



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

**“YACIMIENTOS PETROLEROS EN CALIZAS DE
PLATAFORMA”**

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

PRESENTAN:

JOSÉ CARLOS REYES HERNÁNDEZ

EVERARDO HERNÁNDEZ DEL ÁNGEL



DIRECTOR DE TESIS: ING. JAVIER ARELLANO GIL

México D.F., Ciudad Universitaria, mayo de 2012.



FACULTAD DE INGENIERÍA
 DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA
 TIERRA

UNIVERSIDAD NACIONAL
 AUTÓNOMA DE
 MÉXICO

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 **REYES HERNANDEZ JOSE CARLOS**, registrado con número de cuenta 304237687 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,


 DR. RAFAEL RODRIGUEZ NIETO

FECHA DE ACEPTACIÓN: 13/04/2012


 ING. JAVIER ARELLANO GIL

FECHA DE ACEPTACIÓN: 9/04/12


 M.C. NOE SANTILLAN PIÑA

FECHA DE ACEPTACIÓN: 12/04/12.


 DR. RAFAEL DE LOS ANGELES
 HERRERA GOMEZ

FECHA DE ACEPTACIÓN: 13/14/12


 ING. JOSE AGUSTIN VELASCO ESQUIVEL

FECHA DE ACEPTACIÓN: 13/4/2012



FACULTAD DE INGENIERÍA
 DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA
 TIERRA

UNIVERSIDAD NACIONAL
 AUTÓNOMA DE
 MÉXICO

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 **HERNANDEZ DEL ANGEL EVERARDO**, registrado con número de cuenta 407001976 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,


 DR. RAFAEL RODRIGUEZ NIETO

FECHA DE ACEPTACIÓN: 16/04/12


 ING. JAVIER ARELLANO GIL

FECHA DE ACEPTACIÓN: 16/04/12


 M.C. NOE SANTILLAN PIÑA

FECHA DE ACEPTACIÓN: 16/04/12


 DR. RAFAEL DE LOS ANGELES
 HERRERA GOMEZ

FECHA DE ACEPTACIÓN: 18/10/12


 ING. JOSE AGUSTIN VELASCO ESQUIVEL

FECHA DE ACEPTACIÓN: 18/4/12

La presente tesis y el examen profesional representan la materialización de un sueño más; un sueño que inició en la ceremonia de clausura de la Escuela Primaria Úrsulo Galván en la Comunidad Rural de Loma del Gallo de la cual tengo hermosos recuerdos. Seguir estudiando significaba alejarse de la familia y de los amigos; estando consciente de los sacrificios y carencias que esto significaba inicié esta aventura por el mundo del conocimiento, la preparación continua, la lucha por las metas propuestas y la oportunidad de conocer amigos de diferentes lugares, lugares cada vez más lejos de casa. Gracias a la Secundaria General Benito Juárez, al COBAEV 02, al Instituto Tecnológico de Ciudad Madero, por permitirme un lugar privilegiado entre sus Aulas.

Gracias a la mejor Universidad de América Latina, la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM), a la Facultad de Ingeniería, a mis profesores, compañeros y amigos de la carrera. Gracias a la UNAM por ser el centro de oportunidades educativas de esta gran Nación Multicultural. Al Ingeniero Javier Arellano Gil por guiarnos en esta última etapa de la licenciatura, por compartirnos sus conocimientos y su tiempo para dirigir este trabajo, por contribuir en la preparación de generaciones de Ingenieros Petroleros y del Departamento de Ciencias de la Tierra.

Gracias a Dios por haberme bendecido al darme por Madre a un ser tan divino, a la mamá más padre del mundo, este éxito se lo dedico a usted Roberta Hernández, por su apoyo incondicional, su comprensión y sus palabras de aliento para seguir siempre hacia adelante, gracias madre por enseñarme a luchar por los sueños, por levantarme después de caer, por enseñarme a sonreír en los momentos difíciles, por tomar cada compromiso con seriedad y responsabilidad dando siempre un poco más de lo esperado y a su vez con la diversión de un juego; a mis abuelitos Braulio y Salustia por permitirme dejar las actividades del campo para buscar mi propio camino, camino que ha sido más fácil de recorrer gracias a sus enseñanzas y consejos; a mis tíos y primos por contagiarme siempre de su alegría; en especial a ti Guadalupe mi siempre amigo y compañero de estudios; iniciamos juntos esta aventura pero nuestros interés nos llevaron a diferentes lugares y universidades, hoy al igual que tú, he culminado con éxito una meta más.

Un pilar importante para todo ser humano en cualquier lugar y en todo momento lo constituyen esas grandes personas que Dios puso en nuestro camino, para hacer todo más fácil, divertido y emocionante, me refiero a los amigos.

Gracias a José Carlos por permitirme trabajar a su lado este tema de tesis, por los grandes momentos vividos durante toda la carrera, porque en los últimos meses las experiencias vividas mejoraron nuestra amistad, porque aprendimos a homologar nuestro tiempo para hacer un gran equipo; a Juan Israel mi amigo y hermano del alma; a Nayeli por evitar que abandonara la carrera, porque con tu lucha y pasión por todo lo que haces me inspiras a seguir siempre hacia adelante; a Isaí, por tu alegría y por recordarme que la vida solo es una y debemos vivir cada momento con gran intensidad; Ana Belén porque tu amistad sincera es única, porque me dices las cosas tal y como son, aunque a veces esto duele; a Carlos A. H. Niño por ser el mejor ejemplo de disciplina y amor por la Ciencia y la Ingeniería.

A Nancy, Aramis y René por darme la mejor de las bienvenidas a esta gran ciudad, por su sensibilidad y preocupación por que hicieron que mi adaptación en la facultad fuera rápida y emocionante, por siempre divertirnos como niños. A Carlos E. Magallanes – SAM (Super Amigo Magallanes), porque en ti se acaba el egoísmo e inicia la actitud de servicio hacia la comunidad, porque encuentro una identificación plena y completa en tu persona, por tu amor y compromiso con la Comunidad Petrolera de esta Facultad.

A mis amigos Blanca Ingrid, Teresita, Irandy, Edison, Uriel, Francisco Guzmán Arévalo (Paquito), Susana, Bazan, Mireya, Oscar Rene, Lesly, Carlos Avendaño, Olga, Andre y Nataly por permitirme compartir con ustedes grandes momentos que siempre me acompañan. A mis paisanos Ana Karenina, Ricardo (Pime), Daniel, Alfredo Chaparro, Claudio, Uriel, por poner en alto el nombre de nuestro siempre bello estado de Veracruz.

A una gran persona y gran amigo Juan Israel por ser uno de los amigos que se cuentan con los dedos de una mano, gracias por tu cariño sincero y amistad incondicional, por ser mi amigo del alma que se convirtió en mi hermano, por escucharme a altas horas de la noche, por compartir los malos, buenos y mejores momentos durante estos cinco años, por estar apoyándome en los momentos de angustia y desesperación, por ser uno de los pilares que mantuvo mi firmeza y porque sé que siempre podré contar contigo. Gracias hermano, te quiero un fuerte abrazo.

“LA ADVERSIDAD TIENE EL DON DE DESPERTAR TALENTOS QUE EN LA PROSPERIDAD HUBIESEN PERMANECIDO DURMIENDO” (HORACIO QUINTO)

JALVINTSICH UNAM, JALVINTSICH FACULTAD DE INGENIERÍA
HERNÁNDEZ DEL ÁNGEL EVERARDO



Agradecimientos

A la Universidad Nacional Autónoma de México

Me siento orgulloso de ser parte de una institución tan noble como la UNAM. Soy muy afortunado por llevar los colores azul y oro. Goya, Goya.

A la Facultad de Ingeniería

Por tanto aprendizaje, conocimiento y hospitalidad. Sin duda te convertiste en una segunda casa, en la cual me sentí en todo momento muy contento. Vino, Vino... Arriba la Facultad de Ingeniería.

A mis padres

Por brindarme la oportunidad de cumplir uno de mis sueños y por dejarme un legado excepcional: mi educación. Por todo el esfuerzo que siempre han hecho, al conseguir que sus hijos, sean hombres de bien. Lo lograron. Este primer triunfo, es de ustedes papás.

A mi padre Abraham Reyes Jiménez

A quien admiro y respeto demasiado. Por enseñarme a ser constante, a no ser conformista y a mejorar cada día. Por creer en mí, por ser paciente y por ser un ejemplo de lucha, entrega y éxito.

A mi madre María del Socorro Hernández Herrada

Por apoyarme siempre, por tu eterna comprensión, amor y cariño. Por darme la vida y por enseñarnos tanto a mi hermano y a mí, a tomar buenas decisiones. Por inculcarme el trabajo, la responsabilidad, la disciplina, a hacer bien las cosas y a jamás darme por vencido. A pesar de la distancia, has estado presente en cada paso, cada obstáculo, cada meta alcanzada. Este sueño que hoy alcanzamos, también es suyo. ¡Sí se pudo Colcha!

A mi mejor amigo, mi hermano Gerardo Reyes Hernández

Lonche eres el mejor hermano que cualquiera pudiera desear, de quién más he aprendido y a quién siempre escucho. Tú eres mi guía y mi consejero. Un sabio. Te admiro por tu valentía, tu energía, tu alegría y enorme fortaleza, eres tu quién siempre es capaz de remar contra cualquier corriente que intente hundir a la familia. Siempre te llevo en mi corazón y en cada uno de los objetivos que logro realizar. La Colcha y tú son mis más grandes motivaciones. Te amo hermano. Ahí la llevamos carnal, saliendo adelante, poco a poco.

Just remember: It's me and you against the world!

A mis Padrinos Miguel Esparza Hernández y Alida Villarreal Garza

Por su infinito apoyo. A lo largo de las visitas a mi querido estado y ciudad, siempre se portaron muy bien. Dedico este trabajo y el esmero dedicado a lo largo de la carrera a ustedes, a quienes considero personas ejemplares y de bien.

A mi tía tocha

Por ser como es, tan alegre y de tan buen corazón. Basta pasar unos momentos a su lado, para contagiarse y olvidarse de las dificultades. Gracias por regalarnos tan deliciosos platillos y por darse el tiempo para cumplirnos nuestros caprichos (en particular me gustan mucho los chiles en nogada). Sin su valiosa ayuda tía, no hubiera sido posible alcanzar este sueño.

Al Ingeniero Javier Arellano Gil

Por permitirnos trabajar con él y darnos la oportunidad de culminar nuestra etapa de universitarios. Tuve la fortuna de ser su alumno y desde entonces me percaté de su profesionalismo, entrega y pasión por la educación. Es bueno que la Universidad cuente con Profesores de su categoría.

A mis amigos de la Facultad

Por todas las experiencias que disfrutamos y todo el tiempo que compartimos. Agradezco a la vida por permitirme conocer y tener como amigos a personas maravillosas. Juan Mantúfar (primo), Everardo Hernández, Isaí Arellano, Ricardo Monterrubio (Rockstar), Oscar Contreras (Kalimba), Daniel Salomón (Bono), Claudio Vázquez (Pollo), Teresita Pedraza (Big crunch), Susana Cerón (Brinquitos), Nataly Olvera (Chiquita), Carlos Niño (Child), Ana Cruz (niña), Norberto Briones (Morby), Ana Karenina, Edgar Andrés Baltazar (Balú), Luis Arcos (Europeo), Olga Hernández (Olgui), Jacqueline Guerrero, Nayeli Santos, Mireya López (mimis), Edith López (mini). Gracias por todo lo que vivimos. Esas convivencias y anécdotas me las guardo, y me las llevo conmigo, a donde vaya.

A Nayeli Santos Alvarado

Por demostrarnos que eres una guerrera Naye. Te has ganado mi admiración. Te quiero mucho. Por no tomar el camino fácil y darte por vencida. Sigue así. Este pasito que ahora doy, también es tuyo.

A la señorita González (Yesi)

Por ser parte de una etapa extraordinaria de mi vida. Por aguantarme y regalarme momentos maravillosos a tu lado. Siempre ocuparás un espacio en mi corazón.

A mis amigos del CCH

A Daniel (Muñe), Jaime (Monín), Gustavo (San Agus), Omar (Ojitos), Lalo (Wero), Hernán (Hive), Emmanuel (Negro). Por ser parte de mi vida y por brindarme su amistad. Los años pasan y sin embargo, pareciera que no es así.

A Ulises Castañeda (Trick)

Por tantas fiestas, reuniones, pláticas y consejos. Eres parte de mi familia vato. No lo olvides.

A mis amigos de la Secundaria

A David Guzmán (Winnie), Camilo Ramos (Carmelo) y Gerardo Cantú (Caritas)

No olvidaré aquellos tiempos en los que nos divertíamos sin descanso. Por mucho, el primer año de secundaria fue el mejor, y en gran parte eso se debe a ustedes.

José Carlos Reyes Hernández.

“Estoy abrumado de qué hacer, pero he descubierto el secreto de no sentir el cansancio y tal como supones estoy libre de monstruos y serpientes y animado sólo por el impulso de las águilas”.



J.Vasconcelos, Carta a Alfonso Reyes, Julio 27 de 1920.

RESUMENIV
LISTA DE FIGURASVI
LISTA DE TABLASXII
CAPÍTULO I. GENERALIDADES 1
1.1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.2. OBJETIVOS	2
1.3. IMPORTANCIA ECONÓMICA	2
1.4. DESAFÍO TECNOLÓGICO	3
1.5. COMPLEJIDAD DEL YACIMIENTO.....	4
1.6. ÁREAS DE OPORTUNIDAD.....	6
1.7. ESTADO DEL ARTE.....	9
1.7.1. TÉCNICAS DE ESTIMULACIÓN Y FRACTURAMIENTO EN YACIMIENTOS CARBONATADOS	9
1.8. EL CONTEXTO ACTUAL DE LA POLÍTICA ENERGÉTICA MUNDIAL.	11
CAPÍTULO II. SECUENCIAS DE CALIZAS DE PLATAFORMA 14
2.1. CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LAS CALIZAS.	14
2.2. CLASIFICACIÓN DE LAS CALIZAS	14
2.2.1. CLASIFICACIÓN DE DUNHAM.....	16
2.2.2. CLASIFICACIÓN DE EMBRY Y KLOVAN.....	17
2.3. DESCRIPCIÓN DE LAS CALIZAS.	18
2.3.1. ORIGEN DE LOS SEDIMENTOS.....	18
2.3.1.1. <i>PARÁMETROS FÍSICOS</i>	19
2.3.1.2. <i>PARÁMETROS QUÍMICOS</i>	20
2.3.1.3. <i>PARÁMETROS BIOLÓGICOS</i>	22
2.3.2. CARACTERÍSTICAS DE LOS SEDIMENTOS	22
2.3.2.1. <i>SEDIMENTOS ALOQUÍMICOS</i>	22
2.3.2.2. <i>SEDIMENTOS ORTOQUÍMICOS</i>	22
2.3.3. TIPOS DE PARTÍCULAS	22
2.3.3.1. <i>PARTÍCULAS NO ESQUELETALES</i>	23
2.3.3.2. <i>PARTÍCULAS ESQUELETALES</i>	26
2.3.3.3. <i>MICRITA</i>	39
2.3.3.4. <i>ESPARITA</i>	39
2.3.4. TEXTURA.....	39
2.4.4.1. <i>MATRIZ</i>	39
2.4. AMBIENTES SEDIMENTARIOS	40
2.4.1. CARBONATOS EN AMBIENTES SEDIMENTARIOS MARINOS	40
2.4.1.1. <i>PLATAFORMA CONTINENTAL</i>	41
2.4.1.2. <i>TALUD CONTINENTAL</i>	41
2.4.1.3. <i>CUENCAS OCEÁNICAS PROFUNDAS</i>	42

2.5.	PLATAFORMA CARBONATADA.....	43
2.5.1.	ANTECEDENTES	43
2.5.2.	PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS.....	45
2.5.3.	ELEMENTOS QUE CONTROLAN EL DESARROLLO DE PLATAFORMAS CARBONATADAS ..	46
2.5.3.1.	<i>FACIES</i>	47
2.6.	DESCRIPCIÓN DETALLADA DE LOS TIPOS DE PLATAFORMA CARBONATADA.....	52
2.6.1.	PLATAFORMA BORDEADA	53
2.6.1.1.	<i>PLATAFORMAS CON MARGEN DE ACRECIÓN</i>	53
2.6.1.2.	<i>PLATAFORMAS CON MARGEN DE BYPASS</i>	54
2.6.1.3.	<i>PLATAFORMAS CON MARGEN EROSIONAL</i>	54
2.6.2.	RAMPAS	55
2.6.2.1.	<i>RAMPA HOMOCLINAL</i>	57
2.6.2.2.	<i>RAMPAS CON RUPTURA DE PENDIENTE DISTAL</i>	57
2.6.3.	PLATAFORMA EPEÍRICA	57
2.6.4.	PLATAFORMA AISLADA.....	58
2.6.5.	PLATAFORMA INUNDADA.....	59
2.7.	CARBONATOS DE AMBIENTES LACUSTRES	59
2.7.1.	SUB AMBIENTES LACUSTRES	60
2.7.2.	AMBIENTE ARRECIFAL	61
2.8.	PROCESOS DIAGENÉTICOS.....	63
2.8.1.	COMPACTACIÓN	64
2.8.2.	CEMENTACIÓN	64
2.8.3.	RECRISTALIZACIÓN	65
2.8.4.	DISOLUCIÓN	65
2.8.5.	DOLOMITIZACIÓN	65
CAPÍTULO III. CASOS HISTÓRICOS		67
3.1.	CASOS NACIONALES	67
3.1.1.	REGIÓN DE LA FAJA DE ORO.....	67
3.1.2.	PLATAFORMA DE CÓRDOBA.....	74
3.1.3.	ÁREA CHIAPAS-TABASCO	88
3.2.	CAMPOS INTERNACIONALES.....	98
3.2.1.	ARRECIFE CAPITÁN	98
3.2.2.	GOLFO PÉRSICO	112
3.2.2.1.	<i>CAMPO GHAWAR</i>	112
CAPÍTULO IV. TECNOLOGÍAS Y METODOLOGÍAS PARA LA EXPLOTACIÓN EN CALIZAS		
DE PLATAFORMA.....		124
4.1.	ESTIMULACIONES REACTIVAS Y NO REACTIVAS.....	126
4.1.1.	ACIDIFICACIÓN MATRICIAL O ESTIMULACIÓN REACTIVA.....	127
4.1.2.	ESTIMULACIÓN NO REACTIVA.....	133

4.2.	TÉCNICAS DE DIVERGENCIA	134
4.3.	DISEÑO DE UNA ESTIMULACIÓN	137
4.3.1.	PROCEDIMIENTO OPERATIVO PARA REALIZAR UNA ESTIMULACIÓN.....	139
4.3.2.	CÁLCULO DE LA CANTIDAD DE CALIZA QUE DISUELVE UN ACIDO.....	139
4.4.	FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	141
4.5.	FRACTURAMIENTO ÁCIDO	144
4.5.1.	DISEÑO DEL TRATAMIENTO	145
4.5.1.1.	<i>VALIDACIÓN DEL POZO CANDIDATO</i>	145
4.5.1.2.	<i>CONSIDERACIONES DE DISEÑO</i>	146
4.5.1.3.	<i>GEOMETRÍA DE LA FRACTURA</i>	148
4.5.1.4.	<i>CONDUCTIVIDAD DE LA FRACTURA</i>	153
4.5.1.5.	<i>SELECCIÓN DEL SISTEMA DE FLUIDOS FRACTURANTES</i>	160
4.5.1.6.	<i>OPTIMIZACIÓN DEL DISEÑO</i>	162
4.6.	APLICACIÓN DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO EN CAMPOS PETROLEROS CON CARBONATOS DE MÉXICO.....	162
4.7.	FRACTURAMIENTO ÁCIDO CON APUNTALANTE	167
4.8.	RECUPERACIONES SECUNDARIA Y MEJORADA	177
4.8.1.	RECUPERACIÓN DE HIDROCARBUROS EN YACIMIENTOS CARBONATADOS	178
4.8.2.	RECUPERACIÓN SECUNDARIA Y MEJORADA EN MÉXICO	182
4.8.2.1.	<i>PROCESOS DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA Y MEJORADA EN EL COMPLEJO ANTONIO J. BERMÚDEZ</i>	183
4.9.	DESARROLLO DE CAMPOS	186
4.9.1.	PROYECTO DE EXPLOTACIÓN COMPLEJO ANTONIO J. BERMÚDEZ.....	190
	CONCLUSIONES	192
	BIBLIOGRAFÍA	195

ABSTRACT

Carbonate reservoirs contain more than 60 % of hydrocarbons reserves worldwide, most of the gigantic oil fields produce from this type of rocks. In Mexico, much of the petroleum production (94.5 %) and the 3P reserves (68%) come from the oil fields located in the southeast country's region. In this area, petroleum reservoirs in carbonate rocks are prevailing.

Most of limestone rocks occur in shallow-water sedimentary depositional environment; however it is also possible to find them in the foreslope, in ramp settings and in the open sea shelf environment. The shallow marine carbonate system it is the only extensive depositional that generates its own sediments. A carbonate platform it is defined as a shallow marine environment generally with low energy, attach or detach to the landmass where it takes place phenomena like the precipitation and the accumulation of carbonate sediments, the influence of terrigenous is very poor.

The present thesis makes a geologic description of petroleum reservoirs in carbonate platform rocks; explains the processes and factors which impact on its formation; the different classification schemes of carbonate platforms; the main case studies in Mexico and two regions in the world (Capitan Reef and Persian Gulf); and also the analysis of technologies, methodologies and strategies to improve the oil resources exploitation.

RESUMEN

Los yacimientos petroleros en rocas carbonatadas almacenan más del 60 % de las reservas de hidrocarburos en el mundo, la mayoría de los campos gigantes de petróleo son productores en este tipo de yacimientos; en México, gran parte de la producción (94.5 %) y de las reservas probadas de hidrocarburos (67%) provienen de los campos localizados en la región Sureste del país. En esta zona predominan los yacimientos asociados a rocas carbonatadas.

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. Una plataforma carbonatada es un ambiente de aguas someras, generalmente de baja energía, separado o unido a la masa continental en donde ocurre la precipitación y acumulación de sedimentos de carbonato, con mínima o nula entrada de terrígenos. Localmente se tienen condiciones de alta energía en el entorno de desarrollos arrecifales.

En este trabajo se desarrolla una descripción de los yacimientos petroleros en secuencias de calizas de plataforma; desde los procesos y factores que inciden en su formación, aspectos geológicos, tipos de plataformas carbonatadas, recopilación de los principales casos de estudio en México y de dos regiones petroleras de gran relevancia en el mundo (Arrecife Capitán y Golfo Pérsico); así como el análisis de las tecnologías, metodologías y estrategias para la eficiente explotación de los recursos petroleros.

En el Capítulo I se presentan los objetivos de la investigación, la importancia económica de los yacimientos en rocas carbonatadas, las dificultades tecnológicas y complejidad de los yacimientos, las áreas de oportunidad, una breve revisión del estado del arte para la clasificación de carbonatos y por último se incluye el contexto actual de la política energética mundial.

En el Capítulo II se describen las características geológicas de las calizas y de su ambiente de depositación. Se presentan elementos como el origen y los tipos de sedimentos; posteriormente se especifican en base a la textura los principales componentes de las calizas (partículas esqueléticas, no esqueléticas, micrita y esparita), así como los fenómenos diagenéticos asociados a los carbonatos. Por último se define lo relacionado a las plataformas carbonatadas, su definición, clasificación, factores que influyen en su desarrollo, modelos de facies y morfología.

En el Capítulo III se incluyen los casos de estudio Nacionales e Internacionales. Las regiones Nacionales están constituidas por la Faja de Oro, la Plataforma de Córdoba, y el Área de Chiapas-Tabasco. Por su parte las regiones Internacionales abarcan las áreas del Arrecife Capitán en E.U.A. y el Golfo Pérsico en el Medio Oriente, en donde se localiza uno de los campos Gigantes del mundo (Campo Ghawar).

En el Capítulo IV se presentan las estrategias para incrementar la productividad de los yacimientos, como las técnicas de estimulaciones (reactivas y no reactivas), los procesos de fracturamiento tanto hidráulico como ácido, la revisión de los factores de recuperación de hidrocarburos en secuencias carbonatadas, la tendencia de la recuperaciones secundaria y mejorada en México y lo relativo a las etapas en el proceso de la Exploración y Producción de con mayor enfoque al desarrollo de campos analizando el Proyecto de Explotación del Complejo Antonio J. Bermúdez.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1. Clasificación de las rocas de carbonatas de Dunham (Tomado de Scholle P., y Ulmer-Scholle D., 2003)	1
Figura 1.2. Distribución de las rocas carbonatadas alrededor del mundo (Tomado de Slb Market Analysis, 2007)	3
Figura 1.3. Clasificación de la porosidad en Carbonatos (Tomado de Scholle P., y Ulmer-Scholle D., 2003)	5
Figura 1.4. Esquema de las diferentes clasificaciones carbonatos (Tomado de Scholle P., y Ulmer-Scholle D., 2003)	9
Figura 2.1. Clasificación de Dunham (Scholle P. y Ulmer-Scholle D., 2003)	16
Figura 2.2. Clasificación de Embry y Klován (Scholle P. y Ulmer-Scholle D., 2003).....	17
Figura 2.3. Dos Componentes de las rocas carbonatadas (Tomado de Handford, 2004).	18
Figura 2.4. Relación entre la profundidad y la producción de carbonatos. (Tomada de Nichols, 1999).....	20
Figura 2.5. Relación de la intensidad de luz y la producción orgánica con la profundidad (Tomado de Schlager, 1992).	21
Figura 2.6. Efecto de la salinidad en el crecimiento de plantas y animales en ambientes marinos. (Tomada de Heckel, 1972).	21
Figura 2.7. Ejemplo de los pellets en una laguna carbonatada de Australia (Tomada de Handford, 2004).....	23
Figura 2.8. Oolitos alterados y disueltos por el agua dulce en una duna eólica los que han sido unidos con cemento. (Tomado de Handford, 2004).....	24
Figura 2.9. Principales condiciones ambientales donde se forman de los intraclastos y los extraclastos (Tomado de Handford, 2004).....	26
Figura 2.10. Distribución en el tiempo geológico de los organismos contribuyentes de partículas esqueléticas en carbonatos (Tomado de Scholle, 2003).	27
Figura 2.11. Morfología y estructura de un estromatopórido del Paleozoico (Tomado de Handford, 2004).....	28
Figura 2.12. Concha de braquiópodo con estructura ondulada (izquierda) y anatomía de un braquiópodo articulado (derecha), (Tomado de Handford, 2004).	29
Figura 2.13. Sección axial de un cefalópodo de tipo ammonite del Pérmico en Tunisia (izquierda) y morfología de un cefalópodo nautilus, su concha está compuesta por lo común de aragonita (derecha), (Tomado de Handford, 2004).	30
Figura 2.14. Colonia de briozoarios del ordovícico de la Formación Martinsburg, Virginia (Tomado de Handford, 2004).....	31
Figura 2.15. Sección de briozoarios Schizoporella floridana en la región de Florida (Tomado de Handford, 2004).....	31
Figura 2.16. Vista de una caliza de crinoideos cementada con calcita (Tomado de Handford, 2004).	31
Figura 2.17. Estructura de un trilobite (izquierda) y ostrácodos de la Formación Green River, en la región de Wyoming (derecha), (Tomado de Handford, 2004).	32
Figura 2.18. Esponja calcárea del Pérmico en la región de Tunisia (izquierda) y porción de una esponja del Ordovícico Inferior en la región del Paso, Texas (derecha), (Tomado de Handford, 2004).....	33
Figura 2.19. Coral tabular del ordovícico en Oklahoma, EUA (Tomado de Handford, 2004).	34
Figura 2.20. Coral rugoso del carbonífero en Inglaterra (Tomado de Handford, 2004).....	35
Figura 2.21. Morfología y estructura de los serpúlidos individuales y en colonias (Tomado de Handford, 2004).....	36

Figura 2.22. Caliza del cretácico de la Formación Tamabra, en México. Se observan distintos tipos de algas rojas (Tomado de Handford, 2004).	37
Figura 2.23. Caliza rica en calciesferas del cretácico en Inglaterra (Tomado de Handford, 2004).	38
Figura 2.24. Ejemplo de micrita fosilífera, (Tomada de Handford, 2004)	39
Figura 2.25. Características generales de la plataforma continental, talud y cuencas oceánicas profundas. (Tomado de commons.wikimedia.org, 2011).	42
Figura 2.26. Clasificación de las plataformas carbonatadas (Modificado de Tucker, 1990).	43
Figura 2.27. Clasificación de la plataformas carbonatadas (Handford y Loucks, 1993).	44
Figura 2.28. Clasificación de la plataformas carbonatadas (Wright y Burchette, 1996).	44
Figura 2.29. Clasificación de la plataformas carbonatadas (Tomado de Pomar, 2001).	45
Figura 2.30. Principales factores que controlan la formación de las secuencias de carbonatos (Tomado de Walker, 1992).	47
Figura 2.31. Secuencia idealizada de las facies estándar para una plataforma carbonatada (Tomada de Wilson, 1975).	50
Figura 2.32. Plataforma bordeada (Tomada de Nichols, 1999).	53
Figura 2.33. Modelo de facies para la plataforma bordeada (Modificado de Handford, 2004). ..	54
Figura 2.34. Configuración de una plataforma carbonatada de tipo rampa (Nichols, 1999).	55
Figura 2.35. Fisiografía de la rampa carbonatada (Tomada de Wunderlich, 2007).	55
Figura 2.36. Principales subambientes en una rampa homoclinal (Tomada de Barnes, 2003)..	56
Figura 2.37. Modelo de facies para la rampa carbonatada (Tomado de Handford, 2004).	56
Figura 2.38. Esquema de la plataforma carbonatada de tipo epeírica (Nichols, 1999).	58
Figura 2.39. Modelo de facies para la plataforma epeírica (Tomada de Irwin, 1965).	58
Figura 2.40. Esquema de la plataforma carbonatada de tipo aislada (Nichols, 1999).	59
Figura 2.41. Plataforma carbonatada inundada o de tipo sumergida (Tomado de Tucker, 1990).	60
Figura 2.42. Esquema en los que se indican los subambientes lacustres (Tomado de Tucker, 1990).	60
Figura 2.43. Representación de un arrecife marginal (Tomada de Nichols, 1999).	62
Figura 2.44. Representación de un arrecife de barrera (Tomada de Nichols, 1999).	62
Figura 2.45. Representación de un atolón (Tomada de Nichols, 1999).	62
Figura 2.46. a) Distribución de los sedimentos y las facies de un arrecife. b) Distribución de organismos en un arrecife (Tomada de Corrales, 1977).	63
Figura 3.1. Localización de la Cuenca de Tampico Misantla y de la Faja de Oro (Tomado de PEMEX, 2010).	67
Figura 3.2. Placa conmemorativa en el Pozo Cerro Azul No. 4, uno de los más productivos a nivel mundial (Tomado de www.méxicomáxico.org, 2009).	68
Figura 3.3. Distribución del Sistema Petrolero SuperGigante Pimienta-Tamabra y principales regiones petroleras (Modificado de Magoon, 2001).	71
Figura 3.4. Ubicación geográfica de campo Bagre, y del pozo Bagre-101 (Tomado de PEMEX, 2005).	73
Figura 3.5. Esquema que muestra la geología del subsuelo de la plataforma de Córdoba; se tienen más de 5,000 metros de secuencias carbonatadas depositadas desde el Jurásico Superior hasta el Cretácico Superior (Modificada de González, 1976).	75
Figura 3.6. Registro estratigráfico de los depósitos del Cretácico en la Plataforma de Córdoba (Modificado de Ferket y Ortuño-Arzate, 2003).	75
Figura 3.7. Diagrama ilustrativo que muestra la evolución de la plataforma de Córdoba (Modificada de González, 1976).	76

Figura 3.8A. Mapa geológico sintético de la Plataforma de Córdoba (Ortuño-Arzate S. y Ferket H., 2003).	77
Figura 3.8B. Secciones transversales de la Plataforma de Córdoba en el que se muestra la deformación mediante pliegues y fallas (Ortuño-Arzate S. y Ferket H., 2003).....	78
Figura 3.9. Sección estructural de la plataforma de Córdoba y Cuenca de Veracruz (Tomada Ferket H. y Ortuño-Azarte S., 2003).....	79
Figura 3.10. Diagrama de bloque que esboza la orientación de las estructuras y la distribución de fracturas. (Ortuño-Arzate y Ferket, 2003).....	81
Figura 3.11. Campos petroleros de la Plataforma de Córdoba (González, 1976).....	81
Figura 3.12. Localización del campo Cópite dentro de la Plataforma de Córdoba (Modificada de González, 1976).	83
Figura 3.13. Esquema ilustrativo de la sección estructural del Campo Cópite (Modificada de González J., 1976).....	84
Figura 3.14. Localización del Campo Mata Pionche dentro de la Plataforma de Córdoba (Modificada de González, 1976).	85
Figura 3.15. Sección estructural del campo Mata Pionche, dominado por el plegamiento de anticlinales y cierre contra fallas (González, 1976).	86
Figura 3.16. Localización del Campo Mecayucan (Tomado de PEMEX, 2009).	87
Figura 3.17. Ubicación geográfica del área Chiapas – Tabasco en la Cuenca del Sureste Mexicano (Modificado de Martínez, 2005).	89
Figura 3.18. Columna Estratigráfica del área Chiapas Tabasco. RG=Roca Generadora, RA=Roca almacén, RS=Roca Sello (Tomada de Martínez, 2005).	90
Figura 3.19. Localización de los 5 principales focos de generación en el área Chiapas-Tabasco (Tomada de Martínez, 2005).	91
Figura 3.20. Localización del Complejo Antonio J. Bermúdez en la región Sur de México (Tomado de Aguilar, 2004).	92
Figura 3.21. Localización del Campo Catedral en la región Sur de México (Tomado de PEMEX, 2004).	94
Figura 3.22. Localización del campo Chiapas-Copanó en el Sureste de la República Mexicana (Tomado de PEMEX, 2005).	95
Figura 3.23. Ubicación Geográfica del campo Bricol (Tomado de PEMEX, 2011).....	97
Figura 3.24. Sección estratigráfica en el campo Bricol (Tomado de PEMEX, 2011).....	98
Figura 3.25. Esquema representativo del complejo Arrecife Capitán al Oeste de Texas y Nuevo México (modificado de Creel, 2008).	99
Figura 3.26. Distribución en planta del Arrecife Capitán en el área de Nuevo México (Tomada de Creel, 2008).	100
Figura 3.27. Sección transversal (A-A´) marcada en la figura 3.28, que corta al Arrecife Capitán en su porción noreste en el estado de Nuevo México (tomada de Creel, 2008).	101
Figura 3.28. (A) Microfotografía de una lámina delgada del Arrecife Capitán Medio del Cañón McKittrick del Parque Nacional Guadalupe. (B) Línea de contorno de la placa mostrada en la sección A (Tomada de Moore, 2001).	102
Figura 3.29. Diagrama esquemático que muestra una sección transversal de la vida dentro de las paredes del Arrecife Capitán (Tomado de Moore, 2001).	102
Figura 3.30. Forma del complejo de Arrecifes Capitán, y distribución de la edad geológica de sus sedimentos (Tomada de Allan y Steve, 2009).	103
Figura 3.31. Relación de la extensión areal de las facies de carbonatos y los límites laterales de las formaciones geológicas o grupos (Tomada de Allan y Steve, 2009).	104

Figura 3.32. Diagrama esquemático que ilustra los ciclos microestratigráficos idealizados para el Arrecife Capitán Medio (arriba) y la parte del Arrecife Capitán Superior (abajo), (Tomado de Moore, 2001).	105
Figura 3.33. Principales características del modelo geológico para el complejo de Arrecifes Capitán (modificado de Melim y Scholle, 1999).	108
Figura 3.34. Configuración geológica del complejo de Arrecifes Capitán del Pérmico (Tomado de Moore, 2001).	109
Figura 3.35. Localización del área de los campos de aceite y gas en el Arrecife Capitán (Tomada de Hunt y Fitchen, 2002).	110
Figura 3.36. Localización de 4 Campos Petroleros con más de 1MMBO pertenecientes al Play 109, dentro del Arrecife Capitán (Broadhead y Jianhua, 2004)	111
Figura 3.37. Gráfica que muestra la producción histórica anual de 1970 al 2000 de los yacimientos con más de 1 MMBO de producción acumulada al norte del Arrecife Capitán (Broadhead y Jianhua, 2004).	112
Figura 3.38. Ubicación del campo Ghawar, que se encuentra entre los paralelos 25° 15' y 23° 45' de latitud norte y los meridianos 49° 20' y 49° 35' de longitud este, en el anticlinal en Nala (Tomado de Sorkhabi, 2010).	113
Figura 3.39. Mapa de contornos estructurales para la cima del yacimiento Arab-D de los campos Ghawar y áreas de explotación (Tomado de Sorkhabi, 2010).	114
Figura 3.40. Sección estructural del campo Ghawar (Tomado de Sorkhabi, 2010)	115
Figura 3.41. Modelo de Depósito para la rampa carbonatada del yacimiento Arab-D en el campo Ghawar (Tomado de Lindsay y Cantrell, 2006)	116
Figura 3.42. Diagrama de sincronía del Campo Ghawar en el sector Tuwaiq/Hanifa-Arab en la subcuenca Arábiga y su distribución en el tiempo Geológico (Tomado de Pollastro, 2003).	117
Figura 3.43. Mapa de isopacas para el espesor de rocas generadoras del Jurásico Superior, Tuwaiq Mountain (Tomado de Pollastro, 2003).	118
Figura 3.44. Mapa de la región central de Arabia Saudita mostrando la maduración, generación y expulsión de aceite en rocas del Jurásico para 75 Ma, 50 Ma, 25 Ma y la actualidad. (Tomado de Cole y Carrigan, 1994).	119
Figura 3.45. Modelo del sepultamiento de las rocas generadoras Tuwaiq/Hanifa en las cercanías del Campo Safaniya (Tomado de Cole y Carrigan, 1994).	120
Figura 3.46. Columna estratigráfica y litología para el Sistema Petrolero del Jurásico en el Campo Ghawar (Tomado de Sorkhabi, 2010).	121
Figura 3.47. Estratigrafía para el sistema petrolero del Paleozoico en el Campo Ghawar (Tomado de Sorkhabi, 2010).	123
Figura 3.48. Producción de aceite en Arabia Saudita y el Campo Ghawar durante el período 1993-2001 (Tomado de Sorkhabi, 2010).	123
Figura 4.1. Esquema que muestra el efecto de la permeabilidad en los procesos de estimulación y terminación de pozos (Tomado de Al Qarni y colaboradores, 2001)..	125
Figura 4.2. Esquema que muestra la compleja red de agujeros de gusanos producto de la acidificación de las rocas carbonatadas (Tomado de Al-Harty y Bustos, 2009). ...	128
Figura 4.3. Grafico que muestra la solubilidad del ácido clorhídrico en la caliza y dolomía (Pemex, 2008).	129
Figura 4.4. Efecto de la presión sobre el tiempo de reacción del HCL sobre el CaCO ₃ (Pemex, 2008).	132
Figura 4.5. Esquema que ilustra el uso de métodos de divergencia mecánica durante el tratamiento de acidificación matricial (tomado de Al-Anzi y Al-Habib, 2004).	134

Figura 4.6. Estimulación con divergencia local en carbonatos (tomado de Al-Anzi y Al-Habib, 2004).....	136
Figura 4.7. Fracturamiento Hidráulico en una formación de arenas (Tomado de Ficetti, 2000).....	141
Figura 4.8. Geometría de una fractura apuntalada y radio efectivo del pozo (Tomado de Davies 2003).	142
Figura 4.9. Diagrama de flujo para la estimulación de pozos mediante un fracturamiento y principal diferencia entre un tratamiento apuntalado y uno ácido (Tomado de Ficetti, 2000).....	145
Figura 4.10. Principales etapas para el desarrollo de un fracturamiento ácido.....	146
Figura 4.11. Etapas de un fracturamiento ácido en yacimientos carbonatados (Tomado de Al-Anzi E. y Al-Habib, 2004).....	148
Figura 4.12. Variación de la penetración de la fractura en función de su ancho (Tomado de Knox y Ripley, 1979).....	151
Figura 4.13. Variación de la penetración de la fractura en función de la concentración del ácido y de la composición de la roca (Tomado de Knox y Ripley, 1979).....	152
Figura 4.14. Variación de la penetración de la fractura en función del gasto de inyección (Tomado de Knox y Ripley, 1979).....	152
Figura 4.15. Variación de la penetración de la fractura en función de la viscosidad del fluido de tratamiento (Tomado de Knox y Ripley, 1979).	153
Figura 4.16. Gráfico que muestra el comportamiento del incremento de la conductividad de la fractura a mayor tiempo de contacto del ácido con la formación (Tomado de Newman y colaboradores, 2009).	154
Figura 4.17. La gráfica muestra dos perfiles de concentración o gasto del ácido, a lo largo de una fractura de la misma longitud (Newman y colaboradores, 2009)	155
Figura 4.18. Comportamiento del perfil de producción para una fractura con longitud de 182 metros para un periodo de flujo transitorio (Newman y colaboradores, 2009). ...	156
Figura 4.19. Periodo de flujo en estado pseudo estacionario, para una fractura de longitud de 182 metros (Tomado de Newman y colaboradores, 2009).....	156
Figura 4.20. Gráfica que muestra la producción acumulada vs la Relación de estimulación (Tomado de Newman y colaboradores, 2009).	158
Figura 4.21. El esfuerzo compresivo durante el tratamiento actúa contra la apertura de la fractura, y posteriormente al cierre de la misma.....	159
Figura 4.22. Localización de los campos Matapionche y Mecayucan en la Plataforma de Córdoba (Tomado de Ealian Al-Anzi y Majdi Al-Mumen, 2004).....	163
Figura 4.23. Análisis de pruebas de incremento de presión del Pozo 2181 del campo Matapionche (Tomado de Al-Anzi E. y Al-Habib, 2004).....	164
Figura 4.24. Análisis NODAL en el pozo 2181 del campo Matapionche. (Al-Anzi E. y Al-Habib, 2004).	165
Figura 4.25. Gráfica que muestra el tratamiento con ácido del Pozo 2181 del Campo Matapionche.....	165
Figura 4.26. Un registro de rayos gama posterior al fracturamiento del Pozo 2181 del Campo Matapionche (tomado de Al-Anzi E. y Al-Habib, 2004).	166
Figura 4.27. Geometría y perfil de conductividad de la fractura para un tratamiento precolchón-ácido orgánico (Tomado de Bale et. al, 2010).	168
Figura 4.28. Perfil de la Presión de fracturamiento neta durante el fracturamiento ácido (Tomado de Bale. et al, 2010).....	170
Figura 4.29. Distribución del ancho de la fractura al término de la inyección del precolchón (Tomado de Bale et. al, 2010).....	170

Figura 4.30. Geometría y ancho de la fractura al término de la inyección del ácido orgánico (Tomado de Bale et. al, 2010).....	171
Figura 4.31. Distribución de la altura y ancho de la fractura tras inyectar 50 m ³ de HCL (28%) a un gasto de 60 bpm (Tomado de Bale et. al, 2010).	172
Figura 4.32. Distribución de la conductividad de la fractura tras la inyección de 50 m ³ de HCL (28%) a un gasto de 60 bpm (Tomado de Bale et. al, 2010).	172
Figura 4.33. Distribución de la conductividad de la fractura en función de su penetración para un tiempo t1 y t2 (Tomado de Bale et. al, 2010).....	173
Figura 4.34. Distribución de la conductividad de la fractura tras inyectar 50 m ³ de HCL (28%) a un gasto de 20 bpm (Tomado de Bale et. al, 2010).	173
Figura 4.35. Distribución de la conductividad de la fractura en función de su penetración para un tiempo t1 y t2 (Tomado de Bale et. al, 2010).	174
Figura 4.36. Distribución de la altura y ancho de la fractura tras inyectar 50 m ³ de HCL (28%) a un gasto de 20 bpm (Tomado de Bale et. al, 2010).....	174
Figura 4.37. Perfil de la Presión de fracturamiento neta al inyectar 50 m ³ de HCL (28%) a un gasto de 20 bpm (Tomado de Bale et. al, 2010).	175
Figura 4.38. Distribución del ancho de fractura para gastos de inyección del ácido de 20 y 60 bpm (Tomado de Bale et. al, 2010).	175
Figura 4.39. Perfil de la Presión de fracturamiento neta al inyectar 85 m ³ de HCL-28% (Tomado de Bale et. al, 2010).....	176
Figura 4.40. Distribución de la Conductividad de la fractura para un tiempo de 30.33 minutos (Tomado de Bale et. al, 2010).	177
Figura 4.41. Etapas en la vida de un yacimiento, de acuerdo a los mecanismos de recuperación y factores de recuperación que se pueden obtener (CNH, 2010).	179
Figura 4.42. Distribución de los factores de recuperación en yacimientos de aceite en rocas carbonatadas (Tomado de Qing, 2003).	179
Figura 4.43. Distribución de los factores de recuperación en yacimientos de gas en rocas carbonatadas. El promedio de recuperación final es de 72 % (Qing, 2003).	180
Figura 4.44. Distribución de los factores de recuperación para yacimientos de aceite (medios a ligeros) en rocas carbonatadas fracturadas. (Tomado de Qing, 2003).	181
Figura 4.45. Distribución de los factores de recuperación para yacimientos de aceite (medios a ligeros) en rocas carbonatadas convencionales. (Qing, 2003).....	181
Figura 4.46. Distribución de los factores de recuperación en yacimientos de aceite (medios a ligeros) en depósitos orgánicos (arrecifes) (Tomado de Qing, 2003)	182
Figura 4.47. Comportamiento de la presión en el Complejo Antonio J. Bermúdez (Tomado de PEMEX, 2008).....	184
Figura 4.48. Histórico de producción en los Campos con procesos de inyección de agua en el Complejo Antonio J. Bermúdez (Tomado de PEMEX, 2008).....	185
Figura 4.49. Comportamiento general del gasto de inyección de inyección de N ₂ al Complejo Antonio J. Bermúdez (Tomado de PEMEX, 2008).	185
Figura 4.50. Principales etapas del proceso de exploración y producción de un proyecto petrolero (Tomado de PEMEX, 2011).	186
Figura 4.51. Elementos y procesos que constituyen al sistema petrolero y que dan lugar a la acumulación de hidrocarburos en una trampa (Tomado de PEMEX, 2011).	186
Figura 4.52. Principales herramientas para la construcción del modelo del yacimiento (Tomado de Martínez N., 2003).	188
Figura 4.53. La administración de yacimientos como herramienta para el desarrollo de campos (Tomado de Martínez N., 2003).....	190

LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1. Esquema general de distribución de facies en el modelo estándar de Wilson, 1975.	49
Tabla 3.1. Volumen original, reservas y producción acumulada de campos petroleros en la región de la faja de oro (PEMEX, 1999)	72
Tabla 3.2. Volumen original en sitio de los principales campos de la plataforma de Córdoba (modificado de Prost y Ferket, 2001; Ortuño-Arzate y Ferket, 2003).	80
Tabla 3.3. Volumen de reservas de los principales campos de la Plataforma de Córdoba al 01/01/2010 (SNIH a febrero de 2012).	82
Tabla 3.4. Volumen de reservas de los principales campos de la Plataforma de Córdoba al 01/01/2011 (SNIH a febrero de 2012).	82
Tabla 3.5. Resumen de las formaciones y grupos que constituyen complejo de Arrecifes Capitán (modificado de Allan y Steve, 2009).	107
Tabla 3.6. Principales campos productores del Play 109, (Broadhead y Jianhua, 2004).	111
Tabla 3.7. Características del yacimiento y propiedades del fluido para la formación Arab-D en el Campo Ghawar (Saudi Aramco, 1980).	122
Tabla 4.1. Productos de la reacción química entre el ácido clorhídrico con la caliza y la dolomía.	128
Tabla 4.2. Directrices para la selección de un tratamiento ácido (Pemex, 2008).	137
Tabla 4.3. Cálculo del peso molecular de reactivos y productos de la reacción.	140
Tabla 4.4. Parámetros de los yacimientos para la selección del fracturamiento hidráulico como método de estimulación (Tomado de Davies, 2003).	143
Tabla 4.5. Criterios de selección de los tratamientos de estimulación por tipo de yacimiento (Tomado de Davies, 2003).	144
Tabla 4.6. Bosquejo de un programa básico para el diseño de un Fracturamiento ácido. (Tomado de Knox y Ripley, 1979).	149
Tabla 4.7. Evaluación de la Producción Acumulada (NP) para diferentes Diseños de Fractura.	157
Tabla 4.8. Programa de inyección precolchón-ácido orgánico.	169
Tabla 4.9. Programa de inyección para el tratamiento ácido con apuntalante.	170
Tabla 4.10. Características del yacimiento y propiedades de los fluidos para el ejemplo de estudio No. 2.	171
Tabla 4.11. Programa de bombeo para la inyección de 85 m ³ ácido Clorhídrico al 28 %.	176

Tabla 4.12. Factores totales de recuperación en yacimientos clásicos (Tomado de PEMEX, 2008).	178
Tabla 4.13. Proyectos de recuperación adicional en México en yacimientos carbonatados. Las letras T-C se refieren al campo Tamaulipas-Constituciones (Tomado de PEMEX, 2008).	183
Tabla 4.14. Indicadores económicos para el proyecto de explotación en el Complejo A. J. Bermúdez.....	191

2012

CAPÍTULO I. GENERALIDADES



Yacimientos Petroleros en Calizas de
Plataforma

CAPÍTULO I. GENERALIDADES

1.1. INTRODUCCIÓN

Las rocas de carbonato de calcio son la caliza y la dolomía; estas rocas se encuentran dispersas alrededor del mundo y se formaron como carbonatos de plataforma, de talud o carbonatos de aguas profundas.

Volumétricamente, la mayoría de las rocas calizas se forman en ambientes marinos de aguas someras, en zonas de baja energía, en una plataforma aislada o en una plataforma unida a la masa continental; en esos ambientes ocurre la precipitación y acumulación de sedimentos de carbonato, con mínima o nula entrada de terrígenos.

El sistema de carbonatos en aguas someras abarca una extensa porción del registro geológico, debido a que es el único ambiente de depósito que genera sus propios sedimentos, tiene características únicas, como son: forma, dimensión, marco tectónico, textura, litología, estructuras sedimentarias, entre otras. En estas plataformas existe un equilibrio dinámico entre la producción de carbonatos y la subsidencia, para permitir acumulaciones gruesas y mantener la profundidad adecuada para favorecer que continuamente ocurra el aporte del Carbonato de Calcio (CaCO₃).

Las rocas carbonatadas se distinguen por su textura, el tipo de grano, composición de la roca y la diagénesis (**Figura 1.1**), que corresponde a la clasificación de Dunham (1962) y es utilizada ampliamente para caracterizar rocas carbonatadas según la cantidad y textura de los granos y del lodo calcáreo. La clasificación de Embry y Klovan (1971) sigue el esquema de Dunham además de agregar las categorías para rocas formadas por organismos.

Textura deposicional reconocible					Textura deposicional no reconocible
Los componentes originales no estaban ligados durante la deposición				Los componentes originales estaban unidos	
Contiene lodo calcareo y arcilla			Carece de lodo y está soportada por granos		
Soportado por lodo		Soportada por granos			
<10% de granos	> 10% de granos				
					
Mudstone (litolita)	Wackstone (caliza lodosa)	Packstone (caliza granular lodosa)	Grainstone (caliza granular)	Boundstone (biolitita)	Crystalline (cristalina)

Figura 1.1. Clasificación de las rocas carbonatadas de Dunham (tomado de Scholle P., y Ulmer-Scholle D., 2003).

Los materiales que conforman las rocas carbonatadas se desarrollan fundamentalmente por actividad biológica y, en menor medida, a través de la precipitación inorgánica. La mineralogía de las rocas carbonatadas es relativamente simple y exhibe un predominio de minerales de calcita (CaCO_3), dolomita [$\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$] y evaporitas, tales como la anhidrita (CaSO_4) y el yeso ($\text{CaSO}_4 + 2\text{H}_2\text{O}$); también pueden existir cantidades menores de arcilla.

Las rocas carbonatadas almacenan más del 60 % de las reservas de hidrocarburos en el mundo, la mayoría de los campos gigantes de petróleo son productores en este tipo de secuencias. En México, la mayor parte de la producción (94.5 %) y de las reservas (67%) de hidrocarburos provienen de los campos localizados en la región sureste del país. En esta zona predominan los yacimientos asociados a rocas carbonatadas. Dichas rocas corresponden a aquellas formadas por la litificación de sedimentos ricos en carbonatos (> 80 %), los cuales fueron depositados a partir de la precipitación química dentro de una solución acuosa.

Las formaciones con permeabilidad baja o moderada pueden requerir fracturamiento ácido o hidráulico para producir a gastos económicamente atractivos; incluso en los yacimientos con mayores permeabilidades las estimulaciones son una forma efectiva de mejorar la producción o acelerar la recuperación, especialmente durante los periodos de aumento de los combustibles hidrocarburos o cuando la viabilidad económica de un proyecto exige un rápido retorno de la inversión.

1.2. OBJETIVOS

- Analizar y realizar una descripción detallada desde el punto de vista geológico de las principales características de los yacimientos petroleros en calizas formadas en ambientes de plataforma.
- Describir las principales metodologías y tecnologías empleadas en la explotación de yacimientos petroleros en carbonatos de plataforma.
- Llevar a cabo el análisis de casos históricos de explotación en yacimientos carbonatados de México y alrededor del Mundo.
- Investigar las tendencias actuales y futuras para maximizar el factor final de recuperación de yacimientos en calizas de plataforma.

1.3. IMPORTANCIA ECONÓMICA

Los yacimientos carbonatados contienen alrededor del 60% de las reservas mundiales de petróleo y un 40% de las reservas mundiales de gas (**Figura 1.2**), los países del Medio Oriente poseen el 62% de las reservas de petróleo convencionales probadas en el mundo, aproximadamente el 70% de estas reservas se alojan en los yacimientos carbonatados; así mismo, el Medio Oriente tiene aproximadamente el 40% de las reservas mundiales de gas de las cuales el 90% de estas reservas se aloja en los yacimientos petroleros en carbonatos (World Energy Outlook, 2007; Bp Statistical Review, 2011); por otro lado, en una investigación desarrollada por Sun S.Q. y Sloan R. (2003), los autores consideran que más del 60% del petróleo entrampado en este tipo de yacimientos no se recupera debido a la alta heterogeneidad de las formaciones, la conificación prematura de agua y gas hacia los pozos, entre otros muchos factores.

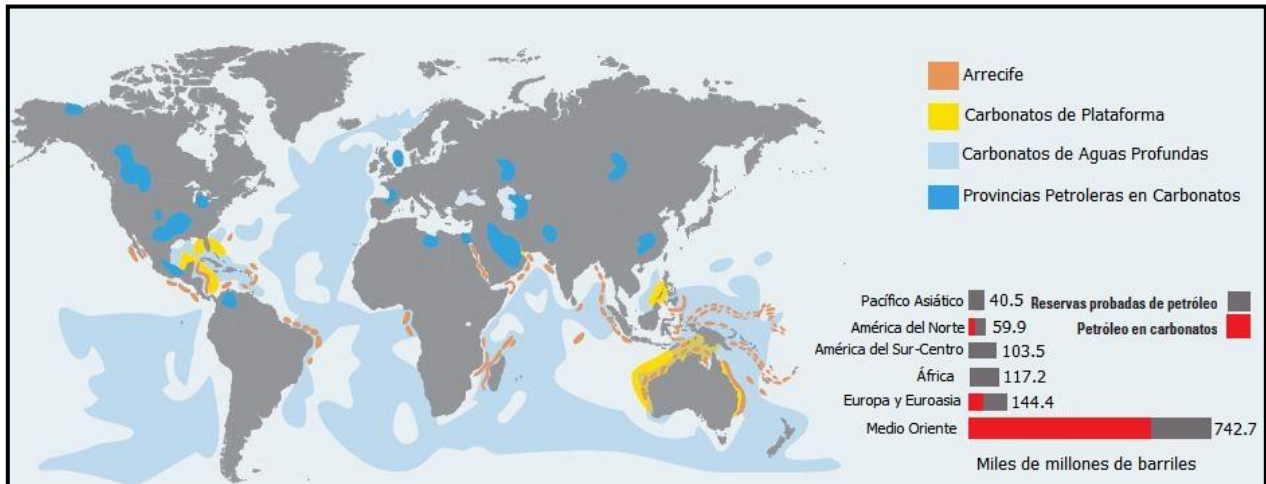


Figura 1.2. Distribución de las rocas carbonatadas alrededor del mundo (Tomado de Slb Market Analysis, 2007).

1.4. DESAFÍO TECNOLÓGICO

A pesar de la gran cantidad de hidrocarburos que albergan, los carbonatos poseen malas condiciones para el desarrollo de yacimientos, por las interrelaciones complicadas o inexistentes que exhiben entre la porosidad, la permeabilidad y otras propiedades de los yacimientos. Históricamente, las compañías operadoras y las compañías de servicios han intentado crear soluciones completas para los análisis petrofísicos de los carbonatos, sólo para ver invalidados sus esfuerzos por la realidad que plantea la heterogeneidad extrema de los sistemas porosos (Ahr y Allen, 2005).

Un análisis de 250 yacimientos carbonatados en el mundo, mostró el comportamiento que tienen respecto al factor de recuperación alcanzado, en promedio la recuperación obtenida es del 36 %. Para poder llevar a cabo la adecuada explotación de los campos petroleros e incrementar el volumen de hidrocarburos recuperado, es esencial contar con una caracterización geológica de los yacimientos, caracterización dinámica, predicción del comportamiento (simulación), y así definir las estrategias, tecnologías y metodologías de desarrollo óptimas.

Al abordar el tema de los carbonatos nos encontramos con casos extremos, por ejemplo, los yacimientos pueden ser arealmente extensos aunque su porosidad puede ser microscópica; del mismo modo, la permeabilidad de la matriz puede ser muy baja mientras que en el sistema de fracturas los fluidos fluyen en grandes volúmenes a través de estos canales de alta conductividad.

Dada la alta heterogeneidad de los carbonatos, la producción de hidrocarburos en estas formaciones está fuertemente influenciada por la presencia de fallas y fracturas, las relaciones de porosidad y permeabilidad en los carbonatos no se pueden determinar sin entender la distribución y tamaño de poros en estos yacimientos.

La capacidad de distinguir los intervalos de más alta permeabilidad es de gran importancia, por ejemplo, en los métodos de recuperación secundaria mediante inyección de agua o en los diseños de estimulación matricial y fracturamientos ácidos, si se identifican correctamente estas zonas de alta permeabilidad, los ingenieros podrán sellar estas zonas después de haber sido

invadidas para que de este modo se mejore el desplazamiento o estimulación en las zonas también productoras pero de baja permeabilidad.

La heterogeneidad de los yacimientos lo complica todo desde la perforación hasta la terminación de los pozos, incluyendo la evaluación petrofísica; impidiendo que se pueda relacionar directamente la porosidad y la permeabilidad, como se podría hacer al analizar yacimientos relativamente homogéneos (Akbar M., y Alghamdi A., 2001).

Cuando es posible distinguir los tipos de poros, en las calizas se dispone de información que permite llevar a cabo una terminación exitosa de las zonas potencialmente productoras de hidrocarburos; una vez que se ha determinado la permeabilidad de la formación y se ha identificado la red del sistema de fracturas naturales, entonces los ingenieros, están en capacidad de predecir las capas y zonas propensas a las irrupciones tempranas de agua cuando el yacimiento tiene un acuífero asociado.

Al iniciar un proceso de simulación, es de gran importancia distinguir las características litológicas de los carbonatos, particularmente la composición mineralógica y química de las rocas; esta información se puede utilizar para optimizar la producción, así sea con un solo pozo o se quiera simular la producción de un campo completo. La simulación integral del yacimiento nos permitiría un mayor acercamiento a la realidad, para evitar sub o sobre estimar la producción esperada. En el caso de los campos maduros, la primera etapa de un proceso de simulación es realizar el ajuste histórico del campo.

Las variaciones físicas, biológicas y químicas crean texturas y fábricas de rocas heterogéneas durante y después de la depositación, destruyendo a menudo cualquier relación comparativamente simple que pudo haber existido entre los atributos sedimentarios; generalmente cambia la porosidad y la permeabilidad. Adicionalmente, la deformación, tal como el fracturamiento, puede modificar la permeabilidad y la porosidad. Los procesos de disolución forman cavernas, dolinas y otros rasgos que se conocen colectivamente como modelo cárstico, lo que también afecta las propiedades de los yacimientos (Akbar M., y Alghamdi A., 2001). Las variaciones de la porosidad no son un indicador confiable de las variaciones de la permeabilidad, ya que los cambios en la textura de los carbonatos influyen en la permeabilidad. El tan tradicional método de utilizar datos de núcleos para derivar una relación porosidad-permeabilidad asociada con un yacimiento específico, no es confiable cuando varía la textura de la roca del yacimiento.

1.5. COMPLEJIDAD DEL YACIMIENTO

A través del estudio cuidadoso de los componentes, las texturas y los poros de las rocas carbonatadas, los geólogos pueden determinar los tipos y la secuencia cronológica relativa de los procesos depositacionales, los procesos diagenéticos y la formación de fracturas naturales. Un error común en los yacimientos carbonatados consiste en intentar abordarla con técnicas desarrolladas para rocas no carbonatadas.

A escala pequeña el estudio de carbonatos involucra la estructura interna de la roca, incluyendo los granos de los minerales, los fósiles y la materia orgánica; así como también los tipos y las geometrías de los poros. La escala intermedia, que varía entre aproximadamente un pie y cientos de pies [30 cm y decenas de m], ofrece cierto discernimiento con respecto a la mineralogía, la porosidad, la saturación de los fluidos, la permeabilidad, la continuidad del yacimiento y los patrones diagenéticos. Los rasgos geológicos tales como estratificación,

vúgulos, estilolitas y fracturas, se observan fácilmente en esta escala. A escala de yacimiento, los especialistas se centran en la geometría general y en los límites de las unidades de flujo del yacimiento, recurriendo normalmente a la sísmica, la correlación de registros geofísicos de pozo y a los ajustes históricos de los datos de producción.

La porosidad de las rocas carbonatadas (**Figura 1.3**) es el resultado final de los procesos de generación y reducción de poros; los procesos de reducción de poros incluyen la cementación, precipitación y recristalización. Generalmente la porosidad se reduce por los rellenos debidos a la precipitación de calcita o dolomita de las soluciones en circulación; la porosidad intergranular es común en los granos de carbonatos como porosidad primaria, o se puede desarrollar porosidad vugular cuando los granos tales como los fragmentos de conchas están parcialmente disueltos; la porosidad móldica conserva las formas de los fragmentos de conchas disueltas y otros componentes. Por estas características en un yacimiento carbonatado pueden coexistir varios tipos de porosidad, desde el nivel microscópico hasta los sistemas de cavernas lo que hace que la estimación de la porosidad, la permeabilidad y por consiguiente el cálculo de reservas sea una tarea extremadamente difícil.

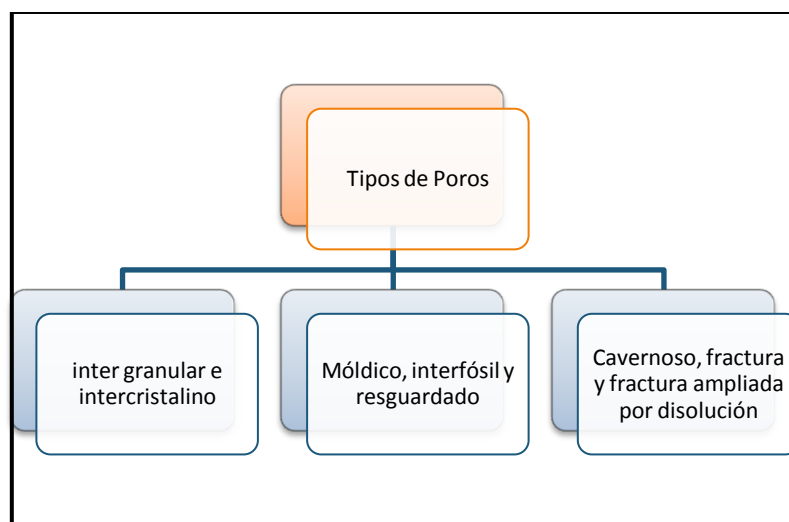


Figura 1.3. Clasificación de la porosidad en Carbonatos (Tomado de Scholle, y Ulmer, 2003).

Una vez que los sedimentos son depositados inicia la diagénesis en la que por medio de cambios físicos y químicos post depositacionales el sedimento se convierte en roca sólida; es precisamente durante la diagénesis que las rocas carbonatadas adquieren la gran heterogeneidad que las caracteriza, debido a que, modifica significativamente la permeabilidad de la roca y el volumen poroso; durante la diagénesis de los carbonatos generalmente se reemplazan la calcita y la aragonita por la dolomita en un proceso llamado dolomitización que puede mejorar las características productoras de los yacimientos de hidrocarburos (Akbar M., y Alghamdi A., 2001).

Los carbonatos son altamente susceptibles a la disolución, en este proceso la porosidad primaria se disuelve para formar un nuevo espacio entre los poros y la disolución a lo largo de las fracturas y planos de falla puede producir grandes cavidades; la calcita se disuelve fácilmente y vuelve a precipitar mediante la percolación de los fluidos alojados en los poros, facilitando la disolución, el reemplazo mineralógico y la recristalización, estos procesos varían según la temperatura, la química de los fluidos y la presión. La diagénesis en los carbonatos inicia desde la cementación marina y la creación de agujeros producidos por la fauna marina

en la interfase agua-sedimento previo al depósito; continua con la cementación, disolución y recristalización de los depósitos al aumentar la profundidad de sepultamiento.

Estudios realizados en el campo Neelam, que se localiza en altamar al oeste de la India, han demostrado que la permeabilidad aumentaba a medida que la porosidad disminuía, una situación que para los petrofísicos es difícil de conciliar con sus interpretaciones; la caliza granular (grainstone), a menudo la menos porosa, generalmente ofrece la mayor permeabilidad de entre los tipos de rocas carbonatadas. A medida que aumenta el contenido de lodo, creándose como consecuencia caliza granular lodosa (packstone) o caliza lodosa (wackstone), por lo general aumenta la porosidad total, pero la permeabilidad es quizás de 10 a 100 veces menor que en la caliza granular, debido a la creciente importancia de la microporosidad en los lodos asociados (Akbar M., y Alghamdi A., 2001).

La disponibilidad de una descripción precisa de la permeabilidad, acelera de manera importante el proceso de ajuste de la historia de producción y mejora significativamente la confiabilidad de las predicciones del modelo ajustado históricamente. Debido a que el ajuste histórico es un proceso complejo que involucra múltiples variables, a veces se puede lograr lo que aparenta ser un ajuste satisfactorio de los datos históricos con un modelo inexacto de la distribución de la permeabilidad del yacimiento. En este caso, el modelo proporcionará predicciones imprecisas. Sólo mediante una adecuada determinación de la distribución de la permeabilidad de un yacimiento es posible crear un modelo de simulación realista y útil.

Cuando los fluidos del yacimiento son sometidos a una extracción instantánea de la formación, por ejemplo, la producción durante unos 5 a 20 años, en contraposición con los millones de años que fueron necesarios para que se formara el yacimiento, los pulsos de presión resultantes crean unidades de flujo diferentes dentro del yacimiento, separadas por zonas con una significativa disminución de la permeabilidad. En consecuencia, se suelen crear grandes diferencias de presión entre las unidades de flujo y se produce una completa interrupción de la suave transición de agua a petróleo a medida que disminuye la profundidad. Los frentes de agua se propagan lateralmente, a cualquier profundidad, hacia las secciones más permeables.

1.6. ÁREAS DE OPORTUNIDAD

Si bien en el desarrollo de esta tesis no se describen algunas tecnologías y métodos empleados en la explotación de yacimientos petroleros en carbonatos, en este capítulo, mencionaremos brevemente la aplicación y utilidad de estas tecnologías para incrementar el volumen de reservas y los gastos de producción.

Los métodos modernos y las nuevas tecnologías, mejoran en gran medida los gastos de producción al permitir que los grupos interdisciplinarios que intervienen en la explotación de los hidrocarburos, comprendan mejor la manera en que la heterogeneidad de los yacimientos influye en el rendimiento de los pozos y al facilitarles la identificación de las zonas que contribuyen al flujo de fluidos, como ejemplo de esas nuevas tecnologías se tienen a, los registros de resonancia magnética nuclear (RMN) los registros de imagen y video de la pared del pozo así como también los registros de producción.

Si no existen muestras de núcleos, una de las mejores formas de cuantificar la mineralogía, es el uso de la sonda de Espectrometría de Captura Elemental (ECS), que al correrse en combinación con los registros de Neutrón compensado (CNL), litodensidad y CMR, permiten obtener una porosidad más precisa; en este contexto el uso de los registros de imagen permiten una mayor comprensión del tipo de porosidad, particularmente del sistema de vóculos y

cavernas que se encuentran distribuidos de manera irregular en los yacimientos de carbonatos (Akbar M., y Alghamdi A., 2001).

Generalmente el costo de cortar núcleos es mayor que el costo de una corrida de los registros operados por cable o integrados a la sarta de perforación, por este motivo, es práctica común en las industrias de exploración y producción (E&P) calibrar los registros geofísicos con los núcleos preexistentes para asegurarse de que las interpretaciones sean coherentes, de este modo se tiene un mayor grado de certidumbre en la interpretación de los registros geofísicos.

Una de las técnicas empleadas para determinar el tamaño de poros y el tipo de fluidos contenidos en ellos, consiste en emplear en las herramientas de registros RMN grandes imanes para polarizar fuertemente los núcleos de hidrógeno presentes en el agua y en los hidrocarburos (método similar al empleado en la medicina que se conoce como imagen por resonancia magnética, en la que se emplean campos magnéticos para alinear la magnetización nuclear de los átomos de hidrógeno del agua en el cuerpo humano, posteriormente los campos de radiofrecuencia se usan para alterar el alineamiento de esa magnetización, causando que los núcleos de hidrógeno produzcan un campo magnético rotacional detectable por escáner), a medida que se difunden por el espacio poroso de las rocas; cuando se retira el imán los núcleos de hidrogeno se relajan. Mediante estudios de laboratorio Akbar M., y Alghamdi A. (2001) han demostrado que el tiempo de relajación transversal (T_2), depende de la distribución del tamaño de los poros y generalmente los poros más grandes tienen tiempos de relajación transversal más prolongados, por otro lado los aceites viscosos se relajan más rápidamente que los aceites ligeros o el agua, de este modo las variaciones en el tiempo de relajación transversal producen una distribución de T_2 , dando como resultado una interpretación de los componentes de los fluidos y los tamaños de los poros.

Las velocidades habituales de adquisición de registros de resonancia magnética en carbonatos son de 90 a 140 pies/hora (30 – 40 m/hr), en contraste con las velocidades de 300 pies/hr (100 m/hr) para las areniscas; los mayores valores de corte se determinan a partir de mediciones de laboratorio efectuadas sobre núcleos y se aplican a los campos específicos por los operadores locales, estas particularidades permiten mejorar la medición de la porosidad, y realizar cálculos de la permeabilidad considerando la saturación de fluidos en las rocas cuyos tamaños de poros, formas y conexiones de las gargantas varían mucho más que en la mayoría de las rocas clásticas. Además de ajustar los parámetros de adquisición de los registros geofísicos, el uso combinado de diferentes registros permite una interpretación más realista de los yacimientos carbonatados.

Las mediciones de RMN muestran las propiedades de los poros y fluidos en formaciones rocosas a través de una medición que consta de dos etapas. Primero, en la etapa de polarización, los átomos de hidrógeno se alinean como barras imantadas a lo largo de la dirección de un campo magnético estático, conocido como B_0 . Esta polarización consume un tiempo característico conocido como T_1 , que depende del medio que rodea al hidrógeno.

En la segunda etapa, conocida como adquisición, los átomos de hidrógeno son manipulados por pulsos cortos de un campo magnético oscilante. Se elige la frecuencia de oscilación que se ajusta a la frecuencia de resonancia de Larmor, una cantidad proporcional al campo magnético aplicado, B_0 . Los pulsos hacen que los átomos de hidrógeno roten alejándose de la dirección de B_0 y luego roten con un movimiento de precesión alrededor de la misma. Los pulsos correctamente regulados generan respuestas coherentes, conocidas como ecos, provenientes de los átomos de hidrógeno. Los ecos inducen voltaje en una antena colocada en un plano perpendicular a la dirección de B_0 .

Después de una sola etapa de polarización se pueden generar muchos ecos, reduciéndose la magnitud de los ecos sucesivos a través de un proceso conocido como relajación transversal. En la adquisición de registros de RMN, la relajación está dominada por las interacciones de los átomos de hidrógeno con su entorno, incluyendo los fluidos volumétricos, las superficies de poros, y la difusión en los gradientes del campo magnético. El decaimiento de la señal de eco en función del tiempo depende de la secuencia específica de pulsos.

La más común es la denominada secuencia de pulsos de Carr- Purcell-Meiboom-Gill (CPMG). La señal total proveniente de esta secuencia y su decaimiento es la suma de las señales provenientes de diferentes partes de la muestra de fluido, cada una de las cuales decae en un tiempo de relajación transversal característico, conocido como T_2 .

Para el caso típico de las rocas humedecidas con agua, los valores de T_2 cortos surgen del agua presente en los poros pequeños o de la presencia de hidrocarburos pesados, mientras que los valores de T_2 largos provienen del agua presente en los poros grandes o de la presencia de hidrocarburos más ligeros. Después, los datos CPMG pueden procesarse o invertirse para cuantificar los tiempos T_2 que contribuyeron al decaimiento global junto con la amplitud, en unidades de porosidad, asociada con cada tiempo T_2 .

Otro aspecto de gran importancia consiste en la realización de predicciones significativas de los volúmenes de producción de un campo, para lograr un pronóstico confiable es necesario un conocimiento preciso de los respectivos volúmenes de petróleo y agua libres en los yacimientos carbonatados, no se puede derivar la saturación a partir de una simple relación de Archie. Es común encontrar moldes oolíticos o cavidades de disolución que afectan el factor de cementación m utilizado en la relación de Archie. Durante años, quienes se dedican al estudio de los carbonatos, han sabido que se requiere un enfoque de " m variable"; la dificultad radica en realizar particiones correctas de la porosidad total entre la porosidad primaria, de matriz y de cavidades.

Un método empleado por primera vez en 1985 utilizó un modelo de dispersión acústica desarrollado anteriormente por Kuster y Toksöz para evaluar estas particiones. La técnica se basa en la porosidad total indicada por los registros de densidad o de neutrón y las velocidades (compresional y de corte) indicadas por los registros sísmicos. Una técnica iterativa ajusta la cantidad de porosidad de cavidades necesaria para minimizar el error entre los valores teóricos esperados de los tiempos de tránsito de corte y de compresión del registro sísmico y los valores medidos; esto permite obtener un valor de m variable. Si bien otros estudios han utilizado valores variables para m , éste es quizás el primero en el cual el método ha sido validado con mediciones de m efectuadas en núcleos individuales en el laboratorio.

La elaboración de modelos de yacimientos y las predicciones realistas dependen de la comprensión de los procesos que crearon o modificaron las formaciones carbonatadas y de la medición de las propiedades de las rocas con niveles de resolución adecuados.

Está claro que queda pendiente una gran cantidad de trabajo para quienes exploran y explotan yacimientos carbonatados. Si bien la complejidad y heterogeneidad que los carbonatos plantean, se tienen enormes retos operacionales y de interpretación. Las novedosas soluciones de la tecnología de la información para trabajo en equipo virtual, acelerarán el ritmo de investigación y la diseminación de las experiencias exitosas en todo el mundo.

1.7. ESTADO DEL ARTE

Una clasificación consistente y concisa para nombrar las rocas y sedimentos es esencial para una comunicación efectiva entre la comunidad científica internacional. Aunque muchos esquemas de clasificación han sido propuestos para las rocas carbonatadas (**Figura 1.4**), los de Dunham y Folk son quizás los más conocidos. La clasificación de Dunham enfatiza las texturas depositacionales, el sistema de Folk de 1952 comienza con los tipos de granos y su abundancia relativa y después incorpora la textura y el tamaño de los granos (Scholle y Ulmer, 2003).

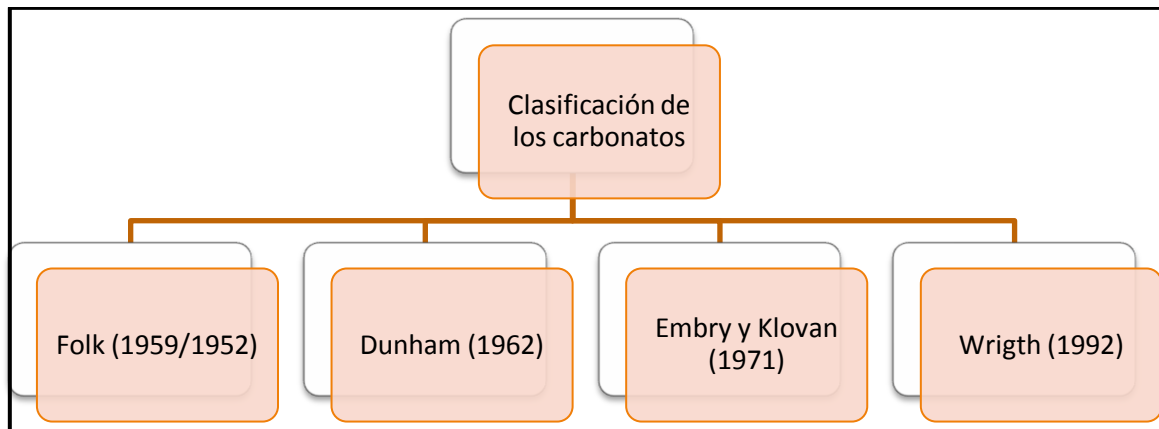


Figura 1.4. Esquema de las diferentes clasificaciones de carbonatos (Tomado de Scholle P., y Ulmer-Scholle D., 2003).

1.7.1. TÉCNICAS DE ESTIMULACIÓN Y FRACTURAMIENTOS EN YACIMIENTOS CARBONATADOS

Debido a la gran importancia económica de los yacimientos petroleros en carbonatos (por las enormes cantidades de aceite y gas que en ellas se encuentran almacenadas), las compañías de exploración y explotación (E&P) han realizado continuamente investigaciones profundas para desarrollar técnicas, tecnologías y metodologías que permitan extraer el mayor volumen posible de aceite y gas en los yacimientos de calizas, al menor costo y tiempo posible.

Sin lugar a dudas, una de las actividades obligadas en este tipo de yacimientos, son las estimulaciones ácidas, así como el fracturamiento hidráulico y ácido; el tipo de técnica a emplear depende del objetivo de la intervención. Existe una amplia gama de técnicas y metodologías en la literatura disponible, cuyas prácticas han sido entendidas y perfeccionadas para cubrir las particularidades de un sistema altamente heterogéneo como el que tienen los yacimientos en carbonatos.

El objetivo de la estimulación del yacimiento, así como los tratamientos de fracturamiento ácido, es el crear canales de flujo altamente conductivos lo suficientemente largos para alterar los patrones de flujo en el yacimiento, de un patrón de flujo radial a un flujo lineal (Bombardieri y colaboradores, 1972), actualmente se ha demostrado que se genera una geometría de flujo que va inicialmente de un flujo lineal (el fluido almacenado en las fracturas fluye directamente hacia el pozo) a bilineal (flujo de fluidos de la matriz hacia la fractura y de la fractura hacia el fondo del pozo).

El fracturamiento ácido fue descrito por primera vez por Frasch (1895), y junto con la Standard Oil Company se adjudicaron la patente de la técnica de fracturamiento con ácido el 17 de marzo de 1896; la Standard Oil Company utilizó ácido clorhídrico para estimular pozos de aceite en formaciones de carbonatos en los Estados Unidos de Norteamérica, y por otro lado la primera descripción del fracturamiento hidráulico fue realizada en 1935 por Grebe y Stoester.

McGuire y Sikora (1960) desarrollaron la simulación de la productividad de un pozo fracturado que sirve como base para la predicción de la estimulación que podría alcanzarse con las fracturas verticales, su estudio indicó que las variables que determinan la relación de estimulación son la relación entre la longitud de fractura y el radio de drene (L/r_e) y la relación entre la conductividad de la fractura y la permeabilidad de la formación (wk_f/K); con esto queda claro que para el diseño de un tratamiento de fracturamiento ácido, es necesario predecir la geometría de la fractura, la conductividad de la fractura creada por la reacción del ácido y la longitud de la fractura conductiva.

Knox y colaboradores (1979) desarrollaron la teoría de un gran número de factores que deben ser considerados al realizar una estimulación o fracturamiento ácido, en esta investigación se discuten los efectos de la penetración del ácido, capacidad de flujo de la fractura, temperatura, concentración del ácido, velocidad o gasto de inyección, así como la viscosidad y pérdida de fluidos; los efectos de estos factores fueron demostrados en los pozos de un campo Canadiense.

Sevogian y Schechter(1987), desarrollaron una de las primeras metodologías para optimizar el tratamiento de fracturamiento ácido, en el procedimiento desarrollado por estos investigadores, el primer paso consiste en definir la geometría óptima de la fractura, esto es, la geometría que permita maximizar la relación de estimulación para un volumen dado de ácido y posteriormente, basados en esta predicción se prosigue a identificar las propiedades necesarias del fluido para crear esta fractura. Para este tiempo, la pérdida del fluido de estimulación excepto en formaciones naturalmente fracturadas, no se consideraba una variable de diseño crítica.

Uno de los más modernos y novedosos métodos para medir la eficiencia de los fracturamientos ácidos en carbonatos fue desarrollado por Newman y colaboradores (2009); frecuentemente el éxito de las técnicas de estimulación se mide por la relación de estimulación, por el contrario Newman propone métodos medibles para medir el éxito de una estimulación. El modelo de producción acumulada ofrece una manera única y novedosa de calcular el valor de fractura, a diferencia del método tradicional en el cálculo de relación de la estimulación, este método tiene un valor tangible (producción incremental en el tiempo) y más importante aún, este método permite comparar fracturas de diferentes yacimientos, de modo que dos fracturas de yacimientos diferentes con la misma relación de estimulación puede tener un potencial muy diferente para aumentar la producción en el largo plazo; esta técnica tiene la capacidad de permitir a los ingenieros generar pronósticos de producción y crear una mejor evaluación económica de las opciones de estimulación.

Con respecto a los parámetros que afectan el factor de recuperación, Qing y Sloan (2003), realizaron estudios en 250 campos maduros en carbonatos, el resultado de la investigación demostró que existe una gran incertidumbre en el desarrollo de los yacimientos así como en las predicciones del factor de recuperación (Fr);consideraron que los parámetros claves que determinan el Fr son el tipo de fluido, la red del sistema poroso, la heterogeneidad del yacimiento, los mecanismos de empuje y la mojabilidad de la roca. Los autores establecen que

para cada tipo de yacimiento existen factores principales que controlan el factor de recuperación en los yacimientos:

1. Yacimientos de aceite pesado y viscoso, donde el Fr es controlado por las variaciones de la viscosidad, las dimensiones del campo y el desarrollo de pozos horizontales.
2. Yacimientos de aceite kársticos o fracturados, donde el Fr es controlado por la intensidad del sistema de fracturas, la permeabilidad de la matriz la mojabilidad y los mecanismos de producción.
3. Yacimientos carbonatados convencionales, donde el Fr es controlado por la conectividad del yacimiento, así como las relaciones de mojabilidad y permeabilidad.
4. Yacimientos orgánicos de carbonatos, donde el Fr es controlado por la naturaleza y dimensiones de los organismos y sus modificaciones genéticas.
5. Yacimientos de gas y condensado, en ellos el Fr es controlado por la invasión del acuífero y entrapamiento de los condensados.

A pesar de que se identificaron los siguientes tres grandes grupos que controlan la eficiencia de la recuperación para los yacimientos petroleros en carbonatos: (1) Características del fluido y del yacimiento, (2) Mecanismos de producción y (3) Administración integral del yacimiento y técnicas de Recuperación secundaria y mejorada; el parámetro más importante en la recuperación de hidrocarburos, es el tipo de fluido.

Por su importancia en los carbonatos de plataforma, se incluye una breve revisión de la literatura de los arrecifes carbonatados. Los arrecifes han sido definidos por Cloud de la siguiente manera: “Los arrecifes orgánicos son o fueron realmente montículos, plataformas o masas lineales o irregulares resistentes a la acción de las olas que fueron construidos por una actividad orgánica y que destacan o destacaron de forma significativa por encima del lecho marino”. Una característica común de los arrecifes es la falta de estratificación bien desarrollada, el peso extra de los arrecifes puede causar el hundimiento de los estratos situados bajo esta estructura orgánica. En el desarrollo de un arrecife puede existir un organismo dominante que constituye la base principal del arrecife, de modo que en el Precámbrico se describen arrecifes de algas, de algas y esponjas en el Cámbrico, de corales en el Ordovícico, así como corales y algas en los arrecifes del Silúrico y Devónico corales y algas en el Cenozoico.

1.8. EL CONTEXTO ACTUAL DE LA POLÍTICA ENERGÉTICA MUNDIAL.

La integración de las evaluaciones petrofísicas, geofísicas y geológicas de los yacimientos carbonatados en combinación con las mejores prácticas de la ingeniería petrolera (perforación, terminación, estimulaciones, fracturamientos, análisis nodal del sistema integral de producción, etc.) proporcionan la base para la explotación óptima de estos yacimientos, teniendo siempre en cuenta que el objetivo final de toda la industria petrolera es maximizar la recuperación del volumen de hidrocarburos, minimizando los costos de producción y aumentando la utilidad neta de la cartera de proyectos.

Esta visualización permite a los grupos de trabajo mejorar la eficiencia en la producción mediante la comprensión y modelado del yacimiento; en consecuencia se minimiza la cantidad de intervenciones a los pozos, así como la cantidad de pozos requeridos para drenar un área determinada del yacimiento y considerando lo anterior se puede realizar una explotación de todos los yacimientos impregnados con hidrocarburos en cantidades comerciales, incrementando las reservas del país con bases sólidas.

En consecuencia al tener una mayor productividad se incrementan los ingresos monetarios de la empresa, en nuestro caso PEMEX, teniendo en cuenta que actualmente somos un país productor y exportador de crudo, estos ingresos monetarios se verán aumentados solo si los precios internacionales de los hidrocarburos así lo permiten.

Una política energética diferente, en la que en lugar de exportar el crudo, estos volúmenes se destinen a la refinación nacional, permitiría dar valor agregado a nuestros energéticos, y siendo como somos un país petrolero autosuficiente, la volatilidad de los precios del crudo tendría un menor impacto en la economía nacional, de este modo los proyectos de inversión y desarrollo de campos no estaría sujeto a las condiciones de los mercados internacionales.

En la situación actual, la rentabilidad de los yacimientos no convencionales como por ejemplo los yacimientos de baja y ultra baja permeabilidad, del mismo modo que los campos maduros y yacimientos de baja presión, se consideran económicamente viables en temporadas de alta demanda de hidrocarburos, como por ejemplo, en las temporadas de invierno de los países europeos y en los países del norte de nuestro continente, por conflictos políticos con los países miembros de la OPEP, así como por la inestabilidad de las bolsas de valores en el mundo.

Una vez que los precios internacionales tienden a la baja, estos proyectos dejan de ser rentables, y los pozos de los campos en esta situación tienden a cerrarse, que si bien esto permite una estabilización de los fluidos causados por el efecto de la segregación gravitacional, también se puede generar un daño irreparable al yacimiento al grado de alcanzar la condición de no flujo de los fluidos, teniendo que recurrir al uso de sistemas artificiales para dar energía adicional al pozo, este consumo adicional de energía se traduce en un incremento en los costos del proyecto o en una disminución de la rentabilidad del mismo.

En resumen, una política energética integral permitiría explotar los yacimientos con una planeación meramente ingenieril, libre de intereses políticos; se operaría a gastos óptimos y no a gastos máximos, lo que está demostrado que a largo plazo resulta anti económico, por causas como la irrupción temprana de agua en los pozos, la generación de casquetes de gas que en el corto plazo que se conifican hacia la zona de disparos y el hecho de producir este gas significa quitarle la energía natural al yacimiento. Para seguir produciendo necesitamos añadir energía al mismo mediante los métodos de mantenimiento de presión como por ejemplo la inyección de agua y gases (inertes e hidrocarburos) no miscibles.

Cuando un país petrolero rige sus políticas energéticas, por el crecimiento y demanda de combustibles fósiles al interior de la nación, aun viviendo en un mundo globalizado como el nuestro, es capaz de lograr autosuficiencia en todos los aspectos, financiando la investigación y el desarrollo de herramientas y tecnologías que le permitan mantenerse en las vías del desarrollo, alcanzando mejor calidad de vida para sus nacionales procurando siempre la educación y el cuidado al medio ambiente, visualizando el futuro, mirando a la transición energética mundial, desarrollando tecnologías de mayor eficiencia para generar un mayor trabajo con un menor consumo de combustibles, reduciendo el impacto ambiental.

Los grandes descubrimientos petroleros en zonas de difícil acceso hoy son una realidad, como por ejemplo los yacimientos de carbonatos de aguas profundas en el Golfo de México del lado Norte Americano, del mismo modo que en las costas de África y Brasil, los yacimientos subsalinos y sobresalinos Brasileños. La tendencia mundial indica que en el mediano plazo el gas natural cobrará gran importancia en el escenario mundial, prueba de ello es la explotación masiva en el Estado de Texas de los yacimientos hoy tan de moda, el Shale Gas (lutitas gasíferas) y Shale Oil (aceite de lutita).

Por ello es de gran importancia un mayor entendimiento de los yacimientos descubiertos actualmente, considerando que la mayor parte de la producción de hidrocarburos de la nación proviene de los yacimientos carbonatados del sureste y de las regiones marinas, así como en su momento lo fue la Faja de Oro. Una explotación eficiente de nuestros yacimientos actualmente conocidos, nos permitiría el autofinanciamiento para desarrollo de nuevas herramientas y tecnologías para ingresar en las tendencias energéticas mundiales.

Entre el pueblo Mexicano reza un dicho popular citado por el General Porfirio Díaz “Pobre de México, tan lejos de Dios y tan cerca de Estados Unidos” y en el ambiente petrolero se escucha la contra parte “La virgen de Guadalupe tiene botas de Petrolero” en alusión a la gran abundancia de recursos naturales y en específico de los recursos petroleros que se encuentran a lo largo del Golfo de México, desde Tamaulipas pasando por Veracruz, Tabasco y Campeche.

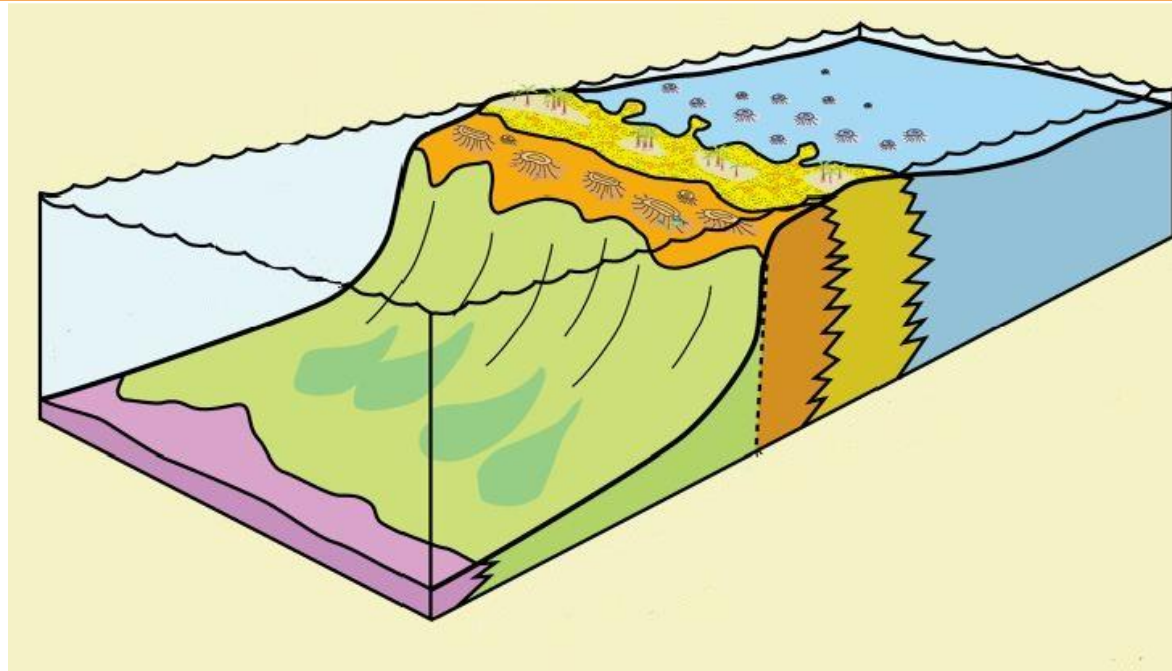
El hecho de no explotar estos recursos naturales que la naturaleza dispuso en nuestro territorio, significa negarle el desarrollo a nuestro pueblo y una mejor calidad de vida a la sociedad, cuando las energías limpias y renovables cobren importancia, nuestro Oro Negro dejará de tener valor.

