



**UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“YACIMIENTOS PETROLEROS EN
SECUENCIAS ARENO-ARCILLOSAS”**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

PRESENTAN

NORBERTO TARCISIO BRIONES HERNÁNDEZ

JORGE ENRIQUE NUÑEZ DIAZ

DIRECTOR: ING JAVIER ARELLANO GIL

CIUDAD UNIVERSITARIA

2011



A Dios y a la Virgen de Guadalupe

Que me han acompañado durante toda mi vida y me ha permitido llegar hasta este momento, gracias por permitirme realizar este sueño.

A mis Padres

Rosa María y Tarcisio por darme la vida y con ella la oportunidad de formarme como un ser humano del que se puedan sentir orgullosos, por ser unos héroes para mí, por sus palabras de aliento y orientación, por su inmenso cariño y apoyo, por sus regaños y apapachos, por ser mis mas grandes maestros, por enseñarme que en la vida hay tropiezos pero no hay que dejarse caer y seguir adelante, por el enorme esfuerzo que hicieron para poder darme siempre más de lo necesario para vivir y para terminar esta carrera, muchas gracias...

A mi hermana

Práxedes por todo los momentos tan maravillosos que hemos pasado y que pasaremos sabes que te quiero mucho y que sin ti la vida no tiene sentido somos una familia, recuérdalo somos cinco y más los que se incluyan, sin tu apoyo no hubiera logrado este sueño, no tengo palabras para describir lo feliz que me siento de que seas mi hermana.

A mi abuelita

Gracias "Huevito" por quererme incondicionalmente y haberme aguantado por tantos años, por enseñarme tantas cosas, no sabes lo que significa que estés aquí conmigo.

A mi fea

Por tu apoyo, por compartir tantas risas, sueños, tristezas, anhelos y esperanzas, por los días que pasamos juntos, por acompañarme en gran parte de esta aventura, por enseñarme lo que es amar. Siempre llevare algo de ti conmigo. Gracias Sayra.

A mala onda

Por haberme apoyado cuando más lo necesite, por ayudarme a sacar fuerzas y seguir adelante, por tus bromas y sarcasmos, por confiar en mí, por tu cariño y amistad. Te debo mucho. Gracias Verónica.

A mi tía

Por siempre estar al pendiente de nosotros, por apoyarme y quererme tanto.

A la Universidad Nacional Autónoma de México

Por brindarme la posibilidad de estudiar una carrera profesional de calidad y de forma gratuita. Tus colores siempre estarán en mí.

A la Facultad de Ingeniería

La mejor escuela de ingeniería del mundo por abrirme sus aulas y por la oportunidad de conocer gente tan maravillosa. Amo mi escuela.

A mi director de Tesis

Al Ingeniero Javier Arellano Gil por su apoyo, paciencia y por ser un excelente guía en el desarrollo de esta tesis y sobre todo por ser una gran persona.

A mi compañero de Tesis

Jorge, mi compañero pero sobre todo mi amigo, gracias por emprender este trabajo conmigo, por tantas fiestas, alegrías, pláticas.

A mis Sinodales

A la Dra. Martha Leticia Cecopieri Gómez, Dr. Rafael Rodríguez Nieto, M.C. Noé Santillán Piña e Ing. Agustín Velazco Esquivel, que sin sus valiosos aportes esta tesis no sería lo que es.

A mis grandes amigos de la Facultad

Uno hace lo que puede y los amigos hacen el resto. Eric “Charro”, Aldo “Pato”, Ivan “Chuponcito”, Jonatan “Pippen”, Francisco “Gorda”, Christian “Casky”, Daniel “Mañi”, Pedro “Piedrito”, Javier “Chabelo”, Emanuel “Pana”, Emilio “Memo”, Rubén “Chuky”, Omar “Don Omar”, Armando “Coco”, Rafa “Rafiki”, Luis “Wicho”, Marco “Oso”, Claudia “Reinita”, Susana “Susy”, Jorge Luis “Jaibo”; gracias por tantas aventuras por estar en las buenas y en las malas, fiestas, viajes, bailes, por haberlos conocido y tenido junto a mí, los quiero!!!!

A mi demás amigos de la Facultad

A las Ewoks; Vero “Veropistero”, Diana “Flaka”, y Rocio “Chio”. A Eder “Coyote”, Luis “Lucho”, Jesús “Jesus Christ”, German “Beluga”, Eder “Jimmy”, Giovanna, Fabiola “Fabis”, Gaby, Daniel “Matute”, Eloy “Maloy”, Rubén “Pedote”, Carlos “Tamaulipas”, Nelly, Víctor “Chido”, Marco “Chaparrito”, Josué “Ross”, Yeyo “Pompi”, Yusura, Uriel “Mañis 2”, Angie, Cyntia, Ulises “Pulpo”, Diego “Chapis”, “Khoji”. Gracias a todos ustedes por su grata compañía y ayuda, por hacer este recorrido más fácil.

A mis amigos grandes amigos

Luis Enrique “Kikin”, Rodrigo “Cañito”, Joser “Chori”, María Fernanda “Mafer”, Juan Carlos “Juanito”, Hector “Iguala”, Karla “Chilis”, José Eduardo “Chostin”, Juan Carlos “Trukos”, Antonio “Tony Dark Eyes”, Antonio “Tony”, Ivan “Trunkle”, Luis “Luisma”, gracias por tantas alegrías y momentos inigualables, por mostrarme el rumbo y recorrer conmigo una parte del camino.

“Sumerge tu alma en amor”

“¡¡¡El que con Terrikolaz anda a tapetear se enseña!!!”

Norberto T. Briones Hernández “Morby”

Agradecimientos.

A mi Madre.

Te agradezco mamá por todo ese gran apoyo que me has dado, por todos tus consejos y sobre todo por darme la vida. Tú me has demostrado lo que es ser capaz ante las adversidades de la vida, tú eres una gran persona a seguir y tú simplemente eres la mejor, tú que me has demostrado conseguir más de lo que uno quiere y nunca estancarse, te amo.

A mis hermanas.

Tatiana, Johana, Ari Fernanda, Dolly, les doy las gracias por el gran apoyo y amor que me han dado, aun que el tiempo y las distancias nos separen nuestro amor entre nosotros nos ara estar juntos, las amo y gracias a ustedes siempre rodeado de “mujeres grandes”.

A mi Padre.

Te doy las gracias por el apoyo que me has ofrecido y cariño que me has dado estos años, gracias papa. Te quiero mucho.

A mi nueva familia.

Jaime Caballero gracias por tu gran amistad y apoyo de tantos años como amigos sabes que eres como mi hermano, Humberto por querer mucho a mi hermana y ser un buen amigo, Fernanda Montserrat por ser la primera sobrina y una gran alegría a la familia y Rocko por darle una gran compañía y felicidad a esta familia que tanto te quiere.

A toda mi familia Colombiana.

Sé que aunque estén lejos me mandan toda su buena vibra y cariño, Gracias a toda mi familia en Santa Marta y Bogotá.

A mi compañero de tesis y gran amigo.

Morby gracias por el apoyo brindado para realizar este trabajo juntos, gracias por la gran amistad que tenemos y por los años que nos falta por recorrer como amigos.

A Patricia López Villalobos.

Gracias por el gran amor que me ofreciste y me diste durante muchos años, te quiero mucho y siempre te llevo en el corazón.

A Samantha Contreras León.

Gracias por la gran compañía, amor y apoyo que me diste, eres una gran persona y en tan poco tiempo te llegue a querer mucho, gracias.

A mis grandes amigos.

Ruben Magaña (Chuck), Oscar Arjona (Pana), Aldo Romero (Pato), Armando Martínez (koko), Claudia Marttelo, Nelly Olvera, Ivan González (chorectil), Minerva Mendoza, Prax Briones, Ilse Toral, Humberto y Patricia (los tores), Jonatan Villanueva (Scorie Pippen), Yusura Adrian Ruiz, Sam Gracias por su gran amistad, los quiero mucho.

A los Terricolaz.

Gracias por tantas risas, peleas, llantos, fiestas, bailes y la gran amistad que formamos los quiero, Francisco Villegas, Erick Cruz (charro), Christian García (cascara), Luis Hernández, Daniel Carbajal(Mañi), Claudia Chavez (reyna), Emilio Navarro, Eder, Eloy. TERRICOLAZ, TERRICOLAZ, TE ESTAN LLAMANDO TERRICOLAZ!!!.

A mis súper amigos de la P7.

Cinthya Fragoso, Berenice Gonzalez, Ivan Rodriguez, Oskar, Viri, Wally, Ricky, Daniel, Negro, Cesar Perez (coyote), Irving, Sucio, Che, Wino.

A mis amigos de la carrera.

Las Ewoks, Rafael Gomes, Sussy, Jaibo, Verónica Palafox, Lorena, Fabis, Pedrito, Chabelo, Arturo, Marure, Partner, Briselda, Klebber, Blanca, Ari, Quiroz, Asunción, Noé, Paulina, Peter, Sommer, Ross, Ruben (pedote), Giovanna, Karina, Fanny, Lliteras, Ulises, Juan, Saray y le doy gracias a muchos más que hicieron parte de esta gran carrera.

A mis amigos de la Asturias.

Omar, Beto, Crow, Acha, Pollo, Lalo, Gordo, Guevara, Danny, Comal, Marco, Arto, Alo, Bayxa, Tuza, Karsis, Julieta y a todos los vecinos que me apoyaron y me dieron buenos consejos.

A mis amigos.

Sandra, Huesos, May, Vero del Rio, Yauí, Annsue, Florecita, Oscar, Adriana y Carlos, Vicky, Nancy, Omar Boone, Victor Chalan, Macs y muchas gracias a muchos más amigos que han formado parte de mi vida.

A mi director de tesis.

Al Ingeniero Javier Arellano Gil por toda la paciencia que me tuvo al realizar esta tesis, por ser un excelente profesor y amigo. Su energía y dedicación me dejaron lo mejor que le puede enseñar un profesor a su alumno, hacer de la superación un hábito. Gracias profe.

A la Universidad Nacional Autónoma de México.

Por ser siempre motivo de orgullo para mí, por darme la oportunidad de formar parte de su comunidad y otorgarme un sitio en mi querida Ciudad Universitaria, con la camiseta bien puesta ¡¡ Mexico, Pumas, Universidad!!!!

“SIEMPRE PA’LANTE”

Jorge Enrique Nuñez Diaz

ÍNDICE

RESUMEN	1
1. GENERALIDADES.....	3
<u>1.1. Introducción</u>	3
<u>1.2. Objetivos</u>	4
<u>1.3. Yacimientos petroleros en secuencias areno-arcillosas</u>	4
<u>1.3.1. Complejidad de los yacimientos petroleros en secuencias areno-arcillosas</u>	5
<u>1.3.2. Desafíos tecnológicos</u>	5
<u>1.3.3. Oportunidades</u>	5
<u>1.3.4. Limitaciones Técnico-Económicas</u>	6
2. SECUENCIAS ARENO-ARCILLOSAS	7
<u>2.1. Rocas sedimentarias</u>	7
<u>2.1.1. Características de las rocas sedimentarias</u>	10
<u>2.1.2. Rocas clásticas</u>	10
<u>2.2. Gravas y conglomerados</u>	11
<u>2.3. Arenas y areniscas</u>	15
<u>2.4. Arcillas, limos, limolitas y lutitas</u>	21
<u>2.4.1. Arcillas</u>	21
<u>2.4.2. Lutitas</u>	23
<u>2.4.3. Limos y limolitas</u>	26
<u>2.5. Geometría de los depósitos sedimentarios</u>	27
<u>2.5.1. Estratificación y laminación</u>	27
<u>2.5.2. Causas de la estratificación</u>	28
<u>2.5.3. Origen de la laminación</u>	29
<u>2.5.4. Superficies de estratificación</u>	29
<u>2.5.5. Geometría</u>	31
<u>2.6. Ambientes sedimentarios</u>	31
<u>2.6.1. Ambientes continentales</u>	33
2.6.1.1. Ambiente glacial	33
2.6.1.2. Ambiente eólico desértico	34
2.6.1.3. Lacustre	35

2.6.1.4. Abanico aluvial	35
2.6.1.5. Ambientes fluviales	36
2.6.1.5.1. Corrientes en línea recta	37
2.6.1.5.2. Corriente entrelazada (anastomosados)	37
2.6.1.5.3. Corriente meándrica.....	38
2.6.1.5.4. Barras de meandros.....	39
<u>2.6.2. Transicionales o mixtos</u>	40
2.6.2.1. Palustres	40
2.6.2.2. Litoral (zona costera)	41
2.6.2.2.1. Playa	42
2.6.2.2.2. Posplaya (backshore)	43
2.6.2.2.3. Frente de playa (foreshore).....	43
2.6.2.2.4. Anteplaya (shoreface).....	43
2.6.2.2.5. Llanuras de intermarea	44
2.6.2.3. Deltaico	44
2.6.2.3.1. Llanura deltaica	45
2.6.2.3.2. Barras de desembocadura, lomas playeras de islas de margen deltaico	46
2.6.2.3.3. Frente deltaico y prodelta	47
2.6.2.4. Estuario	48
2.6.2.4.1. Factores que influyen en el desarrollo de los estuarios.....	49
2.6.2.4.2. Clasificación de los estuarios	50
2.6.2.4.3. Procesos que caracterizan a los estuarios	51
2.6.2.5. Laguna costera	53
2.6.2.6. Barreras litorales	53
<u>2.6.3. Ambientes sedimentarios marinos</u>	54
2.6.3.1. Plataformas clástica, carbonatada y arrecifal	54
2.6.3.1.1. Plataforma clástica.....	54
2.6.3.1.2. Plataforma carbonatada	57
2.6.3.1.3. Plataforma arrecifal	57
2.6.3.2. Talud continental	58
2.6.3.2.1. Turbiditas	58
2.6.3.3. Ambiente de cuenca	63
2.6.3.3.1. Batiales (mar profundo)	64

