

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO



FACULTAD DE INGENIERÍA

**“YACIMIENTOS PETROLEROS EN
BRECHAS CALCÁREAS”**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

PRESENTAN

**ENRIQUE MORÁN MONTIEL
OSCAR RAMÍREZ ARRIAGA**

DIRECTOR: ING JAVIER ARELLANO GIL

CIUDAD UNIVERSITARIA

2012





UNIVERSIDAD NACIONAL
AVÓNICA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
60-I-788

SR. ENRIQUE MORÁN MONTIEL
Presente

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

YACIMIENTOS PETROLEROS EN BRECHAS CALCÁREAS

- I GENERALIDADES
- II SECUENCIAS EN BRECHAS CALCÁREAS
- III CASOS HISTÓRICOS
- IV TECNOLOGÍAS Y METODOLOGÍAS PARA LA EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS PETROLEROS DE SECUENCIAS EN BRECHAS CALCÁREAS

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

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

Atentamente

"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"

CD. Universitaria, D. F., a 21 de Agosto del 2012.

El Presidente del Comité de Titulación de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

DR. JOSÉ ANTONIO HERNÁNDEZ ESPRIÚ

JAHE*ICH*srs



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
60-I-787

SR. OSCAR RAMÍREZ ARRIAGA
Presente

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

YACIMIENTOS PETROLEROS EN BRECHAS CALCÁREAS

- I GENERALIDADES
- II SECUENCIAS EN BRECHAS CALCÁREAS
- III CASOS HISTÓRICOS
- IV TECNOLOGÍAS Y METODOLOGÍAS PARA LA EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS PETROLEROS DE SECUENCIAS EN BRECHAS CALCÁREAS

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

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

Atentamente

"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"

CD. Universitaria, D. F., a 21 de Agosto del 2012

El Presidente del Comité de Titulación de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

DR. JOSÉ ANTONIO HERNÁNDEZ ESPRIÚ

JAHE*ICH*srs



FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA
TIERRA

Aceptación de Trabajo Escrito

MTRO. JOSÉ GONZALO GUERRERO ZEPEDA
DIRECTOR DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA
DE LA U.N.A.M.
Presente.

En relación con el Examen Profesional de MORAN MONTIEL ENRIQUE, registrado con número de cuenta 300667321 en la carrera de INGENIERÍA PETROLERA, del cual hemos sido designados sinodales, nos permitimos manifestarle la aceptación del trabajo escrito desarrollado por el citado alumno.

Atentamente,

ING. MANUEL JUAN VILLAMAR

VIGUERAS

FECHA DE ACEPTACIÓN: Mar/4/13

ING. JAVIER ARELLANO GIL

FECHA DE ACEPTACIÓN: 4/03/13

M.C. NOE SANTILLAN PIÑA

FECHA DE ACEPTACIÓN: 04/03/13

DR. RAFAEL DE LOS ANGELES
HERRERA GOMEZ

FECHA DE ACEPTACIÓN: 4/03/13

ING. JOSE AGUSTIN VELASCO ESQUIVEL

FECHA DE ACEPTACIÓN: 4/03/13

FECHA DE EMISIÓN : 14 de Febrero de 2013

FEX-2
03



FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA
TIERRA

Aceptación de Trabajo Escrito

MTRO. JOSÉ GONZALO GUERRERO ZEPEDA
DIRECTOR DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA
DE LA U.N.A.M.
Presente.

En relación con el Examen Profesional de RAMIREZ ARRIAGA OSCAR, registrado con número de cuenta 302227475 en la carrera de INGENIERÍA PETROLERA, del cual hemos sido designados sinodales, nos permitimos manifestarle la aceptación del trabajo escrito desarrollado por el citado alumno.

Atentamente,



ING. MANUEL JUAN VILLAMAR
VIGUERAS

FECHA DE ACEPTACIÓN: Mar/4/13.



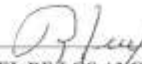
ING. JAVIER ARELLANO GIL

FECHA DE ACEPTACIÓN: 4/03/13



M.C. NOE SANTILLAN PIÑA

FECHA DE ACEPTACIÓN: 04/03/13.



DR. RAFAEL DE LOS ANGELES
HERRERA GOMEZ

FECHA DE ACEPTACIÓN: 4/02/13.



ING. JOSÉ AGUSTÍN VELASCO ESQUIVEL

FECHA DE ACEPTACIÓN: 4/03/13.

FECHA DE EMISIÓN : 14 de Febrero de 2013

PEX-2
131

Agradecimientos

Gracias a DIOS a la Virgen y a todos los Santos por brindarme fuerza en cada instante.

A mis Padres:

Son ustedes los que siempre han estado ahí, los que nunca dejaron de apoyarme, los que me enseñaron un camino de esfuerzo y trabajo.

Son ustedes quienes dieron parte de su vida y más de su tiempo para que mis hermanos y yo pudiéramos tener una educación.

Son ustedes a quienes nunca podré pagar por todo el sacrificio que hicieron para sacarnos adelante

Joaquín Manuel y María Guadalupe, no existen las palabras para agradecerles, pero quiero que sepan que cada éxito mío es un éxito de ustedes.

Al Ingeniero Javier Arellano Gil por haberme dado la oportunidad de hacer este trabajo, por todas sus enseñanzas, paciencia y tiempo.

A mis compañeros y amigos Eduardo O. Álvarez "Piti-lalo" y Víctor Carrillo E. "Piti-gato" por darme siempre la mano en los momentos más difíciles. A Mario Salas, Ricardo Borja, Rosario Gress y su novio Beto, Josué Hdz. Daniel Carbajal, Jhon Flores, Richard León, Julio Trejo, Daniel Villanueva, por ser excelentes personas conmigo dentro y fuera de la facultad.

A mis hermanos, primos, tíos, abuela Mago y toda la familia Arriaga por siempre darme su apoyo. A mis colegas, amigos y compañeros musicales Chelius, Rod, Brutus, Camilo, Lalo, Break, Fatyma, Angel, etc. A mis compañeros y amigos de la UAM Xochimilco (que son muchos) y a todos mis hermanos del 580 (que también son muchos).

A mi amigo y compañero de tesis Enrique Morán

A la Universidad Nacional Autónoma de México mi alma Mater por darme la oportunidad de formarme en sus aulas.

OSCAR RAMÍREZ ARRIAGA

A mis padres:

A mi mamá Gabriela por su tiempo dedicado, su atención, su impulso, por estar siempre conmigo en las buenas y en las malas, por sus consejos, por todo el amor que me entrego, gracias mamá, te amo.

A mi papá Oscar, quien dedico su tiempo y esfuerzo a mi vida, por tu coraje y empeño, por tus consejos, por tolerar mis malos ratos, por estar siempre conmigo, gracias papá, te amo.

A mis hermanas:

A Valeria y Daniela, por estar conmigo y ser parte de mi vida, las amo.

A mi familia:

A toda mi familia que estuvo presente en este proceso e inicio de mi carrera, a mis papás, a mis hermanas, a mis cuñados Giovanni y Daniel, a mis sobrinos Karolina, Leonardo y Camila (la china), a mi suegros Sr. David y Sra. Olivia, a mi esposa e hijas, gracias

Al Ingeniero Javier Arellano Gil, mi director de tesis, por toda su paciencia, enseñanza y tiempo invertido.

Un agradecimiento especial a mi amigo y compañero de tesis, Oscar a quien le deseo éxito en su carrera.

A todos mis compañeros de escuela, desde la primaria hasta la universidad, a Carlos (el huevo), a Polo (el borrego), a Cesar Medina, a Javier López (el chabelo), y a todos los que conocí en el camino, al igual que a todos los profesores que tuve y me dedicaron más, y a todas aquellas personas que han influido de forma positiva en mi.

A mis compañeros de trabajo, de quienes he y seguiré aprendiendo; a Borja, Mario, Erick (el cachorro fozie) y Julio.

A los amores de mi vida:

En especial y por lo que soy ahora, a mi amada esposa Graciela, por estar a mi lado en todo momento. Por tu apoyo y enseñanzas de vida, por tu coraje, por tus locuras, por tu atención, por tu comprensión, por tu entrega, por tu obsesión, por tu lealtad, por creer en mí y sobre todo por darme en carne dos razones por las cuales este amor es tan grande hacia ti; Danna Laura y Danya Regina mis princesitas por las cuales dedicare mi vida entera.

A mi princesa Danna Laura, por todas sus ocurrencias, por llenar de luz mi vida, por enseñarme a ser papá, por tus caprichos, por esa sonrisa contagiosa, gracias princesa, te amo y te amaré por siempre.

A mi princesita Danya Regina, por estar llena de vida y luz, por aportar sonrisas a la casa, por tu dulzura. Te amo Regis y te amaré por siempre.

A mis mujeres, mi esposa Graciela, mis hijas Danna Laura y Danya Regina, soy y seré para ustedes.

Gracias a esta institución que me dio la oportunidad de ser Ingeniero Petrolero, mi Universidad Nacional Autónoma de México, mi alma mater. "Por mi raza hablara el espíritu",

ENRIQUE MORÁN MONTIEL

ÍNDICE

Resumen	V
Capítulo I. Generalidades	1
1.1 Introducción	1
1.2 Objetivo	2
1.3 Metas.....	2
1.4 Justificación	2
1.5 Método de trabajo	3
1.6 Importancia económica	3
1.7 Trabajos antecedentes	4
Capítulo II. Secuencias de brechas calcáreas.....	8
2.1 Definición	8
a) Caliza	8
b) Dolomía	11
c) Brechas calcáreas	12
d) Otro tipo de brechas	12
2.2 Clasificación de calizas	13
a) Clasificación de Dunham	14
b) Clasificación de Folk	20
c) Embry y Klovan	23
d) Clasificación por tamaño de partícula	25
2.3 Clasificación de las brechas carbonatadas	25
a) Brechas carbonatadas tectónicas	26
b) Brechas carbonatadas por disolución evaporítica	26
c) Brechas kársticas o de colapso.....	26
d) Brechas carbonatadas sinsedimentarias.....	27
e) Brechas carbonatadas de talud	27
f) Brechas de impacto por meteoritos	28
2.4 Características de las brechas de talud.....	35
a) Origen de los sedimentos	35
b) Características de los sedimentos	35
i. Tamaño de las partículas.....	35
ii. Forma de las partículas	35
iii. Textura.....	36
iv. Matriz.....	37
v. Cementante	38
vi. Redondez y esfericidad.....	38
2.5 Ambientes sedimentarios	39
2.5.1 Descripción general del ambiente sedimentario carbonatado	39
a) Plataforma.....	40
b) Talud.....	41

c) Cuenca	42
2.5.2 Descripción detallada de los tipos de plataforma carbonatada y del talud asociado.....	42
a) Tipos de plataforma.....	42
i. Plataforma continental no rodeada (interna)	42
ii. Plataforma continental terrígena (interna)	43
iii. Plataforma continental no rodeada (externa)	43
iv. Plataforma continental terrígena (externa)	43
b) Tipos de talud.....	44
i. Talud deposicional o de acreción	44
ii. Talud “Bypass”	45
iii. Talud erosional	45
2.6 Facies	47
a) Proximal	47
b) Distal	48
2.7 Geometría de los depósitos	48
2.8 Procesos diagenéticos	49
a) Compactación	50
b) Cementación	51
c) Recristalización.....	52
d) Disolución selectiva	53
e) Dolomitización	54
Capítulo III. Casos históricos	56
3.1 Campo Poza Rica	56
A. Localización	56
B. Antecedentes.....	58
C. Características litológicas.....	58
D. Sistema petrolero	59
d.1 Roca generadora.....	59
d.2 Roca sello	60
d.3 Roca almacén.....	61
d.4 Trampa.....	62
d.5 Sincronía y migración	62
d.6 Características del yacimiento	63
E. Condiciones iniciales	64
e.1 Presión original del yacimiento.....	64
e.2 Temperatura del yacimiento	64
e.3 Saturación de agua intersticial	64
e.4 Contacto aceite-gas	65
e.5 Contacto agua-aceite	66
F. Producción.....	67
G. Reserva.....	67
3.2 Campo Cantarell.....	69
A. Localización.....	69

B. Antecedentes.....	69
C. Características litológicas.....	70
D. Sistema petrolero.....	72
d.1 Roca generadora.....	73
d.2 Roca sello.....	73
d.3 Roca almacén.....	73
d.4 Trampa.....	74
d.5 Migración.....	75
d.6 Sincronía.....	76
E. Características del yacimiento.....	77
e.1 Densidad.....	77
e.2 Producción.....	77
e.3 Profundidad.....	79
e.4 Porosidad.....	79
e.5 Condiciones iniciales.....	79
F. Reservas.....	80
3.3 Campo Ku-Maloob-Zap.....	82
A. Localización.....	82
B. Antecedentes.....	82
C. Características litológicas.....	83
D. Sistema petrolero.....	86
d.1 Roca generadora.....	86
d.2 Roca sello.....	87
d.3 Roca almacén.....	87
d.4 Trampa.....	90
d.5 Sincronía y migración.....	91
E. Características del yacimiento.....	93
e.1 Densidad.....	93
e.2 Producción.....	93
e.3 Porosidad.....	93
e.4 Condiciones iniciales.....	95
F. Reservas.....	95

Capítulo IV. Tecnologías y métodos de explotación para yacimientos en brechas calcáreas.....97

4.1 Perforación bajo balance.....	97
A. Definición.....	97
B. Beneficios de la perforación bajo balance.....	98
4.2 Perforación direccional.....	100
A. Definición.....	100
B. Herramientas para direccionar los pozos.....	103
C. Aplicación de los pozos direccionales.....	104
D. Factores a considerar en la planeación de la perforación direccional.....	105
4.3 Perforación horizontal.....	106
A. Definición.....	106

B. Métodos de perforación horizontal	107
C. Aplicación de los pozos horizontales.....	109
4.4 Pozos multilaterales	109
A. Definición.....	109
B. Aplicación y beneficio de los pozos multilaterales	110
C. Clasificación de los pozos multilaterales	113
4.5 Pozos de alcance extendido.....	116
A. Definición.....	116
B. Aplicación y beneficios.....	117
4.6 Estimulación de pozos	117
A. Definición.....	117
B. Tipos de estimulación	118
i) Estimulación matricial ácida o reactiva en carbonatos	119
ii) Estimulación matricial no reactiva en carbonatos.....	122
iii) Fluidos de tratamiento	123
4.7 Fracturamiento hidráulico	124
4.8 Fracturamiento ácido	126
Conclusiones	128
Recomendaciones	129
Bibliografía.....	130

RESUMEN

Los yacimientos petroleros en rocas carbonatadas almacenan más del 60 % de las reservas de hidrocarburos en el mundo, además de que la mayoría de los campos gigantes son productores en este tipo de yacimientos; en México, gran parte de la producción (90 %) y de las reservas probadas (67%) de hidrocarburos provienen de los campos localizados en la región sureste del país en carbonatos.

La mayoría de las rocas calizas se forman en ambientes marinos de aguas someras, sin embargo, también podemos encontrarlas en ambientes de talud, de rampa y de aguas profundas. El talud es el desnivel que se produce entre la plataforma continental y las profundidades de las fosas abisales. La mayoría del material que se acumula en el talud superior es generalmente inestable y tiende a moverse mar adentro formándose así las brechas calcáreas.

Los yacimientos petroleros en brechas calcáreas, son aquellos en donde su principal horizonte productor está compuesto por carbonatos y han sufrido algún proceso secundario como movimiento y acomodamiento de la corteza, por fallas tectónicas, por efectos de la gravedad y por colapso o por el impacto de meteoritos; sus características geológicas, geofísicas y petrofísicas (permeabilidad, porosidad, etc.), son factores que favorecen la recuperación de aceite y/o gas.

En el presente trabajo se desarrolla una descripción de las principales características de los yacimientos petroleros en brechas calcáreas, desde los procesos y factores que inciden en su formación que corresponden con los aspectos geológicos; se hace una descripción de tres yacimientos en brechas calcáreas en México y se indican cuáles son las tecnologías más adecuadas para la explotación óptima de los recursos petroleros en ese tipo de yacimientos.

En el capítulo uno se describe los objetivos de este trabajo, además de indicar las generalidades acerca de la investigación que se realizó. También se resumen los conceptos básicos en relación a los yacimientos petroleros en donde su principal horizonte productor sean brechas calcáreas, las oportunidades que estas representan y los desafíos tecnológicos y la importancia económica que han adquirido estos tipos de yacimientos en las últimas dos décadas.

En el capítulo dos se describen las características geológicas que han llevado al origen de los yacimientos en secuencias de brechas calcáreas, como son los procesos sedimentarios, clasificación de calizas, ambientes sedimentarios, las distintas geometrías de depósito que se pueden presentar, las distintas facies y los procesos diagenéticos. Se hace una descripción general de los ambientes carbonatados, así como los distintos tipos de plataforma y del talud asociado.

En el capítulo tres se describen las principales características geológico-petroleras de los campos más representativos en México en secuencias de brechas calcáreas, así como su ubicación, antecedentes del campo, características geológicas y estratigráficas, sistema

petrolero (roca generadora, roca almacén, roca sello, trampa, sincronía y migración), densidad del aceite, propiedades petrofísicas de la roca y reservas.

Los principales campos en México que cuentan con características donde la formación o secuencia productora está constituida por brechas calcáreas son: la Formación Tamabra en Poza Rica y la brecha límite de K/T en la Sonda de Campeche, siendo en el último caso el principal horizonte productor en el campo Cantarell y Ku Maloob Zaap.

En el capítulo cuatro se describen los métodos y las tecnologías para explotar los campos de brechas calcáreas, desde los métodos de perforación (perforación bajo balance, perforación de pozos horizontales, multilaterales y de alcance extendido), también se hace mención de las estimulaciones matriciales ácidas o reactivas (describiendo los tipos de ácidos), y no reactivas (fluidos tratamientos, surfactantes) del fracturamiento hidráulico y ácido en carbonatos.

1. GENERALIDADES

1.1. Introducción

Durante décadas, la evaluación de los yacimientos en brechas calcáreas ha sido de gran importancia para los investigadores y productores de petróleo y gas, por la dificultad que plantean estas rocas tan heterogéneas, desde la exploración inicial hasta las etapas avanzadas de producción; así que ingenieros, geocientíficos y petrofísicos trabajan en conjunto para obtener la mayor información posible, para producir el máximo de hidrocarburos del subsuelo en este tipo de secuencias.

Los yacimientos más importantes por su producción en el país, son los denominados naturalmente fracturados (YNF) y se encuentran en brechas calcáreas y en calizas, pues además de contener aproximadamente la mitad de las reservas mexicanas de hidrocarburos, de ellos se extrae en la actualidad el 94 por ciento del petróleo, y si bien actualmente presentan un comportamiento estable, la mayoría decae en cuanto a su producción; aunque es evidente que en los próximos años todos los yacimientos en brechas calcáreas irán decreciendo en su producción y reservas de forma paulatina, de ahí la importancia de desarrollar tecnologías que nos permitan la adecuada optimización de este tipo de yacimientos (PEMEX, 2011).

Se tiene la necesidad de entender estas secuencias y superar los retos que implican como son la exploración y explotación, los problemas relacionados a las operaciones de perforación y extracción, y cuando el campo está en declinación, se debe procurar obtener un incremento o mantenimiento de la producción por medio de sistemas artificiales y/o recuperación secundaria y mejorada. Estos y otros factores son los motivadores para que los geocientíficos busquen y desarrollen nuevas tecnologías que ayude a entender, explorar y explotar las formaciones de secuencias en brechas calcáreas de forma óptima y eficiente.

En México existen yacimientos con estas características, sin embargo debido a que el petróleo es un recurso no renovable, la producción ha declinado de manera significativa en los últimos años, bajo este entorno resulta crucial contar con un estudio científico enfocado a reconocer el origen de la calidad del yacimiento y de esta manera, aplicar dicho conocimiento a la exploración y predicción del comportamiento de otros yacimientos petroleros con características similares (Grajales, 2001).

Los principales campos en México que cuentan con características donde la formación o secuencia productora está constituida de brecha calcárea son: la Formación Tamabra en Poza Rica, la brecha límite de K/T en la Sonda de Campeche (siendo el principal horizonte productor en el campo Cantarell) y las brechas calcáreas del cretácico del área Chiapas-Tabasco (Martínez, 2009).

Los yacimientos petroleros en brechas calcáreas, son aquellos en donde su principal horizonte productor está compuesto de rocas carbonatadas y han sufrido algún proceso secundario como el movimiento y acomodamiento de la corteza, por fallas tectónicas y

colapso o por el impacto de meteoritos; sus características geológicas, geofísicas, permeabilidad, porosidad, factores de recuperación y su tendencia de declinación son de gran importancia para su explotación.

1.2. Objetivos

El objetivo general es:

Analizar y describir las principales características de los yacimientos petroleros que se encuentran en secuencias de brechas calcáreas, así como las metodologías y tecnologías utilizadas para su óptima explotación.

Los objetivos específicos son:

1. Analizar y describir las características geológicas, petrofísicas y petroleras de los yacimientos en secuencias de brechas calcáreas.
2. Analizar y describir las principales características de campos petroleros de México, cuya producción sea en secuencias de brechas calcáreas.

1.3 Metas

- a) Elaborar material escrito y en formato digital que integre información acerca de los yacimientos petroleros en secuencias en brechas calcáreas, así como sus principales características geológico-petroleras.
- b) Elaborar material escrito y en formato digital donde se describen las principales características del sistema petrolero de los principales campos nacionales, así como algunos ejemplos de campos internacionales que se encuentren en brechas calcáreas.
- c) Documentar los métodos y tecnologías aplicadas para la óptima explotación de hidrocarburos en brechas calcáreas.

1.4 Justificación

Este trabajo se realizó con el fin de proporcionar al usuario las principales características geológicas, petrofísicas y los sistemas petroleros de los campos en secuencias de brechas calcáreas, basándonos en la documentación y síntesis de la información disponible, particularmente con el estudio de casos.

La información generada permitirá que se entienda de forma clara cuales son las principales características de los yacimientos en brechas calcáreas. Que se conozca su importancia mediante el estudio de algunos ejemplos representativos de los campos nacionales e internacionales, así como los métodos y tecnologías disponibles para su óptima explotación.

1.5 Método de trabajo

El logro de esta tesis se basó en el siguiente método de trabajo:

1. Búsqueda de información
2. Recopilación de la información
3. Análisis de la información
4. Síntesis de la información
5. Descripción de la secuencias en brechas calcáreas
6. Interpretación del origen de las brechas calcáreas
7. Descripción de yacimientos petroleros en brechas calcáreas
8. Descripción de los métodos para desarrollo de campos y métodos de explotación
9. Conclusiones

1.6 Importancia económica

Alrededor del 60% de las reservas mundiales de petróleo y 40% de las reservas mundiales de gas, se encuentran en yacimientos de rocas carbonatadas (Figura 1.1). En la región de Medio Oriente se tiene aproximadamente el 62% de las reservas probadas de aceite y 40% de reservas probadas de gas a nivel mundial; de estas, el 70% se localiza en yacimientos de rocas carbonatadas (algunas en brechas); mientras que para las reservas de gas es del 90% en yacimientos carbonatados (algunas en brechas), en resultados de investigaciones recientes se considera que más del 60% de petróleo atrapado en este tipo de yacimientos no se puede recuperar por su alta heterogeneidad, por la conificación de agua y gas, entre otro factores.

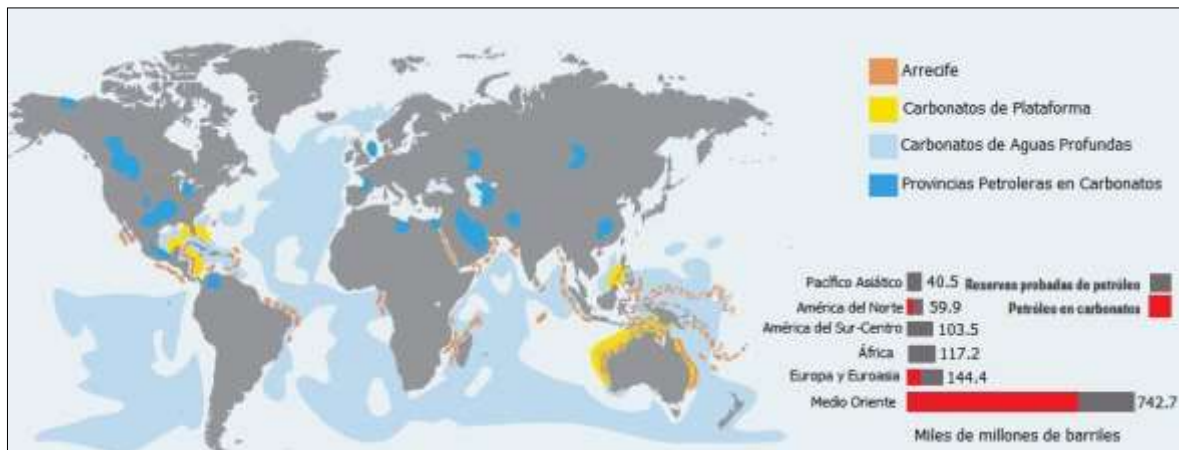


Figura 1.1.- Distribución de las rocas carbonatadas alrededor del mundo (Tomado de SIb Market Analysis, 2007).

Los campos en secuencias de brechas calcáreas son de suma importancia económica para el país, ya que los principales yacimientos petroleros se encuentran produciendo en estas

rocas, como es el ejemplo de la brecha del límite (Cretácico-Cenozoico) K/T en la Sonda de Campeche, siendo el principal horizonte productor en el campo Cantarell, que representó el 36.8 por ciento de la producción total de petróleo en la década de los ochentas del siglo pasado, el 40.8 por ciento en los noventas y el 50.4 por ciento en el periodo 2000-2010 (PEMEX, 2010).

La estrategia de PEMEX Exploración y Producción (PEP), contempla que la producción diaria de crudo debería de ser de más de 3 millones de barriles y de más de 6 mil millones de pies cúbicos diarios para los próximos años.

En este sentido, se continuará con inversiones dirigidas a los proyectos que aportan la mayor producción de hidrocarburos del país como Ku-Maloob-Zaap, Crudo Ligero Marino, Antonio J. Bermúdez y desde luego, Cantarell, proyectos donde a través de esquemas de explotación basados en mantenimiento de presión se estará incrementando el factor de recuperación, y reclasificando, en consecuencia, reservas probables y posibles a probadas. (PEMEX, 2008).

En cuanto al campo Poza Rica, en Veracruz, se encuentra produciendo en la Formación Tamabra y esta secuencia se encuentra constituida por brechas calcáreas, el activo Poza Rica concentra 54.6 y 70.6 por ciento del total de la producción de aceite y gas respectivamente de la región norte (PEMEX, 2002).

El área donde se tienen secuencias mesozoicas en Chiapas-Tabasco, donde uno de los más importantes horizontes productores se encuentra en secuencias de brechas calcáreas, son de gran importancia petrolera para el país, ya que el área tiene aproximadamente 13,100 kilómetros cuadrados de superficie y se han realizado importantes proyectos de explotación de hidrocarburos en brechas calcáreas.

1.7 Trabajos Antecedentes

En el campo Poza Rica, en julio de 1930 se descubrió la Formación Tamabra con la terminación del pozo Poza Rica 2 en el casquete de gas. Dos años más tarde, se inicia la explotación de aceite con la terminación del pozo PR-3. Fue un yacimiento inicialmente saturado, de aceite negro, su presión inicial fue de 245 kg/cm² que era igual a la presión de saturación. Por estudios de balance de materia se determinó que los tipos de mecanismos de producción que presenta son los siguientes: expansión de la roca, empuje por capa de gas, entrada parcial de acuífero y empuje del gas disuelto (Torres, 2005).

Históricamente, el Campo Poza Rica, ha estado expuesto por más de 50 años a la inyección de agua bajo diferentes arreglos, con la finalidad de mantener su presión e incrementar su factor de recuperación, acelerando la recuperación de hidrocarburos para mejorar su rentabilidad. Actualmente el campo enfrenta serios problemas de producción, como son: altos volúmenes de agua y escasa recuperación de aceite, debido a la baja eficiencia de barrido del agua de inyección, lo cual ha impactado negativamente el éxito del programa anual de intervenciones, pues a la fecha se han dejado de realizar perforaciones de

desarrollo intermedio y el número de reparaciones mayores se ha reducido drásticamente. Asimismo, el número de pozos productores ha ido disminuyendo paulatinamente, debido a los altos porcentajes de agua producida en periodos cortos de explotación (Torres, 2005).

En el área Chiapas-Tabasco, la producción de aceite y gas obtenida en el año de 1960, en rocas carbonatadas del Cretácico Temprano en la estructura plegada del Cerro Nanchital, localizada al suroeste de Villahermosa, Tabasco, marca el punto de partida en la exploración en carbonatos de esta provincia. La información geológica y geofísica obtenida en la Planicie Costera del Golfo y los datos del pozo Jalupa-3, perforado en 1969 a unos 10 Km al norte de Villahermosa, Tabasco, hicieron considerar de gran interés a los sedimentos calcáreos correspondientes al Mesozoico para toda el área. Los trabajos exploratorios realizados en 1972 permitieron el descubrimiento de hidrocarburos en los pozos Cactus-1 y Sitio Grande-1, al resultar productores a una profundidad aproximada a los 4000 m, en Carbonatos del Cretácico Inferior y Superior. Estos descubrimientos fueron el inicio del desarrollo de una de las provincias de mayor productividad de hidrocarburos en México (Caraveo Avalos, 2009).

A pesar de que en el año de 1971, se incorporó la explotación petrolera un significativo número de yacimientos, México pasó a ser un país importador de hidrocarburos como resultado de la creciente demanda interna y de un nivel bajo de producción de crudo a nivel nacional. Esta situación permaneció hasta 1974, año en el que México reinició sus actividades de exploración de petróleo. Para esas fechas la producción alcanzó un promedio cercano a los 700,000 barriles diarios al iniciarse la explotación de los campos Sitio Grande y Cactus descubiertos en 1972 en los estados de Chiapas y Tabasco (Caraveo Avalos, 2009).

En esta prolífica provincia que es productora en rocas carbonatadas del Mesozoico, se tienen 37 campos productores, que comprenden numerosos yacimientos de aceite ligero (33 °API), de aceite volátil (40 °API), de gas y condensado. La máxima producción que se obtuvo de estos campos, se alcanzó a fines de 1979, con un volumen cercano a 1.1 MMBPD, por lo que la producción total de México superó 1.6 MMBPD en ese año, (Caraveo, 2009).

La exploración geológica en la Sonda de Campeche se inició en los años 70's del siglo pasado, cuando se reportaron importantes manifestaciones superficiales de hidrocarburos, que dieron la pauta a la exploración utilizando métodos geofísicos cuyos trabajos empezaron en 1972, con actividades simultáneas de sismología de reflexión y refracción, gravimetría y magnetometría. Lo que dio información para elaborar mapas geológicos, paleogeográficos y estructurales del Jurásico y Cretácico, permitiendo identificar condiciones estructurales y sedimentológicas muy parecidas entre la Sonda de Campeche y el área de Chiapas-Tabasco. Los estudios realizados permitieron definir la estratigrafía y las estructuras del Cenozoico y Mesozoico en las que se tienen importantes reservas petroleras (Meneses, 1980).

Desde el punto de vista petrolero, el sureste mexicano es la región más importante dentro de la República Mexicana, debido a la gran cantidad de hidrocarburos que se extraen de

esta zona y por las reservas que todavía contiene. Se estima que en este año, el porcentaje de hidrocarburos que se extraen de la Sonda de Campeche alcanza el 70% de la producción a nivel nacional (aceite y gas), dicha producción es aportada principalmente por los “Plays” del Jurásico Superior y el Cretácico Superior-Paleoceno Inferior (Brecha), (Ortiz, 2005).

A comienzos de la década de los 80's, ya se habían perforado 40 pozos, alcanzando una producción de 1.2 millones de barriles diarios de aceite. La alta capacidad productiva del complejo se manifestó en algunos pozos, con gastos de más de 50 mil barriles diarios. La estrategia de producción hasta el inicio de los años noventa, fue la de mantener una plataforma de producción de un millón de barriles diarios de aceite.

Flores Vargas (1977), realizó los primeros trabajos relacionados al origen de la brecha calcárea, describiéndola por primera vez como un flujo de exoclastos relacionados con los campos de Chiapas y Tabasco del Proyecto Reforma Akal, situando a la brecha dentro del Cretácico Superior con base a los datos sedimentológicos estratigráficos y paleontológicos; dicha edad se corroboró en posteriores trabajos (Ortiz, 2005).

Ya con resultados favorables, se decidió incrementar la perforación exploratoria en el área, y con ello se logró mayor información para evaluar el potencial petrolero del complejo, que una vez conocido se planeó en 1979, la etapa de desarrollo y explotación del mismo (PEMEX, 2008).

Ángeles-Aquino (1996), realizó en la Sonda de Campeche varios trabajos sedimentológicos y estratigráficos inéditos (informes internos de PEMEX) relativos a la brecha, en los que interpreta su génesis y evolución, lo que permite confirmar la distribución y edad (Ortiz, 2005).

El modelo sedimentológico más completo fue desarrollado para explicar el origen de las brechas y el proceso de dolomitización de la secuencia del límite Cretácico-Cenozoico (KT); este fue la dolomitización propuesto por Grajales (2001). En dicho modelo, este autor propone que la dolomitización se produjo por flujo de agua marina en el Neógeno a través de fracturas, durante una etapa tectónicamente activa del Mioceno. Posteriores estudios sobre la permeabilidad en función del fracturamiento fueron realizados por Peñaloza (2003), que realizó una caracterización petrofísica de la porosidad, y determinó que la forma y distribución de los vugulos depende de la interrelación entre las fracturas y las microestilolitas. Finalmente se reconoce dos eventos de dolomitización de alta temperatura. Proponen una serie de eventos paragenéticos para la brecha KT dentro de un contexto de incursión y relleno de hidrocarburos en el yacimiento (Martínez, 2009).

Para el año de 2004, se realizó uno de los descubrimientos de hidrocarburos más relevantes en el Golfo de México, fue el pozo Nab-1, no tanto por el tipo de petróleo que se encontró (extrapesado) sino porque mostro la capacidad operativa de PEMEX para trabajar en aguas bajo un tirante de 697 m y que alcanzó una profundidad total de 4050 m (PEMEX, 2005).

En el año 2005 se descubrieron los campos de aceite ligero Kayab, Tson y la perforación del bloque Pit en el Campo Baksha (PEMEX, 2006). El pozo Kayab-1 resultó productor de

aceite pesado en rocas carbonatadas del Cretácico y cuenta con una profundidad de 3 820 m y 154 m de tirante de agua. El pozo Tson-1 también resulto productor de aceite pesado.

En el año 2006, PEMEX invirtió en la exploración marina en aguas profundas en el norte de la Sonda de Campeche (PEMEX, 2007), dando como resultado la identificación de volúmenes adicionales de aceite pesado en el pozo Ayatsil-1, ubicado en la porción norte de la Sonda de Campeche (al oriente del campo Maloob). En la porción sur y centro se incorporaron reservas de aceite superligero y ligero con los pozos Homol-1 y Onel-1, respectivamente. En este último se encontraron reservas de aceite pesado en las secuencias del Cretácico Superior (Ortiz, 2005).

En el año 2008 continuó la exploración y la perforación exploratoria en la región marina. En la porción norte de la Sonda de Campeche se perforó el pozo Maoob-DL3 con el que se identificó la existencia de volúmenes adicionales de aceite pesado. El pozo Kuil-1 ubicado en la zona Sur de la Sonda de Campeche incorporó reservas de aceite ligero y gas asociado, tanto en las secuencias del Kimmeridgiano como en la brecha del Cretácico Superior (Ortiz, 2005).

Para el 2009 se descubrieron reservas de aceite pesado con la perforación de los pozos delimitadores Ayatsil-DL1 y Pit-DL1, mientras que el pozo Kambesah-1 adicionó reservas de aceite ligero que corresponden a 30.9 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (PEMEX, 2009).

Para el 2010, en la Sonda de Campeche, con la perforación y terminación de los pozos Tekel-1, Kayab-1ADL, y Chapabil- 1A, se descubrieron reservas de aceite pesado por 308.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, mientras que el pozo Bacab-301 agregó reservas de aceite ligero por 54.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (PEMEX, 2010).

CAPÍTULO 2. SECUENCIAS DE BRECHAS CALCÁREAS

Los yacimientos petroleros se encuentran principalmente en rocas porosas y permeables de origen sedimentario, tanto en rocas clásticas (conglomerados, areniscas, lutitas fracturadas) compuestas principalmente por materiales retrabajados, es decir, fragmentos de rocas preexistentes y rocas no clásticas (caliza, dolomía y brechas calcáreas), de origen químico, bioquímico y por flujo de materiales carbonatados en el talud continental. En este trabajo se estudiarán únicamente a las brechas calcáreas compuestas de fragmentos de calizas o dolomías y su matriz asociada; por lo que se describirán primero las principales características de las rocas carbonatadas (Ángeles, 2006).

2.1. Definición

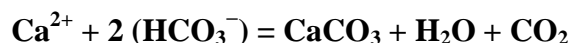
a) Caliza

La caliza es una roca sedimentaria compuesta mayoritariamente por carbonato de calcio (CaCO_3), generalmente calcita. También puede contener pequeñas cantidades de minerales como arcilla, hematita, siderita, cuarzo, etc., que modifican (a veces sensiblemente) el color y el grado de coherencia de la roca. El carácter prácticamente monomineral de las calizas permite reconocerlas fácilmente gracias a dos características físicas y químicas fundamentales de la calcita: su dureza (en la escala de Mohs es de 3) y reacciona con efervescencia en presencia de ácidos tales como el ácido clorhídrico diluido (Alvarez, M., 1966).

Las secuencias de carbonatos, se forman principalmente en los mares cálidos y poco profundos de las regiones tropicales, en aquellas zonas en las que los aportes detríticos son poco importantes. En general se tienen dos tipos de procesos, que normalmente actúan conjuntamente, los que contribuyen a la formación de las calizas (Alvarez, 1966):

– Origen químico

El carbonato de calcio se disuelve con mucha facilidad en aguas que contienen gas carbónico disuelto (CO_2). En entornos en los que aguas cargadas de CO_2 liberan bruscamente este gas en la atmósfera, se produce generalmente la precipitación del carbonato de calcio en exceso según la siguiente reacción:



Esa liberación de CO_2 ocurre, fundamentalmente, en dos tipos de entornos: en el litoral cuando llegan a la superficie aguas cargadas de CO_2 y, sobre los continentes, cuando las aguas subterráneas alcanzan la superficie.

Los parámetros que influyen en la disolución y la precipitación de CaCO_3 son los siguientes (Scoffin, 1987):

- El contenido en dióxido de carbono (CO_2). Cada proceso que aumenta el contenido en CO_2 apoya la disolución de CaCO_3 ; posteriormente la disminución de CO_2 favorece la precipitación de CaCO_3 .
- El potencial de hidrógeno (pH) influye en la disolución y la precipitación de CaCO_3 . Un valor bajo de pH favorece la disolución de CaCO_3 , un valor alto de pH favorece la precipitación de CaCO_3 .
- La temperatura. La disolución de CaCO_3 en agua pura disminuye con el aumento de la temperatura. Las aguas tibias superficiales de las áreas tropicales están súper saturadas con carbonato de calcio, ahí se forman calizas por precipitación. El agua de mar de temperaturas moderadas casi está saturada con carbonato de calcio, ahí existe un equilibrio entre la precipitación y la disolución de carbonato.

– Origen biológico

Numerosos organismos utilizan el carbonato de calcio para construir su esqueleto mineral, debido a que se trata de un compuesto abundante que muchas veces se encuentra saturando las aguas superficiales de los océanos y lagos, siendo, por ello, relativamente fácil inducir su precipitación. Tras la muerte de esos organismos, se produce en muchos entornos la acumulación de esos restos minerales en cantidades tales que llegan a constituir sedimentos que son el origen de la gran mayoría de las calizas existentes (Ángeles, 2006).

Actualmente, la formación de carbonatos está limitada a unas cuantas regiones de las áreas tropicales, sin embargo, en el pasado geológico la sedimentación calcárea fue mucho más importante. Las calizas que se pueden observar sobre los continentes se formaron en épocas caracterizadas por tener un clima mucho más cálido que el actual, cuando no había abundante hielo en los polos y el nivel del mar era mucho más elevado. Amplias zonas de los continentes estaban en aquel entonces cubiertas por mares epicontinentales poco profundos (Ángeles, 2006).

Componentes de las calizas

Las calizas están constituidas por tres miembros principales (Alvarez, 1966):

- Agregados carbonatados discretos o "aloquemas".
- Fango de calcita microcristalina (micrita)
- Cemento de calcita espática (esparita).

Se propuso el término "aloquema" de "allo" que significa "fuera de lo común" y "quema", abreviatura de precipitado químico, para indicar que no se trata de precipitados comunes (Coromías, 1973).

Dentro de las aloquemas hay cuatro tipos que componen a las calizas:

Intraclastos: El término "Intraclastos" ha sido empleado por Folk para describir fragmentos de sedimentos carbonatados, en general débilmente consolidados y semicontemporáneos, que han sido erosionados de partes adyacentes del fondo del mar y redepositados para formar un nuevo sedimento (Scholle, 2003).

Fósiles (bioclastos): Son partículas esqueléticas derivadas de las partes duras de los organismos, son muy importantes dentro de las rocas carbonatadas, ya que no solo actúan como uniones entre crecimientos continuos de algas, sino también como agentes de depositación y entrapamiento de lodo carbonatado, los principales son: algas, foraminíferos, ostrácodos, espículas de esponjas, corales, briozoarios, trilobites, equinodermos, moluscos y braquiópodos (Scholle, 2003).

Ooides: Son partículas carbonatadas casi esféricas que presentan una estructura concéntrica interna, con diámetros que varían entre 0.25 a 2.00 milímetros. Estas estructuras se originan por la acción del oleaje y corrientes marinas o litorales continuas en lugares donde se presenta una depositación rápida de calcita, el crecimiento a partir de un núcleo que puede ser un fragmento fósil, un pellet o un grano detrítico. Una ooide puede formarse a través de diferentes ciclos de abrasión alternando con crecimiento en el mismo lugar del depósito. El crecimiento probablemente ocurre por precipitación a partir de soluciones como en el caso de las estalactitas (Scholle, 2003).

Pellets (pelotillas): Estos cuerpos son agregados redondeados, esféricos, elípticos u ovoides de fango de calcita microcristalina, desprovistos de toda estructura interna. En cualquier roca muestran una uniformidad notable de forma y tamaño; variando entre 0.03 mm y unos 0.15 mm. Aunque los tamaños más comunes sean de 0.04 a 0.08 mm. Probablemente consisten de pelotillas fecales de invertebrados, según se deduce de su tamaño y forma constantes y su alto contenido de materia orgánica (Scholle, 2003).

Fango de calcita microcristalina (micrita): Este tipo de carbonatos está formado por granos de 1 a 4 micrones de diámetro, son generalmente translúcidas y con un tono parduzco en secciones delgadas. En ejemplares de mano, es un material opaco o de granos ultra finos que forman el grueso de las calizas y pueden variar de color blanco a gris azulado y gris parduzco casi negro. Se considera que el fango microcristalino carbonatado se forma principalmente por rápida precipitación química o bioquímica en el agua de mar, que se asentó en el fondo, y sufriendo, a veces posteriormente, una deriva debida a corrientes débiles (Fouet R. 1952).

Cemento de calcita espática (esparita): Este tipo de calcita forma generalmente granos o cristales de 10 micras o más de diámetro, que se distingue de la caliza microcristalina por

su claridad, así como por el tamaño mayor de sus cristales. El nombre “espató” alude a su claridad relativa, tanto en secciones delgadas como en ejemplares de mano. La calcita espática generalmente se forma como un simple cemento que llena los poros, precipitando en el lugar, dentro del sedimento. El tamaño de los cristales espáticos depende del espacio poroso y de la rapidez de la cristalización, pero hay casos en que la caliza espática no es un precipitado original, sino que se ha formado por la recristalización de granos carbonatados más finos o de calcita microcristalina (Fouet R., 1952).

b) Dolomía

La dolomita, $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$, es un componente abundante de las rocas carbonatadas, habitualmente es secundaria, en este caso reemplaza a los minerales carbonatados previos. Al contrario de lo que ocurre con la calcita, frecuentemente desarrolla cristales idiomorfos con secciones en forma de rombo. De cualquier modo, como sus propiedades ópticas son muy similares a las de la calcita, puede resultar muy difícil distinguirlas y, por este motivo, se realiza rutinariamente el ataque y tinción de las láminas delgadas con rojo de alizarina. Las rocas dolomíticas se clasifican según su contenido en dolomita, con los cuatro términos siguientes (Álvarez, 1966):

- Del 0 al 10 % de dolomita: Caliza
- Del 10 al 50 % de dolomita: Caliza dolomítica
- Del 50 al 90 % de dolomita: Dolomía calcítica
- Del 90 al 100 % de dolomita: Dolomía

En los manuales en lengua inglesa, el mismo término -dolomite- se emplea para hacer referencia al mineral dolomita y a la roca formada por este mineral (dolomía), motivo por el cual algunos autores prefieren emplear el término -dolostone- para hacer referencia a la roca, si bien este término no es universalmente aceptado y no se ha adoptado en este trabajo (figura 2.1), (Álvarez, 1966).

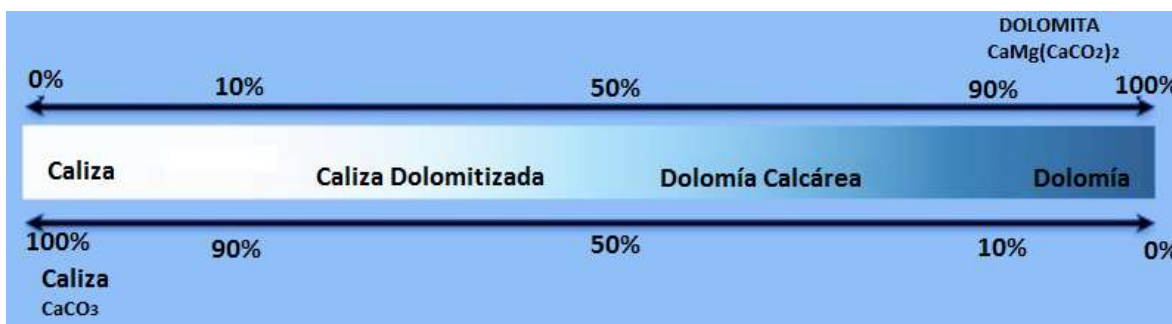


Figura 2.1. Proceso de reemplazamiento de las rocas carbonatadas (tomada de Montijo, et al, 2011)

c) **Brecha calcárea**

Existen varias versiones del origen de la palabra brecha; del griego "roto" en tanto para otros proviene del francés *brèche*, que a su vez deriva de *breka* "roto, hendidura" o del neerlandés *breke* de igual significado; del alemán *brechen* "romper" y del italiano *breccia* "roca rota", esta última es la más utilizada por los geocientíficos, ya que en Italia la utilizan para los escombros aplastados utilizados en paredes (Coromias, 1973).

