



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA

**Metodología Geológica para la
Caracterización de Yacimientos
Naturalmente Fracturados, Caso
Ayatsil-Tekel-Utsil**

TESIS

Que para obtener el título de

Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A N

Badillo López Iván

Pablo Cruz Elías Octavio

DIRECTOR DE TESIS

Dr. Salvador Ortuño Arzate



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2016

AGRADECIMIENTOS

AGRADECIMIENTOS

Y llego el día, uno como cualquier otro, cuando por fin podre medirme ante los retos que da la vida y llevando en alto el nombre de mí Institución recibiré el título de Ingeniero.

*A mi **Padre**, el Ingeniero que me enseñó a nunca dejar un trabajo inconcluso, por difícil que sea había que intentarlo.*

*A mi **Madre**, que me despertaba todos los días para poder llegar temprano a la escuela y me esperaba hasta altas horas de la noche para verme llegar a casa, Gracias por Todo.*

*A mis **hermanos Karen y José**, que son el motor que me permite seguir adelante en mi camino, juro construirles un mejor futuro pues ahora tengo las herramientas para hacerlo.*

*A mis queridos **Amigos, Mi Manada**, con quienes pase los mejores momentos de mi vida, ya son parte de la familia.*

*A mi compañero, amigo, hermano, con quien realizo este trabajo, gracias **Octavio** y que nuestra amistad perdure hasta final de los tiempos.*

*A la **UNAM**, a mi **Facultad de Ingeniería**, a nuestros sinodales y en especial al **Dr. Salvador Ortuño Arzate**, por hacerme una gran persona al servicio de la sociedad.*

Por último, dedico estas palabras a futuras generaciones de Ingenieros;

“Por difícil que sea la prueba jamás rendirse, caminen siempre adelante”

Badillo López Iván

AGRADECIMIENTOS

AGRADECIMIENTOS

*Le agradezco a **Dios** por haberme permitido vivir hasta este día, por haberme guiado a lo largo de mi vida, por ser mi apoyo, mi luz y mi camino, por haberme dado la fortaleza para seguir adelante en los momentos de debilidad.*

*Le doy gracias a mis padres **Fidelia Cruz Cruz** y **Elías Pablo Santiago** por todo el apoyo que me brindaron y que me siguen brindando actualmente. Por darme la oportunidad de poder ser un profesional más, para esta sociedad, por ser un ejemplo de vida y sobre todo por promover la unión familiar en todo momento.*

*A mis hermanos **Erick** y **Oscar** por apoyarme en todo momento y ser un ejemplo de estudio y superación. A mis hermanos **Javier** y **Uziel** porque sé que al igual que nosotros, lograran el objetivo de terminar sus estudios, y en especial a toda mi familia por los grandes momentos de felicidad que hemos compartido.*

*A mis **Amigos** por todos los momentos que pasamos juntos, por todas aquellas tareas, trabajos y exposiciones que realizamos siempre como equipo, por las veces que nos apoyamos académicamente y sobre todo por haber hecho de mi etapa universitaria un trayecto de vivencias que nunca olvidare.*

*A **Iván** por ser un excelente compañero de tesis y amigo, gracias por todos los momentos de alegría y felicidad que compartimos a lo largo de estos años de estudio, y ojala que esta amistad nunca se termine.*

*Al **Dr. Salvador Ortuño Arzate** por la paciencia y dedicación que nos tuvo a lo largo de nuestra tesis, por todo lo que nos enseñó y por guiarnos en nuestro último gran paso.*

*A mi Alma Mater la **UNAM** y en especial a la **Facultad de Ingeniería** por permitirme cursar y terminar mis estudios de licenciatura.*

Pablo Cruz Elías Octavio

RESUMEN

RESUMEN

El objetivo de llevar a cabo una metodología es la de organizar las diferentes tareas asociadas para obtener el entendimiento, la comprensión completa y exacta de una situación dada. Nos permite hacer las pautas necesarias y tomar acciones para describir y solucionar un problema.

La metodología que proponemos, va dirigida a la Industria Petrolera para la etapa de Exploración, como tema principal la Caracterización de Yacimientos Naturalmente Fracturados.

Para ponerla en práctica debemos llevar distintas etapas. En primer lugar, una etapa de campo, seguido de una de laboratorio, el procesamiento de la información y, finalmente, una etapa de análisis y resultados.

De esta forma, nuestro trabajo de tesis toma cuerpo, a través de los siguientes capítulos.

En el Capítulo 1 se mencionan las características geológicas una vez que los sedimentos se han depositado, creando así los diferentes ambientes de estos yacimientos, así como el origen de los sistemas de fracturas generados por eventos tectónicos o regionales.

En el Capítulo 2 se define un Yacimiento Naturalmente Fracturado y como se clasifica basado en la relación matriz-fractura, con el fin de poder determinar la capacidad de almacenamiento de hidrocarburos en este sistema.

El tercer capítulo describimos las propiedades petrofísicas que permiten empezar a caracterizar un Yacimiento Naturalmente Fracturado y diagnosticar sus condiciones actuales de explotación.

Para poder conocer las propiedades petrofísicas de la roca, se implementa el uso de registros geofísicos, de los cuales para este trabajo solo mencionaremos los registros de echados e imágenes de pared de pozo y serán mencionados en el Capítulo 4.

Siguiendo con nuestra metodología, debemos ir considerando aquellas soluciones que pueden satisfacer las necesidades de nuestro problema, es por eso que el Capítulo 5 forma parte de una solución para el caso de aplicación que tomamos.

El último Capítulo 6 es la aplicación directa de esa metodología que fuimos llevando en los demás temas considerando el caso de los Campos Ayatsil-Tekel-Utsil, proyecto de aceite extrapesado en el Golfo de México.

ABSTRACT

ABSTRACT

The aim of carrying out a methodology is to organize the different tasks associated for understanding, complete and accurate understanding of a given situation. It allows us to make the necessary guidelines and take action to describe and solve a problem..

The meteorologist we propose is aimed at the Petroleum Industry Stage Exploration theme is the Characterization of Naturally Fractured Reservoirs.

To implement it we must take different steps. First, a field stage, followed by a laboratory, the information processing and finally a stage of analysis and results.

Thus, our thesis work takes shape through the following chapters.

In Chapter 1 the geological features are mentioned once sediments were deposited, thus creating different environments generators of these fields, as well as the origin of systems generated by tectonic fractures or regional events.

In Chapter 2 Naturally Fractured Reservoirs one defined as classified based on the matrix-fracture relationship in order to determine the storage capacity of oil in this system.

The third chapter describe the petrophysical properties that allow begin to characterize a naturally fractured and diagnose their current operating conditions.

To know the petrophysical properties of the rock using geophysical logs, which is implemented for this job only we mention records and images cast pit wall and be mentioned in Chapter 4.

Following our methodology, we must go considering solutions that can meet the needs of our problem is why the Chapter 5 is part of a solution to the case of application we take.

The last Chapter 6 is the direct application of this methodology we were bringing in other issues considering the case of Ayatsil-Tekel-Utsil, extra-heavy oil project in the Gulf of Mexico fields.

CONTENIDO

CONTENIDO

AGRADECIMIENTOS	II
RESUMEN	IV
ABSTRACT	V

CAPÍTULO 1: GEOLOGÍA DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

1.1. SISTEMAS DE DEPÓSITO EN CARBONATOS	1
1.1.1. Ambientes Marinos.....	1
1.1.2. Estructuras Sedimentarias.....	8
1.2. ORIGEN DE LOS SISTEMAS DE FRACTURAS	10
1.2.1. Tectónicos.....	10
1.2.2. Regionales	21
1.2.3. Procesos Diagenéticos	22
1.2.4. Diagénesis asociada a la acumulación de petróleo	29
1.3. ESTRUCTURAS DE DEFORMACIÓN	31
1.3.1. Fallas.....	31
1.3.2. Diaclasas (Joint)	33
1.3.3. Pliegues.....	34
1.3.4. Asociaciones de pliegues y fallas	37

CAPÍTULO 2: CLASIFICACIÓN Y EVALUACIÓN DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

CONTENIDO

2.1. CARACTERISTICAS GENERALES DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS	39
2.1.1. Yacimiento Naturalmente Fracturado	39
2.1.2. Fractura.....	41
2.1.3. Matriz.....	42
2.1.4. Consecuencias de la Mineralización Secundaria en las Fracturas.....	43
2.2. TIPOS DE YACIMIENTOS (CLASIFICACION DE NELSON)	44
2.2.1. Tipo I	45
2.2.2 Tipo II.....	45
2.2.3 Tipo III.....	45
2.2.4 Tipo IV	46
2.2.5 Tipo M.....	46
2.2.6 Tipo G.....	46
2.3. RANGOS DE RECUPERACIÓN DE HIDROCARBUROS	47
 CAPÍTULO 3: CARACTERIZACIÓN DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS	
3.1. CARACTERIZACIÓN ESTÁTICA DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS	50
3.1.1. Metodología en la Caracterización Estática	50
3.1.1.1. Modelo Geológico	50
3.1.1.2. Modelo Geofísico	51
3.1.1.3. Ingeniería de Yacimientos	52
3.2. PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LOS YACIMIENTOS FRACTURADOS	54
3.2.1. Porosidad	54
3.2.2. Permeabilidad.....	57
3.2.3. Compresibilidad.....	61

CONTENIDO

3.2.4. Presión Capilar	63
3.3. CARACTERIZACIÓN DE MACROFACTURAS A PARTIR DE NÚCLEOS ..	64
3.3.1. Descripción de Núcleos	64
3.3.2. Corte de los Núcleos.....	68
3.3.3. Limpieza de los Núcleos.....	68
3.3.4. Evaporación de Solventes.....	70
3.3.5. Armado de la muestra.....	70
3.4. CARACTERIZACIÓN DE MICROFACTURAS	73
3.5. CARACTERIZACIÓN DINAMICA DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS	74
3.5.1. Caracterización dinámica mediante pruebas de presión.....	75
 CAPÍTULO 4: APLICACIÓN DE REGISTROS DE ECHADOS E IMÁGENES	
4.1. ANTECEDENTES DE LOS REGISTROS DE ECHADOS Y DE IMÁGENES ..	80
4.1.1. Evolución de los Registros	80
4.2. REGISTROS DE ECHADOS	82
4.3. REGISTROS DE IMÁGENES	82
4.3.1. Tipos de Registros de Imágenes	83
4.3.1.1. Registros Acústicos	84
4.3.1.2 Registros Resistivos.....	85
4.4. HERRAMIENTAS DE REGISTROS DE IMÁGENES	86
4.4.1. Herramienta de Microresistividad (FMI)	87
4.4.1.1. Partes de la Herramienta.....	89
4.4.1.2. Modo de Operación	94

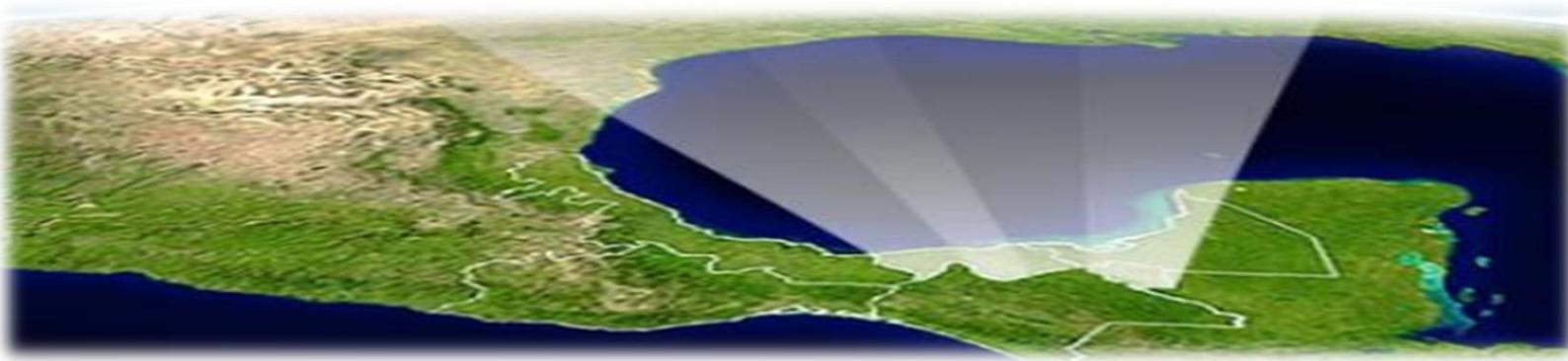
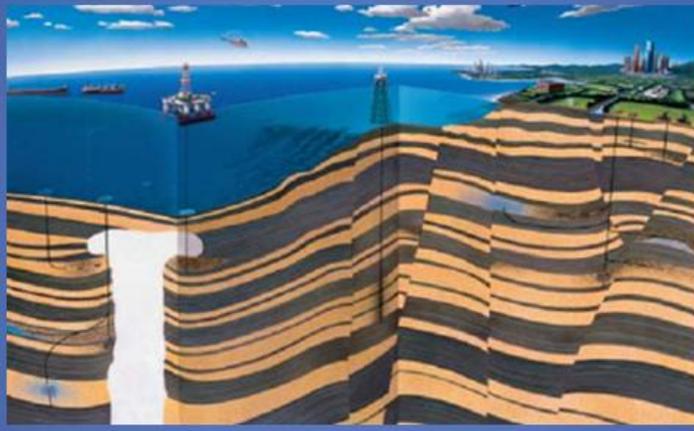
CONTENIDO

4.4.1.3. Principios de Interpretación.....	95
4.5. HERRAMIENTA DE REGISTRO SONICO DIPOLAR (DSI)	100
4.5.1. Partes de la Herramienta.....	101
4.5.2. Principio Físico.....	102
4.5.3. Modo de Operación	104
CAPÍTULO 5: PROCESOS DE RECUPERACION MEJORADA EN YACIMIENTOS FRACTURADOS	
5.1. METODOS TERMICOS EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS.....	108
5.1.1. Antecedentes.....	108
5.1.2. Mecanismos de Recuperación de aceite en YNF Durante la Inyección de Vapor ...	109
5.1.3. Mecanismos de Expulsión del Aceite de la Matriz a las Fracturas Durante la Inyección de Vapor en YNF.....	109
5.1.4. Mecanismos de Desplazamiento de Aceite a Través de un Sistema de Fracturas al Pozo Productor Durante la Inyección de Vapor en YNF	113
5.1.5. Mecanismos de Recuperación de Aceite en YNF Durante la Combustión In-Situ..	115
5.2. MÉTODOS QUÍMICOS EN YACIMIENTO NATURALMENTE FRACTURADOS.....	117
5.2.1. Inyección de Polímeros	117
5.2.2. Inyección de Alcalinos	120
5.2.3. Inyección de Surfactantes.....	122
5.3. MÉTODOS MISCIBLES EN YACIMIENTO NATURALMENTE FRACTURADOS.....	123
5.3.1. Baches miscibles.....	124
5.3.2. Inyección de Dióxido de Carbono	125
5.3.3. Inyección De Nitrógeno.....	127
5.3.4. Inyección de Alcohol.....	130

CONTENIDO

CAPÍTULO 6: ANTECEDENTES Y CARACTERÍSTICAS DE LOS CAMPOS AYATSIL-TEKEL-UTSIL

6.1. ANTECEDENTES	134
6.1.1. Marco Geológico Regional.....	136
6.1.2. Tectónica Regional.....	136
6.1.3. Marco Estratigráfico.....	141
6.2 PROYECTO AYATSIL-TEKEL-UTSIL	143
6.2.1. Características Generales de los Campos Ayatsil-Tekel-Utsil.....	143
6.2.2. Interpretación sísmica de horizontes y fallas.....	151
6.2.3. Evaluación petrofísica de los Campos Ayatsil-Tekel-Utsil.....	154
6.2.4. Propuestas de Producción para los Campos Ayatsil-Tekel-Utsil.....	163
CONCLUSIONES	170
RECOMENDACIONES	171
NOMENCLATURA Y SIMBOLOGÍA	172
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	175



CAPÍTULO 1

GEOLOGIA DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

CAPÍTULO 1: GEOLOGÍA DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

1.1. SISTEMAS DE DEPÓSITO EN CARBONATOS

Nuestra metodología comienza por conocer los sistemas de depósito que dan origen a este tipo de yacimientos. Cada ambiente en el que se generan produce depósitos y eventualmente secuencias o cuerpos de rocas, con características particulares, determinado tipo de roca, presencia de estructuras sedimentarias, etc.

Es ahí la primera etapa, donde el Geólogo comienza a explorar áreas favorables con las condiciones necesarias para albergar un recurso energético, y estimar su potencial para definir la factibilidad económica y técnica para su explotación.

Relacionamos los Yacimientos Naturalmente Fracturados que son característicos de ambientes de depósito en carbonatos, los cuales incluyen: ambientes marinos, lacustres, agua dulce y carbonatos eólicos. En este capítulo solo nos referiremos a los ambientes marinos exclusivamente.

1.1.1. Ambientes Marinos

El ambiente marino somero carbonatado presenta una distribución global actual restringida comparada con los períodos geológicos de la historia de la Tierra. Mares carbonatados tan extensos como los que existieron durante el Ordovícico, Devónico, Mississippico y Cretácico no existen actualmente.

Existen diferencias fundamentales entre los depósitos carbonatados terrígenos y marinos. Mientras que los terrígenos son producto del intemperismo químico y físico de las rocas preexistentes que han sido transportados a la cuenca de depósito, los sedimentos carbonatados marinos se derivan de una precipitación “in situ” dentro de la misma cuenca.

En el ambiente marino hay una producción considerable de carbonato permaneciendo la mayor parte en el lugar donde se precipitó, debido a la presencia de organismos que no solo secretan el CaCO_3 , sino que también lo utilizan para la construcción de sus conchas o esqueletos.¹

¹ Wilson, J.L., Characteristics of carbonate platform margins: American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 810–824. 1974

CAPÍTULO 1: GEOLOGÍA DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

El ambiente marino se divide en dos zonas.

A) La zona bentónica que incluye el piso o fondo oceánico, desde la línea de costa hasta las profundidades mayores. Las formas marinas que viven, ya sea fijas al sustrato, deslizándose, como enterradores o nadadores, se les conoce como organismos bentónicos.

B) La zona pelágica representa la porción acuosa de los mares. Dentro del ambiente pelágico, la zona nerítica es el cuerpo de agua que cubre desde la zona costera hasta los límites de la plataforma continental, y la zona oceánica es aquella que está asociada con las profundidades mayores en las cuencas oceánicas.



Figura 1. Perfil esquemático mostrando las subdivisiones ecológicas tanto del piso oceánico como del cuerpo de agua. Simplificado de Friedman (1978)

La composición del agua de mar a través de los océanos es más o menos constante; aunque muchos elementos han sido identificados, solo seis iones forman el 99% del volumen de agua de mar (**Tabla 1**). Los elementos más abundantes son el Cl y el Na, por lo que la composición química de agua se exprese generalmente en medidas de cualquiera de estos dos iones.²

² J. H. Zumberge. Elementos de geología. Editorial Continental, S.A. de C.V., México., 1961.

CAPÍTULO 1: GEOLOGÍA DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

Ion	Proporción (%)
Cl-	55.1
Na+	30.6
SO ₄ ²⁻	7.7
Mg ²⁺	3.7
Ca ²⁺	1.3
K+	1.1
Total	99.4

Tabla 1. Iones predominantes en las aguas marinas. Tomada de Friedman (1978)

De acuerdo a las facies sedimentarias dominantes se presentan cinco tipos de ambientes: armazón de arrecifes orgánicos, sedimentos arrecifales y acumulaciones de sedimentos, bancos orgánicos, acumulaciones de lodo calcáreo y planicies de mareas o sabkhas.

1) Armazón de arrecifes orgánicos.- El término arrecife se define como un armazón carbonatado resistente al oleaje. Términos relacionados son biostroma y bioherma. El primero se refiere a una acumulación de restos biogénicos en capas, mientras que el segundo se refiere a una acumulación “*in situ*” de organismos sedentarios a veces formando montículos. Consecuentemente, no todos los arrecifes son biohermas.

La fauna es extremadamente variada y consiste principalmente de corales, moluscos, equinodermos, foraminíferos, anélidos y crustáceos.

CAPÍTULO 1: GEOLOGÍA DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

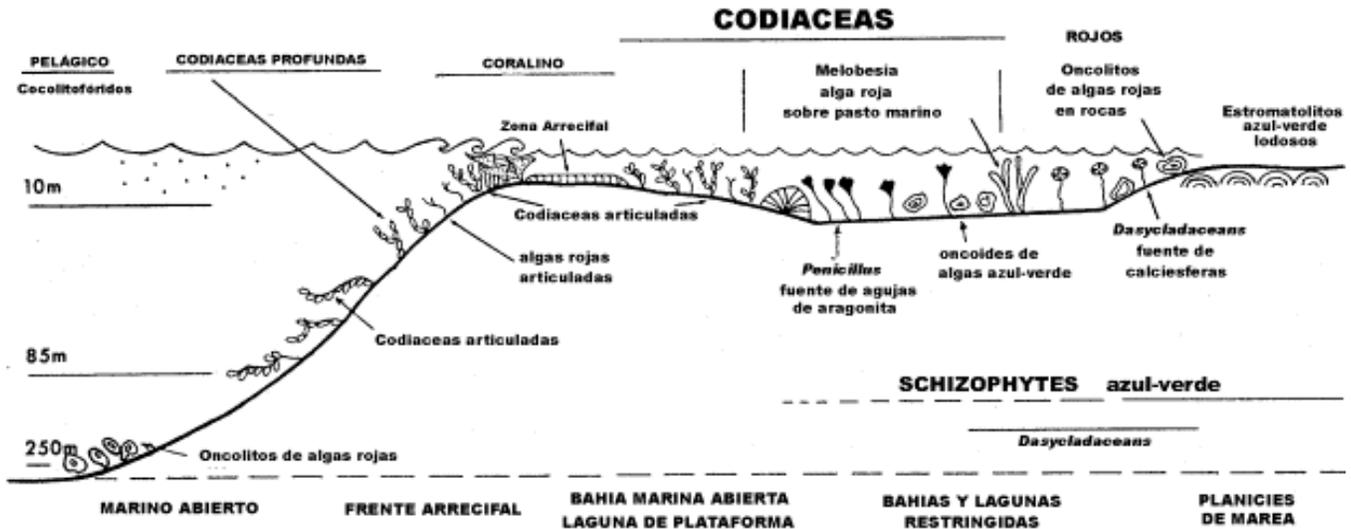


Figura 1.1. Ecología de las algas marinas calcáreas. Se presentan los ambientes de depósito a lo largo de un perfil ideal de un margen de plataforma carbonatada. Modificada de Wilson (1975).

2) **Sedimentos arrecifales.** Una de las características más sobresalientes de los sedimentos arrecifales es su origen biogénico exclusivo. El total de sedimentos producidos se deriva de cinco grupos principales de organismos: corales, algas coralinas, algas verdes, foraminíferos y moluscos (**Figura 1.2**). Así mismo, se presentan variaciones locales en partículas no biogénicas como ooides e intraclastos.²

Aunque la arena es el tamaño de grano más abundante en el arrecife, también se encuentran gravas pobremente clasificadas. La textura del sedimento arrecifal es el resultado de tres factores principales: el tipo de organismos que construyen el armazón, la actividad del oleaje y la desintegración producida por los mismos organismos.

CAPÍTULO 1: GEOLOGÍA DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS



Figura 1.2. Arenas calcáreas de una playa en Storfjord Noruega. La arena consiste casi exclusivamente en fragmentos o valvas enteras de conchas, caracoles y restos de algas calcáreas.

3) Bancos orgánicos. Las partículas detríticas biogénicas pueden acumularse por la acción del oleaje y corrientes, así como por entrapamiento especialmente por organismos bentónicos. Estos bancos orgánicos muestran una gran diversidad de formas y tamaños, dependiendo de la profundidad del agua, procesos locales, influjo terrígeno, etc. (**Figura 1.3**).

Las partículas esqueléticas incluyen: equinodermos, moluscos, algas, foraminíferos y corales. Los foraminíferos planctónicos llegan a ser abundantes en la plataforma externa y son buenos indicadores para determinar la profundidad.

Estos bancos pueden ser locales y solo de algunos metros de espesor; aunque pueden extenderse por cientos de kilómetros y acumularse cientos de metros de sedimentos carbonatados (**Figura 1.4**).² Ejemplos de este tipo de depósito han sido interpretados para el Devónico y el Cretácico.

CAPÍTULO 1: GEOLOGÍA DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS



Figura 1.3. Arrecife Salmedina en El Parque Nacional Portobelo a 100 km por carretera asfaltada de Ciudad de Panamá.

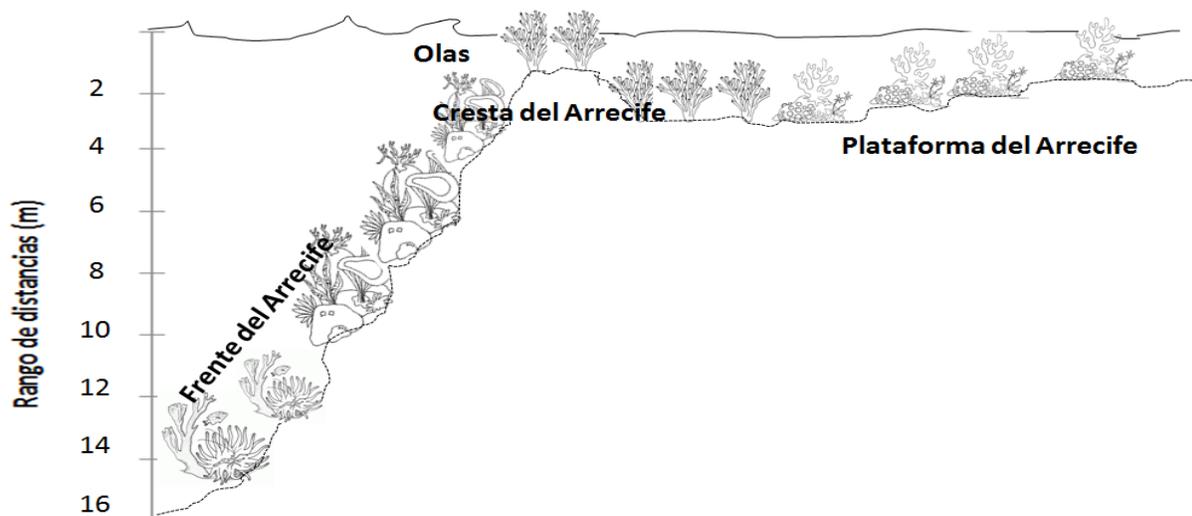


Figura 1.4. Representación de las diferentes profundidades en las que crecen bancos orgánicos.

4) Acumulaciones de lodo calcáreo. Es un cuerpo de sedimento que consiste en depósitos de carbonato bien cristalizado. Varios de estos montículos están hechos de los restos de microorganismos que tuvieron estructuras calcáreas. Otros tienen una gran componente de material detrítico, principalmente de restos de algas y bacterias los cuales se apilaron en el montículo.

CAPÍTULO 1: GEOLOGÍA DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

La cementación del lodo requiere la circulación de grandes cantidades de agua rica en carbonato de calcio. Son comunes en áreas marinas someras protegidas del oleaje y corrientes, a una profundidad menor a los 4 metros (**Figura 1.5**).



Figura 1.5. Presencia de lodos calcáreos en las costas de Kuwait, presenta coloraciones rojizas causadas por la presencia de óxidos de hierro.

5) Planicies de marea y Sabkhas. Dentro de los ambientes carbonatados, este término se emplea para aquellos ambientes de intermarea en general; mientras que el término sabkha representa planicies de mareas controladas por el viento y el nivel del agua subterránea.

CAPÍTULO 1: GEOLOGÍA DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

1.1.2. Estructuras Sedimentarias

Las estructuras sedimentarias son rasgos que, en general, se aprecian en afloramientos y que se forman durante el proceso de sedimentación o ligeramente después de él.

Tienen buen potencial de preservación geológica y proveen información que resulta importante en la reconstrucción de los procesos y los ambientes del pasado.

Estas estructuras se presentan con muy diversas escalas, desde menos de un milímetro (observables en cortes delgados) hasta de centenas y miles de metros (grandes afloramientos).³

Existen distintos enfoques para clasificar a las estructuras sedimentarias.

Estructuras de deformación o postdeposicionales

PLANARES	Externas	Estratificación	
		Estratificación mixta	flaser
			ondulosa
			lenticiforme
	Internas	Masiva	
		Laminación	
		Estratificación gradada-Estructura imbricada	
		Estratificación entrecruzada	
		Laminación entrecruzada	

Tabla 1.1. Estructuras Sedimentarias Planares

³ van Andel, T.H. 1963. Algunos aspectos de la sedimentación reciente en el Golfo de California: Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana, 27(2), 85-94.

CAPÍTULO 1: GEOLOGÍA DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

LINEALES	Estratales	Constructivas	Ónduladas	
			Megaónduladas	
			Antidunas	
			Lineación de corriente o de partición	
		Erosivas	Costilla y surco	
			Marcas de escurrimiento	
			Marcas vinculadas con obstáculos	Canalículos crecientes
				Marcas semilunares
				Sombras de arena
			Hoyos de flujo	
			Marcas romboidales	
			Marcas en escalón	
			Marcas del nivel del agua	
			Marcas de gotas de lluvia	
	Canales			
	Marcas producidas por objetos	de surco		
		de punzamiento		
		de roce		
	Substratales	Calcos de hoyos de flujo		
		Calcos de surcos de escurrimiento		
Calcos de punzamiento				
Calcos de roce				

Tabla 1.2. Estructuras Sedimentarias Lineales

CAPÍTULO 1: GEOLOGÍA DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

1.2. ORIGEN DE LOS SISTEMAS DE FRACTURAS

En esta sección mencionaremos las características geomecánicas como son el esfuerzo y la deformación y que son parte del origen de las fracturas, y necesarios para conocer más sobre el comportamiento de estos yacimientos.

1.2.1. Tectónicos

La tectónica es la parte de la geología que estudia las estructuras geológicas producidas por deformación de la corteza terrestre, las que las rocas adquieren después de haberse formado, así como los procesos que las originan.

Esfuerzo-Deformación

El esfuerzo es la cantidad de fuerza que actúa sobre una unidad de roca para causar deformación. Este tipo de esfuerzo es debido a la presión litostática.⁴

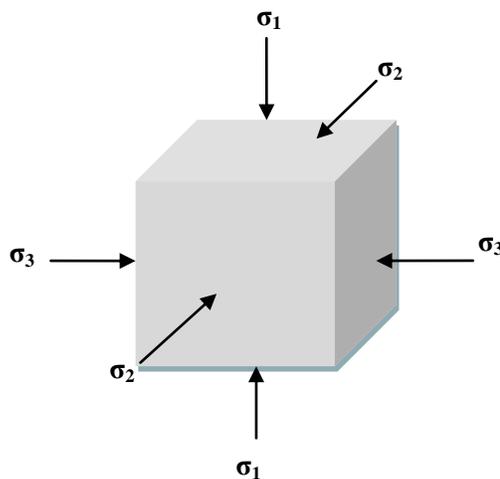


Figura 1.6. El esfuerzo puede actuar de manera uniforme en la unidad de roca, es decir, en todas las direcciones (Tomado de Weijermars, 1997).

⁴ Weijermars, R., 1997. Principles of rock mechanics: Ámsterdam, Alboran Science Publishing, 360 pp.

CAPÍTULO 1: GEOLOGÍA DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

Por otra parte, se tienen los esfuerzos que se aplican de manera no uniforme, es decir, en direcciones diferentes, generando los esfuerzos diferenciales.

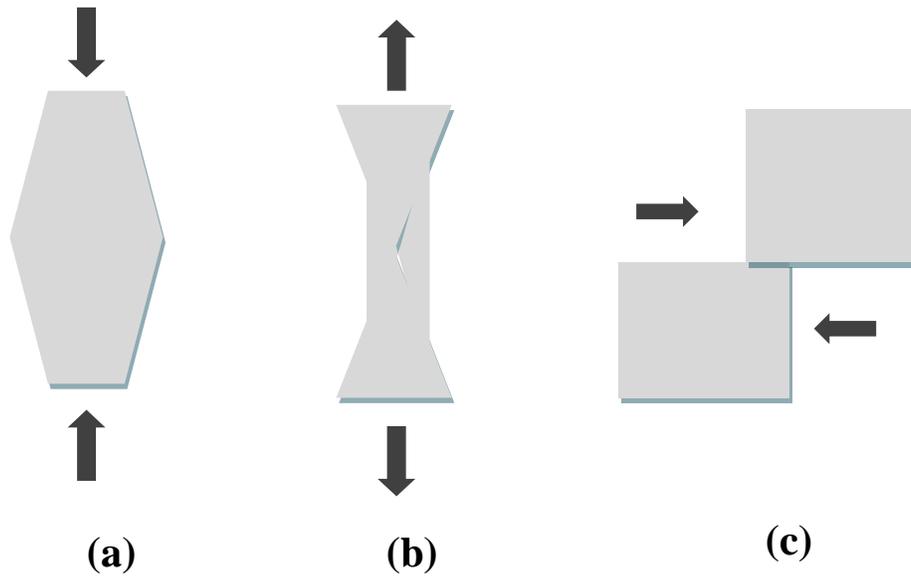


Figura 1.7. Esfuerzos diferenciales de compresión (a), tensionales (b) y de cizalla (c).

Se define estado de esfuerzo como el conjunto de los infinitos vectores esfuerzo que actúan sobre los infinitos planos que pasan por un punto, en un instante dado. Esto no es ya una magnitud vectorial, sino una cantidad física compuesta de vectores. En general, un estado de esfuerzo puede ser representado por una figura geométrica, que es la superficie tridimensional que se obtendría uniendo todos los extremos de los vectores esfuerzo que actúan sobre un punto en un instante dado. En dos dimensiones, la figura sería una elipse.

CAPÍTULO 1: GEOLOGÍA DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

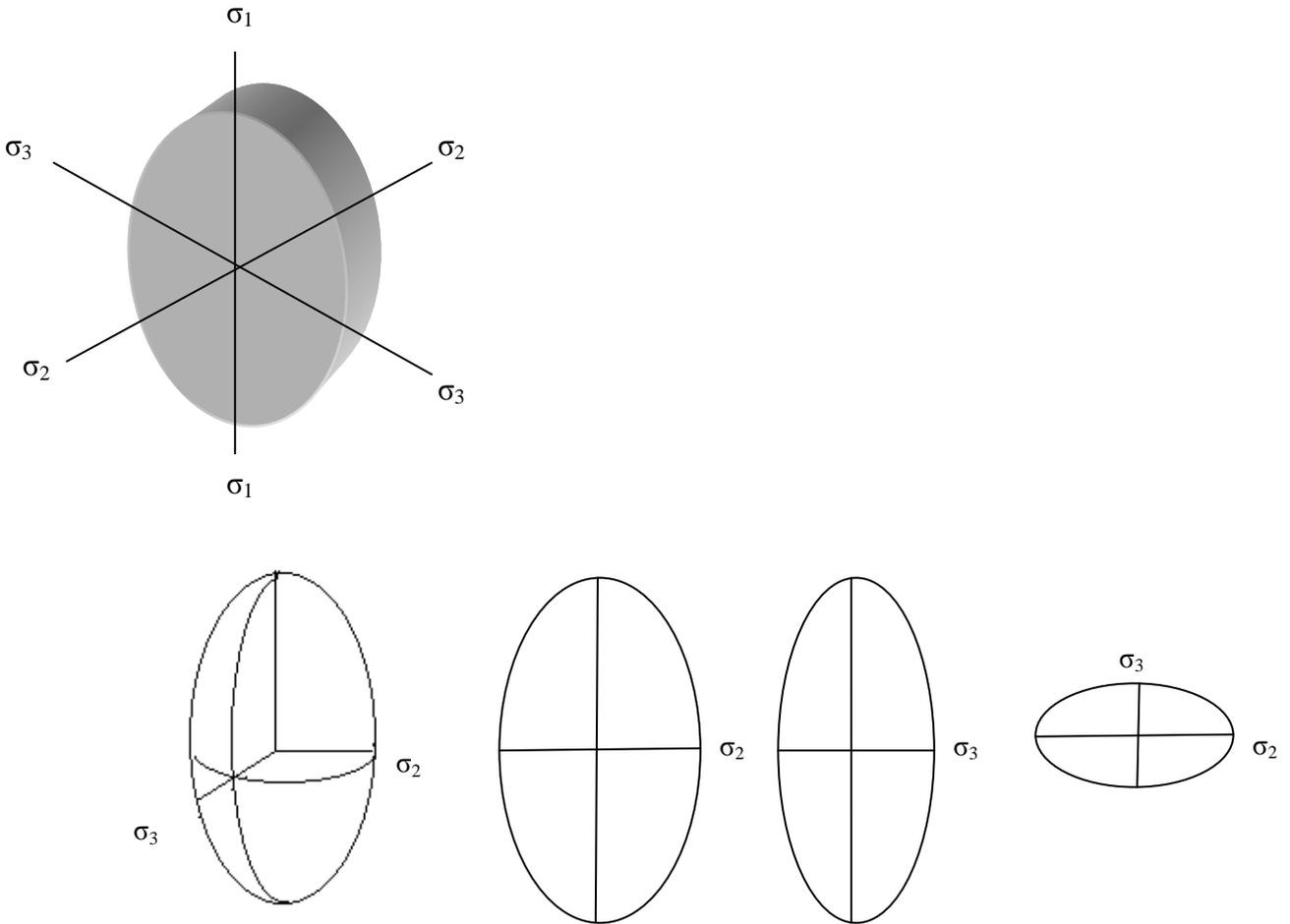


Figura 1.8. Elipsoide de esfuerzos

Cada elipsoide de esfuerzo tiene tres ejes perpendiculares entre sí, que se llaman esfuerzos principales, y las direcciones según las cuales actúan se denominan direcciones principales. Uno de ellos es el mayor de todos los esfuerzos de ese particular estado, otro es el menor y el tercero es un esfuerzo de valor intermedio entre los anteriores, que actúa según una dirección perpendicular a los dos. Se denotan como σ_1 , σ_2 , σ_3 , de forma que: σ_1 sea mayor ó igual que σ_2 y que éste último sea así mismo mayor ó igual que σ_3 .

CAPÍTULO 1: GEOLOGÍA DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

Deformación

Se puede saber que una roca ha sido deformada, porque la geometría inicial de sus estructuras (planos de estratificación, estratificación cruzada, laminaciones), aparece alterada.

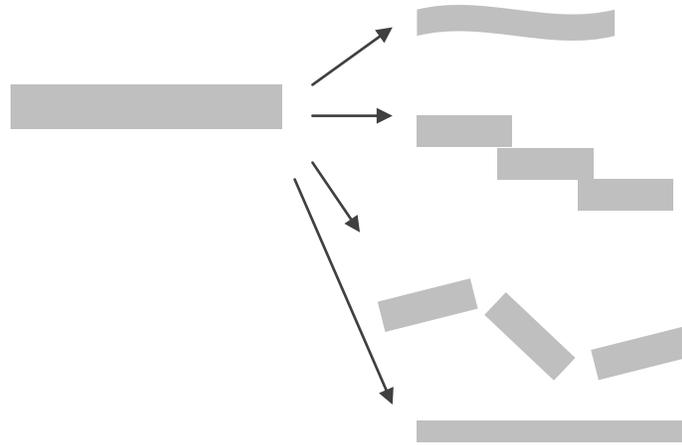


Figura 1.9. Distintas formas de deformación de la roca.

Si observamos que una roca presenta los estratos doblados o rotos en fragmentos, es evidente que ha sufrido un proceso de deformación. En ocasiones puede presentarse estirada y aplastada, lo cual no se observa de forma tan evidente, sino por la observación de algunos componentes de la roca (por ejemplo cantos, fósiles..., de forma original conocida).

CAPÍTULO 1: GEOLOGÍA DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

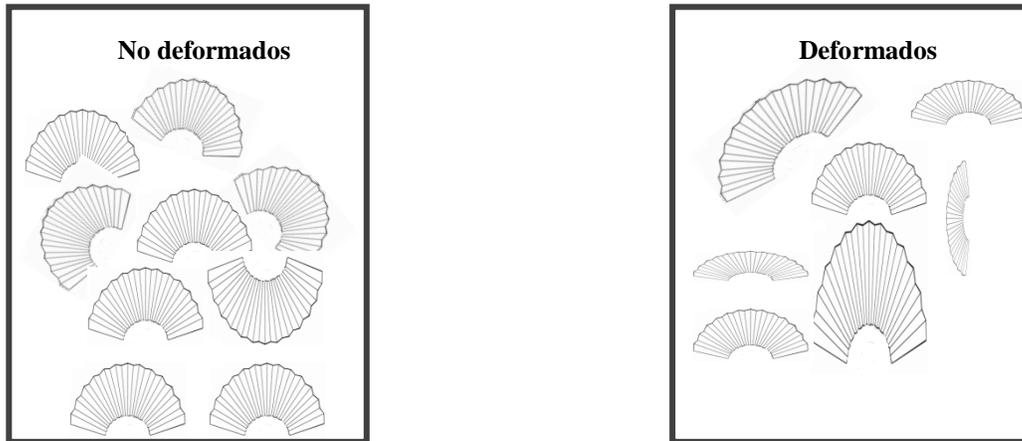


Figura 1.10. Los fósiles contenidos en una roca permiten medir la deformación interna de la misma, lo que equivale a definir el elipsoide de deformación (Modificada de González, 2010).

Definimos deformación como cualquier cambio en la posición o en las relaciones geométricas internas sufrido por un cuerpo como consecuencia de la aplicación de un campo de esfuerzos. Una deformación puede constar de hasta cuatro componentes: translación, rotación, dilatación y distorsión. En el caso general, una deformación las incluye a todas, pero deformaciones particulares pueden constar de tres, dos o una de las componentes. La mayor parte de las deformaciones ocurren a lo largo de los bloques de placas.⁵

Las dos primeras componentes de la deformación (traslación y rotación) producen cambios en la posición del cuerpo, pero no de su forma ni de sus relaciones geométricas internas. Ante deformaciones de ese tipo, el cuerpo se mueve como un objeto rígido y, por ello, se llaman deformaciones de cuerpo rígido o movimientos rígidos.

Las dos últimas componentes (dilatación y distorsión) producen cambios en la forma y/o en las relaciones geométricas internas. Por ejemplo, una dilatación no cambia la forma, pero aproxima o aleja unas partículas y otras, con lo que las relaciones geométricas internas resultan modificadas. La distorsión cambia la forma general del cuerpo y sus relaciones geométricas internas. Las partículas se alejan o se aproximan y las líneas cambian el ángulo que forman entre sí. Esto produce translaciones y rotaciones dentro del cuerpo que ya no se está comportando rígidamente.

⁵ González de Vallejo, L.I., Ferrer, M., Ortuño, L. y Oteo, C., 2002. Ingeniería Geológica. Prentice Hall, Madrid, 715 pp.

CAPÍTULO 1: GEOLOGÍA DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

Por tanto, estas translaciones y rotaciones son diferentes de las que producen una translación o rotación de todo el cuerpo y que llamábamos movimientos rígidos, y se engloban dentro del término deformación interna (“strain”).

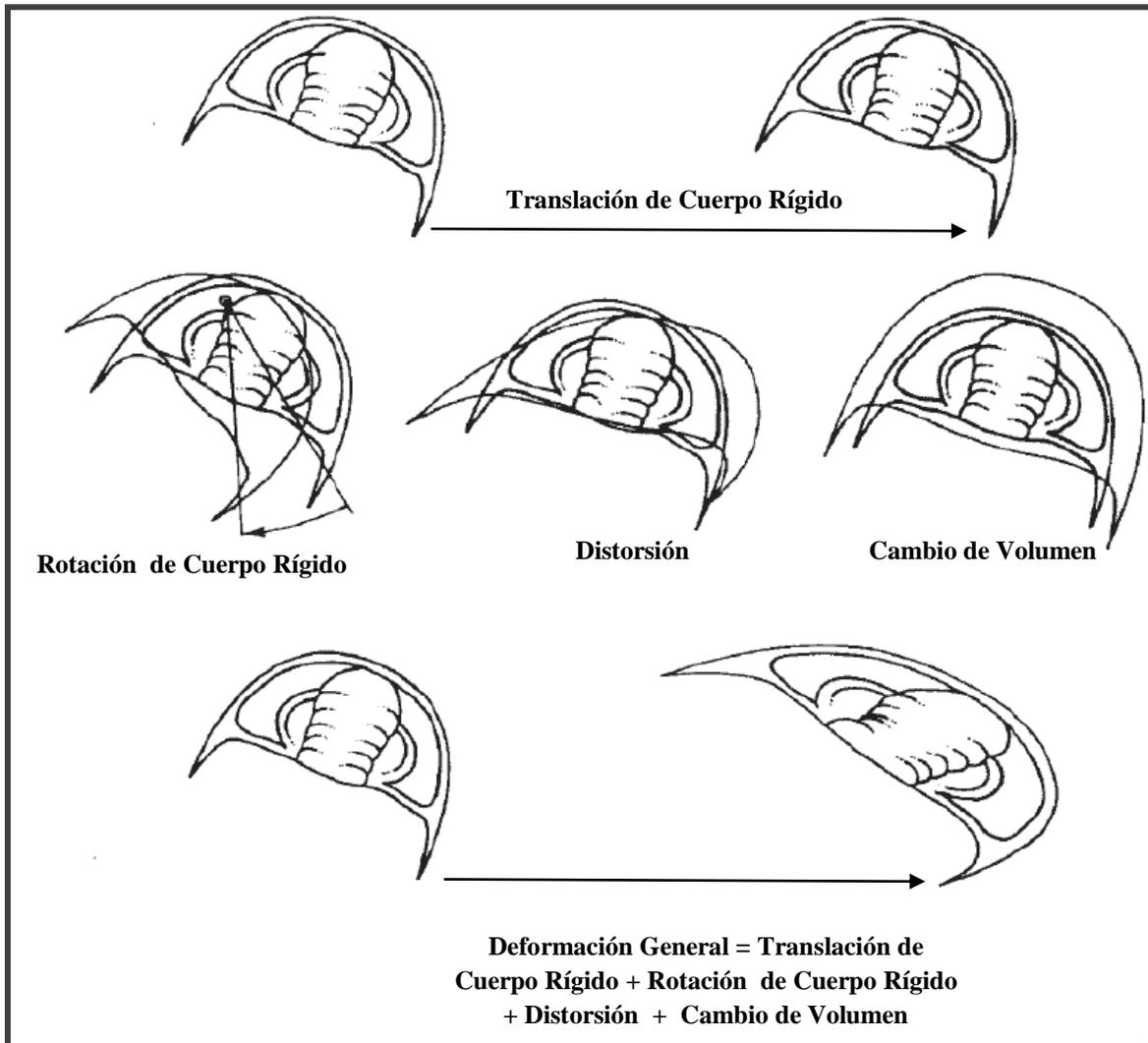


Figura 1.11. Las cuatro componentes de la deformación ilustradas con la cabeza de un trilobite junto a un trilobite completo deformado.

CAPÍTULO 1: GEOLOGÍA DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

Obsérvese que en el caso de la rotación rígida, todas las líneas del fósil han girado el mismo ángulo con respecto a una referencia externa, mientras que en la distorsión, la línea de simetría central y su normal, han dejado de formar un ángulo de 90° , lo que implica que han girado un ángulo distinto. Esto se aprecia mejor en el caso de la deformación general, en la parte inferior de la **Figura 1.11**.

La deformación interna puede clasificarse atendiendo a distintos criterios:

- a) El primero de ellos es la continuidad: si una deformación interna no separa ningún par de puntos materiales que estuvieran juntos antes de la deformación se dice que es continua o afín. En el caso contrario se denomina discontinua o no afín.

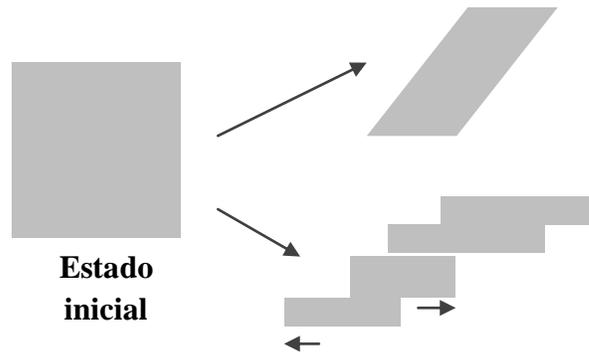


Figura 1.12. Deformación continua o afín (arriba) y discontinua o no afín (abajo)

- b) Otro criterio que se utiliza para clasificar la deformación interna es el de los resultados físicos. Según él, se clasifica en **frágil** y **dúctil**.

La deformación frágil (“brittle”) es la que produce rotura, mientras que la deformación dúctil (“ductile”) se realiza sin que el cuerpo se fracture. Es obvio que la deformación frágil es discontinua y que la dúctil es continua.⁶

⁶ Ramsay, J.G., 1967. *Folding and Fracturing Rock*. McGraw-Hill, NY, 568 pp.

CAPÍTULO 1: GEOLOGÍA DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

La deformación dúctil puede subdividirse en elástica y permanente. Deformación elástica es aquella en la cual se produce deformación por aplicación de un campo de esfuerzos pero si los esfuerzos se retiran, la deformación se pierde, recuperando el cuerpo su forma original. En el caso en que la deformación permanece aun cuando el esfuerzo sea retirado, se habla de deformación permanente.

- c) Según la geometría del resultado de la deformación interna, ésta se clasifica en homogénea e inhomogénea o heterogénea. En una deformación homogénea, las líneas que eran rectas antes de la deformación siguen siéndolo después y las rectas paralelas siguen siendo paralelas. En una deformación inhomogénea las condiciones anteriores no se cumplen.⁷

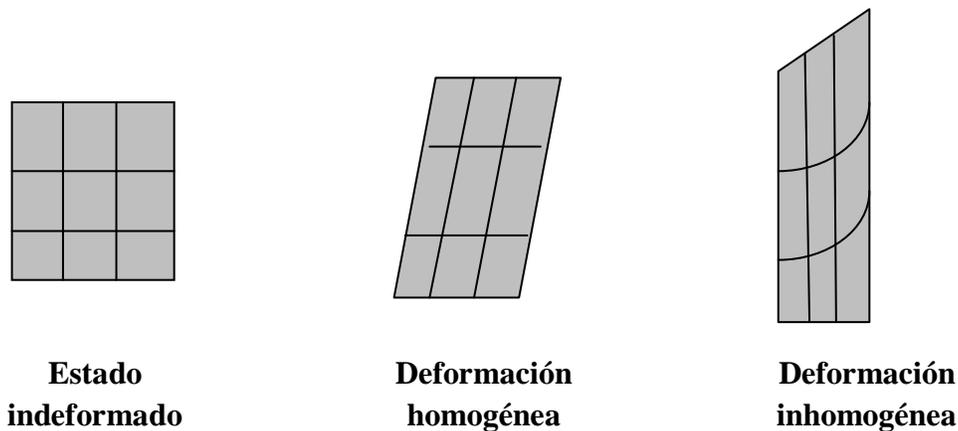


Figura 1.13. Geometría de la deformación interna

Factores de Deformación

Si sometemos un cilindro de roca a compresión o a extensión (a efectos experimentales es lo mismo), y medimos la cuantía del esfuerzo aplicado y la deformación producida.

⁷ Nicolas, A. y Mainprice, D.H., 1987. Principles of Rock Deformation. D. Reidel Publishing Company, Dordrecht.

