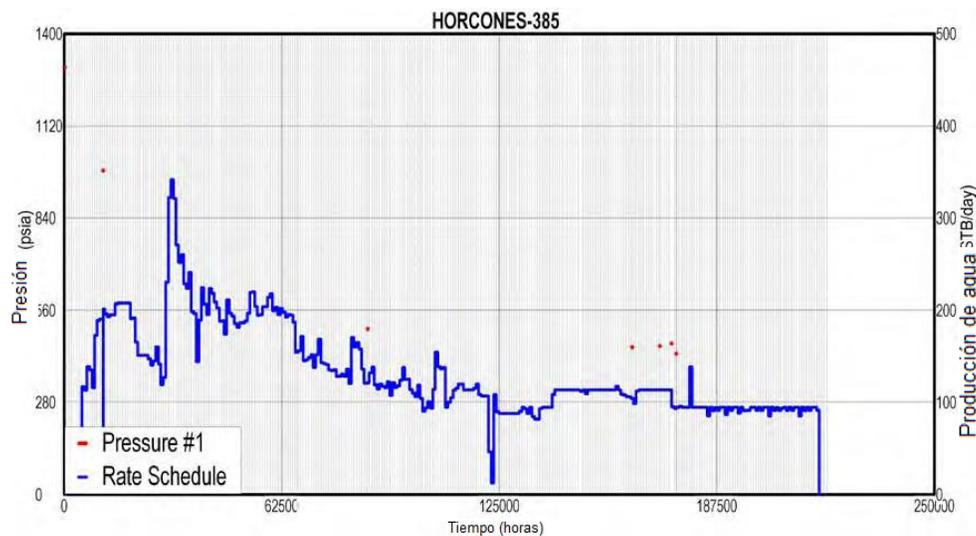


Figura 3.13.-Análisis de datos de producción de un pozo

3.3.4 Medición de presión de fondo en pozos fluyendo y cerrados

Medición de presión de fondo en pozos fluyendo (también denominado como RPF)

Dicha medición se toma a diferentes profundidades, denominadas estaciones, siendo la estación inicial el nivel correspondiente al árbol de válvulas. Las estaciones subsecuentes deberán ser tales que los datos medidos permitan ajustar un modelo de simulación de flujo de fluidos a cada uno de los elementos de flujo dentro del pozo (tuberías, válvulas, reducciones, expansiones, etc.). La estación final registrada será por lo menos a la profundidad correspondiente al extremo inferior de la tubería de producción, o en el caso

de pozos terminados sin ésta, la profundidad mínima de la estación final de la herramienta será de 100 metros verticales arriba de la cima del intervalo abierto productor más somero.

La utilidad de este registro para la caracterización dinámica requiere que la medición de la presión de fondo de la estación final, sea referenciada al nivel medio de los disparos si el análisis es por pozo o referenciado a un plano de referencia si el análisis es por yacimiento. Es importante mencionar que se debe medir el gasto del pozo y anotar la fecha y hora del registro ya que esta información será de vital importancia en la caracterización dinámica.

Medición de presión de fondo en pozos cerrados (también denominada por las siglas RPFC)

Es la medición de la presión y la temperatura en un pozo cerrado. Dicha medición se toma a diferentes profundidades, denominadas estaciones, siendo la estación inicial el nivel correspondiente al árbol de válvulas. Las estaciones subsecuentes deberán ser tales que permitan calcular la profundidad de los diferentes contactos de fluidos; el gradiente de presión que permita extrapolar el valor de la presión y la temperatura del pozo a otras profundidades. Se deberá considerar, para la definición del tiempo de cierre del pozo, el comportamiento de pruebas de incremento de presión tomadas en el campo, cuando estas existan.

3.3.5 Registro de molinete hidráulico y gradiomanómetro

Los registros de temperatura y de molinete hidráulico, también aportan información importante durante el proceso de caracterización dinámica de yacimientos. Estas herramientas se utilizan para determinar entre otros aspectos, la aportación de cada uno de los intervalos abiertos a producción o inyección; también es posible hallar mediante el uso del gradiomanómetro la distribución vertical de la naturaleza del fluido producido por un pozo.

Principios Básicos del Registro de Molinete

Casi todas las mediciones del flujo en pozos productores se hacen con los medidores del tipo molinete, este tipo de medidores se prefiere para medir el flujo en pozos verticales donde se pueden presentar una, dos o tres fases de un fluido. Los molinetes pueden ser clasificados básicamente en dos tipos, los molinetes continuos y los desviadores.

Funcionamiento de los Molinetes

Todos los medidores de flujo giradores tienen incorporado un impulsor que rota por el movimiento relativo del fluido al impulsor. El impulsor comúnmente acciona un eje con magnetos que giran dentro de una bobina. La corriente inducida en la bobina es monitoreada y se convierte en velocidad de giro en revoluciones por segundo. Esta velocidad de giro se convierte entonces en la velocidad de flujo, es decir, el gasto.

Tipos de Molinetes

Molinete de Flujo Continuo

Esta herramienta tiene un impulsor montado dentro de ella, o en algunas versiones al final de la misma. El diámetro más común en esta herramienta es el de $1\frac{11}{16}$ pg. con un cuerpo girador más pequeño. El medidor de flujo continuo es más frecuentemente corrido en la tubería de producción donde las velocidades de los fluidos son más altas y los fluidos tienden a ser una mezcla homogénea. Los giradores cubren un porcentaje más grande en el área transversal al flujo que en la tubería de revestimiento y tiende a hacer un promedio del perfil de velocidad del fluido. En la **Figura 3.14** se muestra un molinete de flujo continuo.



Figura 3.14.- Molinete de flujo continuo.

Molinete de Apertura Amplia (Fullbore Spinner Tool FBS)

Esta herramienta es la más comúnmente usada. La herramienta se introduce en la tubería de revestimiento y se abre dentro de la tubería para propósitos de registro. La amplia sección transversal de las hélices del girador tiende a corregirse por los perfiles de velocidades del fluido y los efectos de flujo multifásico. En la **Figura 3.15** se presenta un

esquema de cómo se coloca la herramienta través de la tubería de perforación y abierta bajo la T.P.

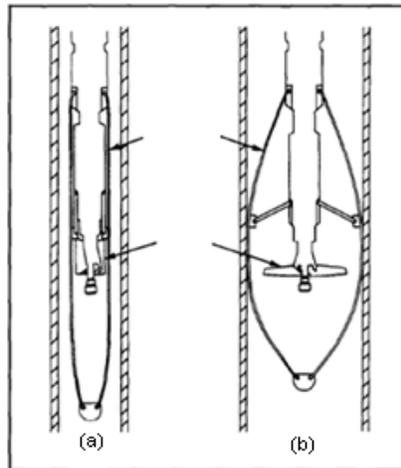


Figura 3.15.-Herramienta medidora de flujo de apertura, (a) cerrada a través de la tubería de perforación y (b) abierta en la tubería de producción.

Herramienta Desviadora Inflable

El molinete desviador inflable utiliza un tejido desviador con un anillo inflable para uso en pozos con gastos medios y bajos. El desviador se monta encajando en una cámara que se cierra y protege al desviador mientras baja en el pozo. La cámara se abre y se cierra de acuerdo a un comando activado en superficie y cuando se abre, ayuda a centrar la herramienta y desplegar el desviador. Al mismo tiempo, el fluido llevado por la herramienta es bombeado y entra al anillo inflable, obteniendo así un sello para el revestimiento. En la Fig. 3.16 se muestra un esquema de la herramienta.

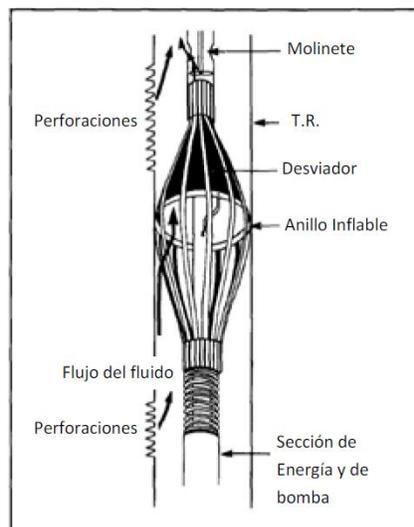


Figura 3.16.- Molinete desviador inflable.

Aplicaciones e Interpretación del Molinete

El ritmo de las revoluciones del molinete varía de acuerdo al gasto y la relación es generalmente lineal para medidores de flujo continuo, molinetes de apertura amplia y para el desviador inflable. Por lo tanto, en flujo monofásico, la técnica de interpretación del perfil de flujo es esencialmente el graficado de la información del molinete en revoluciones por segundo de tal manera que el porcentaje de flujo aportado de cada zona pueda ser leído directamente de la gráfica. Esto asume que la densidad y la viscosidad del fluido son consistentes a través del intervalo y que los perfiles de velocidad no cambian. Un ejemplo mostrando los porcentajes de las contribuciones se muestra en la **Figura 3.17**.

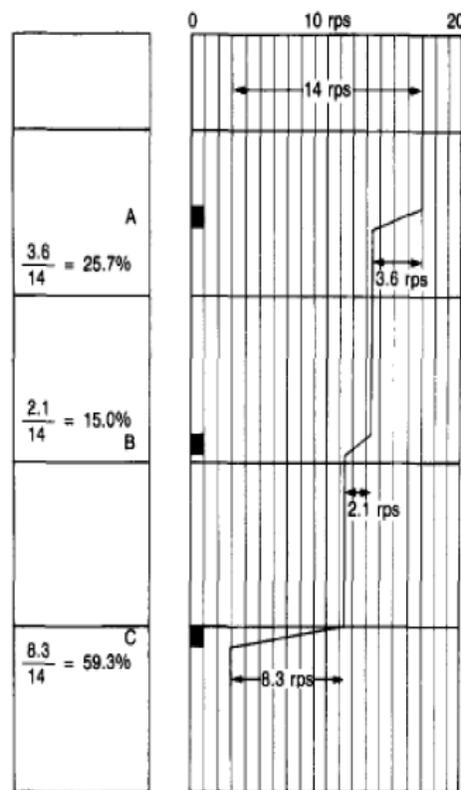


Figura 3.17.- Gráfica de porcentajes de flujo aportados de cada zona.

Funcionamiento del Gradiomanómetro

La densidad del fluido en el agujero puede ser determinada con el gradiomanómetro, **Figura 3.18**, ya que usa la presión diferencial entre dos fuelles para inferir la densidad del fluido entre los dos sensores, se muestra también un esquema de los fuelles. Los fuelles se comprimen con la presión y una varilla se mueve en proporción a la diferencia en compresión entre los dos juegos de fuelles. Un émbolo magnético al final de la varilla genera

una señal proporcional al movimiento de la varilla en una bobina transductor. La salida de la bobina está calibrada en términos de la densidad del fluido.