2.6.3.3.2. <i>Abisales (mar de alta profundidad o cuenca)</i>	64
<u>2.6.4. Factores que controlan el depósito de sedimentos</u>	65
<u>2.7. Facies</u>	66
<u>2.7.1. Tipos de facies</u>	67
2.7.1.1. <i>Facies de secuencias turbidíticas</i>	69
<u>2.7.2. Categorías de las facies y los cambios de facies</u>	70
<u>2.7.3. Características de las facies</u>	71
<u>2.8. Diagénesis</u>	72
<u>2.8.1. Etapas diagenéticas</u>	72
<u>2.8.2. Procesos de la diagénesis</u>	73
<u>2.8.3. Procesos diagenéticos en sedimentos clásticos</u>	74
3. CASOS HISTÓRICOS	76
<u>3.1. Campos Nacionales</u>	76
<u>3.1.1. Cuenca de Burgos</u>	76
<u>3.1.1.1. Campo Kriptón</u>	76
3.1.1.1.1. <i>Localización</i>	76
3.1.1.1.2. <i>Antecedentes</i>	77
3.1.1.1.3. <i>Características geológicas</i>	77
3.1.1.1.4. <i>Sistema petrolero</i>	78
3.1.1.1.5. <i>Características del yacimiento</i>	81
3.1.1.1.6. <i>Reservas</i>	82
<u>3.1.1.2. Campo Levita</u>	83
3.1.1.2.1. <i>Localización</i>	83
3.1.1.2.2. <i>Antecedentes</i>	83
3.1.1.2.3. <i>Características geológicas</i>	85
3.1.1.2.4. <i>Sistema petrolero</i>	87
3.1.1.2.5. <i>Características del yacimiento</i>	91
3.1.1.2.6. <i>Reservas</i>	92
<u>3.1.2. Cuenca de Chicontepec</u>	92
<u>3.1.2.1. Campo Agua Fría</u>	92
3.1.2.1.1. <i>Localización</i>	92
3.1.2.1.2. <i>Antecedentes</i>	93
3.1.2.1.3. <i>Características geológicas</i>	93

3.1.2.1.4. Sistema petrolero	95
3.1.2.1.5. Características de los yacimientos	98
3.1.2.1.6. Reservas.....	100
<u>3.1.3. Cuenca de Sabinas</u>	100
3.1.3.1. Campo Forastero	100
3.1.3.1.1. Localización	100
3.1.3.1.2. Antecedentes.....	101
3.1.3.1.3. Características geológicas.....	101
3.1.3.1.4. Sistema petrolero	102
3.1.3.1.5. Características de los yacimientos	106
3.1.3.1.6. Reservas.....	108
<u>3.1.4. Cuenca Salina del Istmo</u>	108
3.1.4.1. Campo Tecoailli	108
3.1.4.1.1. Localización	108
3.1.4.1.2. Antecedentes.....	108
3.1.4.1.3. Características geológicas.....	109
3.1.4.1.4. Sistema petrolero	109
3.1.4.1.5. Características de los yacimientos	111
3.1.4.1.6. Reservas.....	111
<u>3.1.5. Cuenca Sonda de Campeche</u>	112
3.1.5.1. Campo Chukúa	112
3.1.5.1.1. Localización	112
3.1.5.1.2. Antecedentes.....	113
3.1.5.1.3. Características geológicas.....	113
3.1.5.1.4. Sistema petrolero	116
3.1.5.1.5. Características de los yacimientos	118
3.1.5.1.6. Reservas.....	119
<u>3.1.6. Cuenca Tampico-Mizantla</u>	119
3.1.6.1. Campo Lankahuasa	119
3.1.6.1.1. Localización	119
3.1.6.1.2. Antecedentes.....	119
3.1.6.1.3. Características geológicas.....	120
3.1.6.1.4. Sistema petrolero	122
3.1.6.1.5. Características de los yacimientos	125

3.1.6.1.6. Reservas.....	126
<u>3.1.7. Cuenca de Veracruz</u>	126
3.1.7.1. Campo Cauchy	126
3.1.7.1.1. Localización	126
3.1.7.1.2. Antecedentes.....	127
3.1.7.1.3. Características geológicas.....	128
3.1.7.1.4. Sistema petrolero	129
3.1.7.1.5. Características de los yacimientos	131
3.1.7.1.6. Reservas.....	132
3.1.7.2. Campo Playuela	132
3.1.7.2.1. Localización	132
3.1.7.2.2. Antecedentes.....	133
3.1.7.2.3.- Características geológicas.....	134
3.1.7.2.4. Sistema petrolero	135
3.1.7.2.5. Características del yacimiento.....	138
3.1.7.2.6. Reservas.....	139
3.1.7.3. Campo Vistoso	140
3.1.7.3.1. Localización	140
3.1.7.3.2. Antecedentes.....	140
3.1.7.3.3. Características geológicas.....	140
3.1.7.3.4. Sistema petrolero	141
3.1.7.3.5. Características de los yacimientos	145
3.1.7.3.6. Reservas.....	146
<u>3.2. Campos internacionales</u>	146
<u>3.2.1. Campo Balder</u>	146
3.2.1.1. Localización	146
3.2.1.2. Antecedentes	146
3.2.1.3. Características generales del campo	148
<u>3.2.2. Campo Roncador</u>	150
3.2.2.1. Localización	150
3.2.2.2. Antecedentes	150
3.2.2.3. Características generales del campo	151
<u>3.2.3. Campo Shushufindi</u>	155

3.2.3.1. <i>Localización</i>	155
3.2.3.2. <i>Antecedentes</i>	155
3.2.3.3. <i>Características generales del campo</i>	157
<u>3.2.4. Campo Tía Juana</u>	158
3.2.4.1. <i>Localización</i>	158
3.2.4.2. <i>Antecedentes</i>	158
3.2.4.3. <i>Características generales del campo</i>	159
<u>3.2.5. Campo West Seno</u>	161
3.2.5.1.- <i>Localización</i>	161
3.2.5.2. <i>Antecedentes</i>	161
3.2.5.3. <i>Características generales del campo</i>	162
<u>3.3. Yacimientos no convencionales</u>	165
<u>3.3.1. Arenas Bituminosas</u>	166
3.3.1.1. <i>Antecedentes</i>	166
3.3.1.2. <i>Grandes yacimientos de arenas bituminosas en el mundo</i>	169
3.3.1.3. <i>Explotación de campos de bitumen</i>	171
3.3.1.4. <i>Consideraciones energéticas y ambientales</i>	172
3.3.1.5. <i>Recuperación mejorada</i>	172
3.3.1.5.1. <i>Calentamiento eléctrico</i>	173
3.3.1.5.2. <i>Estimulación con vapor</i>	174
3.3.1.5.3. <i>Drenaje por gravedad asistido con vapor</i>	174
3.3.1.5.4. <i>Producción en frío</i>	175
3.3.1.6. <i>Minería</i>	176
<u>3.3.2. Lutitas gasíferas</u>	176
3.3.2.1. <i>Antecedentes</i>	176
3.3.2.2. <i>Características de las lutitas gasíferas</i>	178
3.3.2.3. <i>Posibilidades en México</i>	179
4. TECNOLOGÍAS Y METODOLOGÍAS PARA LA EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS PETROLEROS EN SECUENCIAS ARENO-ARCILLOSAS	182
<u>4.1. Métodos de perforación</u>	182
<u>4.1.1. Plan y programa de perforación</u>	183
4.1.1.1. <i>Ubicación geográfica</i>	184
4.1.1.2. <i>Selección del equipo de perforación</i>	184

4.1.1.3. Selección del tipo adecuado de barrenas	184
4.1.1.4. Diseño de la tubería de perforación	185
4.1.1.5. Programa de lodos a utilizarse	185
4.1.1.6. Equipo de corte y recuperación de núcleos	185
4.1.1.7. Estimación de costos	186
<u>4.1.2. Perforación direccional</u>	186
4.1.2.1. Antecedentes	186
4.1.2.2. Definición	186
4.1.2.3. Objetivo de la perforación direccional	187
4.1.2.4. Aplicación de los pozos direccionales	189
4.1.2.5. Conceptos básicos	192
4.1.2.6. Aspectos que deben ser analizados antes de realizar una perforación direccional	194
4.1.2.7. Herramientas de la perforación direccional.....	195
4.1.2.7.1. Barrenas	195
4.1.2.7.2. Cuña de desviación (cucharas desviadoras).....	195
4.1.2.7.3. Motores direccionales	196
4.1.2.7.4. Ensamblajes rotatorios y estabilizadores ajustables	196
4.1.2.8. Herramientas de medición durante la perforación direccional	197
4.1.2.9. Herramientas auxiliares de la perforación direccional	198
4.1.2.10. Ventajas de los pozos direccionales	199
4.1.2.11. Problemas potenciales durante la perforación de pozos direccionales	200
4.1.2.12. Factores a considerar en la planeación de la perforación direccional	200
<u>4.1.3. Perforación horizontal</u>	202
4.1.3.1. Antecedentes	202
4.1.3.2. Definición	202
4.1.3.3. Métodos de perforación horizontal	203
4.1.3.4. Aplicación de los pozos horizontales	206
<u>4.1.4. Pozos Multilaterales</u>	208
4.1.4.1. Antecedentes	208
4.1.4.2. Aplicación y beneficios de los pozos multilaterales	208
4.1.4.3. Clasificación de los pozos multilaterales	210
<u>4.1.5. Pozos de alcance extendido</u>	214
4.1.5.1. Antecedentes	214

<i>4.1.5.2. Aplicaciones y beneficios</i>	214
<u>4.1.6. Fracturamiento Hidráulico</u>	214
<i>4.1.6.1. Antecedentes</i>	214
<i>4.1.6.2. Definición de fracturamiento</i>	215
<i>4.1.6.3. Tipos de fracturamiento</i>	216
<i>4.1.6.4. Objetivo del fracturamiento hidráulico</i>	217
<i>4.1.6.5. Agente sustentante</i>	218
<i>4.1.6.6. Fracturamiento hidráulico para control de arena</i>	218
<u>4.1.7. Perforación con la técnica de tubería flexible</u>	220
<i>4.1.7.1. Componentes de equipo de tubería flexible</i>	220
<i>4.1.7.2. Dimensiones y características de la T. F</i>	221
<i>4.1.7.3. Metodología</i>	221
<i>4.1.7.4. Diseño de perforación</i>	221
<i>4.1.7.5. Herramientas de fondo</i>	222
<u>4.2. Desarrollo de campos (caso Chicontepec)</u>	223
<u>4.2.1. Modelo petrofísico</u>	224
<u>4.2.2. Ingeniería de yacimientos</u>	229
<u>4.2.3. Sistemas artificiales</u>	231
<i>4.2.3.1. Funcionamiento del sistema artificial con bombeo mecánico</i>	231
<i>4.2.3.2. Funcionamiento del sistema artificial con bombeo neumático</i>	231
<u>4.2.4. Caracterización dinámica</u>	232
<u>4.2.5. Estado actual de desarrollo</u>	235
<u>4.2.6. Estrategia de desarrollo</u>	236
<u>4.2.7. Implantación del proceso de recuperación secundaria</u>	238
<u>4.2.8. Programa de toma de información</u>	242
<u>4.2.9. Infraestructura de producción</u>	243
<u>4.2.10. Pronóstico de producción</u>	245
<u>4.2.11. Evaluación económica</u>	246
<u>4.2.12. Presupuesto</u>	247
CONCLUSIONES	248
BIBLIOGRAFÍA	250

RESUMEN

Se realizó una recopilación, análisis y síntesis de la información sobre secuencias areno-arcillosas, con características adecuadas para funcionar como parte del sistema petrolero. La participación de las formaciones con secuencias areno-arcillosas en la producción mundial de hidrocarburos, es de seis a ocho por ciento; en parte se debe a que las tecnologías actuales no permiten explotarlas eficazmente, pues se estima que sólo se recupera alrededor del 10% del aceite que contienen, mientras el 90% restante se queda en los yacimientos.

Hace más de cuatro décadas los yacimientos más estudiados en México, eran precisamente los de formaciones con secuencias areno-arcillosas, pero con el auge en 1970 de la explotación de yacimientos en el área Sur del país (donde predominan los carbonatos fracturados), la mayor parte de la experiencia y recursos se orientaron hacia ellos. Por ejemplo, mientras que un campo de la Zona Norte producía de dos mil a tres mil barriles al día a través de 10 ó 20 pozos, la de un yacimiento naturalmente fracturado aportaba de 10 a 15 mil barriles diarios.

En el Capítulo 1 se describen las principales características de los yacimientos petroleros en secuencias areno-arcillosas; estos se encuentran en campos que por sus características geológicas, geofísicas, permeabilidad, porosidad, factores de recuperación y rápida declinación en la producción, son difíciles de explotar.

En el Capítulo 2 se describen las principales características litológicas y petrofísicas de las rocas sedimentarias, relacionando sus atributos con los yacimientos petroleros en secuencias areno-arcillosas. Los yacimientos petroleros se encuentran en rocas porosas y permeables de origen sedimentario, principalmente rocas clásticas (conglomerado, arenisca, lutita fracturada) y rocas no clásticas (caliza, dolomía y brechas calcáreas); las primeras están compuestas principalmente por materiales retrabajados, es decir, son fragmentos de rocas preexistentes y las segundas son de origen químico o bioquímico. En este trabajo se estudiarán únicamente las rocas clásticas o terrígenas.

El Capítulo 3 aborda casos históricos de yacimientos en secuencias terrígenas de México y el Mundo; así como una breve descripción de lo que son los yacimientos no convencionales que se encuentran en materiales rocosos similares. Para los casos históricos de México se brinda información sobre la ubicación, antecedentes del campo, características geológicas, sistema petrolero, características del yacimiento y reservas. Debido a que se cuenta con muy poca información para los casos históricos del mundo, sólo se mencionarán la localización, antecedentes del campo y sus características generales. Para los yacimientos no convencionales, se analizaron únicamente los temas de arenas bituminosas y lutitas gasíferas.

El Capítulo 4 describe los aspectos más relevantes de las tecnologías y metodologías para la explotación de yacimientos petroleros en secuencias areno-arcillosas. Debido a la complejidad que presentan los yacimientos petroleros en estas secuencias, se ha hecho necesaria la aplicación de técnicas no convencionales en los trabajos de perforación y

terminación de pozos. Tales técnicas incluyen la perforación direccional y horizontal, así como el fracturamiento hidráulico entre otras. En la primera parte de este capítulo se presentan los aspectos relevantes de cada una de estas técnicas. En la segunda parte correspondiente al desarrollo de campos, se utiliza el ejemplo de la Cuenca de Chicontepec, donde se tienen yacimientos petroleros en secuencias areno-arcillosas; en este caso la información fue tomada y sintetizada del Proyecto Integral Chicontepec, Pemex Región Norte, del año 2005.

1. GENERALIDADES

1.1. Introducción

A partir de la revolución industrial las fuentes de energía han sido un tema de gran importancia, y desde hace casi un siglo los hidrocarburos se han mantenido en el primer lugar dentro de las fuentes de energía disponibles; sin embargo, la manera de obtenerlos cada vez es más difícil, debido a que la exploración y explotación del petróleo “fácil” se ha terminado.

En México existen varios campos en secuencias areno-arcillosas; es decir que la formación o secuencia productora está constituida por areniscas con intercalaciones de lutitas. Además de esto, muchos campos están formados por varios yacimientos de unos cuantos metros de espesor (10-50 m). Entre los campos de México que son de este tipo se encuentran Ogarrío, Cuichapa, Moloacán y otros del Activo Cinco Presidentes y por supuesto, los campos de las Cuencas de Burgos, Veracruz y el área más importante por sus reservas, Chicontepec.