CAPÍTULO 1: GEOLOGÍA DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

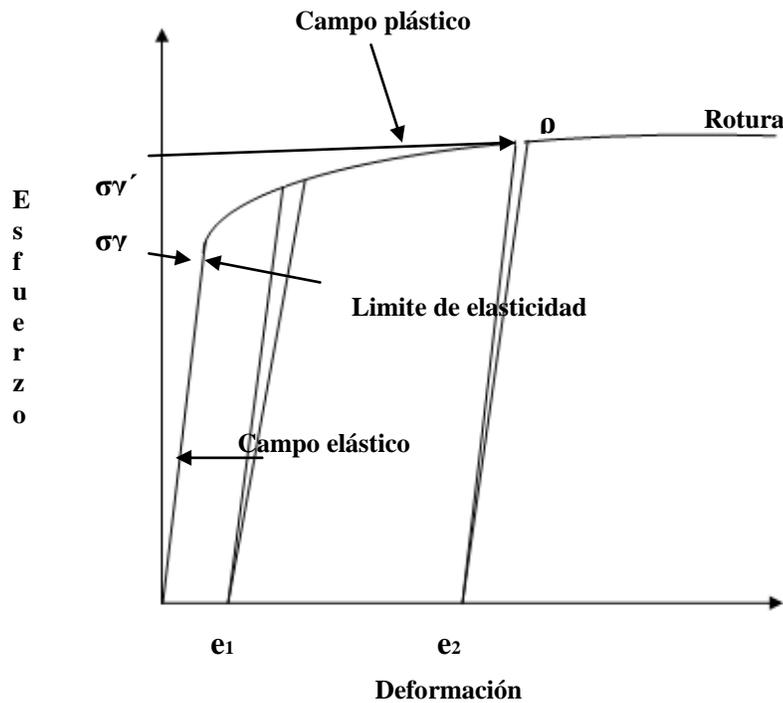


Figura 1.14. Diagrama esfuerzo-deformación.

- 1) En el primer tramo de la curva, ésta presenta una rama recta de fuerte pendiente, que muestra que al comienzo se precisa un esfuerzo grande para alcanzar una deformación escasa. Esta deformación es recuperable, es decir, al cesar el esfuerzo, el material volvería a su estado inicial. Es la deformación elástica. Un cuerpo perfectamente elástico sería el que se deformase una cierta cantidad al serle aplicado un esfuerzo, deformándose exactamente el doble al serle aplicado un esfuerzo doble del anterior. Además, la deformación se alcanzaría instantáneamente en cada caso.
- 2) Si el esfuerzo dejase de aplicarse, la deformación desaparecería, recuperando de nuevo el cuerpo su forma original.⁷
- 3) Pasado un punto de inflexión, el límite de elasticidad, la relación deja de ser lineal y la curva pierde pendiente, lo que significa que se requiere un menor incremento en el esfuerzo para producirse la deformación plástica.

Se denomina comportamiento plástico perfecto o de Saint Venant, al de los materiales que no se deforman en absoluto hasta que el esfuerzo aplicado alcanza un cierto valor. Una vez alcanzado ese valor o esfuerzo de cesión, el cuerpo se deforma

CAPÍTULO 1: GEOLOGÍA DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

de manera continua hasta que el esfuerzo sea retirado o disminuya, en cuyo caso, la deformación alcanzada permanece, es decir, el cuerpo no se recupera en absoluto.

- 4) Si sigue aumentando el esfuerzo, se alcanza un punto que representa el límite de rotura, entrado en el campo de la deformación frágil o por ruptura.

Como se ha señalado, el agente principal de los procesos tectónicos son los esfuerzos dirigidos, pero hay otros factores condicionantes: presencia de agua, temperatura, presión confinante y el tipo de material, que influyen en el tipo de deformación:

- a) **Tipo de material.** Las rocas pueden tener distinto grado de competencia, de forma que la curva esfuerzo-deformación en ocasiones puede tener el campo de deformación plástica muy reducido, o sin intervalo de deformación elástica. Las rocas competentes son las que muestran poca plasticidad y alcanzan el límite de rotura sin haber llegado a sufrir una deformación plástica significativa. Son competentes en general las rocas plutónicas y, entre las sedimentarias, las calizas o las areniscas consolidadas cuando no están muy estratificadas. Una estratificación fina dará lugar generalmente a igualdad de material a deformaciones plásticas, principalmente pliegues. Son especialmente incompetentes las rocas arcillosas o las arenas.
- b) **Presión confinante.** Experimentalmente se ha comprobado que al aumentar la presión confinante, la muestra se deforma con mayor facilidad, las rocas se vuelven más dúctiles, a costa de disminuir el intervalo de deformación elástica e incrementando el intervalo de deformación plástica.

Al aumentar la presión confinante, aumenta el campo elástico y el esfuerzo de cesión, pero también lo hace el esfuerzo de rotura y el campo plástico, de forma que a grandes presiones las rocas tienden a comportarse muy dúctilmente.⁷ De esta forma, la deformación frágil o por rotura, será característica de la parte más superficial de la corteza, mientras que en las regiones profundas de la corteza y en el manto, la elevada presión hace improbable la rotura, y materiales que son muy rígidos en la superficie se comportan de un modo mucho más plástico.

CAPÍTULO 1: GEOLOGÍA DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

- c) **Temperatura.** Para un mismo material, al aumentar la temperatura, más dúctil será la roca. Lo mismo sucede con la presencia de agua. Como la presión y la temperatura aumentan con la profundidad en la Tierra, las rocas profundas suelen ser más dúctiles que las próximas a la superficie.

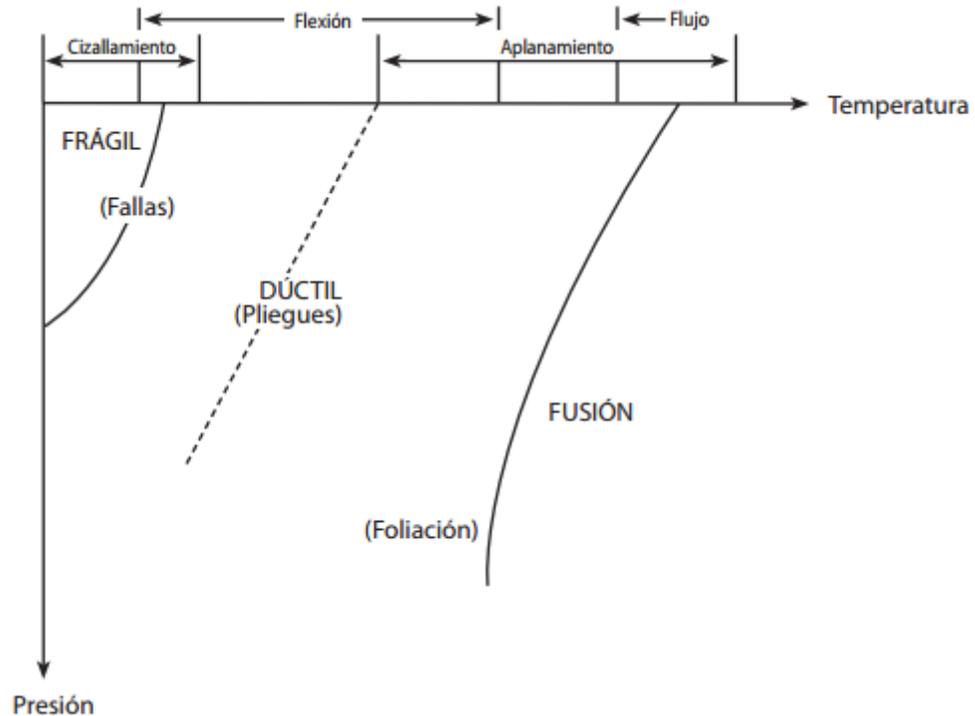


Figura 1.15. Comportamiento de las rocas según las condiciones de presión y temperatura

- d) **Velocidad.** Si un esfuerzo se aplica rápidamente, los materiales pueden fracturarse, mientras que estos mismos materiales pueden deformarse plásticamente si el esfuerzo se aplica durante un largo periodo de tiempo.

Cuando estos factores se conjugan, con altos valores de presión confinante y temperatura, el material se hace muy incompetente, y se deforma mediante fluencia viscosa, comportándose de forma análoga a un fluido. En este caso las estructuras de deformación son complejas e irregulares, no estudiados de la misma forma que en los otros mecanismos de deformación.

CAPÍTULO 1: GEOLOGÍA DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

1.2.2. Regionales

Las fracturas regionales son aquellas que se desarrollan en grandes áreas de la corteza terrestre con relativamente poco cambio en la orientación, no muestran evidencia de distanciamiento a lo largo del plano de fractura, y son siempre perpendiculares a las superficies de estratificación. Las fracturas regionales se diferencian de las tectónicas en que las primeras se desarrollan en una geometría simple y consistente, tienen un espaciamiento relativamente grande y se desarrollan en un área extremadamente grande, cruzando y cortando estructuras locales. Estos sistemas de fracturas tienen:

- 1) Variaciones de orientación de sólo 15-20° en 130 Km.
- 2) El espaciamiento entre fracturas tiene un rango menos de 1/3 de metro a más de 20 metros
- 3) Desarrollo consistente en áreas tan grandes como las cuencas completas de Michigan y Utah.

Estas fracturas también han sido llamadas “junturas sistemáticas”, “junturas regionales” o simplemente “junturas”, y describe al sistema de fracturas más largo y continuo, como “sistemático” (usualmente a 90° de Azimut del primero) y al sistema más corto y discontinuo como el “no-sistemático”. Debido a que el sistema no-sistemático frecuentemente colinda o termina en el conjunto sistemático. Sin embargo, el desfaseamiento del tiempo pudo haber sido de milisegundos o muchos años.

El origen de las fracturas regionales es obscuro. Se han propuesto varias teorías, que van de tectónica de placas a mareas terrestres (fatiga); sin embargo, ninguna ha probado ser conclusiva. Ahora, se considera que se deben a la aplicación de fuerzas externas o de superficie. Probablemente se desarrollan con respecto a movimientos es mucho mayor en la extensión del área que cualquier cosa vista en estructuras locales.

CAPÍTULO 1: GEOLOGÍA DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

1.2.3. Procesos Diagenéticos

Diagénesis

El término diagénesis fue propuesto por Von Gümbel en 1868 pero no fue reconocida hasta con Walther en 1894, donde se definió como todos los cambios físicos y químicos a los cuales la roca se somete después de su depósito sin ser sometido a calor o a presión.

Después del depósito un sedimento es movido por la acción de una ola o una corriente, un temblor o por organismos, el resultado de esto son estructuras, bioturbación, etcétera, siendo ésta la definición más actual de diagénesis. Dependiendo de los movimientos de corriente las estructuras sedimentarias se ven influidas a lo largo de la formación de la roca. La diagénesis se inicia cuando el sedimento se encuentra poco influido por el ambiente de depósito.⁸

Con la diagénesis se conoce la localización y la migración de aceite, gas natural y agua, de localizar ciertos minerales, todos dependen de la distribución de poros y fracturas en la roca. La litificación es uno de los principales resultados de la diagénesis, pero sólo es un enlace de una serie de eventos que convierte a los sedimentos en rocas.

Fenómenos Diagenéticos

Existen varios fenómenos diagenéticos los cuales serán expuestos a continuación:

a) Bioturbación

Es la biodegradación de un componente o substrato carbonático (sedimento o roca) por actividad orgánica. Entre las principales consecuencias de la bioturbación destacan: la destrucción parcial o total de las texturas o microfábricas originales, creación de porosidad (borings y burrows), calcitización de raíces (*Microcodium*), producción de barro micrítico, etc.⁹

⁸ Bathurst, F.G. C. 1975. Carbonate sediments and their diagenesis. *Developments In Sedimentology*, 47. Elsevier. Amsterdam, 658 pp.

⁹ McIlreath, I.A. y Choquette, D.V. (Eds). 1990. *Diagenesis*. Geoscience. Canada. Reprint Series 4, 338 pp.

CAPÍTULO 1: GEOLOGÍA DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS



Figura 1.16. Estructuras de bioturbación (burrows) en calcarenitas (grainstone oolítico). Pleistoceno superior. Los Escullos (Almería).

b) Micritización

Determinados tipos de microorganismos (algas endolíticas, hongos...) tienen la capacidad de originar microperforaciones (borings), en granos o substratos carbonáticos, que posteriormente pueden ser rellenadas por cemento micrítico. A este proceso conjunto de biodegradación y cementación micrítica se denomina micritización.⁸

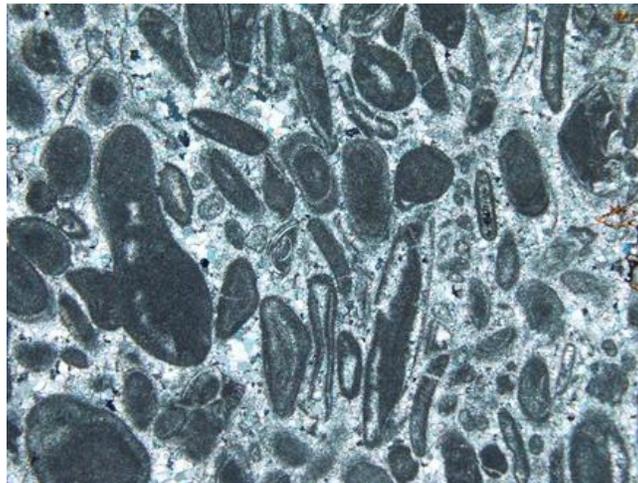


Figura 1.17. Granos micritizados (restos esqueléticos, posiblemente de algas verdes) cementados por calcita esparítica fina.

CAPÍTULO 1: GEOLOGÍA DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

c) Cementación

Es el proceso diagenético por el cual los poros, de un sedimento o roca, se rellenan parcial o totalmente por precipitados químicos. Uno de los efectos más importantes de la cementación es la litificación del sedimento, lo que contribuye a cerrar la porosidad del mismo.⁸

Son varias las especies minerales, carbonáticas o no, que pueden formar parte de los cementos, pero los más frecuentes son: calcita de bajo contenido en Mg (LMC), calcita de alto contenido en Mg (HMC), aragonito (Ar), dolomita y yeso.

La composición original de los cementos y sus texturas son fundamentales para poder interpretar los ambientes diagenéticos en los cuales se generaron (Tucker, 1988).

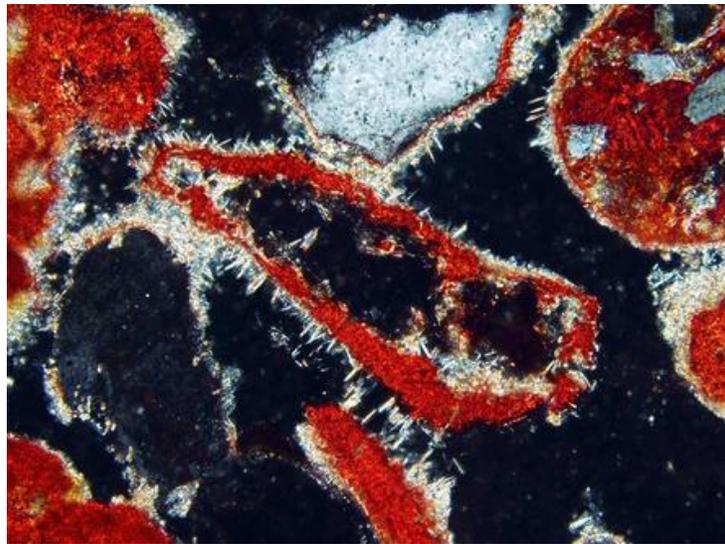


Figura 1.18. Cemento de Ar fibroso sobre granos (carbonáticos y terrígenos). Los cristales de aragonito tapizan los granos de manera discontinua. En negro porosidad interpartícula y mólida. Ambiente diagenético marino vadoso. Beachrock. Playa de La Zenia (Alicante).

CAPÍTULO 1: GEOLOGÍA DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

d) Compactación

Es el conjunto de procesos mecánicos y químicos (presión-disolución) que, como consecuencia del enterramiento, provocan la disminución del espesor del primitivo sedimento y la reducción de la porosidad.⁸ Se diferencia entre compactación mecánica y compactación química.

a) Compactación mecánica

Se produce en los primeros estadios del enterramiento y sus consecuencias fundamentales son: reordenación de los granos individuales, expulsión de agua, deformación de granos dúctiles (peloides, intraclastos, etc.) y rotura de los frágiles, y aplastamiento de aspectos sedimentológicos (*burrows*, porosidad fenestral, etc.).

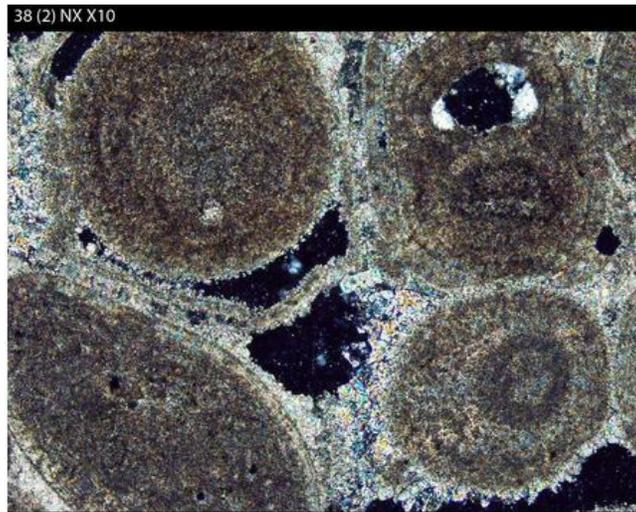


Figura 1.19. Grainstone con las envueltas corticales de oolitos fracturadas por compactación mecánica.

b) Compactación química (presión-disolución)

Se produce a continuación de la compactación mecánica, durante el enterramiento profundo. Se origina como resultado de la presión concentrada en puntos de contacto entre: granos, cristales o grandes superficies (estratos), lo que incrementa la solubilidad de los carbonatos. La consecuencia es el desarrollo de contactos cóncavo-convexos y suturados entre granos, y la aparición de superficies estilolíticas a gran escala.

CAPÍTULO 1: GEOLOGÍA DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS



Figura 1.20. Detalle de superficie estilolítica (compactación química) en grainstone packstone bioclástico. Cretácico inferior (Aptiense).

e) Dolomitización-dedolomitización

El proceso de dolomitización es el proceso de reemplazamiento de un mineral, generalmente calcita o aragonito (ambos CaCO_3), por dolomita – $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$.

El proceso inverso de la dolomitización es la calcitización de la dolomita o dedolomitización. Este proceso es el resultado de la circulación de fluidos diagenéticos sobresaturados en calcita y subsaturados en dolomita, a través del sistema poroso (en general porosidad intercrystalina) de una dolomía. Por este motivo es muy frecuente encontrar cementos de calcita asociados a cristales de dedolomita.¹⁰

¹⁰ Morrow, D.W. 1990. Dolomite-Part 1: The Chemistry of dolomitization and dolomite precipitation. En: McIlreath, I.A. y Choquette, D.V. (Eds). Diagenesis. Geoscience. Canada. Reprint Series 4, 113-124.

CAPÍTULO 1: GEOLOGÍA DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS



Figura 1.21. Dolosparita con cemento de calcita (color rojo, tinción de Lindolm & Finkelman, 1972) en mosaico, ocupando la porosidad intercrystalina. Se observan los núcleos anubarrados de los cristales de dolomita y sobrecrecimientos limpios en la periferia.

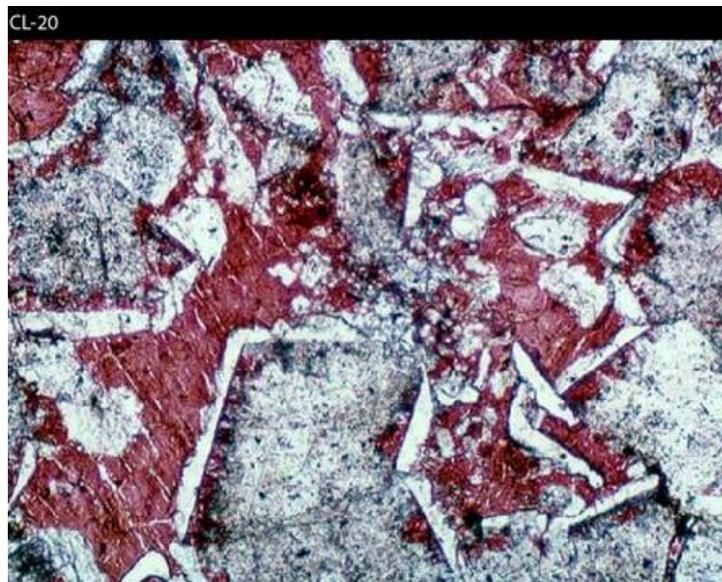


Figura 1.22. Dolosparita parcialmente dedolomitizada, con desarrollo de cemento poiquilotópico de calcita (en rojo) sellando preferentemente la porosidad intercrystalina. Se observan bordes de recrecimiento de dolomita limpia.

CAPÍTULO 1: GEOLOGÍA DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

g) Silicificación

Proceso de reemplazamiento de un mineral por cualquier mineral de la sílice (en general, ópalo o cuarzo). Es un proceso de reemplazamiento bastante frecuente en rocas carbonáticas.

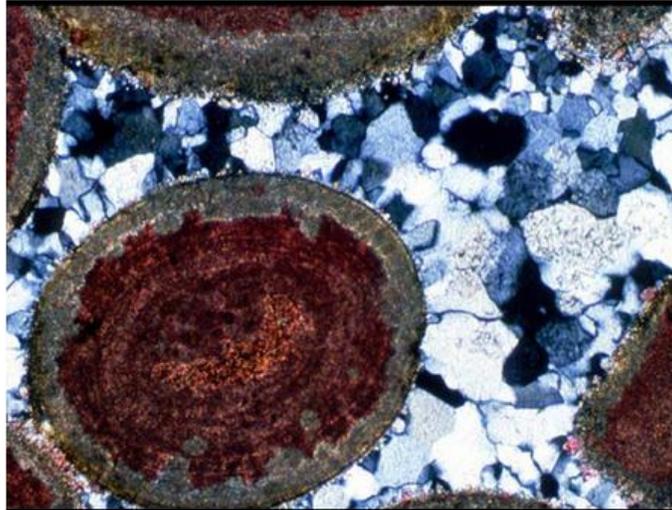


Figura 1.23. Grainstone oolítico, parcialmente silicificado, con cemento en mosaico de megacuarzo.

CAPÍTULO 1: GEOLOGÍA DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

1.2.4. Diagénesis asociada a la acumulación de petróleo

La presencia de hidrocarburos inhibe la cementación y favorece la aparición del agua congénita para continuar su movimiento hacia la trampa. El flujo debe continuar en forma subyacente a la zona del agua, sin embargo su porosidad y permeabilidad se reducen por la cementación después que el aceite y gas han migrado dentro de la trampa.¹¹

La porosidad y la permeabilidad de un yacimiento son el resultado de su textura original en la cual se muestran diversos procesos diagenéticos, algunos de los cuales pueden aumentar, pero la mayoría disminuirá la calidad del yacimiento.

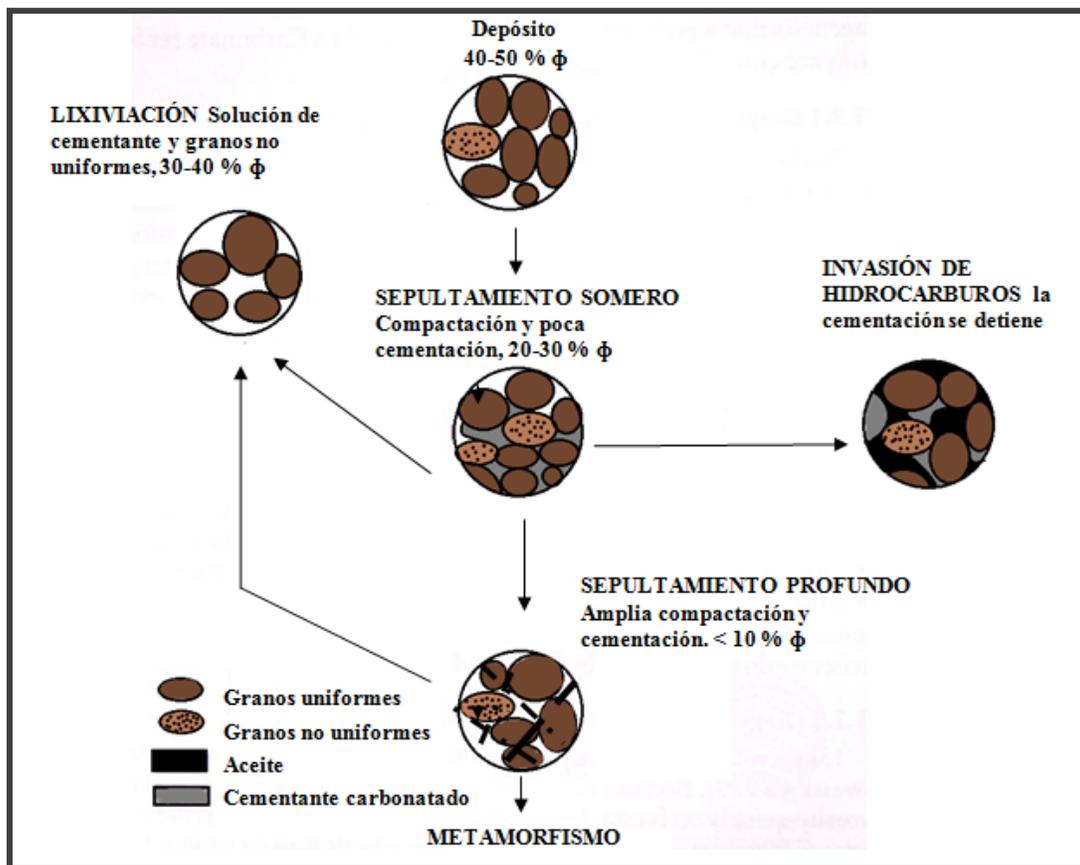


Figura 1.24. Proceso diagenético en las areniscas, el cual influye en la porosidad del yacimiento dependiendo de su compactación y/o cementación (Modificado de Tucker, 1991).

¹¹ Tucker, M.E. 1991. Sedimentary Petrology. An Introduction to the origin of sedimentary rocks. (2ª Ed.). Blackwell Sci. Publ, Oxford, 269 pp.

CAPÍTULO 1: GEOLOGÍA DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

La siguiente figura muestra los procesos diagenéticos de las arenas carbonatadas

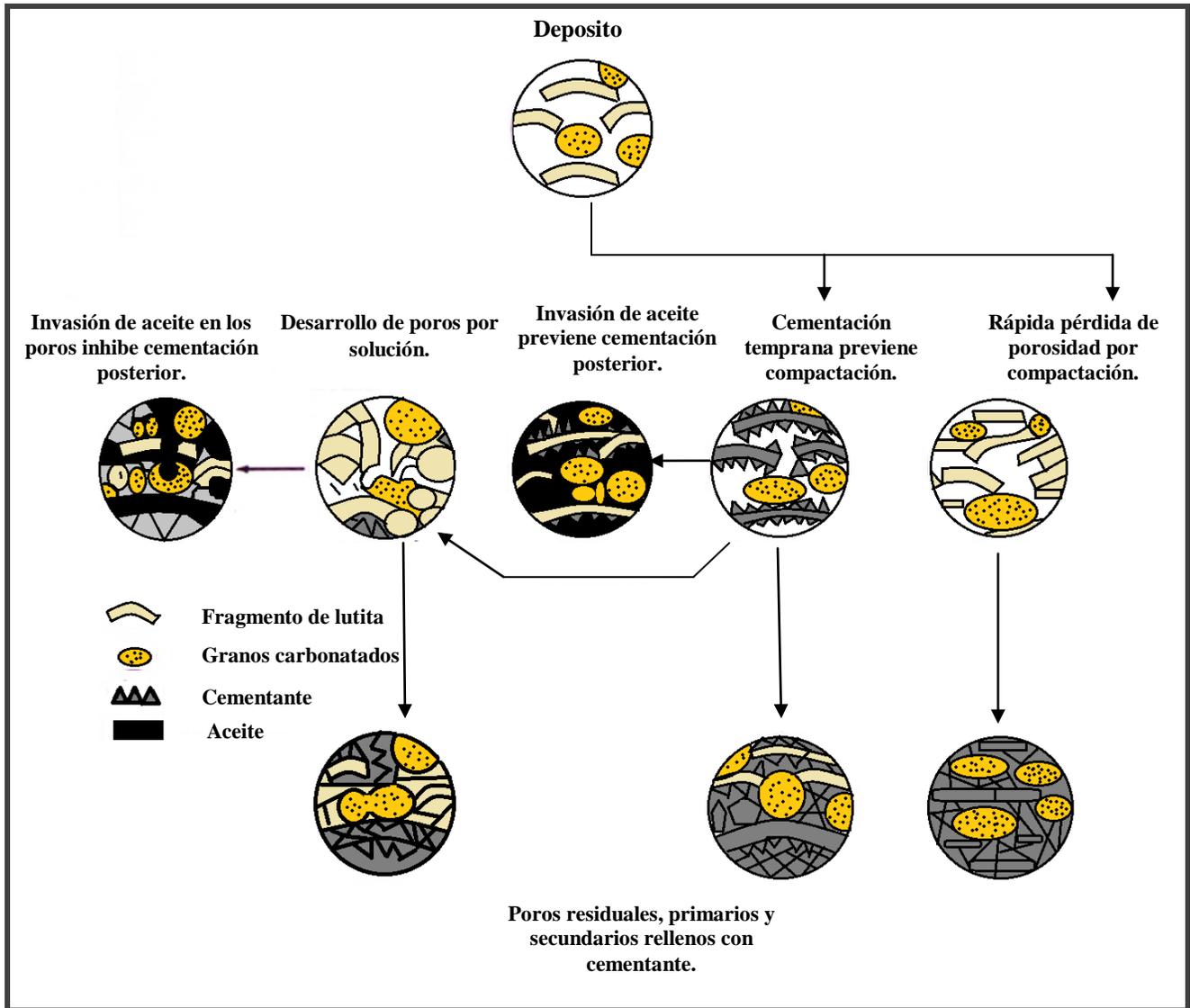


Figura 1.25. Proceso diagenético en arenas carbonatadas que influye directamente en la calidad del yacimiento (Modificado de Tucker, 1991).

CAPÍTULO 1: GEOLOGÍA DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

1.3. ESTRUCTURAS DE DEFORMACIÓN

1.3.1. Fallas

Son fracturas en las que se produce desplazamiento de las masas rocosas situadas a ambos lados de la misma. Pueden mejorar el flujo de fluidos a través de la roca, pueden actuar como “barreras de k” para el flujo, dependiendo de su apertura, composición y la textura del material dentro de la zona de falla.

Clasificación de fallas de acuerdo a su movimiento

Si bien hay varios tipos de fallas, se puede decir que existen tres tipos de fallas principales, según sea la dirección del desplazamiento de las rocas que cortan:

a) Falla normal: Este tipo de fallas se generan por tensión horizontal. Las fuerzas inducidas en la roca son perpendiculares al acimut de la falla (línea de ruptura superficial), y el movimiento es predominantemente vertical respecto al plano de falla, el cual típicamente tiene un ángulo de 60 grados respecto a la horizontal..⁷

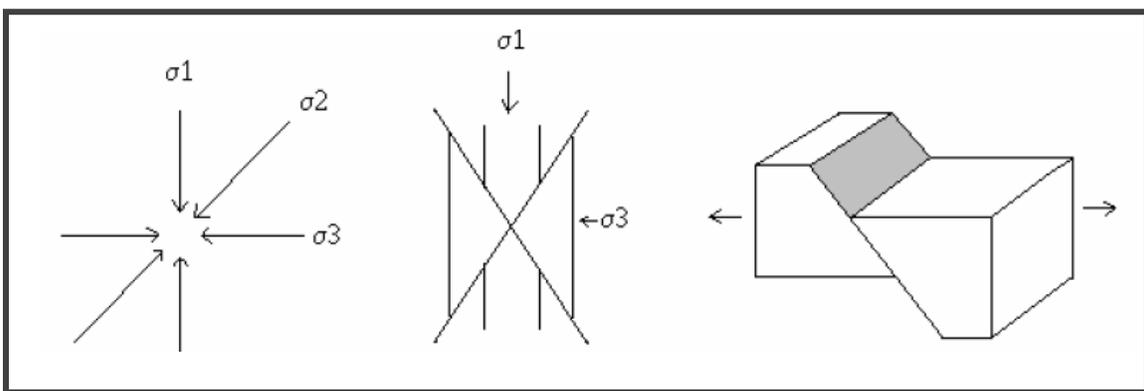


Figura 1.26. Fuerzas diferenciales que actúan para generar una falla de tipo normal.

CAPÍTULO 1: GEOLOGÍA DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

b) Falla inversa: Este tipo de fallas se genera por compresión horizontal. El movimiento es preferentemente horizontal y el plano de falla tiene típicamente un ángulo de 30 grados respecto a la horizontal. Cuando las fallas inversas presentan un buzamiento (inclinación) inferior a 45°, éstas también toman el nombre de cabalgamiento.

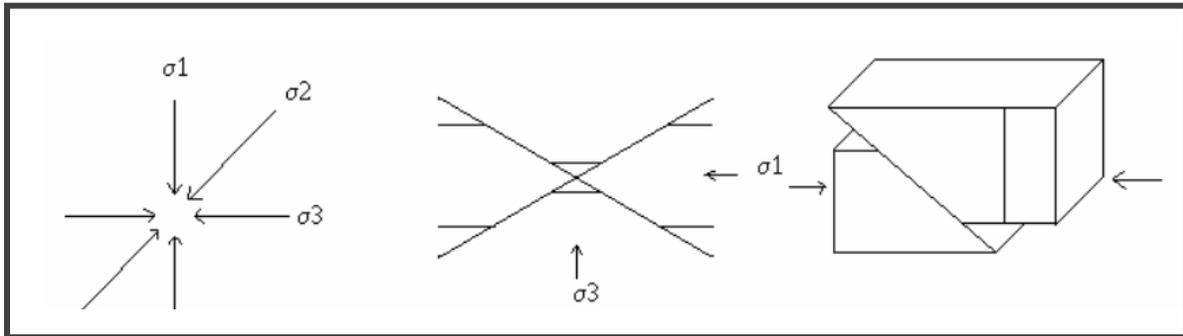


Figura 1.27. Fuerzas diferenciales que actúan para generar una falla de tipo inversa.

c) Falla de desgarre o de desplazamiento de rumbo: Estas fallas se desarrollan a lo largo de planos verticales y el movimiento de los bloques es horizontal, son típicas de límites transformantes de placas tectónicas. Se distinguen dos tipos de fallas de desgarre: laterales derechas y laterales izquierdas. Laterales derechas o dextrales, son aquellas en donde el movimiento relativo de los bloques es hacia la derecha; mientras que en las laterales izquierdas o sinestrales, el movimiento es opuesto a las anteriores. También se las conoce como fallas transversales.

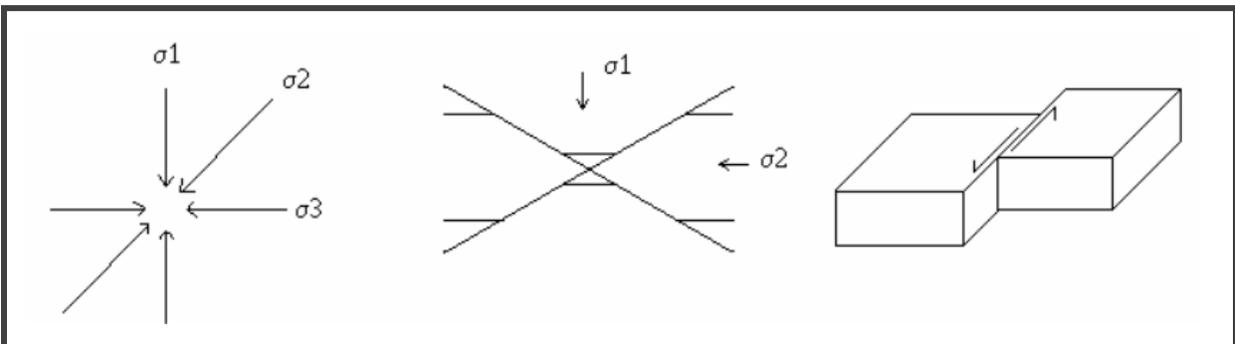


Figura 1.28. Fuerzas diferenciales que actúan para generar una falla de tipo transversal.

CAPÍTULO 1: GEOLOGÍA DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

1.3.2. Diaclasas (Joint)

A diferencia de las fallas, las diaclasas son fracturas a lo largo de las cuales no se ha producido desplazamiento apreciable. Aunque algunas diaclasas tienen una orientación aleatoria, la mayoría se produce en grupos aproximadamente paralelos.

La formación de diaclasas es consecuencia de la expansión gradual que se produce cuando la erosión elimina la carga suprayacente. En contraste con las situaciones que acabamos de describir, la mayoría de las diaclasas se producen cuando se deforman las rocas de la corteza más externa. En estas zonas, los esfuerzos tensionales y de cizalla asociados con los movimientos de la corteza hacen que las rocas se rompan frágilmente. Por ejemplo, cuando se produce plegamiento, las rocas situadas en los ejes de los pliegues se estiran y se separan creándose diaclasas tensionales.⁷

Muchas rocas están rotas por dos o incluso tres tipos de diaclasas que se intersectan, lo que fragmenta las rocas en numerosos bloques de formas regulares. Estos conjuntos de diaclasas ejercen a menudo una fuerte influencia sobre otros procesos geológicos.

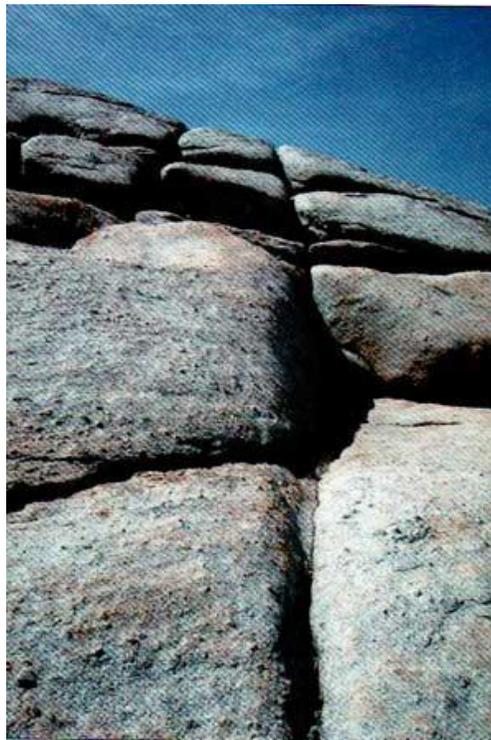


Figura 1.29. La meteorización química se intensifica a lo largo de las diaclasas en las rocas graníticas de la parte superior del domo Lembert, Parque Nacional Yosemite.

CAPÍTULO 1: GEOLOGÍA DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

1.3.3. Pliegues

Una roca se pliega cuando una superficie de referencia definida antes del plegamiento como plana se transforma en una superficie curva. El plegamiento es tanto mayor cuanto más numerosas y fuertes son las variaciones de buzamiento. Las rocas en las que se aprecia el plegamiento con mayor facilidad son las sedimentarias, cuyos planos de estratificación se muestran como buenos planos de referencia.

En las rocas ígneas, cristalinas y de aspecto masivo, resulta más compleja la identificación de pliegues por la escasez de estructuras planares de referencia.¹²

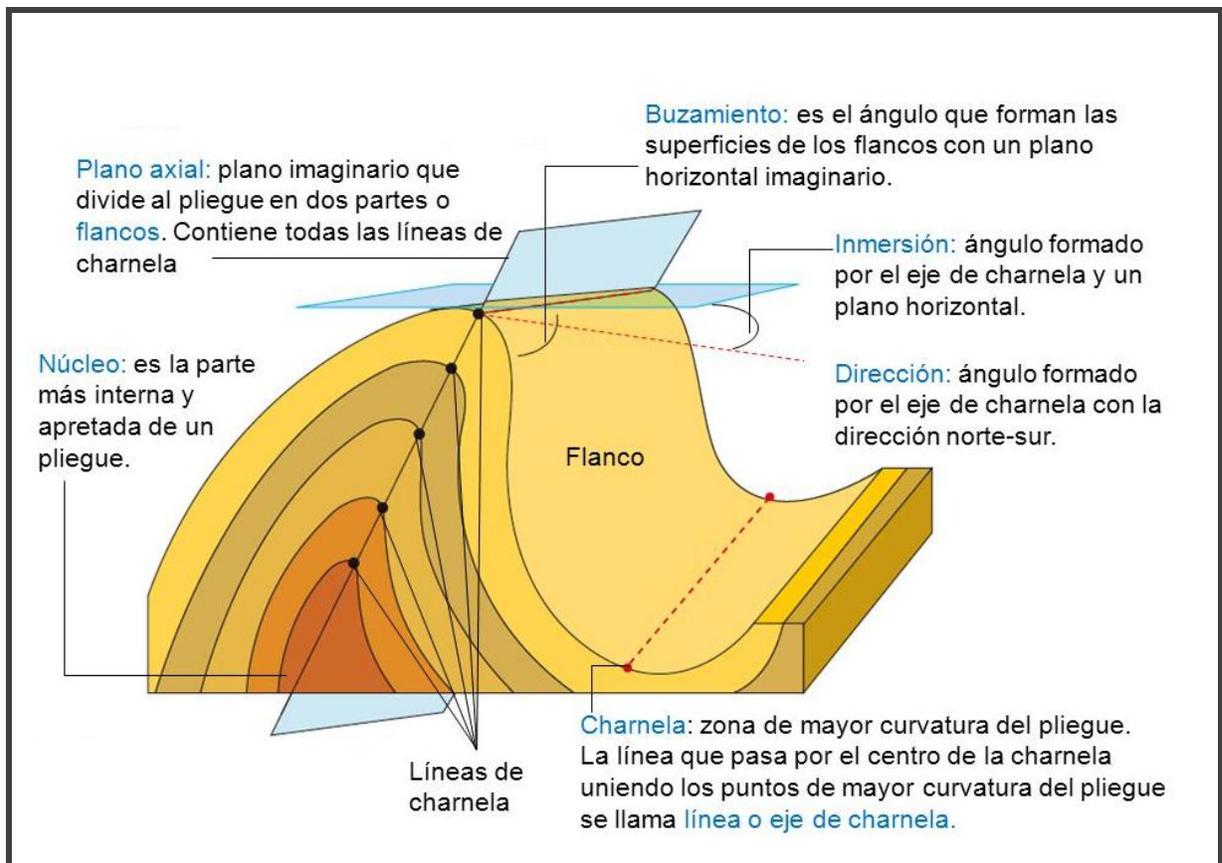


Figura 1.30. Elementos geométricos de los pliegues.

¹² Mattauer, M. (1976): Las deformaciones de los materiales de la corteza terrestre. Barcelona: Omega.

CAPÍTULO 1: GEOLOGÍA DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

Tipos de pliegues

Se pueden clasificar atendiendo a diversos factores de forma independiente.

1. Por la disposición de las capas:

- a) **Anticlinal:** los materiales más antiguos están situados en el núcleo del pliegue.
- b) **Sinclinal:** son los materiales más modernos los que se sitúan en el núcleo o centro del pliegue.
- c) **Monoclinal o pliegues en rodilla:** sólo tienen un flanco.

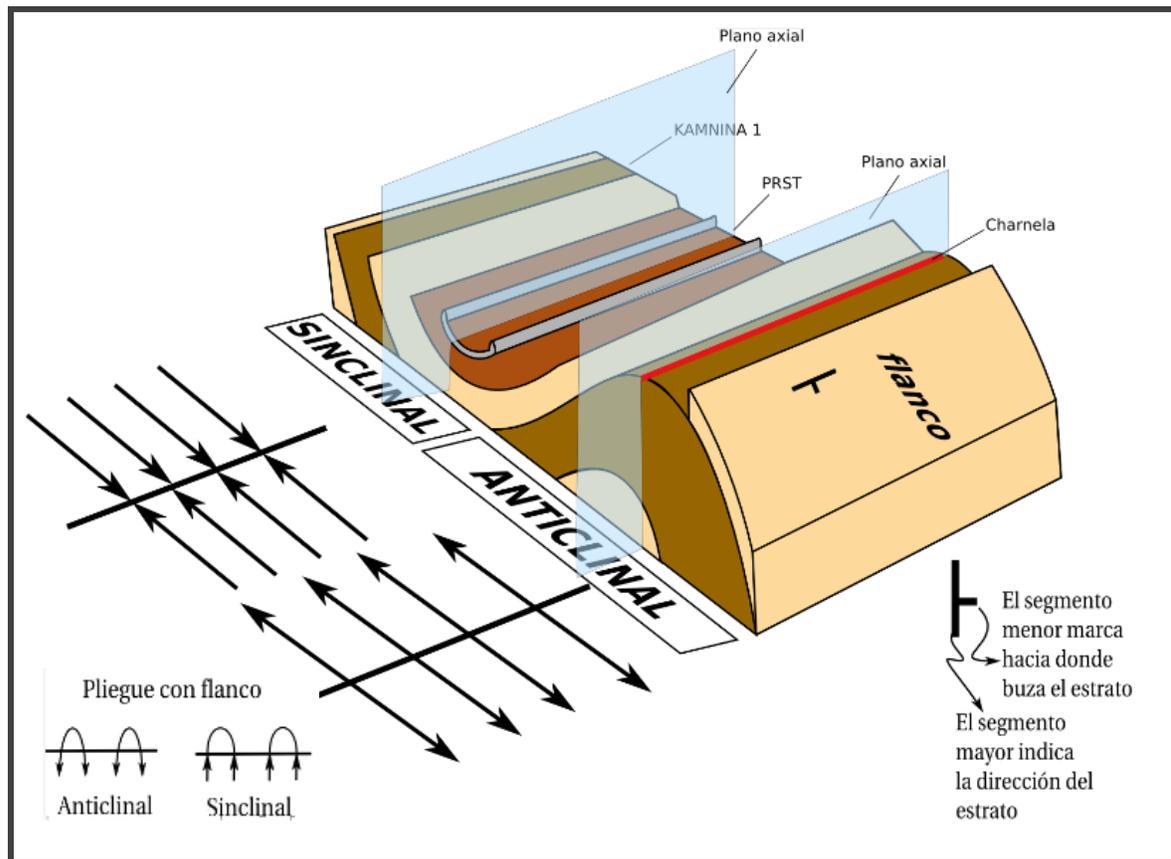


Figura 1.31. Asociación de pliegue anticlinal y sinclinal con indicación de los planos axiales, ejes, flancos.

CAPÍTULO 1: GEOLOGÍA DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

2. Por su simetría:

- a) **Simétricos.** El ángulo que forman los dos flancos con la horizontal es aproximadamente el mismo.
- b) **Asimétricos.** Los dos flancos tienen inclinaciones claramente distintas.

3. Por el plano axial:

Existen diferentes clasificaciones que emplean criterios distintos para denominar los pliegues. La clasificación que se presenta en este apartado es una de las más claras, y tiene en cuenta la inclinación del plano axial:

- a) **Pliegue recto.** La superficie del plano axial es vertical.
- b) **Pliegue inclinado.** La superficie axial está inclinada. En este caso los flancos no tienen necesariamente el mismo buzamiento, y si uno de ellos rebasa la verticalidad, entonces tenemos un flanco invertido.
- c) **Pliegue tumbado.** La superficie del plano axial es horizontal.
- d) **Pliegue en abanico.** Tiene convergencias en dos direcciones opuestas, con dos planos axiales que se abren en forma de abanico.

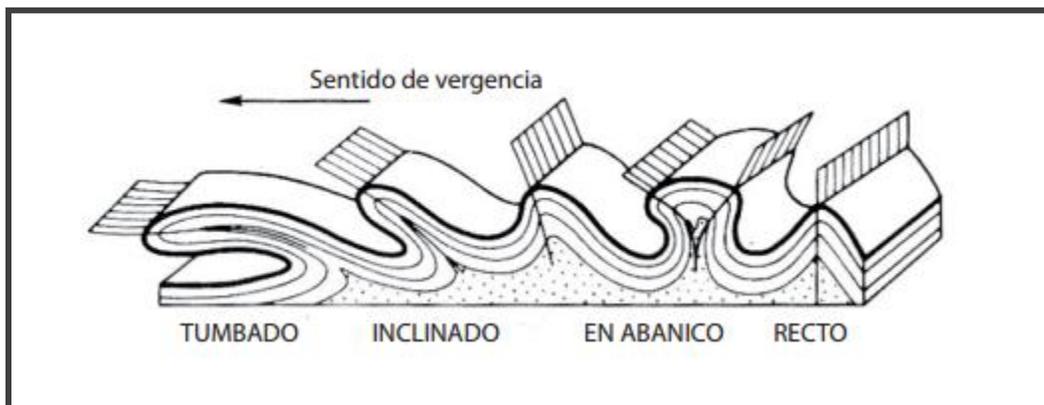


Figura 1.32. Clasificación de pliegues según la inclinación del plano axial.

CAPÍTULO 1: GEOLOGÍA DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

4. Por el espesor de las capas:

- a) **Isópacos o concéntricos.** El espesor de cada estrato no varía a lo largo del pliegue. Se atribuye su origen a esfuerzos de tipo flexión.
- b) **Anisópacos o similares.** El espesor es mayor en la zona de charnela y menos en los flancos. Su origen es por compresión.

1.3.4. Asociaciones de pliegues y fallas

Asociaciones de pliegues

El ejemplo más sencillo de asociaciones de pliegues es la relación entre anticlinales y sinclinales, combinación de estructuras que suelen aparecer juntas en la mayoría de los casos. Las asociaciones de pliegues más complejas suelen relacionarse con los mantos de cabalgamiento.¹²

Asociaciones de fallas

Es frecuente encontrar asociaciones de fallas, que dan lugar a estructuras tipo graben, horst y mantos de cabalgamiento.

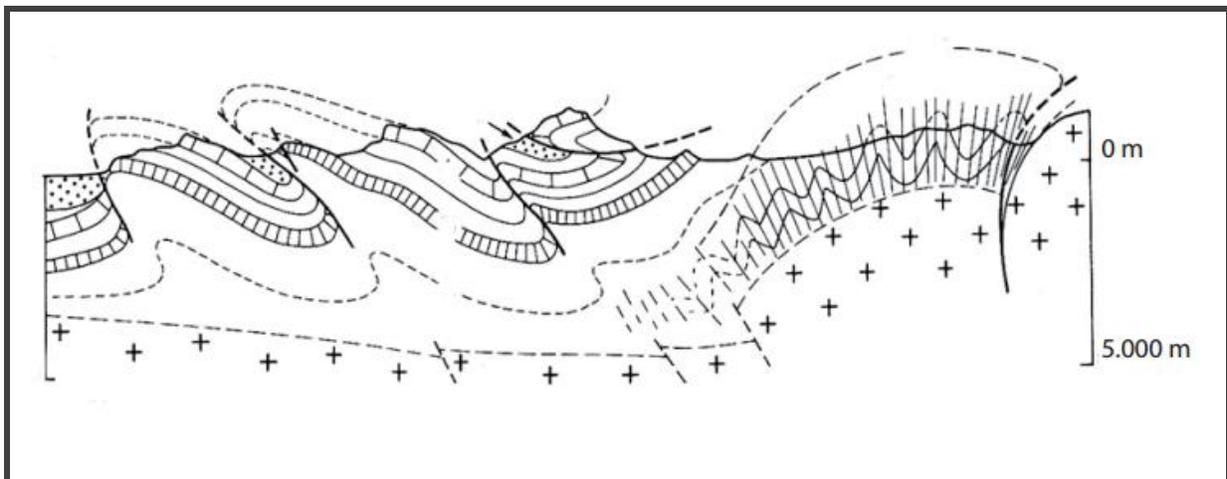
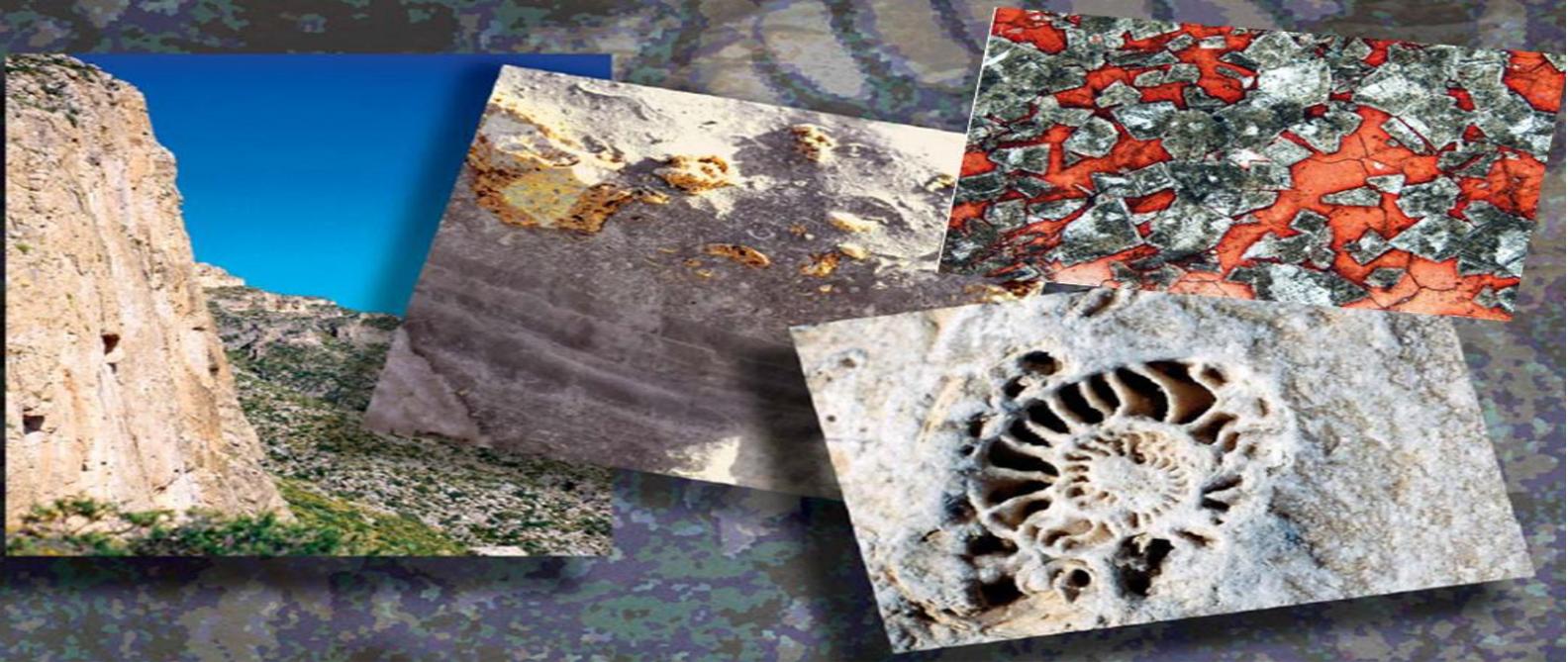


Figura 1.33. Ejemplo de un sistema con asociación de pliegues y fallas.