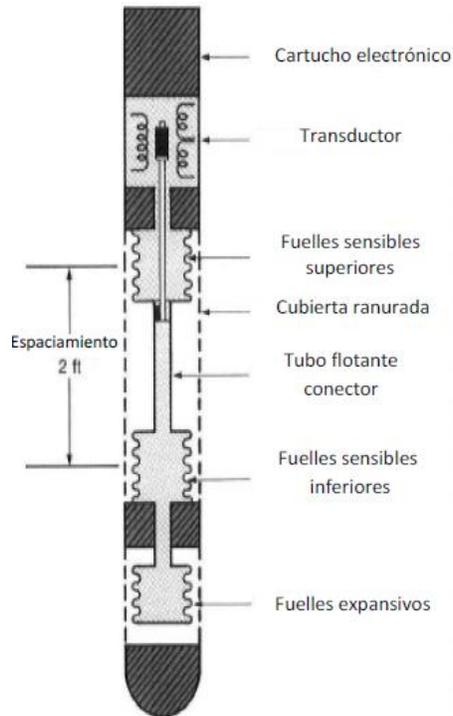


Figura 3.18.- Gradiomanómetro.

3.3.6 Prueba de trazadores (registros de trazadores radioactivos).

Los registros de trazadores radioactivos se usan comúnmente para monitorear el movimiento de los fluidos en el pozo por la identificación de materiales radioactivos colocados en la corriente de flujo por la herramienta. Estas técnicas son muy efectivas y cuantitativas especialmente en flujo monofásico. Los registros de trazadores radioactivos son usados también cuando es necesario detectar el lugar de colocación de algún material en el agujero, tal como “proppant” que se usa en la fractura hidráulica, grava y cosas por el estilo. Debido a la carencia de disponibilidad de materiales trazadores, la logística y las regulaciones necesarias para traer tales materiales a un país, los trazadores no son muy comunes en muchas áreas.

Tipos de las Herramientas.

Las herramientas de trazadores radioactivos pueden estar colocadas dentro de las siguientes tres categorías:

- Herramientas de rayos gamma sin eyectores para el lanzamiento de material radioactivo.
- Herramientas de rayos gamma con eyectores y detectores de rayos gamma múltiples.
- Herramientas especiales de trazadores radioactivos.

Dependiendo de la clasificación anterior:

Las herramientas en la primera categoría son herramientas de rayos gamma estándar que son usadas para hacer perfiles de flujo con la técnica de tiempo controlado, también son usadas muy frecuentemente para la detección de canales y para hacer evaluaciones a través de comparación de registros hechos antes y después de la inyección de material radioactivo en el pozo. La diferencia entre las dos corridas indicará dónde está presente el material radioactivo.

En la **Figura 3.19** se muestran los componentes de las herramientas de la segunda categoría, las cuales tienen detectores de rayos gamma múltiples combinados con un expulsor. Esta herramienta consiste en una cámara que retiene una pequeña cantidad de material radioactivo y una bomba que expulsará una cantidad controlada de acuerdo a un comando. Los detectores monitorean el movimiento del material trazador inyectado.

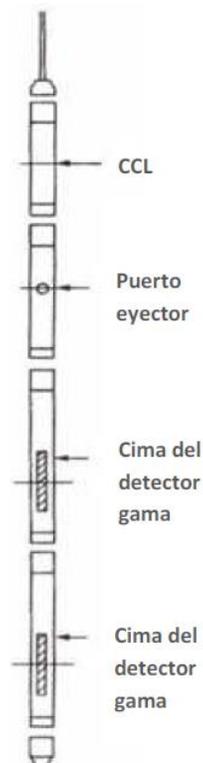


Figura 3.19.- Herramienta de trazadores radioactivos con detectores de rayos gama posicionados para eyectar material radioactivo en un pozo.

CAPÍTULO 4.- CARACTERIZACIÓN TOTAL INTEGRADA DE YACIMIENTOS PETROLEROS

4.1 INTRODUCCIÓN

El modelo de un yacimiento petrolero debe ser un modelo integrado desarrollado por geocientistas e ingenieros y preparado conjuntamente por todas las disciplinas involucradas en el desarrollo de un yacimiento. El modelo integrado de yacimiento, requiere un conocimiento a través de la geología; propiedades de roca y fluidos; flujo de fluidos y mecanismos de la recuperación; perforación y terminación de pozos; historia de producción.

Para determinar el comportamiento del yacimiento y estimar las reservas, es necesario conocer las características de los yacimientos de una forma más real, para garantizar que se construya un modelo de simulación más confiable y con menos incertidumbres. La exactitud de los resultados (ajuste de la historia de producción y los pronósticos de producción) será función de la calidad de los datos y del modelo utilizado para su análisis; por lo que resulta fundamental realizar la Caracterización Integrada del Yacimiento.

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

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

4.2 DESARROLLO DE LA CARACTERIZACIÓN INTEGRADA DE YACIMIENTOS.

La Caracterización Integral de Yacimientos constituye un elemento importante en la fase de planeación, ya que en ella se integran datos geológicos, geofísicos, petrofísicos y de ingeniería disponibles para construir un modelo numérico detallado del yacimiento o campo, en estudio. El proceso de integrar diferentes disciplinas para realizar un estudio integral del yacimiento, requiere de un cambio de enfoque como el que se muestra en la **Figura 4.1**.

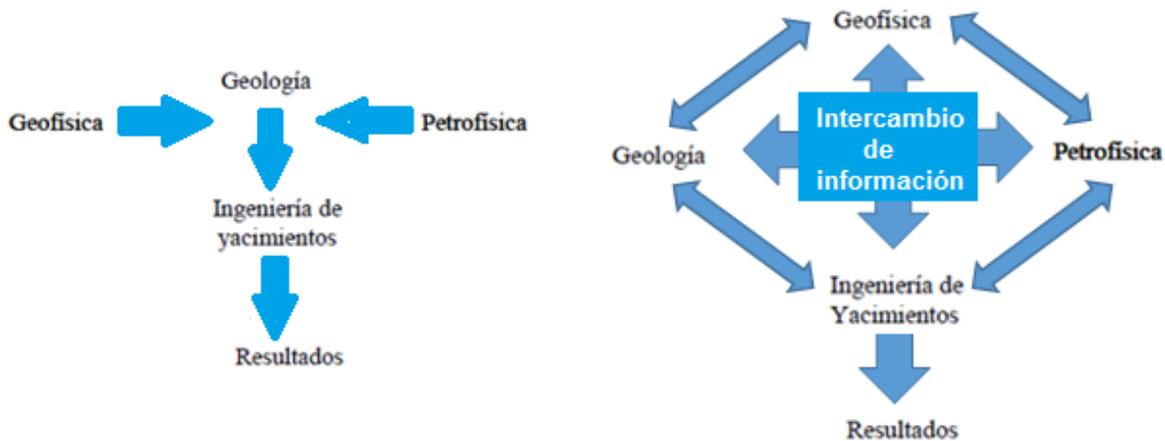


Figura 4.1- Diferencias entre un estudio de yacimientos: aproximación tradicional (izquierda) y aproximación integral (derecha).

El modelo del yacimiento es continuamente actualizado y afinado a medida que se adquiere nueva información. Mediante el modelo numérico del yacimiento es posible definir los procedimientos de la administración integral de yacimientos y analizar las acciones que optimizarán la recuperación y la eficiente operación de las instalaciones.

4.2.1 Objetivo de la Caracterización Integrada de Yacimientos Petroleros

El objetivo principal de la Caracterización Integrada de Yacimientos Petroleros es realizar una descripción del yacimiento más completa y real para elaborar con exactitud un modelo numérico de simulación que nos permita elegir el o los escenarios óptimos de explotación y así maximizar el valor presente neto de un campo.

4.2.2 Etapas comunes de la Caracterización Integrada de Yacimientos Petroleros.

La **Figura 4.2** representa las etapas en las que generalmente se fundamenta la Caracterización Integrada de Yacimientos, objeto central de este trabajo, así como sus aplicaciones

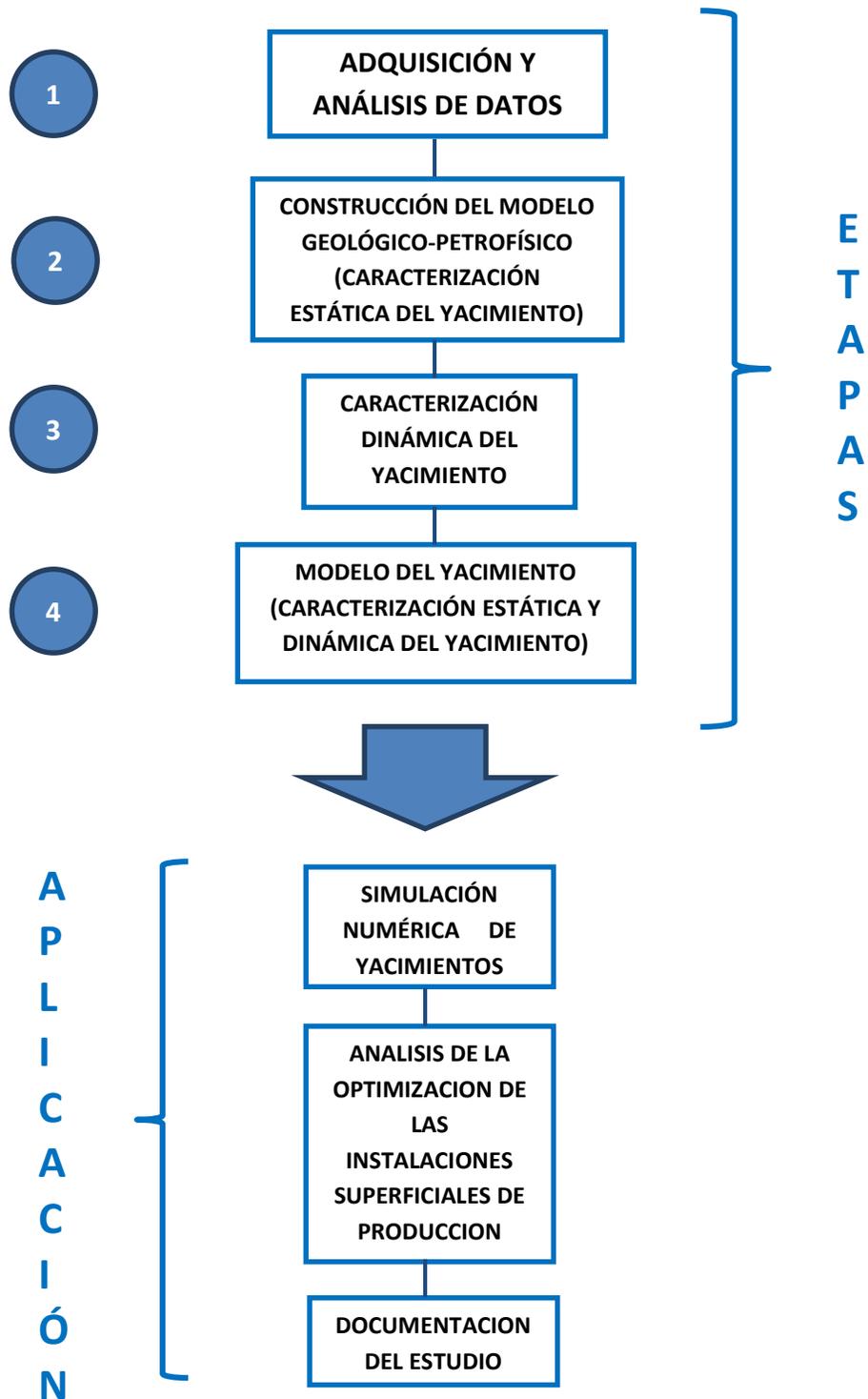


Figura 4.2- Etapas de una Caracterización Integrada de Yacimientos Petroleros y su aplicación.