Una brecha calcárea es una roca detrítica, compuesta por fragmentos angulosos de caliza y dolomías de diversos tamaños, generalmente grandes, dispuestos con absoluta irregularidad y con distintos cementantes. Las rocas compuestas en su mayoría por fragmentos de calizas altamente heterogénea y angulosa se denominan brechas calcáreas (AAPG, 1962).

d) **Otros tipos de brechas**

Las brechas se pueden formar en diferentes materiales rocosos y por diferentes procesos, siendo los más importantes los que se describen a continuación:

– *Brechas de falla*

Son brechas formadas directamente por cualquier tipo de falla, aunque las fallas regionales desarrollan brechas más amplias y continuas; en general los materiales son muy angulosos, con matriz fina. Se conocen como brechas tectónicas aquellos que se caracterizan por presentar orientación en sus fragmentos, que indican la dirección del desplazamiento de los bloques desplazados (AAPG, 1962).

– *Brechas por colapso*

Dentro de las brechas originadas por procesos kársticos, pueden diferenciarse dos tipos: las generadas por colapso de cavernas, y las generadas por el relleno de dolinas o cavernas, en ambos casos se encuentran en sitios localizados, a veces estratocorrelacionables y en general oblicuos o perpendiculares a la estratificación. Los contactos con la roca encajante son siempre irregulares y en muchas ocasiones netos (Oilfield R., 2010).

En el caso de colapso de cavidades o cavernas, los clastos son en general angulosos, presentan fábrica «soportados por clastos» no están granoclasificados, son oligomíticos y cuando se observa el techo de la cavidad pueden presentarse superficies escalonadas correspondientes a los diversos niveles de desplome. En general la matriz es calcárea con contenidos variables de insolubles, con presencia importante de granos del tamaño de la arena. Cuando se trata de rellenos kársticos donde hubo ríos subterráneos las litologías y las texturas pueden ser muy variables desde limos, arenas o hasta bloques (AAPG, 1962).

– *Brechas volcánicas*

Las *brechas volcánicas*, son rocas formados por actividad volcánica que expulsa gran cantidad de fragmentos de rocas ígneas de diversos tamaños; se producen por agentes geológicos internos que originan rocas ígneas extrusivas.

– *Brechas de impacto*

Las brechas de impacto, son rocas formadas por el *impacto de los asteroides*. Aunque relativamente rara, una colisión entre la Tierra y un objeto extraterrestre grande altera de manera asombrosa las propiedades de las rocas de la superficie y del subsuelo y puede producir efectos persistentes en grandes extensiones (Oilfield R., 2010).

A través de la mejor comprensión de las consecuencias del choque de un asteroide, los científicos pueden explorar las cuencas aisladas y las rocas fracturadas que quedan como secuelas.

2.2. Clasificación de Calizas

Existen cuatro clasificaciones para rocas carbonatadas que son las de mayor uso, cada una se enfoca o hace énfasis en un aspecto diferente, estas diferencias dan como resultado sistemas de clasificación completamente distintos de las rocas clásticas y carbonatadas; a diferencia de las rocas clásticas que se distinguen por la composición y el tamaño de los granos, los carbonatos toman en cuenta factores como la textura deposicional, los tipos de grano y poro, la compactación de la roca, el tipo de organismos o la diagénesis (Tabla 2.1). La clasificación más usada es la clasificación de Dunham publicada en 1962, esta se utiliza ampliamente para caracterizar rocas carbonatadas según la cantidad y textura de los granos y de lodo. La clasificación de Embry y Klovan de 1971 sigue el mismo esquema de Dunham, pero agrega categorías para rocas formadas por organismos que crecieron juntos, tales como colonias de ostras.



Tabla 2.1. Clasificación de los carbonatos. Las rocas carbonatadas se diferencian por su textura depositacional, tipos de granos, composición de la roca u otros factores. (Tomado de Lucia F., 1999).

Las clasificaciones más utilizadas para carbonatos son:

- a) Clasificación de Dunham.
- b) Clasificación de Folk.
- c) Clasificación de Embry y Klovan.
- d) Clasificación por tamaño de grano.

a) Clasificación de Dunham

Una de las ventajas de la clasificación de Dunham propuesta en 1962 es que teniendo una muestra de roca, es fácil identificarla de acuerdo a alguno de los siete términos básicos que propone y que implica muy pocas modificaciones posteriores. En la Tabla 2.2 se muestra la clasificación de Dunham indicando sus principales características (AAGP, 1962).

Textura original reconocible					
Componentes originales no enlazados durante el depósito				Componentes originales enlazados	
Con matriz (carbonato de tamaño arcilla o limo fino)		Sin matriz y grano sostenido			
Sostenida por la matriz		Granosostenida			
Menos de 10% de granos	Menos de 10% de granos				
MUDSTONE	WACKSTONE	PACKSTONE	GRAINSTONE	BOUNDSTONE	CARBONATOS CRISTALINOS
					

Tabla 2.2 Clasificación de calizas por Dunham (Tomada de Scholle 2003).

- **Mudstone:** Este es el término para las rocas que a simple vista se detecta que en su mayoría están formadas por lodo carbonatado (micrita) con más de un 90 %, y los granos (fósiles, pellets, ooides, etc.) corresponden con menos del 10% de la roca; el medio marino es de baja energía, y se toman tanto en ambiente somero como profundo (Fig. 2.2), (Nichols, 2009).

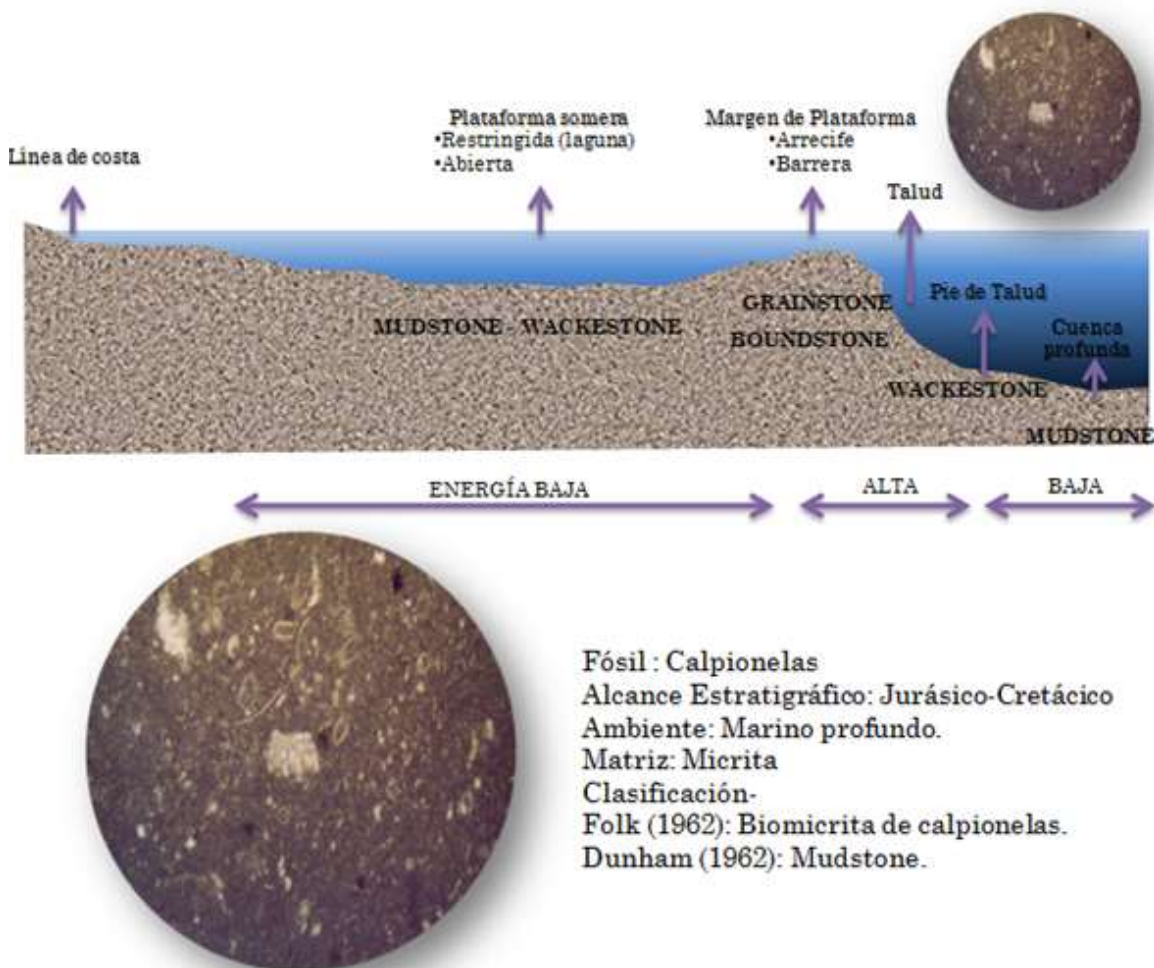


Figura 2.2 Interpretación de lámina de un mudstone utilizando petrografía y ambientes sedimentarios, así como la energía del medio (Tomado de Montijo,, et al, 2011)

- Wackestone: En este caso los granos ya son un porcentaje mayor al 10 % de la roca, y están soportados por lodo en un porcentaje menor al 90 % (micrita), por lo que los aloquímicos se encuentran en una matriz de lodo. Su textura es lodosa, con granos flotando en lodo (mala madurez textural). Su aspecto es lodoso a granular difuso, masivo y en ocasiones con laminación (Nichols, 2009).

El lodo se compone principalmente de la desintegración de algas verdes, bioerosión y granos fósiles, el medio marino es de baja energía, de somero relativamente profundo (figura 2.3), (Nichols, 2009).

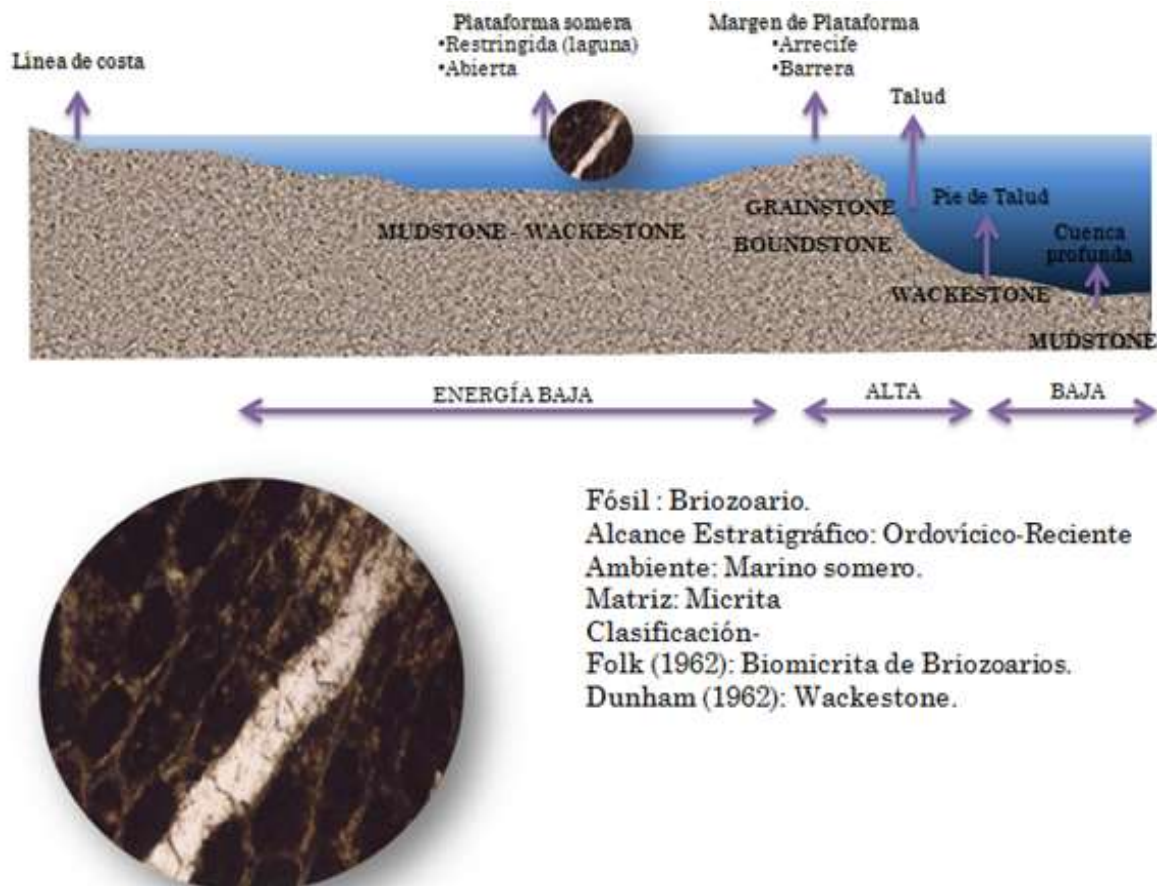


Figura 2.3 Interpretación de lámina de un wackestone utilizando petrografía y ambientes sedimentarios, así como la energía del medio (Tomado de Montijo, et al, 2011).

- Packestone: Tiene una gran cantidad de granos, con un mayor al 60% (fósiles, pellets, intraclastos, ooides), con lodo entre ellos (matriz con menos del 40%), pero estas ya no son soportados por el lodo si no por los granos, esto implica que los aloquímicos están apoyados unos con otros. La textura es granulada (soportada por granos), con redondez que implica una mejor madurez textural. Se forman en medios marinos de alta energía, de somero a relativamente profundo (figura 2.4), (Nichols, 2009).

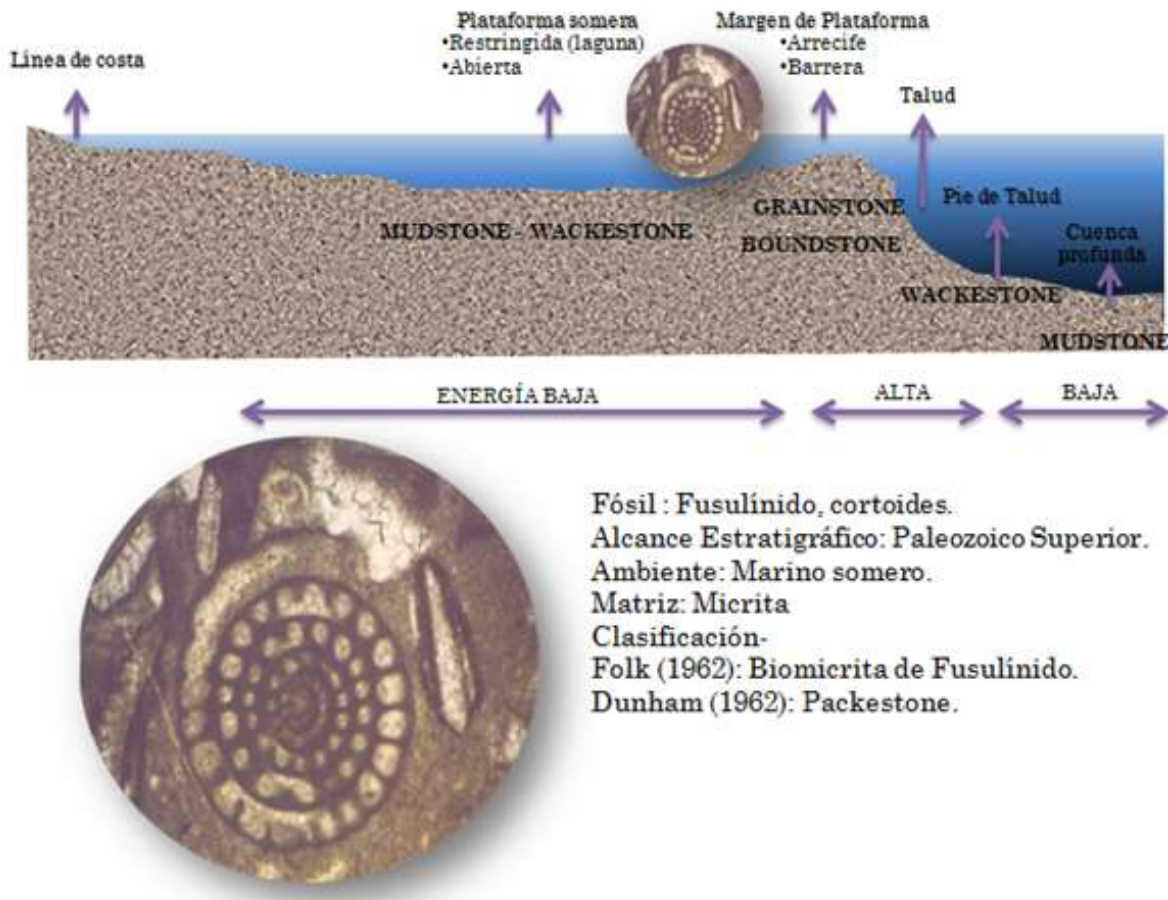


Figura 2.4 Interpretación de lámina de un packestone utilizando petrografía y ambientes sedimentarios, así como la energía del medio (Tomado de Montijo, et al, 2011)

- Grainstone: en este caso la cantidad de granos es superior a la de una packestone con porcentaje mayor al 70 % (fósiles, ooides, intraclastos) con esparita entre ellos y con muy poco o sin nada de lodo (micrita). La textura es granuda soportada por granos, bioclástica, porosa (poros intergranulares). Presenta redondeamiento de fósiles y buena madurez textural. Se forman en medios marinos de alta energía, en ambientes someros (playas, barras), (figura 2.5).

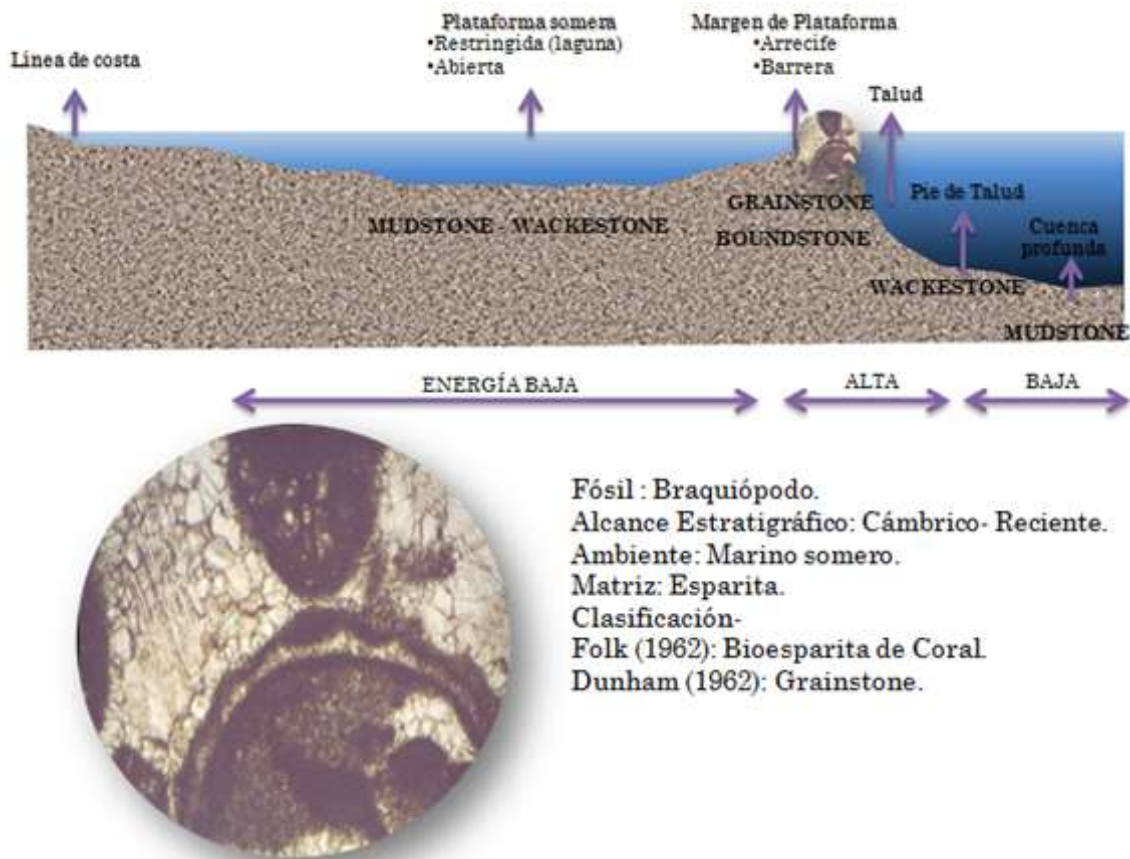


Figura 2.5 Interpretación de lámina de un grainstone utilizando petrografía y ambientes sedimentarios, así como la energía del medio (Tomada de Montijo, et al, 2011).

- Boundstone: los componentes orgánicos originales se consolidan en la roca desde su depositación, la cual ocurre por crecimiento de esqueletos y conchas de organismos cuya composición es de carbonato de calcio (como son las colonias de corales, rudistas y estromatolitos). Su textura orgánica o bioconstruida porosa (poros esqueléticos), formada de esqueletos de organismos coloniales incrustados (arrecifes biológicos). Se forman en medios marinos de alta energía, en condiciones someras (bordo de la plataforma, figura 2.6), (Nichols, 2009).

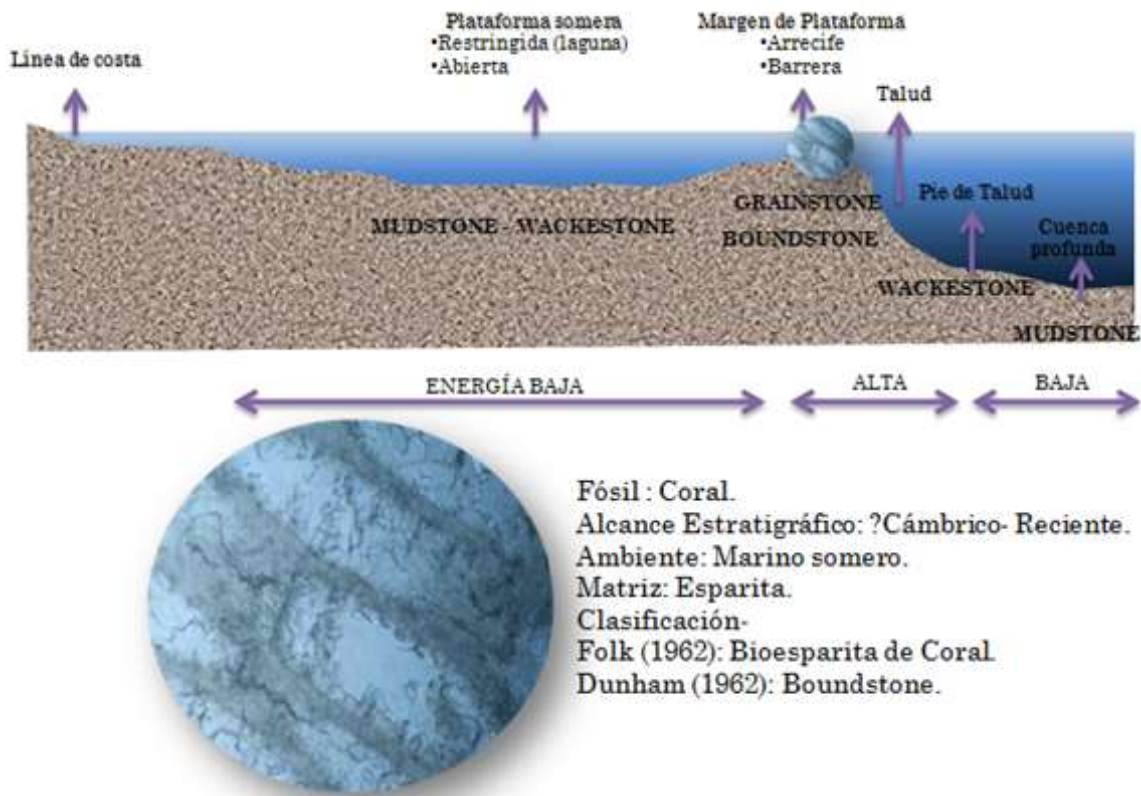


Figura 2.6 Interpretación de lámina de un boundstone utilizando petrografía y ambientes sedimentarios, así como la energía del medio (Tomado de Montijo, et al, 2011).

b) Clasificación de Folk

Esta clasificación considera una división práctica en tres familias principales de calizas, determinando las diferentes proporciones de los tres miembros externos. En la Tabla 2.3 se puede observar la clasificación de carbonatos de acuerdo a Folk (AAPG, 1962).

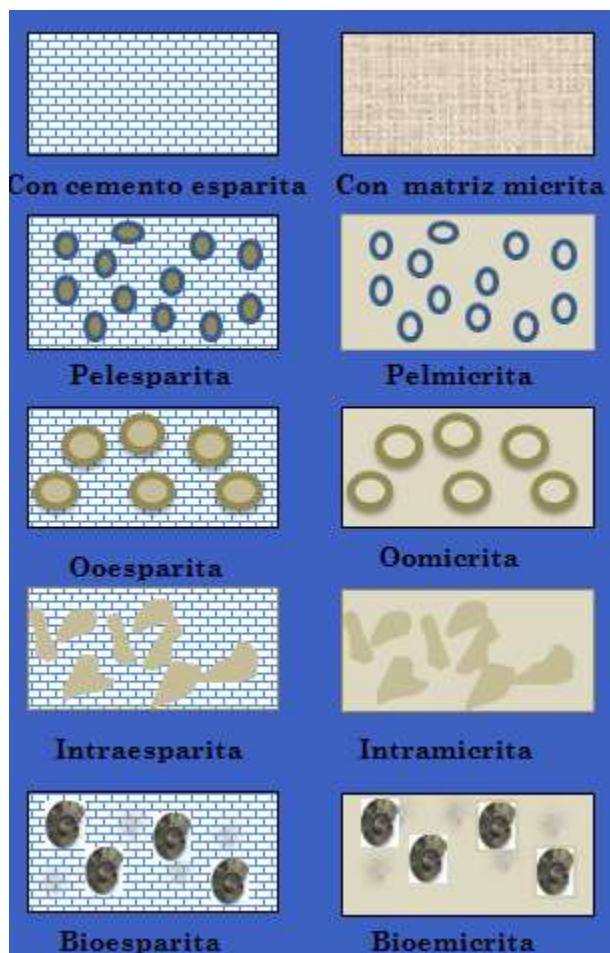


Tabla 2.3 Tipos principales de rocas carbonatadas de acuerdo a Folk (Tomado AAPG, 1962).

La clasificación de Folk propuesta en 1962, considera que las aloquemas o aloquímicos representan la estructura de la roca e incluyen los organismos, oolitas o pelotillas (pellets), que constituye la parte principal de la mayor parte de las calizas. El fango microcristalino o micrita representa una "matriz" del tamaño de arcilla cuya presencia significa condiciones de baja energía, así como la presencia de una matriz de minerales arcillosos indica un lavado pobre. En algunos casos, se tiene cemento de calcita la cual llena los espacios porosos de la roca donde el fango microcristalino ha sido deslavado o donde hubo espacios porosos iniciales. Las propiedades relativas del lodo microcristalino y de cemento de calcita espática son un rasgo importante de las rocas, puesto que muestran el grado de "clasificación" o el vigor de la corriente del ambiente en forma análoga a la madurez textural en las areniscas (AAPG, 1962).

Las tres familias en que Folk divide a las calizas son las siguientes:

- i. Rocas aloquímicas espáticas.
- ii. Rocas aloquímicas microcristalinas.
- iii. Rocas microcristalinas.

i. Rocas aloquímicas espáticas.

Consisten principalmente de constituyentes aloquímicos cementados por calcita espática, en estas rocas las partículas sólidas (intraclastos, ooides, fósiles y pellets), han sido acumuladas en zonas de alta energía suficientemente persistente para clasificar y originar partículas del mismo tamaño y retirar cualquier lodo microcristalino, que de otro modo podría haberse acumulado como matriz; los poros intersticiales generalmente son llenados más tarde por un cemento de caliza espática precipitada directamente (Folk, 1980).

ii. Rocas aloquímicas microcristalinas.

Estas rocas también contienen aloquemas, pero en este caso la energía del medio sedimentario no fue lo bastante fuerte o persistente para clasificar las partículas y retirar el lodo microcristalino que permaneció como matriz; la caliza espática es muy subordinada o escasa, debido simplemente a que no hubo espacio poroso disponible en el que se formara (Folk, 1980).

iii. Rocas microcristalinas.

Estas rocas representan el tipo opuesto al primer grupo, en tanto que consisten casi completamente de lodo microcristalino con muy poco o nada de material aloquímico. Estas rocas representan un proceso en el que ocurrió una rápida precipitación como la ausencia de energía fuerte y persistente; texturalmente equivalen a las arcillas de las rocas terrígenas (Folk, 1980).

Las tres familias de rocas carbonatadas antes descritas se determinan con base en el contenido de sus miembros externos, pero debido a que algunas calizas están en parte, constituidas por estructuras orgánicas que crecieron in situ y formaron una masa coherente y resistente durante su crecimiento, tales como los biohermas, se clasifican en una cuarta familia debido a su modo de génesis único, y estas rocas son denominadas *Biolitas* (Cancino, 2005).

En la Tabla 2.4 se presenta la clasificación de Folk propuesta en 1962, con todas las variantes en cuanto a los aloquímicos y su matriz.

Proporciones volumétricas de aloquímicos		> 10 % de aloquímicos		< 10 % de aloquímicos		
		Calcita esparítica > micrita	Micrita > calcita esparítica	1-10 % de aloquímicos	< 1 % de aloquímicos	
> 25 % de intraclastos		INTRAESPARITA	INTRAMICRITA	Componentes aloquímicos más abundantes	Intraclastos MICRITA CON INTRACLASTOS	
> 25 % de ooides		OOESPARITA	OOMICRITA		Ooides MICRITA CON OOIDES	
< 25 % de intraclastos	< 25 % de ooides. Relación en volumen bioclastos:peloides	> 3:1	BIOESPARITA		BIOMICRITA	MICRITA o, si se observan zonas espásticas, DISMICRITA
		de 3:1 a 1:3	BIOPELESPARITA		BIOPELMICRITA	
		< 1:3	PELESPARITA		PELMICRITA	
				Peloides MICRITA CON PELOIDES		
Rocas arrecifales y biohermales sin modificar						
BIOLITITO						

Más de 2/3 de matriz micrítica				Esperita y micrita en proporciones similares	Mas de 2/3 de cemento esparítico		
0 - 1 % de Aloquímicos	1 - 10 % de Aloquímicos	10 - 50 % de Aloquímicos	Más de 50 % de Aloquímicos		Escasa selección	Buena selección	Redondeados y erosionados
Micrita y dismicrita	Micrita fosilífera	Biomicrita dispersa	Biomicrita empaquetada	Bioesparita escasamente lavada	Bioesparita mal seleccionada	Bioesparita bien seleccionada	Bioesparita redondeada
■ Matriz micrítica		▨ Cemento de calcita esparítica					

Tabla 2.4. Sistema de clasificación de rocas carbonatadas propuesto por Folk en 1962 (Tomado de Folk 1980).

c) Embry y Klovan

Embry y Klovan (1971), añadieron términos adicionales a la clasificación de Dunham (1962), tal como se muestra en la Tabla 2.5, estos autores indicaron el tamaño de grano (floatstone y rudstone) así como el tipo de crecimiento orgánico para el caso de los boundstones (bafflestone, bindstone y framestone), (Cancino, 2005).

CLASIFICACIÓN DE CALIZAS (DUNHAM MODIFICADO)									
Textura deposicional reconocible									Textura deposicional no reconocible
Componentes originales no entrelazados durante el depósito						Componentes originales entrelazados durante el depósito			Caliza cristalina
Partículas menores a 2 mm				Partículas mayores a 2 mm alóctonas		BOUNDSTONE			
Soportado por lodo		Soportado por partículas		Soportado por lodo	Soportado por partículas	Crecimiento principalmente vertical	Crecimiento principalmente horizontal	Crecimiento vertical y horizontal	
< 10% de partículas	> 10% de partículas	> 10% de lodo	< 10% de lodo						
MUDSTONE	WACKSTONE	PACKSTONE	GRANSTONE	FLOATSTONE	RUDSTONE	BAFFLESTONE	BINDSTONE	FRAMESTONE	
0-10%	10-30%	30-50%	50-100%						
MUDSTONE	MUDSTONE-WACKSTONE	WACKSTONE-MUDSTONE	WACKSTONE	WACKSTONE-PACKSTONE	PACKSTONE-WACKSTONE	PACKSTONE	PACKSTONE-GRANSTONE	GRANSTONE-PACKSTONE	GRANSTONE

Tabla 2.5. Sistema de clasificación de rocas ideado por Embry y Klovan (Tomado de Cancino 2005).

Las calizas arrecifales (Boundstone) se subdividen de acuerdo a Embry y Klovan (1971), con ligeras modificaciones; esta propuesta tiene la ventaja de incluir las variedades clásicas que suelen originarse en ambientes de arrecife. La clasificación se muestra en la tabla 2.6, donde el término “granos” incluye tanto a los de procedencia detrítica (arenas, gravas, etc.), como a los restos de seres vivos (valvas, artejos, caparzones, etc.), (Cancino, 2005).

Con estructuras de crecimiento orgánico	Organismos que atrapan sedimentos	Bafflestone
	Organismos incrustantes que fijan los sedimentos cubriéndolos	Bindstone
	Organismos que construyen estrépidas	Framestone
Con granos > 2 mm (fragmentos de seres vivos)	Armazón de granos	Rudstone
	Armazón micrítico	Floatstone

Tabla 2.6 Clasificación de Embry y Klovan, (1971) de las calizas arrecifales (Boundstone y sedimentos asociados) (tomada de Cancino, 2005).

Floatstone: contiene 10 % o más de los granos los cuales son mayores a 2 mm de diámetro y la matriz es de lodo (como un packstone).

Rudstone: contiene 10% o más de los granos son mayores de 2 mm de diámetro y la matriz es de esparita (como una grainstone).

Bafflestone: Son rocas formadas por organismos que actúan como impidiendo el paso (como brazos ramificados).

Bindstone: Estas contienen fósiles tubulares o laminares incrustados, formando intercalaciones durante su depositación.

Framestone: Estan formadas por organismos que construyen estructuras rígidas (como caparazones), (Cancino, 2005).

d) Clasificación por tamaño de grano.

Esta es la forma más simple de clasificar a las calizas, ya que se divide por su tamaño de grano, en calcirudita, calcarenita y calcilutita; las cuales tienen las siguientes características (Cancino, 2005):

- i. *Calcirudita*. Si la mayoría de los granos son mayores a 2 mm.
- ii. *Calcarenita*. Si la mayoría de los granos se encuentran entre 2 mm y 62 μm .
- iii. *Calcilutita*. Si la mayoría de los granos son menores a los 62 μm .

2.3. Clasificación de brechas carbonatadas

Pettijohn (1975), plantea una clasificación genético-descriptiva, donde distingue cuatro tipos de brechas (tabla 2.7), los que se conforman de clastos gruesos producidos por movimiento y acomodamiento de la corteza terrestre, son llamados brechas cataclásticas; se incluyen aquí a las brechas de falla y colapso; un último grupo de brechas lo forman las brechas de impacto que como su nombre lo indica, son originados por impactos meteóricos.

CATACLÁSTICOS	Brechas de deslizamiento
	Brechas por tectonismo De fallamiento (con molimiento en plano de falla) De plegamiento "morrenas tectónicas"
	Brechas de solución y colapso
METEORICOS	Brechas de impacto

Tabla 2.7. Clasificación de brechas tomada de Pettijohn (1975)

Blount y Moore (1969) proponen clasificaciones específicas para brechas calcáreas y Futchbauer y Ritcher (1980), entre otros, para brechas en general (Fornos, 1987).

En la siguiente parte de este trabajo se definirán los diversos tipos de brechas carbonatadas que se forman en diferentes condiciones geológicas.

a) Brechas carbonatadas tectónicas

Son brechas carbonatadas en relación directa con la actividad de fallas que afectan las secuencias de carbonatos, en general son muy angulosas, con matriz pulverulenta, oligomícticas, excepto cuando la fractura pueda afectar a brechas polimícticas preexistentes o a estratos de litologías diversas. La característica principal de las brechas tectónicas es que los fragmentos presentan cierta orientación relacionada a la dinámica de la falla (Scoffin, 1987).

b) Brechas carbonatadas por disolución evaporítica

Brechas calcáreas o dolomíticas producidas por el colapso de capas calcáreas o dolomíticas interestratificadas con evaporitas al producirse la disolución de dichas evaporitas. Generalmente presentan fenómenos de dolomitización y de hidratación-deshidratación de sulfuros (Scoffin, 1987).

Es un tipo de brecha intraformacional muy común en el registro geológico, los cuales se forman en zonas con secuencias evaporíticas. En estos casos las sales que son más solubles por la que se disuelven y las rocas que rodean o cubren se colapsan produciendo una acumulación caótica de fragmentos angulares (Scoffin 1987). Estas brechas generalmente son monogenéticas porque sus componentes provienen del mismo nivel de carbonatos que se colapsa y por lo regular son calizas asociadas a secuencias evaporíticas (Fornos, 1987).

c) Brechas kársticas o de colapso

Dentro de las brechas originadas por procesos kársticos, pueden diferenciarse dos tipos: las generadas por colapso de cavidades y las generadas por el relleno de dolinas o cavernas, en ambos casos se encuentran en secuencias carbonatadas localizadas en un cierto nivel estratigráfico, por lo que pueden ser estratorelacionables y en general son oblicuos o perpendiculares a la estratificación. En general los contactos con la roca encajonante son siempre irregulares y en muchas ocasiones netos (Fornos, 1987).

En el caso de colapso de cavidades, los clastos son en general angulosos, presentan fábrica «clasto soportada» no están granoclasificados, son oligomícticos y cuando se observa el techo de la cavidad pueden presentarse superficies escalonadas correspondientes a los diversos niveles de desplome. La matriz es calcárea, con contenidos variables de insolubles y, en general, con presencia importante de granos de cuarzo. Cuando se trata de rellenos kársticos las litologías y las texturas pueden ser muy variables desde limos, arenas o hasta bloques (Fornos, 1987).

d) Brechas carbonatadas sinsedimentarias

Aun cuando la terminología de este tipo de brechas no está bien definida, sí debe señalarse la presencia entre las brechas carbonatadas de depósitos que prácticamente no han sufrido transporte y en los que su génesis está estrechamente ligada al ambiente sedimentario en que se encuentran. Dentro de ella hay que distinguir las formadas en condiciones subaéreas de las que se desarrollan en condiciones supra e intermareales (Schlager, 2005).

Ambas se caracterizan por presentar un buen encaje entre los cantos que suelen ser oligomícticos. Las primeras están en relación con costras carbonatadas, pisolitos, perfiles edáficos, moldes de raíces, etc. y se presentan con geometrías horizontales más o menos lenticulares.

Las segundas se sitúan en ambientes estromatolíticos asociados a ambientes perimareales en los que la desecación intermitente juega un papel importante en su formación. Se relacionan en unos casos con estructuras tipo «tepee» y en otros con períodos esporádicos de alta energía sobre ambientes deposicionales de baja energía (temporales o mareas de alta energía sobre áreas del inter o supramareal) (Schlager, 2005).

e) Brechas carbonatadas de talud

Se trata de depósitos de fragmentos de caliza ligados a una ruptura topográfica después del borde de plataforma hacia aguas profundas, en donde ocurre subsidencia diferencial, levantamiento tectónico o progradación sedimentaria. Cuando la ruptura topográfica se produce sobre depósitos carbonatados en condiciones subaéreas las brechas carbonatadas, que tienden a acumularse al pie del talud, presentan los mismos caracteres que los depósitos no carbonatados de abanicos aluviales proximales. En cambio, cuando el talud se crea en un área carbonatada marina, los sedimentos se intercalan como bloques alóctonos, megabrechas y flujos en masa en los sedimentos propios del talud (depósitos finos con frecuentes cicatrices con derrumbes (slump) en el talud superior y masas «slumpizadas» en el talud inferior). Las brechas se presentan a menudo grano-clasificadas y forman un frente de facies gruesas paralelas al talud (Schlager, 2005).

La zona localizada entre el margen de la plataforma y la cuenca se caracteriza por una pendiente o talud que pueden ser desde muy suaves ($<1^\circ$), como el caso de las rampas; hasta muy pronunciada o escarpada (90°). Esta pendiente decrece en su inclinación conforme aumenta la profundidad e imperceptiblemente, a decenas o centenas de kilómetros desde el borde de la plataforma, hasta a la zona abisal. En esta zona del talud ocurre el depósito de brechas y megabrechas carbonatadas inducidos por diversos mecanismos que producen inestabilidad del talud de la plataforma. De acuerdo a Grajales, (2001) y a Spence-Tucker, 1997, quienes realizaron una revisión de las brechas y megabrechas, estas se pueden formar mediante dos procesos generales (Tucker, M., 1990):

- a) Endógenos, ligados intrínsecamente a los sistemas de depósito en la cuenca.

Los mecanismos endógenos más importantes citados por estos autores son:

- 1) Sobrepresión (overpressure) en horizontes confinados hidrológicamente por debajo del nivel del mar durante descensos relativos del mismo (relative sea-levelfalls).
- 2) El incremento en la presión o tensión del sedimento o roca, al drenarse el fluido de poro cuando la cima de la plataforma está sujeta a exposición subaérea durante el tiempo en que el nivel relativo del mar estuvo en descanso (relativelowstands of sea-level).

- b) Exógenos, que operan independientemente para generar las megabrechas.

f) Brechas de impacto por meteoritos

Muchos procesos geológicos, como la erosión, la depositación de sedimentos, la separación de los continentes y la expansión de los océanos, se producen a lo largo de decenas de millones de años. Estos procesos graduales a menudo son marcados por eventos de corta duración (terremotos, deslizamientos de terrenos y erupciones volcánicas) que son instantáneos en una escala de tiempo geológico. Otro tipo de evento repentino que rara vez se menciona en los debates relacionados con la geología del petróleo, es el **impacto de meteoritos** (Fig. 2.7). Aunque es relativamente rara, una colisión entre la Tierra y un objeto extraterrestre grande altera de manera asombrosa las propiedades de las rocas de la superficie y del subsuelo, por lo que se producen efectos persistentes en grandes extensiones (Oilfield R., 2010).

A través de la mejor comprensión de las consecuencias del choque de un asteroide, los científicos pueden explicar el origen de cuencas sedimentarias con rocas fracturadas que quedan como secuelas. En este trabajo se describirán algunos procesos que acompañan el impacto y los roles que desempeñan en la formación o la destrucción de las rocas madre (rocas generadoras), yacimientos y trampas de petróleo. Algunos casos proveen evidencias de la producción actual de petróleo y gas proveniente de estructuras de impacto antiguas. Un ejemplo es la Sonda de Campeche en México, en donde un impacto masivo contribuyó a la formación de rocas almacenadoras de yacimientos petroleros muy productivos como Cantarell (Oilfield R., 2010).



Figura 2.7. Representación del impacto de un meteorito sobre la Tierra (Tomado de SLB, Vol. 21, 2010)

A lo largo de miles de millones de años, la Tierra fue bombardeada por cometas, asteroides y meteoroides. Los cometas están compuestos por hielo, polvo y roca; poseen diámetros de hasta 20 km. En nuestro sistema solar, exhiben típicamente órbitas elípticas largas alrededor del Sol y raramente chocan con la Tierra u otros planetas. Los asteroides pueden ser más grandes, con diámetros de hasta 900 km, y están formados por material rocoso. La mayoría de los asteroides orbitan alrededor del Sol en el cinturón de asteroides que se extiende entre Marte y Júpiter, pero algunos— los llamados “asteroides que cruzan la Tierra”— se encuentran más cerca de la misma. Los meteoroides son trozos pequeños de detritos interplanetarios; se trata comúnmente de fragmentos de asteroides. La mayoría de los meteoroides que se vuelven visibles como meteoros, o “estrellas fugaces,” cuando atraviesan la atmósfera terrestre son del tamaño del canto rodado o más pequeños. Los restos de meteoroides y asteroides que son retardados por la atmósfera terrestre y llegan a la superficie se denominan meteoritos. Los cuerpos más grandes, denominados bólidos, no se desaceleran tanto y se volatilizan con el impacto; para fines de este trabajo, el término asteroide se referirá a los cuerpos de todos los tamaños que chocan contra la Tierra. Las rocas superficiales que soportan el impacto se denominan rocas objetivo (Oilfield R., 2010).

Los cráteres formados por el impacto de los asteroides son formas de relieve comunes en los planetas y satélites del sistema solar. No obstante, comparativamente, los cráteres de impacto son poco comunes en la Tierra, donde la atmósfera produce la desintegración de la mayoría de los cuerpos en caída libre. Algunos de esos cuerpos, conocidos como bolas de fuego, explotan muy cerca de la superficie y otros experimentan colisiones tangenciales o colisiones plenas. La frecuencia del impacto es inversamente proporcional al tamaño del

asteroide, mientras que por año pueden depositarse varios meteoritos del tamaño de un canto rodado, los asteroides que producen cráteres de 20 a 50 km de ancho, tienen lugar aproximadamente cada un millón de años. Los asteroides son suficientemente grandes como para producir catástrofes generalizadas ya que intersectan la órbita terrestre sólo cada 100 millones de años o más (Oilfield R., 2010).

Cuando se forman por eventos de impacto, los cráteres desaparecen relativamente por los procesos exógenos que afectan a la corteza terrestre; sepultados por debajo de los sedimentos, hundidos en las zonas de subducción, plegados para formar sierras, o erosionados. Erosionados, sepultados o modificados de otro modo, los cráteres de impacto se denominan estructuras de impacto. Un asteroide puede dar contra la Tierra con una velocidad de entre 10 y 70 km/s [hasta 250,000 km/h], liberando grandes cantidades de energía cinética (Choquette, and Pray, 1970).

El proceso de formación de cráteres es rápido y puede dividirse en tres etapas:

- Contacto y Compresión

Las alteraciones estructurales y los cambios de fases que se producen en las rocas objetivo tienen lugar durante la etapa inicial y la morfología del cráter se determina en las etapas posteriores. En el momento del contacto, el proyectil desplaza el material objetivo fuera de su trayectoria, comprimiéndolo y acelerándolo; el objetivo resiste la penetración y desacelera el proyectil. Después del contacto, el proyectil se detiene de manera casi inmediata, recorriendo una distancia que equivale aproximadamente a una o dos veces su diámetro dentro de la roca objetivo. La energía cinética se convierte en calor y ondas de choque que penetran tanto el cuerpo que impacta como la roca objetivo. Un asteroide grande puede generar presiones de choque superiores a 100 GPa y temperaturas de más de 3,000 °C [5,400°F] en el volumen de impacto, produciendo fracturamiento, metamorfismo de choque, cambios de fases en los minerales, fusión y evaporación. La duración de la etapa de contacto y compresión depende del tamaño, la composición y la velocidad del proyectil; en todos los impactos, salvo en los más grandes, esta etapa dura sólo algunos segundos (Choquette and Pray, 1970).

- Excavación

Durante la etapa de excavación, que dura entre algunos segundos y algunos minutos, una onda de choque hemisférica se propaga hacia el interior del objetivo, generando alta presión en el material. La onda de choque en expansión produce cambios irreversibles en el volumen impactado. Después que la onda de choque pasa, la alta presión es liberada por una onda de rarefacción o liberación de presión; esta onda de presión conduce a la formación de un flujo de masa que abre el cráter. El material excavado por el impacto es expulsado del cráter, pudiendo ser arrojado a grandes distancias; cuanto más grande es la masa que impacta, más probabilidades tienen de vaporizarse completamente y ser expulsada. Los detritos sólidos, líquidos y vaporizados son empujados en sentido ascendente, a lo largo de trayectos que forman una “cortina de eyectos” coniformes. El material expulsado sigue trayectorias balísticas ascendentes y luego descendentes en

dirección hacia la Tierra. Algunos detritos pueden desplazarse más allá de la atmósfera para luego reingresar en ésta a miles de kilómetros de distancia. El tamaño de los eyectos oscila entre vapor, polvo y bloques gigantes. La roca fundida y el material vaporizado que se condensa durante el vuelo pueden formar partículas redondas, del tamaño de la arena, denominadas esférulas. Dichas esférulas, a menudo vítreas, pueden depositarse a miles de kilómetros de distancia del sitio de impacto y formar capas peculiares en el registro sedimentario (Choquette and Pray, 1970).