CAPÍTULO 2

CLASIFICACIÓN Y EVALUACIÓN DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

CAPÍTULO 2: CLASIFICACIÓN Y EVALUACION DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

2.1. CARACTERISTICAS GENERALES DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

A continuación se describen las características que tienen estos yacimientos y de la complejidad que puede haber para poder explotarlos. Por su propia naturaleza son difíciles de caracterizar debido a su sistema de doble porosidad, por lo que se requiere la mayor información disponible y confiable en los datos reportados.

2.1.1. Yacimiento Naturalmente Fracturado

Es aquel yacimiento en el cual la roca almacenadora contiene fracturas creadas de forma natural que lo hacen altamente heterogéneo.

Estas fracturas mejoran notablemente la permeabilidad de la roca, afectando de manera significativa la productividad de los pozos y la eficiencia en la recuperación de hidrocarburos.

Muchos de los yacimientos naturalmente fracturados productores hoy en día han sido accidentalmente descubiertos al buscar algún otro tipo de yacimiento. Estos se encuentran distribuidos en todo el mundo, en todos los tipos de litologías y a través de la columna geológica estratigráfica desde el Precámbrico al Mioceno.

Las fracturas pueden estar parcialmente cementadas ocasionando efectos diferentes sobre el tipo de fluido que circula por ellas; por ejemplo, un efecto positivo sobre el flujo del aceite pero un efecto negativo sobre el flujo del agua o gas debido a los efectos de conificación.

Las fracturas naturales totalmente mineralizadas crean barreras de impermeabilidad a todos los tipos de fluido. Esto sucesivamente podría generar compartimentos pequeños dentro del yacimiento provocando recuperaciones marginales o no económicas.¹³

¹³ AGULERA, R.: Naturally Fractured Reservoirs, Penn Well Publishing Company, Tulsa, 1995.

CAPÍTULO 2: CLASIFICACIÓN Y EVALUACION DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

La generación de fracturas es atribuida a varias causas entre las cuales se puede citar:

- Deformaciones estructurales asociadas con doblamientos y fallamientos; los fallamientos tienden a generar grietas a lo largo de la línea de falla, lo cual a su vez produce una zona de dilatancia¹⁴. La dilatancia es probablemente responsable, en gran parte, de la migración y acumulación del petróleo en yacimientos fracturados.
- Una rápida y profunda erosión por sobrecarga, que permite la expansión, la elevación y fracturamiento a lo largo de los planos de debilidad.
- Reducción del volumen debido a eventos como: deshidratación en shale, enfriamiento en la roca ígnea, o desecación en las rocas sedimentarias.
- Por presión de fluido liberado cuando la presión del fluido de los poros es parecida a la presión litostática.
- Impacto excepcional de un meteorito, cuyos fragmentos de las rocas impactadas formen un complejo y extenso sistema compuesto por dichos fragmentos.
- Tectónica de placas, orogénesis de la cordillera, y compactación debido a esfuerzos in-situ.

Presentando discontinuidades como resultado de los dos sistemas de porosidad diferente (matriz y fractura).

En los siguientes temas se mencionara dicha relación que se tiene entre las fracturas y la matriz rocosa, lo cual tiene una influencia significativa en la producción del pozo, posteriormente se podrán clasificar de acuerdo a esa interacción que entre la permeabilidad y porosidad de la matriz-fractura.

¹⁴ BAKER, R.O and KUPPE, F.: "Reservoir Characterization for Naturally Fractured Reservoirs", Paper SPE 63286 Presented at The SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, October, 2000.

CAPÍTULO 2: CLASIFICACIÓN Y EVALUACION DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

2.1.2. Fractura

La palabra Fractura proviene del latín fractus, que significa “quebrar” y se ha empleado para referirse a las superficies discretas que segmentan o dividen en bloques a rocas y minerales en la naturaleza; estas definen superficies de baja cohesión.

Son discontinuidades o particiones resultantes de los esfuerzos a los que está sometida la roca y pueden presentarse en un gran rango de escalas.

Las fracturas pueden ser generadas por la concentración de esfuerzos en zonas de contraste composicional (contactos de capas, cambio de facies), por pérdida de volumen (compactación), por enfriamiento, durante deformación contraccional o extensional.⁷

Pueden ser más abundantes en lugares donde existan heterogeneidades en la roca como: presencia de fósiles, nódulos minerales, en clastos, huecos cársticos, burbujas por gas, ondulaciones en la base de la capa (marcas de ondulaciones y estructuras de carga) entre otros puntos heterogéneos. Las fracturas se distinguen por los movimientos relativos que ocurren a lo largo de la superficie durante su formación (Nelson, 2001).

Elementos principales:

- 1) Apertura (es relevante en el transporte del fluido)
- 2) Altura
- 3) Longitud
- 4) Orientación

Una fractura de yacimiento es la ocurrencia natural de una discontinuidad en forma macroscópica o microscópica, con tendencia a seguir un plano en la roca, generado durante el proceso de deformación o diagénesis.

Por razones prácticas, se asume que inicialmente están abiertas y subsecuentemente pueden o no ser alteradas y mineralizadas; es por esto que pueden tener un efecto positivo o negativo en la capacidad de permitir el flujo de fluido a través de la roca.

CAPÍTULO 2: CLASIFICACIÓN Y EVALUACION DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

2.1.3. Matriz

La matriz es el medio que almacena la mayor parte del fluido. Su área superficial está expuesta a una red de fracturas, lo que permite que exista transferencia de fluidos entre ambos medios.

Las permeabilidades de la matriz tienen un rango muy bajo de hasta 0.001md, mientras que las permeabilidades de la fractura son muy altas, desde pocos mD hasta miles de mD.

Las porosidades de la matriz son muy altas, de hasta 40%, mientras que las porosidades de las fracturas son muy bajas, llegando a ser de hasta 0.01%.

La matriz puede contener más fluido porque tiene una porosidad intergranular más alta mientras que las fracturas tienen una muy baja capacidad de almacenamiento, actuando solo como un medio de conducción primario. En los modelos de doble porosidad se establece que la matriz actúa como el medio de almacenamiento, y las fracturas como medios de conducción y transmisión de fluidos, hacia los pozos productores.¹⁵

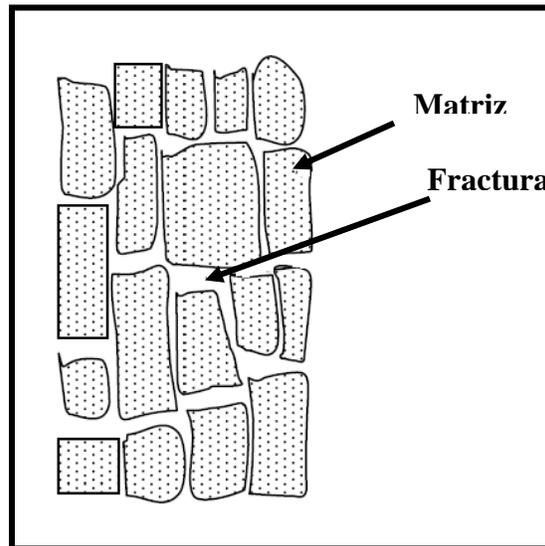


Figura 2. Representación para un Yacimiento Naturalmente Fracturado con bloques de matriz de tamaño múltiple.

¹⁵ BELANI, A.K. y JALALI-YAZDI: "Estimation of Matriz Block Size Distribution in Naturally Fractured Reservoirs", Artículo presentado en el "novenos congreso, ciudad SPE 18171. Oct. 2-5 de 1988.

CAPÍTULO 2: CLASIFICACIÓN Y EVALUACION DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

2.1.4. Consecuencias de la Mineralización Secundaria en las Fracturas

Cuando las fracturas naturales están abiertas y tienen una muy pequeña cantidad de mineralización secundaria, los hidrocarburos se mueven de la matriz hacia las fracturas en un modo sin restricciones. La rapidez con la que se mueven los fluidos de la matriz hacia las fracturas es controlada ya sea por la caída de presión en las fracturas o las propiedades de la matriz.

Estas fracturas pueden proveer altos gastos iniciales. El mayor problema con este tipo de fracturas es que tienden a cerrarse con la caída de presión del yacimiento dependiendo del esfuerzo de tensión *in situ*, la presión inicial del yacimiento y la reducción de la presión dentro de las fracturas.

Es por ello que no se había considerado estos detalles durante la explotación de este tipo de yacimientos anteriormente, haciendo que la producción en superficie decayera de manera significativa en periodos de tiempo cortos o que no se tenían contemplados durante el proceso de explotación.

Aquí es donde debemos hacer mucho énfasis con el tipo de yacimiento que estemos manejando.

Si es un yacimiento bajo saturado, el cierre de las fracturas será muy sensible y por lo tanto la recuperación que tendremos será pequeña.

Si el yacimiento es saturado tendremos una pérdida de presión regular y por lo tanto el cierre de las fracturas será lento, dando como resultado una recuperación mayor.

Cuando se tiene presencia mínima de mineralización en las fracturas, dicha mineralización puede considerarse como un apuntalante natural, y el cierre de la fractura será sensiblemente reducido, favoreciendo la obtención de altas recuperaciones. El cierre de las fracturas será pequeño en yacimientos saturados e incluso más pequeño en yacimientos bajosaturados.

Por último, sin importar la cantidad de hidrocarburos que tengamos en el yacimiento, si ahora, la cantidad de fracturas mineralizadas son mayores éstas actuaran como un tapón obteniendo una muy baja producción.

CAPÍTULO 2: CLASIFICACIÓN Y EVALUACION DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

2.2. TIPOS DE YACIMIENTOS (CLASIFICACION DE NELSON)

La ventaja de clasificar los Yacimientos Naturalmente Fracturados (YNF), es definir los parámetros del sistema de fracturas, los cuales son muy importantes en un yacimiento en particular, lo cual permitirá predicciones sobre los tipos de producción y los posibles problemas.

Una vez que el origen, continuidad y propiedades de las fracturas dentro de un yacimiento han sido determinadas y la interacción del flujo entre la fracturas y la matriz, han sido investigadas, el yacimiento puede ser clasificado bajo la base de que efectos positivos provee el sistema de fracturamiento en general a la calidad del yacimiento. La siguiente clasificación, ha sido desarrollada por Nelson (1999), para los yacimientos naturalmente fracturados.¹⁶

Desde el punto de vista estático existen 4 tipos de yacimientos fracturados, estos son:

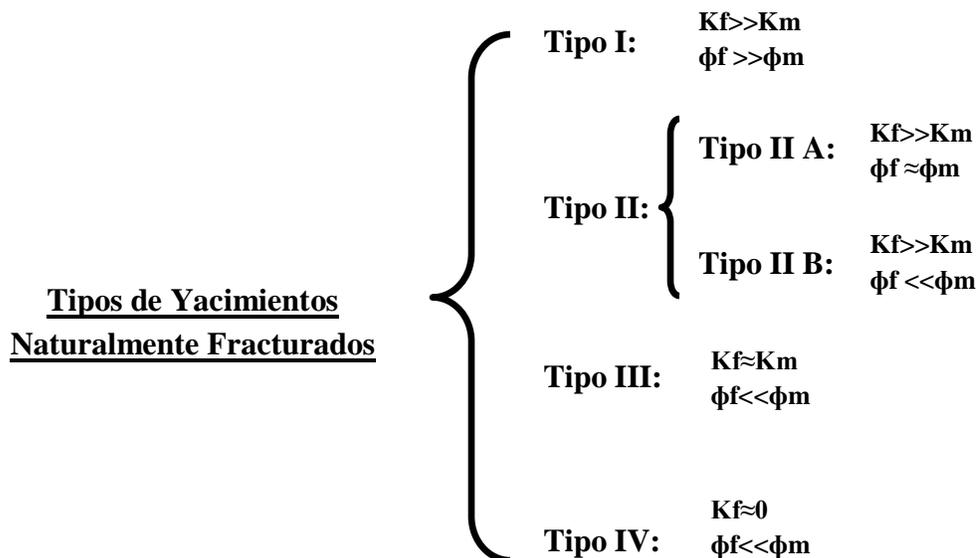


Figura 2.1. Clasificación de los YNF, basado en la relación matriz-fractura, Nelson (1999).

¹⁶ NELSON, R. AAPG Fractured Reservoirs School Notes; Great Falls, Montana (1999)

CAPÍTULO 2: CLASIFICACIÓN Y EVALUACION DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

2.2.1. Tipo I

Toda la producción de hidrocarburos se encuentra almacenada en las fracturas.

Este tipo de yacimientos requiere el cálculo exacto de la porosidad, ancho y espaciamiento del sistema de fracturas.

La estimación de esas propiedades predecirá el comportamiento del yacimiento si las tasas iniciales de flujo pueden ser mantenidas o si las tasas iniciales de flujo decaen rápidamente después de corto tiempo de estar produciendo.⁸ Para este tipo de yacimiento, el factor decisivo para su simulación es la correcta apreciación de la red de fracturas, mientras la clasificación de la matriz de la roca juega un menor papel y la aplicación de un acercamiento de doble porosidad debe ser cuestionada.

2.2.2 Tipo II

Existe baja permeabilidad y baja porosidad, pero las fracturas proveen la permeabilidad esencial del yacimiento. Pueden tener regímenes de producción iniciales sorprendentemente buenos, para una matriz de baja permeabilidad, pero pueden presentar dificultades durante la recuperación secundaria si la comunicación existente entre la fractura y la matriz es pobre.

2.2.3 Tipo III

Estos yacimientos poseen alta porosidad y pueden producir sin fracturas, se podría decir que estas asisten a la permeabilidad cuando ya está produciendo.

Comúnmente son más continuos y poseen regímenes de producción favorables, pero pueden exhibir relaciones complejas de permeabilidad direccional, generando dificultades durante la fase de recuperación secundaria.¹⁷

¹⁷ NELSON, R. Natural Fracture Systems: Description and Classification; Bulletin AAPG 1981, Volume 65, Number, 12 Page 2214-2221.

CAPÍTULO 2: CLASIFICACIÓN Y EVALUACION DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

2.2.4 Tipo IV

Las fracturas no proveen porosidad ni permeabilidad adicional pero crean una anisotropía significativa en el pozo generando barreras al flujo.

La permeabilidad se graficaría próxima al origen porque la contribución de las fracturas a la permeabilidad en dichos yacimientos es negativa.

2.2.5 Tipo M

Poseen alta porosidad y permeabilidad matricial.

De manera que las fracturas abiertas pueden mejorar la permeabilidad pero las fracturas naturales pueden servir en ocasiones como barreras. Poseen cualidades impresionantes en lo que respecta a la matriz pero a veces se encuentran compartimentalizados, lo que hace que su desempeño sea inferior a las estimaciones de producibilidad iniciales y que la efectividad de la fase de recuperación secundaria sea variable dentro del mismo campo.

2.2.6 Tipo G

Creada para los yacimientos de gas fracturados no convencionales y se asemejan a los del Tipo II.

Los primeros tres tipos describen atributos positivos del sistema de fracturas en el yacimiento, el cuarto es importante por su inherente flujo anisotrópico y las diferencias que genera en el yacimiento.

La siguiente figura representa los campos de clasificación de los yacimientos naturalmente fracturados, los cuales dependen de la relación entre la porosidad y permeabilidad propias del yacimiento.

Entre las ventajas de esta clasificación es que delinea los parámetros del sistema de fracturamiento, lo cual es muy importante para cuantificar un yacimiento particular y nos permite la predicción del tipo de problemas de producción, de algún yacimiento semejante.

CAPÍTULO 2: CLASIFICACIÓN Y EVALUACION DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

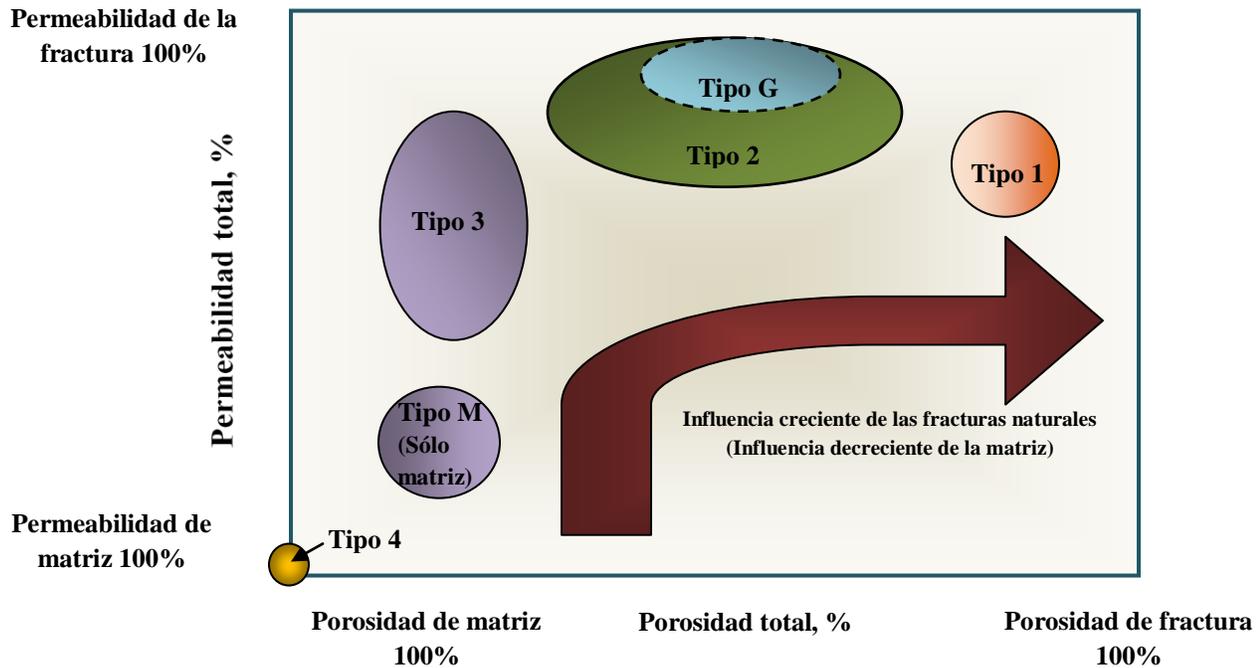


Figura 2.2. Sistema de clasificación de los Yacimientos Naturalmente Fracturados. (Adaptada a partir de Nelson).

2.3. RANGOS DE RECUPERACIÓN DE HIDROCARBUROS

Antes de iniciar la explotación, los fluidos se encuentran confinados a altas presiones y temperaturas. Cuando se perfora un pozo, se crea un diferencial que permite la expansión del sistema roca-fluidos, lo cual empuja a los hidrocarburos hacia la superficie, claro que, estos suelen aprovechar el efecto de los mecanismos de empuje presentes en el yacimiento para empezar a producir.

Con esta información podemos considerar ahora cómo puede ser afectada la producción de estos yacimientos, dependiendo del mecanismo de empuje que presente y con ello tener una mejor visualización al momento de caracterizar el yacimiento.

CAPÍTULO 2: CLASIFICACIÓN Y EVALUACION DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

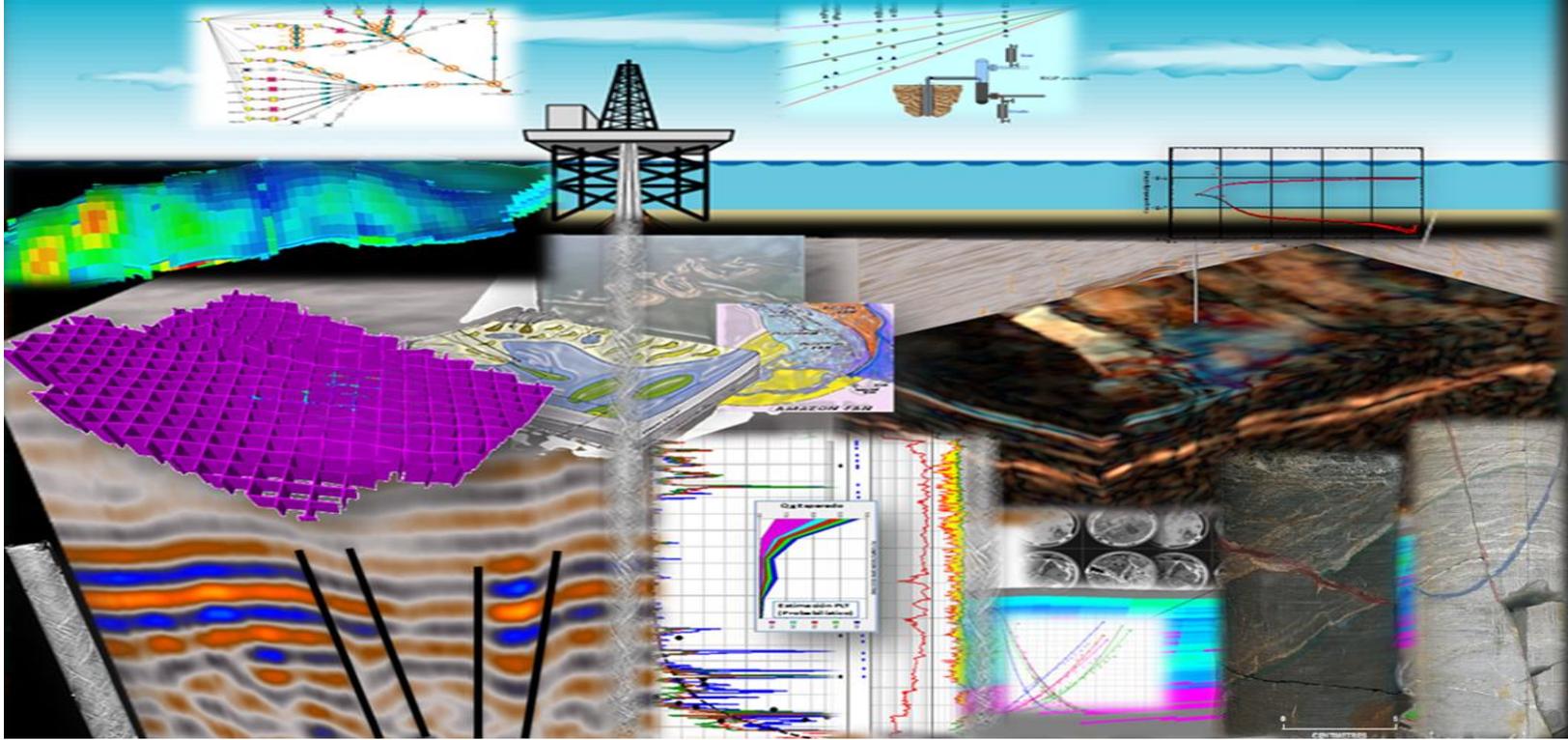
Tipo de Yacimiento			
Mecanismos de Empuje	Tipo I	Tipo II	Tipo III
Gas en solución	10%-20%	20%-30%	30%-35%
Gas en solución más inyección de gas	15%-25%	25%-30%	30%-40%
Gas en solución más inyección de agua	20%-35%	25%-40%	40%-50%
Gas en solución más Iny. de agua mas Iny. De gas	25%-40%	30%-45%	45%-55%
Segregación gravitacional	40%-50%	50%-60%	>60%
Gas en solución más Empuje de Agua	30%-40%	40%-50%	50%-60%
Gas en solución más capa de gas	15%-25%	25%-35%	35%-40%
Gas en solución más capa de gas mas empuje de agua	35%-45%	45%-55%	55%-65%

Tabla 2. Recuperación de aceite en YNF expresados como un porcentaje del aceite original *in-situ* (Modificado de Aguilera, 1995).

Tipo de Yacimiento			
Mecanismos de Empuje	Tipo I	Tipo II	Tipo III
Sin empuje de agua	70%-80%	80%-90%	>90%
Con empuje moderado de agua	50%-60%	60%-70%	70%-80%
Con empuje de agua y compresión	20%-30%	30%-40%	40%-50%
Con empuje fuerte de agua	15%-25%	25%-35%	35%-45%

Tabla 2.1 Recuperación típica de gas de YNF expresados como un porcentaje del gas original *in-situ* (Modificado de Aguilera, 1995).

Cada mecanismo de desplazamiento está conformado por una serie de empujes que dependerán del tipo de yacimiento, el nivel de presión que se tenga en el mismo y de los hidrocarburos existentes.



CAPÍTULO 3

CARACTERIZACIÓN DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

CAPITULO 3: CARACTERIZACIÓN DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

3.1. CARACTERIZACIÓN ESTÁTICA DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

3.1.1. Metodología en la Caracterización Estática

Esta metodología enfocada a los Yacimientos Naturalmente Fracturados se puede definir, como un proceso mediante el cual se describen las características que controlan la capacidad de almacenamiento y de producción de los yacimientos, usando toda la información que se tenga disponible. Las propiedades del yacimiento incluyen desde una descripción geológica de la cuenca, tipos de roca, distribución de facies, ambiente de depósito, geometría de los cuerpos que conforman el yacimiento, hasta sus propiedades petrofísicas como son porosidad, permeabilidad, compresibilidad, etc.

Estos datos provienen de diversas fuentes de información como son: estudios geológicos, levantamientos y procesamiento de información sísmica, registros geofísicos de pozo, muestras de núcleo, datos de producción.

Entre más información se use mejor será la descripción del yacimiento, sin embargo, en la práctica, surgen problemas cuando se trata de utilizar la información de manera simultánea, ya que no todos los datos están disponibles al mismo tiempo, la calidad de la información es diferente, la información se tiene en diferentes resoluciones y existen muchos datos de importancia que se tienen de manera cualitativa, como son las descripciones geológicas.

El entendimiento de las características y limitaciones de cada una de las técnicas de evaluación, es obviamente un requisito esencial para una correcta calibración de los datos y sobre todo para la integración de la información disponible.

3.1.1.1. Modelo Geológico

Uno de los objetivos del modelo geológico es determinar la heterogeneidad del yacimiento e identificar su influencia en las propiedades petrofísicas de las rocas y en las características que tendrá el flujo de fluidos al momento de la producción de hidrocarburos.

Este modelo consta de modelos más detallados de acuerdo con las diversas disciplinas de la geología, como son:

CAPITULO 3: CARACTERIZACIÓN DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

Modelo Estructural

Relacionado con los esfuerzos y deformación que determinan el tipo y orientaciones de la estructura que forma el yacimiento (fallas, fracturas, límites del yacimiento, etc.) en pocas palabras es la arquitectura del yacimiento.

Modelo Estratigráfico

Define las unidades que conforman el yacimiento, es decir es el relleno que se definió en el modelo estructural. El modelo estratigráfico tiene que ver con la definición de las superficies que delimitan a las principales unidades de flujo del yacimiento.

Modelo Litológico

Un modelo litológico detallado del yacimiento representa una potente herramienta como guía de la distribución petrofísica, ya que en muchos yacimientos las facies litológicas y las características petrofísicas están íntimamente relacionadas, de ahí su importancia. El modelo litológico del yacimiento se refiere a una etapa de identificación y clasificación de facies.

3.1.1.2. Modelo Geofísico

Núcleos

La información de núcleos constituye la información directa más valiosa con que se cuenta, tiene la desventaja de ser información escasa y dirigida hacia las partes más importantes del yacimiento.

Los núcleos se estudian en laboratorios y se obtiene información litológica como tipo de roca, mineralogía, textura, tamaño y distribución de grano, tipo de medio poroso y descripción de conductos de interconexión.

A nivel petrofísico se determinan propiedades como porosidad, permeabilidad, saturación de agua, saturación de hidrocarburos, compresibilidad, etc.

CAPITULO 3: CARACTERIZACIÓN DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

Registros Geofísicos

Los registros geofísicos de pozos aportan información de los yacimientos por medio de mediciones indirectas, realizadas en la pared del pozo.

La determinación de la porosidad y el contenido de hidrocarburos es sin duda un aspecto muy importante en la evaluación de las unidades productoras. Sin embargo, se deben examinar otros factores para que la formación sea explotada de manera óptima. Así con los registros también es posible conocer la profundidad y espesor del yacimiento, la litología, el contenido de arcilla, la saturación de fluidos, la densidad de los hidrocarburos y la presión de las formaciones.

3.1.1.3. Ingeniería de Yacimientos

La información obtenida de los modelos anteriores forma parte de las decisiones que el Ingeniero de Yacimientos debe tomar para optimizar el proceso de extracción de los hidrocarburos.

Para ello se vale del análisis e interpretación de datos y mediciones útiles para estudiar y caracterizar el comportamiento del yacimiento mediante el uso de modelos, mismos que permiten generar información confiable que permite evaluar la mejor estrategia de explotación.

Además, puede determinar, con base en numerosos estudios al yacimiento, cuando se debe implementar un proceso de recuperación secundaria o terciaria antes de que se termine el proceso de producción primaria y tener diversos mecanismos de recuperación actuando simultáneamente.

CAPITULO 3: CARACTERIZACIÓN DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

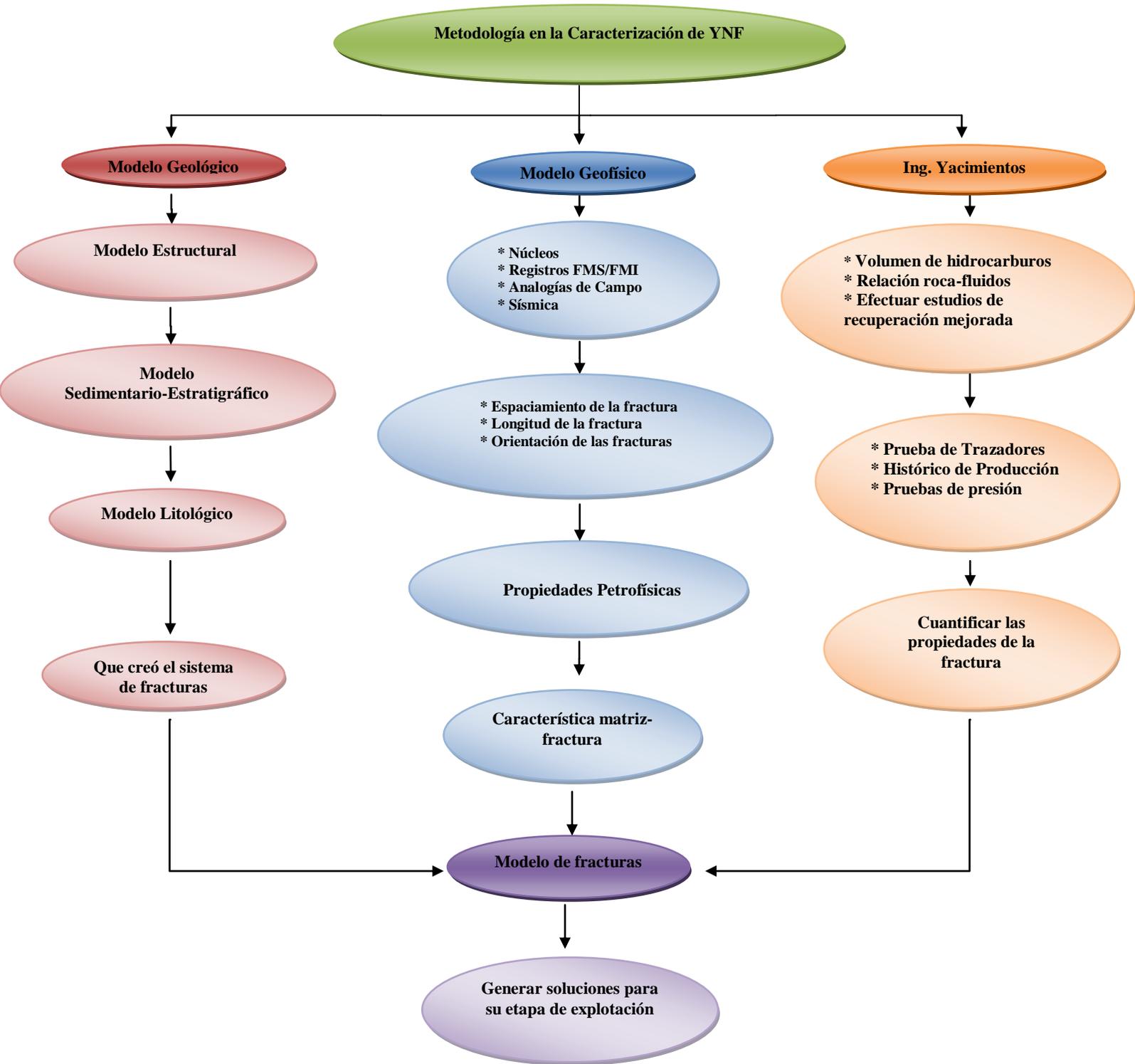


Figura 3. Mapa conceptual de la metodología de caracterización para YNF.

CAPITULO 3: CARACTERIZACIÓN DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

3.2. PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LOS YACIMIENTOS FRACTURADOS

3.2.1. Porosidad

Es la fracción del volumen total de roca que es ocupada por huecos. La porosidad se expresa en fracción, y representa el espacio hueco en la roca. Puede cuantificarse dividiendo el espacio vacío entre el volumen total de roca:

$$\phi = \frac{V_p}{V_T} = \frac{V_T - V_{ma}}{V_T} \quad \dots (1.1)$$

V_p volumen de poros.

V_t volumen total.

V_{ma} volumen de granos.

Las características petrofísicas de una roca carbonatada están controladas básicamente por dos redes de poros: una red de poros interpartícula y una red de poros vugular.

- i. **Porosidad interpartícula (intergranular)** puede definirse como el espacio poroso localizado entre las partículas de la roca, el cual no es significativamente mayor al tamaño propio de las partículas. La porosidad interpartícula entre granos multicristalinos se denomina porosidad intergranular y entre partículas de cristal simple se denomina porosidad intercristalina.
- ii. **Porosidad vugular** puede definirse como ese espacio poroso de mayor o igual tamaño que las partículas de la roca y comúnmente se presenta como fracturas o grandes cavidades irregulares. Los vúgulos se encuentran interconectados generalmente de dos formas:
 - a) a través de redes de poros interpartícula (vúgulos separados)
 - b) por contacto directo con otro vúgulo (vúgulos conectados).

La porosidad interpartícula es típica de las arenas y las calizas. A la porosidad vugular se le denomina porosidad secundaria o, cuando se refiere solo a vúgulos o fracturas, porosidad vugular o porosidad de fractura.¹⁸

¹⁸ TUCKER, M.E. (1988). Techniques in Sedimentology. Blackwell Scientific Publications. Oxford, 394 p.

CAPITULO 3: CARACTERIZACIÓN DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

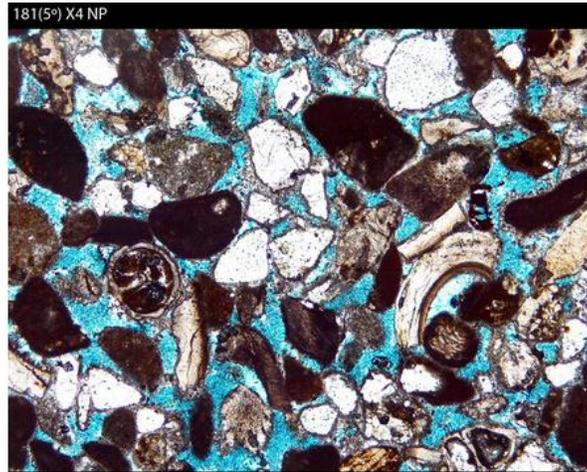


Figura 3.1 Grainstone con importante porosidad de tipo interpartícula, ocupada por resina coloreada de azul.¹⁹

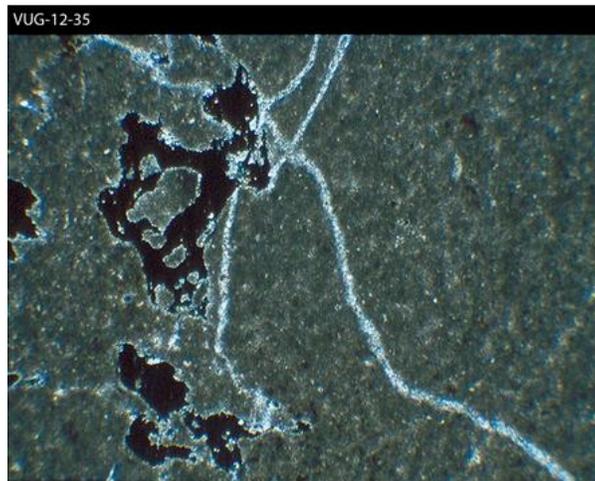


Figura 3.2. Porosidad de tipo vugular, junto a pequeñas fracturas rellenas parcialmente por cemento de calcita, en caliza de textura mudstone.

La porosidad secundaria se origina normalmente por el fracturamiento de la roca, el agrietamiento y la disolución debido al agua circulante.²⁰

¹⁹ ADAMS. A.E. & MACKENZIE, W.S. (2001). A colour Atlas of Carbonate Sediments and Rocks under the microscope. Mason Publishing, 180 p.

²⁰ Van Golf-Racht, T: Fundamentals of Fractured Reservoir Engineering, Elsevier, New York, 1982.

CAPITULO 3: CARACTERIZACIÓN DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

Para estimar los parámetros petrofísicos por medio de examen visual en rocas con ausencia de vógelos conectados, debe determinarse la cantidad de porosidad interpartícula, el tamaño de partícula y la cantidad de porosidad vugular separada.

Sistema de Múltiple Porosidad

En un yacimiento heterogéneo, la porosidad total (ϕ_t), es el resultado de la simple adición de las porosidades primarias y secundarias, esto es:

$$\phi_t = \phi_1 + \phi_2 + \dots + \phi_n \quad \dots (1.2)$$

Esta porosidad total es equivalente a la definición estática de almacenamiento de roca o volumen poroso total.

Evaluación Cuantitativa de la Porosidad Secundaria

En general, la evaluación de la porosidad total se realiza por medio de un procedimiento indirecto (registros geofísicos), o por medio de un procedimiento directo (análisis de núcleos).

Los valores de porosidad secundaria pueden variar si lo que se encuentra presente son vógelos o fracturas. Resultados diferentes se esperan también cuando las fracturas son de un tipo o de otro; la más importante subdivisión de fracturas relaciona dos categorías: macro fracturas y micro fracturas. Las macro fracturas son fracturas extendidas con grandes aperturas, las cuales se desarrollan a través de varias capas; mientras que las micro fracturas (o fisuras), son fracturas con aperturas estrechas y de extensión limitada, a menudo limitadas a una sola capa.

A menudo, la porosidad secundaria se reduce con el tiempo al rellenarse parcialmente los espacios de minerales más jóvenes que los que componen la matriz. Estos minerales son el resultado de la disolución y precipitación. En las rocas carbonatadas, como las calizas y dolomías, los canales de solución y las cavidades se forman durante el enterramiento en la cuenca sedimentaria.

CAPITULO 3: CARACTERIZACIÓN DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

Los dos tipos de espacio poroso dentro de los yacimientos fracturados puede expresarse como:

Porosidad de la matriz, de tipo intergranular (exclusivo de las fracturas):

$$\phi_{\text{matriz}} = \frac{V_{\text{poros}}}{V_{\text{matriz}}} \quad ; \quad (V_{\text{matriz}} = V_{\text{Total}} - V_{\text{fracturas}})$$

Porosidad de la fractura:

$$\phi_{\text{fractura}} = \frac{V_{\text{fractura}}}{V_{\text{Total}}} \quad \dots (1.3)$$

3.2.2. Permeabilidad

La permeabilidad es una propiedad del medio poroso y es una medida de la capacidad del medio para transmitir fluidos. En presencia de dos o más medios porosos, la permeabilidad puede definirse como: permeabilidad del medio 1, permeabilidad del medio 2,..., permeabilidad del medio n.

Pero en presencia de dos sistemas (matriz y fracturas), la permeabilidad puede ser redefinida como permeabilidad de matriz, permeabilidad de fractura y permeabilidad del sistema matriz-fractura.

Aquí debemos hacer gran énfasis en no confundir el término de permeabilidad de la fractura con permeabilidad de la red de fracturas, o algunas veces como permeabilidad del volumen total de las fracturas **Permeabilidad de matriz**

La permeabilidad de la matriz puede ser evaluada utilizando la ley de Darcy.

$$v = -\frac{k}{\mu} \times \frac{dp}{dl} \quad \dots (1.4)$$

CAPITULO 3: CARACTERIZACIÓN DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

Donde:

- v velocidad aparente de flujo [cm/seg].
- μ viscosidad del fluido fluyendo [cp].
- dp/dl gradiente del potencial en dirección del fluido [atm/cm].
- k permeabilidad de la roca [mD].

La ley de Darcy se aplica bajo las consideraciones siguientes:

1. Flujo estacionario
2. Flujo linear y horizontal
3. Flujo laminar
4. Condiciones isotérmicas
5. Viscosidad constante
6. Espacio poroso saturado al 100% del fluido

Para el caso de flujo lineal de fluido incompresible, la permeabilidad se calcula a partir de la siguiente ecuación:

$$k = v \frac{\mu L}{\Delta p} = \frac{q \mu L}{A \Delta p} \quad \dots (1.5)$$

Donde:

- q gasto [b/d].
- k permeabilidad [mD].
- A área [ft²].
- Δp presión diferencial [psi]
- L distancia [ft].

CAPITULO 3: CARACTERIZACIÓN DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

Permeabilidad de vúgulos de disolución

En algunos yacimientos carbonatados, la filtración de aguas ácidas puede dar porosidad y permeabilidad por disolución de la matriz. La ley de Poiseuille para el flujo capilar y la ley de Darcy para el flujo de líquido en capas permeables pueden combinarse para calcular la permeabilidad en canales de disolución. Craft and Hawkins (1959) hicieron un estudio exhaustivo de este problema, modelado en la siguiente discusión.²¹

Suponiendo un tubo capilar con las siguientes características:

L longitud del capilar, [cm].

r radio interior, [cm].

A rea, [cm²].

Como los fluidos mojan las paredes del capilar, la velocidad en las paredes se considera que es cero y la velocidad en el centro del tubo es un máximo.

La fuerza viscosa se expresa como:

$$F = \mu A \frac{dv}{dx} \quad \dots (1.6)$$

Donde dv/dx está en [cm/seg/cm]. El rea de la fase de los capilares es igual a $2\pi L$. Por lo consiguiente, para un cilindro la ecuación anterior puede escribirse como:

$$F = \mu(2\pi L) \frac{dv}{dr} \quad \dots (1.7)$$

La permeabilidad promedio para un sistema matriz-vúgulos puede obtenerse a partir de la relación:

$$k_{\text{promedio}} = \frac{k_v N\pi r^2 + k_b(A - N\pi r^2)}{A} \quad \dots (1.8)$$

²¹ B.C. Craft and M.F. Hawkins Applied Petroleum Reservoir Engineering, (Englewood Cliffs: Prentice-Hall, 1959).

CAPITULO 3: CARACTERIZACIÓN DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

Donde:

k_v permeabilidad de los vórgulos de disolución [darcys].

N número de canales de disolución.

A área de sección transversal, [pg^2].

k_b permeabilidad del bloque de matriz [darcys].

r radio del canal de disolución, [pg^2]

Permeabilidad de la fractura.

La permeabilidad de la fractura depende de la dirección del flujo, el cual se considera que es paralelo a los planos de fractura, esto se muestra en la siguiente figura. Donde “ b ” representa la amplitud de la fractura, y la longitud está representado por “ L ”.²²

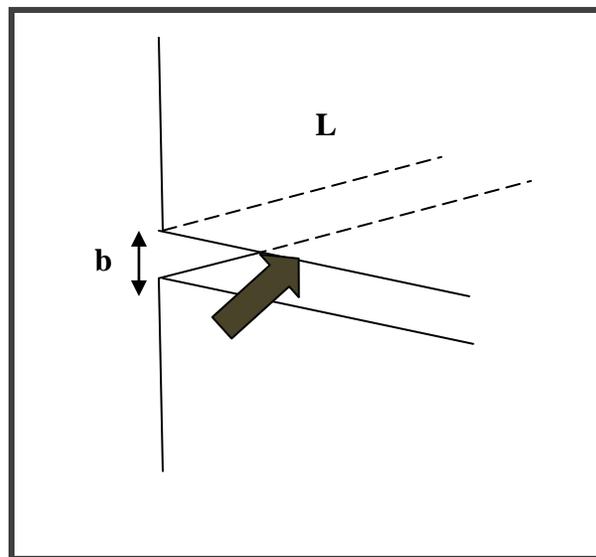


Figura 3.3. Representación de la permeabilidad de fractura

²² Reiss, L. H.: The Reservoir Engineering Aspects of Fractured Formations, Institut Français du Pétrole. 1980).

CAPITULO 3: CARACTERIZACIÓN DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

3.2.3. Compresibilidad

En los yacimientos heterogéneos, la compresibilidad tiene un papel muy importante, especialmente si existe gran contraste entre la porosidad de cada uno de los medios.

La compresibilidad, se define en forma general, como el cambio de volumen, ΔV , por unidad de volumen, V , para una presión aplicada, Δp ; esto es:

$$c = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial p} \right)_T \quad \dots (1.19)$$

Para arenas con presiones normales, la compresibilidad de la roca puede ser obtenida en laboratorio o de correlaciones ya publicadas como las de Hall, Van der Knaap o Newman.

Hall puntualizó la importancia de la compresibilidad y encontró experimentalmente una relación entre la compresibilidad de poro y su porosidad total. La correlación se refirió al efecto combinado de aumento de volumen de sólidos de la roca al disminuir la presión de yacimiento (el incremento del esfuerzo efectivo) y la disminución del volumen poroso de la formación a causa de la extracción de fluidos.²³

Correlación para arenas:

$$C_p = \frac{2 \times 10^{-6}}{\phi_t^{-0.45}}, [\text{psi}^{-1}] \quad \dots (1.20)$$

Correlación para calizas:

$$C_p = 2 \phi_t^{-0.42} \times 10^{-6}, [\text{psi}^{-1}] \quad \dots (1.21)$$

Van der Knaap tomo datos obtenidos de arenas y calizas consolidadas con litologías similares, esto es que las variaciones litológicas sean pequeñas.²⁴

$$C_p = 100 e^{-40 \phi_t}, [\text{psi}^{-1}] \quad \dots (1.22)$$

²³ Hall, H. N.: "Compressibility of Reservoir Rocks Rock". Trans. AIME, (1953) 198, 309

²⁴ Van der Knaap, W.: "Nonlinear Behavior of Elastic Porous Media". Trans. AIME, (1959), 216, 179-187.

CAPITULO 3: CARACTERIZACIÓN DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

Newman comparo los resultados obtenidos por Hall y Van der Knaap y observo que los datos registrados por ellos no eran aplicables para rangos amplios de las muestras estudiadas.²⁵

Correlación para carbonatos consolidados:

$$C_p = e^{4-23\phi_t+45\phi_t^2} \times 10^{-6}, [\text{psi}^{-1}] \quad \dots (1.23)$$

Correlación para arenas consolidadas:

$$C_p = e^{34\phi_t^{-0.2}+64\phi_t^2} \times 10^{-6}, [\text{psi}^{-1}] \quad \dots (1.24)$$

Correlación para arenas no consolidadas:

$$C_p = e^{34\phi_t^{-0.2}} \times 10^{-6}, [\text{psi}^{-1}] \quad \dots (1.25)$$

Para $\phi > 2 \times 10^{-6}$

Newman finalmente concluyó lo siguiente:

- i. Los valores obtenidos de la porosidad y la compresibilidad de poro tienen una cercanía pobre con las correlaciones publicadas de compresibilidad contra porosidad lo cual también es confirmado por valores en la literatura.
- ii. Hay una necesidad en laboratorio de mediciones de compresibilidad y de evaluar la compresibilidad de un yacimiento dado.
- iii. La compresibilidad de poro para una porosidad dada varía ampliamente de acuerdo al tipo de roca.
- iv. Los datos mostrados de las arenas consolidadas, difieren gradualmente de calizas, arenas no consolidadas y arenas deleznales.

²⁵ Newman, G. H.: "Pore Volume Compressibility of Reservoir Rocks Under Hydrostatic Loading". J. Pet. Tech, (1973), 129-134.

CAPITULO 3: CARACTERIZACIÓN DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

3.2.4. Presión Capilar

La presión capilar existe siempre que los poros están saturados con dos o más fases. En un sistema multifásico, la presión capilar es, por definición, la presión de la fase no mojante menos la presión de la fase mojante.

$$P_c = P_{nm} - P_m \quad \dots (1.26)$$

Entre los factores que afectan esta variable, se encuentran: la tensión interfacial entre los fluidos, la mojabilidad de la roca, la geometría del espacio poroso, así como la historia de saturaciones (drene o imbibición).

Para sistemas gas-aceite, la expresión para determinar la presión capilar está dada por:

$$P_{cgo}(S_g) = p_g - p_o \quad \dots (1.27)$$

Donde:

p_g presión en la fase gaseosa
 p_o presión en la fase del aceite

Para sistemas agua-aceite, la expresión para determinar la presión capilar está dada por:

$$P_{cwo}(S_w) = p_o - p_w \quad \dots (1.28)$$

Donde

p_w presión en la fase del agua
 p_o presión en la fase del aceite

En los yacimientos fracturados, la presión juega un papel muy importante en la producción de los hidrocarburos. Las fuerzas capilares distribuyen al proceso de desplazamiento de un fluido en el medio poroso, como es el caso de la imbibición, o pueden oponerse a este desplazamiento, como es el caso del drene.²⁶

²⁶ Bratton et al., "La Naturaleza de los yacimientos Naturalmente Fracturados" Oilfield Review, 2006.

CAPITULO 3: CARACTERIZACIÓN DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

3.3. CARACTERIZACIÓN DE MACROFACTURAS A PARTIR DE NÚCLEOS

Si están presentes, las macrofracturas pueden aportar importante información como: orientación, historia de cementación, presencia de hidrocarburos y tamaño mínimo de la fractura.

La caracterización de macrofracturas se enfoca en la descripción detallada de los diferentes parámetros que permiten establecer en detalle las características y variaciones que presenta cada fractura, puntualizando el número de ellas en cada pie de núcleo descrito, o en una localidad tipo afloramiento.

3.3.1. Descripción de Núcleos

El análisis inicia a partir de la recepción de los núcleos en el laboratorio, los cuales son de diámetro completo.