A continuación se desarrollan las etapas antes mencionadas.

Adquisición y Análisis de Datos

En la etapa 1 correspondiente al manejo de los datos, se deben realizar las actividades siguientes:

- Revisión de los estudios previos.
- Identificación de las oportunidades inmediatas.
- Adquisición y validación de los datos disponibles: sísmica, geología, petrofísica, fluidos e históricos (pruebas de pozos y producción).
- Creación de la base de datos del proyecto.

Los datos juegan un papel estratégico en la formulación del plan de desarrollo y explotación de un yacimiento. Se adquieren oportunamente conforme a criterios de costo/beneficio. Una vez adquiridos, se validan y resguardan en bases estructuradas, y son administrados mediante sistemas modernos que permiten su acceso y transferencia eficiente hacia las diversas aplicaciones tecnológicas que sustentan la administración integral de yacimientos.

La información que normalmente se encuentra disponible, es característica de lo siguiente:

- Utilizando muestras de núcleos se pueden realizar medidas directas de las propiedades del yacimiento, por ejemplo, la porosidad de la roca. En otro de los casos se puede obtener información de estas propiedades indirectamente, y bien correlacionar las medidas de los parámetros de interés del yacimiento a través de algunos tipos de funciones.
- Se basa en el apoyo de volúmenes pequeños. Con excepción notable de la sísmica, y las pruebas de pozos, toda la información que se interpreta es programada en pequeños o muy pequeños volúmenes, que implícitamente se asume que representa a todo el yacimiento.
- Es variada. La información se obtiene de diversas maneras, de los núcleos, del fondo del pozo o de la superficie. La cantidad de metodologías empleadas para adquirir información es sorprendentemente alta, de las cuales proporcionan diferentes estimaciones a diferentes escalas.

Desde este punto de vista, es claro que uno de los problemas más relevantes de la Caracterización Integrada de Yacimientos es integrar correctamente toda esta información dentro de un modelo consistente. Es relevante considerar el inicio del estudio presentando un análisis de riesgo en función de la información y su confiabilidad; de tal manera que a partir de ese punto se propone la obtención de la información faltante, correlacionando mientras se obtienen la real.

La recopilación se realiza considerando las caracterizaciones estática y dinámica:

CARACTERIZACIÓN ESTÁTICA

Geofísica

- Plano de localización del área de estudio.
- Plano de localización de pozo y de líneas sísmicas.
- Información sísmica regional.
- Secciones sísmicas procesadas sin migrar y migradas en 2D, 3D y 4D.
- Inversión de trazas sísmicas
- Determinación de velocidades del área de estudio.
- Estudios geofísicos y geotécnicos para asentamiento de plataformas.
- Registros de pozo en agujero abierto.
- Registros de pozo en agujero entubado.

Geología

- Localización de los cortes de núcleos.
- Análisis mineralógico, litológicos, granulometría y paleontológicos.
- Análisis de pruebas especiales de núcleos.
- Estudio de láminas delgadas.
- Reporte geológico final de los pozos exploratorios del área de estudio y cercanos a ella.
- Coordenadas (x, y) objetivo de pozo y campo.
- Columna estratigráfica.
- Mapa topográfico.
- Información geológica regional.
- Datos de litología y petrografía.
- Estudios previos.

Petrofísica

- Evaluación de la formación mediante registros geofísicos (registros interpretados).

Fluidos

- Análisis PVT convencionales, composicionales y especiales.
- Análisis de agua producida (salinidades, diagramas STIFF, contenido isotópico).
- Análisis cromatográficos rutinarios de los gases producidos.
- Medición de las densidades de los fluidos producidos.
- Inyección y análisis de trazadores.

CARACTERIZACIÓN DINÁMICA

Presión-Producción

- Información general por campo.
- Historia de producción-inyección por pozo, y campo, (q_o , q_g , fw , RGA , N_p , G_p , Salinidades, etc.).
- Historia de presiones estáticas, de fondo fluyendo y en la cabeza.
- Registros de producción.
- Pruebas especiales de presión (RFT).
- Historia de aforos.
- Pruebas de inyektividad.
- Pruebas de presión (incluir el estado de pozos vecinos al realizarse la prueba).
- Pruebas de producción.
- Plano de isobaras.
- Análisis de trazadores

4.3 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO ESTÁTICO.

La definición del modelo estático del yacimiento se logra mediante la integración geológica-geofísica -petrofísica y representa una de las fases más importantes en el desarrollo de un estudio integral, debido a la gran cantidad de trabajo involucrado y al impacto que tiene en los resultados, ya que servirá de insumo para la parte dinámica del estudio.

MODELO GEOLÓGICO

Para llevar a cabo el modelo geológico, es necesario definir los diferentes modelos que lo integran, siendo éstos los siguientes:

- Modelo estructural.** La construcción de este modelo se refiere principalmente a definir los mapas estructurales de la acumulación de hidrocarburos y la interpretación de los patrones de fallas que afectan al yacimiento. A la sísmica se le reconoce actualmente como el único medio que permite visualizar las estructuras subsuperficiales e inferir un modelo geológico estructural del yacimiento. La sísmica permite definir la orientación de los elementos estructurales y delimitar el yacimiento, o sea detectar trampas estructurales. Si se dispone de sísmica de mayor resolución se podrían delimitar trampas estratigráficas más sutiles: acuñamientos, capas delgadas y apilamiento de cuerpos.
- Modelo estratigráfico.** El objetivo principal del modelo estratigráfico es definir las unidades de flujo del yacimiento y los mapas de distribución de arenas, basándose

en: correlaciones litológicas, análisis crono o bioestratigráfico y el análisis de estratigrafía secuencial. También se establece la arquitectura interna del yacimiento definiendo mapas estructurales, planos de falla e identificando compartimientos. Para llevar a cabo este modelo se deben analizar láminas delgadas obtenidas de núcleos y muestras de canal, lo cual permitirá obtener, por ejemplo, litología, procesos diagenéticos, contenido fosilífero, estimación de porosidades, ambiente de depósito, aspectos que definirán un número de unidades estratigráficas a correlacionar en el yacimiento.

Las unidades estratigráficas definidas a través del análisis de láminas delgadas y en los pozos, se correlacionan espacialmente conjuntamente con las formas de los registros asociadas a cada una de estas unidades en el yacimiento. Un número suficiente de secciones estratigráficas son construidas a lo largo del yacimiento para mostrar la variación de esas unidades.

c) **Modelo sedimentológico.** El estudio sedimentológico de un yacimiento está compuesto de dos fases principales:

- Descripción y clasificación de litofacies
- Definición del modelo de depósito.

Con lo anterior se determina el ambiente sedimentario (canales, barras, abanicos de rotura, llanuras de inundación, por ejemplo) y se define la geometría, distribución y calidad de los depósitos de las unidades de flujo. Este modelo contribuye a establecer barreras y delimitar intervalos de producción.

MODELO PETROFÍSICO

Una vez definido el modelo geológico es necesario elaborar un modelo petrofísico que describa las características principales del medio poroso, con el fin de determinar propiedades como el volumen de hidrocarburos existentes en el yacimiento.

Los registros geofísicos son de las herramientas más útiles y poderosas para el proceso de caracterización de los yacimientos. Los principales parámetros geológicos y petrofísicos necesarios en la evaluación de los yacimientos pueden ser inferidos de los registros geofísicos (eléctricos, nucleares y acústicos).

Con dicho modelo se definen los parámetros petrofísicos básicos de los sistemas roca y roca-fluidos: permeabilidad, porosidad, contenido de arcilla y saturación inicial de agua. Se correlacionan núcleos, registros geofísicos y atributos sísmicos. Así mismo, se definen: saturación de agua irreductible, saturación de hidrocarburo residual y saturaciones de fluidos iniciales mediante la integración de análisis de núcleos (convencionales y especiales) y la interpretación cuantitativa de registros de pozos.

Este modelo, contribuye a establecer la variación de los parámetros petrofísicos en el yacimiento y la distribución inicial de los fluidos y cuantificar el volumen de hidrocarburos presente en el yacimiento.

Una de las pocas fuentes de información directa del yacimiento son los núcleos, los cuales son usados para calibrar estimaciones de propiedades petrofísicas basadas en datos indirectos del yacimiento (por ejemplo, registros de pozos). Las aplicaciones principales de los núcleos son las siguientes:

- Referir datos de núcleos a los registros.
- Definir rangos de porosidad para ser utilizados en la interpretación de registros.
- Calibrar registros geofísicos (Porosidades interpretadas de registros que son correlacionadas con porosidades de núcleos).
- Definir relaciones entre permeabilidad y porosidad, si es posible, para cada unidad del yacimiento.
- Definir relación entre permeabilidades horizontales y verticales.
- Definir relación entre permeabilidad y datos de presión, si es factible.

SISTEMA ROCA-FLUIDOS

- Se revisarán los análisis petrofísicos disponibles para seleccionar el juego de datos más representativo del yacimiento; con ello se tendrá la permeabilidad relativa al agua, permeabilidad relativa al gas, y la permeabilidad relativa al aceite; pudiendo ser normalizadas estas funciones de permeabilidad. Además, se obtendrá la presión capilar del sistema en concordancia con las permeabilidades relativas. Se realizarán pruebas de desplazamiento por imbibición y drene en núcleos del yacimiento para considerar el fenómeno de histéresis. Se efectuarán pruebas para determinar la mojabilidad de la roca.

ANÁLISIS DE FLUIDOS

- Se revisarán los análisis PVT disponibles para seleccionar el juego de datos más representativo del yacimiento, expresando las propiedades como función de presión; tal es el caso de la densidad, la viscosidad, la compresibilidad, el factor de volumen de la formación, la relación gas-aceite y el factor de compresibilidad.
- Se revisarán los diagramas Stiff para determinar el análisis de agua de formación y de inyección, además del contenido de isótopos de cada una de ellas. Los isótopos son átomos de un mismo elemento cuyos núcleos tiene una cantidad diferente de

neutrones, y por lo tanto difieren en número másico. Se obtendrá la caracterización composicional del fluido.

4.4 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DINÁMICO

Cualquier estudio de yacimientos involucra una revisión de los parámetros básicos de ingeniería de yacimientos, con el fin de analizar el comportamiento del yacimiento. Debe tomarse en cuenta que los datos que se han obtenido serán datos de entrada para un modelo numérico de simulación. Los parámetros a revisar serán los siguientes:

Historia de Producción

Se revisarán, analizarán y actualizarán las historias de producción de aceite, gas y agua por pozo y yacimiento, la historia de mediciones de fluidos por pozo, los cambios de estranguladores y el número de ramas de producción.

Presiones

Se revisarán, analizarán y actualizarán las historias de presiones estáticas, de fondo, en la cabeza y en los separadores.

Interpretación de Pruebas de Presión

Con el análisis y la interpretación de las pruebas de pozos se definen las condiciones del sistema pozo-yacimiento y se determina: permeabilidad, factor de daño, características de yacimientos naturalmente fracturados, así como condiciones dinámicas, presencia de heterogeneidades y flujo de más de una fase presente en el yacimiento.