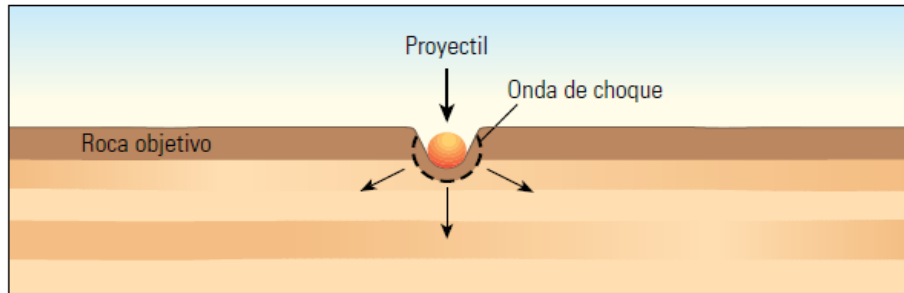
En el impacto de Chicxulub, acaecido en México hace 65 millones de años, la distribución de los eyectos alcanzó proporciones globales y algunas esférulas llegaron hasta Nueva Zelanda. Las capas de esférulas a menudo sobreviven al cráter en sí y pueden constituir la única evidencia de un impacto antiguo, como sucede con algunos depósitos de impacto de aproximadamente 3,500 millones de años, existentes en América del Sur y Australia. El espesor de la capa de esférulas habitualmente se reduce con la distancia al sitio de impacto. Más cerca del cráter y en su interior, el material expulsado es depositado como brechas seleccionadas texturalmente gruesas, son mezclas de fragmentos angulares de roca objetivo y roca de basamento en una matriz de grano fino de material pulverizado; las brechas clásticas que contienen tipos de rocas mixtos, incluidos fragmentos de roca con metamorfismo de choque, rocas de fundido por impacto o vidrio, se denominan suevitas. En las brechas fundidas por impacto, la matriz que cementa los fragmentos se cristaliza a partir de la roca fundida; las rocas afectadas por impactos se denominan colectivamente impactitas (Meneses, 1980).

- Modificación del cráter posterior al impacto.

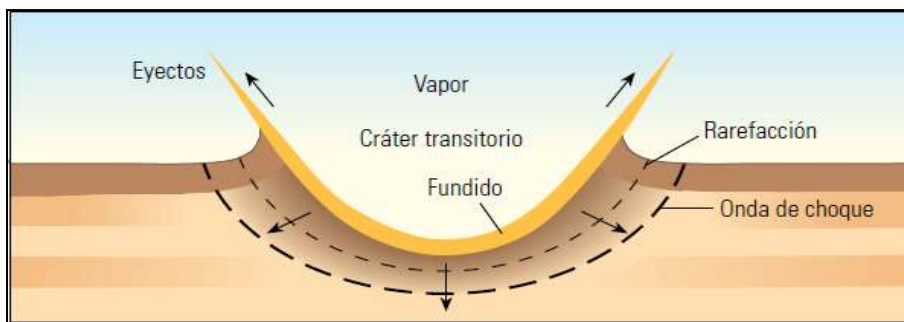
El fenómeno de excavación produce un cráter “transitorio” con forma de taza, el cual durante la etapa de modificación posterior al impacto, en un proceso de transición se colapsa debido a la fuerza de gravedad; la morfología del cráter resultante depende del tipo de roca objetivo y del tamaño de la roca de impacto. Las estructuras simples conservan su forma de taza con un borde levantado. En la Tierra, las estructuras de impacto simples suelen ser pequeñas con diámetros de hasta 2 km [1.2 millas] en las rocas sedimentarias, y de hasta 4 km [2.4 millas] en las rocas cristalinas (Oilfield R., 2010).

En la Figura 2.8 se muestra la estructura de impacto simple, con todos los elementos y materiales involucrados. Estructura de impacto simple. Durante el contacto y la compresión (A), el asteroide choca contra la superficie de la Tierra y empuja el material objetivo hacia abajo. En la fase de excavación (B), se forma el cráter transitorio. Después del impacto, las paredes del cráter colapsan levemente y el material de expulsión vuelve a caer dentro del cráter (C). El cráter Barringer, en Arizona (D), es un ejemplo de un cráter de impacto simple. Posee un diámetro de 1.2 km [0.7 milla] y se formó hace 50,000 años.

A)



B)



C)



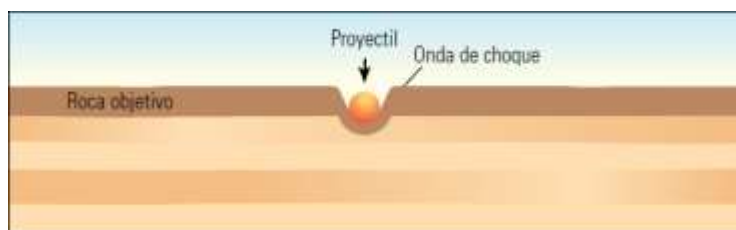
D)



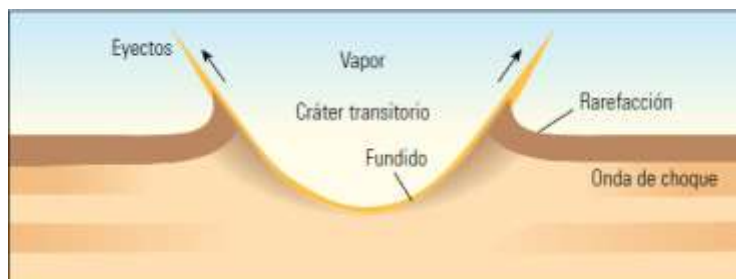
Figura 2.8 Estructura de impacto simple mostrando las tres etapas del proceso de formación del cráter (Tomado de SLB, Vol. 21, 2010)

Los cráteres con diámetros superiores a algunos kilómetros usualmente exhiben morfologías complejas (Figura 2.9), caracterizadas por la presencia de una zona central levantada, donde el levantamiento central puede ser un pico, o en los cráteres más grandes, un anillo. El alto central está compuesto por la roca objetivo de choque que ha sido levantada estructuralmente por rebote. La depresión anular circundante contiene brechas y rocas de fundido de impacto. La modificación posterior al impacto es severa en los impactos grandes; el colapso del borde externo forma un cráter final que es mucho más ancho que la cavidad transitoria. En la formación de estructuras de impacto complejas, las primeras dos etapas—contacto y compresión (A) y excavación (B) son similares a las mismas etapas correspondientes a la formación de cráteres simples; no obstante, la etapa de modificación es más complicada. La parte media del cráter comienza a rebotar (C), creando una zona central levantada. Lejos del centro, las paredes del cráter comienzan colapsar (D). El diámetro final del cráter es mucho mayor que el del cráter transitorio (E). Después de la erosión del cráter (F), el diámetro puede parecer aún más grande.

A)



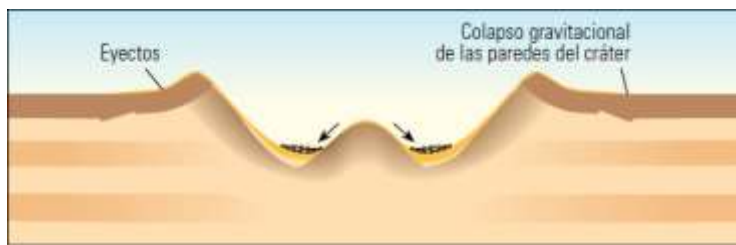
B)



C)



D)



E)



F)



Figura 2.9. Estructura de impacto compleja (Oilfield Review Vol. 21, 2010)

2.4 Características de las brechas de talud

La fábrica de las brechas calcáreas se caracteriza por su matriz soportada por clastos de diferentes tamaños, cuya variación está en función de la proximidad con la zona de origen o de aporte. En algunos casos puede haber mejor abundancia de lodo que de clastos, en estos casos la distinción entre el soporte por lodo y el soporte por grano utilizados para caracterizar a las calizas (Dunham, 1962), es semejante, pero no debe considerarse estrictamente genética, ya que la matriz y la fábrica soportada por clastos son causados por la sedimentación, así como procesos no deposicionales (Oilfield R., 2010).

a) Origen de los sedimentos carbonatados

1. Rocas carbonatadas detríticas: formadas por fragmentos procedentes de la erosión de rocas carbonatadas preexistentes. Genéticamente son similares a un sedimento terrígeno (clástico), pero con los granos de naturaleza carbonatada (Wayne, 2008).
2. Calizas autóctonas o *sensu estricto*: constituidas por componentes carbonatados originados primariamente, por procesos químicos o bioquímicos, en un determinado ambiente de sedimentación (continental o marino). Estas constituyen la mayor parte de las rocas carbonatadas dentro del registro estratigráfico (Wayne, 2008).

b) Características de los sedimentos

i) Tamaño de las partículas

Se expresa en función de un diámetro, pero al no ser los granos esféricos hay que referirlo a una media. Sobre una referencia lineal se utilizan el diámetro de malla o tamaño de la malla a través de la cual pasa la partícula. Se tienen también “diámetros lineales”, medidos directamente a partir de la mayor superficie proyectada donde se encuentran el diámetro largo y el intermedio, y perpendicularmente a este plano el diámetro corto. Udden (1914), (tomada de Krumbein, W.C. et. al., 1969), realizó una escala geométrica de clases y tamaños, que posteriormente Wentworth 1922 (tomada de Krumbein, W.C. op. cit.), modificó y determinó una escala que proporciona un medio para normalizar la terminología en los tamaños; cada grado representa un tamaño, de tal forma que difiere del anterior, y cada uno tiene un nombre específico para identificar a las partículas. La forma de los granos se define con los mismos parámetros con los que se definen las características geométricas en tres dimensiones: la redondez y la esfericidad.

ii) Forma de las partículas

Las calizas a pesar de ser mineralógicamente muy sencillas, son muy variadas en composición y texturas. Sin embargo hay tres componentes principales que son reconocidos: los granos, la matriz y el cementante. Los tipos de grano se pueden subdividir en granos esqueléticos y granos no esqueléticos. En las calizas el tipo más importante de cementante es la esparita representada por cristales relativamente gruesos de calcita (Adams, 1997).

Partículas no esqueléticas

Se refieren a las partículas que no provienen de los esqueletos de organismos, es decir, este tipo de partículas son originadas por la abrasión mecánica de los sedimentos, o producidos durante la sedimentación por procesos físicos y/o químicos. Los principales granos no esqueléticos son: pellets, peloides, ooides, pisoides e intraclastos (Adams, 1997).

iii) Textura

La textura está dada por las propiedades y relaciones de los granos o partículas que constituyen la roca, por lo tanto se define como “las condiciones de interrelación entre estas partículas o granos componentes de la roca” (Scholle, 2003)

Existen varias variables que condicionan la textura de una roca, estas variables se denominan elementos texturales. Los elementos texturales están controlados por diversos factores, como agentes de transporte, procesos hidrodinámicos, ambiente de depósito y cambios postdeposicionales diagenéticos y epigenéticos. Los elementos texturales son (Scholle, 2003):

- La forma (esfericidad, redondez).
- La fábrica y orientación.
- El tamaño de grano.

La textura en los carbonatos se observa en la tabla 2.8 donde: A es el promedio de B y C. B es el promedio de 50 muestras de Florida y C es el promedio de 24 muestras de las Bahamas.

Componente	A	B	C
Componentes Orgánicos			
Algas Calcáreas	22.8	25.1	18.0
Moluscos	15.8	17.5	12.2
Foraminíferos	11.7	9.0	17.3
Coral	9.0	9.3	8.2
Spículas	3.6	4.3	2.1
Gusanos de tubo	1.8	1.4	3.0
Crustáceos	1.2	1.4	0.7
Bryozoarios	0.3	0.4	---
Otros Componentes			
Limo	13.2	13.9	11.7
Arcilla (con aragonita)	10.2	7.8	14.8
Minerales (principalmente cuarzo)	2.8	3.9	0.5
CaCO ₃ (formas no identificables)	5.5	5.3	8.0
Oolitos	0.8	0.4	1.6
Pellets (? fecal)	1.3	---	3.8
Áridos	0.2	---	0.8
Total	100.2	99.7	100.7

Tabla 2.8. Distribución de constituyentes en sedimentos carbonatados recientes, (Modificado de *Thorp, 1936*).

iv) Matriz

A menudo muchas rocas, tanto ígneas como sedimentarias, metamórficas y algunas producidas por tectonismo, presentan una distribución de tamaño de grano claramente bimodal, de forma que un máximo corresponde a tamaños finos y otro a los tamaños más gruesos. La población fina es a lo que suele denominarse matriz, aunque este concepto tiene diferentes connotaciones dependiendo del tipo de roca de que se trate, en rocas sedimentarias, el concepto de matriz tiene fuertes connotaciones genéticas o sedimentológicas, pues se trata del material arcilloso de tamaño inferior a 30 micras (Scholle, 2003).

La matriz de la mayoría de las calizas consiste en cristales granulares de calcita densos y finos, usualmente se refiere a la micrita. El tamaño de los cristales comúnmente es menor a 4 μm , pero una variedad de términos han sido empleados para describir los diferentes tamaños de los cristales que componen a los carbonatos.

Cuando abunda la micrita se tiene una textura que en general, es ligeramente opaca en sección delgada, pero su color puede variar de blanco a pardo oscuro dependiendo de la cantidad de impurezas, principalmente de materia orgánica (Tucker, 1990).

v) Cementante

La morfología y la mineralogía de los cristales que componen el cemento que ocupa los poros en una roca carbonatada pueden aportar información acerca del ambiente de cementación. Los cementos precipitados a partir del agua marina retenida en los poros, cerca de la interface agua-sedimento, pueden estar compuestos por aragonito o calcita con alto contenido en magnesio (HMC), pero en cualquier caso están constituidos por cristales de pequeño tamaño con una relación longitud/anchura grande. Estos cristales se presentan alineados en posición perpendicular a la superficie sobre la que ha nucleado el cemento. Si dicha superficie es curva, como sucede en muchos carbonatos marinos, el cemento presentará una típica estructura fibrosorradiada (Tucker, M., 1990).

El *cementante* de las rocas carbonatadas tiene orígenes muy variados. Invariablemente es un cemento carbonatado (calcítico o aragonítico). Puede formarse a partir de aguas marinas que rellenan los poros del sedimento, muy cerca de la interfase agua-sedimento. Su origen sería por lo tanto casi contemporáneo del mismo, y su composición puede ser de aragonito o calcita rica en Mg. En este caso, los cristales presentan normalmente hábitos fibrosos o aciculares, irradiando de las paredes de los poros sobre las que cristalizan. También puede formarse algo más tarde, cuando el sedimento está ya cubierto por otros materiales y los poros pueden no estar completamente rellenos de agua. Se forman entonces agregados de calcita esparítica de tamaño de grano variable, aunque en general grandes. En estos casos, los poros pueden quedar totalmente rellenos (por precipitación continúa a partir de aguas que circulan por los sedimentos) o no (Tucker, 1990).

Aunque el cemento suele ser esparítico (de tamaño de grano mayor de 5 micras) en algunos casos también puede ser micrítico. Por otra parte, como ya se indicó, la cementación es uno de los principales procesos que producen reducción de la porosidad (e indirectamente de la permeabilidad) en las rocas sedimentarias.

vi) Redondez y esfericidad

Para la descripción de los sedimentos carbonatados se debe considerar la esfericidad y la redondez de las partículas (figura 2.10). La redondez de la partícula como un todo, es el promedio del redondeamiento de todas sus esquinas. Depende del tamaño y la resistencia mecánica de los granos y, en general, aumenta con el transporte. La redondez es el dato morfológico de mayor interés en la tipificación del ambiente de sedimentación de algunas rocas sedimentarias (Asquito, 1979).

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

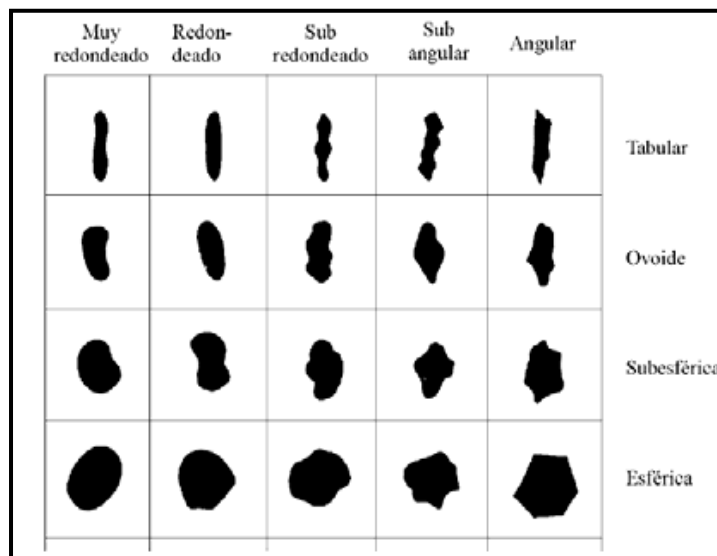


Figura 2.10. Grados de redondez y esfericidad que puede tener una partícula (Bullock et al. 1985).

2.5 Ambientes sedimentarios

El estudio de ambientes sedimentarios de rocas carbonatadas se ha basado principalmente en la geología marina, que incluye: procesos del suelo marino, dirección de corrientes de aguas frías y tropicales, tipos de depósitos que se originan en el mar, etc. Así como en la estratigrafía con la interpretación de ambientes sedimentarios antiguos (Tucker, 1990).

En general se reconocen tres lugares de acumulación para sedimentos carbonatados:

- Mares epéiricos (plataforma continental).
- Márgenes de plataforma.
- Cuencas oceánicas profundas

2.5.1 Descripción general del ambiente sedimentario carbonatado

Los procesos sedimentarios presentan siempre una influencia geográfica, ya que están definidos por una serie de factores físicos, biológicos y químicos, formando lo que se denomina ambiente sedimentario. El conjunto de estas características imprime al sedimento o facies sedimentaria, una serie de propiedades que les hacen diferenciables al resto de los sedimentos depositados en otros ambientes (AAPG, 1962).

Los elementos más importantes que definen los ambientes sedimentarios marinos son: fisiografía del medio, energía, clima, aporte de sedimento y cambios del nivel del mar. La fisiografía del medio define y limita las dimensiones del medio, geometría y profundidad. La energía comprende factores como la oceanografía (corrientes geostróficas, olas, mareas,

tormentas) hasta otros como la tectónica. El clima, que a su vez puede condicionar algunos aspectos de la oceanografía, así como la naturaleza del aporte de sedimento y el volumen de material aportado. El aporte de sedimento afecta a la composición de los materiales procedentes de ella, y al volumen de sedimento. Las áreas fuentes pueden ser externa (terrestre o atmosférica) e internas (por ejemplo; producción biológica marina).

a) Plataforma

Las plataformas continentales se desarrollan alrededor de las áreas continentales, y se extienden desde el ambiente de litoral hasta el talud continental. Es aquella zona formada por aguas someras que desciende suavemente hasta su interrupción brusca (figura 2.11). La anchura de la plataforma varía considerablemente, desde cientos de metros a más de 1100 km, aunque el fin de la plataforma está a más o menos 200 m de profundidad, por lo que puede variar de unos pocos metros a más de 300 m. Presenta pendientes suaves (0.11° a 1.1°), salinidades normales y está afectada por una amplio rango de procesos físicos (corrientes de mareas, oleaje, etc.). Las plataformas continentales presentan un perfil que es una superficie de equilibrio entre la erosión y la sedimentación. Uno de los factores principales que controlan la formación de facies sedimentarias en este ambiente sedimentario es el régimen hidráulico (Mendoza, 2000).

Esta unidad representa la parte marina más extensa, su origen se debe a la precipitación de CaCO_3 y anhidrita en aguas someras; la sedimentación de lodos de carbonatos incluye fragmentos de organismos calcáreos, y cuando la plataforma quedo expuesta a los procesos atmosféricos debido a las fluctuaciones en los cambios glacioeustáticos del nivel del mar, se originaron las formas kársticas características de la plataforma. En la plataforma del Golfo de México se presenta tres terrazas, dos en la plataforma externa y una en la interna, formadas por tres cambios en el nivel del mar localizadas a 90 y 134 m, 63 y 51 m y 29 y 36 m (Mendoza, 2000).

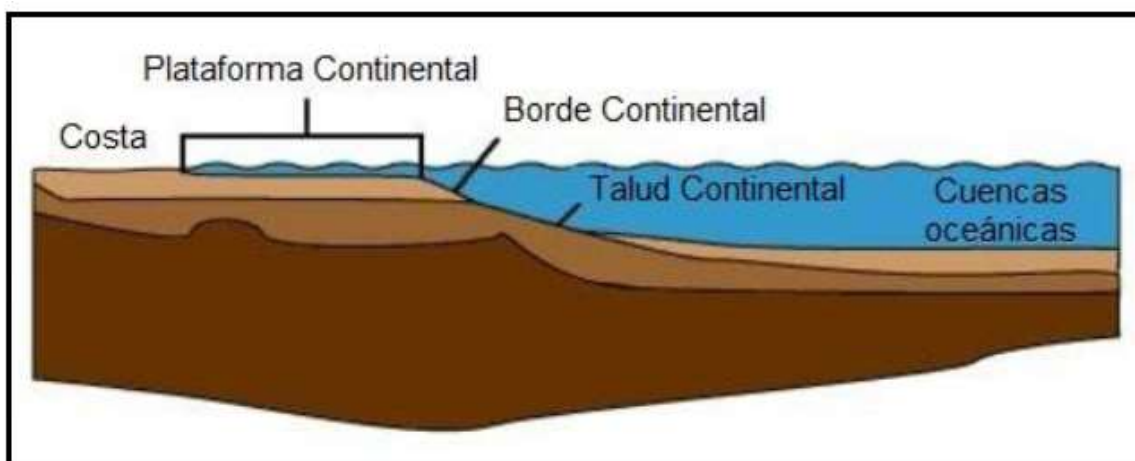


Figura 2.11.- Representación general de la plataforma, talud y cuenca. (Tomado de commons.wikimedia.org, 2011).

b) Talud

El talud continental corresponde al ambiente sedimentario que se ubica, entre el borde de plataforma (aproximadamente 100-200 m) y la cuenca (1,400 a 3,200 m), se caracteriza por presentar las pendientes más altas en los márgenes continentales. Es la parte central del margen continental y generalmente se localiza donde tiene lugar la transición entre la corteza continental y la corteza oceánica. El límite inferior del talud es la zona de transición entre margen continental y los ambientes marinos profundos. Generalmente sus pendientes son más suaves que las del talud continental y su límite externo es variable (1,400 a 4,000 m). Los elementos morfosedimentarios más característicos de los ambientes de talud y ascenso continental son los valles submarinos (cañones, canales, cárcavas, etc.), los cuales representan las principales vías de transferencia de sedimento hacia los ambientes marinos profundos. Estos valles presentan una morfología abrupta, son estrechos con paredes de gran pendiente, con un corte transversal en forma de "V" y "U", y generalmente están desarrollados perpendicularmente al margen continental (Walker, 1984).

La mayoría del material que se acumula en el talud superior es generalmente inestable y tiende a moverse mar adentro. Por efecto de la gravedad, tales movimientos pueden clasificarse de acuerdo al grado de deformación interna de la masa de sedimento que es movida. Estos varían entre deslizamientos, en los cuales la deformación es mínima y las corrientes de turbidez, en los que el sedimento se desplaza como una suspensión turbulenta. Los depósitos acumulados en las zonas de talud y su base pueden cubrir toda una gama de sedimentos que va desde turbiditas (grava, arena, limo y lodo), masas deslizadas, arenas de canal, arenas de desbordamiento de borde de plataforma, brechas, sedimentos de corrientes de fondo, lodos de talud, hemipelagitas. Este conjunto de sedimentos pueden ser agrupados en tres grupos en función del tipo de proceso que los origina: resedimentados (flujos en masa, flujo de cantos, flujos granulares, flujos turbidíticos, etc.), deposición hemipelágica (o sedimentación diferencial que consiste en la sedimentación lenta y continua de partículas a través de la columna de agua) y corrientes de fondo (Walker, 1984).

El talud continental comienza mar adentro en el límite de la plataforma, está subyacente a la corteza continental y está cubierto de sedimentos (que son calcáreos en este caso). El talud continental se extiende a entre 2 y 3 km de profundidad y está conformado por numerosos cañones submarinos que sirven como conductos, por lo que los sedimentos son transportados desde el margen continental hasta el fondo del océano. Comúnmente los talud carbonatados se encuentran por encima del límite inferior de agua oxigenada (por lo tanto, es capaz de soportar formas de vida aeróbicas). Las pendientes donde se depositan carbonatos puede variar, desde morfologías con pendientes suaves a los acantilados. Estas diferencias en la pendiente son influenciados por el balance de sedimentos (Walker, 1984).

Los taludes en rocas carbonatadas, comprenden una variedad de ambientes, los cuales pasan de ambientes marinos someros a marinos profundos, de márgenes de plataforma con alta luminosidad solar hasta oscuros y profundos en el fondo oceánico. En consecuencia, éstos están invariablemente afectados por cambios químicos marinos, y variabilidad en la temperatura, la presión y en la diversidad biológica con relación a la profundidad. Los taludes son testigos de procesos sedimentarios extremos, tales como, colapsos episódicos y

catastróficos que producen flujos de escombros y detritos, a eventos tranquilos y persistentes con depósitos de sedimentos con granos mejor seleccionados. Estos ambientes son conexiones fundamentales en el abanico de facies carbonatadas, las cuales están ocultas, erosionadas, tectonizadas, dolomitizadas o metamorfizadas. Estos contienen el registro sedimentario más completo de los cambios en el nivel del mar, así como de la periodicidad en la exposición de las plataformas, con claras evidencias a través de los estudios y los registros detallados de las variaciones climáticas del Cuaternario. Las rocas carbonatadas de talud, son receptáculos de depósitos metalogénicos o de hidrocarburos y también son conductores de los fluidos antes citados, los cuales migran a las rocas de plataforma (Cook, 1983; Eberli, 1988; Dix y Mullins, 1992).

c) Cuenca

Las cuencas sedimentarias carbonatadas son todas las áreas en las cuales los sedimentos pueden acumularse, desarrollando considerables espesores, los cuales pueden ser conservados por largos períodos de tiempo geológico. Existen, en contraposición, áreas donde la denudación es persistente, obteniéndose áreas de equilibrio en las cuales los procesos erosión-depósito se mantienen, también por largos períodos de tiempo. Por este motivo, la mayoría de los intentos de clasificación de las cuencas sedimentarias carbonatadas se han basado en conceptos tectónicos de carácter global o regional.

Es necesario no perder de vista las características de los sedimentos marinos que rellenan una cuenca en un marco tectónico particular, pues éstos, son controlados por otros factores de carácter externo, los cuales pueden ser extremadamente variables. Además la paleogeografía de las regiones circundantes está controlada por los movimientos tectónicos en la cuenca, los procesos sedimentarios, las facies y su distribución, la morfología de la periferia de la cuenca, los cambios del nivel del mar, el clima, y el contexto tectónico del área fuente. El análisis de cuencas puede ser preferencialmente tectónico y/o sedimentario, pero fundamentalmente entendidos en un contexto dinámico integral (Ortiz, 2005).

2.5.2 Descripción detallada de los tipos de plataforma carbonatada y del talud asociado

a) Tipos de Plataforma

i) Plataforma Continental no rodeada (interna).

Tiene una pendiente suave que varía de 0° a 1° , siendo parte de la planicie sumergida que inicia cerca de la línea de costa a los 10 mbnm y termina en la isobata de los 50 m (Mendoza, 2000), (figura 2.12).

ii) Plataforma Continental terrígena (interna).

Se caracteriza por presentar una alta influencia continental ya que aquí se acumulan los sedimentos del material erosionado del continente, esta zona es la transición mar-tierra (Mendoza, 2000). En esta unidad se presentan zonas de alta energía, con montículos aislados de arrecifes y depresiones menores con circulación restringida donde habitan gran cantidad de organismos, siendo los más abundantes los microorganismos planctónicos y bentónicos, que se encuentran más abundantemente en la fracción fina, donde se tiene buena preservación de foraminíferos; la secuencia sedimentaria está compuesta de arenas, limos y arcillas. En la unidad se presentan “bancos duros”, que son pequeñas elevaciones; cuenta con pendientes menores de 1° (Mendoza, 2000), (Figura 2.12).

iii) Plataforma continental no rodeada (externa).

Presenta una pendiente que no pasa el 1° , comienza aproximadamente a los 50 mbnm y termina a 200 mbnm; la pendiente va incrementando con respecto a la plataforma interna, sin embargo la pendiente nunca es mayor al 1° (Mendoza, 2000), (Figura 2.12).

iv) Plataforma Continental terrígena (externa).

Tiene una amplitud que empieza aproximadamente a los 50 mbnm y termina a los 200 mbnm. Presenta bancos duros, donde se presentan depósitos terrígenos de diferente granulometría, debido a que está compuesto por foraminíferos y minerales silíceos; en general la secuencia es de textura fina (Mendoza, 2000), (Figura 2.12).

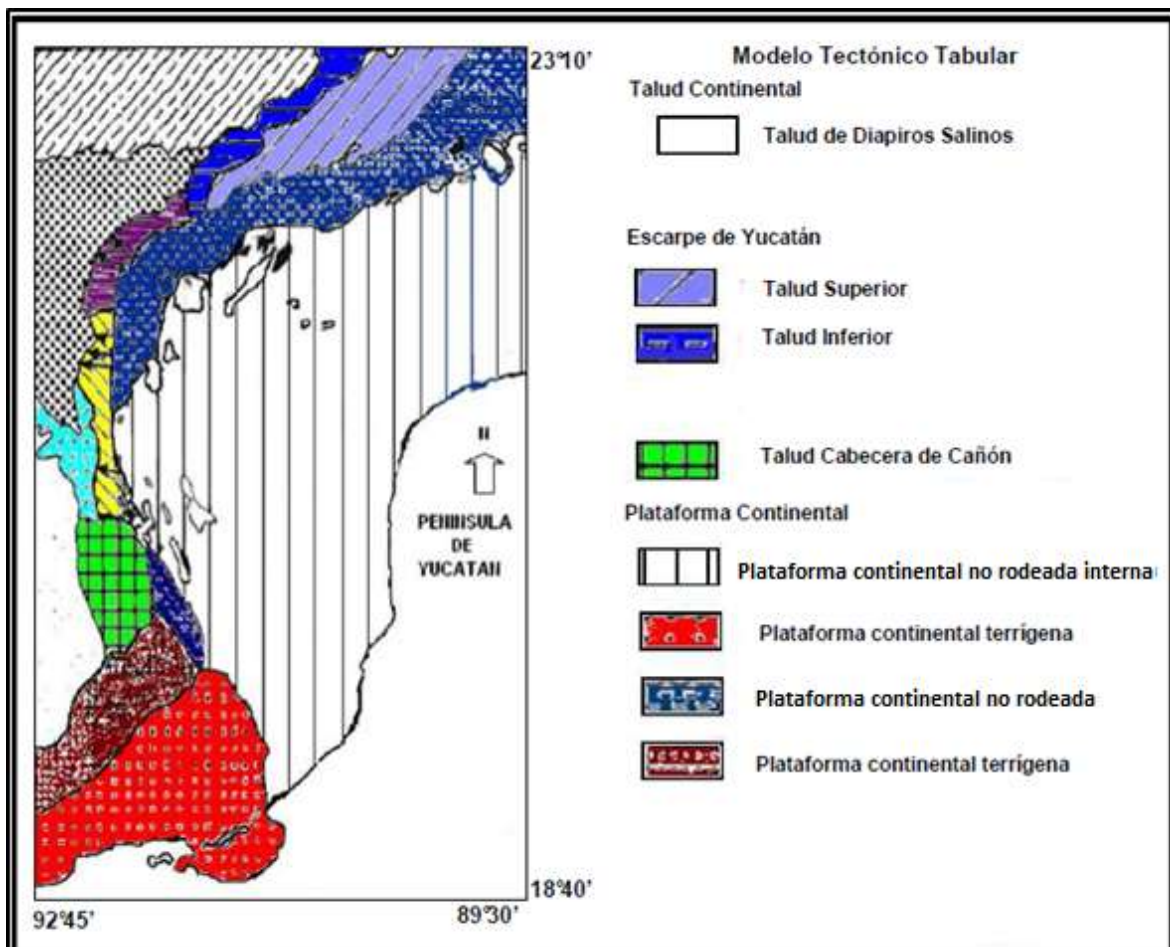


Figura 2.12. Mapa geomorfológico de la porción sureste del Golfo de México (Modificada de Mendoza, 2000)

b) Tipos de Talud

Generalmente son tres los tipos de taludes carbonatados que se pueden diferenciar, los cuales se distinguen entre sí por el grado de pendiente que estas presentan, están influenciadas por la acumulación del sedimento o el lugar de depósito (Walker, 1984).

i) Talud deposicional o de Acreción

El talud tiene ángulos bajos con respecto a la horizontal (alrededor de 2° - 3°) y están contruidos con depósitos de sedimentos de flujo por gravedad. Este tipo de talud es más afín a los tipos de talud normales de sedimentos clásticos, con un suave perfil convexo-cóncava y una distribución más irregular de resedimento-carbonatado (Walker, 1984), (figura 2.13 y figura 2.14).

Quien define la forma del talud son principalmente la orientación, el tamaño, las facies y una variedad de factores secundarios. El lugar de sedimentación puede ser a lo largo del talud superior, con la disminución de espesor de los sedimentos hacia el mar. La diferencia en las pendientes de los taludes, está influenciado por el aporte de sedimentos (ganancias contra pérdidas) y/o ubicación de su depósito. Los taludes depositacionales o acrecionales presentan acumulaciones importantes de sedimentos (Walker, 1984).

ii) Talud “Bypass”

En este tipo de talud hay poca acumulación de sedimentos, esta acumulación ocurre hasta la base de la pendiente como una cuña de sedimentos. La pérdida de sedimentos se caracteriza por los estratos truncados y pendientes relativamente fuertes (Walker, 1984).

Su grado de pendiente es mayor a los 12° , puede llegar a tener un grado de erosión importante dependiendo de la energía de las corrientes, es un talud de transición (deposicional-erosional), (figura 2.13 y figura 2.14).

iii) Talud Erosional

Los taludes erosionales ilustran la pérdida total de sedimentos, por lo que en los perfiles sísmicos éstos se encuentran caracterizados por reflectores truncados y pendientes relativamente escarpadas. Este tipo de taludes cuando son adyacentes a plataformas de aguas someras activamente productoras de carbonatos, son también de bypass. Con la acumulación de sedimentos en la base del talud erosional y de bypass, pueden actuar como represas locales de sedimentos, evitando el movimiento de sedimentos de grano fino talud abajo. A lo largo de las márgenes escarpadas, algunos taludes erosionales y de bypass, atestiguan la ausencia de significantes volúmenes de sedimentos. El ángulo de la pendiente en taludes erosionales son mayores a 25° (Walker, 1984), (Figura 2.13 y Figura 2.14).

Los taludes escarpados, son debidos al fallamiento, erosión por corrientes de contorno, disolución de carbonatos por aguas corrosivas de fondo y por surgencias de salmueras ácidas, así como por el rompimiento mecánico causado por organismos, los cuales escavan, disuelven y disgregan a las superficies de las rocas.

Los escarpes también se pueden desarrollar a partir del deslizamiento de sedimentos y por erosión de las corrientes de gravedad iniciadas por la sobrecarga de sedimentos. Los taludes erosionales tienen el menor potencial de preservación y su existencia debe ser referida a partir de abundante material derivado del talud, el cual es preservado mayormente en las facies distales. El registro disponible más completo, se encuentra en los taludes depositacionales, los cuales proporcionan prácticamente toda la información de la sucesión de carbonatos de talud (Walker, 1984).

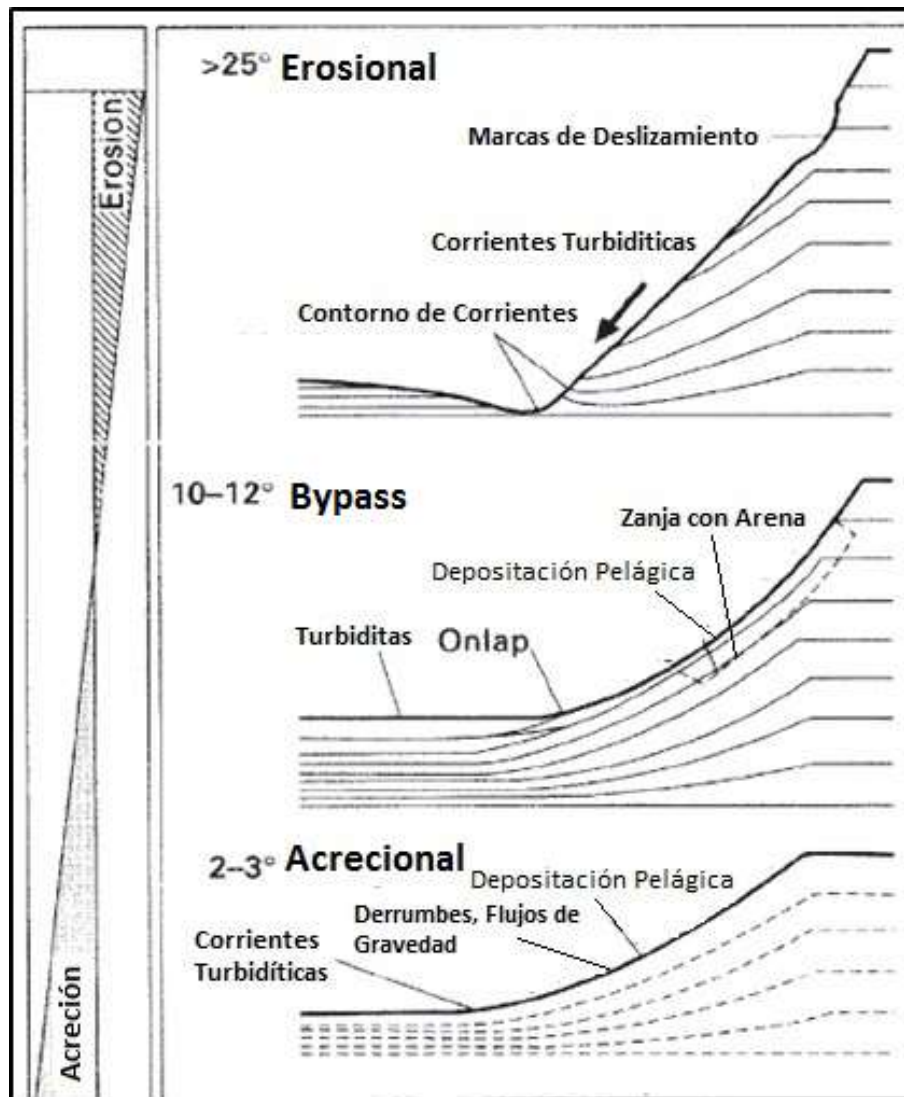


Figura 2.13. Relaciones entre la geometría de talud, morfología, aporte de sedimentos y su propensión a litificar en el fondo marino, basado en las Bahamas y plataformas antiguas. (Modificada de Walker, 1984).

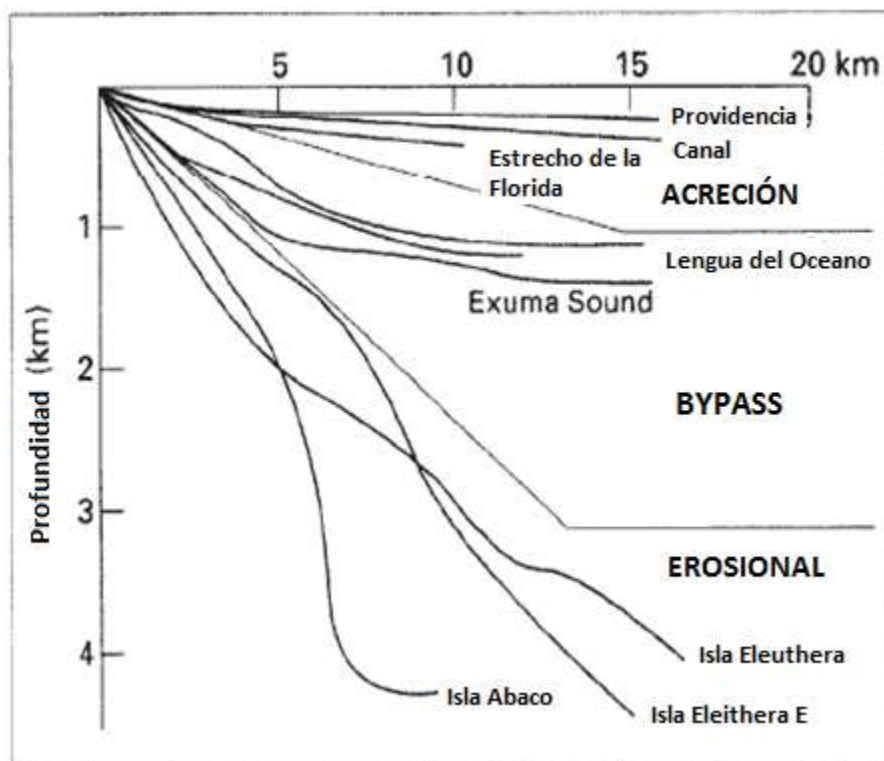


Figura 2.14 Perfiles batimétricos de varios taludes de plataforma en las Bahamas y su relación con su régimen depositacional (Walker, 1984).

2.6 Facies

Uno de los métodos de construcción de los patrones de facies horizontales es documentar el cambio sistemático de la litología desde la zona de proximal a la distal.

a) Proximal

El escarpe pronunciado de un talud de rocas carbonatadas, particularmente en el talud superior, puede resultar por: 1) acumulaciones orgánicas y construcciones esqueléticas por organismos constructores de arrecifes, 2) cementación submarina y 3) litificación subsuperficial somera. La litificación temprana puede actuar para diferir el colapso a gran escala. Otros factores que podrían controlar la pendiente elevada del talud incluyen: 1) La morfología hereditaria del margen predeposicional de la paleoplataforma, especialmente a lo largo de los márgenes colapsados o plataformas con borde, 2) arrecifes de aguas someras intentando migrar talud arriba, durante ascensos del nivel del mar, formando áreas con batimetrías ligeramente elevadas sobre los taludes, y 3) fábricas de sedimentos. De acuerdo a Kenter 1990, los granos en la facie proximal son más gruesos que los de la distal, por lo que en esta facies podemos encontrar, depósitos fangosos, flujo de detritos y turbiditas secundarias (Walker, 1984).

b) Distal

Hay una reducción de la pendiente de bajada y en el grado de cementación submarina, debido a la influencia de disminución de la energía. La zona más baja contiene depósitos de grano grueso, en esta facies se encuentran flujos de gravedad y montículos locales. En el área de facies distal podemos encontrar depósitos de grava de flujos de detritos y turbiditas finas (Walker, 1984).

2.7 Geometría de los depósitos

El entendimiento en las formas externas en tres dimensiones y en la asociación de las facies sísmicas es muy importante, por lo que a continuación se describen las formas externas:

Las formas tabulares, cuñas y bancos pueden ser longitudinalmente extensos y son las facies sísmicas más comunes en la plataforma. Una variedad de patrones paralelos, divergentes y progradantes se pueden apreciar en la configuración interna de estas unidades. Las capas sobrepuestas consisten por lo general de reflexiones paralelas interpretadas como estratos sobrepuestos sobre la topografía subyacente en un patrón uniforme, de baja energía. También pueden tomarse como producto de un depósito de aguas profundas independientes del relieve del fondo (Figura 2.15). Los lentes pueden ocurrir en diferentes asociaciones de facies sísmicas, las más comunes son aquellas unidades de facies con formas progradantes (oblicua, de tejado, etc.).

Los montículos y rellenos son considerados, un mismo grupo de formas sísmicas, derivados de estratos con diversos orígenes, formando prominencias o rellenando depresiones sobre las superficies de depósito. Los montículos se interpretan como estratos que forman elevaciones que se encuentran a un nivel superior que el de los estratos adyacentes. Algunos de estos montículos se originaron por los procesos deposicionales clásticos o también se puede dar el caso de que sea por crecimiento orgánico. Las terminaciones sísmicas de los montículos están caracterizadas por onlap o downlap de los estratos suprayacentes que se encuentran rellenando alrededor del montículo (Figura 2.15).

La forma de montículo se puede relacionar con alguna de las siguientes génesis: abanicos de aguas profundas (abanicos submarinos), lóbulos, slumps, depósitos de contouritas, arrecifes o crecimientos carbonatados y volcanes de lodo. En algunos casos, el tamaño de los montículos es chico para la resolución sísmica, por lo que se aprecian patrones hummocky o monticular (Mitchum and Vail, 1977).

Las reflexiones de relleno son aquellas que corresponden con estratos que rellenan relieves negativos, donde las reflexiones subyacentes pueden mostrar truncamiento erosivo o concordancia a lo largo de la superficie basal de la unidad de relleno. Estas unidades de relleno se les clasifica por su forma externa (canales de relleno, depresiones rellenas, cuencas rellenas y rellenos de pendiente frontal), (Figura 2.15).

Las reflexiones de relleno representan estructuras que pueden tener una variedad de orígenes tales como canales erosivos, rellenos de cañones, estructuras de depresiones rellenas, abanicos, slumps, etc. (Mitchum and Vail, 1977).