El día en que ocurra esta transición energética no será porque se hayan agotado los combustibles fósiles, sino porque la producción de las energías renovables tendrá el mismo costo que la producción de un barril de petróleo crudo.

Y en mundo lleno de restricciones como el nuestro, los ingenieros hemos aprendido a trabajar en alianza con todas estas limitantes, buscando garantizar el consumo energético nacional en sincronía con las mejores prácticas ingenieriles hacia nuestros yacimientos petroleros, buscando siempre el desarrollo sustentable de las comunidades y el medio ambiente, teniendo en todo momento como objetivo la maximización del valor de los activos.

2012

CAPÍTULO II. SECUENCIAS DE CALIZAS DE PLATAFORMA



Yacimientos Petroleros en Calizas de
Plataforma

CAPÍTULO II. SECUENCIAS DE CALIZAS DE PLATAFORMA

Los carbonatos son rocas sedimentarias muy importantes debido a que algunas de ellas presentan una alta porosidad por lo que pueden llegar a formar acuíferos o yacimientos de hidrocarburos, son muy abundantes en la corteza terrestre ya que llegan a constituir aproximadamente una décima parte de ella. Están formadas química o bioquímicamente por Carbonato de Calcio.

Suelen erosionarse fácilmente y el material desgastado que es producto de la erosión es transportado como soluto para después ser depositado en un medio sedimentario principalmente marino. Llegan a contener grandes cantidades de partículas que varían en tamaño y en composición ya que suelen ser desde conchas enteras hasta lodo calcáreo de origen diverso.

2.1. CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LAS CALIZAS.

Las calizas representan alrededor del 10% del volumen total de todas las rocas sedimentarias y se forman en diferentes condiciones ambientales; están compuestas principalmente del mineral calcita (CaCO_3). La composición mineral de la caliza es similar dependiendo de su origen, aunque pueden dividirse en cuatro tipos principalmente:

1. Calizas endogénicas, autóctonas o de creación: este tipo de caliza están formadas *in situ* por la lenta acumulación de restos orgánicos, donde varios organismos pueden ser partícipes de igual forma en la acumulación que da origen a esta roca, aunque en algunos casos, solo un tipo de organismo puede ser el responsable.
2. Calizas exogénicas, alóctona o clásticas: en la última etapa de la formación de estas calizas se lleva a cabo el transporte y el depósito de los detritos carbonatados dentro de la cuenca, en la misma forma que la de los demás clastos comunes aunque con muy poco transporte. Probablemente se forman debido a un proceso de erosión subacuosa de depósitos calcáreos de creación, esto quiere decir que son hidroclastos.
3. Calizas químicas o bioquímicas: están formadas directamente por la precipitación química de carbonato de calcio, ya sea por causas físico-químicas o por acción bioquímica de otros organismos.
4. Calizas epigénicas o metasomáticas: este tipo de calizas son aquellas que han sido formadas por la alteración de las calizas descritas anteriormente por procesos diagenéticos, siendo los más importantes la dolomitización y la recristalización.

Las calizas son de gran importancia debido a que proporcionan información valiosa acerca del origen y de la evolución de la Tierra, su textura y composición revela mucho acerca de su forma de depositación, son la evidencia más importante respecto a los componentes disueltos de aguas marinas de diferentes profundidades y climas; son probablemente las que proporcionan la mejor documentación de la evolución orgánica en medios marinos.

2.2. CLASIFICACIÓN DE LAS CALIZAS.

Hay una variedad de propiedades medibles y observables que se utilizan para clasificar las calizas, como son el color, el grano o el tamaño de los cristales, su génesis, la energía, etc., que toman en cuenta para la clasificación, sin embargo todas toman en cuenta una base genérica o una genética. La clasificación genérica simplemente envuelve una definición de ciertas propiedades y de la asignación del nombre de ellas, mientras que la clasificación genética es

aquella en la que las bases de la clasificación usan algunas de las propiedades fundamentales que se relacionan directamente con su origen.

En general se toman en cuenta dos parámetros fundamentales para la clasificación de las calizas, estos son la textura y la composición. En la textura se engloba el tamaño, las relaciones entre los componentes, la forma y la estructura de los componentes de la roca. La clasificación de los carbonatos hace hincapié en los tipos de grano para hacer distinciones, de la composición debido a que están compuestos comúnmente por 1 o 2 minerales. El tamaño a menudo es controlado por las características de crecimiento de un organismo en particular, o por una variedad de organismos que viven en un ambiente particular.

Sin embargo, en los carbonatos que están formados por diversos tipos de grano, el grado de clasificación y el tamaño de los mismos pueden ser usados, como en las arenas terrígenas, para diferenciar los ambientes, ya sean de alta o de baja energía.

Los componentes principales de las calizas son: 1) ortoquímicos y 2) aloquímicos.

1) Ortoquímicos

Es un material carbonatado formado por precipitación química directa en la cuenca de sedimentación. Se distinguen dos tipos principales de ortoquímicos:

- a) Micrita: Material de carbonato que tienen un tamaño inferior a 5 micras, que generalmente forma un agregado en mosaico micro o criptocristalino.
- b) Esparita: Material carbonático de un tamaño superior a 15 micras, que aparece como un mosaico de cristales de carbonato cálcico relleno de huecos o como cemento entre los aloquímicos.

2) Aloquímicos

Son granos carbonatados formados en la misma cuenca en la que se origina el depósito y pueden clasificarse como:

- a) Fósiles o bioclastos: es muy común la presencia de los restos de algunas partes duras de los organismos recristalizados en las calizas, en algunos casos estos restos orgánicos quedan más o menos conservados y pueden ser identificados como fósiles, pero en ocasiones solo se trata de algunos fragmentos y no son identificables el tipo de organismo del que procede, por lo que se denominan a todos los restos orgánicos como bioclastos en lugar de fósiles.
- b) Agregados orgánicos de origen fecal: Los pellets son agregados micríticos de forma subesférica o elipsoidal con un tamaño inferior a 1 mm, que contiene proporciones variables de materia orgánica; una característica esencial de los pellets es la ausencia de estructura interna, lo que los diferencia de otros aloquímicos; su nombre implica un origen fecal, aunque no todos los aloquímicos con características similares a los pellets tienen este origen, es por ello que se utiliza el término peloides, ya que no tiene connotaciones genéticas para designar a cualquier partícula subesférica o elipsoidal, compuesta de micrita y sin estructura interna.
- c) Agregados concéntricos: Son partículas subesféricas o esféricas, de un diámetro inferior a 2 mm, que están cubiertas por micrita y/o esparita. El núcleo puede ser un clasto terrígeno u otro aloquímico y pueden tener una estructura radial o esférica. Cuando no se conoce el origen, orgánico o inorgánico, se denominan ooides, por lo que todas las

partículas aloquímicas de forma subesférica y estructura interna concéntrica reciben este nombre.

- d) Intraclastos: Son clastos de roca carbonatada procedentes de la misma cuenca de depósito. Para distinguir entre intraclastos y extraclastos es preciso conocer la edad de los clastos en cuestión (por asociaciones fósiles) y compararla con la edad de la roca que los contiene. Los intraclastos han de tener la misma edad que la roca. Suelen tener formas irregulares y están compuestos por cualquier tipo de aloquímicos y ortoquímicos. Se denominan con el nombre correspondiente según la clasificación de calizas. Los extraclastos son fragmentos de rocas retrabajados por lo que provienen de fuera de la cuenca.

Existen varias clasificaciones para las rocas carbonatadas, las de mayor uso en la actualidad son las que se describen a continuación.

2.2.1. CLASIFICACIÓN DE DUNHAM.

Una de las clasificaciones hechas de acuerdo a la textura deposicional fue propuesta por Dunham (1962). La distinción importante de esta clasificación es el material que soporta a la roca, ya sea que la roca este suportada por lodo calcáreo o por los granos (Figura 2.1). Dunham propone que la presencia o ausencia de lodo calcáreo (micrita) es el indicador más fiable de la energía en que ocurre el depósito.

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

Figura 2.1. Clasificación de Dunham (Scholle y Ulmer, 2003).

La clasificación de Dunham hace mayor énfasis en la textura de las calizas, especialmente en la compactación del grano y la porción de los granos en la matriz, por lo que al estudiar una muestra de roca, es fácil clasificarla de acuerdo a los términos que propone.

Los términos fundamentales de esta clasificación son:

1. Texturas soportadas por el lodo (granos flotando en la matriz).

- a. Mudstone- menos del 10% de granos, por lo que a simple vista se observa que en su mayoría está formada por micrita.
- b. Wackestone- más del 10% de granos, los cuales se encuentran soportados por micrita.
- 2. Texturas soportadas por granos (los granos forman una estructura autosuficiente).
 - a. Packstone- granosostenida con una matriz de lodo entre los granos, parece que están apoyados unos contra otros.
 - b. Grainstone- granosostenida y sin contener micrita.
- 3. Componentes originales unidos durante la depositación.
 - a. Boundstone- componentes orgánicos que se consolidan en la roca desde su depositación, unida por organismos incrustantes.
- 4. Textura deposicional irreconocible
 - a. Carbonato cristalino- textura original destruida por la digénesis

2.2.2. CLASIFICACIÓN DE EMBRY Y KLOVAN

Embry y Klovan modificaron la clasificación original de Dunham en 1972, para proporcionar nombre a las calizas que contienen granos mayores a los 2 mm. Añadieron términos adicionales no solo para indicar el tamaño de grano, sino también para indicar el tipo de crecimiento orgánico (**Figura 2.2**).

- 1. Floatstone. 10% o más de granos son mayores a 2 mm de diámetro en un matriz de lodo semejante a una Packstone.
- 2. Rudstone. 10 % de los granos son mayores de 2 mm, la matriz es de esparita y es semejante a un Grainstone.
- 3. Bafflestone. Está formada por organismos que actúan como si impidieran el paso; los organismos crecieron en colonias verticalmente.
- 4. Bindstone. Contiene fósiles tubulares o laminares que se encuentran incrustados formando intercalaciones durante su depositación; los organismos forman colonias que se extienden horizontalmente.
- 5. Framestone. Está formada por organismos que constituyen estructuras rígidas; mezclándose colonias de organismos que se crean horizontal y verticalmente.




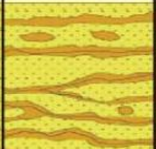

Componentes originales no enlazados durante el depósito		Componentes originales enlazados orgánicamente		
> 10% de granos granos > 2 mm				
Sostenida por la matriz	Granosostenida	organismos actúan como pantallas	organismos incrustan y enlazan	organismos construyen un edificio rígido
FLOATSTONE	RUDSTONE	BAFFLESTONE	BINDSTONE	FRAMESTONE
				

Figura 2.2. Clasificación de Embry y Klovan (Tomada de Scholle y Ulmer, 2003)

2.3. DESCRIPCIÓN DE LAS CALIZAS.

2.3.1. ORIGEN DE LOS SEDIMENTOS.

Los carbonatos están constituidos de tres componentes principales: aloquemas (agregados carbonatados discretos), lodo de calcita microcristalina (micrita) y cemento de calcita espática (Ortega, 2005). En la **Figura 2.3** podemos observar dos de dichos componentes.

La mayor parte de los sedimentos carbonatados se forman principalmente en ambientes de aguas marinas templadas y tropicales. En el proceso de sedimentación intervienen varios factores del medio ambiente, como son: la temperatura del agua, la profundidad (tirante de agua), la penetración de luz, la salinidad y la turbulencia.

Fundamentalmente, la producción de carbonatos se lleva a cabo a partir de cuatro fenómenos: a) La precipitación orgánica o secreción, b) La precipitación inorgánica, c) La bioerosión y d) La erosión mecánica.

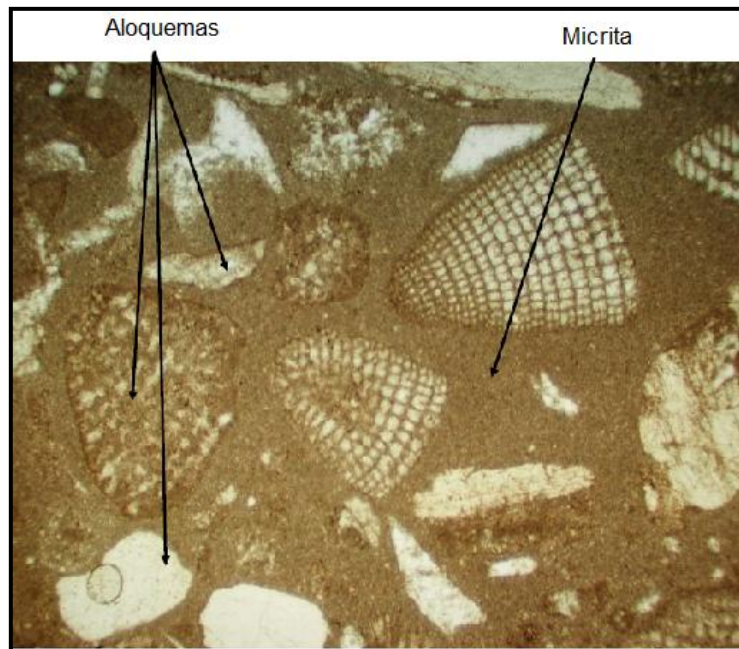


Figura 2.3. Dos Componentes de las rocas carbonatadas (Tomado de Handford, 2004).

- Precipitación orgánica. El carbonato de calcio depositado en forma de conchas, caparazones y otras estructuras orgánicas, llega a formar gruesos depósitos (Dunbar, 1963), aunque la forma en la cual el carbonato de calcio se deposita es específica para cada organismo. Los animales que forman los depósitos calcáreos toman dentro de sus tejidos el calcio en alguna forma soluble y luego secretan CaCO_3 para hacer estructuras de conchas compactas.
- Precipitación inorgánica o química. El CaCO_3 tiene un límite definido de solubilidad en el agua, que varía con la temperatura, la presión, el pH y la concentración de otros iones disueltos en el agua (Dunbar, 1963). Si la concentración de CaCO_3 en el agua baja de este límite, el agua no estará saturada y tenderá a disolver cualquier CaCO_3 sólido con el cual esté en contacto. Al elevarse la concentración sobre éste límite, el agua estará sobresaturada y se precipitará CaCO_3 sólido. Las soluciones de agua sobresaturadas de CaCO_3 son meta estables, no obstante, bajo muchas condiciones la precipitación tiene

- lugar sólo después de la perturbación de la meta estabilidad como por contaminación o agitación.
- c) Erosión mecánica. Genera fragmentos de carbonatos de forma desigual a lo largo del ambiente sedimentario, como ocurre en las plataformas. Es más intensa en los márgenes, donde el crecimiento de arrecifes y bancos de arenas altera el equilibrio entre la acumulación de sedimentos y el oleaje presente agita continuamente la columna de agua.
 - d) Bioerosión. Es la erosión producida por los organismos, la cual es mayor en calizas y dolomías en comparación con los terrígenos. La intensidad de la bioerosión es mayor en la zona intermareal y se incrementa con el contenido de nutrientes en el mar. Además de los fenómenos anteriores, participan parámetros de naturaleza física, química y biológica. Los parámetros físicos involucran la temperatura, la batimetría, la circulación, claridad del agua, la energía del medio (oleaje, mareas, corrientes), la luz. Los parámetros químicos incluyen la salinidad del agua, los nutrientes presentes y la saturación de carbonato de calcio (CaCO_3). Por último, los parámetros biológicos abarcan la mineralogía esquelética, las velocidades de formación y la forma de los crecimientos (estructuras). Las interrelaciones entre estos parámetros proporcionan características propias en un determinado ambiente sedimentario, resultando así en la formación de un tipo de caliza particular.

2.3.1.1. PARÁMETROS FÍSICOS

Los principales parámetros físicos que intervienen en la formación de carbonatos son:

Temperatura: La precipitación química se acelera en función de la temperatura, de tal forma que en ambientes más cálidos se tienen mayores acumulaciones. A su vez, existen mayor cantidad de colonias de organismos en medios de mayor temperatura. Todos los gases son menos solubles en aguas cálidas, por esta razón los sedimentos carbonatados se forman solo en mares tropicales y subtropicales, más que en latitudes frías o cerca de las regiones polares, o en las mayores profundidades marinas. El agua de mar superficial está súper saturada con respecto a carbonatos, de tal forma que los organismos marinos no tienen dificultad en remover los iones de calcio y bicarbonato del agua para formar parte de sus conchas y esqueletos. Los valores de temperatura óptima oscilan entre los 20 y 25° C.

Profundidad: Conforme se aumenta la profundidad del agua de mar, hay una disminución de la temperatura. En aguas más frías el bióxido de carbono está más disuelto en comparación con aguas cálidas. El aumento de CO_2 provoca un aumento en el ácido carbónico (H_2CO_3), resultando una disolución en las conchas de calcita y aragonita al caer al piso marino. Algunas conchas sobreviven a los 5,000 m de profundidad. El aumento de la presión hidrostática a tal profundidad aumenta la solubilidad de CaCO_3 . La profundidad por debajo de la cual ya no se acumula el CaCO_3 se le denomina el nivel de compensación, el cual se encuentra casi a los 5,000 m en las regiones ecuatoriales, pero se eleva gradualmente hacia la superficie del mar en latitudes más altas, como consecuencia de las temperaturas más bajas en las regiones polares. El nivel de compensación de carbonatos (NCC) varía de acuerdo al contenido de CO_2 y la temperatura, estando en promedio a 3,500 m de profundidad.

Cantidad de Luz: Algunos de los organismos fotosintéticos como las algas y los corales, requieren luz para su llevar a cabo su desarrollo. La penetración de luz se ve afectada por la turbidez del agua, disminuyéndola al incrementar la cantidad de sedimentos suspendidos. La zona fótica se alcanza hasta los 100 m de profundidad, sin embargo los organismos

fotosintéticos abundan entre los 10 y 20 m. Esta es la región de mayor productividad biogénica, por lo que se denomina fábrica de carbonatos (**Figura 2.4**).

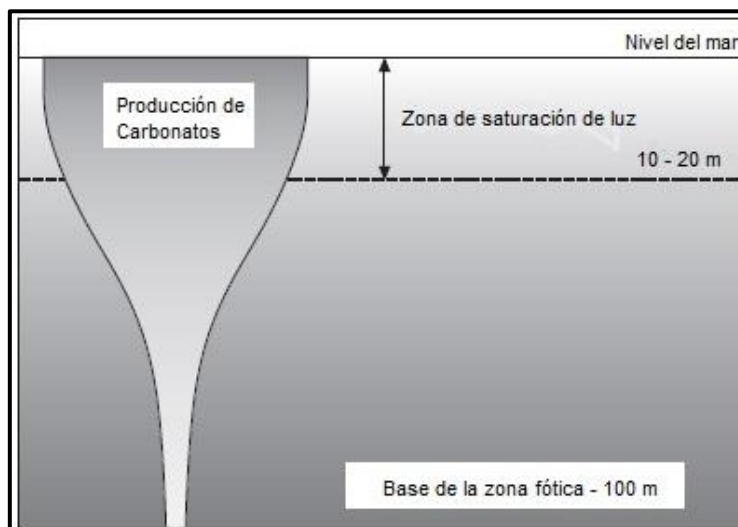


Figura 2.4. Relación entre la profundidad y la producción de carbonatos. La producción es más significativa en la zona de saturación de luz (Tomada de Nichols, 2009).

La luz es vital para que ocurra la fotosíntesis. La que se puede representar en la siguiente reacción química: $\text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O} + \text{energía solar} = \text{HCHO} + \text{O}_2$

Con la fotosíntesis ocurre la extracción del dióxido de carbono del agua de mar, provocando así mayor saturación de carbonatos e induciendo la precipitación química; como consecuencia, existe una reducción de la producción de carbonatos con la profundidad. En la **Figura 2.5** se muestra éste comportamiento donde podemos notar tres zonas: somera en donde la intensidad de luz permanece casi constante; zona intermedia en donde se tiene un importante cambio en la intensidad; y una zona profunda, en donde la curva se acerca asintóticamente a un valor de cero. La curva para la intensidad de luz puede modelarse con una ecuación de tipo exponencial, mientras que la producción orgánica presenta una función tangente hiperbólica.

2.3.1.2. PARÁMETROS QUÍMICOS.

Los principales parámetros químicos que intervienen en la formación de los carbonatos son:

Salinidad: Muchos de los organismos no toleran ambientes de alta salinidad, además de que el bióxido de carbono es menos soluble en aguas salinas que en agua dulce, por lo que al aumentar la salinidad debido a la evaporación, se reduce la precipitación del carbonato de calcio. La **Figura 2.6** muestra la distribución de organismos en función de la salinidad. Se observa que el grueso de la fauna crece en condiciones normales de salinidad, es decir entre 20 y 40 partes por mil (ppt).

Nutrientes: Su importancia radica en la precipitación bioquímica, debido a que los organismos requieren de nutrientes para su crecimiento. Los elementos químicos que restringen el desarrollo de organismos son el hierro (Fe), fósforo (P), y el potasio (K). Es necesario tener un balance, ya que cuando se tienen niveles altos de nutrientes estos inhiben la producción de carbonatos como consecuencia de la alta eficiencia de los organismos para procesarlos, por lo que tendrían problemas en un medio saturado.

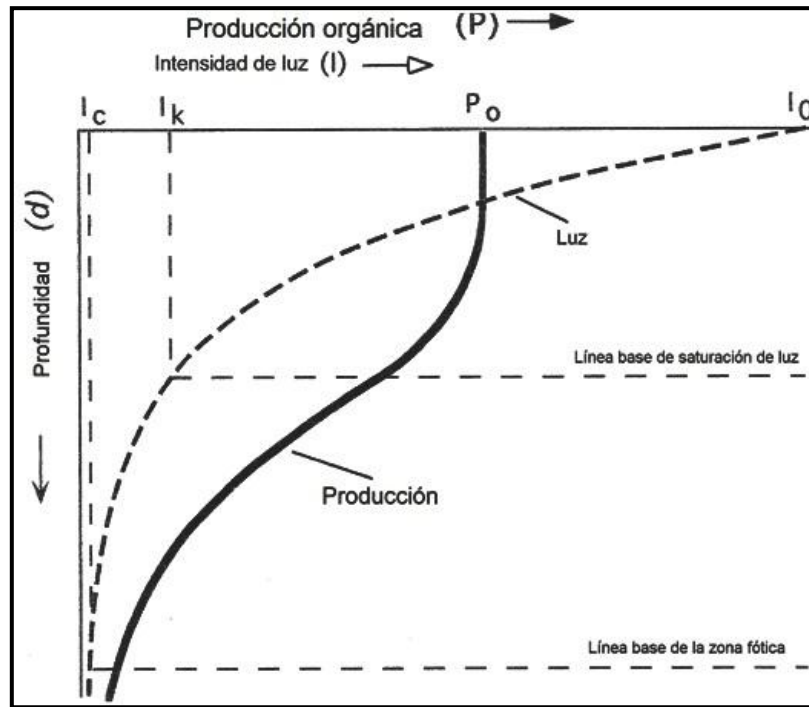


Figura 2.5. Relación de la intensidad de luz y la producción orgánica con la profundidad (Tomado de Schlager, 1992).

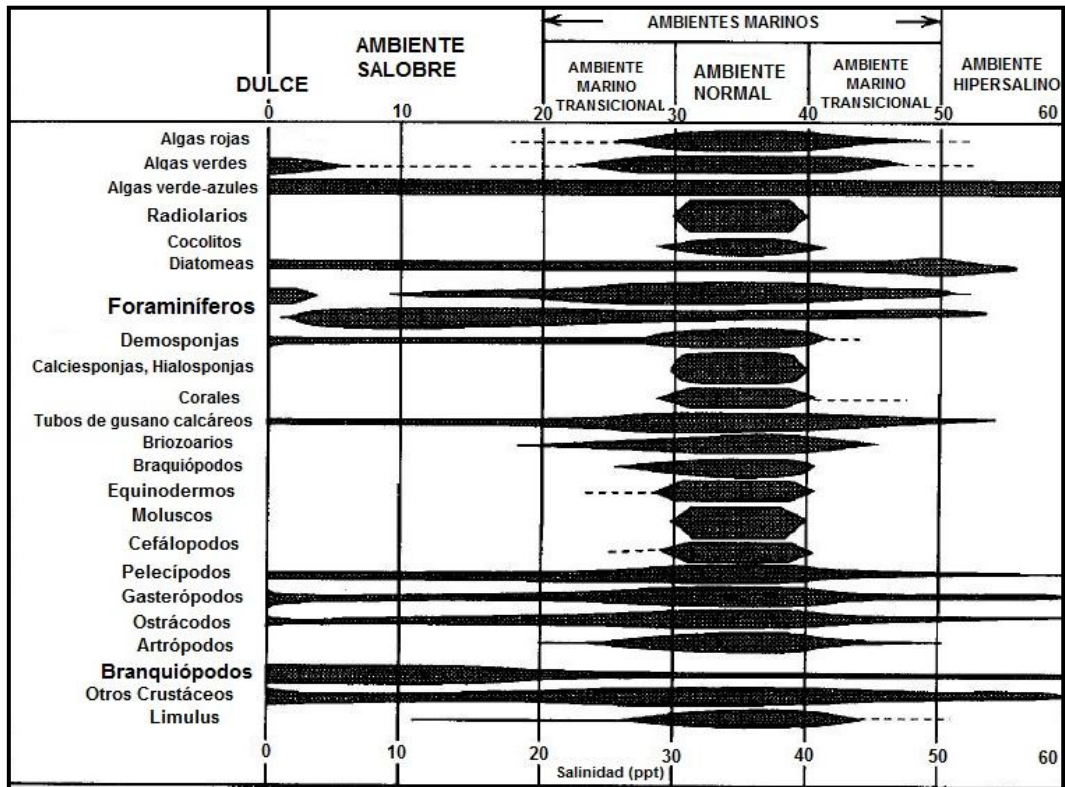


Figura 2.6. Efecto de la salinidad en el crecimiento de plantas y animales en ambientes marinos. El incremento o disminución de la misma reduce de forma significativa la diversidad de organismos (Tomada de Heckel, 1972).

2.3.1.3. *PARÁMETROS BIOLÓGICOS.*

Tanto plantas como animales pueden modificar el ambiente geoquímico, ya que algunas plantas estimulan la precipitación de carbonato de calcio, al remover el dióxido de carbono durante la fotosíntesis. Las plantas y animales tienen un metabolismo contrastante con respecto al CO₂ durante la fotosíntesis, ya que las plantas toman el CO₂ mientras que los animales lo emiten. Durante el día al llevarse a cabo la fotosíntesis, el CO₂ producido y absorbido por los animales contribuye a la precipitación del CaCO₃. Durante la noche, la actividad de las plantas disminuye y el contenido de CO₂ aumenta en la comunidad, por lo que el crecimiento se ve disminuido. Los esqueletos calcáreos de los organismos son favorecidos por el agua de mar.

2.3.2. CARACTERÍSTICAS DE LOS SEDIMENTOS.

Existe una diferencia entre los conceptos de sedimento y sedimentos. Se denomina sedimento al material en transporte ya sea por suspensión, solución, tracción o saltación, o al sedimento recientemente depositado. Es decir, tiene fundamentalmente un significado dinámico, de material en movimiento que no ha llegado a lograr su estabilidad física completa. Una vez que dicho sedimento se deposita, por cualquier sustancia móvil (agua, aire, hielo), sobre la superficie de la Tierra nos estamos refiriendo al término de sedimentos, es decir, tiene un significado estático.

La depositación se lleva a cabo a través de procesos como decantación física, por precipitación química o por crecimiento orgánico. Cuando los sedimentos se litifican se les denomina roca sedimentaria. Los sedimentos se dividen en solubles e insolubles. Los sedimentos solubles son minerales precipitados a partir de materiales en solución acuosa. Los sedimentos insolubles son fragmentos de roca, minerales (feldespatos, cuarzo), o minerales arcillosos. Otra clasificación los divide en sedimentos clásticos (detríticos o siliciclastos), sedimentos aloquímicos o intraclastos, y sedimentos ortoquímicos; en este trabajo no trataremos lo relacionado a terrígenos, solo lo referente a los carbonatos.

2.3.2.1. *SEDIMENTOS ALOQUÍMICOS.*

Son fragmentos sólidos formados por precipitación química a partir de soluciones y desplazados dentro de la misma cuenca de depósito en solución acuosa o por dispersión coloidal. Los fragmentos o conchas enteras, fragmentos orgánicos, oolitas, peloides, entre otros son considerados como sedimentos aloquímicos.

2.3.2.2. *SEDIMENTOS ORTOQUÍMICOS.*

Son precipitados químicos in situ, los más comunes son los lodos microcristalinos de calcita o dolomita, cemento calcáreo o silíceo, lodos de diatomeas o radiolarios, nano plancton calcáreo o silíceo.

2.3.3. TIPOS DE 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.

2.3.3.1. PARTÍCULAS NO ESQUELETALES

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 esqueletales son: pellets, peloides, oolitos, pisoides e intraclastos.

PELLETS Y PELOIDES

- Pellets – Son pequeños granos con un tamaño de 0,03 a 0,3 mm de largo, de forma esférica a ovoides, están compuestos de lodo de carbonato (micrita). La mayoría de los pellets carecen de estructura interna y son uniformes en tamaño y forma, son los productos fecales de organismos invertebrados (**Figura 2.7**).
- Peloides - son aloquemas formados por carbonato de calcio criptocristalino o microcristalino, no tiene restricciones en el tamaño o en el origen de los granos. Este término hace posible la referencia a los granos compuestos de micrita sin la necesidad de implicar su origen.

Composición

- Los pellets y peloides están compuestos de lodo de carbonato y/o de carbonato de calcio precipitado. Por lo tanto, su composición original es aragonita, calcita o una mezcla de ambos.

Aspectos ambientales

- Los pellets se producen donde hay gusanos, crustáceos e invertebrados, pero la mayoría de los pellets son destruidos antes del entierro.
- La cementación rápida, generalmente dada por bacterias, ayuda a la conservación, así como la rápida sedimentación en la configuración de baja energía.
- Los peloides tienen orígenes muy diversos, así como diferentes asociaciones ambientales.
- En particular, las áreas sujetas a tormentas ocasionales hacen que los granos se muevan de las zonas activas de la formación a los sitios de tranquilidad, que son especialmente propensos para la preservación de los peloides.

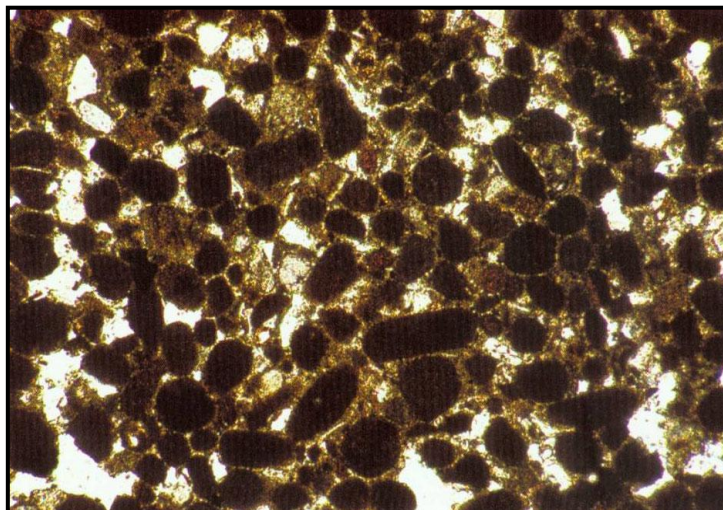


Figura 2.7. Ejemplo de los pellets en una laguna carbonatada de Australia (Tomada de Handford, 2004).

OOLITOS, PISOIDES Y OTROS GRANOS CUBIERTOS

- Oolitos– Grano esférico a elipsoidal, cuyos diámetros varían de 0.25 a 2.00 mm, tienen un núcleo protegido por una o más capas precipitadas concéntricas; los cristales que la constituyen tienen una orientación radial y concéntrica. Los núcleos están constituidos por granos detríticos terrígenos, fragmentos de esqueletos, pellets o peloides (**Figura 2.8**).

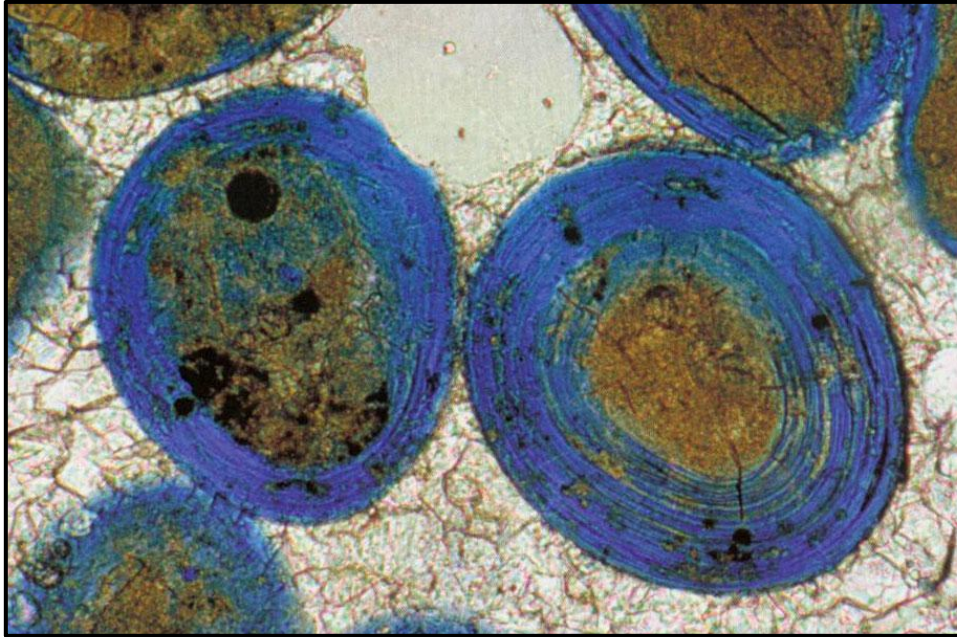


Figura 2.8. Oolitos alterados y disueltos por el agua dulce en una duna eólica los que han sido unidos con cemento. (Tomado de Handford, 2004).

- Pisolitos. Partícula esférica pequeña y concéntrica con una estructura interna laminada, su diámetro va de 2 mm y a menos de 10 mm.
- Oncoides. Grano recubierto de algas o de origen microbiano, el grosor de su diámetro en promedio es de 2 mm, tiene una forma esferoidal concéntrica; a menudo es irregular y con laminaciones.
- Rodolitos. Nódulos calcáreos irregulares y laminados compuestos por incrustantes de algas coralinas, dispuestas en capas concéntricas alrededor de un núcleo, se forman en agua de mar clara de tibia a fría y poco profunda, hasta 150 o 200 m de profundidad.

Distribución en el tiempo

- Los oolitos calcáreos y pisolitos tienen secuencias desde el Arqueano Tardío al reciente.

Mineralogía esquelal

- Los Oolitos calcáreos modernos se conocen con composiciones de aragonita o de Mg-calcita o con combinaciones de ambos.
- Se han encontrado láminas de material orgánico intercaladas en las cortezas de la mayoría de los oolitos, lo que ayuda a preservar su estructura durante la diagénesis.

Aspectos ambientales

- Es necesario que se tengan las condiciones adecuadas para la precipitación inorgánica o microbiana, ya que los Oolitos y otros granos recubiertos lo requieren para su formación.
- Las capas concéntricas se dan por la rotación repetida de los granos para lo anterior los mejores entornos para su formación son zonas de alta energía como son barras y playas, ya que es ahí donde los granos superficiales se mantienen en movimiento.

INTRACLASTOS

- Intraclastos. Son sedimentos de carbonato que están débilmente consolidados y que han sido erosionados, generalmente son depositados cerca o en la misma secuencia de depositación en la que se formó.
- Los terrones. Se forman en los sedimentos modernos, que corresponden con agregados irregulares compuestos por partículas de carbonato del tamaño de arenas o limos que están cementados en los puntos de contacto.
- Grapestone. Se utiliza para describir a los agregados de carbonato que tienen el tamaño de limo, pero se aplica a agregados con forma de racimos de uva que son unidos por cemento o incrustaciones orgánicas.
- Extraclastos. Son granos detríticos de los sedimentos de carbonato que son derivados de fuera del área deposicional y de la sedimentación actual.

Mineralogía

- Debido a que los intraclastos y los extraclastos representan fragmentos de sedimentos preexistentes de roca carbonatada, están formados por fragmentos de calizas y dolomías, por lo que su mineralogía corresponde con calcita, aragonita o dolomita.
- Los intraclastos cuando se forman son normalmente: aragoníticos, calcíticos o dolomíticos.

Aspectos ambientales

- Los intraclastos se pueden formar en muchos ambientes, pero la mayoría se producen en los entornos con condiciones de alta energía.
- En algunos casos los sedimentos pueden estar débilmente cementados o haber estado vinculados orgánicamente durante los tiempos de baja energía y después se hayan roto para formar los clastos durante grandes tormentas u otras condiciones de alta energía (terremotos y/o tsunamis).
- Los sitios más comunes para la formación de intraclastos se encuentran en los arrecifes, las pendientes de arrecifes o en las playas de carbonato donde los procesos biológicos y químicos llevan a la cementación rápida, o en planicies de marea, donde la desecación, cementación y/o dolomitización puede acelerar la litificación.
- Los extraclastos normalmente se encuentran en las proximidades de las fuentes de exposición de carbonatos antiguos, esto se explica porque los clastos de carbonato son rápidamente erosionados o se disuelven durante el transporte; por lo que, la mayoría de los depósitos de los extraclastos se forman cuando se produce la rápida sedimentación en las proximidades de un área de origen y/o en climas relativamente fríos o áridos con procesos químicos a la intemperie (**Figura 2.9**).

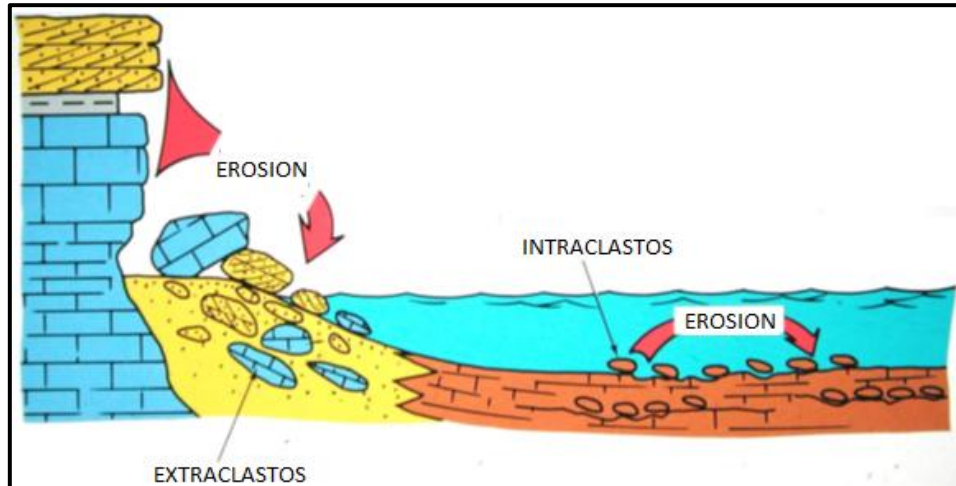


Figura 2.9. Principales condiciones ambientales donde se forman de los intraclastos y los extraclastos (Tomado de Handford, 2004).

2.3.3.2. PARTÍCULAS ESQUELETALES

Durante cualquier período de tiempo en el pasado geológico, una diversidad de organismos han participado en la producción de esqueletos calcáreos. Estos ensamblajes de partículas biogénicas cambian con el tiempo y el ambiente. Factores como la profundidad, temperatura, salinidad, turbulencia y el tipo de sustrato, controlan tanto la distribución como el desarrollo de organismos, de tal forma, que una caliza bioclástica de aguas someras del paleógeno es diferente de una caliza del Cámbrico, incluso de una caliza de aguas profundas del Jurásico.

Este tipo de partículas se identifica a partir de su tamaño, forma, microestructura y la mineralogía original. Gran parte de la inestabilidad que los sedimentos carbonatados muestran durante la diagénesis, se atribuye a partículas esqueletales. Se presenta en seguida, un resumen de los principales organismos contribuyentes de partículas esqueletales en los carbonatos: Foraminíferos, estromatopóridos, braquiópodos, moluscos, briozoarios, equinodermos, trilobites, ostrácodos, esponjas, corales, anélidos, algas, microfósiles, etc. A continuación se describen sus principales características. La **Figura 2.10** resume la distribución en el tiempo de dichos organismos.

FORAMINÍFEROS

Son organismos muy abundantes en los sedimentos marinos y presentan una gran diversidad de especies, convirtiéndolos en uno de los grupos de microfósiles marinos más importantes. Se clasifican en bentónicos y planctónicos. Son un grupo de organismos complejos, se han identificado entre 60 y 80 mil especies durante el Fanerozoico.

Distribución en el tiempo

Los foraminíferos Bentónicos: abarcan desde el período Cámbrico hasta el tiempo reciente; los Foraminíferos Bentónicos calcáreos, se ubican desde el período Ordovícico y hasta la época reciente; las grandes acumulaciones están desde el Carbonífero hasta el Reciente.

Foraminíferos Planctónicos: Desde el Jurásico medio hasta la época reciente.

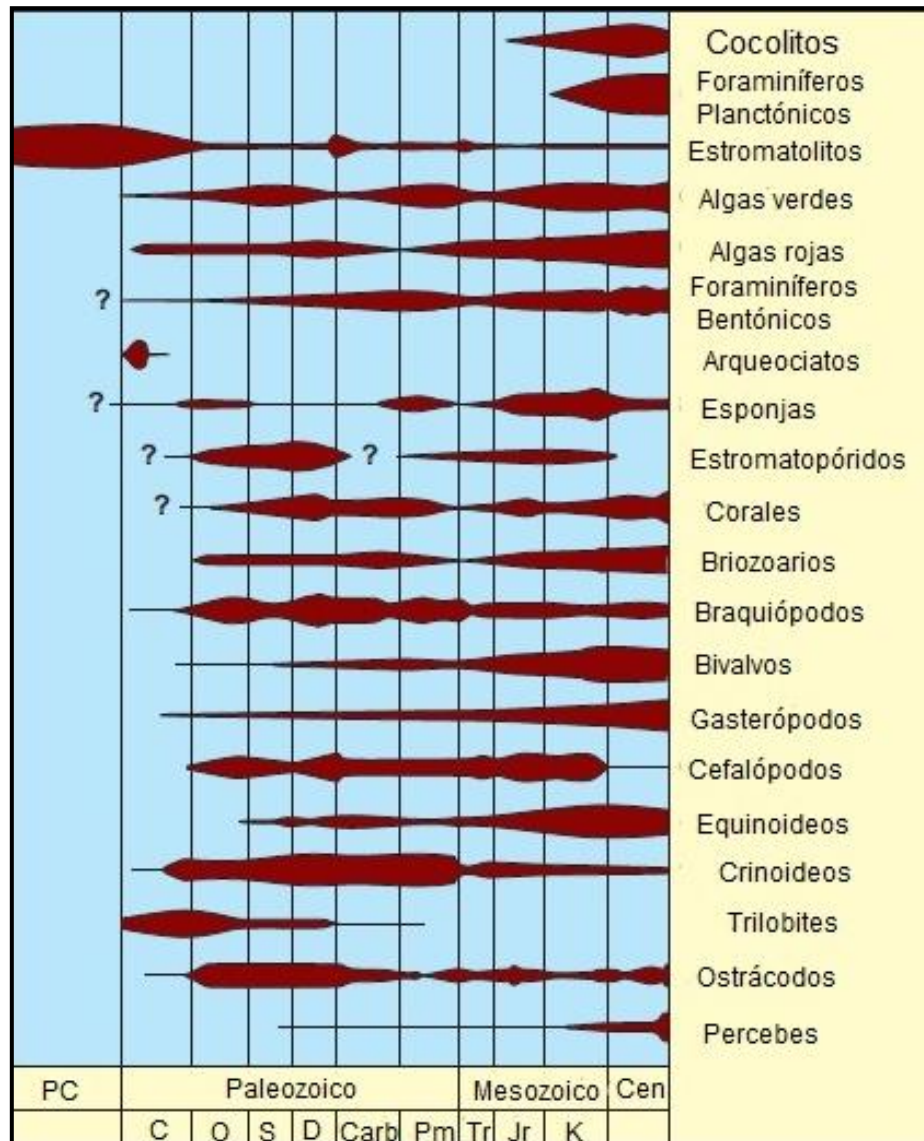


Figura 2.10. Distribución en el tiempo geológico de los organismos contribuyentes de partículas esqueléticas en carbonatos (Tomado de Scholle, 2003).

Aspectos ambientales

- La mayoría de los foraminíferos son bentónicos (de las 4000 especies modernas, sólo cerca de 40 son planctónicos).
- Gran cantidad de los foraminíferos planctónicos habitan en los 300 m en la parte superior de la columna de agua, al morir, las testas son depositadas en el lecho marino.
- Los foraminíferos son constituyentes relevantes para la formación de rocas, sobre todo en plataformas abiertas y cerradas, así como en depósitos más profundos. En algunos casos, la abundancia alcanza valores de decenas de miles de organismos por metro de sedimento.
- Se desarrollan en ambientes marinos y marginales, desde la zona de intermarea hasta profundidades abisales.

Mineralogía esquelética

- Las testas de los foraminíferos están compuestas de calcita (los organismos planctónicos tienen calcita baja en magnesio; mientras que para los bentónicos calcita tanto baja como alta en magnesio).
- Algunas especies bentónicas construyen testas de aragonita, sílice o materia orgánica.

ESTROMATOPÓRIDOS

Fueron bastante comunes durante el período Ordovícico-Devónico superior. En un principio se les relacionaba con los corales, posteriormente se asociaron a las esponjas. Se considera que organismos que tiempos más recientes, son resultado de una evolución morfológica. Estos seres formaban grandes arrecifes en el Paleozoico, donde sus comunidades se diversificaron y persistieron durante 120 millones de años.

Aspectos ambientales

- Organismos marinos favorecidos por condiciones de agua clara y con importante concentración de oxígeno; son abundantes en los márgenes de plataforma.
- Los estromatopóridos fueron relevantes constructores de arrecifes (muchos de los cuales constituyen rocas almacenadoras de yacimientos de hidrocarburos); se encuentran desde el Ordovícico Medio hasta el Devónico superior (**Figura 2.11**).

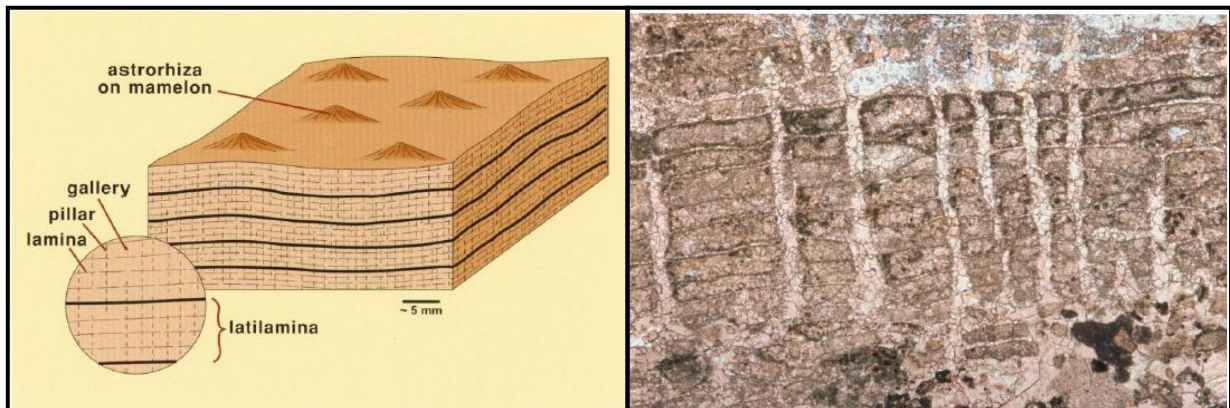


Figura 2.11. Morfología y estructura de un estromatopórido del Paleozoico, en el que se observa el enrejado, de pilares y laminación (izquierda) y un estromatopórido del Ordovícico en la región de Ontario, Canadá, en el que se pueden ver galerías horizontales (derecha) (Tomado de Handford, 2004).

Mineralogía esquelética

- Esencialmente están formados por calcita, no obstante en algunos grupos predomina la aragonita.

BRAQUIÓPODOS

Se desarrollan durante el Cámbrico inferior y se tienen hasta el Reciente. En general, abundaron durante el Paleozoico, alcanzando sus mayores niveles en el Devónico; no obstante, constituyen información valiosa en depósitos del Mesozoico y Cenozoico. Aunque se han descrito más de 12,000 especies fósiles, sólo existen en la actualidad unas 300 especies

actuales. Generalmente son bentónicos, viviendo fijos a sustratos duros por un pedúnculo o enterrados en sustratos blandos (**Figura 2.12**).

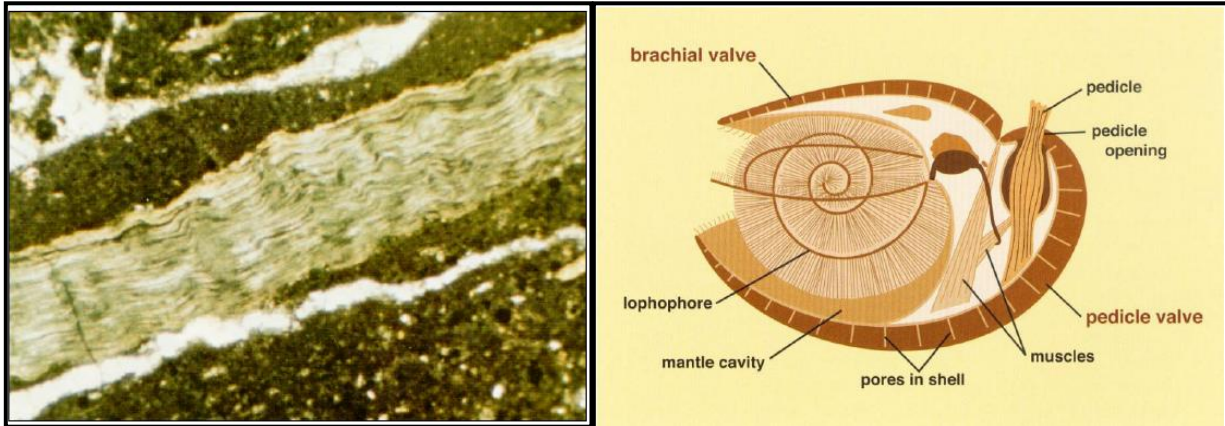


Figura 2.12. Concha de braquiópodo con estructura ondulada (izquierda) y anatomía de un braquiópodo articulado (derecha), (Tomado de Handford, 2004).

Aspectos ambientales

- Los braquiópodos son organismos marinos (bentónicos), exhiben distintos niveles de salinidad.
- Los braquiópodos son sésiles, habitan en aguas de plataforma. Algunas especies modernas se extienden a profundidades mayores a 1,500 m.
- Las conchas de los braquiópodos tienden a ser más gruesas en ambientes de aguas cálidas y someras, que en aquellos ambientes fríos y profundos.

Mineralogía esquelal

- Las conchas de los braquiópodos rhynchonélidos son principalmente de calcita, con bajo contenido de magnesio.
- Las conchas de los braquiópodos linguliformes se componen de fosfato de calcio y quitina interlaminada.
- Los braquiópodos craniformes (craniform) se componen tanto de calcita como de aragonita.

MOLUSCOS

Los bivalvos, gasterópodos y cefalópodos forman el grupo de los moluscos. Estos organismos caracterizan a las calizas del Paleozoico inferior, así como a rocas de períodos posteriores. Los bivalvos han sido importantes en la producción de carbonatos, desde el inicio del Cenozoico, al disminuir la cantidad de braquiópodos. Durante el Cretácico, los rudistas formaron importantes arrecifes en México, en el Sur de Estados Unidos, en la región del Mediterráneo, y en el Medio Oriente. Las conchas de los bivalvos en su mayoría están compuestas de aragonita, sobre todo en los rudistas, mientras que en otros organismos como las ostras y las veneras contienen calcita.

Distribución en el tiempo. A pesar de que existen ciertas diferencias en los tiempos para los diversos tipos de moluscos, en general se ubican desde el período Cámbrico hasta el Reciente.

Aspectos ambientales

- Los gasterópodos son un grupo de vasta diversidad. Se encuentran en distintas latitudes en ambientes de aguas salobres, hipersalinas, e incluso agua dulce, así como en ambientes subaéreos.
- Los bivalvos habitan en regiones marinas someras, sin embargo es posible encontrar algunos organismos representativos casi en cualquier medio acuoso, desde ambientes de agua dulce, hasta ambientes profundos, pasando por litorales con alta salinidad.
- Por su parte, los cefalópodos son comunes en plataformas abiertas, y en depósitos profundos.

Mineralogía esquelética

- Las conchas de los gasterópodos tienen una delgada capa de material orgánico. Algunas familias de estos organismos tienen conchas de capas definidas de calcita y aragonita, siendo generalmente, la capa de calcita de mayor espesor. La calcita contiene bajo porcentaje de magnesio.
- Los bivalvos presentan esqueletos que varían en composición. La mayoría están compuestos de aragonita, algunos presentan capas de calcita y aragonita, pocos están compuestos en su mayoría por calcita.
- Algunos cefalópodos son principalmente de aragonita, algunas de sus capas tienen material orgánico (**Figura 2.13**).

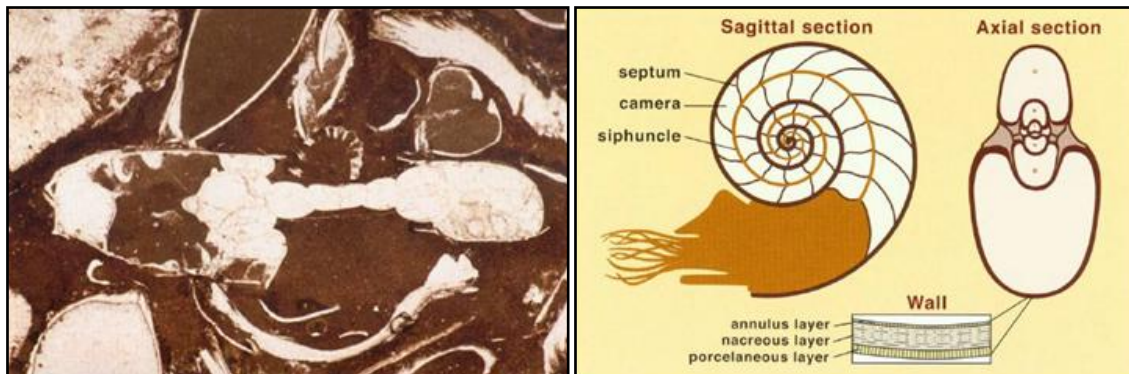


Figura 2.13.- Sección axial de un cefalópodo de tipo ammonite del Pérmico en Tunisia (izquierda) y morfología de un cefalópodo nautilus, su concha está compuesta por lo común de aragonita (derecha), (Tomado de Handford, 2004).

BRIOZOARIOS O ECTOPROCTOS

Son pequeños animales coloniales que presentan un lofóforo, es decir, una corona de tentáculos que sirve para captar alimento; se han descrito unas 5,700 especies mayoritariamente marinas, sólo unas 50 habitan en agua dulce. Los briozoarios calcáreos recientes son marinos y están presentes en todas las latitudes y profundidades, no obstante son más abundantes en mares someros. La mayoría de los briozoarios del paleozoico tuvieron un esqueleto calcáreo. Las especies recientes son en forma de caja y los grupos post-paleozoicos están constituidos de calcita, aragonita y de mezclas de calcita y aragonita (**Figuras 2.14 y 2.15**).

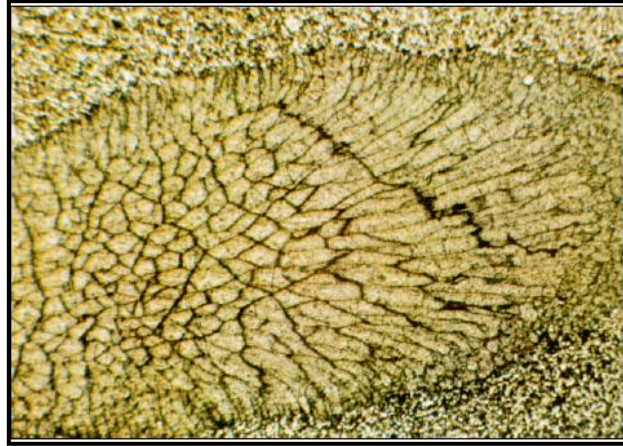


Figura 2.14. Colonia de briozoarios del ordovícico de la Formación Martinsburg, Virginia (Tomado de Handford, 2004).

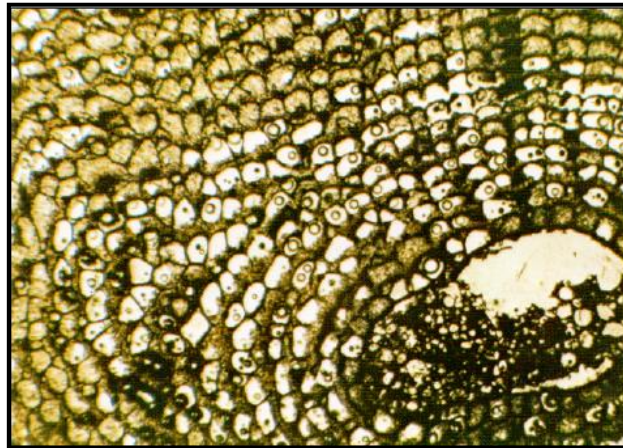


Figura 2.15. Sección de briozoarios *Schizoporella floridana* en la región de Florida (Tomado de Handford, 2004).

Distribución en el tiempo. A pesar de que podemos asociar un tiempo geológico a cada clase de briozoos, se puede afirmar que en su mayoría, surgen desde el Ordovícico inferior y hasta el Reciente. Así como también podemos mencionar importantes acumulaciones durante el Jurásico.

Aspectos ambientales

- Son más comunes en rampas que en plataformas y son más abundantes en ambientes de nerítico medio a interior; no viven en profundidades mayores a 200 m.
- Los briozoarios son organismos sésiles, que se alimentan por filtración, con una elevada tolerancia a la salinidad. En su mayoría son marinos, sin embargo, algunas especies (entoprocta, ctenostomida) habitan en aguas dulces.
- Se encuentran en amplios rangos de temperatura, latitudes, y profundidades (0 a 8.5 km). Son el principal constituyente de las plataformas carbonatadas del Mesozoico y Cenozoico, así como en ambientes más profundos. Durante el Paleozoico sobresalieron en ambientes tropicales y subtropicales.
- Existen briozoarios tanto en ambientes de baja energía, así como en ambientes de alta energía.

Mineralogía esquelética

- Muchos de los briozoarios ectoprocta se componen de calcita (baja en magnesio), algunos otros tienen calcita alta en magnesio, mientras que unos más tienen aragonita.

EQUINODERMOS

Los equinodermos se componen de placas individuales de calcita, que en general se presentan en colonias de cientos a miles. Por lo regular, su esqueleto se desarticula rápidamente y las placas se dispersan después de la muerte de los organismos; son exclusivamente marinos y bentónicos, en particular de mares abiertos. Son incapaces de sobrevivir en agua dulce o en Tierra porque la concentración salina de su medio interno es igual a la del medio externo. En algunas regiones de aguas profundas pueden llegar a representar el 95 % de la biomasa. Incluyen a los equinoideos, los crinoideos, los blastozoos, holoturoideos y los ofiuroideos.

Distribución en el tiempo. Los equinoideos se han desarrollado desde el Ordovícico hasta el reciente, por su parte los crinoideos abarcan desde el Cámbrico hasta el reciente.

Aspectos ambientales

- Los equinoideos están adaptados a ambientes marinos de baja a normal salinidad (unos cuantos valores de ppm). Se extienden también hacia aguas más profundas, en zonas abisales, por lo regular no exceden el 10 o 15 % del total del sedimento.
- Los crinoideos son organismos de ambientes marinos de salinidad normal. Son importantes constituyentes de rocas en estratos del Paleozoico. Durante el Mesozoico se presentó el crecimiento de organismos planctónicos (**Figura 2.16**).

Mineralogía esquelética

- Los equinoideos modernos así como los más antiguos están compuestos de calcita con moderada a elevada cantidad de magnesio. El contenido de magnesio varía en función de la temperatura.
- Los crinoideos tienen calcita con alto contenido de magnesio, los organismos modernos contienen entre 3 y 8 % de magnesio.



Figura 2.16. Vista de una caliza de crinoideos cementada con calcita (Tomado de Handford, 2004).

TRILOBITES Y OSTRÁCODOS

Los ostrácodos son una clase de crustáceos de muy reducido tamaño, se conocen unas 13,000 especies actuales y se estima que se han descrito 65,000 especies fósiles. Son uno de los grupos microfósiles más utilizados en paleontología, tanto como indicadores paleoambientales, como en la datación de estratos, por esto han sido muy utilizados en la búsqueda de combustibles fósiles; aunque, los trilobites son una clase de artrópodos extintos. La mayoría tienen unos cuantos centímetros de longitud. Se han descrito casi 4,000 especies, siendo los fósiles más característicos de la Era Paleozoica.

Distribución en el tiempo. Trilobites: Cámbrico al Pérmico; Ostrácodos: Cámbrico al reciente.

Aspectos ambientales

- Los trilobites habitaron en aguas someras y agitadas, en ambiente nerítico interior, ya que se conocen pocos grupos de trilobites pelágicos.
- Los ostrácodos están distribuidos en latitudes árticas y tropicales. Son comunes en ambientes de agua dulce, ambientes marinos e incluso en ambientes de alta salinidad.

Mineralogía esqueletal

- Los caparazones de los trilobites se componen de quitina con carbonato de calcio y otras pequeñas cantidades de fosfato de calcio. El carbonato consiste en calcita con porcentajes moderados a elevados de magnesio (**Figura 2.17**).
- Los caparazones de los ostrácodos contienen quitina y calcita. La calcita tiene rangos de baja a alta cantidad de magnesio, hasta llegar al 10 %.

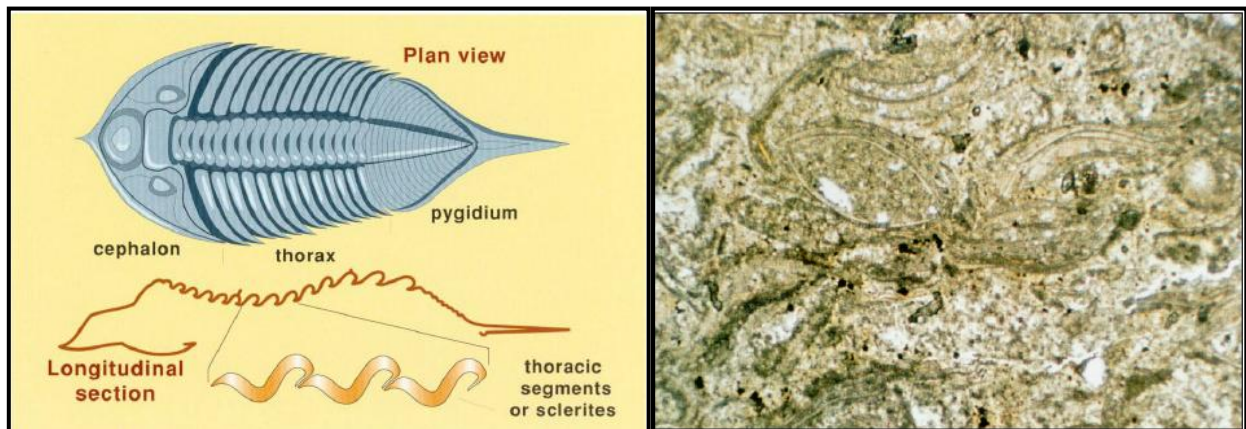


Figura 2.17. Estructura de un trilobite (izquierda) y ostrácodos de la Formación Green River, en la región de Wyoming (derecha), (Tomado de Handford, 2004).

ESPONJAS

Son de los organismos multicelulares primitivos más organizados que se integran dentro del phylum porífera. En la mayoría de las esponjas existen células especializadas que secretan un esqueleto mineral, el cual puede consistir de espículas calcáreas, espículas de sílice, o espículas combinadas con materia orgánica (**Figura 2.18**). La red esquelética de las esponjas es comúnmente irregular y posee elementos estructurales más pequeños y menos continuos que los corales y los briozoarios.

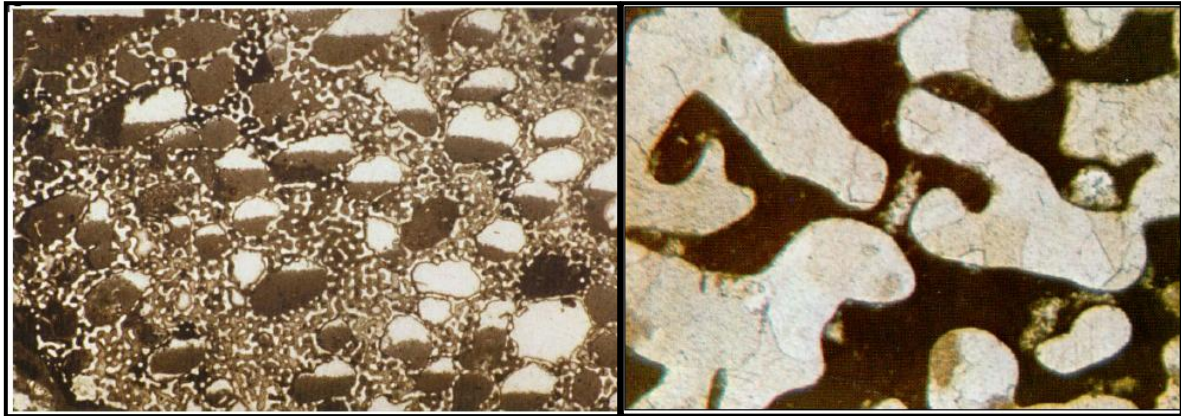


Figura 2.18. Esponja calcárea del Pérmico en la región de Tunisia (izquierda) y detalle de una esponja del Ordovícico Inferior en la región del Paso, Texas (derecha), (Tomado de Handford, 2004).

Distribución en el tiempo. Período: Precámbrico al reciente.

Aspectos ambientales

- Las esponjas se caracterizan por tener gran variabilidad y adaptabilidad, son por lo general, organismos sésiles y bentónicos; algunos tipos son importantes componentes de los arrecifes, en particular aquellas de los periodos Ordovícico, Silúrico, Devónico, Triásico y Jurásico.
- Los organismos del Paleozoico y Mesozoico habitaban en ambientes de plataformas someras, organismos posteriores se trasladaron a sitios de mayor profundidad (siendo raros en tirantes mayores a 1,000 m).

Mineralogía esquelética

- Las esponjas se componen de espongina, de sílice, o una combinación de ambos, así como también tienen carbonato de calcio en forma de espículas. Dentro de los grupos calcáreos muchos eran originalmente de aragonita, también las formas de calcita fueron muy comunes.

CORALES

Distribución en el tiempo. Los corales tabulares son del Ordovícico Inferior al Pérmico (**Figura 2.19**); los corales rugosos del Ordovícico medio al Pérmico Superior (**Figura 2.20**); los corales Scleractinidos del Triásico Medio hasta el Reciente.

Aspectos ambientales

- El grupo de corales tabulares fue de naturaleza marina, siendo contribuyentes importantes para los arrecifes de estromatopóridos, así como biohermas del Ordovícico-Carbonífero.
- Los corales rugosos también llamados tetracorales, son un grupo de organismos marinos ubicados principalmente en estratos de aguas someras y cálidas. Fueron contribuyentes importantes de arrecifes durante el Paleozoico, sin llegar a ser los constructores predominantes.

- Los corales scleractinian o hexacorales son organismos marinos que crecen en ambientes con aguas entre temperaturas de 16 °C como mínimo, y en un rango óptimo de 25-29 °C, y una salinidad del 34 al 36 %. Se caracterizan por tener poca tolerancia a los sedimentos suspendidos, por lo que se encuentran en zonas de aguas limpias.

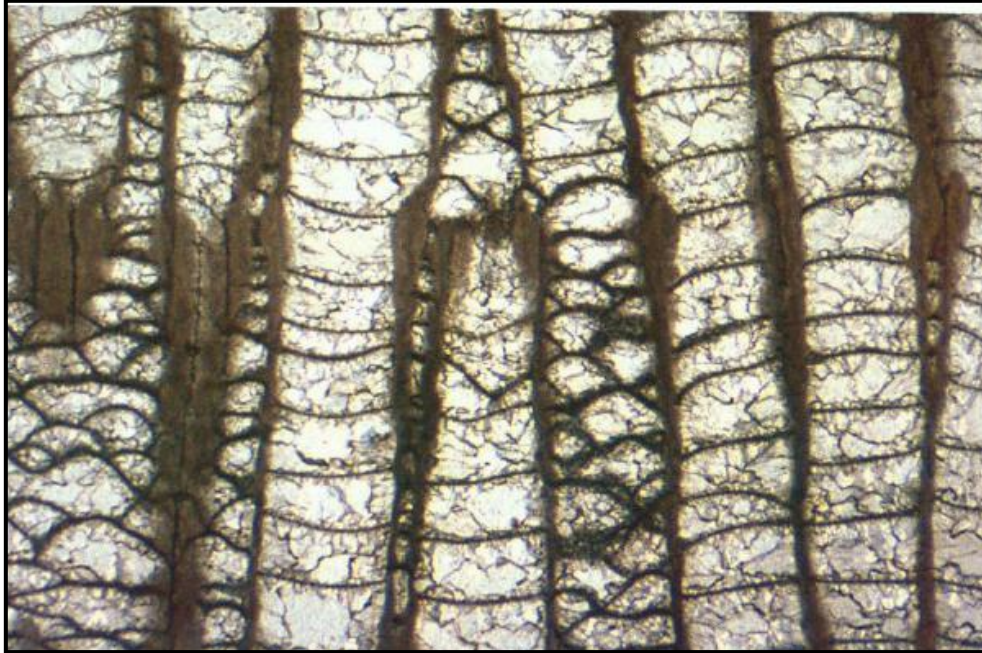


Figura 2.19. Coral tabular del ordovícico en Oklahoma, EUA (Tomado de Handford, 2004).



Figura 2.20. Coral rugoso del carbonífero en Inglaterra (Tomado de Handford, 2004).

Mineralogía esquelética

- Muchos de los corales tabulares se componen de calcita, sólo algunos grupos pudieron ser de aragonita.
- El esqueleto de los corales rugosos está compuesto principalmente de calcita, con bajo contenido de magnesio.

ANÉLIDOS

Se han descrito más de 16,700 especies de estos animales invertebrados de aspecto vermiforme; habitan en una variedad de ambientes como suelos, playas arenosas, lodos marinos, entre otros.

Distribución en el tiempo. Se conocen restos de gusanos desde el Precámbrico y hasta el Reciente.

Aspectos ambientales

Habitan en ambientes marinos de salinidad normal, así como en ambientes hipersalinos, siendo muy raros en medios terrestres. Los serpúlidos son más comunes en la costa, no obstante se extienden hasta ambientes de mayor profundidad.

Mineralogía esquelética

Los tubos de los serpúlidos están compuestos de calcita con alto contenido de magnesio, aragonita o una combinación de ambos. Algunos tubos pueden tener quitina o una combinación de quitina y fosfatos (**Figura 2.21**).

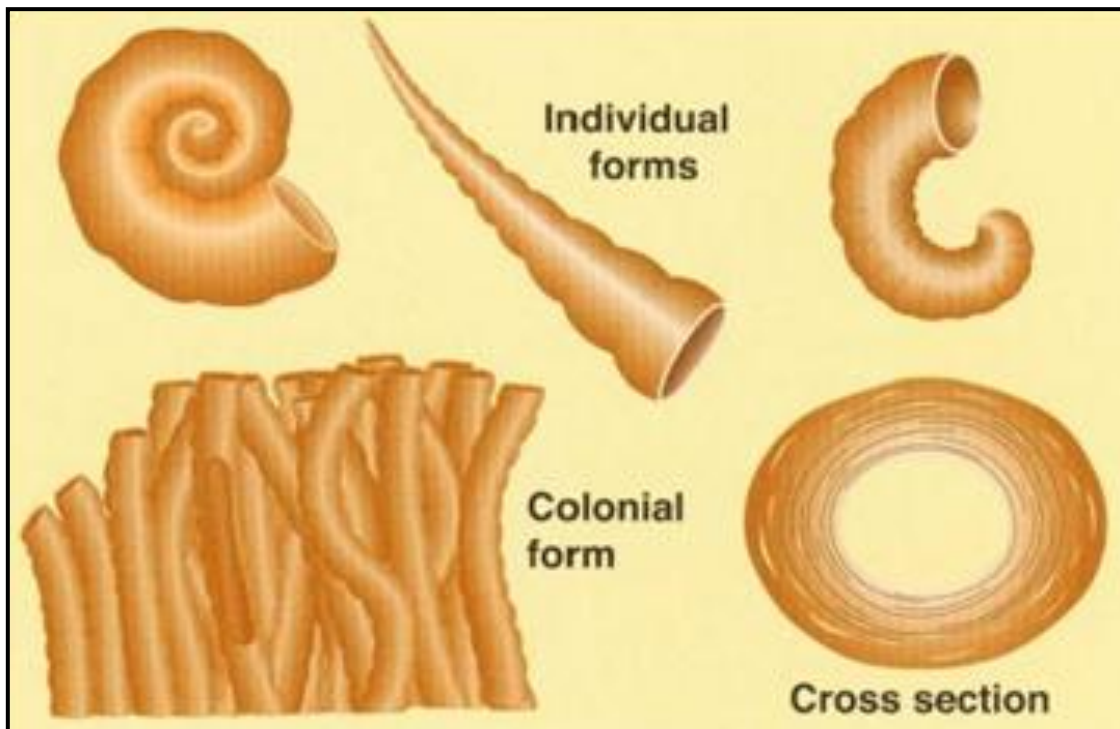


Figura 2.21. Morfología y estructura de los serpúlidos individuales y en colonias (Tomado de Handford, 2004).

ALGAS

Las algas calcáreas son plantas acuáticas marinas y no marinas que poseen una calcificación interna y/o externa. Se dividen en Cyanophyta (algas azul-verdes), Rhodophyta (rojas), y Chlorophyta (verdes).

Distribución en el tiempo. Las algas verde-azules (Cyanophyta) pertenecen del Precámbrico al reciente, las algas verdes (Chlorophyta) de la Familia Codiaceae del Ordovícico al Reciente, mientras que la familia Dasycladaceae del Cámbrico al Reciente y las algas rojas (Rhodophyta) del Cámbrico al Reciente.

Aspectos ambientales

- Las algas verde-azules son fotosintéticas y requieren luz, se adaptan a amplios rangos de salinidad y temperatura; habitan principalmente en la zona submareal-intermareal.
- Las algas verdes son más comunes en profundidades de 2 a 30 m, no obstante, algunas codiaceas abundan entre los 50-100 m, así como también existen organismos en profundidades mayores a los 100 m. Toleran los ambientes salinos e hipersalinos. Son fuertes contribuyentes de los depósitos carbonatados tanto modernos como antiguos.
- Las algas rojas son las que están mejor adaptadas a los ambientes profundos, en donde hay poca penetración de luz, ya que se encuentran en tirantes de 125 m o incluso mayores.

Mineralogía esquelética

- Las formas marinas de las algas azul-verdes son de aragonita; las formas lacustres se componen de calcita.
- Las algas verdes están compuestas de aragonita, algunas formas de calcita vivieron en el pasado.
- Las algas rojas coralinas se componen de calcita alta en magnesio, en otros subgrupos domina la aragonita (**Figura 2.22**).

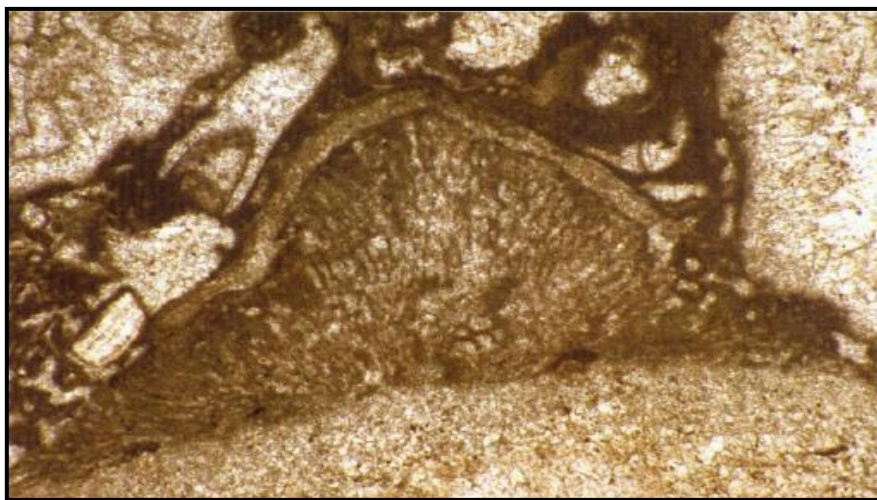


Figura 2.22. Caliza del cretácico de la Formación Tamabra, en México. Se observan distintos tipos de algas rojas (Tomado de Handford, 2004).

MICROFÓSILES

Dentro de este grupo se integran los calpionelidos, cocolitóforos, calciesferas, radiolarios y diatomeas.

Distribución en el tiempo. Los calpionelidos son del Jurásico al Cretácico Inferior; los cocolitóforos son abundantes desde el Jurásico Inferior hasta al Reciente; las calciesferas son del Cámbrico al Reciente (**Figura 2.23**); los radiolarios son del Cámbrico Superior al Reciente y las diatomeas pertenecen del Jurásico Temprano al Reciente.

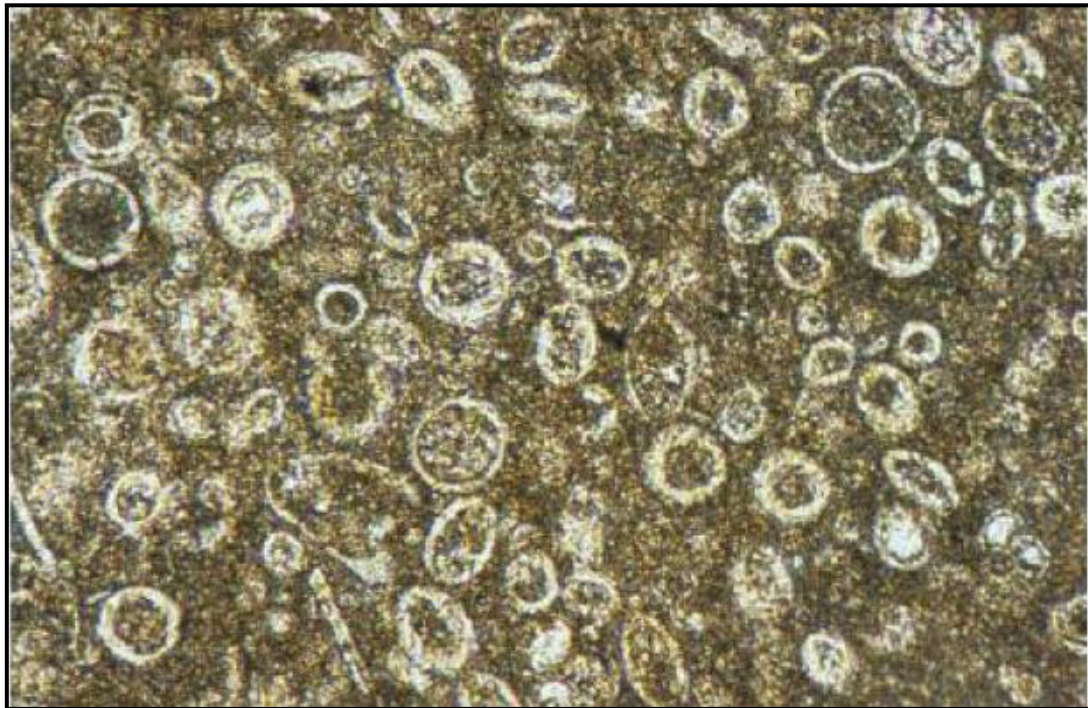


Figura 2.23. Caliza rica en calciesferas del cretácico en Inglaterra (Tomado de Handford, 2004).

Aspectos ambientales

- Los calpionelidos son organismos marinos que son importantes contribuyentes en las calizas pelágicas y de las cretas durante el Jurásico superior.
- Los cocolitóforos son organismos planctónicos fotoautótrofos, por lo que requieren de un ambiente con luz. La mayoría habitan en ambientes de salinidad normal, algunos otros soportan rangos entre 18 y 40 partes por millar (ppt).
- Los radiolarios son organismos planctónicos, se localizan en diversas profundidades en los océanos modernos. Son contribuyentes de los depósitos pelágicos a lo largo del Fanerozoico.
- Las diatomeas se localizan en ambientes marinos, dulceacuícolas, terrestres o incluso superficies húmedas.

Mineralogía esquelética

- La composición de los capionelidos y de los colitóforos es de calcita baja en magnesio.
- Los radiolarios tienen esqueletos compuestos de sílice.

2.3.3.3. MICRITA

Folk (1959), propuso el término micrita para referirse a la calcita microcristalina, es decir, a los sedimentos carbonatados de grano fino. La micrita está presente en las calizas como matriz, su tamaño es menor de 5 micras de diámetro, es un material translúcido y con un tono parduzco en secciones delgadas; el factor más importante en la producción del sedimento micrítico es la desintegración de las algas calcáreas verdes. Otros procesos generadores de lodos calcáreos son: la bioerosión, erosión mecánica de granos por oleaje y corrientes, precipitación bioquímica y la precipitación inorgánica provocada por la evaporación del agua marina.

2.3.3.4. ESPARITA

Corresponde con calcita cristalina, siendo el componente principal del cemento que rellena los poros, por lo que pudo haberse formado en la roca posteriormente al depósito original de los aloquímicos y la micrita; la mayor parte es de grano grueso, con cristales que tienen 10 o más micras de diámetro, tiene un aspecto claro y presenta pocas inclusiones, los límites intercristalinos son planares o rectilíneos. La esparita se diferencia de la micrita por el tamaño de los cristales, por su claridad y por su pureza.

2.3.4. TEXTURA

Corrales (1977) define a la textura como las condiciones de interrelación entre los componentes de la roca o sedimento, y se incluyen aspectos como el tamaño de grano, forma, orientación y empaquetamiento de los constituyentes del sedimento o roca. Estas variables que condicionan la textura se denominan elementos texturales. Con frecuencia se da a la textura un significado estático, no obstante, tienen un fuerte significado dinámico, puesto que sus elementos se modifican a lo largo de la evolución del sedimento. Surge así el concepto de madurez textural, definido como el grado de diferenciación que alcanza un sedimento frente al material original del que procede. El área de origen (madre) puede condicionar las características geométricas de las partículas. El transporte sufrido, los mecanismos e intensidad modifican igualmente la distribución de tamaños, forma y composición. El ambiente sedimentario constituye un equilibrio entre los procesos mecánicos como la agitación, los procesos biológicos como la actividad y el contenido faunístico, y los procesos químicos como la salinidad y acidez, por lo que las características texturales pueden contribuir en la identificación del ambiente sedimentario. Los procesos post-sedimentarios pueden también modificar la textura, dar lugar a nuevos minerales y variar las propiedades físicas del sedimento o roca sedimentaria.

En las calizas hay factores orgánicos, químicos y físicos que intervienen en su origen dando como resultado una textura bastante compleja y variada, considerando el grado de participación de estos factores, por ejemplo, algunas calizas tienen textura clástica, cementada o no, mientras que otras pueden tener textura secuencial, e incluso la textura puede estar totalmente definida por la acción de organismos. En muchos casos la textura deposicional original puede haber sido modificada por procesos diagenéticos, complicando aún más el resultado.

No obstante la complejidad textural, las calizas están formadas por una serie de componentes carbonatados, fácilmente reconocibles al microscopio, que son por tanto utilizados para la clasificación. La textura de las calizas es compleja, tiene un alto grado de variabilidad, debida en parte a su origen biológico y en parte a la solubilidad del carbonato de calcio. La preservación de la textura original de las calizas facilita la determinación del ambiente, por lo que algunas calizas tienen características similares a las areniscas. Las calizas se componen de aloquemias, una matriz de calcita microcristalina (micrita), y de un material cementante

(esparita). La clasificación de calizas propuesta por Dunham, 1962, tiene una fuerte componente textural.

2.4.4.1. MATRIZ

El concepto de matriz tiene fuertes connotaciones genéticas o sedimentológicas, pues se trata del material arcilloso de tamaño inferior a 30 micras.

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 $4\mu\text{m}$ (**Figura 2.24**), 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, ésta 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. La mayor parte de la micrita se forma dentro de la cuenca y esto se da por la desintegración de las partes duras de algunos organismos que tienden a precipitar en el agua de mar.

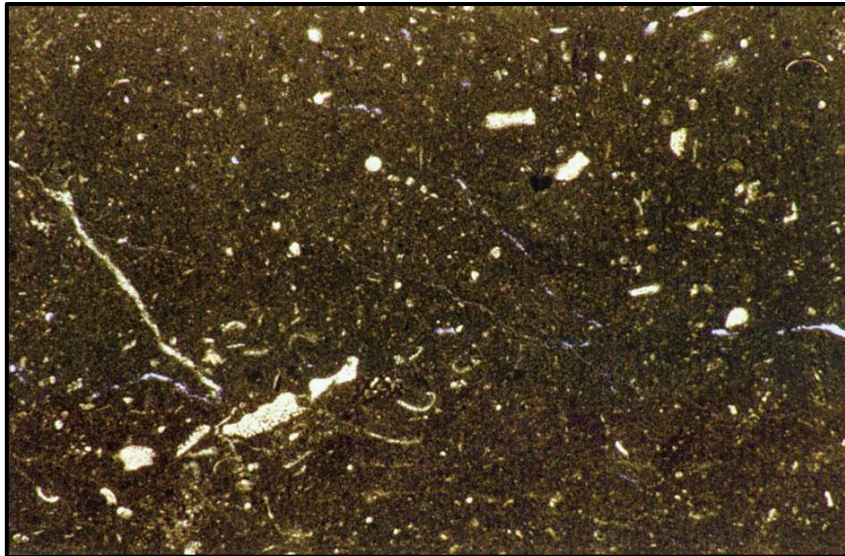


Figura 2.24. Ejemplo de micrita fosilífera, (Tomada de Handford, 2004)

2.4. AMBIENTES SEDIMENTARIOS

Un ambiente sedimentario se define como un lugar de la superficie de la tierra donde se realizan procesos de sedimentación que pueden individualizarse en zonas limítrofes por sus características físicas, químicas y biológicas que determinan las propiedades del sedimento o roca sedimentaria y es diferenciable de los ambientes adyacentes (Reineck, 1975).

a) Características físicas

Dentro de este grupo podemos mencionar a aquellas que están asociadas a aspectos dinámicos como la velocidad, la dirección y variaciones en el movimiento del fluido que condicionan el medio; las corrientes de agua, oleaje, mareas, vientos; así como las condiciones

geográficas y climáticas, como son el tipo de intemperismo, la temperatura, humedad y la precipitación pluvial.

b) Características químicas

Es necesario considerar en este rubro, la salinidad, las condiciones de potencial óxido-reducción (eH), el nivel de acidez (pH) del medio, la geoquímica de la roca madre, así como las interacciones químicas entre el sedimento y el ambiente, especialmente en los subacuáticos.

c) Características Biológicas

Cabe mencionar que la participación de la flora y la fauna, influyen en los procesos sedimentarios, en la formación de suelos y en la erosión. Las interacciones con el ambiente puede originar la individualización de algún medio sedimentario.

Para llevar a cabo la identificación de los ambientes, es vital establecer las condiciones hidrodinámicas, dicha información la podemos encontrar en:

- a. Las estructuras sedimentarias primarias, que nos dan información acerca de las condiciones de energía al momento del depósito.
- b. La textura de los sedimentos, que nos arroja datos acerca del medio y modo de transporte del material.

Los ambientes sedimentarios se clasifican en continentales, marinos y de transición (Pettijohn, 1975), en este trabajo nos enfocaremos únicamente en los medios marinos, particularmente en donde ocurre la depositación de carbonatos de plataforma.

2.4.1. CARBONATOS EN AMBIENTES SEDIMENTARIOS MARINOS

La mayoría de las rocas calizas se forman en ambientes marinos de aguas someras, sin embargo, podemos encontrarlas en ambientes de talud, de rampa y de aguas profundas. Los sedimentos carbonatados son muy diferentes a los terrígenos o clásticos, ya que estos últimos fueron erosionados a partir de una roca madre y posteriormente transportados hacia una cuenca de depositación, es decir, son alóctonos; mientras que los carbonatos tienen un origen químico o bioquímico, procesos que ocurren dentro de la misma cuenca, por lo que podemos referirnos a ellos como sedimentos autóctonos. Otra diferencia, radica en los ambientes sedimentarios en los que se desarrollan, ya que los clásticos se encuentran en casi cualquier sitio; los carbonatos están restringidos a zonas marinas cálidas, limpias, de poca profundidad en regiones tropicales o subtropicales. Es posible describir los ambientes marinos, a partir de su distancia a la costa y de su profundidad, parámetros que se toman en cuenta en la descripción que se realiza a continuación.

2.4.1.1. PLATAFORMA CONTINENTAL

Es una superficie sumergida, suavemente inclinada que se extiende desde la línea de costa hacia el borde de las cuencas oceánicas profundas (Tarbuck, 2010); desciende desde los 10 a 300 m de profundidad, como media, en relación al área tiene 80 km de ancho y 130 m de profundidad. Su inclinación es de 1/10 de grado, teniendo en general una caída de 2 m por kilómetro. Su formación y dimensiones se deben a diversos procesos geológicos, por ejemplo la erosión de las olas que recorta la línea de costa, genera materiales producto de la erosión que se acumulan junto con los provenientes de los ríos formando la plataforma y extendiéndose hacia el océano; a su vez, la plataforma está formada por materiales asociados a las

proximidades del continente por barreras construidas por organismos como arrecifes. Pueden originarse por hundimiento o inundación de zonas continentales, por lo que las condiciones ambientales sufren grandes fluctuaciones cuanto más cerca se está de la línea de costa, donde ocurren cambios importantes producidos por la acción del oleaje, mareas y condiciones atmosféricas. En las zonas más alejadas las fluctuaciones se ven más influenciadas por la dinámica de corrientes oceánicas, atmosféricas y tectónicas (**Figura 2.25**).

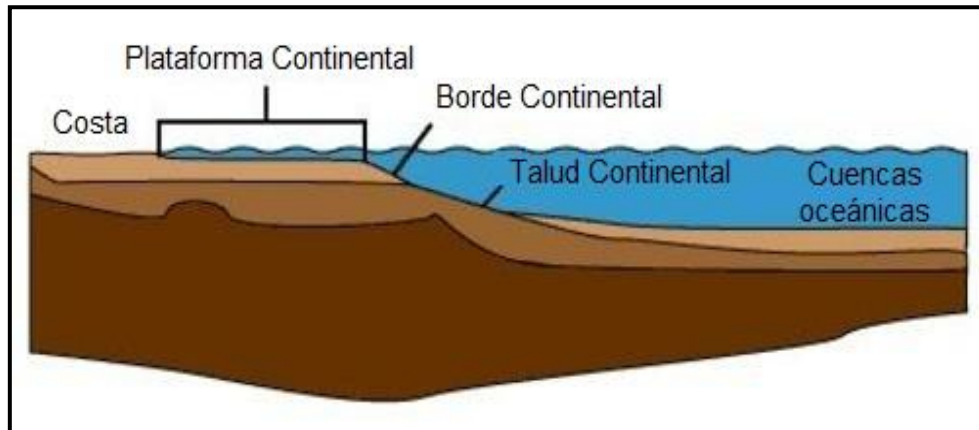


Figura. 2.25. Características generales de la plataforma continental, talud y cuencas oceánicas profundas. (Tomado de commons.wikimedia.org, 2011).