Uno de los mayores retos para la industria petrolera nacional es sin duda la exploración y explotación eficiente de la Cuenca de Chicontepec, un proyecto económicamente atractivo, pues se estima que podría contener un 25 por ciento de las reservas totales de hidrocarburos de México; una de las mayores acumulaciones en el país, aunque cada pozo aporta volúmenes de producción reducidos (entre 30 y 500 barriles por día) dada su gran complejidad geológica y las formaciones en las que se han desarrollado esos campos.

Los yacimientos más importantes por su producción en el país son los denominados naturalmente fracturados (YNF) y se encuentran en calizas, pues además de contener aproximadamente la mitad de las reservas mexicanas de hidrocarburos, de ellos se extrae en la actualidad el 94 por ciento del petróleo, y si bien actualmente presentan un comportamiento estable o que decae en cuanto a su producción; es evidente que en los próximos años todos los yacimientos en carbonatos irán decreciendo en su producción y reservas de forma paulatina, de ahí la importancia de desarrollar tecnologías para la explotación de yacimientos en secuencias areno-arcillosas, ya que en ellas se encuentra aproximadamente la otra mitad del petróleo disponible, aunque el tamaño de los yacimientos es mucho menor.

La participación de las formaciones con secuencias areno-arcillosas en la producción de hidrocarburos es de seis a ocho por ciento, en parte se debe a que las tecnologías actuales no permiten explotarlas eficazmente, pues se estima que sólo se recupera alrededor del 10% del aceite que contienen, mientras el 90% restante se queda en los yacimientos. Hace más de cuatro décadas los yacimientos más estudiados en México, eran precisamente los de formaciones con secuencias areno-arcillosas, pero con el auge en 1970 de la explotación de yacimientos en el área Sur del país (donde predominan los carbonatos fracturados), la mayor parte de la experiencia y recursos se orientaron hacia ellos. Por ejemplo, mientras que un campo de la Zona Norte producía de dos mil a tres mil barriles al día a través de 10

o 20 pozos, la de uno solo en un yacimiento naturalmente fracturado aportaba de 10 a 15 mil barriles diarios (Pemex, 2009).

1.2. Objetivos

El objetivo general es:

Describir las principales características de los yacimientos petroleros que se encuentran en secuencias areno-arcillosas, así como las metodologías y tecnologías utilizadas para su óptima explotación.

Los objetivos específicos son:

- 1.- Describir las características geológicas, petrofísicas y petroleras de los yacimientos en secuencias areno-arcillosas.
- 2.- Analizar y describir las principales características de algunos casos históricos en el mundo y en nuestro país, de yacimientos en secuencias areno-arcillosas.

1.3 Yacimientos petroleros en secuencias areno-arcillosas

Los yacimientos petroleros en secuencias areno-arcillosas, se encuentran en campos que por sus características geológicas, geofísicas, permeabilidad, porosidad, factores de recuperación y rápida declinación en la producción, son difíciles de explotar.

Los yacimientos petroleros en secuencias areno-arcillosas se encuentran distribuidos alrededor del mundo, ya que en la mayoría de las cuencas sedimentarias estas secuencias representan más del 60% de los materiales que la rellenan. En la **Figura 1.1** se muestran algunos de los campos más importantes descubiertos en México, en este tipo de secuencias desde 1965.

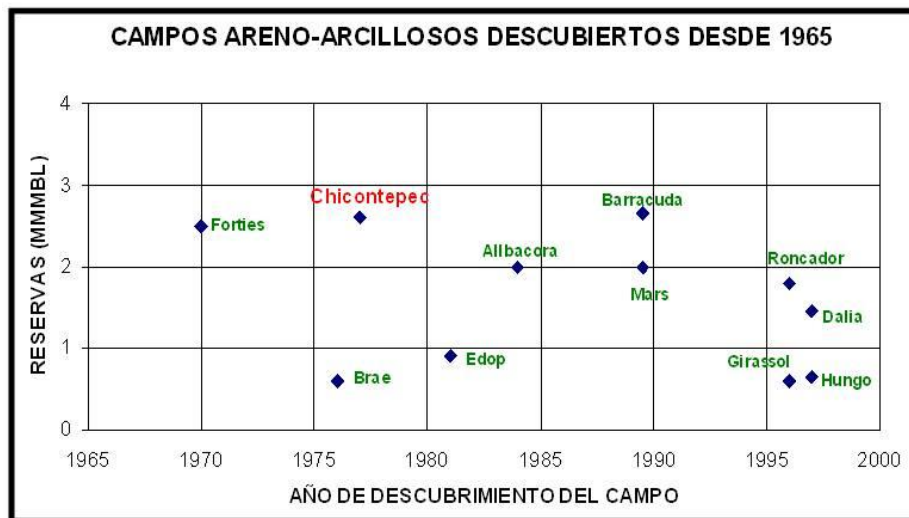


Figura 1.1 Descubrimiento de Campos en Secuencias Areno-Arcillosas en el mundo (Tomado de Pemex, 2009).

1.3.1. Complejidad de los yacimientos petroleros en secuencias areno-arcillosas

Los yacimientos en secuencias areno-arcillosas muestran gran complejidad y muchos retos para lograr una óptima producción; esta complejidad se debe a los siguientes factores (Pemex, 2006):

- Depósitos de baja permeabilidad.
- Continuidad limitada y/o muy heterogénea y formaciones delgadas.
- Presión inicial baja y cercana a la presión de saturación (Chicontepec).
- Medios deformables (permeabilidad y conductividad de fractura variables).
- Baja transmisibilidad vertical.
- Formación reactiva a fluidos.
- Abundante presencia de matriz o cementante en los cuerpos arenosos.
- Baja productividad de pozos.
- Trampas principalmente estratigráficas de reducido tamaño.

1.3.2. Desafíos tecnológicos

Existen desafíos tanto en la exploración, como en el desarrollo de campos; los más importantes son (Pemex, 2006):

-Caracterización geológica de los sistemas de depósito, por ejemplo los depósitos de playas, de plataforma, las turbiditas, etc.

- Mejoramiento de las imágenes sísmicas.
- Mejoramiento en la descripción y ubicación de la distribución de heterogeneidades.
- Mejoramiento de la evaluación petrofísica.
- Mejor caracterización petrofísica del sistema petrolero.

-Recuperación y desarrollo de campos.

- Pozos horizontales inyectores de agua.
- Pozos horizontales productores de aceite y/o gas.
- Mejorar las técnicas de fracturamiento.
- Aplicar las técnicas de perforación adecuada.
- Aplicación masiva de la perforación multilateral y horizontal.

1.3.3. Oportunidades

Existen buenas oportunidades para incrementar las reservas y producción de gas y/o aceite; estas tienen que ver con los siguientes aspectos (Pemex, 2006):

- Grandes volúmenes de reservas no recuperadas (93% aproximadamente).
- Grandes volúmenes de aceite remanente, en yacimientos ya desarrollados.
- Nuevas oportunidades de producción.
- Gran potencial a través de proyectos de recuperación mejorada (fuentes de CO₂ y agua para inyección)

- Gran potencial utilizando técnicas de fracturamiento adecuadas.
- Gran potencial en yacimientos no convencionales.

1.3.4. Limitaciones Técnico-Económicas

Las limitaciones técnicas y económicas son muchas, por lo que se deben evaluar integralmente; estas son (Pemex, 2006):

- Cartera de proyectos con valor menor al de los yacimientos en carbonatos naturalmente fracturados.
- Campos en áreas sensibles ambientalmente.
- Requiere de grandes inversiones de capital.
- La recuperación de la inversión es a mediano y largo plazos.

2. SECUENCIAS ARENO-ARCILLOSAS

Los yacimientos petrolíferos se encuentran en rocas porosas y permeables de origen sedimentario, principalmente rocas clásticas (conglomerado, arenisca, lutita fracturada) y rocas no clásticas (caliza, dolomía y brechas calcáreas); las primeras están compuestas principalmente por materiales re trabajados, es decir son fragmentos de rocas preexistentes y las segundas son de origen químico o bioquímico. En este trabajo se estudiarán únicamente las rocas clásticas o terrígenas.

2.1. Rocas sedimentarias

Las rocas sedimentarias constituyen la segunda familia más importante de rocas en la corteza terrestre, ya que se estima que la contribución total de estas en la corteza terrestre es del 5% en los 16 km superiores. Por esta razón, las secuencias sedimentarias representan sólo un delgado revestimiento sobre una corteza formada por rocas ígneas y metamórficas.

La mayoría de las rocas sedimentarias contienen materiales detríticos y no detríticos pero siempre existe el predominio de uno de ellos. De aquí deriva la clasificación genética de rocas clásticas (terrígenas o detríticas) y las rocas químicas o no clásticas (aloquímicas y ortoquímicas).

Las rocas sedimentarias se forman en términos generales de dos maneras diferentes (**Figura 2.1**):

1. Por las acumulaciones mecánicas de minerales y fragmentos de roca del tamaño de arcilla, limo, arena y grava, producto del intemperismo y de la erosión. Consisten de sedimentos o detritos provenientes de rocas antiguas desintegradas, descompuestas, que fueron transportados y depositados por agua, hielo o aire; estos sedimentos al compactarse dan origen a distintas rocas sedimentarias clásticas (conglomerados, areniscas, limolitas y lutitas).
2. Los depósitos sedimentarios que ocurren por procesos químicos, consisten principalmente de carbonatos, sulfatos, sílice, fosfatos y haluros; casi todos originados por precipitación química en cuerpos de agua, pero que no resultan de un solo proceso. La precipitación puede ser directa, cuando es causada por evaporación o por reacciones puramente inorgánicas entre las sales disueltas (sedimentos no detríticos), o indirecta cuando es causada por organismos que pueden ser bacterias muy pequeñas u organismos como moluscos o corales que forman mediante sus partículas fácilmente visibles. Estos depósitos dan origen a rocas químicas (no clásticas), ya sean del tipo aloquímicas u ortoquímicas.

La clasificación de los sedimentos clásticos se basa fundamentalmente en el tamaño de los granos (**Tabla 2.1**). Con base en el tamaño y redondez de los clastos se establece una clasificación mineralógica y textural, en la que se distinguen cuatro grupos principales de sedimentos, que son gravas, arenas, limos y arcillas, los cuales al litificarse forman conglomerados y brechas, areniscas, lutitas y limolitas (**Tabla 2.2**).

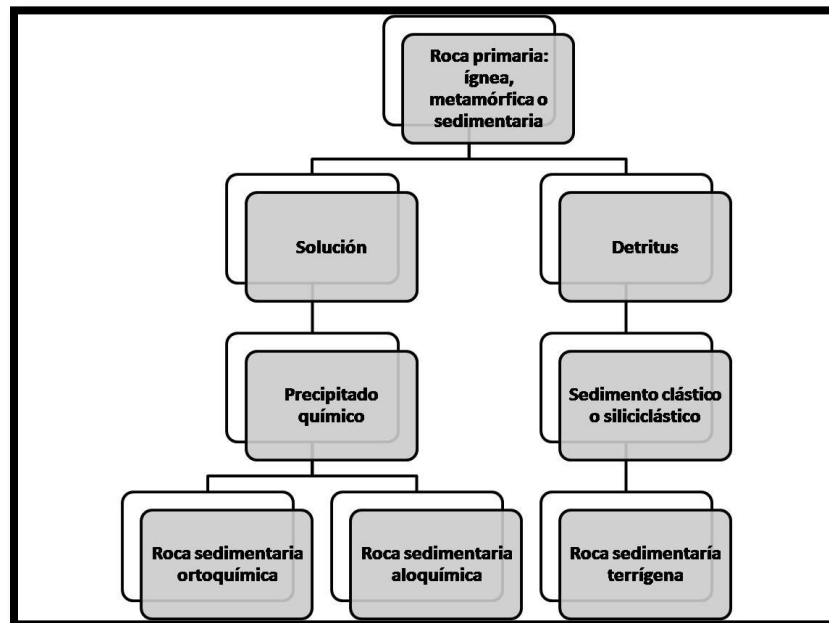


Figura 2.1 Esquema de clasificación de los sedimentos y rocas según su origen (Modificado de Pettijohn, 1975).

Tabla 2.1 Escala para los diferentes tamaños de los granos. Udden-Wentworth 1922. (Tomada de Blair T.C y J.G. McPherson).

Longitud de la partícula			Grado	Clase	Fracción	
m	mm	ϕ			Sin litificar	Litificado
4.1	4 096	-12	muy grueso	Bloque	Grava	Conglomerado
2.0	2 048	-11	grueso			
1.0	1 024	-10	medio			
0.5	5 12	-9	fino			
0.25	256	-8	grueso	B pesqueño	Grava	Conglomerado
	128	-7	fino			
	64	-6	muy grueso	Canto	Grava	Conglomerado
	32	-5	grueso			
	16	-4	medio			
	8	-3	fino			
	4	-2		Gravado	Grava	Conglomerado
	2	-1	muy grueso			
	1	0	grueso	Arenas	Arenas	Areniscas
	0.50	1	medio			
	0.25	2	fino			
	0.125	3	muy fino			
	0.063	4	grueso	Limo	Lodos o Limos	Limolitas o Lutitas
	0.031	5	medio			
	0.015	6	fino			
	0.008	7	muy fino			
	0.004	8		Arcillas	Lodos o Limos	Limolitas o Lutitas
	0.002	9				
	0.001	10				
	0.0005	11				
	0.0002	12				
	0.0001	13				

Tabla 2.2 Escala de Wentworth para la clasificación de tamaño de partículas (Tomada de Krumbein, 1963).

Limites de Grado (Diámetros en mm)	Nombre	Limites de Grado (Diámetros en mm)	Nombre
Más de 256	Canto rodado	1/2 - 1/4	Arena mediana
256 - 128	Guija grande	1/4 - 1/8	Arena fina
128 - 64	Guija pequeña	1/8 - 1/16	Arena muy fina
64 - 32	Guijarro muy grande	1/16 - 1/32	Limo grueso
32 - 16	Guijarro grande	1/32 - 1/64	Limo mediano
16 - 8	Guijarro mediano	1/64 - 1/128	Limo fino
8 - 4	Guijarro pequeño	1/128 - 1/256	Limo muy fino
4 - 2	Gránulo	1/256 - 1/512	Arcilla gruesa
2 - 1	Arena muy gruesa	1/512 - 1/1024	Arcilla mediana
1 - 1/2	Arena gruesa	1/1024 - 1/2048	Arcilla fina

El intemperismo y la erosión producen partículas de diverso tamaños, las cuales pueden ser transportadas por el hielo, el agua o el aire hasta las zonas de mínima energía donde se acumulan. Una vez en reposo los sedimentos sufren procesos de compactación y litificación que los transforman en rocas sedimentarias.