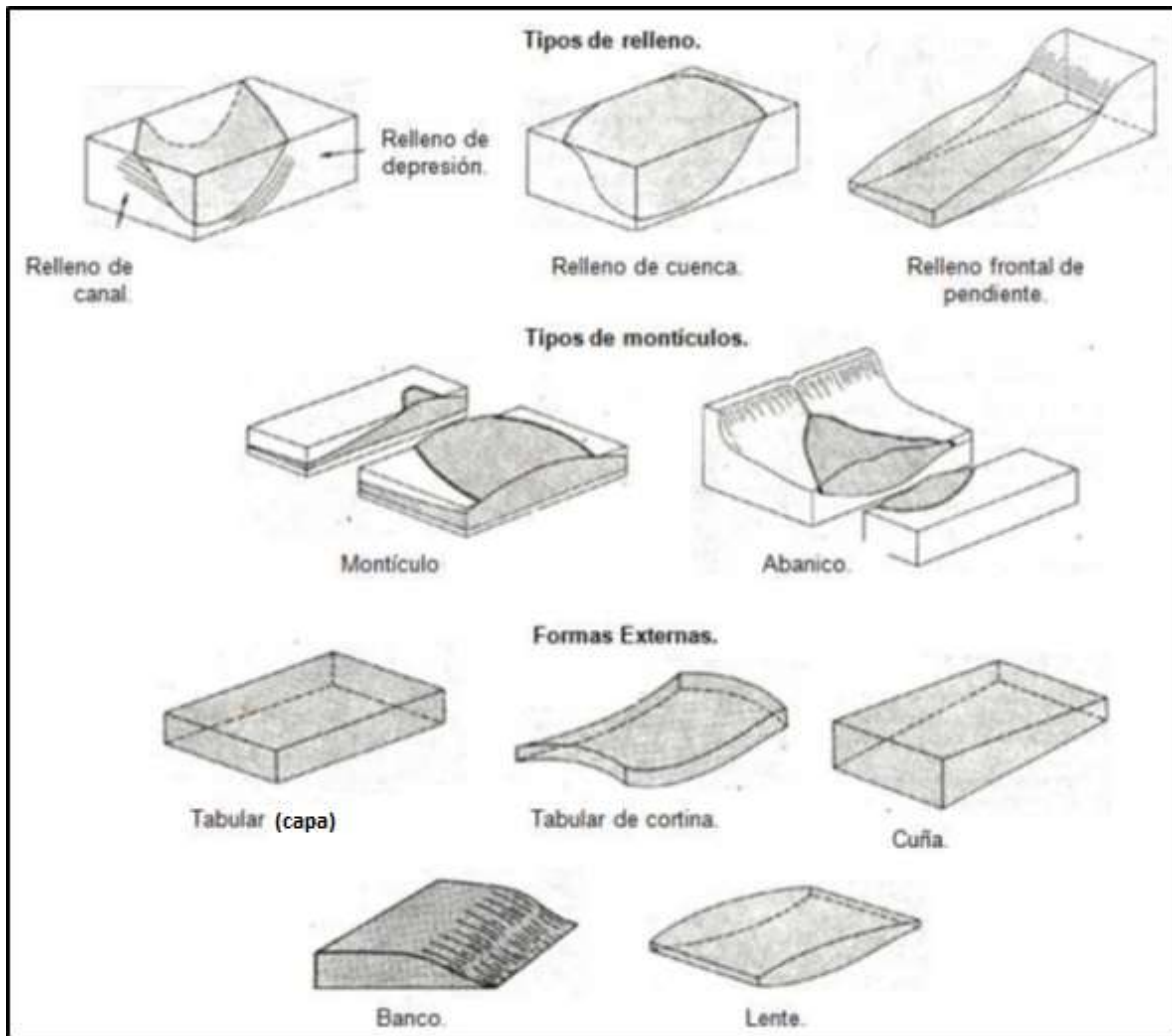


Figura 2.15 Esquema donde se muestran las distintas formas (geometría) externas de las unidades de las facies (Tomado de Mitchum and Vail, 1977).

2.8 Procesos diagenéticos

La caliza, es una de las rocas más propensas a alteraciones o modificaciones, tanto antes como después de su consolidación. Mucho más profundos son esos cambios en textura y composición que conducen a la formación de dolomía y a reemplazamiento por sílice, fosfato, etc. En algunos casos, estos reemplazamientos solamente generan cambios en el orden de los materiales ya presentes (diferenciación diagenética), y en otros casos ocurren cambios mayores (Peñaloza, 2003).

Los procesos diagenéticos pueden causar alteraciones físicas, químicas o biológicas de los sedimentos o en una roca sedimentaria, a temperaturas y presiones relativamente bajas que pueden resultar en cambios a la mineralogía y textura original de la roca.

Después de la depositación, los sedimentos son compactados debido al sepultamiento por estratos sucesivos y cementados por minerales que se precipitan a partir de soluciones; en algunos casos los granos de sedimento, fragmentos de roca y fósiles pueden ser remplazados por otros minerales durante la diagénesis (Peñaloza, 2003).

La porosidad usualmente decrementa en la diagénesis, excepto en los casos donde ocurre disolución de minerales y dolomitización.

Los cinco procesos más importantes de la diagénesis en las rocas carbonatadas son (Hernández, 2007):

- A. Compactación
- B. Cementación
- C. Recristalización
- D. Disolución
- E. Dolomitización

A. Compactación

La compactación es la fase por la cual los sedimentos pierden espacio poroso, al quedar bajo la presión de los materiales suprayacentes. Cuando las capas superiores presionan las inferiores consiguen expulsar el agua que contienen, y así, al perder espacio entre los poros, se produce un endurecimiento y compactación del sedimento. Un ejemplo de compactación en carbonatos se muestra en la figura 2.16.

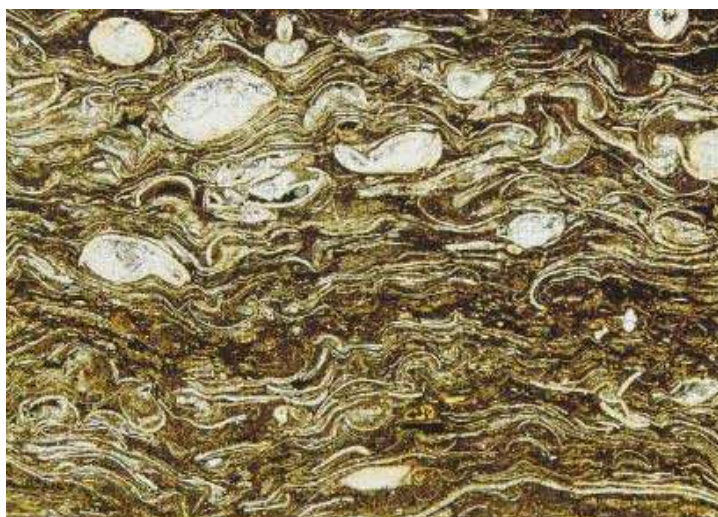


Figura 2.16. Compactación en ostrácodos (foraminíferos), (Tomado de Adams, 1997).

B. Cementación

La cementación se produce cuando determinados materiales con alta capacidad cementante son arrastrados en solución por el agua, consiguiendo llegar hasta donde se encuentran los sedimentos permeables, donde ocurre la depositación en sus poros; cuando se produce la compactación, la cementación convierte a los materiales sedimentados en rocas duras. Este proceso es uno de los más importantes en la formación de las rocas sedimentarias; los materiales de cementación más comunes suelen ser carbonatos como la calcita, sílice e hidratos de hierro (Grajales, 2001).

La cementación se puede dividir en dos etapas, la temprana y la tardía:

- g) Cementación Temprana: Durante la cementación temprana el cemento que se produce se denota como cemento tipo "A", el cual a su vez puede ser de dos clases:
 - 1. Fibroso (o acicular): se compone de cristales con ejes largos perpendiculares a las paredes de los poros o superficies de las partículas, que crecen hacia adentro de los poros; con frecuencia se acumulan como fibras largas de aragonita, o fibras cortas de calcita magnésica
 - 2. Micrítico: son cristales menores de 4 micras.

- h) Cementación Tardía. Durante la cementación tardía el cemento que se produce se denota como cemento tipo "B", el cual puede ser de cuatro clases:
 - 1. Granular: se compone de cristales anhedrales a subhedrales, generalmente entre de 10 y 60, micras: usualmente sin orientación preferencial.
 - 2. Mosaico: cristales anhedrales a subhedrales, usualmente mayores a 10 micras, los cristales crecen y aumentan de las paredes del poro hacia adentro, presentan uniformidad a luz polarizada y extinción no ondulada; los límites de los cristales son planos, y en la unión de tres cristales se forman un ángulo de 180° y dos menores a los 180° . Con frecuencia se acumula carbonato férrico en la unión de dichos cristales.
 - 3. Fibroso radiaxial: son cristales curvos que tienen una película laminar doble, tienen ejes ópticos convergentes y ejes largos divergentes en subcristales; el crecimiento es perpendicular a las paredes de los poros, presentan extinción ondulante y los contactos entre los cristales no son planos.
 - 4. Sintaxial: Crecimiento sintaxial de aragonita o calcita en un núcleo existente, por ejemplo en cristales de equinodermos, moluscos y también corales.

La figura 2.17 ejemplifica los distintos tipos de cementos.

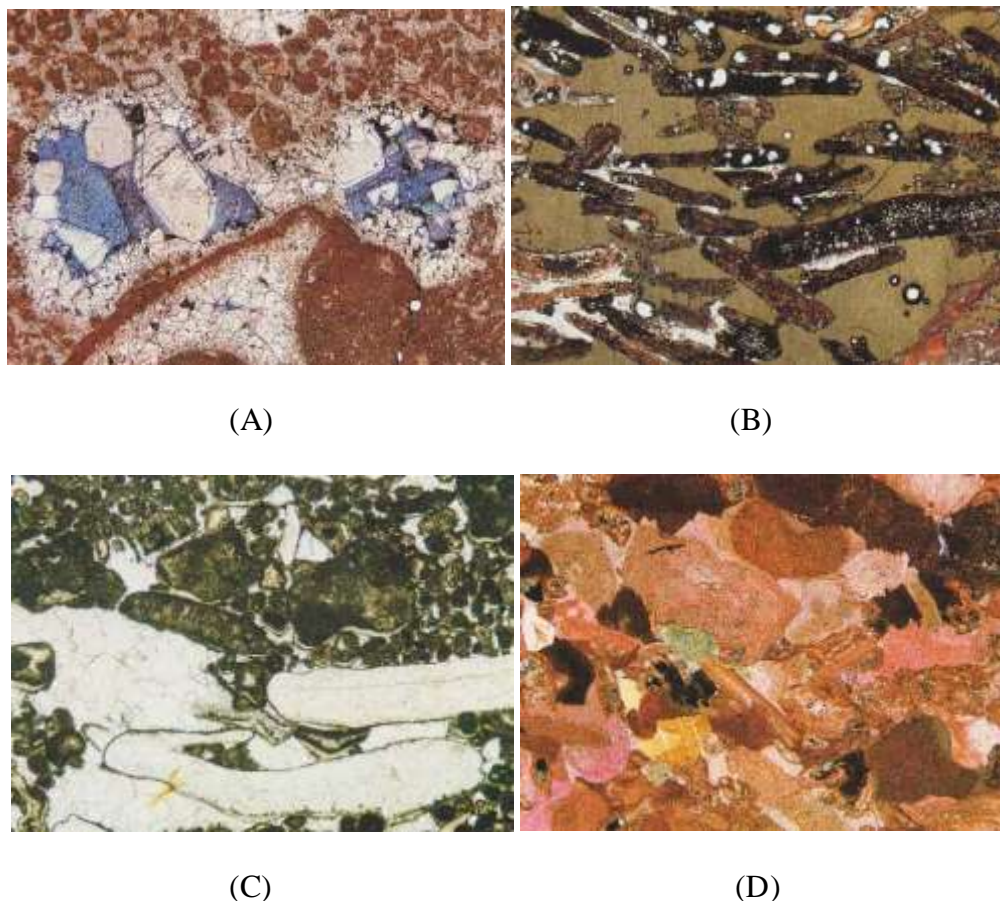


Figura 2.17. (A) Se observa una cementación en mosaico, (B) cementación en menisco, (C) cemento gravitacional y (D) Cemento syntaxial en placas de equinodermo, (Tomado de Adams, 1997).

C. Recristalización:

La “recristalización” o el “neomorfismo” es un término que engloba todas las transformaciones que se producen entre un mineral y el mismo (o un polimorfo), dando lugar a cristales nuevos de distinto tamaño (mayores o menores que el original) o de distinta forma (Folk, 1965). La conversión de cristales pequeños en grandes, puede producirse por crecimiento de algunos cristales grandes en una “pasta”, a este proceso, Folk op. cit. lo denominó “porfiroide”. También puede suceder por aumento gradual de todos los cristales manteniendo un tamaño uniforme de tipo “coalescente”. El neomorfismo comprende dos procesos (Grajales, 2001):

- Inversión o transformación polimórfica: La más importante, por ser la más frecuente en diagénesis de carbonatos, es el paso de aragonito a calcita, que lleva consigo una recristalización agradante (fango-micrita, micrita-microesparita y de microesparita a pseudoesparita), (Grajales, 2001).

- **Recristalización:** corresponde con crecimiento de cristales sin cambio mineral. Para describir las texturas de “recristalización” se utilizan los criterios que toman en cuenta la forma de los cristales (anhedral, subhedral, euhedral) y la “fábrica cristalina” (equi e inequigranular). En la figura 2.18, se muestra un ejemplo de recristalización, note que la matriz está formada de pseudoesparita y el molusco de la derecha por esparita.

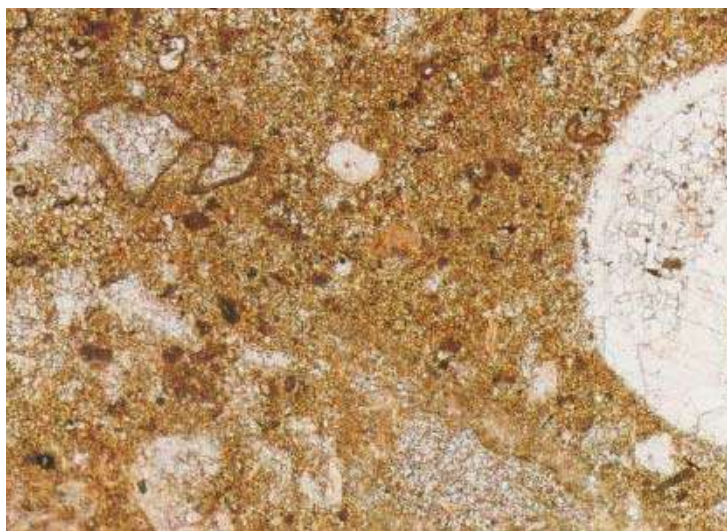


Figura 2.18. Recristalización (Tomado de Adams, 1997).

D. Disolución selectiva:

El carbonato es disuelto selectivamente (figura 2.19), como por ejemplo en los estilolitos, o disolución de granos de carbonato de calcio. Esto produce porosidad secundaria en un ambiente poco o no saturado de carbonato de calcio, que forma canales, vórgulos (cavidades) o cavernas (figura 2.20), (Grajales, 2001).



Figura 2.19. Disolución por presión en caliza, (Tomado de Adams, 1997)



Figura 2.20. Tipos básicos de porosidad selectiva en carbonatos. (modificado de Choquette y Pray, 1970)

E. Dolomitización:

Corresponde a los procesos geológicos en donde los iones de magnesio por evaporación del agua de mar reemplazan a los iones de calcio en la calcita, formando el mineral dolomita. El volumen que ocupa la dolomita es menor al ocupado por la calcita, por lo que este reemplazamiento de la calcita por la dolomita incrementa el espacio poroso en la roca aproximadamente en un 13% (Figura 2.21).

La dolomitización puede ser de dos tipos:

- a) Temprana (en sedimentos no litificados).
- b) Tardía (en sedimentos consolidados).

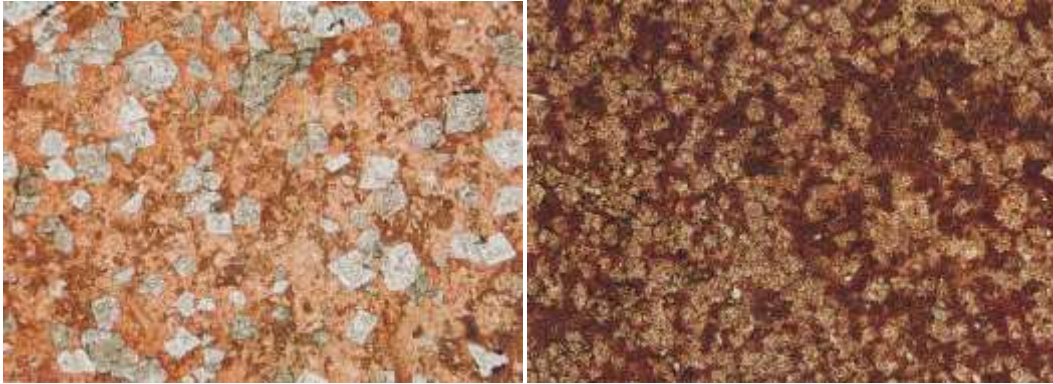


Figura 2.21. Ejemplos de Dolomitización y Dedolomitización, (Tomado de Adams, 1997)

CAPITULO 3. CASOS HISTÓRICOS

En las cuencas petroleras productoras de México, existen varios casos históricos con importante producción de hidrocarburos, donde su principal horizonte productor se encuentra en brechas calcáreas, por tal motivo es de gran importancia conocer detalladamente el sistema petrolero de estos tipos de yacimientos. Los casos que se desarrollan en este capítulo son: el Campo Poza Rica ubicado en la cuenca de Tampico, el Campo Cantarell y el Campo Ku Maloob Zaap ubicados en la cuenca de la Sonda de Campeche (figura 3.1).

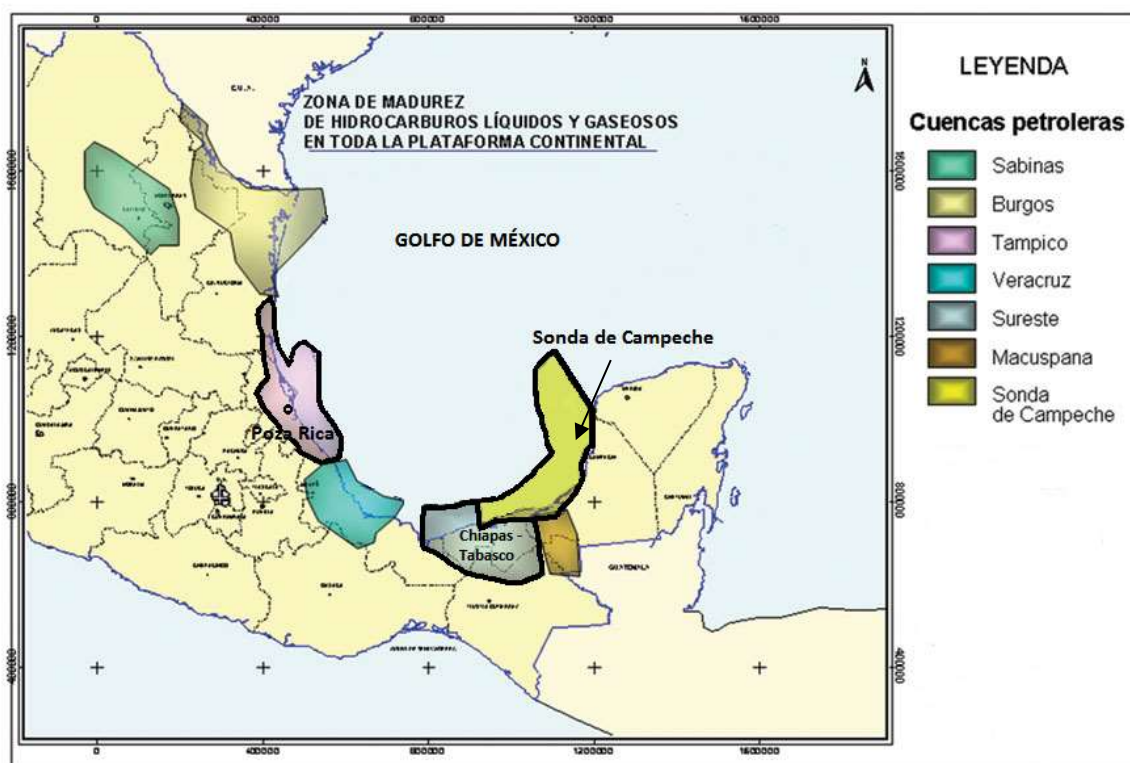


Figura 3.1. Ubicación de las diferentes cuencas petroleras de México (Modificada de PEMEX, 2010).

3.1 Campo Poza Rica

A. Localización

Este campo se localiza en la ciudad de Poza Rica de Hidalgo, Veracruz, cuya área está limitada por los paralelos $20^{\circ} 40'$ y $20^{\circ} 20'$ y por los meridianos $98^{\circ} 00'$ y $97^{\circ} 25'$, área que se encuentra al sur del Río Cazones. El campo se encuentra a 35.5 km de la playa del Golfo de México y casi equidistante de los puertos de Tampico y Veracruz (Fig. 3.2).

Geotectónicamente se localiza al suroeste de la plataforma Tuxpan y en el sur de la Provincia Tampico-Misantla; al oriente de la cuenca de Chicontepec. Este campo

pertenece al activo de producción Poza Rica, en la Región Norte, en la porción central-este de la República Mexicana, en el estado de Veracruz; la zona más productiva se encuentra dentro de la ciudad de Poza Rica de Hidalgo, Veracruz (Figura 3.2), (PEMEX 1999).



Figura 3.2. Ubicación del Campo Poza Rica, en la ciudad de Poza Rica de Hidalgo, Veracruz (Modificada de PEMEX, 1999).

El campo se encuentra produciendo en la Formación Tamabra, la que se encuentra distribuida a lo largo de toda la periferia de la “Faja de Oro” (Figura 3.3), sin embargo, por la escasa presencia de crecimientos arrecifales en el sector marino, podría verse limitada su distribución y depósito de espesores similares a los presentes en el sector occidental (PEMEX 2002).

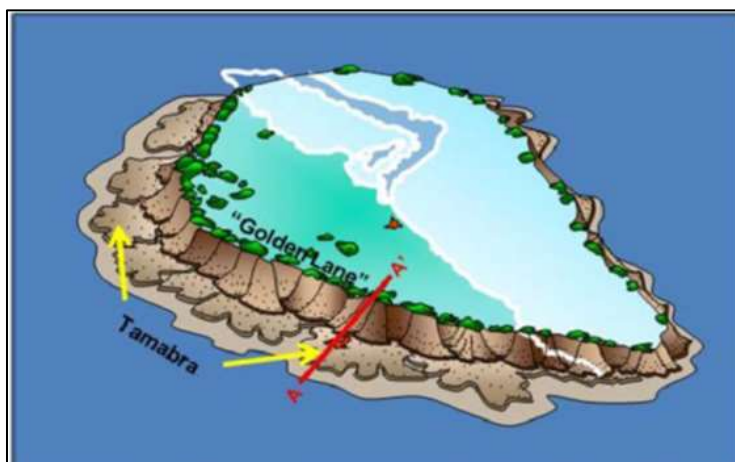


Figura 3.3. Faja de Oro, en cuya periferia se encuentra la Formación Tamabra (Campo Poza Rica), perteneciente a la provincia Tampico-Misantla (Tomada de PEMEX, 2002).

B. Antecedentes

Los primeros trabajos efectuados en la Faja de Oro fueron realizados en su porción norte en 1909, año en la que se obtuvo producción comercial de la caliza El Abra en pozos someros. Estos descubrimientos se tradujeron en el desarrollo de varios campos, destacando Potrero del Llano y Cerro Azul, que fueron explotados inicialmente por las compañías extranjeras que operaron en México a principios del siglo pasado (PEMEX 2002).

El Campo Poza Rica fue descubierto durante la perforación del pozo Poza Rica 2, en mayo de 1930, sin embargo, la explotación del campo se inició dos años después con la perforación del pozo Poza Rica 3, que tuvo una producción inicial diaria de 898 barriles de aceite y 858.5 miles de pies cúbicos de gas, a una profundidad de 2,060 metros; dando lugar a que se intensificara la exploración en los años 40's, mediante la aplicación intensiva de métodos potenciales y sísmica bidimensional en la búsqueda de campos geológicamente similares, lo cual dió como resultado el descubrimiento de los campos del alineamiento en esta formación; se trata de un yacimiento que produce aceite negro de 31° API en promedio y que recibe empuje de gas en disolución.

La producción comercial de aceite inició en 1932, alcanzándose una máxima producción de 149 MBPD en 1951, su historia de producción define 5 etapas: la primera de producción primaria y las restantes con el apoyo de inyección de agua, con recuperación secundaria mediante la implementación de sistemas artificiales. La relación de recuperación entre estas es de 0.6 a 1, esto indica una baja eficiencia de barrido (PEMEX 2002).

Por medio de un estudio de evaluación de reservas en 1995, se decidió adquirir sísmica 3D, en donde, las fuentes de energía fueron por vibración y explosivos. La resolución sísmica es buena, su conversión tiempo-profundidad presenta un rango de error de ± 8 m.

Con la información de producción-presión, de pozos y sísmica, se identificaron áreas con los mejores volúmenes de aceite desplazable remanente, iniciándose en 2003 una campaña de perforación. A la fecha se han realizado dos reentradas, once pozos horizontales de radio corto y un pozo direccional.

C. Características litológicas

El campo Poza Rica se encuentra en un pliegue buzante, asimétrico, con buzamiento hacia el sureste, con 17 kilómetros de longitud por 6 kilómetros de ancho (PEMEX 2002).

El play más importante lo constituyen las facies de talud de la Formación Tamabra (Aptiano-Albiano), depositados al occidente de la plataforma de Tuxpan. Estas facies están dominadas por brechas carbonatadas, grainstones y packstones de bioclastos con abundante porosidad primaria y secundaria (móldica y vugular). Las trampas son mixtas dominando el elemento estratigráfico por cambio hacia el oeste a facies compactas de la Formación Tamaulipas Superior. En lo que es propiamente la plataforma de Tuxpan, la producción

proviene de los paleorelieves con cierre estructural que la bordean (Faja de Oro) y que representan antiguos promotorios de borde similares al de las Isla Malvinas actuales. Estos paleo-relieves están constituidos por packstones de bioclastos del Albiano- Cenomaniano que contienen abundantes miliólidos y una predominancia de porosidad dependiente de la fábrica (móldica, intergranular e intragranular) interconectada por algunas fracturas; la porosidad vugular es abundante localmente. Los crecimientos de rudistas se presentan ocasionalmente pero no constituyen una parte importante de los yacimientos. Su espesor varía de cero metros en la parte occidental en donde esta interdigitada con la formación Tamaulipas Superior a unos 350 metros hacia el oriente en el frente arrecifal (PEMEX 2002).

D. Sistema Petrolero

d.1 Roca generadora

Mediante los análisis geoquímicos de las muestras de rocas recuperadas de canal y principalmente de núcleos, en los pozos perforados en la planicie continental de Golfo de México (PEMEX, 2011); se reconoce que las rocas de las formaciones Santiago, Tamán y Pimienta, del Jurásico Superior, del Oxfordiano, Kimmeridgiano y Tithoniano, respectivamente, son las rocas generadoras de los hidrocarburos en la Provincia Tampico-Misantla y desde luego los que generan el aceite y/o gas que se encuentra en la Formación Tamabra.

Además se considera que la Formación Huayacocotla del Jurásico Inferior-Medio (Sinnemuriano-Toarciano), tiene un potencial generador que se puede calificar como excelente.

De acuerdo a Bernal-Mena-Roman, 1977, los resultados geoquímicos determinados por varias técnicas aplicadas (análisis petrográfico, Rock-Eval y Cromatografía-Espectrometría de Masas), indican que la Formación Santiago tiene el mayor potencial remanente en el sur de la cuenca (Figura 3.4). Las formaciones Santiago y Pimienta son las que presentan los mejores valores de COT, S₂, IH, T_{max} (°C) y espesor, que es mayor en la Formación Santiago que el de la Formación Pimienta. La Formación Santiago está constituida por lutitas carbonosas, negras, microlaminadas, limolitas arcillosas, calizas arcillosas piritizadas, y horizontes de nódulos calcáreos; su espesor varía de 10 a 755 m; su contenido de Carbono Orgánico Total (COT) y de hidrocarburos potenciales (S₂), varían entre regular y excelente, 0.5 - 6.3 % y 0.2 – 39.1 mg/g roca, respectivamente (Marhx, 2010).

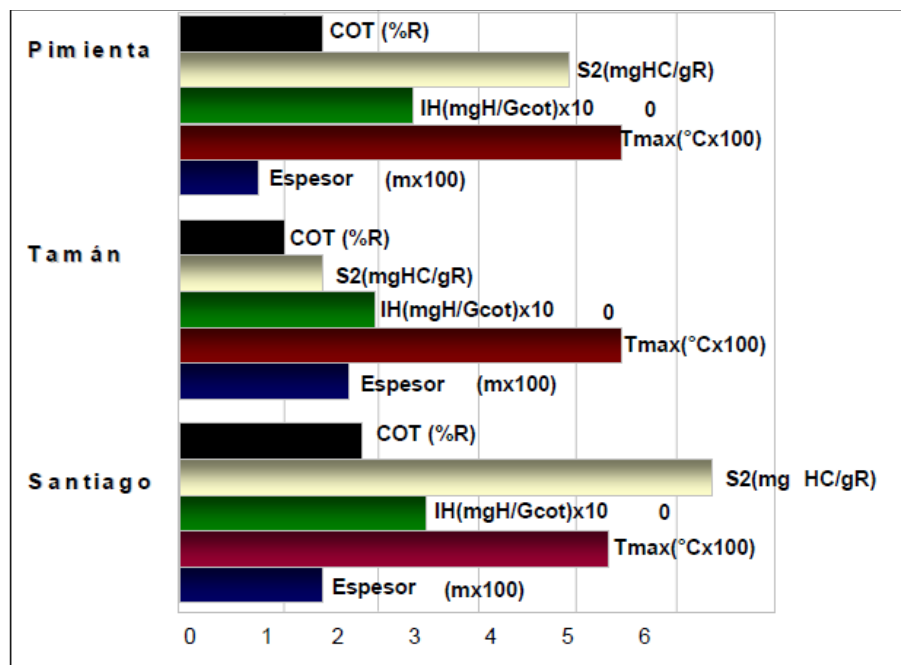


Figura 3.4. Formaciones generadoras de hidrocarburos del Jurasico Superior (Román, et al., 1998.).

El kerógeno muestra Índices de Hidrógeno (IH) entre 21 y 1079, así como temperaturas máximas de pirólisis (T_{max}), que varía entre 425 y 525°C. Estos valores son propios de un kerógeno original predominantemente de tipo II, que se encuentra desde incipientemente maduro hasta sobremaduro. Los biomarcadores indican un ambiente marino salobre, subóxico, arcilloso (Hopanos: $C_{29} < C_{30}$, $C_{34} > C_{35}$, con alta relación Diasteranos/Esteranos), (Román et. al., 1997). El mismo autor considera que también las rocas del Jurásico Inferior-Medio tienen un atractivo potencial generador, estas se estudiaron por Rock-Eval, Reflectancia de Vitrinita (Ro), y los hidrocarburos por cromatografía de Gases-Espectrometría de Masas, lo que permitió reafirmar su excelente potencial oleogenerador (Marhx, 2010).

En la porción marina se cuenta con escasas muestras de pozos de la Formación Pimienta y no se han cortado a las formaciones Tamán y Santiago, sin embargo, se ha realizado un intenso muestreo del fondo marino reciente con lo cual, se reconocen impregnaciones de aceite y presencia de gas. El aceite producido en los pozos de los campos marinos de la “Faja de Oro”, es ligero.

d.2 Roca sello

La roca sello está constituida por calizas arcillosas y lutitas negras, laminares, del Cretácico Superior Turoniano de la formación Agua Nueva; unidad estratigráfica que tiene una distribución regional y constituye un excelente sello (PEMEX 2002).

d.3. Roca almacén

Es indudable que el desarrollo de la Formación Tamabra está íntimamente relacionado al crecimiento del borde arrecifal de la Formación El Abra, por tal razón en este trabajo, se le denomina el sistema El Abra-Tamabra. Además, se sabe del importante papel que juega la dirección de los vientos dominantes para el buen desarrollo y crecimiento de las facies arrecifales, a partir de las cuales por el efecto del oleaje y la gravedad se llevó a cabo su erosión (denudación) dando lugar al depósito de las rocas que constituyen a la Formación Tamabra; esta situación sugiere que la dirección de los vientos dominantes durante el Albiano, eran de SW a NE. Con la información del subsuelo, se reconoce que en el área terrestre (sector occidental), en la Formación El Abra, existen un gran número de crecimientos arrecifales, los cuales recibieron carga de hidrocarburos formando importantes campos petroleros; al hacer una comparación de los campos terrestres y marinos en las facies arrecifales de El Abra, se observa que es una relación de 3 a 1 y en tierra están cercanos, mientras que en mar, están muy separados y más profundos. Esta situación podría deberse a muchas causas por ejemplo, que en el área marina los altos arrecifales hayan sido parcialmente erosionados (generando grandes bloques aloctonos) o bien no se desarrollaron, por encontrarse con relación a los vientos dominantes, en la zona de sotavento, lo cual limitaría a un extenso desarrollo de la Formación Tamabra (Figura 3.5), (PEMEX 2002).

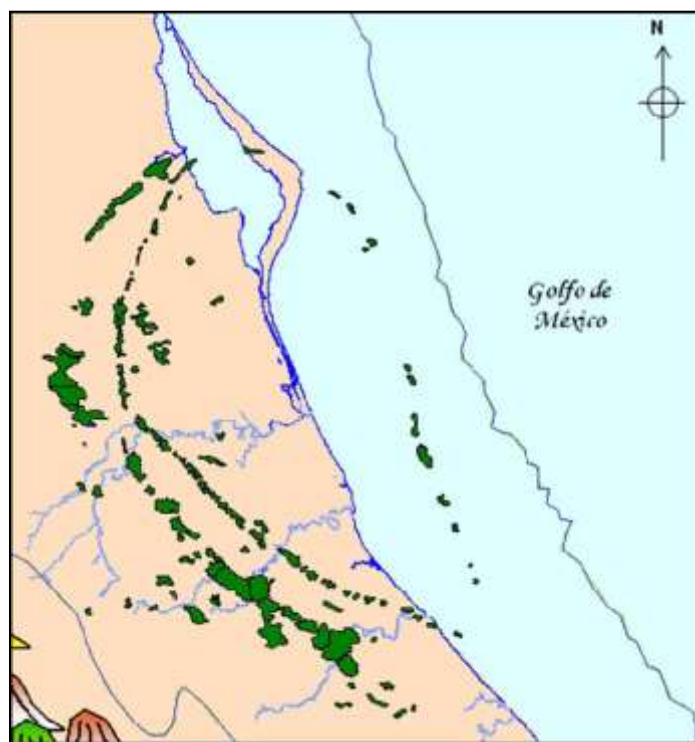


Figura 3.5. Distribución de los campos petroleros asociados a los montículos arrecifales en la Formación El Abra y circundando los campos de la Formación Tamabra (PEMEX, 1999).

La Formación Tamabra es la roca almacén, la cual está constituida por varias litofacies y cada una de estas presenta características petrofísicas distintivas. Al comparar las propiedades petrofísicas de los campos del alineamiento Tamabra, se interpreta que se tienen variaciones de campo en campo, y esto se debe principalmente, a los cambios en el tamaño de las partículas y a procesos diagenéticos que ocurrieron en cada área (J. Colomo, 1951).

d.4. Trampa

El tipo de trampa de los campos ubicados en el alineamiento Tamabra terrestre son mixtos (estructurales-estratigráficos), ya que existen cambios de facies, pliegos buzantes y una serie de discordancias que dejan a la Formación Tamabra como remanentes aislados, lo que le da un comportamiento estratigráfico; mientras que en otros campos el dominio es estructural con anticlinales buzantes sutiles y con cierre en sus cuatro direcciones.

La roca sello principalmente es la Formación Agua Nueva del Cretácico Superior, la cual sobreyace directa y concordantemente a la Formación Tamabra; hacia el poniente la Formación Tamabra Superior cambia de facies con la Formación Tamaulipas Superior y constituye un sello lateral, ya que, ésta se encuentra echado arriba. En el caso del campo “V”, ubicado en el sector norte, la Formación Agua Nueva, tiene en forma intercalada intervalos con características de roca almacén, las cuales han tenido producción y por tal motivo la misma formación actúa como almacén y sello. En la zona marina las rocas sello son las del Paleogeno las que tienen espesores muy delgados y cuyas relaciones estratigráficas se encontraron en los dos pozos exploratorios con objetivo Tamabra. (PEMEX 2002).

d.5. Sincronía y migración

En el concepto del sistema petrolero existen elementos clave como lo son las rocas generadoras, almacenadoras, sello, el desarrollo de la trampa y el sepultamiento necesario para la generación térmica de hidrocarburos. Estos elementos deben compartir las apropiadas relaciones espacio-temporales para permitir que los hidrocarburos se acumulen, migren y se preserven.

Al interpretar la subsidencia de la cuenca con curvas de sepultamiento y calcular el gradiente geotérmico, se identifica que ambos factores fueron favorables para la generación y migración de los hidrocarburos, dando como resultado la generación de aceite y gas durante el Cenozoico Tardío. La generación se inició durante el Eoceno y Oligoceno en las áreas más profundas y/o calientes, mientras que la mayor parte de la cuenca, la generación masiva ocurrió durante el Mioceno (Gonzalez & Holguín, 1992), como se puede observar las rocas generadoras a pesar del levantamiento de la cuenca, se encuentran todavía en la ventana de generación de aceite entre los 100° y 150°C), (Figura 3.6).

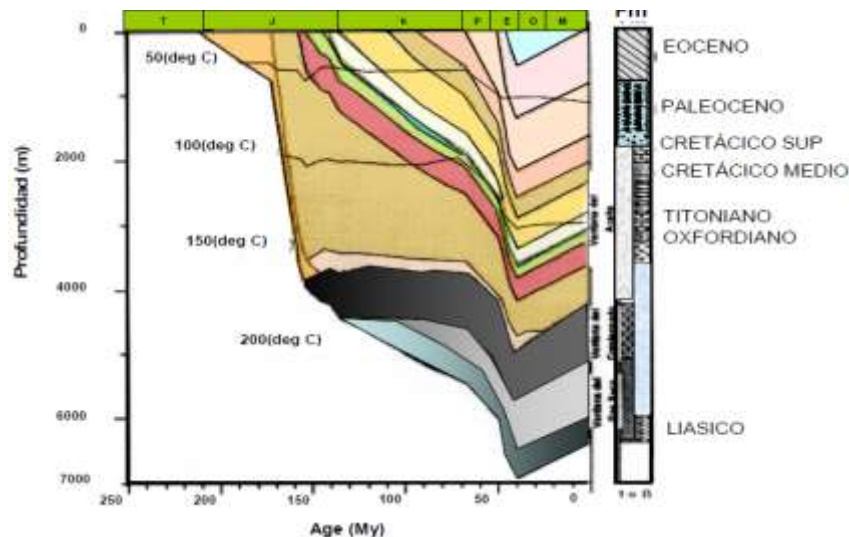


Figura 3.6. Gráfica de sepultamiento del área circundante al campo Poza Rica (Román et. al., 1998.)

d.6. Características del Yacimiento

En el área terrestre, existe un gran número de campos petroleros en rocas de la Formación Tamabra; el alineamiento de estos campos sigue el contorno de la “Faja de Oro”, con una planta semielíptica. La calidad del aceite almacenado en esta formación es, en la mayoría de los casos, es aceite ligero que varía de 26 a 31° API (Meneses, 1953).

La producción de petróleo viene de brechas de calizas del Albiano-Cenomaniano de la Formación Tamabra, que es dividida por una fina capa continua considerada impermeable, que separa dos depósitos llamados Alto y Bajo de la Formación Tamabra. El mecanismo de producción es básicamente por gas disuelto, pero en la Tamabra superior se produce con la ayuda de la expansión de gas y en la parte inferior de Tamabra por una pequeña cantidad de empuje de agua.

La profundidad media a la que se encuentra la Formación Tamabra en el subsuelo es de 2195 metros bajo el nivel del mar, la porosidad del 14.5%, la permeabilidad de 70 milidarcys y agua congénita del 10%. La presión original de fondo de pozo fue 250 Kg/cm² y gas-aceite 812 ft³/barril. El área está demostrada por 10.12 km².

La porosidad en todos los cuerpos es casi intergranular determinado a partir de la gráfica de permeabilidad vs porosidad aplicado por los investigadores.

La permeabilidad es muy variable, la cual se determinó a partir de núcleos o por el índice de productividad, el rango es de entre 2 y 250 milidarcys. Por un método diferente se determinó una movilidad media del agua en la Formación Tamabra de 0.125 Darcy / centipoises. Una viscosidad de 0.35 centipoises, 60.000 ppm de agua salada a 240 ° F, la permeabilidad promedio del campo Poza Rica es cerca de 44 milidarcys.

E. Condiciones del yacimiento

e.1. Presión original del yacimiento

Cuando el pozo Poza Rica 2 fue perforado y terminado en 1930, no se realizó medición de la presión estática de fondo, pero se sabe que la presión en el cabezal fue de 180 kg/cm² (2550 psi). Se han utilizado diferentes métodos para determinar el valor probable de presión estática del yacimiento y varían desde 219 a 242 kg/cm² (3120 a 3440 psi), actualmente se considera el valor más probable es de 238 kg/cm² (3390 psi) ya que toma en cuenta el contenido de dióxido de carbono, así como el contenido de nitrógeno y sulfuro de hidrógeno; de acuerdo a la composición de gas original mostrada en la tabla 3.1 (Colomo, 1951).

<i>Componente</i>	<i>% mol</i>
Nitrógeno	4.51
Metano	66.82
Etano	3.98
Propano	2.8
Butano	1.31
Pentano	0.83
Hexano y más pesados	1.13
Dióxido de carbono	15.67
Ácido Sulfhídrico	2.96
	100

Tabla 3.1. Componentes contenidos en la muestra del PR-2 en % mol (Tomado de Colomo y Barnetche 1951).

e.2. Temperatura del Yacimiento

La temperatura promedio del yacimiento ha sido determinada por medición directa determinando 204 ° F, a la fecha ha habido poca variación.

e.3. Saturación de Agua Intersticial

Desde hace tiempo se reconoce la dificultad para determinar un valor promedio de agua intersticial, de acuerdo con las determinaciones hechas en nueve muestras del pozo Poza Rica 86 por el método de restauración de saturación, así como las relaciones entre permeabilidad y la porosidad con otros campos productores en rocas calizas, llegando a la obtención de estos resultados donde se ha calculado una porosidad de 15% y una presión capilar de 45 psi, los resultados se muestran en la tabla 3.2 (Colomo, 1951).

Profundidad [m]	Permeabilidad [milidarcys]	Porosidad [%]	Saturación de agua intersticial [%]	Descripción del núcleo
2129.43	2.1	17.0	8.6	Grano fino, caliza marga
2131.43	21.9	18.7	4.7	Calizas margas con pequeñas vugulos
2134.43	260	20	7	Grano grueso, caliza altamente vugular
2157.94	12.0	13.3	13.4	Caliza densa, color marrón, cristalización secundaria
2162.24	10.0	9.4	22.8	Caliza dura cristalina vugular
2179.17	1134.0	14.6	8.4	Caliza gruesa cristalina vugular
2205.55	1011.0	16.2	10.9	Caliza gruesa cristalina vugular
2211.16	60.0	10.1	8.9	Caliza blanca porosa
2234.00	0.1	4.0	37.0	Caliza densa, cristalina de color blanco
Media	278.9	13.7	13.5	

Tabla 3.2. Resultados obtenidos del pozo Poza Rica 86, (Tomado de Colomo y Barnetche 1951).

Aunque muy pocas muestras se analizaron por el método de restauración de saturación, este valor de 13.5 % ha sido utilizado recientemente para el cálculo de las reservas.

e.4. Contacto original aceite – gas

El contacto original gas-aceite fue determinado en estudios anteriores a 2030 metros bajo el nivel del mar (6650 pies) en función del rendimiento de la producción en una serie de pozos, evidentemente completados o muy cerca del contacto gas-aceite, donde se muestran los pozos que cuentan con este efecto, es decir, aquellos que en la vida temprana del campo mostraron muy alta relación gas-aceite, después de su terminación (Tabla 3.3), (Colomo, 1951).

Pozo No.	Máxima RGA [m3/m3]	Profundidad de revestimiento [m]	H2
PR-2	3000	1866.4	3483 449
PR-3	463	2073.0	4236 599
PR-4	516	2062.0	4297329
PR-6	435	2031.0	4207 832
PR-7	197	1961.0	4251 844
PR-9	196	2034.7	4124 961
PR-12	269	2036.4	3845 521
PR-15	582	2077.0	4013612
PR-16	203	2058.3	4140 004
PR-19	249	2051.3	4146 925
PR-33	973	2003.4	4313 929
PN-1	206	2003.4	4013612
PN-2	726	2122.0	4502 884
PN-4	300	2048.5	4196 352
PN-9	253	2096.0	4393 216
PN-13	228	2127.0	4524 129
S-1 *	213	1907.0	3636 649
MEC-9	490	2051.4	4208 242
	Total	36609.8	74537089

Tabla 3.3. Resultado de 18 pozos donde se determinó RGA, las profundidades de la zapata de revestimiento se presentan en la columna 3, la profundidad promedio resultante es de 2,033.9 metros por debajo del nivel del mar (tomada de (Tomado de Colomo, 1951).

e.5. Contacto original agua – aceite

El contacto original agua-aceite probablemente se determinó por un método análogo a la determinación del contacto original de gas-aceite, a 2270 metros bajo el nivel del mar. Sin embargo, a medida que se dispone de más información, se ha encontrado que, el contacto agua-aceite no es continuo en todo el campo, ya que cae suavemente hacia las áreas del norte, donde se ha determinado este contacto a un nivel mucho más bajo (Colomo, 1951).

Se ha identificado el contacto agua-aceite a tres niveles diferentes: al sureste del pozo Poza Rica 86, el contacto agua-aceite se encontraba a 2,390 metros bajo el nivel del mar; disminuyendo hacia el área Escolin y el área Presidente Alemán, siguiendo el contorno de una ruptura densa en la principal zona porosa. Al noroeste en el pozo Poza Rica 86 el nivel del agua es mucho mayor y tiene una profundidad media de 2,180 metros bajo el nivel del mar.

A lo largo del flanco suroeste se ha encontrado un tercio del nivel del agua, por encima de la misma ruptura que se mencionó anteriormente, pero su avance ha invadido una porción pequeña en el borde suroeste. Estos niveles se han comprobado en nuevas terminaciones. La diferencia en los niveles de agua entre el noroeste y el sureste se podría explicar con una falla o falta de permeabilidad, pero no hay pruebas hasta ahora (Colomo, 1951).

F. Producción

La producción en el campo Poza Rica representó para el año 2009 apenas el 2.2% de la producción total de PEMEX, en el 2011 fue del 2.3%. La tabla 3.4 muestra la producción de los últimos 3 años, tanto de aceite como de gas natural (PEMEX 2012).

	2009		2010		2011		Acumulada al 1 de enero 2012	
	Aceite mmb	Gas natural mmmpc	Aceite mmb	Gas natural mmmpc	Aceite mmb	Gas natural mmmpc	Aceite mmb	Gas natural mmmpc
Total	949.5	2,566.2	940.2	2,562.3	930.8	2,406.8	39,694.6	69,255.2
Poza Rica	21.6	48.7	20.6	42.8	22.0	42.0	5,441.0	7,506.4

Tabla 3.4 Producción gas y aceite del campo Poza Rica (Tomado de PEMEX 2012)

G. Reservas

Regionalmente (Zona norte), el porcentaje mayor de los volúmenes originales probados de aceite y gas natural pertenece al Activo Poza Rica, con 27,549.3 millones de barriles y 41,007.2 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, respectivamente. Estas cifras a nivel regional significan 66.9 por ciento para el caso del aceite y 57.4 por ciento para el gas natural. La tabla 3.5 muestra el tipo de reserva del activo Poza Rica, también desagrega el tipo de fluido correspondiente a cada tipo de reserva (PEMEX 2012).