2.4.1.2. TALUD CONTINENTAL

Estructura relativamente inclinada que marca el límite entre la plataforma continental y la cuenca oceánica. El valor medio de su inclinación es de 5 grados, alcanzando los 25 en algunos sitios. Presenta una anchura media de unos 20 km. Está ubicada entre los 200 y los 4,000 m por debajo del nivel del mar, en ésta zona se ubican profundos valles, montañas y cañones submarinos. Es común que se produzcan grandes deslizamientos de sedimentos, ya que el origen de los mismos está en la acumulación sucesiva de sedimentos procedentes, a veces desde distancias considerables, desde los continentes más cercanos. La mayoría del material que se acumula en el talud superior es generalmente inestable y tiende a moverse mar adentro. 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.

2.4.1.3. CUENCAS OCEÁNICAS PROFUNDAS

Desde el punto de vista sedimentológico representan las áreas donde tiene lugar la depositación final de aquellos sedimentos que son transportados desde el continente y desde el propio margen continental; se localizan entre el margen continental y el sistema de dorsales oceánicas. Encontramos aquí regiones notablemente planas, conocidas como llanuras abisales, montes submarinos y las fosas submarinas, que son depresiones lineales extremadamente profundas del fondo oceánico. Es posible que en estas zonas se acumule una importante cantidad de sedimentos carbonatados. En general, los depósitos carbonatados del Holoceno están constituidos por conchas de foraminíferos planctónicos, partes duras de los coccolitofóridos y de moluscos planctónicos llamados pterópodos. La acumulación del carbonato de calcio en las profundidades marinas está limitada por dos factores: la temperatura y la

profundidad. Por lo general, no sufren los efectos de las mareas, del oleaje y de las corrientes superficiales. No obstante, existen corrientes submarinas (corrientes de fondo) que transportan sedimentos finos y dan lugar a estructuras sedimentarias.

2.5. PLATAFORMA CARBONATADA

2.5.1. ANTECEDENTES

Gran parte del conocimiento acerca de las plataformas carbonatadas surgió en la década de los 70's del siglo pasado. Ahr (1973) fue el primero en distinguir entre una rampa y una plataforma; posteriormente Wilson (1975) estipuló un modelo para los márgenes de plataformas. En los años 80 del siglo pasado se aceptó la existencia de una diversidad de plataformas. Kendall y Schlager (1981) analizaron las características de los arrecifes y de las plataformas con los cambios del nivel del mar. Hine y Mullins (1983) destacaron la influencia que tiene el tectonismo, la topografía, la energía y los cambios en el nivel del mar en el perfil deposicional y en las facies. Read (1982,1985) realizó una clasificación basándose en el perfil, en la distribución de las facies, y su evolución. Tucker (1990) reorganizó y simplificó las clasificaciones previas dividiendo a las plataformas en: bordeada, rampa, epeírica, aislada y sumergida (**Figura 2.26**). Burchette y Wright (1992) ampliaron la investigación en las rampas. Handford y Loucks (1993) distinguieron tres tipos de morfologías en las plataformas: rampas (homoclinales y pronunciadas), plataformas bordeadas, y plataformas con cima plana (flat-topped) (**Figura 2.27**). Wright y Burchette (1996) dividieron las plataformas en: epeíricas con cima plana, aisladas y rampas (**Figura 2.28**). Pomar (2001) las divide en rampas y plataformas con cima plana y unidas al continente (**Figura 2.29**).

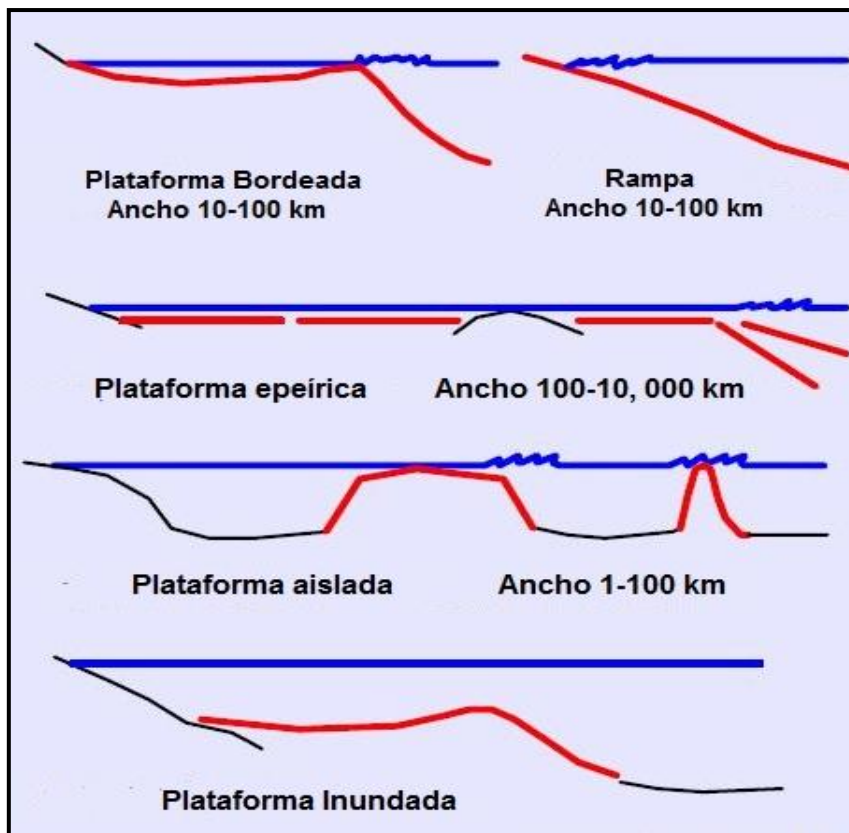


Fig. 2.26. Clasificación de las plataformas carbonatadas (Modificado de Tucker, 1990).

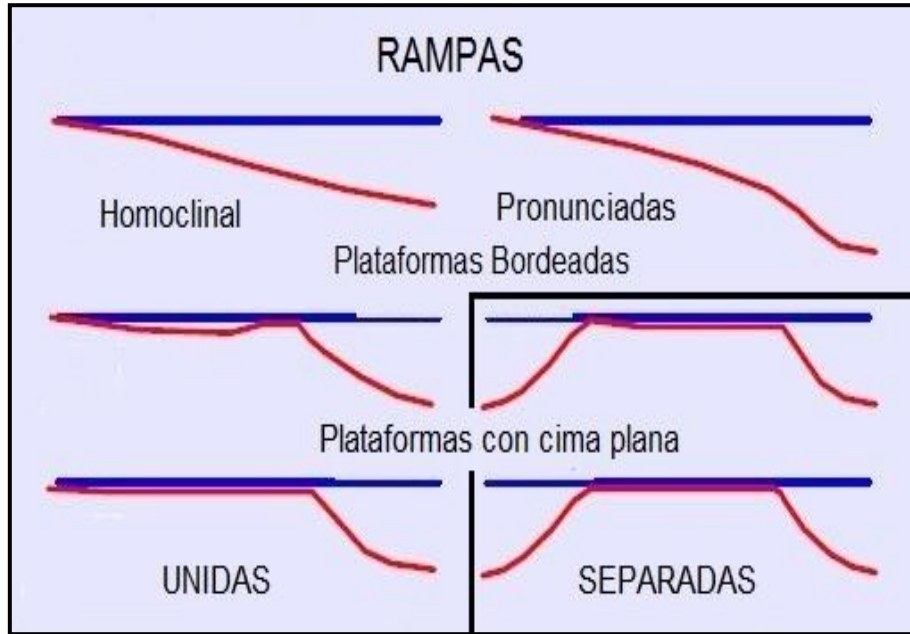


Figura 2.27. Clasificación de la plataformas carbonatadas (Tomado de Handford y Loucks, 1993).

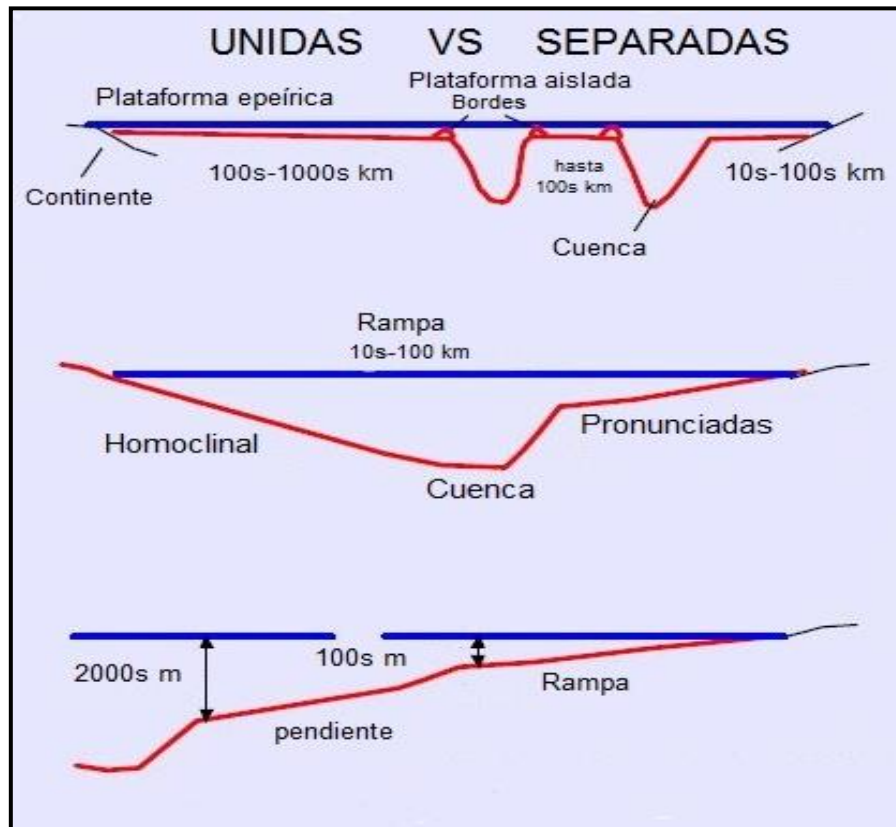


Figura 2.28. Clasificación de las plataformas carbonatadas (Tomado de Wright y Burchette, 1996).

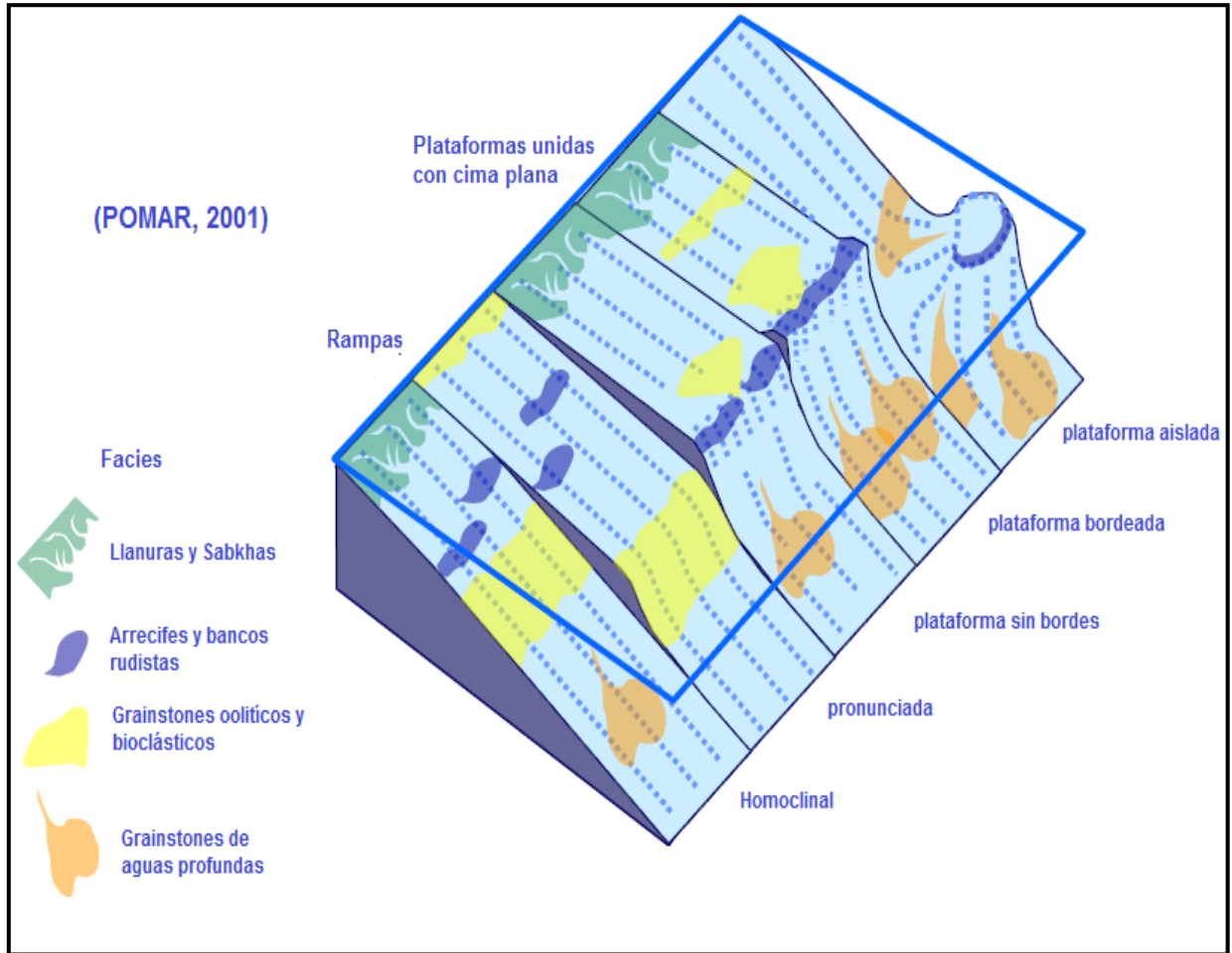


Figura 2.29. Clasificación de la plataformas carbonatadas (Tomado de Pomar, 2001).

2.5.2. PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS

Una plataforma carbonatada corresponde con un ambiente de aguas someras, generalmente de baja energía, separado o unido a la masa continental en donde ocurre la precipitación y acumulación de sedimentos de carbonato, con mínima o nula entrada de terrígenos. El sistema de carbonatos en aguas someras abarca una extensa porción del registro geológico. Debido a que es el único ambiente de depositación que genera sus propios sedimentos, tiene características únicas, las principales se describen a continuación:

- Marco tectónico: Es necesario tener una mínima o nula afluencia de terrígenos, de tal forma que un marco tectónico estable, con poco relieve facilita el desarrollo de los carbonatos, tal como ocurre en la actual plataforma de Yucatán y en la plataforma de Florida. Para que los espesores sean importantes se requiere que ocurra una subsidencia continua y uniforme.
- Forma: La configuración de las plataformas carbonatadas es, en general, de forma tabular. Algunos tipos de construcciones presentan acumulaciones lineales o locales como en el caso de los arrecifes, bancos oolíticos y pilas de sedimentos.
- Dimensión: Los sistemas de plataformas carbonatadas pueden abarcar miles de kilómetros cuadrados y oscilan entre cientos y miles de metros de espesor. Algunos

ambientes de depositación específicos llegan a acumular desde pequeños arrecifes que abarcan cientos de metros cuadrados con espesores considerables, hasta estructuras de mayor extensión pero con delgadas acumulaciones de carbonatos.

- **Textura:** Las texturas comunes en sedimentos terrígenos no son propias de los sistemas de carbonatos. A diferencia de los clásticos, los carbonatos son generados dentro de la misma cuenca de depositación y no han sido sometidos a procesos de intemperismo y/o meteorización, así como su consecuente transporte. En consecuencia, durante los períodos de transgresión, no es posible la acumulación de granos de tamaño creciente de forma ascendente, o de granos finos. El incremento en el nivel del mar o una subsidencia continua, permite mantener las condiciones de depositación existentes durante largos períodos de tiempo, produciendo acumulaciones verticales importantes.
- **Litología:** La mineralogía presente no es compleja, está básicamente constituida por: aragonita, calcita y dolomita. A pesar de que la mayoría de los sedimentos son biogénicos, la precipitación de lodo calcáreo y ooides también puede ser considerable. Los minerales evaporíticos y las arenas de cuarzo, provenientes de ambientes adyacentes de terrígenos complementan la litología del sistema.
- **Estructuras Sedimentarias:** Aparecen una gran variedad de estructuras, la estratificación cruzada es común en las oolitas y en los grainstone de esqueletos. Las grietas de desecación son características de los wackestones someros. La bioturbación está presente en cualquiera de los ambientes, sin embargo no es común en los grainstones ooides.
- **Paleontología:** El contenido de fósiles es abundante y diverso, en los arrecifes existe una compleja fauna integrada por organismos constructores. Algunos de los organismos aportan información útil para la reconstrucción de ambientes de depositación, así como en la determinación del origen de los estratos.
- **Asociación de estratos:** Las facies dentro de la plataforma carbonatada manifiestan distintas configuraciones laterales y estratigráficas. Incluso, existen asociaciones entre estratos carbonatados y estratos de terrígenos. Como ejemplo podemos mencionar a la combinación de las facies de la plataforma carbonatada y los depósitos de mayor profundidad en el mar, es decir una combinación de terrígenos finos y lodos pelágicos.

2.5.3. ELEMENTOS QUE CONTROLAN EL DESARROLLO DE PLATAFORMAS CARBONATADAS

Este tipo de sistemas tienen naturaleza dinámica, debido a que las fluctuaciones en el nivel del mar, así como la subsidencia provocan modificaciones sustanciales en el medio. La fábrica de carbonatos está fuertemente influenciada por la evolución, el tipo de organismos, clima, salinidad, profundidad y la entrada de terrígenos.

El depósito final de los sedimentos depende de los agentes de transporte, como el viento, corrientes oceánicas, tormentas y mareas. El equilibrio entre la producción y el transporte de sedimentos determina el potencial de crecimiento de la plataforma. Una disminución en el nivel del mar conduce a la entrada de clastos o a fenómenos de carstificación de carbonatos previamente depositados.

La topografía que se adquiere durante la carstificación, impacta la morfología de la plataforma durante la posterior acumulación de sedimentos. Por último, la litología de los paquetes verticales es consecuencia de las interacciones entre el potencial de crecimiento, los cambios del nivel del mar y la morfología. En la **Figura 2.30** se presentan los principales elementos que participan en el crecimiento de las plataformas carbonatadas.

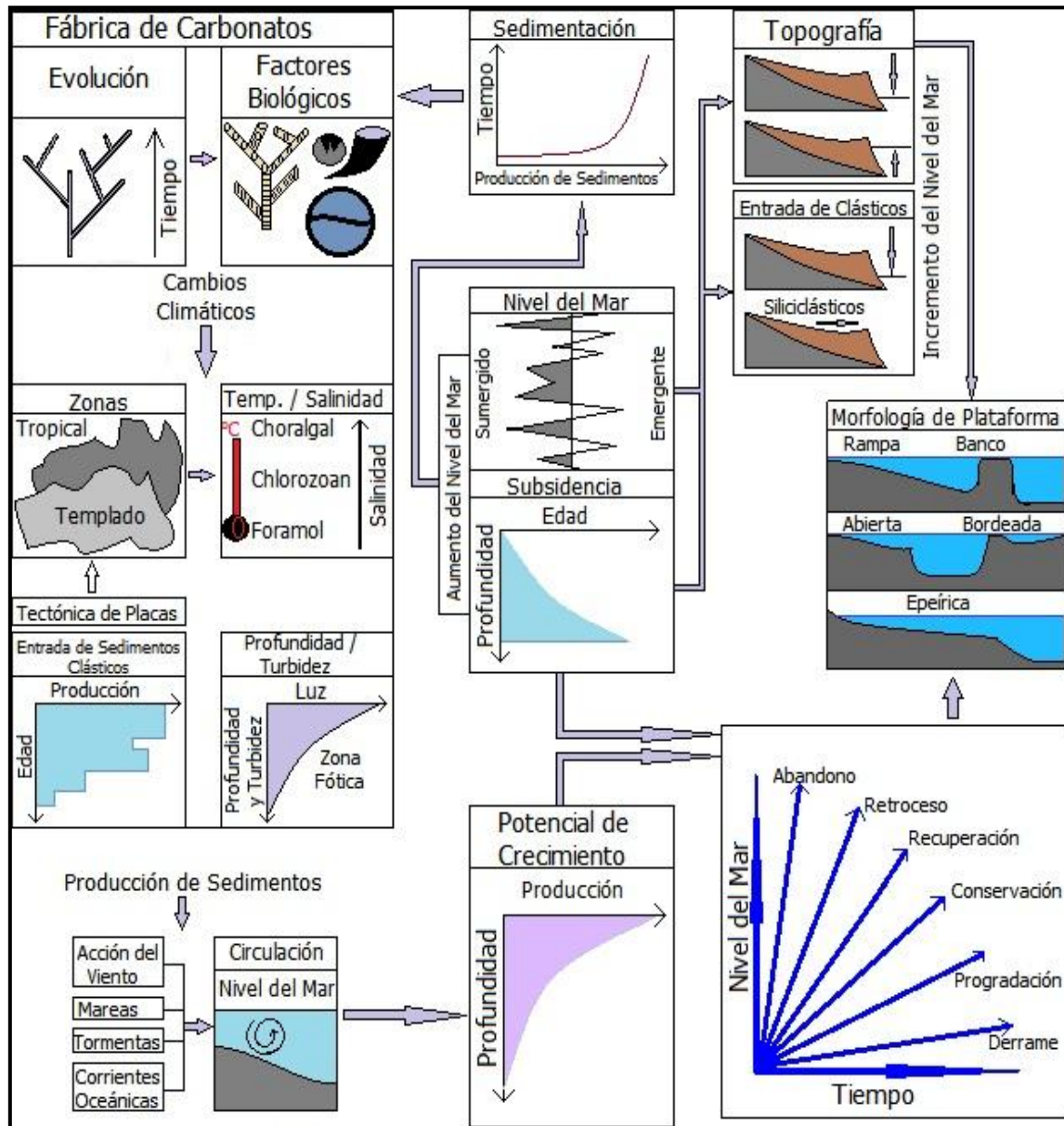


Figura 2.30. Principales factores que controlan la formación de las secuencias de carbonatos (Tomado de Walker, 1992).

2.5.3.1. FACIES

Muy diferentes modelos de facies se han propuesto para cada uno de los medios sedimentarios. En algunos casos los modelos son de aplicación a sectores concretos diferenciables dentro de un mismo medio sedimentario. Los modelos, en la mayoría de los casos se elaboraron a partir de los datos de medios actuales, pero que contrastan con los datos de materiales depositados en medios equivalentes antiguos, con lo que se sintetiza el conjunto de características distintivas del medio o sector en cuestión. En otros casos los modelos se basan en las asociaciones de facies de materiales antiguos de la que se deduce su relación lateral con lo que se hace su interpretación. La acumulación de datos procedentes del estudio de nuevos medios sedimentarios actuales y de materiales antiguos de diferentes edades y

localidades provoca que los modelos se vayan diversificando, modificando y matizando de manera permanente. Wilson presentó en 1975 un modelo de facies (**Tabla 2.1** y **Figura 2.31**) para las plataformas carbonatadas bordeadas que es tomado de referencia en cualquier estudio estratigráfico-sedimentológico de calizas; este autor diferencia las siguientes nueve zonas:

1. Cuenca
2. Plataforma
3. Pie de talud
4. Talud
5. Margen arrecifal
6. Margen de bancos arenosos
7. Interior de plataforma - marina
8. Interior de plataforma - restringida
9. Interior de plataforma – evaporítica

1. Cuenca

Facies: clastos finos y carbonatos.

Sedimentos: arcilla pelágica, ooze silíceos y de carbonato, lodo hemipelágico incluyendo turbiditas.

Textura y tipo de grano: mudstone calcáreo, calcisiltita fina.

Color: café oscuro, negro y rojo.

Biota: Fauna pelágica nectónica.

2. Plataforma

Facies: Carbonatos y lutitas.

Sedimentos: En su mayoría carbonatos (wackestone esquelético, grainstone) y margas con un poco de sílice.

Textura y tipo de grano: Wackestone bioclástico y fosilífero, algunas calcisiltitas.

Color: Gris, verde, rojo, café.

Biota: Diversidad de organismos con concha y menor cantidad de plancton.

3. Pie de talud

Facies: Carbonatos. Detritos bioclásticos provenientes de la parte superior del talud

Sedimentos: En su mayoría mudstone calcáreo con calcisiltitas.

Textura y tipo de granos: En su mayoría mudstone calcáreo con un poco de calcisiltitas.

Color: Oscuro a claro.

Biota: Organismos bentónicos y planctónicos.

4. Talud

Facies: arenas calcáreas, acumulaciones de deslizamiento de grano fino, lodo calcáreo.

Sedimentos: material retrabajado de plataforma mezclado con material pelágico.

Textura y tipo de granos: Arcillas calcáreas, wackestone y packstone bioclástico, litoclastos de distinto tamaño.

Color: Oscuro a claro.

Biota: Organismos bentónicos redepositados, así como plancton.

5. Margen arrecifal

Facies: arrecifes orgánicos, boundstone, bindstone, bafflestone.

Tabla 2.1.- Esquema general de distribución de facies en el modelo estándar de Wilson, 1975.

NÚMERO DE FACIES	1	2	3	4	5
Facies	Cuenca a) Clásticos finos b) Carbonatos	Plataforma profunda (abierta) a) Carbonatos b) Lutitas	Pie de talud a) Límite de la plataforma profunda	Talud a) Sedimentos de grano fino b) Calcarenitas c) Masas de lodos calcáreos	Arrecife orgánico a) Boundstone b) Bindstone c) Bafflestone
Litología	Lutitas o limos oscuros, calizas en bancos delgados, rellenos evaporítico.	Calizas muy fosilíferas intercaladas con margas. Estratos bien diferenciados.	Calizas de grano fino.	Variable, dependiendo de la turbulencia del agua. Brechas sedimentarias y calcarenitas.	Caliza y dolomía.
Tipo de grano y textura deposicional	Calizas mudstone.	Calizas wackestones bioclásticas y de fósiles enteros, algunas calcilimolitas.	Principalmente calizas mudstone.	Calcilimolitas y wackestone-packstone bioclásticas. Litoclastos de tamaños variados.	Boundstone y grainstone, en los huecos packstone
Color	Café oscuro, negro y rojo.	Gris, verde, rojo, café.	Oscuro a claro.	Oscuro a claro.	Claro
Componentes clásticos terrígenos	Limos, lutitas con cuarzo, limolitas de grano fino.	Limos, limolitas y lutitas cuarzosas. Estratos bien diferenciados.	Algunas lutitas, limos y areniscas de grano fino.	Algunas lutitas, limos y limolitas de grano fino.	Ninguno
Comunidad orgánica	Exclusivamente fauna neotónica-pelágica.	Fauna conchífera muy diversa.	Restos de bioclastos provenientes en su mayoría de la zona superior de la pendiente.	Colonias de organismos, fósiles enteros y restos bioclásticos.	Colonias constructoras de arrecifes. Comunidades in situ habitando ciertos nichos.

... continuación de la tabla 2.1

NÚMERO DE FACIES	6	7	8	9
Facies	Bancos arenosos a) Bancos de calcarenitas. b) Islas con dunas de calcarenitas.	Plataforma marina a) Cuerpos calcareníticos b) Áreas de wackestone-mudstone, biohermas. c) Áreas de clásticos.	Plataforma restringida a) Wackestone bioclástica. b) Calcarenitas litobioclásticas. c) Lodos calcáreos. d) Siliciclásticos finos.	Plataforma Evaporítica a) Anhidrita nodular. b) Evaporitas laminadas.
Litología	Calcarenitas oolíticas o dolomías.	Variable: carbonatos y siliciclásticos.	Generalmente dolomías y calizas dolomíticas.	Dolomita y anhidrita irregularmente laminadas.
Tipo de grano y textura deposicional	Grainstones bien clasificados y redondeados.	Gran variedad de texturas: de grainstone a mudstone.	Mudstone peletoidal, grainstone-mudstone laminadas, wackestone son litoclastos gruesos.	
Color	Claro.	Oscuro a claro.	Claro.	Rojo, amarillo y café.
Componentes clásticos terrígenos	Un poco de mezcla de arenas cuarzosas.	Capas terrígenas y calcáreas bien diferenciadas.	Terrígenos y carbonatos en estratos bien diferenciados.	Niveles eólicos (derivados de tierra firme) que pueden dar unidades importantes.
Comunidad orgánica	Comunidades especializadas, restos de conchas desgastadas por abrasión, procedentes de otros medios de la plataforma.	Carece de fauna de mar abierto. Aparecen: moluscos, esponjas, foraminíferos, algas verdes y azules.	Fauna muy limitada. Gasterópodos, algas, ciertos foraminíferos y ostrácodos.	Principalmente fauna alóctona, excepto las algas estromatolíticas.

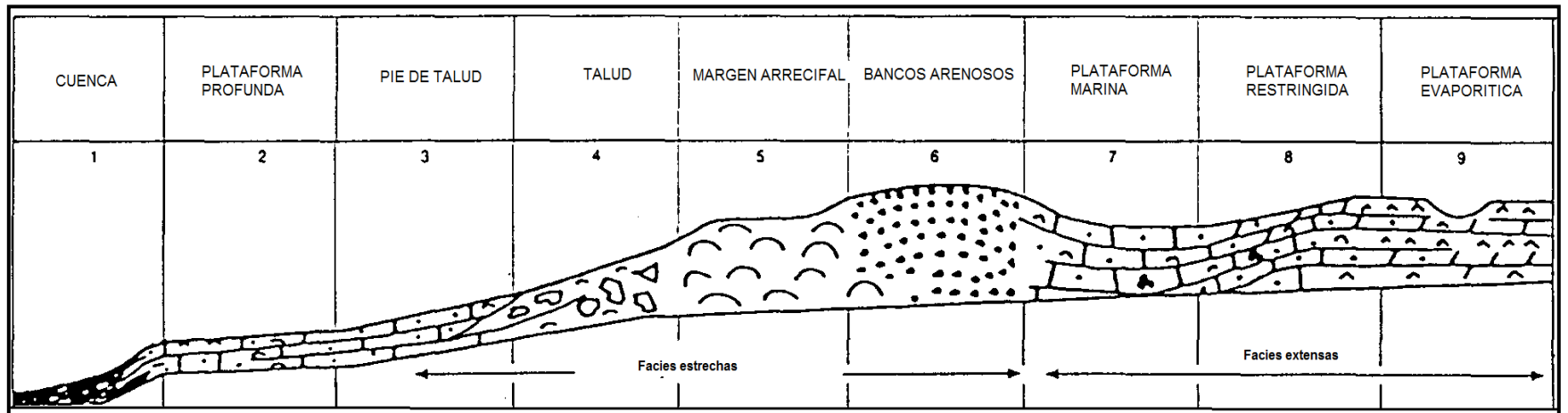


Figura 2.31. Secuencia idealizada de las facies estándar para una plataforma carbonatada (Tomada de Wilson, 1975).

Sedimentos: Casi totalmente carbonato. En su mayoría parches de bounstone o framestone; sus cavidades están cementadas.

Textura y tipo de granos: Boundstone, packstone, y grainstone.

Color: Claro.

Biota: Colonias de organismos constructores, incrustadores, horadadores.

6. Talud

Facies: arenas calcáreas, acumulaciones de deslizamiento de grano fino, lodo calcáreo.

Sedimentos: material retrabajado de plataforma mezclado con material pelágico.

Textura y tipo de granos: Arcillas calcáreas, wackestone y packstone bioclástico, litoclastos de distinto tamaño.

Color: Oscuro a claro.

Biota: Organismos bentónicos redepositados, así como plancton.

7. Margen arrecifal

Facies: arrecifes orgánicos, boundstone, bindstone, bafflestone.

Sedimentos: Casi totalmente carbonato. En su mayoría parches de bounstone o framestone; sus cavidades están cementadas.

Textura y tipo de granos: Boundstone, packstone, y grainstone.

Color: Claro.

Biota: Colonias de organismos constructores, incrustadores, horadadores.

8. Margen de bancos arenosos (Calcarenitas)

Facies: bancos de arenas calcáreas, islas de arenas.

Sedimentos: arenas calcáreas limpias, en ocasiones con cuarzo y bioturbación parcial.

Textura y tipo de granos: Grainstone redondeados y bien clasificados.

Color: Claro.

Biota: biota desgastada y erosionada de arrecifes, baja diversidad de fauna.

9. Interior de plataforma-marina

Facies: cuerpos de arenas calcáreas, áreas de wackestone-mudstone, biohermas, áreas clásticas.

Sedimentos: lodo calcáreo, arenas de fango, parches de biohermas y biostromas, las arenas clásticas son comunes en plataformas unidas al continente, pero están ausentes en aquellas plataformas separadas.

Textura y tipo de granos: Diversidad de texturas, desde grainstone a mudstone.

Color: claro a oscuro.

Biota: Organismos bentónicos como bivalvos, gasterópodos, esponjas, foraminíferos, artrópodos, algas y moluscos.

10. Interior de plataforma-restringida

Facies: Wackestone bioclástico, facies lagunares y de bahía, arenas litobioclásticas en canales mareales, lodo calcáreo de planicies de marea, unidades clásticas de grano fino.

Sedimentos: lodo calcáreo, arenas fangosas, algunas arenas limpias, flujos de terrígenos.

Textura y tipo de granos: mudstone y grainstone de pellets, mudstone, wackestone.

Color: claro.

Biota: Fauna limitada, principalmente gasterópodos, algas, algunos foraminíferos y ostrácodos.

11. Interior de plataforma-evaporítica

Facies: Anhidrita nodular y dolomita en las planicies de marea.

Sedimentos: lodo y arenas calcáreas y dolomíticas.

Color: Rojo, amarillo y café.

Biota: casi sin fauna endémica, excepto por las algas estromatolíticas.

2.6. DESCRIPCIÓN DETALLADA DE LOS TIPOS DE PLATAFORMA CARBONATADA

Read (1982,1985) fue el primero en desarrollar una clasificación de las plataformas carbonatadas, considerando el perfil de depositación, la distribución de las facies, y su evolución. Las distintas clasificaciones consideran los siguientes aspectos:

- Unión o separación del continente: tiene relación con la topografía y la configuración tectónica.
- Tamaño: Altamente influenciado por las variaciones del nivel del mar, la topografía inherente y la configuración tectónica.
- Perfil deposicional: afectado por la producción de carbonatos, los sitios de acumulación, el régimen hidráulico y la energía del medio. La producción depende de las condiciones intracuenca, como la temperatura, nutrientes, salinidad del medio, concentración de oxígeno, etc.
- Evolución: Incluye los factores antes mencionados, así como los procesos biológicos.

La clasificación que consideramos más adecuada desde el punto de vista petrolero corresponde a la propuesta por Tucker, 1990.

- Plataforma bordeada
- Rampa
- Plataforma epeírica
- Plataforma aislada
- Plataforma sumergida

La plataforma bordeada se caracteriza por tener un descanso en la pendiente hacia la zona de aguas profundas. Se tienen bordes de arrecifes de barrera o bancos de arenas oolito-esqueléticas; su extensión alcanza hasta los 100 km. Una rampa tiene una pendiente suave (generalmente menor a 1 grado). Los arrecifes de barrera están ausentes, mientras que los montículos de lodo (mud mounds) y los arrecifes (pinnacle reefs) son comunes. Las plataformas epeíricas tienen de 100 a 10,000 km de extensión, de forma plana, en áreas cratónicas cubiertas por aguas marinas de profundidad somera. Las plataformas aisladas tienen lados escarpados, están rodeadas por regiones de aguas profundas; la distribución de facies está influenciada por el viento. Por otro lado, las plataformas sumergidas incluyen a las anteriores categorías, y que sufrieron un incremento del nivel del mar, de tal forma que facies de aguas profundas se depositaron por encima de las calizas de ambiente somero. En el registro estratigráfico se tiene que gran cantidad de calizas pelágicas se han depositado en plataformas sumergidas. El tipo de plataforma carbonatada depende de la geotectónica, así como del nivel relativo del mar. Cualquiera de las configuraciones puede modificarse en otra, en función de los

cambios de sedimentación, efectos tectónicos o incremento y disminución del nivel del mar; los patrones conocidos son: una rampa puede formar una plataforma bordeada, particularmente con el crecimiento de arrecifes; una plataforma puede convertirse en una rampa al sufrir subsidencia; una plataforma epeírica puede desarrollar plataformas locales, rampas y cuencas debido a las fallas; cualquiera de las plataformas carbonatadas puede ser sumergida al ocurrir cambios repentinos o graduales del nivel del mar.

2.6.1. PLATAFORMA BORDEADA

Se caracteriza por tener barreras y cuerpos de arenas carbonatadas en el margen de la plataforma; se encuentran en zonas marinas de profundidades someras, en la región que antecede al cambio de pendiente, donde se forma una laguna interna (**Figura 2.32**). El aislamiento y protección al que está sometida la laguna, depende de las características particulares de los arrecifes y de los bancos. En un extremo, el ambiente de la laguna es muy pasivo, con poca circulación. En el caso contrario, la laguna se encuentra sometida a la actividad de las olas y mareas. La zona marginal tiene fuerte turbulencia, por lo que constituye un área de alta energía, permitiendo la precipitación de carbonato de calcio (CaCO_3) en forma de ooides y cementantes.

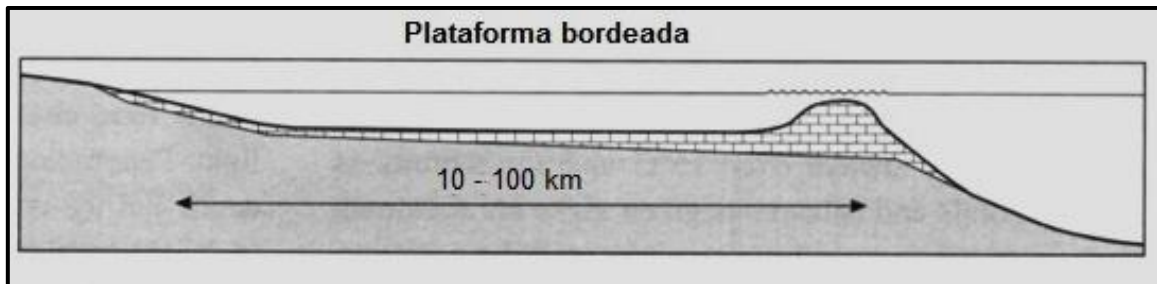


Figura 2.32. Plataforma bordeada (Tomada de Nichols, 2009).

Las facies típicas en la laguna son grainstone, grapestone, grainstone y packestone de algas y foraminíferos. En la llanura intermareal (tidal flat) se tiene generalmente mudstone calcáreo de pellets. En la región del Mar Caribe, actualmente se tienen plataformas bordeadas modernas, como la plataforma de 300 km de longitud en el sur de Florida, que presenta una distribución de las facies similar a muchas plataformas antiguas: arrecifes marginales (framestone y bounstone), arenas carbonatadas (grainstone oolíticos y esqueléticos), así como packestone y wackestone en la laguna interna. El origen de las arenas carbonatadas está asociado a la ruptura de arrecifes marginales y a los esqueletos de organismos que ahí habitaban.

Existen tres tipos de plataformas bordeadas, en base a características de sus márgenes: acrecional, bypass y erosional (Read, 1985).

2.6.1.1. PLATAFORMAS CON MARGEN DE ACRECIÓN

Los márgenes acrecionales se forman cuando el nivel del mar es estable o tiene aumentos pequeños y la productividad de carbonatos es alta. Se observan apilamientos de sedimentos verticales en el interior de la plataforma y en los márgenes hacia afuera. El margen no suele tener escarpes pronunciados y por lo general presenta una relación progradante entre las facies de talud, arrecifes, pie de talud y cuenca; en general presentan las siguientes facies:

- a. Clásticos costeros, carbón o evaporitas, llanuras de marea carbonatadas, wackestones y mudstones submareales de laguna, así como algunos montículos de fango en la laguna. Las secuencias son generalmente de someras y cíclicas.
- b. Calcarenitas esqueléticas u oolíticas con estratificación cruzada en la parte externa de la plataforma, parches arrecifales. Las calcarenitas son más fangosas en tierra firme.
- c. Carbonatos arrecifales del borde de plataforma, calcarenitas esqueléticas y ruditas procedentes de los arrecifes.
- d. Calcarenitas de periplataforma o de pendiente, brechas y algunas capas de caliza hemipelágica, bloques exóticos, slumps y montículos de talud.
- e. Turbiditas de pie de talud, lutitas y brechas en manto o canalizadas (sedimentos de flujos de gravedad).
- f. Fangos calcáreos pelágicos y hemipelágicos, turbiditas distales y lutitas.

2.6.1.2. PLATAFORMAS CON MARGEN DE BYPASS

El efecto de bypass puede estar asociado con un escarpe marginal, por lo que se caracterizan por tener poca depositación en la pendiente de la plataforma. Ocurren en áreas de rápida acreción vertical donde el ritmo de sedimentación se mantiene con el incremento del nivel del mar.

2.6.1.3. PLATAFORMAS CON MARGEN EROSIONAL

Se distinguen porque en ella ocurre erosión lateral del escarpe, por debajo de las facies de la plataforma, facies perimareales cíclicas. Las márgenes erosionadas ocurren en áreas de fuerte influencia de mareas o corrientes oceánicas, por lo que es posible la acumulación de restos procedentes de los márgenes en abanicos submarinos. Las facies de plataforma incluyen la parte del litoral, laguna, margen, pendiente superior e inferior y cuenca (**Figura 2.33**).

- Litoral: sedimentos de planicies de marea de baja energía, sabkhas, clastos, evaporitas, dolomías, estromatolitos.
- Laguna: arrecifes tipo parche (patch), packstone de pellets, wackestone, estromatolitos columnares en los márgenes.
- Margen: arrecifes tipo parche, franjeantes, y de barrera. Grainstone, biohermas.
- Pendiente superior: Flujos de brechas, montículos de algas, wackestone-mudstone, turbiditas y carbonatos de grano grueso.
- Pendiente inferior: carbonatos y turbiditas de grano fino y grueso, mudstone.
- Cuenca: carbonatos de grano fino y turbiditas de abanicos submarinos.

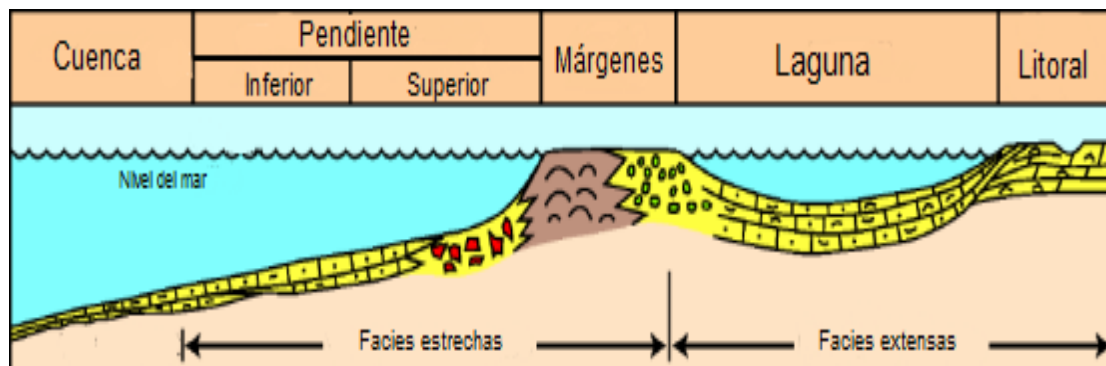


Figura 2.33. Modelo de facies para la plataforma con margen erosional (Modificado de Handford, 2004).

2.6.2. RAMPAS

Generalmente tienen una extensión de entre 10 y 100 km. A diferencia de la plataforma bordeada, las rampas se caracterizan por tener continuidad en la pendiente descendente (Figura 2.34).

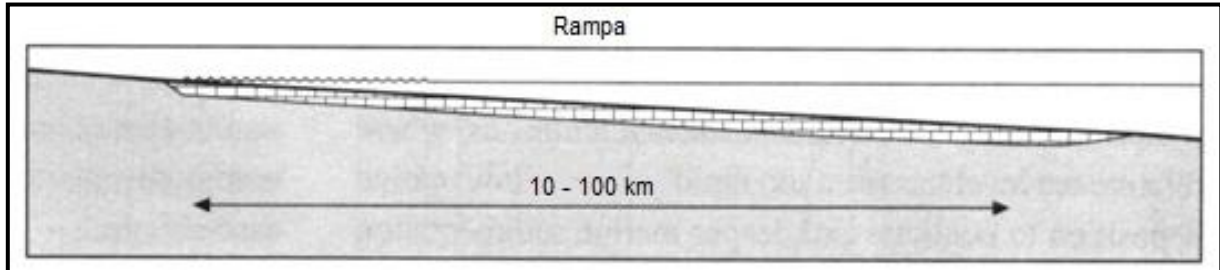


Figura 2.34. Configuración de una plataforma carbonatada de tipo rampa (Tomada de Nichols, 2009).

Este tipo de ambientes fueron dominantes durante tiempos en los que los organismos constructores de arrecifes se ausentaron. Se distinguen dos tipos de rampas: rampas homoclinales, y rampas con ruptura de pendiente distal. Cerca de la línea de costa muestran arenas calcáreas y en áreas más profundas se tienen brechas. Los yacimientos en rampas alcanzan entre el 10 y el 15% del total de los yacimientos en rocas carbonatadas (Wunderlich, 2007). En las rampas, los sedimentos forman rocas generadoras, así como rocas almacenadoras de hidrocarburos. Es posible, encontrar yacimientos en las zonas media y exterior, donde son comunes las acumulaciones en grainstone y packstone (Figura 2.35). Burchette y Wright (1992) dividieron a las rampas en función de la actividad del oleaje, marea y de las tormentas. El interior de la rampa se localiza por encima del nivel de oleaje de buen tiempo, en ésta zona predominan los bancos arenosos o barreras orgánicas. La zona media de la rampa se ubica entre el nivel de oleaje afectado por las tormentas y el nivel de buen tiempo. En esta zona los sedimentos están sometidos a un frecuente retrabajo. La zona exterior de la rampa se extiende por debajo del nivel normal de oleaje hasta el piso de la cuenca.

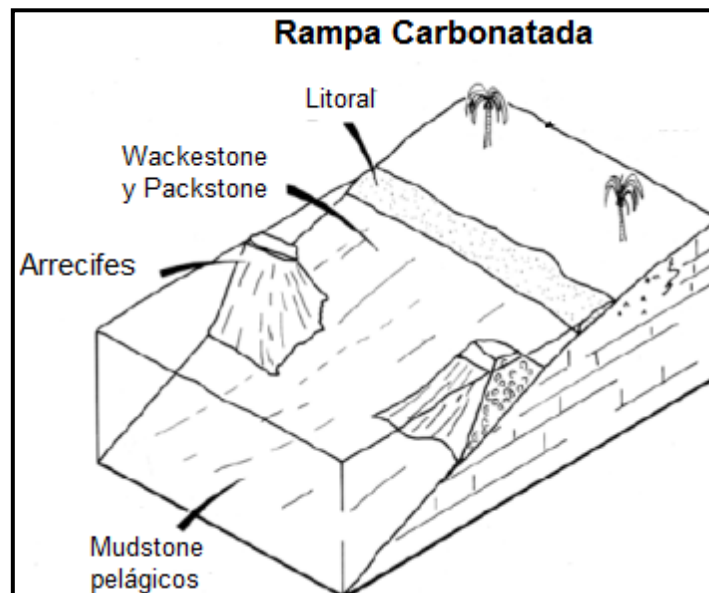


Figura 2.35. Fisiografía de la rampa carbonatada (Tomada de Wunderlich, 2007).

En las regiones de mayor profundidad se tienen condiciones anóxicas. La **Figura 2.36** ilustra los subambientes en una rampa.

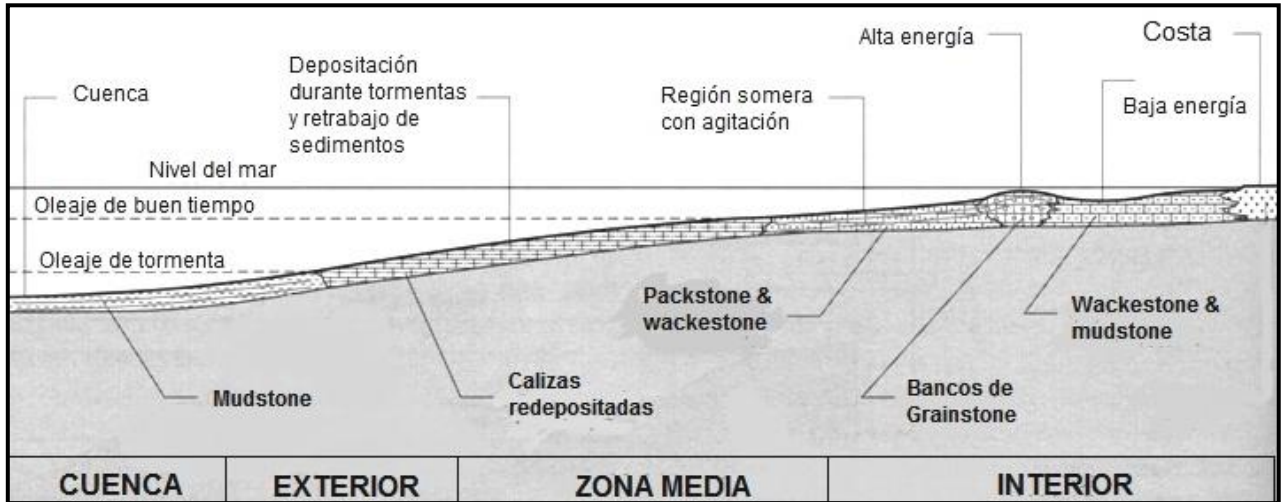


Figura 2.36. Principales subambientes en una rampa homoclinal (Tomada de Burchette y Wright, 1992).

Modelo de facies para rampas

Hanford (2004) presenta para las rampas el modelo de facies siguiente (**Figura 2.37**):

- Interior de rampa: facies lagunares dominados por mudstone y wackestone de pellets fosilíferos en una región protegida y subáerea.
- Zona media o somera de rampa: grainstone, wackestone, packstone, arenas oolíticas o bioclásticas, arrecifes tipo parche.
- Exterior de rampa: wackestone y mudstone de bioclastos y peloides, grainstones de tormenta, montículos de lodo.
- Cuenca: mudstone y lutitas fosilíferas.

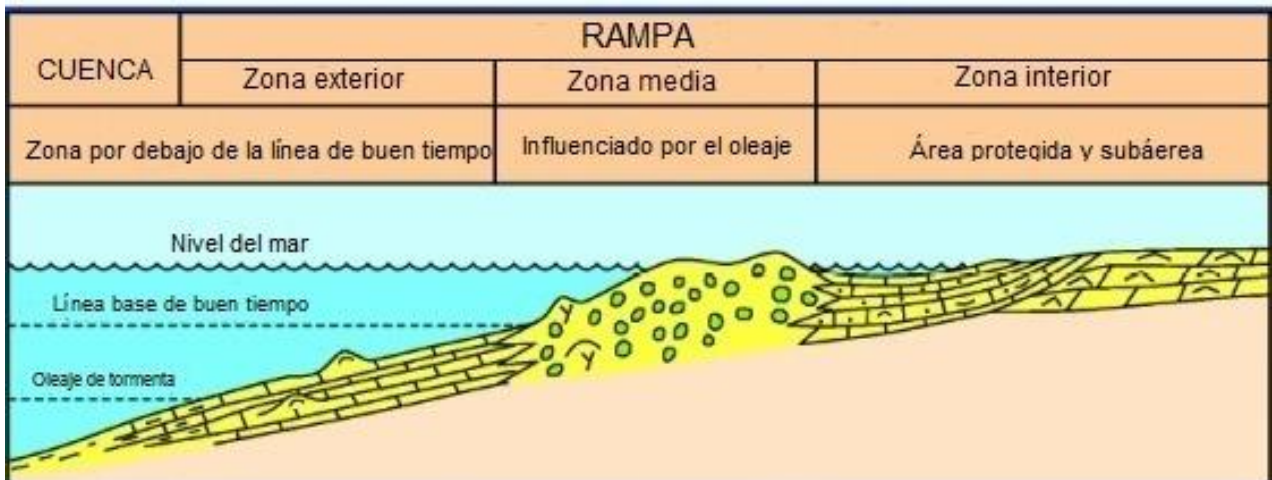


Figura 2.37. Modelo de facies para la rampa carbonatada (Tomado de Handford, 2004).

2.6.2.1. RAMPA HOMOCLINAL

Tienen pendientes uniformes y suaves, por lo que en general carecen de depósitos de gravedad y derrumbes en las facies de aguas profundas. Son raras durante el Holoceno, siendo el Golfo Pérsico uno de los pocos ejemplos actuales. Durante el Jurásico, este tipo de plataformas tuvieron significativa importancia.

Desde el continente y en dirección a la cuenca, presentan las facies siguientes:

- a. Clásticos costeros, carbonatos cíclicos de complejos mareales, carbonatos o evaporitas, hacia el mar cambian a calcarenitas bioclásticas, oolíticas o de pellets en una franja costera o a través de una laguna a mantos y bancos más externos de calcarenitas esqueléticas oolíticas/peloidales y pequeñas construcciones orgánicas.
- b. En la región de alta energía en la zona pegada a la costa, se forman calcarenitas bioclásticas peloidales u oolíticas. En algunos casos son rampas someras con bancos y mantos de calcarenitas y construcciones locales siempre someras, entre los bancos se dan mudstones/wackestones.
- c. Rampa profunda. Calizas wackestone y mudstone, calizas arcillosas con organismos variados de fauna marina; calizas nodulares relacionadas con cementaciones tempranas, compactación y disolución por presión; tempestitas con secuencias positivas y bioturbación.
- d. Talud y cuenca profunda: Lodos pelágicos o de borde de plataforma con alternaciones de lutitas.

Como ejemplo de rampas modernas de este tipo, existen las del Golfo Pérsico y la Bahía Tiburón en el oeste de Australia.

2.6.2.2. RAMPAS CON RUPTURA DE PENDIENTE DISTAL

Este tipo de rampas tienen una combinación de características de las rampas homoclinales y de las plataformas bordeadas. Debido a que las facies de aguas someras se encuentran muy alejadas de la cuenca, las brechas en aguas profundas carecen de clastos de arenas o arrecifes marginales, sustituyéndolos por fragmentos de la rampa.

Los complejos de aguas someras incluyen bancos esqueléticos y/o bancos arenosos de ooides-pellets. A partir de la costa y hacia el mar, presentan las facies que se describen a continuación:

- a. Rampa profunda, ubicada debajo del nivel base del oleaje donde se forman wackestone/mudstone nodulares, bioturbados y calizas arcillosas con comunidades bióticas de mar abierto. En las partes distales puede haber presencia de slumps, brechas y calcarenitas alóctonas.
- b. Facies de pendiente o talud y margen de la cuenca profunda, donde se forma mudstone no bioturbadas y laminadas que pueden ser arcillosas; también se pueden tener slumps, brechas, y algunas intercalaciones de calcarenitas alóctonas.

2.6.3. PLATAFORMA EPEÍRICA

Alcanzan áreas muy extensas con topografía de muy suave pendiente. A pesar de ser inexistentes en la actualidad, los mares epeíricos someros cubrieron extensas áreas de cratones a lo largo del registro geológico. Algunos ejemplos son: el período Precámbrico-Ordovícico en la región central de China; el Cámbrico-Ordovícico en Norteamérica; el Triásico-

Jurásico en el oeste de Europa; así como algunos del Cenozoico en el Medio Oriente. Las profundidades son menores a los 10 m, por lo que dominaron los ambientes de submarea e intermarea. Durante mucho tiempo, estas plataformas se desarrollaron en ambientes tranquilos, de baja energía con esporádica actividad del oleaje y viento. Los procesos que afectan la sedimentación en las plataformas epeíricas, son aquellos asociados a las tormentas, así como su frecuencia, dirección y magnitud, controlados por los factores climáticos (**Figura 2.38**).

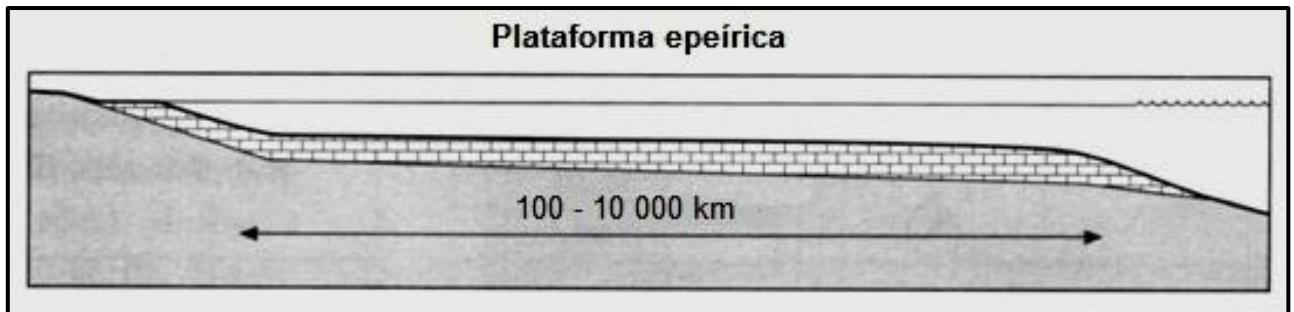


Figura 2.38. Esquema de la plataforma carbonatada de tipo epeírica (Tomado de Nichols, 2009).

Irwin (1965) planteó el esquema siguiente de facies para la plataforma epeírica (**Figura 2.39**):

- Zona Z: zona de baja energía y poca circulación, que se caracteriza porque en dirección al continente se acumulan evaporitas, mientras que en dirección al océano abundan los mudstones.
- Zona Y: zona de alta energía donde se forman principalmente grainstones.
- Zona X: zona de baja energía, se forman sedimentos finos de cuenca.

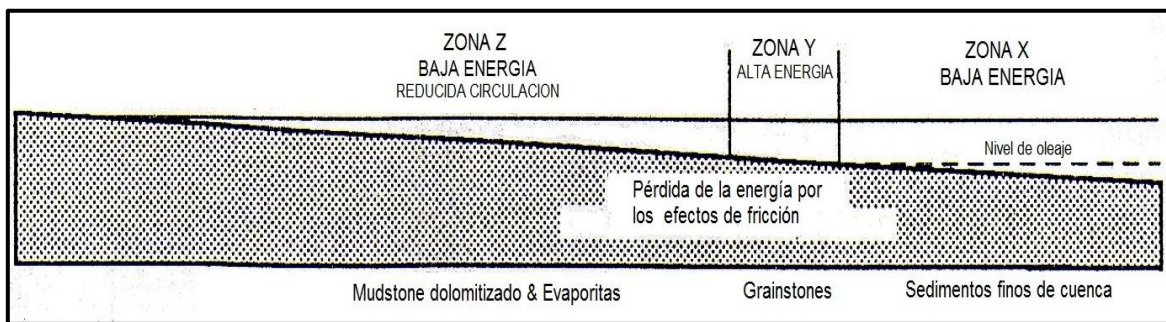


Figura 2.39. Modelo de facies para la plataforma epeírica (Tomada de Irwin, 1965).

2.6.4. PLATAFORMA AISLADA

Se refiere a acumulaciones de carbonatos en aguas someras rodeadas por aguas profundas. No tiene restricciones en cuanto al tamaño, por lo común tienen extensiones entre decenas y cientos de km y profundidades de hasta 4 km; sin embargo si son muy amplias, pueden formar rampas o plataformas epeíricas. Pueden tener márgenes de pendiente suave (tipo rampa) o de pendiente abrupta (de plataforma bordeada), siendo el segundo caso el más común (**Figura 2.40**). Se interpreta que se desarrollan sobre horts en plataformas fracturadas y rápidamente subsidentes de márgenes continentales extensivos (Arche, 1992).

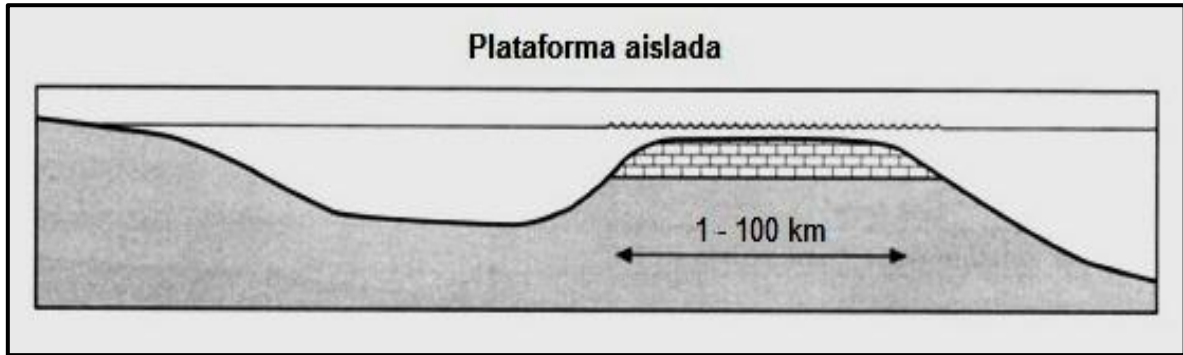


Figura 2.40. Esquema de la plataforma carbonatada de tipo aislada (Tomado de Nichols, 2009).

2.6.5. PLATAFORMA INUNDADA

Para que se forme este tipo de ambiente, es esencial que ocurra un rápido incremento del nivel del mar. Este fenómeno puede darse debido a la subsidencia producida por la tectónica, a los procesos de eustatismo y a la reducción de la producción de carbonatos (Tucker, 1990). Se caracterizan por tener facies de sedimentos de aguas profundas, por encima de los sedimentos de aguas someras (**Figura 2.41**). Si el incremento en el nivel del mar llevó a la plataforma hasta la zona fótica, no hay presencia de organismos bentónicos y particularmente de algas, los carbonatos estarán dominados por fósiles planctónicos y nectónicos (foraminíferos, pterópodos, bivalvos, ammonoides, coccolitos). Es posible que el ritmo de crecimiento de los arrecifes permita su desarrollo, incluso durante el aumento del nivel del mar, generando así una barrera. Las facies de alta energía quedan así restringidas a una franja junto al litoral. En general, la inundación produce una traslación hacia Tierra firme de las facies de plataforma somera. La transición vertical entre las facies de plataforma somera y las facies de aguas más profundas correspondientes a la etapa de inundación puede ser gradual o abrupta y en general suele estar marcada por una facies transgresiva de alta energía (calcarenitas o conglomerados calcáreos). Cuando la inundación se produce después de un marcado descenso del nivel del mar, la capa transgresiva calcarenítica puede yacer sobre calizas con pedogénesis, caliches o estructuras vadosas (Arche, 1992). No obstante, cuando la inundación se produce después de una somerización hasta niveles mareales, las calcarenitas o gravas calcáreas basales descansan sobre carbonatos de llanuras de marea con pocas evidencias de alteración subaérea. Posterior a la inundación, tanto la progradación como la acreción vertical pueden retornar la plataforma a su situación original.

Las plataformas inundadas modernas son comunes en el océano pacífico e índico, en donde los atolones y las plataformas aisladas se hundieron como resultado de la subsidencia térmica. Por otra parte, para el caso de las plataformas antiguas, tenemos como ejemplo las regiones del occidente de Europa, Texas, México y el Medio Oriente.

2.7. CARBONATOS DE AMBIENTES LACUSTRES

Los carbonatos de ambientes lacustres han tenido poca atención por parte de los geocientíficos, en comparación con los carbonatos marinos, sin embargo estas secuencias de carbonatos son de particular interés debido a que son importantes por la información que arrojan en relación a los paleoambientes, actúan como almacén de minerales no metálicos y contienen rocas generadoras de hidrocarburos.

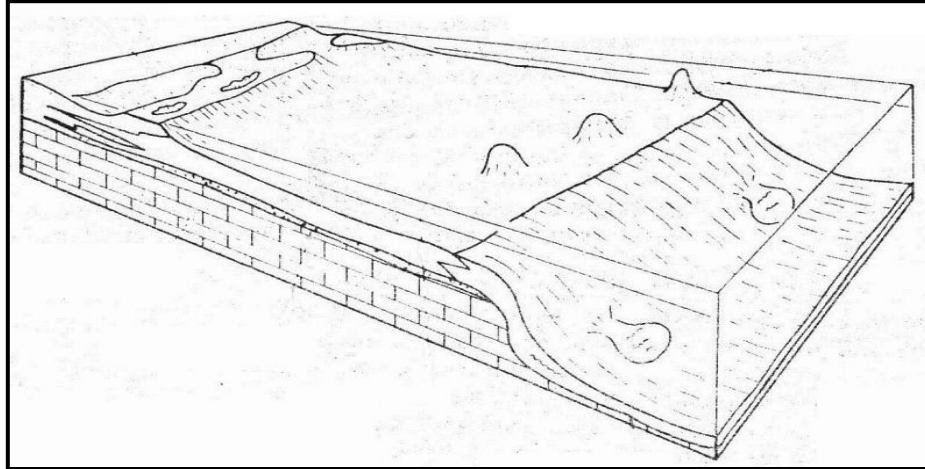


Figura 2.41. Plataforma carbonatada inundada o de tipo sumergida (Tomado de Tucker, 1990).

Los lagos con carbonatos exhiben una variedad de formas y tamaños, teniendo como ejemplos actuales a los sistemas pequeños como el de Green Lake en Nueva York, con un área de 4.3 km², así como sistemas de mayor tamaño como el de Great Salt Lake en Utah, alcanzando un área de 6,200 km². Con base en la comunicación hidrológica, es posible clasificar a los lagos, en ambientes abiertos y ambientes cerrados. Los lagos abiertos se caracterizan por tener salidas de los líquidos y se ubican en regiones exorreicas, en las cuales el agua de lluvia retorna al mar a través del transporte en los ríos. La afluencia y la precipitación se encuentran en equilibrio con la evaporación y el desagüe. Como resultado, las propiedades químicas son estables; es decir, no hay un incremento en la salinidad o alcalinidad del medio. Los lagos cerrados no cuentan con desagües o salidas, por lo que el nivel del líquido y las propiedades químicas del medio se ven afectados sólo por la afluencia, la precipitación y la evaporación. Se ubican en regiones endorreicas y arreicas. A su vez, los lagos cerrados se subdividen en: perenne y efímero. Los lagos perenne contienen cuerpos de agua que se mantienen durante cientos de años, incluso hasta miles de años, por lo general muestran indicadores de las fluctuaciones del nivel del líquido, como consecuencia de los cambios climáticos, los lagos abiertos pueden convertirse en cerrados, y viceversa.

2.7.1. SUB AMBIENTES LACUSTRES

Se utiliza un criterio biológico para definir los sub-ambientes lacustres o zonas en los lagos, por lo que es posible diferenciar a los principales sub-ambientes para el caso de lagos de tipo abierto y perenne (**Figura 2.42**).

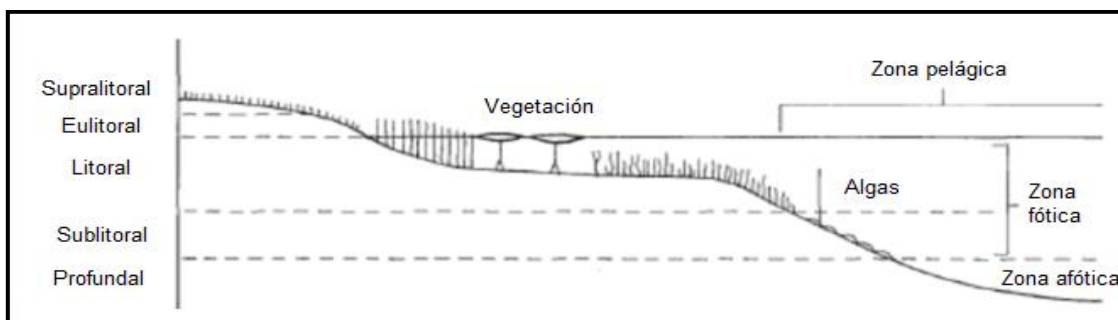


Figura 2.42. Esquema en los que se indican los subambientes lacustres (Tomado de Tucker, 1990).

Zona litoral: Comprende la zona donde se ubican las macrófitas, hasta extenderse a profundidades de 12 m. En la porción más baja, se encuentran plantas sumergidas como las carófitas, en el litoral medio se localizan las plantas flotantes, y en la parte superior se tienen macrófitas emergentes. La zona eulitoral comprende la región entre el nivel más alto y el más bajo del agua, por encima de ésta tenemos a la zona supralitoral, la cual pocas veces está sumergida.

Zona sublitoral: Esta zona tiene poca presencia de plantas, está localizada en la zona fótica, por lo que pueden desarrollarse las algas.

Zona profunda: Corresponde a la región afótica, generalmente se sitúa por debajo de la termoclina.

Zona pelágica: También denominada zona limnética, corresponde a la zona planctónica.

Los lagos son sistemas dinámicos, susceptibles a los cambios climáticos, estos ambientes son muy variables en cuanto a sus características tectónicas y sedimentológicas, como resultado, no existen un conjunto de elementos que nos permitan identificar los depósitos lacustres; por lo que los organismos presentes (biota) constituyen el elemento más confiable. Uno de los rasgos más importantes, es el fuerte cambio de facies, como se indicó con anterioridad, se reconocen tres tipos de sistemas lacustres: abiertos, perenne-cerrados y efímeros-cerrados. No obstante, conforme transcurren los cambios de clima y las variaciones en el nivel del líquido, el balance hidrológico de los lagos puede sufrir modificaciones, situación que se ha presentado en varias ocasiones a lo largo del registro geológico. Tal es el caso del sistema Flagstaff del Paleoceno-Eoceno en la porción central de Utah. En un principio, el sistema era un lago somero, y se convirtió en un sistema de playa, para posteriormente convertirse nuevamente en un sistema lacustre. De tal forma, que es necesario la utilización de varios modelos de facies, para la interpretación de los depósitos de lagos antiguos. En general, el fondo del lago está cubierto por lodo calcáreo en las partes más profundas, y por arena en las más superficiales y agitadas. Los sedimentos se componen de pellets fecales, arenas de foraminíferos, arenas de algas y corales destruidos junto con otras arenas esqueléticas y lodos calcáreos muy finos (Selley, 2000).

2.7.2. AMBIENTE ARRECIFAL

Un arrecife se define como una acumulación de carbonatos que ha sido influenciada por procesos biológicos, físicos y químicos durante su formación, y que posee un relieve topográfico, son de estructuras rígidas y resistentes al oleaje, este ambiente presenta dos características principales:

- a) Se encuentran restringidos de forma lateral, a pesar de que algunos llegan a cubrir extensas áreas y/o presentan un relieve significativo;
- b) Muestran evidencia de haber sido afectados por fenómenos biológicos durante su origen.

Los geocientíficos han aplicado el término arrecife para referirse a lentes hechos de los esqueletos calcáreos de algunos organismos marinos de aguas someras (Ortega, 2005). Los diferentes tipos de depósitos arrecifales son los siguientes:

- Bioherma: caracterizado por presentar estructuras de crecimiento con tendencia a forma de domo o montículo, rodeados por otras litologías. Esta constituida estrictamente por material de origen orgánico.

- Biostroma: estructuras sedimentarias que se depositaron completamente horizontales y que tienen una geometría de tendencia estratificada, están contruidos principalmente por organismos.

Los organismos que originan a los arrecifes son muy diversos y han tenido una importancia muy variada a lo largo de la columna estratigráfica, destacan los corales, estromatoporidos, algas y esponjas calcáreas, foraminíferos y algunos gusanos secretores de carbonato. Para que un arrecife pueda originarse es necesario tener los factores siguientes:

- Temperatura: debe ser alrededor de los 25°C.
- Profundidad: Los de mayor crecimiento tienen lugar a 10 m de la superficie del mar.
- Salinidad: se encuentra entre las 35,000 y las 37,000 ppm.

Selley (2000) explica que mediante la geometría y las relaciones de las facies es posible distinguir diferentes tipos de arrecifes, siendo los más importantes los siguientes:

Arrecife marginal o costero: Esta adosado a la costa y es de tendencia lineal, por lo que en general constituyen una franja plana paralela a la costa, en ellos no interviene una laguna, y son formados cuando hay una escasez de precipitaciones lo que significa poca agua dulce, el lodo que se forma en el mar inhibe el crecimiento de los arrecifes de organismos coloniales (**Figura 2.43**).

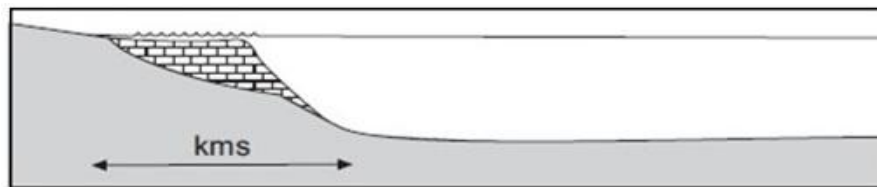


Figura 2.43. Representación de un arrecife marginal (Tomada de Nichols, 2009).

Arrecife de barrera: Son lineales y paralelos a la costa; a diferencia del arrecife marginal, este tiene una laguna que los separa de la costa formando una barrera arrecifal (**Figura 2.44**).

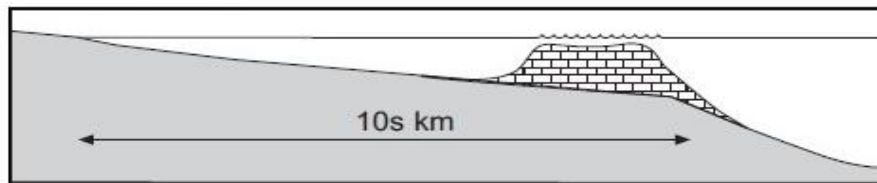


Figura 2.44. Representación de un arrecife de barrera (Tomada de Nichols, 2009).

Atolones: Este tipo de arrecife tiene una estructura circular, en cuyo centro se forma una laguna, se encuentran en mar abierto (**Figura 2.45**).

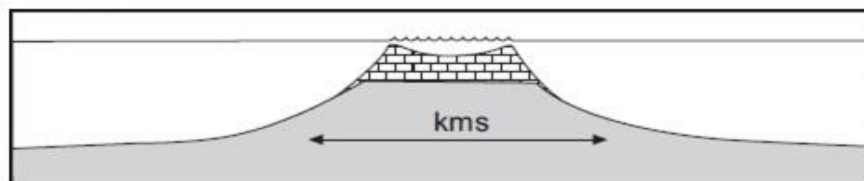


Figura 2.45. Representación de un atolón (Tomada de Nichols, 2009).

Un arrecife origina en general tres tipos de facies fundamentales, los cuales se distinguen en la **Figura 2.46**:

- Facies de construcción: están formadas por los esqueletos calcáreos de los organismos creciendo interconectados y dando una estructura que es rellenada con detritos originados por la destrucción parcial de los esqueletos y de la micrita de origen diversa.
- Facies de frente arrecifal: pasa lateralmente a los sedimentos marinos de plataforma. Si el crecimiento del arrecife es muy rápido pueden aparecer deslizamientos y estructuras que recuerdan medios de turbiditas, siendo los principales componentes de grandes fragmentos rotos del arrecife empastados en sedimentos bioclásticos de tamaños finos.
- Facies post arrecifales: estas están caracterizadas por un ambiente muy débil, por la protección mecánica de la construcción que individualiza una laguna, en ocasiones no tiene límites definidos, está caracterizada por arenas bioclásticas y lodos calcáreos con pellets fecales que indican una fuerte actividad biológica.

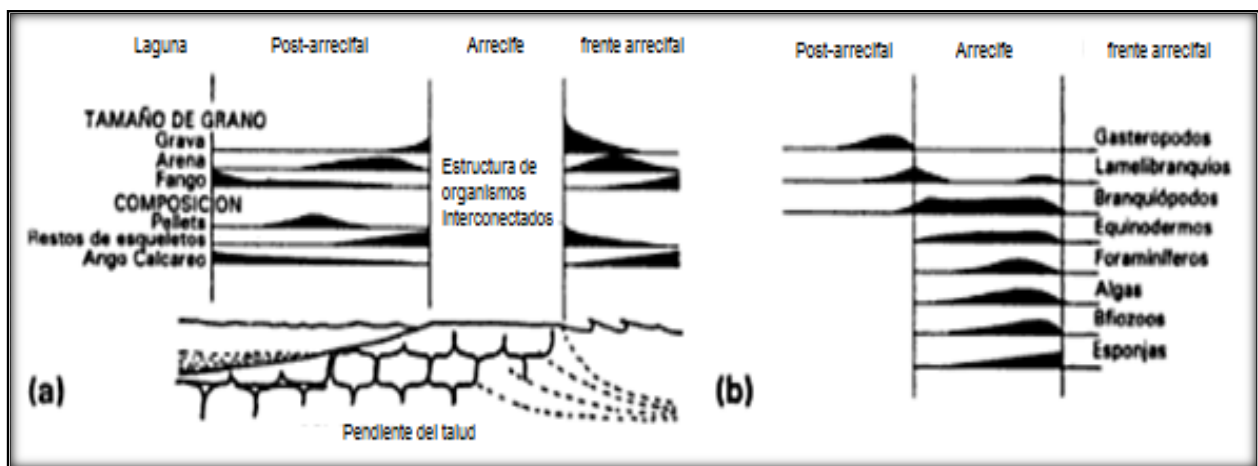


Figura 2.46. a) Distribución de los sedimentos y las facies de un arrecife. b) Distribución de organismos en un arrecife (Tomada de Corrales, 1977).

2.8.PROCESOS DIAGENÉTICOS

Handford (2004) describe que la diagénesis es todo proceso que actúa sobre los sedimentos después de la depositación, principalmente tiene que ver con las alteraciones físicas, químicas y biológicas de los sedimentos; estas alteraciones se dan a condiciones de presión y de temperaturas bajas lo que da como resultado cambios en la mineralogía y en la textura original de la roca (excluye los procesos que envuelven temperaturas y presiones lo suficientemente altas que originan el metamorfismo).

La diagénesis puede ocultar información sobre características principales de la roca, pero también puede dejar información importante acerca de la historia de la configuración post deposicional, la composición de agua en el poro y la temperatura.

Entender los procesos diagénéticos es importante en el estudio de los yacimientos de carbonatos debido a sus efectos tanto en la formación como en la destrucción de la porosidad.

Los estudios de la diagénesis relacionados con los yacimientos petroleros tratan de identificar los siguientes parámetros:

1. El medio ambiente diagenético
2. La cronología relativa de la precipitación y cualquier alteración
3. La composición y mineralogía de los sedimentos
4. La mineralogía original de los materiales cementantes
5. La historia geológica de los sedimentos

Corrales (1977) explica que los principales procesos diagenéticos que destacan en los carbonatos son la disolución, la cementación y el reemplazamiento, aunque se describen algunos otros a continuación.

2.8.1. COMPACTACIÓN

Este proceso implica la reorganización de las partículas, esto se da en respuesta de las nuevas condiciones de la presión de sobrecarga ya que se reduce la porosidad por la pérdida de volumen. El agua que está contenida en las capas inferiores es expulsada por la presión que generan las capas superiores, esto hace que el espacio entre los poros se pierda y se produzca un endurecimiento y por ende la compactación del sedimento. La compactación puede ocurrir de las siguientes dos formas:

- a) Mecánica: esta se da por el incremento de la densidad de empaquetado de las partículas, por lo que no modifica prácticamente en nada a la mayoría de los sedimentos, debido a la cementación temprana ya que esta impide la compactación. La ausencia de las conchas rotas en las calizas no implica la ausencia de la compactación, esta ruptura se debe a causas físicas durante el proceso de compactación; en los primeros estadios de este proceso, la micrita y el agua intersticial actúan como un solo fluido, lo que hace que las conchas estén protegidas por la presión hidrostática.
- b) Química: se da por presión-disolución. En esta el sedimento es deformado bajo el esfuerzo vertical de sobrecarga y al mismo tiempo se produce una disolución de carbonato de calcio que será suministrado a las aguas intersticiales para su posterior precipitación como cemento. Los factores que condicionan este proceso no están controlados pero es muy evidente que influyen los parámetros siguientes: presión vertical, litología, porosidad, permeabilidad y temperatura.

2.8.2. CEMENTACIÓN

La cementación es el crecimiento de cristales en los espacios preexistentes, esto se da a partir de la precipitación de los cementantes que son arrasados en solución a través de sedimentos permeables para depositarse entre los poros. Los espacios en los que se da la cementación pueden ser interpartículas como intrapartícula. Los resultados finales que son más importantes en la cementación son la litificación del sedimento y la pérdida de la porosidad.

Por la situación del medio diagenético en el crecimiento de los cristales, la cementación puede ocurrir en cuatro condiciones:

- Cementación meteórica: está controlada generalmente por agua dulce y se divide en:
 - a) Superficial: que es la que se realiza en capas delgadas, en manantiales y arroyos efímeros, y en el suelo como caliches.
 - b) Vadosa: se da en zonas sobre el nivel freático y hasta la superficie.
 - c) Freática: está se da en zonas por debajo del nivel freático hasta profundidades altas y variables.

- Cementación intramareal: esta ocurre en zonas que en algunas ocasiones quedan cubiertas por el nivel del mar o mojadas por salpicaduras, o que se cubren de forma intermitente.
- Cementación submareal: esta se realiza en el medio marino, en sedimentos que todavía no tienen empaquetamiento definitivo, siempre próximo a la interfase deposicional y a profundidades desde la marea baja a la zona abisal.
- Cementación subterránea: es la que se origina por debajo de un cierto espesor de sedimentos y bajo la influencia de agua meteórica o marina.

Para diferenciar la morfología del cemento en las zonas carbonatadas antiguas se distinguen los siguientes tres tipos:

- a) Cemento en drusa: es aquel que está formado por cristales alargados colocados perpendicularmente a la pared del poro y que representan extinción ondulante por su orientación óptica respecto a la pared.
- b) Cemento granular: está formado por un mosaico de cristales con una orientación óptica desordenada.
- c) Cemento anular o sintaxial: *está* formado por el recrecimiento sobre cristales aislados y en continuidad óptica, se caracteriza por tener partículas monocristalinas.

2.8.3. RECRISTALIZACIÓN

La recristalización se da cuando hay cambios en la textura y estructura del sedimento por la formación o crecimiento de pequeños cristales. Estrictamente se refiere a los cambios en el tamaño de cristal sin ningún cambio en la mineralogía.

2.8.4. DISOLUCIÓN

La disolución se da por la interacción de la composición del agua de los poros y la mineralogía de las partículas, cuando estos factores se encuentran en desequilibrio. El resultado final de los procesos de la disolución es la creación de diferentes tipos de poros (porosidad secundaria).

Los componentes deposicionales de los sedimentos carbonatados están constituidos en una porción muy alta por minerales metaestables, que en el curso de los procesos diagenéticos tienden a desaparecer mediante la disolución y esta va a depender de:

- a) Composición del agua que atraviesa y de su flujo, básicamente depende de los valores del pH y de la salinidad.
- b) Propiedades intrínsecas del material, la mayor o menor facilidad para disolverse depende fundamentalmente de la mineralogía, ya que es más soluble la calcita rica en magnesio.
- c) Otros factores, que consideran el grado de porosidad y la presencia de materia orgánica.

Como consecuencia de estos procesos de disolución se produce una porosidad diagenética o secundaria, que se suma a la porosidad primaria.

2.8.5. DOLOMITIZACIÓN

La dolomitización se refiere al reemplazamiento de la calcita por la dolomita. El análisis de la textura de la dolomitización puede hacerse considerando dos casos:

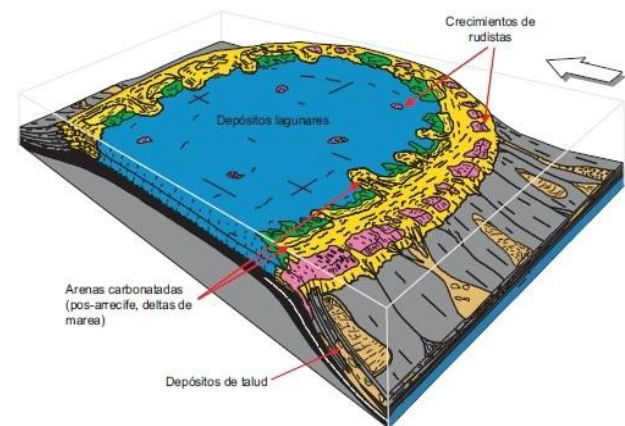
- i. Reemplazamiento parcial: suele llevar un orden selectivo de tal forma que lo primero en dolomitizarse es la matriz micrítica y posteriormente los bioclastos.
- ii. Reemplazamiento total: en este caso se pueden encontrar diferentes situaciones como la conservación de la textura deposicional, la conservación parcial de la textura deposicional y la destrucción o cambio total de la textura deposicional.

La dolomitización es un proceso muy lento y difícil de controlar ya que intervienen varios factores que influyen en ella; los más importantes son:

- a) Tiempo: la formación de la dolomita se ve muy favorecida por el tiempo debido a su ordenación elevada.
- b) Temperatura: la elevación de ésta favorece el proceso ya que aumenta la movilidad iónica y deshidrata los iones de Mg facilitando su entrada en la red.
- c) Presión: su aumento favorece su formación ya que la presión de cristalización de la dolomita es mayor que la de la calcita.
- d) Caracteres intrínsecos de la roca: estas características son las que condicionan la selectividad del proceso, en donde intervienen los factores siguientes:
 - i. La geoquímica: en cuanto más Mg tiene la calcita más fácilmente se dolomitiza.
 - ii. El tamaño de los cristales: a menor tamaño hay mayor facilidad.
 - iii. Porosidad: mientras se tenga mayor porosidad más facilidad habrá para que ocurra la dolomitización.

2012

CAPÍTULO III. CASOS HISTÓRICOS



Yacimientos Petroleros en Calizas de Plataforma

CAPÍTULO III. CASOS HISTÓRICOS

3.1. CASOS NACIONALES

3.1.1. REGIÓN DE LA FAJA DE ORO

Localización

Pertenece a la Cuenca de Tampico-Misantla, ésta cuenca se localiza en el oriente de México, comprende desde el extremo sur del Estado de Tamaulipas, hasta la parte central del estado de Veracruz, algunas porciones orientales de San Luis Potosí, Hidalgo, norte de Puebla y la plataforma continental hasta la isobata de 200 m (**Figura 3.1**).

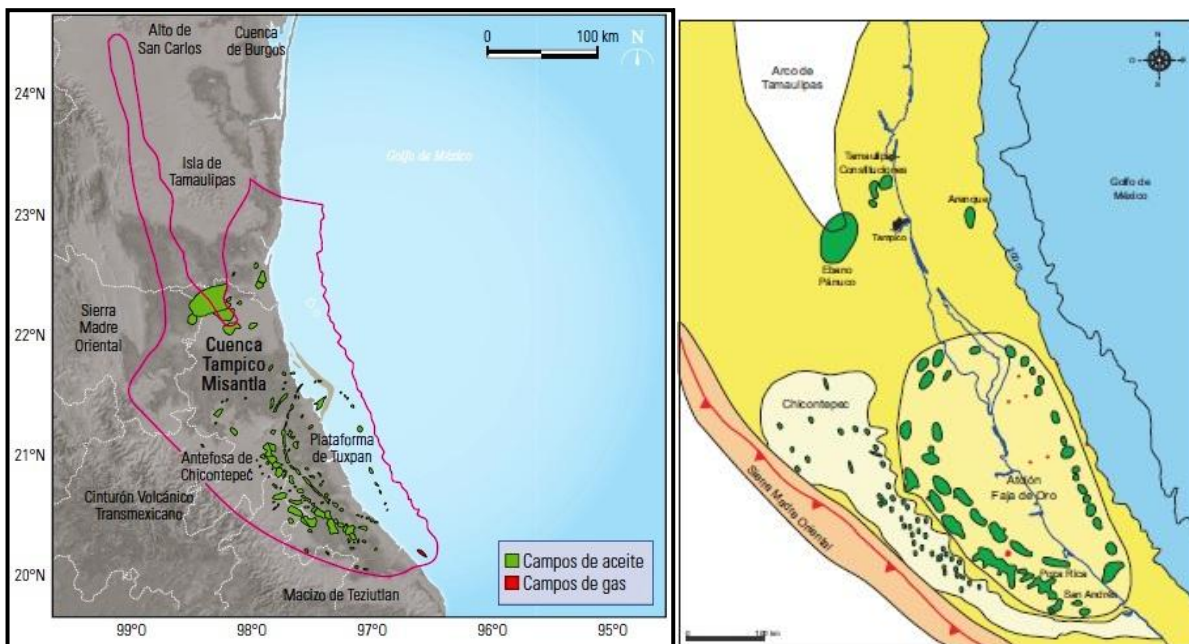


Figura 3.1. Localización de la Cuenca de Tampico Misantla y de la Faja de Oro (Tomado de PEMEX, 2010).

Antecedentes

A inicios del siglo XX, durante la construcción del sistema ferroviario en la planicie costera del Golfo de México, se descubrieron importantes manifestaciones de petróleo. La compañía del inglés Weetman Dickinson Pearson, encargada del Ferrocarril del Istmo, encontró chapopoterías en dichas zonas y por otro lado, la del norteamericano Edward L. Doheny descubrió, al trabajar en el ferrocarril de Tampico a San Luis, grandes cantidades de petróleo. Gracias a la asesoría del geólogo mexicano Ezequiel Ordóñez, las compañías de Doheny y C.A. Canfield, perforaron el pozo La Pez No. 1 en 1904. Tenía una profundidad de 503 metros y produjo en un inicio 1500 barriles por día; este fue el primer pozo realmente comercial que se perforó en nuestro país. A partir de entonces los éxitos continuaron, de tal forma que en 1908, la compañía de Pearson llegó a la región de Tampico-Tuxpan, y tras varios intentos, se terminó el pozo No. 2 en la Hacienda San Diego de la Mar, representando éste suceso el descubrimiento de la faja de campos petroleros muy productivos (Faja de oro). En diciembre de 1910, el pozo Potrero del

Llano No. 4 resultó exitoso, al brotar con una producción de más de 100 mil barriles por día, localizado a una distancia de 64 Km al noroeste de Tuxpan, Veracruz.

En la segunda década del siglo XX, la actividad petrolera creció hasta llegar a una producción de más de 193 millones de barriles, colocando a México como segundo productor mundial; éste hecho se logró en gran medida por los descubrimientos en la Faja de Oro. Uno de los pozos más espectaculares a nivel mundial, lo fue el Cerro Azul no. 4, ubicado en terrenos de las haciendas de Toteco y Cerro Azul, cuyo campo tuvo hasta el 31 de diciembre de 1921, una producción de más de 57 millones de barriles y hasta el 30 de octubre de 2003, ya acumulaba una producción de 1, 404 millones barriles de crudo (**Figura 3.2**).



Figura 3.2. Placa conmemorativa en el Pozo Cerro Azul No. 4, uno de los más productivos a nivel mundial (Tomado de www.méxicomáxico.org, 2009).

En 1952 se descubrió la continuación de la Faja de oro al sur del Río Tuxpan, con el campo que fue bautizado con el nombre de Ezequiel Ordóñez. La cadena de campos llegó hasta Tecolutla, en la costa del Golfo de México.

En 1963 se perforó el pozo Isla de Lobos y después el Arrecife Medio, con lo que se comprobó la existencia del atolón, que da lugar a la Faja de Oro Marina.

Para 1966 las pruebas estratigráficas confirmaron que la Faja de Oro es un arco continuo que se extiende de Cabo Rojo a Tecolutla. A finales de 1977 la producción en ésta región alcanzó los 35 mil barriles diarios.

Durante el 2002-2003 se reactivó la perforación en la región con el pozo Carpa-101. En particular, un pozo horizontal tuvo una producción de 4814 bpd con un estrangulador de $\frac{3}{4}$ pg.

Hasta el 2004 se contaba con 8 campos en desarrollo en la faja de oro marina, productores de aceite ligero y gas asociado; la producción acumulada se valoró en 217 mmbpce. La integración de la sísmica 3D, registros geofísicos y análisis de núcleos contribuye al entendimiento estratigráfico de la Plataforma de Tuxpan y a la identificación de posibles depósitos de hidrocarburos.

En el 2005 se perforó el Pozo Bagre-101, en aguas territoriales del Golfo de México en la plataforma continental. La profundidad total fue de 2896 metros desarrollados (PEMEX). Para el 2010 se ha estimado una producción acumulada de 5500 millones de barriles de aceite y 7.5 billones de pies cúbicos de gas.

Características Geológicas

El margen del paleogolfo de México se caracteriza por el desarrollo durante parte del Cretácico de una serie de plataformas Calcáreas, dentro de ellas está la Faja de Oro, que corresponde con una plataforma alargada de rocas carbonatadas que se formaron en ambientes someros de la Formación El Abra (Albiano-Cenomaniano), tiene una longitud de 145 km y 65 km de ancho; está orientada de noroeste a sureste. El espesor total de la columna de rocas de plataforma alcanza entre 1500 m.