Estos núcleos son enviados en cajas y se protegen para evitar que se maltraten, (**Figura 3.4**) además contienen información relacionada a su origen, tales como: nombre y número del pozo, profundidad a la cual fueron cortados, la formación de la cual provienen, la edad geológica, número de núcleos, número de fragmentos, su orientación en el pozo, etc.



Figura 3.4. Cajas en las cuales son Transportados los Núcleos.

CAPITULO 3: CARACTERIZACIÓN DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

Se realiza una descripción de las propiedades sedimentológicas, estratigráficas y de fracturamiento presentes en los núcleos de una manera detallada.

Esta información se plasma en una escala de 1:10. La totalidad de información presente en núcleos consta de información sedimentológica y estratigráfica de las facies establecidas para los núcleos e información detallada de las fracturas encontradas en los mismos.²⁷

Pozo:		Formación:							Análisis:					Escala: 1:10		
Prof. (ft)	Fractura	Tipo de Frac.	No de Fra.	Intensidad de Frac	Tipo de esfuerzo	Apertura y relleno	Long	Apertura en mm	Perfil de la fractura	Morfología de la pared	Amplitud de la frac	Zona	Facie	Petrof.	Impregnación	Observaciones

Figura 3.5. Formato para la descripción de fracturas.

Para las fracturas naturales se tiene en cuenta principalmente el tipo de esfuerzo, cada uno de los cuales se identifica con un color determinado: Tensión color azul, compresión color rojo y cizalla color verde (**Tabla 3**). Las fracturas inducidas se identifican con color amarillo, las fracturas naturales-inducidas con color marrón y los estilolitos con color morado como se indica en la **Figura 3.6**.

²⁷ SONG, Xinmin. SHEN, Pingping. YUAN, Shiyi. CAO, Hong. The Integrated Characterization Techniques on Reservoir Fractures. Research Institute of Petroleum Exploration and Development, China National Petroleum Cooperation, China .SPE 64766, 2000.

CAPITULO 3: CARACTERIZACIÓN DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

NOMENCLATURA		
Tensión	Azul	T
Compresión	Rojo	C
Cizalla	Verde	Cz
Estiolito	Morado	E
Inducida	Amarillo	I

Tabla 3. Nomenclatura y colores para la caracterización de fracturas.

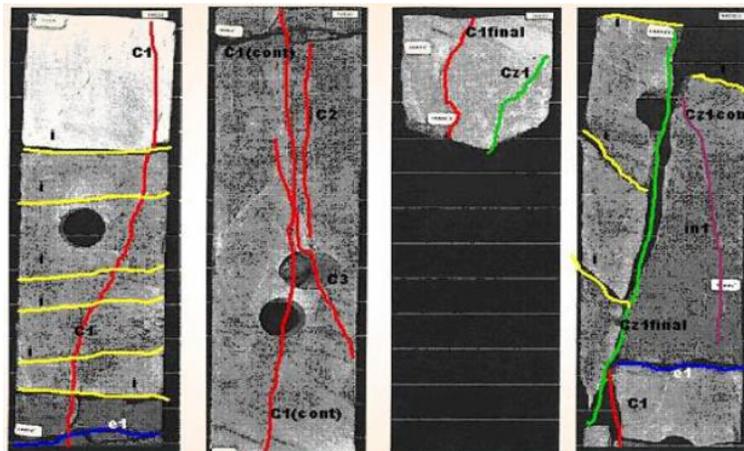


Figura 3.6. Fotos de núcleos y su respectiva caracterización de fracturas.

CAPITULO 3: CARACTERIZACIÓN DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

Tipo de Fractura	Natural
	Inducida
	Natural-Inducida
	Estiolitos
Tipo de Esfuerzos	Tensión
	Compresión
	Cizalla
Apertura y Relleno	Abierta
	Cerrada
	Rellena
	Parcialmente Rellena
	Parcialmente Abierta
	Puentes Cristalinos
Medida de Apertura	Mayor a 10mm
	Entre 5mm y 10mm
	Entre 4mm y 5mm
	Entre 3mm y 4mm
	Entre 2mm y 3mm
	Entre 1mm y 2mm
	Inferior a 1mm
	No observable
Medida de la Longitud	Mayores a 50 cm
	Entre 50 y 25 cm
	Entre 25 y 10 cm
	Entre 10 y 5 cm
	Menores de 5 cm
Perfil de Fractura	Recto
	Sinuoso
	Dentado
Morfología de la Pared	Uniforme
	Rugosa
	Estreada
	No observable

Tabla 3.1. Nomenclatura para la descripción de las fracturas.

CAPITULO 3: CARACTERIZACIÓN DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

3.3.2. Corte de los Núcleos

Después de haber seleccionado las partes de los núcleos con mejores características, se deben de cortar, ya que las dimensiones del equipo solo permiten trabajar con una longitud máxima del núcleo de 17 [cm]. También es conveniente que el núcleo tenga una forma cilíndrica y que sus extremos (las dos caras) estén planos ya que no siempre vienen de esta forma.



Figura 3.7. Núcleo cortado a las dimensiones de trabajo.

3.3.3. Limpieza de los Núcleos

Ya que se tienen identificados los núcleos, el siguiente paso es introducirlos a lavar en un dispositivo tipo soxhlet denominado Dean-Stark el cual fue hecho especialmente para muestras de diámetro completo, está hecho de vidrio y pueden introducirse muestras (**Figura 3.9**) de hasta 4 [in] de diámetro por 16 [in] de longitud, además cuenta con un soxhlet, un matraz de 4000 [ml], un calentador, un controlador de calor y una cubierta protectora.

CAPITULO 3: CARACTERIZACIÓN DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

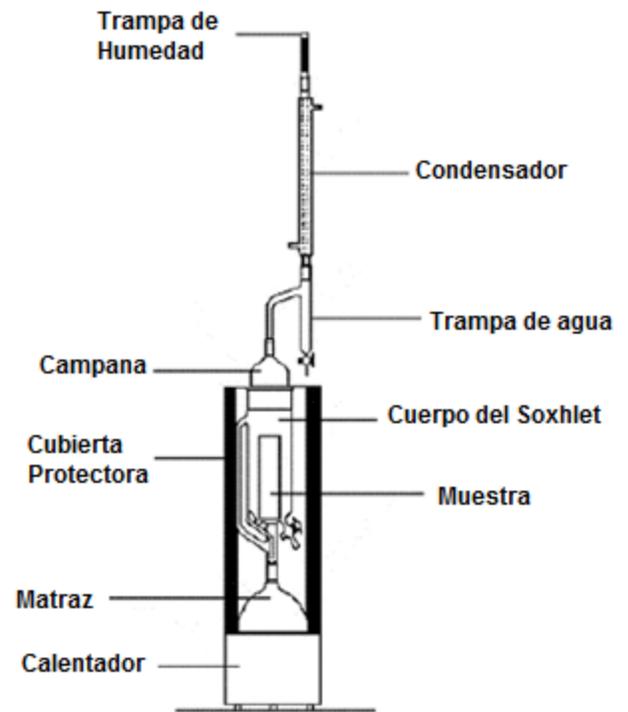


Figura 3.8. Equipo empleado para el lavado de muestras tipo Dean-Stark.

Se emplea una mezcla de solventes 50-50 de alcohol metílico-tolueno para limpiarlas de todos los fluidos que pueda tener provenientes del yacimiento (aceite y sales residuales, el fluido de perforación, etc.), este dispositivo trabaja en forma cíclica, se calienta el solvente en la parte inferior contenido en el matraz por medio de una resistencia arriba de su punto de ebullición para que pueda evaporarse y ascienda por un tubo colocado a un costado del porta muestras hacia el condensador, (tubo vertical de vidrio) enfriado por agua por el cual pasa el vapor que al enfriarse se condensa, el cual aun caliente cae sobre el núcleo para infiltrarse dentro de éste y durante su recorrido remueve cualquier fluido y sal que pueda contener.

CAPITULO 3: CARACTERIZACIÓN DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

3.3.4. Evaporación de Solventes

Después de transcurrir un cierto periodo de tiempo ventilándose a temperatura ambiente, los núcleos se introducen a un horno de vacío en el cual se incrementa la temperatura a 100[°C], esto con la finalidad de evaporar los solventes residuales que pueden haber quedado dentro del núcleo.

El periodo de tiempo que permanecen los núcleos dentro del horno (**Figura 3.10**) será de dos a tres días. En el caso de que se observe aceite escurriendo en algún núcleo, se tendrá que volver a lavar nuevamente en el Dean-Stark.



Figura 3.9. Horno de Vacío.

3.3.5. Armado de la muestra

El siguiente paso es preparar el núcleo para realizar la prueba de permeabilidad.

El núcleo se cubre con una o dos mangas de vitón, silicón o neopreno para evitar que la muestra llegue a comunicarse con el aceite de transformador, el cual se encuentra entre la muestra y la celda, proporcionando la presión de confinamiento.

CAPITULO 3: CARACTERIZACIÓN DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

Si en la prueba a realizarse el flujo fluye verticalmente por el núcleo, se colocarán en la parte superior e inferior tres mallas de acero entretejidas de diferente grosor; si el flujo es horizontal, se colocarán mallas con lámina de acero diametralmente opuestas entre sí (**Figura 3.11**), las cuales desviarán el flujo en forma vertical forzándolo a entrar horizontalmente en el núcleo.

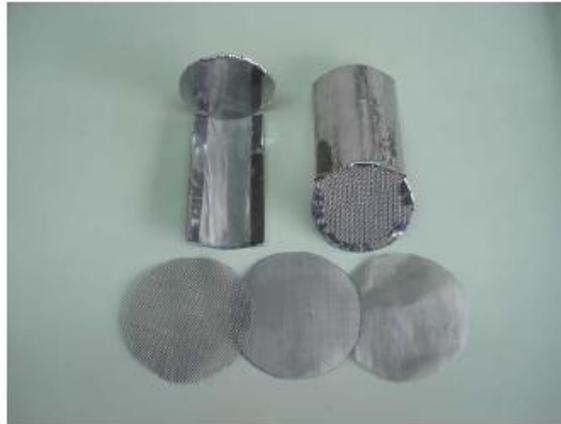


Figura 3.10. Mallas usadas para flujo Horizontal y Flujo Vertical.

En el extremo de cada núcleo se colocan dispersores de flujo, los cuales están fabricados de acero inoxidable y son del mismo diámetro de la muestra empleada, los dispersores deben ser colocados encima de las mallas, ya sean las empleadas para flujo vertical u horizontal. La función de los dispersores es distribuir todo el flujo que se está empleando por la cara principal de la muestra y proporcionar un sello entre el dispersor y la manga.



Figura 3.11. Dispersores de Flujo.

CAPITULO 3: CARACTERIZACIÓN DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

Se emplean dos conexiones, la primera es corta en forma de “S” la cual es conectada en un dispersor de flujo y en el lado negativo del tapón, la segunda conexión es un serpentín, el cual será conectado en el segundo dispersor de flujo y en el lado positivo del tapón.



Conexión en forma de “S”

Conexión en forma de Serpentín

Figura 3.12. Conexiones.

Una vez armada la muestra se hace una prueba para evitar que se presenten fugas de fluido al estar realizando la prueba.



Figura 3.13. Muestra al concluir el armado.

CAPITULO 3: CARACTERIZACIÓN DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

3.4. CARACTERIZACIÓN DE MICROFRACTURAS

Para llevar a cabo la caracterización de micro fracturas se propone los siguientes pasos:

1. Con el fin de analizar las secciones delgadas para el análisis petrográfico y el análisis de micro fracturamiento utilizando microfluorescencia las muestras son impregnadas con una sustancia que permite observar a nivel microscopio más fácilmente las fracturas.²⁸
2. En el análisis de microfluorescencia se puede observar el fracturamiento que no es aparente bajo la luz polarizada en la petrografía convencional. Este estudio es llevado a cabo con el fin de establecer las características sedimentológicas como litología, estructuras sedimentarias orgánicas e inorgánicas, cementación, relación matriz-armazón, relación intergranular, porosidad aparente.
3. Sobre las secciones delgadas se realizan líneas de scanline, perpendiculares a las direcciones preferenciales de las familias de fracturas observadas en las muestras. Mediante estos scanline se logra obtener un mayor conocimiento de la intensidad del fracturamiento de las muestras, y se analiza cada una de las familias de fracturas presentes.
4. Los parámetros que se miden en las fracturas cruzadas por el scanline son:
 - i. La orientación aparente, la apertura y relleno de las fracturas, el perfil de las fracturas y por último se calcula una intensidad de fracturamiento para las secciones de acuerdo al número de fracturas que eran cruzadas por la línea del scanline.
 - ii. La intensidad de las micro fracturas se pueden predecir utilizando las tecnologías de catodoluminiscencia en microscopio electrónico (SEM/CL).

²⁸ HERRERA, OTERO, Edwar H. Caracterización de la Intensidad de Fracturamiento en Intervalos Corazonados de las Formaciones Barco y Guadalupe en el Piedemonte de los Llanos Orientales. Colombia. Bucaramanga, Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander, 2005.

CAPITULO 3: CARACTERIZACIÓN DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

3.5. CARACTERIZACIÓN DINAMICA DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

La caracterización dinámica de yacimientos es clave para maximizar la producción, así como, incrementar el factor de recuperación de un yacimiento tomando en cuenta los datos de presión y producción de los pozos. Para que, al final podamos tener un modelo de simulación confiable de un adecuado modelado de las heterogeneidades presentes en el yacimiento.

La producción de la mayoría de los principales campos encontrados alrededor del mundo proviene de yacimientos vugulares naturalmente fracturados, los cuales están conformados usualmente por matriz, la red de fracturas y vúgulos.

El efecto de los vúgulos sobre la permeabilidad está directamente relacionado con la conectividad de los mismos. El cálculo de la permeabilidad y porosidad en la zona vugular obtenido de mediciones en núcleos, suele ser pesimista. Así mismo, algunos yacimientos fracturados muestran un comportamiento fractal el cual contiene fracturas con diferentes escalas, poca conectividad y una distribución espacial desordenada. Ambos tipos de yacimientos vugulares y con comportamiento fractal no pueden ser explicados a través del modelo convencional de doble porosidad.

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

- a. Control de Calidad de la Información.
- b. Sincronización de Datos de Presión y Producción.
- c. Corrección de Datos de Presión y Producción.
- d. Diagnóstico de Geometrías de Flujo.
- e. Estimación de Parámetros del Yacimiento.
- f. Cálculo de Volumen de Drene.
- g. Detección de Interferencia entre Pozos.
- h. Integración del Modelo de Flujo.

CAPITULO 3: CARACTERIZACIÓN DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

3.5.1. Caracterización dinámica mediante pruebas de presión

Los métodos presentados anteriormente para la determinación de la permeabilidad de las fracturas tienen relevancia a la hora de la toma de decisiones durante las etapas iniciales de la vida de un yacimiento naturalmente fracturado. Sin embargo, estos métodos tienden a amalgamar el sistema de fracturas y la matriz como un solo medio. En el mejor de los casos el comportamiento de producción se asume simplemente como la suma de los efectos de la matriz y las fracturas por separado.²⁹

De esta forma, se niega la existencia de dos medios con características marcadamente distintas, entre los cuales se da una interacción que puede beneficiar o perjudicar el comportamiento de producción del yacimiento al cual están vinculados.

Se asume que el resultado obtenido de la caracterización estática debe reproducir el comportamiento del yacimiento una vez que el modelo es llevado a una herramienta como los simuladores de yacimientos. Sin embargo, para validar el modelo y lograr el cotejo con el comportamiento de producción real, hacen falta los resultados que arroja la caracterización dinámica.

Una de las herramientas usadas para la caracterización dinámica son las pruebas de pozos.

En el caso de yacimientos naturalmente fracturados, las pruebas de pozos son indispensables para la determinación de la capacidad de flujo de las fracturas, un parámetro que domina el movimiento de hidrocarburos desde puntos lejanos del yacimiento hasta el pozo.

Sin embargo, el valor de la capacidad de flujo del sistema de fracturas no define completamente el flujo de fluidos dentro del yacimiento. Este parámetro solo define el flujo a través de las fracturas. Los modelos de interpretación de pruebas de pozos que se utilizan en la industria han adoptado como estándar la utilización de dos parámetros que explican la interacción entre la matriz y las fracturas, es decir, el componente que hace falta para definir completamente la dinámica de flujo monofásico a través del yacimiento.

Estos parámetros reciben el nombre de capacidad de almacenamiento y factor de flujo entre porosidades, y se identifican con las letras griegas ω y λ , respectivamente.

²⁹ Sánchez, B. J. L. y Cinco, L. H.: “Análisis de Pruebas de presión en Yacimientos Naturalmente Fracturados”, Rev. Ingeniería Petrolera, Abr. 7-18 de 1990.

CAPITULO 3: CARACTERIZACIÓN DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

La capacidad de almacenamiento (ω) es el cociente del almacenamiento en la porosidad secundaria con respecto al sistema total.

$$\omega = \frac{\phi_2 C_2}{\phi_1 C_1 + \phi_2 C_2} \quad \dots (1.29)$$

Un valor para ω cercano a uno implica la presencia en el yacimiento de una matriz de baja porosidad, y por lo tanto, el volumen de hidrocarburos producidos dependerá de la porosidad de las fracturas. Un valor bajo de ω indica que las fracturas tienen una capacidad para almacenar fluidos muy pobre, y su importancia radica en su funcionamiento como vía de escape de dichos fluidos hacia el pozo.

El factor de flujo (λ) entre porosidades está relacionado con la razón de permeabilidades de la matriz y las fracturas. Desde el punto de vista de producción, siempre se esperará encontrar un yacimiento con un valor alto de λ ($\approx 0,1$), ya que esto implicaría que la transferencia de fluidos desde la matriz hacia las fracturas se producirá a un ritmo más semejante a aquel con el cual las fracturas conducen el fluido hasta el pozo.

El factor de flujo entre porosidades se define de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$\lambda = \alpha \frac{K_m}{K_f} r_w^2 \quad \dots (1.30)$$

Donde

α factor que depende de la forma del bloque de matriz [ft²]

K_m permeabilidad de la matriz [mD]

K_f permeabilidad de la fractura [mD]

r_w radio del pozo [ft]

A pesar de que la matriz de un yacimiento fracturado posea un volumen de reservas que augure el éxito económico de su explotación, el factor de flujo de porosidades es quien define si se podrá tener acceso a estas reservas.

Un valor de λ excesivamente bajo ($\lambda = 10^{-9}$, por ejemplo) deja ver que existen dificultades para que se produzca la expulsión de los hidrocarburos desde el interior de la matriz hacia las fracturas. Varios factores pueden contribuir a que esto suceda.

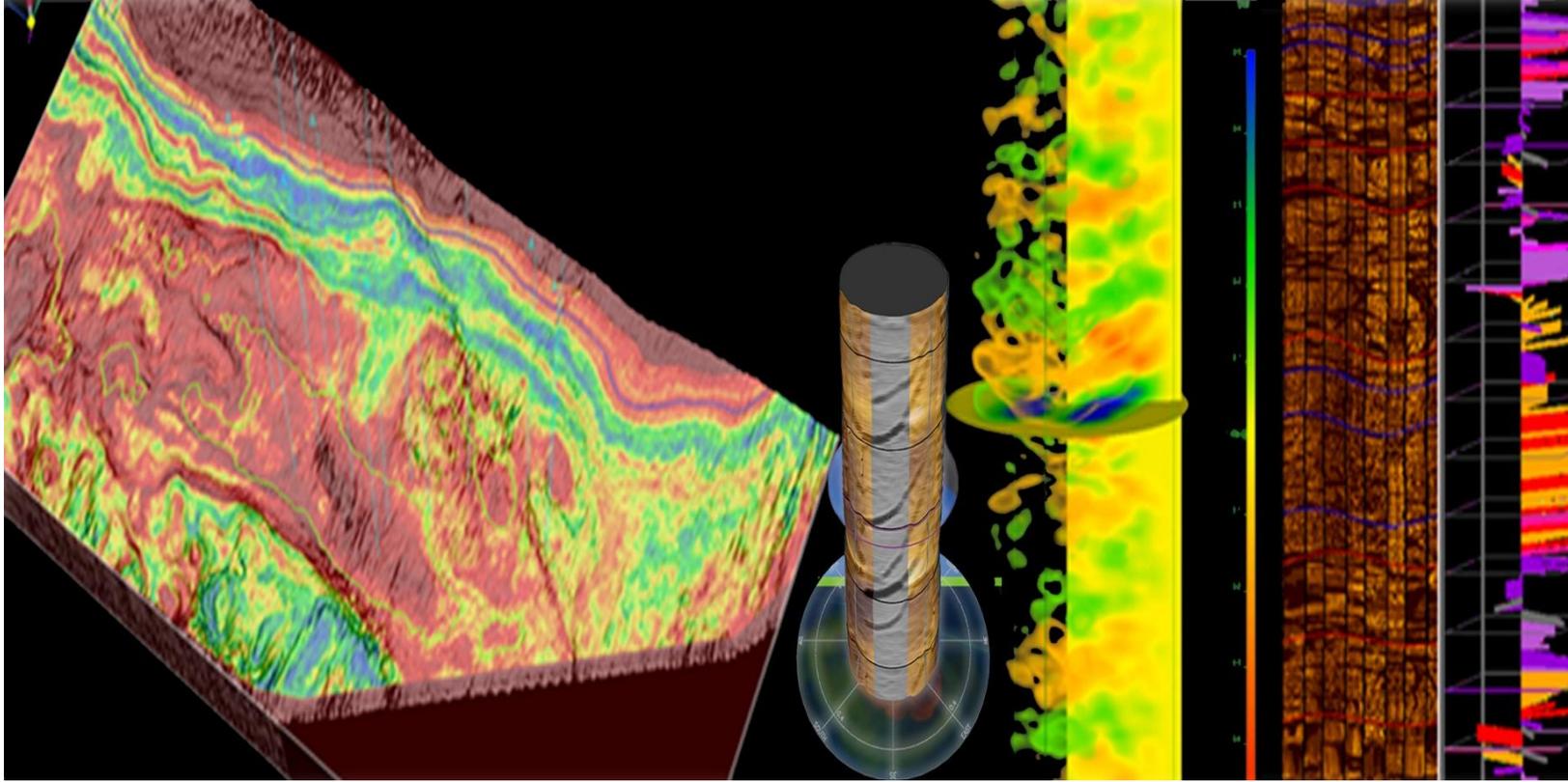
CAPITULO 3: CARACTERIZACIÓN DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

En primer lugar, si la permeabilidad de la matriz es muy baja, los fluidos se verán impedidos de fluir hacia las fracturas, por lo menos a una tasa que justifique la producción de un pozo y solo los fluidos contenidos en las fracturas se considerarán activos.

En segundo lugar, a medida que las dimensiones del bloque de matriz se hacen más grandes, es decir, cuando existe una baja intensidad de fracturamiento en el área de drenaje del pozo, el factor α se hará menor, ya que este es proporcional al número de sistemas de fracturas ortogonales e inversamente proporcional a una dimensión característica del bloque de matriz.

Desde el punto de vista físico esto significa que a medida que los bloques de matriz se hacen más grandes, existe un volumen mayor de fluidos que se encuentran alejados de las caras de la matriz y por lo tanto responden de forma menos “inmediata” a los disturbios que crea la producción en las fracturas.

Una vez conocidos los valores de estos parámetros es posible usar el modelo de simulación para validar el modelo estático, y refinar aquellos aspectos sobre los cuales existe incertidumbre. Una vez terminado este proceso se contará con una herramienta que permitirá hacer predicciones sobre el comportamiento de producción del yacimiento con menor grado de incertidumbre, de acuerdo a los esquemas de explotación que se consideren más apropiados.



CAPÍTULO 4

APLICACIÓN DE REGISTROS DE ECHADOS E IMÁGENES

CAPÍTULO 4: APLICACIÓN DE REGISTROS DE ECHADOS E IMÁGENES

4.1. ANTECEDENTES DE LOS REGISTROS DE ECHADOS Y DE IMÁGENES

El objetivo de este capítulo es describir brevemente la aplicación e interpretación de los registros de imagen dentro de la industria petrolera, y que siguiendo la metodología aplicada para los yacimientos naturalmente fracturados constituyen un elemento importante para la caracterización de los yacimientos.

4.1.1. Evolución de los Registros

Las primeras tecnologías que permitieron realizar mediciones indirectas de los detalles estructurales, aparecieron comercialmente en los años 50, específicamente se le conocía con el nombre de fotoclinómetro, herramienta que permitía conocer la trayectoria del pozo perforado utilizando un sistema mecánico y óptico, donde un péndulo colgado sobre una escala circular era fotografiado a intervalos regulares (**Figura 4**). Esta información permitía conocer por cada cierto segmento del pozo recorrido por la herramienta, la desviación del pozo en ese punto.³⁰

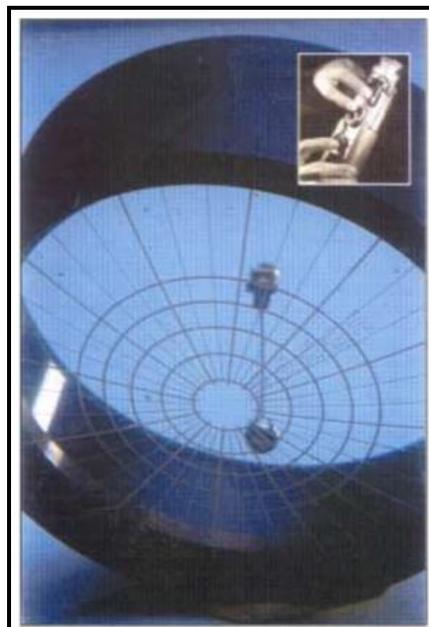


Figura 4. Imagen de un fotoclinómetro.

³⁰ 65 Aniversario de los registros eléctricos en México”. Tabasco. Octubre 2001.

CAPÍTULO 4: APLICACIÓN DE REGISTROS DE ECHADOS E IMÁGENES

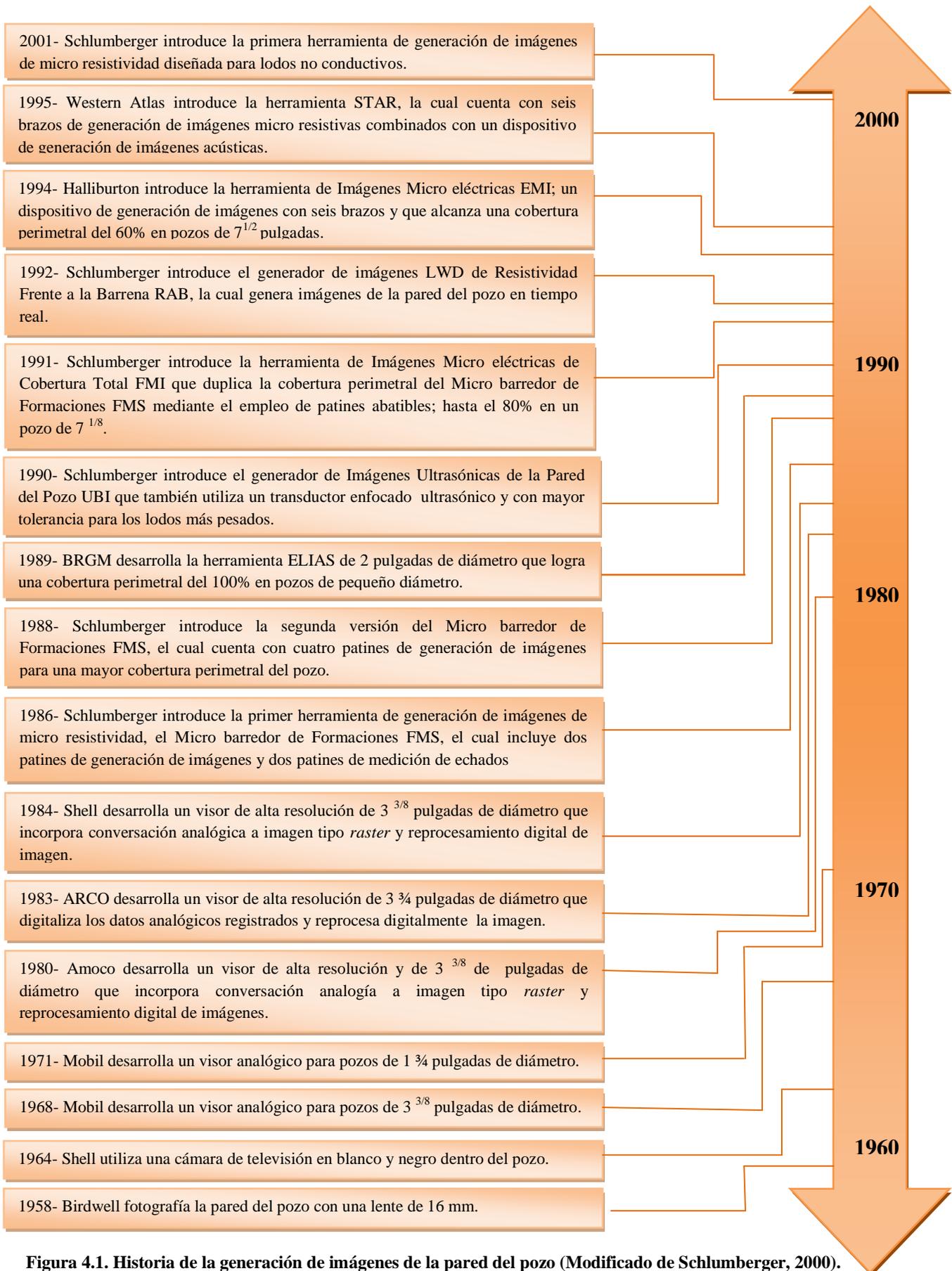


Figura 4.1. Historia de la generación de imágenes de la pared del pozo (Modificado de Schlumberger, 2000).

CAPÍTULO 4: APLICACIÓN DE REGISTROS DE ECHADOS E IMÁGENES

4.2. REGISTROS DE ECHADOS

Los registros de medición de echados nacieron por la necesidad que existía de poder contar con herramientas que permitieran realizar mediciones continuas de los echados de las formaciones a profundidad, así como también la dirección del echado de éstas (también denominado como su azimut), tomando como referencia el norte magnético y el norte geográfico de él echado de los planos que son cortados por el pozo. Estos planos pueden ser bien límites entre capas, fracturas, fallas ya sean abiertas o cerradas, una superficie erosionada o bien estilolitas en las formaciones rocosas. Pueden ser además planares o corresponder a superficies cóncavas o convexas que se intersectan con el agujero.

El principio de medición que rige a las herramientas de medición de echados se centra en poder estar constituidas de 3 electrodos montados en patines dentro de un plano perpendicular al eje de las herramientas (siendo 3 el número mínimo de puntos o electrodos necesarios para poder definir una superficie planar) y los cuales se encuentran situados a 120° uno respecto al otro (para las herramientas de 3 brazos) o bien a 90° (para las herramientas de 4 brazos como la HDT y SHDT) entre ellos. Lo más común es que se realicen las mediciones por medio de herramientas que cuentan con 4 brazos y sus respectivos patines, aunque también existen otras herramientas que utilizan hasta 6 brazos obteniéndose con ello mucha más información de las condiciones geológicas en el pozo a diferencia de aquellas que solo cuentan con 4 brazos. Esto permite que se mejoren considerablemente las mediciones incluso en agujeros ovalizados.

4.3. REGISTROS DE IMÁGENES

Los registros de imagen permiten una observación continua y detallada de las variaciones, tanto laterales como verticales de la formación, estas herramientas miden propiedades físicas de las paredes del pozo como la conductividad eléctrica, el tiempo de viaje sónico (es usado para establecer la morfología del pozo) más la reflectancia acústica (es usada para las características geológicas del yacimiento). Con esta herramienta realmente se pudo ver la formación en el interior del pozo; procesando las corrientes eléctricas registradas por microelectrodos se obtienen las imágenes con colores de los 360° de la pared del pozo, las cuales lucen como fotografías de núcleos.

CAPÍTULO 4: APLICACIÓN DE REGISTROS DE ECHADOS E IMÁGENES

4.3.1. Tipos de Registros de Imágenes

Actualmente son 2 las principales variaciones que existen en la adquisición de imágenes de fondo de pozo por medio de herramientas de registros. Cada una opera con principios de medición muy distintos una de la otra sin embargo, a ambas se les podría considerar como la evolución de las herramientas de medición de echados.

El primer tipo lo constituyen aquellas herramientas que funcionan bajo principios acústicos generándose imágenes acústicas de altas frecuencias de las formaciones.

El segundo tipo de herramientas de imágenes, las constituyen aquellas que utilizan como principio de medición, los mismos principios eléctricos con los cuales funcionan las herramientas de echados, pero con la gran variante de que en éstas se obtienen muchas más lecturas resistivas por metro de formación (hasta 192 mediciones en la FMI), permitiendo que se puedan generar en consecuencia, imágenes eléctricas correspondientes a la respuesta de las formaciones que se encuentre enfrente de ellas.

Compañía	Acrónimo	Nombre	Descripción
Schlumberger (1986 y 1988)	FMS	Herramienta de generación de imágenes microelèctricas de las formaciones.	Consta de 2 brazos o bien de 4 brazos con patines (la versión actual) y 54 o 64 electrodos dependiendo la versión.
Schlumberger (1991)	FMI	Herramienta de generación de imágenes microelèctricas de cobertura total de las formaciones.	Consta de 4 brazos con 4 patines y 192 electrodos en total.
Halliburton (1994)	EMI	Microimagenes Eléctricas de las formaciones.	Consta de 6 brazos con patines independientes y 150 electrodos en total.
Western Atlas (1995)	STAR	Herramienta de generación de imágenes acústicas y resistivas simultaneas de fondo de pozo.	Consta de 6 brazos con patines independientes y 144 electrodos en total.
Schlumberger	OBMI	Herramienta de generación de imágenes microelèctricas en lodo base aceite.	Consta de 4 brazos con 4 patines y 20 sensores o electrodos en total.

Tabla 4. Principales Herramientas de Imágenes Eléctricas (Rider, 2000).

CAPÍTULO 4: APLICACIÓN DE REGISTROS DE ECHADOS E IMÁGENES

Compañía	Acrónimo	Nombre	Descripción
Mobil (1968)	BHTV	Imágenes televisivas de fondo de pozo.	3 revoluciones por segundo 485 muestreos por las 3 revoluciones
Western Atlas	CBIL	Herramienta de generación de imágenes circunferenciales de fondo de pozo.	6 revoluciones por segundo 250 muestreos por revolución
Schlumberger (1995)	UBI	Herramienta de adquisición de imágenes ultrasónicas de fondo de pozo.	7.5 revoluciones por segundo 180 muestreos por revolución
Halliburton (1995)	CAST	Herramienta de generación de imágenes acústicas circunferenciales.	12 revoluciones por segundo 200 muestreos por revolución
BPB	AST	Herramienta de generación de imágenes acústicas.	4 revoluciones por segundo 200 muestreos por revolución

Tabla 4.1. Principales Herramientas de Imágenes Acústicas (Rider, 2000).

4.3.1.1. Registros Acústicos

Los registros acústicos de imagen proporcionan información de la pared del hueco y permiten la descripción de varias propiedades del yacimiento por medio de la identificación de características estratigráficas, intervalos de fractura, orientación de las mismas, cambios en la porosidad de la roca, litofacies, estratos delgados, análisis estructural y orientación de esfuerzos locales en sitio.³¹

Durante el procesamiento de los registros acústicos de imagen acústica y otra del tiempo de viaje calibrado. La amplitud es usada para la interpretación de características geológicas y del yacimiento y el tiempo de viaje es usado para establecer la morfología del hueco, y como datos necesarios junto a los datos de orientación para calcular los buzamientos de las capas y fracturas.

³¹ Ramírez Jiménez, Honorio. "Tecnología de los registros de imágenes de pared de pozo". Diplomado de Registros Geofísicos del IMP. 2002.

CAPÍTULO 4: APLICACIÓN DE REGISTROS DE ECHADOS E IMÁGENES

La amplitud acústica o reflectancia, la cual es convertida en una imagen de contrastes de colores, Puede ser usada en muchos casos como indicador de litología, las zonas de grandes reflectancias acústicas (amplitudes grandes), tales como arenas y calizas de baja porosidad, al igual que fracturas llenas de calcita, son presentadas con tonos claros. Por su parte, las zonas de baja reflectancia (amplitudes bajas), tales como las areniscas porosas, las dolomitas porosas (sean de tipo intercrystalina o vugular) y las fracturas abiertas, son presentadas en colores oscuros.

El tiempo de viaje es usado como un caliper de 360° de ayuda en la determinación del tipo de fracturas si son abiertas, cerradas o parcialmente selladas. Los colores claros indican tiempos de viaje más cortos, y los más oscuros representan pérdida de señal, frecuentemente asociados con ensanchamientos del hueco, lavados y fracturas abiertas.

En general los instrumentos poseen un transductor acústico de alta resolución que genera pulsos ultrasónicos que se reflejan en la pared del pozo, y que se registran como un patrón de reflectancias acústicas de la pared del pozo. El transductor es a la vez transmisor y receptor, el cual puede ser cambiado electrónicamente para la adquisición en varios diámetros del hueco. La selección del tamaño del transductor puede ser optimizado para que se ajuste al tiempo de viaje de la onda en el fluido de perforación.

Los registros de imagen acústicos permiten la operación en una gran variedad de fluidos, incluyendo lodos base aceite. Los lodos más pesados, sin embargo, pueden disminuir drásticamente la señal acústica, especialmente si el hueco se ensancha. Excluidores de lodo especiales pueden ser usados para reducir este efecto en la señal producida por tales lodos.

4.3.1.2 Registros Resistivos

Debido a la creciente demanda de combustibles fósiles, la exploración y el desarrollo de yacimientos de hidrocarburos convencionales y no convencionales están creciendo alrededor del mundo. Sin importar el tipo de yacimiento o de hidrocarburo, la necesidad de tener una evaluación detallada del yacimiento está llegando a ser cada vez más importante en fin de comprender y maximizar la producción de estos yacimientos. Además de las herramientas de evaluación como la sísmica, evaluación de núcleos y recortes, registros de lodo, registros básicos en hueco abierto, y pruebas de la formación, el rol de las imágenes de microresistividad se está expandiendo y provee de información crítica para los geólogos e ingenieros igualmente.

CAPÍTULO 4: APLICACIÓN DE REGISTROS DE ECHADOS E IMÁGENES

Numerosos ejemplos en los cuales las imágenes de microresistividad han dado grandes beneficios para el entendimiento y el desarrollo de yacimientos incluyen:

- 1) La identificación y caracterización de fracturas en yacimientos de gas profundos y no convencionales
- 2) La identificación de intercalaciones de gas en yacimientos no convencionales de baja permeabilidad
- 3) La identificación de esfuerzos característicos in-situ que resultan cuando se perforan pozos poco profundos o bajo balance.

- 4) Aplicaciones en yacimientos de turbiditas cuando las estimaciones exactas de la proporción de las unidades de arenas finas en la secuencia es vital.
- 5) La caracterización de las fracciones de porosidad secundaria en yacimientos de carbonatos vulgares y fracturados.

En general las aplicaciones listadas arriba son también caracterizadas por su alto costo de exploración y desarrollo. A pesar de las recientes mejoras en perforaciones profundas, exploración y técnicas de extracción (las cuales han mejorado el manejo económico de muchos yacimientos), la necesidad de entender estos yacimientos en extremo detalle puede ser la diferencia entre un prospecto económico no económico. Por lo tanto una alta resolución en las imágenes resistivas puede jugar un rol crítico en el sucesivo desarrollo de estos yacimientos.

4.4. HERRAMIENTAS DE REGISTROS DE IMÁGENES

Las herramientas de imágenes constan de 4 brazos ortogonales, cada uno con un patín con electrodos que se pasan pegados a la pared del pozo con los que se registran curvas de microresistividad, las cuales son procesadas y transformadas en imágenes microelèctricas.

La orientación de la herramienta está controlada por un acelerómetro y un magnetómetro triaxiales; con la información de estos se determina la posición exacta de la herramienta en el espacio, por tanto la de los rasgos geológicos que ésta detecta.

Cada .2 pulgadas de movimiento de cable, se obtiene un valor de microresistividad de cada uno de los electrodos, dándole a las curvas resultantes, una gran resolución vertical, que junto a una amplia cobertura perimetral (dependiendo del diámetro del pozo) proporciona imágenes o mapas de resistividad de la pared del pozo, de buena nitidez y continuidad, en las cuales son evidentes una gran cantidad de características texturales y estructurales de las rocas registradas.

CAPÍTULO 4: APLICACIÓN DE REGISTROS DE ECHADOS E IMÁGENES

Para leer las imágenes se establece un código de colores, que indica con tonos claros alta resistividad y tonos oscuros baja resistividad. Las bajas resistividades pueden estar relacionadas con minerales conductores de la electricidad como las arcillas, pirita y también por la presencia de filtrado de lodo no resistivo en las fracturas, cavidades de disolución o en cualquier tipo de espacio poroso, oscureciendo la imagen; mientras que las altas resistividades (colores claros) están dados fundamentalmente por las rocas duras. Por esta razón al leer un registro de imágenes es necesario tener bien clara la litología, así como los elementos de los restantes registros corridos a hueco abierto.

Los echados de los elementos geológicos planares como: la estratificación, fracturamiento, fallamiento, discontinuidades sedimentológicas (discordancias, estilolitas, etc.) que son los más importantes, se observan en las imágenes como sinusoides.

Los estudios de las imágenes de pozos tienen gran importancia desde el punto de vista geológico y son de gran utilidad en los estudios de prospección de hidrocarburos:

- Proporcionan una metodología para el análisis estructural (determinación de fallas, sistemas de fracturas, etc.)
- Caracterización de cuerpos sedimentarios (capas delgadas, laminaciones, tipo de estratificación, etc.)
- Posee sensores de alta resolución que permiten resaltar la textura de las rocas.
- Permite realizar una evaluación de la porosidad secundaria (Fracturamiento, barreras impermeables, disolución, entre otras)
- Sienta las bases para el establecimiento de estudios sedimentológicos.

4.4.1. Herramienta de Microresistividad (FMI)

Consiste de 4 patines con 4 aletas y en cada uno de estos 8 patines se han colocado 2 filas de 12 electrodos, haciendo un total de 192 curvas de resistividad, obteniéndose una cobertura lateral de 180% de la pared del agujero en un diámetro de pozo de 8.5" (**Figura 4.2**).

CAPÍTULO 4: APLICACIÓN DE REGISTROS DE ECHADOS E IMÁGENES



Figura 4.2 Presentación de la herramienta FMI (Compañía Schlumberger, 2001).

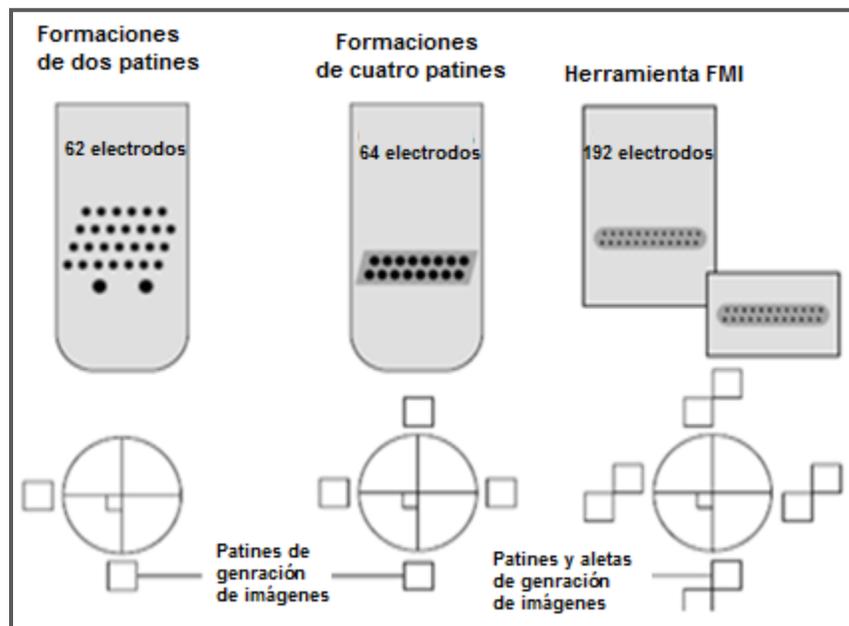


Figura 4.3 Evaluación de la herramienta de imágenes eléctricas de pared de pozo (Modificado de Schlumberger, 2002).

Como resultado de la anterior información adquirida por la herramienta FMI, se obtiene una imagen con la cual se puede interpretar la textura, la estratificación y hasta poder inferir el tipo de roca, la cual puede ser utilizada para análisis sedimentológicos, reconocimiento de facies y finalmente la zonificación y delimitación de yacimientos .

CAPÍTULO 4: APLICACIÓN DE REGISTROS DE ECHADOS E IMÁGENES

4.4.1.1. Partes de la Herramienta

El FMI está constituido por diversos instrumentos de medición que son los que permiten obtener la información que se necesita de las paredes del pozo y así poder visualizar las imágenes en el registro (Figura 4.4).

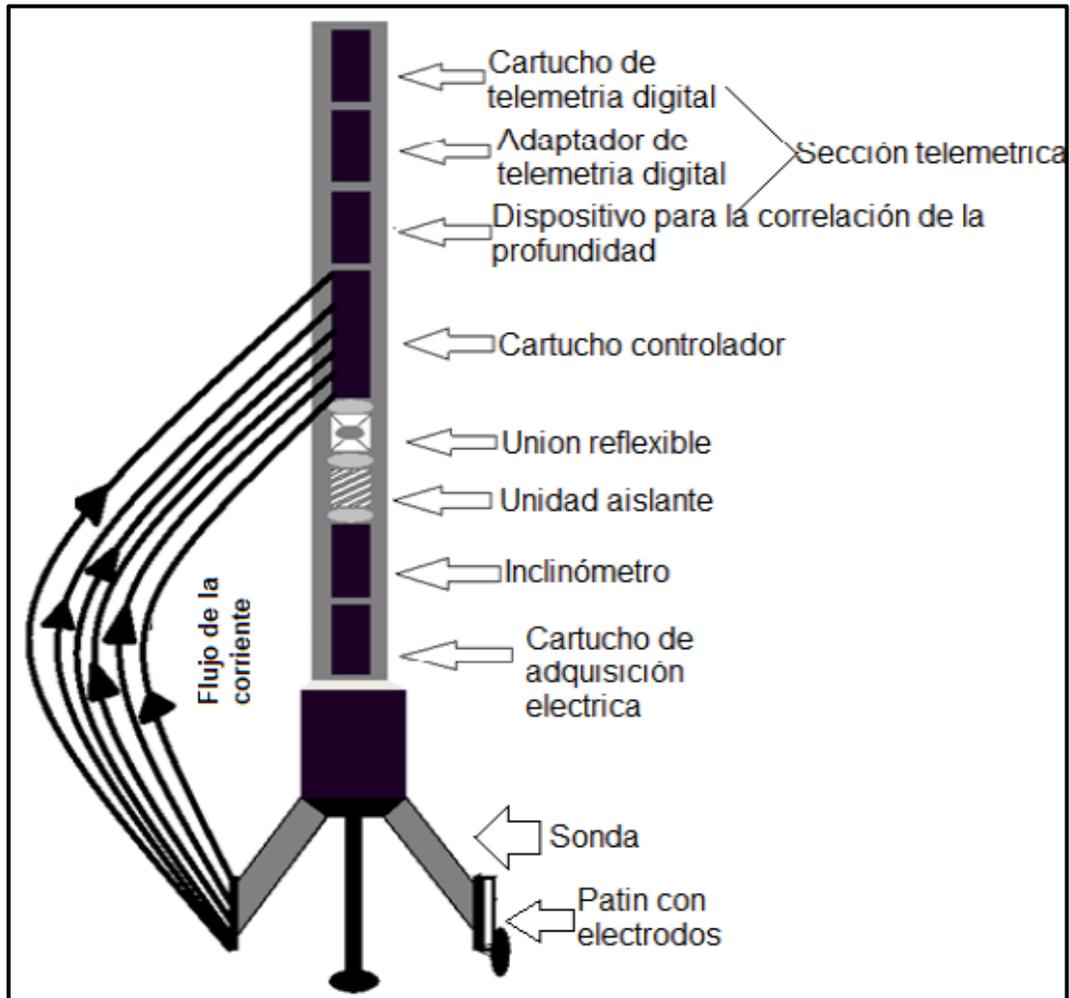


Figura 4.4 Partes de la Herramienta FMI (modificado de Mancera y Domínguez. 1999)

A continuación se describen las partes por las que se constituye la herramienta FMI.

CAPÍTULO 4: APLICACIÓN DE REGISTROS DE ECHADOS E IMÁGENES

1) Sección Telemétrica

- a. Esta sección proporciona los datos a la superficie a través del cable de registro en una proporción de 200 kbit/seg.

2) Cartucho Controlador

- a. En esta sección se realiza el retorno de la corriente eléctrica emitida por los electrodos de los patines.

3) Aislante

- a. Mantiene aislada la sonda del cartucho controlador, lo que permite que la corriente eléctrica fluya dentro de la formación desde los patines hasta el cartucho controlador.

4) Inclinómetro

- a. Orienta la sonda dentro del pozo para que este centrada con una exactitud de 2° horizontal y .2° de desviación.
- b. Contiene dos dispositivos; un acelerómetro: que indica en tres coordenadas (x,y,z) la aceleración de la herramienta lo que proporciona la velocidad real y por tanto la posición verdadera de la herramienta a profundidad; un magnetómetro que señala en 3 componentes la orientación de la herramienta con respecto al campo magnético terrestre.

5) Cartucho de adquisición Eléctrica.

- a. Tiene varias funciones:
- b. -Quitar de los datos la corriente provocada por el SP (potencial espontaneo) o por la fricción de la herramienta con la pared del pozo.
- c. -Digitalización primaria en la cadena del procesamiento para hacer a los datos inmunes al ruido
- d. -Filtrado de las señales para eliminar el ruido
- e. -configuración y descripción de los brazos y patines (Domínguez, 1999)

6) Brazos

- a. Cada brazo se autocentraliza dentro del pozo por medio de un gato hidráulico, el cual le da la fuerza suficiente a los patines para que estos se mantengan pegados a la pared del pozo durante el registro (**Figura 4.5**).
- b. Cuando se baja la herramienta al pozo lo hace con los brazos cerrados hasta cierta profundidad en donde los brazos son abiertos comenzando a hacer la toma del registro de abajo hacia arriba, de esta manera se obtiene la geometría del pozo con dos diámetros uno por cada dos brazos (Domínguez, 1999).