Activo	Poza Rica Reserva	Aceite			Gas natural	
		Pesado mmb	Ligero mmb	Superligero mmb	Asociado mmmpc	No asociado mmmpc
	1P	119.6	109.6	0.0	319.4	42.8
	2P	212.4	189.8	2.0	442.7	177.6
	3P	232.3	287.2	2.1	547.1	204.6

Poza Rica	Volumen original		Petróleo crudo equivalente mmbpce	Reserva de hidrocarburos				Reserva de gas	
	Aceite mmb	Gas natural mmmpc		Aceite mmb	Condensado mmb	Líquidos de planta * mmb	Gas seco ** mmmpce	Gas natural mmmpc	Gas seco mmmpc
Totales	28,502.1	43,210.9	653.1	521.5	0.0	31.0	100.5	751.7	522.8
Probadas	27,549.3	41,007.2	294.0	229.2	0.0	14.8	49.9	362.2	259.6
Probables	163.1	718.4	220.5	175.0	0.0	9.3	36.2	258.1	188.5
2P	27,712.4	41,725.6	514.5	404.3	0.0	24.1	86.2	620.3	448.1
Posibles	789.7	1,485.3	138.6	117.3	0.0	6.9	14.4	131.4	74.7

Tabla 3.5 Reservas y volumen original de aceite y gas del activo Poza Rica (Tomado de PEMEX, 2012)

3.2 Complejo Cantarell

A. Localización

El complejo Cantarell se encuentra ubicado en la plataforma Continental del Golfo de México, frente a las costas de Campeche y Tabasco, aproximadamente a 75 km al noreste de ciudad del Carmen, Campeche, en tirantes de agua entre 35 y 50 metros (Figura 3.7). Está constituido por los campos Akal, Nohoch, Chac y Kutz, etc., estructuralmente, queda ubicado en el Cinturón Plegado dentro del denominado Pilar de Akal (PEMEX, 2007).

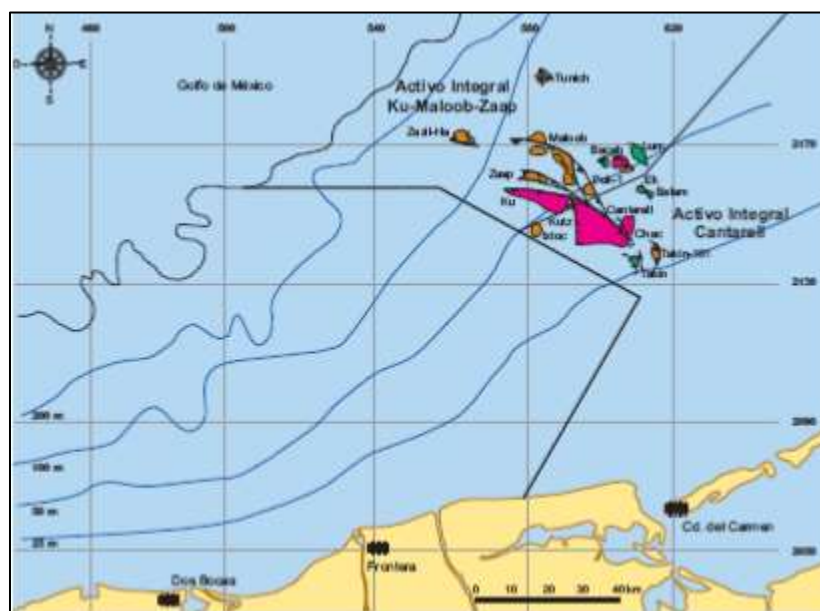


Figura 3.7. Ubicación del complejo Cantarell, (Tomado de PEMEX, 2007).

Los cuatro campos antes citados tienen una extensión aproximada de 162 kilómetros cuadrados, donde se han perforado 211 pozos petroleros, de los cuales 189 están activos, con un espaciamiento que varía de 400 a 800 metros (PEMEX, 2007).

B. Antecedentes

En el año de 1949 se realizaron los primeros trabajos exploratorios en la Plataforma Continental del Golfo de México, frente a la porción sur de los estados de Veracruz y Tabasco. De 1969 a 1970, se efectuó un levantamiento de sismología de reflexión en esa área, que conjuntamente con los trabajos de magnetometría y gravimetría, sugirieron la existencia de una cuenca sedimentaria en lo que hoy se conoce como la “Sonda de Campeche”.

Con la información geológica y geofísica obtenida en los pozos perforados en la Península de Yucatán, al norte de Campeche y los del área continental de Chiapas-Tabasco, se inició la elaboración de planos paleogeográficos del Jurásico y Cretácico, los cuales indicaron condiciones estructurales y sedimentológicas similares entre la Sonda de Campeche y el Área de Chiapas-Tabasco. Adicionalmente, se tenía la evidencia de presencia de manifestaciones superficiales hidrocarburos en el mar desde 1971, a una distancia de 70 km de Ciudad del Carmen, Campeche, por lo que diversos trabajos exploratorios fueron implementados, incluyendo la realización de actividades geológicas e interpretación sísmica, con objetivos en rocas mesozoicas de la parte continental de los estados de Tabasco, Campeche y Chiapas (PEMEX, 2007).

En la porción marina se reconocieron treinta estructuras con cierre estructural favorable para la acumulación de hidrocarburos; entre las estructuras interpretadas destacaban las del complejo Cantarell, que fue perforada en el año de 1975. El pozo exploratorio Chac-1, confirmó la acumulación de hidrocarburos en la Sonda de Campeche, produciendo aceite y gas en dolomías clásticas, brechas del Paleoceno Inferior y Cretácico Superior; su producción inicial diaria de aceite fue de 952 barriles. Este descubrimiento produjo el incremento de los trabajos geológicos, procesando e interpretando información sísmica, así como la adquisición de nueva información sísmica en 1979.

Con la perforación de los primeros pozos exploratorios, la toma de registros geofísicos, los datos paleontológicos y el análisis litológico, se comenzó a conocer la secuencia estratigráfica y con esto, se inició la definición geológica y petrofísica de los diferentes yacimientos. Asimismo, otros trabajos más específicos a partir de estudios petrográficos, geoquímicos, análisis de muestras de canal y núcleos fueron determinando el valor del contenido orgánico y el grado de madurez de la roca generadora (PEMEX, 2007).

Con la elaboración de secciones geológicas estructurales y los mapas correspondientes, así como con el apoyo de diferentes actividades geológicas de evaluación regional y de detalle, se definieron los sistemas de depósito y su evolución geológica, además de obtener una mejor caracterización de los yacimientos. Posteriormente a la perforación del pozo Chac-1, se perforó en 1977 el pozo exploratorio Cantarell-1 (Akal-1) en el llamado bloque de Akal, resultando productor de aceite y gas en brechas del Paleoceno Inferior y Cretácico Superior. (PEMEX, 2007).

C. Características Litológicas

La columna estratigráfica de la figura 3.8, determinada por los pozos perforados en el área, reporta edades en las rocas que van del Jurásico Superior (Oxfordiano) al Reciente, con un espesor aproximado de 6,000 metros. El paquete de rocas sedimentarias está constituido por rocas que incluyen evaporitas para el Jurásico Superior (Oxfordiano), rocas carbonatadas para el Jurásico Superior (Kimmeridgiano), calizas arcillosas y bituminosas en el Jurásico Superior (Tithoniano), dolomías y calizas arcillosas en el Cretácico Inferior y Superior; una brecha sedimentaria formada por clastos angulosos de caliza y dolomía de edad Cretácico Superior-Paleoceno Inferior (límite Cretácico-Cenozoico). El Cenozoico lo constituyen grandes espesores de lutitas alternadas con limolitas, areniscas y carbonatos. El Reciente

está formado por una alternancia de capas de arcillas y arenas poco consolidadas. La columna sedimentaria descansa sobre un basamento de tipo ígneo-metamórfico, el cual fue alcanzado en los pozos Yucatán-1 y 4 (Santiago, et. al, 1984).

El evento orogénico Pérmico-Triásico dio origen a una paleotopografía particular de horts y grabens, en cuyos bajos estructurales se acumuló una secuencia de areniscas y limolitas de coloración rojiza (Santiago, et. al, 1984), posteriormente, durante el oxfordiano y el Kimmeridgiano ocurrió la transgresión sobre el área continental de Yucatán; al mismo tiempo, en la Sonda de Campeche se depositaron carbonatos con alternancia de terrígenos finos, de ambientes someros, propiciando condiciones favorables para generar el magnesio de las micro-dolomías y macro-dolomías. En el Tithoniano cambian las condiciones de sedimentación en la Sonda de Campeche, como resultado de la transgresión; los ambientes marinos someros del Kimmeridgiano pasan a ambientes profundos, depositándose arcillas y carbonatos con alto contenido de materia orgánica. Se crea una plataforma calcárea en el área de Yucatán, con sedimentación de ambientes predominantemente de laguna hacia su interior y de borde de plataforma en la periferia; esto ocurre en el Cretácico Temprano y continúa durante todo el Cretácico (Santiago, et. al, 1984).

Los estudios de pozos de la Sonda de Campeche y de secciones medidas en afloramientos en la región sur de México, realizados por Grajales Nishimura, et. al (1999) y Murillo Muñetón, et al, (2002), reportan a la sucesión sedimentaria del límite Cretácico – Terciario (K/T) como un depósito de brechas calcáreas claramente graduado de material grueso a fino y definen su estratigrafía en cuatro unidades: (1) La parte inferior está compuesta por una brecha de grano grueso con un espesor mayor a 300 metros, que presenta una estructura masiva de pobre a moderada, con litoclastos de carbonatos de 1 a 10 cm de diámetro, en ocasiones con fragmentos de más de 30 cm; los fragmentos son angulares a redondeados procedentes de ambientes de aguas someras, principalmente de plataforma interna y de margen de plataforma. (2) Unidad con espesor de 10 a 20 metros; formada por una brecha de fragmentos de carbonatos subangulares en tamaños de medio a fino (0.1 a 1 cm.), intercalado con material de expulsión. (3) Unidad compuesta por materiales finos arenosos, limosos y arcillosos; contiene minerales de impacto como cuarzo y feldespatos de choque, fragmentos de vidrio y de carbonatos. Esta unidad es impermeable y presenta un espesor variable entre 25 y 30 m. (4) Unidad correspondiente a una brecha calcárea de grano fino a medio, con espesor aproximado de 10 metros; está compuesta por clastos de subangulares a subredondeados, de calizas y dolomitas en tamaños de 0.1 a 2.5 cm. Esta unidad se encuentra interdigitada en la unidad 3 y su presencia no es constante en el área.

La sucesión sedimentaria del Cretácico Superior - Paleoceno (K/T) está cubierta por capas de caliza (mudstone) pelágicas interestratificadas con escasas y delgadas capas de brecha calcárea de grano fino de edad Paleoceno. Las rocas del límite K/T descansan sobre calizas pelágicas bioturbadas, con fósiles planctónicos, los cuales sugieren una edad del Cretácico Superior (Mestrichtiano). Las relaciones estratigráficas anteriores dan soporte a la edad límite Cretácico Superior – Terciario Paleoceno (K/T) para la brecha calcárea en cuestión (Murillo Muñetón, et al, 2002), (Figura 3.8).

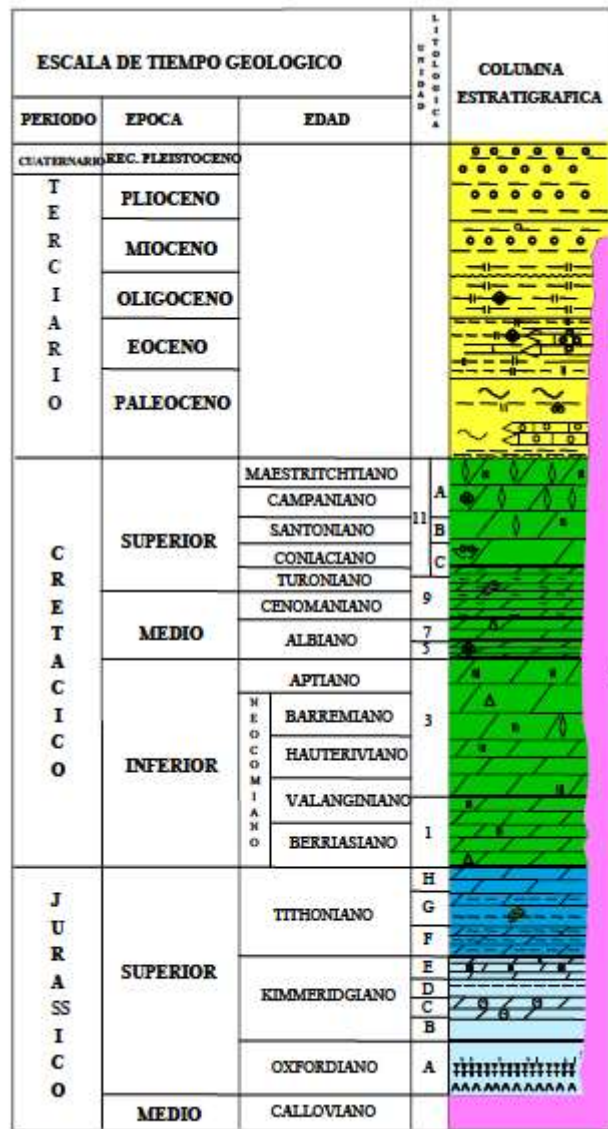


Figura 3.8. Columnas Estratigráficas del campo Cantarell. (Tomado de PEMEX, 2007).

D. Sistema Petrolero

Cuando se incluyen a todos los elementos y procesos geológicos que son esenciales para la existencia de una acumulación de hidrocarburos en el subsuelo, se sabe que se hace referencia a un sistema petrolero, que incluye una roca generadora con suficiente contenido de materia orgánica y madurez termal, capaz de haber formado y expulsado una gran cantidad de hidrocarburos, una roca con porosidad y permeabilidad que funcione como almacenadora de gas y aceite generados, una trampa geológica estructural o estratigráfica limitada por una roca sello impermeable al paso de los hidrocarburos, los procesos de

migración de los hidrocarburos hacia la trampa y la sincronía que debe ocurrir entre todos los elementos.

d.1 Roca Generadora

Las rocas generadoras pertenecen a facies calco-arcillosas distribuidas en el Jurásico, Cretácico y Cenozoico; cabe destacar las rocas del Jurásico Superior (principalmente las del Titoniano), son las principales rocas generadoras, esto está documentado por estudios geoquímicos realizados en afloramientos, en muestras de núcleos y muestras de aceites; se formaron en un ambiente anóxico originado por inundaciones provocadas durante una transgresión. Por su parte, los sedimentos Cenozoicos, que dado a su carácter arcilloso y sus potentes espesores, se considera que también se formaron en condiciones apropiadas para generar hidrocarburos (PEMEX, 2007).

Más del 90% de toda la generación de hidrocarburos proviene de rocas del Titoniano (Romero, 2001) y no se tiene documentado que exista un pozo productor de aceite crudo que se interprete provenga de las secuencias del Mioceno.

d.2 Roca Sello

De acuerdo a los trabajos de Cárdenas y Hernández (2008), se considera que un horizonte de rocas sello son de edad Oxfordiano, las cuales están representadas por una secuencia de anhidrita de color crema, de aspecto masivo, plástica e impermeable que se encuentran tanto en la parte inferior como superior de la roca almacén; cuando están en la parte superior, se debe a que la sal ha migrado por efectos de la deformación formando diapiros y canopies.

Las rocas del Titoniano también forman rocas sello, estas son básicamente lutitas, las cuales pese a su alta porosidad muestra una escasa permeabilidad; se tienen dos litofacies principales, las cuales se distribuyen en dos sectores la porción oriental (mudstone, calizas arcillosas y dolomías) y la parte oeste (lutitas calcáreas con materia orgánica).

La roca sello del Cretácico Inferior, están compuestas por sedimentos finos calcáreoarcillosos; por su parte la roca sello para el Cretácico Superior está constituido por una intercalación de lutitas de baja permeabilidad, además de calizas criptocristalinas que en condiciones naturales son prácticamente impermeables (Cárdenas y Hernández 2008).

Para el Paleoceno, los sedimentos que conforman roca sello se componen principalmente por terrígenos finos con bentonita, los cuales se encuentran distribuidos en la parte occidental de la Sonda de Campeche.

d.3 Roca Almacén

Las rocas almacenadoras están representadas por las areniscas del Oxfordiano, los bancos oolíticos del Kimeridgiano, los carbonatos fracturados del Cretácico Inferior y Cretácico Superior, las brechas calcáreas dolomitizadas del K-T (Cretácico Superior-Paleoceno) y en las rocas Cenozoicas se tienen horizontes de calcarenitas del Eoceno; así como cuerpos arenosos del Mioceno- Plioceno (Cárdenas y Hernández 2008).

Es necesario enfatizar que por la información de registros geofísicos de pozos, núcleos y su alta productividad, las brechas calcáreas del límite K-T constituyen las mejores rocas almacenadoras de la Sonda de Campeche.

d.4 Trampa

La configuración estructural del Complejo Cantarell está representada en los campos Akal, Sihil, Nohoch, Chac y Kutz, (Figura 3.9). donde se tienen trampas estructurales a nivel del límite K-T (Tomado de The Leading Edge, 2005).

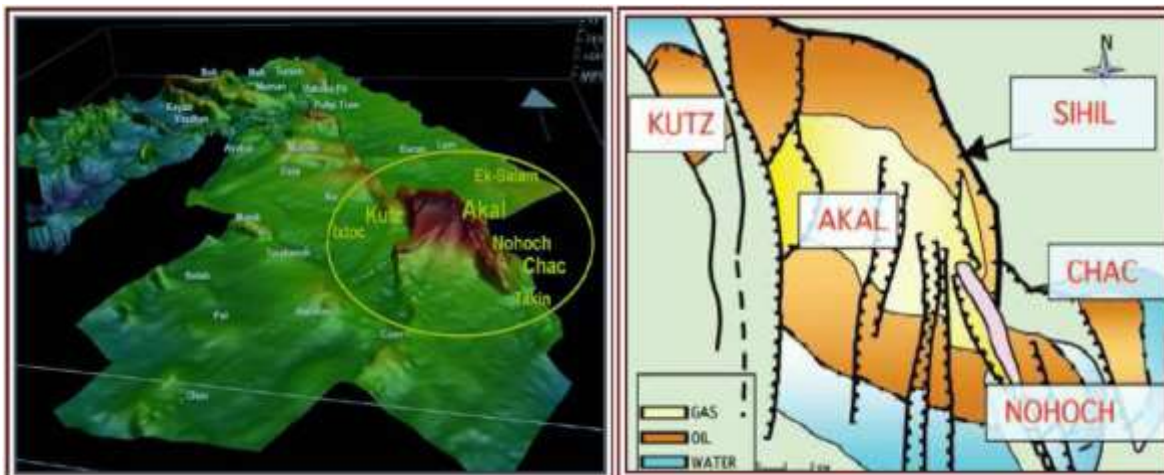


Figura 3.9. Configuración estructural en 3D y 2D del Complejo Cantarell, donde se puede observar la ubicación de los campos Akal, Nohoch, Chac y Kutz (Tomado de The Leading Edge, 2005).

En estos campos los yacimientos que se conocen actualmente se tienen trampas estructurales en secuencias sedimentarias del Mesozoico. Los procesos tectónicos posteriores al Cenozoico, donde se originó una fase de compresión, fueron dando génesis a un reservorio en anticlinales desplazados por fallas laterales que dieron lugar a estos yacimientos en trampas mixtas, condición que fue favorecida adicionalmente por las intrusiones salinas o arcillosas.

Al realizar un análisis cuantitativo de estas estructuras en el Complejo Cantarell para el Cretácico Superior, es posible interpretar que Akal (Figura 3.10, a-izquierda) corresponde con una trampa en un anticlinal asimétrico con fallas orientadas en dirección NE-SE con echado hacia al S, limitado con una falla inversa, mientras que al E su límite es con una falla lateral; al SE los cuerpos salinos del Calloviano se manifiestan parcialmente, tanto que Sihil (Figura 3.10, a-derecha) subyace como un bloque autóctono, con una orientación regional NW-SE, siguiendo un lineamiento estructural de un bloque cabalgante (Meléndez, 2007).

Por su parte Nohoch (Figura 3.10, b-izquierda) la trampa corresponde con una estructura anticlinal ligeramente alargada con rumbo NW-SW. La parte central de la estructura está limitada por un graben y en los planos de fallas tiene la presencia de sal; mientras que la

estructura de Chac (Fig. 3.10 b-derecha) es un pliegue anticlinal cuyo eje presenta una dirección de rumbo NW-SE, cuya frontera es una falla normal que separa a Nohoch y al campo Kutz (Figura 3.10, c-izquierda), (Shankar Mitra et al, 2005).

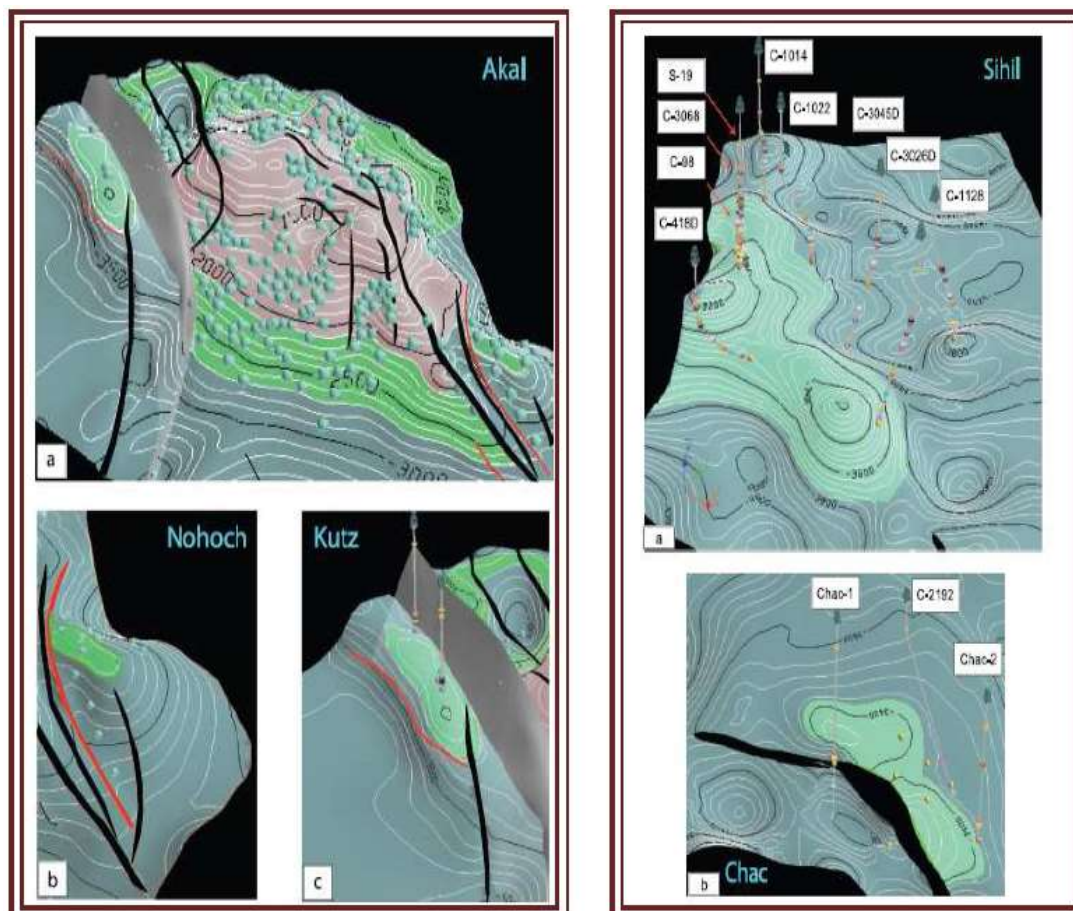


Figura 3.10. Modelos 3D que muestran las estructuras geológicas de los campos Akal, Kutz, Nohoch, Sihil, y Chac (Shankar Mitra et al, 2005).

d.5 Migración

Hernández y Cárdenas (2008), consideran que parte de la migración de hidrocarburos ocurrió en rocas almacenadoras misma edad (migración lateral) y/o transversalmente a la estratificación, (donde los hidrocarburos avanzan de forma perpendicular a los límites cronoestratigráficos), lo que ocasionó que los fluidos pasaran de una formación a otra formación de edad diferente (migración vertical).

La migración es favorable cuando ocurren cambios de presión, porque los hidrocarburos fluyen desde zonas de alta presión hacia zonas de menor presión; además el aceite que tiene menor densidad cuando se mueve hacia la superficie, mientras que el agua lo hace de la superficie hacia las partes profundas del subsuelo (Cárdenas y Hernández 2008).

La existencia de migración en los diferentes niveles estratigráficos del Jurásico, Cretácico y Cenozoico (hasta la superficie del mar), fue lo que permitió que se descubriera el campo súper gigante de México, en 1971; se descubrió Cantarell donde se tienen secuencias almacenadoras de hidrocarburos que favorecieron el entrapamiento de hidrocarburos. La región está afectada por los eventos tectónicos que afectaron al sureste de México, las que abrieron las rutas de migración por las cuales viajaron los hidrocarburos para acumularse en las rocas almacén. La migración ocurrió principalmente por fallas, fracturas interconectadas y capas permeables. Otra condición que favoreció la migración es por flotabilidad de un flujo gaseoso de fase continua a través de las rocas impregnadas de fluidos en el contacto entre la roca generadora con los intervalos almacenadores más permeables y con menores presiones; sin embargo lo más factible es que el mecanismo de transporte predominante haya sido el movimiento vertical cuando se llevó a cabo la migración para las rocas conformadas de brechas calcáreas del límite K-T (Figura 3.11), Ortuño, 2008).

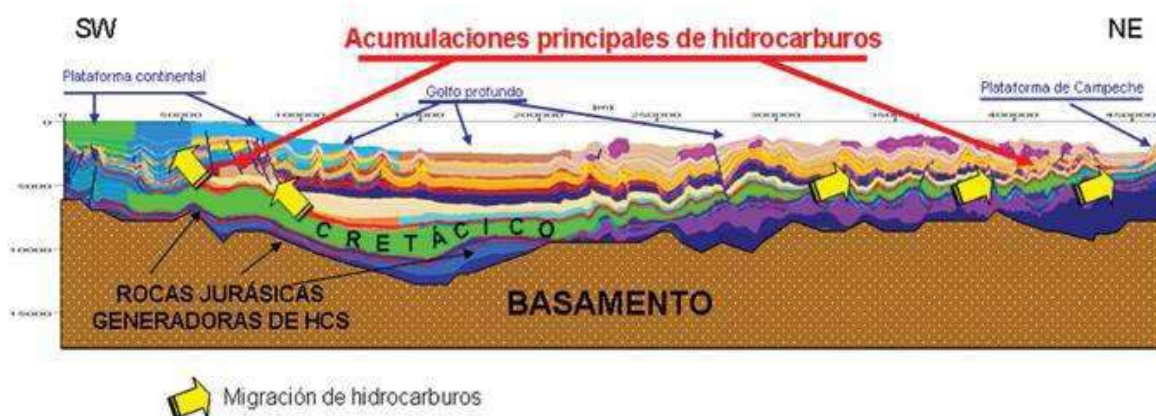


Figura 3.11. Sección esquemática que muestra las zonas de la plataforma continental, la parte profunda del Golfo de México, las rocas generadoras y la migración preferente de los hidrocarburos en la Sonda de Campeche, (Tomado de Ortuño, 2008).

d.6 Sincronía

La sincronía de eventos en la Sonda de Campeche representa una relación adecuada de tiempo y espacio, cuyos factores geológicos coadyuvieron a la formación del sistema petrolero con yacimientos altamente productivos (Hernández, 2008).

Los elementos del sistema petrolero (roca generadora, almacén, sello y trampa), mencionados en este capítulo se ubican en la figura 3.12, donde se muestra la relación temporal de los subsistemas que dieron origen al potencial petrolero de la Sonda de Campeche y particularmente del campo Cantarell.

En la figura 3.12 se ilustra que las rocas del Jurásico Superior funcionan como generadoras y almacenadoras, donde algunas de estas secuencias son terrígenos y carbonatos, originadas en el momento del periodo de la apertura del Golfo de México; por su parte las rocas del Cretácico en contacto con la base del Paleoceno son las mejores rocas almacén, están

constituidas por brechas calizas fracturadas. En el cenozoico se tienen principalmente terrígenos; en el Mioceno una secuencia almacenadora y otra sello; además se tienen excelentes trampas estructurales en anticlinales dislocados por fallas (Hernández, 2008).

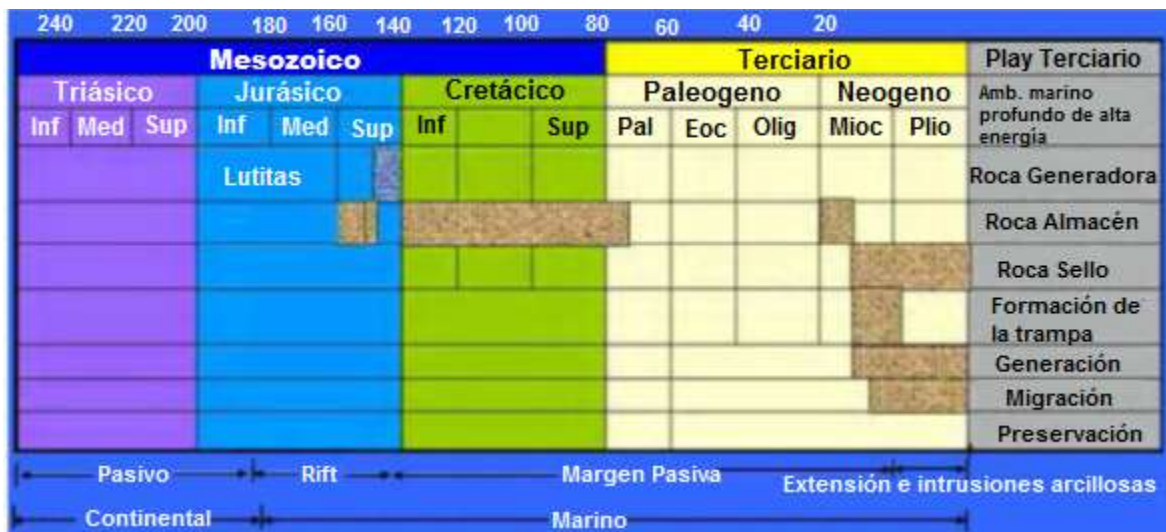


Figura 3.12. Diagrama de eventos mostrando la relación temporal entre los elementos del sistema petrolero, (Hernández, 2008).

E. Características del Yacimiento

e.1 Densidad

Los hidrocarburos producidos por este campo son aceites con densidades de 20° a 24° API, y su explotación se realiza a través de 183 pozos en operación utilizando métodos de recuperación primaria y secundaria (PEMEX, 2011).

e.2 Producción

Las formaciones productoras en Cantarell corresponden al Jurásico Superior (Kimmeridgiano), Cretácico- Terciario, Paleoceno-Cretácico Superior, carbonatos del Paleoceno Superior y el Eoceno Medio (Figura 3.13).

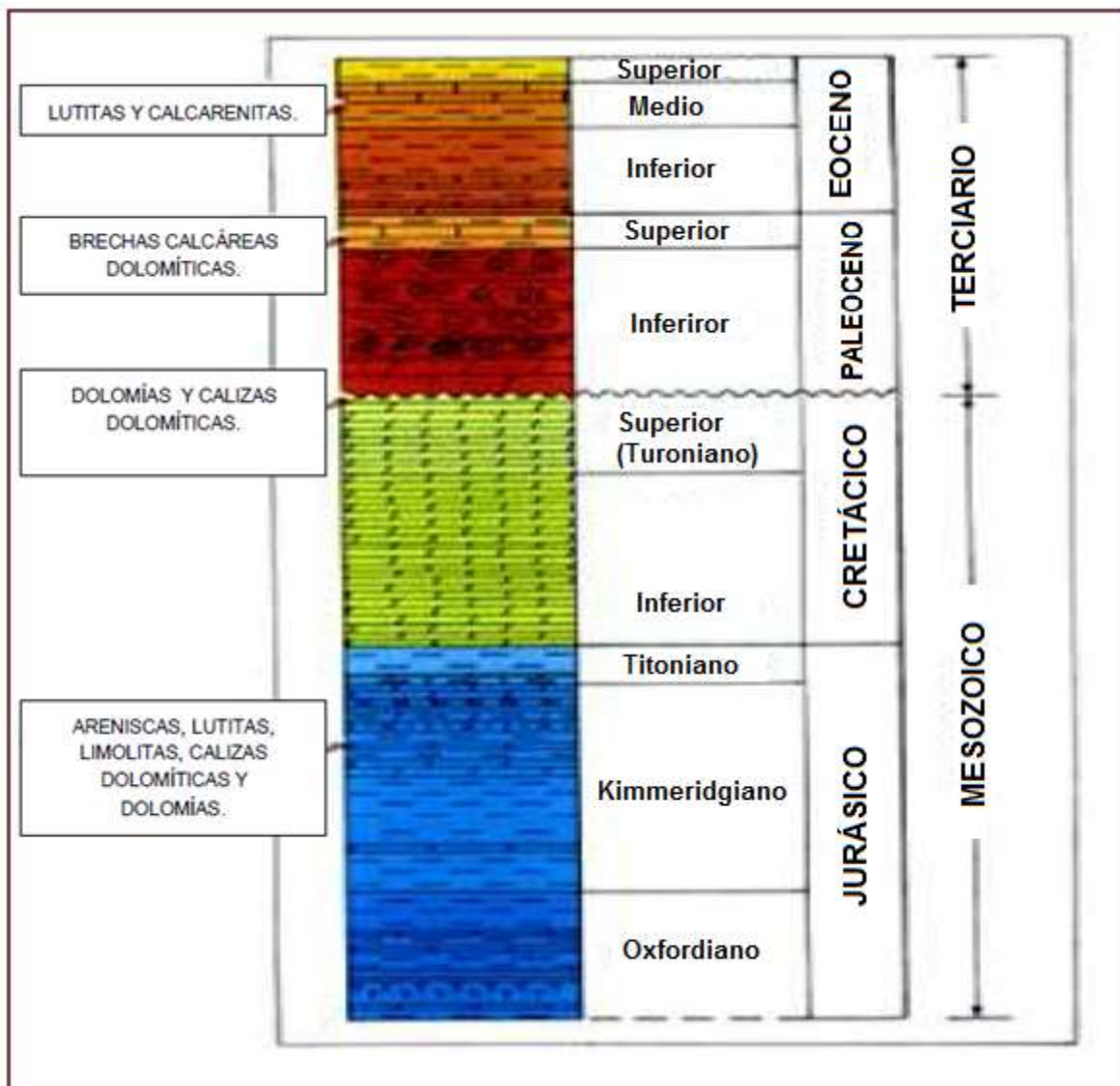


Figura 3.13. Columna Geológica típica del complejo Cantarell (modificada de Evaluación de Formaciones de México, SLB, 1984).

La producción de Cantarell ha disminuido a partir del 2004 como se muestra en la Tabla 3.6, ya que en el año 2011, Cantarell tuvo una producción promedio de 501 mil barriles diarios y para el mes de junio del 2012 la producción diaria bajó a 453.1 mil barriles.

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	Variación 2010/2009 (%)
Total	3 012.0	3 127.0	3 177.1	3 370.9	3 382.9	3 333.3	3 255.6	3 075.7	2 791.6	2 601.5	2 575.9	- 1.0
Región Marina Noreste	1 763.2	1 985.8	2 151.6	2 416.3	2 440.8	2 357.0	2 204.7	2 017.7	1 745.6	1 492.8	1 397.2	- 6.4
Cantarell	1 471.1	1 731.0	1 902.3	2 122.8	2 136.4	2 035.3	1 800.9	1 490.5	1 039.5	684.8	558.0	- 18.5

Tabla 3.6. Histórico de producción de Cantarell en miles de barriles diarios (PEMEX, 2011)

e.3 Profundidad

La profundidad del mar en que se ubica el yacimiento varía de 35 a 40 metros. PEMEX inició en julio del 2012 la explotación del pozo más profundo en la historia de Cantarell: Sihil-24, a 3,400 metros de profundidad, este pozo se localiza en una de las áreas de mayor profundidad del yacimiento.

e.4 Porosidad

Las mediciones de porosidad y de permeabilidad que han realizado en algunos núcleos de pozos de la Sonda de Campeche son las siguientes:

- Campo Akal: porosidades de 12 a 18% y permeabilidad de 0.7 a 4 milidarcies.
- Campo Sihil: las muestras del núcleo 1 tienen una porosidad de 12 a 15% y una permeabilidad de 0.9 a 0.7 milidarcies; en el núcleo 3 la porosidad va de 0.2 a 0.3%.

e.5 Condiciones Iniciales

El yacimiento que se encuentra en las secuencias del Cretácico Superior y Paleoceno Inferior se encuentran en una brecha sedimentaria dolomitizada y naturalmente fracturada, en donde los procesos diagenéticos han incrementado su porosidad y permeabilidad. Está constituida por clastos calcáreos dolomitizados de variada composición, generalmente angulosos y con escaso cementante. La temperatura del yacimiento en el complejo se encuentra entre 100 y 115 °C, y la salinidad del agua de la formación entre las 85 000 y 90 000 ppm (PEMEX, 2008).

Con base a los resultados de los análisis de los núcleos del campo Cantarell (Tabla 3.7), se concluye que en las formaciones productoras presentan alta permeabilidad vertical y horizontal, así mismos, los fluidos que integran dicho campo son considerados homogéneos, es decir, presentan composiciones y propiedades físicas y químicas muy similares. El hidrocarburo del yacimiento Cantarell es una mezcla de líquido y gas, la cual depende de su composición química y de las condiciones de presión y temperatura del campo (CIPM, 2005).

ANÁLISIS PVT DEL ACEITE CRUDO DEL CAMPO CANTARELL	
Campo	Cantarell
Formación productora	B.T.P.K.S.
Tipo de muestreo	De fondo a 2300 mV
Presión a la profundidad de muestreo	90.1 kg/cm ²
Temperatura a la profundidad de muestreo	96 °C
Presión estática al nivel medio del agujero descubierto	92.4 kg/cm ²
Temperatura al nivel medio del agujero descubierto	96 °C
Tipo de análisis	PVT Composicional (Black Oil)
Presión de saturación a T _y	88.0 kg/cm ²
Compresibilidad promedio a T _y	0.000112 1/kg/cm ²
Expansión térmica del aceite original	0.000929 1/°C
Factor de volumen del aceite a P _g	1.2131 m ³ /m ³
Relación gas disuelto aceite a P _g	56.10 m ³ /m ³
Densidad del aceite a P _g	0.8273 g/cm ³
Viscosidad del aceite a P _g	1.014 cp
Factor de volumen del gas en 1er E.S.D.	0.01610 m ³ /m ³
Densidad del gas a C _y en 1er E.S.D.	0.0568 g/cm ³
Factor de desviación "Z" en 1er E.S.D.	0.9064
Densidad relativa del gas en 1 E.S.D.	0.7592
Contenido de CO ₂ en 1er E.S.D.	3.096 %
Contenido de H ₂ S en 1er E.S.D.	1.036%
Etano líquido en 1er E.S.D.	71.556 Bl/106 ft ³
Propano y más pesados en el gas en 1er E.S.D.	75.482 Bl/106 ft ³
Poder calorífico bruto del gas en 1er E.S.D.	1280.88 Btu/ft ³
Densidad del aceite residual	0.9334 g/cm ³
Densidad °API	20.09 °API
Viscosidad del aceite residual a T _y	24.72 cp
Expansión térmica del aceite residual	0.000421 1/°C

Tabla 3.7. Resultados del análisis PVT (tomado de CIPM, 2005)

F. Reservas

Al 1 de enero de 2012, las reservas totales 3P de la Región Marina Noreste fueron de 11,595.3 millones de barriles de aceite crudo y 4,438.6 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, equivalentes al 37.9 y 7.2 por ciento del total nacional, respectivamente. (PEMEX, 2012).

De la evaluación de reservas 2P, éstas alcanzan 8,527.7 millones de barriles de aceite crudo y 3,791.4 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, correspondientes al 45.9 y 10.9 por ciento de las reservas 2P del país, respectivamente. La tabla 3.8 presenta la constitución de las reservas 1P, 2P y 3P de aceite y gas natural, a nivel activo.

Reserva Activo	Aceite			Gas natural	
	Pesado mmb	Ligero mmb	Superligero mmb	Asociado mmmpc	No asociado mmmpc
1P	5,472.7	55.3	0.0	2,834.5	14.2
Cantarell	1,969.6	55.3	0.0	1,286.8	14.2
2P	8,428.8	99.0	0.0	3,775.6	15.8
Cantarell	3,343.5	99.0	0.0	1,774.2	15.8
3P	11,496.3	99.0	0.0	4,380.9	57.8
Cantarell	4,745.9	99.0	0.0	2,024.0	57.8

Tabla 3.8. Composición de las reservas por activo de la Región Marina Noreste, (PEMEX, 2012).

3.3 Campo Ku-Maloob-Zap

A. Localización

El campo Ku-Maloob-Zap se localiza en la Región Marina Noreste, en el activo del mismo nombre en el Golfo de México, a 105 km al noreste de Ciudad del Carmen, Campeche (Figura 3.14), (PEMEX, 2007).

Ku Maloob Zap tiene un área aproximada de 149.5 km^2 , aunque el activo se conforma por los campos Ku, Maloob, Zap, Bacab y Lum, los cuales se sitúan geológicamente en la región del bloque Akal, y comprende 8 yacimientos. En Ku y Zap se tienen los carbonatos dolomitizados y fracturados del Jurásico Superior (Kimmeridgiano), la brecha de carbonatos del Paleoceno Inferior y Cretácico Superior, y las calcarenitas del Eoceno Medio. En Maloob se tienen hidrocarburos en el Jurásico Superior (Kimmeridgiano) y en la brecha de carbonatos del Cretácico Superior y Paleoceno Inferior.



Figura 3.14. Localización del complejo Ku-Maloob-Zap en el Golfo de México, ubicado a 105 km al noreste de Ciudad del Carmen, Campeche (PEMEX, 2010).

B. Antecedentes

En los años setenta se tenía información geológica de los pozos perforados en el área de Chiapas-Tabasco, posteriormente se realizaron trabajos de exploración en la parte noreste de la Sonda de Campeche, con lo que se propuso una localización llamada Chac-1. Se inició su perforación en 1974, terminado como productor en 1975, en rocas del Paleoceno Inferior y Cretácico Superior. Posteriormente se realizaron perforaciones confirmando que se podían alcanzar profundidades mayores, como el Jurásico Superior (Kimmeridgiano).

Posteriormente, mediante la perforación de pozos en el área de Ku, Maloob y Zaap se evidenció el potencial de las calcarenitas del Eoceno Medio. Con estas perforaciones de exploración y desarrollo se determinó como objetivos: la brecha del Paleoceno Inferior y Cretácico Superior, así como las calcarenitas del Eoceno Medio (PEMEX, 2007).

En 1979, los pozos Maloob 1 y Ha-1A localizados en la brecha del Paleoceno y Cretácico Superior resultaron productores, pero se quedaron sin explotación por falta de infraestructura, fue hasta el desarrollo del campo Ku en 1981, que se empezó a explotar con una producción diaria de 22 000 barriles de aceite (PEMEX, 2007).

En 1983 se confirma el potencial petrolero con el pozo Ku-407, intersectando rocas del Jurásico Superior (Kimmeridgiano), produciendo diariamente 5 642 barriles de aceite y 75 334 pies cúbicos de gas. En 1986 se tuvo éxito con el pozo Ku-10 en el intervalo de las calcarenitas del Eoceno Medio. En este mismo intervalo, en 1983 en el pozo Ku-46 se realizó una prueba de producción, no concluyente, obteniendo un aceite de 16 grados API. En la Sonda de Campeche se identificaron más de 30 estructuras apoyados de la perforación de pozos y de la sísmica bidimensional y tridimensional, se mejoraron los modelos sedimentarios, estructurales y geoquímicos lo que ayudó en gran medida al desarrollo de los campos Ku, Maloob y Zaap (Salas, 2003).

C. Características Litológicas

Las rocas que conforman la columna estratigráfica de la zona donde se ubican los yacimientos de KMZ, fueron depositadas en una un ambiente sedimentario marino dentro del ancestral Golfo de México, 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; además los procesos que controlaron la sedimentación. Entender esos factores es muy importante ya que se puede lograr una buena correlación estratigráfica, que sea confiable y que de lugar a una mejor comprensión de la geometría de las unidades de depósito. Para el caso de la brecha calcárea, principal secuencia almacenadora de hidrocarburos, se tienen evidencias de un modelo de depósito cuya arquitectura estratigráfica es producida por procesos normales en el talud de una plataforma calcárea (brecha de talud) y por un acontecimiento instantáneo y catastrófico que originó brecha de impacto (impacto del meteorito en Chicxulub Yucatán) (Grajales, 2000).

En el límite entre el Cretácico y el Paleógeno ocurrió un cambio importante en el patrón de sedimentación de la Sonda de Campeche y KMZ (formación de la brecha), asociado al impacto de un cuerpo extraterrestre (Grajales, 2000), denominado meteorito del Chicxulub, estos depósitos denominados como “Brecha K-T” son inusuales, porque tienen una extensión de miles de kilómetros cuadrados y gruesos espesores que alcanzan hasta los 700 m en algunas localidades. En gran parte del paquete sedimentario de la brecha carece de matriz, por lo que su permeabilidad es asombrosamente alta, con lo cual se tienen campos de alta productividad para la brecha K-T como es el caso de KMZ.

Para la descripción de las unidades litoestratigráficas del Cretácico en los campos de KMZ se han reconocido únicamente dos ciclos sedimentarios: Cretácico Inferior y Superior. En el Cretácico Superior se tiene una secuencia compuesta de brechas derivadas de calizas dolomitizadas, con cementante arcilloso y calcáreo. Hacia la cima de la unidad del Cretácico Inferior (CRT-1) también se presentan zonas de brechas de grano medio a fino (Cárdenas, 2008).

Numerosos autores, entre los que destacan Díaz y Landeros (1979), Hernández-García (1991), Meneses (1980), así como trabajos de Ángeles-Aquino (2001) han clasificado a las secuencias sedimentarias por lo que han definido la estratigrafía que se encuentra en el subsuelo de la región de la Sonda de Campeche. En las dos últimas columnas se indican los yacimientos de KMZ y los principales eventos tectónicos que afectaron el área de la Sonda de Campeche (Figura 3.15).