También es llamada Plataforma de Tuxpan-Tecolutla, ésta se formó sobre un basamento ígneo intrusivo de edad paleozoica tardía, cubierto a su vez por capas rojas continentales de edad Triásico-Jurásico; ambos constituyeron un área positiva que se tradujo durante gran parte del Jurásico por la existencia de islas (Bello,1978). Posteriormente los mares del Titoniano y del Neocomiano cubrieron extensamente la región depositando sedimentos de mar abierto pero de poca profundidad sobre este alto estructural. Sin embargo, el episodio de sedimentación pelágica es breve en esta área y después del Neocomiano vuelven a aparecer bancos someros sobre los cuales, durante el Albiano-Cenomaniano se acumulan los carbonatos masivos de la Formación el Abra, acompañados de una subsidencia continua que les permite alcanzar un espesor muy inferior. Hacia el final del Cretácico Tardío prevalecen condiciones de mar abierto y se depositan calizas arcillosas y margas.

La distribución de las facies sedimentarias muestra la existencia de las siguientes principales zonas sobre la Plataforma de Tuxpan-Tecolutla:

- Región de ambientes arrecifales
- Región de ambientes lagunares
- Región de bancos oolíticos

Región de ambientes arrecifales

Se tienen numerosos biostromas en localidades distintas y a diferente altura de la columna, lo que permite inferir la existencia de pequeños bancos arrecifales discontinuos de espesor reducido; la facies predominante es la biorrudita de rudistas, corales y algas. La matriz es micrítica y puede ser completamente recristalizada. Se incluyen en la región de ambientes arrecifales los depósitos de intermarea asociados con bancos arrecifales.

Se caracterizan por horizontes estromatolíticos y por su alternancia con sedimentos calcareníticos (Pedrazzini, 1978). Esta facie se encuentra aislada y no tiene gran extensión, por lo que se cree que representa bancos lodosos emergidos en la zona arrecifal los que fueron cubiertos periódicamente por material detrítico aportado por fuerte oleaje.

Región de bancos oolíticos

Ocupa la región central de la plataforma, limitada al Oeste por el margen arrecifal; por su amplia extensión se cree que ésta área representaba un banco submarino somero sobre el cual se formaban alternativamente depósitos oolíticos o biostromas de rudistas, en donde ocurrían leves fluctuaciones del nivel del mar; al elevarse éste se retraían los arrecifes y se formaban oolitas sobre el borde de la plataforma.

Región de ambientes lagunares

Se extiende sobre la mayor parte de la plataforma, cuyos límites están representados por bancos biogénicos u oolíticos que fueron muy variables en extensión durante el desarrollo de la plataforma. Aparentemente la laguna era más estrecha al iniciarse; posteriormente se ensanchó, inundando los antiguos bancos marginales. En la zona lagunar es en donde hay mayor desarrollo de las dolomías y donde se encuentra un cuerpo importante de evaporitas.

Sistema Petrolero

Magoon (2001) se refiere al sistema petrolero en la región de la Faja de Oro como el Sistema Pimienta-Tamabra. Dicho sistema tiene gran extensión y continuidad, debido a una configuración tectónica estable. El área del sistema cubre más de 427, 220 km², incluye las zonas de Tampico, Tuxpan, Veracruz, Salina, Villahermosa y la Bahía de Campeche (**Figura 3.3**). Está catalogado como un sistema Super Gigante; el volumen original de aceite es de 66.3×10^9 barriles de aceite y de 106.7×10^{12} pies cúbicos de gas; esto corresponde a 83.6 miles de millones de barriles de petróleo equivalente.

La estabilidad tanto depositacional como tectónica durante 100 millones de años (período entre el Oxfordiano-Paleoceno), dio oportunidad para el desarrollo de la roca generadora, almacén y sello. La depositación de terrígenos en el Cenozoico proporcionó las secuencias que sobreyacen al sistema, y que son necesarias para activarlo.

Las formaciones Méndez, San Felipe y Agua Nueva constituyen los sellos del sistema. La formación Méndez está formada por margas y lutitas. La formación San Felipe está compuesta por intercalaciones de calizas y lutitas de baja porosidad. Por su parte la Formación Agua Nueva tiene una extensa distribución regional, está constituida por horizontes de calizas arcillosas y lutitas negras laminares, con intercalaciones de lutitas carbonosas y margas bentoníticas. Las trampas son de tipo mixto, tienen características estructurales y variaciones de permeabilidad, consecuencia del cambio de facies. Los yacimientos se encuentran en las formaciones El Abra, Tamabra, Tamaulipas inferior y Tamaulipas Superior. La formación El Abra corresponde a una Caliza criptocrystalina de color blanco, crema o gris, oolítica y con miliólidos. Tiene una excelente porosidad primaria y permeabilidad.

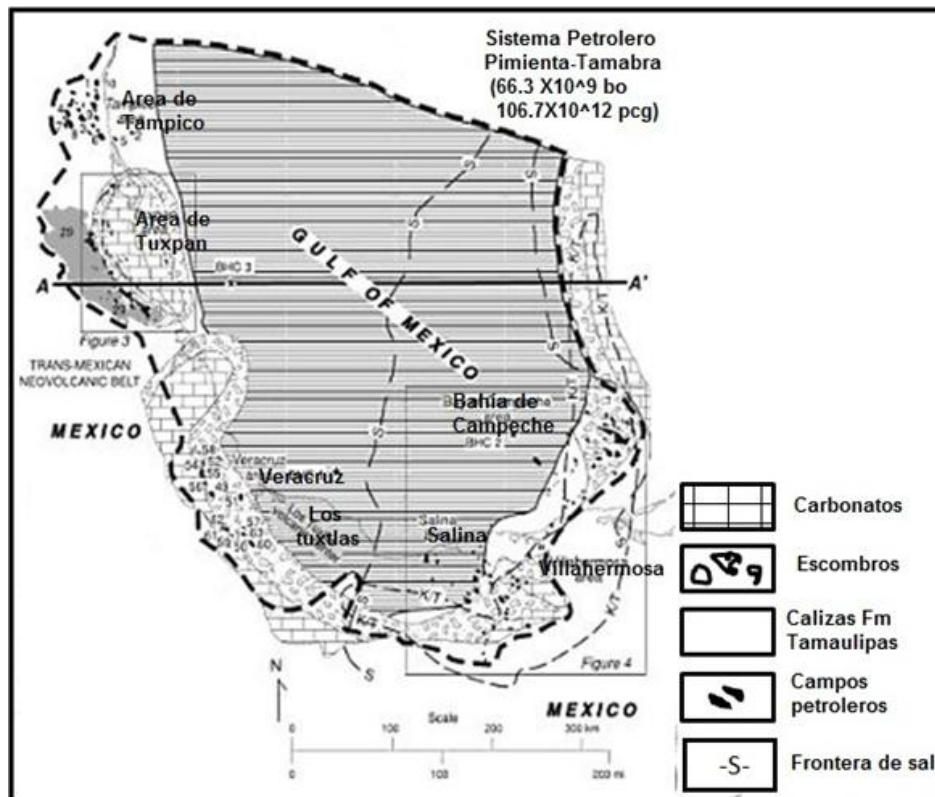


Figura 3.3. Distribución del Sistema Petrolero Super Gigante Pimienta-Tamabra y principales regiones petroleras (Modificado de Magoon, 2001).

La Formación Tamabra se compone de flujos de escombros y granos de carbonatos, provenientes de la erosión en los bordes de la Plataforma de Tuxpan. Se pueden distinguir dos zonas, en la parte inferior existen horizontes gruesos de rudistas retrabajados, y en la parte superior se tienen estratos porosos de bioclastos. Hacia el oeste del campo Poza Rica, la formación se adelgaza hasta desaparecer por un cambio de facies dentro de la caliza densa y micrítica en estratos delgados de la Formación Tamaulipas Superior. La Formación Tamaulipas Inferior está representada por wackestone de microfósiles de color gris a oscuro, que gradualmente pasa a packestone de intraclastos de color café y gris. La Formación Tamaulipas Superior corresponde a una caliza densa de microfósiles y fracturada.

Las rocas generadoras corresponden a las formaciones Pimienta, Santiago y Tamán. Éstas se depositaron en un ambiente marino en condiciones anóxicas y de alta salinidad; el tipo de materia es algácea marina y en menor medida materia orgánica continental leñosa. La Formación Pimienta se constituye de calizas arcillosas, con alternaciones de horizontes de lutitas negras bituminosas. Se depósito durante un período de transgresión marina.

La Formación Santiago con sus horizontes de materia carbonosa contiene micritas, limolitas y calizas arcillo-carbonosas con materia orgánica de tipo algácea, leñosa y carbonosa. La Formación Tamán está constituida por lutitas calcáreas carbonosas con materia orgánica de tipo algácea y carbonosa.

Los principales campos en la faja de oro son 30, algunos de éstos son: Acuatempa, Alamo San Isidro, Alazán, Atún, Bagre, Carpa, Cerro del Carbón, Cerro Viejo, Ezequiel Ordóñez, Isla de Lobos, Jiliapa, Juan Felipe, Marsopa, Moralillo, Muro, entre otros. En la **Tabla 3.1** podemos observar una lista de dichos campos, así como datos de su volumen original, reservas y producción acumulada.

No.	Campo	Volumen Original			Reservas		Producción Acumulada	
		Aceite (mmbbl)	Gas (mmpc)	RGAs (ft ³ /bl)	Aceite (mmbbl)	Gas (mmpc)	Aceite (mmbbl)	Gas (mmpc)
1	Acuatempa	101.7	70.7	695	2.5	1.2	27.4	37
2	Alamo San Isidro	173.5	81	467	0.7	0.6	71.3	32.2
3	Alazán	66.3	39.5	596	1.2	2	18.7	9.8
4	Atún	309.4	578.2	1869	4.7	1.6	39.7	195.8
5	Bagre	215	189.4	881	23.8	37.3	52	64.4
6	Carpa	174.8	54	309	61.2	18.9	0	0
7	Cerro del Carbon	49.6	31.6	637	0.6	1.3	6.8	8.9
8	Cerro Viejo	89.2	47.6	534	1.2	1.3	25.6	13
9	Ezequiel Ordóñez	179.1	107.3	599	7.6	3.2	63.4	41.1
10	Isla de Lobos	57.7	15.5	269	1.3	0.5	22.5	5.8
11	Jiliapa	232.9	146.9	631	7.6	7.3	33.3	41.8
12	Juan Felipe	48.4	27.2	562	2.3	1.5	12.2	6.6
13	Marsopa	82.3	43	522	3.7	1	17.1	5.8
14	Moralillo	64	41.7	652	1.2	1	18	11.5
15	Muro	73.9	16.7	226	1	0.2	21.6	7.2
16	Nuevo Progreso	46.2	24.4	528	1.8	3.8	8.6	10.8
17	Ocotepec	81.6	45.7	560	4.8	2.1	18.9	7.8
18	Placetas	31.5	11.3	359	3.1	1.7	0.1	0
19	Potrero Llano Horcones	401.1	213	531	2.5	1.1	118.2	63.5
20	Santa Agueda	386.5	245.4	635	7.9	4.3	115	119.9
21	Soledad	36.6	33.5	915	0.6	0.5	10.6	11.1
22	Sur Chinampa Norte Amatlán	718.8	422.2	587	4.5	2	211.1	123.8
23	Tejada	13.4	7.3	545	0.6	0.5	3.2	3.4
24	Tepetate Norte Chinampa	560.6	283.3	505	2.2	1.4	166	83.6
25	Tiburón	23.1	8.1	351	1.9	2.1	8.6	2.1
26	Tierra Blanca Chapopote Núñez	352.5	197.1	559	3.1	1.8	102.6	57.4
27	Tintorera	82.6	18.6	225	24.7	4.6	0.1	0
28	Toteco Cerro Azul	1256.9	705.7	561	9.4	7.9	369.1	205.2
29	Tres Hermanos	423.2	747.2	1766	24.1	136.2	125.7	239
30	Zacamixtle	61.4	32.8	534	0.7	0.4	17.8	98.7

Tabla 3.1.-Volumen original, reservas y producción acumulada de campos petroleros en la región de la Faja de Oro (PEMEX, 1999).

CAMPO BAGRE

Localización

El campo está localizado a 27 kilómetros al Oriente de la Barra de Tuxpan, en aguas territoriales del Golfo de México en la Plataforma Continental. Geológicamente se ubica en la

porción oriental de la Plataforma de Tuxpan, en el tren de campos productores de aceite ligero (Figura 3.4). Su descubrimiento se llevó a cabo en el año 2005.

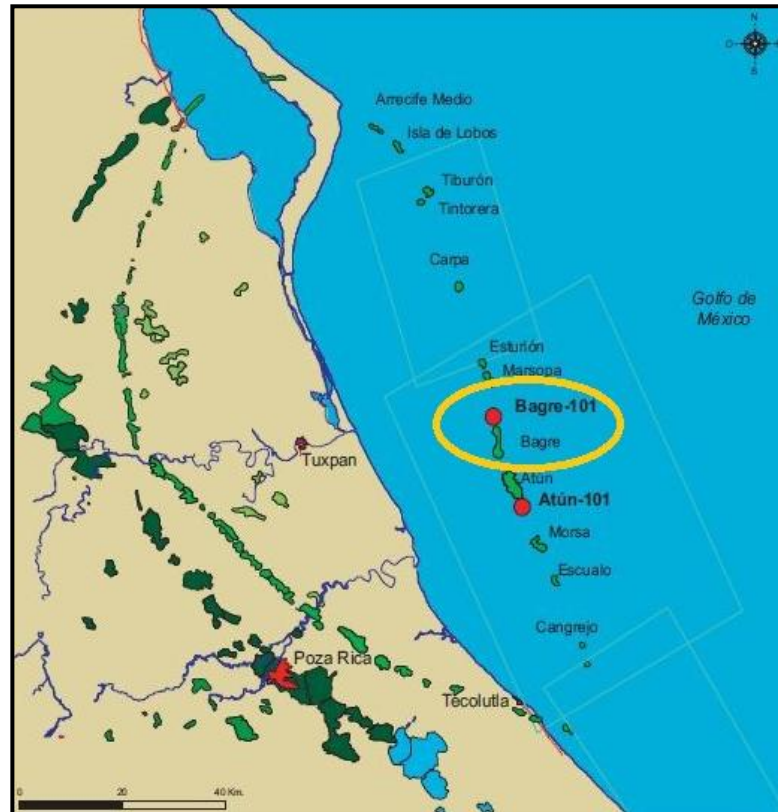


Figura 3.4. Ubicación geográfica de campo Bagre, y del pozo Bagre-101 (Tomado de PEMEX, 2005).

Características Geológicas

La columna estratigráfica atravesada por el pozo Bagre-101, va desde el Albiano-Cenomaniano hasta el Reciente. La sedimentación de la roca del yacimiento corresponde a facies de post arrecife, constituidas de arenas carbonatadas representadas por packstone y grainstone de miliólidos. Estas facies predominan en el alineamiento de yacimientos productores de la Faja de Oro Marina; las facies del frente arrecifal, sólo se han encontrado en la porción Sur (PEMEX, 2005).

Sistema Petrolero

El yacimiento corresponde a facies de post arrecife, formadas por arenas carbonatadas representadas por packstone y grainstone de miliólidos; estas facies predominan en la porción productora de la Faja de Oro Marina. El sello en los yacimientos de la Formación el Abra, en el alineamiento de campos productores de la Faja de Oro Marina, son principalmente las lutitas del Mioceno.

Características del Yacimiento

El yacimiento se encuentra en la Formación El Abra, es principalmente de packstone y grainstone de miliólidos.

Tiene una profundidad de 3600 metros, un espesor neto de 106 m, la porosidad promedio del 18 % y la permeabilidad de 500 mD (PEMEX, 2005). Dicho yacimiento cuenta con un acuífero asociado bastante activo. El aceite tiene una densidad de 41 grados API.

Reservas

El volumen original 3P de aceite fue de 94.3 millones de barriles, y las reservas originales probada, probable y posible son de 37.6, 37.6, y 57.4 millones de barriles, respectivamente.

3.1.2. PLATAFORMA DE CÓRDOBA

La plataforma de Córdoba se compone de más de 5,000 metros de depósitos calcáreos desde el Jurásico Superior hasta el Cretácico Superior, principalmente calizas de plataforma con arrecifes, cuya estratigrafía es el resultado de procesos relacionados a ciclos relativos del nivel del mar y/o a pulsos tectónicos durante la apertura del Golfo de México (González, 1976).

En el Cretácico Temprano, estos procesos comenzaron a formar las plataformas carbonatadas (Plataforma de Córdoba) y cuencas, estas últimas continuaron en el Paleogeno y Neogeno (Cuenca Cenozoica de Veracruz); los carbonatos del Mesozoico fueron fuertemente plegados, fallados inversamente y posteriormente erosionados durante el Eoceno Medio (Holguín, 1992).

La Formación Xonamanca, en la base de la plataforma, se compone de arenisca lítica, arcillosa, con menor proporción de rocas volcánicas depositadas en un ambiente marino de poca profundidad.

Localización

La Plataforma de Córdoba se ubica en la porción central del Estado de Veracruz y extremo NE del de Oaxaca, cubre una superficie de 16,000 Km², e incluyen las poblaciones de Jalapa, Córdoba, Cotaxtla, Tierra Blanca y Tuxtpec.

Desde el punto de vista fisiográfico, su porción occidental se encuentra expuesta formando parte de la Sierra Madre Oriental y su porción oriental se encuentra sepultada bajo la planicie costera del Golfo de México en una franja de más de 140 Km de largo y 14 Km de ancho; geológicamente, limita al oriente con la Cuenca de Veracruz, al poniente con la Cuenca de Zongolica, al noreste con el Macizo Plan de las Hayas y al sur con la Paleopenínsula de Oaxaca (**Figura 3.5**).

Antecedentes

Los primeros estudios geológicos del área se remontan a principios de siglo pasado, a raíz de la construcción del Ferrocarril Mexicano por una Compañía Inglesa e intervienen los geólogos Félix y Lenk; posteriormente Emile Bose, Muellieried y Burckhardt.

Por parte de Petróleos Mexicanos, el estudio de esta plataforma, se inicia propiamente en 1948 por el método de Geología Superficial en la porción expuesta de la Sierra Madre Oriental y por métodos geofísicos de gravimetría y sismología de refracción en su porción sepultada; estos estudios tuvieron éxito ya que permitieron el descubrimiento de los campos Angostura en 1953 y Tres Higueras en 1955 (González, 1976).

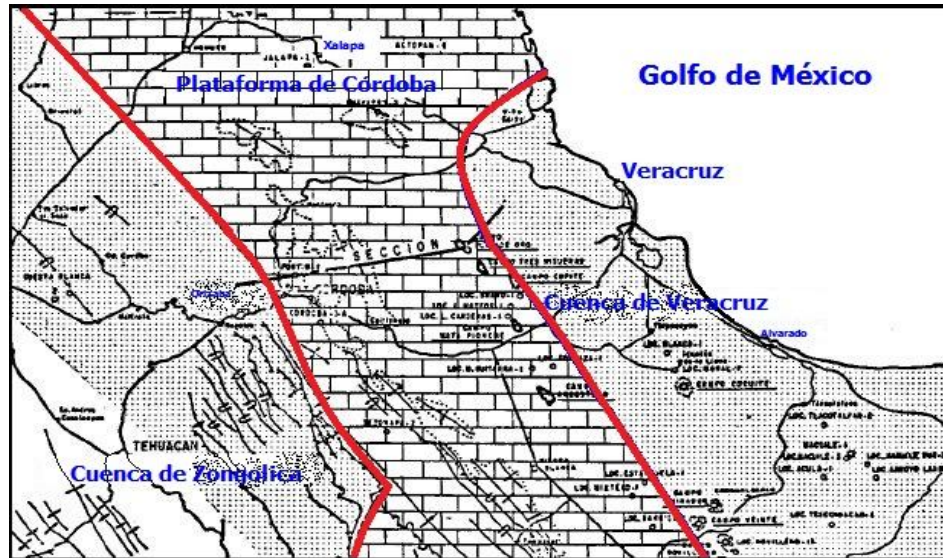


Figura 3.5. Esquema que muestra la geología del subsuelo de la plataforma de Córdoba; se tienen más de 5,000 metros de secuencias carbonatadas depositadas desde el Jurásico Superior hasta el Cretácico Superior (Modificada de González, 1976).

En el campo Angostura se llegó a obtener una producción de aceite de 30,000 bls/día. Posteriormente entre los años 1955 y 1957 se descubrieron los campos Casa Blanca, Lagarto, Rincón Pacheco y Nopaltepec. De 1958 a 1968 se perforaron pocos pozos debido a la falta de equipos, y en 1969 en el Prospecto Loma Alta-Mata Espino, se efectúan trabajos sísmológicos, utilizando el sistema de punto de reflexión común, determinándose las estructuras de Jamapa, Cópite y Mata Pionche.

En 1973 se descubre el Campo Plan de Oro a 500 metros de profundidad y en octubre de ese mismo año, el Campo Cópite; hasta estos descubrimientos solo se había logrado producción en el Cretácico Superior. En enero de 1974, se descubre el Campo Mata Pionche, con el que de hecho se pasó a la segunda etapa exploratoria al lograr producción en secuencias del Albiano-Cenomaniano. La columna estratigráfica de las secuencias sedimentarias del Cretácico de la plataforma se muestra en la **Figura 3.6**.

		Edad Millones de años (Ma)	Formación	Espesor Máximo	Litología	Ambiente
Cretácico Superior	Maastrichtiano	65.0 Ma	Atoyac/Mendez	300–400 m	Packstone y Grainstone bioclásticos	Alta energía
	Campaniano					
	Santoniano					
	Coniaciano		Guzmantla	1500 m	Wackstone y Packstone bioclásticos parcialmente dolomitizados	Plataforma interna con lagunas aisladas
	Turoniano	90.9 Ma				
Cretácico Inferior	Cenomaniano		Orizaba	1500–2000 m	Mudstone y Wackstone parcialmente dolomitizados	Plataforma externa
	Albiano	112.0 Ma				
	Aptiano		Cretácico Inferior Depósitos de plataforma	1000–1500 m	Mudstone y Wackstone con dolomitización local y dolomitas inter estratificadas	Plataforma interna con lagunas aisladas
	Neocomiano	145.6 Ma			Areniscas	Plataforma interna

Figura 3.6. Registro estratigráfico de los depósitos del Cretácico en la Plataforma de Córdoba (Modificado de Ferket y Ortuño, 2003).

CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS Y SISTEMA PETROLERO

El frente estructural sepultado del cinturón plegado y fallado que constituye una extensión de la Sierra Madre Oriental en el estado de Veracruz, también conocido como Plataforma de Córdoba está formada por calizas del Cretácico Inferior y Superior, que son productoras de aceite con densidades de medio a pesado y gas amargo húmedo. El marco tectónico regional está formado por plegamientos asimétricos al oriente y fuerte fallamiento inverso en dirección NW-SE. Las formaciones productoras del Cretácico Superior son brechas arrecifales de la Formación Méndez (Ortuño y Ferket, 2003).

La Plataforma de Córdoba fue plegada y fallada mediante esfuerzos tangenciales que actuaron de Suroeste a Noreste, lo que dio lugar a que se basculara al oriente y se formaran pliegues alargados de Noroeste a Sureste, afectados por grandes fallas inversas paralelas a sus ejes. Dichas fallas, dieron lugar a una serie de bloques escalonados con características independientes y cada vez más profundos hacia el oriente (**Figura 3.7**); además, esta situación fue favorecida por la presencia de anhidritas en el subsuelo, las cuales actuaron como lubricantes en el desplazamiento de un bloque sobre otro. Este fallamiento dio lugar a cierres estructurales y barreras a la migración de los hidrocarburos cuando se formaron millonitas o blastomillonitas (Ferket y Ortuño, 2003).

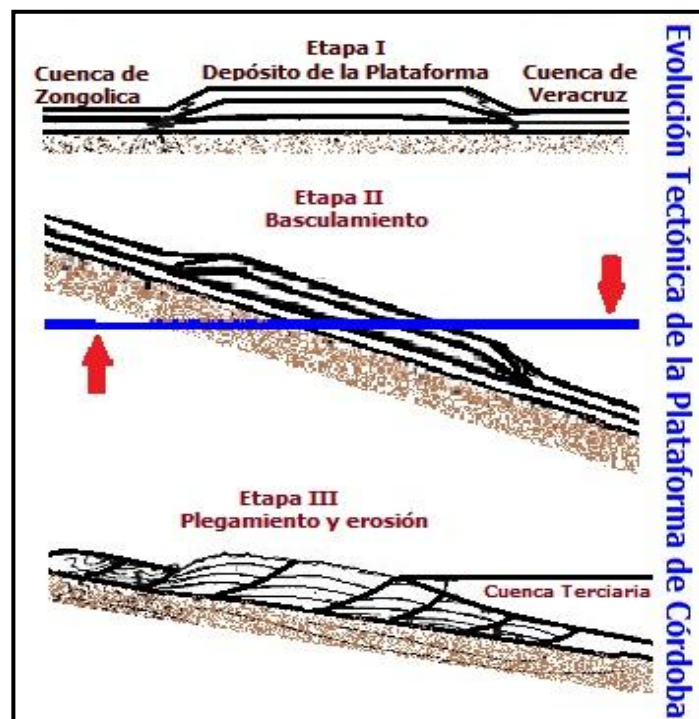


Figura 3.7. Diagrama ilustrativo que muestra la evolución de la plataforma de Córdoba (Modificada de González, 1976).

Las cabalgaduras producidas por el acortamiento de los sedimentos carbonatados, provocaron la repetición de secuencias, con lo que se aumentó el espesor de la columna estratigráfica, poniendo en contacto rocas de diferente naturaleza; diversos trabajos se han llevado a cabo para lograr un mejor entendimiento de las complejas estructuras del subsuelo en esta plataforma, para conocer mejor a los yacimientos. Sin lugar a dudas, una de las investigaciones más importantes fue realizado por Ortuño y Ferket (2003), en el que mediante la correlación de

los pozos perforados y análisis de los afloramientos elaboraron tres secciones transversales (**Figuras 3.8A y 3.8B**) de la plataforma de Córdoba, que permiten ubicar las áreas con los más altos valores de porosidad y saturación de hidrocarburos, que constituyen las zonas de mayor potencial dentro de la cuenca. El conjunto de fallas inversas y los pliegues anticlinales, permitió la creación de estructuras que forman importantes trampas estructurales, lo que hace que esta región sea atractiva para la búsqueda de yacimientos petroleros; aunado lo anterior a los altos valores de permeabilidad debida al fracturamiento que presentan las estructuras carbonatadas de la plataforma.

El interés petrolero de la Plataforma de Córdoba, está centrado en la porción oriental sepultada bajo las secuencias sedimentarias del Cenozoico. En general la producción proviene de las Formaciones Orizaba del Albiano-Cenomaniano y Guzmantla del Cretácico Superior; la Formación Orizaba tiene dos zonas de interés, una de calizas con miliólidos y otra de dolomitas ($MgCO_3$). Las estructuras geológicas juegan un papel muy importante desde el punto de vista económico, ya que debido a su geometría y al tiempo geológico en que se formaron, se lograron las acumulaciones de los hidrocarburos en cantidades comerciales (Ferket y Ortuño, 2003).

Las formaciones del Jurásico Superior han sido alcanzadas por los pozos sólo en los extremos menos profundos de la plataforma de Córdoba, a cuyas muestras se realizaron estudios de pirólisis y ópticos, presentando concentraciones de carbono orgánico de 2% e hidrocarburos potenciales de 5 mg/g, lo que da una idea del potencial generador de estas rocas, cuyo kerógeno es predominantemente del tipo II (González y Holguín, 1992).

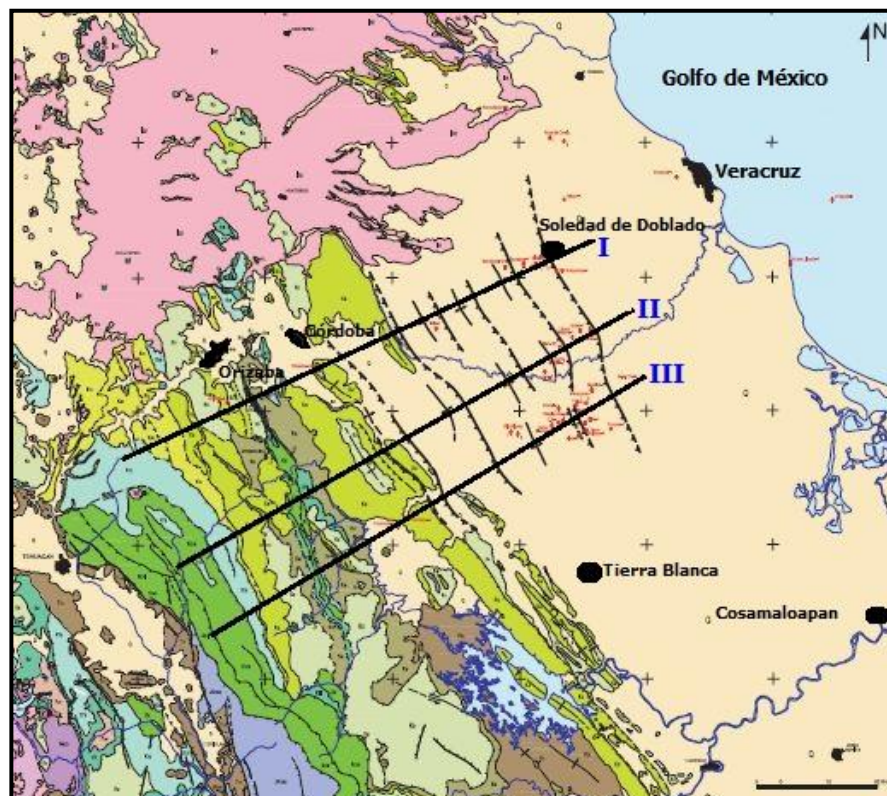


Figura 3.8A. Mapa geológico sintético de la Plataforma de Córdoba, en la que se muestran las tres secciones que se muestran en la figura 3.8B (Tomado de Ortuño y Ferket, 2003).

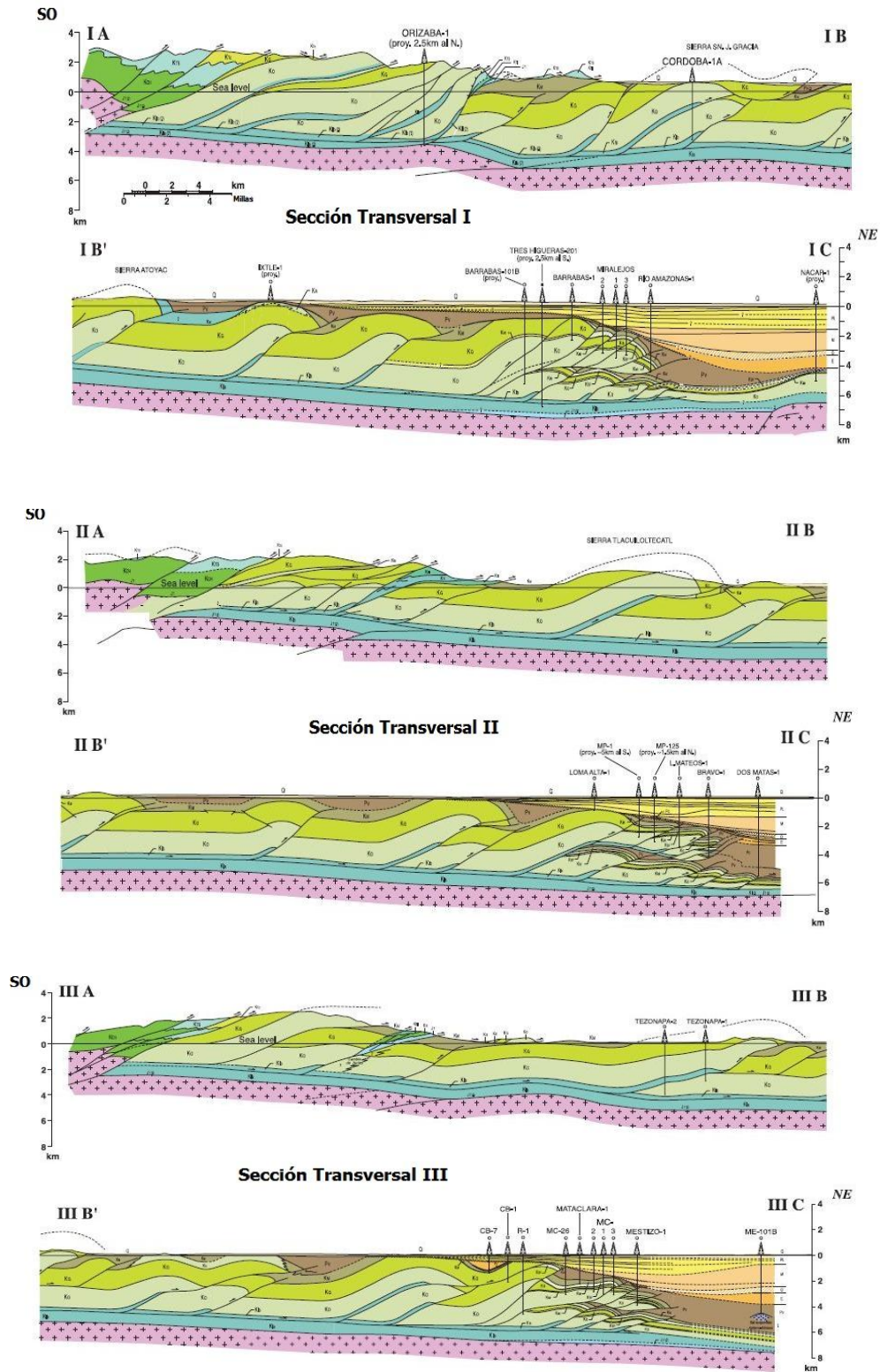


Figura 3.8B. Secciones transversales de la Plataforma de Córdoba en el que se muestra la deformación mediante pliegues y fallas (Tomada de Ortuño y Ferket, 2003).

En el Cretácico Superior, las calizas arcillosas oscuras de la Formación Maltrata se encuentran inmaduras, por lo que es poco factible que haya contribuido de manera importante en la generación de hidrocarburos que se extraen del Cretácico; el kerógeno predominante es del tipo II, con mezclas importantes del tipo IV.

Los gradientes geotérmicos están claramente relacionados a la litología y espesores de la columna sedimentaria de tal manera que en la Plataforma de Córdoba, el desarrollo de carbonatos y evaporitas provoca gradientes de 16 a 20°C/Km.

De los estudios realizados en los afloramientos de esta plataforma, se pueden establecer los factores que controlan la porosidad y la distribución de los fluidos lo cual es de vital importancia para continuar con el desarrollo del campo; un trabajo especial fue llevado a cabo en el afloramiento Peñuela (**Figura 3.9**), por los investigadores Ferket y Ortuño (2003), que permitió inferir cual es la distribución espacial de la porosidad y tipo de secuencias sedimentarias en las estructuras subterráneas pertenecientes a la Plataforma de Córdoba.

El cerro Peñuela constituye un excelente afloramiento que se puede considerar como un análogo para los yacimientos de la Cuenca de Córdoba, lo que permite el estudio de la distribución espacial del sistema de porosidad, así como los factores que controlan su distribución; el ambiente sedimentario de estas rocas ha sido interpretado como plataforma interior de baja profundidad con lagunas y arrecifes aislados.

En las secuencias que afloran hacia el norte de la Plataforma de Córdoba (Peñuela), se distinguen tres tipos de rocas calizas que se diferencian por sus características sedimentarias, diagenéticas y por la impregnación de hidrocarburos.

Litología Tipo I

Se compone de lodo de carbonato dominado por depósitos de baja energía que han sido afectados fuertemente por la compactación, estos estratos se encuentran impregnados solamente a lo largo de las estilolitas.

Litología Tipo II

Está compuesto por bioclastos de wackestone a packstone de facies de plataforma abierta; este tipo se encuentra impregnado de aceite de manera penetrante.

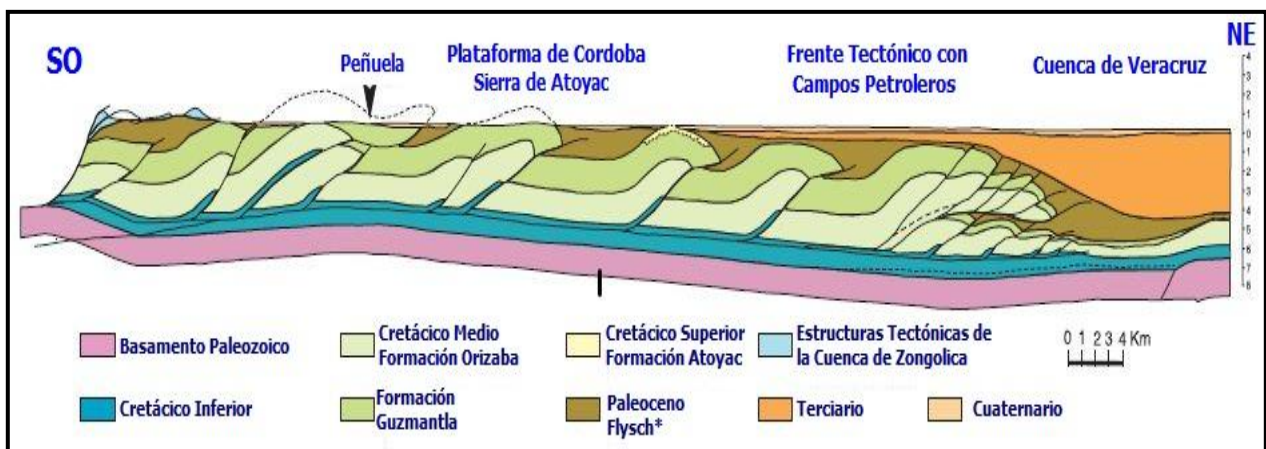


Figura 3.9. Sección estructural de la plataforma de Córdoba y Cuenca de Veracruz (Tomada Ferket y Ortuño, 2003).

La preservación de la porosidad se explica por el desarrollo de un marco de preservación interpartícula que existía antes de la diagénesis (marina y meteórica) y antes de la acumulación de los cementantes de calcita. La porosidad secundaria se creó después del acortamiento de estratos paralelos, cuando estos fueron abiertos con el plegamiento de los estratos posteriores.

Litología Tipo III

Se compone por bioclastos del tipo grainstone que fueron cementados profundamente por la diagénesis marina y posteriormente por las condiciones meteóricas, lo que disminuyó la porosidad primaria, evitando posteriormente la acumulación de aceite.

Sin embargo, los estratos del tipo III muestran una macro porosidad, posterior al proceso de migración del aceite, lo cual explica su ausencia en estos estratos, debido a la ausencia de fuerzas motrices que impulsaran la migración de fluidos hacia estos estratos; por otro lado en las secuencias del tipo II la presencia de aceite redujo la porosidad efectiva, lo que impidió la migración de mayores volúmenes de aceite, por lo que fueron menos afectados por la carstificación telogenética; el tipo I fue la menos afectada debido a la matriz completamente compactada. Durante la diagénesis en los sedimentos del tipo II, la porosidad fue incluso mejorada, como resultado de la disolución de las calizas por el filtrado de aguas meteóricas permitiendo a estos estratos lograr los yacimientos de mejor calidad (altos valores de porosidad y permeabilidad); este escenario se desvía de lo comúnmente acostumbrado en las que las calizas de tipo grainstone es donde se localizan los yacimientos de la mejor calidad (Ferket H. y Ortuño, 2003).

Los factores que controlan la porosidad y la permeabilidad son, el medio ambiente sedimentario el cual influyó en un principio y la evolución diagenética. Además el desarrollo de estilolitas (de forma compactacional y tectónica) ejerce un efecto negativo sobre la porosidad y la permeabilidad debido a la disolución de los cementantes de la matriz. Sin embargo, debido a la actividad tectónica, se provocó la apertura de algunas estilolitas, ocurrió el fracturamiento de los estratos y la canalización de fluidos externos (**Figura 3.10**), generando un incremento en la porosidad, ejerciendo una gran influencia en las características de los yacimientos.

PRINCIPALES CAMPOS PRODUCTORES

Los principales campos productores de aceite de la plataforma de Córdoba son Mata Pionche, Mecayucan, Cópite, Angostura, Miralejos, San Pablo, Nopaltepec, Tres Higueras, Plan de Oro y el campo Rincón Pacheco, este último productor de gas (**Figura 3.11**). Los volúmenes originales en sitio, fechas de descubrimientos y volumen de reservas, se muestran, en las **Tablas 3.2, 3.3 y 3.4**.

Campo	Aceite Original en sitio [mmbbl]	Gas Original en sitio [bcf]	Fecha de descubrimiento
Cópite	27.3	433.3	1974
Mata Pionche	250.2	671.7	1974
Mecayucan	48.2	392.5	1976
Angostura	116.1	19.6	1953

Tabla 3.2. Volumen original en sitio de los principales campos de la plataforma de Córdoba (modificado de Prost y Ferket, 2001; Ortuño y Ferket, 2003).

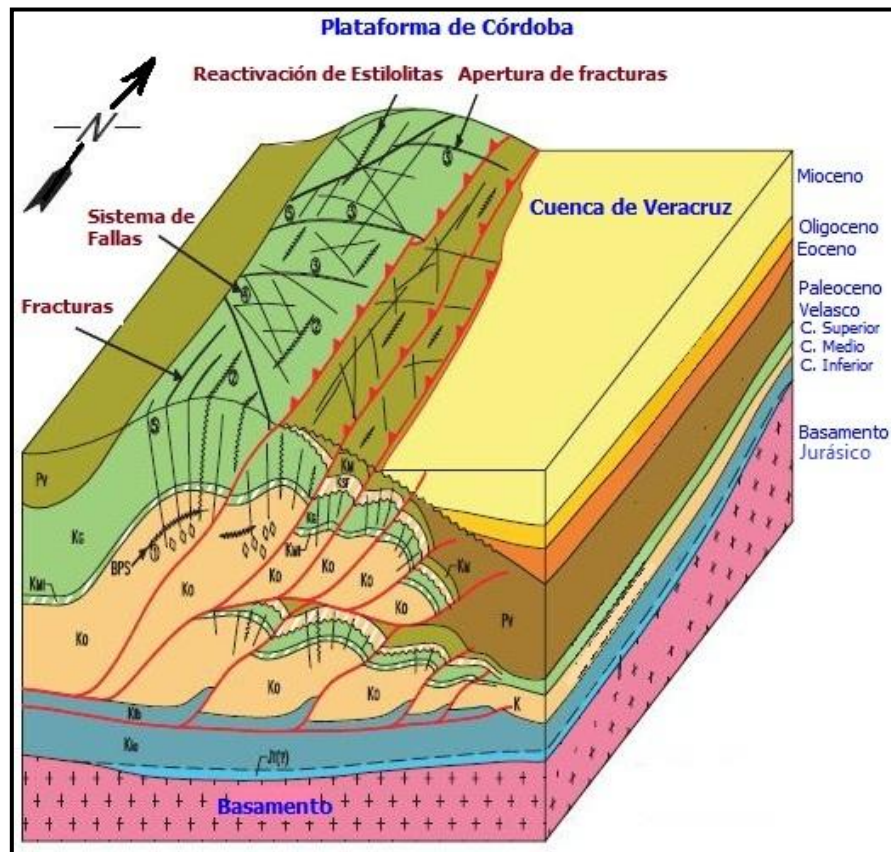


Figura 3.10. Diagrama de bloque que esboza la orientación de las estructuras y la distribución de fracturas y otras microestructuras. J=Jurásico, K=Cretácico, K_i=Cretácico Inferior, K_o=Formación Orizaba, K_M=Formación Maltrata, K_G=Formación Guzmantla, K_{SF}=Formación San Felipe, K_M=Formación Méndez, P_V=Paleoceno-Formación Velasco (Modificado de Ortuño y Ferket, 2003).

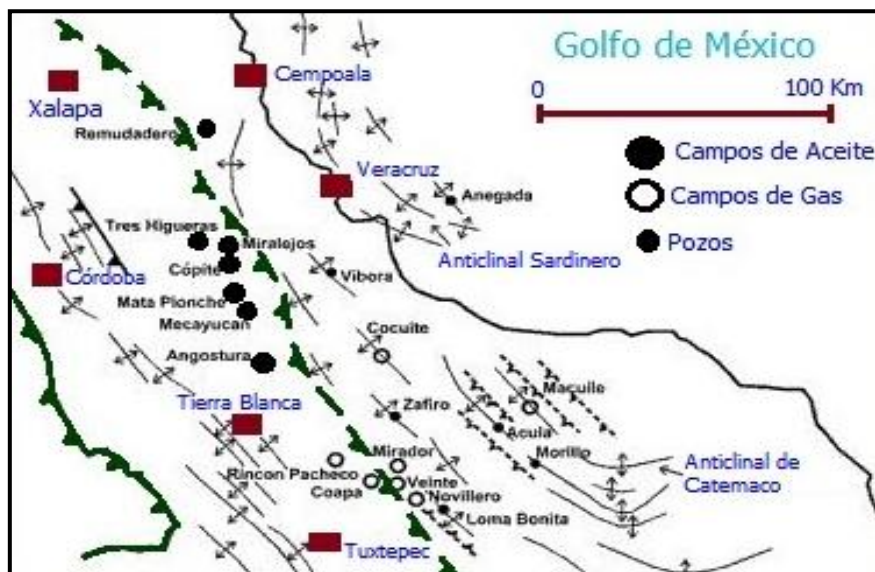


Figura 3.11. Campos petroleros de la Plataforma de Córdoba, principalmente productores de aceite, por otro lado se muestran los campos de la Cuenca de Veracruz que son productores de gas no asociado (Modificada de González, 1976).

Periodo	Campo	Categoría	Reserva Remanente de Petróleo Crudo Equivalente (mmbpce)	Reserva remanente de aceite (mmb)	Reserva remanente de gas seco (mmpc)
01/01/2010	Angostura	Posible	0	0	0
		Probable	1.2	1.2	0
		Probada	0.6	0.6	0
	Cópite	Posible	0	0	0
		Probable	0	0	0
		Probada	0.8	0	3.3
	Mata Pionche	Posible	1.3	0	5.2
		Probable	1.6	0	6.1
		Probada	2.4	0	9.2
	Mecayucan	Posible	14	0	56.7
		Probable	0.2	0	0.9
		Probada	2.2	0	8.9
	Miralejos	Posible	0	0	0
		Probable	0	0	0
		Probada	0.3	0	1.4
	Rincón Pacheco	Posible	0	0	0
		Probable	0	0	0
		Probada	0.3	0	1.4
	Tres Higueras	Posible	0	0	0
		Probable	0	0	0
		Probada	0	0	0

Tabla 3.3. Volumen de reservas de los principales campos de la Plataforma de Córdoba al 01/01/2010 (SNIH a febrero de 2012).

Periodo	Campo	Categoría	Reserva Remanente de Petróleo Crudo Equivalente (mmbpce)	Reserva remanente de aceite (mmb)	Reserva remanente de gas seco (mmpc)
01-01-2011	Angostura	Probada	1.6	1.6	0
	Cópite	Probada	0.6	0	2.5
	Mata Pionche	Probada	1.7	0	7
	Mecayucan	Probada	1.6	0	6.7
	Miralejos	Probada	0.3	0	1.2
	Rincón Pacheco	Probada	0.4	0	1.9
	Tres Higueras	Probada	0	0	0

Tabla 3.4. Volumen de reservas de los principales campos de la Plataforma de Córdoba al 01/01/2011 (SNIH a febrero de 2012).

CAMPO CÓPITE

El Campo Cópite (**Figura 3.12**) se encuentra en un anticlinal asimétrico convergente hacia el oriente, cuyo eje tiene una orientación de N 35° W, su flanco SW tiene un echado promedio de 23° y su flanco NE varía de 35°- 45°. Su flanco NE está afectado por una falla inversa por cuyo efecto se repiten las formaciones del Cretácico.

Sus cierres se encuentran parcialmente definidos por buzamientos de sus capas. En general la producción proviene de las Formaciones Orizaba del Albiano-Cenomaniano y Guzmantla del Cretácico Superior. La Formación Orizaba tiene dos zonas, una de calizas con miliólidos y otra de dolomías más profunda (González, 1976).

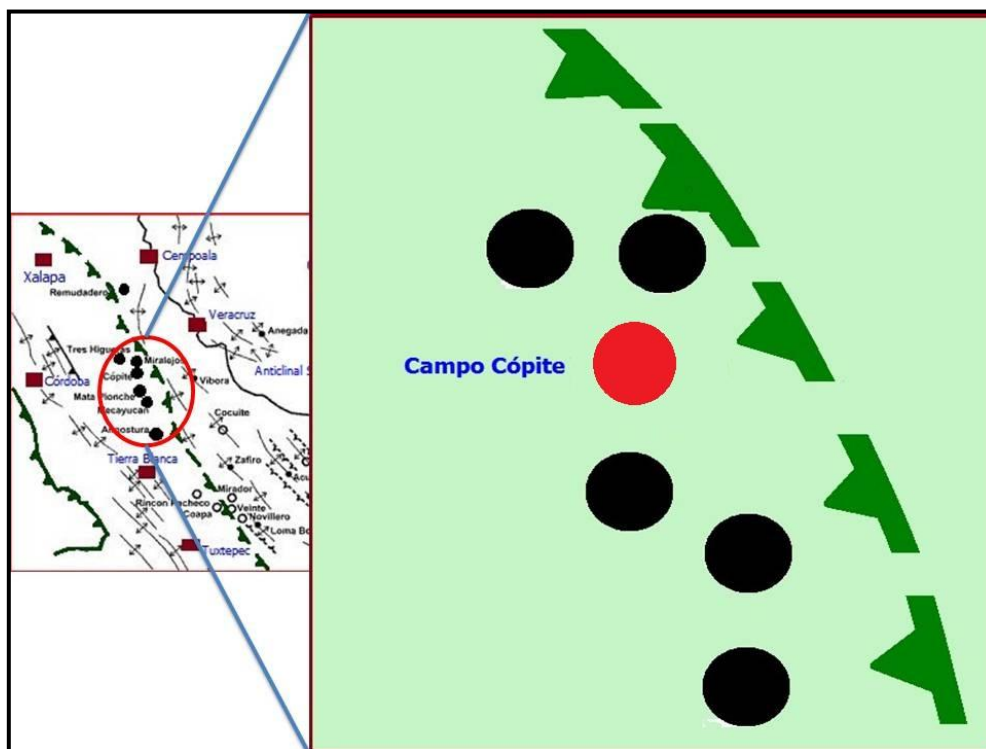


Figura 3.12. Localización del campo Cópite dentro de la Plataforma de Córdoba (Modificada de González, 1976).

En general se tienen tres yacimientos (**Figura 3.13**) sobrepuestos que de abajo hacia arriba son los siguientes:

- El primero se encuentra a la profundidad de 3,360 metros, productor de aceite y condensados en los intervalos de la formación Orizaba; fue descubierto por el pozo Cópite No. 12 con gastos de producción de 28,815 m³/día y 119 bls/día de gas y condensado respectivamente.
- El segundo yacimiento, fue descubierto por el pozo Cópite No. 22, se encuentra a una profundidad de 2,921 m., con una producción de 717 bls/ día de aceite y 31,589 m³/día de gas; la producción de hidrocarburos proviene de los intervalos porosos de la Formación Orizaba; el contacto agua aceite se localiza a una profundidad de 2,875 metros bajo nivel del mar (m.b.n.m.).
- El tercero se encuentra a una profundidad de 2,464 metros y es el más somero de los yacimientos descritos, fue descubierto por el pozo Cópite No. 2 productor de gas, con un gasto inicial de 13.2 [MPCD]; la producción proviene de los intervalos porosos y fracturas de la Formación Guzmantla.

SISTEMA PETROLERO

Tipo de Trampa

En la Formación Guzmantla del Campo Cópite el entrapamiento es mixto, es decir, se combinan los dos aspectos, la trampa de tipo estructural (por ejemplo la culminación de un anticlinal) y la trampa estratigráfica (cambio de facies de la Formación Guzmantla a San Felipe).

Roca Sello

Para los yacimientos formados en la Formación Orizaba, la roca sello lo constituye la Formación Maltrata, que se encuentra formada por calizas arcillosas; para los yacimientos de la Formación Guzmantla, el sello se lo proporciona la Formación San Felipe, compuesta por calizas arcillosas de baja permeabilidad. Dentro del campo el sistema de fallas también constituye un sello importante, ya que la zona de falla tiene millonitas y blastomilonitas.

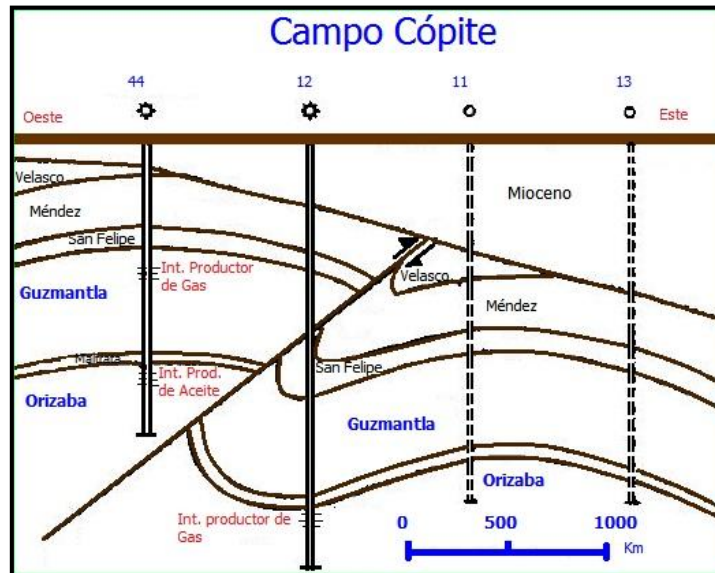


Figura 3.13. Esquema ilustrativo de la sección estructural del Campo Cópite (Modificada de González, 1976).

Roca generadora

De acuerdo con los análisis geoquímicos de aceites se ha concluido que los hidrocarburos provienen de rocas generadoras del Jurásico Superior, las cuales presentan abundante contenido bituminoso carbonoso y contenido de hidrocarburos residuales.

CAMPO MATA PIONCHE

Está ubicado en la parte central del estado de Veracruz, a 50 Km al suroeste del puerto de Veracruz (**Figura 3.14**); es un anticlinal asimétrico hacia el oriente, cuyo eje tiene una orientación N 40° W, su flanco suroeste tiene un echado aproximado de 10°. La producción proviene de la Formación Orizaba (aceite) y de la Formación Guzmantla (gas). En el campo Mata Pionche, se tiene un yacimiento de aceite y gas asociado, a una profundidad promedio de 3,000 metros bajo mesa rotaria (m.b.m.r), el descubrimiento del yacimiento se llevó a cabo con la perforación del pozo Mata Pionche No. 1, el cual tuvo una producción inicial diaria de 757 barriles de aceite y de 752 mil pies cúbicos de gas, en 1989 inició la producción de gas y condensado en las brechas de la formación San Felipe. En agosto de 1991 se alcanzaron los niveles más altos de producción con 14.5 miles de barriles diarios. Por su parte, el gas natural llegó a una producción máxima de 29 millones de pies cúbicos diarios en abril de 1998; el contacto agua-aceite se localiza a 3,050 m.b.n.m y un casquete de gas a 2,825 m.b.n.m. (González, 1976). En el Cretácico Inferior y Superior se tienen secuencias sedimentarias de plataforma de la Formación Orizaba la cual está formada por mudstone que gradualmente cambia a grainstone dolomitizado; la Formación Maltrata está compuesta de calizas arcillosas de color café oscuro; la Formación Guzmantla es de wackestone a packstone de fragmentos biogénicos, cambiando hacia el oriente a facies de plataforma externa.

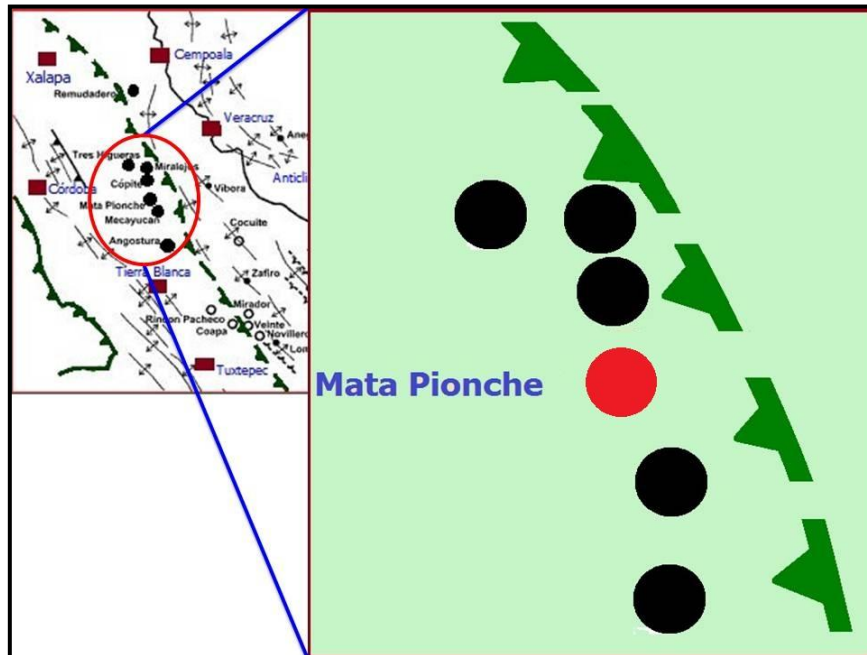


Figura 3.14. Localización del Campo Mata Pionche dentro de la Plataforma de Córdoba (Modificada de González, 1976).

La Formación San Felipe se compone de una secuencia calcáreo arcillosa y brechas calcáreas; por último, la Formación Méndez está constituida por margas con intercalaciones de brechas calcáreas. El Cenozoico está representado por lutitas y lutitas calcáreas con intercalaciones de formaciones de areniscas y conglomerados (González y Holguín, 1992).

SISTEMA PETROLERO

Tipo de Trampa

En general el tipo de trampa predominante es del tipo estructural, ya sea por plegamiento anticlinal o cierre contra falla (**Figura 3.15**). Pudiéndose presentar el entrampamiento mixto en el que se combinan los dos aspectos, el estructural (por ejemplo la culminación de un anticlinal) y estratigráfico (cambio de facies de la Formación San Felipe a Orizaba).

Roca Sello

Para los yacimientos que se encuentran en la Formación Orizaba, la roca sello lo constituye la Formación Maltrata, que se encuentra constituida por calizas arcillosas lo que lo convierte en una capa de baja permeabilidad a la migración de los hidrocarburos. Para los yacimientos de la Formación Guzmantla, el sello se los proporciona la Formación San Felipe compuesta por calizas arcillosas de baja permeabilidad, por otro lado el sistema de fallas también constituye un sello para la migración de hidrocarburos.

Roca generadora

De acuerdo con los análisis geoquímicos de aceites (González y Holguín, 1992), se propone que los hidrocarburos provienen de rocas generadoras del Jurásico Superior, las cuales presentan abundante contenido bituminoso carbonoso y contenido de hidrocarburos residuales característico de las rocas generadoras.

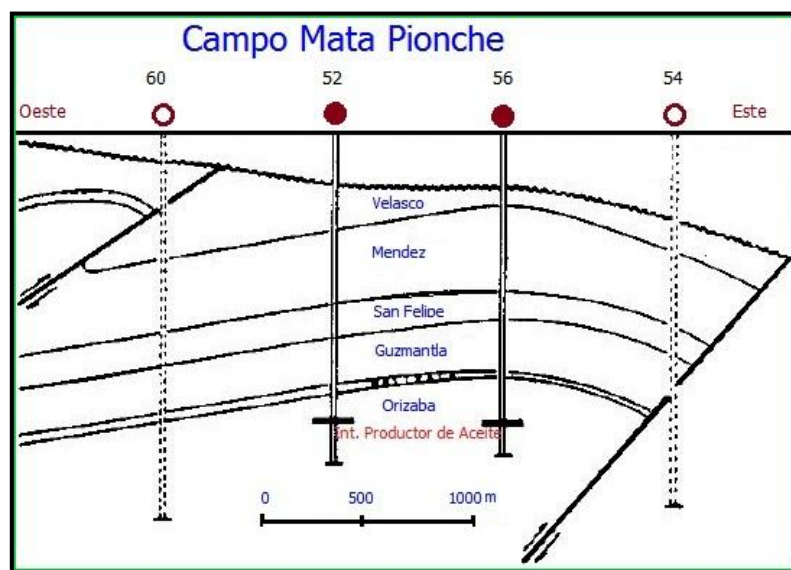


Figura 3.15. Sección estructural del campo Mata Pionche, dominado por el plegamiento de anticlinales y cierre contra fallas (Modificada de González, 1976).

Por otra parte la migración de hidrocarburos fue de oriente a poniente, ya que las rocas del Jurásico Superior de la porción oriental se encuentran sepultadas bajo el Cretácico y Cenozoico, en cambio en la porción occidental dichas rocas están aflorando y por lo tanto han perdido su contenido de hidrocarburos. El conocimiento geoquímico del campo no permite saber con seguridad el origen de los aceites del Cretácico, pero las rocas que presentan mayor contenido orgánico se han detectado a nivel Jurásico Superior, Turoniano, y Mioceno Medio e Inferior.

Características del yacimiento

Tiene dos yacimientos pertenecientes al Cretácico, los cuales son productores de aceite y de gas y condensado. El yacimiento del Albiano-Cenomaniano tiene una porosidad que oscila entre el 5 y el 11 %, una permeabilidad promedio de 0.3 mD. El espesor impregnado tiene 250 metros, la saturación de agua de formación es de 46 %, y la salinidad fluctúa entre 12,000 y 35,000 ppm. El mecanismo de empuje predominante es la expansión del casquete de gas y un acuífero activo. La presión original fue de 285 kg/cm² y una temperatura de 91°C. Para el Cretácico Superior la producción corresponde a, aceite negro y gas asociado, con una densidad de 32 °API, así como gas no asociado y condensado con densidad de 42 °API.

CAMPO MECAYUCAN

Localización

Se ubica en la parte central del estado de Veracruz, a una distancia de 55 km al suroeste del puerto de Veracruz (**Figura 3.16**). En términos geológicos está localizado en la Plataforma de Córdoba, en el Frente Tectónico Sepultado, se extiende en un área de 16 km².

Antecedentes

El campo fue descubierto en 1976, a partir de la interpretación de la sísmica bidimensional y con la perforación de los pozos en el campo Mata Pionche; se determinó que hacia el sureste

se tenían condiciones similares para el entrapamiento de hidrocarburos. El pozo Mecayucan-1 resultó productor con 377 barriles de aceite y 45 mil pies cúbicos de gas. El desarrollo del campo continuó y se perforaron 24 pozos mas, resultando 19 productores y 5 sin producción; dos pozos atravesaron las brechas de la Formación San Felipe del Cretácico Superior, los otros 17 alcanzaron la Formación Orizaba. En el año de 1978 se inició la producción del campo, llegando al pico de producción para el aceite en 1981 con 2,230 barriles por día. En el caso del gas, la producción máxima se obtuvo en 1998, con 33 millones de pies cúbicos de gas (Pemex, 2009).



Figura 3.16. Localización del Campo Mecayucan (Tomado de PEMEX, 2009).

Características geológicas

Para el Albiano-Cenomaniano, se encuentra la formación Orizaba, la cual está formada por mudstone que gradualmente cambia a grainstone, en algunas secciones dolomitizado. El Cretácico Superior está representado por la formación Maltrata, compuesta de calizas arcillosas de color café oscuro. La formación Guzmantla está constituida por wackestone a packstone de fragmentos biogénicos, pasando hacia el este a facies de plataforma externa de la formación Guzmantla (PEMEX, 2009). La formación San Felipe está compuesta por brechas calcáreas hacia su base, y por rocas calcáreo arcillosas hacia la cima. La formación Méndez está constituida por margas con algunas intercalaciones de brechas calcáreas. Las lutitas y lutitas calcáreas con algunas intercalaciones de areniscas pertenecen al Cenozoico.

SISTEMA PETROLERO

Las trampas para ambos yacimientos son de tipo combinadas, ya que para el yacimiento del Cretácico Superior se tiene una trampa estructural con cambios de facies. El yacimiento en la formación Orizaba se caracteriza por un cambio de calizas a dolomías.

Las rocas generadoras son las formaciones Tepexilotla del Jurásico Superior, los cuerpos calcáreo arcillosos de las formaciones Maltrata y Orizaba.

El sello para el yacimiento del Cretácico Superior, está constituido por sus mismos sedimentos calcáreos arcillosos que cubren o rodean a las calizas. Para el yacimiento del Albiano-Cenomaniano el sello se compone de sedimentos calcáreo arcillosos de la Formación Maltrata.

Características del yacimiento

El yacimiento del Cretácico Superior tiene una porosidad promedio del 10%, y una permeabilidad promedio de 5 mD. La temperatura del yacimiento es de 86 °C, la densidad de los hidrocarburos es de 48 °API. Para el yacimiento del Albiano-Cenomaniano, la porosidad promedio es del 6% y la permeabilidad de 0.04 mD. La temperatura es de 96 °C, y la presión original es de 338 kg/cm². Los empujes que predominan son el casquete de gas y un acuífero asociado (PEMEX, 2009).

3.1.3. ÁREA CHIAPAS-TABASCO

Antecedentes

En 1974 se inicia la explotación de los campos Cactus (por el pozo Catus-1) y Sitio Grande (por el pozo Sitio Grande-1), descubiertas en el área de Chiapas y Tabasco; esta provincia es productora en rocas carbonatadas del Mesozoico, donde se tienen 37 campos productores que comprenden yacimientos de aceite ligero (33°API), de aceite volátil (40°API), además de gas y condensado.

Entre los principales campos del área destaca el Campo Antonio J. Bermúdez, que fue el primer campo supergigante descubierto en México, ya que sus reservas superan los 5,000 millones de barriles de petróleo (Ayala, 1984). En el 2010 se perforaron dos pozos descubridores; el Bajlum-1, ubicado a 3.5 km al norte del campo Pijije y a 23 km al suroeste de ciudad Frontera, Tabasco; y el pozo Terra-1, localizado a 23 km al este de Comalcalco, Tabasco y a 9 km al Suroeste del campo Sen.

La roca almacén para el pozo Bajlum-1 corresponde a dolomías del Kimmeridgiano, depositadas en facies de plataforma y del Albiano-Cenomaniano depositada en facies de cuenca. Para el pozo Terra-1 se tienen yacimientos en secuencias de mudstone-wackestone con intercalaciones de packstone depositadas en facies de plataforma del Kimmeridgiano; aunque también hay acumulaciones en horizontes en mudstone recristalizado depositado en facies de cuenca del Cretácico.

Localización

Se ubica en los estados de Chiapas y Tabasco (**Figura 3.17**), cubre una superficie de 23,400 Km². Geológicamente se localiza en la provincia del Cinturón Plegado de Reforma-Akal, limita con la subcuenca de Comalcalco al noroeste, con la Sierra de Chiapas al Sur, con la subcuenca de Macuspana al este y al norte con el Golfo de México (Martínez, 2005). Fisiográficamente constituye la planicie aluvial de la Sierra de Chiapas, y geológicamente el Cinturón Plegado Reforma – Akal.



Figura 3.17. Ubicación geográfica del área Chiapas – Tabasco en la Cuenca del Sureste Mexicano (Modificado de Martínez, 2005).

Estratigrafía

En el área Chiapas-Tabasco, la secuencia estratigráfica cortada en las estructuras perforadas, comprende rocas que varían en edad desde Calloviano hasta el Mioceno Superior (**Figura 3.18**). Las rocas cortadas en los pozos profundos de la región que corresponden al Calloviano-Kimmeridgiano son típicas de depósitos de aguas someras de plataforma con alta energía y poseen las condiciones petrofísicas adecuadas para construir una roca almacén.

Las rocas carbonatadas de grano fino a grueso del Jurásico Superior y del Cretácico Inferior, estuvieron sometidas a procesos diagenéticos que cambiaron sus características sedimentarias y petrofísicas originales, transformándolas en dolomías y calizas dolomíticas, encontrándose que a mayor dolomitización, mayor porosidad y permeabilidad en las cimas que en los flancos de los anticlinales.

Geología estructural

El área mesozoica Chiapas-Tabasco forma parte de un cinturón plegado alojado dentro de las Cuencas Cenozoicas del Sureste, cuya sedimentación y deformación están controladas por elementos tectónicos de la Plataforma de Yucatán al Norte y el Macizo Granítico de Chiapas y Plataforma Chiapaneca al Sur. Se considera que el depósito de las primeras rocas marinas ocurrió durante el Paleozoico sobre un basamento de naturaleza ígnea y metamórfica completándose la columna en el Triásico, Jurásico, Cretácico y Cenozoico.

Las interrupciones y variaciones en el tipo de facies y deformaciones que las afectan se atribuyen a los eventos de deformación originados por la Orogenia Laramídica en el cierre del Cretácico, a la perturbación Cascadiana de fines del Mioceno y al evento Chiapaneco del Plioceno, éstos dos últimos influenciaron en la tectónica compleja de los plegamientos y en los sistemas de fallas normales e inversas (Santiago, 1984).

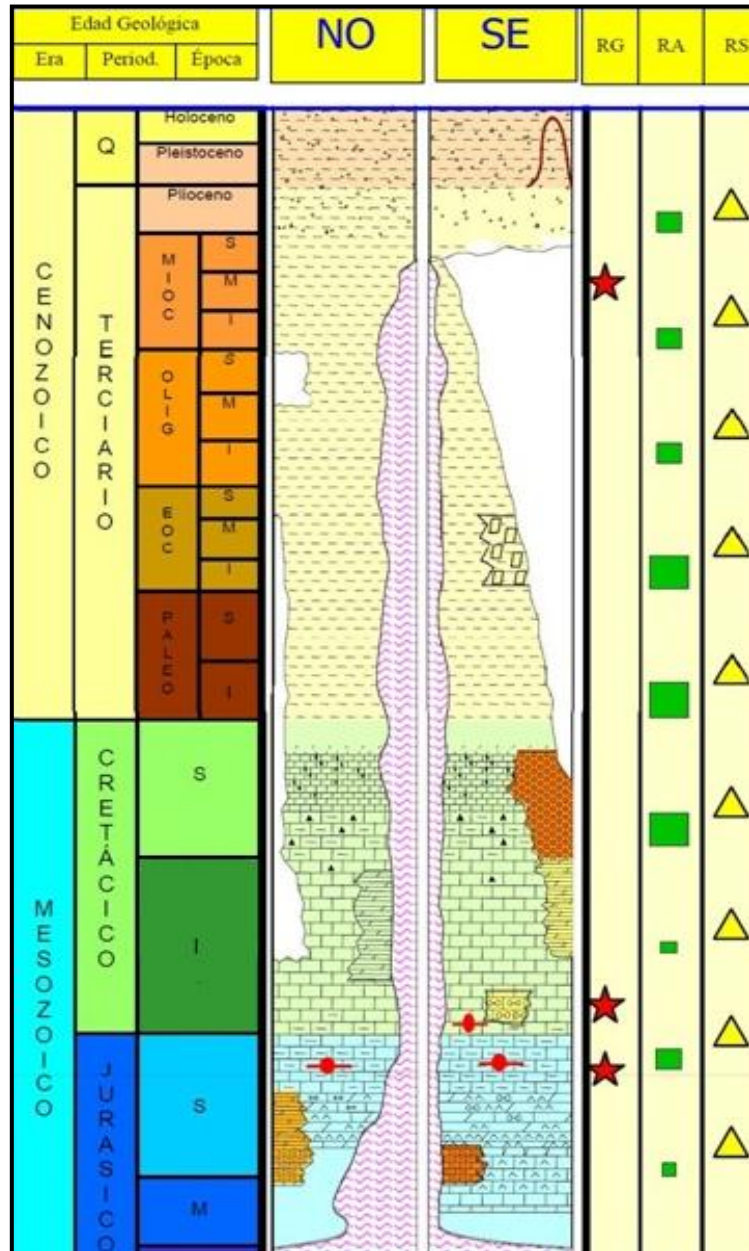


Figura 3.18.- Columna Estratigráfica del área Chiapas Tabasco. RG=Roca Generadora, RA=Roca almacén, RS=Roca Sello (Tomada de Martínez, 2005).

El área Chiapas-Tabasco corresponde con un horst que afecta a las rocas Cretácicas principalmente, con pliegues buzando al Noroeste y una cubierta de secuencias Cenozoicas, considerándose como continuación de los plegamientos del Anticlinorio Norte de Chiapas, cuyas culminaciones ocurren en las áreas donde se localizan los campos petroleros Complejo Antonio J. Bermúdez, Cactus y Sitio Grande. Sus límites son elementos estructurales y fisiográficos denominados Falla Frontera y Cuenca de Macuspana al Oriente, falla Comalcalco y domos en la Cuenca Salina al Poniente, plegamientos frontales o de la Sierra de Chiapas al Sur y la plataforma continental del Golfo de México al Norte (Santiago, 1984). El área presenta dos principales estilos de deformación, el más antiguo relacionado a esfuerzos que causaron compresión y otro, más joven, que deformó con extensión.

Reservas

El área representa la mayor riqueza petrolera del Sureste Mexicano en su sector continental, ya que las reservas son de 15,838 y 4,649 [mmbpce] original y remanente respectivamente. Los Plays más importantes son el Kimmeridgiano con una reserva original de 3, 225 [mmbpce], el Kimmeridgiano Inferior con sistema de fracturas con 2,952 [mmbpce], el Kimmeridgiano Medio compuesto por Carbonatos de Plataforma y dolomías con una reserva original de 7, 031 [mmbpce] y el Kimmeridgiano Superior productora en la brecha calcárea, con 2,054 [mmbpce].

Sistema Petrolero

Los principales sistemas generadores del área son el Tithoniano y el Cretácico Inferior; el Tithoniano es el más importante, se encuentra constituida por calizas arcillosas depositadas en una cuenca carbonatada anóxica con alto contenido orgánico, de un Kerógeno tipo II cuya generación principal es de hidrocarburos líquidos; actualmente está madura (González y Holguín, 1992). En un estudio de los Plays Cenozoicos, realizado en el Activo de Exploración Reforma-Comalcalco, se realizó un modelado geoquímico en el área de Chiapas - Tabasco, el cual dió como resultado la definición de cinco grandes focos de generación (**Figura 3.19**), de los cuales uno de ellos, que se localiza en la porción occidental del área, es de los más productivos, y ha cargado a los grandes campos del área Chiapas-Tabasco.

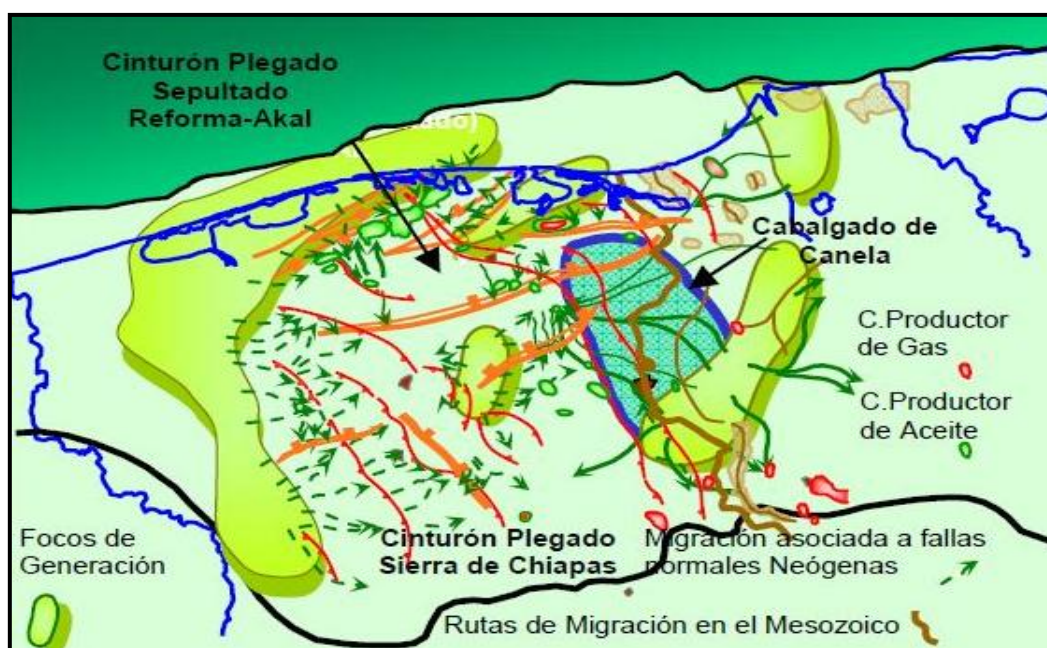


Figura 3.19. Localización de los 5 principales focos de generación en el área Chiapas-Tabasco (Tomada de Martínez, 2005).

COMPLEJO ANTONIO J. BERMÚDEZ Localización

Se encuentra ubicado en la parte sur de la República Mexicana, a 20 kilómetros al noroeste de la ciudad de Villahermosa, entre los meridianos 18° 45' de latitud Norte y -95° 40' de longitud Oeste, en una zona que comparten los estados de Veracruz y Tabasco (**Figura 3.20**). Comprende los campos Cunduacán, Oxiacaque, Samaria, Iride y Platanal, en un área aproximada de 163 Km².

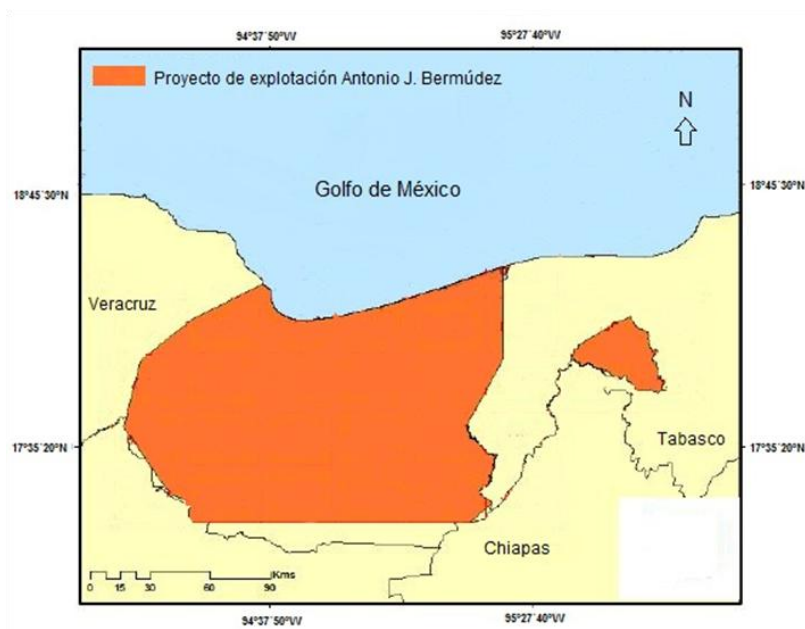


Figura 3.20. Localización del Complejo Antonio J. Bermúdez en la región Sur de México (Tomado de CNH, 2011).

Antecedentes

Gracias a la intensificación de la exploración en el sur de México a partir de 1972, se incrementó a su vez la perforación en rocas carbonatadas del Mesozoico. En 1973, se terminó el pozo exploratorio Samaria-101 siendo productor en carbonatos del Cretácico Superior, un año después el pozo Cunduacán-1 resultó también productor del Cretácico Inferior.

En 1974 en la estructura Iride se descubrieron acumulaciones de hidrocarburos en secuencias sedimentarias del Jurásico Superior (Oxfordiano); la información obtenida a partir de los pozos exploratorios permitió producir en el campo Oxiacaque en 1977; los campos Cunduacán y Oxiacaque alcanzan su máxima producción de aceite en 1978, con 319,000 barriles, por su parte, los campos Iride y Samaria lo logran en 1980 con 352,000 barriles.

Características Geológicas

El complejo se encuentra principalmente en una estructura anticlinal, con orientación de NE a SE, los flancos están alterados por fallas de tipo normal, con intrusión por diapiros salinos; dicha estructura está dividida por fallas normales que la separan en varios bloques (González y Holguín, 1992).

La columna estratigráfica abarca desde el Jurásico Superior al Mioceno Superior. El Calloviano está formado por alternancias entre evaporitas y dolomías, el oxfordiano está compuesto de dolomías color gris claro y café; en el Kimmeridgiano se depositaron dolomías color café claro y crema. El Tithoniano está representado por caliza arcillosa. En el Cretácico Inferior se tienen en la base una secuencia de mudstone, wackestone y calizas arcillosas, que en forma gradual aumenta su dolomitización, llegando a ser dolomías en la parte superior. Para el Albiano-Cenomaniano se tienen dolomías, aunque en la parte superior hay un paquete de wackestone. En la base del Cretácico Superior se encuentra una secuencia de mudstone a wackestone, cambiando hacia la parte superior a brechas y calcarenitas. El Mesozoico está cubierto por una secuencia de lutitas con intercalaciones de arenas y areniscas.

Sistema Petrolero

Las trampas son de tipo estructural, con cierres por fallamiento normal. La roca generadora está compuesta por lutitas bituminosas y calizas arcillosas con abundante materia orgánica del Tithoniano. El sello está formado por rocas terrígenas de grano fino del Cenozoico, cambios de facies locales y por los cierres definidos por fallamiento en cuya zona de falla se tienen microbrechas.

Características del Yacimiento

El yacimiento está ubicado en un conjunto de bloques, con rocas almacenadoras del Jurásico Superior (Oxfordiano), Cretácico Inferior, Cretácico Superior y Paleoceno Inferior. El espesor impregnado es de hasta 420 m, la porosidad fluctúa entre el 6 y 7 %, la saturación de agua del complejo oscila entre 18 y 22 %, la salinidad del agua de formación es de 270 000 ppm y la permeabilidad varía entre 95 y 175 mD. Tiene una temperatura promedio de 130 °C y una presión original de 530 kg/cm². Existe la presencia de un empuje hidráulico así como también se tiene un casquete de gas secundario.

Reservas

El volumen original probado de aceite se ha estimado en 11,015.5 millones de barriles, y el volumen original probado de gas de 14, 290.8 miles de millones de pies cúbicos.

Hasta el 1 de enero de 1999 se habían producido 2225 millones de barriles de aceite y 2894 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Las reservas remanentes al 1 de enero de 2010 (SENER), para el campo Samaria, ascienden a 579.2 (1P), 711 (2P) y 744.5 (3P) mmbpce para el aceite y a 555.8 (1P), 650.1 (2P) y 657.6 (3P) mmmpc para el gas natural. En total, las reservas del complejo, para la misma fecha, son de 1586.5 (1P), 1936.5 (2P) y 2036.8 (3P) mmbpce, y para el gas natural de 2154.5 (1P), 2519 (2P), 2532.2 (3P) mmmpc.

CAMPO CATEDRAL

Localización

El campo se encuentra en la parte sur de la República Mexicana, a 76 kilómetros al suroeste de la ciudad de Villahermosa, Tabasco. Geológicamente se ubica en la Provincia Geológica de las Cuencas Terciarias del Sureste, y específicamente en el área denominada Chiapas-Tabasco.

Pertenece a la región Sur de Petróleos Mexicanos. Abarca un área de 9.6 km² y es productor de gas y condensado con una densidad de 57 °API (**Figura 3.21**).

Antecedentes

La reinterpretación de la información sísmica realizada en la década de los 70, dió lugar a la propuesta de la perforación de un pozo exploratorio en la estructura Catedral; dicho pozo, es el Catedral-1 que se perforó en 1991 dando como resultado la producción de gas y condensado. La producción diaria inicial fué de 377 barriles de aceite y 2.48 millones de pies cúbicos de gas natural. Para el año de 1997, la producción llegó a niveles de 7,600 barriles y 158 millones de pies cúbicos de gas natural, siendo éstos los más elevados.

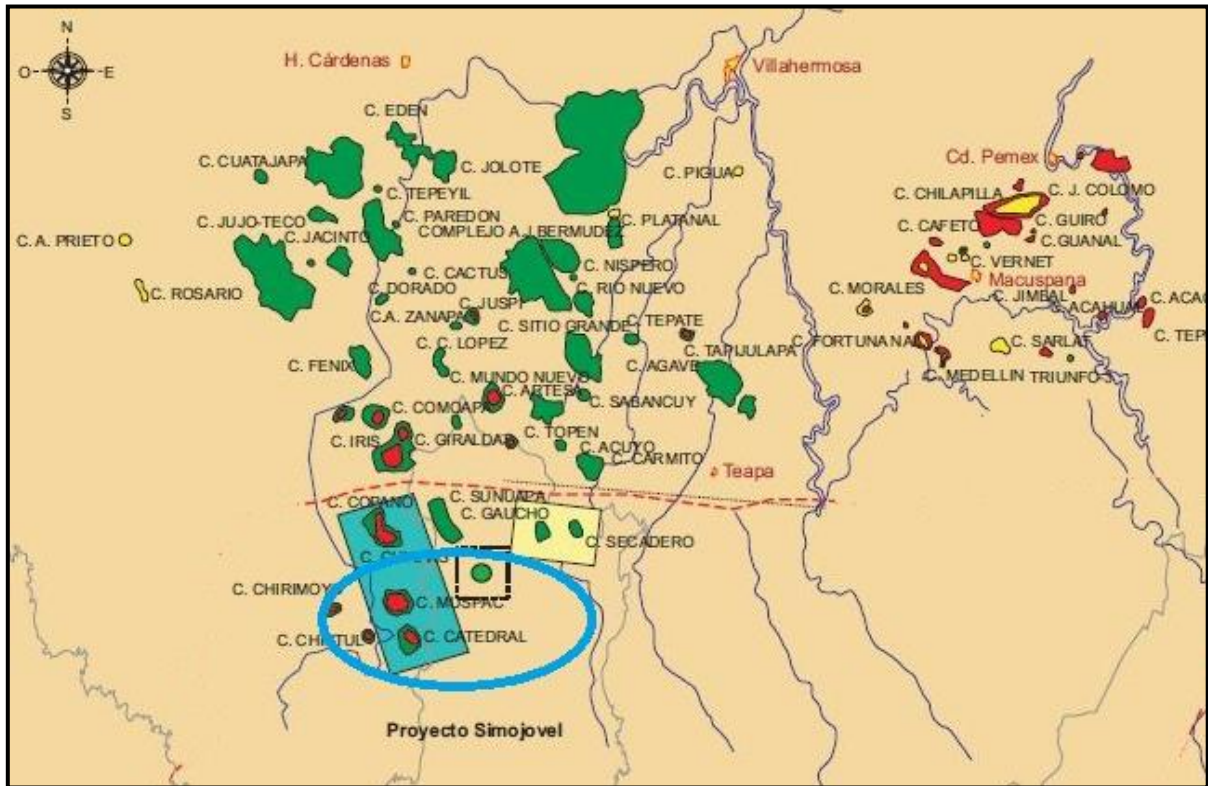


Figura 3.21. Localización del Campo Catedral en la región Sur de México (Tomado de PEMEX, 2004).

Características Geológicas

La columna estratigráfica está formada por secuencias sedimentarias del Albiano-Cenomaniano y Cenozoicas. La base del Albiano está representada por dolomías mesocristalinas, teniendo hacia la cima, en el Cretácico Superior, una alternancia de dolomías con intercalaciones de calizas. Por su parte, el Cenozoico está formado por horizontes de lutitas y areniscas (PEMEX, 2004).

Sistema Petrolero

La trampa corresponde a una de tipo estructural, constituida por dolomías y calizas dolomitizadas fracturadas. La principal roca generadora son las lutitas bituminosas y las calizas arcillosas, con abundante materia orgánica del Tithoniano. El sello lo forman las rocas arcillosas del Cenozoico, y también los cierres por la presencia de fallas en cuyos planos se tiene millonita y blastomilonita. Los cambios de facies, también constituyen importantes barreras al flujo.

Características del Yacimiento

Las rocas que componen el yacimiento son carbonatos que debido al fracturamiento y a la diagénesis aumentaron significativamente su porosidad y permeabilidad. El espesor impregnado promedio es de 231 metros, la porosidad varía entre 12 y 14 %. La permeabilidad tiene un valor de 100 mD; por su parte la saturación de agua es de 14 %. El mecanismo de empuje predominante es el asociado a un acuífero activo. La presión original fue de 298 kg/cm² y la temperatura de 101 grados centígrados (PEMEX, 2004).

Reservas

Se ha estimado un valor de 154 millones de barriles para el volumen original probado de aceite. Para el gas, el volumen original fué de 873.4 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Hasta el 1 de enero de 1999 se habían producido 8.6 millones de barriles de aceite y 148.3 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Para el 1 de enero de 2010, las reservas remanentes probada (1P) y probable (2P) fueron de 7.8 y 8.5 mmbpce, respectivamente. Para el nivel 3P, las reservas son nulas. Las reservas remanentes de gas natural 1P y 2P son de 30.6 y 33.1 mmmpc (SNIH, 2010).

CAMPO CHIAPAS-COPANÓ

Localización

Se encuentra ubicado en el Sureste de la República Mexicana, a 70 kilómetros al suroeste de la ciudad de Villahermosa, Tabasco. Pertenece al a la región Sur de México y se extiende sobre un área de 23 km² (**Figura 3.22**).

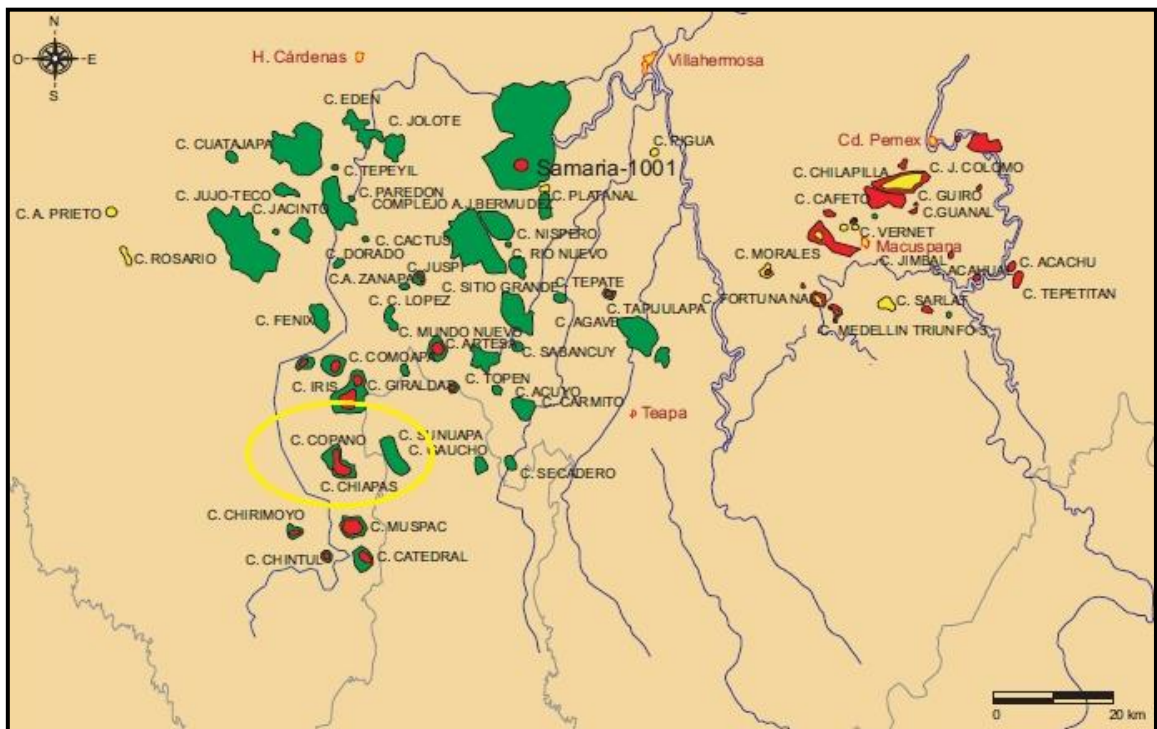


Figura 3.22. Localización del campo Chiapas-Copanó en el Sureste de la República Mexicana (Tomado de PEMEX, 2005).

Antecedentes

La aceleración de las actividades de exploración así como las de perforación en la región de Chiapas-Tabasco, contribuyó a la identificación de las rocas almacenadoras de petróleo en las secuencias del Mesozoico. En el año de 1977 se terminó el pozo Copanó-1, siendo éste productor de gas y condensado en rocas del Cretácico Superior. Dos años más tarde, se llevó a cabo la perforación del pozo Chiapas-1, en un alto estructural adyacente al campo Copanó-1.

Los problemas mecánicos presentes condujeron al abandono del pozo y a la perforación de un segundo pozo (Chiapas-1A). Una nueva reinterpretación ayudó en la definición de una estructura separada por dos fallas, con 3 bloques principales (PEMEX, 1999).