Avance de los Contactos

Se revisará periódicamente el avance de los contactos agua-aceite y gas-aceite, mediante el uso del registro TDT, o la comparación de Rayos Gamma a diferentes tiempos, tanto para el avance del agua como del gas.

Se revisarán las presiones en la cabeza del pozo para los que manejan altas relaciones gas-aceite estableciendo una correlación con profundidad y determinando el ritmo del avance del casquete de gas.

4.5 MODELO DEL YACIMIENTO (CARACTERIZACIÓN ESTÁTICA Y DINÁMICA DEL YACIMIENTO)

El estudio o caracterización geológico-petrofísica a menudo se elabora utilizando solo información estática (en términos de geometría y propiedades petrofísica: por ejemplo, sísmica, datos de registros y núcleos) y la información dinámica (datos de presión, producción, etc.), se utiliza para revisar la consistencia del modelo y su capacidad para reproducir el comportamiento del yacimiento. Con ello es posible definir el modelo del yacimiento, el cual es un modelo integrado que requiere un conocimiento cuidadoso de la geología, de las características de la roca y de los fluidos, de los mecanismos de recuperación de hidrocarburos, de la perforación y terminación de pozos, así como también de la historia de producción, por mencionar algunos aspectos.

Dicho modelo es preparado conjuntamente por geocientíficos e ingenieros, debido a los puntos siguientes:

- Mejora la descripción del yacimiento y minimiza la incertidumbre.
- Se corrigen contradicciones.
- Mejora la aproximación en la caracterización del yacimiento.
- Integra el estudio de la información y ayuda a la calidad de la administración integral de yacimientos.
- Se utiliza la última tecnología, identificando más oportunidades.
- Provee técnicas prácticas para caracterizaciones precisas y producción óptima.

Un modelo de calidad es importante debido a que permite interpretar y comparar el comportamiento real del yacimiento con lo documentado en el estudio integral del yacimiento, así mismo provee un medio de conocimiento del comportamiento real del yacimiento y permite realizar predicciones bajo diferentes escenarios de producción con el fin de tomar las mejores decisiones dentro de la administración integral de yacimientos.

4.6 APLICACIÓN DE LA CARACTERIZACIÓN INTEGRADA DE YACIMIENTOS PETROLEROS

Simulación Numérica de los Yacimientos

En esta etapa se incorporan todos los modelos generados en las fases anteriores en un modelo numérico de cálculo, que utiliza ecuaciones de transferencia de masa, de temperatura y de movimiento de fluidos en medio porosos, con el fin de:

- Conocer el volumen original de hidrocarburos (aceite y gas).
- Conocer el movimiento de los fluidos dentro del yacimiento.
- Determinar el comportamiento de un campo de aceite bajo diferentes mecanismos de desplazamiento, como pueden ser: inyección de agua, inyección de gas, depresionamiento natural o el uso de algún método de recuperación secundaria y/o mejorada.
- Optimizar los sistemas artificiales de producción y de recolección.
- Determinar los efectos de la ubicación de los pozos y su espaciamiento.
- Estimar los efectos que tiene el gasto de producción sobre la recuperación.
- Definir valores de parámetros en el yacimiento, para llevar a cabo estudios económicos.
- Realizar estudios individuales de pozos.
- Conocer la cantidad de gas almacenada.
- Hacer programas de producción basados en los pronósticos dados por el modelo de simulación.
- Calcular las reservas y factores de recuperación de hidrocarburos.

El simulador numérico del yacimiento puede evaluar los diferentes escenarios y así, proporcionar una herramienta poderosa para optimizar la operación de un yacimiento. Los simuladores de yacimientos juegan un papel importante en la formulación de los planes iniciales de desarrollo, ajuste histórico y optimización de producción futura, planificando, y diseñando los proyectos de recuperación de hidrocarburos.

Documentación y Resultados del Estudio

La elaboración del reporte es una de las actividades fundamentales del estudio. En este reporte se incluyen la información utilizada, la metodología y los resultados generados de la aplicación de dicha metodología para la caracterización del yacimiento. Asimismo, se incluye el soporte técnico de todas las actividades realizadas y los parámetros utilizados en el análisis de los datos, para que en futuras actualizaciones del estudio sean reanalizadas o adecuadas las metodologías utilizadas.

La información vertida en el reporte deberá estar completa en la descripción del desarrollo del estudio, así como el contenido técnico. El resumen como parte del reporte podrá describir el estudio en sus partes más importantes para la toma de decisiones.

4.7 CASO DE CAMPO: CAMPO COSTERO

Con el fin de observar cómo se ha aplicado el proceso de la Caracterización Integrada de Yacimientos Petroleros, en este capítulo se presenta un panorama general de dicha metodología a través de la aplicación en un campo petrolero de nuestro país, el cual presenta un yacimiento naturalmente fracturado y de gas y condensado.

El flujo de trabajo comprendió la generación del modelo estático y la simulación numérica del yacimiento del Cretácico Medio como aplicación, utilizando herramientas integradas y tecnológicamente innovadoras, logrando un mejor entendimiento del comportamiento dinámico del yacimiento y mejorando el diseño de los pozos para el drenaje del mismo.

4.7.1 Antecedentes

El campo Costero se localiza en el municipio de Centla, Tabasco, a una distancia de 17 km al noreste de la ciudad de Frontera. Geológicamente forma parte de la Provincia de las Cuencas Terciarias del Sureste, Subprovincia Cuenca de Macuspana (**Figura 4.3**).

Este campo fue descubierto como un yacimiento de gas y condensado con la perforación del pozo Costero No. 1 en el año 1992, el cual alcanzó la profundidad de 6,500 metros y resultó productor de gas y aceite superligero de 49 °API en la formación Cretácico Medio. Con base al cálculo de la reserva y a la información disponible, en abril del año 2000 se presentó el Proyecto Costero para ser dictaminado por la Secretaria de Hacienda y Crédito Público, en donde se tenía considerado realizar la reparación mayor del pozo Costero-1 y perforar pozos de desarrollo terrestres y marinos, alcanzando una plataforma de producción máxima de 50 MMPCD de gas y 8000 BPD de aceite ligero a partir del año 2004.

Por lo que se resolvió llevar a cabo un estudio integral del campo Costero, con el objetivo de darle un mayor soporte técnico-económico al desarrollo futuro del campo, considerando la integración de las geociencias para formular el modelo estático y con la información de presión-producción se definió el modelo dinámico, se incluyen los diseños de los pozos, así como la infraestructura de producción; la evaluación económica incluyó la parte de inversión requerida para todas las actividades, obteniendo un análisis de factibilidad técnica mejor soportado, para llevar a cabo el proyecto.



Figura 4.3.- Plano de localización del Campo Costero

En abril de 1993 se inició un estudio multidisciplinario para la delimitación y caracterización del campo, apoyado con la interpretación de la sísmica bidimensional. Posteriormente, en el año de 1998, se realizaron estudios similares apoyados en la nueva sísmica tridimensional, 3D. Como resultado de estos estudios se modificó sustancialmente el modelo geológico de la formación productora, definiendo una estructura alargada con dirección Norte-Sur, virtualmente seccionada por la línea de costa, quedando la porción Norte del campo bajo las aguas del Golfo de México (porción marina).

El alcance del proyecto consistió en implementar un método de trabajo con el objetivo principal de integrar especialistas de geociencias, yacimientos, pozos e infraestructura del Activo Regional de Exploración Región Sur y del Activo Integral Macuspana a través del Programa Estratégico de Gas, apoyados con nuevas tecnologías, que permitieran tomar decisiones más efectivas en un lapso de tiempo menor a efecto de mejorar el desarrollo del campo y maximizar el valor económico del proyecto.

Para la Caracterización Integrada de yacimientos es fundamental el conocimiento de los siguientes aspectos:

- El modelo geológico regional, que incluye el modelo estructural y el modelo estratigráfico-sedimentológico.
- El modelo del yacimiento o el sistema poroso, es decir, la calidad de la roca almacén como resultado de la diagénesis y su efecto en las propiedades petrofísicas de las rocas.
- Las propiedades petrofísicas obtenidas a partir de los registros geofísicos, mismas que son previamente calibradas con análisis de núcleos, de donde se obtienen espesores, porosidad, permeabilidad, volumen de hidrocarburos y las propiedades mecánicas de las rocas.
- La trampa definida mediante la interpretación sísmica, donde se obtiene la geometría, volumen, compartimentalización interna, fracturas y la naturaleza de los esfuerzos que intervienen en su formación.
- Las unidades de flujo, obtenidas del modelo estático mediante el análisis de fluidos, presiones y producción. Con ellas se puede mapear la heterogeneidad del yacimiento, su distribución y anatomía, en un modelo cuantitativo que será el producto para la simulación dinámica.

Las actividades que desarrollaron los profesionales en este estudio para obtener lo anterior, fueron las siguientes:

1. Preparación, integración y carga de la información del proyecto.
2. Interpretación de la información sísmica 3D.
3. Construcción de la sección estratigráfica.
4. Determinación de las propiedades petrofísicas.
5. Integración geofísica-geológica-petrofísica, para generar el modelo estático.
6. Cálculo del volumen original de hidrocarburos.

Con la correlación detallada y las marcas litológicas, el marco estratigráfico fue subdividido en unidades de flujo. El concepto de unidad de flujo implica que las marcas identificadas en las curvas de correlación se caracterizan por una continuidad lateral, además que en cada una de las unidades de flujo identificadas principalmente los rangos de porosidad y de permeabilidad se mantengan.

4.7.2 Construcción del Modelo Geológico-Petrofísico (Caracterización Estática)

Modelo Estructural

La generación del modelo estructural de los yacimientos del campo Costero, se apoyó en información sísmica 2D y 3D, así como en información de registros geofísicos de los pozos del campo.

En la **Figura 4.4** se muestra un perfil sísmico del campo Costero, en donde se observa una zona de despegue de diversas fallas que se bifurcaron y dieron origen a las estructuras Gabanudo, Ribereño y Costero; así mismo, se identificaron los horizontes del Cretácico Medio y Cretácico Inferior, los cuales se encuentran en mejor posición en el pozo Costero-1 que en los pozos Ribereño-1 y Gabanudo-1.