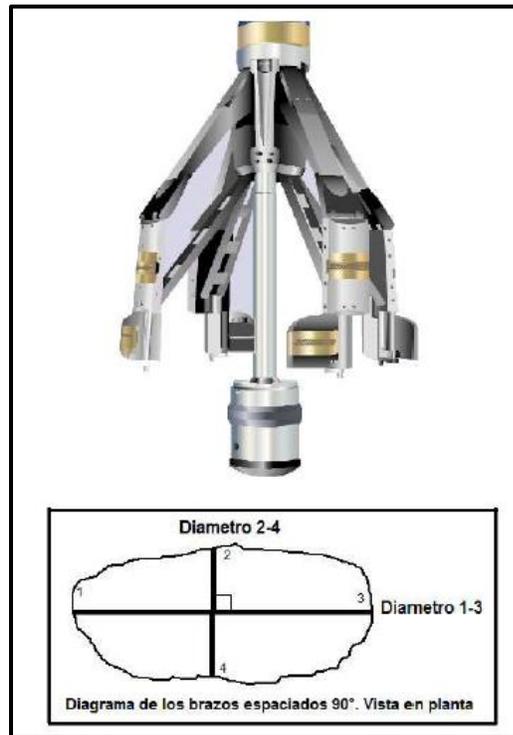


Figura 4.5 La herramienta FMI cuenta con 4 brazos espaciados 90° los cuales centralizan la sonda y sostienen a los patines (Modificado de Domínguez, 1999 y Schlumberger, abril 2002)

7) Patines

- a. Cada brazo está constituido por dos patines cada uno, cocidos como pad (patín) y flap (alerón) conteniendo en cada elemento 24 electrodos dando un total de 192 electrodos en los 4 brazos.
- b. El diseño de patines en el FMI permite una mayor y mejorada cobertura horizontal del pozo

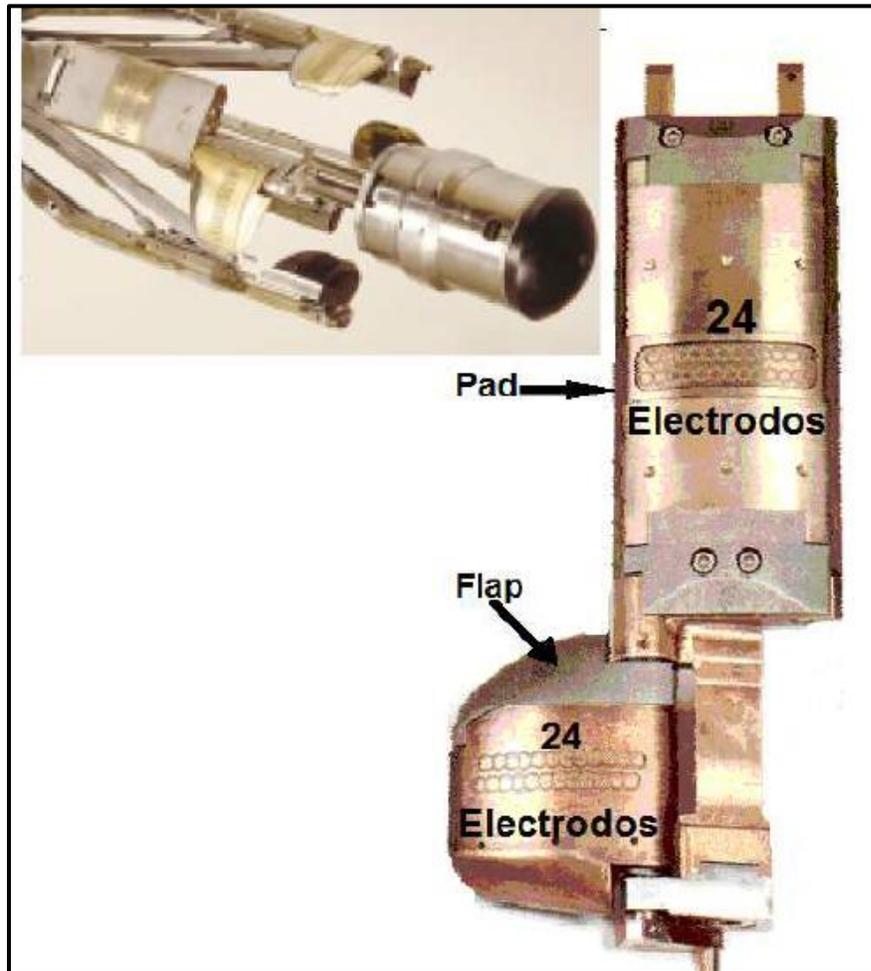


Figura 4.6 disposición de los patines en cada brazo y el arreglo de los electrodos (modificado de Schlumberger, documento inédito y Schlumberger, abril 2002)

8) Electrodos

- a. La forma de los electrodos es circular, están cubiertos por un aislante concéntrico teniendo un diámetro de 5mm lo que le permite a la herramienta tener una mejor resolución vertical de .2 in; una característica de los electrodos es que a menor diámetro se obtiene una mayor resolución vertical (Domínguez, 1999).

CAPÍTULO 4: APLICACIÓN DE REGISTROS DE ECHADOS E IMÁGENES

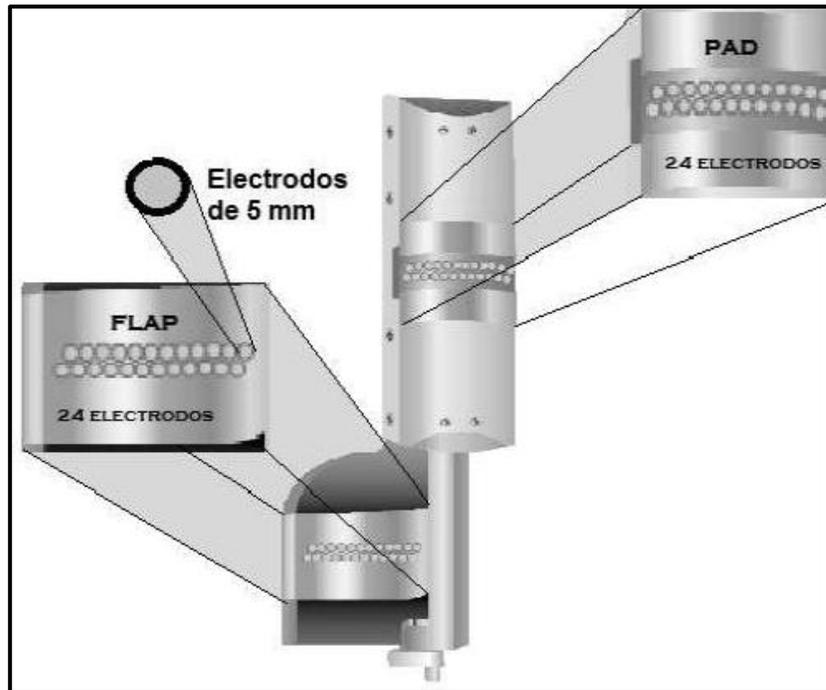


Figura 4.7 Disposición de los electrodos dentro de los patines (Modificado de Schlumberger, abril 2002)

Especificaciones de Medición	Herramienta FMI
Resultado	Echado de la formación e imágenes del pozo
Velocidad de Registro	Modo de imagen 1800 ft/h [549 m/h] Cálculo de echado 3600 ft/h [1097 m/h]
Rango de Medición	Frecuencia de muestreo 1 in [25cm] Cobertura de perforación 80% en 8 in [20.32 cm]
Resolución Vertical	Resolución espacial .2 in [51 cm] Resolución vertical .2 in [51 cm]
Precisión	Caliper $\pm .2$ in [± 51 cm] Desviación $\pm .2^\circ$ Azimut $\pm 2^\circ$
Profundidad de Investigación	1 in (2.54cm)
Tipo de Lodo o Limitaciones de Peso	Lodo base agua: [Max. Resistividad 50 ohm/m]
Aplicaciones Especiales	Pozos horizontales

Tabla 4.2. Especificaciones de Medición ((Modificado de Schlumberger, 2002).

CAPÍTULO 4: APLICACIÓN DE REGISTROS DE ECHADOS E IMÁGENES

Especificaciones Mecánicas	Herramienta FMI
Temperatura Máxima	350°F [177 °C]
Presión Máxima	20000 psi[138 MPa]
Tamaño Máximo de Perforación del Pozo	21 in [53.34 cm]
Tamaño Mínimo de Perforación del Pozo	5 7/8 in [14.92 cm]
Diámetro exterior	5 in [12.70 cm]
Longitud	24.42 ft (7.44 m)
Peso	433.7 lbm [197 kg]
Tensión	12000 lbf [53380 N]
Compresión	8000 lbf [35580 N]

Tabla 4.3.Especificaciones Mecánicas (Modificado de Schlumberger, 2002).

4.4.1.2. Modo de Operación

El FMI opera de 3 formas dependiendo el uso que se le dé, puede operar en agujero completo, cuatro patines y medición de echados (Domínguez, 1999).

- a. Agujero completo: en esta modalidad la herramienta utiliza los 192 electrodos para obtener la imagen del pozo así como rumbo y echado de los planos.
- b. Cuatro patines: en esta modalidad solo se hace uso de los electrodos en los pads teniendo los mismo resultados que en agujero completo solo que con una menor cobertura de pozo (la mitad); esta modalidad es útil cuando se requiere una mayor velocidad en la toma del registro teniendo costos más bajos cuando la formación geológica es conocida y requiere de menor detalle de la impresión.
- c. Medición de Echados: en esta modalidad solo se usan dos electrodos por pad para obtener la información de echados y planos en la formación prescindiendo de las imágenes.

CAPÍTULO 4: APLICACIÓN DE REGISTROS DE ECHADOS E IMÁGENES

Modo de operación	Numero de sensores	Cobertura en pozos de 8 ½ in	Velocidad máxima del registro
Agujero Completo	192	80%	1800 ft/h
Cuatro Patines	96	40%	3600 ft/h
Medición de Echados	8	-	5400 ft/h

Tabla 4.4 Modo de Operación del FMI (Domínguez, 1999)

4.4.1.3. Principios de Interpretación

El reconocimiento y la interpretación de los acontecimientos geológicos es el principal objetivo de los registros de imágenes de pared de pozo.³²

Las características geológicas importantes observables son:

1. **Interpretación Estructural:** La interpretación estructural incluye la determinación del echado estructural, reconocimiento de discordancias y el análisis de fracturas y fallas.
2. **Fracturas:** Las fracturas abiertas son muy importantes para la productividad en depósitos de areniscas y carbonatos.

Hay tres factores que afectan a las imágenes eléctricas y deben ser considerados antes de realizar una interpretación:

- 1) Resistividad del lodo a temperatura de formación (R_m)
- 2) Resistividad de la zona lavada (R_{xo})
- 3) Geometría de la fractura.

³² Rider Malcolm. (2000). "The Geological Interpretation of Well Logs Second Edition". Scotland.

CAPÍTULO 4: APLICACIÓN DE REGISTROS DE ECHADOS E IMÁGENES

La caracterización de los sistemas de fractura a partir de imágenes eléctricas incluye:

1) Identificación del tipo de fractura.

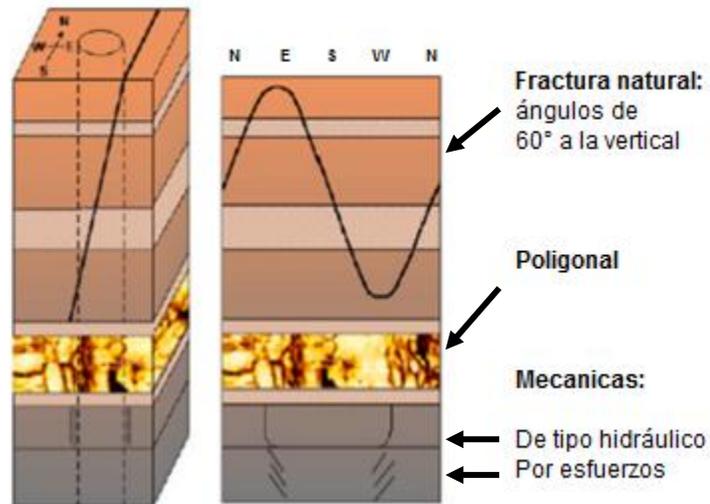


Figura 4.8. Representación de los tipos de fracturas (Modificado de Compañía Schlumberger, 2002).

2) Morfología de la fractura

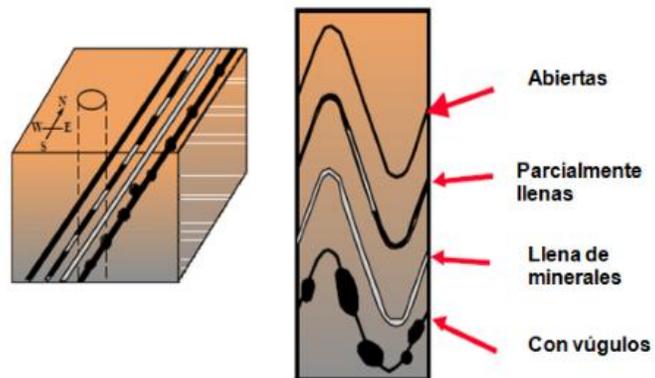


Figura 4.9. Representación de la morfología de la fractura (Modificado de Compañía Schlumberger, 2002).

CAPÍTULO 4: APLICACIÓN DE REGISTROS DE ECHADOS E IMÁGENES

3) Fracturas Naturales

Con permeabilidades extremadamente altas y buena extensión lateral, las fracturas naturales pueden drenar acumulaciones de hidrocarburos que de otra manera serían no comerciales. Las fracturas naturalmente abiertas pueden producir problemas de circulación y pérdida de fluidos de perforación.

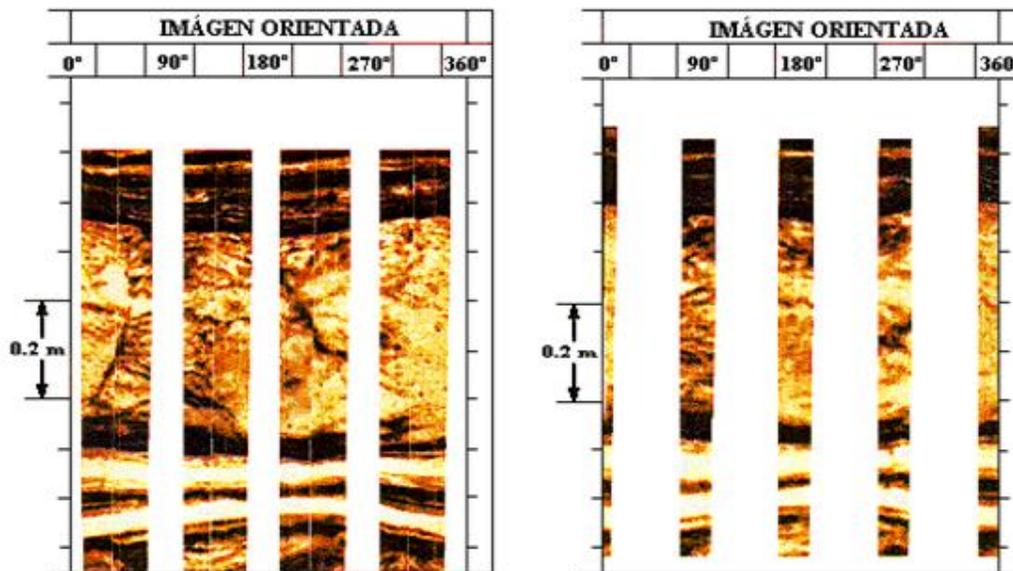


Figura 4.10. Presentación de intervalo fracturado en el registro FMI (Schlumberger, 2002).

4) Fallas

En el análisis de las imágenes FMI se podrá apreciar la deformación de las capas en las cercanías del plano de la falla, sirviendo esto para definir el tipo de falla del que se trate, así como la identificación del plano de la falla, atravesando la imagen de lado a lado.

5) Cavidades de Disolución

El gran cubrimiento perimetral de la herramienta FMI, permite una buena visualización de las cavidades de disolución (Figura 4.11).

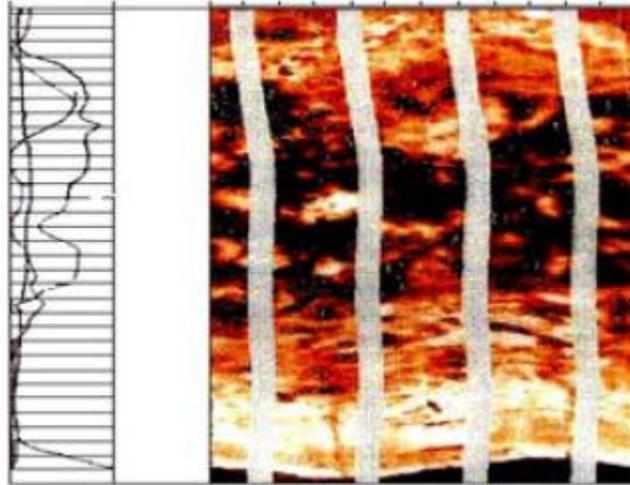


Figura 4.11. Cavidades de disolución pequeña y grande en el registro FMI (Schlumberger, 2002).

6) Dolomitización y descripción de núcleos

La falta de planos de estratificación se debe a una fuerte dolomitización de la roca. La existencia de núcleos puede ser necesaria para una confirmación y diferenciación entre porosidad móldica y porosidad vulgar; sin embargo la forma de la porosidad móldica es usualmente más coherente. El tamaño de los poros individuales depende del tipo y tamaño del objeto original que formo el molde (**Figura 4.12**).

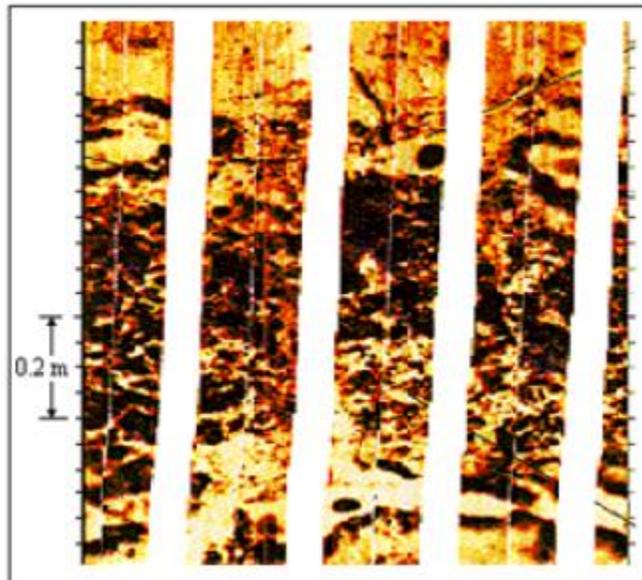


Figura 4.12. Porosidad debida a dolomitización en el registro FMI (Schlumberger, 2002).

CAPÍTULO 4: APLICACIÓN DE REGISTROS DE ECHADOS E IMÁGENES

7) Estilolitas

Las estilolitas usualmente aparecen en las imágenes como líneas rectas u onduladas conductivas, con abruptos y erráticos desplazamientos verticales cortos e indican una fuerte solución y compactación (**Figura 4.13**). Las estilolitas Constituyen barreras para el flujo perpendicular. Sin embargo, aquí podría haber un drenaje paralelo a la estilolita. Los horizontes productores, con numerosas estilolitas, requieren terminaciones especiales.

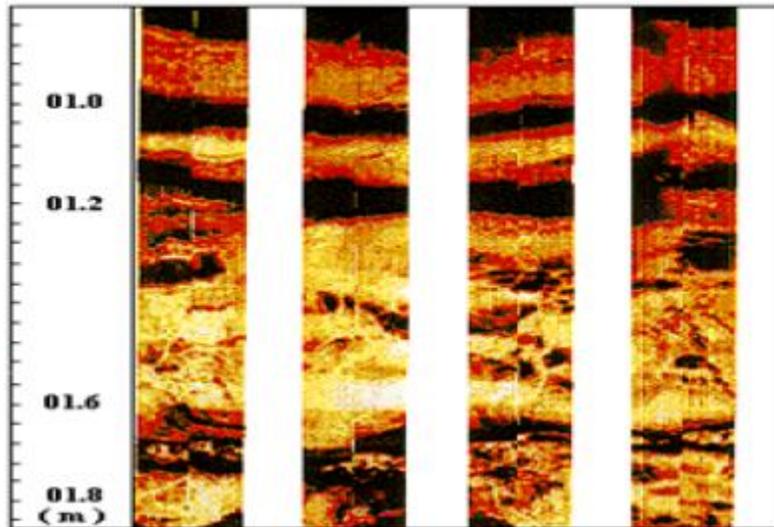


Figura 4.13. Presencia de estilolitas en el registro de imágenes eléctricas de pared de pozo (Schlumberger, 2002).

Ventajas

- a) Obtención de una imagen eléctrica de alta resolución
- b) Análisis estructural
- c) Caracterización de cuerpos sedimentarios
- d) Análisis de capas delgadas
- e) Identificación y caracterización de fracturas
- f) Evaluación de porosidad secundaria
- g) Correlación de profundidad, orientación y substitucion de núcleos.
- h) Imagen resistiva cualitativa
- i) Análisis textural
- j) Caracterización de yacimientos

CAPÍTULO 4: APLICACIÓN DE REGISTROS DE ECHADOS E IMÁGENES

Desventajas

- a) Teóricamente trabaja con lodos base agua y con resistividades menores a 50 ohm-m.
- b) Para imágenes de buena calidad, el contraste de resistividad entre la formación y el lodo de perforación debe ser menor a 20000ohm-m.
- c) La velocidad máxima de registro a 1800 pies/hr.
- d) Afectados por lodos saturados de sal (R_m menor a .05 ohms-m).
- e) La degradación de la imagen es significativa cuando el standoff es mayor a 5mm.
- f) Si el espesor de la capa disminuye, la profundidad de investigación se vuelve más somera
- g) En agujeros grandes: llega menos corriente a los microelectrodos y también menos corriente viaja a través de la formación.

4.5. HERRAMIENTA DE REGISTRO SONICO DIPOLAR (DSI)

Las herramientas acústicas dipolares fueron creadas para medir los tiempos de transito de la onda de corte en formaciones de poca rigidez. Estas herramientas utilizan emisores direccionales en forma de pistones que crean un aumento de presión en un lado del pozo y una disminución de presión en el otro lado. Este cambio de presión causa una perturbación de tipo dipolar (por ello su nombre), la cual crea una pequeña flexión de las paredes del hoyo. Esta pequeña flexión se propaga como una onda flexural que es dispersiva, ya que a bajas frecuencias tiene la misma velocidad de la onda de corte y a frecuencias más altas tiene valores de velocidad mayores.

Las herramientas dipolares pueden medir estas ondas flexurales hasta en las formaciones menos rígidas y por lo tanto su uso en este tipo de formación se hace obligatorio.

La herramienta sónica es clave en la evaluación de pozos. Se utiliza para la evaluación de gas, aceite en formación y sus propiedades mecánicas para el diseño, evaluación de terminación de pozo.

La herramienta DSI está constituida por un cartucho de telemetría, además de que es combinable con las herramientas de neutrón, rayos gamma y litodensidad para tener un mejor análisis de la formación. Además la herramienta tiene 6 modos de operación, los cuales pueden ser utilizados individualmente o en combinación.

4.5.1. Partes de la Herramienta

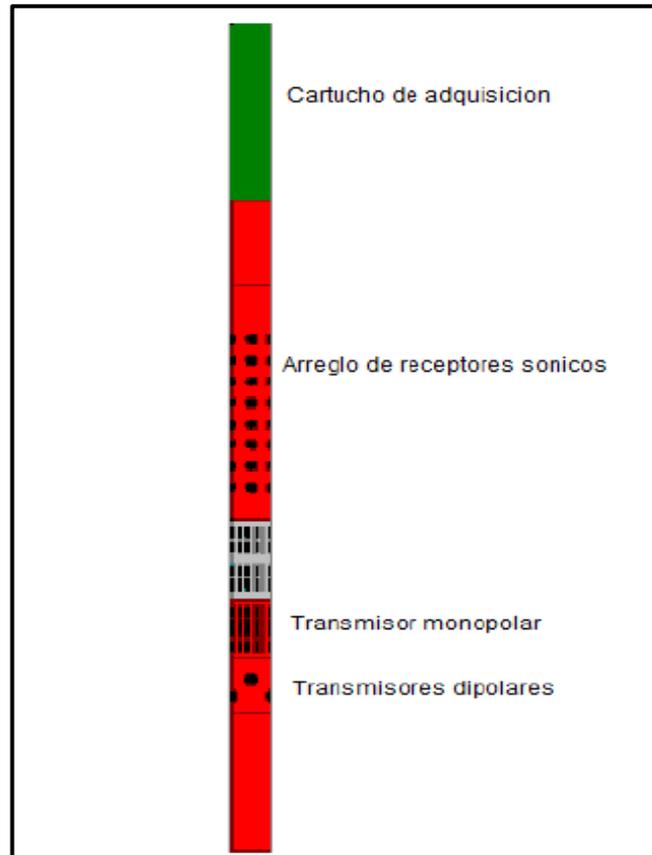


Figura 4.14 Elementos de la Herramienta DSI

En la **Figura 4.14** se representa los elementos de la herramienta DSI, la cual está constituida por cartucho de telemetría, adquisición de datos, la sonda está conformada por un sistema de transmisores monopolar-dipolar, el de recepción por un grupo de 8 sensores.

1. Cartucho de adquisición: contiene los circuitos digitales necesarios para controlar automáticamente la ganancia de las señales, almacenamiento y transmisión de las formas de onda. Un microprocesador donde se controla estas operaciones. Digitaliza 8 diferentes formas de onda simultáneamente. Los umbrales de los detectores están también presentes para grabar los tiempos en los que se cruza por los umbrales. Estos son para la detección del primer movimiento compresional.

CAPÍTULO 4: APLICACIÓN DE REGISTROS DE ECHADOS E IMÁGENES

2. Arreglo de receptores sónicos: La sonda contiene 8 receptores con una separación de 6 pulgadas cada uno. Cada estación contiene dos pares de hidrófonos; uno orientado en línea con el dipolo superior y otro en línea con el dipolo inferior. Las salidas de cada par se diferencian en el dipolo correspondiente y se suman a la del monopolar.
3. Transmisor Monopolar-Dipolar: Esta sección contiene 3 transmisores, primeramente presenta un transductor monopolar de cerámica omnidireccional y dos transductores electrodinámicos unidireccionales dipolares perpendiculares entre sí. Un pulso de alta frecuencia controla el transductor monopolar para la generación de la onda Stoneley y la generación de pulsos de alta frecuencia controlan las ondas compresionales cizallamiento. A baja frecuencia los pulsos manejan cada uno de los transductores dipolares para la generación de ondas de cizallamiento.
4. Unión Aislante: Esta unión es un filtro mecánico que mantiene las señales de los transmisores viajando de acuerdo al movimiento de la herramienta durante su operación.

4.5.2. Principio Físico

Propagación del sonido en las rocas

Esta herramienta mide el tiempo que tarda una onda acústica en viajar a través del medio, a este tiempo se le llama tiempo de tránsito, una onda acústica se puede definir como la expansión y contracción del aire de acuerdo a la generación de su energía.

Las ondas sónicas que se transmiten en la roca pertenecen a dos tipos: compresionales y transversales.

Las primeras tal como su nombre lo indica corresponden a compresiones y expansiones de la roca y se origina por ejemplo, cuando una roca es comprimida en forma instantánea, tal como sucede cuando se le golpea con un martillo (**Figura 4.15**) El movimiento de estas ondas es perceptible por las vibraciones de las partículas que ocurren en la misma dirección de la onda.

Las ondas transversales, por otra parte ocurren cuando la columna de roca (**Figura 4.15**) es golpeada en uno de sus lados. Aquí las vibraciones de las partículas de ésta se producen en la dirección de propagación de la onda. Se acostumbra a referirse a las ondas compresionales y transversales como ondas P y S respectivamente.

CAPÍTULO 4: APLICACIÓN DE REGISTROS DE ECHADOS E IMÁGENES

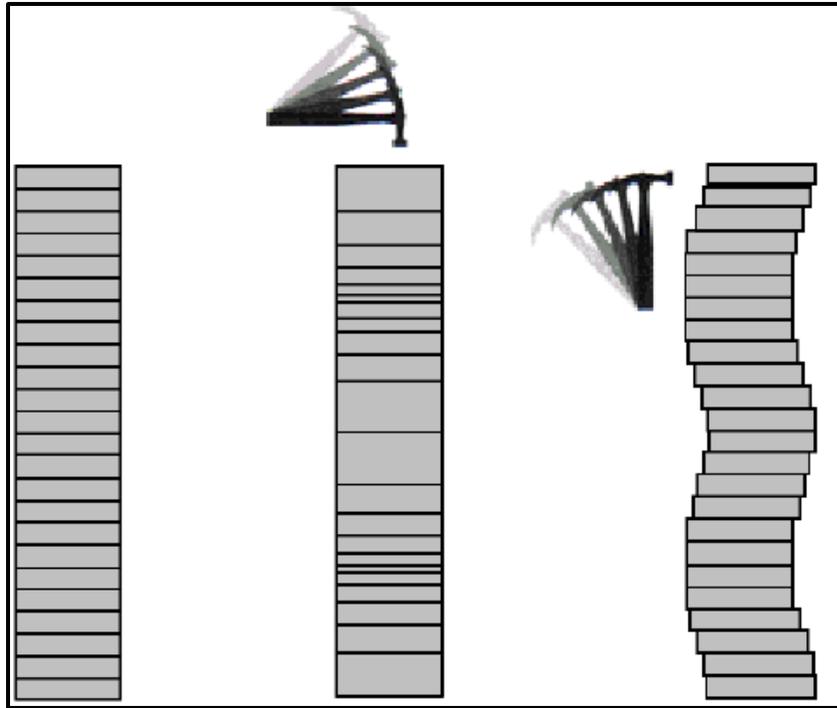


Figura 4.15 Generación de ondas acústicas

La velocidad a la cual se propagan estas ondas, está directamente relacionada a las propiedades mecánicas de la roca tales como su rigidez y compresibilidad. Las ondas transversales están afectadas principalmente por la primera propiedad, mientras que las compresiones están afectadas por ambas. En rocas saturadas con fluidos, esas propiedades dependen de la cantidad y el tipo de fluido presente, el tipo de granos de la roca y el grado de cementación de los mismos. Las rocas pobremente consolidadas son generalmente menos rígidas y más compresibles que las rocas duras. Como resultado de esto, las ondas sónicas viajan más lentamente en las rocas suaves que en las duras, así como para los fluidos no hay suficiente rigidez para permitir la transmisión de ondas transversales a través de ellos.

Son muchas las aplicaciones en las cuales se involucran las velocidades sónicas y las propiedades mecánicas de las rocas. Además de su uso clásico en la determinación de la porosidad, las velocidades contienen información respecto al contenido de fluido y de la litología, estas son de particular ayuda en la interpretación de estudios sísmicos de superficie de pozo.

En formaciones rápidas en las que el retraso transversal es menor que el retraso compresional del lodo (típicamente del orden de 180 a 200 $\mu\text{s}/\text{Pie}$), a lo largo de las paredes del pozo se propagan tanto las ondas compresionales como las transversales, que al hacerlo pierden energía que regresa al agujero como frentes de onda que son detectables.

CAPÍTULO 4: APLICACIÓN DE REGISTROS DE ECHADOS E IMÁGENES

En cambio en formaciones lentas (Formaciones en las que retraso transversal es mayor que el retraso del lodo) la onda trasversal transmitida en la formación viaja alejándose de las paredes del pozo y en estas condiciones la onda frontal transversal es solo marginalmente detectable o puede estar ausente. Como resultado de esto el registro transversal no es continuo cuando hay formaciones suaves. A bajas frecuencias (tal vez algunos kilohertz) en las que típicamente las longitudes de onda en el lodo son mayores que el tamaño del agujero, las señales monopares están dominadas por la onda Stoneley que es un modo de onda dispersiva del agujero.

A frecuencias extremadamente bajas, el retraso de este modo se aproxima a la onda tubular, mientras que a frecuencias altas se aproxima a las ondas Scholte (interfase plana). Para todas las frecuencias el retraso Stoneley se determina predominantemente por el lodo y en un menor grado por el retraso compresional y transversal de la formación así como su permeabilidad y algunos otros factores.

4.5.3. Modo de Operación

La herramienta DSI tiene seis modos de operación los cuales pueden ser utilizados individualmente o en combinación para la adquisición del tren de ondas requeridas, siendo estos los siguientes:

a) Dipolo inferior

Mide el tiempo de tránsito de la onda de cizallamiento a partir de la energía del transmisor dipolar inferior.

La fuente del dipolo puede ser excitada ya sea por la frecuencia alta o estándar. Esto depende del diámetro del agujero y de la lentitud esperada en la formación. En general, la opción a baja frecuencia se debe utilizar cuando los agujeros son grandes (mayores a 15 pulgadas) en formaciones lentas. En algunos casos es necesario efectuar dos pasadas, una con frecuencia normal y otra con baja frecuencia.

La decisión de la fuente transmisora que se debe usar depende de la relación señal a ruido, la coherencia y los niveles de energía durante el registro.

b) Dipolo Superior

Mide el tiempo de tránsito de la onda de cizallamiento a partir del transmisor dipolar superior.

CAPÍTULO 4: APLICACIÓN DE REGISTROS DE ECHADOS E IMÁGENES

c) **Dipolo Cruzado**

Mide la energía en forma alterna de los transmisores dipolares superior e inferior, permitiendo la adquisición de la información en forma polarizada ortogonalmente para estudios de anisotropía.

d) **Stoneley**

Mide el tiempo de tránsito a baja frecuencia de la onda Stoneley, generada por el transmisor monopolar.

e) **Compresional-cizallamiento.**

Mide el tiempo de tránsito de las ondas compresional y cizallamiento en formaciones compactas. El transmisor monopolar opera con un pulso de alta frecuencia, reproduciendo las condiciones similares a las obtenidas con las herramientas sónicas convencionales.

f) **Primer Movimiento**

Mide el tiempo de tránsito de la onda compresional a partir de la señal producida por el transmisor monopolar a alta frecuencia. Esto representa una manera rápida de medir los cruces individuales de cero en la onda.

Aplicaciones del DSI

Las diversas aplicaciones para las mediciones del DSI, además de los usos tradicionales para los datos compresionales incluyen lo siguiente:

1. Análisis de las propiedades mecánicas.

Aplicaciones que incluyen la estabilidad en la perforación o análisis de arenas, determinación mayor del fracturamiento hidráulico y estabilidad del pozo.

2. Evaluación de la formación.

Aplicaciones que incluyen la detección del gas en fracturas naturales y la evaluación e indicadores económicos de la permeabilidad.

3. Interpretación Geofísica

Aplicaciones que incluyen sismogramas sintéticos, perfil sísmico vertical (VSP) y la calibración de la entrada de amplitud en función del análisis de compensación offset (AVO).

CAPÍTULO 4: APLICACIÓN DE REGISTROS DE ECHADOS E IMÁGENES

Ventajas

- a) El registro sónico es útil para correlaciones donde otros registros dan resultados deficientes. Algunos tipos de litología son identificadas con la lectura (Δt)
- b) Este registro en combinación con otros registros de porosidad, puede ser usado en la evaluación de arenas arcillosas y en la definición de litologías complejas en rocas de carbonato
- c) Se puede determinar un índice de porosidad secundaria en conjunto con los registros neutrón-densidad, en carbonatos no compactos.
- d) El registro es operable en agujero descubierto y entubado.
- e) Utilizando los datos de (Δt) y de profundidad se puede detectar si hay o no zonas que presentan presiones anormales.
- f) Identificación de fracturas
- g) Determinación de permeabilidad
- h) Porosidad/litología
- i) Identificación de intervalos con gas
- j) Proporciona características geomecánicas de las rocas
- k) Mediante el análisis de la onda Stoneley se puede identificar fracturas abiertas.
- l) Se utiliza para maximizar la producción del pozo, diseñando programas apropiados de estimulación y controlando la producción para evitar el arenamiento.

Desventajas

- a) Temperatura: 300°F (150° C)
- b) Presión máxima: 20000 psi.
- c) Diámetro mínimo del pozo: 5 ½ pulg (13.9 cm)
- d) Diámetro máximo del pozo: 18 pulg (45.7 cm)
- e) Máxima velocidad de operación: 1000 pies / hora.



CAPÍTULO 5

PROCESOS DE RECUPERACION MEJORADA EN YACIMIENTOS FRACTURADOS

CAPÍTULO 5: PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

5.1. METODOS TERMICOS EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

5.1.1. Antecedentes

La inyección de fluidos a altas temperaturas en yacimientos fracturados, para recuperar el aceite de la matriz, ha sido considerada como un método efectivo de recuperación mejorada.

La comprensión del fenómeno de recuperación de aceite de la matriz es más complejo para métodos térmicos de inyección que en el caso de Inyección Convencional de Agua con Químicos. La razón es porque la recuperación puede ser mediante distintos mecanismos incluyendo la imbibición capilar, expansión térmica, generación de gas, drene por gravedad, generación de vapor *in-situ* y gradientes de presión generados.

Los mecanismos de recuperación por Inyección de Vapor en YNF y las características de tiempo para estos mecanismos fueron revisados experimentalmente. El mecanismo más importante de recuperación en los bloques de matriz es la expansión térmica diferencial entre el aceite y el volumen poroso de la matriz; y el mecanismo más importante de recuperación en el sistema de fracturas es la reducción en la relación de viscosidad (μ_o/μ_w).

Esto demuestra que los mecanismos de recuperación de la matriz son relativamente independientes de la gravedad específica del aceite, haciendo al vapor un atractivo método de recuperación en yacimientos naturalmente fracturados (YNF) para aceites ligeros y pesados.

Anteriormente el uso de Inyección de Vapor no era muy común en YNF debido a la creencia de que el vapor inyectado solo atravesaría las fracturas del yacimiento lo que daría como resultado un bajo porcentaje de recuperación, sin embargo, resultados teóricos, experimentales y pruebas piloto han mostrado la factibilidad de recuperar aceite mediante el método de Inyección de Vapor.

La clave del éxito es la forma en la cual actúa la conducción de calor para superar la heterogeneidad del yacimiento. Estudios de simulación y pruebas de núcleos en laboratorio han mostrado que el vapor no desarrolla digitación en líneas de alta permeabilidad.

CAPÍTULO 5: PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

5.1.2. Mecanismos de Recuperación de aceite en YNF Durante la Inyección de Vapor

Los YNF pueden contener 25 – 30% del aceite distribuido y disponible en el mundo. Tales yacimientos difieren de los convencionales por que las fracturas proveen canales de flujo con permeabilidades que pueden ser de magnitud muy alta. Para muchos yacimientos, la porosidad de la red de fracturas es significativamente menor que el de los bloques de la matriz definido por las fracturas, esto es porque la porosidad se define como el volumen de poros incluido en un volumen de roca, y dado que una fractura es un espacio en el que la roca está ausente, la porosidad es nula. Por lo que las fracturas pueden controlar el flujo de fluido dentro del yacimiento sin contribuir a su capacidad de almacenamiento.³³

Para el aceite a ser recuperado de tales yacimientos, un gradiente de presión debe ser establecido dentro del bloque de matriz a nivel de poro. Este gradiente de presión entonces, desplazará al aceite de un poro al siguiente y finalmente al pozo productor.

5.1.3. Mecanismos de Expulsión del Aceite de la Matriz a las Fracturas Durante la Inyección de Vapor en YNF

La Inyección de Vapor puede ser un atractivo proceso de recuperación en muchos YNF. Diversos mecanismos operan durante la Inyección de Vapor estableciendo el gradiente de presión requerido dentro del bloque de matriz para forzar al aceite hacia el sistema de fracturas. La mayoría de estos mecanismos son independientes de la densidad relativa del aceite, haciendo atractiva la Inyección de Vapor tanto para aceites ligeros como para pesados en YNF.

1) Expansión Térmica

Durante el proceso de Inyección de Vapor, los minerales de la matriz y la saturación de fluidos en los poros son calentados y se expandirán. Los minerales de la matriz se expanden dentro del volumen poroso en contacto con el calor y esto reduce la porosidad. Estos efectos combinados producen una diferencial del coeficiente de expansión térmica para expulsar el fluido del bloque de matriz.

2) Imbibición Capilar

³³ A. de Swaan, “Theory of Waterflooding in Fractured Reservoirs” Paper SPE 5892.

CAPÍTULO 5: PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

En equivalentes saturaciones, la presión capilar en la matriz es mucho más alta que la presión capilar de las fracturas ($P_{cM} \gg P_{cF}$), tal diferencia representa la fuerza de empuje por imbibición, primer mecanismo en carbonatos fracturados.

Cuando la temperatura incrementa, la presión capilar de la matriz (P_{cM}) incrementa también y esto conduce a alta fuerza de imbibición capilar, la cual es llamada aumento de imbibición capilar. Para yacimientos mojados por agua, el agua en el sistema de fracturas será espontáneamente imbibida dentro del bloque de matriz a través de los bloques más pequeños, incrementando la presión interna del bloque de matriz y expulsando al aceite a través de grandes poros.

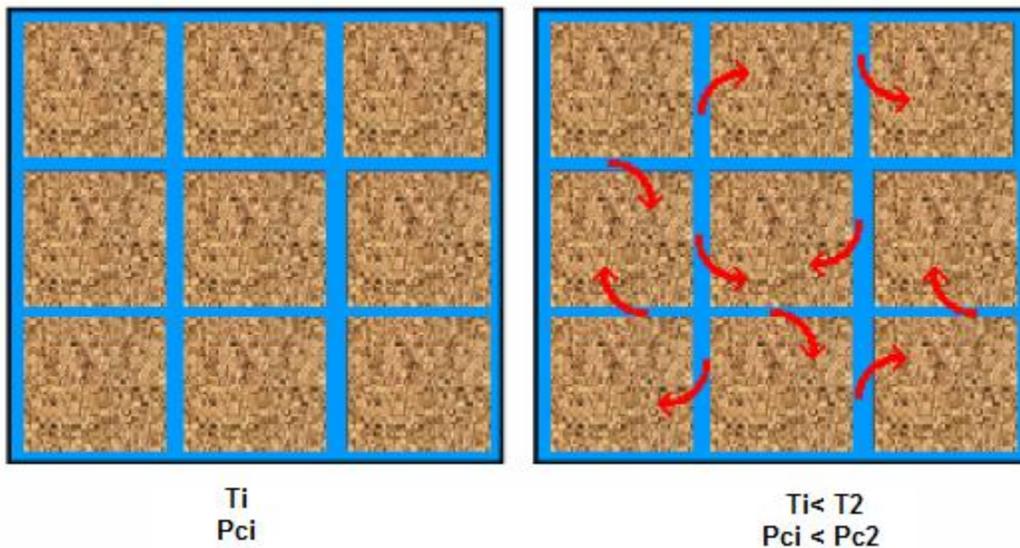


Figura 5. Ilustración del Proceso de Imbibición al Incrementar la Temperatura

La cantidad de aceite expulsado dependerá de la tensión interfacial, la mojabilidad y geometría de poros del sistema roca – fluidos. La expulsión de aceite por imbibición capilar varía con bajas temperaturas de recuperación desde un porcentaje bajo, a valores cercanos al 70%.

3) Generación de Gas

Significativas cantidades de gas pueden ser generadas en un yacimiento durante la Inyección de Vapor de varias reacciones químicas agua – aceite o agua – matriz. El volumen de gas generado puede exceder el volumen poroso de la parte afectada del yacimiento. Esos gases incluyen CO_2 , H_2S e hidrocarburos ligeros.

CAPÍTULO 5: PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

En algunos casos el CO₂ puede hinchar el aceite, pero sus efectos en altas temperaturas son reducidos debido a la expansión térmica del aceite, aunque en altas temperaturas más cantidad de CO₂ es generado; pero el aceite se hinchará menos a causa de expansión térmica.

4) Reacciones Químicas

Reacciones químicas tales como el llamado “visbreaking” (disminución de la viscosidad) y craqueo ocurren, y pueden mejorar las propiedades del aceite. En altas temperaturas, la estructura molecular de algunos aceites puede ser alterada por medio del rompimiento de enlaces químicos. Para un aceite pesado calentado a 300 °C (570 °F) una disminución permanente en la densidad del aceite de cerca del 1% ha sido observada, la cual resultaría en un incremento en la producción de aceite.

5) Drene Gravitacional

El drene gravitacional puede ocurrir en yacimientos que contienen fracturas verticales saturadas con agua o gas. La columna hidrostática entre el fluido en las fracturas y el aceite en los bloques de matriz establecerán un gradiente de presión vertical que forzará al aceite fuera del bloque de matriz.

6) Deflexión de Presión Cíclica

Durante la Inyección de Vapor Cíclica, o “huff and puff”, la presión total del yacimiento es incrementada durante la inyección y entonces disminuirá durante la producción. Debido a bajas permeabilidades se puede inhibir el flujo de fluidos dentro del bloque de matriz, los cambios de presión dentro de la matriz pueden retrasar el flujo hacia el sistema de fracturas, estableciendo temporalmente gradientes de presión dentro de los bloques de matriz. Este mecanismo no requiere de altas temperaturas, mientras que bajas viscosidades pueden acelerar el proceso.

CAPÍTULO 5: PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

7) Generación de Vapor In-Situ

Durante la Inyección Cíclica de Vapor, puede ser posible disminuir la presión más rápidamente de lo que la temperatura puede declinar por conducción térmica. Puesto que los bloques de la matriz estarán en, o cerca, de la temperatura del vapor en la presión de inyección, la disminución de la presión causará que el agua en la matriz se evapore rápidamente. Esto expulsará el aceite por conducción de gas.

8) Alteraciones del Bloque de Matriz

Además de los gases generados a altas temperaturas, muchos minerales del yacimiento también sufren alteraciones químicas. Muchos estudios han indicado que alteraciones minerales durante la Inyección de Vapor tienden a consolidar la roca petrolífera, cambiando la estructura del poro, llenándolo de material.

Alteraciones químicas de la matriz generalmente disminuyen la permeabilidad del yacimiento, pero los efectos son difíciles de predecir y dependerán de la química roca – fluidos.

9) Generación de Aceite

En yacimientos que contienen keroseno, una significativa cantidad de aceite puede ser generada durante la Inyección de Vapor. En yacimientos que contienen 5% de carbón orgánico, un adicional 6.5% del volumen de poro puede potencialmente ser generado. Mucho de este aceite generado podría ser expulsado de la matriz. Sin embargo, el aceite no puede ser medido con registros o análisis de núcleos y será recuperado, solamente, si un proceso de recuperación térmica es usado.

10) Destilación (Vaporización del Aceite)

La destilación de los componentes ligeros del hidrocarburo es un mecanismo de recuperación probado para la Inyección de Vapor en yacimientos convencionales que contienen aceites ligeros. Como la fase de vapor fluye más allá del aceite, fuerzas termodinámicas pueden evaporar algunos componentes hidrocarburos dentro del vapor, reduciendo efectivamente la saturación residual de aceite (S_{or}).

La destilación, además, no es importante en la matriz, pero podría ser efectiva en fracturas, especialmente para yacimientos de aceite ligero porque relativamente altos volúmenes de evaporados son producidos y la temperatura de la fractura es más alta que la de la matriz.

CAPÍTULO 5: PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

11) Empuje del Gas en Solución

Una reactivación del empuje de gas en solución ha sido postulada como un mecanismo para incrementar la recuperación de aceite durante la Inyección de Vapor. Sin embargo, el empuje por gas en solución, puede solamente existir cuando la presión en el yacimiento está en, o por debajo, del punto de burbuja y hay una suficiente cantidad de gas disuelto en el aceite.

12) Compactación de la Roca

La presión del yacimiento disminuye en formaciones de arenas no-consolidadas, la arena puede compactarse tanto por los granos en contacto como por el peso de formaciones superiores, reduciéndose así la porosidad efectiva del yacimiento.

Este mecanismo está basado en el reordenamiento de los granos de matriz en formaciones pobremente cementadas y no será efectivo en formaciones cementadas, virtualmente todos los YNF se encuentran bien cementados, por lo que la compactación no resulta ser un factor importante en la recuperación de aceite en este tipo de yacimientos.

5.1.4. Mecanismos de Desplazamiento de Aceite a Través de un Sistema de Fracturas al Pozo Productor Durante la Inyección de Vapor en YNF

La segunda etapa del proceso de recuperación empieza después de que el aceite es expulsado de la matriz a la fractura. En esta etapa el aceite debe ser barrido a través del sistema de fracturas como producto de los mecanismos imponiendo un gradiente de presión en el sistema de fracturas. La fractura tiene mucha mayor transmisibilidad que la matriz y el aceite se mueve mucho más rápido dentro de la fractura que de lo que se mueve a través de los poros de la matriz. Esta alta velocidad del aceite y también un menor gradiente de presión en la fractura afectan fuertemente el tipo de mecanismo de recuperación en el sistema de fracturas.

En yacimientos densamente fracturados puede ser difícil generar un gradiente de presión alto en las fracturas pero incluso un pequeño gradiente de presión barrerá suficiente aceite.

Los mecanismos de recuperación de aceite más importantes en un sistema fracturado son los siguientes:

CAPÍTULO 5: PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

1) Reducción de la Relación de Viscosidades

El efecto de la reducción de la viscosidad es un factor clave de los mecanismos de desplazamiento en los procesos térmicos. Disminuyendo la viscosidad del aceite se afecta la relación de movilidad.

Generalmente, la viscosidad del aceite se reduce más rápido que la viscosidad del agua a medida que la temperatura aumenta y la mayor reducción de la viscosidad ocurre con los aceites más viscosos. La reducción de la relación de viscosidades es efectiva disminuyendo el flujo fraccional de agua caliente, consecuentemente incrementando su eficiencia de desplazamiento.

Este mecanismo de recuperación es más evidente en fracturas que en los bloques de la matriz porque, el aceite se mueve mucho más rápido debido a la mayor transmisibilidad de la fracturas.

2) Evolución de las Permeabilidades Absoluta y Relativa (k_{ro} & k_{rw})

Este mecanismo también resulta ser más fuerte en fracturas donde el flujo del fluido es más significativo. La temperatura parece tener un efecto definido sobre las permeabilidades.

Investigaciones más profundas han sido realizadas de manera obligatoria para estudiar el efecto de la temperatura en las permeabilidades relativas, ya que para la permeabilidad absoluta, los resultados no están en buen acuerdo.

Todo parece indicar que la relación de viscosidades es un parámetro importante. Si esta relación no es dependiente de la temperatura, las curvas de permeabilidad relativa no se ven afectadas.

Al contrario, cuando esta relación disminuye con el incremento de temperatura, la permeabilidad relativa al aceite incrementa con el incremento de la temperatura. Además de la relación de viscosidades, los factores que influyen la evolución de saturaciones, y por lo tanto permeabilidades relativas, son la mojabilidad y la tensión interfacial, los cuales pueden ser dependientes de la temperatura.

CAPÍTULO 5: PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

3) Destilación (Vaporización del Aceite)

Un fenómeno importante durante la Inyección de Vapor es la destilación de los componentes ligeros del aceite crudo. Si la presión es menor que la suma de las presiones parciales del agua y del aceite, la mezcla líquida hervirá y emitirá una fase de vapor compuesta de vapor y componentes orgánicos. Como el vapor, algunos hidrocarburos condensarán enseguida del frente de combustión y entonces serán mezclados con el aceite crudo.

5.1.5. Mecanismos de Recuperación de Aceite en YNF Durante la Combustión In-Situ

Se han realizado varios experimentos en el laboratorio para modelar el comportamiento de la Combustión In-Situ en YNF obteniendo resultados de gran importancia en el estudio de factibilidad de este método de recuperación térmico.

En uno de los experimentos llevados a cabo se modeló un YNF y un yacimiento convencional con el fin de establecer comparaciones entre estos y el proceso de combustión.

El modelo fracturado fue calentado a relación constante para iniciar la ignición, para simular condiciones adiabáticas, sin pérdidas ni ganancias de calor como se permitió con otros modelos. Debido a la alta permeabilidad en las fracturas, el aire fluye más libremente a través de la fractura y la ignición en esta ocurre inmediatamente después de que la Inyección de Aire es llevada a cabo.

El calor generado de la ignición en la fractura es transferido a las vecindades de la matriz por conducción. La producción de aceite de la matriz a la fractura es gobernada por la expansión térmica y evaporación con su subsecuente condensación del aceite en las zonas más frías de la fractura.

La recuperación de aceite y la temperatura promedio del sistema para modelos fracturados y convencionales son comparados en la siguiente **Figura 5.1**.

CAPÍTULO 5: PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

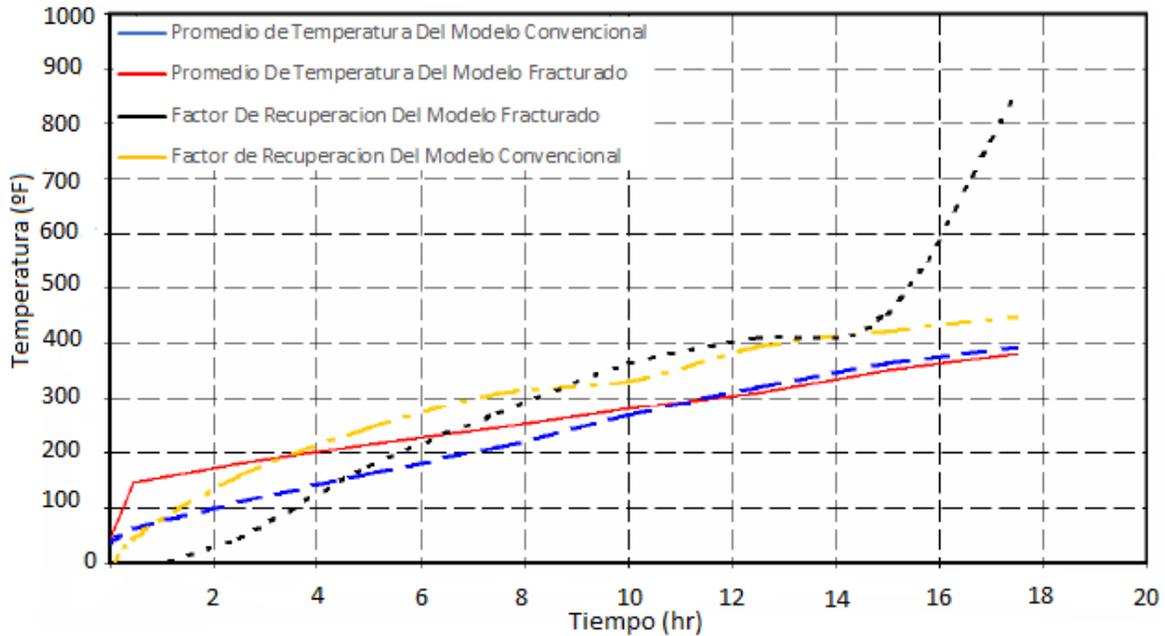


Figura 5.1. Recuperación de aceite y promedio de temperatura en modelos fracturados y convencionales.