Los factores que determinan el tipo de roca son fundamentalmente la fuente de los sedimentos, el agente de intemperismo, la erosión, transporte, el medio de depositación (ambientes sedimentarios) y la forma en que ocurrió la litificación (diagénesis).

Los productos del intemperismo pueden ser transportados en el fondo de las corrientes (por arrastre, rodando o por saltación) o bien dentro del fluido (en suspensión ó solución). En la **Figura 2.2** se muestra un esquema los procesos sedimentarios más importantes.

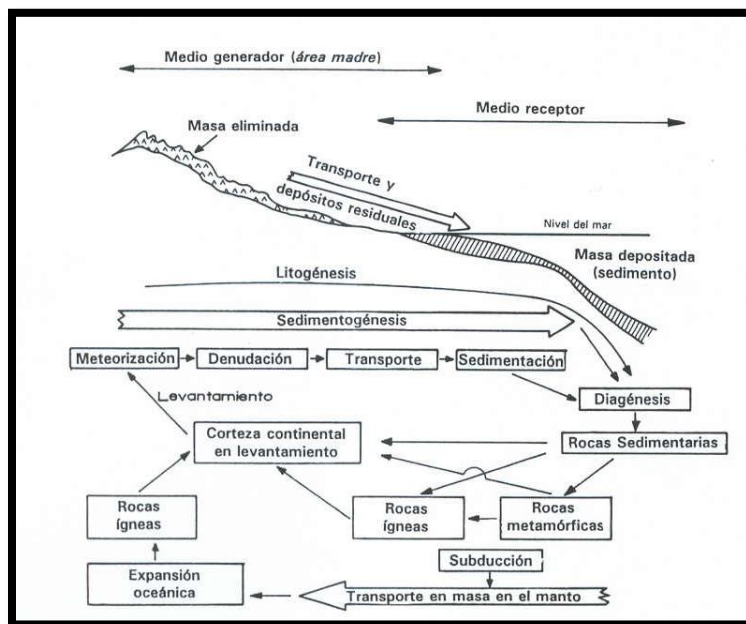


Figura 2.2 Esquema de los procesos sedimentarios en el contexto del ciclo geológico (Tomado de Corrales et al, 1977).

2.1.1. Características de las rocas sedimentarias

Las principales características de las rocas sedimentarias son las estructuras sedimentarias, la geometría de los estratos, la composición, las facies, el color y el contenido de materia orgánica. Estudiando el entorno actual (el presente es la clave del pasado), se tienen indicios acerca de la formación de las rocas sedimentarias: los sedimentos de grano muy fino, por ejemplo, en un entorno costero típico se depositan sobre los pantanos lagunas costeras; los de grano más grueso, en las dunas, en la playa, en las barras; en ambos casos habrá diferentes proporciones de fósiles que se conservarán para su interpretación futura. También el tamaño de las partículas sedimentarias tiene que ver con el entorno de deposición: los sedimentos en pantanos se acumulan en condiciones acuáticas de relativa calma, mientras las dunas son depositadas por el viento, y las arenas de la playa donde rompen las olas, tienen influencia del viento y del oleaje.

2.1.2. Rocas clásticas

Se originan por la acumulación de clastos o detritos, estos son partículas de diferentes tamaños producto del intemperismo físico, químico o biológico de rocas preexistentes.

Los sedimentos acarreados por los distintos agentes de transporte, poseen varias propiedades físicas y químicas, que se utilizan para describirlos y para interpretar su génesis. Uno de los parámetros más importantes es el tamaño de los clastos que los componen, o sea su granulometría.

Los límites que determinan las distintas clases de sedimentos no son arbitrarios, sino que marcan diferencias importantes en el comportamiento físico de los clastos. Los bloques por ejemplo, son típicos de depósitos glaciales, deslizamientos y derrumbes, y de corrientes de agua de extrema energía en ríos o arroyos de montaña. Por esta razón son menos abundantes en las rocas sedimentarias.

Las gravas son características de sedimentos fluviales o litorales con velocidad y turbulencia altas; son acarreados por arrastre a lo largo de lecho de los cauces. La arena que también es transportada por arrastre, por agua o viento, está compuesta por fragmentos de minerales y líticos; es un sedimento sumamente abundante, de presencia casi universal en los ambientes continentales, marinos y litorales. Es transportada y depositada en muchos casos por corrientes de agua que varían entre 10 centímetros por segundo y 1 metro por segundo, rango que abraza la gran mayoría de los sistemas fluviales del mundo.

Los limos y arcillas por otra parte, son transportados siempre en suspensión, en forma independiente de la arena, y se sedimentan solo en aguas de baja a nula circulación. La diferencia principal entre ambos es que el limo es inerte, por lo que puede ser reconocido por la forma en que se desmenuza para constituir polvo. La arcilla en cambio, compuesta en su mayor parte por minerales, como las micas entre las que se encuentra la caolinita, montmorillonita o la illita; por lo que tienen cohesión, son plásticas cuando están húmedas y se endurece al secarse.

Otras propiedades de los sedimentos, de menor importancia que la granulometría, son la selección y la madurez textural mineralógica. La selección textural describe el grado de uniformidad de los clastos en cuanto a su tamaño; cuanto más uniformes sean los granos de depósito, tanta más alta es la selección. El grado de selección de los sedimentos está correlacionado inversamente con la capacidad de transporte del agente que lo deposita; la selección más alta se encuentra en las arenas eólicas, mientras más baja corresponde a morrenas glaciales.

La madurez es una medida del grado de intemperismo que han sufrido los sedimentos. Está representada por la proporción de minerales resistentes con respecto a los minerales alterados o menos resistentes. Esta propiedad tiene importancia en las arenas, ya que influye en la cantidad de matriz.

2.2. Gravas y conglomerados

Los depósitos rudáceos (gravas y conglomerados) se clasifican según distintos criterios (genéticos, procedencia, texturales y composicionales), tal como lo estableció Pettijohn, 1975.

Se consideran como gravas los fragmentos de roca con un diámetro mayor a 2 mm, es un agregado grueso resultante de la desintegración natural y abrasión de rocas preexistentes. Es una acumulación no consolidada de fragmentos redondeados mayores que los de la arena. El límite inferior de su tamaño es variable, por lo general 2 mm o 5 mm. El material entre 2 y 4 mm ha sido denominado gránulo o “grava muy fina”. No existe acuerdo general en cuanto al porcentaje de fragmentos del tamaño de grava necesarios para que su conjunto merezca tal denominación. La grava contiene de 50 a 100 % de guijarros; la grava arenosa de 25 a 50 % de guijarros y de 50 a 75 % de arena. Folk (1954) aplicaría el término grava solamente a mezclas con 30 % o las del tamaño de la grava y el adjetivo “guijoso” a arenas y fangos con 5 a 30 % de guijarros o fragmentos mayores.

Según Pettijohn (1975), una grava consta de un esqueleto y de vacíos. El esqueleto está compuesto por materiales del tamaño de grava (fenoclastos; guijarros, guijones y bloques); los vacíos son los espacios entre estos elementos del esqueleto. En casos normales, los elementos clásticos tocan unos con otros y forman una estructura estable en el campo de la gravedad. Los vacíos raras veces están desocupados: generalmente contienen detritos, arena, o granos menores y precipitados cementantes posteriores. Las gravas con vacíos desocupados han sido denominadas gravas caladas, cuyo significado no es claro. En la mayoría de las gravas, los materiales de la matriz excede en mucho esta cifra, de manera que el esqueleto está roto parcial o totalmente, y los guijarros y otros cuerpos semejantes se hallan aislados y dispersos en toda la matriz.

Las gravas aluviales o de río son, comúnmente, bimodales aun cuando se tenga cuidado en obtener muestras de un solo punto. En general son las gravas gruesas las bimodales. La grava bimodal generalmente tiene su moda principal en la fracción de las gravas y su moda secundaria en los grados de las arenas. Estos máximos en promedio, están separados por 4 o 5 grados. Por consiguiente, el integrante principal tiene un diámetro de 16 a 32 veces el

del material en la moda secundaria. En las gravas aluviales, la cantidad de material en la clase modal es pequeña.

Pettijohn (1975), menciona que los conglomerados forman un grupo heterogéneo, no son uniformes mecánicamente ni mineralógicamente como muchas de las rocas clásticas de grano fino; esto se debe a que no están sujetos a los mismos procesos genéticos que estos sedimentos, es decir, no sufren el mismo transporte, ni semejante intemperismo químico, ni selección mecánica. En general consisten de fragmentos de roca removidos de la roca original por agentes mecánicos; ocasionalmente el intemperismo químico selectivo deja masas residuales de material resistente que posteriormente forman los depósitos rudáceos.

La mayoría de los conglomerados consisten de un esqueleto, poros y matriz. El esqueleto está constituido por materiales de tamaño de las gravas (fenoclastos, guijarros guijones y peñascos); los poros son espacios vacíos entre los elementos del esqueleto. Esos poros raramente están vacíos ya que generalmente están rellenos con detritos, arenas o sedimentos más pequeños (matriz), así como cementos introducidos por precipitación (cementante). Los depósitos de conglomerados están burdamente estratificados, con estratificación gruesa; es común que se encuentra relleno canales, por lo que forman cuerpos lenticulares. La composición de un conglomerado está determinado por la composición de los líticos, por lo que se agrupan de acuerdo al tipo de líticos de rocas en: ígneas extrusivas, ígneas intrusivas, sedimentarias y metamórficas. Es importante distinguir la procedencia, sea intrusiva, metamórfica, sedimentaria o volcánica, ya que es de alguna manera una medida de la intensidad de levantamiento y de la erosión en el área origen; ambas funciones del tectonismo.

Pettijohn (1975), propone una clasificación genético descriptiva donde distingue cinco tipos principales de conglomerados (**Tabla 2.3**). Los más comunes y abundantes son los conglomerados compuestos de gravas, mismas que son derivadas de la destrucción de rocas preexistentes fuera de la cuenca de depósito, es decir, son derivados del continente. Un segundo grupo, son los conglomerados intraformacionales cuyos procesos de fragmentación se llevan a cabo dentro de la cuenca de depósito y son contemporáneos con los procesos de sedimentación. El tercer grupo, que es más abundante que el anterior, lo conforman los conglomerados y brechas volcánicas, incluyendo a los aglomerados. Los clastos gruesos producidos por movimiento y acomodamiento de la corteza terrestre en zonas de falla, son llamados brechas cataclásticas; se incluyen aquí a las brechas de falla y colapso. Un quinto y último grupo de brechas lo forman las brechas de impacto como su nombre lo indica, son originados por impactos meteóricos.

Los cuerpos de grava y conglomeráticos rara vez son de amplia extensión; la mayoría son acumulaciones locales de una u otra forma. Por ejemplo, muchos son cuerpos lentiformes que generalmente corresponden a rellenos de cauces. Como tales, son muy restringidos en cuanto a ancho y espesor, pero tienen un largo considerable. Aunque generalmente a ancho y espesor, pero tienen un largo considerable.

Tabla 2.3 Clasificación de Conglomerados y Brechas (Tomado de Pettijohn, 1975).

Epiclásticos	Extracuencales	ORTO-CONGLOMERADOS (clasto-soportados)	<10% cantos inestables	CUARCÍTICOS
		PARA-CONGLOMERADOS (matriz-soportados)	>10% cantos inestables	PETROMÍCTICOS
			Matriz laminada	"drop-stones"
			Matriz no laminada	TILLITAS (glaciar) TILLOIDES (no glaciar)
Intracuencales	Conglomerados y brechas intraformacionales			
Piroclásticos	Aglomerados y brechas volcánicas			
Cataclásticos	Brechas de "slump" y deslizamientos			
	Brechas de pliegue y falla ("morrenas tectónicas")			
	Brechas de disolución y colapso			
Meteoríticos	Brechas de impacto			

También son comunes los depósitos en cuñas o cuneiformes acumulados como batientes o abanicos o batientes compuestos y abanicos compuestos adyacentes a un escarpe o a un frente de hielo. Están caracterizados por una considerable persistencia paralela al rumbo de acumulación, aunque adelgazan con rapidez en la dirección de la inclinación. La mayor parte de los grandes conglomerados de la columna geológica pertenecen a este grupo.

También son comunes, aunque llaman menos la atención, los conglomerados en manto. Tales mantos fueron depósitos de grava diseminados por una playa en avance o transgresiva. Estos depósitos son notablemente delgados y esporádicos; en las partes bajas pueden acumularse varias decenas de metros de grava, mientras que los sectores intermedios a mayor altura pueden estar desprovistos de esas acumulaciones.

De carácter algo impreciso son las gravas o brechas, seudotills o fangolitas con guijarros, acumuladas por corrientes de turbidez subácuas. El conocimiento de estos en la actualidad es muy incompleto, de manera que la extensión y forma de tales cuerpos es desconocida. Algunas brechas de este origen aparecen de espesor uniforme y distribución muy amplia.

Las gravas y los conglomerados tienen diversas estructuras internas. El tipo y carácter de la estratificación es un atributo importante. La estratificación, generalmente, es de escala grande y varía desde bien definida hasta incipiente o inexistente. En general, la estratificación entrecruzada, si existe, es del tipo de la capa frontal en escala grande. Los elementos clásticos de una grava tienden a tener una fábrica o textura u orientación preferida. Comúnmente los clastos depositados por agua muestran una inclinación contra la corriente o imbricación. Se dice que los ejes mayores de los guijarros están orientados en la dirección del flujo de la corriente o transversalmente a la misma.

Los conglomerados y las gravas han sido clasificados de diversas maneras. Pueden serlo en un sentido puramente descriptivo basado en sus texturas (conglomerado de bloques, conglomerado de guijones, etc.), o en la composición de su cemento (conglomerado ferruginoso, conglomerado calcáreo, etc.). También están agrupados comúnmente de acuerdo con el agente o el medio responsable de su formación, tales como conglomerado de playa, conglomerado fluvial, conglomerado glaciar o, en términos más amplios, conglomerados marinos, litorales o continentales. Solamente en el caso de las gravas actuales se puede estar seguro de la clase a que corresponde un depósito, según Pettijohn (1975).

Los conglomerados se asocian con residuos más finos pero afines, las arenas. Una clasificación apropiada para uno de estos grupos de materiales debería ser apropiada, o al menos estar relacionada lógicamente con la usada por el otro grupo.