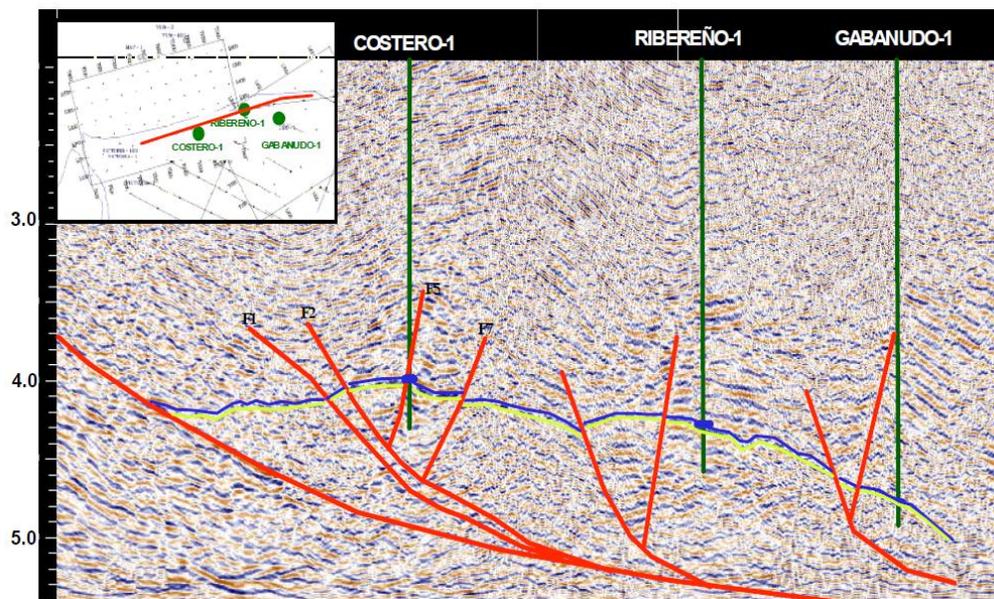


Figura 4.4.- Perfil sísmico del Campo Costero

La interpretación del cubo sísmico 3D se inició ajustando en tiempo y profundidad el pozo Costero-1, al nivel de los yacimientos. Se correlacionaron dos horizontes sísmicos correspondientes a la cima del Cretácico Medio y Cretácico Inferior, y se determinó que se trata de un anticlinal asimétrico alargado, orientado NE-SW, limitado en sus partes oriental y occidental por fallas inversas, que tienen la dirección del eje mayor de la estructura. Dentro de esta estructura se encuentran fallas inversas de menor salto, con la misma tendencia que las principales. Se interpretaron un total de 6 fallas inversas que se muestran en la **Figura 4.4**.

Una vez teniendo las fallas y los horizontes interpretados en tiempo, se procedió a realizar su conversin a profundidad, haciéndose indispensable un modelo de velocidades.

Modelo Estratigráfico

La columna estratigráfica conocida en la estructura Costero, comprende 5, 463 m de rocas Terciarias que van del Paleoceno al Reciente, consistentes en sus partes media y superior de rocas siliciclásticas y en su parte inferior de rocas calcáreo-arcillosas (margas y calizas arcillosas). Mientras que el Mesozoico comprende 1, 025 m de rocas constituídas por lutitas arenosas, calizas arcillosas y calizas oolíticas en el Jurásico Superior, por dolomías micro a mesocrystalinas en el Cretácico Medio e Inferior y por calizas arcillosas brechoides en el Cretácico Superior. En la **Figura 4.5** se muestra la carta de tiempo geológico con los plays probados e hipotéticos* del proyecto piloto Costero.

MIOCENO	MIOCENO SUPERIOR	PARAJE SOLO	PLAY HIPOTÉTICO Cuenca de Comalcalco
		FILISOLA	
		CONC. SUPERIOR	
		CONC. INFERIOR	
	MIOCENO MEDIO	ENCANTO	PLAY HIPOTÉTICO Campo Luna
MIOCENO INFERIOR	DEPÓSITO		
OLIGOCENO	OLIGOCENO SUPERIOR		
	OLIGOCENO MEDIO		
	OLIGOCENO INFERIOR		
EOCENO	EOCENO SUPERIOR		
	EOCENO MEDIO		
	EOCENO INFERIOR		
PALEOCENO	PALEOCENO SUPERIOR		
	PALEOCENO INFERIOR		
CRETÁCICO	K. SUPERIOR	K. S. MENDEZ	PLAY PROBADO $Q_g=1.2$ MMPCD $Q_o=152$ BPD $P_r=43$ kg/cm ²
		K. S. SAN FELIPE	PLAY HIPOTÉTICO Complejo Miguel A. Zenteno
		K. S. AGUA NUEVA	PLAY HIPOTÉTICO Complejo Miguel A. Zenteno
	K. MEDIO		PLAY PROBADO $Q_g=8.3$ MMPCD $Q_o=1758.623403$ BPD $P_r=299$ kg/cm ²
	K. INFERIOR		PLAY HIPOTÉTICO Campo Luna
JURÁSICO	J. SUPERIOR TITHO		PLAY PROBADO $Q_g=9.9$ MMPCD $P_r=126$ kg/cm ² Estrang= $\frac{1}{2}$ "
	J. SUPERIOR KIMMER		PLAY HIPOTÉTICO Campo Luna y Región Marina

*Un play probado es una familia de yacimientos y/o prospectos los cuales tienen en común, la misma roca almacén, roca sello, y la misma historia de generación de hidrocarburos, migración y de sobre carga, que han sido productores y un play hipotético es aquel cuya existencia no ha sido probada .

Figura 4.5.- Carta de tiempo geológico con los plays identificados e hipotéticos del proyecto piloto Costero.

Como se muestra en la carta del tiempo geológico (**Figura 4.5**), se tienen 3 plays probados (Jurásico Superior Tithoniano, Cretácico Medio y Cretácico Superior Campaniano-Maastrichtiano) y se cuenta con 6 plays hipotéticos (Jurásico Superior Kimmeridgiano, Cretácico Inferior, Cretácico Superior Turoniano, Cretácico Superior Coniaciano-Santoniano, Mioceno Medio y Mioceno Superior).

Las facies (litofacies) geológicas identificadas en el estudio proporcionaron las bases estratigráficas para mapear las 4 unidades de flujo en que se dividió el yacimiento del Cretácico Medio. Estas unidades de flujo describen con mayor precisión las variaciones de las propiedades de las rocas que controlan el flujo del fluido.

Se elaboraron mapas de litofacies que permitieron identificar arealmente la distribución de espesores y variaciones litológicas en el intervalo de interés.

Para este estudio se construyó una sección estratigráfica que incluyó a los pozos Tizón-1, Costero-1, Ribereño-1 y Gabanudo-1 (**Figura 4.6**). En esta sección se observa un engrosamiento de los patrones de sedimentación hacia el área del pozo Costero-1, probablemente relacionado con una plataforma.

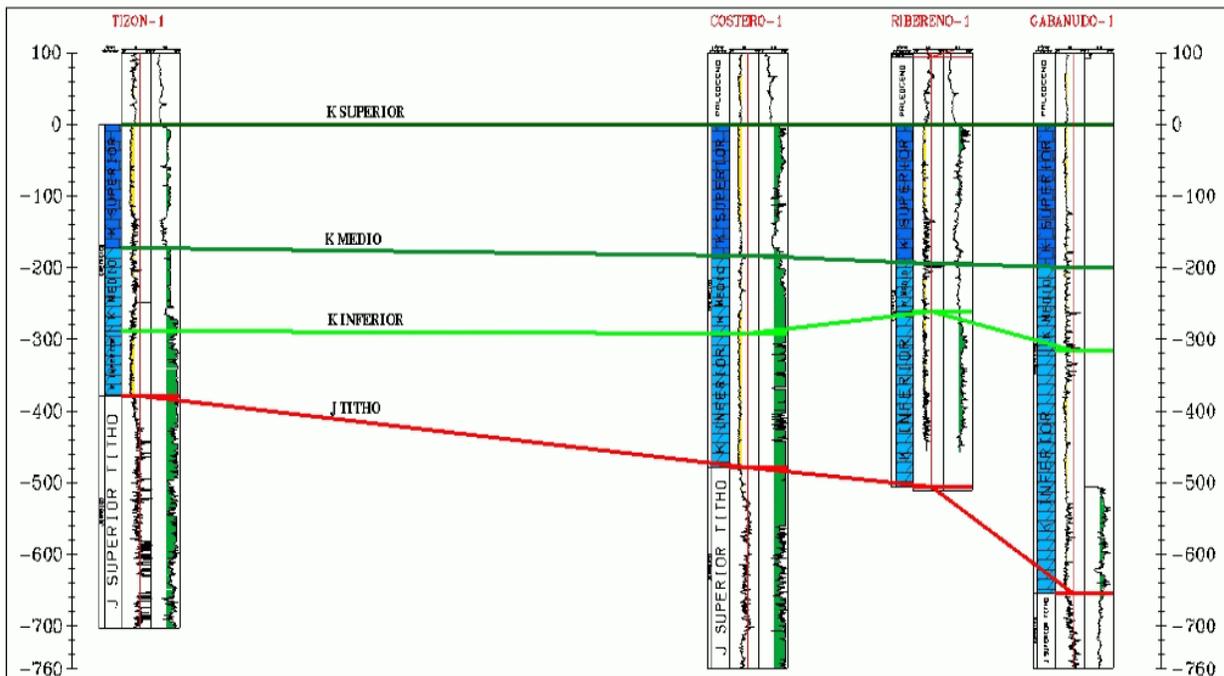


Figura 4.6.- Sección estratigráfica del proyecto piloto Costero.

Modelo Petrofísico

La evaluación petrofísica del campo se llevó a cabo en seis etapas:

1. Disponibilidad de la información

Se obtuvieron curvas básicas de potencial natural, rayos gamma, resistividad, sísmico, densidad y neutrón. En los intervalos donde dichas curvas presentaron baja calidad o no se obtuvieron, se tomaron datos de núcleos en esos intervalos, de las pruebas de producción y de los pozos vecinos Ribereño-1 y Tizón-1.

2. Verificación de la litología

Se observaron tendencias de calizas, dolomías y una mezcla arcillosa de ambas, que varían con la profundidad en cada pozo. Este reconocimiento se realizó a efecto de tener una idea de las formaciones presentes y calibrar la litología que se obtuvo de los pozos, con la litología que se describió en las muestras de canal y los núcleos.

3. Cálculo de parámetros petrofísicos mediante graficas cruzadas

Parámetros como resistividad del agua de formación son calculados mediante una gráfica cruzada de resistividad- porosidad, empleando valores de factor de formación, m (exponente de cementación), n (exponente de saturación), a (factor de tortuosidad), resistividad de la formación, porosidad obtenida de registro neutrón-densidad etc.

4. Correcciones ambientales

Las correcciones ambientales se realizaron en los pozos que se evaluaron y están en función del tipo de herramienta que se utilizó en cada uno de ellos:

Correcciones generales.- Estas correcciones se efectúan donde el software lo solicita y está en función de la información disponible.

Correcciones al Registro de Rayos Gamma.- Con la finalidad de obtener el verdadero valor de la radioactividad natural, se deben corregir las deflexiones de la curva por excentricidad del detector dentro del pozo, diámetro del agujero, diámetro de la herramienta y densidad del lodo.

Correcciones al Registro de Resistividad.- Se aplicaron las correcciones para la distancia de la sonda de pared del pozo, la densidad del lodo, diámetro del agujero y salinidad de la formación. No se hicieron correcciones por efecto de invasión,

debido a que la curva de resistividad profunda muestra efectos moderados de invasión.

Correcciones al Registro de Neutrón.- Se aplicaron correcciones por efecto del diámetro del agujero, espesor del enjarre, salinidad del agua dentro del pozo y en la formación, peso del lodo, distancia de la sonda a la pared del pozo, presión y temperatura.

Correcciones al Registro de Densidad.- Debido a que la herramienta contiene un patín sensible a la geometría del agujero, las correcciones para este registro incluyen los efectos de revoque y rugosidad.