Características Geológicas

La columna estratigráfica del campo está representada por secuencias sedimentarias del Cretácico Superior y hasta el Cenozoico. La base del Cretácico Superior es de packstone con cambios graduales a grainstone. Por su parte, el Cenozoico está formado por lutitas con intercalaciones de arenas y areniscas de granos finos a medios.

Sistema Petrolero

La trampa para el yacimiento del Cretácico Superior corresponde a una de tipo estructural. Está formada por un grainstone, afectada por fallas tanto inversas como normales, que corresponden a dos fases de deformación diferentes. La roca generadora se compone de lutitas bituminosas y calizas arcillosas que presentan abundante materia orgánica del Tithoniano. Un espesor considerable de lutitas del Paleoceno forma el sello para el Yacimiento del Cretácico Superior.

Características del Yacimiento

El yacimiento del Cretácico Superior está constituido por un grainstone, de buena porosidad primaria y secundaria, ésta última es consecuencia del fracturamiento.

El espesor promedio es de 152 m, la porosidad del 11%; la saturación de agua es del 21% y tiene una permeabilidad de 100 mD. La presión inicial del yacimiento fue de 491 kg/cm² y la temperatura de 126 °C (PEMEX, 2005).

Reservas

El volumen original probado de aceite en el campo fué estimado en 236.4 millones de barriles, y para el gas natural fué de 1631.2 miles de millones de pies cúbicos. Hasta el 1 de enero de 1999 se habían producido 96.3 millones de barriles de aceite y 946.8 miles de millones de pies cúbicos. Al 1 de enero de 2011 sólo hay estimaciones de las reservas 1P, con un valor de 35.3 mmbpce. Para la misma fecha, la reserva remanente de gas natural asciende a 92.9 mmmpc (SNIH, 2011).

CAMPO BRICOL

Está localizado a 13 kilómetros al Oeste de la ciudad de Comalcalco, Tabasco, pertenece al Activo Integral Bellota-Jujo (**Figura 3.23**). Corresponde a una estructura asimétrica con 3 altos estructurales de orientación Noroeste-Sureste. Cuenta con pozos a nivel Jurásico Superior (Kimmeridgiano), en promedio produce 17,500 barriles por día de aceite volátil de y 23 millones de pies cúbicos de gas.

Características Geológicas

La perforación de pozos ha permitido descubrir una columna estratigráfica que va desde el Kimmeridgiano, hasta secuencias de edad Plioceno-Pleistoceno.

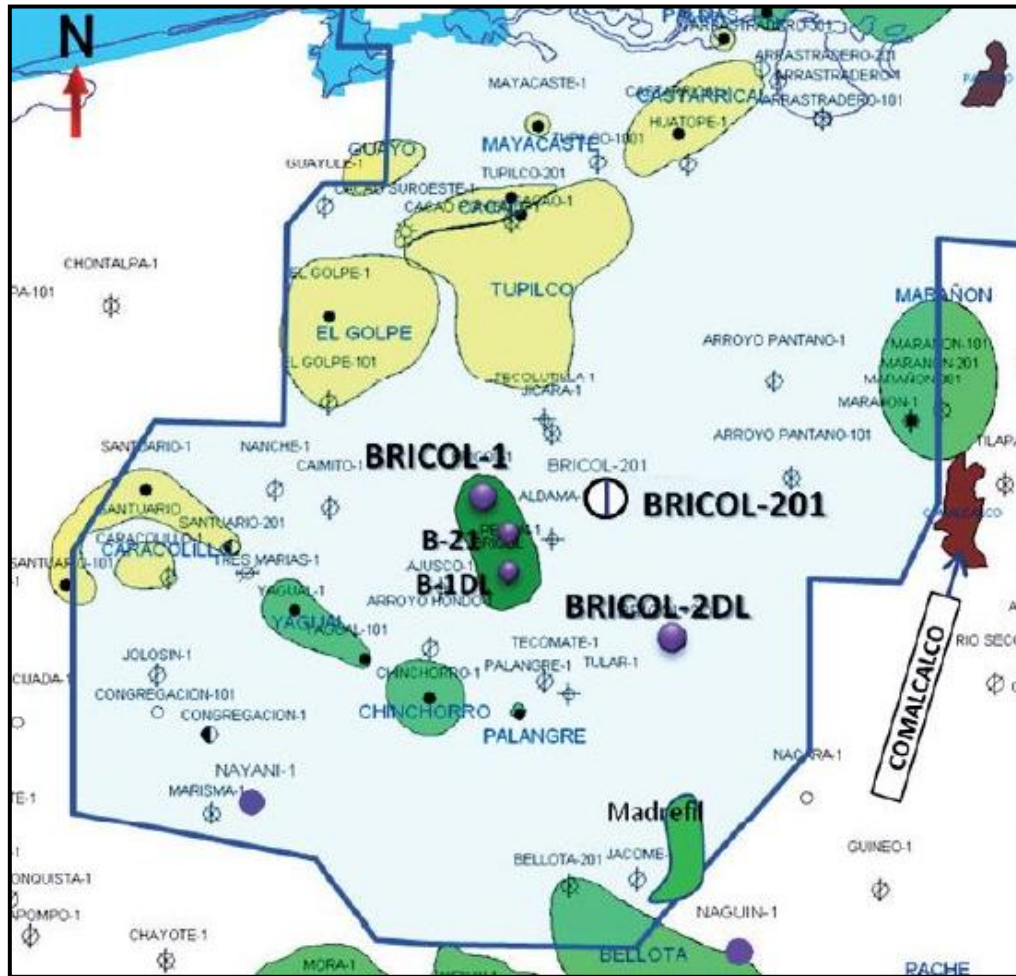


Figura 3.23. Ubicación Geográfica del campo Bricol (Tomado de PEMEX, 2011).

Sistema Petrolero

Para el Kimmeridgiano, en el bloque I prevalecen los intervalos de packstone de bioclastos recristalizados con microfracturas, con alternancia de mudstone-wackestone y en menor proporción secuencias de grainstones oolíticos de rampa interna. En el Bloque II, en la parte del pozo Bricol 2DL, a partir de una profundidad de 6,550 m desarrollados se tiene una columna de dolomía mesocristalina con microfracturas. Para el Albiano-Cenomaniano, la columna presenta mudstone plantónico y bioclastos (**Figura 3.24**).

La geoquímica de la región, indica la presencia de dos subsistemas de generación, una del Cretácico Inferior y otra del Tithoniano. Para el campo Bricol, la generación proviene de secuencias arcillosas-calcareas del Jurásico Superior, los que tienen una afinidad a ambientes marino-carbonatados, con arcillas depositadas en condiciones de rampa (PEMEX, 2011).

El sello para el Albiano-Cenomaniano está representado por margas y lutitas del Cretácico Superior y Paleógeno. El sello para el Kimmeridgiano lo constituyen las secuencias arcillo-calcareas de cuenca del Tithoniano. Las trampas a nivel Mesozoico son del tipo estructural.

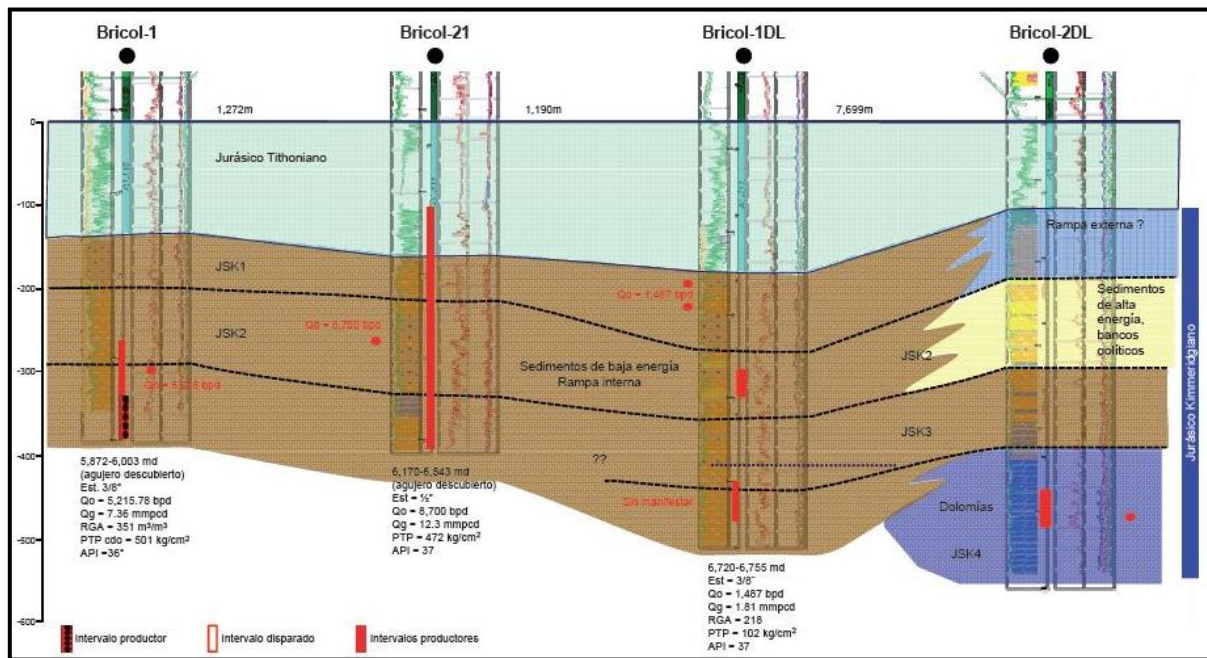


Figura 3.24. Sección estratigráfica en el campo Bricol (Tomado de PEMEX, 2011).

Características del Yacimiento

El yacimiento del Kimmeridgiano está constituido por packstone de bioclastos recristalizado, con microfracturas, el que se alterna con algunos intervalos de mudstone-wackestone y grainstone de oolitas de un ambiente de rampa interna (PEMEX, 2011).

Reservas

El Sistema Nacional de Información de Hidrocarburos (SNIH), de la Secretaría de Energía, informa que las reservas probadas (1P), probables (2P) y posibles (3P) al 1 de enero del 2010 son respectivamente, de 12.2, 22.5 y 49.1 mmbpce. La edición 2011 de las Reservas de Hidrocarburos de México, señala valores de 31.4 y 163.2 mmbpce como reservas 1P y 2P.

3.2. CAMPOS INTERNACIONALES

3.2.1. ARRECIFE CAPITÁN

Localización

El Arrecife Capitán se localiza en el Oeste de los estados de Texas y Nuevo México, en los Estados Unidos de Norte América (**Figura 3.25**); es un arrecife de edad Pérmico y se formó alrededor de los márgenes de la Cuenca Delaware, siendo paralelo a los bordes oriental y occidental de la cuenca en dos franjas y bordeándola hacia el norte en el Estado de Nuevo México; la amplitud de las franjas es de 8 a 22 km de ancho. Representa el sistema de carbonatos de plataforma más conocido alrededor del mundo, sin embargo a pesar de más de 6 décadas de estudio, la naturaleza y el origen del perfil de la plataforma así como la profundidad de las aguas en que creció el arrecife, no han sido comprendidas del todo (Hunt y Fitchen, 2002).

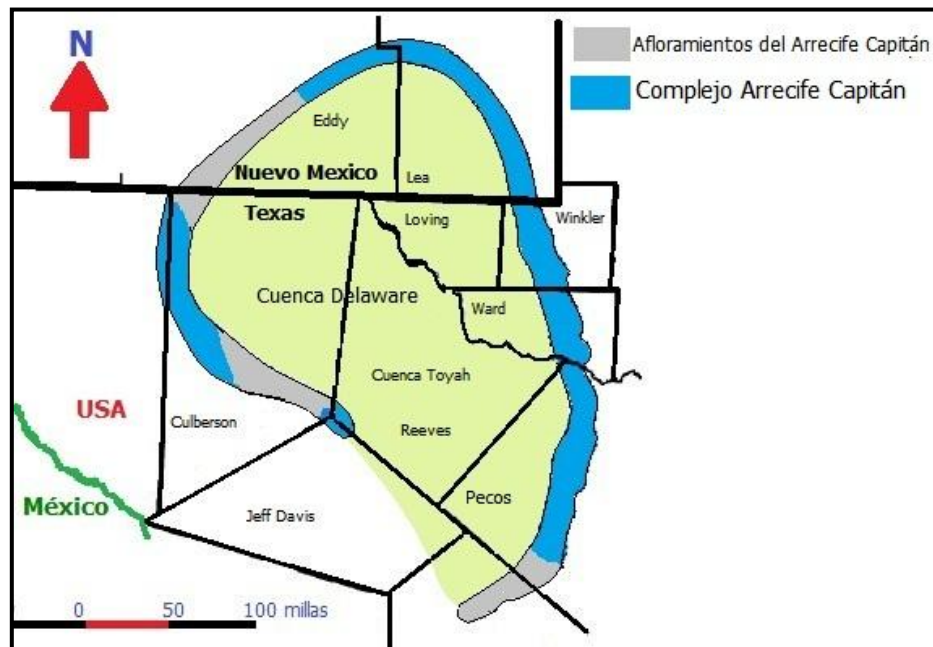


Figura 3.25. Esquema representativo del complejo Arrecife Capitán al Oeste de Texas y Nuevo México (modificado de Creel, 2008).

HISTORIA GEOLÓGICA DEL ARRECIFE

En el periodo Pérmico (hace 280-225 millones de años) Nuevo México y Texas se localizaban en la costa de un súper continente, con un mar somero formado fuera de la costa principal, separado por un arrecife que actualmente constituye la Cuenca Delaware. Numerosos estudios sedimentológicos, estratigráficos y paleontológicos han proporcionado estimaciones de los rangos de profundidad en que se desarrolló el arrecife, el cual tiene un pobre contenido de algas, esponjas y pequeñas colonias de animales llamados briozorios en las rocas calcáreas (estratos inferiores) a ricos en algas (estratos medios) y a cementantes ricos en algas que dominan la parte superior del arrecife. Estos cambios se utilizan como un medio para explicar la somerización del arrecife a través del tiempo (Hunt y Fitchen, 2002).

Los estratos que conforman el Arrecife Capitán tienen características representativas, que permiten inferir el medio ambiente de depósito en el tiempo geológico. Las variaciones en el ambiente se presentan desde la parte frontal hasta la parte posterior del arrecife. Los estudios realizados por Dutton (1990) en una sección transversal (**Figura 3.26**) que corta un segmento representativo del arrecife permitieron demostrar la teoría propuesta anteriormente, de tal forma que la secuencia estratigráfica se puede dividir en tres grupos:

- La plataforma del Pérmico
- El margen del Arrecife Capitán (que es el segmento del arrecife en sí)
- La Cuenca de relleno

Las facies de plataforma del Pérmico consisten de sedimentos carbonatados y evaporitas de baja permeabilidad (yeso y sal de roca), donde la porosidad es dependiente de las fracturas (porosidad secundaria). Las facies del margen del arrecife consisten del arrecife por sí mismo que tiene una porosidad y permeabilidad relativamente alta (Creel, 2008).

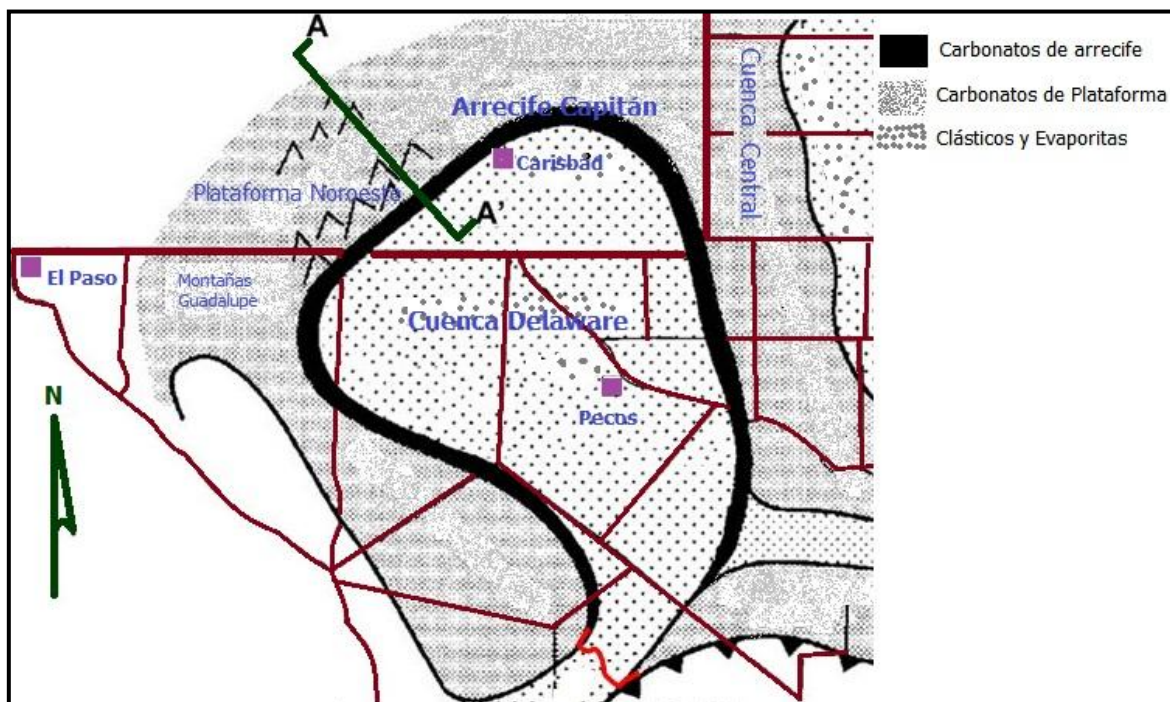


Figura 3.26. Distribución en planta del Arrecife Capitán en el área de Nuevo México (Tomada de Creel, 2008).

Las permeabilidades en la secuencia del arrecife son más altas en los estratos asociados con la Cuenca Pérmica. Las facies en la cuenca de relleno consisten de sedimentos siliciclásticos de muy baja permeabilidad (por ejemplo lodo y arenisca de grano fino) por lo que tienen valores muy bajos de porosidad y permeabilidad. La distribución de facies obtenida por Dutton se muestra en la **Figura 3.27**. El arrecife capitán es informalmente dividido en las partes inferior, medio y superior, que son equivalentes a las formaciones Siete Ríos, Yates y Tansill. Los arrecifes que forman montículos crecieron sobre la depresión de una rampa carbonatada, que existió antes de que el oeste de la Cuenca Pérmica fuera segmentado hacia el Noroeste de la Plataforma y la Cuenca Delaware.

Los yacimientos se encuentran en rocas almacenadoras que corresponden con biohermos compuestos de algas, corales y foraminíferos; también se encuentran en calizas Wackestone y Packstone (Harris, 1990).

El crecimiento de los biohermos se realizó sobre estructuras preexistentes. Los sellos son intercalaciones de lutitas marinas, los yacimientos más grandes son internamente complejos y presentan variaciones laterales de porosidad (Thornton y Gaston, 1967).

Las principales fuentes de controversia en relación con el ambiente de depósito en el arrecife, pueden atribuirse a la incertidumbre, a la falta o ausencia de estructuras primarias y al abundante lodo calcáreo que se encuentra formando parte de la fábrica de las rocas que componen a esta unidad (Kirkland y Moore, 1996).

Muchos investigadores infieren o piensan que las esponjas calcáreas erguidas típicas del Arrecife Capitán actuaron como bafflers (Dispositivos estáticos que regulan u obstaculizan el flujo de fluidos o sedimentos), en lugar de verdaderas estructuras de crecimiento (Achauer, 1969).

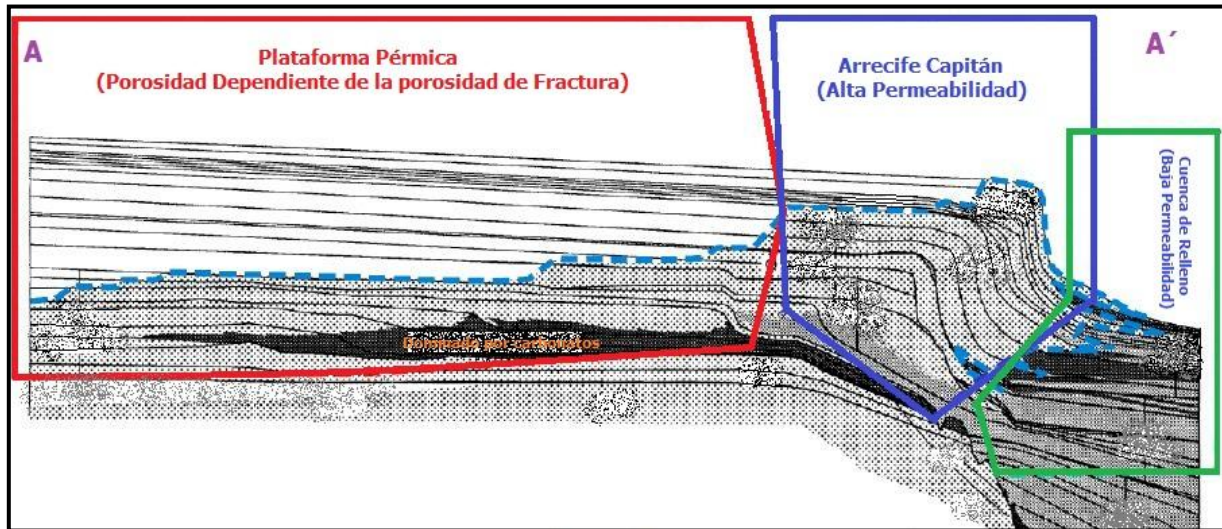


Figura 3.27. Sección transversal (A-A') marcada en la figura 3.28, que corta al arrecife Capitán en su porción noreste en el estado de Nuevo México (Modificado de Creel, 2008).

La preponderancia de las esponjas y lodo calcáreo que domina la fábrica de las rocas, ha llevado a muchos geocientíficos a visualizar a todo el Arrecife Capitán como un sistema de aguas profundas de montículos calcáreos “mud mounds system” más que una verdadera estructura de arrecifes. Esta interpretación llevó a los geocientíficos a reconsiderar la geometría del complejo de arrecifes, como montículos de aguas relativamente profundas, o a un modelo de montículos de plataforma (Dunham, 1972).

Detallados estudios paleo-ecológicos posteriores por Kirkland y colaboradores (1998) y Wood y colaboradores (1994; 1996) han confirmado que el Capitán fue una red de arrecifes resistente a las olas, formado bajo condiciones de moderada a alta energía en aguas de someras a profundidad media. La característica distintiva de la unidad, es la identificación en el arrecife de cavidades que van de pequeñas a grandes, apoyando una diversidad de fauna criptica de esponja calcárea que se desarrollan como criptobiontes colgantes unidos a las paredes y techos de las cavidades litificadas (**Figura 3.28**). En la **Figura 3.28(A)**, donde la flecha indica hacia arriba, corresponde con la fotografía un briozoo que es cortado en una sección lateral (blanco - forma tipo red) y en una sección transversal (puntitos blancos). La esponja ubicada al centro de la imagen estaba unida a los briozoos y colgada debajo de ellos. La micrita se acumuló sobre el mismo briozoo, de modo que este briozoario forma el techo de una cavidad y la base de otra; las finas capas de color gris claro son *Archaeolithoporella* que se encuentran incrustados a las esponjas y briozoos. La aragonita botrioidal (cementante) rellena la mayoría de los espacios porosos restantes. En la **Figura 3.28(B)** las esponjas y briozoos forman la estructura del arrecife, la *Archaeolithoporella* constituye las incrustaciones primarias más comunes, mientras que las incrustaciones secundarias son la micrita microbiana; la abundante aragonita botrioidal junto con la calcita fibrosa que en menor cantidad llenan los espacios porosos restantes (Moore, 2001). Los briozoarios, esponjas calcáreas y posiblemente las algas rojas forman la red de estructuras principales que originaron el sistema de porosidad del arrecife.

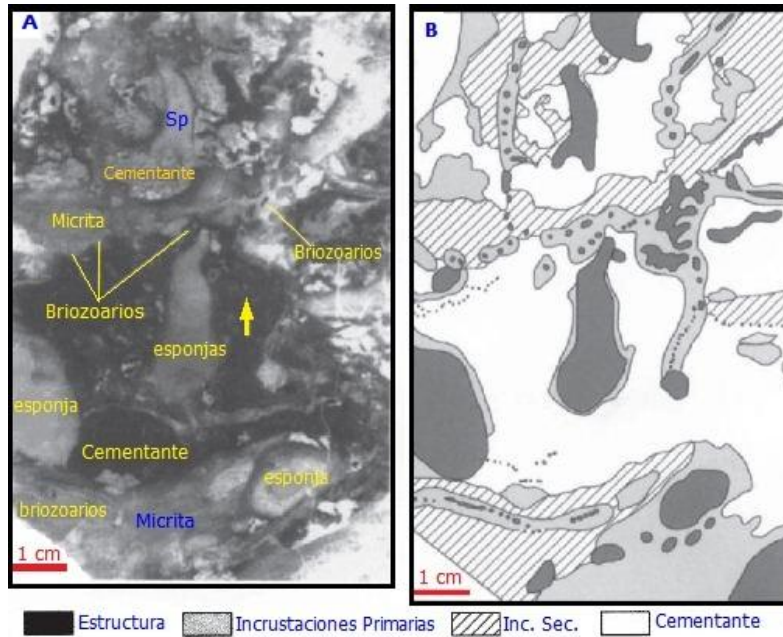


Figura 3.28.- (A) Microfotografía de una lámina delgada del Arrecife Capitán Medio del Cañón McKittrick del Parque Nacional Guadalupe. (B) Línea de contorno de la placa mostrada en la sección A (Tomado de Moore, 2001).

El cementante, y las costras microbianas granuladas forman las incrustaciones secundarias que se suman a la masa de los arrecifes. Las restantes estructuras donde se tiene porosidad, se encuentran rellenas de pellets, sedimentos de gravedad, cementantes marinos internos, cementantes microbianos, cementos marinos de aragonita y cementos de calcita (**Figura 3.29**).

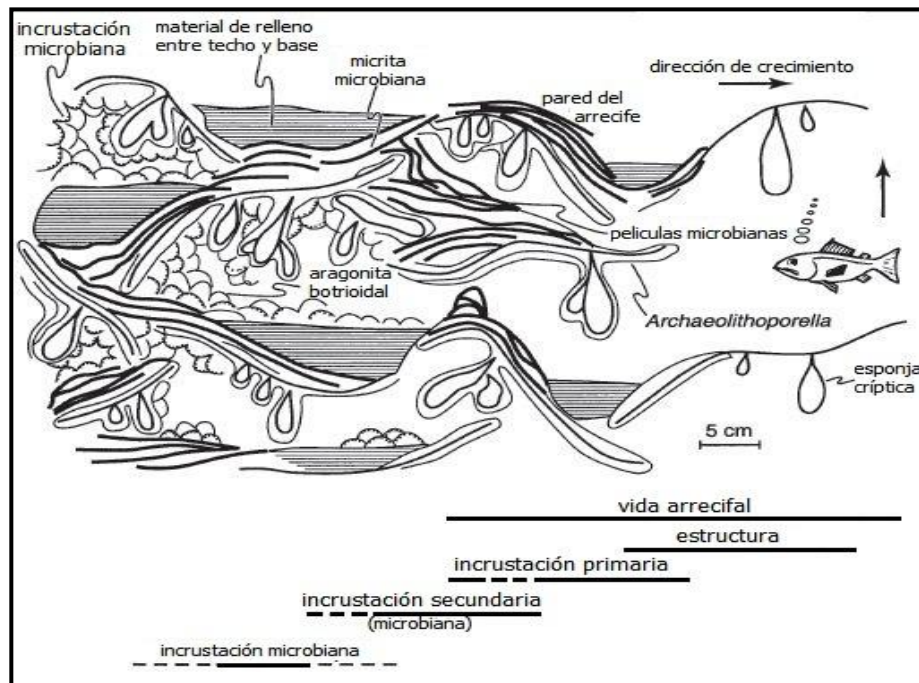


Figura 3.29. Diagrama esquemático que muestra una sección transversal de la vida dentro de las paredes del Arrecife Capitán (Tomado de Moore, 2001).

La cementación marina y la sedimentación interna durante y poco tiempo después de la depositación destruyeron casi todas las estructuras originales. A la derecha de la **Figura 3.29** se muestra la cuenca en aguas abiertas, las paredes del arrecife se encuentran cerradas verticalmente, los bordes exteriores de las cavidades en las paredes del arrecife se alinearon por las *Archaeolithoporella* (líneas delgadas). En las secciones más oscuras de las cavidades están incrustadas biopelículas microbianas (líneas más gruesas) que fueron el sitio de acumulación y / o precipitación de la micrita peloidal microbiana; las líneas horizontales representan los geopetal (referente al techo y base al momento de formarse) compuestos por sedimentos internos a menudo con incrustaciones de aragonita botrioidal.

ESTRATIGRAFÍA

El complejo de Arrecifes Capitán tiene una característica forma de herradura en los márgenes de la cuenca Delaware (**Figura 3.30**) y consiste principalmente de caliza fosilífera de color blanco; el complejo de arrecifes combina la secuencia de Caliza La Cabra, la Caliza Capitán, y la Caliza Carlsbad (Hiss, 1975), con una tendencia de facies que va de la parte frontal del arrecife hacia la parte posterior.

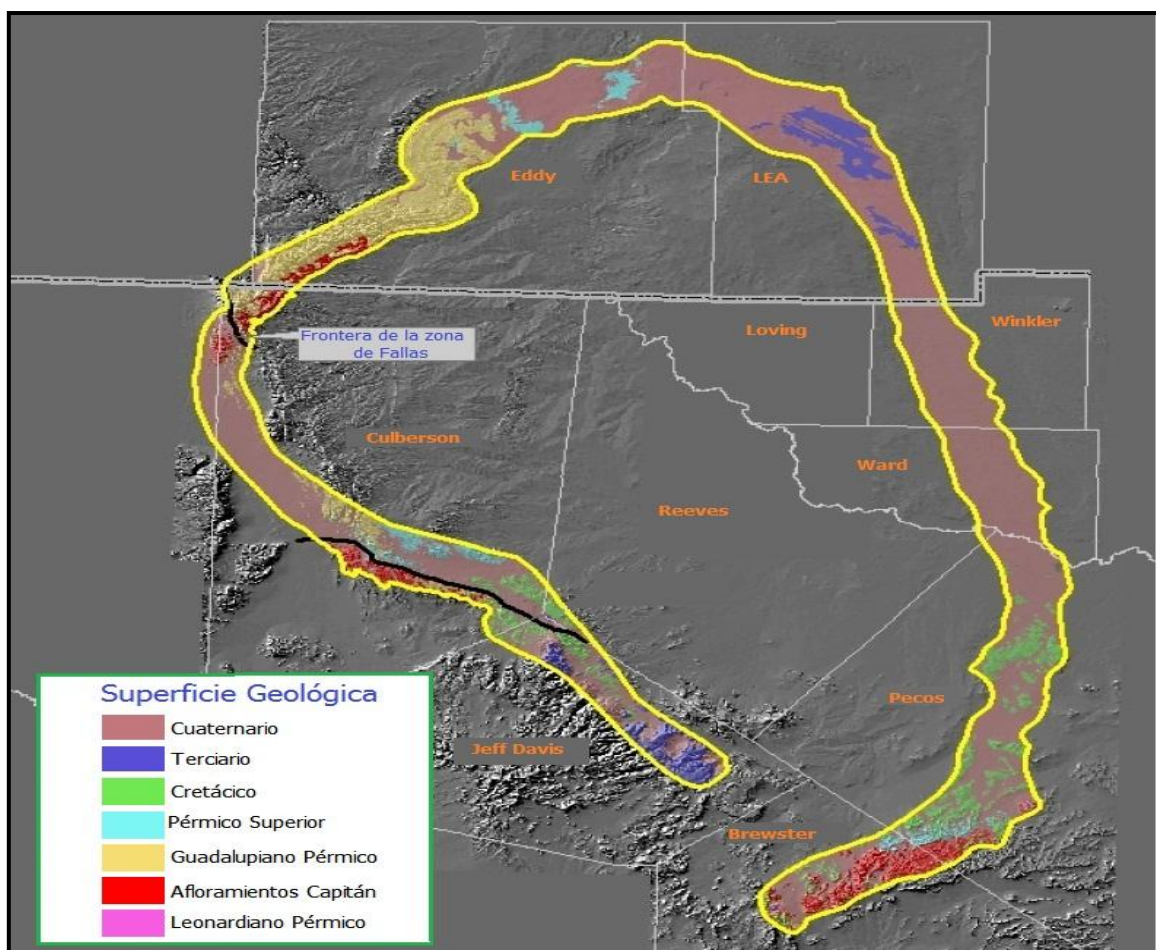


Figura 3.30. Forma del complejo de Arrecifes Capitán, y distribución de la edad geológica de sus sedimentos (Tomada de Allan y Steve, 2009).

La Serie Ochoan representa el relleno con depósitos de evaporitas de la Cuenca Delaware, donde las series de tiempo son comúnmente empleadas como términos descriptivos en los registros de los yacimientos de aceite y gas (**Figura 3.31**).

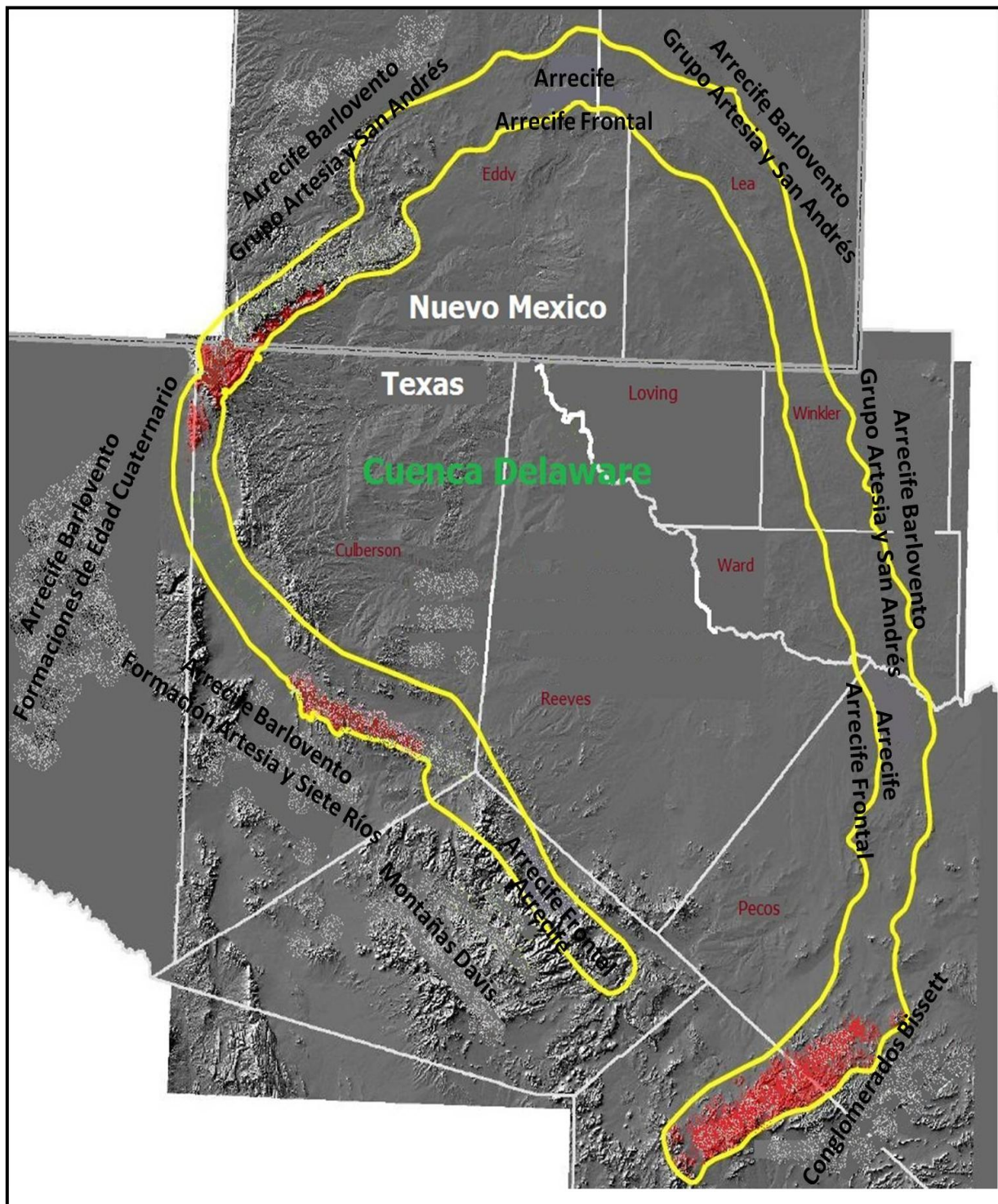


Figura 3.31. Relación de la extensión areal de las facies de carbonatos y los límites laterales de las formaciones geológicas o grupos (Tomada de Allan y Steve, 2009).

Kirkland y colaboradores (1998) interpretaron que el arrecife Capitán Medio, es el resultado de una depositación en aguas someras con un rango de profundidad de entre 10 y 140 metros.

La parte posterior del arrecife se compone de calizas masivas y calizas yesíferas que consisten el Grupo Artesia (las formaciones Yates, Reina, Siete Ríos, y Grayburg). Las facies de arrecife frontal consisten de evaporitas, estratos delgados de caliza, lutitas y arenisca. Los sedimentos depositados en la época Leonardiana constituyen actualmente la base del complejo de arrecifes Capitán.

La Serie Guadalupiana representa la configuración deposicional de la Cuenca Delaware y el desarrollo del complejo de arrecifes Capitán. El Capitán Medio se apoya sobre una gran estructura de cavidades, una diversidad de fauna criptobiótica y grandes volúmenes de cementantes botrioidales y microbianos.

El Capitán Superior se interpreta que fue depositado bajo un ambiente mucho más somero y condiciones de alta energía (1 a 10 metros de tirante de agua), debido a que este muestra una red de cavidades más pequeñas, relacionadas a delgadas estructuras de algas rojas e incrustaciones microbianas con escasas estructuras dentríticas (**Figura 3.32**).

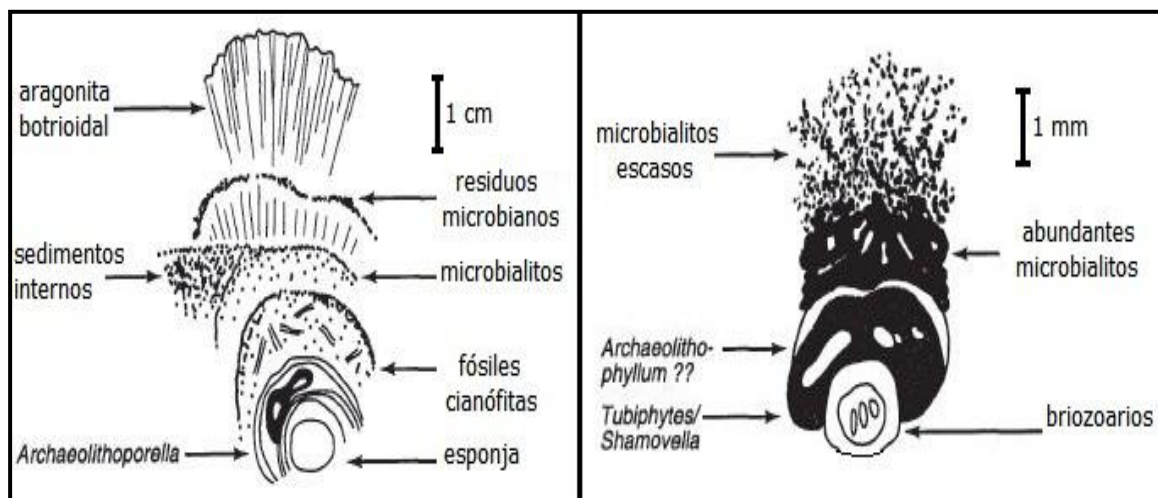


Figura 3.32. Diagrama esquemático que ilustra los ciclos microestratigráficos idealizados para el Arrecife Capitán Medio (arriba) y la parte del Arrecife Capitán Superior (abajo), (Tomado de Moore, 2001).

La red de estructuras de porosidad del arrecife Capitán Medio y Superior es ampliamente ocluida (cerrar un conducto u orificio de modo que no se pueda abrir naturalmente), originado por los procesos diagenéticos marinos tempranos. Kirkland y colaboradores (1998) proponen que estos procesos, fueron dominados principalmente por la actividad microbiana.

Para realizar un análisis del complejo de arrecifes capitán, es necesario el entendimiento sobre el origen de las secuencias deposicionales de la Cuenca Delaware y las características de las

rocas subyacentes y suprayacentes; por lo que se desarrollará a continuación una breve descripción estratigráfica de las formaciones más antiguas (base), a las más jóvenes (cima), las que se muestran en la **Tabla 3.5**. En seguida se mencionan las principales características de las secuencias sedimentarias relacionadas al Arrecife Capitán.

GRUPO ARTESIA

El Grupo Artesia incluye las formaciones de la parte posterior del arrecife (de la más joven a la más antigua): Tansill, Yates, Siete Ríos, Reyna y Grayburg (**Tabla 3.5**). Todas estas formaciones gradualmente gradan hacia el complejo de Arrecifes Capitán (Allan y Steve, 2009).

Las formaciones que componen al Grupo Artesia tienen cambios rápidos en sus facies laterales ya que cambia a depósitos cíclicos de arenisca, arena dolomítica y dolomía; las formaciones Grayburg y Reyna gradan hacia las calizas de "Goat Seep", mientras que las formaciones Siete Ríos, Yates y Tansill gradan hacia las Calizas Capitán; las características de estas formaciones son:

- **La Formación Grayburg** constituye la base del Grupo Artesia, que se superpone a la formación San Andrés y subyace a la Formación Reyna. Se compone de intercalaciones de dolomita con capas delgadas de arenisca de grano fino. El espesor total de la formación es de aproximadamente 122 metros (Hill, 1996; Hiss, 1975).
- **La Formación Reyna** es similar a la anterior, pero con una secuencia de areniscas de 30 metros de espesor en la cima de la formación con intercalaciones delgadas de dolomía y arcilla. Debido a la capa superior de arena, el contacto entre la Formación Reyna y la Formación suprayacente (Siete Ríos), es a menudo fácil de identificar; tiene un espesor de hasta 128 metros (Hiss, 1975).
- **La Formación Siete Ríos** Corresponde con una secuencia delgada de dolomita que se encuentra entre la capa de arenisca de la Formación Reyna y la arenisca de la Formación Yates. Lateralmente cambia de evaporitas a facies de carbonatos dentro del complejo de arrecifes Capitán. Los estratos desaparecen a medida que avanzan hacia la Caliza Capitán; tiene un espesor de aproximadamente 152 metros (Hiss, 1975).
- **La Formación Yates** fue nombrada posteriormente como Campo de Aceite Yates en el condado de Pecos, y es el horizonte más ampliamente distribuido en la estructura de contorno de la Cuenca Delaware. Consiste de estratos de limolitas y areniscas, con un espesor aproximado de entre 91 y 121 metros en las vecindades del borde del arrecife (Hill, 1996; Hiss, 1975).
- **La Formación Tansill** es una unidad concordante que se superpone a la Formación Yates cerca del borde del arrecife. Consiste principalmente de yeso, arcilla roja y evaporitas que gradan lateralmente a dolomías, con un espesor que aumenta de 30 a 91 metros cerca del margen de arrecifes.

Período/Época o Serie	Montañas Apache		Montañas Guadalupe		Montañas Cristal	
	Arrecife Barlovento	Arrecife	Arrecife Barlovento	Arrecife	Arrecife Barlovento	Arrecife
Cuaternario - Cenozoico	Depósitos de edad Cenozoico y Cuaternario		Depósitos de edad Cenozoico y Cuaternario		Depósitos de edad Cenozoico y Cuaternario	
Cretácico					Depósitos de edad Cretácico	
Triásico					Bisset	
Permico/Ochoan			Rustler* Saldo* Castile*			
Pérmico/Guadalupiano	Grupo Artesia		Tansil	Complejo de Arrecifes Capitán	Calizas Capitán	Gilliam
	Grupo Artesia		Yates			
Pérmico/Leonardiano	Grupo Artesia		Siete Ríos	Complejo de Arrecifes Capitán	Dolomías	Sedimentos del Leonardiano
	Grupo Artesia		Reynal/Grisburg			
	Cañón de la Cereza		San Andres Superior	Cañón de la Cereza		
	Yeso		Pico Victorio			
	Cañón de la Cereza					Vidrio
	Munn					Tessey

Tabla 3.5.- Resumen de las formaciones geológicas y grupos que constituyen el complejo de Arrecifes Capitán (modificado de Allan y Steve, 2009); son formaciones del complejo de Arrecifes Capitán que se encuentran entre las montañas Cristal y Guadalupe en USA.

La **Figura 3.33** corresponde con una muestra del Capitán Medio, el cual se interpreta como un ambiente de condiciones tranquilas en la parte más profunda del arrecife; en contraste, la muestra del Capitán Superior se interpreta como un ambiente que se formó en condiciones agitadas en las partes más someras del arrecife.

El modelo geológico del complejo de arrecifes Capitán [arrecife frontal, arrecife (centro) y arrecife posterior] fue descrito en detalle por King (1948), mismo que fue ilustrado posteriormente por Melim y Scholle (1999).

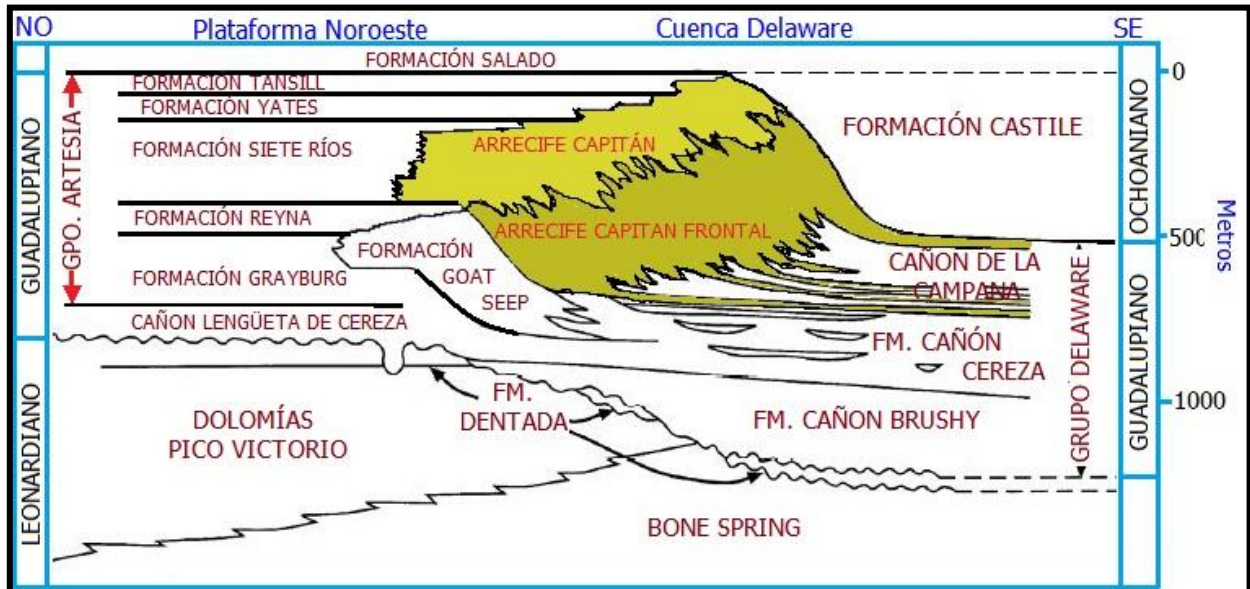


Figura 3.33. Principales características del modelo geológico para el complejo de arrecifes Capitán (modificado de Melim y Scholle, 1999).

CALIZAS BONE SPRING

Las calizas "Bone Spring" son parte de la serie Leonardiana y consisten principalmente de estratos delgados de pedernal intercalados con la caliza; el espesor total es de entre 457 y 700 metros, en general estas secuencias corresponden a los bordes de la Cuenca Delaware y también pertenecen a la base del complejo de Arrecifes Capitán. Al oeste del complejo de arrecifes y hacia el borde de la cuenca, estas calizas gradan hacia las calizas del Pico Victorio (calizas grisáceas) y el miembro de Yeso de la formación Leonard (Dietrich, 1983).

FORMACIÓN SAN ANDRÉS

La Formación San Andrés fue depositada durante el periodo Guadalupiano, el cual ha sido subdividido en la Formación San Andrés Superior e Inferior. La mitad inferior se llama miembro inferior de caliza con pedernal y la mitad superior se denomina como miembro superior de caliza sin pedernal; el espesor total de la Formación San Andrés varía de 213 a 304 metros, que se formó en una plataforma extendida de depósitos carbonatados principalmente en Nuevo México y parte del Oeste de Texas (Kerans, 1994).

COMPLEJO DE ARRECIFES CAPITÁN

Para propósitos prácticos, el complejo de Arrecifes Capitán es definido como calizas arrecifales constituidas por rocas que incluyen las Calizas “Goat Seep”, Capitán y Carlsbad. El complejo está compuesto de estratos masivos de calizas fosilíferas que van del color blanco al gris; los cuales gradan a los depósitos localizados en el frente y parte posterior del arrecife. Los cambios dentro de los depósitos del arrecife frontal son abruptos, con un contacto geológico bien definido; sin embargo, los depósitos del arrecife de la parte superior presentan un cambio más transicional, por lo que resulta difícil la identificación de un contacto geológico. Las rocas que componen el complejo de arrecifes han sido localmente dislocados por una falla, consecuentemente no forman un yacimiento continuo, sino más bien una serie de yacimientos de alta permeabilidad (Hill, 1996; Hiss, 1975).

El complejo de Arrecifes Capitán del Pérmico se encuentra expuesto en las Montañas Guadalupe al oeste de Texas y Nuevo México, donde los afloramientos forman parte del margen occidental de la Cuenca Delaware. La secuencia que aflora se acumuló en la margen de la plataforma en las facies de arrecife, equivalente a una plataforma interior limitada por las formaciones Siete Ríos, Yates y Tansil. El Arrecife Capitán (**Figura 3.34**) evolucionó a partir de de una acumulación sobre una rampa predominantemente progradacional (Capitán Inferior), a un arrecife de frente escarpada al margen de la plataforma (Capitán Medio), a arrecifes de parche en el Capitán superior (Garber y colaboradores, 1989; Kirkland y colaboradores, 1998). La Formación Cañón Bell es la cuenca equivalente del Arrecife Capitán. Mientras que la ausencia de un sello lateral en las facies de arrecife limita la producción actual de petróleo en el arrecife. Las plataformas asociadas y unidades de turbidíticas “basinal units” tales como la Yates y Cañón Bell son los principales productores de aceite en el Oeste de Texas.

La importancia económica de las unidades asociadas con el arrecife, así como los excelentes afloramientos a lo largo de la parte frontal de la Montaña Guadalupe, constituyen las bases de largo plazo, de un gran interés de la comunidad geológica en el Arrecife Capitán (Garber y colaboradores, 1989).

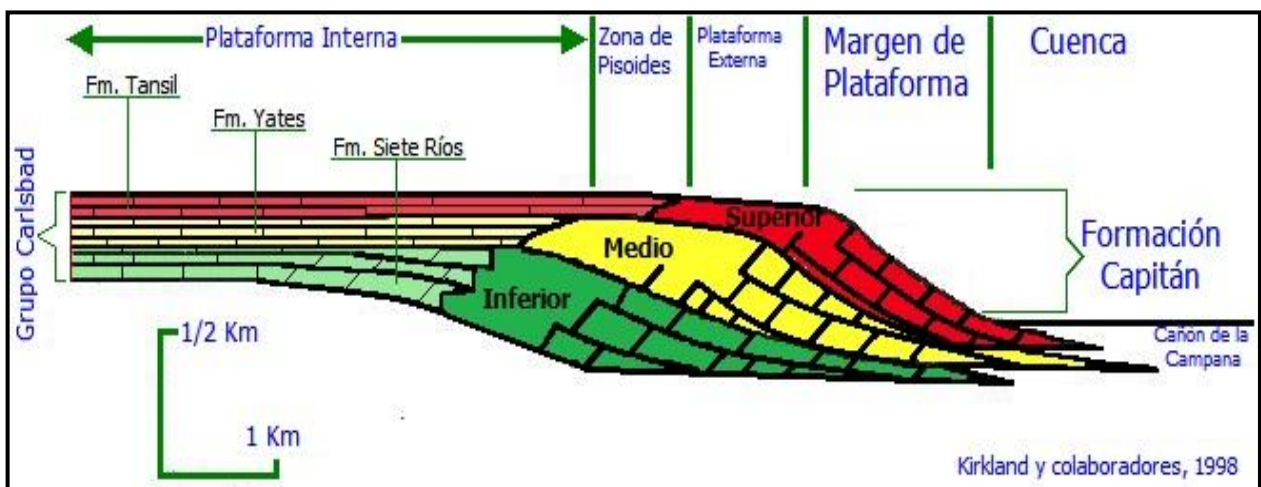


Figura 3.34. Configuración geológica del complejo de Arrecifes Capitán del Pérmico. Relación general de las unidades litoestratigráficas del Grupo Carlsbad y sus configuraciones paleogeográficas (Tomado de Moore, 2001).

Otras formaciones del conjunto de arrecifes, son Castile y Salado que se superponen al complejo de arrecifes antes descritos; se componen de yeso, anhidrita e intercalaciones intermitentes de capas de espesor delgado a medio de calizas. Presentan disolución lo que ha generado colapsos, cavernas y brechas en las formaciones superiores; la formación Rustler fue depositada en la Cuenca Delaware y consiste de carbonatos de aguas profundas con intercapas de arena, arenisca y lutita; la secuencia también es evaporítica, con sal, anhidrita, yeso y halita que rellenaron posteriormente la cuenca. Los conglomerados Bissett del Triásico cubren el complejo de Arrecifes Capitán en el área de las Montañas Cristal, los sedimentos que lo componen consisten principalmente de fragmentos de caliza, guijarros y cantos rodados de dolomita (Allan y Steve, 2009).

CAMPOS DE ACEITE Y GAS EN EL ARRECIFE CAPITÁN

Si bien el complejo de Arrecifes Capitán es identificado como uno de los más grandes acuíferos y zona de yacimientos geotérmicos en los estados de Nuevo México y Texas, es también conocido por sus grandes yacimientos de hidrocarburos dentro de la Cuenca Pérmica; los campos petroleros se localizan principalmente hacia las partes norte y este del arrecife propiamente dicho (**Figura 3.35**).

PLAY 109 – ARRECIFES DE RELLENO AL NORESTE DE LA PLATAFORMA STRAWN (PARTE NORTE DEL ARRECIFE CAPITÁN)

Los yacimientos de aceite y gas en Nuevo México son nombrados de acuerdo a las normas promulgadas por la División de Conservación del Petróleo (OCD) de Energía de Nuevo México y el Departamento de Minerales y Recursos Naturales.

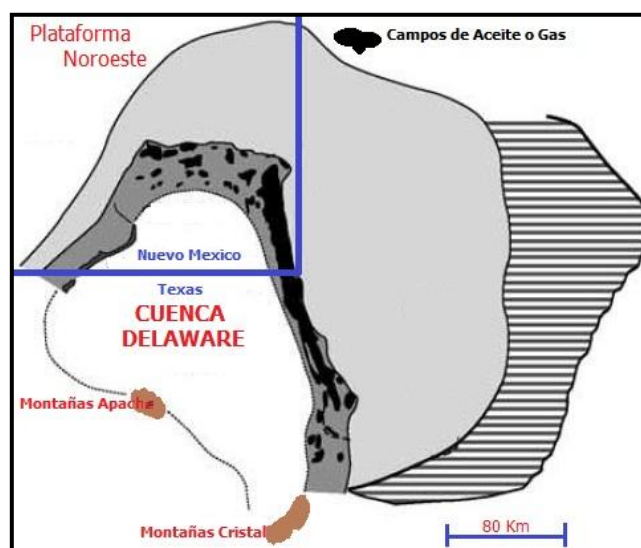


Figura 3.35. Localización del área de los campos de aceite y gas en el Arrecife Capitán (Hunt y Fitchen, 2002).

Cada yacimiento en su nombre tiene dos componentes; la primer parte corresponde con el nombre del campo, que es de acuerdo al lugar geográfico y denota una acumulación de gas y/o aceite arealmente continua; la segunda parte es estratigráfica y deriva de la principal unidad estratigráfica (formación) del cual el yacimiento es productor.

A cada Play se le asignó un código numérico en conjunto con la Oficina de Geología Económica y el Departamento de Geología y Recursos Minerales de Nuevo México, para un proyecto

conjunto que cubre parte de la Cuenca Pérmica en los estados de Nuevo México y Texas. Los Plays con yacimientos de mayor antigüedad geológica le fueron asignados los números más bajos, iniciando a partir del código 101. Debido a la confidencialidad de la información y su difícil acceso, se abordará de manera general los campos petroleros localizados al norte del Arrecife Capitán (Play 109) en el Estado de Nuevo México (**Figura 3.36**).

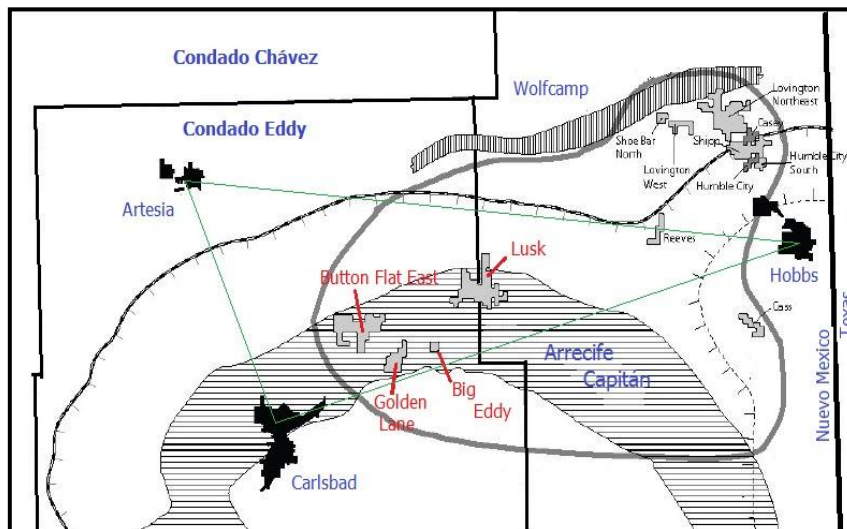


Figura 3.36. Localización de 4 Campos Petroleros con más de 1MMBO pertenecientes al Play 109, dentro del Arrecife Capitán (Modificado de Broadhead y Jianhua, 2004).

Los yacimientos productores de aceite se localizan principalmente al hacia el oriente del Play, mientras que los campos de gas se localizan al occidente; existen 104 yacimientos conocidos en el Play, 13 de los cuales han producido más de 1MMBO.

La producción acumulada de estos 13 yacimientos fue de 70 MMBO en el año 2,000, la producción anual de cada uno superó los 1.54 MMBO, se ha registrado una baja generalizada en la producción del Play a partir de la década de los 90 como resultado de que sus campos entraron en la categoría de campos maduros (**Tabla 3.6** y **Figura 3.37**).

Nombre del Yacimiento	Condado	Año de descubrimiento	Profundidad (Metros)	Aceite (A) Gas (G)	Producción de aceite en el año 2000 (MMBO)	Producción Acumulada (MMBO)
Big Eddy	Eddy	1966	3454	A	0	1.40
Burton Flat East	Eddy	1976	3231	G	0.07	2.99
Casey	Lea	1975	3452	A	0.02	3.41
Cass	Lea	1944	2347	A	0	2.89
Golden Lane	Eddy	1969	3383	G	0.02	1.45
Humble City	Eddy	1972	3484	A	0.02	1.301
Humble City South	Lea	1982	3511	A	0.02	3.44
Lovington Northeast	Lea	1952	3431	A	0.474	17.40
Lovington West	Lea	1985	3534	A	0.48	5.16
Lusk	Lea & Eddy	1960	3404	A	0.04	20.68
Reeves	Lea	1956	3338	A	0.01	1.29
Shipp	Lea	1985	3395	A	0.04	7.62
Shoe Bar North	Lea	1973	3437	A	0.34	1.30
TOTALS					1.54	70.34

Tabla 3.6.- Principales campos productores del Play 109, dentro de los cuales cuatro pertenecen al Arrecife Capitán: Big Eddy, Burton Flat East, Golden Lane y Lusk (Broadhead y Jianhua, 2004).

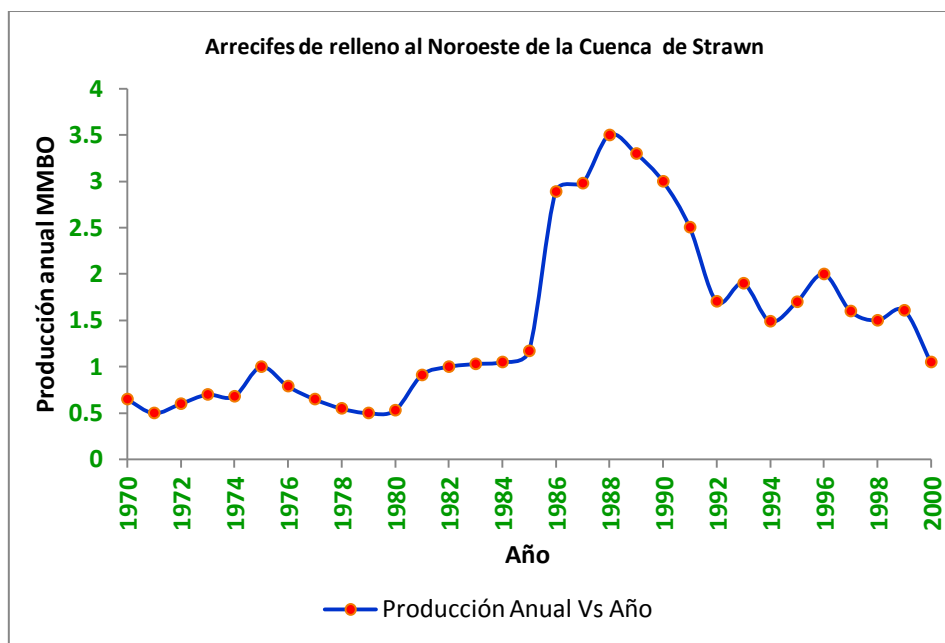


Figura 3.37. Gráfica que muestra la producción histórica anual de 1970 al 2000 de los yacimientos con más de 1 MMBO de producción acumulada al norte del Arrecife Capitán (Broadhead y Jianhua, 2004).

3.2.2. GOLFO PÉRSICO

3.2.2.1. CAMPO GHAWAR

Localización

El Campo Ghawar es el campo supergigante más grande del mundo, se ubica en el condado de Khobar, a 200 km al este de Riyadh en la provincia oriental de Arabia Saudita (**Figura 3.38**); su explotación es desarrollada por la Compañía Nacional Saudi Aramco. El campo tiene más de 280 km de longitud, y casi 30 km de ancho, cubriendo un área de 5,300 km², cuenta con más de 300 m de cierre estructural.

Antecedentes.

La exploración petrolera en la región del Golfo Pérsico se remonta a inicios de 1855, debido al auge que ya comenzaban a tener los hidrocarburos (lubricantes) en la industria de ese tiempo; en 1872 se otorgó la primera concesión para la explotación en Irán. En 1884 una compañía Británica consiguió una concesión para explorar la zona de Daleki, en las cercanías de Bushehr.

En 1904 la compañía de William Knox D'Arcy, decidió perforar en las proximidades de las manifestaciones superficiales en Chiah Surkh, encontrando sólo acumulaciones no comerciales (Ghazban, 2007). En 1908 se descubrió una de las localizaciones más importantes: la región en Masjed-e-Soleiman, ubicada en el cinturón plegado Zagros, al norte del Golfo Pérsico, en yacimientos carbonatados del Oligoceno-Mioceno. En 1909 se constituyó la compañía Anglo-Pérsica (APOC), que en 1935 se convertiría en la Anglo-Iraní (AIOC) y posteriormente en British Petroleum (BP).

A pesar del descubrimiento de petróleo en el suroeste de Irán en 1908, no fue sino hasta 1930 cuando se encontraron las mayores acumulaciones, despertando así el interés internacional por la región del Golfo Pérsico. Los campos de la región se ubican entre los más productivos en el

mundo, su desarrollo inició durante la Segunda Guerra Mundial (1939). Hasta principios de los 50's del siglo pasado, la provincia de Khuzestan fue el centro de la producción, de tal forma que en 1951 se descubrió el primer campo costafuera: el Safaniya, el cual comenzó a producir en 1957 (Voelker, 2004).

Las reservas probadas en la región de Medio Oriente ascienden a 752.5 miles de millones de barriles de aceite, es decir un 54.4 % del total mundial. Arabia Saudita cuenta con 264.5 miles de millones de barriles y con 283.1 billones de pies cúbicos de gas natural. La relación reserva/producción para el aceite es de 72.4 años y para el gas de 95.5 años (Statistical Review of Energy:BP, 2011). La producción de hidrocarburos del área cubre aproximadamente de la tercera parte de la producción mundial. Irán y Qatar son el segundo y tercer país en reservas de gas natural, respectivamente.

El campo Ghawar es uno de los más grandes y prolíficos a nivel mundial. Produce aceite ligero de 30-31 API de la formación Arab-D. El campo está dividido en seis áreas, de norte a sur: Fazran, Ain Dar, Shedgum, Utmaniyah, Haradh y Hawiyah (**Figura 3.39**). Se descubrió en 1948, comenzó a producir en 1951 y alcanzó su máxima producción en 1987 con 5.7 millones de barriles por día. Posteriormente, por razones comerciales, se provocó un cierre productivo. Fue hasta el periodo 1994-1996 cuando el desarrollo de las áreas de Hawiyah y Haradh abrió camino al aumento de la extracción, superándose nuevamente los 5 millones de barriles por día.

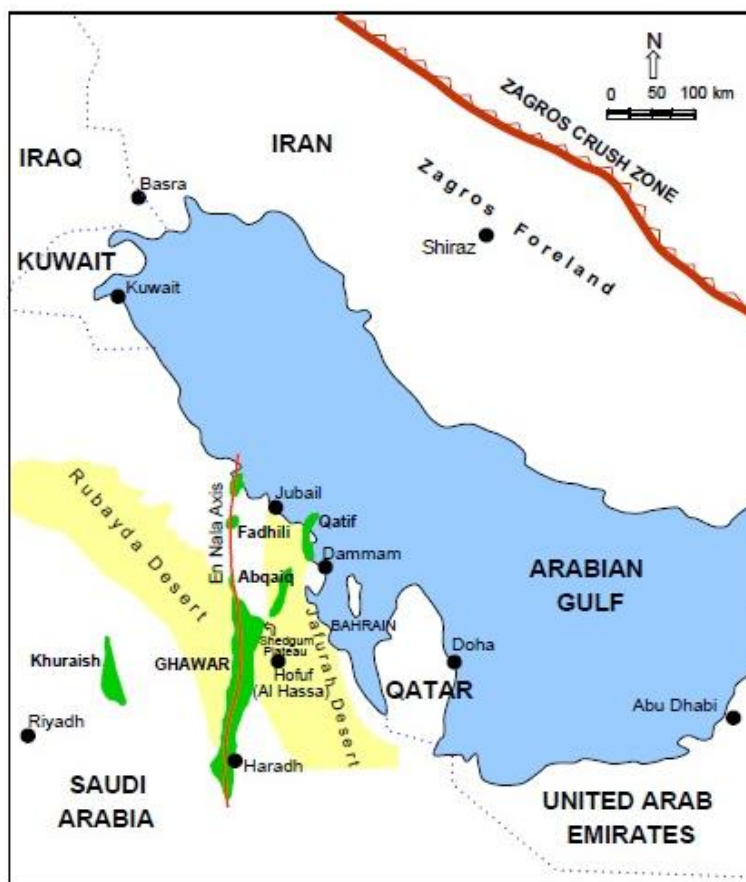


Figura 3.38. Ubicación del campo Ghawar, que se encuentra entre los paralelos 25° 15' y 23° 45' de latitud norte y los meridianos 49° 20' y 49° 35' de longitud este, en el anticlinal En Nala (Tomado de Sorkhabi, 2010).

En el 2009, la plataforma de producción del Campo Ghawar cubrió el 62.5 % del total en Arabia Saudita (cerca de 8 MMbpd) y del 6.25 % del total mundial (80 MMbpd).

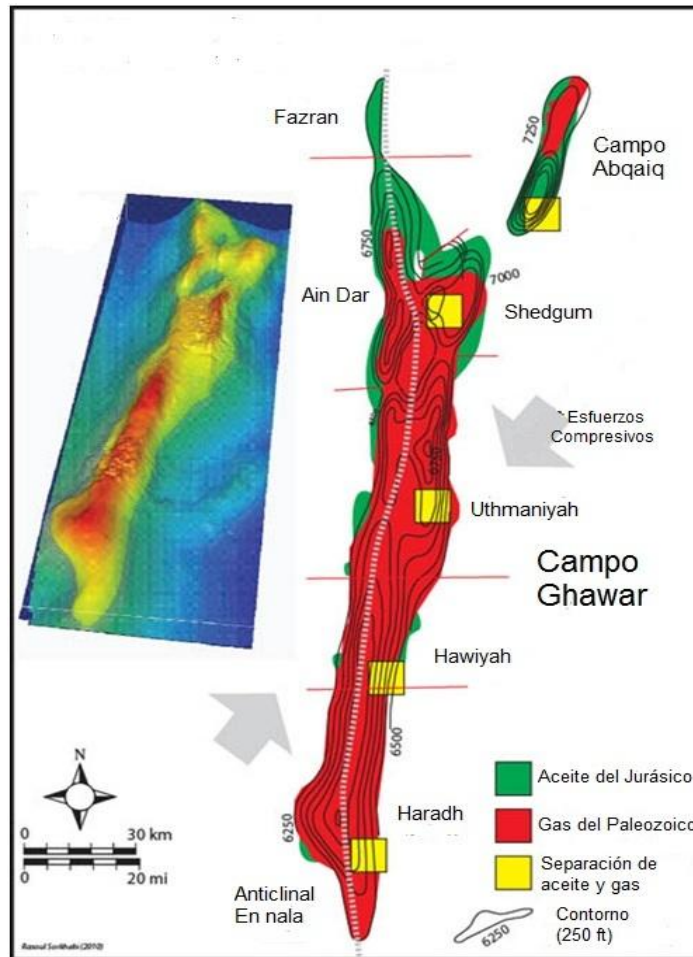


Figura 3.39. Mapa de contornos estructurales para la cima del yacimiento Arab-D de los campos Ghawar y áreas de explotación (Tomado de Sorkhabi, 2010).

Características Geológicas.

El anticlinal En Nala sobre el cual descansa el campo Ghawar, se sitúa en un horst de basamento, el cual se formó por un tectonismo que causó deformación extensional y el levantamiento del bloque durante el Carbonífero-Pérmico (**Figura 3.40**). Posteriormente, éste horst de basamento fue sometido a esfuerzos de compresión durante el Cretácico Superior y continuó en el Cenozoico al chocar las placas Árabe y Asiática. Wender (1998) destacó cuatro etapas de formación de trampas en el campo Ghawar: a) Carbonífero; b) Triásico Inferior; c) Cretácico Superior y d) Cenozoico. En la parte sur del anticlinal se tienen flancos con echados que varían entre 3 y 8 grados; presenta asimetría siendo el flanco oeste más inclinado.

El ambiente de depositación corresponde con una extensa rampa carbonatada influenciada por tormentas (Lindsay, 2006). Desde la parte continental hacia la cuenca, se tienen las siguientes zonas: a) Rampa interna (zona interior); b) Margen de bancos (zona media); c) Rampa media proximal (zona media); d) Rampa media distal (zona media); y e) Rampa exterior (zona exterior). En seguida se describen las facies para cada porción de la rampa:

- a) Rampa interna: Facies de laguna constituidos por grainstone y packstone de micro fauna foraminífera.
- b) Margen de bancos: Facies de grainstone oolítico y esquelético y packstone con alto contenido de lodo (Cantrell, 2006).
- c) Rampa media proximal: Facies de montículos de estromatopóridos y corales.
- d) Rampa media distal: Facies por debajo de la línea base de buen tiempo; constituidos por sedimentos del fondo marino, cubiertos por secuencias de tormentas como rudstone y floatstone de rampa interna, margen de bancos y bioclastos de rampa media proximal.
- e) Rampa exterior: Facies micríticas a facies de grano fino en depósitos con mayor profundidad (**Figura 3.41**).

En la zona media tuvo lugar la depositación de las rocas almacén de mayor calidad, debido a la combinación de elementos como la alta energía en el medio y la disponibilidad de sedimentos carbonatados (Hughes, 2006). En el Jurásico Inferior se inició la formación de tres cuencas someras en la plataforma: Cuenca Gotnia, Cuenca Arábiga y la Cuenca Sureste del Golfo Arábigo.

En el fondo se acumularon los restos de organismos marinos, en condiciones sin oxígeno, convirtiéndose eventualmente en gruesas secuencias generadoras con materia orgánica entre un 4 y 6 por ciento (Voelker, 2004). Así se formaron los horizontes Tuwaiq Mountain y Hanifa, del Jurásico Medio.

En la cuenca Arábiga se encuentran las rocas generadoras para el campo Ghawar; posteriormente, se depositaron sedimentos de aguas someras. En el Jurásico Superior ocurrieron cuatro ciclos importantes en el nivel del mar que originaron transgresiones, estos ciclos, llegaron a completarse al culminar el depósito de sedimentos de la zona exterior de la plataforma, por encima de la depositación de sabkhas; en algunos sectores solo se tiene una parte del ciclo, el cual está en función de la duración del período transgresivo. Las cuatro transgresiones originaron la acumulación de los miembros D, C, B y A de la formación Arab (Keith, 2006). La magnitud de las transgresiones disminuyó sucesivamente, de tal forma que la primera tuvo una mayor duración, y por lo tanto, el miembro D es el yacimiento más productivo.

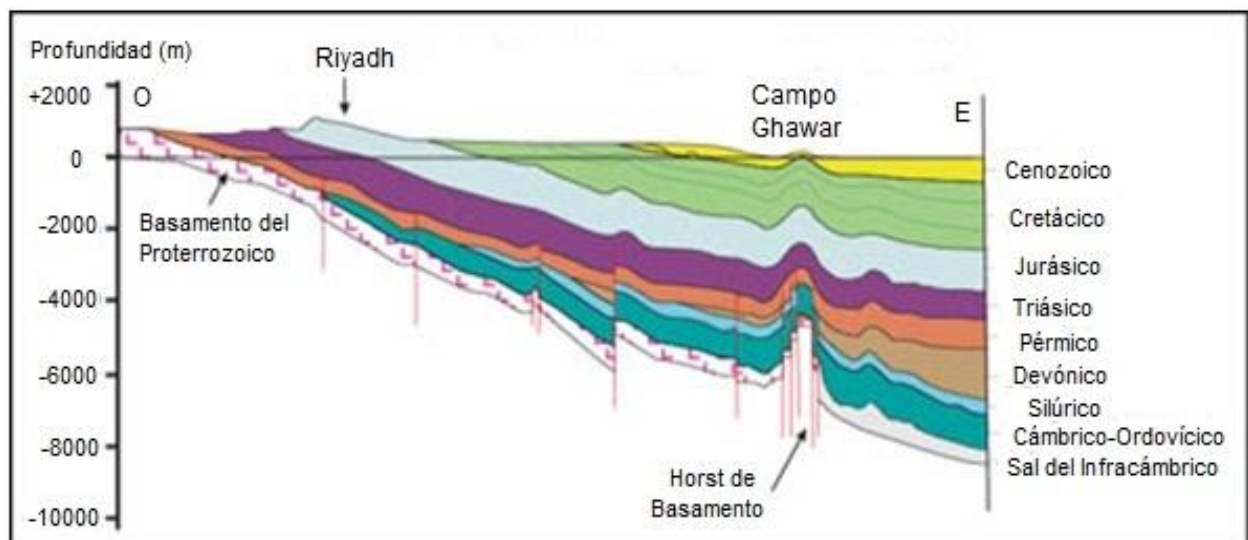


Figura 3.40. Sección estructural del campo Ghawar (Tomado de Sorkhabi, 2010).

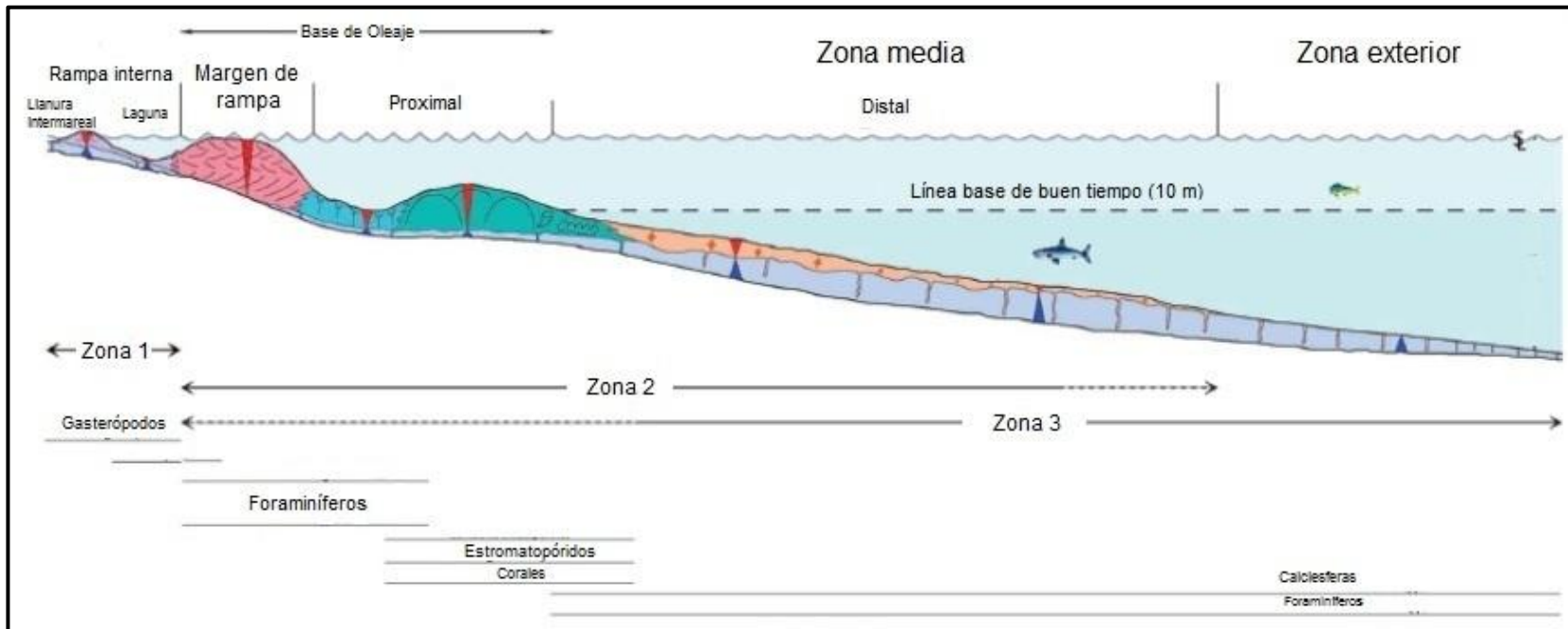


Figura 3.41.- Modelo de Depósito para la rampa carbonatada del yacimiento Arab-D en el campo Ghawar. En color azul aparecen sedimentos transgresivos. En color naranja se tienen depósitos de escombros de rudstone y floatstone de rampa media distal. El verde representa biostromas y montículos de estromatopóridos y corales en la rampa media proximal. Entre las zonas de biostromas y montículos, en color azul se tienen bancos de algas. El rojo corresponde a bancos de grainstone con estratificación cruzada. En morado se señalan sedimentos lagunares de rampa interna y de llanura intermareal (Tomado de Lindsay y Cantrell, 2006).

Cada período transgresivo, dio lugar a una importante acumulación de rocas almacén asociadas lateralmente a depósitos de plataforma, destacando los de zona media. La disminución de las transgresiones, permitió el desarrollo de un sabkha y a la acumulación de la formación Hith (anhidrita). El sello se originó por el levantamiento de bloques de basamento, o debido al desplazamiento de domos salinos, dando lugar así a trampas de tipo estructural durante el Cretácico (Mueller, 2006). El campo Ghawar está situado en uno de los ejes del anticlinal En Nala.

Sistema Petrolero

En la provincia Greater Ghawar Uplift perteneciente a la región del Medio Oriente y Norte de Africa, Pollastro (2003) identificó tres sistemas petroleros: a) el sistema del Paleozoico en la parte central de la península arábiga; b) el sistema Tuwaiq/Hanifa-Arab en la subcuenca Arábiga y c) el sistema petrolero del Crétacico. El campo Ghawar es productor de aceite (secuencias del Cretácico) y productor de Gas no asociado (secuencias del Paleozoico), en seguida se presenta una descripción de éstos sistemas petroleros.

SISTEMA PETROLERO TUWAIQ/HANIFA-ARAB DEL JURÁSICO

El área de Ghawar está cubierta por sedimentos continentales pertenecientes al Mioceno-Pleistoceno, a excepción de algunos reducidos afloramientos del Eoceno. Las rocas del Cenozoico y del Cretácico no presentan acumulaciones de hidrocarburos. El yacimiento del Jurásico Superior Arab-D es uno de los más importantes en el medio Oriente (Sorkhabi, 2010), incluye la parte inferior de la Formación Arab y superior de la Formación Jubaila. Estas formaciones tienen espesores de 186 m y 400 m, respectivamente para la región de Ghawar. En intervalo productor se ha estimado entre 50 y 100 m. La **Figura 3.42** muestra la existencia de sincronía, en ella se muestran los elementos y eventos geológicos que caracterizan al Sistema petrolero Tuwaiq/Hanifa-Arab.

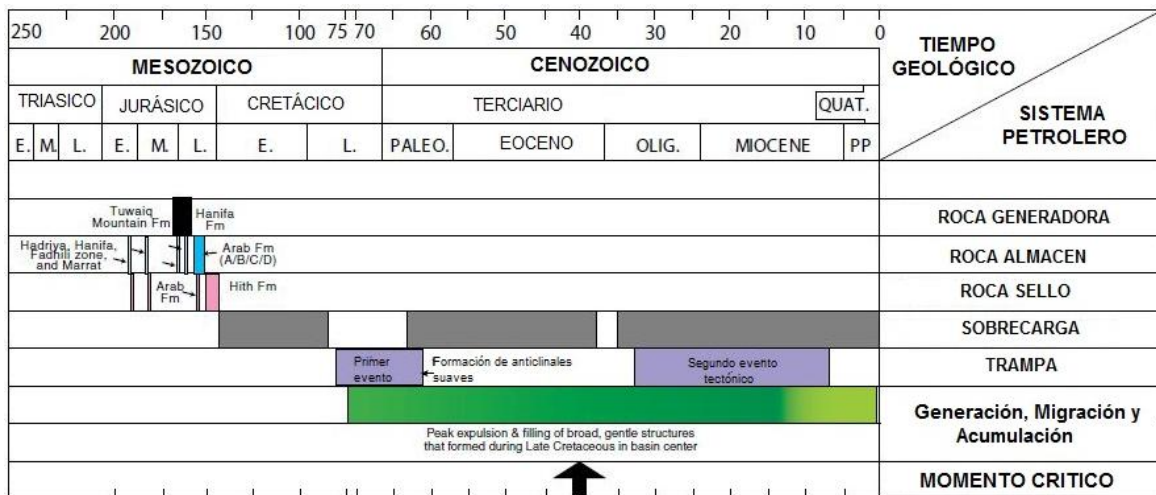


Figura 3.42. Diagrama de sincronía del Campo Ghawar en el sector Tuwaiq/Hanifa-Arab en la subcuenca Arábiga y su distribución en el tiempo geológico (Tomado de Pollastro, 2003).

Roca Generadora

Las rocas generadoras corresponden a los carbonatos ricos en materia orgánica de edad Jurásica de las formaciones Hanifa y Tuwaiq Mountain. La Formación Tuwaiq llega a tener

espesores de hasta 150 m, sin embargo en la región donde se ubica el campo Ghawar predomina un espesor de 60 m (**Figura 3.43**), y la Formación Hanifa de hasta 30 m. A partir de un estudio en los núcleos de pozos en los campos Khurais y Ghawar, Cole et al. (1994) señalaron que la formación Tuwaiq Mountain es rica en contenido orgánico, al exceder un valor en promedio de 3.5 % en peso de contenido orgánico total (COT); por su parte, la Formación Hanifa presenta en promedio 2.6 %. El kerógeno es de tipo II en ambas secuencias.

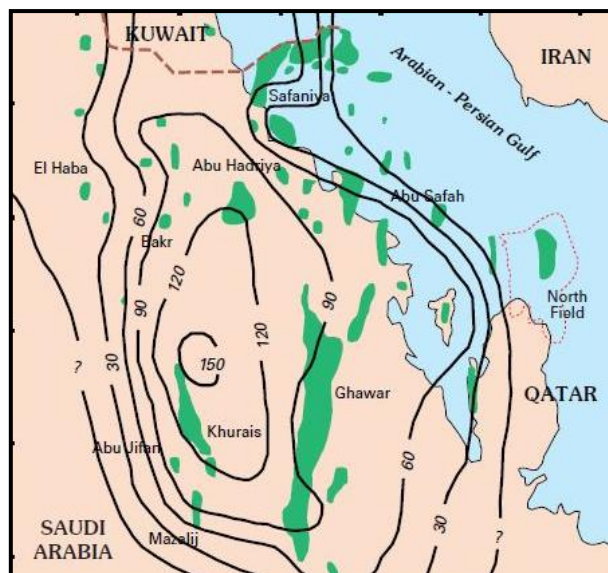


Figura 3.43. Mapa de isopacas para el espesor de rocas generadoras del Jurásico Superior, Tuwaiq Mountain (Tomado de Pollastro, 2003).

Roca Sello

Los horizontes de anhidrita de las formaciones Arab y Hith forman un sello excelente para los carbonatos de la formación Arab. La migración vertical ha sido escasa, restringiéndose a aquellas zonas en donde ha ocurrido algún tipo de fallamiento o en donde existe un adelgazamiento lateral de la anhidrita. La Formación Hith tiene gruesos espesores de anhidrita caracterizadas por una textura nodular, y con dolomitas de color claro a oscuro. Los miembros A, B y C del horizonte Arab, están constituidos de anhidrita (con textura nodular), dolomita y calizas. El miembro D es una caliza con dolomita y un poco de anhidrita. En el campo Ghawar, el espesor de la Formación Hith tiene 152 m, y se compone de anhidrita con calizas de textura fina y dolomita. En el campo Abqaiq, el espesor del horizonte Hith varía entre 128 y 287 m; la anhidrita de los miembros Arab B y C tienen espesores de 21 m, mientras que el Arab D alcanza los 15 m.

MADURACIÓN, GENERACIÓN Y EXPULSIÓN

Cole y Carrigan (1994) desarrollaron un modelo para describir la madurez de las rocas generadoras, en el que consideran que la etapa principal de generación del aceite inició durante el Cretácico (Campaniano) hace 75 millones de años en aquellas rocas generadoras con un porcentaje en peso mayor a 1 de contenido orgánico total. Dicha etapa, se extendió hacia el sur de Kuwait, en dirección al suroeste del campo Abu Hadriya, en una porción central delgada en las cercanías del campo Damman y hacia el noreste del campo Ghawar hasta los límites con el Golfo Pérsico.

La finalización de la etapa de expulsión del aceite ocurrió durante el Oligoceno (25 Ma) en las proximidades del campo Safaniya, al suroeste de Kuwait; así como en la parte sur de Arabia Saudita, hacia el Sureste del campo Ghawar (Pollastro, 2003). La **Figura 3.44** muestra la evolución de la generación y expulsión del aceite en las rocas del Jurásico en la parte centro-oriental de la península Arábiga.

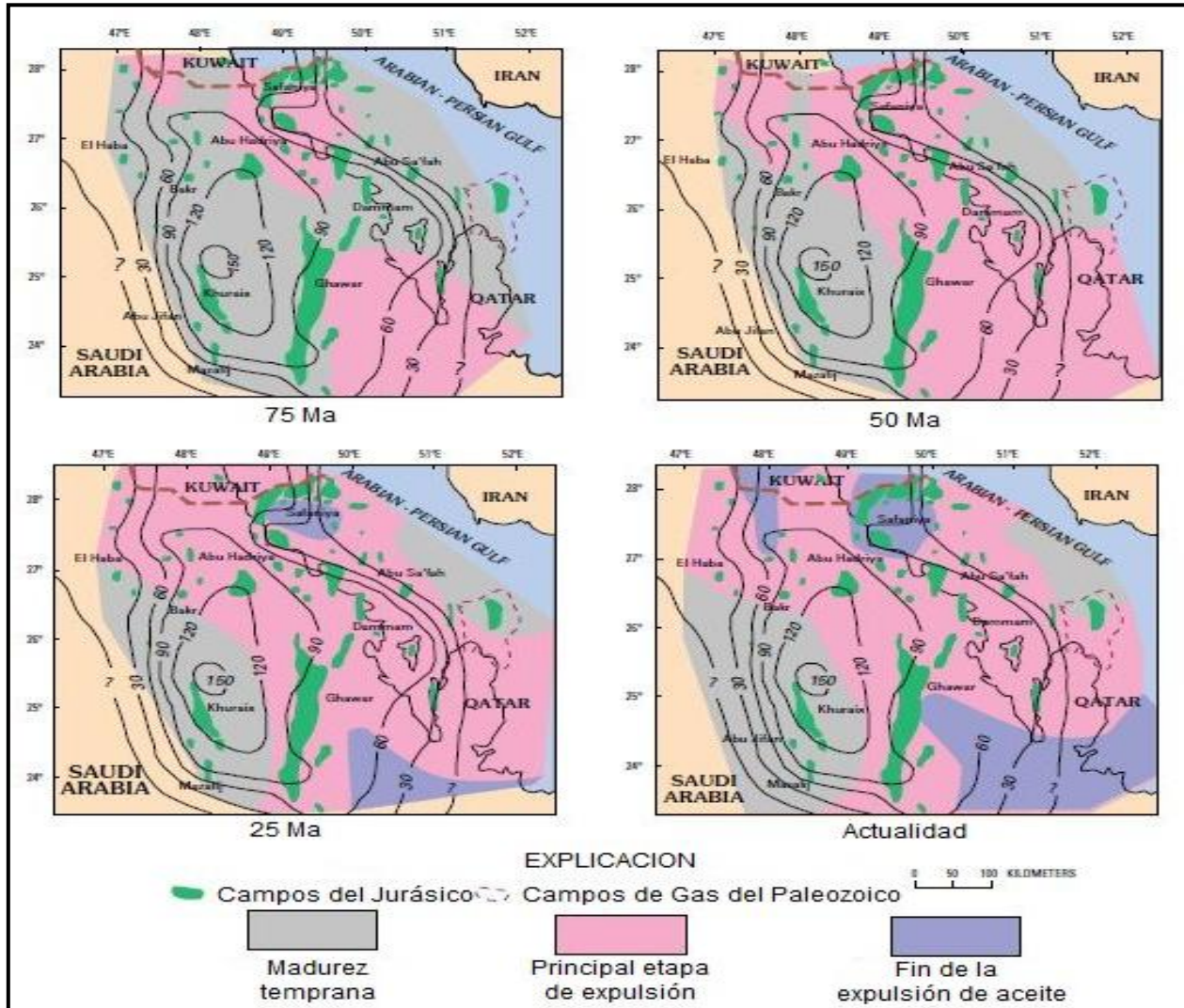


Figura 3.44. Mapa de la región central de Arabia Saudita mostrando la maduración, generación y expulsión de aceite en rocas del Jurásico para 75 Ma, 50 Ma, 25 Ma y la actualidad. También se observan las isopacas de espesor para la Formación Hanifa con un COT mayor a 1% (Tomado de Cole y Carrigan, 1994).

Características del Yacimiento

Las variaciones del nivel del mar durante el Jurásico Superior (Tithoniano) en la plataforma Arábiga, propiciaron la depositación de ciclos de carbonatos y anhidritas, las cuales constituyen las rocas almacén de hidrocarburos, así como las rocas sello. La gran extensión de las evaporitas, dio lugar sólo a una migración de tipo vertical.