Analizando la gráfica se puede ver que durante las primeras 5 horas de operación la recuperación de aceite del modelo fracturado es mayor; esto debido a la facilidad que ofrece la fractura para la producción, mientras que más tarde la producción de aceite, del mismo modelo fracturado, será limitada a la producción de aceite de la matriz la cuál es controlada por la dispersión del oxígeno a la matriz y la expansión del aceite de la matriz.

Por otro lado, el promedio alto en la temperatura en el modelo fracturado comparado con el modelo no fracturado es una indicación de la gran cantidad de crudo que ha sido quemado durante la combustión dentro del medio fracturado a diferencia de la duración de la combustión en la matriz ocurrida tiempo después.

Los principales mecanismos de recuperación de la combustión in-situ se puede resumir en:

- Existe paso preferencial del aire a través de las fracturas y el frente de combustión en las fracturas se mueve más rápido que en la matriz.
- La combustión en la matriz parece ser lograda debido a la dispersión, o difusión, del oxígeno de la fractura a la matriz.
- La temperatura del frente de combustión parece ser menor en un sistema fracturado que en un sistema no fracturado. Esto es debido al retraso de la combustión en el bloque de la matriz por la lenta difusión del oxígeno.

CAPÍTULO 5: PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

- d) La producción de aceite de la matriz a la fractura es principalmente debido a la expansión térmica y evaporación de los componentes ligeros del aceite crudo en la matriz.
- e) La recuperación de aceite en un sistema fracturado es menor que en un sistema no fracturado.
- f) El efecto del gasto de Inyección de Aire en el proceso de Combustión In – Situ en un sistema fracturado es similar a lo que pasa en un sistema no fracturado.
- g) El tipo de medio poroso afecta el proceso de Combustión In – Situ. Un incremento en la conductividad térmica de las arenas conduce a un incremento en la relación de avance del frente de combustión.
- h) La Combustión húmeda y la Inyección Alternada de Agua/Aire en un sistema fracturado tiene el mismo efecto benéfico que en un sistema no fracturado.³⁴

5.2. MÉTODOS QUÍMICOS EN YACIMIENTO NATURALMENTE FRACTURADOS

5.2.1. Inyección de Polímeros

El propósito de la Inyección de Polímeros es reducir la relación de movilidad agua – aceite, el mecanismo principal de este proceso es el incremento de la viscosidad de la fase agua para reducir tal relación, por lo que la eficiencia de barrido es incrementada y como una consecuencia, la recuperación de aceite es mejorada.

Dependiendo del polímero, este incremento en la viscosidad puede causar también una reducción en la permeabilidad efectiva al agua en la zona barrida, esta reducción actúa favorablemente como un efecto secundario, restaurando parte de la presión del yacimiento después del paso del polímero (Factor de Resistencia Residual). Este hecho puede causar una corrección del perfil de inyección de los pozos, lo que significa el reordenamiento de los fluidos residentes.

³⁴ A. Doraiah, S. Ray, G. Pankaj, “In – Situ Combustion Technique to Enhance Heavy Oil Recovery at Mehsana, ONGC – A Success History” Paper SPE 105248.

CAPÍTULO 5: PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

En vez de la disminución de la saturación residual de aceite, como es usual en otros métodos, la Inyección de Polímeros mejora la recuperación de aceite más allá de la Inyección de Agua debido al volumen contactado del yacimiento (eficiencia de barrido). Este proceso tiene un gran potencial en yacimientos que son moderadamente heterogéneos, conteniendo aceites de intermedia viscosidad y que además tienen Relación de movilidad agua – aceite adversa.

Factor de Resistencia Residual. Se define como la relación entre la movilidad del agua antes y después del flujo de polímero y es usado solamente para cuantificar el efecto de la reducción de permeabilidad causada por la retención de un cierto monto de polímero en el medio poroso.

La Inyección de Polímeros es un buen método químico de recuperación de aceite, pruebas de laboratorio y aplicaciones de campo han demostrado que el proceso de Inyección de Polímeros es más efectivo aplicado en etapas tempranas de la Inyección de Agua cuando la movilidad de la saturación de aceite es todavía alta. Sin embargo, ha sido aplicada con resultados positivos a yacimientos en un rango de etapas maduras en la Inyección de Agua.

Operación Técnica

La Inyección de Polímeros es un proceso para mejorar la Inyección de Agua en el cual son usadas moléculas de polímero de alto peso molecular (de gran tamaño).

Los polímeros son adicionados al agua de inyección en la que son solubles (insolubles en alcohol y aceite) mejorando la relación de movilidad por el incremento en la viscosidad del agua y una reducción de la permeabilidad de la roca en las zonas que son invadidas por tal proceso. Mediante el incremento en la viscosidad, la eficiencia de barrido es mayor por lo que es mejorada la relación de movilidad.

Los polímeros son adheridos en concentraciones bajas (de 250 – 1500 ppm), este método tiene gran potencial en yacimientos que son moderadamente heterogéneos, que contienen aceite de viscosidad intermedia y tienen relación agua – aceite adversa.

El proceso de Inyección de Polímero es similar al proceso de Inyección de Agua, la solución de polímero será inyectada para formar un frente, durante el desplazamiento de aceite por Inyección de Polímeros en un medio poroso conteniendo una saturación de agua residual. Un banco de agua es formado entre el aceite y la solución de polímero, este banco de agua contiene ambos agua congénita y agua de inyección cuyo contenido de polímero ha

CAPÍTULO 5: PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

sido perdido en la roca de matriz, mientras que la solución de polímero será desplazada mediante Inyección de Agua.

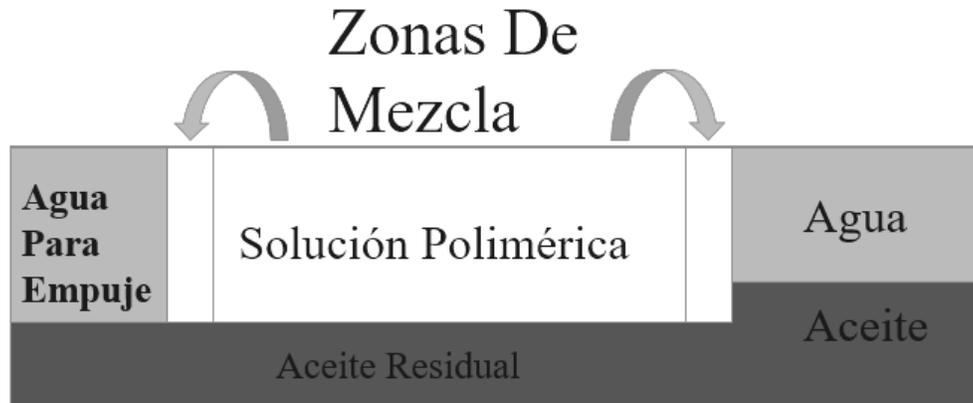


Figura 5.2. Inyección de Polímeros.

La Inyección de Polímero no disminuye la saturación de aceite residual significativamente en la zona barrida, mejora la recuperación de aceite sobre la Inyección de Agua mediante el incremento del volumen del yacimiento contactado, mucho del aceite incremental recuperado mediante la Inyección de Polímero es el resultado de la producción acelerada de aceite antes de que los límites económicos sean alcanzados, por lo que, la Inyección de Polímero es aplicada más efectivamente en etapas tempranas de la Inyección de Agua mientras la saturación de aceite móvil es todavía alta.

Dos tipos de polímeros son comúnmente usados: Polímeros sintéticos clasificados como Poliácridamidas Parcialmente Hidrolizadas (PHP) y polímeros producidos biológicamente conocidos como: Goma Xantana o Polisacáridos. Mientras que la Goma Xantana tiene más resistencia a la degradación térmica y química. Una desventaja es la susceptibilidad al ataque bacterial y su alto costo. En adición al incremento de viscosidad, las Poliácridamidas alteran la permeabilidad de la roca del yacimiento disminuyendo la movilidad efectiva del agua.

La solución de polímero llega a ser degradada con el tiempo, principalmente debido a la presencia de oxígeno, pérdidas de la calidad de la solución polimérica cercanas al 30% pueden ocurrir, por lo que, pérdida en la reducción de movilidad puede ser muy severa.³⁵

³⁵ G. G. Shawket, F. H. Poettman, "Effects of Polymers in the Imbibition Process: A Laboratory Study" Paper SPE 20244.

CAPÍTULO 5: PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

5.2.2. Inyección de Alcalinos

El proceso de Inyección de Alcalinos es un proceso relativamente simple si se compara con otros procesos de Inyección de Químicos, pero continúa siendo muy complejo para garantizarlo, aún con investigación cuidadosa de laboratorio y pruebas en campo, antes de su aplicación.

Operación Técnica

En una Inyección de Agua con Alcalinos, un bache de agua conteniendo cáusticos es inyectado en el yacimiento seguido de agua o salmuera tal como lo muestra la siguiente figura.

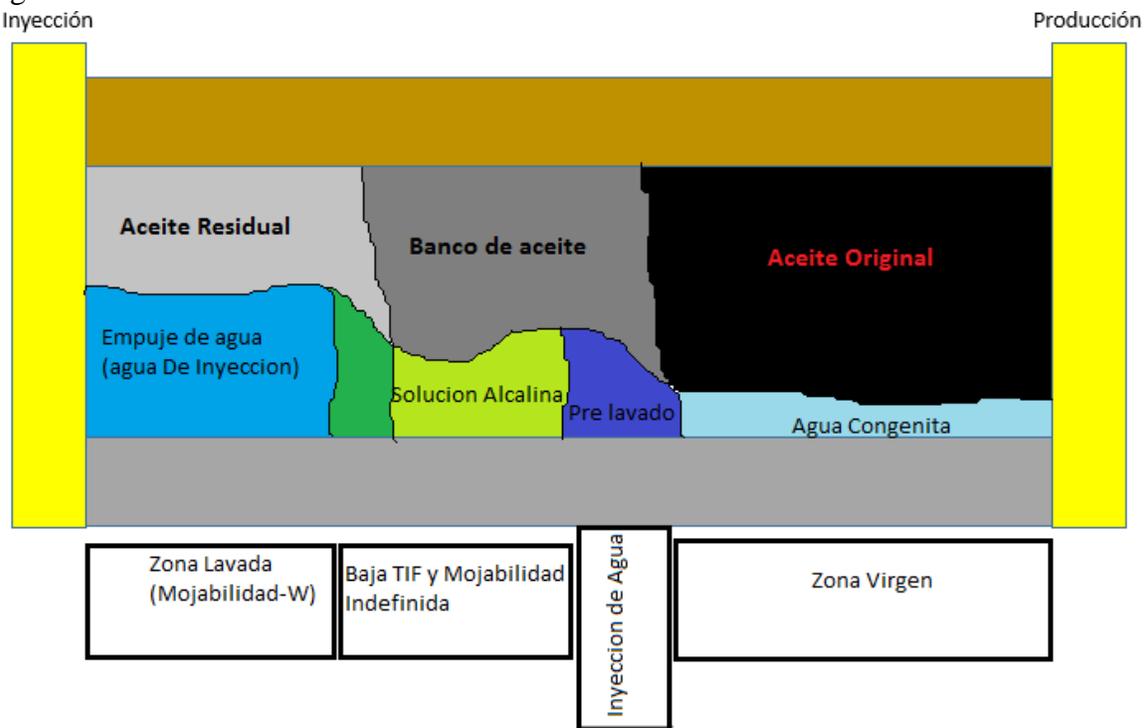


Figura 5.3. Representación de un proceso de Inyección de Alcalinos.

El bache inyectado podría contener por arriba del cinco por ciento (5%) de solución alcalina en agua. En el frente de desplazamiento se concentrará el agua intersticial, o congénita, así como el aceite original del yacimiento.

CAPÍTULO 5: PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

Después de haber realizado como recuperación primaria una Inyección de Agua las condiciones del yacimiento, así como la distribución de fluidos habrá cambiado. La solución alcalina formará un banco de aceite detrás de este pre – lavado e irá desplazando, hacia el pozo productor, al aceite original y al agua congénita del yacimiento. A su vez, el bache de solución alcalina será desplazado por una posterior Inyección de Agua que en la mayoría de los casos es aislada del bache, que contiene la solución, para evitar la degradación de la solución y al mismo tiempo impedir la digitación de esta hacia el frente de desplazamiento.

Aunque la Inyección de Alcalinos en la literatura ha identificado numerosos mecanismos para el desplazamiento de aceite, el principal mecanismo mediante el cual el proceso funciona es mediante la reducción de la tensión interfacial (TIF). La reacción química entre el alcalino inyectado y el aceite del lugar forma un surfactante que reduce la tensión interfacial. El nivel de reducción de TIF es dependiente del tipo y de la concentración del alcalino y de la composición del aceite crudo.

Existe una concentración óptima de alcalino que debe ser identificada para diseñar el sistema apropiado. Así como en la Inyección Convencional de Miscelares, la salinidad afecta dramáticamente la respuesta de la TIF. Si la salinidad es muy baja, el surfactante se concentra en la fase acuosa; y si ésta es muy alta, el surfactante actúa principalmente en la fase de aceite.

La situación ideal es tener al surfactante concentrado en la interfase agua/aceite, lo cual sólo puede ocurrir sobre un muy estrecho rango de salinidades. En la Inyección Alcalina, los alcalinos son, no solo un surfactante precursor, sino también, por naturaleza, una sal. Por lo tanto, a medida que la concentración de alcalinos es incrementada, el nivel de sal aumenta más allá de la óptima y la TIF incrementa.³⁶

³⁶ H. Surkalo, “Enhanced Alkaline Flooding” Paper SPE 019896.

CAPÍTULO 5: PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

5.2.3. Inyección de Surfactantes

La composición de la mezcla inyectada (bache químico) normalmente incluye algunos, o todos, de los siguientes elementos: agua, hidrocarburos, alcoholes, polímeros y sales inorgánicas. Los mecanismos de remoción de aceite para este método incluyen:

- a) Reducción de la TIF Aceite-Agua
- b) Solubilización del aceite.
- c) Emulsificación.
- d) Mejoramiento de la Movilidad

Generalmente un desplazamiento eficiente requiere que la movilidad del fluido desplazante sea menor que la de los fluidos que van a ser desplazados. El bache químico debe tener por lo tanto una más alta viscosidad efectiva que la del banco aceite-agua que es empujado a través del yacimiento. Dado que el bache contiene costosos químicos, el volumen inyectado debe de ser una pequeña fracción del volumen poroso impregnado de aceite del yacimiento. Este pequeño bache de surfactante es desplazado por un empuje de agua.

Con el objetivo de lograr un desplazamiento eficiente, polímeros solubles en agua son normalmente añadidos al agua que empuja el bache químico por lo que su viscosidad efectiva, o resistencia al flujo, es por lo menos igual a la del bache de surfactante; por otro lado, el agua tiende a invadir el bache de surfactante a medida que esta atraviesa el yacimiento.

Operación Técnica

Generalmente se utiliza el nombre genérico de Inyección de Surfactantes para implicar aquellos procesos que comúnmente son referidos en la literatura como Inyección de Surfactantes, Inyección de Detergentes, Inyección de Microemulsiones, Inyección de Emulsiones, Inyección de Miscelares e Inyección de aceites solubles. El principal propósito de estos baches es reducir la tensión interfacial y desplazar el aceite que no puede ser desplazado únicamente por agua.

CAPÍTULO 5: PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

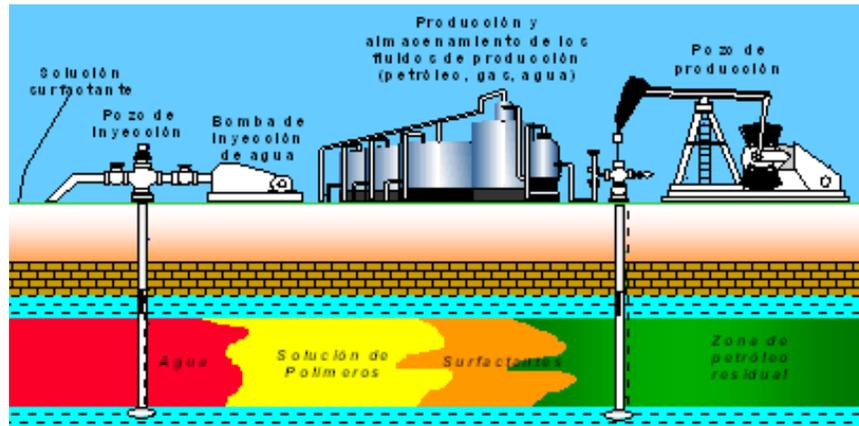


Figura 5.4. Inyección de Surfactantes.

5.3. MÉTODOS MISCIBLES EN YACIMIENTO NATURALMENTE FRACTURADOS

La conducción de fluidos hacia el yacimiento durante el cual el fluido desplazado y el fluido desplazante llegan a ser miscibles en todas proporciones, al menos en una extensión local, es llamada desplazamiento miscible. La miscibilidad entre el aceite del yacimiento y un gas de inyección se dice que es conseguida cuando una sola fase (a condiciones críticas) resulta de la mezcla de los dos fluidos.

Para el desplazamiento por Inyección de Fluidos Miscibles es conveniente el conocimiento de puntos como:

1. Para lograr miscibilidad, es suficiente inyectar un bache de solvente de volumen limitado (poco porcentaje del volumen poroso barrido) que puede ser desplazado por un fluido más barato.
2. Bajo ciertas condiciones de presión, temperatura y composición de fase, varios fluidos pueden llegar a ser miscibles con el fluido del yacimiento.

CAPÍTULO 5: PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

En particular si el fluido de desplazamiento miscible es un gas de alta movilidad, fenómenos tales como; digitación, segregación gravitacional o canalización pueden ocurrir, disminuyendo o incluso eliminando el potencial del proceso y se comportaría como un proceso similar a la Inyección de Agua.

5.3.1. Baches miscibles.

En el tipo de desplazamiento miscible donde un bache de solvente es primero inyectado; un cierto volumen de solvente S es puesto en contacto con el aceite con el cual es miscible, es seguido entonces por un fluido C que es inmiscible con el aceite O pero miscible con S.

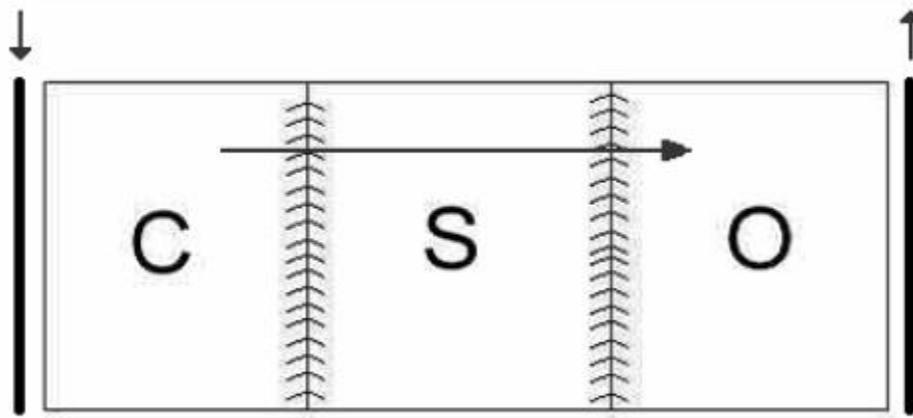


Figura 5.5. Ilustración de un bache Miscible.

La teoría de desplazamiento miscible muestra que entre dos fluidos miscibles en movimiento una zona de mezcla es formada. En el caso de la inyección de un bache de solvente, dos zonas de mezcla son formadas, la primera entre O y S, una segunda entre S y C. Estas zonas crecen independientemente, cada uno siguiendo la relación de la **Figura 5.5**. El tamaño del banco de solvente puro, continuamente decrece conforme el barrido es llevado a cabo.

La mayor dificultad en la planeación de un desplazamiento por un bache miscible recae en la selección de un adecuado volumen: demasiado pequeño causa el riesgo de una Ruptura de Miscibilidad, demasiado grande causaría un elevado costo para el proyecto.

Los principales métodos miscibles son:

1. Gas de inyección a elevadas presiones.
2. Inyección de gas enriquecido.

CAPÍTULO 5: PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

3. Inyección de baches LPG.
4. Inyección de baches de alcohol.

5.3.2. Inyección de Dióxido de Carbono

El uso de Dióxido de Carbono como un agente de recuperación de aceite en yacimientos petroleros ha sido investigado por varios años. Diversos estudios de campo y laboratorio han establecido que el CO₂ puede ser un eficiente agente desplazante de aceite. Los distintos mecanismos mediante los cuales se puede desplazar el aceite a través del medio poroso han sido de particular interés para la industria petrolera.

Estos mecanismos son:

1. Empuje por solución de gas.
2. Empuje por CO₂ inmisible.
3. Empuje por una mezcla CO₂ – Hidrocarburos miscible.
4. Vaporización de Hidrocarburos.
5. Empuje de miscibilidad directa por CO₂.
6. Empuje de miscibilidad por múltiple contacto.

Aunque estos mecanismos pueden ser conocidos por algunas personas en la industria, la literatura no hace una distinción clara entre ellos y no puntualiza las diferencias entre el desplazamiento por CO₂ y otros tipos de procesos de desplazamiento.

La mayoría de la investigación en la industria y pruebas de campo del CO₂ han sido dirigidas hacia el desplazamiento miscible, y esta forma de usar el CO₂ parece tener un gran potencial en la recuperación de fluidos que no han podido ser recuperados bajo los esquemas de producción convencionales.

El desplazamiento miscible entre el aceite y el Dióxido de Carbono resulta de la vaporización de hidrocarburos del aceite en el CO₂. La presión a la cual el desplazamiento miscible ocurre depende de la presión del yacimiento, la composición del aceite y la pureza del CO₂. La presencia de metano y/o nitrógeno puede incrementar drásticamente la presión requerida de miscibilidad. En cambio, la presencia de ácido sulfhídrico puede reducir la presión requerida.

CAPÍTULO 5: PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

Investigaciones en desplazamiento miscible de hidrocarburos han mostrado que la eficiencia de barrido de una inyección de un fluido en un desplazamiento miscible, depende de la relación de viscosidad entre el aceite y el solvente, del grado de segregación gravitacional del solvente causado por el contraste de densidades y de la distribución espacial de la permeabilidad.

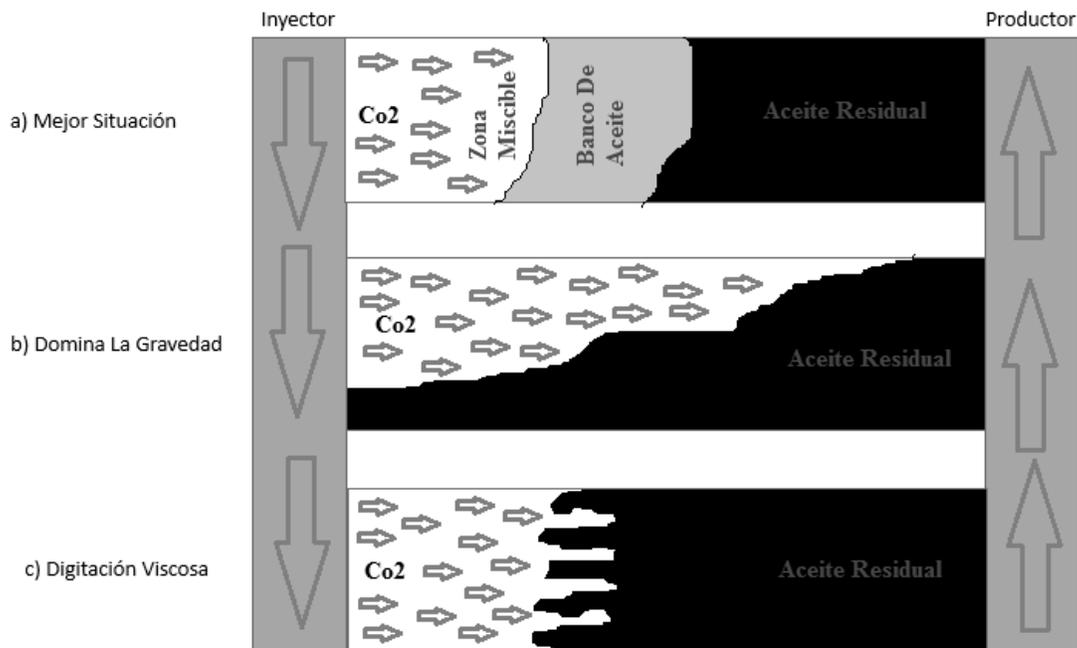


Figura 5.6. Influencia de la Relación de Viscosidades.

Propiedades del CO₂

Antes de presentar la información en el desplazamiento Aceite-CO₂, será de gran ayuda revisar algunas de las características del Dióxido de Carbono que son efectivas en la remoción de aceite de la roca porosa. El CO₂ actúa de las siguientes formas:

1. Provoca hinchamiento del aceite crudo.
2. Reduce la viscosidad del aceite.
3. Incrementa la densidad del aceite.
4. Es altamente soluble en agua.
5. Ejerce una acidificación en la roca.
6. Puede vaporizar y remover porciones de aceite crudo.

CAPÍTULO 5: PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

Operación Técnica

Generalmente, el Dióxido de Carbono no es miscible con la mayoría de los aceites crudos, pero puede llegar a desarrollar esta miscibilidad a través del proceso de múltiple contacto.

Por otro lado, si la miscibilidad no es lograda, una disminución en las tensiones interfaciales puede resultar debido a la vaporización y los efectos de solubilidad. Como se mencionó anteriormente, el CO₂ es un vaporizador muy poderoso de hidrocarburos. Las fracciones de hidrocarburos pesadas se vaporizan en el CO₂ inyectado.

Esto permite al CO₂ desarrollar miscibilidad. El mecanismo mediante el cual el CO₂ miscible desplaza el aceite es a través del mecanismo de múltiple contacto de hidrocarburos en el rango de C5 – C30. Aceites convenientes están normalmente en el rango de 25–45° API y están presentes en yacimientos bastante profundos por lo que el desplazamiento puede tomar lugar arriba de la presión mínima de miscibilidad.

La extracción de múltiple contacto requerida para lograr miscibilidad necesita que el CO₂ se mueva cierta distancia en el yacimiento. A medida que el banco se forma y se mueve, este tiende a ser dispersado de manera transversal y longitudinal.³⁷

5.3.3. Inyección De Nitrógeno

La Inyección de Nitrógeno es usada especialmente para yacimientos profundos con baja permeabilidad y para yacimientos con alta presión. Una de las ventajas del uso de Nitrógeno como gas de inyección, sobre los gases naturales y el CO₂, es la abundancia y disponibilidad del Nitrógeno. Esta ventaja es debido al hecho de que el Nitrógeno se encuentra en el aire y mediante el uso de apropiada tecnología puede ser extraído.

El principal objetivo de la Inyección de N₂ es lograr miscibilidad con el fluido del yacimiento. La miscibilidad obtenida por la Inyección de Nitrógeno en un yacimiento con aceite ligero es una miscibilidad condicional; donde los fluidos no son miscibles al primer contacto, pero forman dos fases, con uno de los fluidos absorbiendo componentes del otro.

³⁷ E. S. Pool, “Evaluation and Implementation of CO₂ Injection at the Dollarhide Devonian Unit” Paper SPE 17277

CAPÍTULO 5: PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

Después del contacto suficiente y del continuo cambio de componentes, el sistema llegará a ser miscible.

El fenómeno de miscibilidad N_2 –Aceite crudo ligero es muy complejo y depende de la composición del fluido del yacimiento, temperatura, presión, así como otros factores.

Existen tres zonas en el desplazamiento de aceite crudo ligero durante la Inyección de Nitrógeno a presiones elevadas. La segunda zona es la más importante por los mecanismos involucrados en lograr miscibilidad. El banco miscible puede, o no, ser formado en la segunda zona, por lo que el desplazamiento es inmisible hasta que la zona miscible es creada.

Operación Técnica

En el desplazamiento miscible, el Nitrógeno puede desplazar al aceite fácilmente mediante el desarrollo de un banco miscible a través de la vaporización de los componentes intermedios del aceite

Además de los mecanismos de vaporización algunos otros mecanismos juegan un papel importante en la efectividad de la recuperación de aceite por Inyección de Nitrógeno como:

1. Incremento de la Densidad de la Fase Desplazante.
2. Decremento de la Densidad de la Fase Desplazada.
3. Incremento en la Viscosidad de la Fase Desplazante.
4. Decremento de la Viscosidad de la Fase Desplazada.
5. Reducción de la Tensión Interfacial en la Interfase.

En el proceso se pueden distinguir tres zonas de interés:

Zona 1. En la cual se observa una zona virgen, es decir, no se lleva a cabo un cambio composicional, esta zona será desplazada por un posterior banco miscible.

Zona 2. Es donde se llevan a cabo los cambios de composición y se consigue la miscibilidad, el límite guía de esta zona tiene la misma composición de aceite de la zona virgen, la máxima concentración de componentes intermedios es observada sólo en el límite guía de la segunda zona y entonces los componentes intermedios son separados del aceite crudo. Se presenta un decremento en la densidad del líquido y un incremento en la

CAPÍTULO 5: PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

densidad del gas esto continuará hasta que las densidades del gas y el líquido converjan al mismo valor (completamente miscibles).

En esta zona es llevada a cabo una reducción en el ritmo de vaporización durante el avance del proceso de desplazamiento hasta que la vaporización es reducida a cero (por el consumo del total de los componentes intermedios). Detrás del banco miscible la densidad del líquido incrementa y la densidad de la fase de gas se reduce muy rápido debido al proceso de intercambio que se llevó a cabo y que ha finalizado.

La variación de densidades en las fases líquidas y gas son el resultado de dos mecanismos combinados:

1. En el límite guía de la segunda zona, la viscosidad del líquido disminuye y la viscosidad del gas incrementa debido al proceso de avance del desplazamiento.
2. Detrás del límite guía de la segunda zona, donde el proceso de multicontacto es llevado a cabo la viscosidad del líquido aumenta y la viscosidad de la fase gas disminuye.

Es evidente que la relación de movilidad mejora por los cambios de viscosidades de ambas fases en el límite guía de la segunda zona, consecuentemente, el desplazamiento es más efectivo

Zona 3. El proceso termina con la tercera zona, en el comienzo de la zona tres la fracción mol de Nitrógeno incrementa fuertemente y los componentes de hidrocarburos son reducidos drásticamente. En la parte posterior de esta zona se formará entonces un banco de Nitrógeno.

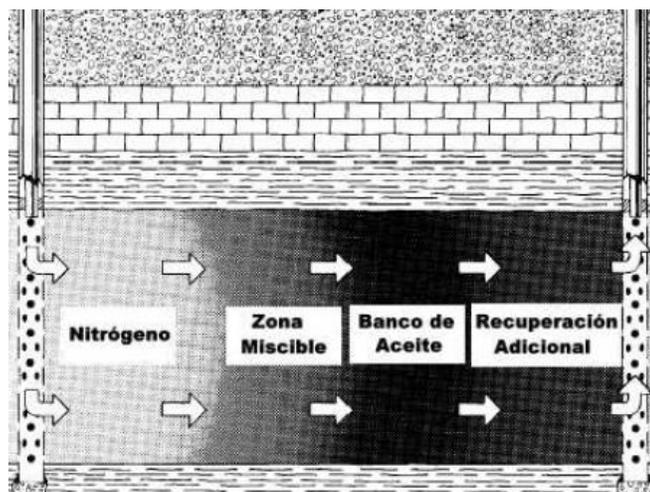


Figura 5.7. Desplazamiento miscible por Nitrógeno.

CAPÍTULO 5: PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

La vaporización es más fuerte al principio del proceso en el límite de la segunda zona, esto sugiere que la composición original del aceite crudo es un factor clave para lograr miscibilidad en una temprana etapa del proceso de desplazamiento.

El tamaño del banco miscible es directamente afectado por la temperatura y la Relación Gas–Aceite en solución, es obvio que cuando la Relación Gas–Aceite en solución incrementa, la concentración de componentes intermedios incrementa entonces, por lo que más componentes intermedios estarán disponibles en el aceite crudo.

Resultados de laboratorio han mostrado que el factor más importante para conseguir miscibilidad entre el Nitrógeno y el aceite del yacimiento es la cantidad de componentes ligeros e intermedios en el aceite. El incremento de componentes intermedios así como el decremento de contenido de metano reducen la Presión Mínima de Miscibilidad (PMM).

El incremento en el factor de recuperación de aceite con el aumento de temperatura para altas presiones de Inyección de Nitrógeno puede ser explicado como sigue: la actividad molecular incrementa con la temperatura, produciendo más interacción entre las fases, lo que provoca una rápida vaporización del aceite crudo durante el desplazamiento de nitrógeno y un incremento en la constante de equilibrio, lo que significa que la miscibilidad puede ser obtenida más rápidamente.

5.3.4. Inyección de Alcohol

El alcohol isopropil IPA es completamente miscible tanto con el agua como con el aceite; sin embargo la miscibilidad de los sistemas de tres componentes, Aceite–Agua–IPA, requiere relativamente altas concentraciones de IPA, entonces el desplazamiento no es de tipo miscible a menos que la concentración de IPA se mantenga por arriba de algún valor crítico.

Con relación a los demás desplazamientos miscibles, tales como, gas a alta presión, gas enriquecido a baja presión o Inyección de Baches, donde el contenido de agua irreductible del yacimiento permanece inmóvil durante estos procesos, esta es una diferencia con respecto a la Inyección de Alcohol.

CAPÍTULO 5: PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

Aunque estas técnicas tienen ciertas desventajas, como la pobre eficiencia de barrido areal inherente en cualquier desplazamiento teniendo una relación de movilidad altamente desfavorable. Más aún, la miscibilidad de todos estos procesos los cuales usan gas, son dependientes de la presión. Estas limitaciones de presión prohíben la aplicación en yacimientos someros.

Operación Técnica

El proceso de Inyección de Alcohol es también un proceso de desplazamiento miscible, este difiere de las técnicas miscibles mencionadas anteriormente, porque tanto el agua como el aceite del yacimiento son desplazadas por el bache. Este comportamiento es consecuencia de la miscibilidad de los sistemas Aceite–Agua–Alcohol.

En el caso más simple un volumen relativamente pequeño de un alcohol (como el IPA) es inyectado al sistema, el agua es entonces utilizada para empujar al bache a través del medio poroso, estos tres componentes alcohol, aceite y agua congénita existen o están en el frente del bache.

La miscibilidad es obtenida a determinada concentración de alcohol, siendo esta dependiente de la solubilidad del sistema en particular. La miscibilidad es mantenida dentro del bache hasta que la concentración de alcohol cae por debajo del valor requerido para mantenerla. Cuando la miscibilidad se pierde, el proceso se revierte a una Inyección de Agua.

Ciertos beneficios inherentes a la Inyección de Alcohol son:

1. Altas presiones de inyección no son requeridas para obtener miscibilidad en estos sistemas líquidos.
2. Además, el agua es un agente de empuje más deseable que el gas porque mejora la relación de movilidad y es la encargada de aumentar la eficiencia de barrido areal.

La principal desventaja es, por supuesto, el costo relativamente alto de los alcoholes.

Considerando la siguiente figura para un desplazamiento mediante la Inyección de IPA, la afluencia puede dividirse en cuatro periodos o etapas.

Etapá 1. La afluencia contenida durante este periodo dependerá principalmente de las condiciones del yacimiento, el cual en el caso de la figura tenemos una saturación residual de aceite debido a una Inyección previa de Agua.

CAPÍTULO 5: PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

Por esta situación durante este periodo solo se producirá agua, si el yacimiento tuviera condiciones de presentar una saturación de agua irreductible, solo aceite debería ser producido durante este periodo.

Etapa 2. Esta etapa es caracterizada por el flujo de dos fases aceite y agua antes del rompimiento del alcohol. El bache ha acumulado al aceite hasta llegar a la saturación necesaria para estabilizar el flujo de dos fases. Se puede ver que la relación de flujo Agua–Aceite en esta etapa depende de la viscosidad del aceite y de las características de permeabilidad relativa de la roca.

Etapa 3. Este periodo también se caracteriza por un flujo de dos fases, pero hay ahora tres componentes en cada fase agua, aceite e IPA. Entonces las fases son mezclas de componentes, por ejemplo, una capa de aceite enriquecido y una capa de agua enriquecida. Si se asume el equilibrio de fase estas capas deben ser soluciones conjugadas de quienes las composiciones son dadas por los vértices de un diagrama ternario en particular. A medida que el proceso continúa, la capa de aceite enriquecido desaparece gradualmente y la afluencia se vuelve miscible.

Etapa 4. Durante este periodo la afluencia será miscible (una sola fase), en un arreglo de forma gradual de tres componentes hasta IPA puro, seguido por Agua–IPA y finalmente agua en la parte final del desplazamiento.

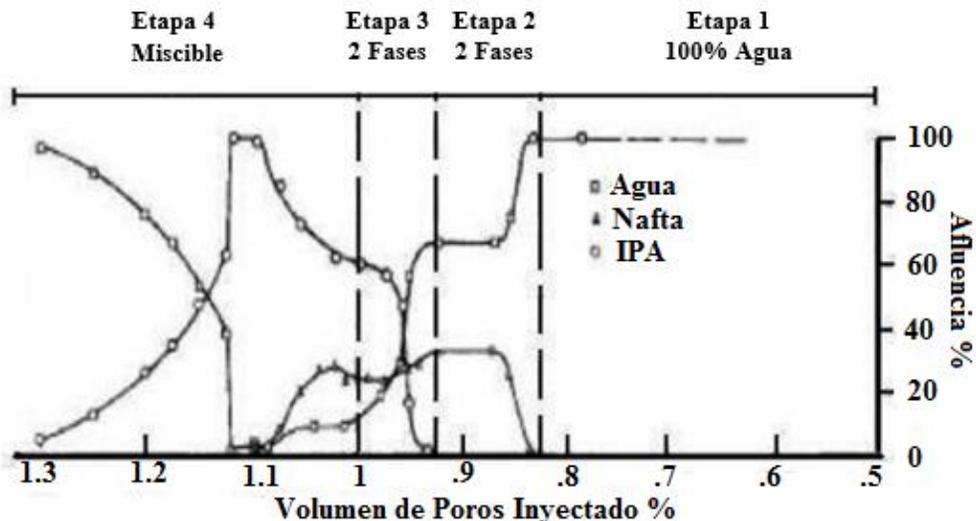


Figura 5.8. Desplazamiento Mediante la Inyección de Alcohol Isopropil IPA.³⁸

³⁸ C. Gatlin, R.L. Slobod, "The Alcohol Slug Process for Increasing Oil Recovery" Paper SPE 1356.



CAPÍTULO 6

ANTECEDENTES Y CARACTERÍSTICAS DE LOS CAMPOS AYATSIL-TEKEL-UTSIL

CAPÍTULO 6: ANTECEDENTES Y CARACTERÍSTICAS DE LOS CAMPOS AYATSIL-TEKEL-UTSIL

6.1. ANTECEDENTES

Nuestros campos se ubican en la Plataforma Continental del Golfo de México, frente a la costa del estado de Campeche. Está limitado al norte por la isobata de 500 metros y lo que fue el proyecto Progreso, al sur y al este por la línea de costa del estado de Campeche, mientras que al oeste por la isobata de 500 metros y los proyectos Campeche Poniente y Campeche Oriente Terciario, cubriendo un área de 61,246 km².

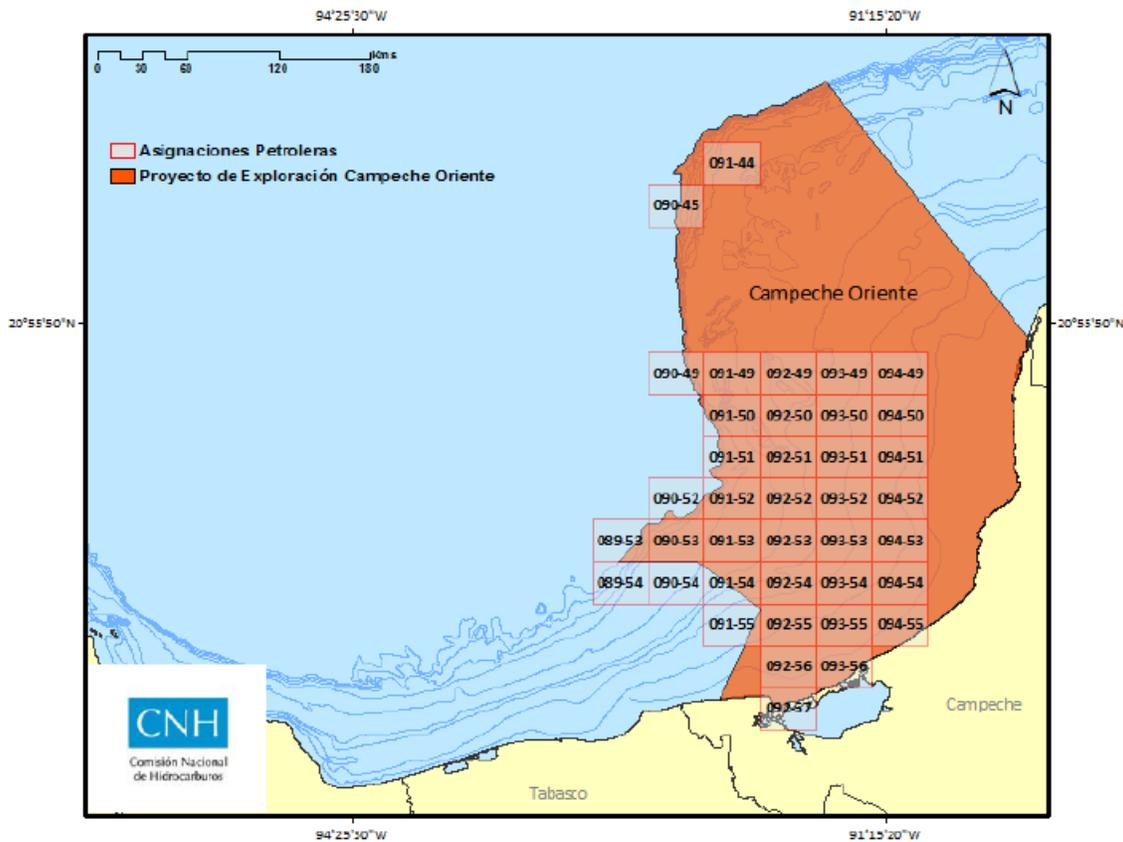


Figura 6. Ubicación del Proyecto Campeche Oriente (PEP, 2010).

El Proyecto Campeche Oriente está integrado por los campos: Ayatsil, Tekel, Utsil, Tson, Pohp, Lem, Zazil-Ha-Yaxiltun, Kanche, Kayab, Tunich, Nab, Baksha, Pit, Chapabil y Numan de la Región Marina Noreste.

Estas formaciones están compuestas por rocas carbonatadas altamente fracturadas, que contienen aceites con densidades en el rango de 6 -13.6 °API y viscosidades entre 20 y 49.8 [cp] a condiciones de yacimiento, temperaturas moderadas entre 110 y 122.8 °C y presiones originales de yacimiento que varían en el rango de 186 [kg/cm²].

CAPÍTULO 6: ANTECEDENTES Y CARACTERÍSTICAS DE LOS CAMPOS AYATSIL-TEKEL-UTSIL

La relación Gas Aceite característica para este tipo de crudo es de 16.6 [m³/m³] a 20.38 [m³/m³].

Los yacimientos descubiertos correspondientes a brechas del KS y KI, así como JSK. Sólo se descubrieron dos yacimientos en este último nivel geológico y se encuentran en las estructuras Tson y Pohp. Los aceites descubiertos varían en densidad API, siendo los de los Campos Ayatsil, Tekel, Utsil, Pit y Tson los que presentan menores viscosidades y mejores densidades API.

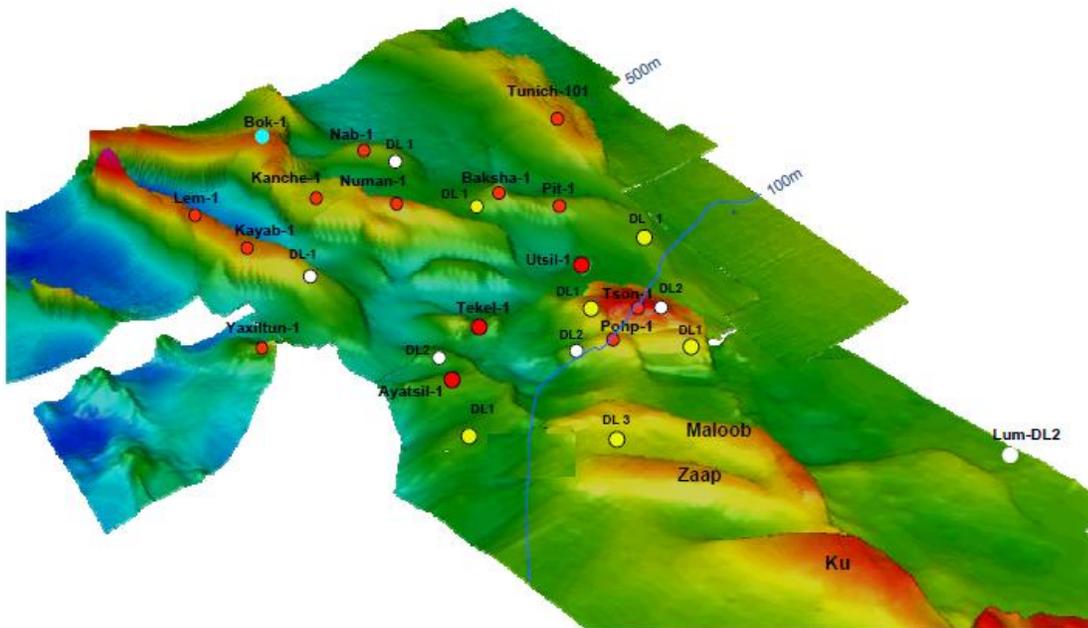


Figura 6.1. Localización de nuevos campos descubiertos de aceite pesado (configuración estructural de la cima del Cretácico Superior) (PEP, 2010).

CAPÍTULO 6: ANTECEDENTES Y CARACTERÍSTICAS DE LOS CAMPOS AYATSIL-TEKEL-UTSIL

6.1.1. Marco Geológico Regional

Cada uno de los detalles estructurales, estratigráficos y las propiedades del sistema roca-fluido, que distinguen la geología de los Campos Ayatsil-Tekel-Utsil, son el resultado de acortamientos geológicos, tectónico-estructurales y geoquímicos, que de forma regional y/o local actuaron en los periodos de la historia geológica de la región donde se localizan estos Campos.

Los eventos geológicos tectónico-estructurales y geoquímicos que han influido en la zona, están relacionados directamente con los que han ocurrido en la Sonda de Campeche, a la evolución del Golfo de México y a las Cuencas Terciarias del Sureste.³⁹

Estos acontecimientos generaron fuertes deformaciones, cabalgamientos, sistemas de fracturas, pilares y fosas tectónicas en el área, y de manera local han influido en la arquitectura de las trampas petroleras de los yacimientos de la región. Además, los ambientes de depósito, los procesos geoquímicos y diagenéticos de la región favorecieron primordialmente la formación de rocas carbonatadas con alta porosidad secundaria, así como rocas terrígenas principalmente arcillosas (lutitas), que cierran delgados cuerpos de arenas con buen potencial petrolero de manera general en la Sonda de Campeche.

6.1.2. Tectónica Regional

A través de millones de años de evolución de la tierra, es importante señalar la tectónica como uno de los elementos que contribuyó a la formación de los depósitos que contienen hidrocarburos en la actualidad. El desarrollo al que ha sido sujeto el Golfo de México y en específico la Sonda de Campeche, obedece a diferentes eventos tectónicos tales como:

- a) La apertura del Golfo de México en el periodo Triásico, desencadenando un rompimiento de la corteza terrestre que contenía ambientes someros. Esto permitió la acumulación de depósitos continentales marinos.

³⁹ Padilla y Sánchez, R.J: “Evolución geológica del sureste mexicano desde el Mesozoico al presente en el contexto regional del Golfo de México”, Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana, 2007.

CAPÍTULO 6: ANTECEDENTES Y CARACTERÍSTICAS DE LOS CAMPOS AYATSIL-TEKEL-UTSIL

- b) La subsidencia, así como la generación de grandes fallas normales fueron los eventos que dominaron el Jurásico Tardío. Una relativa estabilidad tectónica favoreció el depósito de carbonatos de rampa somera.
- c) En el Cretácico, un conjunto de elementos estructurales formados por “Grabens” y “Horst”, dio lugar al acomodo para la depositación de sedimentos del Cretácico Inferior al Cretácico Superior (en lo sucesivo KI y KS respectivamente).
- d) En el Paleógeno, un evento tectónico denominado “Orogenia Laramide” formó la Sierra Madre Oriental, esto ocasionó que la depositación cambiara a elementos de tipo clásticos-terrágenos que empezaron a llenar los depósitos del Golfo de México y la sierra recién formada; mientras que para el bloque de Yucatán, la depositación de carbonatos en un ambiente somero continuaba, misma que se abordaría con mayor profundidad posteriormente.

La geología regional está directamente influenciada por los elementos que contribuyen el Golfo de México, así como aquellos próximos del Sureste mexicano (SE): la plataforma de Yucatán, las cuencas Cenozoicas del SE y la Sierra de Chiapas; en las cuales se llevaron a cabo diferentes eventos sedimentológicos, estratigráficos y estructurales relacionados con la evolución del Golfo de México.

La Plataforma de Yucatán, es un extenso banco carbonatado, cuyo desarrollo inicia en el Mesozoico y continua en la actualidad, dicho banco se extiende hasta el escarpe de Campeche, el que replegados sobre su porción occidental se encuentran grandes cuerpos deformados de sal que han intrusionado a rocas mesozoicas y cenozoicas.

La compresión ocasionada por el movimiento lateral del bloque de Chortis y de la subducción de la Placa de Cocos contra la terminación meridional de la Placa de Norteamérica a través del sistema de fallas Montagua/Polochic, formo lo pliegues y fallas de la cadena de Chiapas Reforma-Akal; los cuales conforman diferentes estilos estructurales que rigen en la Sonda de Campeche y por ende que afectan el área donde se encuentran los Campos Ayatsil-Tekel-Utsil.