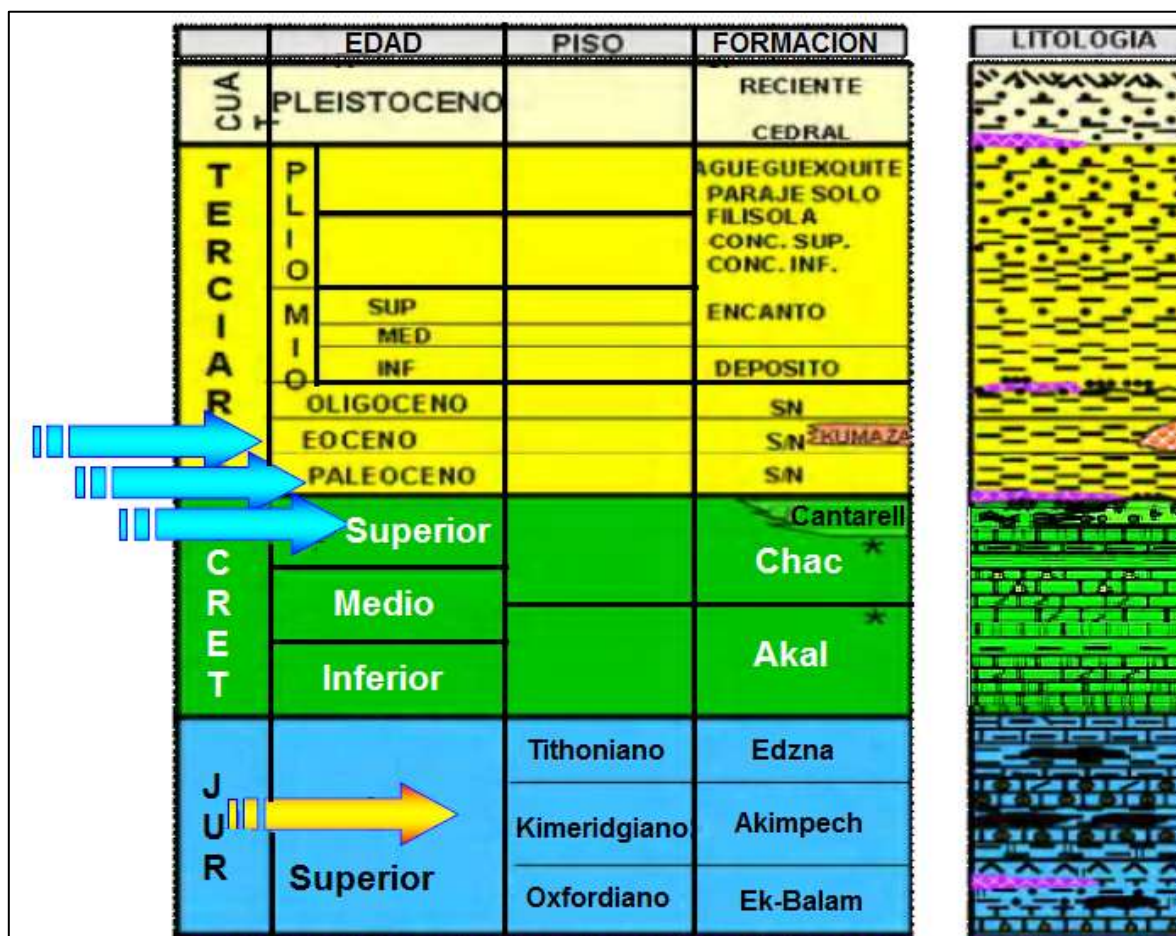


Figura 3.15. Las formaciones que aportan en los tres Campos del Complejo KMZ son Jurásico Superior (Kimmeridgiano), Cretácico Inferior-Medio-Superior (Brecha) y Eoceno Medio (Tomado de Ángeles 1996).

Unidades de brecha del Cretácico Superior

En los estudios desarrollados por Cantu y Landeros, (2001), proponen dar subdivisiones mayores que corresponden a dos unidades para la brecha en la Sonda de Campeche, sin embargo, con los recursos de información disponible en el área de KMZ resulta impráctico, ya que es complicada la correlación con los registros geofísicos y la delimitación de subdivisiones para definir el número real de unidades. Para realizar una subdivisión se requiere un estudio a detalle, incluyendo un muestreo continuo y la toma de registros de imágenes de buena calidad a lo largo de la brecha, elementos que no se tienen en la actualidad. Las unidades en las que se ha dividido a la Brecha corresponden a la microbrecha y al material de eyección en la parte superior denominada unidad Brecha-2, y la Brecha-1 (Figura 3.16).

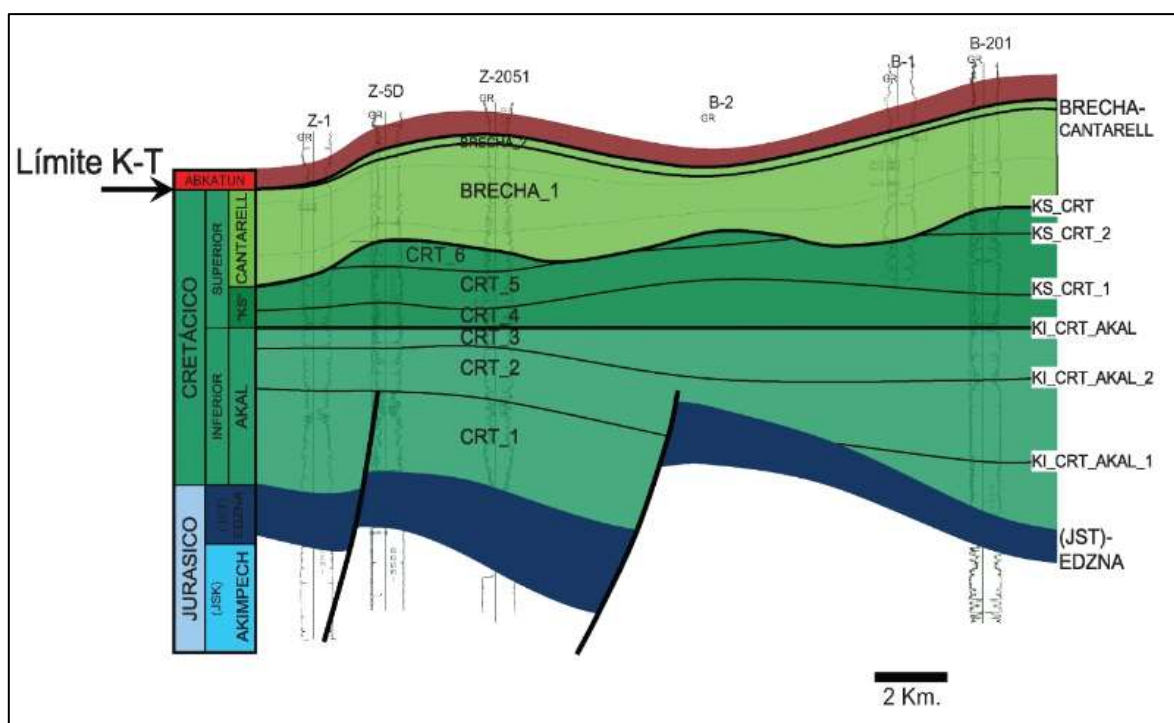


Figura 3.16. Sección esquemática de los campos Zaap y Bacab que muestran las unidades descritas para el Cretácico, el nivel de referencia es el contacto Cretácico Inferior-Cretácico Superior (PEMEX, 2006).

Unidad Brecha-1: Su contacto inferior es discordante, con una secuencia de calizas, manifestándose en las curvas de registros eléctricos y de rayos gamma como un cambio abrupto; su contacto superior es transicional con la unidad Brecha-2. Contiene fragmentos de caliza dolomitizada de diferentes tamaños (desde milímetros hasta varios metros), la composición original de los fragmentos es variable ya que tiene mudstone, wackestone, packstone y grainstone; el tamaño predominante de los fragmentos de roca oscila entre milímetros hasta decenas de centímetros, es decir, de guijarro a grava y tamaños mayores. La selección de grano se puede clasificar como pobre, de tres a cinco tamaños o más, presentes en su totalidad en las muestras existentes de núcleos; las formas de los

fragmentos varían de sub-angular a sub-redondeado. Por otra parte, los fragmentos individuales pueden estar aislados en la matriz. Las fracturas atraviesan tanto los fragmentos como la matriz adyacente, además de que se tiene la presencia de vóculos y fracturas; ambos son comunes en la mayor parte de los núcleos cortados en la brecha.

Unidad Brecha-2: Romero y García, (2001), la describen como una micro brecha con abundantes fragmentos de cristal y polvo radiactivo, provenientes del impacto del meteorito Chicxulub, cuyos efectos generaron una arquitectura estratigráfica muy singular en el área. Su contacto inferior es en forma transicional con la unidad Brecha-1 y su contacto superior con las rocas del Paleoceno Inferior (Formación Abkatún), es en forma abrupta con un cambio en la litología de la secuencia estratigráfica. La cima de esta unidad está bien establecida en toda la región, la razón se debe a que le sobrepone la presencia de lutitas y mudstone correspondiente a la parte más baja de un evento de inundación marina regional, no así las secuencias intermedias que han sido identificadas en zonas aledañas por Cantú (2001) y que en la región de KMZ no se han reconocido en forma continua, ni siquiera entre pozos del mismo campo.

D. Sistema Petrolero

d.1 Roca Generadora

El complejo Ku Maloob Zaap tiene como rocas generadora de hidrocarburos las lutitas bituminosas y las calizas arcillosas con abundante material orgánico del Tithoniano. Su espesor varía de los 80 a 200 metros y es la principal fuente de suministro de hidrocarburos no solo de Ku Maloob Zaap, sino de la mayoría de los campos de la Región Marina (Cantú, 2001).

Dadas las características favorables de otras unidades estratigráficas, se plantea que otras secuencias también tienen un potencial alto de ser rocas generadoras, estos corresponden con los intervalos estratigráficos: Oxfordiano y Kimmeridgiano, Cretácico y Cenozoico.

En el Tithoniano, la velocidad de subsidencia de los sedimentos se hizo aún más lenta; predominó la sedimentación de carbonatos y lutitas de estratificación delgada. Hacia el sureste de México el Bloque de Yucatán y el Macizo de Chiapas continuaron aportando sedimentos a las zonas litorales; al mismo tiempo, en las plataformas someras aumentaban los volúmenes de carbonatos y también ocurrían algunos depósitos de sal. La estabilidad tectónica y climática de este periodo acrecentó la población de organismos los que al morir contribuyeron con grandes cantidades de materia orgánica a las secuencias sedimentarias de calizas y lutitas carbonatadas, que en la actualidad conforman las principales rocas generadoras de Ku-Maloob-Zaap y prácticamente de toda la Región Marina. En las plataformas carbonatadas, predominó el depósito de calizas arcillosas con abundantes concentraciones fosforíticas ricas en fósiles (Cárdenas, 2008).

d.2 Roca Sello

La roca del Paleoceno es la roca sello que cubre a la brecha del Cretácico Superior, la cual se componen principalmente por terrígenos finos con bentonita, los cuales se encuentran distribuidos en la parte occidental de la Sonda de Campeche, mientras que en la parte central, correspondiente a la región de KMZ se presentan sedimentos terrígenos con intercalaciones de mudstone en una matriz calcáreo-bentonítica. Los ambientes de depósito del Paleoceno corresponden principalmente a cuenca, cuyos sedimentos se encuentran distribuidos en la porción centro y oeste del área; representada por litofacies de lutitas parcialmente calcáreas con alto contenido de bentonita. El segundo ambiente identificado corresponde a talud, distribuido en la porción oriental del área de estudio y representado por la asociación de facies de lutitas con intercalaciones de mudstone-wackestone y wackestone-packstone de intraclastos, estos últimos en forma de flujos provenientes de la plataforma. Por sus características petrofísicas y por su espesor, las rocas sello del paleoceno de Ku-Maloob-Zaap, son secuencias de buena calidad y corresponden a lutitas calcáreas principalmente en la Región Marina que cubren al Play Brecha Cretácico Superior (BKS).

d.3 Roca Almacén

En la Región Marina, se tienen cinco secuencias potencialmente almacenadoras de hidrocarburos que se extienden por toda el área, sin embargo es en las rocas de la brecha de edad Cretácico Tardío-Cenozoico Temprano, de donde se obtiene la mayor producción de hidrocarburos actualmente en Ku-Maloob-Zaap, Cantarell y en prácticamente toda la Sonda de Campeche. Para los 3 campos de la brecha del Paleoceno Inferior y Cretácico Superior, su roca almacén corresponde con una brecha de fragmentos de calizas, que por procesos diagenéticos ha sido transformada a una dolomía (Cárdenas, 2008).

Brecha calcárea del Cretácico Superior-Paleoceno (K-T)

Entre los límites del Cretácico Superior-Paleoceno Inferior se tienen las brechas calcáreas (Brecha K-T), localizadas en la porción nororiental de la Sonda de Campeche; se considera a estas rocas como las productoras por excelencia en la Sonda de Campeche, por lo que también son las principales rocas almacenadoras de los yacimientos de KMZ, aunque su distribución está restringida a una porción del área en estudio; presentan grandes espesores en un rango de 20 a 300 m, con excelentes porosidades (hasta del 12%) y gran capacidad para almacenar hidrocarburos (Cárdenas, 2008).

La brecha calcárea está constituida por flujos de detritos carbonatados provenientes de distintas partes de la plataforma; los constituyentes clásticos y bioclastos de la Brecha son muy variables, tanto en composición como en tamaño, teniéndose fragmentos de mudstones, wackestones, packstones, grainstones (“rudstone” de corales) y de dolomías de grano muy fino hasta grano grueso (cripto, micro, meso y escasas macro dolomías), todos presentan color crema claro al fresco, pero debido a la impregnación de hidrocarburos y por

la dolomitización adquieren una coloración en distintos tonos, que van desde el ocre hasta el negro (Cárdenas, 2008).

Los tipos de dolomitización reportados en el área de estudio son los siguientes: dolomita de la capa de expulsión (eyecta); dolomita de reemplazamiento de la Brecha Superior; fragmentos de microdolomía, de dolomita cristalina mediana y gruesa de la brecha; dolomía de reemplazamiento de la brecha inferior y cemento de dolomita tipo barroco en la Brecha Inferior. En general, los fragmentos que constituyen la brecha, se muestran con una selección de pobre a muy mala, en su mayoría son sub-angulosos a sub-redondeados, sin embargo, no es extraño encontrar formas bien redondeadas hasta muy angulares. La brecha presenta delgadas intercalaciones de bentonita en tonos verdosos y arcillas con un contenido calcáreo variable, intercaladas indistintamente en la secuencias. Los fragmentos calcáreos que constituyen la brecha fueron originados en su mayoría en aguas marinas someras (de plataforma somera) en los que se pueden ver rasgos sinsedimentarios como texturas, fósiles, etc., y que han sido encubiertos por procesos dolomitizantes, por lo que ahora, la mayor parte de los fragmentos son de dolomías cristalinas (con características de micro, meso y escasas macrodolomías), encontrándose en ellas un abundante contenido de fósiles (Cárdenas, 2008).

La figura 3.17 corresponde con un mapa que indica el espesor y la presencia de la roca almacén del Cretácico Superior-Paleoceno, en el cual se puede observar en color rojo, donde la roca almacén es de un espesor menor a 20 m, y por lo tanto en esas zonas es baja la probabilidad de encontrar una buena roca almacén; en la parte norte y sur queda abierta la posibilidad, indicando que se requiere de más estudios de sísmica. El color amarillo indica que existe una probabilidad regular de encontrar roca almacén con espesores de 20 a 70 m; el color verde nos muestra donde se encuentra la mejor roca almacén, en cuanto a su espesor se refiere, esto quiere decir que los espesores son mayores a 70 m, observándose principalmente en los campos del área central, al norte y al sur, donde se tienen la mayoría de los pozos productores. En los campos de KMZ se tienen registrados espesores superiores a los 250 m en los yacimientos productores (Salas, 2003).

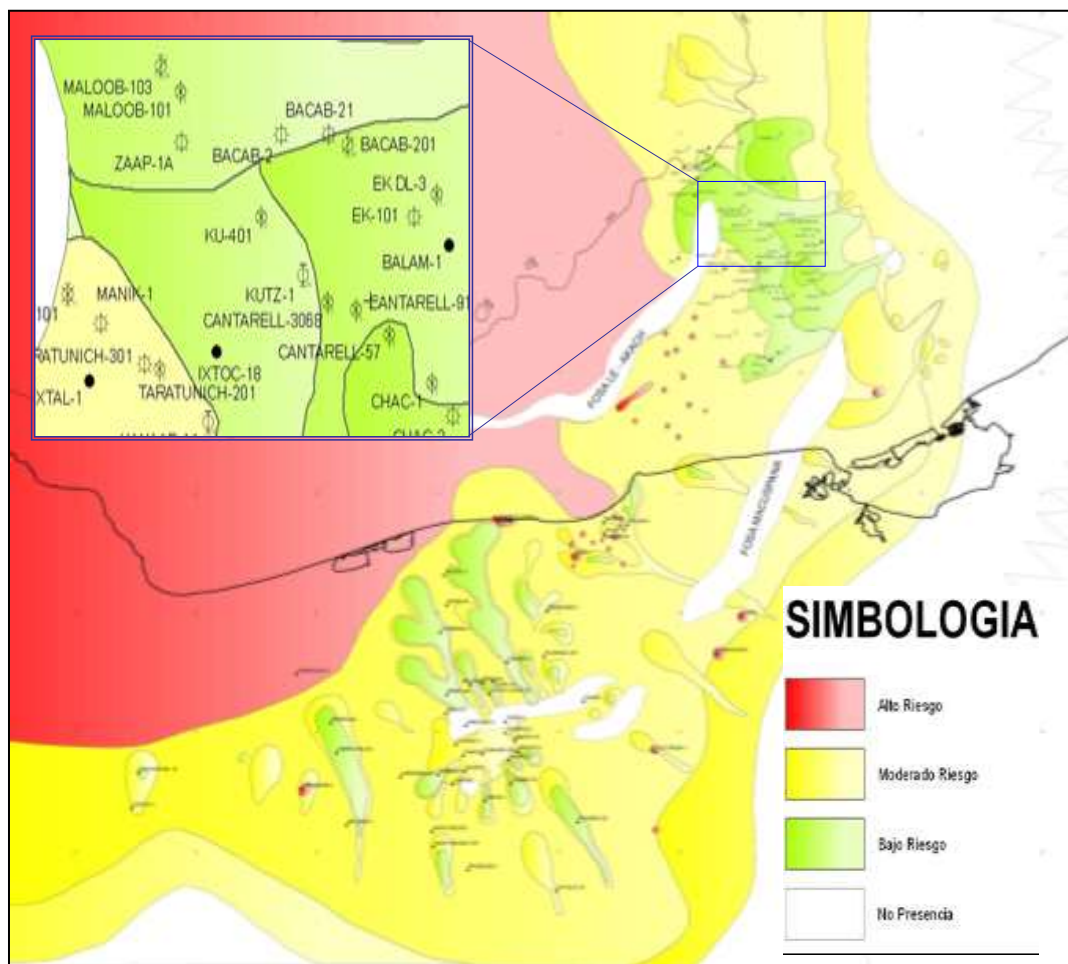


Figura 3.17. Mapa que indica presencia de la roca almacenadora correspondiente a la Brecha Calcárea en la Sonda de Campeche, (PEMEX, 2006).

El ambiente de depósito de las facies de la Brecha del límite K-T en la Sonda de Campeche, es de plataforma externa a pie del talud; representa un depósito de talud acumulado a lo largo del margen occidental de la plataforma de Yucatán. Las microfases identificadas en la brecha carbonatada son típicas de tres ambientes deposicionales: plataforma interna (laguna y planos de marea), margen de la plataforma y ambientes de aguas profundas (Cárdenas, 2008).

Con la información de sedimentología es posible definir un modelo representativo de cómo se desarrollaron los diferentes tipos de flujos desde la Plataforma de Yucatán hacia la cuenca, pudiéndose diferenciar las siguientes partes: Talud Proximal, cercanamente del borde de plataforma, en esta área se tienen clastos de mayor tamaño y pobre clasificación; Talud Medio y Talud Distal, donde se puede observar el límite de la Brecha hacia la parte occidental, siendo la parte más lejana de la fuente, con clastos más finos como se ve en la figura 3.18

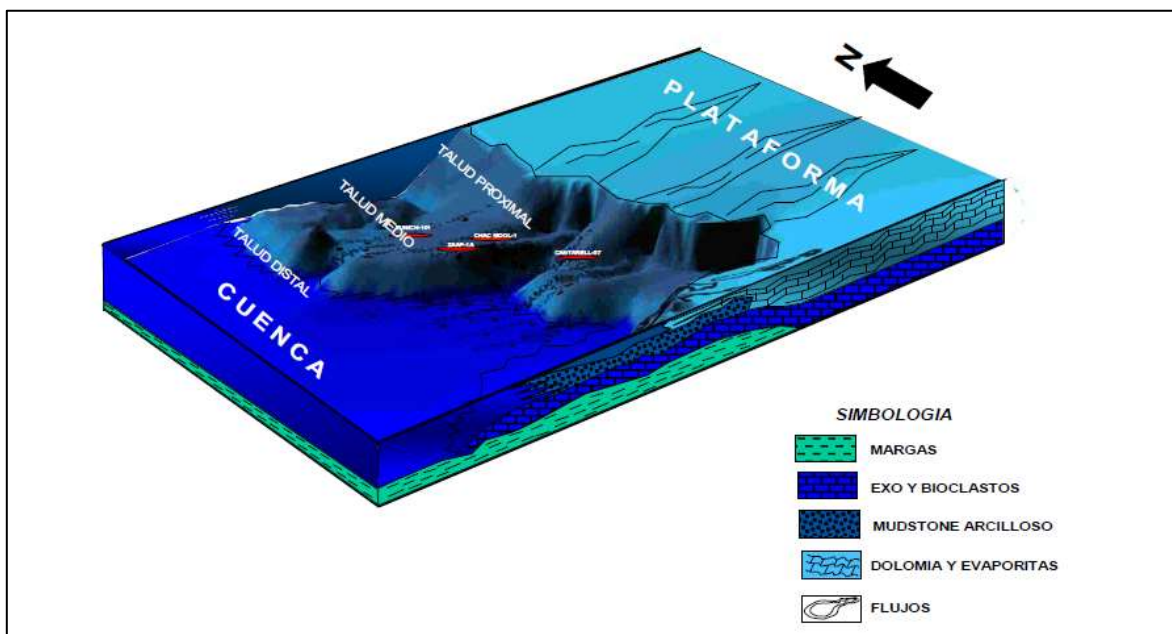


Figura 3.18. Modelo sedimentario representativo de las etapas de flujos de escombros en la Brecha K-T (Tomada de PEMEX, 2006).

d.4 Trampa

En la Sonda de Campeche, todos los yacimientos del Mesozoico, se encuentran en trampas mixtas, aunque por su origen, inicialmente fueron trampas estratigráficas, tanto las del Kimmeridgiano, las del Oxfordiano, así como las brechas productoras del Cretácico Superior y del Paleoceno, sin embargo, los procesos tectónicos posteriores a su depósito fueron modificados por deformación, transformando estos reservorios en anticlinales desplazados por fallas, producto de la acción de un sistema combinado de esfuerzos, que modificaron las condiciones originales y contribuyeron a formar las trampas de la Sonda de Campeche (Figueroa, 2006).

En los tres campos de KMZ, que corresponden a yacimientos del Kimeridgiano, las trampas existentes presentan mayor tendencia a ser de tipo estructural, se asocian a fallamientos por corrimiento lateral en la porción sur y fallamientos inversos en la porción norte. Las trampas para la brecha K-T, también presentan esta tendencia en la clasificación y de igual forma fueron afectadas por fallas de desplazamiento lateral.

El campo Ku se trata de una estructura de tipo anticlinal con cierre estructural hacia el sur y cierre contra falla inversa en el norte. El desplazamiento que se observa en el basamento del campo Ku corresponde con un sistema de fallas normales, posteriormente se formaron fallas inversa de gran ángulo durante y después que ocurrió el depósito de la brecha. Una trampa de tipo estructural afectado por fallas de corrimiento lateral es la que se identifica en la brecha del Paleoceno Inferior y Cretácico Superior (Cárdenas, 2008).

Geología Estructural

En la región donde se localiza Ku-Maloob-Zaap y en general en la Sonda de Campeche, podemos reconocer tres estilos estructurales principales: Uno consecuencia de esfuerzos que originaron el ancestral Golfo de México, causando deformación con extensión, que se llevó a cabo durante el Triásico-Jurásico Medio que generó fallas normales con sensible dirección norte sur en toda la región (Figuroa G., 2006).

Otro ocasionado por esfuerzos de compresión llevados a cabo durante el Cretácico Tardío-Terciario Temprano que provocó el basculamiento de bloques, fallamiento inverso y plegamiento.

Ángeles (1982), clasificó dicha topografía de la Sonda de Campeche en seis Provincias Morfoestructurales (Figura 3.19), dentro de una de las cuales está ubicada el área de KMZ.

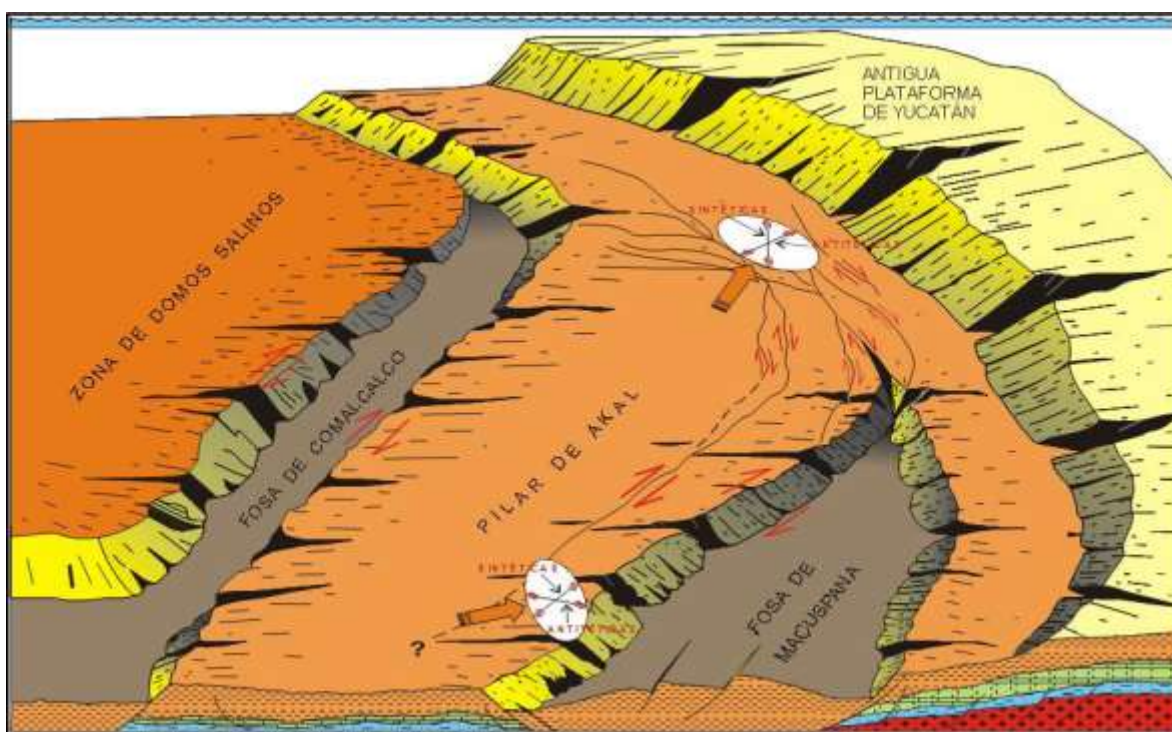


Figura 3.19. Esquema de la morfología estructural de la Sonda de Campeche (Tomado de Ángeles-Aquino, 1982).

d.5 Sincronía y Migración

En los yacimientos de KMZ las estructuras almacenadoras de hidrocarburos que se ubican en las rocas almacenadoras, se encuentran infrayacentes o suprayacentes a los focos de generación y expulsión. El estilo del drenaje que favoreció a la migración es controlado por los eventos tectónicos que afectaron esta región, es decir, las rutas de migración por las cuales viajaron los hidrocarburos para acumularse en las rocas almacén fueron

principalmente fallas, fracturas interconectadas y capas permeables. También existe la posibilidad que parte de la migración ocurrió por flotabilidad de un flujo gaseoso de fase continua a través de poros y fracturas impregnadas de fluidos (“rocas húmedas”). No obstante, es más probable que ambos mecanismos contribuyeran al transporte, siendo predominantemente vertical el movimiento para cuando se da la migración hacia rocas del Cretácico (Cárdenas, 2008).

La figura 3.20 corresponde a una sección sísmica donde se esquematiza la migración de hidrocarburos de la roca generadora a la roca almacén, en la parte más profunda (JST) se formaron los hidrocarburos, los cuales migraron por diferencia de presión fuera de la roca generadora y posteriormente por flotación; el movimiento del aceite y gas fue vertical ascendente o lateralmente a lo largo de fracturas, fallas e intrusiones salinas, hasta llegar a la roca almacén.

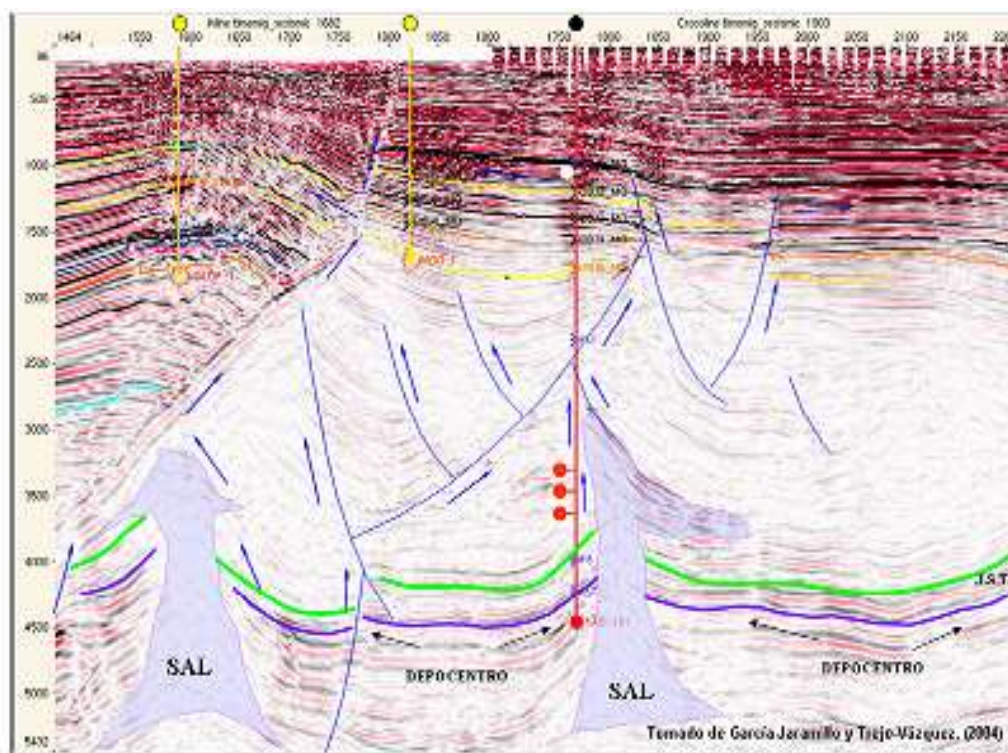


Figura 3.20. Sección sísmica de un campo de la región Marina de KMZ en donde se esquematiza la migración de los hidrocarburos (Tomada de Cárdenas, 2008).

La sincronía representa la concatenación en tiempo y espacio para que se forme un yacimiento susceptible de explotarse con rendimiento económico, estas relaciones si existen en KMZ, por lo que se puede afirmar que si hay sincronía.

En el complejo Ku-Maloob-Zaap, están presentes y caracterizados todos los elementos del sistema petrolero (roca generadora, almacén, sello y trampa), adicionalmente se tienen bien definidas las edades y condiciones ambientales en las que se formaron las rocas

generadoras del Cretácico, la ubicación temporal de las rocas almacén, que como se ha descrito, corresponden a las secuencia de Brecha Calcárea del Cretácico Superior (Cárdenas, 2008).

E. Características del Yacimiento

e.1 Densidad

El complejo KMZ se caracteriza por un grupo de yacimientos productores principalmente de crudos pesados, con densidades que oscilan entre 13 y 22° API, por lo que se pueden catalogar como aceites tipo Maya de acuerdo a la clasificación que PEMEX utiliza para sus crudos de exportación. Se tienen reconocidos 13 campos en el complejo, de los cuales 5 son productores, Ku, Maloob, Zaap, Bacad, Lum y 8 aún no entran en operación debido al desarrollo insipiente del área; estos son Baksha, Numán, Pohp, Ayatsil, Kayab, Nab, Tson y Zazil-Ham (PEMEX, 2011).

e.2 Producción

El complejo Ku-Maloob-Zaap (KMZ), en la Sonda de Campeche, mantuvo su plataforma de producción de 850 mil barriles por día (año 2012), con lo que se consolida como el principal proveedor de petróleo crudo de nuestro país. La figura 3.21 muestra la producción de KMZ de los últimos 12 años (CNH, 2012).

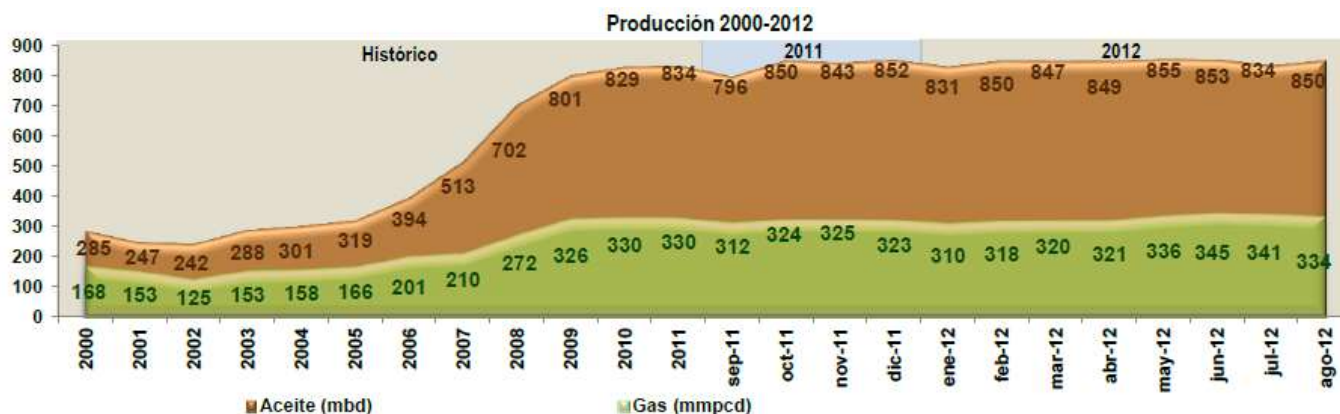


Figura 3.21. En 2009 la producción promedio de Ku Maloob Zaap superó a la de Cantarell alcanzando una producción de 801 mil barriles de petróleo (Tomado de CNH, 2012).

e.3 Porosidad

En la figura 3.22 se muestra un mapa de isoporosidades efectivas del Play Brecha de la Sonda de Campeche, representa un promedio de la porosidad total del espesor de la brecha en cada pozo perforado; la información anterior fue también calculada por los registros de porosidad (NPHI). Estos valores fueron representados en un plano base de ambientes de depósito para conocer la distribución de las porosidades (Cárdenas, 2008).

En el mapa de la figura 3.22 se puede observar que las porosidades mostradas en las zonas en color verde son altas (mayor de 9%), por lo tanto, la probabilidad de encontrar roca almacén efectiva es alta; en color amarillo se muestra las porosidades que van de 4 a 9 % indicándonos que esta roca almacén tiene una probabilidad regular de ser efectiva y por último, el color rojo nos indica en que zonas se tienen altas probabilidades de no ser efectivas las rocas almacén. El área de KMZ de acuerdo al mapa, presenta porosidades superiores al 9% valores muy buenos; aunque las porosidades registradas en los campos de KMZ son en la mayoría de los casos del 8 % en los yacimientos productores de la Brecha K-T (PEMEX, 2007).

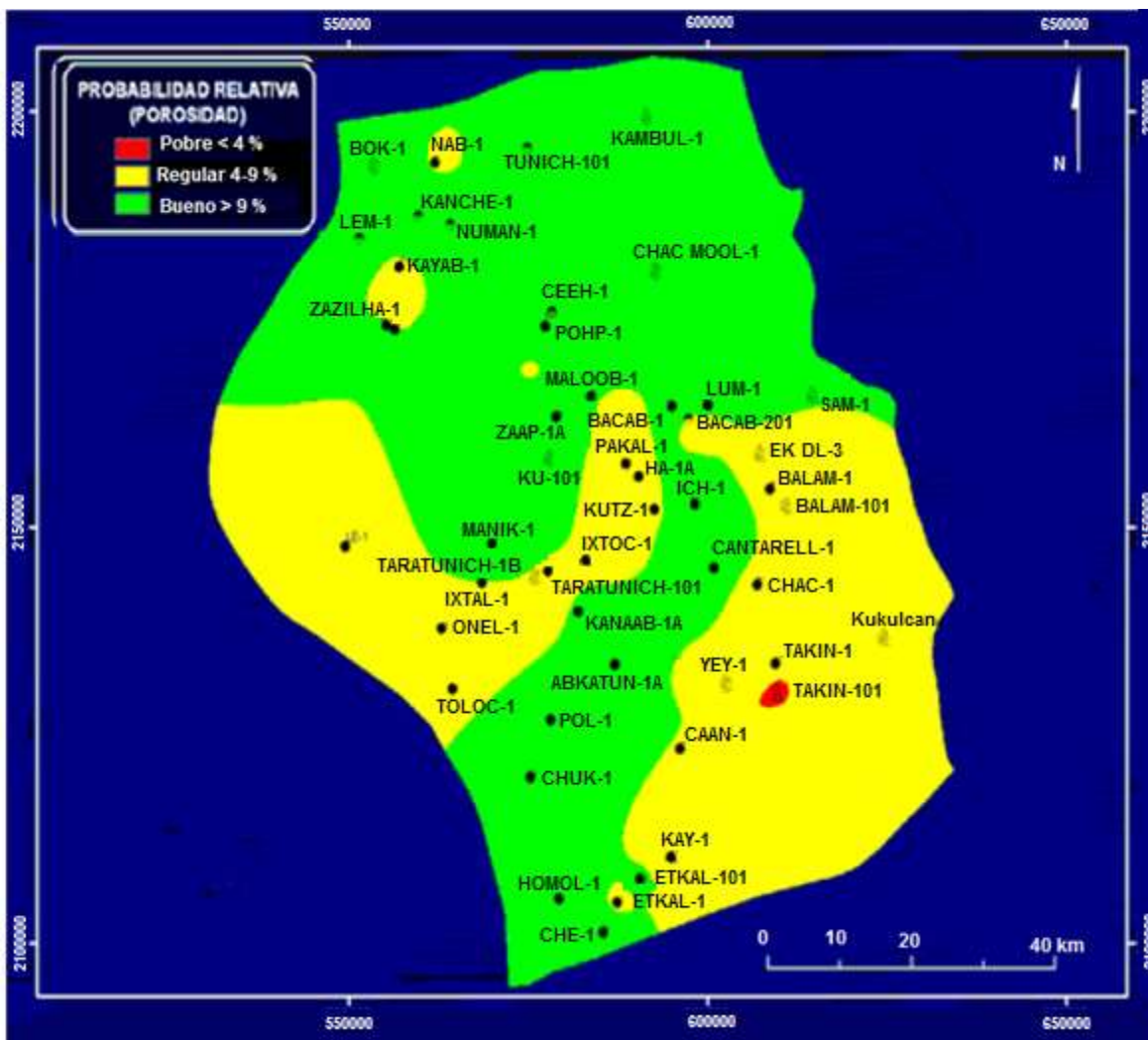


Figura 3.22. Mapa de isoporosidades del Play Brecha K-T en la sonda de Campeche (PEMEX, 2007).

e.4 Condiciones Iniciales

En la Tabla 3.9 se indican las principales características de los yacimientos de los campos Ku, Maloob, Zaap y Bacab; cabe mencionar que en el horizonte productor, brecha K-T, se encuentran los yacimientos mas potentes del área y en una etapa de saturación, por lo que en la cima de su estructura se tiene un casquete de gas asociado (Cinco, 2006)

Características

Campo	Unidad	KU	KU	KU	MALOOB	ZAAP	ZAAP	ZAAP***	BACAB
Tipo de yacimiento		ACEITE NEGRO	ACEITE NEGRO	ACEITE NEGRO	ACEITE NEGRO	ACEITE NEGRO	ACEITE NEGRO	ACEITE NEGRO	ACEITE NEGRO
*API		22	16	27.25	12.7	12.7	17.24	25.2	16
Presión estática inicial	[kg/cm ²]	229	248	295	294	229	275	500	329.9
Presión de saturación	[kg/cm ²]	187	191	147	156	154	216	295	90
Presión estática actual	[kg/cm ²]	135	117	250	145	149	236	299	305
Formación productora		SP	COM	JPK	SP	SP	COM	JPK	SP
Área del yacimiento	[m ²]	40.89	1.3	6.9	27.96	25.61	7.93	7.65	15.89
Espesor neto	[m]	299.82	27.2	52.25	267.86	299.82	29.6	158.9	53
Porosidad	[%]	7.1	21.1	5	6	6.7	22.3	9.7	7.78
Permeabilidad	[mD]	2000-5000	40-405	130	2000-7000	2000-6000	200-350	500-1000	7500
Temperatura	[°C]	119	111	126	113	113	102	130	117

Tabla 3.9. Principales características petrofísicas y de los fluidos de los campos de KMZ (Cinco, 2006)

F. Reservas

El comportamiento que han tenido las reservas remanentes de aceite crudo y gas natural durante los años 2010, 2011 y 2012 se muestra en la tabla 3.10 donde se pueden observar las reservas 1P, 2P y 3P de la Región Marina Noreste y la participación de KMZ en las reservas totales de esta región, así como el tipo de fluido (PEMEX, 2012).

Reserva Activo	Aceite			Gas natural	
	Pesado mmb	Ligero mmb	Superligero mmb	Asociado mmmpc	No asociado mmmpc
1P	5,472.7	55.3	0.0	2,834.5	14.2
Ku-Maloob-Zaap	3,503.1	0.0	0.0	1,547.7	0.0
2P	8,428.8	99.0	0.0	3,775.6	15.8
Ku-Maloob-Zaap	5,085.3	0.0	0.0	2,001.5	0.0
3P	11,496.3	99.0	0.0	4,380.9	57.8
Ku-Maloob-Zaap	6,750.4	0.0	0.0	2,356.9	0.0

Tabla 3.10. Reservas 1P, 2P y 3P de la Región Marina Noreste, (PEMEX, 2012)

Al 1 de enero de 2012, la reserva probada de aceite en la Región Marina Noreste fué de 5,528.0 millones de barriles, la mayor parte de este volumen se concentra en el Activo Ku-Maloob-Zaap con 3,503.1 millones de barriles, equivalentes a 63.4 por ciento regional. La reserva probada de aceite al 1 de enero de 2012, registra un incremento de 335.9 millones de barriles con respecto al año anterior. Este se origina principalmente por la reclasificación de reservas probables a probadas ocasionada por la perforación de pozos de desarrollo en los campos Maloob y Zaap, por la actualización del modelo geológico-petrofísico del campo Pit y el mejor comportamiento presión-producción en Ku.

CAPÍTULO 4. TECNOLOGÍAS Y MÉTODOS DE EXPLOTACIÓN PARA YACIMIENTOS EN BRECHAS CALCÁREAS

Cuando nos referimos a las tecnologías para la explotación de hidrocarburos en carbonatos, hacemos mención de los diversos métodos que se emplean, desde la perforación hasta la recuperación secundaria y mejorada. Entre estas tecnologías se encuentran las de perforación de pozos horizontales, multilaterales y de alcance extendido, estimulaciones matriciales reactivas y no reactivas, métodos de perforación bajo balance, fracturamiento hidráulico y ácido, por nombrar algunas (Cinco, 2006).

Estas tecnologías tienen como finalidad primordial incrementar la producción y la recuperación de petróleo y/o gas. En las regiones continentales o marinas donde están en el subsuelo los carbonatos (incluyendo brechas calcáreas) se han utilizado diversas técnicas con la finalidad de incrementar la recuperación de hidrocarburos.

4.1 PERFORACIÓN BAJO BALANCE (OVER DRIVE).

En México, ésta técnica inició su aplicación intensiva en el año de 1995 en la Región Sur, en donde se han llevado a cabo desde entonces de forma exitosa varias operaciones bajo balance para perforar zonas de bajo gradiente. En 1997 se realizó una prueba en el Campo Cantarell, mediante el empleo de tecnología de PBB (perforación bajo balance) y el uso de mezclas aligeradas que permiten mantener condiciones de bajo balance durante la perforación; los resultados fueron desfavorables, debido a que no se contó en su momento con el equipo apropiado y experiencia suficiente para el manejo adecuado del fluido, adicionalmente la complejidad y heterogeneidad del campo, la amplia geometría de los pozos, más el alto grado de fracturamiento en la formación Brecha Paleoceno-Cretácico Superior, jugaron un papel determinante para que los resultados fueran adversos. Es así, que con el propósito de asimilar esta tecnología y obtener experiencia en la utilización del fluido espumado, personal de la subgerencia de ingeniería y de la Unidad Operativa de la Región Marina Noreste participó con la Región Sur en la perforación de varios pozos, de estas experiencias y con la colaboración técnica del personal de la Región Sur, se realizaron los análisis que permitieron determinar la factibilidad técnica y económica de la aplicación de esta tecnología en la perforación de la formación Brecha Paleoceno-Cretácico Superior en campos de la Región Marina, incluidos naturalmente los campos de KMZ. Desde entonces y hasta la actualidad, se tienen resultados favorables al perforar pozos con el método de PBB en la Región Marina Noreste y en particular en los campos de KMZ, donde el desempeño de barrenas, así como el desempeño promedio por metro perforado, es mejor al compararlo con el método de sobre balance de la perforación tradicional (PEMEX 2007)

a) Definición

La condición de perforación bajo balance se tiene cuando la densidad equivalente del fluido de control se diseña intencionalmente para que sea menor que la presión de las formaciones que se están perforando, permitiendo de este modo, la entrada de fluidos de la formación al

pozo, que deben circularse y controlarse en la superficie. El fluido puede tener densidad natural o inducida, en cuyo caso se agrega gas, aire o nitrógeno a su fase líquida. El uso de esta técnica no se limita a formaciones de baja presión como se podría pensar, sino también se aplica en pozos de alta presión, buscando los mismos objetivos comunes: reducir el riesgo de entrapamiento por presión diferencial, disminuir el daño a la formación, aumentar el desempeño de la perforación, etc. La perforación bajo balance es aplicable en formaciones mecánicamente estables, no obstante se manejen presiones hidrostáticas menores que la presión de los fluidos de la roca. El caso en que no sea posible utilizar la PBB, por que la presión de estabilidad mecánica de la formación coincide con la presión de poro, y no es posible usar una densidad menor a su presión de poro, se debe de evitar utilizar esta tecnología ya que se colapsaría la formación (Figura 4.1), (Aguilar, 2006).

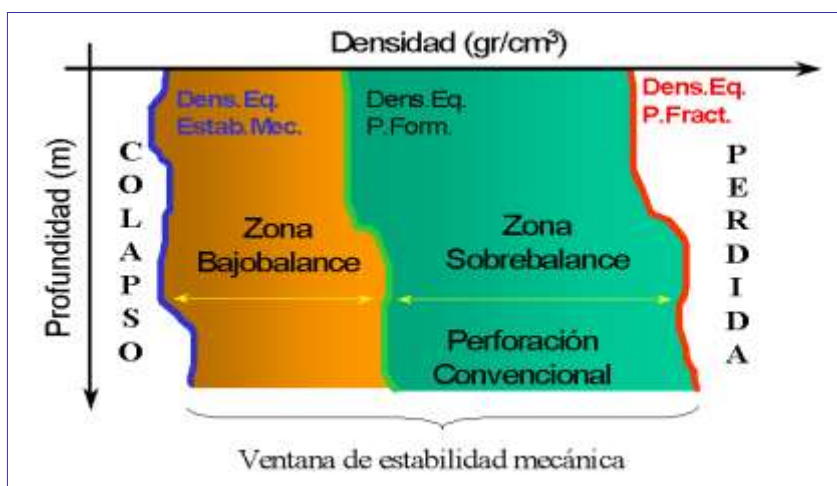


Figura 4.1 Ventana de operación de la Perforación bajo balance (tomado de Colaper 2000).