Los yacimientos tienen entre 10 y 30 m de espesor de grainstones de la Formación Arab (miembros A, B, C y D); el miembro D es uno de los más importantes productores, se encuentra

entrapado por encima de las rocas generadoras Tuwaiq y Hanifa, y tiene como sello a formaciones de anhidrita; su porosidad promedio es de 25 por ciento. Es el principal yacimiento en el campo Gigante Ghawar, está formado por calizas con intercalaciones de dolomías del Jurásico y Kimmeridgiano, tiene un espesor promedio de 60 m y una permeabilidad de varios darcies. En éste campo Cantrell (2001) identificó 5 tipos diferentes de dolomías en el miembro Arab D. En el campo Harmaliyah, el yacimiento de la Formación Arab D se caracteriza por tener una alta porosidad primaria, debido a la diagénesis previa al sepultamiento. La **Figura 3.45** representa el modelo de generación de hidrocarburos y el sepultamiento en las formaciones Tuwaiq y Hanifa.

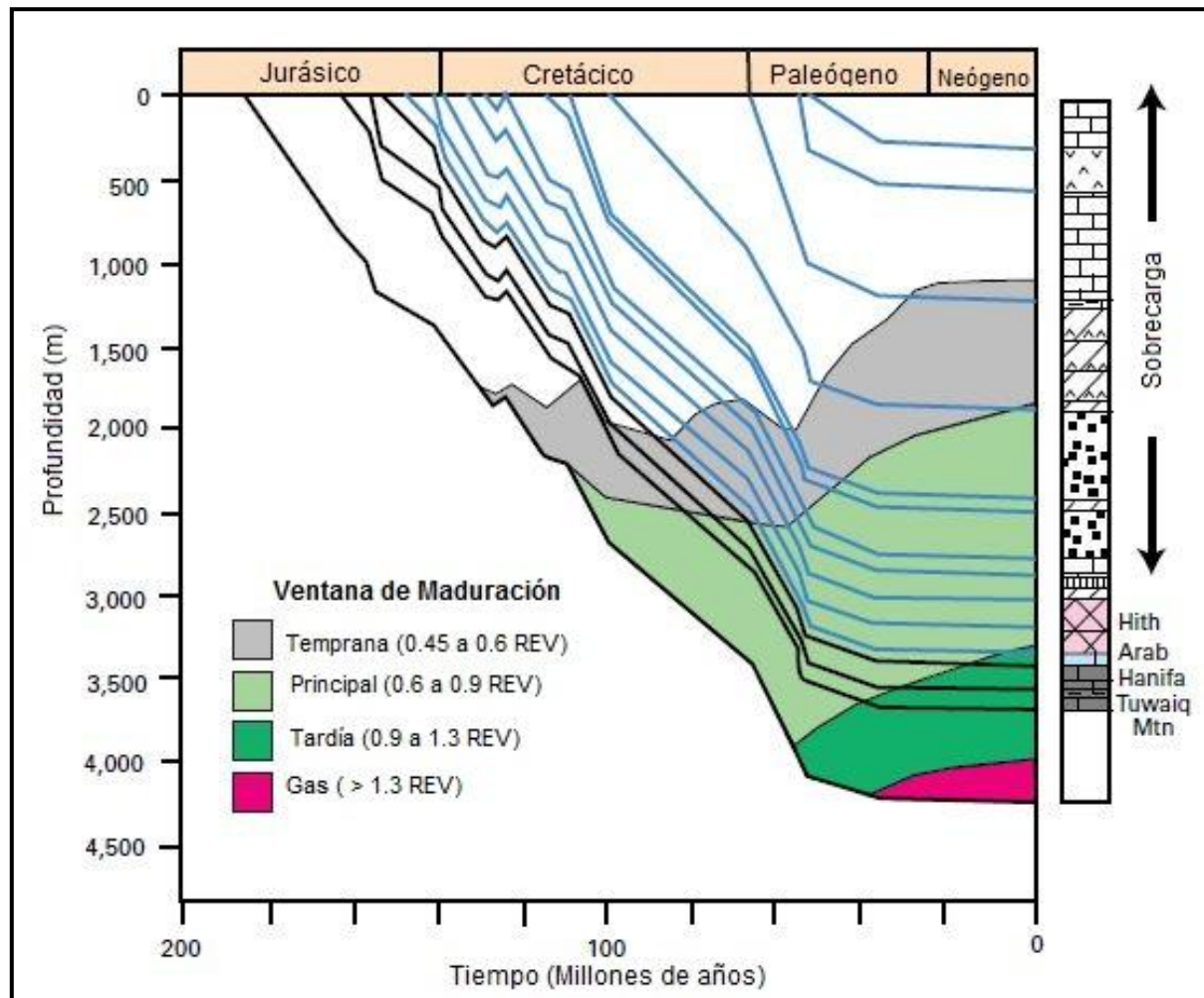


Figura 3.45. Modelo del sepultamiento de las rocas generadoras Tuwaiq/Hanifa en las cercanías del Campo Safaniya (Tomado de Cole y Carrigan, 1994).

En el área de Qatar y Bahrain la Formación Arab llega a tener espesores de 150-210 m. Los aceites se originaron a partir de la maduración térmica de carbonatos con alto contenido de materia orgánica del Jurásico (formaciones Hanifa y Tuwaiq), y que posteriormente migraron hacia rocas carbonatadas con buena porosidad y permeabilidad (miembro Arab-D y la parte superior de la Formación Jubaila), en amplias trampas estructurales (Pollastro, 2003). Sobreyaciendo a éstas formaciones se encuentran eficientes sellos evaporíticos, anhidritas de los miembros C y D de la Formación Arab y de la Formación Hith (**Figura 3.46**).

Con base en las características petrofísicas del yacimiento, en una escala de lo más alto a más bajo, se ubican las litofacies siguientes:

- 1) Grainstone oolítico-esquelético, packstone rico en lodo
- 2) Rudstone y floatstone de estromatopóridos y algas
- 3) Rudstone y floatstone algáceo (Cladophoropsis)
- 4) dolomitas porosas
- 5) intraclastos de rudstone y floatstone recubiertos por bivalvos
- 6) depósitos de grano fino (micríticos) (Russell, 2006).

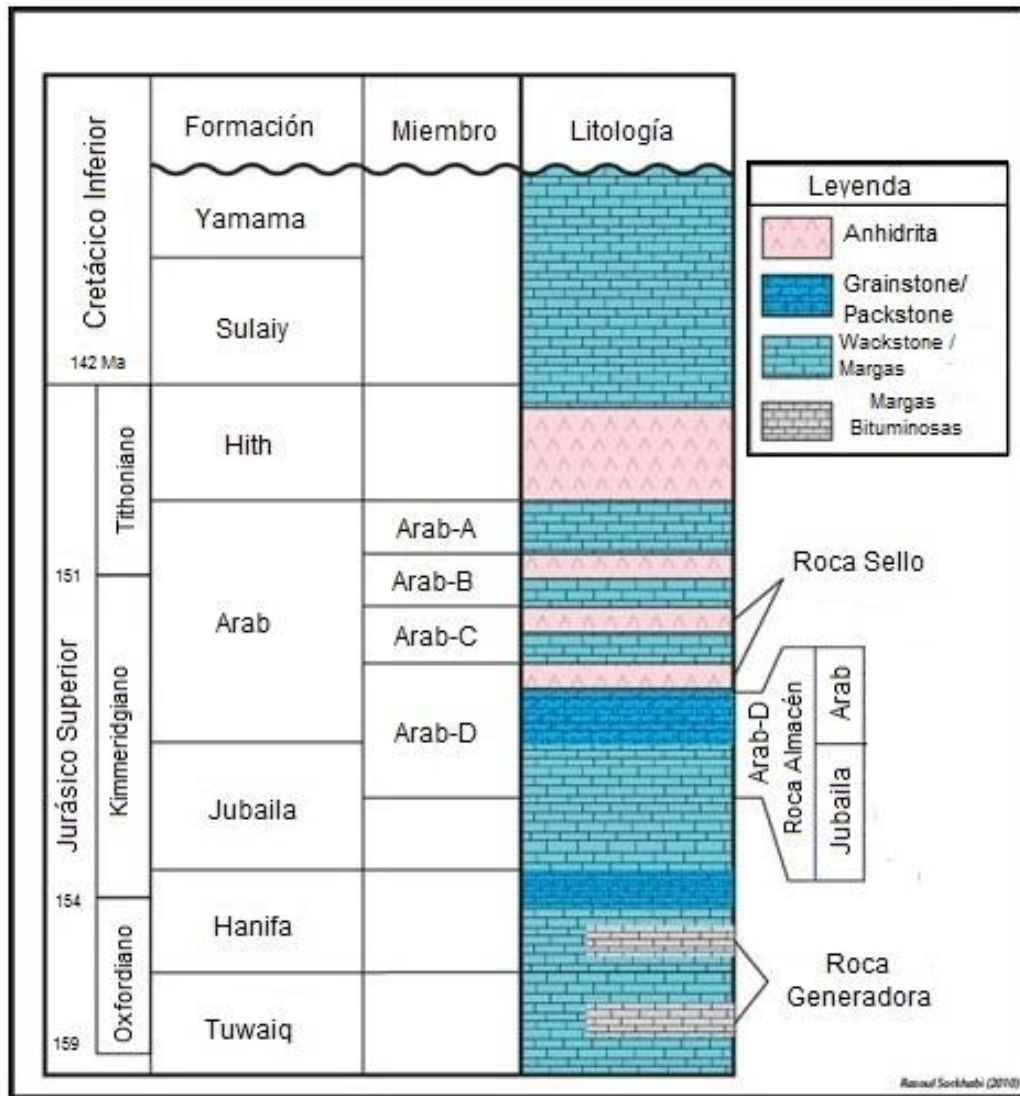


Figura 3.46. Columna estratigráfica y litología para el Sistema Petrolero del Jurásico en el Campo Ghawar (Tomado de Sorkhabi, 2010).

Tomando en cuenta la información de los pozos exploratorios, Sorkhabi (2010) señala que la calidad del yacimiento disminuye en dirección norte-sur, al observar parámetros como su espesor, porosidad, permeabilidad, así como el contenido de azufre en el aceite (**Tabla 3.7**).

Propiedad	Ain Dar	Shedgun	Uthmaniyah	Hawiyah	Haradh
Profundidad contacto agua-aceite (m)	1960-2032	1964-2039	1935-2002	1875-2004	1829-2018
Espesor neto (m)	62.2	59	55	55	43
Bo (BI@y/BI@std)	1.34	1.35	1.31	1.3	1.27
RGA inicial (SCF/BI)	550	540	515	485	470
densidad API	34	34	33	32	32
Viscosidad del aceite (cp)	0.62	0.62	0.73	0.85	0.89
% Azufre	1.66	1.75	1.91	2.13	2.15
Porosidad (%)	19	19	18	17	14
Permeabilidad (mD)	617	639	220	68	52
Saturación de agua (%)	11	11	11	11	11
J (bpd/psi)	141	138	92	45	31

Tabla 3.7. Características del yacimiento y propiedades del fluido para la formación Arab-D en el Campo Ghawar (Saudi Aramco, 1980).

La porosidad es una mezcla de los tipos interpartícula, móldica, intrapartícula y micro porosidad. Las fracturas contribuyen poco en la porosidad, no obstante si lo hacen en la permeabilidad. Los efectos diagenéticos en la formación Arab-D incluyen la disolución, recristalización, y compactación. La cementación y dolomitización son menos comunes. En su mayoría, los aceites de los yacimientos Arab y Hanifa, tienen densidades que oscilan entre 25 y 30 grados API (Cole y Carrigan, 1994).

SISTEMA PETROLERO DEL PALEOZOICO

La perforación de pozos a mayor profundidad en el Campo Ghawar contribuyó al descubrimiento de gas natural en rocas del Paleozoico, en el área de Haradh (1971), en Ain Dar (1975), en Hawiyah (1979) y en Shedgum (1980). Los yacimientos de gas se encuentran en carbonatos del Pérmico de la Formación Khuff, areniscas del Pérmico-Carbonífero de la formación Unayzah y a las del Devónico de la Formación Jauf. Las lutitas negras de la Formación Qusaiba constituyen la roca generadora, la cual fue depositada durante el incremento del nivel del mar en el Silúrico (**Figura 3.47**).

Reservas

La Agencia Internacional de la Energía en su edición del 2008 del “World Energy Outlook”, establece que la producción de aceite fue de 66 miles de millones de barriles en el 2007, y que las reservas remanentes ascienden a 74 miles de millones de barriles.

Existen incertidumbres en la recuperación final de hidrocarburos, ya que Halbouty (1970) calculó 75 miles de millones de barriles de aceite; mientras que la publicación de Oil & Gas Journal(1973-1977) estimó entre 46 y 68 miles de millones de barriles; Beydoun (1988) reporta un valor de 80.3 miles de millones de barriles; Mann (2003) estimó 66 miles de millones de barriles; y el World Energy Outlook (2008) indica 140 miles de millones de barriles, así como 186 Tera pies cúbicos de gas natural, es decir 97 miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Afifi (2005) indicó que la producción de gas para el campo Ghawar fue de 8 miles de millones de pies cúbicos, de los cuales 2 corresponden a gas asociado y 6 a gas no asociado.

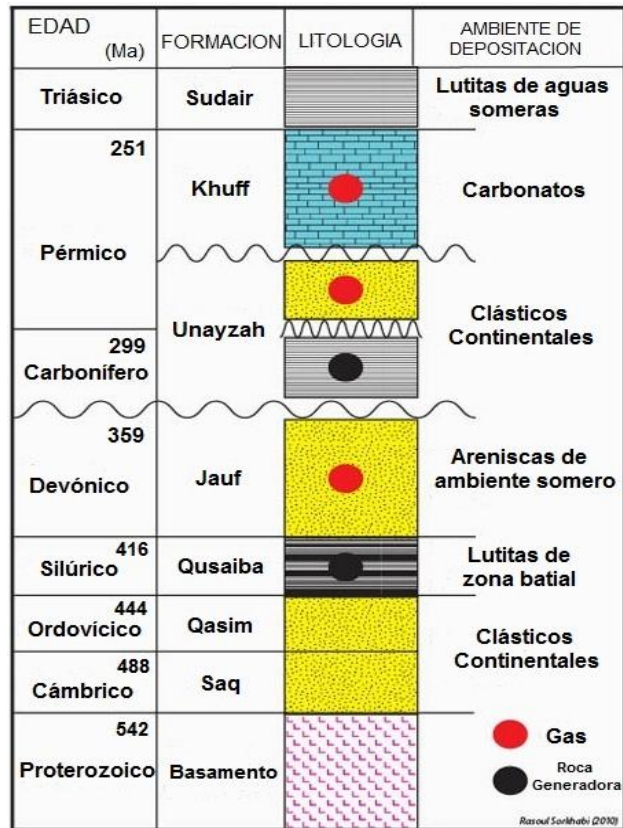


Figura 3.47. Estratigrafía para el sistema petrolero del Paleozoico en el Campo Ghawar (Tomado de Sorkhabi, 2010).

La **Figura 3.48** presenta un histórico de producción total de Arabia Saudita y del campo Ghawar entre los años 1993-2003.

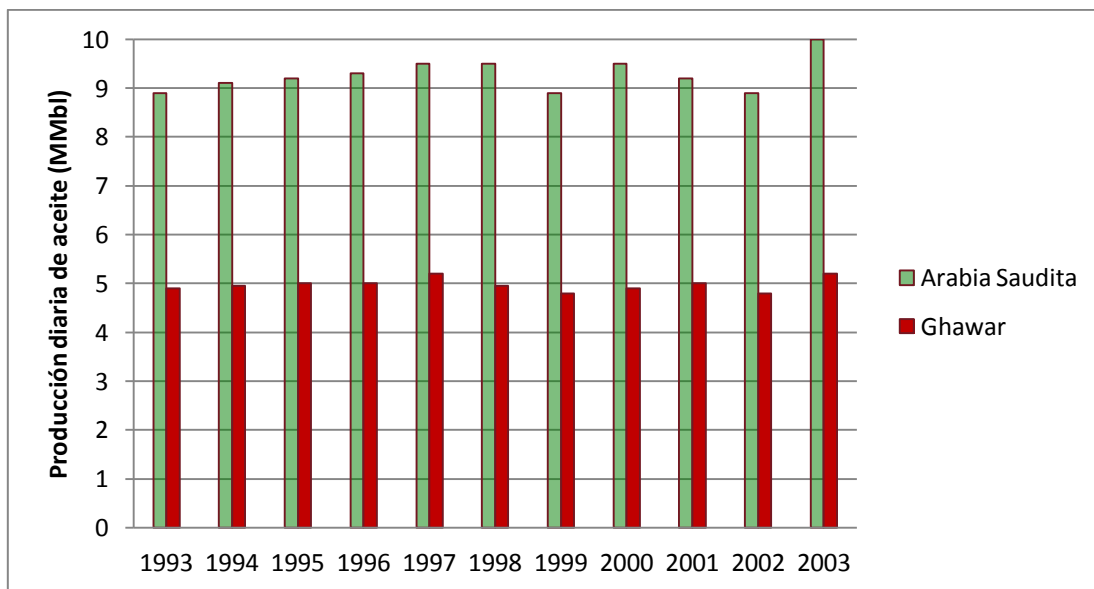


Figura 3.48. Producción de aceite en Arabia Saudita y el Campo Ghawar durante el período 1993-2003 (Tomado de Sorkhabi, 2010).

2012

**CAPÍTULO IV. TECNOLOGÍAS Y METODOLOGÍAS PARA LA
EXPLOTACIÓN EN CALIZAS DE PLATAFORMA**



Yacimientos Petroleros en Calizas
de Plataforma

CAPÍTULO IV. TECNOLOGÍAS Y METODOLOGÍAS PARA LA EXPLOTACIÓN EN CALIZAS DE PLATAFORMA

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 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 pozo 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 creados 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.

La utilización de ácidos para mejorar los gastos de producción de los pozos petroleros ha sido práctica común durante mucho tiempo, en el año de 1895, Ohio Oil Company utilizó ácido clorhídrico [HCl] para tratar los pozos perforados en una formación de caliza, con lo que la producción del pozo se incrementó sustancialmente; pero, desafortunadamente la corrosión en la tubería de revestimiento también se incrementó rápidamente, por lo que, los tratamientos de acidificación no se utilizaron abundantemente durante aproximadamente 30 años. La práctica de acidificación de yacimientos en calizas resurgió en 1931, el motivo de este resurgimiento fue el descubrimiento de que el arsénico inhibía la corrosión del HCl en el sistema de tuberías (Al-Harty y Bustos, 2009).

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).

Para controlar la pérdida del fluido estimulante se emplean métodos de divergencia los que se basan en el uso de partículas sólidas que crean una barrera y que obstruyen el flujo hacia

zonas altamente permeables o fracturadas (sal de roca o escamas de ácido benzoico) provocando de esta manera la divergencia dentro de la formación; otra técnica consiste en lograr la divergencia mediante el empleo de fluidos altamente viscosos o gelificados para evitar la pérdida de fluido dentro de la formación.

El uso de fluidos gelificados ha producido daño en ciertos yacimientos al alterar las condiciones del sistema roca-fluidos, en respuesta a este problema “las compañías de servicios han desarrollado nuevos fluidos a base de Surfactantes, por ejemplo el sistema de Ácido Divergente Viscoelástico (VDA), ha sido utilizado para estimular con éxito en yacimientos carbonatados fracturados en todo el mundo, incluyendo Kuwait, Arabia Saudita, México y Kazajstán” (Bratton y Viet Canh, 2006).

Desde que inician las actividades de perforación, se deberá planear el tipo de estimulación que más conviene al yacimiento, para ello se debe efectuar un trabajo multidisciplinario para la elaboración de un modelo geológico, otro más de caracterización estática que pueda migrar a uno dinámico; esto implica la actualización constante del modelo a medida que se vayan recopilando más datos. Los dos modelos anteriores deben de ser reforzados con los modelos de caracterización dinámica del yacimiento, para de esta forma elegir el tipo de tratamiento más adecuado, ya que la heterogeneidad entre un estrato y otro en los yacimientos carbonatados es muy alta y por lo tanto requiere de diferentes concentraciones y gastos de bombeo para estimular la mayor área posible. Otros factores que deben tomarse en cuenta son valores de porosidad y permeabilidad de la formación, ya que dependiendo de estos valores, serán los objetivos claves en las actividades de acidificación y/o fracturamiento: en yacimientos de baja permeabilidad lo que importa es la longitud de la fractura y en zonas de alta permeabilidad la amplitud de la fractura es la que domina (**Figura 4.1**). Un análisis de la **Figura 4.1** nos permite describir lo siguiente: para valores bajos de permeabilidad la economía es marginal, para los valores relativamente mayores la longitud de la fractura se convierte en el parámetro esencial de diseño, en el caso que se tengan permeabilidades aun mayores la conductividad de la fractura es la que domina (Al Qarni y colaboradores, 2001).

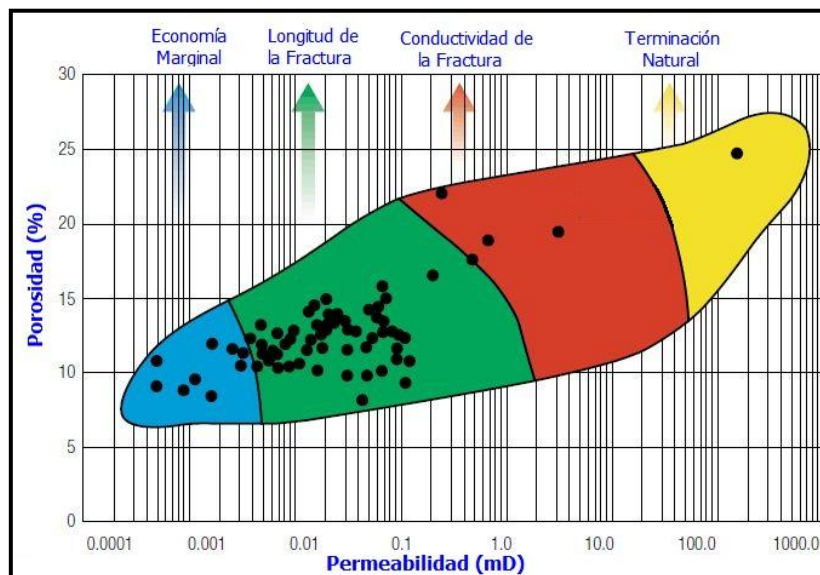


Figura 4.1. Esquema que muestra el efecto de la permeabilidad en los procesos de estimulación y terminación de pozos (Tomado de Al Qarni y colaboradores, 2001).

4.1. ESTIMULACIÓN REACTIVA Y NO REACTIVA

El objetivo de la estimulación de los yacimientos es tratar de forma efectiva todas las zonas productivas potenciales, reduciendo el daño a la formación y mejorando la productividad de los pozos. Los procedimientos de estimulación matricial son caracterizados por gastos de inyección a presiones por debajo de la presión de fractura, esto permite una penetración del fluido a la matriz en forma radial (AIPM, 2000).

El éxito de una estimulación matricial depende primordialmente de la selección apropiada del fluido de tratamiento, por lo que se involucran diversos factores, como por ejemplo, la localización y tipo de daño, la compatibilidad del fluido de tratamiento con el sistema roca fluido de la formación, etc.

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.

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 aun 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 vóculos, 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).

Es común que al inicio de la vida productiva de un pozo, los fluidos sean aportados por las fracturas naturales y vóculos existentes, pero es en la matriz donde se encuentran los mayores volúmenes de reservas para el yacimiento, por lo que una vez que las fracturas se “vacían” corresponde ahora a la matriz alimentar de fluidos a las fracturas generando una geometría de flujo bilineal, de ahí el interés por estimular la matriz, puesto que los intervalos no tratados implican menos producción y pérdida de reservas.

La estimulación no uniforme puede generar grandes caídas de presión, provocando una conificación temprana e indeseable de agua, lo que aumenta los costos de separación en superficie y por otro lado, la disminución de la presión provoca que en los yacimientos de aceite se entre rápidamente a la producción en dos fases, si el gas liberado se canaliza hacia el pozo

se provoca como una consecuencia la pérdida de energía del yacimiento; en otros casos, se genera un mecanismo de empuje adicional si existen las condiciones favorables para el drene gravitacional generando un casquete secundario de gas. Por estas razones, las técnicas de divergencia del ácido tanto mecánicas como químicas han sido desarrolladas para asegurar la estimulación uniforme de los yacimientos petroleros en carbonatos (Al-Anzi y Al-Habib, 2004).

En nuestro país, en los yacimientos de rocas carbonatadas, la utilización del ácido clorhídrico es prácticamente el común denominador de las estimulaciones, sin embargo, la experiencia ha revelado que no todos los pozos con problemas de producción requieren necesariamente del uso de ácido clorhídrico; muchos de los pozos con problemas de producción requieren de estimulaciones no ácidas debido a la naturaleza del problema que ocasiona la declinación de su producción, por tal motivo, la selección y diseño del tratamiento requiere del análisis de un grupo multidisciplinario que propone la mejor solución (PEMEX, 2008).

La determinación del tipo de daño, el análisis nodal y la corroboración del daño a través de pruebas de laboratorio son factores de vital importancia que deben de considerarse para seleccionar un pozo candidato a estimular.

4.1.1. ACIDIFICACIÓN MATRICIAL O ESTIMULACIÓN REACTIVA

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:

- Ácido Clorhídrico
- Ácidos Orgánicos (Acético y Fórmico)

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.

ÁCIDO CLORHÍDRICO (HCL)

El ácido clorhídrico es el más utilizado para la estimulación de pozos petroleros, es una solución de hidrócloro en forma de gas en agua, que se puede disociar en agua rápidamente hasta un límite del 43% en peso a condiciones estándar, por lo que le da la condición de ácido fuerte, al 15% se le conoce como ácido regular, a la misma concentración con otros ácidos es el más corrosivo.

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 [CaCO₃] y dolomita [CaMg(CO₃)₂]; la reacción básica entre el ácido clorhídrico y la caliza se presenta en la **Tabla 4.1**.

$2HCl$ (1000 galones al 15%)	+	$CaCO_3$ (10.9 pies ³ o 1,843 lbs)	\rightarrow	$CaCl_2$ (2,050 lbs)	+	H_2O	+	CO_2		
$4HCl$ (1000 galones al 15%)	+	$CaMg(CO_3)_2$ (9.5pies ³ o 1,700 lbs)	\rightarrow	$CaCl_2$ (1,040 lbs)	+	$MgCl_2$ (875 lbs)	+	H_2O (40 galones)	+	$2CO_2$ (6,620 ft ³)

Tabla 4.1. Productos de la reacción química entre el ácido clorhídrico con la caliza y la dolomía.

Al introducir ácido concentrado se disuelve más cantidad de $CaCO_3$, de esta manera se crean múltiples pequeños canales conductores comúnmente conocidos como agujeros de gusano (**Figura 4.2**), que al entrelazarse forman una compleja red de alta permeabilidad; estos canales son producto de la reacción del HCl con los carbonatos de calcio y de magnesio, y los productos de la reacción son sales solubles en agua (Al-Harty y Bustos, 2009).

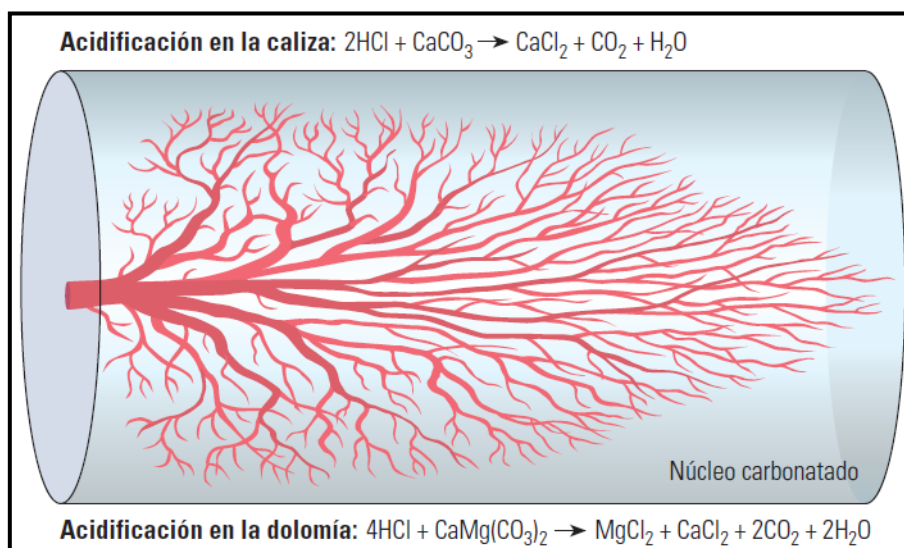


Figura 4.2. Esquema que muestra la compleja red de agujeros de gusanos producto de la acidificación de las rocas carbonatadas (Tomado de Al-Harty y Bustos, 2009).

La capacidad de disolución del ácido clorhídrico es variable a diferentes concentraciones (**Figura 4.3**), esta afirmación se basa en una gran cantidad de volúmenes calculados y por la experiencia de campo en diferentes proyectos, la mayoría de los tratamientos ácidos matriciales utilizan de 284 a 946 litros (75 a 250 galones) de ácido por pie en el intervalo productor (PEMEX, 2008).

ÁCIDOS ORGÁNICOS

Otro de los ácidos más 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.

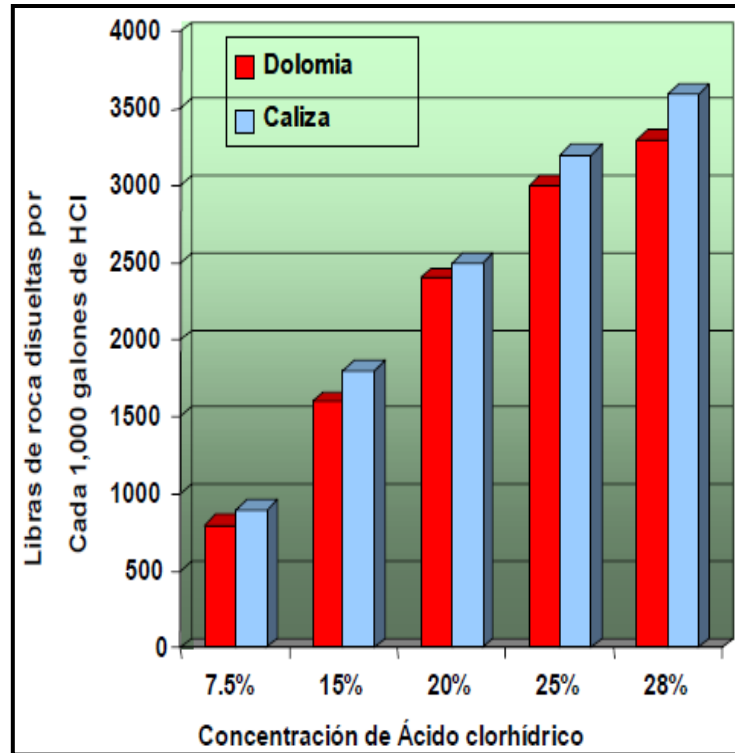


Figura 4.3. Gráfico que muestra la solubilidad del ácido clorhídrico en la caliza y dolomía (Pemex, 2008).

La creación de agujeros de gusano puede describirse a través de la relación entre la velocidad de disolución neta del ácido y el transporte conectivo del ácido vivo hacia la superficie del agujero de gusano, expresada por el número adimensional de Damköehler.

El número de Damköehler depende de una variedad de factores, entre ellas se encuentran características específicas de las rocas, las propiedades del sistema ácido, la velocidad de inyección y la temperatura. Para una reacción química en general, el número se define como:

$$Da = kC_o^{n-1}t$$

Donde:

K = Cinética de la velocidad de reacción constante

Co = Concentración inicial

N = Orden de la reacción

t = Tiempo

Da = Número adimensional de Damköehler y representa el tiempo de reacción adimensional.

La creación de agujeros de gusanos, está condicionado por la forma en que la acidificación afecta la roca; los poros más grandes reciben más ácido, esto provoca un aumento en su longitud y su volumen, esta reacción continua hasta formar un canal macroscópico que recibe más fluido ácido que los poros adyacentes a medida que el tratamiento va cubriendo más roca del yacimiento.

Aditivos

Existen una gran cantidad de aditivos utilizados en los tratamientos ácidos que facilitan el uso de los sistemas, permitiendo una mayor efectividad, básicamente consisten en tres grupos (PEMEX, 2008):

- 1) Inhibidores de corrosión. Son materiales fuertemente catiónicos, con una fuerte afinidad con la superficie metálica, que para ser efectivos deben tener la capacidad de adherirse al interior de la tubería, formando una delgada cubierta protectora a medida que el ácido es bombeado, debido a su fuerte carga catiónica debe ser usado cuidadosamente para cumplir su función, ya que un exceso de este inhibidor puede influir en la matriz e inducir un daño a la permeabilidad relativa, causado por un cambio de mojabilidad.
- 2) Solventes mutuos. Son por ejemplo el Etilen Glicol Mono Butil Ether (EGMBE), que se utiliza por su solubilidad tanto en fluidos base agua o aceite. Los solventes mutuos se desarrollaron hace algunos años para facilitar la reacción del ácido en superficies cubiertas de aceite; también ayudan a disminuir la tensión superficial del ácido reactivo, esto facilita la recuperación del ácido gastado y la limpieza del pozo. Debido a sus propiedades, tienden a limitar la efectividad de los inhibidores de corrosión y frecuentemente la concentración de los inhibidores debe ser aumentada en los sistemas tratamientos mutuos. Los solventes mutuos para ser efectivos deben ser agregados en concentraciones de aproximadamente 10% del volumen de ácido.
- 3) Aditivos de control de hierro. Muchas formaciones contiene siderita, hematita y otros minerales ricos en hierro, además del hierro que puede ser desprendido de la misma tubería, por tal motivo, los agentes secuestrantes de hierro corresponden con un aditivo común en los tratamientos ácidos. Existen dos formas de hierro en la formación, ferroso y férrico; el primero se forma durante el proceso de estimulación, mientras el ácido no está gastado su pH es cercano a cero, en estas circunstancias ningún ión de hierro precipitará, sin embargo a medida que el ácido se va gastando su pH tiende a subir y arriba de 2 o más, en ese momento los problemas con precipitación de hierro existen y gravan el problema en el fondo (el férrico empieza a precipitar con pH de 2.5 y el ferroso en 5), por este motivo, es importante contar con los secuestrantes de hierro adecuados e inducir el pozo a producción tan rápido como sea posible.
- 4) Agentes divergentes. La desviación en un tratamiento puede ser complementada utilizando desviadores mecánicos como empacadores, taponos puente, bolas selladoras en los disparos, sólidos químicos, espumas e incremento en el ritmo de inyección, siempre por debajo de la presión de fractura, por lo que cubrir efectivamente el intervalo de interés es crítico para el éxito de un tratamiento matricial en carbonatos.
- 5) Gas. También es considerado un aditivo en tratamientos ácidos, ya que por ejemplo, el nitrógeno puede agregarse al ácido para facilitar la recuperación del ácido gastado, esto cuando se aplica la acidificación en pozos depresionados y cuando se utiliza espuma nitrogenada como producto desviador; del mismo modo se emplea bióxido de carbono como precolchón en tratamientos de zonas de aceite.
- 6) 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:

- A. 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 (PDVSA, 1997).
- B. 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.
- C. 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.

Los tratamientos ácidos por lo general son inyectados a bajas velocidades, por lo que no puede utilizarse ácido clorhídrico puro, la razón, es porque el frente del ácido se neutraliza rápidamente limitando su penetración en la formación e impidiendo que se forme la red de agujeros de gusano lo suficientemente larga para travesar la zona invadida del pozo, por lo que es necesario incluir aditivos que retarden la reacción del ácido con el CaCO_3 (surfactantes, inhibidores de corrosión, agentes no emulsificantes, retardadores de fricción o solventes mutuos entre otros), que consisten principalmente en la emulsificación y formación de geles, buscando con ello crear agujeros de gusano de mayor longitud y hacer que la emulsión sea lo menos corrosiva para la tubería de revestimiento o de producción según sea el caso (PEMEX, 2008).

Los aspectos más relevantes en una estimulación matricial ácida en carbonatos incluyen lo siguiente:

- Efectividad del desviador
- Límite de los agujeros de gusano y excesiva pérdida de filtrado
- Aplicaciones en alta y baja temperatura
- Concentración del ácido

FACTORES QUE AFECTAN LA REACCIÓN DEL ÁCIDO CON LOS CARBONATOS

Existen diversos factores que influyen en la reacción del ácido (PEMEX, 2008), entre ellas podemos mencionar los siguientes:

La relación volumen – área de contacto. A mayor superficie de roca expuesta por unidad de volumen de ácido, este se gastará más rápidamente.

Presión. Por arriba de los 750 psi, la presión tiene un menor efecto en la reacción del ácido con las rocas calcáreas que la mayoría de los otros factores, por debajo de este valor la reacción se acelera (**Figura 4.4**).

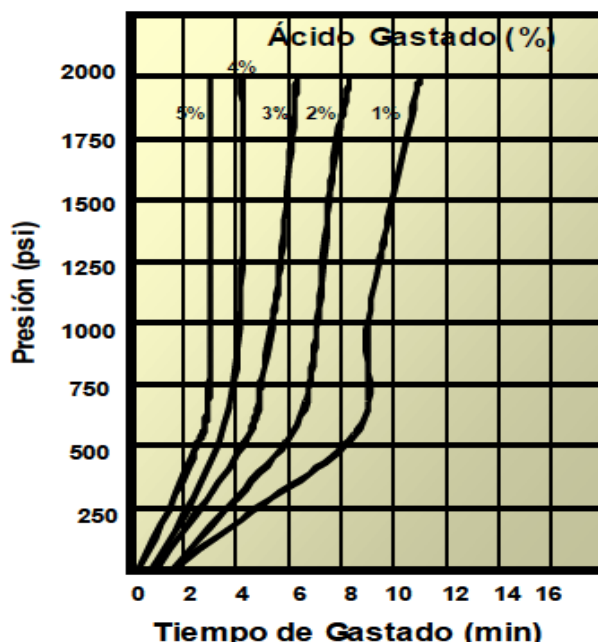


Figura 4.4. Efecto de la presión sobre el tiempo de reacción del HCL sobre el CaCO₃ (Pemex, 2008).

Temperatura. A medida que la temperatura se incrementa, el ácido reaccionará más rápido con el material calcáreo.

Concentración del ácido y productos de reacción. Mientras más fuerte sea un ácido, más tiempo tomara para alcanzar una reacción completa, la adición de Cloruro de Calcio o Bióxido de Carbono retarda ligeramente la reacción de cualquier ácido fuerte; un ácido orgánico le toma más tiempo diluirse.

Composición de la roca. La composición química de la roca influirá en la reacción del ácido, las dolomitas generalmente reaccionan más lentamente con el HCl que con las calizas.

El control de la velocidad de reacción del ácido en la formación es de vital importancia para el éxito del tratamiento de estimulación ácida en carbonatos, ya que además de atravesar la zona dañada para comunicar el fondo del pozo con el yacimiento, realiza una buena limpieza de los residuos del ácido desgastado, de tal forma que permite el retorno del mayor volumen posible; se debe procurar minimizar el daño producido al sistema de tuberías (TR y TP) (Economides, 1989). Cuando el ácido se bombea a través de la tubería de revestimiento o de la tubería de producción se conoce como bombeo forzado, una práctica cada vez más común es que los ácidos sean administrados mediante tubería flexible que con el uso de empacadores de intervalos, lo que permite un tratamiento más específico (por ejemplo intervalos de baja permeabilidad) ya que contrarresta que el ácido se canalice a las zonas de alta permeabilidad.

TRATAMIENTOS DE ACIDIFICACIÓN MATRICIAL EN POZOS DE ALTA TEMPERATURA

El empleo de ácidos como el HCl a temperaturas superiores a 93°C provoca que las velocidades de reacción se lleven a velocidades muy rápidas, lo que da como resultado que el ácido se consuma demasiado pronto reduciendo su efectividad y el volumen de yacimiento estimulado. Una forma de abordar el problema de las velocidades de reacción rápidas a altas temperaturas consiste en utilizar emulsiones de ácido en aceite para retardar la velocidad de reacción (Al-Harty y Bustos, 2009).

Estas emulsiones han sido aplicadas tanto en los tratamientos de fracturamiento ácido como en los de acidificación de la matriz de los carbonatos; las emulsiones de ácido en aceite para los tratamientos de acidificación constan de una fase interna de HCl y una fase externa de aceite, las pequeñas gotitas de HCl suspendidas en diesel se mueven hacia las rocas mediante la difusión Browniana con lo que se retarda sustancialmente la velocidad de reacción del ácido; otra ventaja de esta emulsión es que el ácido no tiene contacto directo con las tuberías del pozo por lo que la corrosión se reduce significativamente.

El empleo de una emulsión de ácido en aceite formulada correctamente constituye una solución para la estimulación de pozos de alta temperatura, la creación de agujeros de gusano a temperaturas de hasta 135°C confirman su buena capacidad de reacción con la formación (Al-Harty y Bustos, 2009).

4.1.2. ESTIMULACIÓN NO REACTIVA

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.

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).

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.

4.2. TÉCNICAS DE DIVERGENCIA

Existen diversas tecnologías para lograr la divergencia del ácido en el proceso de acidificación, tal como ocurre con la aplicación de técnicas de divergencia mecánica (**Figura 4.5**), así como selladores de esferas o tubería flexible, aunque en ocasiones no resulta factible; los métodos de divergencia química convencionales incluyen espuma a base de nitrógeno, agentes de obturación como las escamas de ácido benzoico y geles a base de polímeros, los dos métodos taponan transitoriamente las zonas carbonatadas de alta permeabilidad para desviar efectivamente los fluidos de tratamiento, hacia las zonas de menor permeabilidad.

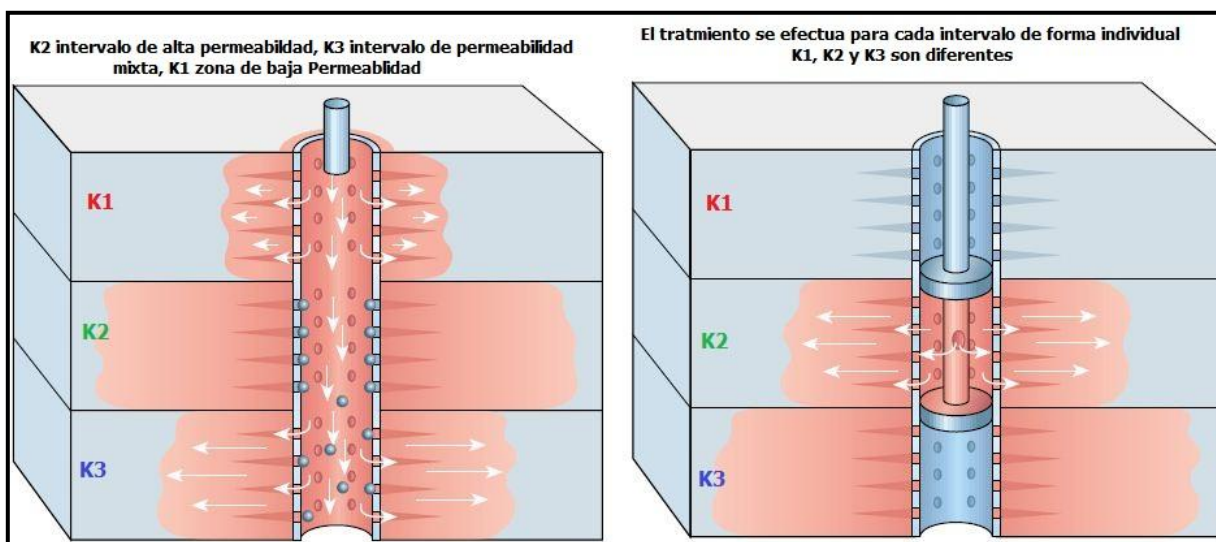


Figura 4.5. Esquema que ilustra el uso de métodos de divergencia mecánica durante el tratamiento de acidificación matricial (tomado de Al-Anzi y Al-Habib, 2004).

En la imagen izquierda de la **Figura 4.5** se muestra de forma esquemática a tres intervalos con diferentes valores de permeabilidad, el intervalo K2 presenta la zona de más alta permeabilidad, el intervalo K3 presenta una permeabilidad media y finalmente el intervalo K1 la permeabilidad más baja; para controlar la fuga de ácido en los sistemas de alta permeabilidad, se emplea la divergencia mecánica. Un caso consiste en bombear junto con el sistema ácido esferas de vulcanita o bolitas biodegradables que actúan como selladores para disminuir la pérdida de ácido en el intervalo K2, de este modo se estimulan eficientemente los tres intervalos; en caso de no lograr la divergencia del ácido las zonas de menor permeabilidad (K1 Y K3) no podrían ser estimuladas, debido a que el ácido fresco siempre y en todo momento se canalizaría a la zona de mayor permeabilidad (K2), debido a que el ácido fluye con mayor dificultad en los intervalos de menor permeabilidad y en términos de producción, los intervalos no estimulados se traducen en una reducción de la rentabilidad del campo y en la falta de

capacidad de añadir más reservas al mismo; en el corto plazo ocasiona un menor volumen de producción (Al-Anzi y Al-Habib, 2004).

Otra técnica de divergencia mecánica se ilustra en la imagen derecha de la **Figura 4.5**, en este caso se muestra el uso de empacadores con tubería flexible, esto permite aislar el intervalo de tratamiento preferido; si analizamos la imagen del fondo hacia arriba, primero se estimula el intervalo K3, posteriormente el intervalo K2 (posición actual de los empacadores) y finalmente se estimulará el intervalo (K3). De esta manera se pueden emplear tres sistemas ácidos de características diferentes el uno del otro (Al-Anzi y Al-Habib, 2004).

Es bien sabido de la alta heterogeneidad de los carbonatos, por tal motivo, si existen características de composición mineralógica relativamente diferentes además de los valores de permeabilidad entre un estrato y otro, la técnica arroja excelentes resultados en términos de eficiencia de estimulación debido a que se diseñan y ejecutan tratamientos individualizados para cada uno de los intervalos, pero en términos de producción diferida y costos de operación, podría resultar no ser tan atractivo.

La ejecución de una técnica u otra se debe elegir en base a una cuidadosa evaluación económica del proyecto, si los gastos de producción estabilizados posteriores a la estimulación en conjunto con los precios del aceite compensan el tiempo y volumen de producción diferida así como los costos de operación, entonces esta técnica resulta económicamente atractiva. En ocasiones, los taponos temporales se convierten en permanentes y el yacimiento que se pretendía estimular se daña, reduciendo de esta forma la productividad del pozo.

Una técnica de divergencia química común utiliza geles a base de polímeros, en estos sistemas ácidos se emplean aditivos reticuladores reversibles activados por el pH para modificar la viscosidad del fluido en los momentos críticos del tratamiento ácido; un ejemplo de este sistema ácido es el Ácido Autodivergente (SDA®), el cual es un sistema polimérico mezclado con Ácido Clorhídrico; su mecanismo de acción es el siguiente: inicialmente su viscosidad es baja para facilitar su bombeo y una vez que este fluido entra a la formación carbonatada y el ácido se desgasta, el polímero reticula cuando el pH alcanza un valor igual a 2, aumentando en este momento su viscosidad; este aumento de viscosidad del gel restringe el flujo del ácido nuevo a través de los agujeros de gusano existentes desviando así el ácido concentrado hacia otras zonas.

Cuando el pH alcanza un valor de aproximadamente 3.5, el ácido gelificado se rompe reduciendo su viscosidad y permitiendo el contraflujo de los fluidos desgastados (Al-Anzi y Al-Habib, 2004). La principal desventaja de este método radica en la dificultad de controlar el fenómeno de reticulación, además de que su estabilidad también se ve afectada por el incremento de la temperatura en el fondo del pozo. En el peor de los casos, se daña a la formación de forma permanente hasta el punto de impedir el flujo de fluidos; en ambientes corrosivos con ácido sulfhídrico [H₂S] se producen problemas de acumulación de incrustaciones y daño a la formación cuando los aditivos reticuladores metálicos reaccionan con los sulfuros precipitados.

Un ejemplo de los métodos de divergencia química es el sistema de Ácido Divergente Viscoelástico (VDA®) basado en la tecnología de surfactantes viscoelásticos (VES, por sus siglas en inglés). La molécula de surfactante Viscoelástico utilizada en el sistema VDA® está compuesta por una cabeza hidrofílica que comprende grupos de amonio cuaternario positivos, un grupo carboxilato negativo y una cola hidrofóbica larga que constituye una cadena de hidrocarburo; durante su bombeo, el sistema de fluido VDA® (una mezcla de HCl, surfactante

viscoelástico y aditivos comunes para el tratamiento ácido) mantiene una viscosidad baja; a medida que el ácido es consumido a través de la reacción con la calcita o la dolomita, el surfactante se gelifica (**Figura 4.6**).

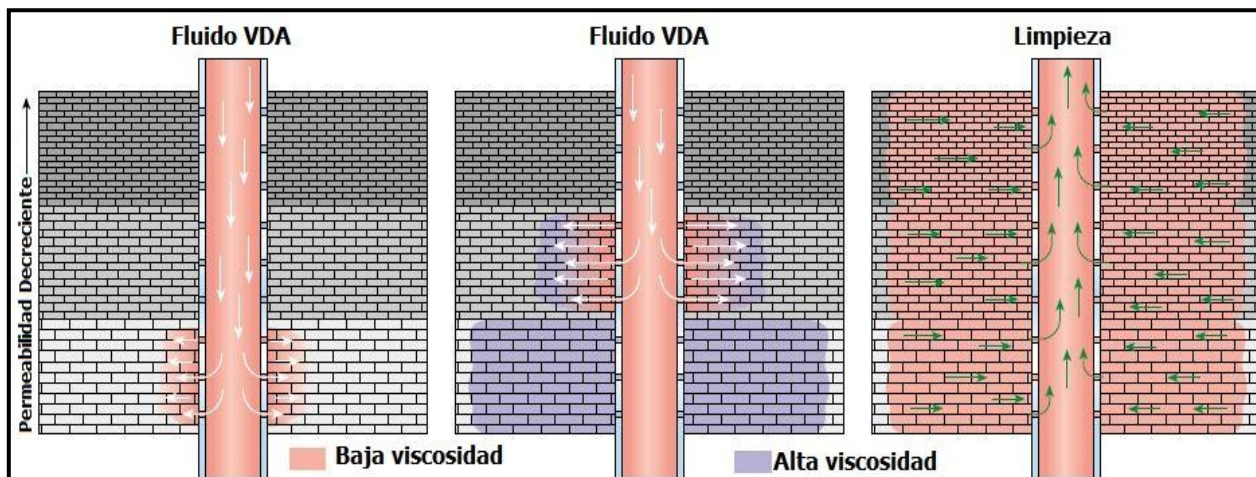


Figura 4.6. Estimulación con divergencia local en carbonatos (tomado de Al-Anzi y Al-Habib, 2004).

Dos factores inician el proceso de gelificación, cuando el ácido se agota, el aumento del pH permite que las moléculas de surfactante se unan para formar estructuras largas denominadas micelas, en las que las cabezas hidrofílicas se orientan hacia afuera y las colas hidrofóbicas se orientan hacia adentro.

En la **Figura 4.6** se ilustra el proceso de una divergencia local, en este proceso, el fluido con el ácido mantiene una viscosidad baja durante su bombeo hacia el fondo del pozo; primero ingresa a la zona más permeable, cuando el ácido empieza a reaccionar con la calcita o la dolomita en la formación productora la viscosidad del surfactante viscoelástico aumenta, este aumento provoca que el fluido nuevo se desvíe hacia la siguiente zona más permeable estimulando esta zona; este proceso continúa hasta que son estimuladas todas las zonas disparadas de permeabilidad variable. Al producirse el contra flujo de los hidrocarburos o el solvente mutuo (flechas verdes), el surfactante viscoelástico cambia nuevamente su reología, cuando las micelas largas se convierten en micelas esféricas, la viscosidad se reduce significativamente permitiendo la limpieza de la formación durante el contraflujo (Al-Anzi y Al-Habib, 2004). La disolución del CaCO_3 en el HCl produce salmuera de CaCl_2 , lo que se traduce en mayor estabilización de las micelas aumentando su longitud y al alcanzar una concentración crítica del surfactante, se entrecruzan formando una estructura reticulada y produciendo un gel elástico altamente viscoso.

El aumento de la viscosidad del gel reduce el flujo hacia los agujeros de gusano y las fisuras existentes dentro de las zonas tratadas, proporcionando así divergencia efectiva del ácido hacia las zonas dañadas y de baja permeabilidad aun no estimuladas. Después de un tratamiento, el surfactante gelificado se descompone al entrar en contacto con el petróleo o condensado que fluye hacia el pozo, o el contraflujo del colchón de prelavado de solvente mutuo cuando se diluye con la salmuera de formación producida durante la reacción (Al-Anzi y Al-Habib, 2004).

4.3. DISEÑO DE UNA ESTIMULACIÓN

Cualquier selección de tratamiento debe derivar de la naturaleza del daño y de la causa de su problema. La **Tabla 4.2** presenta algunas directrices que deben tomarse en cuenta para la selección de algún tratamiento ácido.

Tipo de fluido	Fluido Específico	Daño que el fluido puede remover	Observaciones
Ácidos	HCl	Incrustaciones, taponamientos por sólidos, bloqueo por agua.	Usado en carbonatos y arenas con 20% o más de calcita o como precolchón para un tratamiento con ácido fluorhídrico.
	Ácido Acético	Incrustaciones, taponamiento por sólidos, bloqueo por agua.	Lo mismo que el HCl y en altas temperaturas.
	Ácido Fórmico	Incrustaciones, taponamiento por sólidos, bloqueo por agua.	Lo mismo que el HCl y en altas temperaturas.
	Ácido fluorhídrico	Arcillas, incrustaciones, taponamiento por sólidos y bloqueos por agua.	Arenas (con HCl o ácidos orgánicos) usado para limpieza de daño por lodo de perforación.
	HF generado en sitio	Arcillas, incrustaciones, taponamiento por sólidos y bloqueos por agua.	Posible penetración profunda, solo areniscas.
Solventes	Solvente mutuo	Bloqueo por agua, emulsiones, cambio de mojabilidad.	Usado con otros aditivos como surfactantes para mejorar la permeabilidad relativa al hidrocarburo.
	Solvente aromático	Asfaltenos, parafinas, taponamiento por lubricantes.	Usado con un agente de suspensión o con un anti-asfalteno.
	EDTA	Incrustaciones de Sulfatos	---
Agua	Agua caliente	Parafinas	Usado con agentes de suspensión.

Tabla 4.2. Directrices para la selección de un tratamiento ácido en carbonatos (Tomado de Pemex, 2008).

Antes de considerar un tratamiento se deberá efectuar un análisis pre-tratamiento en el laboratorio para definir su factibilidad. Si se determina que el daño es provocado por compuestos orgánicos como asfaltenos o parafinas un tratamiento orgánico con solventes será el indicado; si el daño puede removerse con ácido, deberá efectuarse una estimulación para eliminar los causantes del daño; nunca se debe bombear solventes o ácido al pozo hasta que la causa del daño haya sido identificada, así como el mejor tratamiento químico para removerlo (PEMEX, 2008).

En resumen la selección del sistema de fluido estará en función de los siguientes factores: tipo de formación, mineralogía, temperatura, prueba de compatibilidad, prueba de emulsión.

En el diseño de un tratamiento ácido matricial en rocas calcáreas, se debe tomar en consideración lo siguiente:

- 1) Evaluar e identificar el tipo de daño, en caso de no lograr su identificación no es recomendable no aplicar los tratamientos no-reactivos.
- 2) Seleccionar el fluido de tratamiento y sus aditivos de acuerdo con las pruebas de compatibilidad y análisis de núcleos.
- 3) Realizar una prueba de admisión o inyectabilidad para determinar los gastos y presiones de inyección. En caso de no contar con ellos, se pueden estimar de la siguiente manera:
 - a. Calcule la presión de fractura:

$$P_f = G_f x D$$

Donde:

$P_f =$ Presión de Fractura [psi]

$G_f =$ Gradiente de Fractura $\left[\frac{\text{psi}}{\text{pie}}\right]$

$D =$ Profundidad [pie]

b. Obtenga la presión máxima:

$$P_{max} = P_f - (0.433 x \rho x D)$$

c. Determine el gasto máximo de inyección:

$$Q_{max} = \frac{4.97 x 10^{-6} K h (P_f - P_{ws})}{\mu \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}$$

Donde:

K=Permeabilidad absoluta [mD]

H=Espesor de la formación [pie]

μ =Viscosidad [cP]

r_e =Radio de drene [pie]

r_w =Radio del pozo [pie]

- 4) Determinar el volumen de tratamiento de acuerdo a la longitud del intervalo a tratar y radio de penetración de la zona dañada, se recomienda emplear desviadores de flujo para que el tratamiento se realice de una manera selectiva. Se puede emplear la siguiente formula, tanto para tratamientos reactivos como no reactivos cuando estos sean de limpieza:

$$vf = 23.5 x \emptyset x h_f (r_x^2 - r_w^2)$$

Se considera siempre un intervalo menor o igual a 15 metros (50 pies), en caso de excederse se dividirá el volumen total de acuerdo con el procedimiento indicado.

Para daño somero considere $r_x=5$ pie+ r_w

Para daño profundo suponer $r_x=10$ pie + r_w

$$vf = 23.5 x \emptyset x h_f (\text{pie}) (r_x^2 - r_w^2) (\text{pie}^2)$$

Por experiencia de campo este volumen debe de estar entre 50 y 200 gal/pie, en caso de estar calculado fuera de estos límites, deberá tomarse el límite correspondiente.

- 5) Estimar el resultado de la estimulación (incremento de productividad esperado)

$$\frac{J_d}{J_o} = \frac{\left(\frac{ks}{K}\right) \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{\ln\left(\frac{r_x}{r_w}\right) + \left(\frac{ks}{K}\right) \ln\left(\frac{r_e}{r_x}\right)}$$

Donde:

Jd= Índice de productividad en un pozo dañado

Jo=Índice de productividad en un pozo no dañado

ks=Permeabilidad reducida por daño (mD)

K= Permeabilidad de la formación (mD)

re= Radio de drene (m)

rw=Radio del pozo (m)

rx=Radio de daño

- 6) La inducción deberá realizarse inmediatamente después de terminada la operación de estimulación matricial de rocas calcáreas.

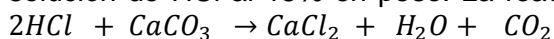
4.3.1. PROCEDIMIENTO OPERATIVO PARA REALIZAR UNA ESTIMULACIÓN

Los procedimientos operativos que se deben tomar en consideración al realizar una estimulación son:

1. Actualizar el estado mecánico del pozo, el cual debe incluir datos de la profundidad del aparejo de producción con diámetros, peso unitario, profundidades, anomalías, etc.
2. Analizar el programa proporcionado por su departamento
3. Elaborar un programa operativo alternativo para solventar cualquier problema que se pudiera presentar durante el desarrollo de la operación.
4. Realizar una reunión de seguridad con el personal involucrado (jefe de pozo, producción, seguridad industrial, servicio a pozos etc), a los que deberá explicar la importancia y los alcances de la operación.
5. Asignar tareas y funciones específicas al personal que intervendrá.
6. Supervisar la instalación y prueba hidráulica de las unidades de bombeo y líneas de control.
7. Represionar el espacio anular con la mitad de la presión máxima de inyección esperada, para detectar anomalías.
8. Recircular los productos de tratamiento antes de bombearlos al pozo, para lograr la homogeneización de los fluidos de tratamiento durante un mínimo de 30 minutos.
9. Efectuar la inyección de los fluidos de tratamiento según el programa proporcionado; deberá monitorear continuamente la presión en la TP y en el espacio anular.
10. Al terminar el programa de bombeo, verificar las presiones de cierre, final y estabilizada después de 10 minutos de cerrado el pozo.
11. Descargar la presión del espacio anular si la presión final es < a 3000 psi; se procede a retirar las unidades de bombeo.
12. Seleccionar el estrangulador dependiendo de la presión final obtenida y abrir el pozo a la línea de descarga registrando el comportamiento de la presión.
13. Recuperar y analizar las muestras continuamente para monitorear la limpieza del pozo.
14. Evaluar el desempeño del personal y compañías que participaron en la operación.
15. Elaborar el reporte final de la operación, el cual debe incluir volúmenes y gastos de inyección durante la estimulación.

4.3.2. CÁLCULO DE LA CANTIDAD DE CALIZA QUE DISUELVE UN ÁCIDO

Es importante realizar una estimación de la cantidad de caliza disuelta por cada 1000 litros de solución de HCl al 15% en peso. La reacción química de la caliza con el ácido clorhídrico es:



El primer paso consiste en determinar el peso molecular de los compuestos que intervienen en la reacción y sus productos (Tabla 4.3).

H=1.00797 Cl=35.453	Ca=40.08 C=12.01115 O ₃ =3(15.999)	C=12.01115 Cl ₂ =2(35.453)	H ₂ =2(1.00797) O=15.999	C=12.01115 O ₂ =2(15.999)
2HCl=73	CaCO₃=100	CaCl₂=111	H₂O=18	CO₂=44

Tabla 4.3. Cálculo del peso molecular de reactivos y productos de la reacción.

Se observa que 73 Kg/mol-Kg de HCl reaccionarán con 100 Kg/mol-Kg de CaCO₃, el producto de esta reacción son 111 Kg/mol-Kg de CaCl₂, 18 Kg/mol-Kg de H₂O y 44 Kg/mol-Kg de CO₂.

El segundo paso consiste en calcular la cantidad de CaCO₃ que disolverán 1000 litros de HCl al 15%, tomando en cuenta las siguientes relaciones:

V_{sa}=1000 litros de HCl

γ_{sa}=1.075 Kg/lit (Densidad relativa del HCl al 15%)

Por definición la densidad relativa es: $\gamma_{sa} = \frac{W(HCl+H_2O)}{V(HCl+H_2O)}$

Despejando el peso del sistema ácido

W_{sa}= γ_{sa} * V_{sa} → 1.075*1000 =1075 Kg (HCl+H₂O)

Multiplicando W_{sa} por el porcentaje de ácido contenido en el sistema obtenemos el peso del ácido

W_a=0.15*W_{sa} → 0.15*1075 = 161.25 Kg(HCl)

Aplicando la regla de 3 para encontrar el valor de la incógnita (Cantidad de CaCO₃ disuelta)

$$\frac{73(HCl)}{100Kg(CaCO_3)} = \frac{161.25Kg(HCl)}{X Kg(CaCO_3)}$$

X= (161.25*100)/73 → 220.9Kg de CaCO₃

De modo que 1000 litros de Ácido Clorhídrico al 15% disolverán 220 Kg de Carbonato de Calcio, como producto de la reacción se generarán:

$$\frac{73Kg(HCl)}{111Kg(ClCa_2)} = \frac{161.25Kg(HCl)}{X Kg(ClCa_2)} \rightarrow 245.2 \text{ Kg de } ClCa_2$$

$$\frac{73Kg(HCl)}{44KgCO_2} = \frac{161.25Kg(HCl)}{X Kg(CO_2)} \rightarrow 97.2 \text{ Kg de } CO_2$$

$$\frac{73(HCl)}{100Kg(H_2O)} = \frac{161.25Kg(HCl)}{X Kg(H_2O)} \rightarrow 39.8 \text{ Kg de } H_2O$$

Si el peso específico del CaCO_3 es de 2.83 Kg/litro, el volumen disuelto de CaCO_3 es de:

$$V(\text{CaCO}_3) = \frac{220.9 \text{ Kg de CaCO}_3}{2.83 \text{ kg/litro}} = 78 \text{ litros de CaCO}_3$$

4.4. FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

El Fracturamiento Hidráulico se refiere a la inyección de un fluido fracturante, muy viscoso, a una tasa por encima de la presión de fractura de la formación, 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 y, como consecuencia, mejorar el flujo de fluidos hacia el pozo (**Figura 4.7**).

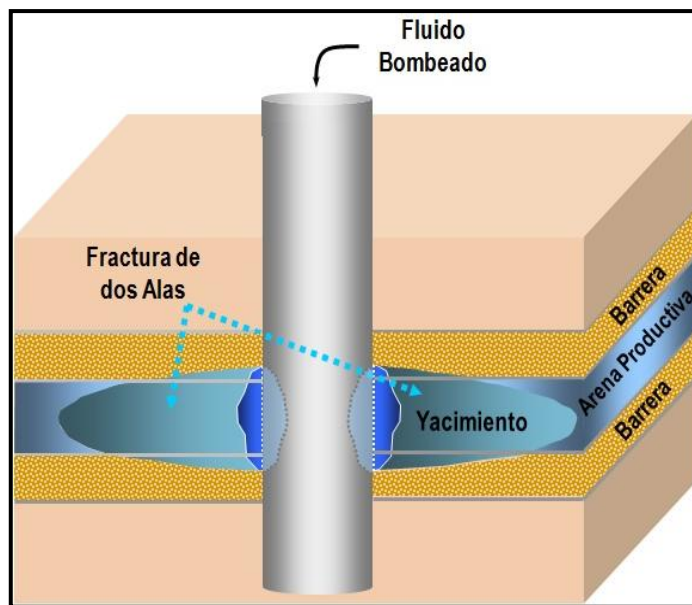


Figura 4.7. Fracturamiento Hidráulico en una formación de arenas (Tomado de Ficetti, 2000).

Esta técnica de estimulación de pozos, se remonta a una investigación realizada por J.B. Clark en 1948, de la compañía Stanolind, hoy AMOCO, y desde entonces aumentó el número de tratamientos, llegando a una cifra de 100, 000 hasta 1955 (Hubbert, 1987). En México, el uso que más frecuente se ha dado es en formaciones de areniscas de baja permeabilidad en la Cuenca de Burgos, en pozos de la Cuenca de Chicontepec e incluso en las formaciones carbonatadas de la Plataforma de Córdoba, Veracruz.

Un adecuado proceso de estimulación requiere de una previa identificación de los parámetros que inciden en la productividad del pozo, parámetros que al aplicarlos a la ecuación de Darcy para flujo radial y en estado estacionario nos permite calcular cuál será la productividad, la ecuación se expresa de la siguiente manera:

$$q = \frac{kh(P_e - P_{wf})}{141.2B_o\mu \left(\ln \frac{r_e}{r_w} + s \right)}$$

Resultan de particular interés para el ingeniero de diseño, la permeabilidad (k) y el factor de daño (s). El fracturamiento hidráulico puede mejorar la productividad de los pozos, al inducir una mayor área de contacto entre el pozo y el yacimiento, proporcionando así mayor comunicación.

La medida en la que un tratamiento de fracturamiento favorece la extracción de hidrocarburos, depende de variables como la permeabilidad de la formación, la conductividad y longitud de la fractura. Es posible impactar el gasto mediante:

1. El Incremento de la capacidad de flujo de la formación ($k.h$): el fracturamiento puede aumentar el ancho de la formación (h) o incluso conectarla con zonas de mayor permeabilidad.
2. Ampliando el radio del pozo (r_w) en un radio efectivo (r'_w), siendo éste una función de la longitud de la fractura (**Figura 4.8**).

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.

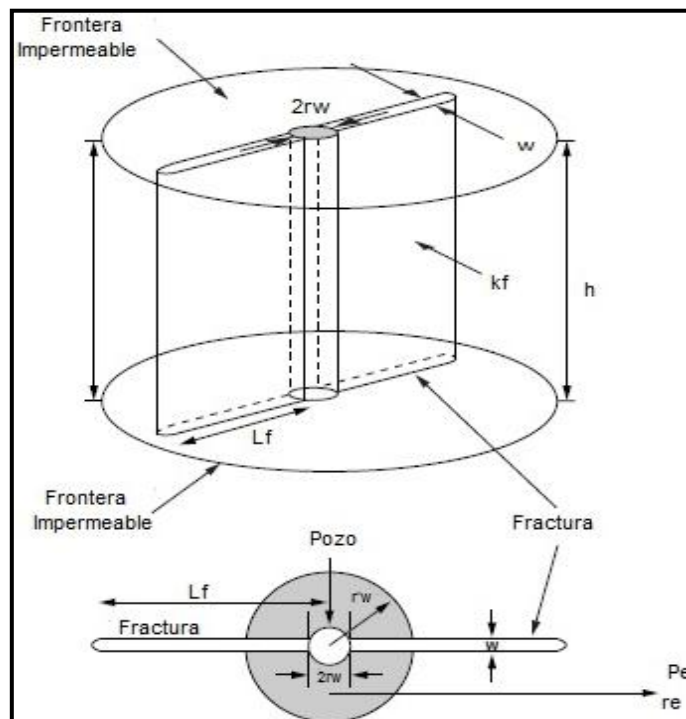


Figura 4.8. Geometría de una fractura apuntalada y radio efectivo del pozo (Tomado de Davies 2003).

El registro de los parámetros siguientes, permite tener un control de la operación:

- Presión
- Gasto
- Dosificación del apuntalante
- Dosificación de aditivos
- Condiciones del fluido fracturante (control de calidad).

Durante la inyección de fluidos al yacimiento la presión de poro se incrementa, por lo que el esfuerzo efectivo se reduce permitiendo el inicio de la fractura de forma más fácil. Para el caso de yacimientos que han sufrido una fuerte disminución de la presión, ocurre el fenómeno inverso, es decir se incrementa el esfuerzo efectivo de la roca.

En resumen, es más difícil iniciar una fractura cuando el campo petrolero está en su etapa madura que en su etapa inicial de explotación. Es importante tomar en cuenta durante el diseño de los tratamientos de fracturamiento, que el estado de esfuerzos en sitio, cambia en función de los procesos físicos presentes en el subsuelo, y a su vez, dicho estado influye en la propagación de la fractura (PEMEX, 2008). El perfil de esfuerzos, medido al inicio de la explotación de los yacimientos, puede no ser el mismo conforme transcurre el tiempo y la extracción de hidrocarburos.

CRITERIOS DE SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS A FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Para considerar la aplicación de un tratamiento de fracturamiento deben cumplirse las cuatro condiciones siguientes:

- ψ El pozo se encuentra conectado con reservas producibles.
- ψ La presión del yacimiento es lo suficientemente alta para mantener el flujo de hidrocarburos (o en su caso es económicamente viable la instalación de un sistema artificial de producción).
- ψ El sistema de producción instalado en el pozo es adecuado para el manejo del incremento en la producción.
- ψ Personal especializado para diseñar, ejecutar y supervisar las operaciones, así como contar con el equipo necesario (bombas, mezcladoras, tanques).

Las características y el tipo de yacimiento desempeñan un papel vital en la selección del tratamiento a los pozos. La **Tabla 4.4** señala los valores de los parámetros para la implementación de un fracturamiento hidráulico y la **Tabla 4.5** indica los tratamientos por tipo de formación.

Parámetro	Yacimiento de aceite	Yacimiento de Gas
Saturación	> 40%	> 50%
Corte de agua	< 30%	< 200 bbls/MMscf
Permeabilidad	1-50 mD	0.01-10 mD
Presión	< 70 % depresionado	doble de la P. de abandono
Espesor	> 10 m	> 10 m

Tabla 4.4.- Parámetros de los yacimientos para la selección del fracturamiento hidráulico como método de estimulación (Tomado de Davies 2003).

Tipo de Yacimiento	Tratamiento	Pozo candidato	
		Daño	Permeabilidad
Areniscas o Carbonatos	Fracturamiento apuntalado	Alto/Bajo	Baja
	SkinFrac	Alto	Media
	Acidificación Matricial	Alto	Alta
	Ninguno	Muy bajo	Alta
YNF cementados con calcita	Bombeo de HCL a una presión cercana o por encima de la Pfractura	Bajo	Baja (Matriz)
Carbonatos Heterogéneos	Bombeo de HCL por encima de la Pfractura	Alto/Bajo	Baja
Carbonatos Homogéneos	WISPER-Bombeo de un precolchón viscoso seguido del HCL, ambos > de la Pfractura	Alto/Bajo	Baja
	CFA-Bombeo de un precolchón viscoso > Pfractura; seguido por el HCL bombeado < Pfractura	Alto/Bajo	Baja

Tabla 4.5.- Criterios de selección de los tratamientos de estimulación por tipo de yacimiento (Tomado de Davies, 2003).

4.5. 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 contribuyen al drenado del yacimiento (Economides, 1989). 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.

Existen dos razones primordiales para realizar un fracturamiento ácido: 1) contribuir en la producción de formaciones de baja permeabilidad; 2) 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 arenas 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 (**Figura 4.9**).

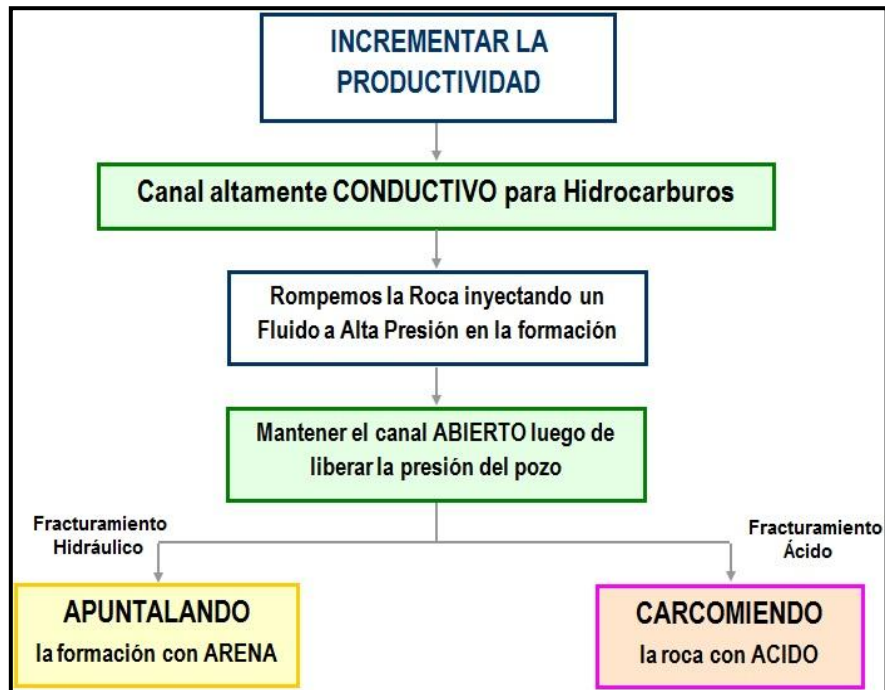


Figura 4.9. Diagrama de flujo para la estimulación de pozos mediante un fracturamiento y principal diferencia entre un tratamiento apuntalado y uno ácido (Tomado de Ficetti, 2000).

4.5.1. DISEÑO DEL TRATAMIENTO

Al momento de diseñar el fracturamiento ácido es conveniente tomar en cuenta aquellos factores que afecten el éxito de la operación. Para el caso de pozos de baja a moderada temperatura, la pérdida del fluido (ácido) puede ser el problema más crítico; en el caso de tener alta temperatura en el pozo, el factor limitante es la velocidad de reacción del ácido. En formaciones blandas, el diseño debe considerar el conseguir la máxima conductividad posible.

La metodología de diseño involucra las cinco etapas siguientes: validación del pozo candidato; consideraciones de diseño; geometría de la fractura; selección del sistema de fluidos fracturantes; consideración de variables críticas y optimización del diseño (**Figura 4.10**).

4.5.1.1. VALIDACIÓN DEL POZO CANDIDATO

Durante esta etapa, es de suma importancia llevar a cabo tanto una evaluación de las condiciones del pozo y del yacimiento, así como una adecuada identificación de los factores de pseudodaño. Durante la primera actividad, es indispensable dar una revisión exhaustiva a la declinación de la producción, y a su vez a elementos como la historia de presiones, los cambios de estranguladores, las curvas de producción de agua, el comportamiento de la RGA, el historial de intervenciones, la verificación de la influencia de pozos vecinos inyectores, la supervisión del estado de las conexiones y el sistema superficial de producción; es importante tener un comparativo de la producción con pozos en los alrededores y por último, efectuar una comparación entre la reserva calculada y la producción acumulada (N_p) del pozo.

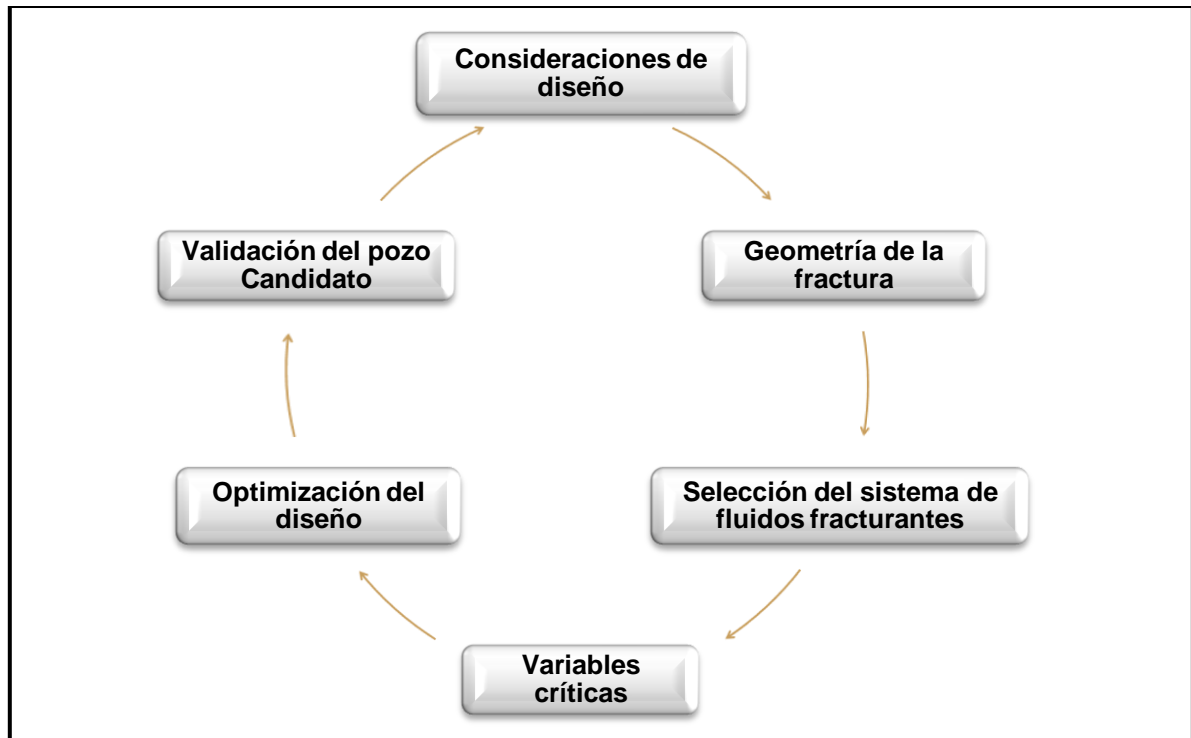


Figura 4.10. Principales etapas para el desarrollo de un fracturamiento ácido.

A su vez, es necesario contar con información previa, a partir de registros eléctricos, análisis pre y posfractura de pozos vecinos, características del fluido fracturante, estudios de laboratorio para la determinación de las propiedades de la formación y de sus fluidos, el uso de simuladores para el análisis del comportamiento de la producción, la estimación de la permeabilidad y del daño a partir de pruebas de presión transitoria, entre otros (PEMEX, 2008).

Existen algunos problemas que no se solucionan a partir del fracturamiento ácido, entre los que podemos mencionar: una fase inadecuada de disparos, la presencia de incrustaciones en el pozo, una baja densidad y penetración de disparos, el bloqueo por gas al producir por debajo de la presión de burbuja, el colapso de tuberías, complicaciones por obstrucciones mecánicas, deficiente cementación y malos diseños de la terminación. Tales dificultades se denominan factores de pseudodaño, su identificación evita el desarrollo de tratamientos en localizaciones que no lo ameriten.

4.5.1.2. CONSIDERACIONES DE DISEÑO

Para poder elaborar el diseño de un tratamiento, y que éste resulte exitoso se requiere tener un detallado conocimiento de las características geológicas del yacimiento, de las propiedades de los fluidos contenidos en el mismo, y del mecanismo de empuje.

La porosidad y la permeabilidad determinan en gran medida la conductividad y longitud de la fractura, mientras que el ancho está influenciado por la resistencia de la roca. La geometría de la fractura está ligada con el Modulo de Young y la relación de Poisson, de tal forma que una zona en donde se conjugan un esfuerzo horizontal pequeño y una baja relación de Poisson no

constituirá una barrera efectiva para la extensión de la fractura, y una zona con alta relación de Poisson confinará la fractura (Broek, 1982).

La presión del yacimiento contribuye a la expulsión de los fluidos de fractura y a los fluidos producidos por la formación una vez que ha culminado el tratamiento. Las características del crudo como su viscosidad, la tendencia a formar emulsiones, el contenido de asfaltenos y parafinas influyen en la selección y modificación del fluido de fractura.

Los pozos candidatos a un fracturamiento ácido deben tener condiciones adecuadas para la ejecución de la operación, es decir la terminación y el sistema de conexiones. Al realizar un tratamiento en pozos ya existentes, éste deberá adaptarse a las limitaciones inherentes a las características de terminación del pozo.

Dentro de los parámetros que es necesario definir durante el diseño, incluimos a los siguientes:

1. Características del fluido
 - ✚ Base del fluido (ácido y gelatina).
 - ✚ Viscosidad del fluido.
 - ✚ Volumen de fluido (gelatina y ácido)
 - ✚ Gasto de inyección.
 - ✚ Tipo y concentración del ácido.
 - ✚ Velocidad de reacción del ácido.

2. Información del pozo y de la formación
 - ✚ Tamaño y tipo de tuberías
 - ✚ Fricción en la TP, disparos y la formación
 - ✚ Dimensión y ubicación de los empacadores
 - ✚ Número y diámetro de los disparos
 - ✚ Temperatura en el fondo del pozo
 - ✚ Gradiente de fractura

3. Propiedades de la roca
 - ✚ Permeabilidad
 - ✚ Porosidad
 - ✚ Composición (Mineralogía)
 - ✚ Propiedades mecánicas de la roca.
 - ✚ Longitud de la fractura.
 - ✚ Conductividad de la fractura.
 - ✚ Altura de la fractura.
 - ✚ Pérdida de fluido
 - ✚ Liberación de finos

4. Propiedades de los fluidos de formación
 - ✚ Viscosidad
 - ✚ Compresibilidad
 - ✚ Compatibilidad con los fluidos de tratamiento

Actualmente para facilitar la tarea, el diseño se sustenta en software especializado que contribuye a realizar los cálculos del volumen de ácido necesario para obtener un cierto tipo de geometría de la fractura, y en los cálculos del mejoramiento en la producción (Knox y Ripley, 1979). Un programa básico de fracturamiento ácido contiene:

- Propietario y localización del pozo
- Datos del pozo y de la formación
- Información del tratamiento
- Volumen del tratamiento e incremento en la producción
- Ancho de la fractura

El sistema ácido debe atravesar la zona de la matriz crítica (región dañada) para comunicar al yacimiento con el pozo, pero también debe minimizar los efectos negativos en los tubulares y desarrollar una buena limpieza después de agotado el ácido. Durante una operación de fracturamiento ácido, primero se bombea un colchón viscoso a presiones superiores a la presión de iniciación de la fractura; posteriormente se bombea una etapa de ácido para atacar la fractura hidráulica en forma diferencial.

El ácido también crea agujeros de gusanos conductores en las superficies de la fractura o cerca de ellas, contribuyendo aún más en la estimulación. Posterior a la operación, la fractura se cierra pero conserva la conductividad por el ataque químico y la formación de agujeros de gusanos (**Figura 4.11**).

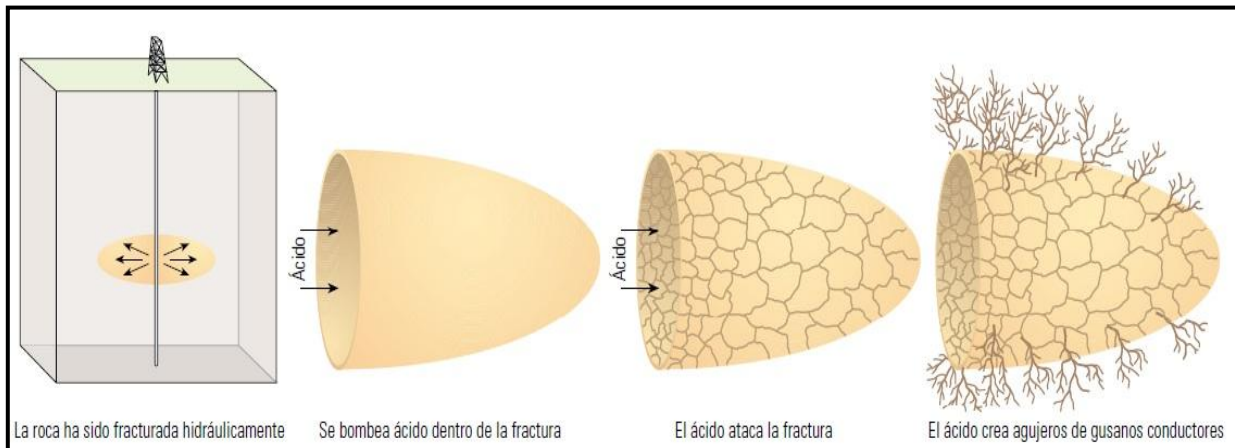


Figura 4.11. Etapas de un fracturamiento ácido en yacimientos carbonatados (Tomado de Al-Anzi E. y Al-Habib, 2004).

La **Tabla 4.6** muestra un esquema en donde podemos observar las secciones mencionadas de un tratamiento en un pozo de Oklahoma, EUA.

4.5.1.3. GEOMETRÍA DE LA FRACTURA

La geometría de la fractura está definida por su longitud, la altura y su ancho. Se le considera de forma rectangular para facilitar su modelado matemático, no obstante, en realidad su forma es circular o elíptica. Además, se atribuye que tiene la misma distancia o longitud en la dirección opuesta. Knox y Ripley (1979) señalan que los factores que inciden en la geometría son:

1. Volumen de fluido inyectado
2. Velocidad de inyección
3. Pérdida de fluido
4. Viscosidad del fluido
5. Propiedades de la roca
6. Propiedades de los fluidos de la formación

Propietario y Localización del Pozo			Volumen de tratamiento e incremento de la producción						
Oil Producers, Inc.			Fluidos del tratamiento, gal				Longitud de fractura, pies		
Raintree County, Oklahoma			Diseño	Pretratamiento	Acido	Postratamiento	Creada	Grabada	J/JO
Datos del Pozo y de la Formación									
TP	di	2.44 pg	1	272	343	280	93	93	1.82
	de	2.87 pg	2	987	1213	503	187	128	2.08
TR	di	4.89 pg	3	2098	2540	594	280	140	2.17
	de	5.5 pg	4	3582	4291	692	373	152	2.25
Profundidad		8550 pies	5	5423	6446	761	467	160	2.31
Temperatura de la formación		275 Farenheit	6	7611	8988	833	560	168	2.36
Espesor		100 pies	Ancho de fractura,pg						
Altura de la fractura (supuesta)		50 pies	Diseño	Pretratamiento	Acido	Postratamiento			
Módulo de elasticidad		4.20E+06 lb/pg2	1	0.046	0.053	0.049			
Espaciamiento de pozos		80 acres	2	0.062	0.797	0.055			
Radio de drene		933 pies	3	0.073	0.095	0.058			
Presión de yacimiento		4525 lb/pg2	4	0.082	0.103	0.06			
Fluido del yacimiento	Viscosidad	0.6 cp	5	0.08	0.12	0.061			
	Compresibilidad	9.10E-05 (lb/pg2)	6	0.097	0.13	0.062			
Permeabilidad inicial		0.1 md							
Información del Tratamiento									
Acido	tipo	HCL							
	Concentración	28 %							
Gasto de inyección		10 bl/min							
Presión de tratamiento (fondo del pozo)		5957 lb/pg2							

Tabla 4.6. Bosquejo de un programa básico para el diseño de un Fracturamiento ácido. El valor de la longitud grabada de la fractura es casi el máximo, cualquier aumento en el volumen de ácido inyectado sólo incrementaría una pequeña cantidad dicha longitud (Tomado de Knox y Ripley, 1979).

De los cuales, se tiene únicamente control sobre los siguientes cuatro factores:

1. Volumen inyectado: la principal restricción es la economía del proyecto.
2. Velocidad de inyección: es posible aumentar la velocidad al emplear reductores de fricción, con mayor potencia hidráulica o al tener tuberías de diámetro adecuado para las condiciones dadas.
3. Pérdida de fluido: Es posible evitarla al agregar aditivos al fluido, o al utilizar fluidos de viscosidad mayor.
4. Viscosidad: Además de reducir la pérdida de fluido, beneficia el desarrollo del ancho de la fractura, y a su vez, a la altura y longitud.

PENETRACIÓN DE LA FRACTURA

Los factores que gobiernan la efectividad del tratamiento de fracturamiento ácido son: el gravado, la penetración y la conductividad de la fractura (King, 2007). La efectividad de la longitud de la fractura y su conductividad generalmente dependen de (a) la convección del ácido en la superficie de la roca, (b) la velocidad de reacción y (c) el control de la pérdida de ácido en el yacimiento. La longitud del gravado de fractura está limitada por la distancia que recorre el ácido a lo largo de la fractura; este problema es aun mucho mayor especialmente en yacimientos de alta temperatura, debido a que la velocidad de reacción es muy alta en los sistemas ácidos convencionales.

La pérdida excesiva de fluido es otro factor que limita la extensión de la fractura y la penetración del grabado. Debido a que la reacción del ácido en las caras de la fractura es la que le proporciona conductividad, la distancia o penetración es de suma importancia para obtener el mejoramiento de la producción. Para una relación entre la longitud de la fractura, y el radio de drene de 0.5 y para una de 0.8, la producción casi es el doble para el segundo caso.

Existen dos fenómenos que participan de manera importante en el desgaste del ácido: la transferencia de masa o la difusión de los iones hidrógeno y la velocidad de la reacción. La difusión es el principal protagonista en las calizas, puesto que la velocidad de la reacción es tan alta que se le considera como infinita. Ocurre lo contrario en las dolomías, donde la velocidad de la reacción es finita (Knox y Ripley, 1979).

ANCHO DE LA FRACTURA

Influye en el desgaste del ácido, es decir en el tiempo de reacción, ya que si se tiene un mayor tamaño en el ancho de la fractura, el volumen de fluido por unidad de área se incrementa, y el tiempo para desgastar al ácido también se extiende; incluso, al ser la fractura más ancha, la distancia que los iones de hidrógeno deben cruzar para llegar a la cara de la fractura se vuelve más grande, y éstos no reaccionarán hasta entrar en contacto con la roca.

La penetración o longitud de la fractura adquiere mayores dimensiones en las dolomías, en comparación con las calizas, debido a que la velocidad de reacción es menor, mientras que la difusión prevalece en las últimas (**Figura 4.12**). Como ejemplo, tenemos que un incremento de 0.254 a 0.508 cm (0.1 a 0.2 pulgadas) arroja un incremento en la longitud de 36.6 a 54 m (120 a 177 pies) para una caliza, y de 54 a 78 m (177 a 255 pies) en una dolomía.

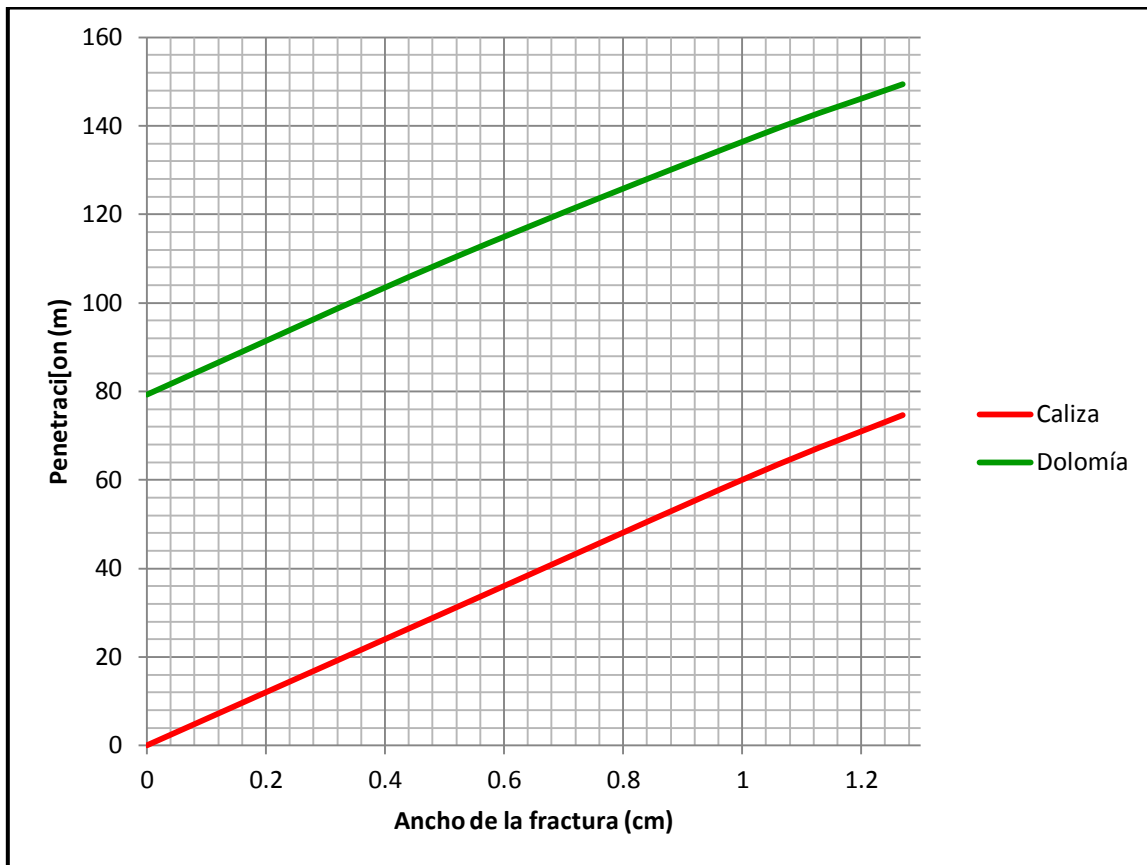


Figura 4.12. Variación de la penetración de la fractura en función de su ancho (Tomado de Knox y Ripley, 1979).