5. Cálculo de la curva de temperatura y el volumen de arcilla

La curva de temperatura se calculó en cada uno de los pozos utilizando la temperatura de fondo, T_f y la temperatura de superficie, T_s .

$$Temperatura = \frac{(T_f - T_s)}{Profundidad\ Total} \left[\frac{^{\circ}F}{pie} \right] \quad (4.1)$$

El cálculo del volumen de arcilla se llevó a cabo en los pozos que se involucraron en la interpretación empleando los datos de rayos gamma, el cual es un indicador de arcillosidad.

6. Obtención del modelo petrofísico

En la **Figura 4.7** se muestran los resultados obtenidos del modelo petrofísico del pozo Costero 1. Se observa el paquete de registros petrofísicos que incluye registros de rayos gamma (GR), de inducción (IND) y de neutrón compensado (NPHI), así como el procesamiento resultante de los registros, como el volumen de agua (BVW) y el volumen de arcilla (VCL).

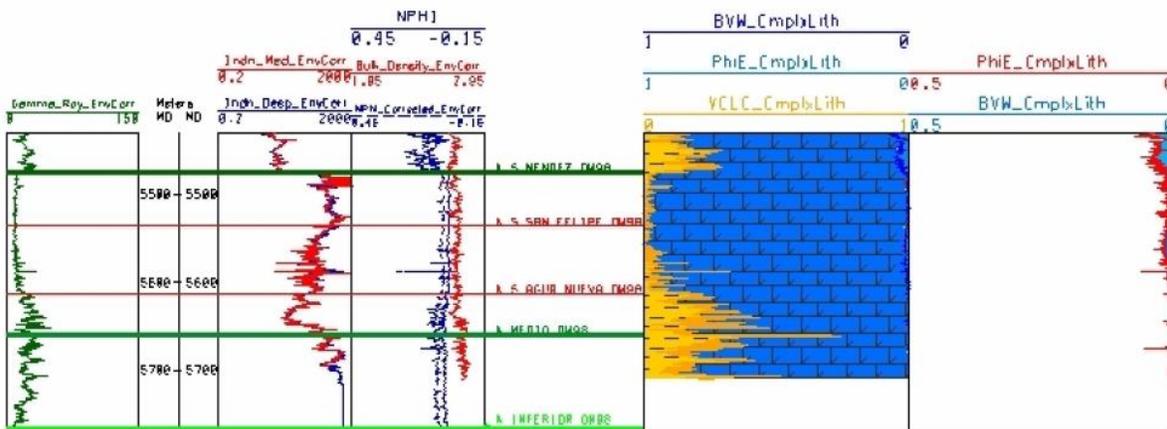


Figura 4.7.- Interpretación petrofísica del pozo Costero 1.

Modelo Estático Del Yacimiento

Mediante la integración geofísica-geológica-petrofísica se logró establecer el modelo estático para el campo Costero, que sirvió como insumo en la parte dinámica del estudio.

Para la integración del modelo estático del yacimiento se consideraron cuatro fuentes fundamentales de datos:

1. El modelo estructural con las configuraciones estructurales en tiempo y en profundidad apoyadas en la sísmica y en los datos del pozo Costero-1. En general no cambiaron las configuraciones que se habían elaborado en estudios previos, como los planos de atributos sísmicos: Promedio de la Amplitud Absoluta y Promedio de la Frecuencia Instantánea
2. El modelo estratigráfico-sedimentológico.
3. En razón de la falta de información de registros eléctricos en la zona del yacimiento, la distribución de las propiedades petrofísicas se llevó a cabo conforme a cuatro unidades de flujo, definidas mediante el modelo estratigráfico. La **Tabla 4.1** presenta las características de cada una de las unidades de flujo definidas por estratigrafía.

Unidad de Flujo	Espesor m.	% Esp. Total	Porosidad %	NTG %
1	28	26.07	3.5	35.59
2	19	17.38	2.0	74.36
3	26.5	24.58	4.0	100.00
4	34.5	31.97	5.0	100.00

*NTG: Relación entre el espesor neto y el espesor bruto %

Tabla 4.1.-Propiedades estáticas de las cuatro unidades de flujo

El modelo estático de la estructura Costero en tres dimensiones se muestra en la **Figura 4.8** Donde se señalan las áreas con mayor cantidad de hidrocarburos remanente con los colores amarillo y rojo, además de las áreas prospectivas con los colores verde y azul. Es importante señalar que con la información que proporcionen nuevos pozos, el modelo estático se mejorará en cuanto a la distribución de las propiedades del yacimiento.

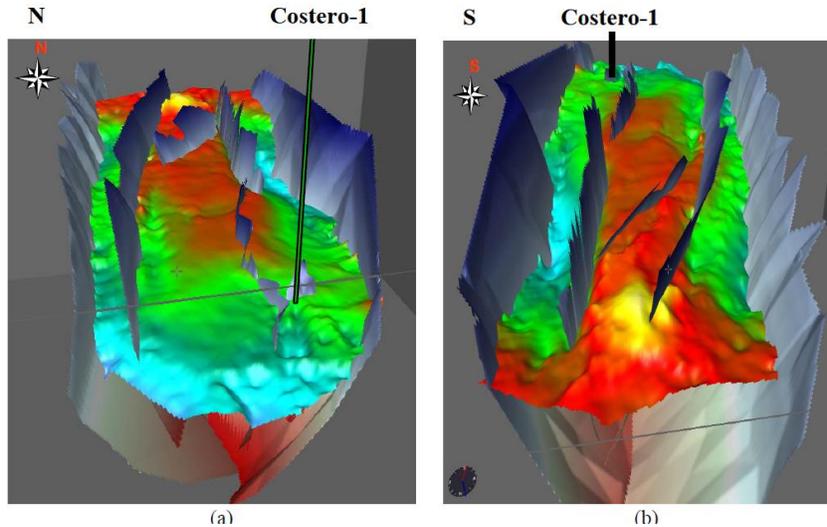


Figura 4.8.- Panorámica de la estructura productora en el pozo Costero-1, (a) vista norte y (b) vista sur.

4.7.3 Caracterización Dinámica del Yacimiento

En el informe consultado para este trabajo no se encontró información acerca de la Caracterización Dinámica del campo, ya que, derivado de la ausencia de infraestructura necesaria para el manejo de la producción del pozo descubridor, no había sido posible caracterizar su comportamiento dinámico.

La única información con la que se trabajó fue con una prueba de presión obtenida del pozo Costero-1, la cual se complementó con una prueba de variación de presión del pozo Costero-8, de dónde se pudieron obtener el valor de daño, la permeabilidad, los parámetros del modelo de doble porosidad y evaluar las condiciones de flujo.

Modelo Dinámico del Yacimiento

Para la integración del modelo dinámico del yacimiento se consideraron tres fuentes fundamentales de datos:

- Prueba de variación de presión del pozo Costero-8
- Prueba de incremento de presión del pozo Costero-1
- Análisis petrofísicos del pozo Costero-1 (para corroborar la información obtenida).

La secuencia de la toma de información fue la siguiente:

- Con el pozo cerrado se tomó un registro por estaciones de la superficie al fondo, colocando el sensor cada 500 m, hasta alcanzar una profundidad de 5935 mD, correspondiente al punto medio del intervalo disparado.

- Se inició el aforo del pozo por tres estranguladores diferentes, siendo éstos (16/64, 20/64 y 24/64), durante un tiempo de 20 horas para cada uno de ellos.
- Se cerró, dando inicio a la curva de incremento por un lapso de 10 horas

La tabla 4.2 muestra los resultados del registro por estaciones bajando con el pozo cerrado.

PLATAFORMA: COSTERO 8 POZO: COSTERO 8 COMPAÑIA: PEMEX TESTIGO: ING. CORONA				FECHA: 12-Nov-04 INGENIERO HES: FCO, CARDENAS SUPTTE. INTERVALO PRODUCTOR: 5920-5950 mD					
GRADIENTE DE PRESION POR ESTACIONES CON POZO CERRADO									
PROF. mD	TVD mV	PRESION		GRADIENTE Kg/cm ² /m	TEMPERATURA		PRESION Y TEMP. EN CABEZA		
		psia	Kg/cm ²		°F	°C	psia	Kg/cm ²	°F
0	0	5827.400	409.803	0.0000	94.17	34.54	5892.800	414.402	72.70
500	500.0	6172.375	434.063	0.0485	119.74	48.75	5891.971	414.344	70.06
1000	1000.0	6509.709	457.785	0.0474	138.13	58.96	5891.754	414.329	69.75
1500	1500.0	6835.111	480.669	0.0458	158.07	70.04	5891.665	414.322	69.29
2000	2000.0	7156.898	503.298	0.0453	176.42	80.23	5891.333	414.299	69.00
2500	2500.0	7474.828	525.656	0.0447	196.49	91.38	5890.787	414.261	69.20
3000	2999.6	7786.055	547.543	0.0438	223.28	106.27	5890.554	414.244	69.38
3500	3499.5	8091.633	569.032	0.0430	248.04	120.02	5890.328	414.228	69.22
4000	3996.4	8389.001	589.944	0.0421	271.41	133.00	5889.843	414.194	69.43
4500	4455.6	8660.697	609.050	0.0416	293.37	145.21	5891.192	414.289	69.46
5000	4895.9	8917.911	627.139	0.0411	313.82	156.57	5890.697	414.254	68.74
5500	5348.7	9175.556	645.257	0.0400	336.36	169.09	5890.914	414.270	68.36
5935	5771.5	9452.439	664.728	0.0460	354.08	178.93	5890.023	414.207	68.78

Tabla 4.2.- Resultados del registros por estaciones bajando con el pozo cerrado, Cosero-8..

Se observó que el gradiente de presión no muestra cambios sustanciales a lo largo de todo el pozo lo que indica que éste se encuentra lleno del mismo fluido, siendo este último condensado de 45.2 °API.

Análisis e Interpretación

El análisis de la información se realizó con el empleo de la gráfica de diagnóstico doble logarítmica, **Figura 4.9**, la cual muestra que la respuesta de la presión en la mayoría de la prueba se encuentra bajo la influencia del efecto de la temperatura. Es importante mencionar que de la interpretación de la prueba se determina la presencia de un posible flujo radial, lo que permite estimar la permeabilidad, daño a la formación y el valor de la presión inicial del yacimiento.