Un caso particular de la perforación bajo balance es el termino Pseudo-bajo balance, que es utilizado con frecuencia para describir condiciones donde el pozo se supone va a ser perforado bajo balance, pero en realidad durante ciertas operaciones, la presión en la columna hidrostática excede la presión de formación (Aguilar, 2006).

En general la técnica de PBB, no se utiliza en toda la etapa de perforar un pozo, ya que presenta limitaciones económicas y limitaciones técnicas, por lo que se ha optimizado su uso a intervalos específicos dentro del proceso de perforación de un pozo petrolero.

b) Beneficios de la perforación bajo balance y aplicaciones.

Dentro de las mayores ventajas de esta técnica, se encuentran incluidas las siguientes (Figura 4.2):

- Incrementar el ritmo de penetración y la vida de la barrena.
- Reducir la posibilidad de pegaduras de la sarta en el agujero.
- Minimizar las pérdidas de circulación mientras se perfora.
- Mejorar la evaluación de las formaciones.
- Incrementar la productividad del pozo.
- Reducir o eliminar el requerimiento de tratamientos de estimulación.
- Se puede aplicar en pozos en aguas someras y pozos horizontales.

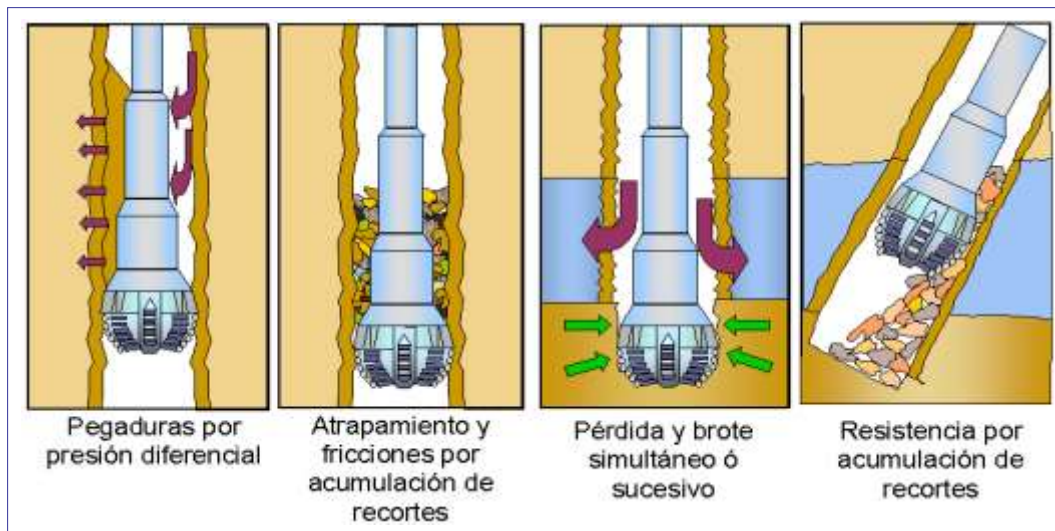


Figura 4.2 Problemática relacionada a la perforación de un pozo aplicando pbb (Tomado de Colaper 2000).

Para realizar la selección de pozos candidatos para utilizar la pbb, se deben determinar cuáles son las ventajas técnica-económicas que ofrece sobre las técnicas convencionales, por lo que a continuación se mencionan las principales características de los pozos idóneos para la aplicación de esta técnica (Cárdenas, 2008).

- Pozos en yacimientos naturalmente fracturados como son los de la Brecha K-T-Paleoceno Inferior de KMZ.
- Pozos en formaciones bajo presionadas, ya sea en forma natural o a causa de la explotación.
- Pozos horizontales, ya que cuando la perforación de estos pozos se realiza de forma convencional, la invasión de los fluidos de perforación a la formación es inminente;

esto se debe a los largos periodos de tiempo en el que las formaciones se encuentran expuestas a los fluidos de perforación durante la fase horizontal. Con la utilización de pbb se evita los problemas o contratiempos antes citados.

- ▼ Pozos en formaciones en donde se presentan problemas de incompatibilidad con los filtrados (emulsiones y precipitados).

4.2 PERFORACIÓN DIRECCIONAL

En nuestro país, el primer pozo direccional que fue perforado con esta tecnología, se realizó en 1960 en las Choapas, Veracruz. En sus inicios, la primitiva tecnología de perforación direccional implicaba el empleo de dispositivos tales como las cuñas de desviación, que provocaban la deflexión de la barrena de perforación, método que brindaba un control limitado y que con frecuencia se traducía en pérdida de los objetivos. La introducción de la tecnología rotativa direccional eliminó varias de las desventajas de los métodos de perforación direccional previos; esto se debe a que un sistema rotativo direccional perfora direccionalmente con rotación continua desde la superficie, por lo que no existe la necesidad de deslizar la herramienta (Cárdenas, 2008).

a) Definición.

La perforación direccional tiene como objetivo el alcance de una ubicación subterránea preestablecida a través de una trayectoria planificada. Se puede entender como un proceso tridimensional, es decir, la barrena no solo penetra verticalmente, sino que se desvía intencionalmente (o no) hacia los planos XY, donde el plano “X” se define como el plano de dirección y “Y” como el de inclinación, luego entonces, los ángulos asociados con los desplazamientos en los planos “X” y “Y” son llamados ángulos de dirección y de inclinación respectivamente (Figura 4.3).

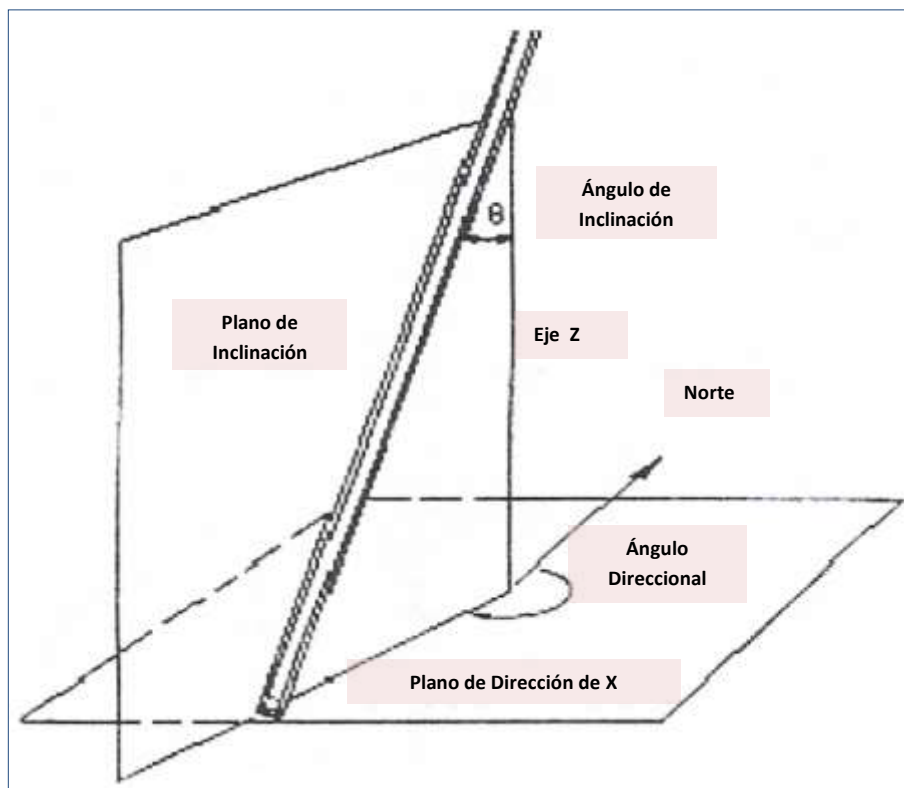


Figura 4.3. Planos de inclinación en un pozo direccional (Modificado de Cárdenas, 2008).

Los pozos direccionales de acuerdo al objetivo planteado, pueden tener un sinnúmero de trayectorias, donde la principal limitante es la imaginación y los límites económicos y técnicos propios de esta tecnología; no obstante, en la literatura se encuentran los siguientes tipos de acuerdo a la trayectoria que presentan (León, 2007):

- **Tipo I:** La configuración de estos pozos tiene como característica que la desviación inicial se presenta a poca profundidad (Figura 4.4), el ángulo de inclinación que alcanza el pozo se mantiene constante hasta llegar al objetivo. Esta configuración se aplica usualmente en pozos de profundidad moderada, en regiones en las que la producción se encuentra en un solo intervalo y en las que no se requieren sartas intermedias de revestimiento, también se utiliza en pozos de mayor profundidad en los que se requiere mucho desplazamiento lateral.
- **Tipo II:** Es el pozo que describe una trayectoria en forma de “S”, de tal forma que para lograr tan caprichosa configuración, la desviación se inicia también cerca de la superficie; la inclinación se mantiene hasta que se logra casi todo el desplazamiento

lateral, seguidamente se reduce al ángulo de desviación hasta volver el pozo a la vertical hasta el objetivo (figura 4.4). Por su geometría, esta configuración puede traer algunos problemas durante la perforación y se utiliza principalmente para perforar pozos con intervalos productores múltiples, o en los que hay limitaciones impuestas por el tamaño y la localización del objetivo.

- **Tipo III:** La desviación se comienza a una gran profundidad por debajo de la superficie y el ángulo promedio de inclinación se mantiene constante hasta llegar al objetivo (figura 4.4). Esta configuración es particularmente apropiada para situaciones como las de perforación a través de fallas o de domos salinos, o en cualquier situación en las que se requiera reperforar o reubicar la sección inferior del pozo.

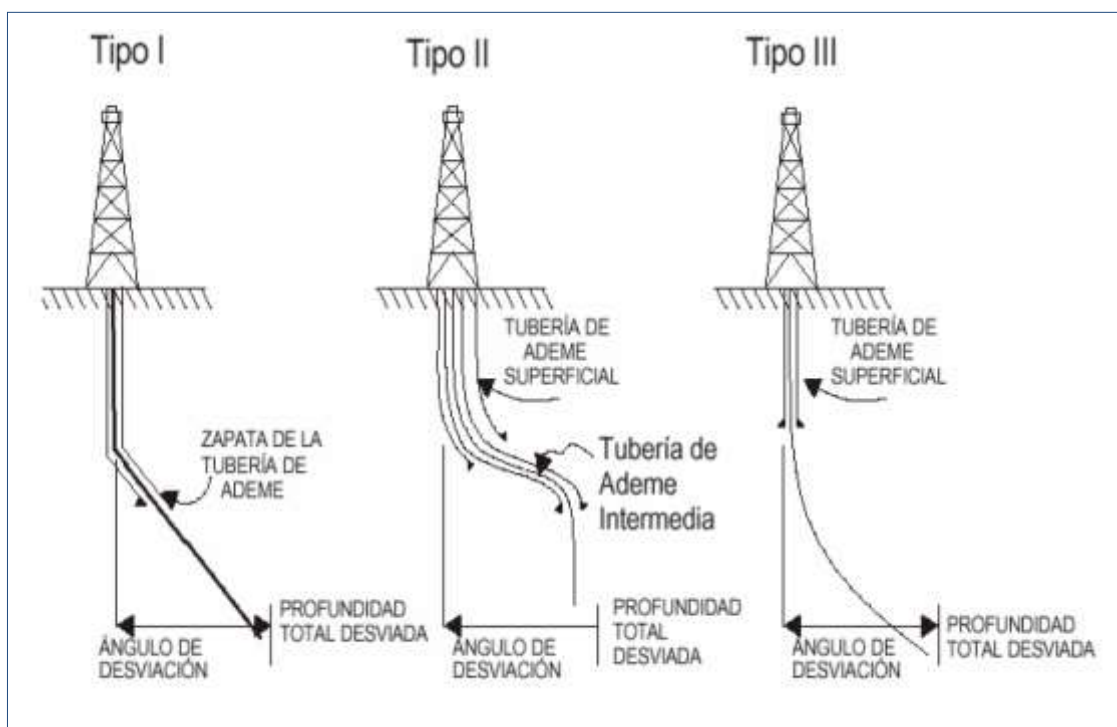


Figura 4.4 Patrones de desviación típicos de la perforación direccional (Tomado de Cárdenas, 2008).

b) Herramientas para direccionar los pozos.**Cuña de Desviación (Cucharas Desviadoras).**

Las cucharas desviadoras fueron las primeras herramientas utilizadas para desviar los pozos. Una cuña de desviación es una cuña inclinada que se coloca en el pozo para forzar a la barrena a cambiar su trayectoria, alejándose del eje vertical del pozo. Esta herramienta debe tener superficies de acero duro para que la barrena perforo preferentemente a través de la tubería de revestimiento o la roca, en lugar de hacerlo por la cuña de desviación. La mayoría de las cuñas de desviación se asientan en el fondo del pozo o sobre un tapón de cemento de alta resistencia, pero también se pueden asentar en agujero descubierto. La utilización de cuñas de desviación, presenta riesgos de atascamientos mecánicos en la zapata de la tubería de revestimiento o en una ventana fresada, además de que se tiene un control muy limitado en la dirección del agujero, con lo cual se puede perder el objetivo.

Motores direccionales.

Estos motores fueron desarrollados a comienzos de la década de los 60's del siglo pasado, los cuales constan de una sección para generación de potencia a través de la cual se bombea el fluido de perforación que hace girar la barrena de perforación; una sección curva de 0 a 3°; un dispositivo de ajuste angular en superficie; un eje propulsor y una barrena. La perforación direccional con motor direccional se logra en dos etapas, rotación y deslizamiento. En el modo de rotación, la totalidad de la sarta de perforación rota, como ocurre en la perforación rotativa convencional y tiende a perforar hacia delante; para realizar un cambio en la dirección del hoyo, la rotación en la columna de perforación es detenida en una posición tal, que la sección curva del motor se encuentre ubicada en la dirección de la nueva trayectoria deseada. Es entonces cuando opera el modo denominado de deslizamiento, el cual se refiere al hecho de que la porción de la sarta de perforación que no realiza un movimiento rotativo se desliza por detrás del conjunto direccional (García, 2007).

Sistemas rotativos direccionales (RSS).

Estos sistemas permiten la rotación continua de la columna de perforación mientras se controla la dirección de la barrena. La rotación continúa transfiere el peso a la barrena en forma más eficiente, lo que aumenta la velocidad de penetración, adicionalmente la rotación mejora la limpieza del agujero ya que agita el fluido y los recortes de perforación, con lo que se reduce la posibilidad de que el arreglo del fondo del pozo se atasque o se obture.

c) **Aplicación de los pozos direccionales.**

Esta tecnología tiene un sinnúmero de aplicaciones en lo que se refiere a la perforación de pozos petroleros, a continuación se mencionan las más trascendentes (Downton, 2003):

- 1) **Desviación lateral y enderezamiento:** Se utiliza primordialmente para apartarse de una obstrucción (como puede ser un pez, casquete de gas, etc), desviando el pozo y librando la zona problemática. También se aplica como una acción correctiva cuando el pozo se ha torcido gravemente.
- 2) **Perforación en fallas geológicas:** Esta aplicación se utiliza para el control de fallas, en este caso, el pozo es desviado a través de la falla o en paralelo con ella para obtener mayor producción. Con este procedimiento se elimina el riesgo de perforar pozos verticales que sigan los planos de fallas muy inclinadas al seguir la sarta de perforación la dirección preferencial del plano de falla, lo que puede ocasionar el deslizamiento y perforación de las sargas revestidoras, así mismo, este procedimiento elimina el riesgo de tener que perforar a través del plano de una falla que en el caso de ocurrir un terremoto, se podría mover y cortar la tubería de revestimiento.
- 3) **Localidades inaccesibles:** Esta es una de las razones por las que más se utiliza este método, cuando la necesidad de situar el equipo de perforación a distancia lo requiere, como ocurre cuando los intervalos productores se encuentran debajo de ríos, montañas, ciudades, selvas, etc. También se utiliza este método cuando los pozos en el mar se encuentran relativamente cerca de la línea de costa, y la perforación en tierra resulta tener más beneficios que perforar en mar (Downton, 2003).
- 4) **Perforación a través de domos salinos:** Este método es utilizado para alcanzar los intervalos productores que frecuentemente están situados bajo el tope protuberante del domo, el pozo se perfora primeramente en paralelo con el domo y posteriormente se desvía para que penetre bajo la protuberancia. (Downton, 2003).
- 5) **Controlar o matar un reventón de un pozo:** Es una de las aplicaciones más calamitosas de la perforación direccional, en esta aplicación se perfora un pozo direccional el cual tiene el objetivo de disminuir la presión de formación, mediante la inyección de fluidos de perforación con alta densidad

- 6) **Pozos exploratorios:** También se usa la perforación direccional controlada en la perforación de pozos exploratorios, para localizar el contacto agua-aceite, y la localización exacta de un plano de falla.
- 7) **Pozos horizontales y multilaterales:** Estas dos aplicaciones se pueden explicar de la siguiente forma: Cuando el pozo direccional alcanza un ángulo de 90° , este se vuelve un pozo horizontal. La utilización de varios pozos direccionales (pozos multilaterales) en una sola plataforma petrolera disminuye los costos operativos, al maximizar la utilización de una sola instalación en vez de una por cada pozo a perforar (Rosharon, 2003).
- 8) **Construcción de oleoductos y/o gasoductos:** En el campo de la comercialización y distribución de los hidrocarburos, la perforación direccional se utiliza para construir huecos para la instalación de ductos sin afectar el medio ambiente.

Estas son algunas de las aplicaciones que actualmente aprovecha la perforación de pozos direccionales en el mundo, sin embargo es muy seguro que los nuevos métodos de perforación y recuperación del petróleo ampliarán el abanico de aplicaciones en el corto y mediano plazo.

d) Factores a considerar en la planeación de la perforación direccional

Como en cualquier proyecto, se tiene que elaborar una planeación para la creación del mismo, es por ello que cuando se hace la planeación de desarrollar la explotación de un campo utilizando pozos direccionales, es necesario considerar los siguientes factores:

- Tamaño y forma del objetivo a perforar.

El primer paso para la planificación de la perforación de un pozo direccional consiste en especificar el objetivo, es decir la zona que debe penetrar el pozo a una profundidad dada. El tamaño y la forma dependen generalmente de las características geológicas y de la localización de la zona productora con relación a los límites del yacimiento, al espaciado de los pozos y al impacto social y ecológico (Pulick, 2003).

- Selección de la ubicación óptima del equipo de perforación.

Es fundamental escoger un sitio óptimo para situar el equipo de perforación, a fin de aprovechar las tendencias naturales de desviación que tienen las formaciones, ya que estas tendencias ejercen un marcado efecto sobre el grado de inclinación del pozo. Por ejemplo, se ha observado que cuando se perfora en intercalaciones alternas de formaciones blandas y duras con una barrena bien estabilizada, el rumbo del pozo suele ser perpendicular al plano de estratificación, sin embargo, cuando el echado de las capas de la formación es de más de 45° , la barrena tiende a perforar en paralelo con el plano de estratificación; esta tendencia

también se presenta en la perforación direccional. Si se desea perforar echado arriba nada obstaculiza las tendencias de la barrena y la inclinación se puede aumentar rápidamente, pero si se desea perforar echado abajo, la barrena tenderá a perforar hacia la dirección de la inclinación de las capas. Por consiguiente, la elección de una localización óptima para el equipo de perforación se debe basar en toda la información conocida del subsuelo para poder aprovechar las tendencias de las formaciones y minimizar la posibilidad de que el pozo se desvíe hacia otra dirección no deseada (Fraija, 2003).

- **Tamaño del pozo**

Los pozos de mayor diámetro son más fáciles de controlar que los de diámetro pequeño, por que en estos últimos se utilizan conjuntos de lastrarbarrenas y tuberías más pequeñas y más flexibles. Por consiguiente, en pozos de diámetro reducidos las características de las formaciones ejercen un efecto más pronunciado en la pérdida de rumbo del pozo.

4.3 PERFORACIÓN HORIZONTAL

a) Definición

Un pozo horizontal es aquel donde la última etapa del pozo que se perfora (zona productora) es aproximadamente de 90° con respecto a la vertical. Los pozos horizontales son utilizados para incrementar los ritmos de producción ya que con esta técnica de perforación se aumenta el área de drene y su eficiencia por gravedad. La perforación horizontal permite desarrollar campos costa afuera con menor número de pozos, plataformas más pequeñas y económicas que las convencionales. La perforación horizontal se puede aplicar a yacimientos de baja permeabilidad, a yacimientos cuyos fluidos son de alta viscosidad, y a yacimientos naturalmente fracturados (como es el caso de los yacimientos de brechas calcáreas) al comunicar las fracturas con el pozo, ayudando al flujo de los fluidos del yacimiento (León, 2007).

Los pozos de gran longitud mantienen una tasa alta de producción, aunque la producción por unidad de longitud sea pequeña, con lo cual se reduce la conificación de agua y gas, ya que se minimiza la presión diferencial en la región cercana al pozo. Esto ha tenido varias aplicaciones en campos con conificación de gas y agua en yacimientos de arenas y carbonatos alrededor del mundo, algunas exitosas aunque otras no han dado los resultados esperados.

La productividad y el factor de recuperación pueden ser mayores con la utilización de pozos horizontales por varias razones, siendo los más importantes los que a continuación se mencionan (León, 2007):

- Propicia una mayor área de drene con la formación productora.
- Puede atravesar perpendicularmente a sistemas de fracturas naturales.

- Reduce los problemas de arenamiento y de conificación de agua y/o gas.
- Justifica comúnmente los costos de perforación con mayor gasto de producción y recuperación de la inversión en menor tiempo que en pozos verticales.
- Reduce las caídas de presión y propicia mayor eficiencia de drene de la formación productora, ya que se tiene un mejor control y manejo del yacimiento.
- Produce en zonas de poco espesor donde la perforación vertical es antieconómica.
- Inyección de fluidos como método de recuperación mejorada (recuperación térmica), recuperación de petróleo en yacimientos de baja permeabilidad.

b) Métodos de perforación horizontal

La perforación horizontal inicia con una sección vertical o con cierta orientación para después continuar con la construcción de una curva de 0 a 90° antes de entrar francamente al intervalo horizontal de interés. Para lograr tal horizontalidad se utilizan los siguientes métodos de construcción de radio de curvatura (Figura 4.5):

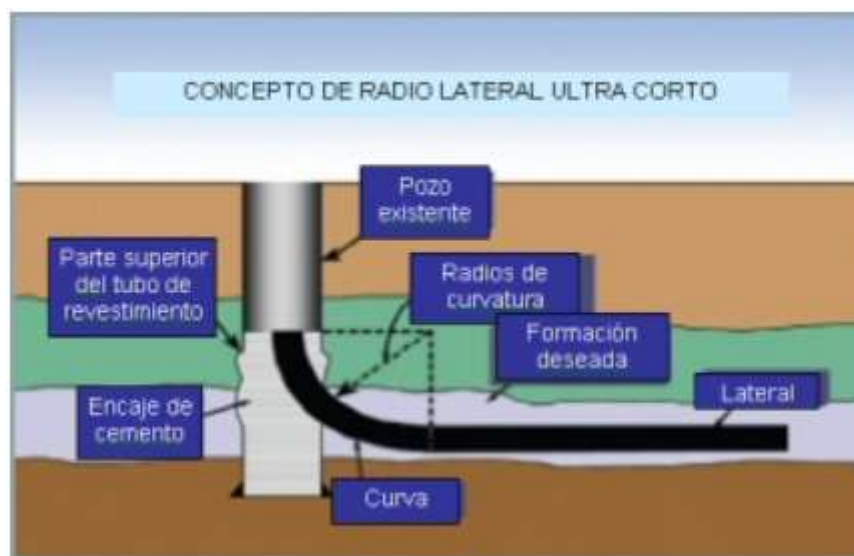


Figura 4.5 Ilustración de un Pozo Horizontal (tomado de well-flow.com, 2008)

- **Radio de curvatura largo:** La curva se va construyendo desde una profundidad determinada por encima del yacimiento, hasta lograr la dirección horizontal y completar la longitud a perforar a través de la formación productora; la curvatura alcanza un radio de 300 a 1200 metros con una relación de desviación de hasta 6° por cada 30 metros de longitud. Esta técnica es la más común y aplicable en pozos costa fuera, para minimizar los impactos ambientales y reducir los costos de campos en desarrollo. Las herramientas que se utilizan para alcanzar la horizontalidad en el pozo son, aparejos de fondo convencionales con montajes de cucharas convencionales, uso de motores de fondo, perforación direccional rotatoria, etc. (León, 2007)

- **Radio de curvatura mediano:** Esta técnica es la más utilizada en pozos terrestres, la que se aplica en formaciones objetivo, donde sus límites son estrechos, por ejemplo; dentro de los yacimientos con propiedades especiales tales como fracturas naturales que requieren de un agujero horizontal para incrementar la productividad, pero cuyas capas adyacentes de gas y subyacentes de agua se encuentran a una distancia reducida. La ejecución de radio medio requiere de soportes técnicos, aparejos de fondo flexible y tecnología más especializada; la razón del ángulo de desviación con respecto a la profundidad perforada es del orden de 6° a 20° por cada 30 metros, alcanzando radios de curvatura de 88 a 290 metros. Las principales ventajas de esta tecnología son, menores profundidades desarrolladas, menos torque y arrastre, bajos costos, y utilización de herramientas convencionales.
- **Radio de curvatura corto:** La tecnología de radio corto ha sido aplicada en la perforación de pozos en donde las formaciones tienen problemas por encima de la dirección del yacimiento o bien, por razones económicas. En este caso, el agujero se comunica y se extiende dentro del yacimiento; también suele utilizarse esta técnica, para una sección horizontal en pozos ya existentes con baja productividad y por cambio de objetivo. Rigurosamente se utilizan herramientas articuladas y especializadas en la sarta de perforación como es el Top Drive; la relación del ángulo de desviación con respecto a la longitud perforada para obtener un radio corto es del orden de 1.5° a 3° por cada 30 centímetros, con lo cual se forman radios de curvatura de 6 a 12 metros. (León, 2007)
- **Radio de curvatura ultracorto:** Esta técnica es muy apropiada en la aplicación de inyección de agua en formaciones blandas, no consolidadas y depresionadas. La aplicación más común, se usa para reducir el depresionamiento del yacimiento por segregación gravitacional o para la inyección de vapores u otros fluidos dentro del yacimiento. La relación del ángulo de inclinación con respecto a la profundidad perforada es superior a los 3° por 30 centímetros, con lo que se logran radios de curvatura hasta de 30 centímetros.

En general, la mayoría de los pozos horizontales del mundo han sido perforados usando la técnica de radio medio; aunque en forma limitada algunos pocos pozos han sido perforados usando la técnica de radio corto y ultracorto. La técnica de radio medio y largo es utilizada comúnmente en pozos nuevos, mientras que la utilización de radio corto y ultra corto son en primera instancia operaciones de reentrada en pozos verticales existentes. Los costos de perforación son proporcionales a la longitud del pozo, así, un pozo de radio medio puede ser más costoso que un pozo con un radio ultracorto o corto, no obstante, los pozos horizontales tienen un costo de 1.2 a 2.5 veces más que los pozos verticales en la misma área y en condiciones geológicas similares. En muchas zonas se puede disminuir la inversión al utilizar pozos verticales ya existentes y reterminarlos como pozos horizontales,

puesto que ello implica una reducción del costo del 12 al 50 %, si lo comparamos con el costo de un pozo horizontal nuevo (López, 2007)

En la Región Marina, es práctica común la utilización de perforación direccional en los yacimientos de brechas calcáreas de Cantarell y Ku-maloob-Zaap.

c) Aplicación de los pozos horizontales.

Yacimientos estrechos.

Los pozos horizontales presentan mayor efectividad en formaciones de delgado espesor, ya que la utilización de pozos verticales resulta antieconómico, debido a que con un pozo horizontal de alcance extendido se tiene mayor área de contacto que con varios pozos verticales.

Yacimientos naturalmente fracturados.

La utilización de pozos horizontales en yacimientos naturalmente fracturados como son los de Ku-Maloob-Zaap, permiten un aumento en la productividad por encima de los pozos verticales debido a la alta probabilidad de intersectar las fracturas y drenarlas efectivamente.

4.4 POZOS MULTILATERALES.

a) Definición

Un pozo multilateral se define como uno o más pozos (laterales) perforados desde un pozo primario (piloto), en donde los laterales y el piloto pueden ser horizontales o desviados. El pozo puede producir conjuntamente todos los brazos o ramales desde un mismo yacimiento o tener brazos o ramales con producción independiente desde diferentes yacimientos (Figura 4.6), (Martínez, 2003)

La perforación multilateral es el proceso de perforación múltiple de varios pozos con el fin de incrementar el área de drene del yacimiento, es decir, perforar uno o varios ramales (laterales) en múltiples direcciones dentro de una sección, ya sea horizontal, vertical o direccional y lograr el incremento eficiente de la producción de hidrocarburos mientras se reducen los costos e impactos ambientales. En cuanto a la utilización de esta tecnología en pozos ya existentes (reentradas), se refiere a las operaciones de perforación y terminación

que se realizan para abrir una ventana en la TR y desde el mismo agujero ya existente, direccionar los ramales cuando se tienen varios horizontes sin ser explotados en el área.

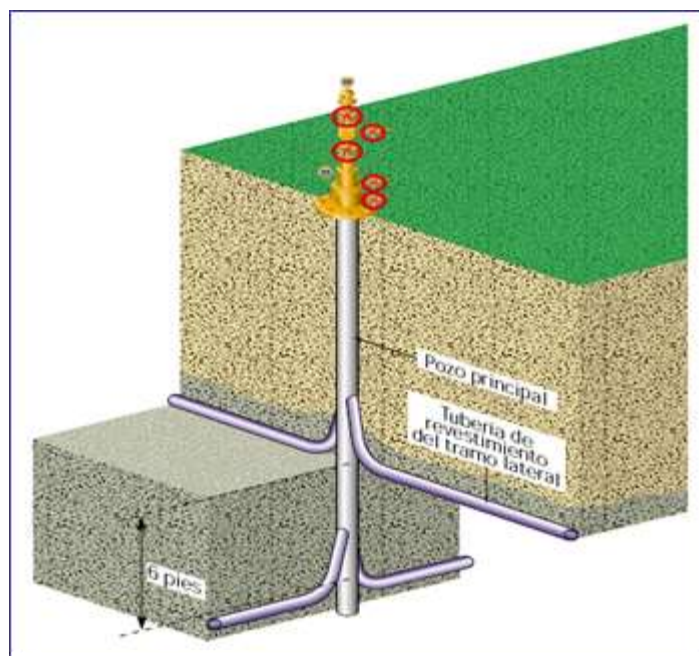


Figura 4.6 Representación esquemática de la perforación direccional (Tomado de Oilfield Review, 2002/2003).

b) Aplicaciones y beneficios de los pozos multilaterales.

El primer pozo multilateral que se perforó en México, fue el pozo Papan-93, el cual se ubica al sur de Veracruz. Los pozos multilaterales exigen una inversión inicial adicional en equipos, pero permiten bajar potencialmente las erogaciones de capital totales y los costos de desarrollo, así como los gastos operativos; esto se debe a la menor cantidad de pozos necesarios para la explotación de campos. Esta tecnología reduce las necesidades en términos de cabezales de pozo, tubos elevados de las plataformas y terminaciones submarinas, lo que permite reducir los costos y la utilización de las bocas de cabezales de pozos en las plataformas marinas. Los pozos multilaterales también permiten minimizar la extensión de las localizaciones superficiales y mitigar el impacto ambiental en mar adentro y los riesgos de perforaciones problemáticas al reducir la exposición reiterada del personal de perforación. Los pozos multilaterales también ayudan a controlar la entrada de gas y de agua. En general los pozos ramificados son útiles por las siguientes razones (Rosharon, 2003):

- Son muy rentables para la producción de horizontes múltiples delgados, ya que los ramales hacen las veces de fracturas mecánicas extensas.
- En yacimientos donde hay un solo horizonte productor de gran espesor y con gran anisotropía vertical, los yacimientos multilaterales maximizan el área de drenaje a un costo menor.
- Con el advenimiento de la cultura por el cuidado del medio ambiente, este tipo de pozos reducen considerablemente el impacto ambiental, al tener menos localizaciones, menos aparatos de bombeo, menor ruido, menor cantidad de líneas de transporte, menos caminos, etc.
- En yacimientos donde el gradiente de fractura vertical es mayor que el horizontal y la fractura se genera horizontalmente, la utilización de pozos multilaterales resulta en un mayor aprovechamiento de los canales preferenciales al flujo.
- En pozos costa afuera, donde el traslado de una plataforma es muy significativo en el costo total del pozo.
- En yacimientos marginales, donde es imperativo reducir los costos de producción y mantenimiento.
- También se reducen costos de horas de equipo, personal, tuberías, instrumental, supervisión, etc.

En los esquemas de la figura 4.7, se esquematizan las principales aplicaciones de la perforación multilateral en la explotación de yacimientos petroleros.

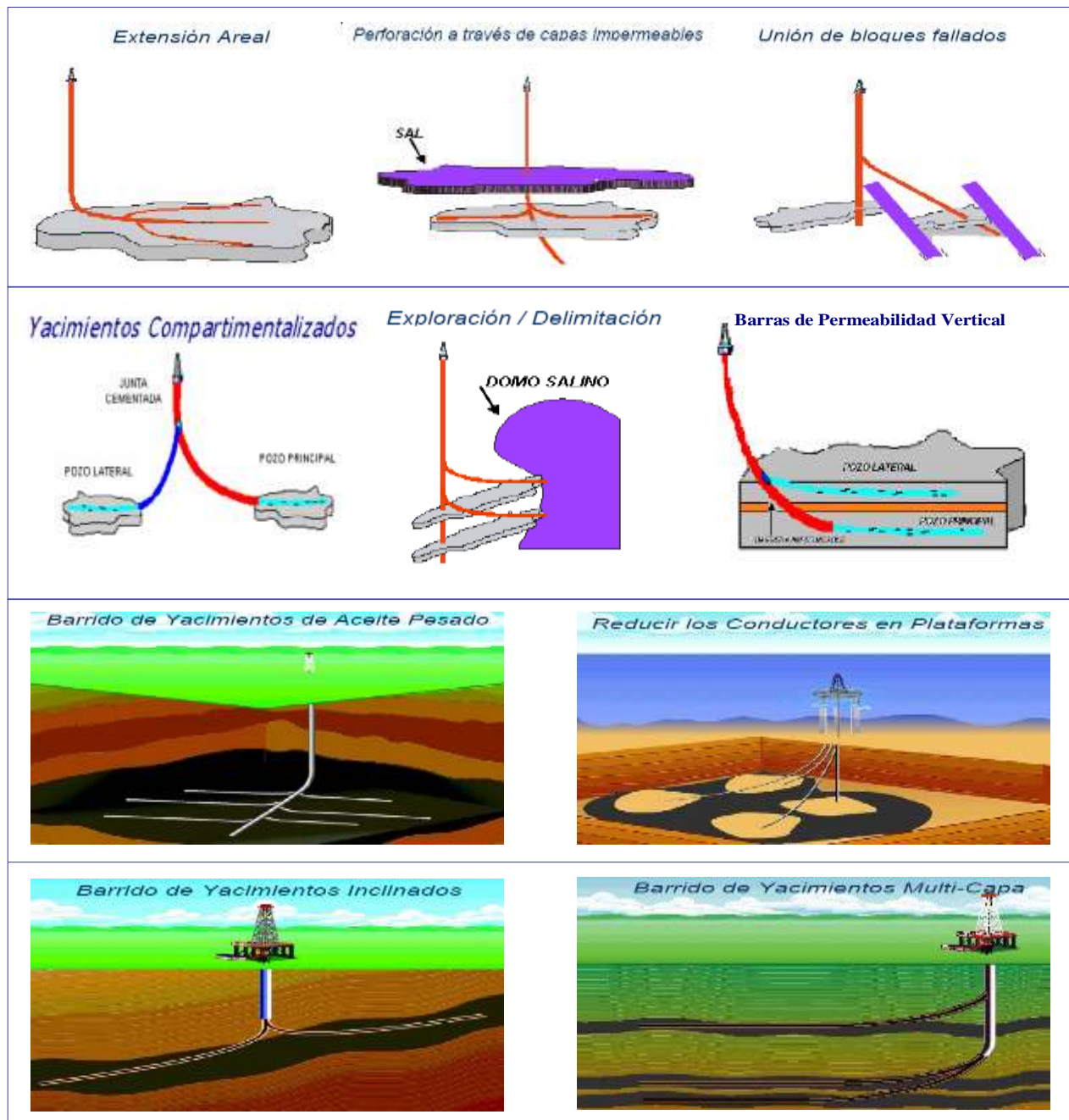


Figura 4.7 Principales aplicaciones de pozos multilaterales (León, 2007).

c) Clasificación de los Pozos Multilaterales.

Los pozos multilaterales se pueden clasificar de acuerdo al número de ramales o laterales que tienen en el diseño, es así que se tienen las siguientes formas básicas (León, 2007):

- Dual apilado.
- Dual tipo ala de gaviota.
- Dual tipo horquilla o tenedor.
- Triple apilado.
- Triple tipo pata de cuervo.
- Tipo espina dorsal o pescado.

De la combinación de estas, se tienen las siguientes ramificaciones más complejas:

- Laterales simples y horizontales apilados.
- Dual apilado con espinas de pescado.
- Dual lateral ala de gaviota con espina de pescado.
- Lateral tipo pata de cuervo con espinas de pescado.

En la figura 4.8 y 4.9, se muestran las formas básicas y con cierto grado de complejidad de los pozos multilaterales:

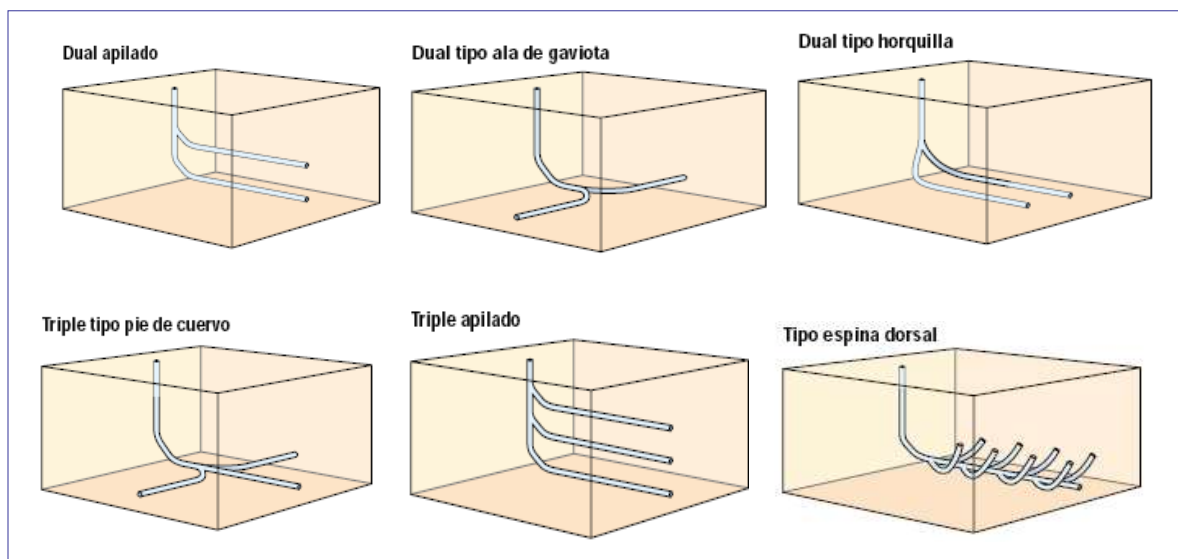


Figura 4.8 Formas básicas de los pozos multilaterales (Tomado de Oilfield Review, 2002/2003).

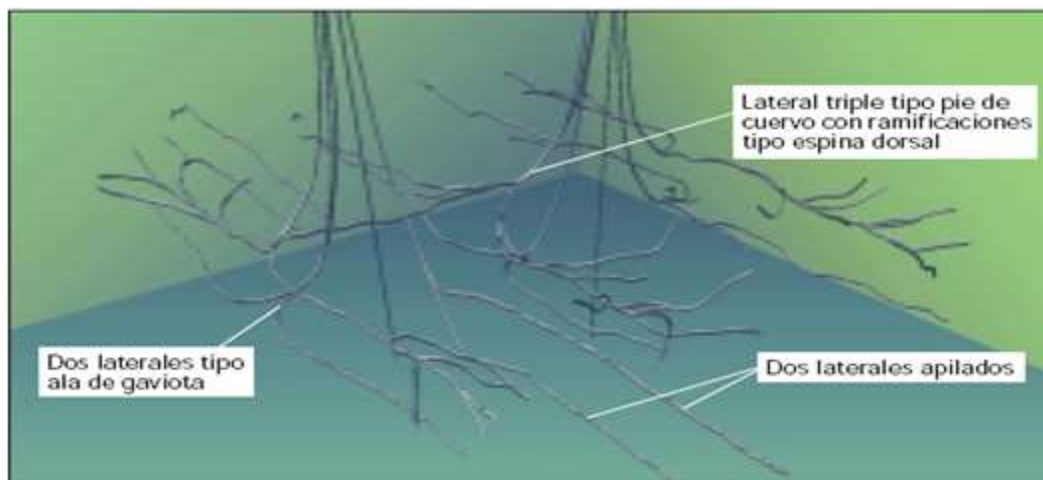


Figura 4.9 Trayectoria real de 10 pozos multilaterales donde se observan ramificaciones más complejas (Tomado de Oilfield Review, 2002/2003).

Los ramales laterales horizontales que conforman arreglos de tipo horquilla, abanicos o espinas dorsales, tienen como objetivo una sola zona y están destinados a maximizar la producción de yacimientos someros, de baja presión, y yacimientos de petróleo pesado, aumentando el área de contacto. Los tramos laterales apilados verticalmente, resultan efectivos en formaciones laminadas o en yacimientos estratificados, ya que la mezcla de la producción de varios horizontes aumenta la productividad del pozo y mejora la recuperación. En formaciones naturalmente fracturadas, los dos tramos laterales opuestos (tipo ala de gaviota) pueden intersectar más fracturas que un solo pozo horizontal, especialmente si se conoce la orientación de los esfuerzos en el subsuelo, disminuyendo los costos de perforación (TAML, 2004).

Otra clasificación para los pozos multilaterales se basa en la complejidad del tipo de terminación y conexiones con el pozo primario; es así que los pozos multilaterales se caracterizan de acuerdo con las definiciones establecidas en el Foro de Avance Técnico de Pozos Multilaterales (Technical Advancements in Multilaterals (TAML)), celebrado en Aberdeen, Escocia el 26 de julio de 1999 y actualizado en julio de 2002. Estos estándares clasifican a los pozos multilaterales en 6 niveles, estando en ese mismo orden creciente la complejidad en la perforación y la flexibilidad de terminación del mismo, lo que incide directamente en el incremento del costo del pozo (Figura 4.10).

NIVEL	DESCRIPCION	ILUSTRACION
1	Unión abierta/no soportada Pozo principal y lateral en agujero descubierto o con liner colgado en cualquiera de los dos.	
2	Pozo principal revestido y cementado – Lateral descubierto Lateral en agujero descubierto o con liner colgado en agujero descubierto.	
3	Pozo principal revestido y cementado – Lateral revestido pero no cementado Liner lateral "anclado" con un colgador sin cementar.	
4	Pozo principal y pozo lateral revestido y cementado Ambos agujeros cementados en la unión.	
5	Integridad de presión en la Unión (Cemento no es aceptable) Realizado con la terminación.	
6	Integridad de presión en la Unión (Cemento no es aceptable) Realizado con el revestimiento.	
6 s	Downhole Splitter Pozo principal de gran tamaño con dos ramas laterales mas pequeñas de igual tamaño.	

Figura 4.10. Clasificación de los pozos multilaterales de acuerdo a TAML (Tomado de TAML Multilaterals Classification System, 2004).

Las conexiones laterales constituyen un elemento crítico de las terminaciones de los pozos multilaterales y pueden fallar bajo la acción de esfuerzos existentes en el subsuelo y ante las fuerzas inducidas por la temperatura y las presiones diferenciales que se desarrollan durante la producción del pozo. Las conexiones se dividen en dos grupos generales, aquellas que no presentan integridad hidráulica (Niveles 1, 2, 3 y 4) y las que si lo hacen (Niveles 5 y 6), (Figura 4.11); el éxito de los pozos multilaterales depende la durabilidad, la versatilidad y la accesibilidad de las conexiones. Los sistemas de conexiones más utilizados corresponden a los niveles 3 y 6, las conexiones del nivel 3 incorporan un empalme y una conexión mecánica entre la tubería de revestimiento del tramo lateral y la tubería de revestimiento primaria. Las conexiones Nivel 6, forman parte integral de la sarta de revestimiento primaria que ofrece integridad hidráulica y acceso a los tramos laterales.

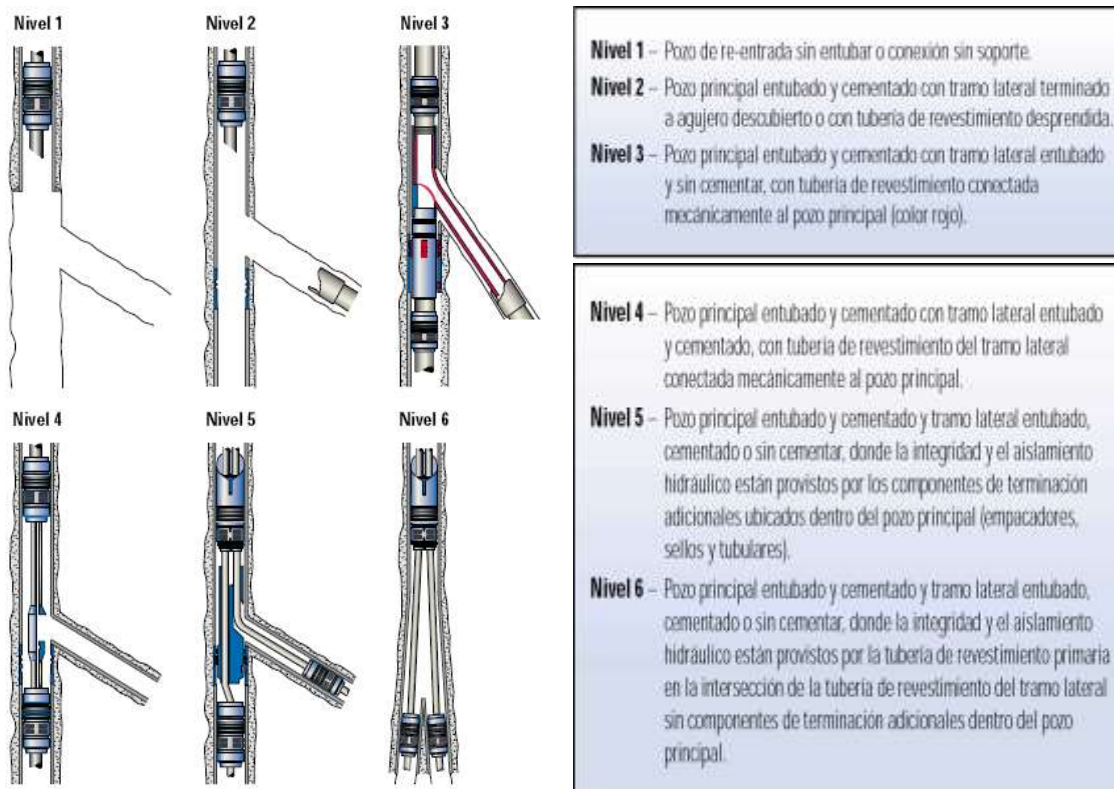


Figura 4.11. Clasificación de las conexiones de pozos multilaterales de acuerdo a TAML (Tomado de Oilfield Review, 2002/2003).