CAPÍTULO 6: ANTECEDENTES Y CARACTERÍSTICAS DE LOS CAMPOS AYATSIL-TEKEL-UTSIL

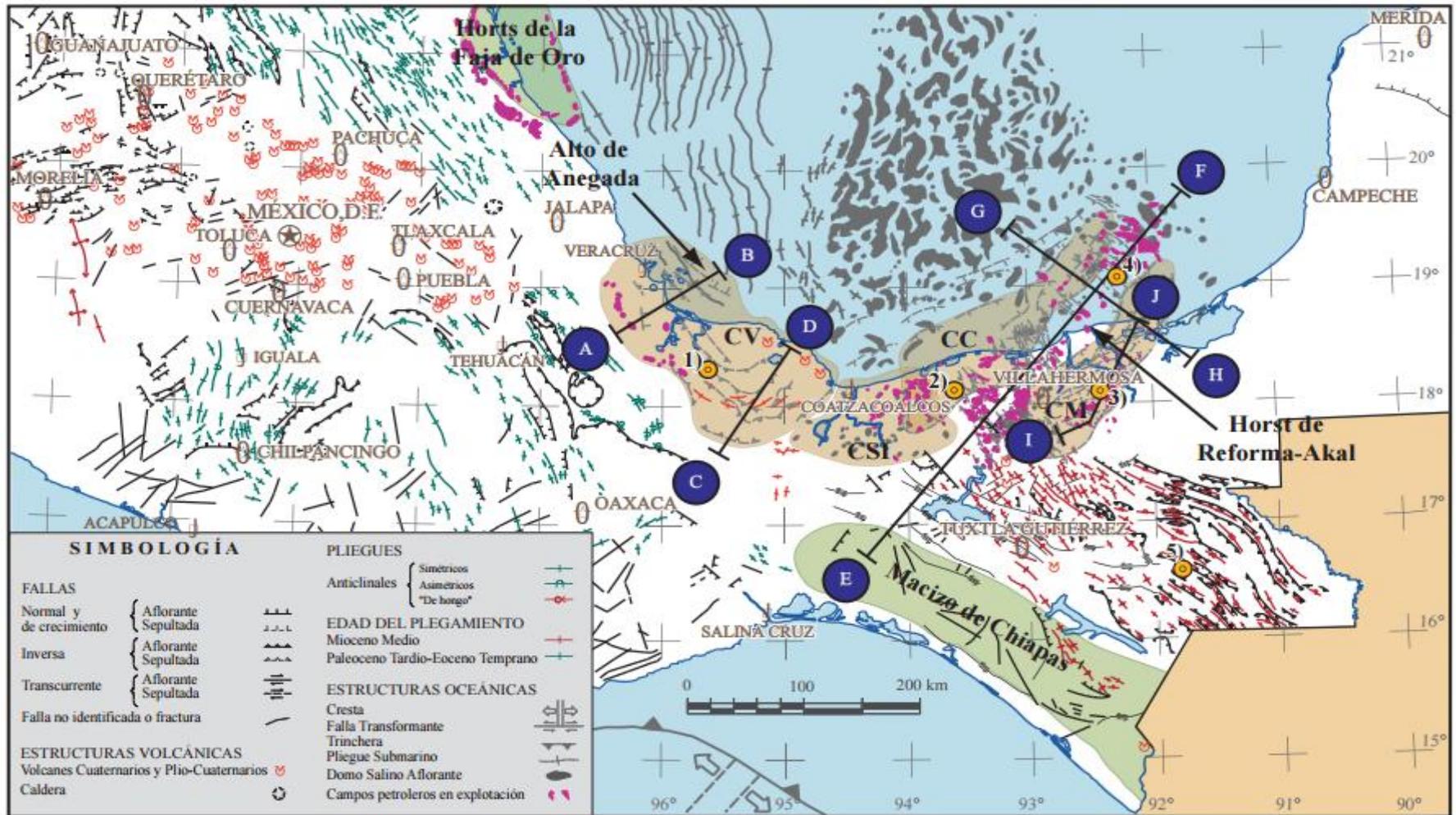


Figura 6.2. Mapa tectónico del SE de México mostrando las Cuencas, los Horsts y las estructuras de mayor relevancia asociadas a la evolución geológica del Golfo de México y de las Cuencas Terciarias del SE (CV: Cuenca de Veracruz, CSI: Cuenca Salinas del Istmo, CC: Cuenca de Comalcalco, CM: Cuenca de Macuspana, SZ: Sierra de Zongolica, SCH: Sierra de Chiapas y la Sonda de Campeche) (Padilla, 2007).

CAPÍTULO 6: ANTECEDENTES Y CARACTERÍSTICAS DE LOS CAMPOS AYATSIL-TEKEL-UTSIL

Las provincias geológicas conocidas como “Cuencas Cenozoicas” están integradas por las Cuencas de Comalcalco, Macuspana, Veracruz y Salina del Istmo; ellas constituyen grandes depresiones resultado del movimiento de la sal, la arcilla y del evento chiapaneco que deformó a las rocas entre el Oligoceno y Mioceno Inferior en todo el SE de la República, en las depresiones se acumularon grandes cantidades de sedimentos terrígenos.⁵²

Las Cuencas Cenozoicas tuvieron su mayor evolución a partir del Paleógeno; durante este tiempo se incremento la interacción entre los elementos tectónicos del Bloque de Chortis, Macizo Granítico de Chiapas, Sierra de Chiapas y Bloque de Yucatán y posteriormente durante el Mioceno Inferior el choque ocurrió entre las placas de Cocos, Norteamérica y del Caribe origino plegamientos y fallamientos en toda el área incluyendo la Sonda de Campeche dentro de la que se encuentra Ayatsil-Tekel-Utsil.

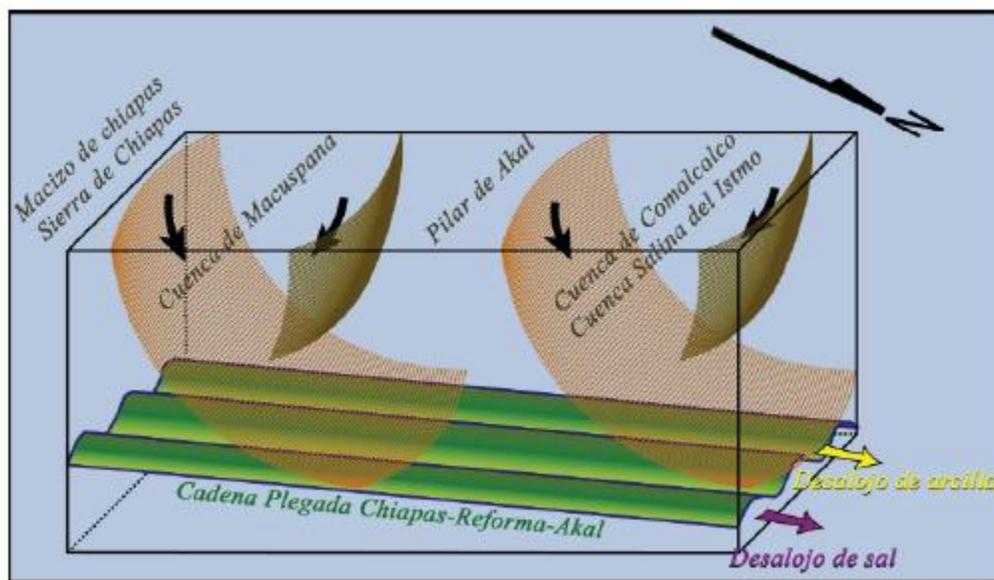


Figura 6.3. Bloque diagramático que muestra la disposición espacial de la Cadena Plegada de Chiapas-Reforma-Akal, basculada hacia el NW y las cuencas de Macuspana y Comalcalco producto de un deslizamiento gravitacional. (Padilla, 2007).

CAPÍTULO 6: ANTECEDENTES Y CARACTERÍSTICAS DE LOS CAMPOS AYATSIL-TEKEL-UTSIL

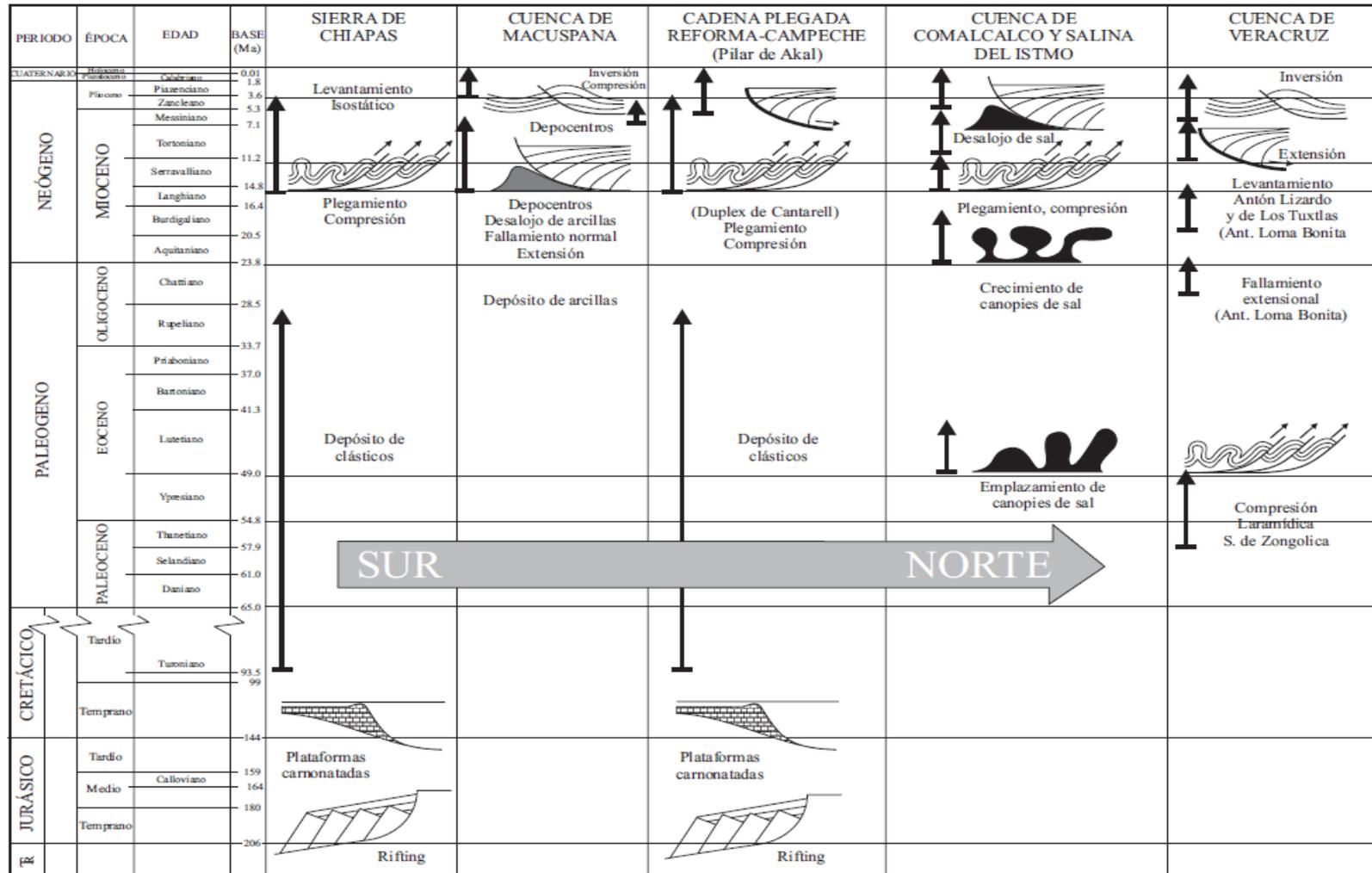


Figura 6.4. Representación esquemática cronológica de los eventos tectónicos que afectaron la región del sureste mexicano y la porción meridional del Golfo de México (Padilla, 2007).

CAPÍTULO 6: ANTECEDENTES Y CARACTERÍSTICAS DE LOS CAMPOS AYATSIL-TEKEL-UTSIL

6.1.3. Marco Estratigráfico

Las rocas que conforman la columna estratigráfica en la Sonda de Campeche fueron depositadas dentro del Golfo de México, las cuales han estado sujetas a varios factores que condicionan sus características, tales como la historia tectónica, los cambios globales del nivel del mar y la configuración y tipo de depósito dentro de la cuenca; así como a los procesos que controlan la sedimentación. El buen entendimiento de estos factores logra buena correlación estratigráfica, que sea confiable y que favorezca en la comprensión de la geometría de las unidades de depósito.⁴⁰

De manera general, los depósitos sedimentarios que constituyen la sedimentación de la Sonda de Campeche van desde el Mesozoico (Jurásico) al Cenozoico. Principalmente predominan carbonatos y terrígenos, los primeros están presentes mayormente en el Mesozoico y los segundos en el Cenozoico.

La columna estratigráfica de los Campos está constituida por secuencias que van del Jurásico Superior Oxfordiano (en lo sucesivo JSO) al Cenozoico, los sedimentos del Oxfordiano son principalmente mudstone y wackestone de litoclastos con intercalaciones de lutitas, areniscas e intervalos donde predomina la dolomía; hacia la base presenta horizontes de anhidrita y sal.

Para el Jurásico Superior Kimeridgiano (en lo sucesivo JSK), se tiene de manera generalizada dolomía mesocrystalina con interacciones de lutitas, calizas oolíticas recristalizadas y ligeramente dolomitizadas. Mientras que en el Jurásico Superior Tithoniano (en lo sucesivo JST), también se han identificado lutitas negras calcáreas y fosilíferas y lutitas con intercalaciones de wackestone y mudstone.

El KI está compuesto por dolomía microcristalina, mudstone y wackestone, hacia el Albiano-Cenomaniano predominan los carbonatos mudstone a wackestone arcilloso fracturados, también se tienen dolomías microcristalina y nódulos aislados de pedernal. En el KS se tiene una secuencia compuesta de Brechas derivadas de calizas dolomitizadas con cementante arcilloso y calcáreo.

⁴⁰ Ortiz, P, C, A: “Secuencias estratigráficas en la Sonda de Campeche”, Tesis Profesional, UNAM, 2010.

CAPÍTULO 6: ANTECEDENTES Y CARACTERÍSTICAS DE LOS CAMPOS AYATSIL-TEKEL-UTSIL

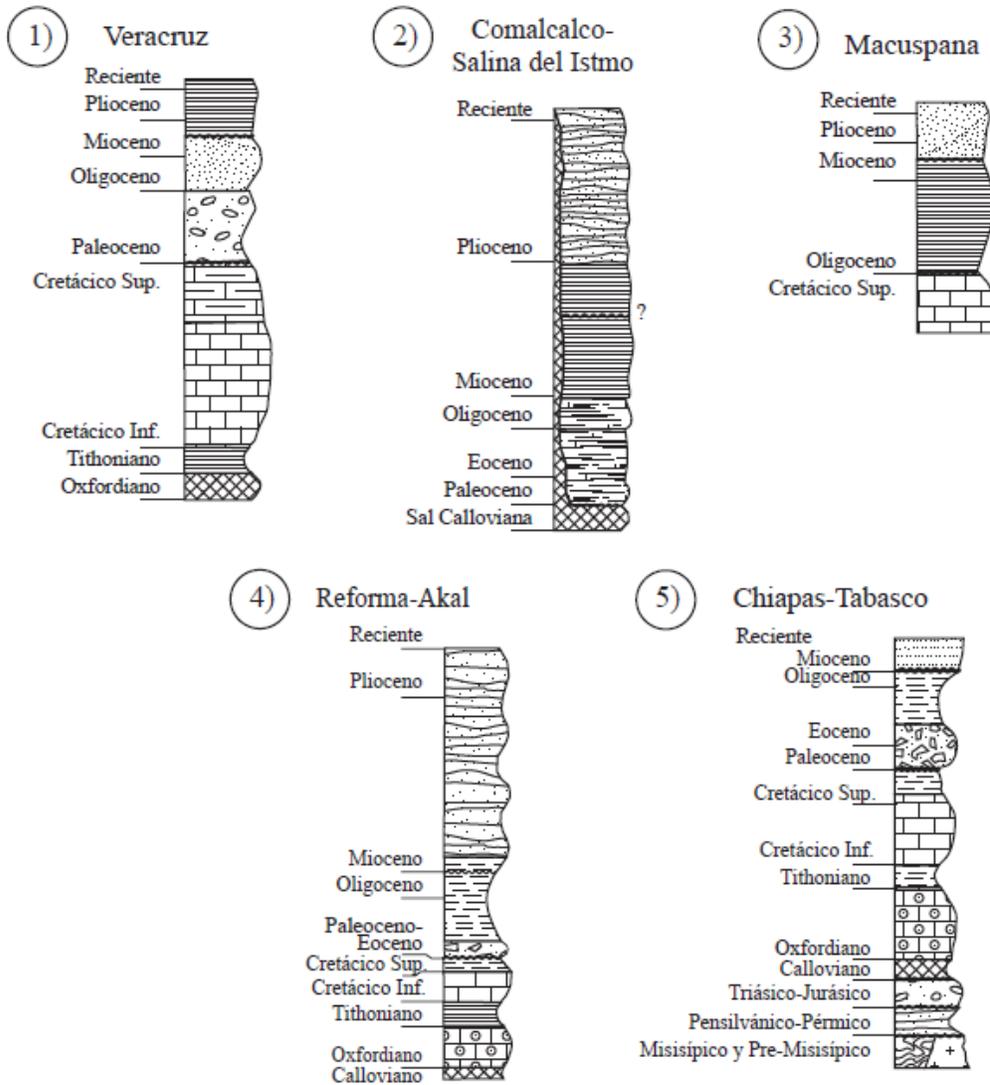


Figura 6.5. Litoestratigrafía regional del sureste mexicano en la porción meridional del Golfo de México (Padilla, 2007).

CAPÍTULO 6: ANTECEDENTES Y CARACTERÍSTICAS DE LOS CAMPOS AYATSIL-TEKEL-UTSIL

6.2 PROYECTO AYATSIL-TEKEL-UTSIL

6.2.1. Características Generales de los Campos Ayatsil-Tekel-Utsil

Campo Ayatsil

Se localizan en aguas territoriales del Golfo de México, el área de Ayatsil se ubica aproximadamente a 130 km, al NW de Cd. del Carmen, Campeche, en un tirante de agua de 114 m.

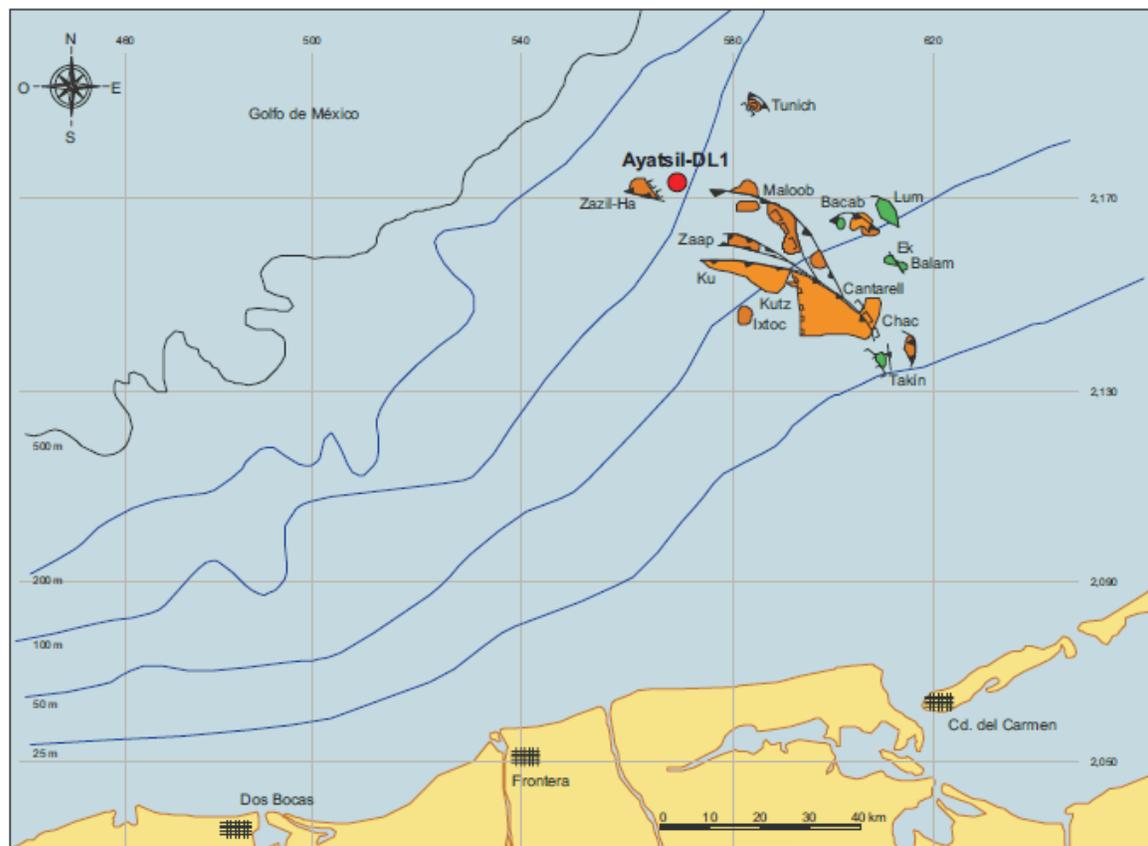


Figura 6.6. Localización del pozo Ayatsil-DL1 en aguas territoriales del Golfo de México (PEP, 2010).

CAPÍTULO 6: ANTECEDENTES Y CARACTERÍSTICAS DE LOS CAMPOS AYATSIL-TEKEL-UTSIL

El Campo Ayatsil está compuesto por tres altos estructurales cuyo ejes principales están orientados en dirección NW-SE, de edad KI, Cretácico Medio (en lo sucesivo KM) y KS.

El pozo Ayatsil-1, el cual penetró 160 metros dentro del yacimiento Brecha Terciario Paleoceno Cretácico Superior (en lo sucesivo BTPKS), resultando productor de aceite de 10.5 °API con un gasto de 4,126 bpd. Dada la magnitud de la trampa y el área de oportunidad que ofrecía en cuanto a reclasificación e incremento en el volumen de aceite, se perforó el pozo Ayatsil-DL1, el cual se terminó en 2008, cortando la columna sedimentaria de más de 600 metros en el KI, KM y KS, y resultando también productor de aceite pesado.⁴¹

Estratigrafía

La columna estratigráfica en el pozo está constituida por sedimentos que van del JST al Reciente.

El Tithoniano consta de mudstone arcilloso y bituminoso, representando un ambiente de depósito profundo y de circulación restringida.

A nivel KI predominan los carbonatos de textura mudstone-wackestone de bioclastos y litoclastos, con presencia de pedernal como accesorio.

El KM se caracteriza por calizas arcillosas bentoníticas, con pedernal como accesorio, incluso en el pozo Ayatsil-DL1 se le observa dolomitizado y con fracturamiento moderado.

En el KS predominan las brechas asociadas a flujos de escombros, así como calizas de textura mudstone-wackestone, dolomitizadas y fracturadas, con impregnación de aceite pesado móvil.

En la cima del KS se depositaron brechas dolomitizadas de litoclastos y bioclastos, con porosidad intercrystalina y vugular.

El Terciario consiste de intercalaciones de lutitas con delgadas alternancias de areniscas de grano fino a medio, mientras que las formaciones de edad Reciente se componen de arcillas y arenas poco consolidadas.

⁴¹ Carrillo, G.L.A, García, G. y Moreno, M.V.H, “Generación e implementación de un modelo geomecánico integral para el desarrollo del Campo Ayatsil”, Ingeniería de Perforación y Mantenimiento a Pozos, Pemex Exploración y Producción, 2010.

CAPÍTULO 6: ANTECEDENTES Y CARACTERÍSTICAS DE LOS CAMPOS AYATSIL-TEKEL-UTSIL

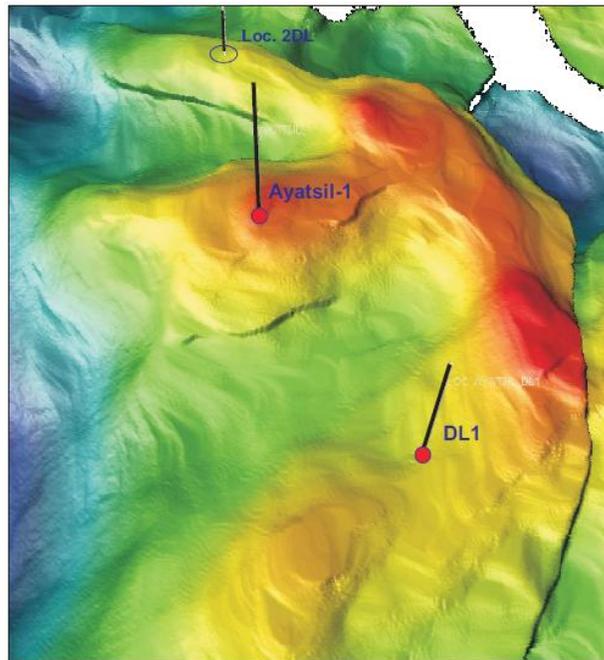


Figura 6.7. Configuración estructural de la cima Brecha Cretácico Superior, Campo Ayatsil (PEP, 2010).

Sistema Petrolero

a) Trampa

La trampa es una estructura anticlinal que incluye tres lóbulos alargados orientados sensiblemente de Este a Oeste y limitados cada uno por fallas inversas. El pozo Ayatsil-1 fue perforado en el lóbulo central, mientras que el Ayatsil-DL1 en el lóbulo Sur, a 3,900 metros al SE del primero. La estructura está afectada por fallamiento inverso en sus flancos Norte y NE y su proceso de estructuración se encuentra asociado geológicamente a la del campo Maloob.

b) Roca almacén

El yacimiento está representado principalmente por una brecha sedimentaria dolomitizada, constituida por fragmentos de mudstone-wackestone, con porosidad secundaria en fracturas y cavidades de disolución.

c) Roca generadora

De acuerdo con estudios geoquímicos realizados en muestras de aceite y núcleos, se determinó que la principal roca generadora de hidrocarburos en la Sonda de Campeche data del Jurásico Superior Tithoniano, constituida por lutitas bituminosas y calizas arcillosas, con abundante materia orgánica.

CAPÍTULO 6: ANTECEDENTES Y CARACTERÍSTICAS DE LOS CAMPOS AYATSIL-TEKEL-UTSIL

d) Sello

Las rocas que actúan como sello de las Brechas del KS corresponden a lutitas color gris verdoso, bentoníticas, plásticas y parcialmente calcáreas de formaciones de edad Paleoceno.

e) Yacimiento

En el pozo Ayatsil-DL1, mediante pruebas de presión producción, registros geofísicos, datos de ingeniería y los resultados de análisis de núcleos, se determinó el contacto agua-aceite a la profundidad de 4,228 metros bajo el nivel del mar, en la formación Brecha BTPKS. Sin embargo, en la posición estructural más elevada, donde el fracturamiento y dolomitización son más intensos, los yacimientos corresponden al KM y KI, tal como se ha observado en campos análogos.

En la **Figura 6.8** se ilustra la posición del contacto agua-aceite para el campo.

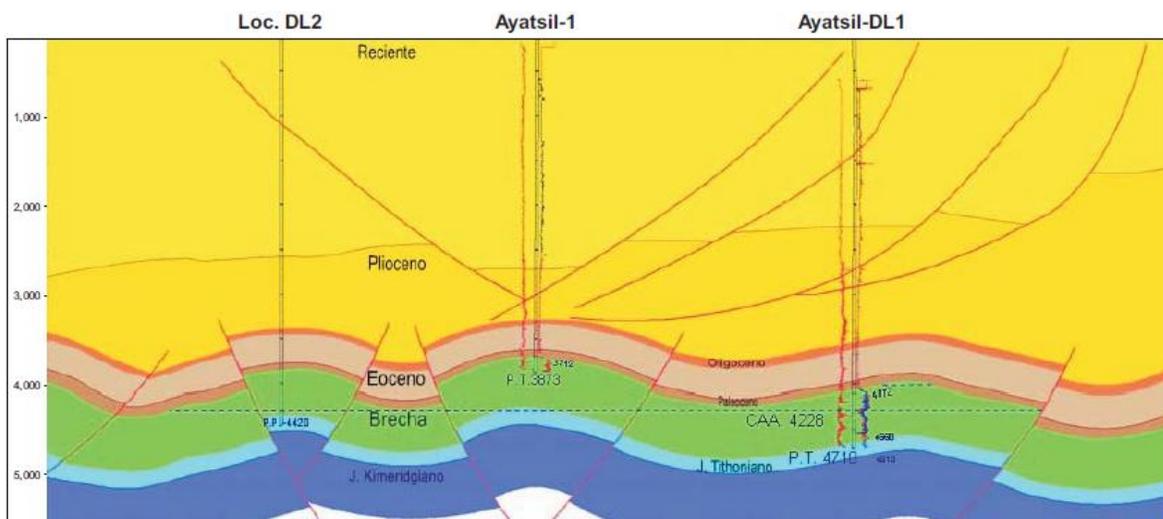


Figura 6.8. Sección estructural del campo Ayatsil donde se muestra el contacto agua-aceite (PEP, 2010)

CAPÍTULO 6: ANTECEDENTES Y CARACTERÍSTICAS DE LOS CAMPOS AYATSIL-TEKEL-UTSIL

Estratigrafía

En el campo Tekel la columna geológica se encuentra constituida por rocas que varían en edad, desde el JSO hasta el Reciente-Pleistoceno. Sus cimas cronoestratigráficas se fijaron mediante el análisis e identificación de fósiles índices así como por marca de registros eléctricos. El yacimiento encontrado en este campo, pertenece a rocas de edad KS y KM.

Sistema Petrolero

a) Trampa

Para este campo, la trampa es de tipo netamente estructural, donde el pozo Tekel-1 fue perforado cercano a la cresta de la estructura, ligeramente hacia el flanco NW.

b) Roca almacén

Está compuesta por una brecha sedimentaria de edad KS, con buena porosidad secundaria intercrystalina, en fracturas y en abundantes microcavidades de disolución, presenta buena impregnación de aceite, en el KM, las rocas presentan menor presencia de vóculos y la porosidad es principalmente por fracturas.

c) Roca generadora

Los hidrocarburos se generaron en rocas arcillocalcáreas de edad Jurásico Superior Tithoniano, con un alto contenido de materia orgánica, en un ambiente marino carbonatado con cierta influencia siliciclástica.

d) Roca sello

El sello del yacimiento está constituido por 85 metros de rocas sedimentarias, con presencia de diferentes sedimentos arcillosos, como margas, lutitas bentónicas y lutitas calcáreas del Paleoceno.

e) Yacimiento

El yacimiento es de edad KM y KS. La cima se ubica a 3,175 metros bajo nivel del mar y la base a 3,415 metros bajo nivel del mar, el espesor alcanza 240 metros.

Este yacimiento litológicamente está compuesto principalmente por una brecha sedimentaria con porosidad secundaria intercrystalina, en fracturas y en microcavidades de disolución, con porosidades del orden de 8 a 10 por ciento.

CAPÍTULO 6: ANTECEDENTES Y CARACTERÍSTICAS DE LOS CAMPOS AYATSIL-TEKEL-UTSIL

Campo Utsil-1

El pozo exploratorio Utsil-1 que se localiza a 132 km al NW de Ciudad del Carmen, Campeche, y a 5.5 km la porción noroeste de la Fosa de Comalcalco, en el borde con el Pilar de Akal. Alcanzó la profundidad de 3,950 m, resultando productor de aceite de 9.5 °API en rocas de KM y BTPKS con un gasto de aceite de 3,207 bpd y 0.5 mmpcd con bombeo electro centrífugo.⁴³



Figura 6.10. Plano de localización del campo Utsil (PEP, 2011).

⁴³ “Anuario Estadístico”, Pemex, 2011.

CAPÍTULO 6: ANTECEDENTES Y CARACTERÍSTICAS DE LOS CAMPOS AYATSIL-TEKEL-UTSIL

Estratigrafía

La columna geológica del campo, comprende rocas sedimentarias que van en edad desde el JST al Reciente-Pleistoceno. Sus cimas cronoestratigráficas se fijaron mediante el análisis e identificación de foraminíferos planctónicos índices en las muestras de canal y núcleos, así como por marca eléctrica.

Sistema Petrolero

a) Trampa

El pozo Utsil-1 fue perforado en la porción central de la estructura. El yacimiento del campo, a nivel de la Brecha del KS, está definido en su entrampamiento por una componente estructural.

b) Roca almacén

La roca almacén, para la parte superior del Cretácico está constituida por una brecha sedimentaria en partes dolomitizada, compuesta por clastos hasta de 20 centímetros de mudstone, wackestone y dolomías, con porosidad secundaria intercrystalina, en fracturas y en cavidades de disolución con buena impregnación de aceite, la permeabilidad se ve incrementada por fracturamiento y disolución.

En el KM la roca almacén la componen intercalaciones de dolomía micro a mesocrystalina y mudstone a wackestone dolomitizados de intraclastos y bioclastos, la porosidad principal es de tipo secundaria intercrystalina y en fracturas, con regular impregnación de aceite, la permeabilidad se ve incrementada por fracturamiento.

c) Roca generadora

En lo que respecta a la roca generadora, los resultados de los biomarcadores permiten definir que los hidrocarburos se generaron en rocas del Jurásico Superior Tithoniano en un ambiente marino carbonatado.

d) Roca sello

La roca sello en la parte superior del yacimiento está constituido por 110 m de lutita bentonítica del Paleoceno, la base del yacimiento está definida por un cambio litológico estableciéndose un límite físico a 3,787 m a nivel del pozo Utsil-1.

CAPÍTULO 6: ANTECEDENTES Y CARACTERÍSTICAS DE LOS CAMPOS AYATSIL-TEKEL-UTSIL

e) Yacimiento

El yacimiento se ajusta a un modelo de yacimiento homogéneo infinito con almacenamiento variable, asociado a la distribución del modelo sedimentario de las Brechas.

6.2.2. Interpretación sísmica de horizontes y fallas

Al final del proceso que se requiere para la interpretar los estudios sísmicos, se detectaron diferentes horizontes sísmicos pertenecientes al Terciario y al Mesozoico, en un área de 1,840 km². De igual forma, se detectaron las fallas principales actuando en los Campos Ayatsil-Tekel-Utsil.

La importancia de las fallas radica en el ámbito de límites estructurales principales. Con la adecuada interpretación de fallas se pueden definir los rasgos estructurales propios del área. En el caso de Ayatsil-Tekel-Utsil, los estudios arrojan un fallamiento de tipo normal asociado con los eventos mencionados en la parte de la geología regional.

La estructura de Ayatsil se encuentra en una rampa, que se considera una zona de despegue donde se deslizan las fallas inversas apoyadas por la presencia de sal; se observa un cierre propio hacia el SW (Fosa de Comalcalco) y limitado al NE con una transversal del Campo Ayatsil-Tekel que va de SW-NE.

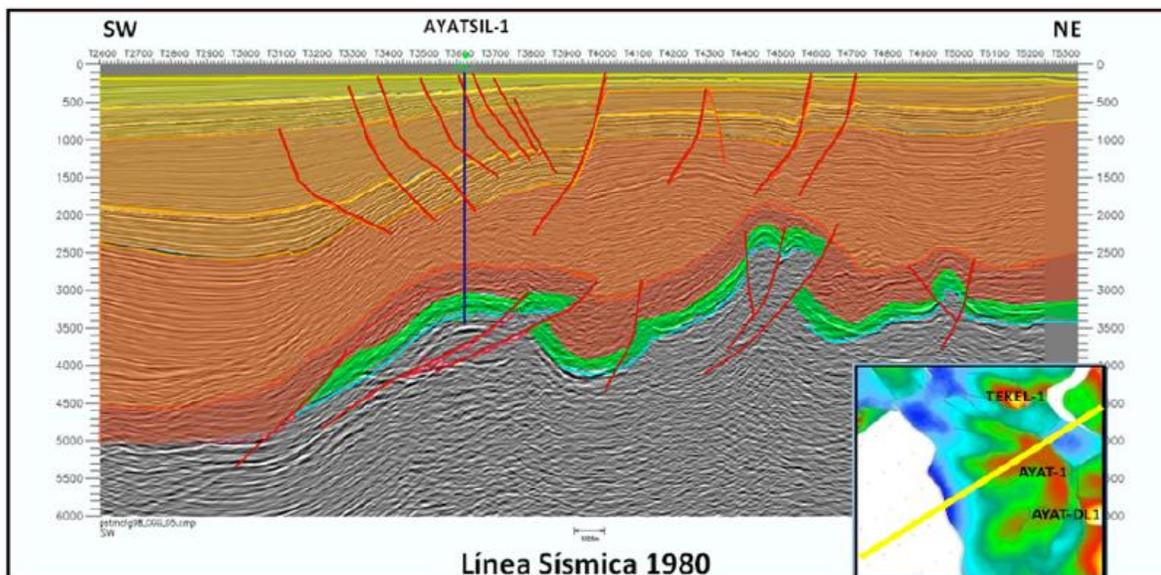


Figura 6.11. Sección Sísmica con localización (PEP, 2010)

CAPÍTULO 6: ANTECEDENTES Y CARACTERÍSTICAS DE LOS CAMPOS AYATSIL-TEKEL-UTSIL

En la **Figura 6.12** se aprecian las fallas inversas a nivel Mesozoico, en donde el esfuerzo de carga del Terciario ha favorecido las estructuras de las trampas de los pozos, Tekel-1, Ayatsil-1 y Ayatsil-DL1, quedando limitados por fallas.

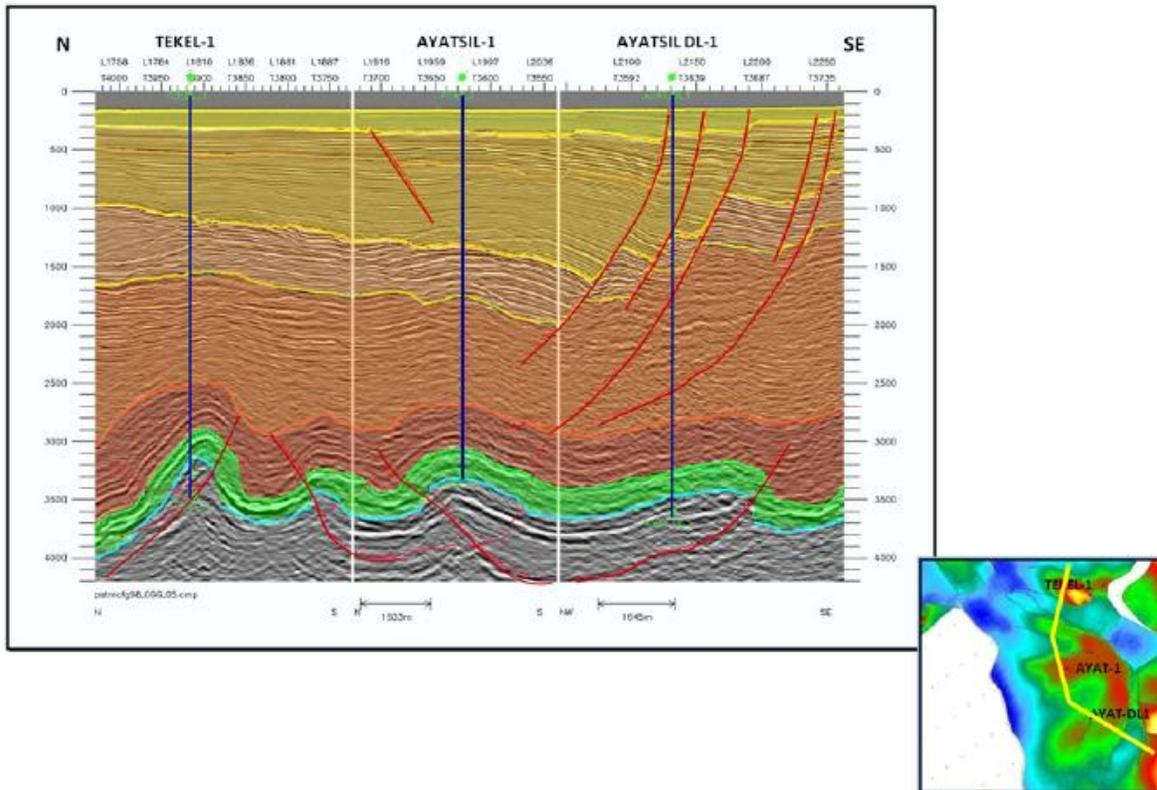


Figura 6.12. Sección Sísmica compuesta, Campos Ayatsil-Tekel (PEP, 2010)

El Campo Tekel está conformado por una estructura de tipo anticlinal cuyo eje principal está orientado en dirección NW-SE. Hacia el Norte está limitada por una falla inversa que también presenta orientación NW-SE; hacia el Sur y el Este por una falla inversa y hacia el Oeste la estructura tiene cierre propio, como se aprecia en la configuración de la **Figura 6.13**.

CAPÍTULO 6: ANTECEDENTES Y CARACTERÍSTICAS DE LOS CAMPOS AYATSIL-TEKEL-UTSIL

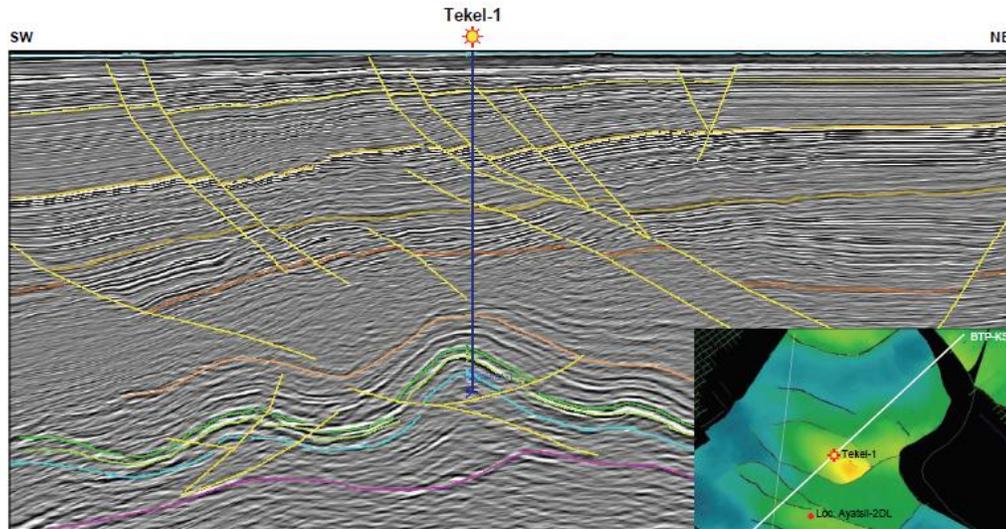


Figura 6.13. Sección sísmica mostrando las características estructurales y la trampa en el Campo Tekel (PEP, 2010).

Para el siguiente caso, la estructura donde se ubica el pozo Utsil-1 se define como un anticlinal angosto de 2.2 km de ancho por 5.7 km de longitud, orientado Este-Oeste y limitado en ambos flancos por fallas inversas. Se considera a esta estructura como un anticlinal alterno y adyacente a la estructura Numán, si bien tiene una posición estructural más baja, **Figura 6.14**.

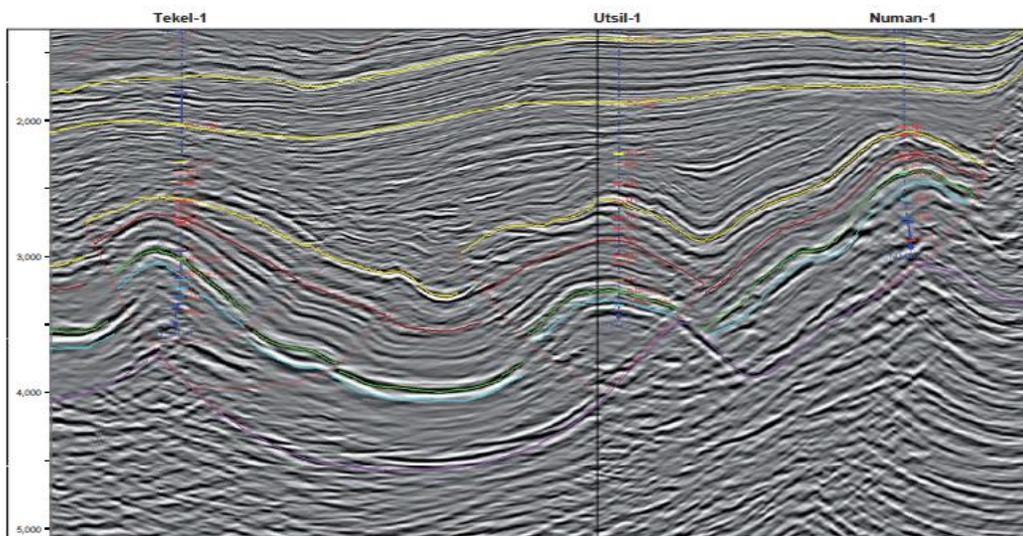


Figura 6.14. Correlación sísmica entre las estructuras Numán, Utsil y Tekel para la cima de la Brecha – Cretácico (PEP, 2011).

CAPÍTULO 6: ANTECEDENTES Y CARACTERÍSTICAS DE LOS CAMPOS AYATSIL-TEKEL-UTSIL

6.2.3. Evaluación petrofísica de los Campos Ayatsil-Tekel-Utsil

La forma más detallada de evaluar los yacimientos naturalmente fracturados es mediante la adquisición de núcleos de diámetro completo en los intervalos de interés. El acceso a núcleos de diámetro completo permite a los geólogos y petrofísicos examinar las propiedades específicas que inciden en la capacidad de conducción de fluidos de una fractura.

A través de lo visto en los Capítulos 3 y 4 tenemos las herramientas necesarias para una buena caracterización de estos Campos, el objetivo final es siempre la optimización de cualquier proyecto en la industria petrolera.

Propiedades Petrofísicas (Ayatsil)

En el caso del pozo Ayatsil-1, se realizó la extracción de un núcleo en el intervalo de 3,732-3,738 [mvbnm] recuperando sólo el 16.6% del núcleo (aproximadamente un metro). En dicho núcleo se pudo constatar la presencia de Brecha conformada por fragmentos de mudstone-wackestone de edad BTPKS. El sistema poroso manifiesta fracturamiento y cavidades de disolución, además de porosidad intercrystalina por dolomitización y micro porosidad en los fragmentos que constituyen la Brecha. En cuanto a presencia de hidrocarburos, se observa impregnación de aceite pesado principalmente en fracturas y cavidades de disolución.

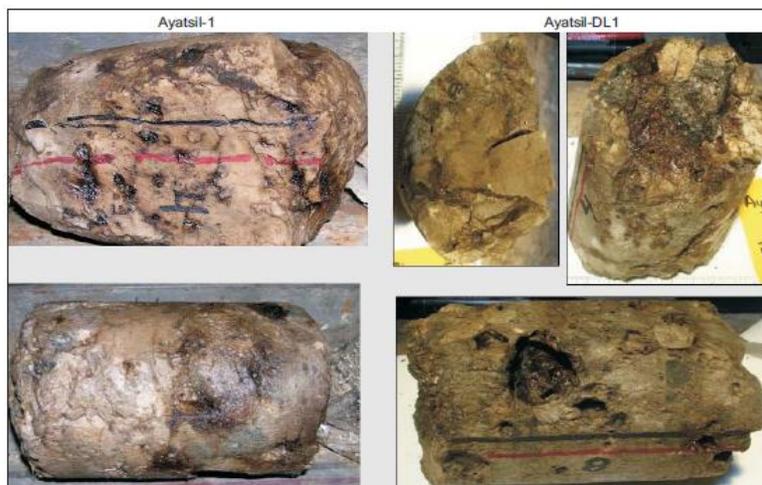


Figura 6.15. Núcleos cortados en el yacimiento Cretácico del Campo Ayatsil, se observa aceite en el sistema poroso y fracturas (PEP, 2010).

CAPÍTULO 6: ANTECEDENTES Y CARACTERÍSTICAS DE LOS CAMPOS AYATSIL-TEKEL-UTSIL

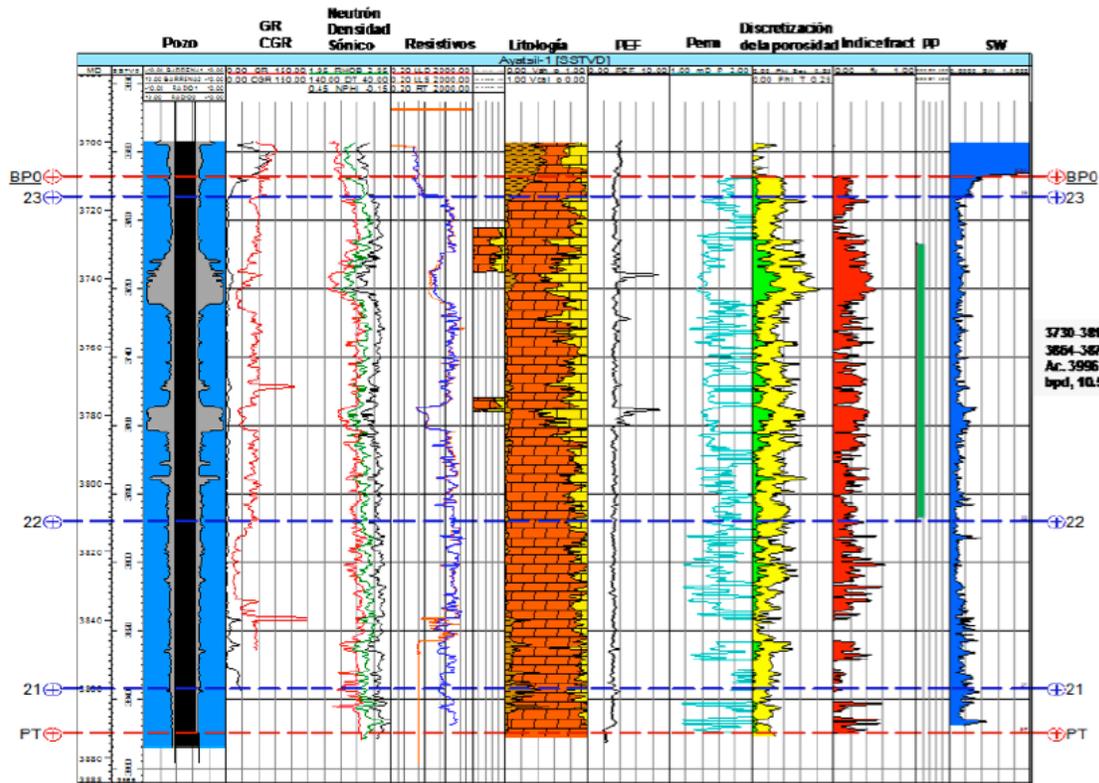


Figura 6.16. Evaluación petrofísica mediante el uso de registros geofísicos en el Campo Ayatsil (PEP, 2010).

En el registro de imágenes, se detectó una fractura a la profundidad de 3768 m. Se puede observar que es una fractura resistiva (debido a que muestra una sinusoide de color amarillo pálido en el registro FMI). En esta misma profundidad, en el LDT se observa una disminución de la densidad lo cual corrobora la existencia de esta fractura.

CAPÍTULO 6: ANTECEDENTES Y CARACTERÍSTICAS DE LOS CAMPOS AYATSIL-TEKEL-UTSIL

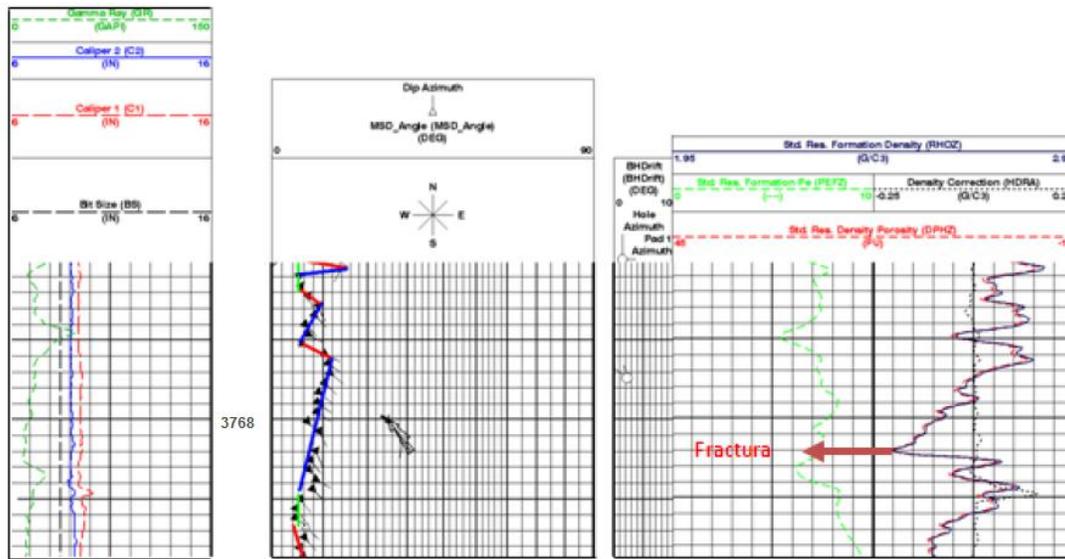


Figura 6.17. Comportamiento la Fractura en el Registro LDT (PEP, 2010).