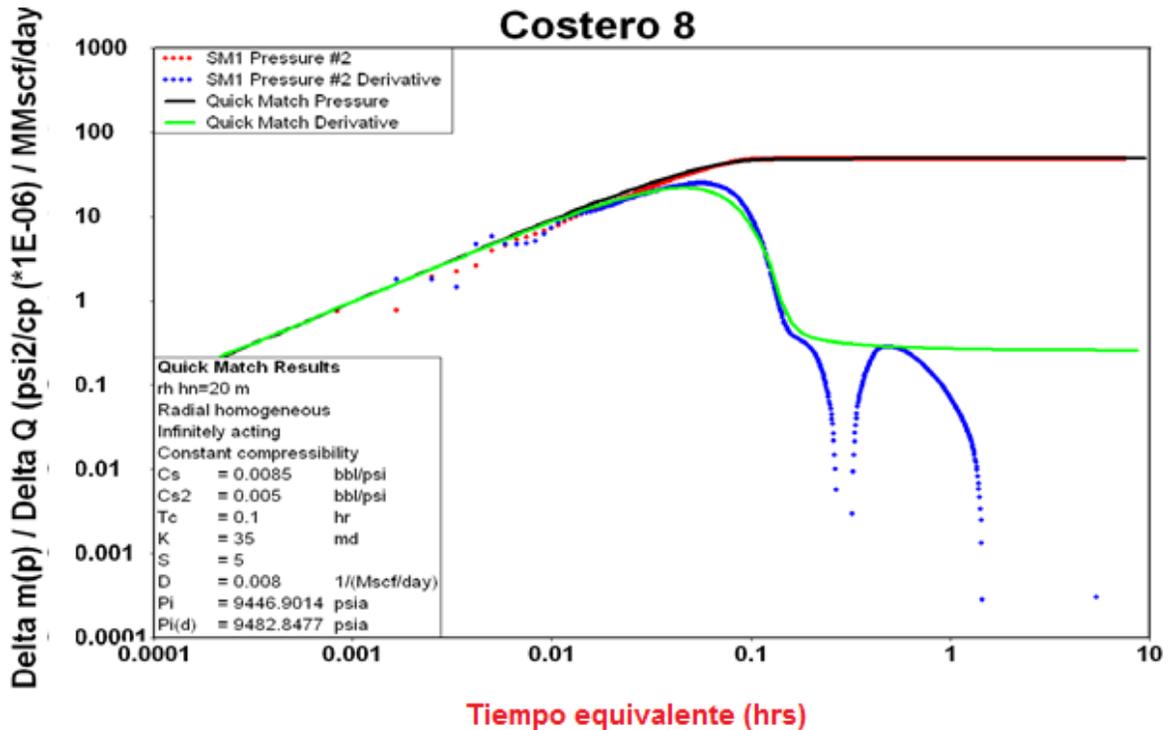


Figura 4.9- Gráfica de diagnóstico doble logarítmica del pozo Costero-8

La información que se empleó para el análisis fue la que a continuación se enlista:

- Porosidad = 4 %
- Saturación de Agua = 20 %
- Espesor Neto = 20 m
- Radio del pozo = 0.7 pie
- Densidad del condensado = 45.2 °API
- Densidad relativa del gas = 0.73
- RGA = 185 bls/MMpie³
- Temperatura del Yacimiento = 355 °F
- Intervalo productor = 5920-5950 mD

Estrangulador	Qg	Qc	Qw
(pg)	(MMpcd)	(BPD)	(BPD)
16/64 (1/4)	5.174	1051	56.5
20/64 (5/16)	7.164	1337	120
24/64 (3/8)	9.216	1674	160

Los resultados y el modelo conceptual de flujo es el que a continuación se muestra en la **Figura 4.10**.

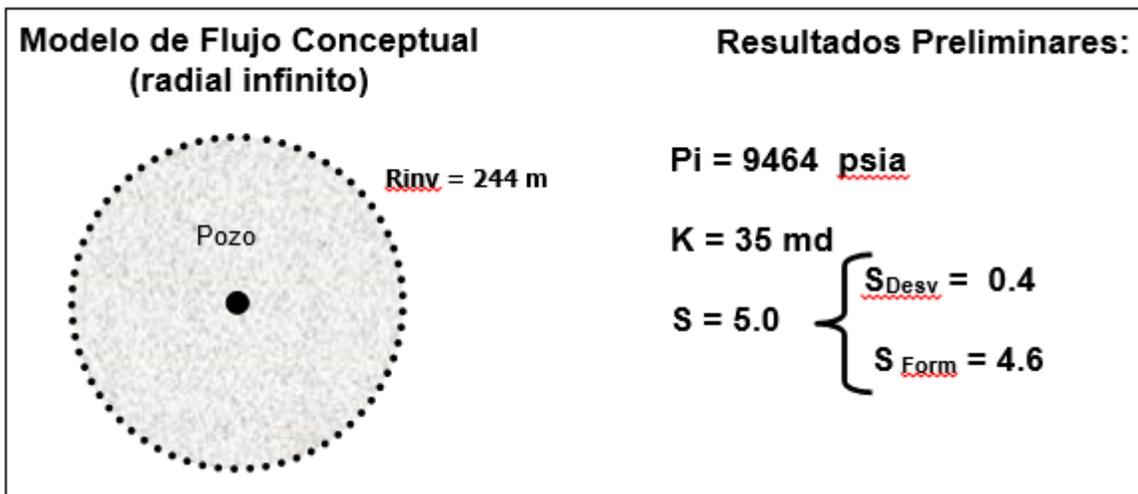


Figura 4.10.- Resultados y modelo conceptual de flujo del pozo Costero-8.

Mediante el modelo Dinámico del yacimiento fue posible definir:

- La información de presión se encuentra influenciada por efectos de alta temperatura, lo cual afecta el análisis de la información y enmascara algún efecto de frontera posible, si es que éste se encuentra.
- No se observó ningún efecto de frontera, lo cual no permitió establecer el área total de drene del yacimiento.
- El radio de investigación es lo que la prueba de presión pudo detectar, sin detectar alguna frontera.
- El daño total obtenido de la prueba se discretizó, dando como resultado que un mayor porcentaje de él se debe al daño mecánico de la formación.

- El valor de la permeabilidad obtenido se debe comparar con los valores registrados de los análisis de núcleos (si existen) y checar si existe consistencia.
- Se investigara la manera de cómo se puede corregir los datos de presión por el efecto de alta temperatura, para tener mejor representatividad del yacimiento.
- Una posible solución al efecto de la temperatura es dejar más tiempo la herramienta dentro del pozo para curvas de incremento de manera que este fenómeno se disipe.

4.7.4 Aplicación de los modelos estático y dinámico.

MODELO DE SIMULACIÓN

La malla de simulación fue construida de la siguiente manera: a) Los límites areales del yacimiento se definieron por medio de los datos sísmicos, particularmente las fallas, b) el mapa de la cima del yacimiento se utilizó para definir la forma estructural del yacimiento y el número de capas a utilizarse en el modelo numérico fue definido por las propiedades de la roca de la formación, c) con la información obtenida en los incisos anteriores, se procedió a discretizar el modelo numérico en forma areal (división en bloques), en 20 bloques en la dirección X y 50 bloques en la dirección y, d) la discretización vertical (división en capas) del modelo se hizo tomando en cuenta la subdivisión del yacimiento en cuatro unidades de flujo. Por lo tanto, las dimensiones de la malla de simulación es de 20 x 50 x 4 para un total de 4,000 bloques.

El modelo de simulación considera el modelo estático y el modelo dinámico y la parte PVT composicional de los fluidos. Inicialmente se analizó la caracterización de los fluidos del pozo Costero-1.

En cuanto a la caracterización del fluido es importante mencionar que las muestras que se emplearon en el análisis de laboratorio fueron tomadas en superficie y posteriormente recombinadas para obtener la composición original del fluido en el yacimiento. Este procedimiento proporciona un grado de incertidumbre en dicha caracterización y debe ser corregido por medio de una ecuación de estado, en este caso la ecuación de estado de Peng-Robinson.

Partiendo de la composición original del fluido, se realizó un análisis de sensibilidad para determinar el número mínimo de pseudo-componentes a emplear en la simulación sin que se perdiera la calidad en los resultados. Al reducir el número de componentes totales en la mezcla se optimiza el tiempo de proceso de las corridas de simulación.

La **Figura 4.11** muestra el diagrama de fases para el fluido del pozo Costero-1. Dado que la presión inicial y temperatura del yacimiento se encuentran entre el punto crítico y la cricondenterma, se confirma que se trata de un yacimiento de gas y condensado. Se puede observar que para una temperatura del yacimiento de 182° C y partiendo de una presión inicial de 666 kg/cm², se interseca en la envolvente una presión de rocío de 350 kg/cm², la cual coincide perfectamente con el dato medido en el laboratorio. Además, de acuerdo a las curvas de calidad, el volumen de líquido que se quedará en el yacimiento al término de la explotación del mismo será del orden del 15 % si la composición en el yacimiento no varía en gran medida.

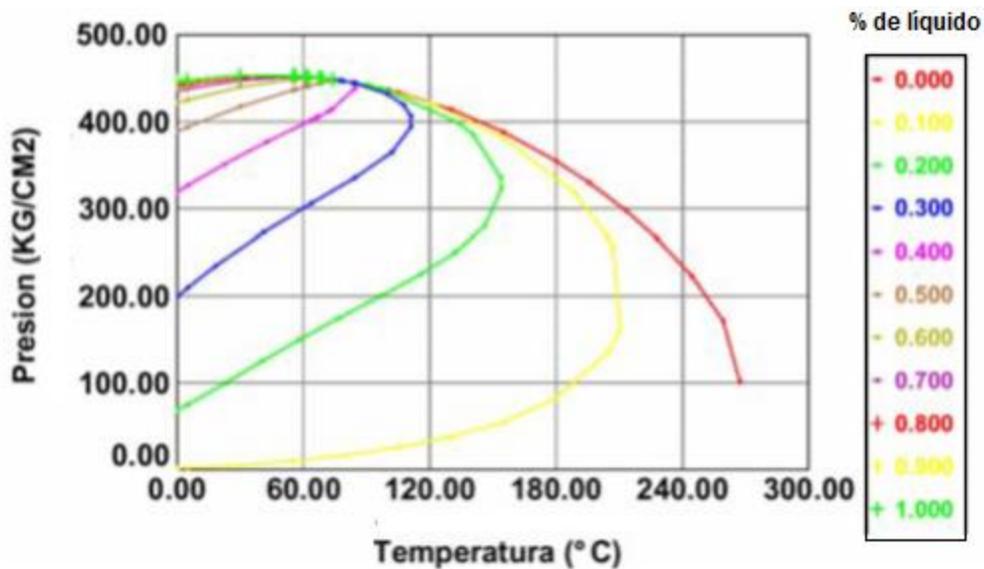


Figura 4.11.- Diagrama de fases para el fluido del pozo Costero-1.

Posterior a la caracterización del fluido se cargó el modelo estático en el simulador. Inicialmente se emplearon los mapas de cimas y bases del yacimiento, considerando la cima del Cretácico Medio como la cima del yacimiento y la cima del Cretácico Inferior como la base del yacimiento, quedando ésta como límite vertical convencional dado que no pudo determinarse la profundidad del contacto agua-gas en el pozo Costero-1. La distribución de las propiedades estáticas se realizó basada en las cuatro unidades de flujo definidas por el modelo estratigráfico (**Tabla 4.1**).

Por otro lado, se incluyeron los valores de permeabilidades relativas, saturación de agua y presión capilar correspondientes al Campo Luna. Esta analogía se consideró en consecuencia a la poca información del Campo Costero y a la similitud del mismo con el Campo Luna.

La permeabilidad y los parámetros del modelo de doble porosidad fueron obtenidos de la prueba de incremento de presión obtenida del pozo Costero-1. A partir de dichos valores y considerando un modelo cúbico del bloque de matriz, se calculó la porosidad de las fracturas. La permeabilidad de la matriz fue tomada de los datos de la simulación del Campo Luna.