Un aspecto importante para elegir el tipo de pozo multilateral, es incluir los requerimientos que se tengan, así como las restricciones existentes para diseñar el pozo. De acuerdo a las guías prácticas recomendadas por TAML, los sistemas más sencillos (Nivel 1 y 2), son los más recomendados para iniciar la implementación de dicha tecnología, con lo cual se puede ganar experiencia, conocimiento y confianza en los sistemas, permitiendo con esto una buena planeación del diseño del pozo dentro del proyecto para explotar el campo en estudio.

4.5 POZOS DE ALCANCE EXTENDIDO.

a) Definición

Los pozos de alcance extendido son aquellos que tienen una relación desplazamiento horizontal/ profundidad vertical verdadera (DH/PVV) mayor a 2, sin embargo debido a los avances tecnológicos actuales, se perforan con mayor frecuencia pozos con relaciones

mayores a 3.5, sin limitar el tipo de trayectoria que puedan tener. Es posible planear los pozos de alcance extendido tanto como pozos direccionales o pozos horizontales, dependiendo de las condiciones geológicas y de la infraestructura (Fraija, 2003).

Diversas compañías de servicio en el ambiente petrolero han patentado hasta el año 2007, 51 invenciones en perforación de alcance extendido. Así mismo existen alrededor de 16,430 documentos (según SPE) en temas relacionados con diámetros de tuberías de perforación y revestimiento, aspectos de torque y arrastre, uso de tubería flexible, flexibilidad para tratamientos, sistemas de control de arena, productividad, fluidos, motores de fondo, sistema rotatorio, lecciones aprendidas, etc.. Es por lo anterior, que esta tecnología, debido a su grado de desarrollo y madurez puede ser una buena opción en la explotación de los yacimientos en brechas calcáreas.

b) Aplicaciones y Beneficios.

Los tipos de formaciones para esta tecnología no son una limitante, ya que se ha aplicado en arenas, carbonatos y en algunas ocasiones se han atravesado grandes columnas de lutitas, no obstante las condiciones geológicas idóneas para su aplicación son bloques fallados, en donde su propósito ha sido establecer una comunicación y obtener la mayor producción posible.

Los pozos de alcance extendido pueden utilizarse para optimizar el desarrollo de pozos costa afuera, ya que reducen el número de pozos y plataformas, incrementan la recuperación final del campo debido a la mayor área del yacimiento expuesto. Además, es posible acondicionar en forma relativamente económica equipos viejos para perforar y terminar pozos de alcance extendido, adicionando entre otras cosas un Top drive. Otra aplicación trascendente es el desarrollo de yacimientos someros costa afuera desde una localización terrestre, evitándose los costos de una plataforma marina y reduciendo el impacto al medio ambiente marino, que en ciertas situaciones puede ser un factor decisivo en la explotación del campo (Fraija, 2003).

4.6 ESTIMULACIÓN DE POZOS

A. Definición

Una estimulación se define como el proceso mediante el cual se restituye o se crea un sistema extensivo de canales en la roca productora de un yacimiento, los que sirven para facilitar el flujo de fluidos de la formación al pozo. Constituye una actividad fundamental para el mantenimiento o incremento de la producción de aceite y gas; además puede favorecer la recuperación de importantes volúmenes de reservas. Las rocas carbonatadas plantean enormes desafíos en lo que respecta a la estimulación de los pozos, esto debido a que por lo general contienen intervalos de gran espesor impregnados de hidrocarburos en cantidades comerciales; además, dentro de un mismo intervalo presentan rangos de

porosidad desde micro Darcy (matriz) a varios Darcy (fracturas y porosidad secundaria). También suelen ser vertical y arealmente heterogéneos, con barreras de permeabilidad y fracturas naturales y con una variedad de tipos de porosidad que van desde la porosidad intercrystalina, hasta vugular masiva y cavernosa (Al-Anzi y Al-Habib, 2004).

Las formaciones en carbonatos generalmente tienen matriz de baja permeabilidad, por lo que es necesario el uso de estimulaciones ácidas reactivas en la etapa de terminación del pozo, para remover el daño causado en la vecindad del mismo durante las operaciones de perforación y cementación, o simplemente para mejorar la permeabilidad del yacimiento lo que permite incrementar u optimizar los gastos de producción; también se emplea la estimulación no ácida para remover el daño ocasionado por la precipitación de sólidos orgánicos o daños ocasionados por el cambio de mojabilidad en la formación. Otra actividad común es el empleo del fracturamiento hidráulico para atravesar la zona dañada y comunicar la zona virgen con el intervalo disparado. En los carbonatos, es también una práctica común el empleo del fracturamiento ácido para generar canales de alta conductividad creado por la disolución de los componentes de la matriz al entrar en contacto con el ácido; tanto el fracturamiento hidráulico como el fracturamiento ácido buscan mejorar la conectividad y conductividad del sistema. Las técnicas de estimulación matricial y de fracturamiento se diferencian por los gastos y presiones de inyección (Al-Anzi y Al-Habib, 2004).

Durante la estimulación de las rocas carbonatadas utilizando fluidos reactivos, las zonas con permeabilidades más altas generalmente admiten la mayor parte del fluido de tratamiento y las áreas de más baja permeabilidad quedan sin tratar, por lo que para realizar exitosamente una acidificación de carbonatos se deben controlar tres parámetros principalmente: la divergencia, la pérdida de fluido y la velocidad de reacción (Bratton y Viet Canh, 2006).

Al estimular un pozo se debe considerar por lo menos los siguientes factores.

- Adecuada selección del candidato a estimular.
- Caracterización de la formación dañada.
- Química de la reacción.
- Selección de fluidos y aditivos.
- Pruebas de laboratorio.
- Diseño del tratamiento.
- Ejecución.
- Evaluación.

B. Tipos de estimulación

Dependiendo de la interacción de los fluidos de estimulación con la formación, el tratamiento se divide en dos grandes grupos:

Estimulación matricial ácida o reactiva

- Ácido Clorhídrico
- Ácido Fluorhídrico
- Ácido Acético
- Ácido Fórmico

Estimulación matricial no ácida o no reactiva

- Solventes mutuos
- Solventes aromáticos

Ambos grupos incluyen estimulaciones de limpieza y estimulaciones matriciales, cuyas funciones primordiales son:

Estimulación de Limpieza. Permite restituir la permeabilidad natural de la formación al remover el daño.

Estimulación matricial. También llamada acidificación intersticial, es la que sirve para incrementar la permeabilidad natural de la formación; esto se logra cuando el ácido disuelve parte del material carbonatado agrandando los poros comunicados de la roca y creando un complejo sistema de canales conocidos como agujeros de gusanos.

La estimulación de la matriz resulta aún más compleja cuando existen intervalos múltiples con permeabilidades sustancialmente diferentes, en esta situación el ácido se canaliza a las zonas de más alta permeabilidad generalmente hacia vórgulos, cavernas y fracturas, por lo que la matriz que tiene la más baja permeabilidad queda sin la tan buscada estimulación o acidificación matricial (PEMEX, 2008).

i) **Estimulación Matricial ácida o reactiva en Carbonatos**

En las rocas carbonatadas los tratamientos de acidificación matricial son diseñados para remover el daño a través de la disolución de minerales y la creación de canales o agujeros de gusano en la roca (Figura 4.12).



Figura 4.12 Modelo tomado después de una acidificación de la matriz con carbonato de calcio. Se observa la red de agujeros de gusano que se forman (Wayne, 2004).

Tipos de ácido

Todos los ácidos tienen algo en común, se descomponen en un ión hidrógeno y en un anión cuando se encuentra disuelto en el agua; tienen un sabor amargo y un pH menor a 7. Para las formaciones de carbonatos los tipos de ácido que pueden usarse son (Ficetti, 2002):

- Ácido Clorhídrico
- Ácidos Orgánicos (Acético y Fórmico)

En los yacimientos con rocas carbonatadas, la utilización del ácido clorhídrico es prácticamente el común denominador de las estimulaciones.

Este tipo de estimulaciones en formaciones calizas o dolomías, permite la remoción del daño y además permite mejorar la permeabilidad en la vecindad del pozo; la acidificación matricial en carbonatos puede considerarse como un proceso mucho más sencillo que una acidificación en formaciones de areniscas, esto debido a que la mayoría de los productos de reacción tanto en calizas como en dolomías son solubles en el ácido utilizado (Salah, 2009).

Ácido clorhídrico (HCl)

Los yacimientos carbonatados son en su mayoría solubles en ácido, por lo que es común estimularlos utilizando principalmente Ácido Clorhídrico [HCl]; esto permite crear vías

conductoras altamente ramificadas que llevan por nombre agujeros de gusanos, estos conductos van desde la zona de disparos alrededor del pozo, hasta varias decenas de metros hacia el yacimiento, atravesando la zona dañada durante la perforación y cementación del pozo.

Los tratamientos de estimulación ácida en rocas carbonatadas implican una reacción del Ácido Clorhídrico con los minerales calcita [CaCO_3] y dolomía [$\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$].

En las rocas carbonatadas la reacción del ácido clorhídrico con los minerales calcita (CaCO_3) y dolomía ($\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$), producen cloruro de calcio (CaCl_2), dióxido de carbono (CO_2) y agua (H_2O) en el caso de la calcita, y una mezcla de cloruro de magnesio (MgCl_2) y cloruro de calcio, en el caso de la dolomía (figura 4.13).

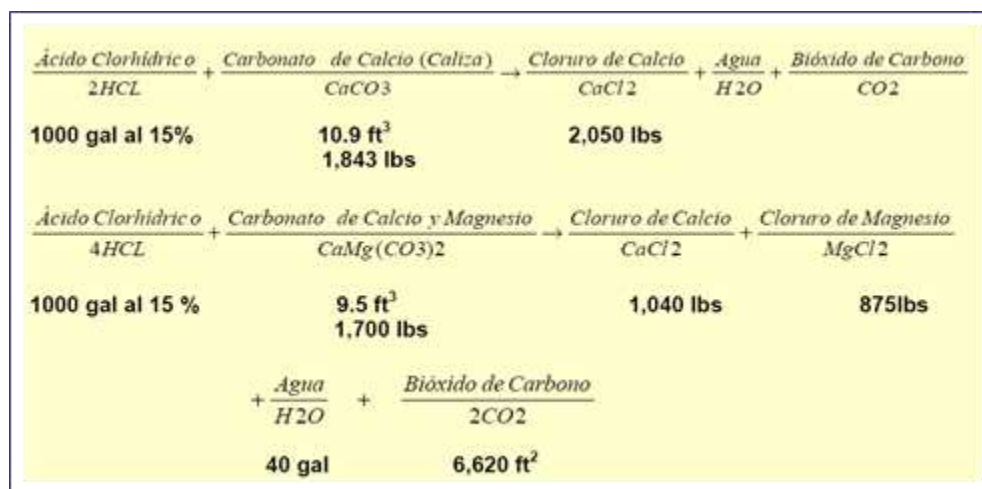


Figura 4.13 Reacción del ácido clorhídrico con la calcita y la dolomía (Guía para el diseño de estimulación de pozos, PEMEX, 2002).

El Ácido Clorhídrico es el ácido más utilizado en la estimulación de pozos, y el más fuerte, al 15% se le conoce como ácido regular, también es el más corrosivo de los ácidos (Figura 4.14).

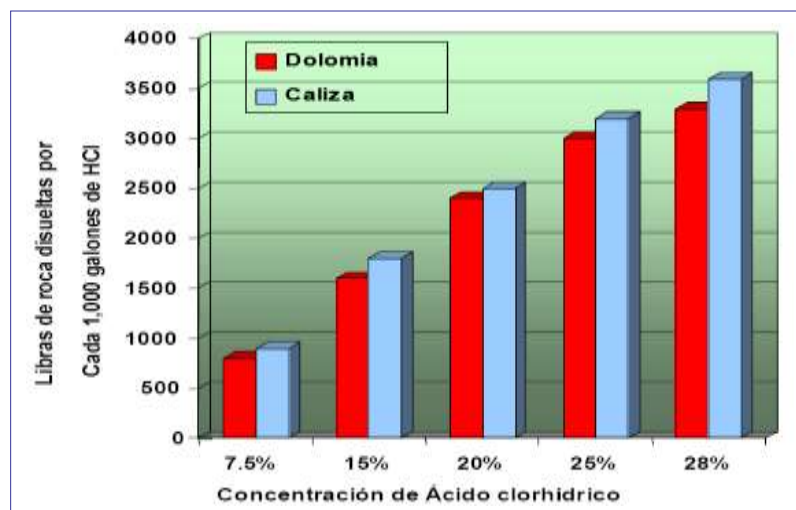


Figura 4.14. Efectividad del ácido clorhídrico para disolver dolomías y calizas en función de la concentración (Guía para el diseño de estimulación de pozos, PEMEX, 2002).

Ácidos orgánicos

Otro de los ácidos utilizados en forma individual o en conjunto con el ácido clorhídrico, son el ácido acético y el fórmico; estos ácidos son considerados como débiles. El ácido acético se emplea principalmente por su lenta reacción con los carbonatos y el metal de las tuberías de producción y revestimiento del pozo; en el metal remueve incrustaciones calcáreas y permite la estimulación del yacimiento en calizas y dolomías a altas temperaturas, además de permitir una penetración más profunda y mejores propiedades de grabado en algunas formaciones; el ácido fórmico es más fuerte que el ácido acético y se emplea principalmente en la estimulación de pozos en rocas calcáreas a altas temperaturas. Un 10% de solución de ácido acético disolverá la caliza tanto como un 6% de solución de HCl; en tanto un 10% de solución de ácido fórmico disolverá la caliza tanto como un 8% de solución de HCl (PEMEX, 2008)

ii) Estimulación Matricial no Reactiva en Carbonatos

También conocida como estimulación no ácida, ya que los fluidos de tratamiento no reaccionan químicamente con los materiales de la roca; este tipo de estimulación se utiliza para la remoción de daños ocasionados por bloqueos de agua, emulsiones o depósitos orgánicos. Lo anterior es debido a que el flujo de fluidos en el medio poroso está gobernado por los fenómenos de superficie que representan las fuerzas retentivas de los fluidos en las rocas; la acción de la estimulación no ácida consiste principalmente en la alteración de estas fuerzas retentivas, estas son producto de algunos fenómenos de superficie como: tensión interfacial, mojabilidad y presión capilar (PEMEX, 2008).

Los principales fluidos que se emplean son: soluciones oleosas u acuosas, alcoholes o solventes mutuos, acompañados principalmente por fluidos surfactantes. El éxito de estos tratamientos depende de la buena selección del surfactante. Los agentes de superficie (surfactantes) son los productos químicos que principalmente se utilizan en la estimulación matricial no reactiva, debido a su propiedad de alterar los fenómenos de superficie. Cuando el daño es provocado por depósitos orgánicos como parafinas y asfaltenos, se daña la permeabilidad absoluta, su principal efecto son los cambios de presión y temperatura en las vecindades y el fondo del pozo; se deben usar solventes orgánicos como son los solventes aromáticos (Xileno y Tolueno), solvente base o aditivos (antiasfaltenos, dispersantes de parafinas) para ayudar a disolver el material y así restaurar la permeabilidad.

Una formación mojada por aceite reduce la permeabilidad relativa al aceite, en este caso se inyectan solventes mutuos para cambiar la mojabilidad y posteriormente se inyecta un surfactante que deje la roca mojada por agua. Si existe un bloqueo por agua, esto también produce una disminución de la permeabilidad relativa al aceite causado por el incremento en la saturación de agua; este problema es tratado mediante la reducción de la tensión superficial entre el agua y aceite o gas mediante el uso de surfactantes, solventes mutuos y desemulsificantes (Pemex, 2008).

iii) Fluidos de tratamiento

Los fluidos base utilizados en los tratamientos son: oleosos, acuosos, alcoholes, solventes mutuos y soluciones micelares. En los tratamientos en que se utilizan fluidos oleosos como acarreador del surfactante, se emplea diesel, xileno, aromáticos pesados o kerosina, con 2 o 3% en volumen de un surfactante miscible o dispersable en aceite. Para tratamientos de estimulación usando agua como fluido de transporte, se debe utilizar agua con 2% de KCl, con 2 o 3% en volumen de un surfactante soluble en agua.

Surfactantes

Los agentes de superficie son compuestos de moléculas orgánicas formados por dos grupos químicos, uno afín al agua (hidrofílico) y otro afín al aceite (lipofílico), de modo que el surfactante tiende a orientarse en un líquido de acuerdo al medio dominante; el grupo hidrofílico es más soluble en agua que el lipofílico y viceversa. En las rocas de las formaciones carbonatadas, los surfactantes actuarán de acuerdo con el carácter eléctrico de los minerales de esta roca, pudiendo de este modo alterar las condiciones de mojabilidad de un líquido en un sólido y constituyen el elemento básico en las estimulaciones no reactivas (AIPM, 2000).

Aplicación de los surfactantes

La utilización de los surfactantes se manifiesta principalmente en los siguientes fenómenos:

- Disminución de las fuerzas retentivas en el medio poroso. La acción de los surfactantes permite reducir las fuerzas capilares en el medio poroso, este efecto tiene mayor importancia en los medios de baja permeabilidad, donde las fuerzas retentivas causan que los hidrocarburos no fluyan con la energía disponible del yacimiento.
- Mojabilidad de la roca. Cuando la formación en la vecindad del pozo llega a ser mojada por aceite, esta se adhiere a la pared del poro incrementando el espesor de la película que moja la roca, disminuyendo de esta manera el área de flujo y eliminando el efecto de resbalamiento que produce una película de agua en la pared del poro, provocando una reducción en la permeabilidad relativa al aceite.
- Rompimiento de las emulsiones. Permite romper la burbuja de líquido que encapsula gotitas de aceite, permitiendo incrementar el flujo de aceite al pozo. Los surfactantes actúan en las emulsiones reduciendo la tensión interfacial, por este motivo se rompe la rigidez de la película de la emulsión o simplemente neutraliza el efecto de los agentes emulsificantes.

Un surfactante debe satisfacer los requisitos siguientes:

- Reducir la tensión superficial e interfacial.
- Prevenir la formación de emulsiones o romper las existentes.
- Mojar de agua a la roca del yacimiento, considerando la salinidad del pH del agua utilizada y su compatibilidad con el agua de formación.
- No hinchar las arcillas de la formación.
- Ser solubles en el fluido de tratamiento a la temperatura del yacimiento.

4.7 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

El trabajo de fracturamiento hidráulico consiste en la inyección de un fluido a presión denominado fluido de fractura en la profundidad a la que se encuentra la roca que se quiere fracturar, expuesta en la cara del pozo, para lograr la falla de la misma, es decir, hasta fracturar o hacer fallar la formación, esto con la finalidad de crear en ella canales de flujo (fracturas) y a su vez colocar elementos denominados apuntalantes para incrementar la conductividad de la formación (Figura 4.15).

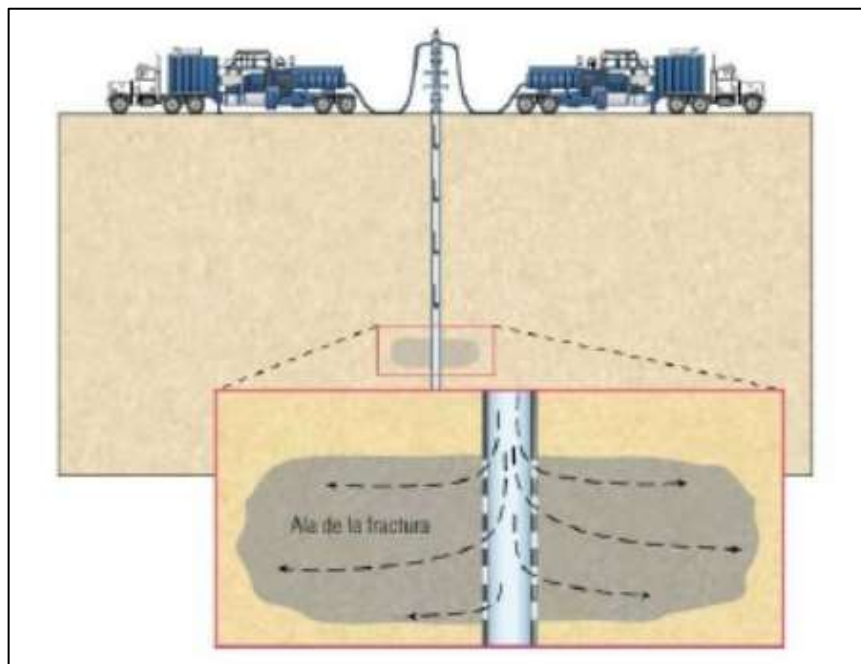


Fig. 4.15 Representación de un fracturamiento a través de la inyección de un fluido fracturante (Tomada de Tomado PEMEX 2008).

Cuando en el yacimiento existe una baja en su producción, se realiza un fracturamiento para mejorar la conductividad del yacimiento al fondo del pozo; el fracturamiento puede orientarse en diferentes direcciones como se muestra en la siguiente esquema (Figura 4.16)

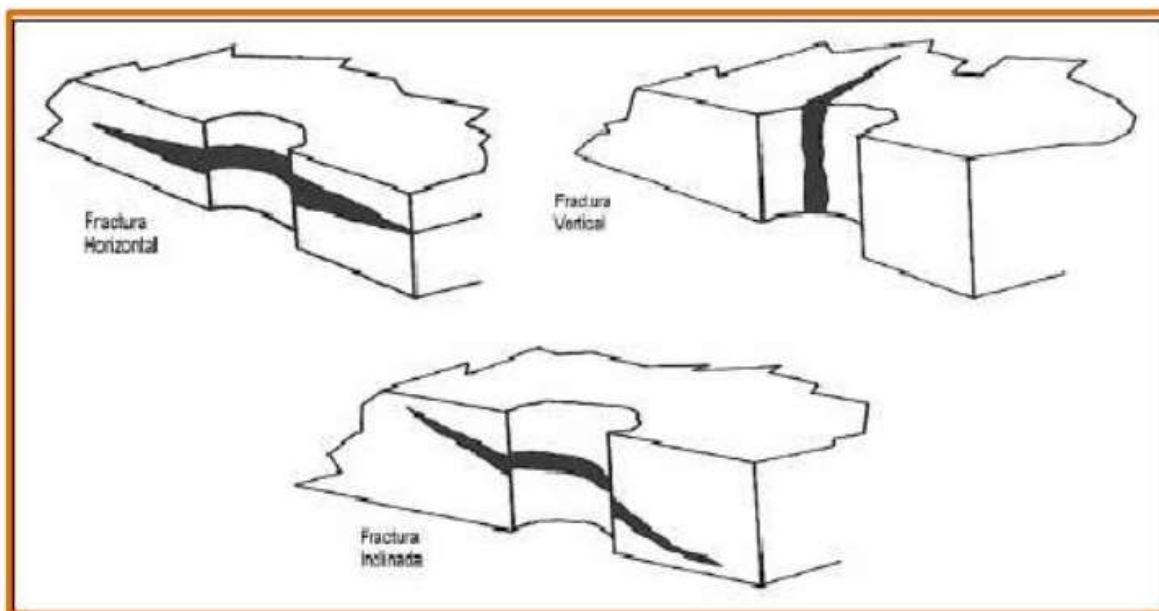


Figura 4.16 En esta imagen se puede mostrar las fracturas en diferentes direcciones (Tomada de Davies 2003)

El proceso de fracturamiento se basa en la aplicación de presión a una formación, hasta provocar una falla o fractura. Una vez que se produjo la ruptura de la roca, se mantiene aplicando presión con la finalidad de extender la fractura y así crear un canal de flujo de un tamaño adecuado que conecte las fracturas naturales y en consecuencia inducir una mayor área de drenaje de fluidos del yacimiento. Para evitar el cierre de la fractura, es necesario emplear apuntalantes que mantienen las paredes abiertas. Los granos de arena funcionan como pilares, evitando el cierre de la fisura, pero permitiendo el paso de los fluidos de la formación. En la primera etapa, se inyecta un precolchón de salmuera o gelatina lineal, con la finalidad de obtener parámetros y optimizar el diseño propuesto. Posteriormente, se bombea un colchón de gelatina como fluido, que produce la fractura y abre la roca para que pueda fluir el agente de sostén; por último se lleva a cabo el bombeo de tratamiento, siendo éste un fluido con arena, que apuntala a la fractura y la mantiene abierta.

4.8 Fracturamiento Ácido

El fracturamiento ácido es un tipo de estimulación en la cual un fluido reactivo (por lo común ácido clorhídrico) es inyectado en secuencias carbonatadas ya sean calizas o dolomías, con una presión por encima de la necesaria para fracturar la roca, con el objetivo de inducir un canal conductivo y abrir o conectar fracturas naturales.

El proceso combina la acidificación matricial con el fracturamiento hidráulico, dando como resultado la creación de canales de alta conductividad que contribuye al drenado del yacimiento). La aplicación del tratamiento se limita a aquellas formaciones limpias y que son altamente solubles; los carbonatos sucios (calizas arcillosas) con solubilidades menores al 70% no constituyen posibles candidatos puesto que la liberación de material fino provocará un taponamiento de los canales de flujo creados; en estos casos los canales de flujo grabados se dañarán como consecuencia de la baja solubilidad.

El objetivo de este tipo de tratamientos es inyectar ácido dentro de la fractura creada en la formación a una presión lo suficientemente alta para abrir fracturas naturales o para fracturar –romper– la formación. El método es ampliamente utilizado en dolomitas (Figura 4.17).

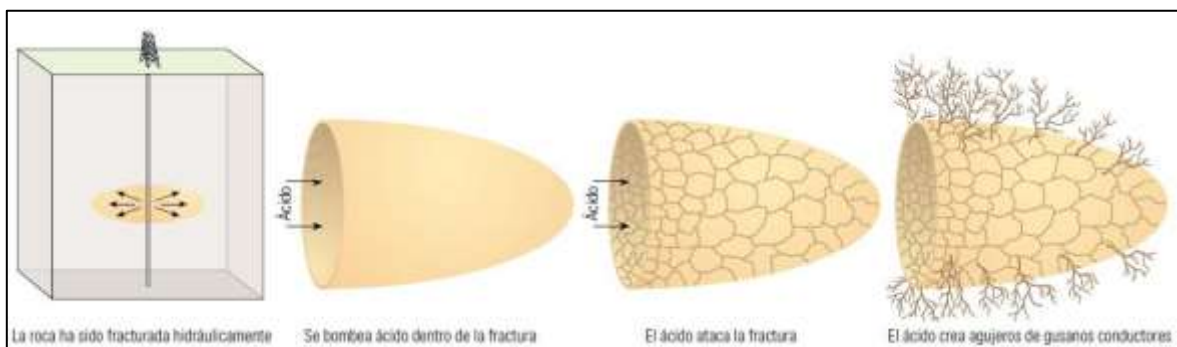


Figura 4.17 Etapas de un fracturamiento ácido en yacimientos carbonatados (Tomado de Al-Anzi E. y Al-Habib, 2004).

Existen dos razones primordiales para realizar un fracturamiento ácido:

- Contribuir en la producción de formaciones de baja permeabilidad
- Reducir el daño en aquellos casos en los que no sea posible solucionarlo con una acidificación matricial (PEMEX, 2008).

Las técnicas de fracturamiento ácido se utilizan en aquellas áreas donde la permeabilidad natural de los yacimientos carbonatados es insuficiente para promover estimulaciones ácidas efectivas de la matriz.

Este tipo de tratamiento no es usado en areniscas porque el ácido fluorhídrico no graba de forma adecuada la cara de la fractura. La principal diferencia entre el fracturamiento apuntalado y el ácido, radica en la utilización de un material apuntalante como medio para mantener abiertos los canales de flujo, mientras que el segundo proceso aprovecha la reactividad de las rocas con el fluido inyectado para grabar las paredes de la fractura.

Al momento de diseñar el fracturamiento ácido es conveniente tomar en cuenta aquellos factores que afecten el éxito de la operación como: las características del fluido, el tipo de pozo, las características de la formación, las propiedades de la roca y propiedades de los fluidos de la formación.

CONCLUSIONES

Los Yacimientos Petroleros en Brechas Calcáreas han sido y son de suma importancia para la explotación de hidrocarburos en México, ya que es ahí donde se han encontrado las reservas más grandes de nuestro país, teniendo uno de los campos gigantes del mundo, correspondiente con el Campo Cantarell.

En México, la historia de explotación de los campos comenzó en Poza Rica, en yacimientos en brechas calcáreas originadas en los taludes de la formación Tamabra (durante el Albiano-Cenomaniano) las cuales se formaron por el flujo de escombros y flujos turbidíticos de bioclastos e intraclastos derivados de las rocas carbonatadas de la formación Abra.

En la formación de brechas calcáreas existen diversos mecanismos, como el fallamiento asociado a eventos tectónicos, procesos diagenéticos de disolución, colapso y flujos de escombros submarinos. En cuanto al origen de la brecha calcárea del límite K-T está relacionada con el colapso del margen de la plataforma de Yucatán, como consecuencia de un gran sismo resultante del impacto de un meteorito (conocido como Chicxulub). El material que forma la brecha es producto de la acumulación de fragmentos de rocas carbonatadas en un ambiente de pie de talud.

La brecha calcárea de edad Cretácico Superior – Paleoceno (límite K/T) en la Sonda de Campeche está formada por clastos angulosos de caliza y dolomía y con desarrollo de alta porosidad secundaria debido a fracturamiento y a la formación de disolución (vúgulos). Es la unidad que presenta las mejores características de almacenadoras y constituye la principal roca formadora de yacimientos de la región.

Actualmente el Activo Ku Maloob Zaap se convirtió en el principal productor de crudo a nivel nacional alcanzando una producción de 808 miles de barriles diarios, está produciendo en secuencias de brechas calcárea dolomitizada del límite Cretácico Superior la cual es parte de una sucesión sedimentaria que contiene características estratigráficas, sedimentológicas y mineralógicas como rocas almacenadoras. Esta sucesión sedimentaria del Cretácico Superior - Terciario Paleoceno (K/T) está cubierta por capas de caliza (mudstone) interestratificadas con escasas y delgadas capas de brecha calcárea de grano fino de edad Paleoceno.

A la hora de perforar en Brechas Calcáreas se tiene una pérdida parcial o total de circulación del lodo de perforación, por lo tanto se debe implementar el método de perforación bajo balance, pues este otorgará mayor éxito para alcanzar el horizonte productor al disminuir el tiempo y los costos, La permeabilidad en una matriz de carbonato suele ser baja en algunas ocasiones por lo cual es necesario realizar alguna estimulación matricial o un fracturamiento hidráulico con el objeto de extraer el mayor volumen de hidrocarburos.

Para tener una optimización en la explotación de yacimientos en brechas calcáreas es de suma importancia conocer las tecnologías que podrían implementarse como: los pozos

horizontales y multilaterales, los sistemas artificiales, las recuperaciones secundarias y mejoradas.

RECOMENDACIONES

Se debe elaborar un adecuado diseño de perforación y explotación para cada campo, aplicando la tecnología moderna adecuada para minimizar costos y maximizando resultados sin sobreexplotar los campos, evitando las declinaciones prematuras.

Estudiar e implementar nueva tecnología como los pozos multilaterales y horizontales, lo que permitirá recuperar la mayor cantidad de hidrocarburos en los yacimientos en brechas calcáreas ya que estos abarcan una mayor área de drene, esto podría ir acompañado de algún sistema artificial de producción.

Ampliar la utilización de la técnica de perforación bajo balance, en la etapa productora tanto en los campos de Ku Maloob Zaap como de Cantarell, debido a que es un método que PEMEX domina en gran medida (sobre todo en la Región Sur) ya que disminuye costos por pérdidas de circulación y reduce el daño a la formación; con lo cual aumenta la rentabilidad del pozo.

Ampliar la perforación de pozos horizontales y multilaterales, pues estas tecnologías tienen la suficiente madurez técnica, tecnológica y de personal humano, para ser una opción rentable en los Campos de Ku- Maloob-Zaap y Poza Rica. Es necesario tener información geológica-petrolera detallada de las brechas para hacer una buena caracterización en los yacimientos, ya que esto es muy significativo para poder implementar las técnicas adecuadas de explotación.

Tener un vínculo de colaboración entre PEMEX, empresas privadas, centros de investigación y universidades, no solo para el mejoramiento de la formación profesional del estudiante, sino para lograr colaboraciones efectivas que llevan al desarrollo de tecnología de vanguardia.

Para una mejor formación profesional a los estudiantes de geociencias, se recomienda documentarse y ampliar su conocimiento sobre el origen y evolución de los yacimientos carbonatados (en especial en las secuencias de brechas calcáreas), así mismo es de suma importancia investigar sobre las nuevas tecnologías que se implementan en este tipo de yacimientos.

BIBLIOGRAFÍA

- Adams, A.E., Mackenzie, W.S., y Guilford, C., 1997, “Atlas de Rocas Sedimentarias”, Masson.
- Aguilar Áreas R., Castro Martínez H., Pong Uzanga B., Gonzáles Monroy Z., 2006, Aplicación de la tecnología de perforación bajo balance en zonas de pérdida total de circulación en campos marinos de la Bahía de Campeche, Revista Ingeniería Petrolera, Vol. XLVI No.6, 2006.
- Álvarez, M. "Clasificación de las rocas carbonatadas." Comisión Nacional de Energía Nuclear de México. 1966.
- American Association of Petroleum Geologist, “Clasification of Carbonate Rocks”, Tulsa, Oklahoma, USA 1962, pág. 59.
- American Association of Petroleum Geologist, “Clasification of Sedimentary Rocks”, Tulsa, Oklahoma, USA 1962, págs. 71, 117.
- Asquito, George B. "Subsurface Carbonate Depositional Models." Tulsa: Petroleum. 1979.
- Asociación de Ingenieros Petroleros de México (AIPM), 2000, Capítulo 11.- “Terminación y Mantenimiento de Pozos”, Un Siglo de la Perforación en México,
- Autores Varios, 2000, Desarrollo de la Perforación Bajo Balance (Pbb) en México, COLAPER México 2000.
- Ángeles- Aquino, F., 1996, Estratigrafía del Jurásico Superior en la Sonda de Campeche, México, Tesis de postgrado (IPN).
- Ángeles-Aquino, F. y A. Cantu Chapa, 2001, “Subsurface Upper Jurassic Stratigraphy in the Campeche Shelf, Gulf of Mexico, en C. Bartolini, R.T. Buffler, y Abelardo Cantú Chapa (Eds), The Western Gulf of Mexico Basin: Tectonics, Sedimentary Basins, and Petroleum Systems. AAPG Memoir 75,
- Ángeles-Aquino, F.J., Bosquejo Geológico de la Sonda de Campeche, Ingeniería Petrolera, vol.XLIV, num 11.

- Ángeles-Aquino, F.J., Monografía Petrolera de la zona Marina, Asociación Mexicana de Geólogos petroleros, A.C, Marzo 2006.
- Bratton T., D.V. Canh, Nguyen V. Duc, P. Gilleepie, Bingjian Li, R. Marcineu, B. Montaron, R. Nelson, D. Schoderbek y L. Sonnerland, 2006, “La naturaleza de los yacimientos naturalmente fracturados”, Oilfield Review.
- Bullock, P, 1985, Handbook for Soil Thin Section Description: Wolverhampton, UK, Waine Research Publications.
- Cancino Ortega Rodrigo, "Características Geológico-Petrofísicas de Yacimientos Petroleros en Rocas Carbonatadas" Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería, UNAM 2005.
- Caraveo Aválos Juan Edén, 2009 “Evaluación petrolera y métodos de explotación en la región Chiapas-Tabasco”. Tesis de Licenciatura, UNAM.
- Cárdenas Vences Guillermo., 2008 ”Evaluación Petrolera y métodos de Explotación en el Complejo Ku-Maloob-Zaap”, Tesis de licenciatura, UNAM Facultad de Ingeniería.
- Choquette, P. W., and L. C. Pray., 1970 “Geologic nomenclature and classification of porosity in sedimentary carbonates” AAPG Bull
- Cinco Ley H., 2006, Nuevas Tecnologías para la Producción de Hidrocarburos. Seminario Noviembre, 2006.
- Colomo J., Barnetche A., Hefeeran J., “Poza Rica. Its Development, Exploitation and Near Future”, 1951, págs. 1-19.
- Cook, H.E., and H.T. Mullins, 1983, “Basin margin environment”, in P. A. Scholle, D. G. Bebout, and C. H. Moore, eds., Carbonate depositional environments: AAPG Memoir 33
- Coromías Joan, “Breve Diccionario Etimológico de la Lengua Castellana”, Madrid, Editorial Gredos SA, 1973.
- Ealian Al-Anzi, Nabil Al-Habib, Hisham Nasr-El-Din, Alvarado O., Brady M., F. Chang., E. Huidobro, Mohamed J. y Depinder S., 2004, “Reacciones positivas en la estimulación de yacimientos carbonatados”, Schlumberger Oil Field Review.

- Downton G., Hendricks A., Demos P., 2003, Nuevos rumbos en la perforación rotativa direccional, Oilfield Review, Invierno 2000
- Ficetti Silvina, 2002, “Acidificación de Carbonatos”, Schlumberger Servicios de Estimulación a Pozos.
- Ficetti Silvina, 2000, “Fracturamiento Hidráulico”, Schlumberger Servicios de Estimulación a Pozos.
- Ficetti Silvina, 2011, “Introducción a la Estimulación Matricial”, Schlumberger Servicios de Estimulación a Pozos.
- Figueroa C. G. (PEP), Ortuño M. E. (PEP), Espinosa L. R. (IMP), Jiménez G. M. (IMP), 2006, Interpretación Sísmica Estructural Jurásico Superior Kimeridgiano, Activo Integral Ku-Maloob -Zaap.
- Fraija, J., Ohmer H., Pulick T., Rosharon, 2003, Nuevos aspectos de la construcción de pozos multilaterales, Oilfield Review, Invierno de 2002/2003.
- Folk, R.L., 1980 “Petrology of Sedimentary Rocks” Hemphill Publishing Company Austin, Texas.
- García Avendaño Alberto, “Estudio de núcleos de roca del Activo Integral Cantarell de la Sonda de Campeche”, Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería, UNAM 2010.
- García Urquiza C., 2007, “Equipos y Herramientas de la Perforación”, Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería UNAM.
- Gonzalez, G. R., Y Holguin, Q. N., 1992, “Las rocas generadoras de México: Boletín Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, Vol. XLII, Núm.1.
- Grajales Nishimura José Manuel, “Origen, diagénesis e importancia petrolera de la secuencia carbonatada del límite Cretácico-Terciario en el sureste de México”, Tesis de Doctorado, Posgrado de la Facultad de Ingeniería, UNAM, 2001.
- Hernández Juárez, Arturo., 2008 “Origen, evolución e importancia económica petrolera del Campo Cantarell, en la sonda de Campeche”, Tesis de licenciatura, UNAM Facultad de Ingeniería.

- Hernández Rodríguez Gerardo, “Sedimentología y diagénesis de rocas carbonatadas del jurasico superior: Una comparación de las facies productoras de hidrocarburos de la Sonda de Campeche con la formación el Porvenir, Oaxaca”, Tesis de Maestría, Posgrado de la facultad de Ingeniería, 2007.
- Informe de Play Cretácico Superior, 2006. Coordinación de Plays Establecidos. Activo Regional de Exploración Marina. Región Marina Suroeste).
- Informe de Play Jurásico Superior Kimmeridgiano, 2006, Coordinación de Plays Establecidos. Activo Regional de Exploración Marina. Región Marina Suroeste.
- Informe de Play Jurásico Superior Oxfordiano, 2006, Coordinación de Plays Establecidos. Activo Regional de Exploración Marina. Región Marina Suroeste.
- Informe final del Play Brecha KS, 2006, Coordinación de Plays Establecidos. Activo Regional de Exploración Marina. Región Marina Suroeste.
- J.J. Fornós, A, Rodríguez Perea y J. Arbona, “Acta Geológica Hispánica”, tomo 21-22, 1986-1987, págs. 459-468.
- Kalfayan J. Leonard, 2007, “Fracture acidizing: History, Present and Future”, SPE paper 106371, SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, College Station, Texas, 29-31.
- Knox J.A. and Ripley H.E., 1979, “Fracture acidizing in carbonate rock”, The Journal of Canadian Petroleum.
- Krumbein W. C., y Sloss, L. L., 1969, “Estratigrafía y Sedimentación” UTEHA, México Traducido por R. García Díaz.
- León Contreras R.M, 2007, “Pozos Multilaterales: Reto y Oportunidad para la Explotación de Yacimientos Complejos”, Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería UNAM.
- López Valdez I. 2007, “Apuntes de Elementos de Perforación”, Facultad de Ingeniería, UNAM.
- Lucia, F. Jerry "Carbonate Reservoir Characterization." Springer. 1999.

- Murillo-Muñetón, G., Grajales-Nishimura, J.M., Cedillo-Pardo, E., García-Hernández, J., Hernández-García, S. 2002. Stratigraphic Architecture and Sedimentology of the Main Oil-Producing Stratigraphic Interval at the Cantarell Oil Field: the K/T Boundary Sedimentary Succession. Society of Petroleum Engineers, Paper SPE-7431.
- Mahmood Akbar, Ali H. Alghamdi, Allen D., Canegie A., R.D. Chourasiya, S. D. Russell y R. Netherwood, 2001, “Evaluación de yacimientos carbonatados”, Schlumberger Oil Field Review.
- Martínez Salas Federico, 2003, Proyecto integral Ku-Maloob-Zaap diseño de la estrategia de ejecución de obras y servicios. CIPM. E_Exitep 2003.
- Martínez Ibarra Ricardo, 2009. “Dolomitización y generación de porosidad vugular en la brecha K/T del Campo Cantarell, Zona Marina-Campeche” Tesis Posgrado, UNAM.
- Marhx Rojano M.A., 2010 “Análisis de la distribución geológica y expectativas petroleras de la Formación Tamabra” Tesis Posgrado, UNAM.
- Meléndez-Arguello, L., García-Hernández, J., Balcazar, R., 2007, La Sal del Calloviano como factor determinante de la evolución de la estructura y distribución de facies prospectivas en el Área Central del Activo Integral Cantarell, Ingeniería Petrolera, Vol. XLVII, num 1.
- Mendoza et al., 2000 “Caracterización geomorfológica de talud y plataforma continentales de Campeche-Yucatán”, México. Investigaciones Geográficas. Boletín del Instituto de Geografía, UNAM.
- Meneses de Gyves, J., 1980, “Geología de la Sonda de Campeche”, Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, Vol.32, pp.1-26.
- Meneses, “Condiciones estratigráficas de los sedimentos terciarios en la Cuenca de Veracruz”, Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, tema presentado en la primer Convención de la AMGP, 1953.
- Newman M.S. y Rahman M.M., 2009, “A new efficiency criterion for acid fracturing in Carbonate Reservoirs”, SPE paper 122630.
- Nichols, Gary, 2009, “Sedimentology and Stratigraphy, Wiley-Blackwell”.

- Oilfield Review, Schlumberger “Los impactos de los asteroides”, Volumen 21, no. 4, 2010, págs. 14-27.
- Ortiz Pacheco Carlos Alberto, “Secuencias Estratigráficas en la Sonda de Campeche” Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería, UNAM 2005.
- PEMEX Anuario Estadístico, 2005-2006, 2009-2011.
- PEMEX Las reservas de Hidrocarburos de México, 2012.
- PEMEX Exploración y Producción Región Marina Noreste, 2007, Activo Integral Ku-Maloob-Zaap.
- PEMEX Gerencia de Ingeniería, 2002, Guía de Diseño para Estimulaciones de Pozos.
- PEMEX, 2008, “Terminación, Guías de diseño para Fracturamientos Hidráulicos”, Gerencia de Ingeniería y Tecnología de la UPMP.
- Peñaloza-Romero, R., 2003, Geometría del fracturamiento y procesos diagenéticos que condicionan las propiedades petrofísicas de la brecha calcárea en el campo Cantarell, Tesis Posgrado, UNAM.
- Peter M. Burgess, Huw D. Williams, V. Paul Wright, Giovanna Della Porta, Didier Granjeon, 2011, “Investigating Carbonate Platform Types: Multiple Controls and a Continuum of Geometries”, Search and Discovery Article #30164, AAPG, Houston.
- Pettijohn, F.J. 1975 “Sedimentary Rocks” Harper and Row. New York.
- Pomar, L., 2001, “Types of carbonate platforms: a genetic approach”, Blackwell Science Ltd., Basin Research 13, España.
- Pomerol Charles y Fouet Robert, “Las Rocas Sedimentarias”, 1952, págs. 98-106.
- Pournik M., Mahmoud M. y Nasr-El-Din H.A., 2009, “Acid Re-fracturing: Is it a good Practice?” SPE paper 124874.
- Santiago-Acevedo, J., Carrillo-Bravo, J., Martell-Andrade, B., 1984, Geología Petrolera de México, en Marmissolle-Daguerre, D. (coord.), Evaluación de Formaciones en México: México, D.F., Schlumberger y Petróleos Mexicanos.

- Schlumberger Market Analysis, 2007.
- Salah Al-Harthy, 2009: Opciones para la estimulación de pozos de alta temperatura, Schlumberger Oil Field Review.
- Scoffin, Terence P. "An introduction to carbonate sediments on rocks." London Chapman and Hall. 1987.
- Schlager Wolfgang, 2005, "Carbonate Sedimentology and Sequence Stratigraphy", Society for Sedimentary Geology, Amsterdam.
- Scholle, Peter A., Ulmer-Scholle, Dana S., 2003: A Color Guide to the Petrography of Carbonate Rocks: Grains, textures, porosity and diagenesis, AAPG Memoir 77, Oklahoma.
- TAML. "TAML Multilaterals Classification System", 2004.
- Torres G. H. Jaime. 2005, "Uso de la información de la prueba de multitrizado y cambios en la composición química de las aguas producidas en el área I del campo pozo rica y recomendaciones para la readecuación y optimización de su esquema de desarrollo" Tesis Posgrad, UNAM.
- Tucker, M. E. and Wright, V., 1990, "Carbonate Sedimentology", Blackwell Scientific Publications, Oxford, p. 496.
- Vail, P.R. and R.M. Mitchum, Jr., 1977, Seismic stratigraphy and global changes of sea level; Part 1, Overview: AAPG Memoir 26
- Walker R. G. "Facies models" Geological association of Canada, business and economic service, 1984 Toronto.
- Wayne M. Ahr, 2008: "Geology of Carbonate Reservoirs: The Identification, Description, and Characterization of Hydrocarbon Reservoirs in Carbonate Rocks", John Wiley and Sons Inc. Publication, New Jersey.
- Wayne W. Frenier, Syed Ali, Hans K. Kotlar, Hisham A. Nasr-El-Dim y Olav V., 2004 : "Pruebas virtuales: La clave de un proceso de estimulación", Schlumberger Oil Field Review.