Las gravas reunidas por las corrientes comunes de agua tienen esqueleto intacto; estas son los ortoconglomerados. Las acumuladas por corrientes y deslizamientos de turbidez subácuos y por hielo glaciar u otras formas de transporte tienen su estructura fragmentada, notable por el gran exceso de matriz sobre los fragmentos del tamaño de gravas (**Cuadro 2.1**); estos son los paraconglomerados o fangolitas conglomeráticas. Las observaciones de la relación grano-matriz no son suficientes; también es importante la relación del tamaño de las dos modas en las distribuciones bimodales. Los ortoconglomerados tienen una moda principal en el orden de la grava y una moda menor en el orden de la arena; normalmente estas modas están cuatro o cinco grupos aparte. En las fangolitas conglomeráticas, sin embargo, la moda principal está en el grupo del limo o de la arcilla y la otra en la clase de las gravas.

Grupo	Conglomerados	Areniscas
Epiclásticos Extraformacional Ortoconglomerados	1.- Conglomerados ortocuarcíticos (oligomícticos) 2.- Conglomerados petromícticos (polimícticos)	1.- Ortoquarcitas
Paraconglomerados (Fangolitas conglomeráticas)	3.- Tilloide 4.- Tillita	2.- Areniscas arcósicas 3.- Areniscas líticas
Epiclástico, Intraformacional	5.- Conglomerados intraformacionales	4.- Grauvacas y fangolita gritty 5.- Calcarenitas, etc.
Piroclástico	6.- Conglomerados y brechas volcánicos	6.- Tobas y sedimentos tobagéneos

Cuadro 2.1 Clasificación de los Clastos del mismo tipo (Tomado de Pettijohn, 1975).

2.3. Arenas y areniscas

Las arenas son partículas derivadas de rocas preexistentes cuyo tamaño varía entre 0.063 y 2 mm, una partícula individual dentro de este rango es llamada grano de arena. Una roca consolidada y compuesta por estas partículas se denomina arenisca. Las partículas por debajo de los 0.063 mm y hasta 0.004 mm se denominan limo, y por arriba de la medida del grano de arena y hasta los 64 mm se denominan grava.

Un componente común de la arena, es el sílice, generalmente en forma de cuarzo, ya que este es un mineral común que forma parte de roca metamórfica e ígnea. Sin embargo, la composición de la arena varía de acuerdo a los recursos y condiciones locales de la roca. Gran parte de la fina arena hallada en los arrecifes de coral, por ejemplo, son fragmentos de caliza y restos esqueléticos. En algunos lugares hay arena que contiene hierro, feldespato o incluso, yeso.

La arenisca (**Figura 2.3**) es una roca sedimentaria de tipo detrítico, de color variable, que contiene clastos de tamaño arena. Después de la lutita, la arenisca es la roca sedimentaria más abundante; constituye aproximadamente el 25% del total de rocas sedimentarias. Las areniscas se forman en diversos ambientes y a menudo contienen pistas significativas sobre su origen, entre ellas la selección, la forma del grano, la composición y las estructuras sedimentarias. En muchos casos son importantes almacenadoras de gas natural, aceite y agua; algunas pueden formar yacimientos de placer. Su composición es una clave de su procedencia, sus estructuras direccionales son una guía de las paleocorrientes y tanto su geometría como sus estructuras internas dan una idea del ambiente de depósito.

Los granos pueden ser gruesos, finos o medianos, bien redondeados, angulosos o subangulosos; de textura detrítica o clástica. El cuarzo es el mineral que forma la arenisca cuarzosa, pero las areniscas pueden estar constituidas totalmente de fragmentos de cualquier tipo de roca (litarenitas). Las arenas verdes o areniscas glauconíticas contienen alto porcentaje del mineral glauconita. La arcosa es una variedad de arenisca en la que el feldespato es el mineral dominante además del cuarzo.

De acuerdo a Pettijohn, las arenas pueden ser divididas en 3 grandes grupos:

- Terrígenas
- Carbonatadas
- Piroclásticas

Las areniscas terrígenas son aquellas producidas por intemperismo y destrucción de cualquier tipo de rocas preexistentes, donde los sedimentos fueron transportados, seleccionados y modificados por el movimiento de los fluidos; se derivan de fuentes externas a la cuenca de depósito.



Figura 2.3 Areniscas con estratificación cruzada.

Las arenas carbonatadas son en la mayoría de los casos sedimentos marinos derivados de calizas o dolomías, están constituidas por granos esqueléticos, oolitas y detritos carbonatados, localmente derivados (intraclastos). Estos constituyentes son productos originados dentro de la cuenca de depósito y no son residuos formados por la destrucción de rocas preexistentes. Excepcionalmente existen arenas ricas en partículas carbonáticas, de cadenas orogénicas, tales partículas son de hecho terrígenas, como ejemplo de este tipo tenemos algunos cuerpos arenosos, que rellenan las Cuencas de Chicontepec y Veracruz, ubicadas al oriente de la cadena orogenia denominada Sierra Madre Oriente.

Las arenas piroclásticas son aquellas producidas por explosiones volcánicas, pueden ser depositadas en varios ambientes. Pettijohn (1975) denomina arenas volcanoclásticas a aquellos sedimentos ricos en residuos volcánicos sean verdaderos piroclastos o terrígenos (esto es producido por erosión de regiones volcánicas antiguas). La interpretación de la historia de una arenisca depende de su composición mineralógica. Es necesario establecer cuales minerales son detríticos primarios, cual es el cemento precipitado y cuáles son los productos de alteración postdepósito.

La lista de los minerales detríticos es grande y depende del grado de intemperismo y transporte que sufran tales minerales; sin embargo son pocas las especies encontradas; las más importantes son:

- Cuarzo, Ópalo y Calcedonia.
- Feldespato.
- Fragmentos de roca.
- Micas.
- Minerales pesados.
- Calcita, Dolomita y Siderita.
- Minerales arcillosos y otros silicatos.
- Colófano.

La clasificación de las areniscas de acuerdo con Pettijohn (1957), se basa en el porcentaje de los componentes de la trama y en el contenido de matriz. Esta clasificación pretende establecer áreas definidas por sus componentes, que a su vez corresponden a grupos genéticos.

Los componentes de la trama que considero Pettijohn (1957), son el cuarzo monocristalino(Q), los feldespatos(F) y los fragmentos de roca(FR), en el que se incluyen a todo tipo de fragmentos de roca y al cuarzo policristalino (**Figura 2.4**).

Esta clasificación considera a dos grupos principales de rocas, un primer grupo corresponde a las rocas que tienen más del 15% pero menos del 75% de matriz detrítica, a los que se les denomina grauvacas; estas a su vez dividen en grauvacas feldespáticas, grauvacas líticas y cuarzo-grauvacas, según dominen los feldespatos, los fragmentos de roca o el cuarzo respectivamente. Un segundo grupo corresponde a las rocas que contienen menos del 15% de matriz detrítica, en las que se diferencian cinco tipos fundamentales, que son cuarzoarenita, subarcosa, sublitoarenita, arenita-arcósica y arenita-lítica. A las rocas que contienen más del 75% de matriz detrítica, las considera como lutitas (**Figura 2.4**).

Los sedimentos clásticos arenosos deben su porosidad y permeabilidad a su textura fragmentaria, parámetros que están relacionados íntimamente con:

- El tamaño de los granos.
- Su uniformidad.
- Su compactación.
- Su contaminación con material de grano fino (arcilla o limo) depositado en los vacíos entre los granos de arena (matriz).
- El grado de cementación de 0 a 100% que afecta la porosidad en razón inversa, como la arenisca calcárea, silíceo o ferruginosa. La arenisca completamente cementada pero fracturadas pueden ser porosos y permeables, porosidad secundaria.

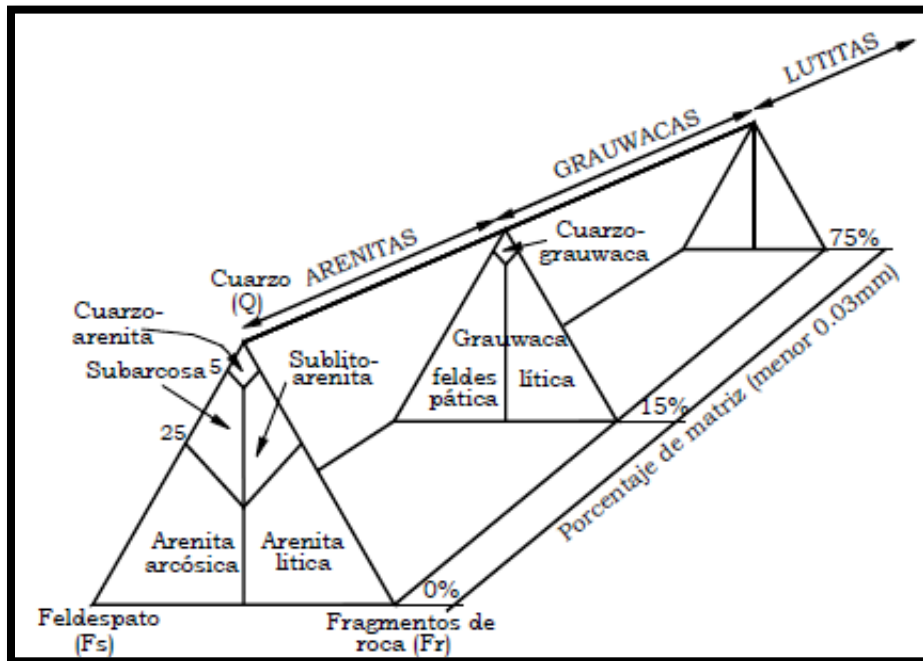


Figura 2.4 Clasificación de areniscas (Tomado de Pettijohn, 1975).

Gran parte de las arenas que presentan gran extensión están bien estratificadas, en las que la porosidad y permeabilidad se relacionan con la estratificación. Las arenas lenticulares depositadas, en playas y barras litorales presentan buena clasificación por la acción de las olas.

Muchas acumulaciones de arena manifiestan una variación gradual de porosidad lateral o vertical debido al contenido de lutita o limo, o como resultado de la cementación parcial. Estas variaciones solamente reducen el volumen de la extensión del cuerpo arenoso, o pueden tener cambios laterales importantes a granulometrías más finas; motivos suficientes para formar verdaderas barreras.

Las areniscas varían, en carácter, desde bien estratificadas hasta masivas. Si tienen poco espesor y se hallan interestratificadas con lutitas, son laminares. En general, cuanto más gruesas la arenisca, tanto más potentes son las unidades de estratificación.

La estructura interna de la unidad de estratificación es sumamente significativa. Por lo común, la unidad muestra estratificación entrecruzada, cuya escala es alguna función tanto del grosor de su grano como del espesor de la unidad de sedimentación. Casi siempre, las arenas con estratificación entrecruzada también muestran óndulas.

La unidad de sedimentación puede tener una estructura interna gradada. Tales arenas raramente presentan estratificación entrecruzada, más o menos mutuamente excluyentes, son indicativas de dos facies de areniscas completamente diferentes. Una es indicativa de aguas poco profundas, turbulentas, en el perfil de equilibrio o por arriba del él; la otra es

indicativa de acumulación por debajo de la base del tren de olas y es característica, principalmente, en areniscas de aguas profundas.

Las areniscas suelen tener cuerpos concrecionales, especialmente las calcáreas o las ferruginosas. Las concreciones calcáreas parecen principalmente posdeposicionales, porque las superficies de estratificación las atraviesan perpendicularmente. Las estructuras debidas a disolución son menos frecuentes en areniscas que en las rocas carbonatadas, pero de ninguna manera escasas. En muchas areniscas se encuentran estilolitas, especialmente las variedades cuarcíticas puras. Comúnmente se observan a lo largo de las diaclasas, perpendiculares a la estratificación y quizá menos comunes a lo largo de las superficies de estratificación. Las areniscas altamente friables de los periodos geológicos más antiguos pueden deber su friabilidad a eluviación en masa de sus cementos de carbonatos. Tal disolución, sin embargo, tiene lugar sin quebramiento de la estructura de la roca y, en consecuencia, sin producción de estructuras megascópicas.

En la actualidad las propiedades de una arenisca, que parecen significativas, son las que reflejan el carácter de las rocas de origen, aquellas que miden el acercamiento entre el detrito de arena y el producto final fundamental hacia el que es impulsado por los procesos formativos actuantes sobre el (madurez), y los que reflejan la fluidez (viscosidad y densidad) del medio en que se acumuló la arena.

Primero se consideran los factores de procedencia. Las arenas pueden producirse por desintegración con o sin mucha descomposición de las rocas cristalinas plutónicas, más especialmente las rocas plutónicas portadoras de cuarzo, como granito. Estas rocas deben ser la fuente fundamental de todo el cuarzo o de casi todo, que es el componente predominante de la mayoría de las areniscas. Las areniscas también pueden derivar de las rocas de la parte superficial de la corteza, como sedimentos preexistentes, rocas metamórficas de bajo grado y de rocas ígneas extrusivas. Estas rocas son capaces de ceder partículas del tamaño de arena y estas partículas pueden construir una parte significativa de algunas areniscas y hasta ser los componentes predominantes de otras.

La madurez puede depender de la composición y se expresa en términos químicos o mineralógicos. La arena final es una concentración de cuarzo puro. Este mineral es el único componente químico y físicamente durable de las rocas plutónicas lo bastante común como para acumularse en gran volumen. Por consiguiente la medida de la madurez mineralógica de una arena, la da su contenido de cuarzo. La madurez también puede expresarse por la desaparición de feldespatos, por la relación cuarzo/feldespatos.

La madurez de composición de una arenisca también puede expresarse en términos químicos. El porcentaje de sílice sería una buena medida de no ser aumentado o disminuido por la introducción de los diversos cementos químicos. Las arenas inmaduras por lo común tienen alto contenido de alúmina, soda y potasa.

Si la diferencia de densidad entre el sólido llevado y el fluido transportador es grande, la separación es rápida y completa; si es pequeña, la separación es incompleta o no se produce. Si el fluido y el sólido tuvieran la misma densidad no habría ninguna separación.

La sedimentación en fluidos de alta viscosidad también es muy retardada, de manera que la separación es comúnmente muy pobre. Por consiguiente, un depósito, en el cual la arena no está separada del limo o de la arcilla, debe proceder o de un medio de alta densidad o alta viscosidad, o el tiempo debe haber sido muy breve para la consumación de la acción de selección normal. Puesto que esto último es logrado aun por corrientes efímeras como resultado de un transporte muy breve y corto, los sedimentos mezclados deben resultar de acumulación de medios de alta densidad o de alta viscosidad. Los únicos medios de tales tipos en la naturaleza son aquellos en los que la relación sedimento/fluido es muy alta.