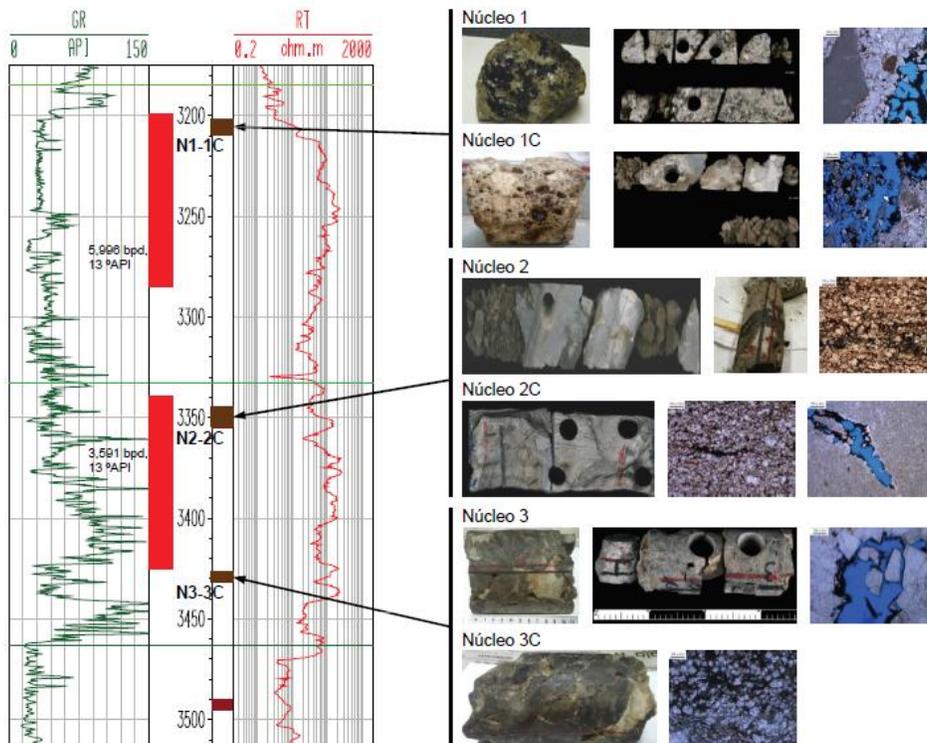
Anteriormente se tenía un límite convencional a 4,000 [mvbnm], una vez perforado el pozo la evaluación petrofísica identifico el contacto agua-aceite a 4 228 [mvbnm].

CAPÍTULO 6: ANTECEDENTES Y CARACTERÍSTICAS DE LOS CAMPOS AYATSIL-TEKEL-UTSIL

Propiedades Petrofísicas (Tekel)

Para Tekel se definieron 3 límites convencionales: 3,445; 3,700 y 4140 [mvbnm], correspondientes a las reservas 1P, 2P y 3P.

Este campo presenta porosidad intercrystalina, la cual se da sobre todo en dolomitas. Los núcleos obtenidos en los intervalos marcados dan muestra de dicha característica mencionada anteriormente. Presentan cavidades de disolución y fuerte impregnación de aceite pesado.



6.18. Roca almacén del yacimiento (PEP, 2010).

Se puede observar en el registro FMI, diferencias en la coloración de la resistividad correspondiente a cada uno de los electrodos de los diferentes patines y/o alerones, indicando diferente sensibilidad en cada uno de éstos, debido posiblemente a una mala calibración de la herramienta (Figura 6.19).

CAPÍTULO 6: ANTECEDENTES Y CARACTERÍSTICAS DE LOS CAMPOS AYATSIL-TEKEL-UTSIL

Otro de los factores que alteraron las mediciones proviene de los derrumbes, con la calibración necesaria se obtuvo buena estimación de las formaciones que atravesó el pozo.⁴⁴

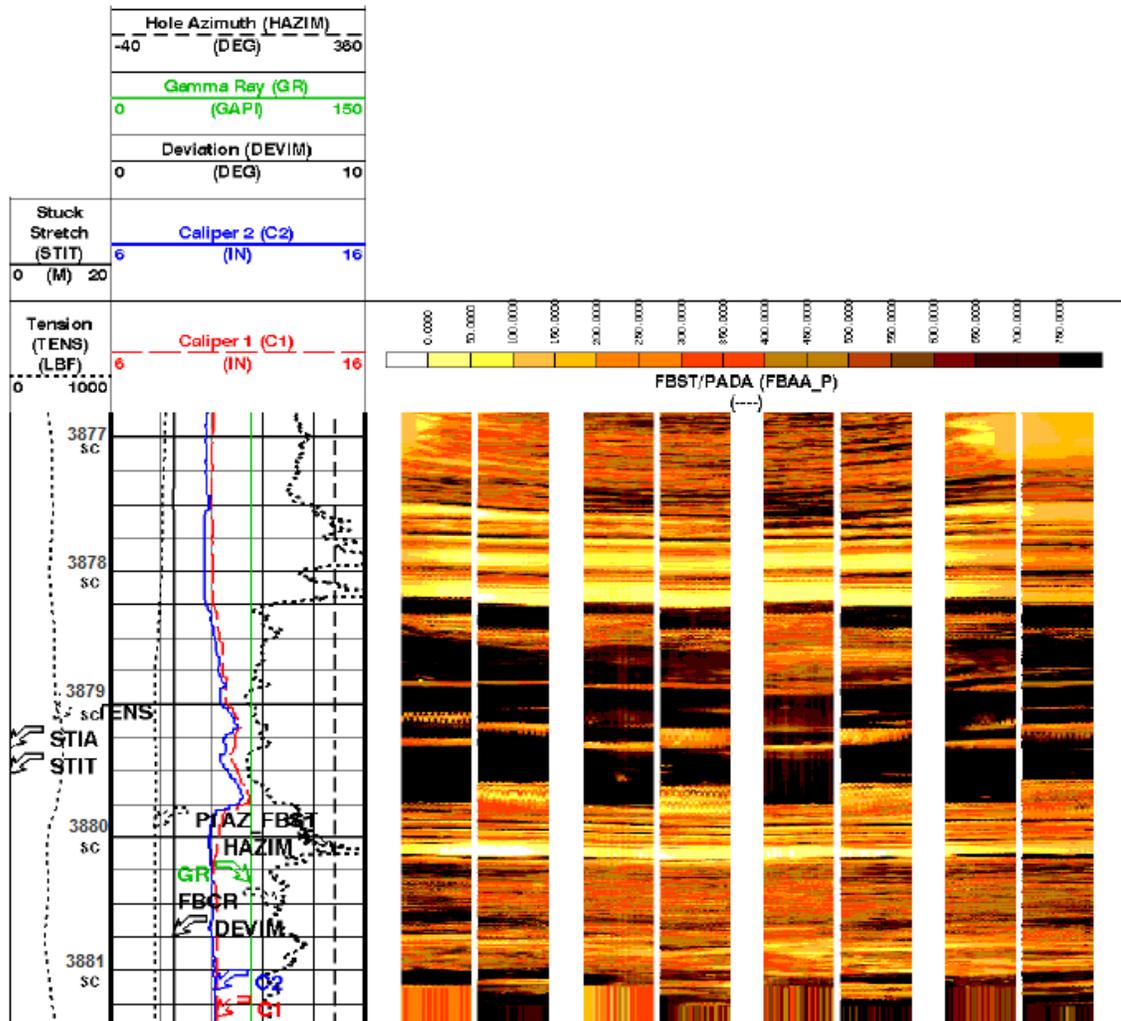


Figura 6.19. Herramienta mal calibrada, obsérvese la diferente coloración correspondiente a cada electrodo de los diferentes patines y alerones en el arranque del registro (Schlumberger, 2010).

⁴⁴ “PVT Express, Reporte de propiedades del fluido, Tekel-1”, Schlumberger, 2010.

CAPÍTULO 6: ANTECEDENTES Y CARACTERÍSTICAS DE LOS CAMPOS AYATSIL-TEKEL-UTSIL

Primer contacto litológico

La secuencia de capas cortadas por el pozo, corresponde al depósito de calizas puras de un ambiente de plataforma, se supone que en este tiempo imperan las condiciones adecuadas para el depósito de éstas, posteriormente se encuentra una secuencia conglomerática de 3964 a 3943 m, la cual tiene una composición calcárea en la base y se dolomitiza más hacia la parte alta, por lo que es un indicativo de un cambio en las condiciones del medio ambiente de depósito, reflejando así mismo un proceso de erosión.

Posteriormente, encima del conglomerado, se localiza una secuencia de calizas dolomitizadas y dolomías calcáreas (de 3885 a 3943 m, **Figura 6.20**), por lo que denota que las condiciones del ambiente de depósito cambian nuevamente, permitiendo un mayor aporte de magnesio para la dolomitización de las calizas preexistentes.

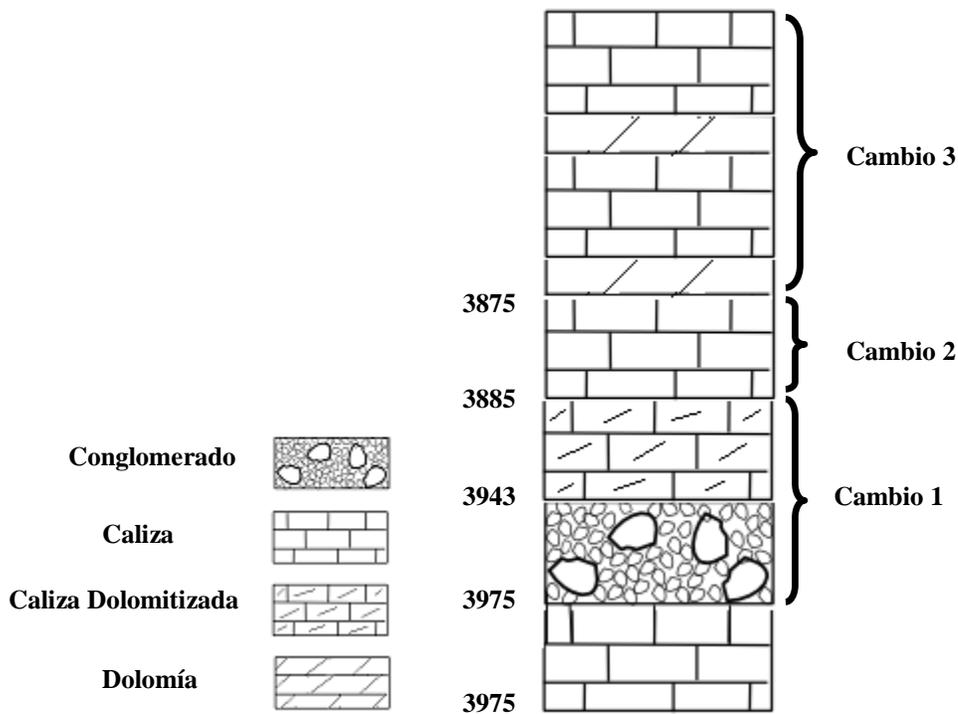


Figura 6.20. Imagen representativa de la columna estratigráfica del pozo Tekel-1.

CAPÍTULO 6: ANTECEDENTES Y CARACTERÍSTICAS DE LOS CAMPOS AYATSIL-TEKEL-UTSIL

Segundo contacto litológico

Posteriormente ocurre el segundo cambio litológico (de 3885 a 3875 m.), donde las condiciones del medio ambiente de depósito se normalizan al estado original, permitiendo de nuevo el depósito de calizas 100% puras.

Tercer contacto litológico

En el tercer cambio litológico (3875 a 3480 m), las condiciones en el ambiente de depósito nuevamente cambian de modo que permiten el depósito de calizas y su posterior dolomitización.

Al analizar los registros, se encontraron algunos casos sobresalientes que concuerdan con la interpretación del registro FMI y otros que son de interés geológico, tales como discordancia angular y erosional. Esta discordancia fue detectada de igual manera por el registro HDT. Puesto que en el intervalo donde se presenta hay ausencia de resultados, debido a que no existen planos de estratificación.

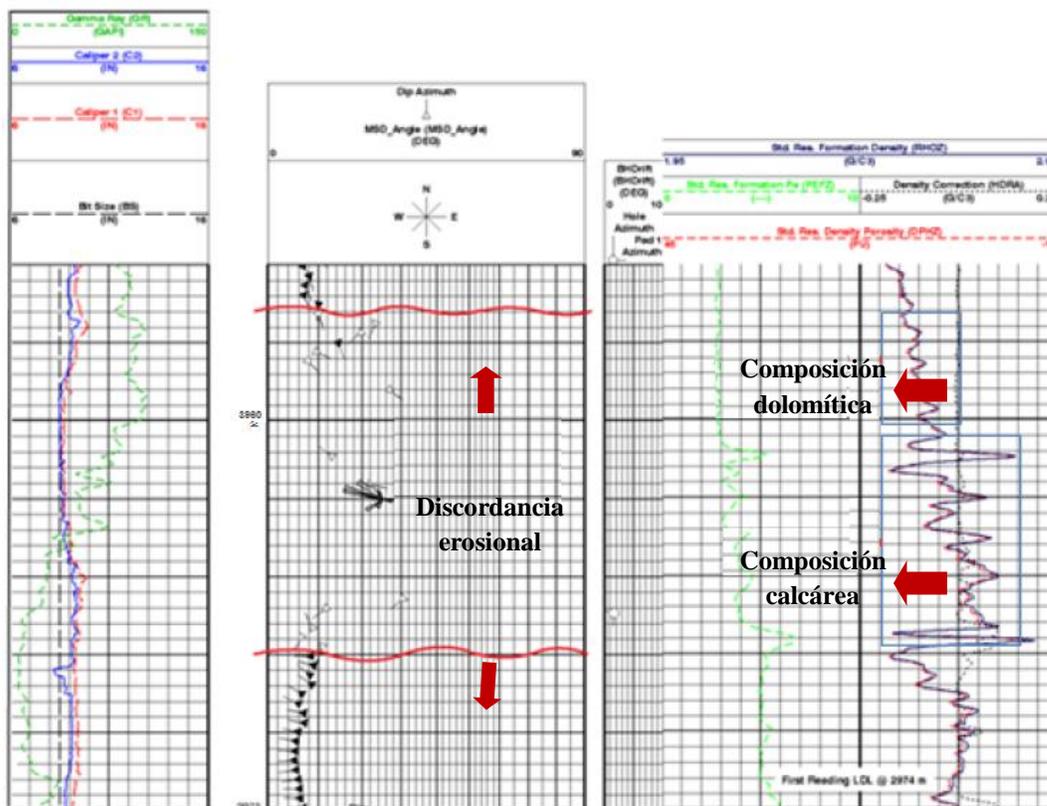


Figura 6.21. Discordancia erosional en el Registro de Echados (Schlumberger, 2010).

CAPÍTULO 6: ANTECEDENTES Y CARACTERÍSTICAS DE LOS CAMPOS AYATSIL-TEKEL-UTSIL

Propiedades Petrofísicas (Utsil)

Con la perforación del pozo exploratorio Utsil-1 se descubrió el yacimiento del Cretácico de aceite pesado, cuya cima en la Brecha Terciario Paleoceno Cretácico Superior a 3,562 m y la base del yacimiento a 3,787 m (dentro del KM) a nivel del pozo.

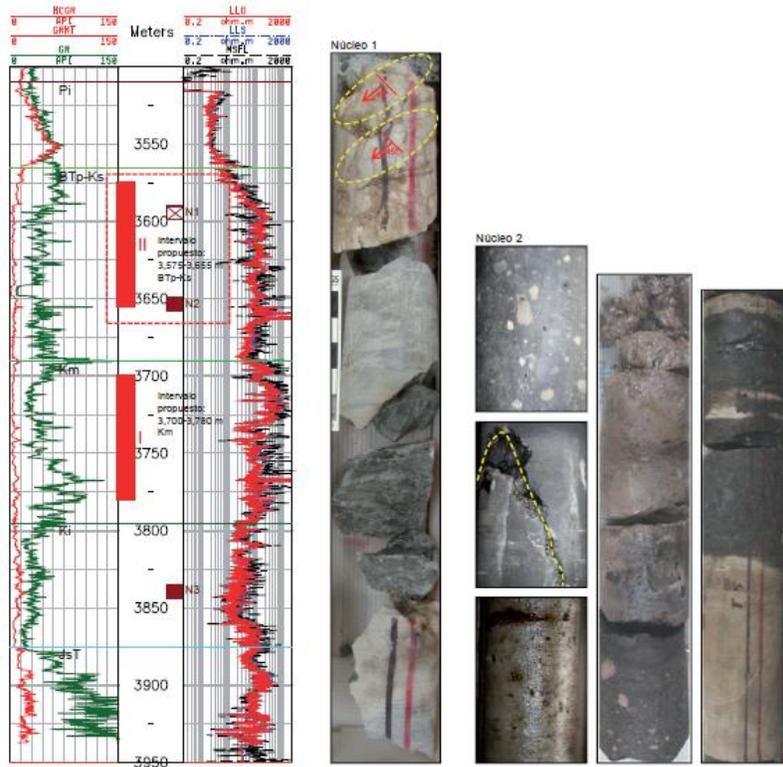


Figura 6.22. Roca almacén de la Brecha-Cretácico Superior (PEP, 2011).

Mediante los echados determinados a partir del registro de imágenes eléctricas de pared de pozo (FMI) (Figura 6.23), se definió un echado estructural de 17° al NE, también se observan zonas con evidente falta de planos de estratificación, debido a la dolomitización de la roca.

A partir de los registros LDT, CNL se determinó la litología de las capas atravesadas por el pozo, encontrándose una sucesión de calizas, calizas dolomitizadas, dolomías calcáreas y dolomías, indicando un ambiente de plataforma, donde la velocidad de subsidencia y el aporte de sedimentos se mantuvieron en equilibrio.

CAPÍTULO 6: ANTECEDENTES Y CARACTERÍSTICAS DE LOS CAMPOS AYATSIL-TEKEL-UTSIL

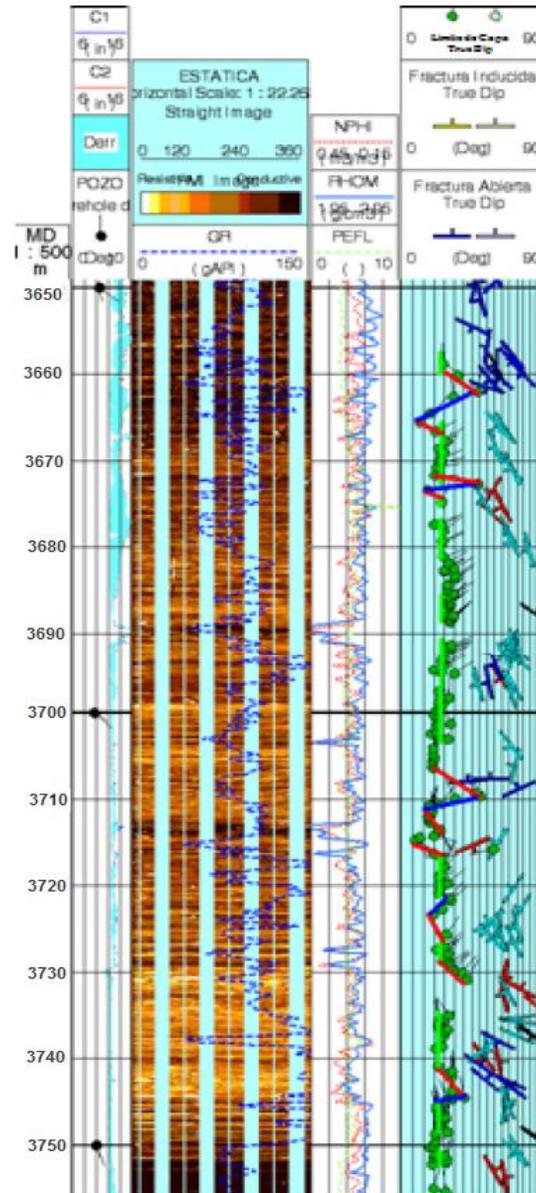


Figura 6.23. Registro FMI, LDT, CNL y RG del Pozo Utsil-1, nótese la coloración presente en el FMI y la respuesta de Rayos Gamma indicando una zona sucia (PEP, 2011).

Dicha información se corroboró con el registro FMI, sin embargo en los primeros 115 m del registro, se nota una intercalación de colores café claros, café oscuros (relacionándose a una zona predominantemente conductiva) y amarillos en menor proporción, además que el registro de Rayos Gamma, muestra una respuesta a una zona relativamente sucia, por lo que generó discrepancias con las litologías obtenidas.

CAPÍTULO 6: ANTECEDENTES Y CARACTERÍSTICAS DE LOS CAMPOS AYATSIL-TEKEL-UTSIL

6.2.4. Propuestas de Producción para los Campos Ayatsil-Tekel-Utsil

Los tres campos son productores de aceite pesado y extrapesado, esto mismo provoca que en el desarrollo de la explotación de hidrocarburos se tengan que llevar a cabo proyectos de investigación y nuevos desarrollos tecnológicos con el fin de adquirir una mayor recuperación final con este tipo de aceite.

Para manejar de manera eficiente y óptima la producción de los pozos, es indispensable el uso de métodos y herramientas apropiados, que nos permitan realizar un análisis de las condiciones de producción de los pozos, y con esto poder mejorar las condiciones de flujo en todo el sistema de producción.

Como primera alternativa se optó por la selección de un Sistema Artificial de Producción (SAP) y para ello se tomaron las siguientes consideraciones para la instalación de estos equipos.

Los aspectos técnicos, donde partimos del hecho de que ya se llevo a cabo un estudio de campo para determinar si es posible instalar un sistema artificial de producción, considerando todos los problemas que puedan presentarse al pozo y al yacimiento.

Un análisis económico en que se incluirán los costos de instalación, de mantenimiento, los operacionales y los que involucren al cumplimiento de los objetivos de un proyecto.

Para el caso de los Campos Ayatsil-Tekel-Utsil, se implementó el uso de sistema de Bombeo Electrocentrífugo (BEC).

Este sistema es altamente eficiente en la producción de crudos desde los livianos y medianos hasta los pesados y extra pesado; sin embargo, es uno de los métodos de extracción de crudo que exige mayor requerimiento de supervisión, análisis y control, a fin de garantizar el adecuado comportamiento del sistema.

En cuanto al costo de instalación es el más alto, pero el mantenimiento de superficie es mínimo y limitado a los componentes electrónicos de los variadores de velocidad y protecciones eléctricas.

Sin embargo, cumple los requerimientos para su uso en estos Campos dados las características de los fluidos que se quieren producir.

CAPÍTULO 6: ANTECEDENTES Y CARACTERÍSTICAS DE LOS CAMPOS AYATSIL-TEKEL-UTSIL

Parámetros del BEC

- 1) Temperatura: Limitado por $> 350^{\circ}$ F para motores y cables especiales.
- 2) Presencia de gas: Saturación de gas libre $< 10\%$.
- 3) Presencia de arena: < 200 ppm (preferiblemente 0).
- 4) Viscosidad: Límite cercano a los 200 cp.
- 5) Profundidad: 6000 - 8000 ft.
- 6) Tipo de terminación: Tanto en pozos verticales como desviados.
- 7) Volumen de fluido: hasta 4000 BPD.

El equipo instalado para conocer el potencial productor de los pozos Ayatsil-DL1, Tekel-1 y Utsil-1, consistió de un sistema de Bombeo Electrocentrífugo con una bomba modelo GN-4000 de 190 etapas, accionada por un motor de dos cuerpos de 720 Hp.

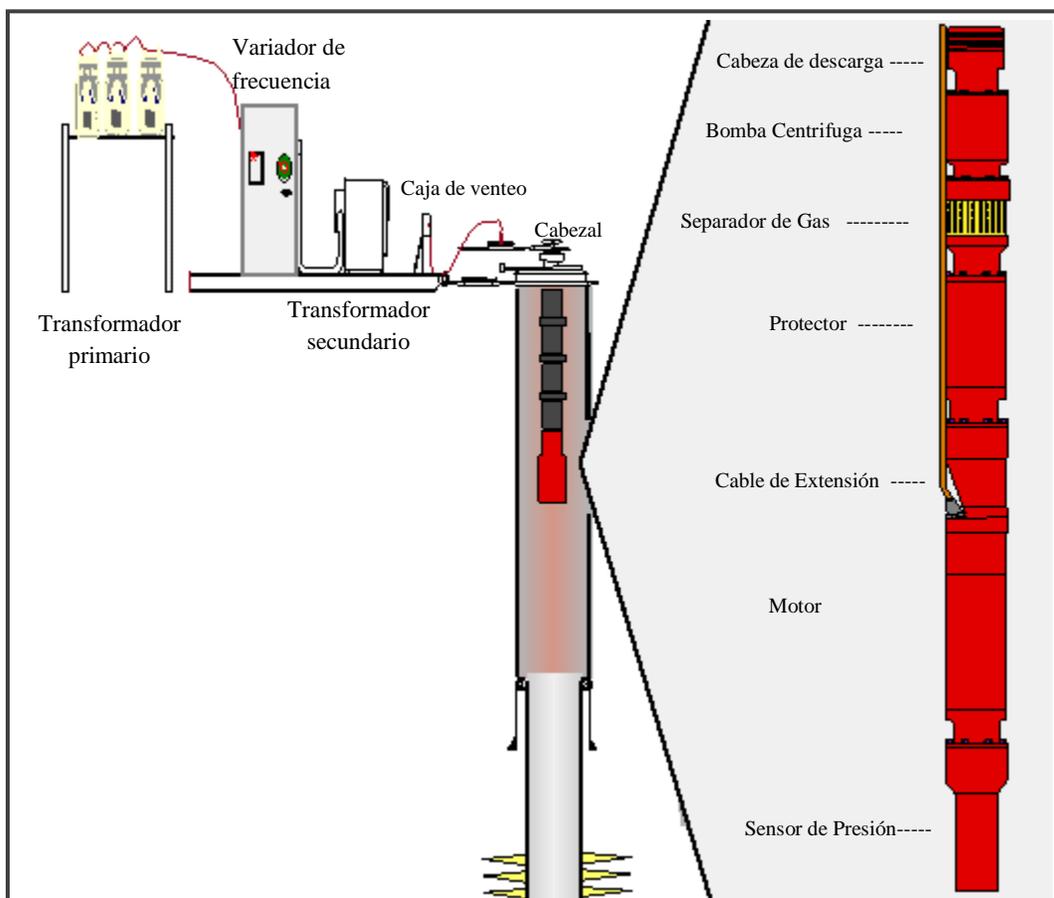


Figura 6.24. Diagrama esquemático del bombeo electro-centrífugo (BEC).

CAPÍTULO 6: ANTECEDENTES Y CARACTERÍSTICAS DE LOS CAMPOS AYATSIL-TEKEL-UTSIL

En el caso de Ayatsil-1 la bomba fue instalada a una profundidad de 3,361 m, y un aparejo de producción de 4 ½ pg. Mientras que para el pozo Ayatsil-DL1, la bomba del equipo fue instalada a una profundidad de 3,440 m con aparejo de producción de 4 ½ pg.

Para el caso del pozo Tekel-1 se evaluaron tres intervalos. El primero (más profundo) sirvió para evaluar la presencia del acuífero, el segundo y tercero se evaluaron con el sistema artificial BEC portátil en los intervalos (3340-3425 mv) y (3,200-3285 mv).

Para el caso del pozo Utsil-1 la prueba de presión producción se realizó en el intervalo productor de 3,575-3,655 m, resultando productor de aceite de 9.5 °API, con un gasto de aceite de 3,207 bpd y un gasto de gas de 0.49 mmpcd por estrangulador de 2 pg, con equipo de Bombeo Electrocentrífugo operando con una frecuencia de 62 Hz.

	Ayatsil-1	Ayatsil-DL1	Tekel-1	Utsil-1
Pb (kg/cm²)	48	54.63	42	41.62
RGA (m³/m³)	19.2	25.5	16.6	16.44
Bo (Vol/Vol)	1.154	1.16	1.099	1.089
°API	10.5	11	13.6	9.5
μ cp @c.y	20.70	41.42	28.24	18.72
C12+	56.8	50.12	51.46	50.99
Qo (bpd)	4121	3822	6429	3207
Intervalo productor (m)	3,730-3,810 3,864-3,874	4,200-4,235	3,200-3,285	3,575-3,655
Pi (kg/cm²)	232.87	259.3	186	219.8
T °C	119	122.8	110	109

Tabla 6. Resultados de Pruebas de Pozos Exploratorios y Delimitadores (Modificado de PEP, 2010)

CAPÍTULO 6: ANTECEDENTES Y CARACTERÍSTICAS DE LOS CAMPOS AYATSIL-TEKEL-UTSIL

La segunda alternativa consiste en el uso de un método de recuperación secundario o mejorado.

Se descarta el uso de un método de recuperación secundario para este tipo de yacimientos dadas las consideraciones mencionadas para los yacimientos que entran dentro de la clasificación de Nelson como son Tipo II y Tipo III, si no existe una buena interacción entre la matriz y la fractura se tendrán problemas durante la producción.

Bajo los criterios que tomamos considerando la porosidad y permeabilidades de los Campos Ayatsil-Tekel-Utsil estos están dentro de la clasificación de Nelson como Tipo II, por lo que, para poder explotar ese aceite remanente optamos por el uso de un método de recuperación mejorado.

¿Cómo extraer ese aceite que aún queda en la matriz?, es la pregunta que nos hacemos.

Si pusiéramos un número sobre el porcentaje de fluidos que proporciona la matriz y la fractura, por ejemplo, sería la matriz con un 60% sobre un 40% que la fractura produciría, y aun más, tratándose de un aceite pesado o extrapesado, el porcentaje que se quedaría retenido en la matriz sería mayor.

Un método térmico es la opción, la inyección de vapor es el método más recomendado que se tiene, dado que el principal problema presente es la alta viscosidad de los fluidos.

Para que un proceso de Segregación Gravitacional Asistida por Vapor (SAGD) sea exitoso, requiere de todo el conjunto de caracterización visto a través de nuestra metodología. La mayoría de las características geológicas influyen en el proceso SAGD debido a que definen la forma y tamaño de la cámara de vapor, tales características son:

1. Espesor de la formación (10 m o 33 ft de espesor),
2. Propiedades petrofísicas
3. Presencia de un acuífero o casquete de gas: pérdidas de calor debido a que el casquete desvía el calor hacia él durante la inyección de vapor.
4. Heterogeneidades en la formación: afectan a la permeabilidad vertical y controlan la forma y desarrollo de la capa de vapor.

CAPÍTULO 6: ANTECEDENTES Y CARACTERÍSTICAS DE LOS CAMPOS AYATSIL-TEKEL-UTSIL

El proceso de segregación gravitacional asistida por vapor (SAGD), usa un par de pozos horizontales paralelos, donde un pozo superior inyecta vapor continuamente y el pozo inferior es productor, el calor licua el aceite pesado, el cual puede fluir hacia el pozo productor.

Las recomendaciones que hacemos para el uso de este proceso en Yacimientos Naturalmente Fracturados deben enfocarse hacia la orientación y tamaño de las fracturas.

Las fracturas horizontales localizadas en la parte superior del yacimiento, los pozos deben ser perforados lo más lejos posible de las fracturas. Al contrario, las fracturas en el fondo del yacimiento, los pozos deben ser perforados de manera que el inyector quede sobre las fracturas.

En el caso de que las fracturas verticales estén en la parte superior del yacimiento, perforar los pozos debajo de la fracturas mejora la recuperación de aceite. Si estas están en el fondo, los pozos se colocaran en donde estén las fracturas pero con mayor espaciamiento entre ellos ya que es una buena estrategia para obtener un resultado positivo de éstas.

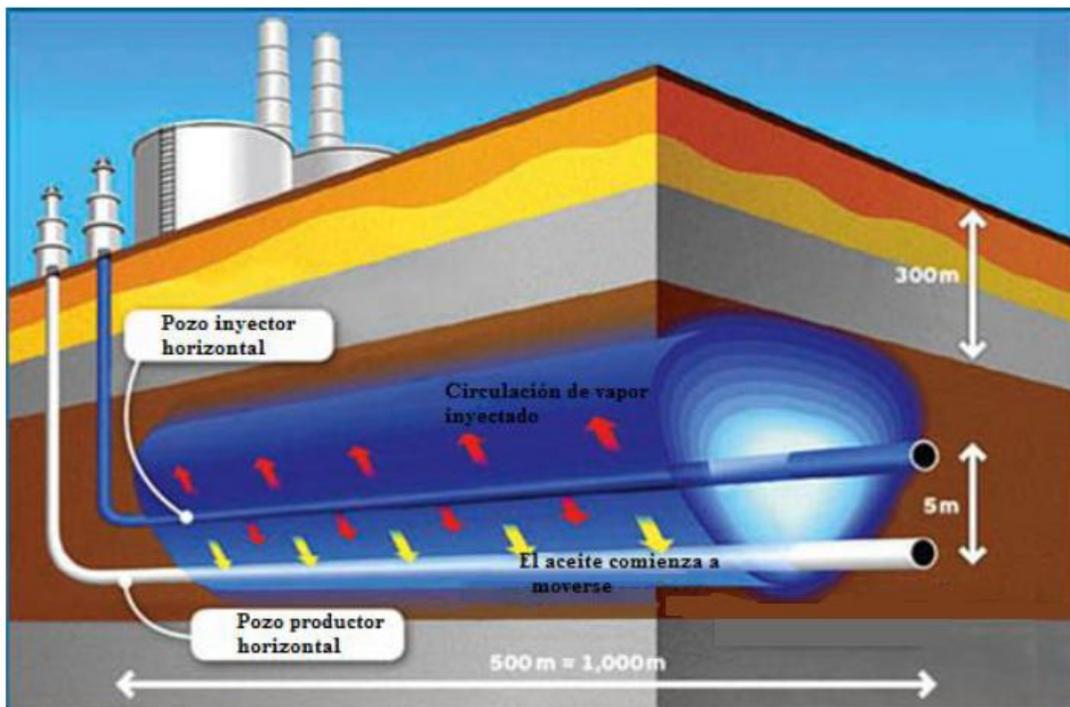


Figura 6.25. Aplicación del proceso SAGD

CAPÍTULO 6: ANTECEDENTES Y CARACTERÍSTICAS DE LOS CAMPOS AYATSIL-TEKEL-UTSIL

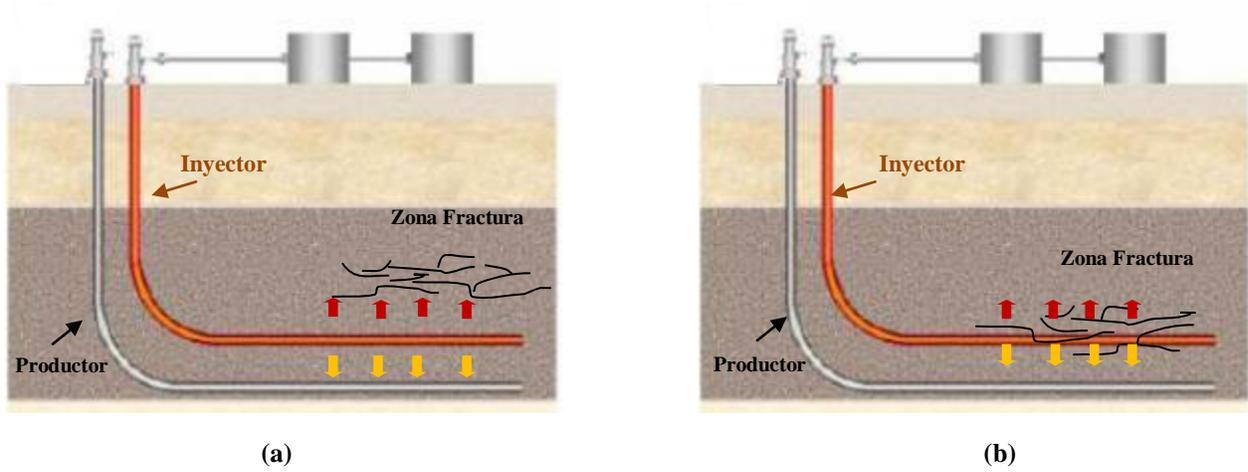


Figura 6.26. Representación del proceso SAGD para fracturas horizontales en la parte superior (a) e inferior (b) del yacimiento.

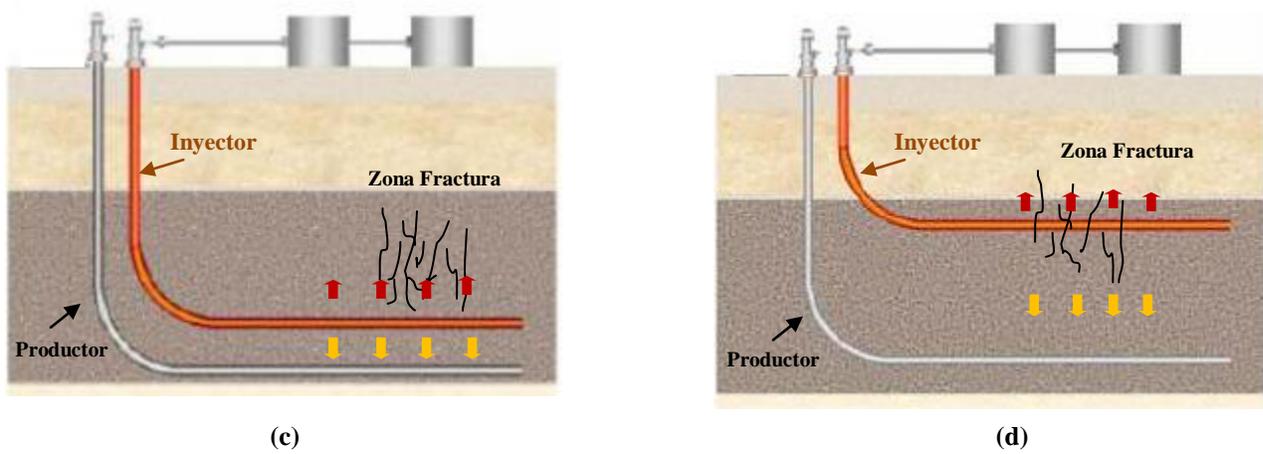


Figura 6.27. Representación del proceso SAGD para fracturas verticales en la parte superior (c) e inferior (d) del yacimiento.

CAPÍTULO 6: ANTECEDENTES Y CARACTERÍSTICAS DE LOS CAMPOS AYATSIL-TEKEL-UTSIL

Por lo anterior, los procesos de recuperación de hidrocarburos, independientemente si es un Sistema Artificial de Producción o uno de Recuperación Secundaria o Mejorada deben ser vistos como alternativas adicionales y no como etapas sucesivas en la recuperación de los hidrocarburos.

Como parte de nuestra metodología, hemos tomado los aspectos más importantes durante la Caracterización Geológica de este tipo de yacimientos, recopilamos toda esta información para posteriormente dar una solución, una propuesta que tenga el mayor beneficio técnico-económico al término de nuestro proyecto.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

Esta metodología nos ha permitido organizar todo los procesos que se relacionan con respecto a la Caracterización de los Yacimientos Naturalmente Fracturados, nos permite describir, analizar y hacer valoraciones críticas para un caso de estudio, en este caso los Campos Ayatsil-Tekel-Utsil, indicándonos así el camino más adecuado para su óptima explotación.

Los capítulos 1 y 2 comprendieron la etapa de recopilación de información, datos de campo y de clasificación para este tipo de yacimientos. Forma parte del primer paso de esta metodología, donde se requiere la comunicación constante y trabajo conjunto entre los grupos encargados del área geológica y de ingeniería de yacimientos.

La información obtenida debe ser validada en laboratorio y esto se hace a través de los núcleos y el resultado de los registros mencionados anteriormente.

Los registros de imágenes son de gran importancia para la caracterización de los Yacimientos Naturalmente Fracturados ya que nos provee información detallada y confiable de la formación, como son fallas, fracturas, barreras impermeables así como la caracterización de los cuerpos sedimentarios (capas delgadas, laminaciones y el tipo de estratificación), además también nos proveen de información sobre los echados y el azimut (dirección).

Claro está, que no debemos dejar a un lado las primeras herramientas que se utilizaron para poder conocer las propiedades petrofísicas y que ahora son parte del principio básico de medición de estas más recientes.

El resultado de llevar toda esta serie de pasos, es la implementación de un sistema artificial de producción o bien de algún método de recuperación secundaria o mejorada, este último como parte de nuestro trabajo de tesis.

Durante los procesos de recuperación mejorada en los YNF, el principal problema que se tiene a diferencia de los yacimientos convencionales es la baja eficiencia de barrido de los fluidos inyectados, lo que conlleva bajas recuperaciones de aceite.

Es importante considerar que la implementación de cualquiera de los métodos de recuperación mejorada presentados en este trabajo, requiere de instalaciones superficiales, específicas para cada caso y en ocasiones éstas resultan una limitante para su aplicación, además de su disponibilidad y su costo del fluido a inyectar por lo mismo es necesario realizar un análisis costo/beneficio para verificar si es rentable o no.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

RECOMENDACIONES

Enfocarnos más caracterización de las fracturas, para así comprender mejor la interacción entre la matriz y éstas, e identificar la presencia de las mismas en un yacimiento, con la finalidad de conocer si tendrán un efecto positivo o negativo durante su explotación.

Debe haber una buena comunicación entre las diversas áreas que trabajan en la caracterización de los yacimientos naturalmente fracturados.

Como parte de nuestra metodología, enfocada únicamente a la etapa de exploración, esta deber ser enriquecida con el trabajo de las demás áreas.

Si tenemos una etapa de exploración bien caracterizada, corresponde ahora a las áreas de: Yacimientos, Perforación, Producción, Conducción, Instalaciones Superficiales, Evaluación Económica e incluso de Seguridad empezar a trabajar con esos datos. Cada una lleva su propia metodología y juntándolas da forma a un proyecto, que permitirá garantizar el éxito de éste.

Los retos en la industria requieren el trabajo multidisciplinario, por lo que los nuevos Ingenieros deben saber los tipos de habilidades que cada profesión debe aportar y entender el papel que cada uno juega como miembro de un equipo.

NOMENCLATURA Y SIMBOLOGÍA

NOMENCLATURA Y SIMBOLOGÍA

Simbología

α	Factor que depende de la forma del Bloque de Matriz.
μ_o	Viscosidad del Aceite.
μ_w	Viscosidad del Agua.
Φ	Porosidad.
Φ_f	Porosidad de la Fractura.
Φ_m	Porosidad de la Matriz.
Φ_T	Porosidad Total.
σ	Esfuerzo.
Δp	Presión Diferencial.
ω	Capacidad de Almacenamiento.
λ	Factor de Flujo entre Porosidades.

Nomenclatura

1P	Reservas Probadas.
2P	Reservas Probables.
3P	Reservas Posibles.
A	Área.
API	Grados API.
BEC	Bombeo Electrocentrífugo.
Bo	Factor de Volumen.
bpd	Barriles por Día.
BTPKS	Brecha Terciaria Paleoceno Cretácico Superior.
C	Compresibilidad.
cm	Centímetros.
CC	Cuenca de Comalcalco.
CM	Cuenca de Macuspana.
CV	Cuenca de Veracruz.
F μ	Flujo Viscoso.
Ft	Pies.
In	Pulgadas.
JSC	Jurásico Superior Calloviano.
JSK	Jurásico Superior Kimeridgiano.
JSO	Jurásico Superior Oxfordiano.
JST	Jurásico Superior Tithoniano.

NOMENCLATURA Y SIMBOLOGÍA

k	Permeabilidad de la Roca.
k_b	Permeabilidad del Bloque de Matriz.
kf	Permeabilidad de la Fractura.
Kg/cm^2	Kilogramo sobre Centímetro Cuadrado.
KHz	Kilohertz.
KI	Cretácico Inferior.
KM	Cretácico Medio.
km	Permeabilidad de la Matriz.
Km	Kilómetros.
KS	Cretácico Superior.
k_v	Permeabilidad de los Vúgulos de Disolución.
L	Distancia.
M	Relación de movilidad.
m	Metros.
mD	Milidarcies.
mmbbls	Millones de Barriles Aceite.
mmmpc	Miles de Millones Pies Cúbicos.
mmpcd	Millones Pies Cúbicos.
mv	Metros Verticales.
mvbmr	Metros Verticales Bajo Mesa Rotaria.
mvbnm	Metros Verticales Bajo Nivel del Mar.
N	Número de canales de disolución.
NE	Noreste.
NW	Noroeste.
P_c	Presión capilar.
P_b	Presión de Burbuja.
P_g	Presión en la fase Gaseosa.
P_{nm}	Presión de la fase no mojante.
P_m	Presión de la fase mojante.
P_o	Presión en la fase del aceite.
ppm	Partes por millón.
P_w	Presión en la fase del Agua.
P_{wf}	Presión de Fondo Fluyente.
q	Gasto.
PEP	Pemex Exploración y Producción.
RGA	Relación Gas Aceite.
RMNE	Región Marina Noreste.
R_s	Relación Gas Disuelto-Aceite.
r_w	Radio del pozo.
SCH	Sierra de Chiapas.

NOMENCLATURA Y SIMBOLOGÍA

SE	Sureste.
SENER	Secretaría de Energía.
S_{or}	Saturación de Agua Residual.
S_w	Saturación de Agua.
SW	Suroeste.
V	Volumen.
v	Velocidad Aparente de Flujo.
V_f	Volumen de la Fractura.
V_m	Volumen de Matriz.
V_p	Volumen de Poros.
V_t	Volumen Total.
YNF	Yacimiento Naturalmente Fracturado

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Wilson, J.L., Characteristics of carbonate platform margins: American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 810–824. 1974
- [2] J. H. Zumberge. Elementos de geología. Editorial Continental, S.A. de C.V., México., 1961.
- [3] van Andel, T.H. 1963. Algunos aspectos de la sedimentación reciente en el Golfo de California: Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana, 27(2), 85–94.
- [4] Weijermars, R., 1997. Principles of rock mechanics: Ámsterdam, Alboran Science Publishing, 360 pp.
- [5] González de Vallejo, L.I., Ferrer, M., Ortuño, L. y Oteo, C., 2002. Ingeniería Geológica. Prentice Hall, Madrid, 715 pp.
- [6] Ramsay, J.G., 1967. Folding and Fracturing Rock. McGraw-Hill, NY, 568 pp.
- [7] Nicolas, A. y Mainprice, D.H., 1987. Principles of Rock Deformation. D. Reidel Publishing Company, Dordrecht.
- [8] Bathurst, F.G. C. 1975. Carbonate sediments and their diagenesis. Developments In Sedimentology, 47. Elsevier. Ámsterdam, 658 pp.
- [9] McIlreath, I.A. y Choquette, D.V. (Eds). 1990. Diagenesis. Geoscience. Canada. Reprint Series 4, 338 pp.
- [10] Morrow, D.W. 1990. Dolomite-Part 1: The Chemistry of dolomitization and dolomite precipitation. En: McIlreath, I.A. y Choquette, D.V. (Eds). Canada. Reprint Series.
- [11] Tucker, M.E. 1991. Sedimentary Petrology. An Introduction to the origin of sedimentary rocks. (2ª Ed.). Blackwell Sci. Publ, Oxford, 269 pp.
- [12] Mattauer, M. (1976): Las deformaciones de los materiales de la corteza terrestre. Barcelona: Omega.
- [13] AGULERA, R.: Naturally Fractured Reservoirs, Penn Well Publishing Company, Tulsa, 1995.
- [14] BAKER, R.O and KUPPE, F.: "Reservoir Characterization for Naturally Fractured Reservoirs", Paper SPE 63286 Presented at The SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, October, 2000.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [15] BELANI, A.K. y JALALI-YAZDI: “Estimation of Matriz Block Size Distribution in Naturally Fractured Reservoirs”, Artículo presentado en el noveno congreso, ciudad SPE 18171. Oct. 2-5 de 1988.
- [16] TAREK AMED. Reservoir Engineering Handbook. Second Edition. 2001.
- [17] Apuntes de Productividad de Pozos.
- [18] ARNOLD, K., STEWART, M. “Surface production operations” Houston Gulf, 1988, 2 vols.
- [19] ADAMS. A.E. & MACKENZIE, W.S. (2001). A colour Atlas of Carbonate Sediments and Rocks under the microscope. Mason Publishing, 180 p.
20 Van Golf-Racht, T: Fundamentals of Fractured Reservoir Engineering, Elsevier, New York, 1982.
- [21] B.C. Craft and M.F. Hawkins Applied Petroleum Reservoir Engineering, (Englewood Cliffs: Prentice-Hall, 1959).
- [22] Reiss, L. H.: The Reservoir Engineering Aspects of Fractured Formations, Institut Français du Pétrole. 1980).
- [23] Hall, H. N.: "Compressibility of Reservoir Rocks Rock". Trans. AIME, (1953) 198.
- [24] Van der Knaap, W.: "Nonlinear Behavior of Elastic Poraus Media". Trans. AIME, (1959), 216, 179-187.
- [25] Newman, G. H.: "Pore Volume Compressibility of Reservoir Rocks Under Hydrostatic Loading". J. Pet. Tech, (1973), 129-134.
- [26] Bratton et al., “La Naturaleza de los yacimientos Naturalmente Fracturados” Oilfield Review, 2006.
- [27] SONG, Xinmin. SHEN, Pingping. YUAN, Shiyi. CAO, Hong. The Integrated Characterization Techniques on Reservoir Fractures. Research Institute of Petroleum Exploration and Development, China National Petroleum Cooperation, China .SPE 64766, 2000.
- [28] HERRERA, OTERO, Edwar H. Caracterización de la Intensidad de Fracturamiento en Intervalos Corazonados de las Formaciones Barco y Guadalupe en el Piedemonte de los Llanos Orientales. Colombia. Bucaramanga, Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander, 2005.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [29] Sánchez, B. J. L. y Cinco, L. H.: “Análisis de Pruebas de presión en Yacimientos Naturalmente Fracturados”, Rev. Ingeniería Petrolera, Abr. 7-18 de 1990.
- [30] 65 Aniversario de los registros eléctricos en México”. Tabasco. Octubre 2001.
- [31] Ramírez Jiménez, Honorio. “Tecnología de los registros de imágenes de pared de pozo”. Diplomado de Registros Geofísicos del IMP. 2002.
- [32] Rider Malcolm. (2000). "The Geological Interpretation of Well Logs Second Edition". Scotland.
- [33] A. de Swaan, “Theory of Waterflooding in Fractured Reservoirs” Paper SPE 5892.
- [34] A. Doraiah, S. Ray, G. Pankaj, “In – Situ Combustion Technique to Enhance Heavy Oil Recovery at Mehsana, ONGC – A Success History” Paper SPE 105248.
- [35] G. G. Shawket, F. H. Poettman, “Effects of Polymers in the Imbibition Process: A Laboratory Study” Paper SPE 20244.
- [36] H. Surkalo, “Enhanced Alkaline Flooding” Paper SPE 019896.
- [37] E. S. Pool, “Evaluation and Implementation of CO2 Injection at the Dollarhide Devonian Unit” Paper SPE 17277.
- [38] C. Gatlin, R.L. Slobod, “The Alcohol Slug Process for Increasing Oil Recovery” Paper SPE 1356.
- [39] Padilla y Sánchez, R.J: “*Evolución geológica del sureste mexicano desde el Mesozoico al presente en el contexto regional del Golfo de México*”, Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana, 2007.
- [40] Ortiz, P, C, A: “Secuencias estratigráficas en la Sonda de Campeche”, Tesis Profesional, UNAM, 2010.
- [41] Carrillo, G.L.A, García, G. y Moreno, M.V.H, “Generación e implementación de un modelo geomecánico integral para el desarrollo del Campo Ayatsil”, Ingeniería de Perforación y Mantenimiento a Pozos, Pemex Exploración y Producción, 2010.
- [42] “Proyecto: Campeche Oriente, Crudo Extrapesado, Ayatsil-Tekel”, Pemex Exploración y Producción, 2010.
- [43] “Anuario Estadístico”, Pemex, 2011.
- [44] PVT Express, Reporte de propiedades del fluido, Tekel-1”, Schlumberger, 2010.