TEMPERATURA

Al tener un aumento en la temperatura se provoca un ligero incremento en el fenómeno de difusión, de la corrosión, así como también se presenta una reducción de la viscosidad del fluido. Un aumento de la temperatura de 38 a 105 °C (100 a 220 °F) llega a disminuir la penetración de 36 a 25 m (120 a 82 pies) en una caliza, y para una dolomía de 87 a 37 m (285 a 120 pies), ambos en un tratamiento con HCL al 15%.

CONCENTRACIÓN DEL ÁCIDO

El tiempo que dura la reacción de un ácido, es más largo para aquellos que tienen una mayor concentración. La velocidad de reacción del HCL con 25% de concentración en una caliza es mayor en comparación con un ácido al 10%. No obstante, conforme ocurre la reacción, el ácido de 25% sufrirá un desgaste hasta tener una resistencia parecida al de 10%, y también generará productos (cloruro de calcio y dióxido de carbono), los cuales reducen la velocidad de reacción. De tal forma, que siempre toma más tiempo consumirse o desgastar a un ácido que tiene una alta concentración.

Un efecto secundario, lo presenta la viscosidad, pues ésta se incrementa con la concentración, lo cual también contribuye en la longitud de la fractura. Como ejemplo, un aumento en la concentración del 15 al 28% en una dolomía, producirá un incremento en la longitud de 39 a 54 metros (127 a 178 pies), como ya se indicó debido a que esto le brinda una mayor viscosidad (Figura 4.13).

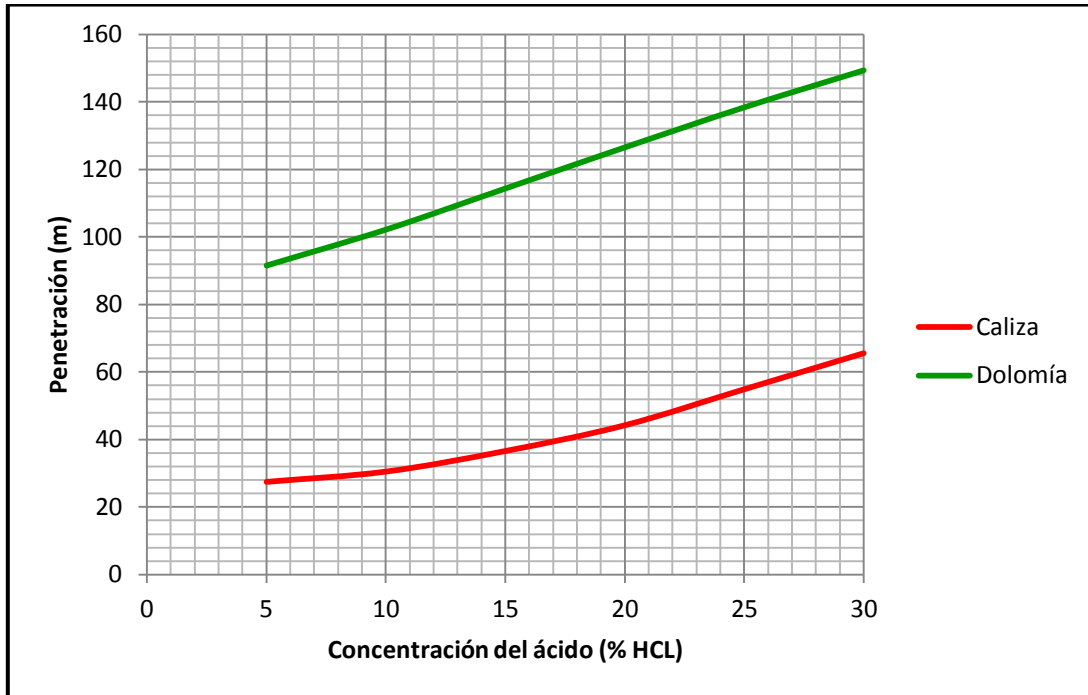


Figura 4.13. Variación de la penetración de la fractura en función de la concentración del ácido y de la composición de la roca (Tomado de Knox y Ripley, 1979).

GASTO DE INYECCIÓN

Mayores tasas de bombeo provocan una fractura más ancha, así como también inducen un mejor enfriamiento del fluido, aumentando su viscosidad y por lo tanto brindándole mayor eficiencia (**Figura 4.14**); estos factores contribuyen en un aumento de la longitud de la fractura.

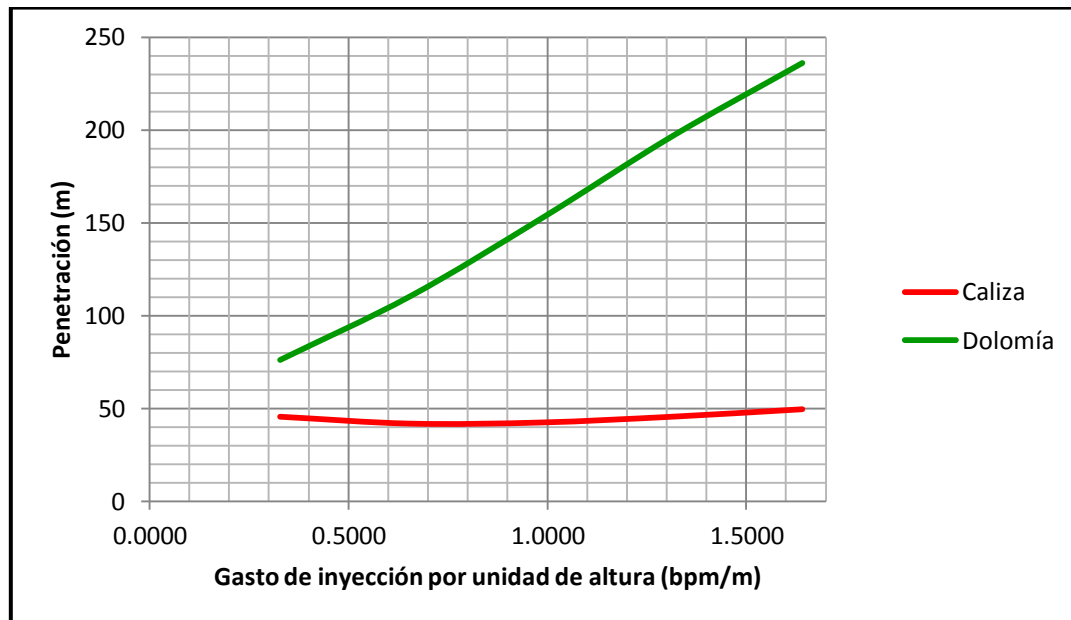


Figura 4.14. Variación de la penetración de la fractura en función del gasto de inyección (Tomado de Knox y Ripley, 1979).

VISCOSIDAD

Impacta en el transporte de los iones hidrógeno hacia la cara de la fractura ya que, conforme la viscosidad se incrementa, también lo hace el ancho de la fractura para un determinado gasto de inyección, y a su vez lo hace distancia de penetración (**Figura 4.15**).

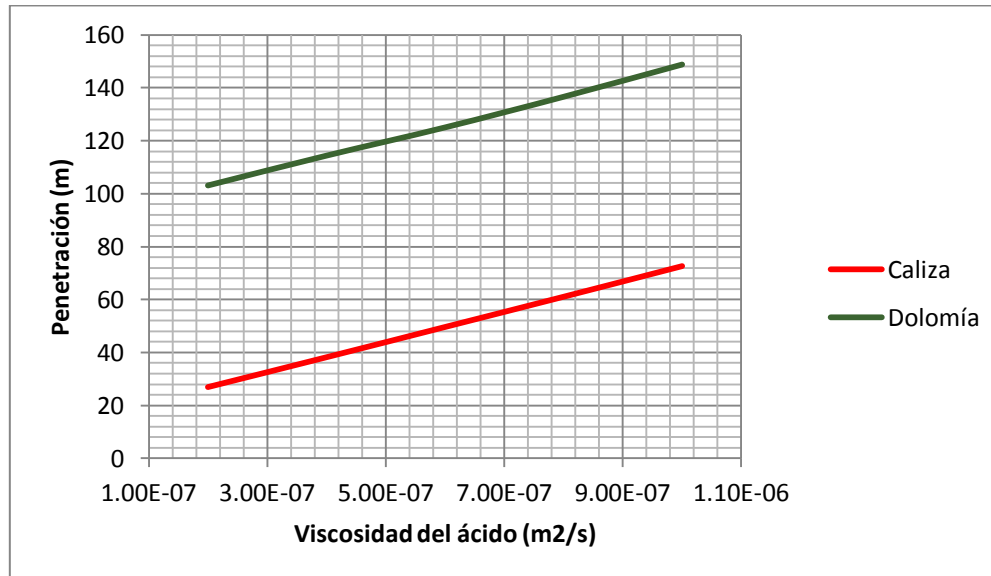


Figura 4.15. Variación de la penetración de la fractura en función de la viscosidad del fluido de tratamiento (Tomado de Knox y Ripley, 1979).

ESTRATEGIAS PARA AUMENTAR LA PENETRACIÓN DE LA FRACTURA

Knox y Ripley (1979) sugieren que los tres principales métodos que buscan ampliar la longitud de la fractura son:

- Aumentar el ancho de la fractura: puede lograrse al incrementar la velocidad de inyección, la viscosidad y controlando la pérdida de fluido.
- Enfriando las caras de la fractura: empleando baches de agua se pueden alcanzar temperaturas de 16 °C (60 °F) o incluso menores.
- Utilizando ácidos retardados: al utilizar ácidos que tienen mayor duración en la formación, esto se puede conseguir con las siguientes acciones:
 - Uso de ácido de mayor concentración
 - Agregar dióxido de carbono (CO₂)
 - Uso de ácidos emulsificados
 - Uso de mezclas de ácidos
 - Empleo de surfactantes

4.5.1.4. CONDUCTIVIDAD DE LA FRACTURA

Después del tratamiento el grabado deja una superficie rugosa en la cara de la fractura dejando caminos abiertos, además de los agujeros de gusano y canales creados durante el fracturamiento de la formación. La fractura creada tiende a cerrarse debido a los esfuerzos en sitio y en consecuencia la conductividad de la fractura tiende a disminuir. Los factores que contribuyen a la reducción de la conductividad de la fractura después de la terminación de un

tratamiento de fracturamiento ácido son: la respuesta elástica de la formación, la insuficiencia compresiva de las impurezas y el efecto de la viscosidad o efecto de arrastre entre los estratos fracturados. Por lo tanto, en la mayoría de los casos, la respuesta inicial del tratamiento de fracturamiento ácido es muy alentadora, sin embargo, el mantenimiento del gasto de producción puede no ser adecuada ya sea por una insuficiente longitud de la fractura o el cierre de la fractura bajo los efectos de los esfuerzos in situ.

El tipo de ácido, las metodologías de tratamiento empleadas, los gastos de inyección y el control de las pérdidas de fluido tienen un efecto importante en el impacto o éxito de los tratamientos.

Newman y colaboradores (2009) llevaron a cabo una investigación en la que aplicaron un serie de ecuaciones y correlaciones existentes en la literatura, para analizar el efecto de diversos parámetros sobre la conductividad de la fractura, utilizando un sistema ácido del 15% y el modelo para la geometría de la fractura comúnmente conocido como PKN que tiene una geometría elíptica alrededor del pozo, desarrollado por Perkins y Kern (1961) y Nordgren (1972); y el modelo de propagación de la fractura de Economides y colaboradores (1994). Un resumen de los resultados de esta investigación se presenta a continuación:

Tiempo de contacto del ácido: La Figura 4.16 muestra el efecto que el tiempo de contacto del ácido y la longitud de la fractura tienen sobre la conductividad. La conductividad se incrementa al incrementarse el tiempo de contacto del ácido para todas las longitudes de fractura examinadas; el incremento en la conductividad por el tiempo de contacto del ácido, se debe a que un mayor volumen de ácido genera gravados en la fractura de mayor amplitud.

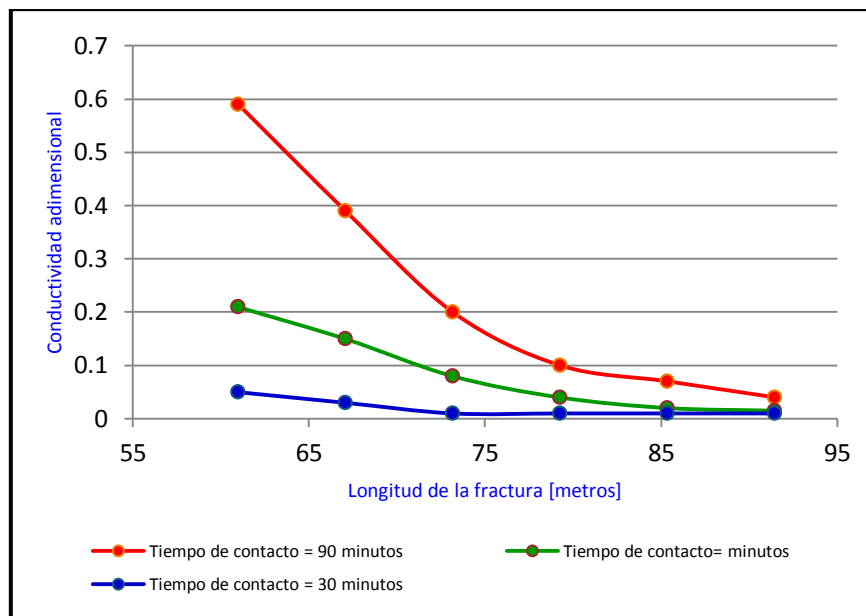


Figura 4.16. Gráfico que muestra el comportamiento del incremento de la conductividad de la fractura a mayor tiempo de contacto del ácido con la formación (Tomado de Newman y colaboradores, 2009).

Gasto de inyección: La conductividad se incrementa con un gasto de inyección constante de ácido en relación al tiempo. A gastos de inyección mayores, más ácido es inyectado en un mismo periodo de tiempo incrementando la amplitud del grabado.

Un gasto de inyección más alto también permite un mejor transporte del ácido a lo largo de toda la longitud de la fractura, sin embargo, con el crecimiento de la longitud de la fractura a un gasto de inyección constante la conductividad disminuye. Esto puede ser explicado en términos del sistema ácido y la geometría de la fractura (Kalfayan, 2007).

A mayor longitud de la fractura el colchón viscoso crea fracturas de amplitud más pequeñas; lo que a su vez reduce la capacidad de que el ácido sea transportado a lo largo de la fractura. También con una longitud de fractura en crecimiento, el mismo volumen de ácido es gastado sobre un área de mayor superficie. El efecto general son grabados de menor amplitud con una longitud de fractura cada vez mayor.

La **Figura 4.17** muestra el efecto de cómo el gasto de inyección, influye en la eficiencia con la que el ácido se mueve a través de la fractura. En este ejemplo una fractura es creada con una longitud de 60 metros. El ácido tenía 60 minutos de tiempo de contacto, en ambas fracturas pero a diferente gasto de inyección. El perfil de concentración es completamente diferente entre los dos escenarios. Para el caso del gasto de inyección más alto, la concentración del ácido se mantiene mejor a lo largo de toda la fractura. Sin embargo a tasas de flujo menores, la mayoría de los ácidos parece que se consume más rápido solo en la vecindad del fondo del pozo y en este caso, la capacidad del ácido para grabar la fractura en los últimos 45 metros es limitado.

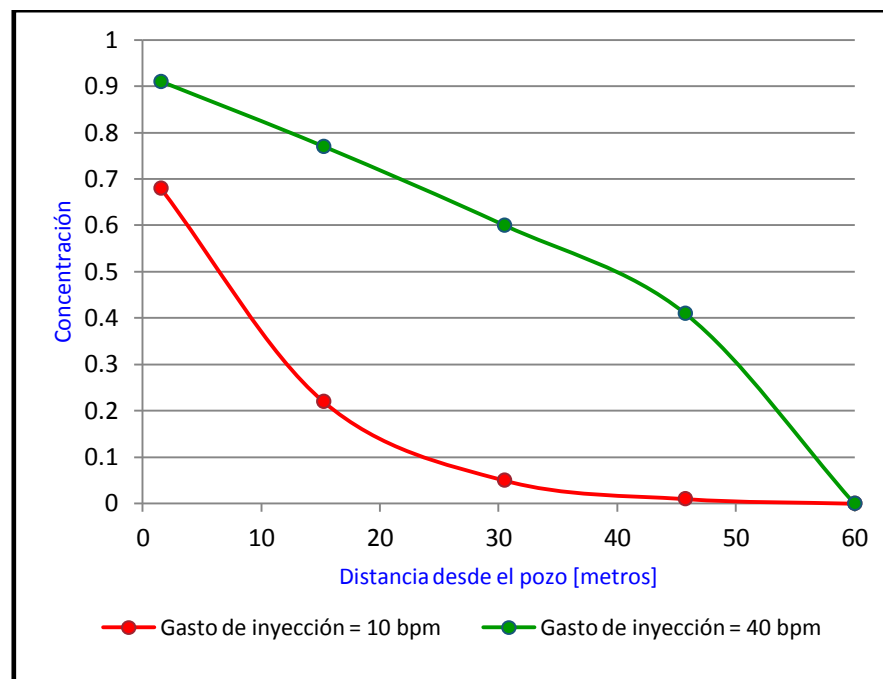


Figura 4.17. La gráfica muestra dos perfiles de gasto del ácido, a lo largo de una fractura de la misma longitud; es claro que para el caso del gasto de inyección más alto, la concentración del ácido se mantiene mejor a lo largo de toda la fractura (Tomado de Newman y colaboradores, 2009).

El modelo PKN predice exitosamente el gasto de producción para el periodo de flujo transitorio (**Figura 4.18**) y para el periodo de flujo pseudo estacionario (**Figura 4.19**).

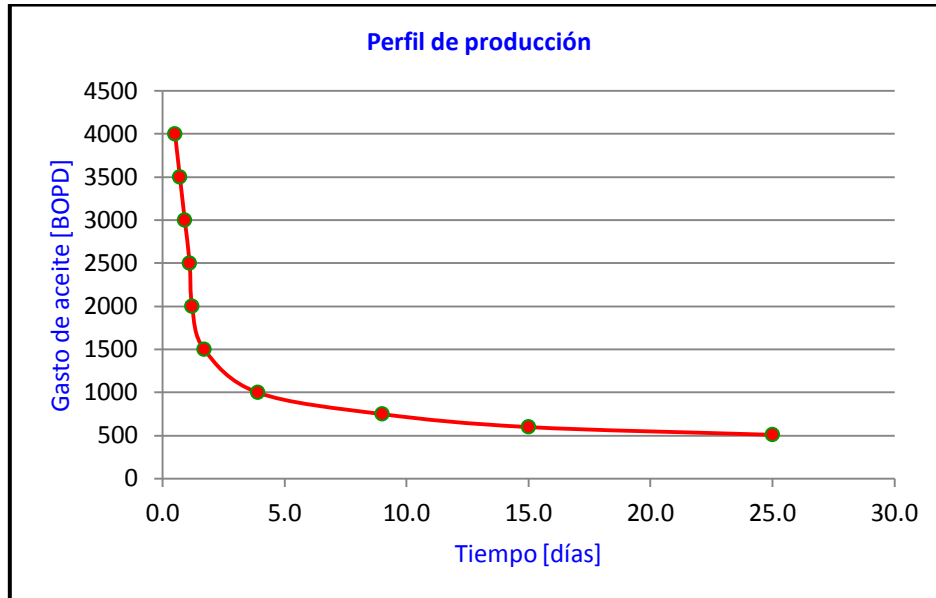


Figura 4.18. Comportamiento del perfil de producción para una fractura con longitud de 182 metros para un periodo de flujo transitorio (Tomado de Newman y colaboradores, 2009).

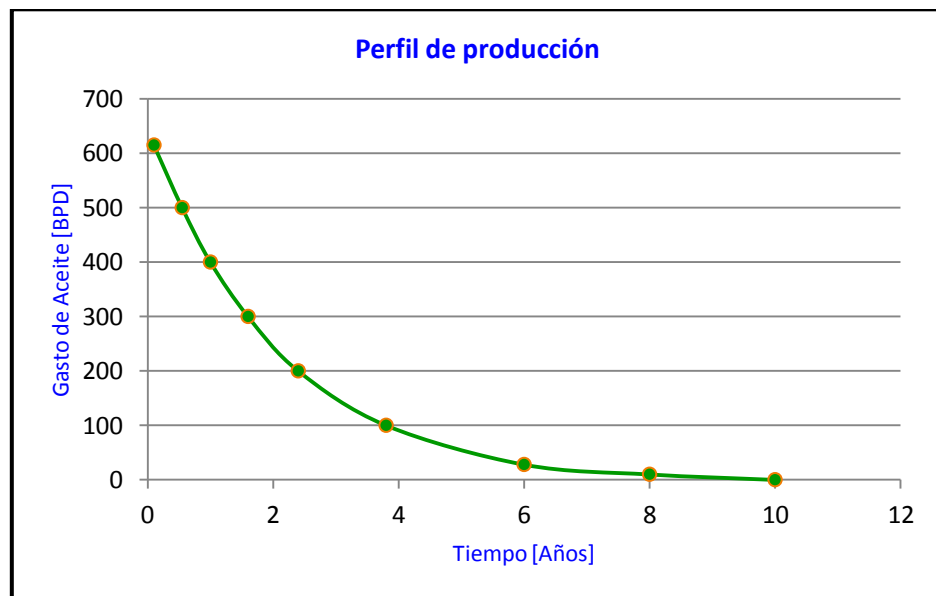


Figura 4.19. Periodo de flujo en estado pseudo estacionario, para una fractura de longitud de 182 metros (Tomado de Newman y colaboradores, 2009).

El flujo transitorio se observa durante un tiempo significativamente más corto que el flujo en estado pseudo estacionario. Debido a que las propiedades del yacimiento permanecen sin cambios para todos los escenarios considerados en este estudio, la duración del periodo de flujo transitorio se encuentra gobernada por la longitud media (x_f) de la fractura de acuerdo a ecuación siguiente:

$$t \text{ (horas)} = \frac{\phi \mu C_t x_f^2}{0.000264k} t_{Dx_f}$$

Por lo tanto, si la longitud media de la fractura se divide en dos, el periodo de flujo transitorio se reduce por un cuarto. Y en los casos donde la longitud de la fractura es de solamente varias decenas de metros, el periodo de flujo transitorio es pequeño y el efecto de este periodo en un gasto de flujo más alto sobre la producción acumulada, generalmente es despreciable.

El gasto de flujo final del periodo transitorio no se ajusta al gasto inicial del periodo de flujo pseudo estacionario. Esta discontinuidad entre los dos periodos de flujo es la evidencia de que hay un periodo de transición. Para eliminar o reducir la discontinuidad entre estos dos periodos el tiempo adimensional debe ser alterado.

Un nuevo concepto que fue introducido en esta investigación, fue el de tratar de predecir el incremento de producción en diferentes diseños de fractura. Nueve diseños de fractura diferentes fueron estudiados en función de dos parámetros: la longitud de fractura y el tiempo de contacto con el ácido.

En la **Tabla 4.7**, se muestran los resultados de la producción acumulada calculada para 10 años en 9 escenarios, de una estimulación de fracturamiento con ácido, para tres diferentes longitudes de Fractura. Estos resultados muestran que para la fractura de menor longitud, un tiempo prudente de contacto con el ácido puede tener un comportamiento similar, al obtenido por la fractura de mayor longitud; solo que la última, requiere de más del triple de tiempo de contacto que la fractura de menor longitud.

	Longitud de la Fractura [metros]	Tiempo de Contacto [minutos]	Conductividad Adimensional (F_{CD})	J_s/J_o	N_p después de 10 años (MBO)
1	91	30	0.172	2.046	466
2	91	60	0.952	3.200	648
3	91	90	2.593	4.072	776
4	182	150	0.106	2.208	492
5	182	180	0.166	2.488	536
6	182	210	0.243	2.786	581
7	274	240	0.015	1.628	399
8	274	270	0.294	3.508	679
9	274	300	0.381	3.893	730

Tabla 4.7. Evaluación de la Producción Acumulada (NP) para diferentes Diseños de Fractura.

EFICIENCIA DE LA FRACTURA

El modelo presentado por Newman y colaboradores (2009), presenta un nuevo indicador para medir el valor de la fractura. La idea consistía, en como calcular la forma en la que una fractura podría añadir valor a la producción de un pozo de manera tangible (**Figura 4.20**). La ventaja con el cálculo de la producción acumulada, es al momento de elegir los pozos candidatos para el fracturamiento ácido de una variedad de campos, ya que diferentes campos podrían tener diferentes propiedades de los fluidos y radios de drene; por otro lado, la relación de estimulación muestra que la producción incremental no es afectada por el desempeño de la fractura de un campo u otro. Por ejemplo una fractura en dos campos diferentes podría tener la misma relación de estimulación, pero la producción acumulada después de 10 años podría ser diferente; esto se debe a que la viscosidad del aceite, la porosidad y permeabilidad del yacimiento pueden diferir entre un campo y otro.

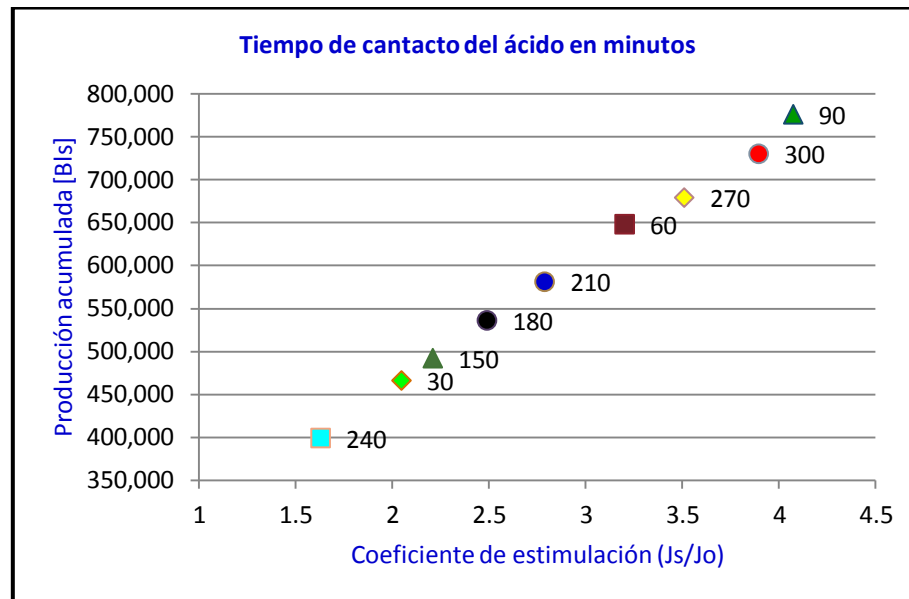


Figura 4.20. Gráfica que muestra la producción acumulada vs la Relación de estimulación (Tomado de Newman y colaboradores, 2009).

En la **Figura 4.20** se observa una tendencia cuasi lineal entre la relación de estimulación y la producción acumulada, este resultado confirma que la producción acumulada es un indicador confiable del valor de la fractura, la ligera desviación de la línea recta es muy probable que se deba a que el modelo incorpora el régimen de flujo transitorio. La gráfica mostrada en la figura destaca explícitamente que las fracturas más cortas pueden aportar un mayor volumen de producción.

OTROS FACTORES QUE INFLUYEN EN LA CONDUCTIVIDAD DE LA FRACTURA SON LOS SIGUIENTES:

Efecto de la velocidad de reacción del ácido sobre la conductividad: Normalmente, la velocidad de reacción de un sistema ácido convencional es muy alta especialmente en altas temperaturas, esto conlleva al consumo máximo del ácido en la vecindad del fondo del pozo, reduciendo el tiempo de vida del ácido al penetrar a lo largo de las fracturas. Por otro lado, si la velocidad de reacción es muy lenta, el grabado uniforme puede provocar que se genere una conductividad insuficiente de la fractura después del cierre. Dado que la velocidad de reacción es altamente sensible a la temperatura, la optimización del gasto de inyección se vuelve más crítica para crear fracturas conductivas de mayor longitud.

Efecto de la pérdida de ácido sobre la conductividad: La variación normal de las capas sedimentarias sobre la cara de las fracturas proporciona caminos locales de preferencia para la reacción del ácido. Por lo tanto, la pérdida del ácido es alta, no uniforme y generalmente resulta en agujeros de gusano y ampliación de las fracturas naturales. La pérdida excesiva de fluido es una preocupación importante sobre la extensión, grabado y penetración de la fractura durante los tratamientos de fracturamiento ácido. Por lo tanto, los mecanismos de control de

pérdida son necesarios para el logro de gravados de fractura más largos y mejorar la eficiencia del trabajo.

Efecto de los esfuerzos en sitio sobre la conductividad de la Fractura: en el fracturamiento ácido, el gravado rugoso en las superficies de la fractura deja caminos abiertos después del cierre, además de los agujeros de gusano y los canales creados a partir de las fracturas de la formación. La fractura inducida tendería a cerrarse debido a los efectos de los esfuerzos en sitio, ya que cuando el esfuerzo mínimo en sitio en la formación aumenta con el tiempo durante la vida productiva de un pozo, el incremento de los esfuerzos es producido como resultado de la depresión del yacimiento. La respuesta de cierre elástico ocurre cuando el esfuerzo mínimo horizontal neto se incrementa. La respuesta elástica que provoca el cierre de la fractura es controlado por el modulo de Young de la roca de formación. La respuesta elástica disminuye la apertura de la fractura que a su vez reduce la conductividad de la fractura.

Después del tratamiento y durante la producción del ácido de un pozo fracturado, el esfuerzo compresivo actúa directamente sobre los puntos de contacto de la fractura (**Figura 4.21**). Por lo tanto, la resistencia a la compresión de las asperezas determina la severidad de la falla o fractura. Durante la disolución de los carbonatos y debido a la falta de compresibilidad de la roca se generan finas partículas de roca que si bien generan una especie de apuntalantes que junto con el gravado en la cara de la fractura mantienen su conductividad después del cierre; una gran cantidad de impurezas y finos también puede generar una obstrucción de la conductividad. Por lo tanto el mantenimiento de la resistencia a la compresión es un factor crítico para el sostenimiento de la conductividad de la fractura por un mayor periodo de tiempo.

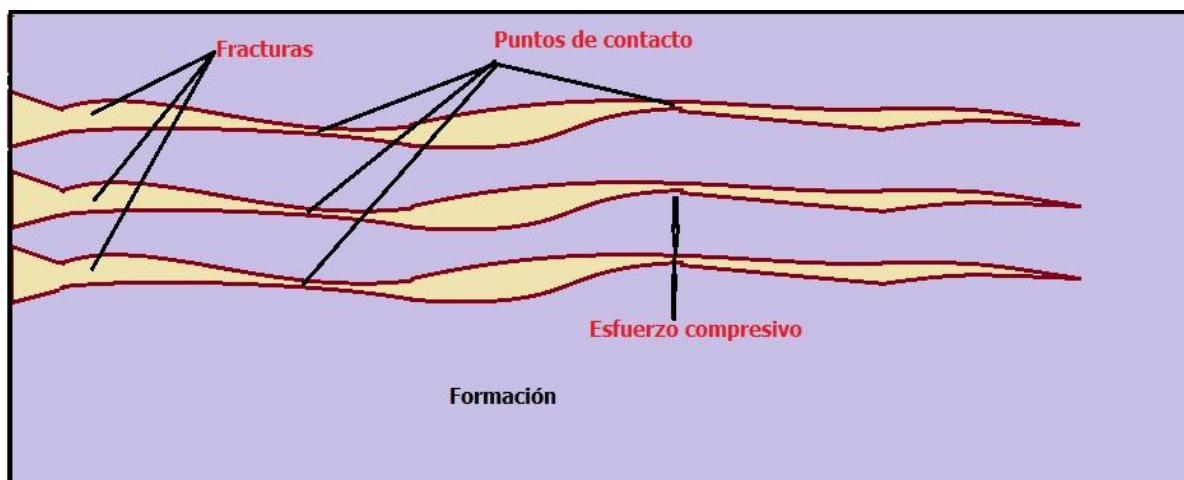


Figura 4.21. El esfuerzo compresivo durante el tratamiento actúa contra la apertura de la fractura, y posteriormente al cierre de la misma.

Efecto del tipo de ácido en la conductividad de la fractura: el ácido puro, el ácido emulsionado y el ácido gelificado son aplicados en los tratamientos de fracturamiento ácido. El ácido puede provocar localmente la apertura de fracturas naturales, vórgulos y canales que reaccionan más rápidamente debido a los materiales que los rellenan, lo que limita la transportación del ácido vivo a lo largo de la fractura creada. Los ácidos emulsionados retardan

la reacción, los ácidos gelificados generan la divergencia del ácido, ayudando a la máxima exposición del ácido vivo a lo largo de los canales fracturados y controlando la pérdida de fluido a lo largo de la formación y de la superficie de las fracturas naturales.

Los ácidos gelificados (AG) tienen una viscosidad mucho mayor que la de un ácido limpio y por lo tanto proporcionan una reducción en la pérdida de fluidos, incrementando la amplitud de la fractura y la velocidad de desgaste del ácido. Estas propiedades permiten al ácido gelificado penetrar más profundo al interior de la fractura creada, permitiendo a su vez lograr grabados en la fractura de mayor longitud. Este ácido es frecuentemente utilizado en formaciones de alta temperatura para combatir el problema del alto desgaste del ácido durante el tratamiento y de esta forma permite la generación de grabados en la fractura más largos.

Los ácidos emulsificados (AE) son ácidos emulsionados en aceite, generalmente preparados con una relación 70:30 de ácido-diesel. La concentración de ácido por lo general varía de 15% – 28% dependiendo de las características del yacimiento. La emulsión ácido en aceite, que normalmente se aplica en la estimulación de campos de aceite, proporciona el adecuado retraso de la reacción mediante el control de la difusión de las moléculas de ácido, para que estos reaccionen a granel directamente en la superficie de la roca. Además del retraso de la reacción, la viscosidad más alta de los ácidos emulsionados en comparación con un ácido normal, conduce a una mejor cobertura por zona o a una mayor penetración del ácido vivo a lo largo de la fractura creada.

Pournik M. y colaboradores (2007), llevaron a cabo una serie de experimentos de laboratorio para evaluar la conductividad de la fractura en los tratamientos de fracturamiento con ácido usando tres sistemas diferentes: ácido emulsionado, ácido gelificado ácido viscoelástico con surfactante viscosificado. La conductividad del fracturamiento ácido, ha sido evaluada como una función del tiempo de contacto del ácido, el esfuerzo de cierre y la temperatura para cada tipo de ácido.

El estudio concluyó que a temperatura moderada (93°C) la conductividad de la fractura con ácido viscoelástico con surfactante viscosificado creó la conductividad de fractura más alta, el ácido gelificado creó una conductividad importante pero significativamente menor, el ácido emulsionado produjo la menor conductividad.

A esfuerzos moderados de presión de cierre y temperatura (140- 210 kg/cm² y 93 °C), el ácido emulsionado y el ácido viscoelástico con surfactante viscosificado muestran la mejor conductividad en menor tiempo de contacto del ácido (15 minutos), mientras el ácido gelificado muestra una mejor conductividad a un tiempo de contacto mayor del ácido con la formación (60 minutos). El ácido emulsionado muestra una mejor conductividad a medida que la temperatura se incrementa de 93 a 135 °C y una presión de cierre de 210 kg/cm² en comparación con los otros dos sistemas.

4.5.1.5. SELECCIÓN DEL SISTEMA DE FLUIDOS FRACTURANTES

Al elegir el fluido es fundamental tomar en cuenta aspectos como la disponibilidad, el costo y la calidad. Otros parámetros que influyen son el tipo de formación, la temperatura, la mineralogía y

la compatibilidad con los fluidos de la formación (PEMEX, 2008). En el fracturamiento con ácido se utilizan sistemas ácidos que reaccionan con los minerales que componen a la formación; los ácidos más comúnmente utilizados se enlistan a continuación (su descripción detallada se desarrolla en la sección de estimulación matricial reactiva):

Ácidos Inorgánicos

- Ácido Clorhídrico (HCL). En Calizas se presenta la reacción siguiente: $2HCL + CaCO_3 \rightarrow CaCl_2 + H_2O + CO_2$; es decir, son necesarias dos moles de HCL que reaccionan con 1 mol de $CaCO_3$ para producir 1 mol de $CaCl_2$, una de H_2O y una de CO_2 . En Dolomías la reacción química es: $4HCL + CaMg(CO_3)_2 \rightarrow CaCl_2 + MgCl_2 + 2H_2O + 2CO_2$; en este caso, son necesarias cuatro moles de HCL para reaccionar con una de $CaMg(CO_3)_2$, y producir una de $CaCl_2$, una de $MgCl_2$, dos de H_2O y dos de CO_2 .
- Ácido Fluorhídrico (HF). Es el único que produce la disolución del silicio como las arcillas, feldespatos y cuarzo, a causa de la mayor área superficial de contacto de las arcillas; al reaccionar con los minerales calcáreos produce precipitados insolubles, razón por la cual no se emplea en los tratamientos en carbonatos. Se limita su utilización a remover los daños causados por arcillas en formaciones arenosas.

Ácidos Orgánicos. A pesar de que retardan la reacción del ácido y de que minimizan la corrosión, por su costo y menor capacidad de disolución el uso de ácidos de este tipo es limitado.

- Ácido Fórmico ($2HCOOH$)
- Ácido Acético ($2HCH_3CO_3$)

Aditivos

Los aditivos desempeñan un papel clave durante la estimulación porque limitan la pérdida de fluido, disminuyen la generación de emulsiones y precipitados, regulan la viscosidad, reducen la corrosión y mejoran la limpieza. Son esenciales para lograr una mayor efectividad de los sistemas fracturantes, como ya se indicó presentan diferentes aplicaciones, dentro de éstos tenemos a: inhibidores de corrosión, surfactantes, solventes mutuos, aditivos de control de fierro, agentes divergentes y el gas.

VARIABLES CRÍTICAS

Dentro de este conjunto de variables, podemos nombrar a las siguientes: temperatura del fondo del pozo, pérdida del fluido, la velocidad de la reacción del ácido y la conductividad de la fractura (PEMEX, 2008).

Temperatura del fondo del pozo. La estabilidad del fluido guarda una fuerte relación con la temperatura, si la viscosidad del fluido cambia considerablemente a la temperatura de fondo del pozo, es posible que ocurra una pérdida del fluido por filtrado hacia la formación. La temperatura también afecta al tiempo de bombeo y a la limpieza de la formación, una vez que se ha extraído el fluido.

Pérdida del fluido. Ésta variable impacta en el tiempo de penetración y de cierre de la fractura, para controlar y/o evitar la pérdida es posible agregar aditivos como un colchón de ácido gelificado reticulado, un colchón de ácido emulsificado o un colchón de ácido espumado.

Velocidad de la reacción del ácido. En pozos de alta temperatura, es conveniente disminuir la velocidad de la reacción del ácido con la finalidad de alcanzar así una mayor penetración de la

fractura. Algunas técnicas para manipular éste parámetro son las emulsiones, los ácidos gelificados, y los ácidos espumados.

Conductividad de la fractura. La efectividad de la fractura mejora en la medida en que las caras del canal abierto quedan gravadas y de esa forma la conductividad sea máxima tras el cierre de la formación; la conductividad del gravado es afectada por la cantidad de material removido por disolución y la limpieza del canal formado.

Dado que la gran mayoría de las rocas son de naturaleza heterogénea, el grabado resultante es altamente aleatorio y no uniforme. La dureza y el esfuerzo de confinamiento controlan la conductividad, pues en un sitio con un esfuerzo de cierre elevado y una roca blanda la pérdida de canales y de la fractura será alta.

4.5.1.6. OPTIMIZACIÓN DEL DISEÑO

Es importante considerar las siguientes tareas que nos ayudan en la optimización: la determinación del volumen de fluido necesario, el costo de los materiales y servicios a utilizar y la estimación de las cantidades a producir posterior al fracturamiento. Bombardieri (1972) consideró un ácido con una concentración de 28% y propuso un volumen de 1.5 veces el volumen contenido en la fractura, entre el la pared del pozo y la máxima penetración. Para el caso de tener un ácido con una concentración del 15%, el volumen propuesto debe ser de 3 veces el volumen de la fractura. Para poder predecir el incremento en la productividad es indispensable tener conocimiento del tipo de daño previo a la estimulación, así como de las propiedades de la fractura generada, en particular su longitud y conductividad (Nierode y Williams, 1972).

4.6. APLICACIÓN DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO EN CAMPOS PETROLEROS CON CARBONATOS DE MÉXICO

Pemex ha empleado los fracturamientos ácidos en los yacimientos carbonatados de la plataforma de Córdoba desde 1995, el principal problema fue la pérdida del sistema ácido debido a que los tratamientos empleaban selladores de esferas y colchones gelificados a base de aceite para disminuir los problemas de divergencia, pero resultaron poco exitosos. En 1997 se introdujo el ácido divergente con contenido de polímeros, esto mejoró sustancialmente el problema de la divergencia pero los polímeros al reaccionar con los hidrocarburos generaban emulsiones que afectaban los gastos de producción.

A continuación se describe el fracturamiento ácido llevado a cabo por Pemex, utilizando un diseño y productos de la compañía de servicios Schlumberger®, en los campos Matapionche y Mecayucan (**Figura 4.22**) dentro de la plataforma de Córdoba, para estimular la producción de aceite en la Formación Orizaba, compuesta de calizas.

En primer lugar se bombea a una presión superior a la presión de fractura de la roca un colchón viscoso no ácido ClearFRAC® que inicia la fractura hidráulica y crea la longitud y el ancho de fractura óptimos.

En segundo lugar un sistema alcohol-ácido con 20% de metanol o isopropanol y 80% de ácido con una concentración de HCl al 15% ataca una porción de la fractura y crea agujeros de gusano; al generarse estos canales de alta conductividad, la pérdida de fluidos es una simple consecuencia.



Figura 4.22. Localización de los campos Matapionche y Mecayucan en la Plataforma de Córdoba (Tomado de Ealian Al-Anzi y Majdi Al-Mumen, 2004).

En un tercer paso se bombea el sistema de fluidos VDA para rellenar los agujeros de gusano y permitir su máxima extensión, esto debido a que las zonas previamente estimuladas admiten menos fluidos; logrando de este modo la divergencia ya que el nuevo sistema de ácido fresco con las características del paso 2, ataca otras partes del yacimiento que aún no han sido estimuladas; mientras el ácido se mueve en diferentes trayectorias dentro del sistema de fracturas creado con anterioridad, la reacción del HCl con los carbonatos crea patrones de ataque diferenciales en las superficies de la fractura (Al-Anzi E. y Al-Habib, 2004).

Después del tratamiento, un lavado de solvente o el contraflujo de hidrocarburos desde el yacimiento reducen la viscosidad del ácido gelificado y facilita el proceso de limpieza, después de que se cierra la fractura esta mantiene su conductividad gracias a los agujeros de gusano.

Los pozos candidatos fueron seleccionados después de realizar el análisis de los datos de incremento de presión de fondo de pozo para determinar la permeabilidad del yacimiento, la presión del mismo así como el factor de daño, del mismo modo se realizó un análisis NODAL para pronosticar la producción después del fracturamiento con ácido; identificando dos pozos en el campo Matapionche como candidatos prometedores para este tratamiento mediante la utilización de fluido ClearFRAC®, alcohol-ácido y fluido VDA.

DATOS DEL POZO

Nombre del pozo: 2181

Campo: Matapionche

Fecha de terminación: noviembre de 2002

Intervalos Disparados: 3 intervalos carbonatados

Profundidad: 2815 y 2870 m

Porosidad primaria: 7 y 11%

Permeabilidad Absoluta: 0.069 mD

Temperatura: 82°C

Presión de Yacimiento: 233 kg/cm² (22.8 Mpa)

Estado del Pozo: No fluyente

Después de la estimulación el pozo registró un gasto cercano a los 200,000 bpd (31,504 m³/día) a una presión de 29.6 kg/cm² (2.9 MPa), con un estrangulador de ½ pulgada.

El análisis de las pruebas de incremento de presión (**Figura 4.23**) determinó una permeabilidad promedio de 0.69 mD, una presión de yacimiento de 3300 psi (22.8 MPa) y un factor de daño de +1.

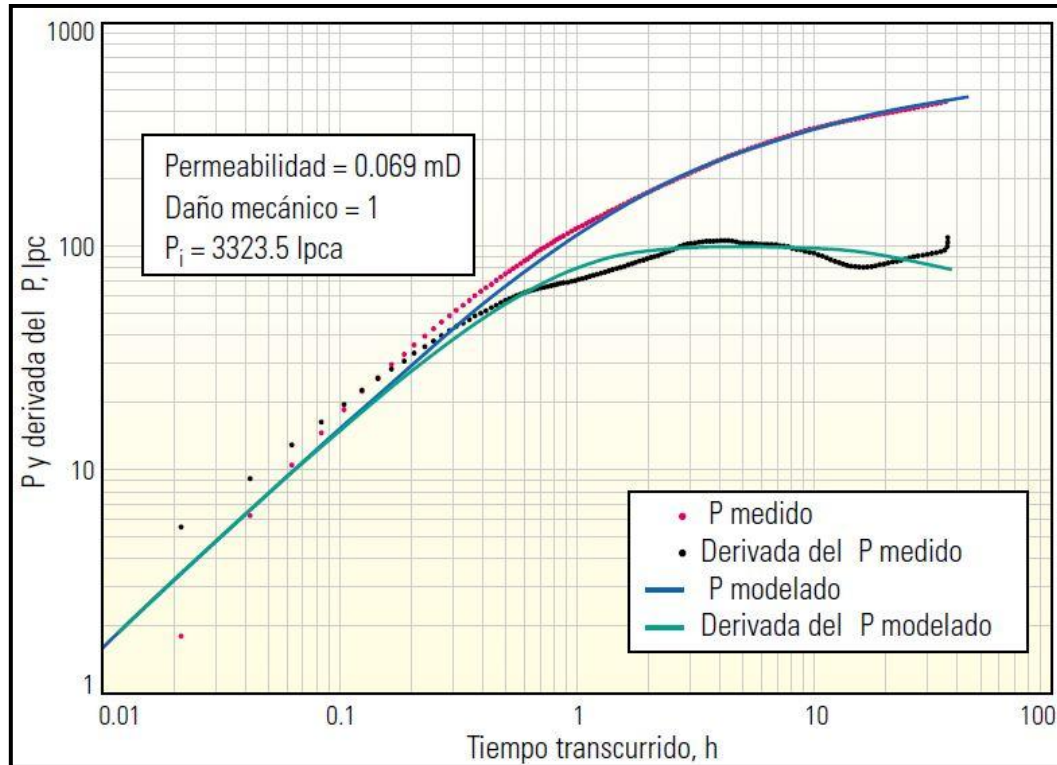


Figura 4.23. Análisis de pruebas de incremento de presión del Pozo 2181 del campo Matapionche. Los resultados mostrados en la gráfica fueron utilizados en un análisis NODAL posterior para determinar los efectos probables de un tratamiento de fracturamiento con ácido (Tomado de Al-Anzi E. y Al-Habib, 2004).

Los resultados de las pruebas de incremento de presión fueron utilizados en un análisis NODAL (**Figura 4.24**) y mostraron una curva de desempeño del pozo (IPR por sus siglas en inglés) que se ajustaba a los resultados de la producción inicial, verificando los parámetros del yacimiento. Posteriormente se construyó otra curva IPR que incorporaba el tratamiento de fracturamiento con ácido propuesto, según este análisis la producción de gas aumentaría a 85, 920 m³/día o 3 MMPCD si se lograba un daño de -5 a través del fracturamiento.

Una vez seleccionado el Pozo 2181 del campo Matapionche como candidato potencial, se realizaron pruebas de laboratorio para asegurar la respuesta de viscosidad correcta del fluido VDA, a temperatura ambiente y de fondo estimada.

Las pruebas de ruptura evaluaron la efectividad y cantidad de solvente mutuo propuesta en el diseño; en estas pruebas, los fluidos VDA gelificados con valores de pH de 5 y 6 (altamente viscosos después de agotado el ácido) fueron mezclados con el solvente mutuo; esto resultó en una reducción importante de la viscosidad, esto se traduciría en una limpieza rápida y efectiva en el yacimiento.

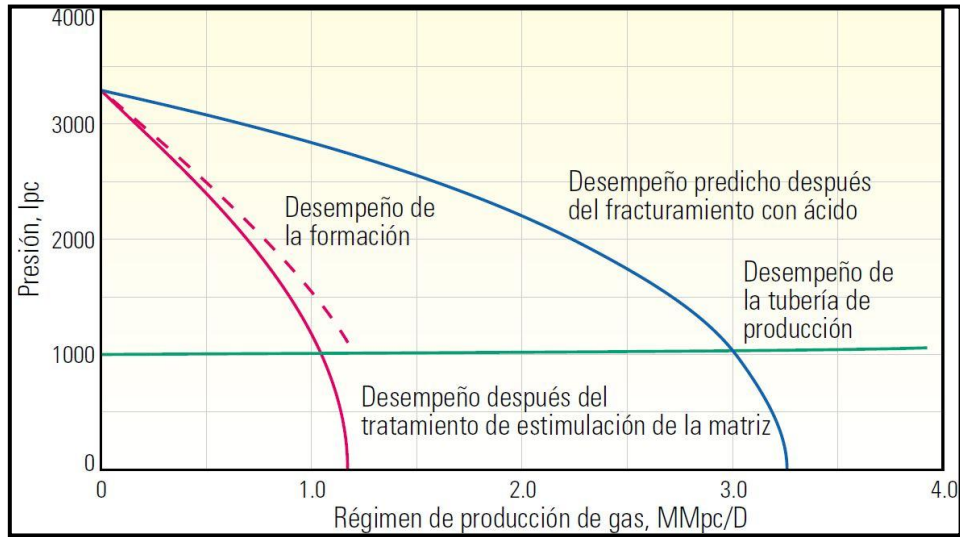


Figura 4.24. Análisis NODAL en el pozo 2181 del campo Matapionche. Utilizando la cifra de producción previa a la estimulación, las curvas IPR del pozo (rojo) y la curva representativa del desempeño de la tubería de producción (verde), el análisis NODAL confirmó los resultados de las pruebas de incremento de presión (Al-Anzi E. y Al-Habib, 2004).

El tratamiento final fue diseñado utilizando conocimientos técnicos locales (**Figura 4.25**), la simulación permitió predecir que una operación óptima daría como resultado una longitud de fractura sometida a ataque con ácido de 18.6 metros (61 pies), un ancho promedio de 8.4 mm (0.33 pulgadas) y una conductividad promedio de 133,500 mD-pie.

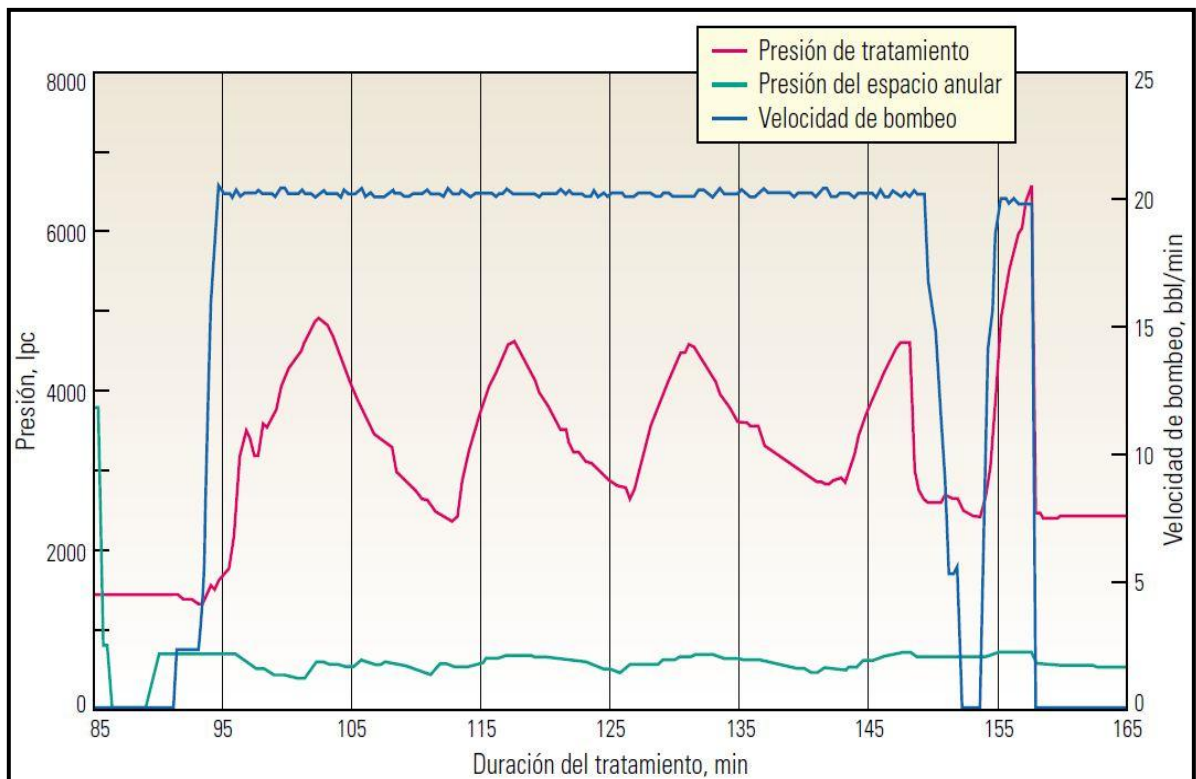


Figura 4.25. Gráfica que muestra el tratamiento con ácido del Pozo 2181 en el Campo Matapionche.

Para llevar a cabo el tratamiento se utilizaron 60 m³ (16,000 galones) de fluido ClearFRAC®, 60 m³ (16,000 galones) de alcohol-ácido y 47 m³ (12,500 galones) de fluido VDA; todos ellos fueron bombeados de manera forzada a través de la tubería de revestimiento de 3 ½” a un gasto de 3.2 m³/min (20 bl/min); durante el desarrollo del trabajo, se inyectó nitrógeno a un gasto constante para mejorar la limpieza del pozo.

Las etapas de ácido fueron marcadas radioactivamente y se adquirió un registro de rayos gamma (Figura 4.26) posterior al fracturamiento con ácido para evaluar la efectividad de la estimulación, indicando que las tres zonas habían sido estimuladas adecuadamente con ácido (Al-Anzi E. y Al-Habib, 2004).

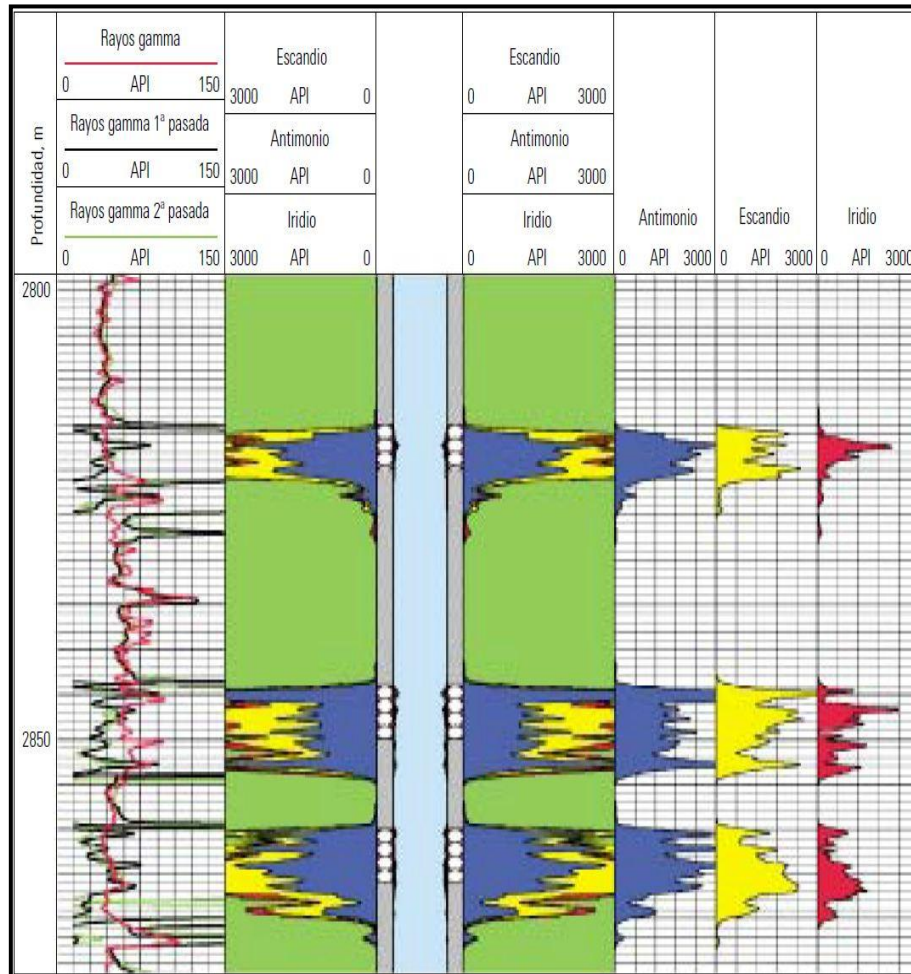


Figura 4.26. Un registro de rayos gamma posterior al fracturamiento del Pozo 2181 del Campo Matapionche (tomado de Al-Anzi E. y Al-Habib, 2004).

La Figura 4.26 muestra la eficacia de la cobertura del ácido a lo largo de los tres intervalos disparados. Las etapas de ácido fueron marcadas utilizando trazadores radiactivos (Antimonio, Escandio e Iridio). El carril 1 muestra tres corridas del registro de rayos gamma, los carriles 2, 3 y 4 constituyen una representación gráfica del pozo y la presencia de isótopos; los carriles 5, 6 y 7 muestran un desglose de cada uno de los isótopos trazadores. Los intervalos disparados son identificados con óvalos blancos.

La producción de gas después del tratamiento de fracturamiento con ácido superó las expectativas ya que el Pozo 2181 del campo Matapionche produjo 148,928 m³/día (5.2 MMPCD), con una presión dinámica de flujo en boca de pozo de 1420 psi (9.8 MPa) y un estrangulador de ½", justo después del contraflujo del pozo.

Después de una semana el pozo se estabilizó en 94,512 m³/día (3.3 MMPCD) con una presión dinámica de flujo en boca de pozo de 700 psi (4.8MPa), lo que coincide con el aumento de 300% observado la gráfica de análisis NODAL. En la limpieza del pozo se recuperó un 70% del volumen de tratamiento.

Otro pozo del Campo Matapionche, (Pozo 1002), experimentó resultados similares utilizando la misma metodología de fracturamiento con ácido.

En el campo Mecayucan, PEMEX seleccionó dos pozos para realizar el tratamiento. En el Pozo 415 la paraestatal empleó las mismas técnicas de análisis, diseño y ejecución utilizadas en el campo Matapionche. Este pozo contenía 5 intervalos de aproximadamente 7% de porosidad y una tubería de revestimiento de 3½" en la que se bombearía de forma forzada el sistema ácido; después del tratamiento de fracturamiento con ácido el pozo produjo 71,600 m³/día (2.5 MMPCD) registrando un aumento del 100% con respecto a la producción de gas registrada inmediatamente después de la estimulación.

El Pozo 411 segundo candidato para el fracturamiento con ácido dentro del campo Mecayucan, tenía 4 intervalos a estimular, con una porosidad entre 3 y 7%, en este pozo no se utilizó fluido VDA. Después del fracturamiento ácido, el pozo mostró un desempeño sustancialmente deficiente en comparación con la predicción del análisis NODAL; el registro de rayos gamma tomado después del fracturamiento, indicó que una zona no había sido estimulada y otra zona había sido estimulada deficientemente, esto como consecuencia de una mala divergencia del sistema ácido empleado (Al-Anzi E. y Al-Habib, 2004).

4.7. FRACTURAMIENTO ÁCIDO CON APUNTALANTE

La aplicación de un tratamiento de tipo combinado (Fracturamiento ácido con apuntalante) debe considerarse en los siguientes casos:

- Carbonatos limpios (caracterizados por una mineralogía y distribución de permeabilidad uniforme).
- Carbonatos sometidos a fuertes esfuerzos efectivos (tectónicos).
- Carbonatos sometidos a fuertes esfuerzos efectivos (tectónicos) en los cuales existen condicionantes para realizar un fracturamiento hidráulico como:
 - Dolomías en horizontes delgados con baja temperatura, baja velocidad de reacción y en consecuencia una reducida y vulnerable amplitud del gravado de la fractura.
 - Estratos delgados de calizas a altas temperaturas con baja permeabilidad en los cuales los ácidos orgánicos pueden ampliar la longitud media de la fractura.
 - Estratos delgados de carbonatos consolidados y de baja permeabilidad. En estos casos para alcanzar un ancho de fractura adecuado durante el fracturamiento, es necesario elevar la presión neta (P_{net}), en el caso de capas de poco espesor este proceso genera una extensión de la altura de la fractura y una pequeña penetración. Al utilizar un ácido viscoso es posible crear un ancho de fractura sin

tener que aumentar la presión neta, y posteriormente habrá un sostenimiento de la fractura mediante los apuntalantes.

- Carbonatos muy consolidados y con alta permeabilidad, en los cuales un tratamiento convencional de fracturamiento no puede por sí mismo generar el ancho de fractura adecuado, y en consecuencia proporcionarle conductividad a la fractura.
- Calizas con altas temperaturas en las cuales la combinación de un fracturamiento ácido y la inyección de fluidos no-reactivos con apuntalantes, incrementan la longitud de la fractura.
- Remoción de la caída de presión debida al daño por la reducción de la permeabilidad asociada al cierre de las fracturas naturales.
- Mejoramiento de la conductividad de la fractura en la vecindad del pozo.

Aplicaciones del Fracturamiento ácido con Apuntalante. Bale et. al (2010) emplearon un modelo numérico en el cual incluyeron la mecánica de rocas, la pérdida de fluidos, la reacción del ácido, el flujo de fluidos y el transporte de apuntalantes en solución con el ácido. Se describen en seguida dos ejemplos en los cuales se llevó a cabo la aplicación de un tratamiento de tipo combinado.

CASO 1

La formación corresponde a una caliza con moderada permeabilidad (10-20 mD), dura ($E=6 \times 10^6$ lb/pg²), una porosidad baja de entre 4 y 8 %, con una temperatura de 138 °C y una profundidad de 5,000 m. La simulación arrojó una longitud media de fractura corta al utilizar ácido clorhídrico (HCL), por lo que se optó por emplear una mezcla al 13/9 % de ácidos acético/fórmico, para obtener una mayor penetración.

Ésta decisión presenta otras ventajas como la reducción de la corrosión de la tubería y por lo tanto la utilización de inhibidores. También se llevó a cabo la simulación de un fracturamiento hidráulico, presentando problemas en relación a la altura de la fractura de tal forma que el volumen de apuntalantes a inyectar se incrementaba, y en consecuencia esta opción fue descartada.

Una tercera corrida contempló la inyección de sistema precolchón-ácido orgánico, en una caliza aislada por estratos de lutitas (**Figura. 4.27**).

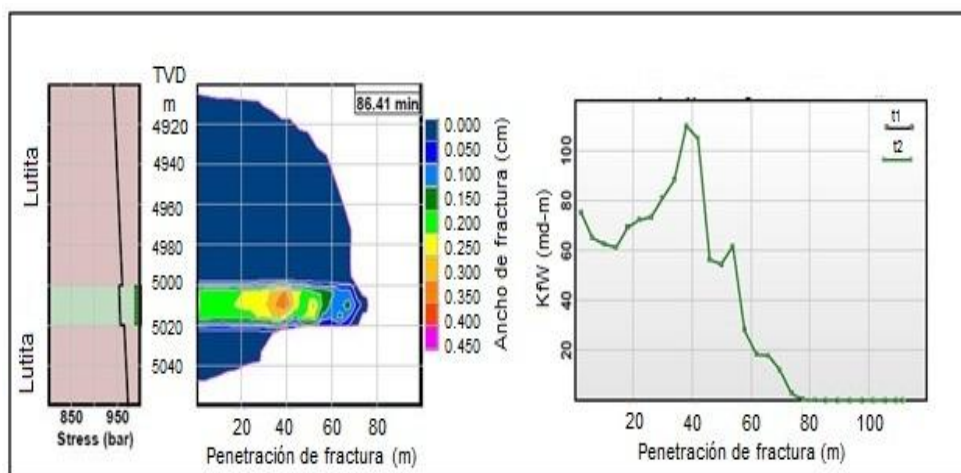


Figura 4.27. Geometría y perfil de conductividad de la fractura para un tratamiento precolchón-ácido orgánico (Tomado de Bale et. al, 2010).

La primera etapa de inyección del ácido inicia el gravado de la fractura, y a su vez genera canales de flujo, mejorándose este proceso conforme transcurren las etapas de inyección.

El programa de inyección se indica en la **Tabla 4.8**. Los resultados del tratamiento se muestran en la **Figura 4.27**, de los cuales podemos observar que se alcanzó una penetración de hasta 70 m, con una conductividad muy pequeña más allá de los 55 m. Considerando una conductividad promedio de 70 mD-m, se obtiene un valor de conductividad adimensional de fractura (F_{CD}) de 0.08. El factor de daño calculado fué de -2.6.

Vol FI (m3)	Gasto (m3/min)	Tipo de fluido
0.64	0.32	Acético/Fórmico
23.05	1.59	Agua
31.79	2.86	Pre-colchón
34.97	2.86	Acético/Fórmico
15.9	2.86	Pre-colchón
34.67	2.86	Acético/Fórmico
15.9	2.86	Pre-colchón
34.97	2.86	Acético/Fórmico
31.79	2.86	Agua
27.02	1.91	Acético/Fórmico
6.36	0.64	Acético/Fórmico
7.95	0.64	Agua con KCL/Metanol
25.59	0.64	Agua con KCL

Tabla 4.8.- Programa de inyección precolchón-ácido orgánico.

Por último, se simuló también el fracturamiento ácido con apuntalante. El gasto de bombeo se mantuvo en 3 m³/min, se inyectaron 18 toneladas de apuntalante ISP (20/40), dando un volumen total de fluidos inyectados de 155 m³.

La **Tabla 4.9** resume el programa de bombeo. El análisis de los resultados obtenidos permite concluir:

- Que existe una disminución en la presión neta consecuencia del aumento en el ancho de la fractura (**Figura 4.28**).
- Al término de la inyección de las etapas de pre-colchón la longitud de la fractura es de 50 m y con un promedio de 0.2 cm de ancho (**Figura 4.29**). Esto genera condiciones favorables para el transporte de los apuntalantes, originando una mayor cobertura del intervalo productor.
- La longitud final de la fractura (apuntalada) alcanza los 50 m (**Figura 4.30**) con una conductividad promedio de 330 md-m, y F_{CD} de 0.45. Este último aún es bajo, pero es 5.5 veces mayor que en el caso de la inyección de ácido sin apuntalante.

Para este caso, el factor de daño calculado arrojó un valor de -4.3, el cual representa un incremento en la productividad del 57 %. Es posible mejorar, pues el tratamiento consideró sólo la utilización de 18 toneladas de apuntalante (ISP). El incremento del contenido de este material, puede proporcionar mayores dimensiones del ancho de fractura.

Vol. FI (m ³)	Conc. (kg/m ³)	Gasto (m ³ /min)	Tipo de fluido
25	0	3	Pre-colchón
30	0	3	Pre-colchón
20	0	3	Pre-colchón
30	0	3	Pre-colchón
10	120	3	Acido orgánico
10	240	3	Acido orgánico
10	360	3	Acido orgánico
10	480	3	Acido orgánico
10	600	3	Acido orgánico

Tabla 4.9.- Programa de inyección para el tratamiento ácido con apuntalante.

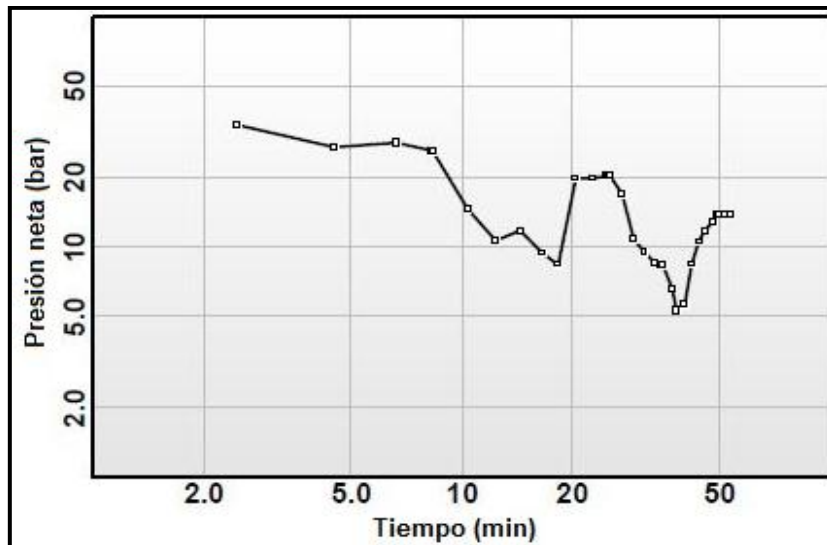


Figura 4.28. Perfil de la Presión de fracturamiento neta durante el fracturamiento ácido (Tomado de Bale. et al, 2010).

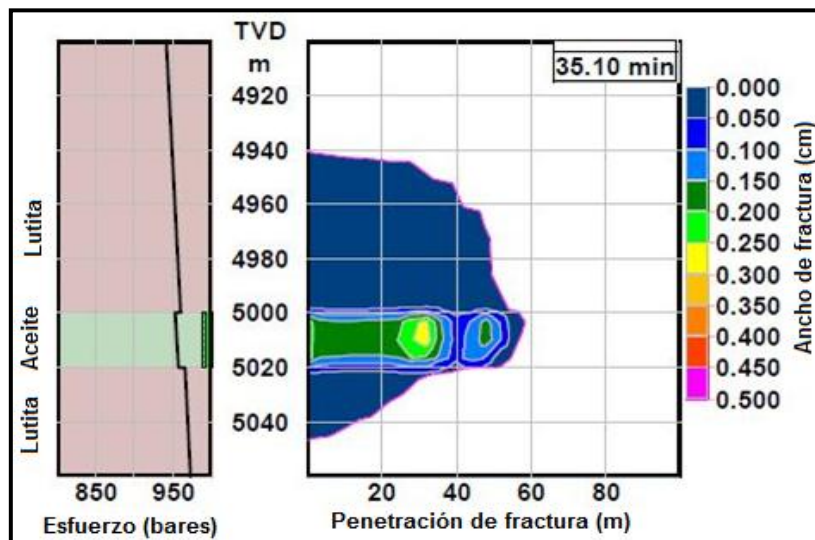


Figura 4.29. Distribución del ancho de la fractura al término de la inyección del precolchón (Tomado de Bale et. al, 2010).

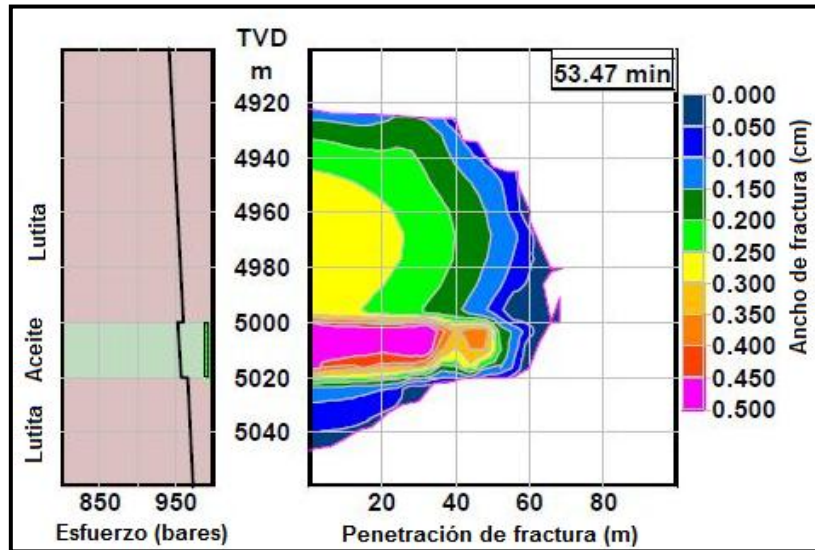


Figura 4.30. Geometría y ancho de la fractura al término de la inyección del ácido orgánico (Tomado de Bale et. al, 2010).

CASO 2

La formación corresponde con una caliza sometida a alta temperatura (140 °C) y una profundidad de 3700-3720 m, aislada por intervalos de lutitas. Las características del yacimiento y de los fluidos para este caso se describen en la **Tabla 4.10**.

Tipo de Formación	Profundidad (m)	Pp (bar)	σ_{cl} (bar)	Ct (1/bar)	μ_o (cp)	Bo	E (bar)	Sr (bar)	kh (md)	kv (md)	ϕ	Temp. (°C)
100 % Caliza	3700-3725	500	570	2E-04	0.5	1.5	2E+05	3450	5	1	0.15	140

Tabla 4.10. Características del yacimiento y propiedades de los fluidos para el ejemplo de estudio No. 2.

Debido a las condiciones de temperatura elevada y a la textura uniforme de los carbonatos, la formación de agujeros de gusano es despreciable. Se optó por la utilización de ácido clorhídrico al 28% para minimizar la presión neta, así como la expansión de la altura de la fractura.

Tomando en cuenta la litología (caliza) y la temperatura (140 °C), como primer alternativa, se pensó en un elevado gasto de inyección. Al realizar la simulación, los resultados mostraron que un elevado gasto de 60 barriles por minuto (bpm) propiciaba un incremento en la altura de la fractura (**Figura 4.31**).

La longitud de la fractura alcanzó una distancia de 75 m, siendo de mayor efectividad hasta los 60 m donde la conductividad de fractura mostró valores de 100 md-pie (**Figura 4.32 y 4.33**). En promedio, la conductividad tiene un valor inferior a los 800 md-pie (**Figura 4.34**), esto corresponde con un valor de la conductividad adimensional de la fractura (F_{CD}) de 0.8. A pesar de que se logró obtener una buena longitud de fractura, no lo fue así para la conductividad, el esfuerzo efectivo fue de 270 bares.

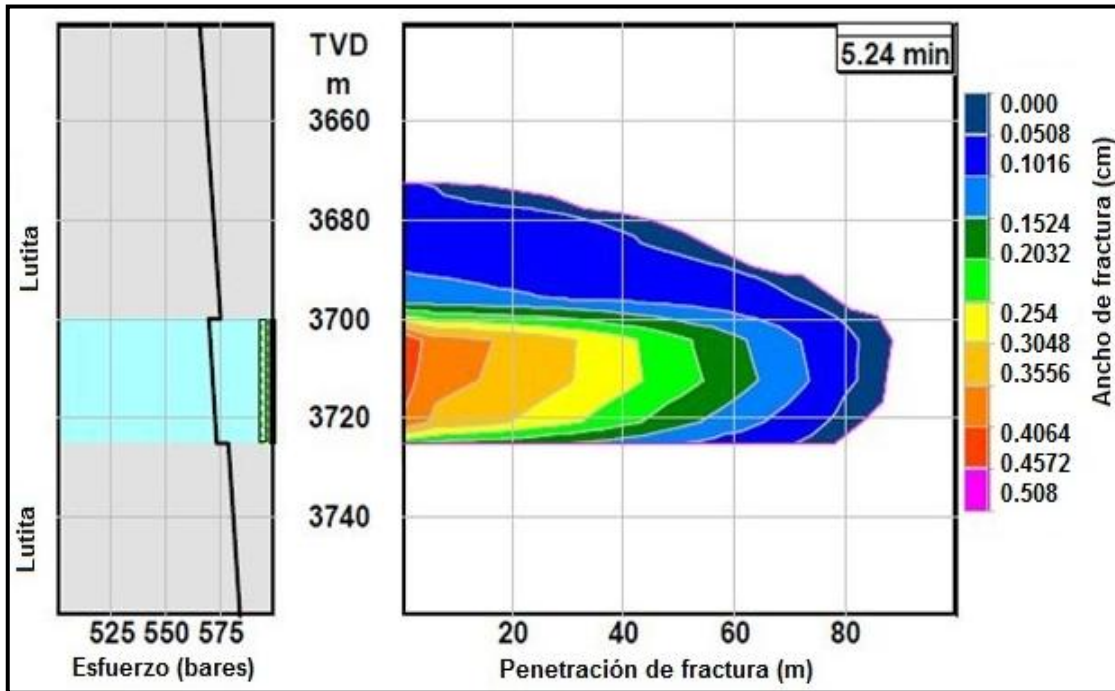


Figura 4.31. Distribución de la altura y ancho de la fractura tras inyectar 50 m³ de HCL (28%) a un gasto de 60 bpm (Tomado de Bale et. al, 2010).

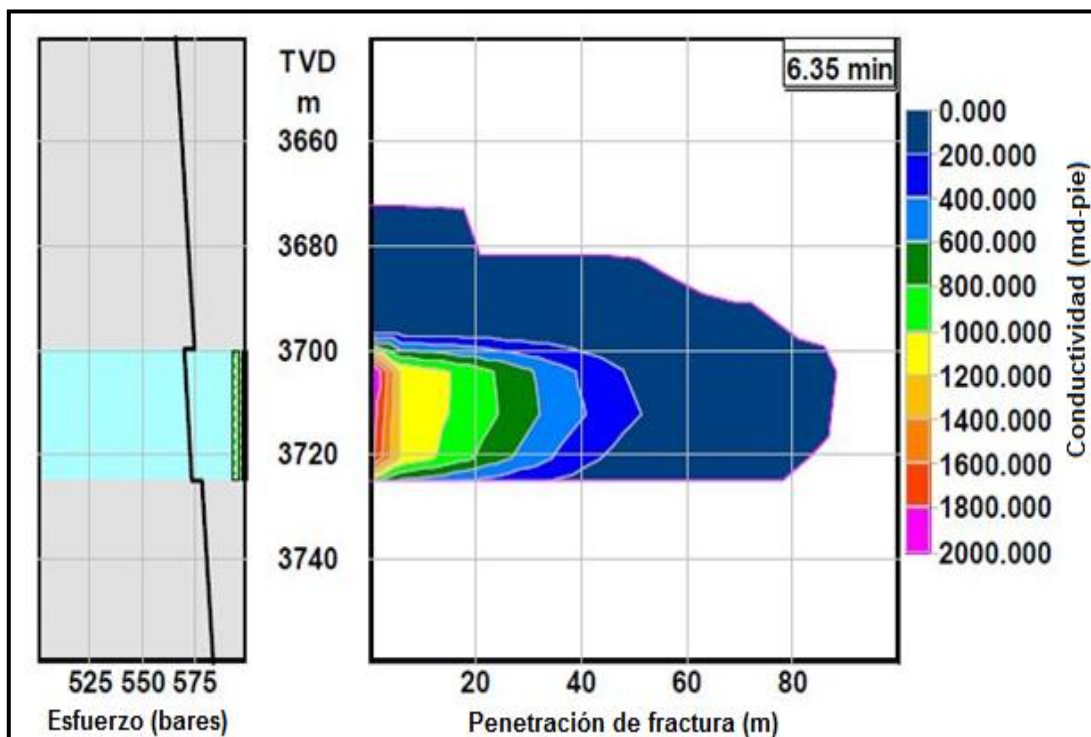


Figura 4.32. Distribución de la conductividad de la fractura tras la inyección de 50 m³ de HCL (28%) a un gasto de 60 bpm (Tomado de Bale et. al, 2010).

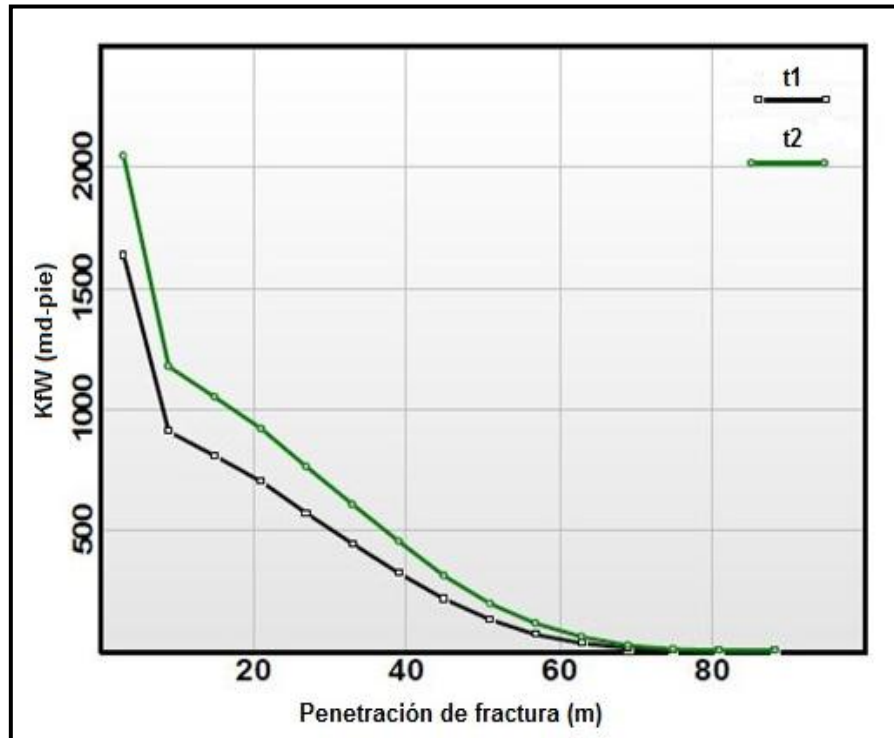


Figura 4.33. Distribución de la conductividad de la fractura en función de su penetración para un tiempo t1 y t2 (Tomado de Bale et. al, 2010).

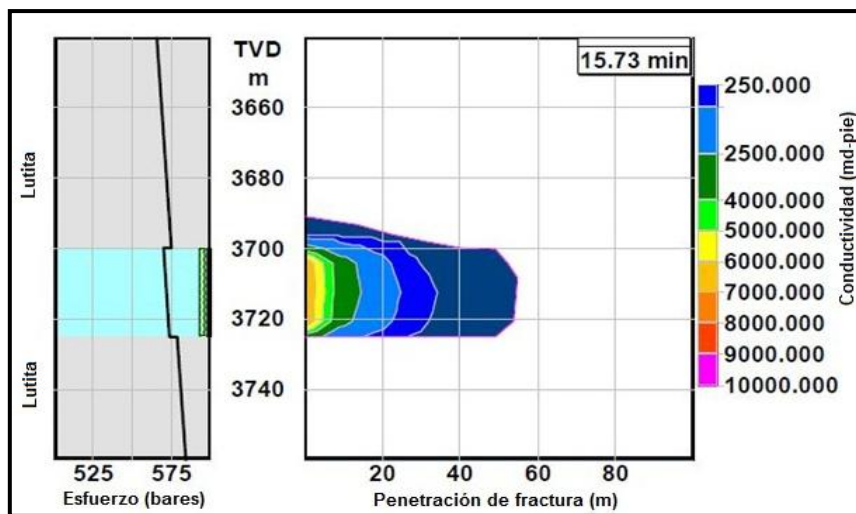


Figura 4.34. Distribución de la conductividad de la fractura tras inyectar 50 m³ de HCL (28%) a un gasto de 20 bpm (Tomado de Bale et. al, 2010).

Al disminuir el gasto de inyección a 20 bpm la longitud de la fractura alcanza una distancia de 40 m (Figura 4.35 y 4.36), sin embargo la conductividad ahora adquiere un valor promedio de 3000 md-pie. Claramente, se observa un menor crecimiento de la altura de la fractura, casi restringiéndose exclusivamente al intervalo de interés (debido a la reducción de dos bares en la presión de fractura neta P_{net} (Figura 4.37 y 4.38). A su vez, un menor gasto permite un mejor gravado de fractura en las cercanías del pozo y en consecuencia una mejor distribución de su ancho (Figura 4.39). El valor que se obtiene para este caso de F_{CD} es de 4.6. Tales cambios y

sus subsecuentes efectos, subrayan la importancia del modelado numérico en 3-D de los procesos de fracturamiento ácido.

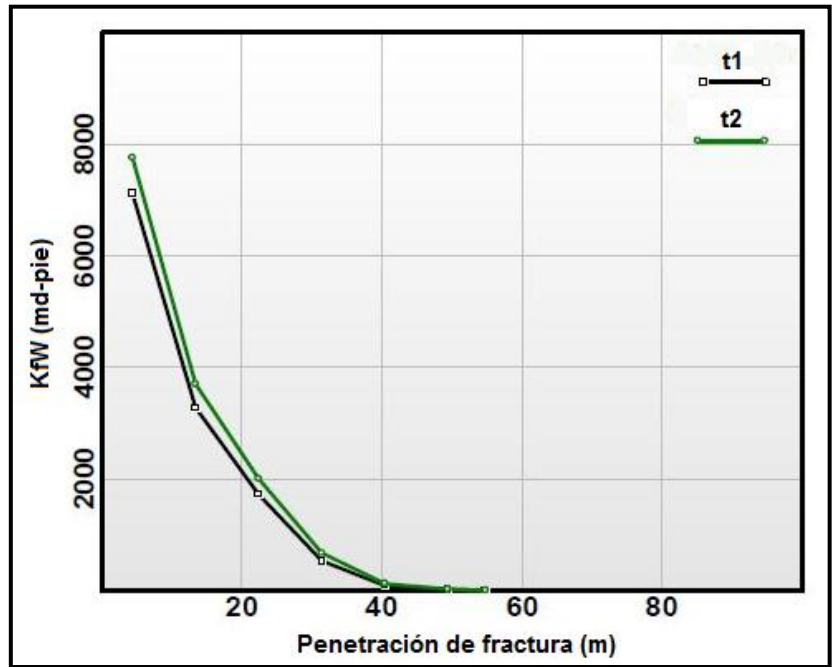


Figura 4.35. Distribución de la conductividad de la fractura en función de su penetración para un tiempo t1 y t2 (Tomado de Bale et. al, 2010).

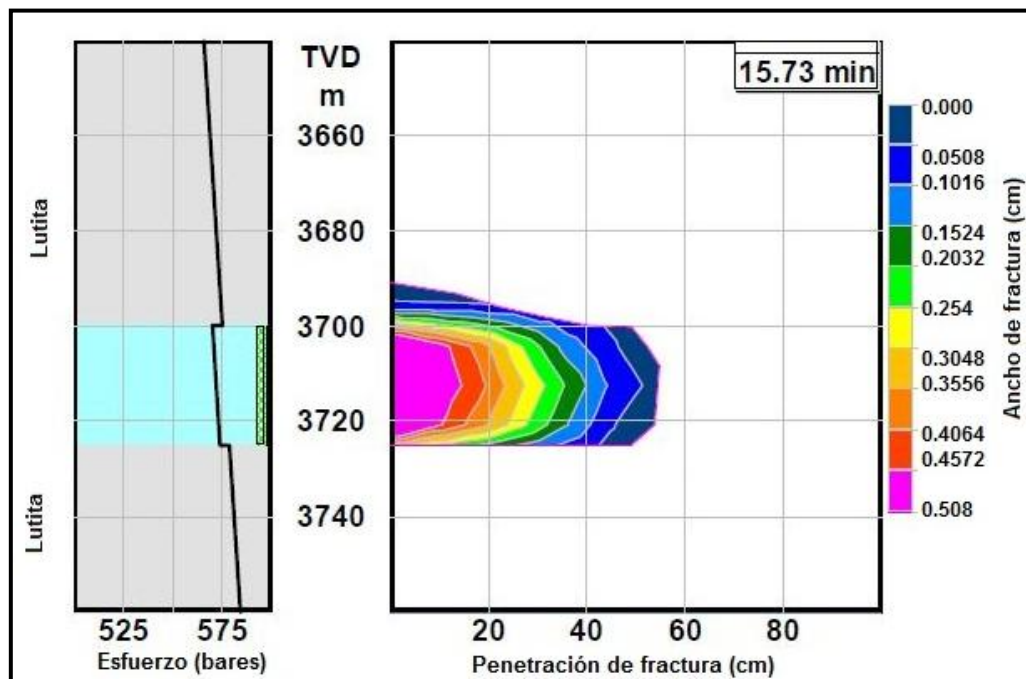


Figura 4.36. Distribución de la altura y ancho de la fractura tras inyectar 50 m³ de HCL (28%) a un gasto de 20 bpm (Tomado de Bale et. al, 2010).

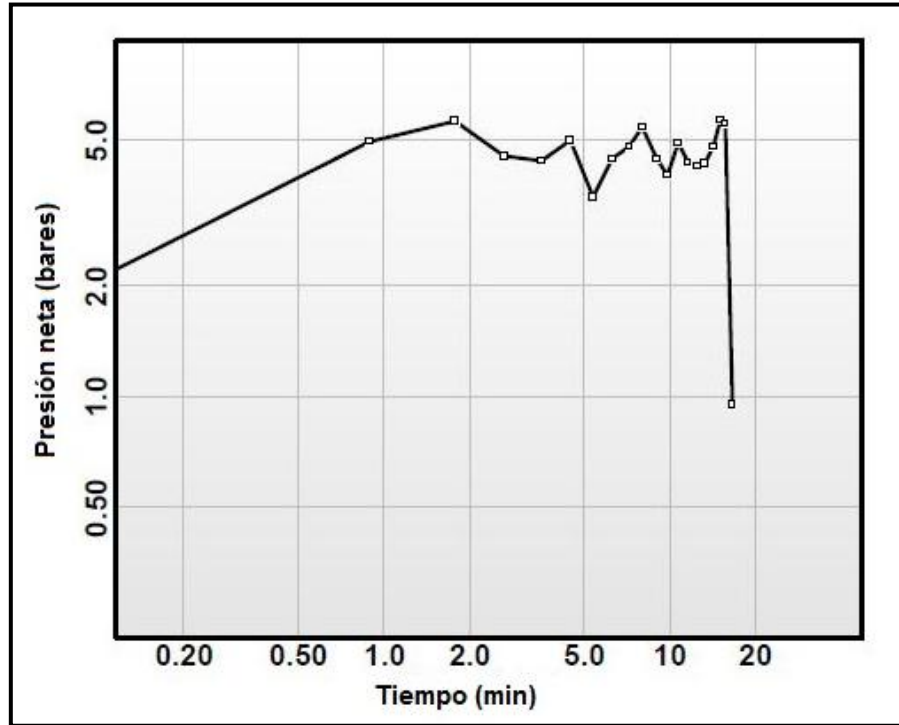


Figura 4.37. Perfil de la Presión de fracturamiento neta al inyectar 50 m³ de HCL (28%) a un gasto de 20 bpm (Tomado de Bale et. al, 2010).