La presencia o la ausencia de una matriz detrítica de tamaño de arcilla en una arena es un índice de la efectividad de la capacidad de selección del medio de transporte y de la relación sedimento/fluido de ese medio. Las arenas y areniscas pueden dividirse en dos grandes grupos sobre la base del material aglutinante. Un grupo se mantiene unido mediante cemento mineral, material precipitado introducido que llena los espacios de los poros entre los granos; el otro grupo es aglutinado mediante un detrito intersticial primario de grano fino o matriz o de naturaleza arcillosa o los derivados autógenos de ellos.

No todas las areniscas con matriz arcillosa son producto de corrientes de turbidez o de medios semejantes. La matriz arcillosa de algunas areniscas puede introducirse después de la acumulación de la fracción arena, tanto por infiltración mecánica como quizá por precipitación de solución. Aunque la arcilla intersticial puede ser polígena, es conveniente considerar las areniscas con matriz de esa naturaleza, aparte de las que tienen espacios huecos o con los cementos precipitados comunes.

Los grupos principales son las grauvacas, las areniscas líticas, las areniscas arcósicas y las ortocuarcitas (**Cuadro 2.2**). Las grauvacas son areniscas con alto contenido de matriz detrítica y ningún cemento químico. Estas rocas se dividen en dos subgrupos, según la predominancia del feldespato sobre los fragmentos de rocas o viceversa, y se denominan grauvacas feldespáticas o líticas. Las areniscas arcósicas son areniscas con considerable cantidad de feldespato. Difieren de las grauvacas por la ausencia de una cantidad importante de matriz intersticial. Las arcosas contienen 25 % o más de partículas lábiles, la mitad o más son feldespato; las subarcosas son semejantes, pero con proporción más pequeña de componentes lábiles (5 - 25 %). Las areniscas en las que las partículas de roca superan al feldespato pero que carecen de matriz detrítica y tienen en cambio cemento mineral son las arenitas líticas o areniscas líticas de las que hay dos tipos, subgrauvacas y protocuarcitas. Las primeras son análogas a la arcosa en que los fragmentos lábiles exceden el 25 %; en las protocuarcitas, estos minerales constituyen entre el 5 y el 25 % de la fracción detrítica. Las ortocuarcitas son las areniscas “puras”, 90 % o más de cuarzo.

También existen las arenas volcánicas o tobas y las arenas calcáreas. Los sedimentos volcánicos pueden clasificarse conforme a la relación matriz/grano y la relación feldespato/fragmento de roca. La relación cuarzo/feldespato no guarda ninguna conexión con la madurez, como sucede con las arenas epiclásticas. En materiales piroclásticos. Sin embargo, el contenido de cuarzo puede dar alguna medida de la acidez de la lava que los generó, o una medida de la contaminación por materiales epiclásticos normales. Las tobas no seleccionadas, caóticas, depositadas por las nubes ardientes, están relacionadas con las

grauvacas en su manera de acumulación, por eso tienen texturas y estructuras similares. Las tobas cristalinas son el equivalente volcánico de la arcosa; las tobas líticas corresponden a las arenitas líticas. Las areniscas calcáreas son de origen intraformacional y los términos índice de procedencia e índice de madurez, como se aplican a las arenas “extraformacionales”, carecen de significado para los detritos intraformacionales. La procedencia de las arenas carbónicas puede ser biógena o química y solamente pueden ser maduras en el sentido textural.

		Cemento o matriz		Matriz detrítica prominente (más del 15 %) a predominante. Falta el cemento químico.	Matriz detrítica ausente o escasa (por debajo del 15 %). Los vacíos huecos o rellenos con cemento químico.		
Fracción de arena detrítica	Feldespatos excede los fragmentos de rocas	GRAUVACAS	Grauvaca feldespática	ARENISCAS ARCÓNICAS		ORTOCUARCITAS	Ftanita < 5 %
	Fragmentos de roca exceden el feldespato			Arcosa	Subarcosa o arenisca feldespática		
	Contenido de cuarzo		Grauvaca lítica	ARENISCAS LÍTICAS			Ftanina > 5 %
			Subgrauvaca	Protocuarzitas			
		Variable; generalmente < 75 %	< 75 %	>75% <95 %	> 95 %		

Cuadro 2.2 Clasificación de las Areniscas (No se incluyen las tobas volcánicas y las calcarenitas intraformacionales). (Tomado de Pettijohn, 1975).

2.4. Arcillas, limos, limolitas y lutitas

2.4.1. Arcillas

Pettijohn, (1975), define a la arcilla como un sedimento natural plástico (aunque algunas arcillas no son plásticas). Está constituida en muchos casos por agregados de silicatos de aluminio hidratados, procedentes de la descomposición de minerales de aluminio; en otros casos se constituye granos muy finos, con diámetro promedio menor a 1/256mm. Presenta diversas coloraciones según su composición y las impurezas que contiene, siendo blanca cuando es derivada de feldespatos alterados, en este caso, surge de la descomposición de rocas que contienen feldespato, originada en un proceso natural que dura decenas de miles de años.

La arcilla es un término de textura para definir las partículas clásticas sedimentarias de grado más fino, aquellas con un diámetro menor a 4 [µm], es decir menores a 1/256 [mm],

esas partículas no son distinguibles para el ojo humano por lo que es necesario utilizar microscopios con alto poder óptico como el microscopio electrónico. Los minerales de la arcilla consisten en un grupo de filosilicatos minerales que corresponden con los componentes principales de las partículas del tamaño de la arcilla.

Las arcillas son particularmente abundantes en limolitas y lutitas; aunque también pueden ocurrir junto con otros tipos de rocas sedimentarias suaves y duras, incluyendo siliciclasticos gruesos, evaporitas salinas y carbonatos.

Si consideramos dos sedimentos, arcilla y arena, podemos cubrir más o menos el campo total de los sedimentos actuales, ya que todas las variaciones se pueden clasificar ya como arcillas, ya como arenas o como transiciones entre ellas. La diferencia entre arcillas y arenas se debe principalmente a dos factores: la diferencia del tamaño del grano y la clase de grano. Las arenas pueden considerarse como un agregado de dos fases de granos colocados uno junto al otro, en muchos casos con una fase líquida llenando el espacio vacío. Por lo contrario las arcillas tienen granos flexibles y planos redondeados de una película de agua, y por tanto, sin contacto directo entre sí, estando llenos también con agua los poros existentes más allá de la película líquida.

La clase de empaquetamientos de los granos es también importante y diferente en arcillas y arenas. En las arenas, los granos duros y más o menos esféricos, están en contacto mutuo, mientras que en las arcillas los granos son frecuentemente láminas delgadas y flexibles separadas por una película de agua.

Las arcillas pueden tener varios orígenes, uno de los más comunes consiste en la erosión, transportación y depositación de fragmentos muy pequeños procedentes de formaciones geológicas y pedológicas (suelos) que están expuestas en la superficie de la Tierra, sujetos a intemperismo físico, químico o biológico. Para explicar lo anterior es necesario realizar un resumen de la génesis de la arcilla en esas formaciones a fin de conocer en qué medida se pueden incorporar los sedimentos como materiales producto del intemperismo y erosión.

Los procesos superficiales resultado de la interacción entre las rocas (litosfera), el aire (atmosfera), el agua (hidrosfera) y los organismos (biosfera), se denominan como intemperismo, agentes que originan materiales sueltos susceptibles de erosionarse. La erosión incluye todos los mecanismos responsables de la fragmentación de la roca, la producción de iones disueltos y el desarrollo de formaciones pedológicas en la superficie de la Tierra. El intemperismo tiende a alcanzar un estado de equilibrio si las condiciones ambientales permanezcan estables; la intensidad de la erosión es principalmente controlada por la litología, el clima y la morfología. Las rocas son más sensibles a la erosión entre más suaves, porosas, heterogéneas y fracturadas se encuentren. El clima y los factores morfológicos determinan el carácter dominante de los sedimentos.

El intemperismo conduce a la fragmentación y desintegración de la roca, esto ocurre principalmente en las áreas con pendientes sujetas a grandes variaciones de temperatura o humedad, como ocurre en las montañas, acantilados en la costa, desiertos, etc. Se debe en algunos casos a la cristalización del agua o sales (halita, yeso) en las fracturas de las rocas,

en el primer caso ocurre por el congelamiento y deshielo alternado o una fuerte evaporación. La cristalización determina un aumento de volumen, que induce a la fragmentación de la roca. El intemperismo físico también incluye el ciclo de humedad y desecación en los sedimentos arcillosos, dando paso a la formación de fragmentos de arcilla fácilmente removibles por el viento o por el agua. Las madrigueras de animales y el crecimiento de raíces pertenecen a otro orden de acciones biológicas que también contribuye a la formación de sedimentos.

El intemperismo químico es por mucho el fenómeno más extenso, interviene solo o en suma al proceso de intemperismo físico y biológico. El intemperismo químico es un proceso que se pueden resumir en la **Figura 2.5**.

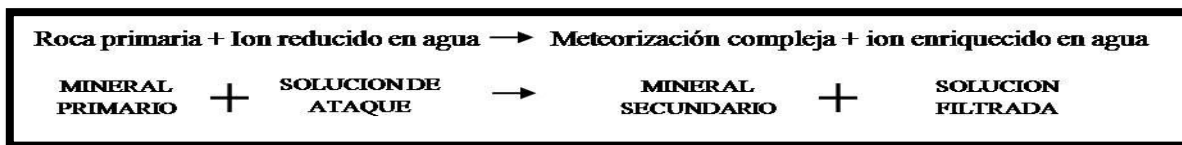


Figura 2.5 Reacción fundamental del proceso de intemperismo químico (Tomada de Corrales, 1977).

El tamaño de las partículas y la composición en relación al de las arcillas que componen a las lutitas han sido investigados extensamente, el tamaño de las arcillas, este se determina por métodos basados en la solución de velocidades diferenciales. Estas velocidades son afectadas notablemente por la forma y el peso específico de las partículas, así como por su tamaño.

Muchas arcillas están en un estado de parcial o completa floculación en el momento de depositación. La composición de las arcillas que constituyen a las lutitas es compleja y variada, porque estos materiales consisten en productos de abrasión, además de agregados químicos y bioquímicos.

El porcentaje de mineral de arcilla es notablemente más alto en las lutitas que en otras rocas de grano fino. Shaw y Weaver (1965) hicieron las primeras investigaciones que permitieron realizar una estimación cuantitativa de la composición de la lutita, utilizaron una técnica radiográfica que involucra a la difracción-absorción. El análisis de 300 muestras de lutitas paleozoicas y más recientes demostró un rango de contenido de cuarzo de 10 a cerca del 80%, promediado a un 34%, el feldespato tiene amplias variaciones, de 0 a casi 30 % pero promediado únicamente a 3.6%.

2.4.2. Lutitas

En los análisis de lutitas, los carbonatos estaban generalmente ausentes, promediados en un 2.7 %, aunque algunos contienen alrededor del 50 %, en el caso de las margas. El contenido de minerales de arcilla se promedio en 64 % pero vario desde 50 % a cerca del 90 %.

Debido a que la composición mineral de las fracciones de sedimento difiere de la de la fracción de arcilla en la lutita, claramente se deduce que la composición mineralógica y química es dependiente de la textura (**Tabla 2.4**). Si las fracciones finas consisten en los mismos minerales observados en fracciones más gruesas (pero en diferentes proporciones),

entonces se tiene la misma fuente generadora de sedimento, esto se hace para calcular la probable composición mineral de cada fracción. El resultado de los cálculos se muestran en la **Tabla 2.4**, donde se puede observar que las fracciones más finas son más pobres en cuarzo y ricas en minerales de arcilla (caolinita, sericita, paragonita y óxido de hierro).

Tabla.2.4 Cálculo de composición mineral de las fracciones de arcillas y lutitas. (Tomado de Corrales, 1977).

Componentes	Tamaño de fracción de arcilla		
	Sedimentos	Arcilla gruesa	Arcillas finas
Caolinita y minerales de arcilla	7.5	17	23.2
Sericita y paragonita	16.6	21.2	22.1
Cuarzo	36.7	19.3	13.1
Clorita y Serpentina	8.2	10.3	7.3
Limolita, hematita y pirita	3	5.5	8
Calcita y dolomita	10.5	7.5	5.7
Feldespatos	12.6	7.2	7.3
Zeolitas	3	7.5	6.9
Titanita y rutilita	1.7	2	1.7
Materia Carbonosa	0.2	0.9	0.6
Humedad	0.9	1.3	4.1
TOTAL	100.9	99.7	100

Las rocas sedimentarias pelíticas se constituyen principalmente de granos de tamaño menor de 0.002 mm. Estas rocas ocupan del 45 al 55% de todas las rocas sedimentarias que rellenan las cuencas terrígenas. Pueden formarse prácticamente en cualquier zona de sedimentación, en ríos, lagos, deltas y océanos (en las plataformas, en las pendientes continentales y en las fosas oceánicas).

La lutita (**Figura 2.6**) es una roca sedimentaria compuesta por partículas del tamaño de la arcilla y del limo, que constituyen más de la mitad de todas las rocas sedimentarias. Las partículas de estas rocas son tan pequeñas que no pueden identificarse con facilidad sin grandes aumentos, por esta razón, resulta más difícil estudiar que a la mayoría de las otras rocas sedimentarias (Pettijohn, 1975).

Las lutitas se componen de minerales arcillosos (grupo de la caolinita, grupo de la montmorillonita, illita, etc.), que se forman en el campo sedimentario (neoformación) y de fragmentos de cuarzo, feldespato y mica; producto de un mayor transporte y desgaste máximo; además contienen componentes adicionales como: hematita, limonita, calcita, dolomita, yeso y algunos sulfuros. Estas rocas son de colores muy variables; siendo las más comunes: gris, verde, rojo, café y negro. En la mayoría de los casos, las variedades negras son particularmente ricas en materia orgánica. La lutita es una roca masiva, terrosa, normalmente bien compactada, a menudo contiene fósiles, por ejemplo, foraminíferos, ostrácodos, graptolitos, trilobites y amonoides. Muchas lutitas muestran bioturbación es decir una estructura sedimentaria irregular producida por la acción de organismos excavadores.



Figura 2.6 Lutita con materia orgánica de la Formación Soyotal, en las proximidades de San Joaquín, Qro.

Una forma de clasificar estas rocas y de distinguir las, es tomando en cuenta sus propiedades físicas que pueden ser reconocibles megascópicamente las cuales se deben principalmente al tamaño de las partículas (**Tabla 2.5**).

Tabla 2.5 Propiedades de la Lutita y Limolita (Tomado de Vera, 1994).