Finalmente, y tratando de ajustar al comportamiento de los campos conocidos en el área, se diseñó un acuífero no muy potente que permitiera simular la presencia del mismo. Aspecto que se ha observado en todos los campos similares de la Región. Por analogía con campos vecinos y considerando el sistema de esfuerzos máximos, se llegó a la conclusión que el acuífero actuaría en la dirección este-oeste.

El acuífero fue considerado a partir del modelo analítico de Carter y Tracy (considera que al principio el acuífero se comporta como un acuífero estable, pero gradualmente se aproxima al comportamiento de un acuífero bache) como acuífero infinito con sus respectivas tablas de tiempo y presión adimensional.

Se tomaron las mismas propiedades petrofísicas del yacimiento para el acuífero.

En resumen, el modelo de inicialización se elaboró con las características principales siguientes:

- a. Modelo de doble porosidad,
- b. 4 unidades de flujo (estratos),
- c. Malla de simulación de 20 x 50 x 4 ,
- d. 4000 celdas, incluidas las fracturas,
- e. Se consideró el contacto gas-agua como la base del Cretácico Medio (5759.5 m),
- f. Presión inicial del yacimiento de 666 kg/cm² (9464 psi),
- g. Los valores de permeabilidad relativa y presión capilar en la matriz se tomaron del estudio del campo Luna,
- h. Para las fracturas, se consideró un comportamiento lineal para la permeabilidad relativa y presión capilar cero,
- i. Los valores de tamaño de bloque de matriz y porosidad de fractura se estimaron a partir de la prueba de incremento de presión tomada al pozo Costero-1,
- j. Se consideró un arreglo cúbico del bloque de matriz con una longitud de 11.77 pies,
- k. La porosidad de fractura oscila entre 1.04 % y 2.6%,
- l. Valor único de porosidad en la matriz para cada unidad de flujo,

- m. Permeabilidad de matriz equivalente a la del campo Luna (0.1 md),
- n. La permeabilidad efectiva del sistema se calculó de 6.22 md.
- o. Los pozos se terminaron en la capa superior del Cretácico Medio.

Mediante el modelo numérico del yacimiento es posible definir los procedimientos de la administración integral de yacimientos y analizar las acciones que optimizarán la recuperación y la eficiente operación de las instalaciones.

La confiabilidad de la simulación numérica de un yacimiento depende de su eficacia para representar los fenómenos que ocurren durante su explotación y de la veracidad de la información que se suministre al modelo de simulación, por lo cual, la Caracterización Integrada del Yacimiento debe de ser considerada como un estudio previo y de vital importancia para realizar el modelo numérico y no considerar de manera aislada el modelo estático y el modelo dinámica como única fuente de información.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. La caracterización es una etapa muy importante en el plan de explotación de un yacimiento de petróleo, ya que a partir de la información que se obtenga se puede elaborar el modelo que permite simular el comportamiento del yacimiento bajo diferentes esquemas de producción y elegir aquel que conlleve a la óptima explotación técnico- económica.
2. La caracterización de un yacimiento comprende la caracterización estática y la caracterización dinámica. No es adecuado comparar a la caracterización estática con la dinámica ya que ambas tienen ventajas y desventajas, más bien es necesario enfatizar que ambas son complementarias para la determinación del modelo dinámico representativo del yacimiento.
3. El objetivo principal la caracterización estática de yacimientos petroleros es conocer las características de las rocas productoras de hidrocarburos y de los fluidos presentes en el yacimiento, tanto cualitativa como cuantitativamente, para así poder determinar la geometría del yacimiento y el volumen de hidrocarburos almacenados, las propiedades físicas de la roca y físico-químicas de los fluidos.
4. El objetivo principal de la caracterización dinámica de yacimientos consiste en la detección y evaluación de los elementos que afectan los procesos de flujo presentes durante la explotación de un yacimiento, tales como fallas geológicas, acuíferos, estratificación, discordancias, doble porosidad, doble permeabilidad y fracturas, entre otros
5. Para lograr una Caracterización Integrada de Yacimientos se requiere de una comunicación constante dentro y entre los grupos dedicados a la elaboración del modelo del yacimiento (caracterizaciones estática y dinámica), de tal forma que se comparta información, para aplicar de manera eficiente los recursos disponibles (humanos, tecnológicos y financieros) y obtener el mejor escenario de explotación, mejorando así la vida productiva del yacimiento y minimizando tiempo e inversión de capital.
6. Trabajando de manera conjunta las caracterizaciones estática y dinámica, aumentará las posibilidades de mejorar la explotación, maximizando el valor económico de los hidrocarburos y minimizando la inversión del capital y los costos de operación al contar con un modelo integral del yacimiento.

- 7.** El propósito de realizar una caracterización integrada de yacimientos petroleros es recuperar la mayor cantidad de hidrocarburos, ya que grandes cantidades se quedan atrapadas en el yacimiento debido a que no se realiza una correcta caracterización del mismo.
- 8.** En yacimientos maduros o de difícil extracción, se puede realizar la mejor elección del método de recuperación gracias a la caracterización integrada de yacimientos, ya que nos permite tener una descripción detallada del yacimiento.
- 9.** Se recomienda realizar la caracterización Integrada de yacimientos en la etapa de desarrollo de un yacimiento, pero también puede implementarse para yacimientos que ya se encuentran produciendo y requieran incrementar su producción (yacimientos maduros).
- 10.** Para la Caracterización Integrada de Yacimientos es fundamental el conocimiento del modelo geológico regional, del modelo del yacimiento o sistema poroso, de las propiedades petrofísicas, de la trampa y de las unidades de flujo.
- 11.** En el caso de campo estudiado en este trabajo, ubicado en el Sureste del Golfo de México, se obtuvieron resultados satisfactorios al emplear la caracterización Integrada de Yacimientos, que se ve reflejado en:
 - Reducir la incertidumbre en los planes de explotación.
 - Incrementar las reservas.
 - Maximizar el potencial de producción.
 - Incrementar el porcentaje de éxito en la perforación e intervenciones a pozos (reparación, estimulación, sistemas artificiales, etc.).
 - Maximizar la recuperación final.
 - Minimizar la declinación.

BIBLIOGRAFÍA

1. A.P. Wilson, "Static Modeling at Prudhoe Bay - Integrating Reservoir Characterization and Reservoir Performance", paper SPE 28395, September 1994.
2. Álvarez Caballero Miguel A., "Caracterización Estática De Yacimientos Petroleros a Partir de Análisis de Muestras de Roca", Tesis de Licenciatura Universidad Nacional Autónoma de México, México D.F, 2012
3. Álvarez López Blanca Ingrid, "Fracturamiento Hidráulico Multietapas", Tesis de Licenciatura Universidad Nacional Autónoma de México, México D.F.,2012.
4. Arellano Gil J., "Geología de explotación", notas de curso de licenciatura, Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería, División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, 2009.
5. Brill J. P. y Mukherjee H., "Multiphase Flow in Wells," Series Henry L. Doherty No. 17, SPE.
6. Castro Herrera Israel, "Caracterización Dinámica de Yacimientos", notas del curso de licenciatura, Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería, División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, 2011.
7. Cinco Ley, H., "Caracterización de yacimientos", Notas del curso de posgrado, Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería, 2005.
8. Consentino L., Integrated Reservoir Studies, Institut Francais du Pétrole Publications, Editions Technip, Paris (2001), Francia.
9. Earlougher, R. C., "Advances in Well Test Analysis," Monograph Series, Society of Petroleum Engineers, Dallas, Tx., (1997).
10. Garaicochea P. F., "Administración Integral de Yacimientos", notas del curso de licenciatura. Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería, División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, Departamento de Explotación del Petróleo, 2013.
11. Garaicochea P. F., "Apuntes de Comportamiento de los Yacimientos". Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería, División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, Departamento de Explotación del Petróleo, 1987.
12. Grajales Nishimura José Manuel, "Yacimientos convencionales y no convencionales", artículo Instituto Mexicano del Petróleo, 2010.

13. Grimstad A. A., "Scale Splitting Approach to Reservoir Characterization", paper SPE 66394, February 2001.
14. Haldorsen, H.H., "Simulator Parameter Assignment and the Problem of Scale in Reservoir", 1986.
15. L.B. Cunha, "Integrating Static and Dynamic Data for Oil and Gas Reservoir Modelling" paper JCPT, March 2004.
16. Lake, W.L., "Reservoir Characterization II", Proceeding of the Second International Reservoir Characterization, 1989.
17. Lugo Ruiz Miguel, "Discretización de la Porosidad de los Yacimientos Naturalmente Fracturados", Tesis de Licenciatura Universidad Nacional Autónoma de México, 2012.
18. Martínez Romero Néstor, "La Caracterización Dinámica, un factor clave para la administración de los yacimientos petrolíferos", Academia de Ingeniería 2003.
19. Martínez Romero Nestor, "Administración Integral de Yacimientos", notas del curso de licenciatura. Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería, 2013.
20. Méndez, L. T. y Teyssier, S. J. , "Caracterización de fluidos de Yacimientos Petroleros", Revista IMP, Vol. XI No. 4, Octubre. 1979.
21. Padilla Roberto, "Integrated Dynamic and Static Characterization for a Mesozoic Naturally Fractured Reservoir Located in a Platform- Basin Area in Southeastern Mexico", paper SPE 92197, March 2004.
22. PEMEX Exploración y Producción, Región Norte: "Procedimientos y Normas en Estudios Integrales de Yacimientos," Subdirección de Producción.
23. PEMEX Exploración y Producción: "Informe final del proyecto piloto Costero," Programa estratégico de gas. Gerencia de ingeniería de yacimientos y producción. Villahermosa, Tabasco. Diciembre 2001.
24. Petróleos Mexicanos, Pemex Exploración y Producción, "Un siglo de la perforación en México" Tomo 1.
25. Ramírez SabagJetzabeth, Lozano Villajuana Gerardo y Pérez Tavares Rodolfo Carlos, "Productividad de Pozos Petroleros". División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, Universidad Nacional Autónoma de México. 2007.
26. Sammer Joshi: "Integrated Reservoir Characterization of Neelam Field", paper SPE 39742, March 1986.
27. Santana, R. E., "Apuntes Geología del Petróleo". Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería, División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, Departamento de Explotación del Petróleo, 1985.
28. Taboada R., "El Tordillo Reservoir Static Characterization Study: El Tordillo Field, Argentina", paper SPE 69660, March 2001.

29. Villamar Vigueras, M.: “Caracterización Estática de Yacimientos”, Notas del curso de licenciatura, Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería, División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, 2010.
30. Zakaria B. Marzuki, “Integrated Reservoir Characterization of Neelam Field”, paper SPE 64740, November 2000.
31. Rojas R. Daniel, “ Desarrollos de Shale Gas y Perspectivas de Explotación”, Junio 2012

Mesografía

1. [Canadian Society for Unconventional Gas, CSUG. “Understandign Tight Gas in Canada”. www.csug.ca](http://www.csug.ca)
2. [Canadian Society for Unconventional Gas, CSUG. “Understanding Shale Gas in Canada”. www.csug.ca](http://www.csug.ca)
3. [Canadian Society for Unconventional Resources, CSUR. “Understanding Tight Oil in Canada”. www.csur.ca](http://www.csur.ca)
4. https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish00/win00/p58_78.pdf