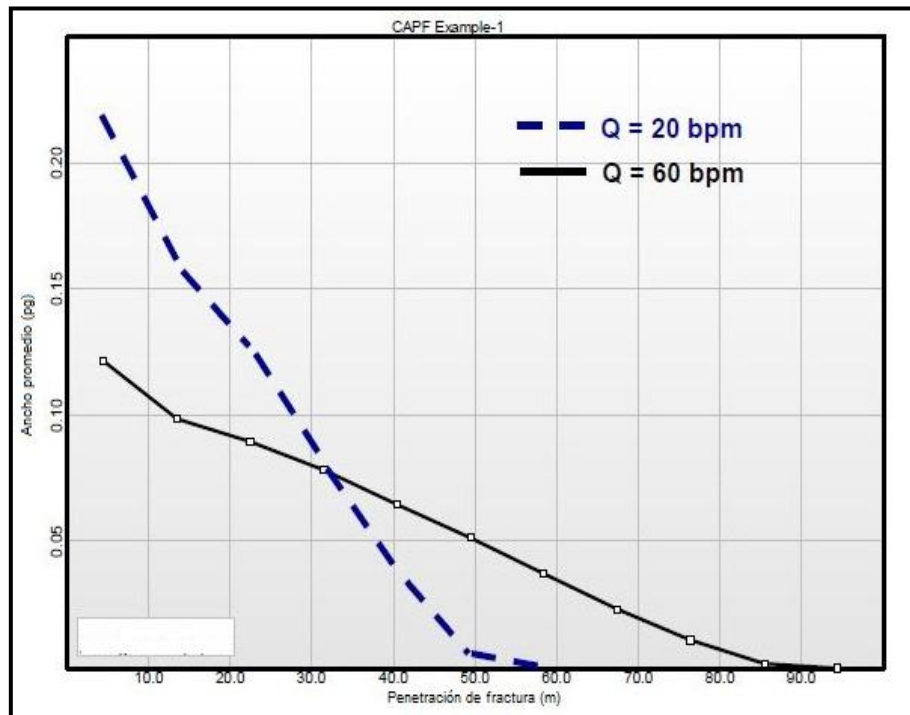


Figura 4.38. Distribución del ancho de fractura para gastos de inyección del ácido de 20 y 60 bpm (Tomado de Bale et. al, 2010).

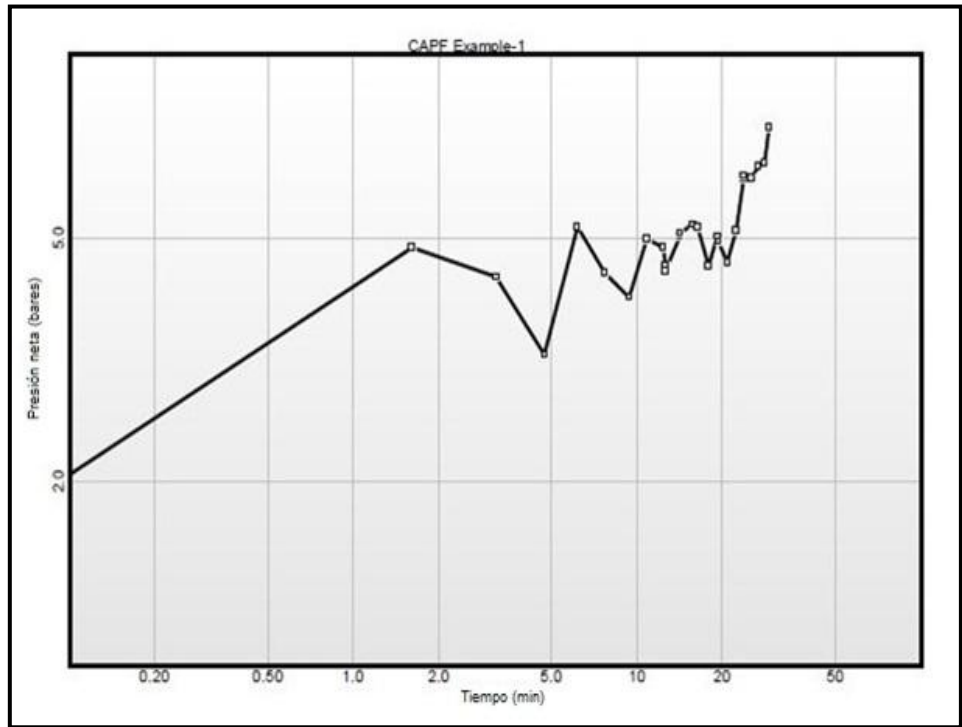


Figura 4.39. Perfil de la Presión de fracturamiento neta al inyectar 85 m³ de HCL-28% (Tomado de Bale et. al, 2010).

Como una medida para contribuir en el sostenimiento de la conductividad de la fractura (evitar o mitigar el cierre) se llevó a cabo una estimulación de tipo fracturamiento ácido con apuntalantes.

Durante la selección de apuntalante se consideraron los problemas de retorno del mismo, siendo conveniente el Carbo-Lite 20/40. La presión de fracturamiento neta (P_{net}) no tiene aumentos importantes, puesto que los gastos de bombeo se mantienen en niveles adecuados para el llenado de la fractura gravada. La longitud de fractura alcanzada llegó hasta los 50 m, mientras que la conductividad en las proximidades del pozo fue de 12,000 md-pie. El F_{CD} obtenido fue de 6.1, en la **Tabla 4.11** se resume el programa del tratamiento.

Etapa	Bache (m3)	Vol. ácido (m3)	Conc. Apunt. (lpg)		Gasto (bpm)	Masa apunt. (Mlbs)	tiempo de bombeo (min)	tiempo acum. (min)	Tipo de fluido	Apuntalante
			Inicio	Fin						
1	40	40	0	0	20	0	12.581	12.6	HCL 28%	RC Carbolite 20-40
2	5.001	4.788	1	1	20	1.3	1.573	14.2	HCL 28%	RC Carbolite 20-40
3	6.998	6.427	2	2	20	3.4	2.201	16.4	HCL 28%	RC Carbolite 20-40
4	9.004	7.944	3	3	20	6.3	2.832	19.2	HCL 28%	RC Carbolite 20-40
5	10.998	9.337	4	4	15	9.9	4.612	23.8	HCL 28%	RC Carbolite 20-40
6	13	10.636	5	5	15	14	5.452	29.3	HCL 28%	RC Carbolite 20-40

Tabla 4.11.- Programa de bombeo para la inyección de 85 m³ de ácido Clorhídrico al 28 %.

Los resultados obtenidos al bombear 85 m³ de ácido clorhídrico al 28% (40 m³ de precolchón) con 34,900 libras de apuntalante Carbo-Lite 20/40 se observan en la Figura 4.40.

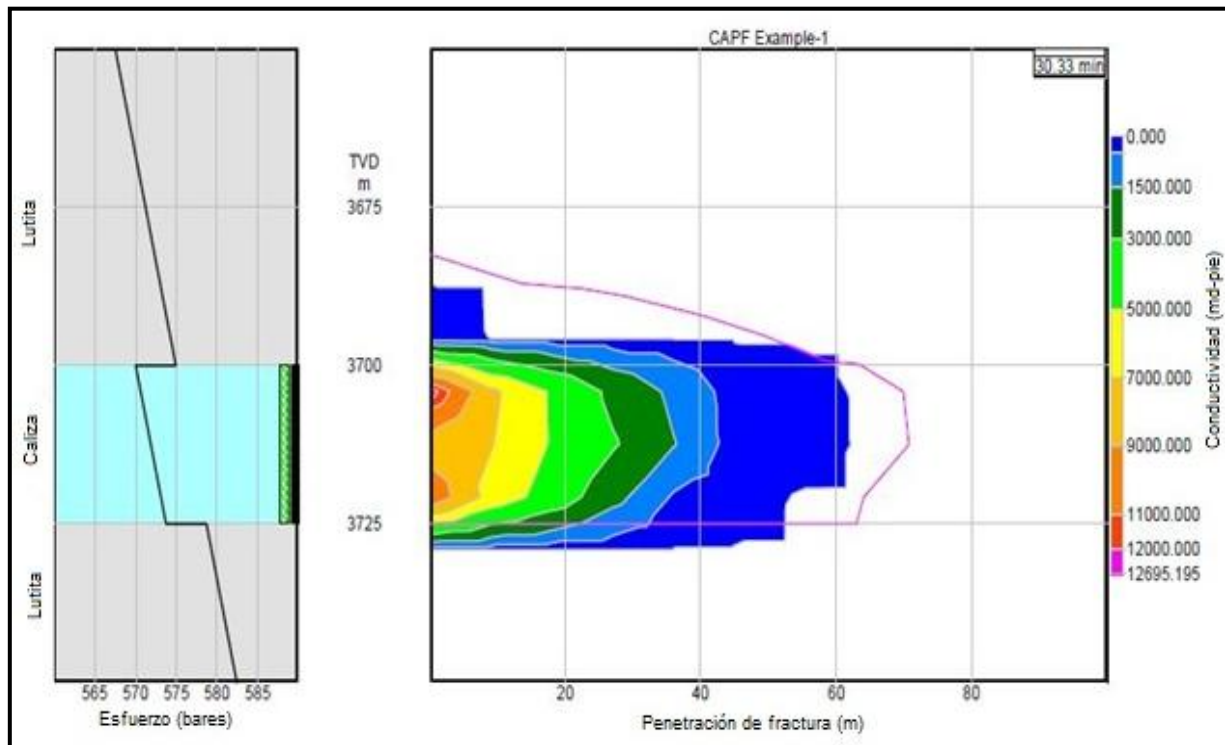


Figura 4.40. Distribución de la Conductividad de la fractura para un tiempo de 30.33 minutos (Tomado de Bale et. al, 2010).

4.8. RECUPERACIÓN SECUNDARIA Y MEJORADA

La obtención de hidrocarburos de un yacimiento se encuentra relacionado con los mecanismos físicos de explotación, así como a la ingeniería de manejo y operación de los pozos productores/inyectores y de instalaciones superficiales disponibles. Los procesos de recuperación de hidrocarburos, como resultado de la energía natural o mecanismo de empuje en el yacimiento, son conocidos como procesos de recuperación primaria, secundaria y terciaria o mejorada.

Un proceso de recuperación primaria de hidrocarburos se presenta, cuando el flujo de los fluidos hacia los pozos es debido a la energía natural existente en el yacimiento (mecanismos como la expansión del sistema roca-fluidos, gas en solución, empuje del acuífero, expansión del casquete de gas asociado o drene gravitacional).

Un proceso de recuperación secundaria, queda definido por el hecho de adicionar energía al yacimiento mediante la inyección de un fluido inmisible (agua y/o gas), manteniendo y/o reiniciando el desplazamiento del aceite hacia los pozos productores (PEMEX, 2008). Es vital enfatizar que en un proceso secundario, tanto las propiedades de los fluidos como las del medio poroso no son modificadas respecto a su comportamiento original, y es solamente la energía de movimiento, la competencia de movilidades y la zonificación del petróleo a contactar, los factores que definen el crecimiento de la recuperación.

La recuperación mejorada o terciaria de petróleo se define como el conjunto de métodos que emplean fuentes externas de energía y/o materiales para recuperar el aceite que no puede ser producido por medios convencionales (recuperación primaria y secundaria). La inyección del fluido al yacimiento modifica las características originales de la roca y/o fluidos involucrados en el desplazamiento, como son, la reducción de la viscosidad del aceite, la reducción de la tensión interfacial, cambios composicionales en componentes no hidrocarburos, cambios de mojabilidad, entre otros (Rangel E., 2010).

La experiencia en la explotación de yacimientos, muestra que las recuperaciones convencionales obtenidas por los distintos procesos van desde un 5% para la explotación primaria, hasta un 65 % para la recuperación mejorada (**Tabla 4.12**).

Yacimientos de aceite:	Rango de recuperación
Recuperación Primaria	5-20% OOIP
Recuperación Secundaria	20-45% OOIP
Recuperación Mejorada	45-65% OOIP
Yacimientos de gas:	
Recuperación Primaria	70-80 % OGIP
OOIP.-Volumen original de aceite en el yacimiento.	
OGIP.-Volumen original de gas en el yacimiento.	

Tabla 4.12. Factores totales de recuperación en yacimientos clásticos (Tomado de PEMEX, 2008).

En yacimientos de gas las mayores recuperaciones son del orden del 70 %, sin embargo, la presencia de heterogeneidades a escala de poro y de yacimiento, provocan que estos valores convencionales solo apliquen en ciertos casos.

Internacionalmente se ha aceptado que los métodos de recuperación mejorada se dividan en cuatro grandes grupos: métodos térmicos, métodos químicos, métodos de inyección miscible de gases y otros (como microbial y eléctricos). La **Figura 4.41** muestra un diagrama con la clasificación de los procesos de recuperación.

La inyección de agua o gas hidrocarburo en condiciones inmiscibles para controlar la presión del yacimiento se le denomina mantenimiento de presión; este proceso debe ser considerado como un caso particular de la recuperación secundaria, debido a que incide en la movilidad y por ende en la productividad del yacimiento.

4.8.1. RECUPERACIÓN DE HIDROCARBUROS EN YACIMIENTOS CARBONATADOS

Los yacimientos en rocas carbonatadas se caracterizan por tener bajos y una gran diversidad de factores de recuperación. Aunado a esto, la dificultad para definir la geometría, continuidad y calidad de los yacimientos proporciona un alto grado de incertidumbre al evaluar el potencial de posibles prospectos. Los factores determinantes de la recuperación final de hidrocarburos en carbonatos son la heterogeneidad del yacimiento, el tipo de fluidos, el sistema de porosidad, el mecanismo de empuje y la mojabilidad de la roca (Qing, 2003). Las estrategias de desarrollo de campos y las prácticas de administración de yacimientos desempeñan un papel fundamental para incrementar los factores de recuperación (incluidas las técnicas de recuperación secundaria y mejorada).

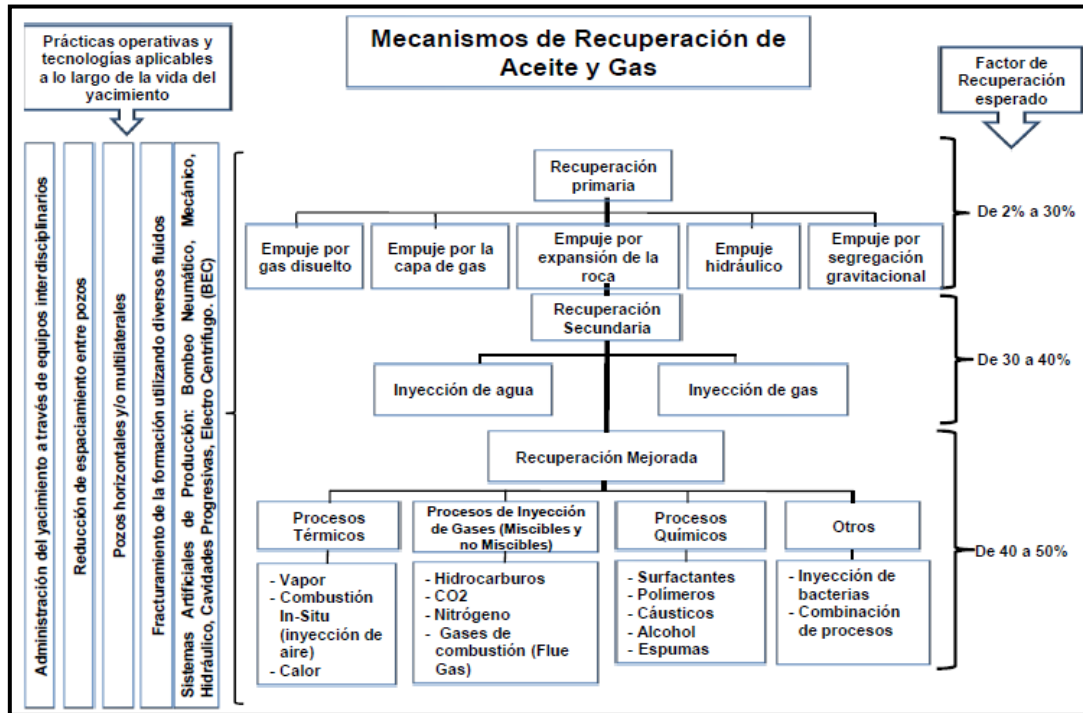


Figura 4.41. Etapas en la vida de un yacimiento, de acuerdo a los mecanismos de recuperación y posibles factores de recuperación final que se pueden obtener (Tomado de CNH, 2010).

Un análisis de 250 yacimientos carbonatados en el mundo, mostró que en el caso de aquellos productores de aceite (aceites ligeros a medios) tienen un factor de recuperación promedio de 36% (Figura 4.42), mientras que en el caso de yacimientos de gas y/o gas y condensado, presentan una recuperación de hasta 72% (Figura 4.43). En los yacimientos de aceite pesado (< 22 °API) la recuperación final es de un 30%.

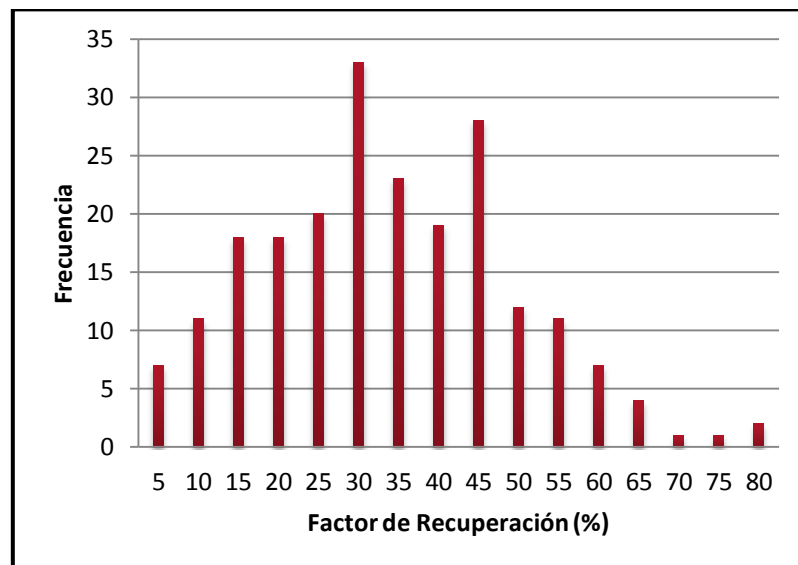


Figura 4.42. Distribución de los factores de recuperación en yacimientos de aceite en rocas carbonatadas. El promedio de recuperación final es de 36 %, la mitad en comparación con los yacimientos de gas (Tomado de Qing, 2003).

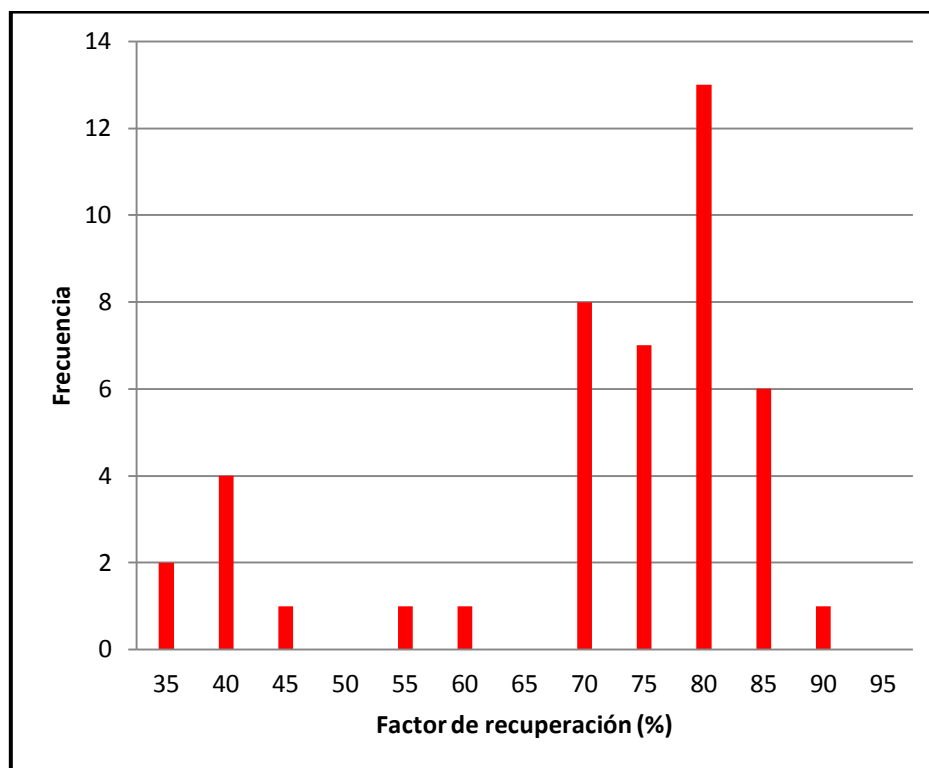


Figura 4.43. Distribución de los factores de recuperación en yacimientos de gas en rocas carbonatadas. El promedio de recuperación final es de 72 % (Tomado de Qing, 2003).

El tipo de fluido define los rangos en que se presenta la recuperación y el tipo de depósito, la diagénesis permite definir los grupos del tipo orgánico, fracturados (Tipo II y III) y convencionales siendo los yacimientos fracturados de aceite los que presentan los menores factores de recuperación, 32% sobre todo los que tienen doble sistema de porosidad. El mejor tipo de yacimiento de aceite, con recuperaciones de hasta 51%, es el clasificado como de crecimiento orgánico, debido a la alta conectividad vertical (PEMEX, 2008).

Con base en un enfoque de dinámica de flujo en medios porosos, varios autores han establecido una clasificación en términos de recuperación y comportamiento de flujo. Bajo este enfoque, se definen 5 agrupaciones de tipos de yacimientos (los tres primeros definen el nivel de heterogeneidad), basado en un estudio de Allan et. al (2003), y que se describen en seguida:

1. Yacimientos fracturados.
2. Yacimientos convencionales.
3. Yacimientos orgánicos (depósitos asociados a sistemas arrecifales).
4. Yacimientos de gas y de gas y condensado.
5. Yacimientos de alta viscosidad.

YACIMIENTOS FRACTURADOS

Corresponden a los yacimientos en los cuales el fracturamiento y/o la disolución contribuyen en gran medida a la permeabilidad de la formación donde la matriz proporciona la capacidad de almacenamiento (porosidad). En promedio el factor de recuperación para este tipo es de 32% (**Figura 4.44**), siendo el menor en comparación con los yacimientos convencionales y orgánicos.

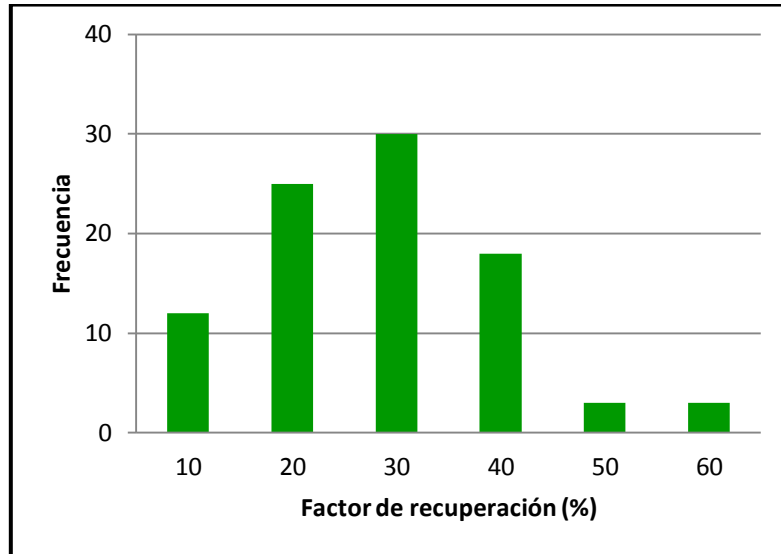


Figura 4.44. Distribución de los factores de recuperación para yacimientos de aceite (medios a ligeros) en rocas carbonatadas fracturadas. El valor promedio asciende a un 32% (Tomado de Qing, 2003).

YACIMIENTOS CONVENCIONALES

Pertencen a ésta categoría los yacimientos en los que la depositación tiene una fuerte influencia en sus características. Alcanzan factores de recuperación de hasta un 37%, posicionándolo en un nivel intermedio al compararlo con los yacimientos fracturados y orgánicos (Figura 4.45). Los principales factores que inciden en la recuperación son la conectividad del yacimiento, la movilidad, permeabilidad y las técnicas de recuperación mejorada.

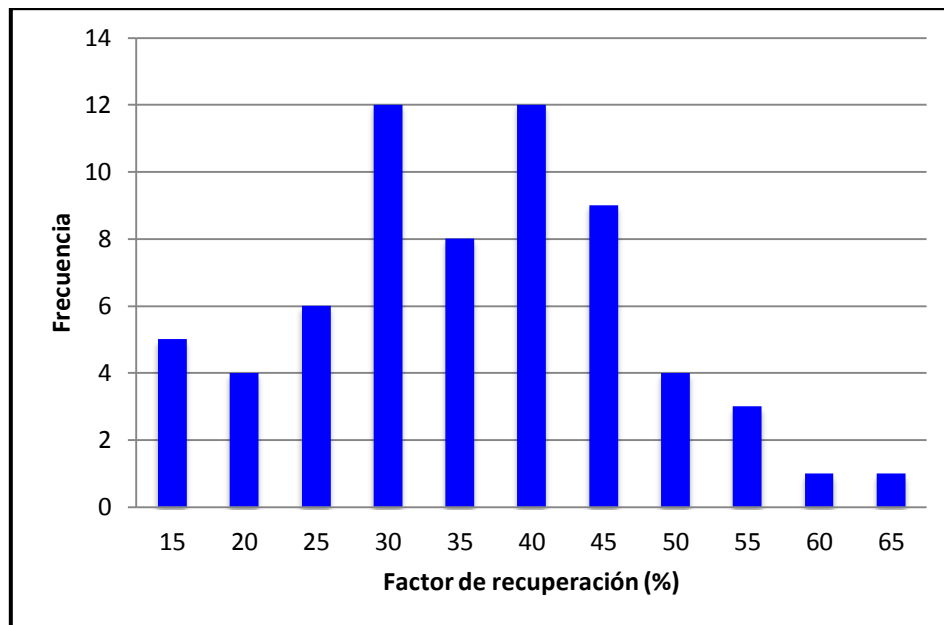


Figura 4.45. Distribución de los factores de recuperación para yacimientos de aceite (medios a ligeros) en rocas carbonatadas convencionales. Se tiene un promedio de 37 % (Tomado de Qing, 2003).

YACIMIENTOS ORGÁNICOS (YACIMIENTOS ARRECIFALES)

Corresponden a las acumulaciones que tienen una topografía significativa en aguas someras, es decir arrecifes, bancos y plataformas aisladas. Estas acumulaciones tienen alta porosidad vertical y buena continuidad de la permeabilidad. Tienen el mayor valor de recuperación de hidrocarburos con un porcentaje del 51% en promedio, al compararse con los de tipo fracturado y convencional (**Figura 4.46**).

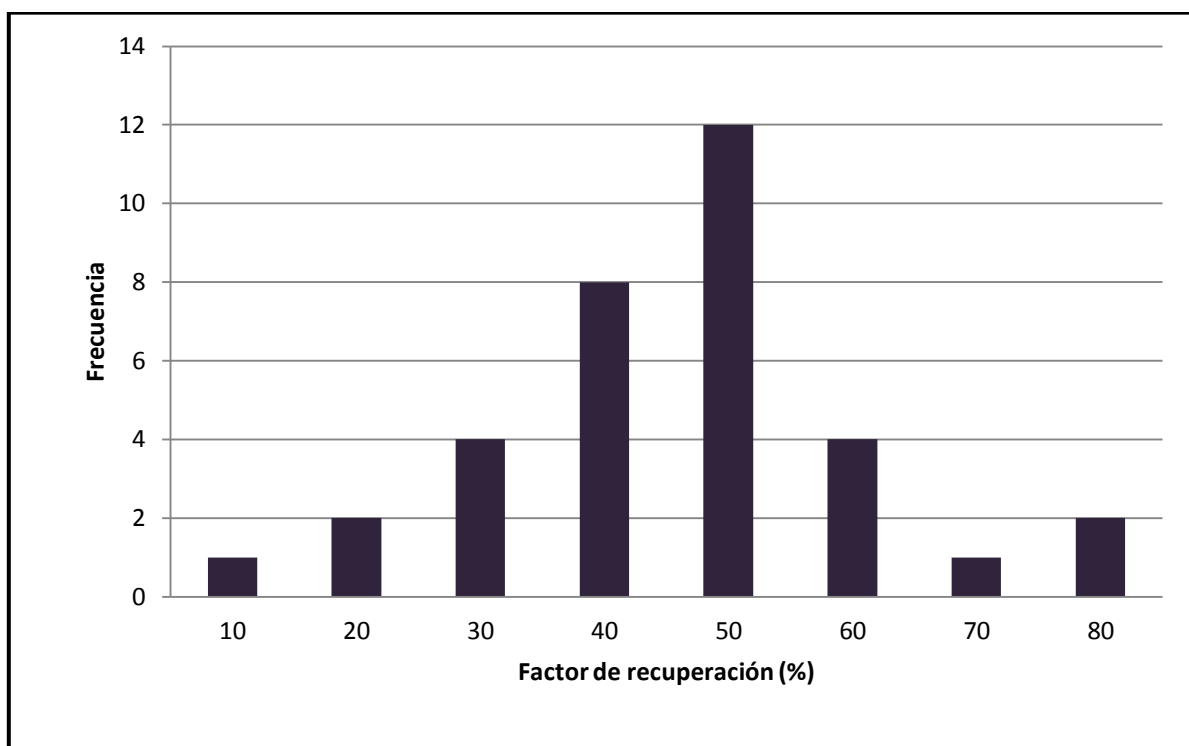


Figura 4.46. Distribución de los factores de recuperación en yacimientos de aceite (medios a ligeros) en depósitos orgánicos (arrecifes), en promedio la recuperación final es de 51% (Tomado de Qing, 2003).

Los factores que inciden en el aumento de la extracción, son el tamaño del crecimiento orgánico, su permeabilidad y los procesos de recuperación mejorada.

4.8.2. RECUPERACIÓN SECUNDARIA Y MEJORADA EN MÉXICO

La recuperación adicional en México, comenzó en 1951 al inyectar agua en el Campo Poza Rica. Hasta diciembre de 2008 se habían desarrollado 30 proyectos de este tipo. De los 30 proyectos de recuperación secundaria 26 han utilizado agua, 3 han empleado gas hidrocarburo inmisible y 1 ha usado nitrógeno inmisible.

Con respecto a los proyectos de recuperación mejorada se han implementado 5, 2 de ellos han utilizado CO₂ miscible y 3 emplearon N₂ miscible. La **Tabla 4.13** resume los procesos de recuperación secundaria y mejorada en rocas carbonatadas hasta el 2008 (PEMEX).

Región	Activo	Campo	Inicio Inyección	Fin Inyección	Fluido de inyección	Recuperación	Tipo de Roca	
NE	Cantarell	Akal	sep-98		Gas Hid. Inmiscible	Secundaria	Carbonatos NF	
			may-00		N2 Inmiscible	Secundaria	Carbonatos NF	
	Ku Maloob Zaap	Ku/Maloob/Zaap			N2 miscible	Mejorada	Carbonatos NF	
SW	Abkatun Pol Chuc	Abkatun/Pol/Chuc	mar-91	dic-06	Agua	Secundaria	Carbonatos NF	
		Chuc			Gas Hid. Inmiscible	Secundaria	Carbonatos NF	
	Litoral de Tabasco	Bolontiku			Agua	Secundaria	Carbonatos NF	
		May			Gas Hid. Inmiscible	Secundaria	Carbonatos NF	
Norte	Poza Rica	San Andrés	jul-61	ene-07	Agua	Secundaria	Carbonatos	
		Hallazgo	oct-78	jun-06	Agua	Secundaria	Carbonatos	
		Remolino	feb-82	may-90	Agua	Secundaria	Carbonatos	
		Arenque	jun-80	jun-99	Agua	Secundaria	Carbonatos	
		Barcodón	nov-88	sep-91	Agua	Secundaria	Carbonatos	
		Poza Rica	mar-51		Agua	Secundaria	Carbonatos	
				oct-51		Gas Hid. Inmiscible	Secundaria	Carbonatos
			T-C	may-68		Agua	Secundaria	Carbonatos
Sur	Bellota Jujo	Jujo Tecominoacán	dic-07		N2 miscible	Mejorada	Carbonatos NF	
	Muspac	Cactus	sep-78		Agua	Secundaria	Carbonatos NF	
		Sitio Grande	jun-77		Agua	Secundaria	Carbonatos NF	
				ene-05		CO2 Miscible	Mejorada	Carbonatos NF
		Artesa	mar-79	dic-83	Agua	Secundaria	Carbonatos NF	
				nov-00	ene-05	CO2 Miscible	Mejorada	Carbonatos NF
	Samaria-Luna	Cunduacan	oct-77		Agua	Secundaria	Carbonatos NF	
				jul-08		N2 miscible	Mejorada	Carbonatos NF
		Oxiacaque	nov-06		Gas Hid. Inmiscible	Secundaria	Carbonatos NF	
		Samaria	oct-77		Agua	Secundaria	Carbonatos NF	

Tabla 4.13. Proyectos de recuperación adicional en México en yacimientos carbonatados. Las letras T-C se refieren al campo Tamaulipas-Constituciones (Tomado de PEMEX, 2008).

4.8.2.1. PROCESOS DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA Y MEJORADA EN EL COMPLEJO ANTONIO J. BERMÚDEZ

La producción en el complejo inició en 1973 con una presión de 530 kg/cm². Hasta el 2008 la presión media del yacimiento se ubicaba por debajo de la presión de saturación, originando la formación de casquetes de gas en los diversos campos (**Figura 4.47**).

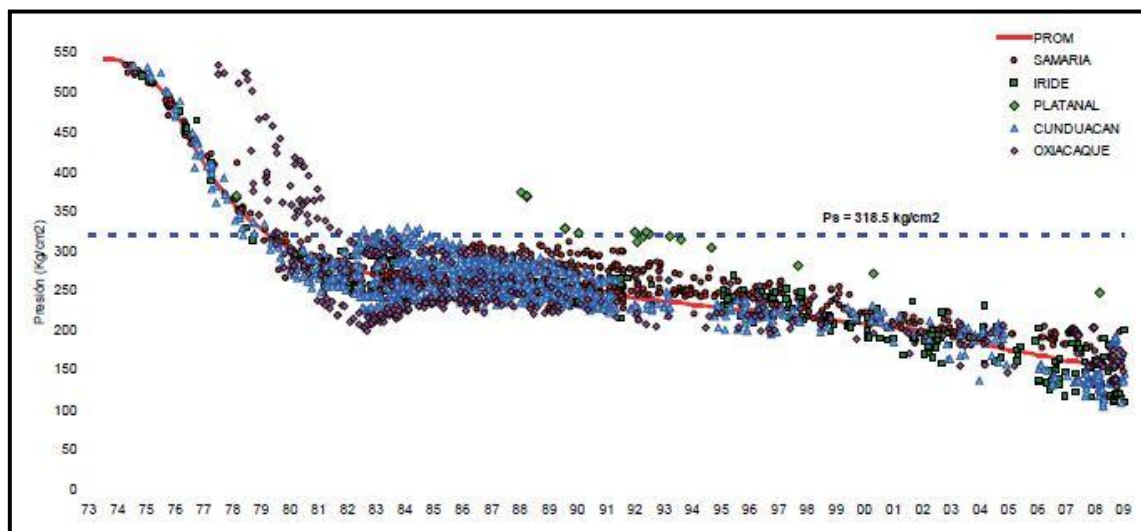


Figura 4.47. Comportamiento de la presión en el Complejo Antonio J. Bermúdez (Tomado de PEMEX, 2008).

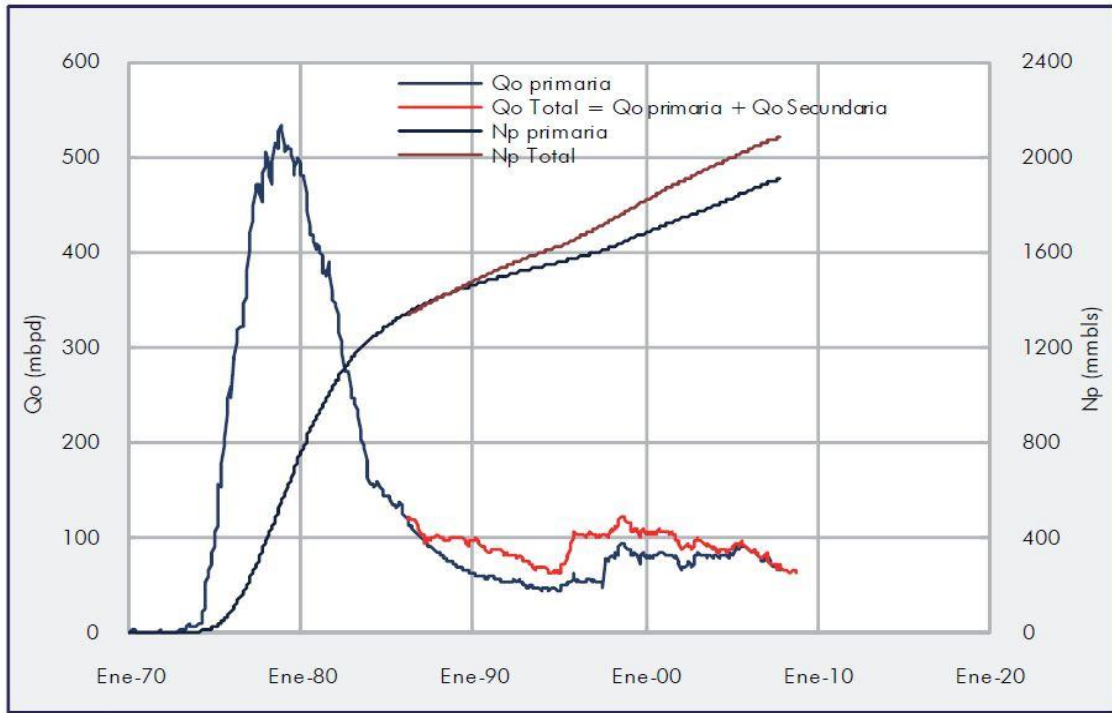
La inyección de agua en el Complejo comenzó en octubre de 1977 con un gasto de 3,327 bpd, alcanzando un gasto máximo de 466.3 mbpd en febrero de 1983. Hasta noviembre de 2008 el volumen de agua inyectada fue de 1,173 mmb. El propósito principal de la inyección de agua fue el mantenimiento de la presión en los campos, tal efecto se logró a partir de 1980 (**Figura 4.47**) al conjuntarse el impacto de la inyección y una disminución del ritmo de producción. En el campo Cunduacán, la inyección no tuvo el efecto esperado por lo que fue suspendida en enero de 1986 (PEMEX, 2008). Para el campo Samaria, se logró mantener una plataforma de producción de 100 mbpd durante el período 1997-2002.

Posteriormente se optó por dejar de inyectar agua dulce, para observar el comportamiento de la presión y la producción de los pozos productores vecinos, continuando con la inyección de agua congénita en 6 pozos con un volumen de inyección diario de 31,500 barriles. La presión comenzó a declinar, por lo que en julio del 2003 se reanuda la inyección de agua dulce en 5 pozos con un volumen promedio diario de 3,700 b. Las **Figuras 4.48** y **4.49** indican la historia de producción y de inyección para los campos Cunduacán y Samaria, respectivamente.

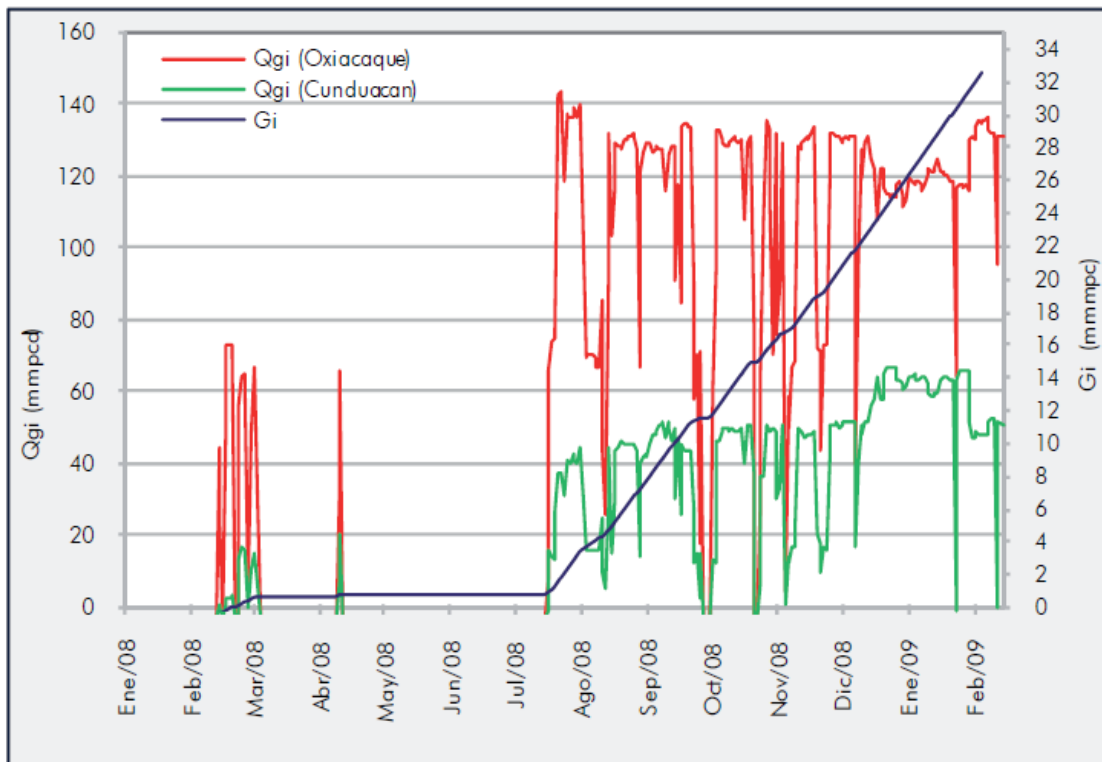
Por otra parte, el proyecto de inyección de N_2 comenzó a mediados del 2008 y con la finalidad de incrementar la recuperación de reservas del Complejo. El N_2 al ser inyectado en la capa de gas actuó como mantenimiento de presión, reduciendo la declinación de presión del yacimiento.

Mantener la presión en la columna de aceite contribuye a la preservación de la productividad de pozos ubicados en esta zona. Para esto es necesario que se alcance un balance entre los fluidos inyectados y producidos, es decir que el factor de reemplazo se aproxime al 100 %. El Complejo ha sido explotado aprovechando su energía natural y por el empuje hidráulico debido a la inyección de agua.

Hasta el 31 de marzo de 2008 solo se habían inyectado durante 16 días efectivos a una tasa promedio efectiva de 69 mmpcd, aunque en algunos casos se alcanzaron gastos de 190 mmpcd; la inyección continua inició en julio de 2008. El efecto de la inyección de N_2 en la presión estática se ha observado en algunos pozos ubicados muy cerca de los pozos inyectoros. No se cuenta con información suficiente para la evaluación de los efectos en zonas más alejadas de los pozos inyectoros.



4.48. Histórico de producción en los Campos con procesos de inyección de agua en el Complejo Antonio J. Bermúdez (Tomado de PEMEX, 2008).



4.49. Comportamiento general del gasto de inyección de N_2 al Complejo Antonio J. Bermúdez (Tomado de PEMEX, 2008).

4.9. DESARROLLO DE CAMPOS.

La vida de un yacimiento o un campo petrolero considera las etapas de evaluación del potencial, la Incorporación de reservas, la delimitación y caracterización de yacimientos, el desarrollo de campos y la explotación de yacimientos (Figura 4.50). Las tres primeras etapas constituyen las actividades de exploración, por su parte las últimas dos conforman las actividades de Producción.



Figura 4.50. Principales etapas del proceso de exploración y producción de un proyecto petrolero (Tomado de PEMEX, 2011).

Los trabajos de exploración petrolera en una cuenca sedimentaria, están orientados a la identificación de la presencia y eficiencia de los elementos y procesos geológicos que forman el sistema petrolero activo, como son la roca generadora, la roca almacenadora, la trampa, el sello y la sincronía; incluyendo la generación-migración-entrapamiento de hidrocarburos (Figura 4.51).

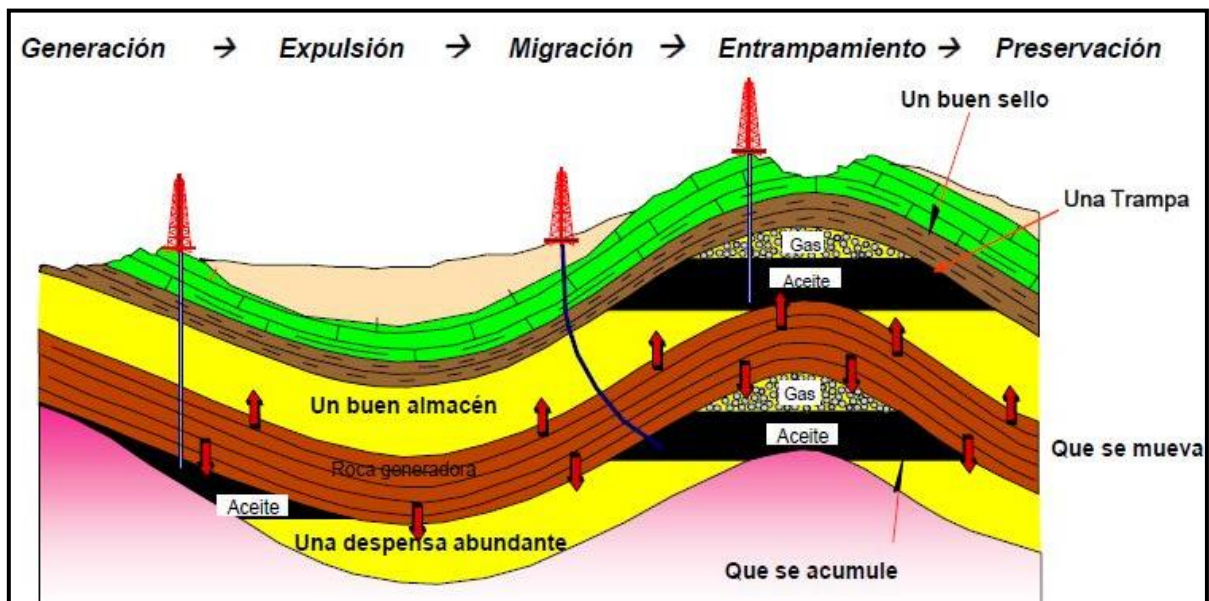


Figura 4.51. Elementos y procesos que constituyen al sistema petrolero y que dan lugar a la acumulación de hidrocarburos en una trampa (Tomado de PEMEX, 2011).

Los principales estudios exploratorios están constituidos por el análisis de cuencas, estudios de sistemas petroleros, estudios de plays, estudios de prospectos y estudios de caracterización inicial. Los estudios de análisis de cuencas se refieren a la definición de la arquitectura estratigráfica de una cuenca sedimentaria y su evolución (PEMEX, 2011). El estudio de los sistemas petroleros permite la definición de la extensión y características de las rocas generadoras, su evolución térmica y la identificación de zonas más favorables para la generación de hidrocarburos; también considera la determinación de las vías de migración hacia posibles trampas. Los estudios de plays definen la distribución y características de las rocas almacenadoras y de las condiciones favorables para su entrapamiento, mejorando la visualización de oportunidades exploratorias. Los estudios de prospectos se refieren a la evaluación y jerarquización de oportunidades exploratorias y la documentación de prospectos o localizaciones exploratorias para determinar su probabilidad de contener hidrocarburos. Por último, la caracterización inicial da lugar a una definición del modelo geológico integrado de un yacimiento, la distribución de facies y propiedades petrofísicas, su heterogeneidad, contactos de fluidos, el cálculo volumétrico de reservas, etc.

En la etapa de evaluación del potencial petrolero, las actividades que se realizan tienen como objetivo la identificación, el mapeo y la jerarquización de las áreas donde se tengan las mayores probabilidades de encontrar acumulaciones comerciales de hidrocarburos en el subsuelo, para lo cual se realizan estudios de geología superficial, geoquímica, gravimetría y magnetometría así como sísmica 2D y 3D. Tales estudios son analizados por equipos multidisciplinarios quienes estiman el potencial petrolero de la cuenca, realizan la identificación de plays y proponen prospectos para la perforación.

Ya que se ha comprobado la existencia del sistema petrolero, inicia la etapa de incorporación de reservas; en esta fase, se tiene como finalidad el descubrimiento de reservas de hidrocarburos mediante la identificación, jerarquización y perforación de oportunidades exploratorias que son detectadas por los geocientíficos con el apoyo de los modelos geológicos elaborados a partir de la información de pozos perforados y la información que se interpreta con la sísmica 2D y 3D.

Durante la delimitación de yacimientos se tiene como objetivo el brindar la certeza de la existencia de los volúmenes de reservas descubiertas, a través del entendimiento de la geometría y propiedades estáticas y dinámicas de los yacimientos, permitiendo así la conceptualización con mayor nivel de confianza para su desarrollo y explotación futura (CNH, 2010). Con base en el modelo geológico, se perforan uno o más pozos delimitadores para conocer la extensión areal del yacimiento lo que permite planificar mejor su desarrollo. Cada yacimiento debe contar con un plan dinámico de explotación, que considere aspectos técnicos y económicos, con el objetivo de lograr la mayor rentabilidad posible. Una buena parte del plan de desarrollo se sustenta en la caracterización del yacimiento, lo que conduce a la selección de un modelo teórico representativo de las condiciones de flujo de los fluidos en el campo. La caracterización de los yacimientos es la detección y evaluación de los elementos constitutivos de la formación, que influyen en el comportamiento de flujo, como la porosidad, permeabilidad, la anisotropía, las fuerzas capilares y la mojabilidad, la estratificación, las fallas geológicas, las discordancias, los acuñamientos, el fracturamiento, etc.

Existen dos tipos de caracterización de yacimientos, la estática y la dinámica. En la caracterización estática no se requiere el movimiento de los fluidos en el medio poroso, para realizar el cálculo del volumen de producción, los datos provienen de la información sísmica, de los datos de geología, los registros geofísicos de pozo, de la información del tipo de roca y las características de los fluidos a partir de mediciones en laboratorio. En la caracterización

dinámica es necesario considerar el movimiento de los fluidos en el yacimiento para obtener las mediciones, los datos se obtienen de las pruebas transitorias de presión, de los datos de producción, del registro del molinete hidráulico y de las pruebas de trazadores radiactivos, pruebas de formación (DST, MDT).

Martínez N. (2003) identifica varios procesos para definir el modelo de yacimiento en función de la información utilizada (**Figura 4.52**). Algunas de las fuentes pueden generar un modelo propio y/o conjuntarse para obtener un modelo representativo único. Los yacimientos de petróleo exhiben gran complejidad en su naturaleza a nivel microscópico y macroscópico, lo que incide directamente en una variación de propiedades petrofísicas y de los fluidos con respecto a su posición en la trampa.

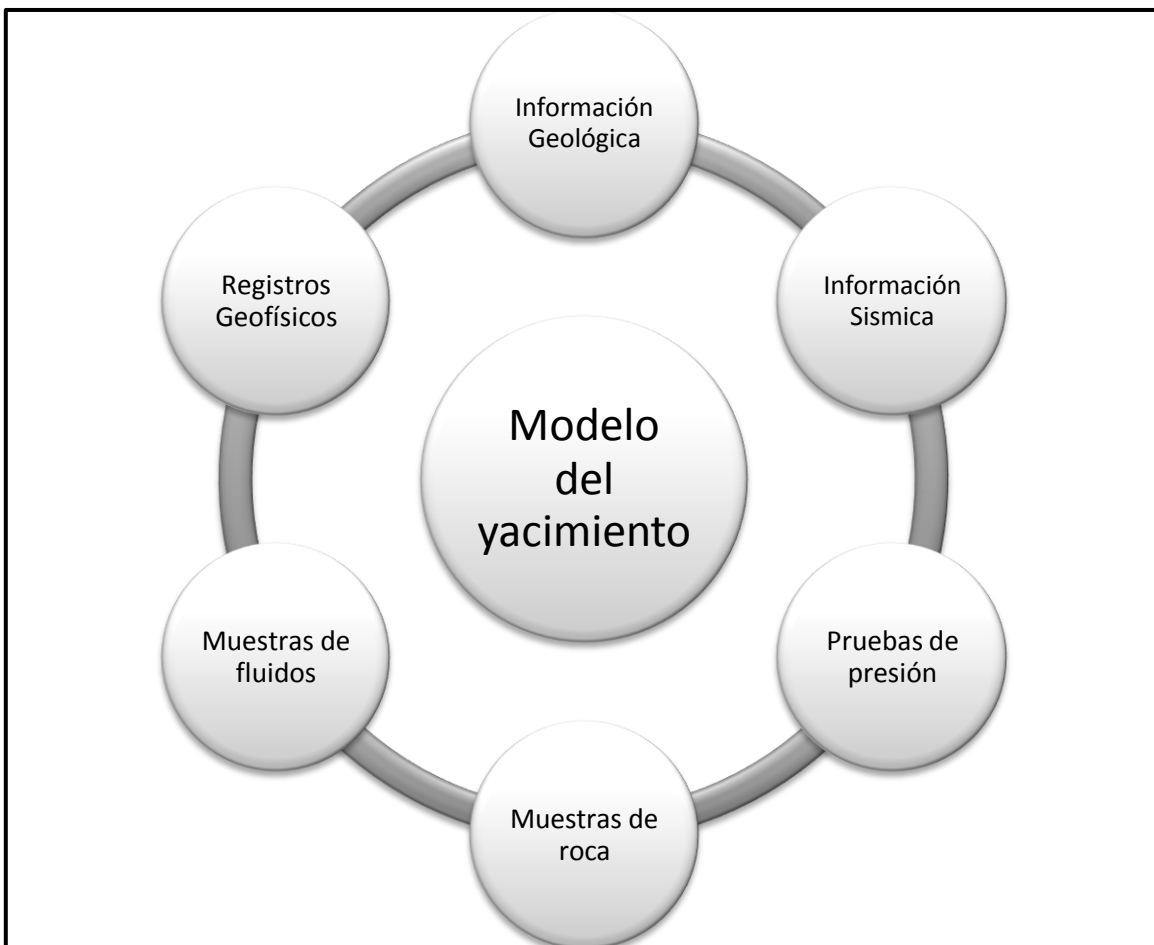


Figura 4.52. Principales herramientas para la construcción del modelo del yacimiento (Martínez N., 2003).

Los simuladores numéricos que se utilizan en la caracterización de yacimientos requieren de una amplia cantidad de datos de calidad, entre la cual se encuentra la referente a las características de la formación productora, propiedades y distribución de los fluidos. Al final de la explotación del yacimiento se cuenta con la mejor caracterización, pues durante el tiempo de la explotación se ha llevado a cabo la recolección de gran cantidad de información, no obstante en esta etapa poco puede lograrse para influir en la rentabilidad total del yacimiento, puesto que las principales decisiones para la explotación ya se tomaron.

La evaluación económica nos indica la rentabilidad en un campo petrolero, que por lo general ocurre en un período de 10 a 15 años, al considerar variables como el precio de los hidrocarburos, la producción, la inversión y los costos de operación. La recuperación de la inversión inicial en la perforación de pozos, sistemas de tuberías, instalaciones de producción, equipo subsuperficial y superficial y demás, se alcanza en general a largo plazo, conforme se inicie y mantenga la producción. Presentándose así, la problemática de llevar a cabo la predicción del comportamiento y los gastos de producción del yacimiento. La reserva probada y la capacidad productiva de los yacimientos son los principales parámetros que soportan la rentabilidad financiera de los proyectos petroleros, consecuentemente, su éxito financiero depende en gran medida de su cuantificación confiable. El volumen total de la reserva que finalmente se extrae de un yacimiento, depende de las acciones realizadas durante su explotación, por lo tanto, uno de los principales objetivos del ingeniero petrolero consiste en optimizar la planeación, programación e implantación de métodos y procedimientos conducentes a maximizar la recuperación de las reservas de los yacimientos. La explotación de las reservas probadas exige las mejores estrategias para producirlas y por tanto, requiere de la búsqueda de tecnologías y procedimientos apropiados para asegurar su recuperación, acelerar su extracción y maximizar su volumen.

La planeación del desarrollo del campo incluye la definición de la cantidad de pozos a perforar, la selección de las estrategias de explotación (recuperación primaria, secundaria y terciaria), de tal forma que se garantice la mayor recuperación de hidrocarburos. Para lograr lo anterior se presentan distintas alternativas de extracción, como lo pueden ser la implementación de sistemas artificiales de producción, emplear ciertos arreglos de pozos productores e inyectores, aplicar técnicas de recuperación secundaria o mejorada, llevar a cabo tratamientos a los pozos, es decir, existen una infinidad de posibles combinaciones para desarrollar un determinado campo. La selección del plan de explotación se hace tomando en cuenta tanto elementos técnicos como factores económicos.

Cossé (1993) divide a la fase de desarrollo de campos en tres etapas: analítica, modelado, predicción. Durante la primera etapa se realiza una recopilación de información como la geología de la región, la proporcionada por los registros geofísicos, los estudios de núcleos, las propiedades de los fluidos (PVT), características petrofísicas de la roca, etcétera. En el modelado, se realiza la interpretación de los datos y la construcción de un modelo del yacimiento, en el cual incluimos información como la geometría del yacimiento, los mecanismos de empuje presentes, la selección de las condiciones de operación (terminaciones, sistemas artificiales de producción, equipo superficial), así como la selección y ubicación de los pozos productores e inyectores. Por último, en la etapa de predicción se definen cuales serán los ritmos de producción en función de los escenarios de explotación propuestos, sin embargo es importante contar con distintas alternativas viables y seleccionar la más adecuada tanto en términos económicos como técnicos.

Resulta importante resaltar que la combinación del capital humano, un financiamiento apropiado y el uso de la tecnología constituyen los tres ejes que permiten la explotación óptima de los hidrocarburos. La administración de yacimientos (**Figura 4.53**) señala que una vez que se ha planteado el plan de explotación con base en la información disponible, es indispensable implementarlo en campo, llevando dicho plan de explotación, el cual debe mejorarse de forma continua en función de la nueva información obtenida, por lo que deberán realizarse las modificaciones necesarias para lograr el mayor beneficio económico.

El proceso es continuo y debe efectuarse durante toda la vida económica del yacimiento, este plan puede modificarse por diferentes razones como son la nueva información del campo que cambia el modelo del yacimiento, cambios en los precios de los hidrocarburos, la posible aplicación de nuevas tecnologías y/o modificadas, entre otras. Como ejemplo a continuación se describen las alternativas de desarrollo planteadas en 2011 para el complejo Antonio J. Bermúdez.



Figura 4.53. La administración de yacimientos como herramienta para el desarrollo de campos (Martínez N., 2003).

4.9.1. PROYECTO DE EXPLOTACIÓN COMPLEJO ANTONIO J. BERMÚDEZ

En el dictamen elaborado por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (2011) para el complejo Antonio J. Bermúdez, se divide al proyecto en tres áreas productivas, el complejo Antonio J. Bermúdez, Samaria Somero y Ogarrio-Magallanes. Petróleos Mexicanos en el año 2011 estableció como objetivo la aceleración del ritmo de extracción de hidrocarburos, el mejoramiento en el factor de recuperación de los yacimientos y el aseguramiento en la continuidad de la operación de los campos de aceite ligero como de aceite pesado, mediante la extracción de 669 mmb de aceite y 1,012 mmpc de gas, a través de la perforación de 341 pozos, 2,302 intervenciones a pozos, así como la optimización y construcción de la infraestructura de explotación necesaria para el período 2011-2059.

En el alcance se considera la perforación y terminación de 341 pozos de desarrollo e intermedios, la realización de 2,302 intervenciones a pozos (1,942 reparaciones mayores y 360 reparaciones menores), así como la optimización y construcción de 130 ductos (13 oleoductos, 7 gasoductos, 14 oleogasoductos y 96 líneas de bombeo neumático y/o inyección de agua), 334 líneas de descarga, 1 planta de tratamiento de aguas residuales, 7 cabezales colectores, 2 baterías y 1,600 taponamientos de pozos. La inversión requerida es de 84,653 millones de pesos.

Para el área productiva del Complejo Antonio J. Bermúdez las tres alternativas evaluadas por PEMEX, son las siguientes:

1. Estrategia integral de explotación, considera un proceso de mantenimiento de presión por inyección de fluidos, entre los que están 190 millones de pies cúbicos diarios de nitrógeno, 120 millones de pies cúbicos diarios de gas amargo y 75 mil barriles diarios de agua residual; la perforación de 25 pozos intermedios horizontales, direccionales y de largo alcance, dirigidos a las áreas donde existen volúmenes importantes de reservas remanentes. La realización de 180 reparaciones mayores, 49 reparaciones menores y la administración de la energía del yacimiento.
2. Esquema integral de explotación, considera el mantenimiento de presión por inyección de fluidos, con variación en los volúmenes de inyección de gas amargo y agua residual; 190 millones de pies cúbicos diarios de nitrógeno, 100 millones de pies cúbicos diarios de gas amargo y 60 mil barriles diarios de agua residual, además, se tiene una inversión menor con la perforación y terminación de 22 pozos, 176 reparaciones mayores y 40 reparaciones menores. Se descartó esta opción debido a la reducción en el factor de recuperación final del campo.
3. Un tercer esquema considera la inyección de 190 millones de pies cúbicos diarios de nitrógeno, 90 millones de pies cúbicos de gas amargo y 50 mil barriles diarios de agua residual; disminuye la inversión con la perforación y terminación de 20 pozos, 180 reparaciones mayores, 33 reparaciones menores y 739 estimulaciones, omite la administración de la energía del yacimiento. Se descartó la opción debido a que la producción de aceite y gas, así como la recuperación final, fueron menores a la opción 2 y por lo tanto, mucho menos atractiva en relación a la opción 1 seleccionada. La tabla 4.1 resume los gastos de producción tanto de aceite como de gas para la alternativa seleccionada en el horizonte de tiempo analizado.

Para la alternativa de desarrollo el proyecto obtendría un Valor Presente Neto (VPN) de 303, 694 millones de peso antes de impuestos y de 25, 474 millones de pesos después de impuestos (Tabla 4.14).

Indicador económico	Antes de impuestos	Después de impuestos	unidades
VPN	303,694	25,474	mm\$
VPI	55,653	55,653	mm\$
VPN/VPI	5.46	0.46	\$/ \$
B/C	3.68	0.35	\$/ \$

Tabla 4.14.- Indicadores económicos para el proyecto de explotación en el Complejo A. J. Bermúdez.

CONCLUSIONES

1. En la actualidad los combustibles fósiles, principalmente el aceite y el gas natural constituyen el motor de la economía mundial, aproximadamente el 60 % de la producción mundial de hidrocarburos proviene de yacimientos en rocas carbonatadas; sin embargo, el factor de recuperación promedio no supera el 36 y el 72 % para el aceite y el gas, respectivamente, consecuencia de la alta heterogeneidad de estas rocas. Debido a la gran importancia de estos yacimientos en la industria petrolera, durante décadas se ha fomentado el desarrollo de modelos que permitan una mayor comprensión de la geología de estos ambientes.
2. Los factores que influyen en la sedimentación de carbonatos son la temperatura del agua, la profundidad, la penetración de luz, la salinidad y la turbulencia. Las condiciones ideales para la sedimentación de carbonatos son una temperatura de 20 y 25 °C, una profundidad de entre 10 y 20 m, que constituye la región de mayor producción de carbonatos debida a la alta productividad biogénica y en menor cantidad hasta los 100 m, la mayor abundancia de organismos productores de carbonatos se desarrollan entre una salinidad de 30 y 40 ppt.
3. En los campos petroleros nacionales, los yacimientos carbonatados se caracterizan por presentar deformación estructural con presencia de fallas inversas y pliegues anticlinales que forman importantes trampas; principalmente del tipo estructural, en menor proporción se presentan trampas mixtas que combinan los aspectos estructurales y estratigráficos; este tipo de trampas fueron provocadas por la intensa actividad tectónica durante y posterior a la acumulación de sedimentos.
4. La correlación de los pozos perforados y el análisis de los afloramientos permiten establecer los factores que controlan la distribución espacial del sistema de porosidad y de los fluidos dentro del yacimiento; estos parámetros proporcionan mayor certeza en la ubicación de las áreas con los más altos valores de porosidad y saturación de hidrocarburos, de modo tal que permiten ubicar las zonas de mayor potencial económico, localizando las zonas más atractivas para el desarrollo de campos petroleros.
5. El Arrecife Capitán representa el sistema de carbonatos de plataforma más estudiado del mundo; la importancia económica de las unidades asociadas con el arrecife y los excelentes afloramientos en las Montañas Guadalupe en Estados Unidos han despertado un gran interés en la comunidad geológica internacional; mediante estudios sedimentológicos, estratigráficos y paleontológicos, el estudio de los afloramientos demuestran que es posible obtener una interpretación confiable del medio ambiente de depósito, de los principales organismos involucrados en la formación de los arrecifes, así como la identificación de las zonas de alta porosidad y permeabilidad; estos parámetros resultan de gran importancia para el éxito en el desarrollo de campos lo que permite mejorar los modelos de simulación; con esta información también es posible optimizar el diseño de los proyectos de recuperación secundaria, al identificar las mejores áreas para la ubicación de los pozos inyectores que permitan obtener una mayor eficiencia de barrido de los fluidos en el yacimiento en la recuperación secundaria.

6. Dada la enorme plataforma de producción petrolera de Arabia Saudita, y en particular del campo Ghawar (es el mayor de los 120 yacimientos gigantes del mundo), que por sí solo contribuye con un 5.5 % de la producción total, y a su vez considerando las elevadas reservas y relación reserva/producción, no cabe duda de que este campo constituye un proyecto estratégico para mantener o incrementar los niveles de producción de la compañía Saudi Aramco (9.4 MMbl/día en octubre de 2011). La caracterización geológica de los depósitos de hidrocarburos, así como la definición e identificación de los sistemas petroleros, contribuye en la comprensión de su naturaleza, y a la explotación óptima de los recursos.
7. La estimulación ácida ha sido y seguirá siendo una práctica obligada para mejorar los gastos de producción en los yacimientos carbonatados; los principales aspectos que deben tomarse en cuenta para lograr una estimulación matricial exitosa son la divergencia, la pérdida de fluido y la velocidad de reacción del sistema ácido a utilizar; las propiedades y tipo de fluido a emplearse, deben ser seleccionados con base en la composición mineralógica de la formación, la localización y tipo de daño a remover y la interacción del sistema de tratamiento con el sistema roca-fluido.
8. El fracturamiento ácido combina los principios de la acidificación matricial y del fracturamiento con apuntalante y es muy útil para incrementar la producción en carbonatos. Este tipo de tratamiento tiene un mayor alcance en comparación con la acidificación, pues debe atravesar la zona de matriz crítica para comunicar el yacimiento con el pozo. La evaluación de las condiciones tanto del pozo, como del yacimiento, así como la identificación de los factores de pseudodaño, evitan la realización de fracturamientos en localizaciones que no lo ameritan. Las características geológicas del yacimiento, las propiedades de los fluidos y los mecanismos de empuje presentes, son indispensables al elaborar el diseño del tratamiento. Los principales factores que inciden en la efectividad de un tratamiento son el gravado, la penetración y la conductividad de la fractura. El tipo de ácido, las metodologías de tratamiento empleadas, los gastos de inyección y el control de las pérdidas de fluido tienen un efecto importante en el impacto o éxito de los tratamientos.
9. Los resultados de la simulación para la estimulación con sistemas combinados (ácido y apuntalante), indican una mejora importante de la conductividad de la fractura y, a su vez de la productividad de los pozos (hasta un 57 % más), principalmente por la mejora del sostenimiento de la fractura, evitando su cierre. Sin duda, la correcta selección del pozo candidato, y la adecuada aplicación constituyen elementos clave en el éxito de la operación.
10. Las actividades de exploración petrolera en carbonatos permiten localizar las zonas más favorables con acumulaciones importantes de hidrocarburos; en la etapa de desarrollo de campos es necesaria una buena caracterización estática del yacimiento, para posteriormente diseñar un modelo representativo de las condiciones del flujo de fluidos en el yacimiento.
11. Las instalaciones superficiales que a menudo se diseñan para manejar gastos máximos, deben diseñarse en función de gastos óptimos, esto permitiría una plataforma de producción estable por un periodo de tiempo mucho mayor y que se traduciría en el largo plazo en mayores volúmenes de producción acumulada, reduciendo los gastos en

tuberías, bombas y compresores, evitando de este modo tener instalaciones sobradas y problemas de operación en el corto plazo.

- 12.** Para maximizar el factor final de recuperación, es necesario modificar sustancialmente el ciclo de vida del yacimiento; específicamente en la etapa de producción primaria, en la que es recomendable que desde el inicio del desarrollo del campo se definan los métodos de recuperación secundaria y/o de mantenimiento de presión más adecuados y que deberán ser implementados desde el inicio de la vida productiva del campo de modo que se garantice el mantenimiento de presión del yacimiento para asegurar una producción monofásica y una alta eficiencia de barrido, de manera que se pueda cumplir con los gastos de producción comprometidos, de este modo se evitaría inflar o subestimar la rentabilidad de los proyectos y estos serían seleccionados con base en la evaluación de aspectos técnicos, económicos y de impacto ambiental.

BIBLIOGRAFÍA

- ψ Abass, H.H.; Al-Mulhem; Alqam, M.S. y Mirajuddin, K.R.; 2006: “*Acid Fracturing or Proppant Fracturing in Carbonate Formation? A Rock Mechanic’s view*”, SPE paper 102590.
- ψ Adams, A.E.; Mackenzie, W.S.; y Guilford, C.; 1997, “*Atlas de Rocas Sedimentarias*”, Masson.
- ψ Afifi, A.M.; 2005; “Ghawar: The Anatomy of the World’s Largest Oil Field”, AAPG Distinguished Lecture.
- ψ Ahr-Wayne, M.; Allen, D.; Bachman, N. H.; Clerke, E.A.; Gzara, B.M.; Hassall, J.K.; Murty, R.K.; Challa; y Ramamoorthy R.; 2005, “*Confrontando el intrincado tema de los carbonatos*” Oilfield Review, págs. 20-34.
- ψ Al-Anazi, B.; 2007; “*What you Know about the Ghawar Oil Field, Saudi Arabia?*”, Canadian Society of Exploration Geophysicists (CSEG).
- ψ Al-Anzi, E.; Al-Habib, N.; Nasr-El-Din, H.; Alvarado, O.; Brady M.; Chang, F.; Huidobro, E.; Mohamed, J. y Depinder, S.; 2004, “*Reacciones positivas en la estimulación de yacimientos carbonatados*”, Schlumberger Oil Field Review.
- ψ Al-Harthy, S.; 2009; *Opciones para la estimulación de pozos de alta temperatura*, Schlumberger Oil Field Review.
- ψ Al-Harthy, S.; Bustos O.A., Fuller M.J., Hamzah N.E., Parapat A. y Pudín bin Ismail M.I., 2009, “*Opciones para la estimulación de pozos de alta temperatura*”, Oilfield Review, págs. 52-63.
- ψ Arche, A.; 1992; “*Sedimentología. Del Proceso a la Cuenca Sedimentaria*”, editorial Csic-M Ciencia e Innovación.
- ψ Asociación de Ingenieros Petroleros de México (AIPM), 2000, Capítulo 11.-“*Terminación y Mantenimiento de Pozos*”, Un Siglo de la Perforación en México, págs., 64-78.
- ψ Ayala, S. R.; Granados, G.; Pineda, C.; y Villalobos, A. M.; 1984; “*Explotación petrolera en México (Evaluaciones en las formaciones en México)*”, Schlumberger.
- ψ Bale, A.; Smith, M.B.; Klein, H.H.; 2010; “*Stimulation of Carbonates Combining acid fracturing with proppant (CAPF): A revolutionary approach for enhancement of sustained fracture conductivity and effective fracture Half-length*”, SPE paper 134307.
- ψ *Bebout, D.G.; and Kerans, C.; 1993; “Guide to the Permian Reef Geology Trail, McKittrick Canyon, Guadalupe Mountains National Park, West Texas”: The University of Texas at Austin, Bureau of Economic Geology, Guidebook 26, 48 p.*
- ψ Beydoun, Z.R.; 1988; “*The Middle East: Regional geology and petroleum resources*”, Scientific Press, UK.

- ψ Boggs y Sam, 2006; *“Principles of sedimentology and stratigraphy”*, Pearson Prentice Hall, New Jersey.
- ψ Bratton, T.; Canh, D.V.; Nguyen, V.; Duc, P.; Gillepie; Bingjian, L.; Marcinew, B.; Nelson, R.; Schoderbek, D.; y Sonnerland, L.; 2006; *“La naturaleza de los yacimientos naturalmente fracturados”*, Oilfield Review, págs. 4-25.
- ψ British Petroleum; 2011; *“Statistical Review of World Energy 2011”*.
- ψ Broadhead, R.; Jianhua, Z.; Raatz, W.; 2004; *“Play Analysis of Major Oil Reservoirs in the New Mexico Part of the Permian Basin: Enhanced Production Through Advanced Technologies”*, New Mexico Bureau of Geology and Mineral Resources, A division of New Mexico Tech Socorro, NM 87801.
- ψ Buffler, y Blickwede, J.; 2003; *“The Circum-Gulf of Mexico and the Caribbean: Hydrocarbon habitats, basin formation, and plate tectonics”*, Bulletin American Association of Petroleum Geologist (AAPG) Memoir 79, p. 476– 514.
- ψ Burch, D.N.; Daniels, J.; Exler, V.A.; Favoretti, L.; Calvez, J.; Maschio, L.; Samuelson, M. y Weimann, M.I.; 2009; *“Monitoreo y divergencia de los tratamientos de fracturamiento hidráulico”*, Schlumberger Oil Field Review.
- ψ Burchette, T.P. y Wright, V.P.; 1992; *“Carbonate ramp depositional systems”*, Elsevier Science Publishers B.V., Amsterdam.
- ψ Burgess, P.M.; Williams, H.D.; Wright, V.P.; Porta, G.D.; Granjeon, D.; 2011; *“Investigating Carbonate Platform Types: Multiple Controls and a Continuum of Geometries”*, Search and Discovery Article #30164, AAPG, Houston.
- ψ Cancino, R.; 2005; *“Características Geológico-Petrofísicas de Yacimientos Petroleros en Rocas Carbonatadas”*, tesis de licenciatura Facultad de Ingeniería-UNAM.
- ψ Chilingarian, G.V.; Mazullo, S.J.; y Rieke, H.H.; 2011; *“Carbonate reservoir characterization: a geologic-engineering analysis”*, Elsevier Developments in Petroleum Science 44, Amsterdam (1996).
- ψ Clasificación de Embry & Klovan (1971). Scholle, P.A.; Ulmer-Scholle, Dana, S.; 2003; *“A Color Guide to the Petrography of Carbonate Rocks: Grains, textures, porosity and diagenesis”*, AAPG Memoir 77, Oklahoma.
- ψ Clasificación de Dunham (1962). Scholle, P.A.; Ulmer-Scholle, Dana, S.; 2003; *“A Color Guide to the Petrography of Carbonate Rocks: Grains, textures, porosity and diagenesis”*, AAPG Memoir 77, Oklahoma.
- ψ Cole, G.A.; Abu-Ali, M.A.; Aoudeh, S.M.; Carrigan, M.J.; Chen, H.H.; Colling, E.L.; Gwathney, W.J.; Al-Hajji, A.A.; Halpern, H.I.; Jones, P.J.; Al-Sharidi, S.H.; y Tobey, M.H., 1994; *“Organic Geochemistry of the Paleozoic petroleum system of Saudi Arabia”*, Energy and Fuels volume 8.

- ψ Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2010; “*Documento Técnico 1 (DT-1), Factores de Recuperación de aceite y gas en México*”.
- ψ Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2011; “*Dictamen del Proyecto de Explotación Complejo Antonio J. Bermúdez*”.
- ψ Corrales, Z.I.; 1977; “*Estratigrafía*”, Editorial Rueda, Madrid, España, 718 p.
- ψ Cossé, R.; 1993; “*Basics of Reservoir Engineering: Production and development of a field*”, Oil and gas field developments techniques, Gulf Publishing Company.
- ψ Dunbar, C.O.; Rodgers, J.; 1963, “Principios de Estratigrafía”, Continental, Bolivia.
- ψ Dutton, S. P.; Barton, M. D.; Asquith, G. B.; Malik, M. A.; Cole, A. G.; Gogas, J.; 1999; “*Geologic and engineering characterization of turbidite reservoirs, Ford Geraldine Unit, Bell Canyon Formation, West Texas*”: The University of Texas at Austin, Bureau of Economic Geology Report of Investigations No. 255, 88 p.
- ψ Economides M.J.; 1989; “*Reservoir Stimulation, Second Edition Schlumberger Educational Services*”, Houston, Texas.
- ψ Farzadi, P.; 2006; “*The development of Middle Cretaceous carbonate platforms, Persian Gulf, Iran: constraints from seismic stratigraphy, well and biostratigraphy*”, Petroleum Geoscience, Vol. 12, p.p.59-68.
- ψ Ferket, H.; Ortuño-Arzate, S.; Roure, F.; y Swennen, R.; 2003; “*Lithologic control on matrix porosity in shallow-marine Cretaceous reservoir limestones: A study of the Peñuela reservoir outcrop analogue (Cordoba Platform, Southeastern Mexico)*”, in C. Bartolini, R. T. Buffler, and J. Blickwede, eds., *The Circum-Gulf of Mexico and the Caribbean: Hydrocarbon habitats, basin formation, and plate tectonics: AAPG Memoir 79*, p. 283– 304.
- ψ Ficetti, S.; 2000; “*Fracturamiento Hidráulico*”, Schlumberger Servicios de Estimulación a Pozos.
- ψ Ficetti, S.; 2002; “*Acidificación de Carbonatos*”, Schlumberger Servicios de Estimulación a Pozos.
- ψ Ficetti, S.; 2011; “*Introducción a la Estimulación Matricial*”, Schlumberger Servicios de Estimulación a Pozos.
- ψ Fong, A.J.; Villavicencio, A.E.; Herrera, R.P.; y Flamenco, F.J.; 2004; “*Proyecto Integral Antonio J. Bermúdez: Retos y Oportunidades*”, artículo del Colegio de Ingenieros Petroleros de México.
- ψ Fred, R.J.; 1985; “*Carbonate Platform Facies Models*”, AAPG Bulletin V.69 No. 1, Virginia.

- ψ Ghazban, F.; 2007, "*Petroleum Geology of the Persian Gulf*", Tehran University and National Iranian Oil Company.
- ψ González, A.J.; 1976; "*Resultados obtenidos en la Exploración de la Plataforma de Córdoba y principales Campos Productores*", Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana XXXVII, p.p. 53-59.
- ψ González, G.R. y Holguín Q.N.; 1992; "*Las Rocas Generadoras de México*", Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros (AMGP), Vol. XLII, num. 1, p.p.16-30.
- ψ González, J.; "*Resultados obtenidos en la Exploración de la Plataforma de Córdoba y principales Campos Productores*", Bol. Soc. Geol. Mexicana XXXVII; págs., 23-59, 1976.
- ψ Gregor P. Eberli, 2010, "*Carbonate Depositional Systems: Assessing Dimensions and Controlling Parameters*", Springer Science.
- ψ Halbouty, M.T; 1970; "Geology of giant petroleum fields", AAPG Memoir 14, Oil and Gas Fields Petroleum Geology Reserve estimate Worldwide.
- ψ Hanford, C.R.; y Loucks, R.G.; 1993; "*Carbonate depositional sequences and systems tracts-responses of carbonate platforms to relative sea-level changes*", Carbonate Sequence Stratigraphy: Recent Developments and Applications, AAPG Bulletin 57.
- ψ Hanford, R.; 2004; "*Diagenesis of Carbonate Sediments*", Strata-Search LLC, Austin Texas.
- ψ Heckel, P.H.; 1972; "*Recognition of ancient shallow marine environments*", Society of Economic Paleontologist and Mineralogist, special publication 16.
- ψ Hiss, W. L.; 1975; "*Stratigraphy and ground water hydrology of the Capitan aquifer, southeastern New Mexico and western Texas*": Ph.D. dissertation, University of Colorado, Boulder, 396 p.
- ψ http://www.commons.wikimedia.org/wiki/Main_Page.
- ψ Hunt, D.; Fitchen, W.; Kosa, E.; 2002; "*Syn depositional deformation of the Permian Capitan reef carbonate platform, Guadalupe Mountains, New Mexico, USA*", Sedimentary Geology, Elsevier.
- ψ Insalaco, E.; Skelton, P.W.; y Palmer, T.J.; 2000; "*Carbonate Platforms Systems: components and interactions*", Geological Society Special Publication No. 178, Londres.
- ψ International Energy Agency; 2007; "*World Energy Outlook 2007*".
- ψ International Energy Agency; 2008; "*World Energy Outlook 2008*".
- ψ Irwin, M.L.; 1965; "*General theory of epeiric clear water sedimentation*", AAPG Bulletin, volume 49.

- ψ Jerry, F.L.; 2007; *“Carbonate Reservoir Characterization: An integrated Approach”*, Springer, Texas.
- ψ Kalfayan, J.L.; 2007; *“Fracture acidizing: History, Present and Future”*, SPE paper 106371, SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, College Station, Texas, 29-31.
- ψ King, E.G.; 1986; *“Acidizing Concepts-Matrix vs. Fracture Acidizing”*, SPE paper 15279, Technology Today Series, Journal Petroleum Technology.
- ψ Knox, J.A. y Ripley, H.E.; 1979; *“Fracture acidizing in carbonate rock”*, The Journal of Canadian Petroleum.
- ψ Lindsay, R.F.; Cantrell, D.L.; Hughes, G.W.; Keith, T.H.; Mueller, H.W.; Russell, S.D.; 2006; *“Ghawar Arab-D Reservoir: Widespread Porosity in Shoaling-upward Carbonate Cycles, Saudi Arabia”*, AAPG Memoir 88: Giant Hydrocarbon Reservoirs of the World from Rocks to Reservoir Characterization and Modeling.
- ψ Magoon, B. L.; Hudson, T.L.; y Cook, H.E.; 2001; *“Pimienta-Tamabra: A Giant Supercharged Petroleum System in the Southern Gulf of Mexico, Onshore and Offshore Mexico”*, AAPG memoir 75.
- ψ Mahmood-Akbar, A.H.; Alghamdi, A.D.; Canegie, A.; Chourasiya, R.D.; Russell, S.D.; y Netherwood, R.; 2001; *“Evaluación de yacimientos carbonatados”*, Schlumberger Oil Field Review.
- ψ Manrique, E.J.; Muci, V.E.; y Gurfinkel, M.E.; 2007; *“EOR Field Experiences in Carbonate Reservoirs in the United States”*, SPE paper 100063, SPE/DOE Symposium on improved Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma.
- ψ Martínez, H.L.; 2005; *“Posibilidades de Extensión en los campos del Área Chiapas-Tabasco”*, Colegio de Ingenieros Petroleros de México (CIPM).
- ψ McGuire, W.J.; y Sikora, V.J.; 1960; *“The Effect of Vertical Fractures an Well Productivity”*, AIME.
- ψ Méndez, O.B.; 2007; *“Geoquímica e isotopía de aguas de formación (salmueras petroleras) de campos mesozoicos de la cuenca del sureste de México: implicación en su origen, evolución e interacción agua - roca en yacimientos petroleros”*, tesis doctoral, Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM).
- ψ Moctezuma, B.A.; 2011; *“El reto de la Recuperación Mejorada de Hidrocarburos en México”*, Instituto Mexicano del Petróleo.
- ψ Moore, C.H.; 2001; *“Carbonate Reservoirs: Porosity evolution and diagenesis in a sequence stratigraphic framework”*, Elsevier Science, Developments in sedimentology 55, Amsterdam.
- ψ Newman M.S.; y Rahman, M.M.; 2009; *“A new efficiency criterion for acid fracturing in Carbonate Reservoirs”*, SPE paper 122630.

- ψ Nichols, G.; 2009; “*Sedimentology and Stratigraphy*, Wiley-Blackwell”.
- ψ Nierode, D.E.; Williams, B.B.; y Bombardieri, C.C.; 1972; “*Prediction of Stimulation From Acid Fracturing Treatments*”.
- ψ Nierode, D.E.; Williams, B.B.; y Bombardieri, C.C.; 1972; “*Prediction of stimulation from acid fracturing treatments*”, Journal of Canadian Petroleum Technology (JCPT).
- ψ Ortuño-Arzate, S.; Ferket, H.; Swennen, R.; y Roure, F.; 2003; “*Late Cretaceous carbonate reservoirs in the Cordoba Platform and Veracruz Basin, eastern México*”, in C. Bartolini, R. T.
- ψ Pedrazzini, C.; 1978; “*Facies ambientales y Desarrollo de la Plataforma Cretácica de Tuxpan-Tecolutla (Faja de oro)*”, Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana, Tomo XXXIX, p.p. 118-125, Septiembre.
- ψ PEMEX, Exploración y Producción; 1999; “*Las Reservas de Hidrocarburos de México*”, Evaluación al 1 de enero de 1999.
- ψ PEMEX, Exploración y Producción; 2004, “*Las Reservas de Hidrocarburos de México*”, Evaluación al 1 de Enero de 2004.
- ψ PEMEX, Exploración y Producción; 2005; “*Las Reservas de Hidrocarburos de México*”, Evaluación al 1 de enero de 2005.
- ψ PEMEX, Exploración y Producción; 2009; “*Las Reservas de Hidrocarburos de México*”, Evaluación al 1 de enero de 2009.
- ψ PEMEX, Exploración y Producción; 2010; “*Las Reservas de Hidrocarburos de México*”, Evaluación al 1 de enero de 2010.
- ψ PEMEX, Exploración y Producción; 2011; “*Las Reservas de Hidrocarburos de México*” Evaluación al 1 de enero de 2011.
- ψ Petróleos Mexicanos, “*Informe Anual 2008: Recuperación Secundaria y Mejorada en México*, Subdirección Técnica de Explotación”.
- ψ Petróleos Mexicanos, 2008; “*Terminación, Guías de diseño para estimulaciones de pozos*”, Gerencia de Ingeniería y Tecnología de la Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos (UPMP).
- ψ Petróleos Mexicanos, 2008; “*Terminación, Guías de diseño para Fracturamientos Hidráulicos*”, Gerencia de Ingeniería y Tecnología de la UPMP.
- ψ Petróleos Mexicanos, 2008; “*Terminación, Guías de diseño para Fracturamientos ácidos*”, Gerencia de Ingeniería y Tecnología de la UPMP.
- ψ Pettijohn, F.J.; 1975; “*Sedimentary Rocks*”, 3a edición, Harper and Row, New York.

- ψ Pollastro, R.M.; 2003; “*Total Petroleum Systems of the Paleozoic and Jurassic, Greater Ghawar Uplift and Adjoining Provinces of Central Saudi Arabia and Northern Arabian-Persian Gulf*”, U.S. Geological Survey Bulletin 2202-H.
- ψ Pomar, L.; 2001; “*Types of carbonate platforms: a genetic approach*”, Blackwell Science Ltd., Basin Research 13, España.
- ψ Pournik, M.; Mahmoud M.; y Nasr-El-Din, H.A.; 2009; “*Acid Re-fracturing: Is it a good Practice?*”, SPE paper 124874.
- ψ Prentice Creel; 2008; Geothermal Energy Utilization Associated with Oil & Gas Development, 2008, “*The Capitan Aquifer – Ellenburger Production Wells – Geothermal Engine Source*”, Southern Methodist University Dallas, Texas.
- ψ Qing, S.S.; 2003; “*Quantification of Uncertainty in recovery efficiency predictions: Lessons learned from 250 Mature Carbonate Fields*”, Society of Petroleum Engineers (SPE) paper 84459.
- ψ Read, F.J.; 1985; “*Carbonate Platform Facies Models*”, The American Association of Petroleum Geologist Bulletin V.69 no. 1.
- ψ Read, J.F.; 1982; “*Carbonate platforms of passive (extensional) continental margins: types, characteristics and evolution*”, Tectonophysics, 81.
- ψ Ricardo, B.; 1978; “*Estudio Estratigráfico y Diagenético de 13 Pozos Localizados al Sur del Río Cazones, en la Faja de Oro*”, Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana, Tomo XXXIX, p.p. 34-41.
- ψ Riding, R.; 2002; “*Structure and composition of organic reefs and carbonate mud mounds: concepts and categories*”, Elsevier Earth-Science Reviews 58, Reino Unido.
- ψ Saner, S.; Al-Hinai, K.; Perincek, D.; 2004; “*Surface expressions of the Ghawar structure, Saudi Arabia*”, Elsevier Science, Marine and Petroleum Geology 22.
- ψ Santen, A.; Finch, S.; Williams C.; y Lee, B.; 2009; “*Capitan Reef Complex Structure and Stratigraphy*”, Texas Water Development Board.
- ψ Santiago, A. J.; Carrillo, B. J. y Martell, A. B.; 1984; “*Geología Petrolera de México (Evaluaciones en las formaciones en México)*”, Schlumberger.
- ψ Sarma D.K.; Sharmila, R.; Niranjana, R.; Yadav, N.; Singhal, C.P.; 2010, “*Effect of Acid Type on Initial Response and Sustenance of Production in Acid Fracturing Treatment: A Field Treatment Evaluation*”, SPE 127339.
- ψ Schlager, W.; 1992 “*Carbonate Sedimentology*”, Vrije Universiteit Amsterdam, HD667 Sedimentary Systems.
- ψ Schlumberger Market Analysis, 2007, “*Carbonate Reservoirs: Meeting unique challenges to maximize recovery*”.

- ψ Scholle, P.A.; Ulmer-Scholle, Dana, S.; 2003; “*A Color Guide to the Petrography of Carbonate Rocks: Grains, textures, porosity and diagenesis*”, AAPG Memoir 77, Oklahoma.
- ψ Scholle, Peter A.; 2002; “*A Color Illustrated Guide to Carbonate Rocks Constituents, Textures, Cements and Porosities*”, AAPG Memoir 27.
- ψ Secretaría de Energía, 2010; “Sistema Nacional de Información de Hidrocarburos”.
- ψ Selley, R.C.; 2000; “*Applied Sedimentology*”, Academic Press, Reino Unido (2000).
- ψ Sevougian, S.D.; Schechter, R.S.; y Sepehrnoori, K.; 1987; “*Optimization of Vertical Acid Fractures in Steady-State Flow*”, Society of Petroleum Engineers (SPE), SPE 16252.
- ψ Sorkhabi, R.; 2010; “*Ghawar, Saudi Arabia: The king of Giant Fields*”, GeoExpro volume 7, Geopublishing Ltd.
- ψ Standen, A.; Finch, S.; Williams, R., y Lee-Brand, B.; 2009, “*Capitan Reef Complex Structure and Stratigraphy*”, Texas Water Development Board Report.
- ψ Tarbuck, E.J. y Lutgens, F.K.; 2010; “*Ciencias de la Tierra: Una introducción a la geología física*”, Prentice Hall.
- ψ Thakur, G.C.; 1996; “*What is Reservoir Management?*”, SPE paper 26289.
- ψ Tucker, Maurice E., Wright Paul V. y Dickson, J.A.D., 1990: “*Carbonate Sedimentology*”, Blackwell Science Ltd, Reino Unido.
- ψ Voelker, J.; 2004; “*A reservoir Characterization of Arab-D Super-K as a discrete fracture network flow system, Ghawar Field, Saudi Arabia*”, A dissertation submitted to the department of petroleum engineering and the committee on graduate studies of Stanford university in partial fulfillment of the requirements for the degree of doctor of philosophy, December.
- ψ Walker, G.R.; y James, N.P.; 1992; “*Facies models: Response to sea level change*”, Geological Association of Canada.
- ψ Wayne M.A.; 2008; “*Geology of Carbonate Reservoirs: The Identification, Description, and Characterization of Hydrocarbon Reservoirs in Carbonate Rocks*”, John Wiley and Sons Inc. Publication, New Jersey.
- ψ Wayne W. F.; Syed, A.; Hans, K.K.; Nasr-El-Dim, H.A.; y Olav V.; 2004; “*Pruebas virtuales: La clave de un proceso de estimulación*”, Schlumberger Oil Field Review.
- ψ Wender, L.E.; Bryant, J.W.; Dickens, M.F.; Neville, A.S.; y Al-Moqbel A.M.; 1998; “*Paleozoic (Pre-Khuff) hydrocarbon geology Ghawar area, Eastern Saudi Arabia*”, Georabia, volume 3.

- ψ Wilson, J.L.; 1975; *"Carbonate facies in geologic history"*, Springer Verlag, New York, 470 p.
- ψ Wolfgang, S.; 2005; *"Carbonate Sedimentology and Sequence Stratigraphy"*, Society for Sedimentary Geology, Amsterdam.
- ψ Wright, V.P.; y Burchette T.P.; 1992; *"Carbonate ramp depositional systems"*, Sedimentary Geology 79, Elsevier Science Publishers, Amsterdam.
- ψ Wright, V.P.; y Burchette, T.P.; 1996; *"Shallow-water carbonate environments"*, Sedimentary Environments: Processes, Facies and Stratigraphy, Blackwell Science Ltd, Oxford.
- ψ Wunderlich, A.; 2007; *"Seismic facies and hydrocarbon potential of carbonate reservoirs in ramp settings"*, Institute for Geology Freiberg, Alemania.