SEDIMENTOS	INCONSOLIDADOS	CONSOLIDADOS	ROCA
Más finos	Plasticidad fuerte	Laminación y fisibilidad	“ <u>Lutita</u> ”
Menos finos	Plasticidad débil	Aspecto masivo y fractura concoidea	“ <u>Limolita</u> ”

A pesar de su abundancia, las lutitas no están expuestas en afloramientos extensos como ocurre con las areniscas y calizas que son rocas más resistentes, debido a su grano fino no son tan conocidos como algunos otros materiales sedimentarios ya que en la superficie fácilmente se intemperizan. Lo fino de sus partículas hace más difícil su estudio pues no se definen bien a través de los estudios petrofísicos tradicionales en el microscopio. Para su estudio se debe recurrir a los análisis de composición química o técnicas especiales, tales como rayos X y análisis térmico diferencial. Por estos motivos, la descripción, clasificación y la interpretación de las lutitas son poco exactas al respecto.

Debido a su tamaño de las partículas que conforman las lutitas este no se puede determinar por los métodos de cribado. También, algunas lutitas pueden estar firmemente cementadas por lo que no pueden ser separados en partículas individuales, lo que hace imposible determinar el tamaño exacto.

Las diminutas partículas de la lutita indican que se produjo un depósito como consecuencia de la sedimentación gradual. Entre esos ambientes se cuentan los lagos, las llanuras de inundación de ríos, lagunas, plataformas continentales, talud y zonas de las cuencas oceánicas profundas. Incluso en esos ambientes suele haber suficiente turbulencia (corrientes de turbidez) como para mantener suspendidas las partículas de tamaño arcilloso por un tiempo prolongado.

Aunque la lutita es, con mucho, más común que las otras rocas sedimentarias, normalmente no atrae tanto la atención como otras rocas menos abundantes, la razón es que la lutita no forma afloramientos tan espectaculares como suelen hacer la arenisca y la caliza. En cambio, la lutita se disgrega con facilidad y suele formar una cubierta de suelo que oculta debajo la roca no intemperizada.

Aunque las capas de lutita no pueden formar acantilados escarpados y afloramientos destacables, algunos depósitos tienen valor económico. Algunas lutitas se extraen para obtener materia prima para la cerámica, la fabricación de ladrillos, azulejos y porcelana. Además, mezclados con la caliza, se utilizan para fabricar el cemento portland. En un tipo de lutita, denominada lutita bituminosa, se ha convertido en un recurso energético valioso, dentro de los hidrocarburos no convencionales.

2.4.3. Limos y limolitas

Se denominan limolitas y argilitas según si la medida de las partículas es, respectivamente, superior o inferior a 1/256 mm; cuando no son coherentes reciben los nombres de limos y arcillas.

Aunque el limo parece muy abundante en la naturaleza, la limolita no es una roca tan común como lo son la lutita y la arenisca. El limo se presenta principalmente como un componente de las lutitas más que como limolita. En algunos perfiles geológicos, es común que las limolitas se presenten con lajas delgadas interestratificadas con lutitas. Raramente las limolitas constituyen estratos de cualquier espesor considerable y raras veces constituyen una formación.

El limo es un material con tamaño entre 1/16 a 1/256 milímetros de diámetro (0.05 a 0.005 mm y 0.1 a 0.01 mm), también se puede definir como un sedimento en donde el 50% de las sus partículas se encuentran entre estos rangos (Pettijohn 1975). La limolita es un limo consolidado. Si la limolita se deposita y se estratifica con fisibilidad plana, la roca será una lutita limosa, sin embargo, no muchas lutitas contienen 50% o más porcentaje de limo y no se consideran limolitas, a diferencia de las lutitas, están entrelazadas por cementantes químicos, presentan estratificación cruzada en una pequeña escala, esto es evidencia de inyección y fluencia interestrato. Generalmente el contenido de limo en una limolita no se especifica, pero desde que las lutitas normalmente contienen por lo menos un 50 % de limo, es razonable definir que a las limolitas como una roca en donde 2/3 de la roca está compuesta por limos.

Las limolitas tienden a estar en estratos de 1-10 cm de espesor, esto quiere decir que son duras, capas durables, generalmente delgadas, muestran una escala pequeña de

estratificación cruzada y varias estructuras primarias, notable estriación y moldes de flujo y lineación primarias de corriente.

Las partículas de los limos son angulosas parecidas a la redondez de los granos de arena, en cambio las limolitas en parte están cementadas por un mineral cementante y en otra parte simplemente enlazados mediante la recristalización del material arcilloso.

En cuanto a la composición los limos y las limolitas se encuentran entre las areniscas y las lutitas. Son más ricos en sílice, pobre en alúmina, potasio, y agua que las lutitas. Las limolitas se componen de limo cuarzoso. La mayoría de las limolitas contienen mica en abundancia así como minerales arcillosos y clorita. Debido a la fineza del grano, las partículas de roca están prácticamente ausentes. No existe una subdivisión o clasificación de las limolitas.

Conforme se acumula el limo y la arcilla, tienden a formar capas delgadas, a las que se suele hacer referencia como láminas. Inicialmente las partículas de las láminas se orientan al azar. Esta disposición desordenada deja un elevado porcentaje de espacio vacío (denominado espacio de poros), que se llena con agua. Sin embargo, esta situación cambia normalmente con el tiempo conforme nuevas capas de sedimento se sobreponen y se compacta el sedimento situado debajo.

Durante esta fase las partículas de arcilla y limo adoptan una alineación más paralela y se compactan. Esta reordenación de los granos reduce el tamaño de los espacios de poros, expulsando gran parte del agua, el gas o el aceite que contienen. Una vez que los granos han sido compactados mediante presión, los diminutos espacios que quedan entre las partículas no permiten la circulación fácil de las soluciones que contienen el material cementante.

2.5. Geometría de los depósitos sedimentarios

2.5.1. Estratificación y laminación

Estrato: Es un nivel (un cuerpo generalmente tabular) de roca o sedimento, con litología homogénea o gradacional, que se deposita durante un intervalo de tiempo definido (Campbell, 1976).

Lámina: Es una capa de espesor inferior a un centímetro diferenciada dentro de un estrato. La superficie de una lámina puede ser paralela o no a la superficie de estratificación del estrato que las contiene. La lámina está siempre subordinada al estrato.

La estratificación, cuando se estudian rocas sedimentarias se refiere a la disposición en estratos de los materiales depositados en una cuenca sedimentaria. Se consideran como estratos si estos tienen un espesor mínimo de un centímetro. Los planos de contacto entre las diferentes capas se llaman planos o superficies de estratificación.

Existen diversas causas que originan la estratificación, las más importantes son:

- Los cambios de estación en el año.
- Cambios de clima.
- Cambios de competencia de las corrientes.
- Elevación del nivel del mar.
- Descenso del nivel del mar.
- Crecimiento de organismos.
- Asentamiento del material en suspensión.

La estratificación es la disposición en estratos de los sedimentos, rocas sedimentarias y algunas rocas metasedimentarias. La estratificación se refiere tanto al aspecto geométrico (dispositivo en capas sucesivas) como al genético (intervalos sucesivos de sedimentación).

La laminación es la disposición sucesiva de láminas dentro de un estrato. Existen dos tipos de laminación: laminación paralela y laminación cruzada. En consecuencia, se diferencian tres tipos simples del arreglo interno de los estratos: sin laminación interna, con laminación cruzada y con laminación paralela.

Las láminas se pueden reconocer en los estratos lutíticos por algunas de las siguientes causas:

- Cambios de color que implica modificaciones en el contenido de materia orgánica.
- Cambios texturales.
- Cambios mineralógicos.

En las areniscas las láminas se reconocen por alguna de las siguientes causas:

- Cambios en las concentraciones de algunos minerales, como el caso de los minerales pesados en algunas arenas de playa o el caso de las micas en sedimentos depositados por corrientes de tracción.
- Cambios en el tamaño del grano presentando granoclasificación (normal o inversa).
- Cambios en el contenido de matriz micrítica.

2.5.2. Causas de la estratificación

La estratificación se produce por efecto de la interacción compleja de las condiciones físicas, químicas y biológicas que regulan la sedimentación. De entre los autores más destacados cabe citar a Vassoevich (1951), Nalivkin (1956) y Lombard (1956 y 1963.) Las causas de la estratificación son:

- a) Interrupciones en la sedimentación: son muy características de medios en los cuales el depósito es episódico. Un ejemplo es el de la llanura de inundación fluvial, ambiente en el que la sedimentación tiene lugar preferentemente en los cortos intervalos de desbordamiento de los ríos, separados entre sí por largos episodios sin

sedimentación. Los ejemplos más característicos de superficies de estratificación ligadas a interrupciones sedimentarias son aquellos que separan estratos de la misma naturaleza y textura, y donde la estratificación se pone de manifiesto por superficies netas que serían superficies del antiguo fondo de la cuenca sedimentaria en las que habría habido un endurecimiento durante el intervalo de tiempo que duro la interrupción sedimentaria.

- b) Cambios en las condiciones de sedimentación: dentro de estos cambios se pueden diferenciar dos grandes grupos. El primero corresponde a los cambios que afectan al área fuente de los sedimentos lo que origina cambios en la calidad y cantidad de materiales que pueden ser transportados hasta la cuenca sedimentaria adyacente; todos estos cambios se deben a modificaciones en el clima, incrementemos en la erosión, etc. El segundo se refiere a las modificaciones internas dentro del medio sedimentario, como las modificaciones de la energía de las corrientes que transportan sedimentos, modificaciones en la química del agua, cambios en las condiciones y oxidación del fondo, etc.

Los cambios bruscos, de cualquiera de los tipos citados, implicaría la formación de superficies de estratificación netas, que separan estratos de distintas naturaleza o distintas propiedades. Por lo contrario los cambios graduales implicarían superficies de estratificación difusas, con cambios graduales en la litología, textura o de color.

2.5.3. Origen de la laminación

No todos los tipos de laminación tienen el mismo origen sino que hay diversos tipos genéticos. Se consideran a los tipos litológicos: laminación en lutitas y laminación en areniscas.

La laminación en lutitas se produce por cambios periódicos de las condiciones físico-químicas del medio sedimentario. En algunos casos se debe a pequeñas fluctuaciones en la calidad y en la cantidad de aportes de materiales detríticos.

La laminación en areniscas tiene un origen muy diferente a la de las lutitas. Algunas laminaciones se forman por la repetición de intervalos sin depósito en los que tiene lugar la concentración de material más grueso en el fondo de un cauce, seguidos de intervalos de depósito.

2.5.4. Superficies de estratificación

Representa un episodio de no depósito, de erosión o cambio en las condiciones de sedimentación, en el que cambia a otro tipo de sedimentos. Se obtienen muchos datos como la intensidad de la erosión en caso de existir, de si ha habido o no depósito, etc. En su análisis están presentes dos aspectos importantes: las huellas de corrientes y de organismos.

Es muy frecuente que en el techo, como en la base, aparezcan estructuras sedimentarias, teniendo estas importancia para determinar la polaridad (cuál es la capa superior) y el sentido y/o dirección de las corrientes de aporte (**Figura 2.7**).

Los límites inferior y superior se pueden clasificar según:

- Sus características: superficies netas (erosivas o no) o superficies graduales.
- Su geometría: planares o irregulares (onduladas o curvadas).
- Su genética: superficies con estructuras de corriente, orgánica, de carga, ondulados con ripples, bioturbación, nodulosos.

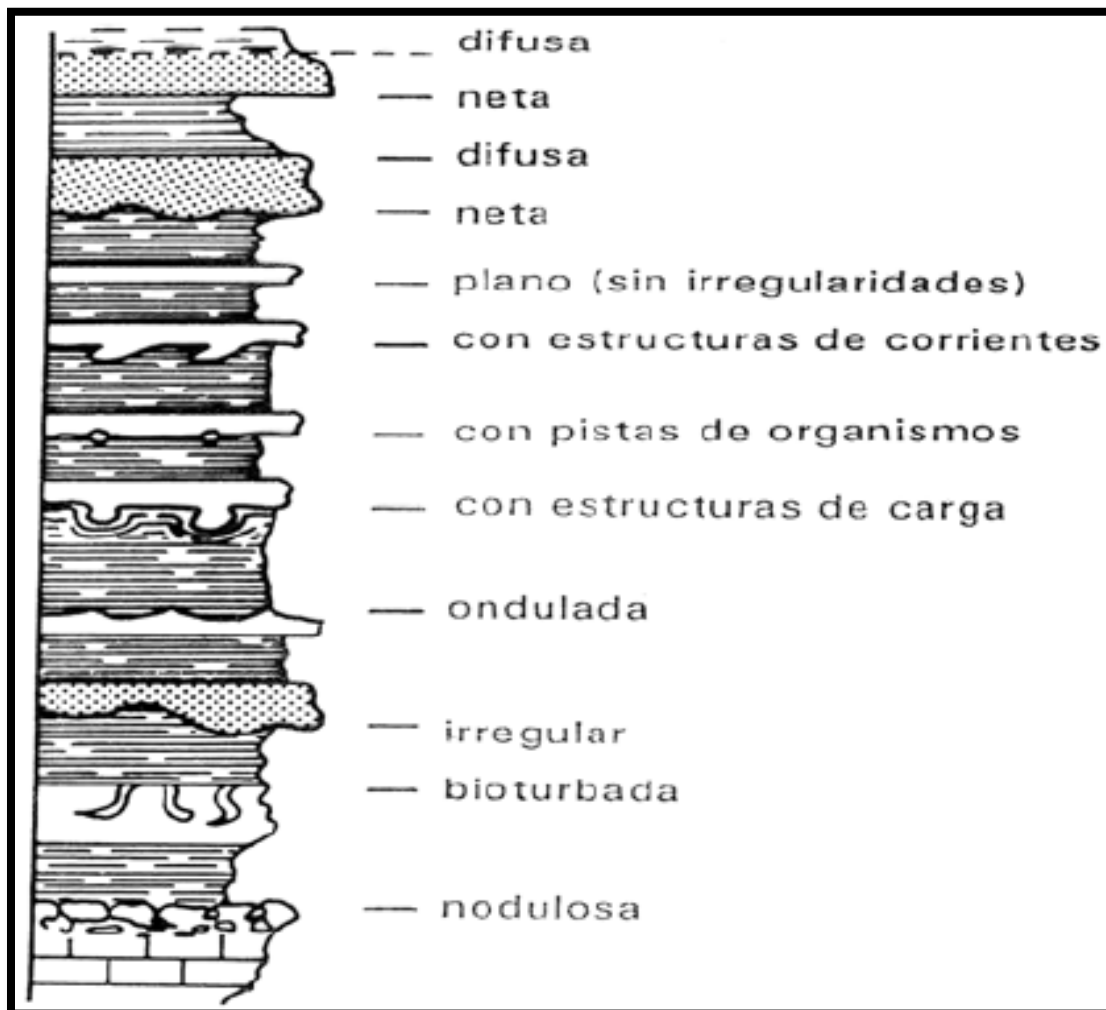


Figura 2.7 Distintos tipos de superficie de estratificación (Tomado de Vera, 1994).

2.5.5. Geometría

Se puede establecer una clasificación de tipos geométricos a partir de la geometría del techo y del piso del estrato (**Figura 2.8**).

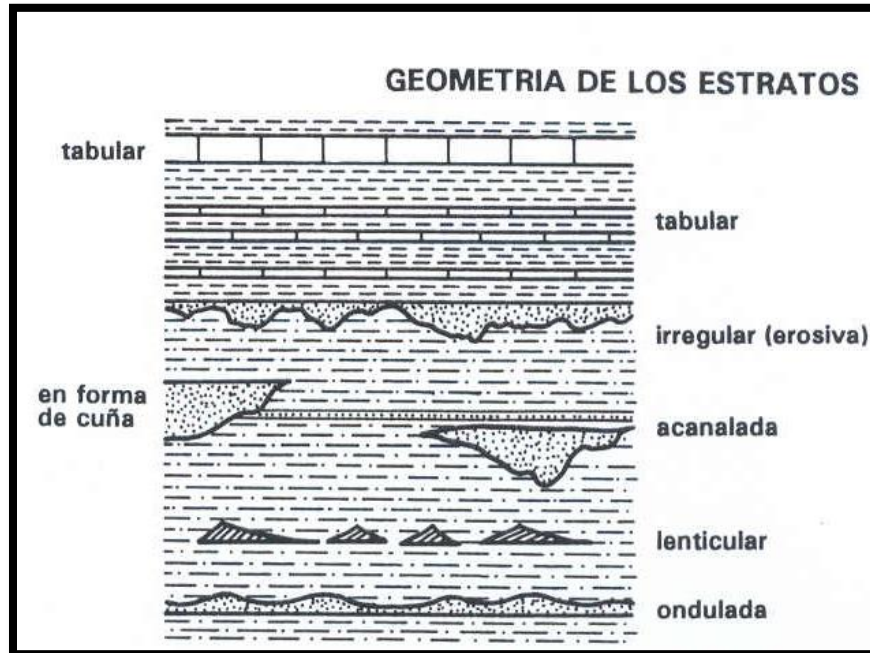


Figura 2.8 Tipos más simples de geometrías de estratos de acuerdo con su continuidad, forma de las superficies de estratificación y variación lateral de espesor (Tomado de Vera, 1994).

- Estratos tabulares.- Cuando las dos superficies de estratificación (techo y piso) son planas y paralelas entre sí.
- Estratos irregulares, con piso erosivo.- Son estratos con gran extensión lateral, con un piso irregular y un techo plano, por lo que su espesor es variable.
- Estratos acanalados.- Con escasa extensión lateral y espesor muy variable, con una geometría interna semejante a la de la sección de un canal.
- Estratos en forma de cuña.- Se trata de estratos limitados por superficies planas o paralelas entre sí, que terminan lateralmente por pérdida progresiva de espesor.
- Estratos lenticulares.- Son discontinuos con el piso plano y el techo convexo. Una variante de estos son los estratos con forma biconvexa.
- Estratos ondulados.- Se caracterizan por ser continuos son piso plano y techo ondulado, con estructuras de ripples de corrientes y de olas.

2.6. Ambientes sedimentarios

Un ambiente deposicional, ambiente sedimentario o medio sedimentario es simplemente un segmento de la superficie terrestre donde se acumulan los sedimentos (**Figura 2.9**). Cada lugar se caracteriza por una combinación particular de procesos geológicos (procesos sedimentarios) y condiciones ambientales (físicas, químicas y biológicas) que la diferencian de zonas adyacentes. Algunos sedimentos, como los sedimentos químicos que precipitan en cuerpos acuáticos, son únicamente el producto de su ambiente sedimentario, en este caso

los minerales que los componen se originaron y se depositaron en el mismo lugar. Otros sedimentos se forman lejos del lugar donde se acumulan, estos materiales son transportados a grandes distancias de su origen por una combinación de gravedad, agua, viento y hielo.

Es el lugar de la superficie terrestre en el que se realiza un proceso sedimentario que puede individualizarse de las zonas limítrofes por sus características físicas, químicas y biológicas, las cuales van también a determinar las propiedades del sedimento (Riby, 1972).

De acuerdo a la definición de Reineck en 1975, un ambiente sedimentario “es el conjunto de condiciones físicas, químicas y biológicas que determinan las características particulares de un sedimento o roca sedimentaria y es diferenciable de los ambientes adyacentes”.

En cualquier momento la situación geográfica y las condiciones ambientales de un ambiente sedimentario determinan la naturaleza de los sedimentos que se acumulan. Por consiguiente, los geólogos estudian las características de los sedimentos en los ambientes deposicionales actuales, porque los rasgos que encuentran también pueden observarse en rocas sedimentarias antiguas.

El conocimiento minucioso de las condiciones presentes en la actualidad, ayuda a reconstruir los ambientes antiguos y las relaciones geográficas de un área en el momento en que un conjunto concreto de capas sedimentarias se depositó.

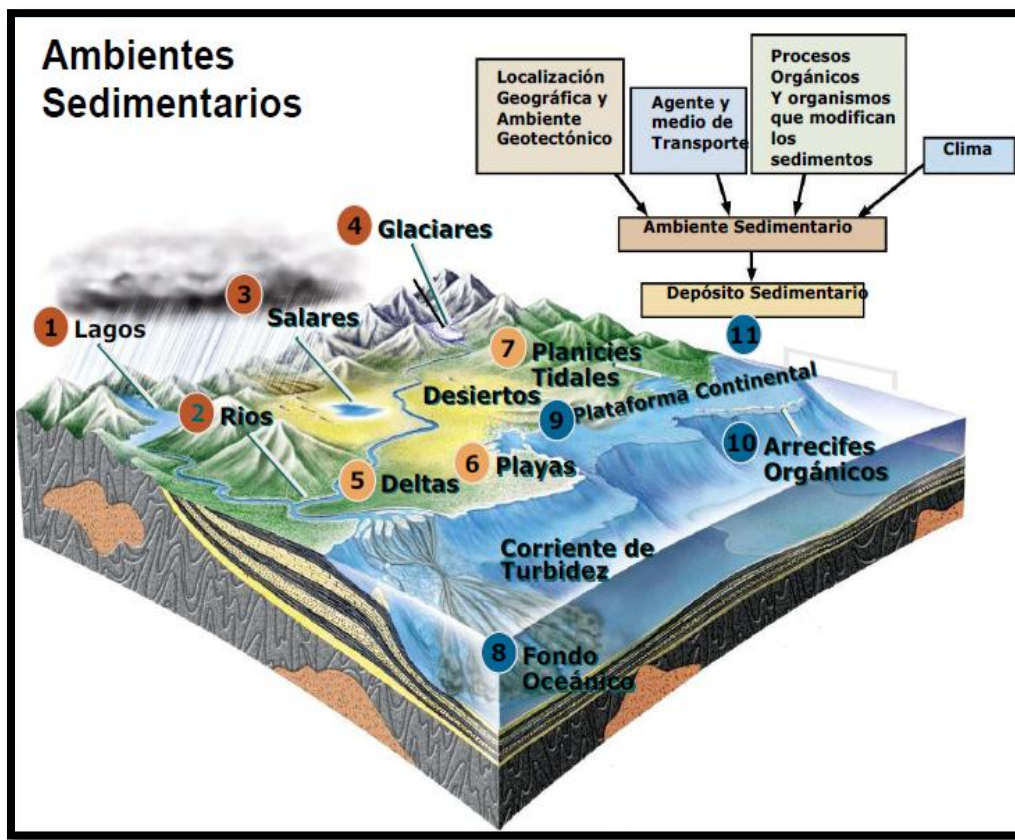


Figura 2.9 Ambientes Sedimentarios (Tomado de <http://geolomex.blogspot.com>, 2008).

Los ambientes sedimentarios suelen estar localizados en una de las siguientes tres categorías: continental, marina o de transición. Cada uno produce una roca o una agrupación sedimentaria característica que refleja las condiciones predominantes.

El agrupamiento de las variadas posibilidades de ambientes sedimentarios que se dan sobre la superficie terrestre, han tenido fundamentalmente una base geográfica, distinguiéndose desde Grabau (1930), Twenhofel (1939), Pettijohn (1956), Dumbor y Rodgers (1956), Krumbein y Sloss (1959), los tres grandes conjuntos ya mencionados: continentales, marinos y de transición.

2.6.1. Ambientes continentales

Es erosivo cuando en el ambiente dominan los procesos de denudación implicando también una morfología erosiva, así como sus productos (**Figura 2.10**). Es de depósito si en él dominan los procesos de acumulación, este tipo de ambientes son los que dejan huella en el registro geológico (Walker, 1992). A continuación se describen las principales características de los ambientes continentales.

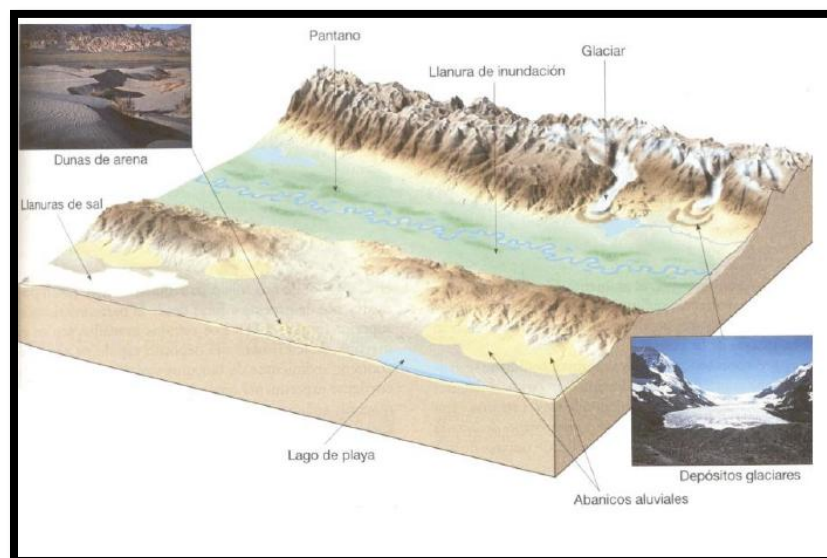


Figura 2.10 Ambiente Sedimentario Continental (Tomado de E.J. Tarbuck, 2000).

2.6.1.1. Ambiente glacial

Este ambiente sedimentario consta de hielo en grandes masas y de agua de fusión, lo que da como resultado una geometría irregular, arriñonada de bandas alargadas y con lentejones de metros a decenas de metros (**Figura 2.11**). La energía se debe al movimiento del hielo, por gravedad y por el arrastre del agua de fusión, en general no cuenta con actividad biológica. La forma del depósito varía según el tamaño y la morfología está condicionada por las características del relieve a la altitud y la latitud geográfica (Kukal, 1971). Su litología está compuesta por conglomerados, conglomerados arenosos, areniscas conglomeráticas, areniscas y limolitas en menos proporción; consta de estructuras sedimentarias caóticas, estratificación lenticular y flaser; la red de paleocorrientes es

unimodal de pequeña variación en el vector local, los fósiles están prácticamente ausentes, a veces se encuentran vertebrados arrastrados.

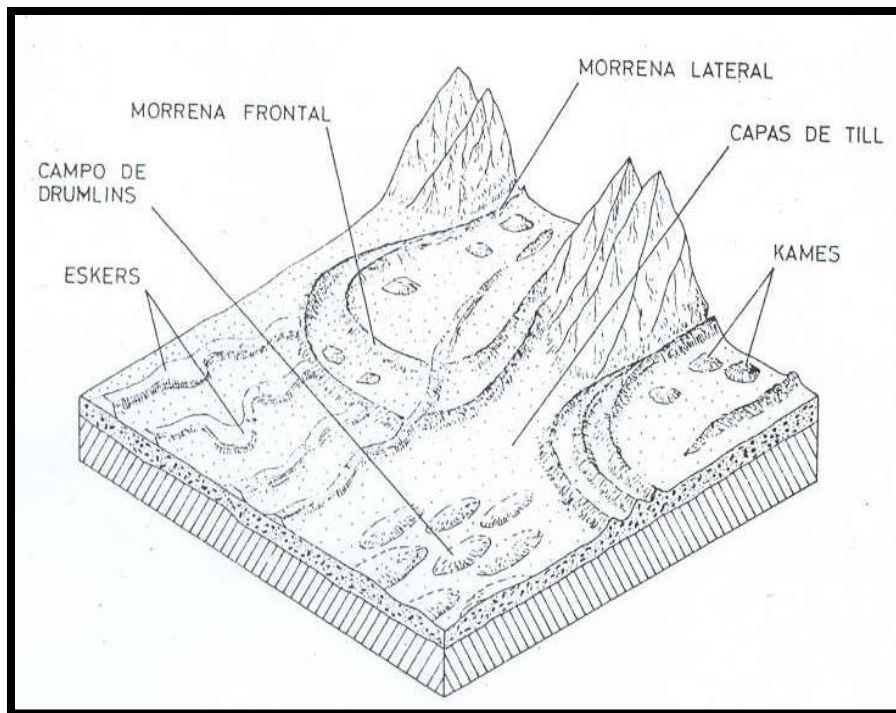


Figura 2.11 Principales tipos de depósitos glaciares (Tomada de Corrales, 1977).

2.6.1.2. Ambiente eólico desértico

Su principal agente de erosión y transporte es el aire, accidentalmente agua (red torrencial con grandes crecidas), su geometría está condicionada por los límites de las vertientes externas, medios fluviales áridos marginales y a veces lagos temporales; la energía se debe al viento y corrientes de agua efímeras así como a la energía térmica; no cuenta con importancia biológica. Existen diferentes marcos geográficos en los que el viento puede transportar y depositar partículas sueltas, ya que, como señala Allen (1970), la condición indispensable para que el viento pueda actuar es la ausencia de cobertura vegetal o de suelo. Las formas de los depósitos corresponden con bancos arenosos de tendencia planar, irregulares., superficies truncadas con formas onduladas irregulares, dunas y cordones de dunas. La litología abarca desde arenas de grano grueso a arenas de grano fino y ocasionalmente partículas más pequeñas, (limos y arcillas). Por lo general presentan buena clasificación, se componen de arenas de variada composición. Se caracteriza por presentar estratificación cruzada grande, tabular o en surco, rizaduras asimétricas, espaciadas y de pequeña amplitud, laminación horizontal y deformaciones penecontemporánea a pequeña escala. El vector de corrientes varía de local, uni-bi o polimodal; los fósiles están ausentes aunque, a veces hay restos de vertebrados y vegetales; también es posible encontrar huellas de organismos y en las zonas litorales restos de fauna transportada.

2.6.1.3. Lacustre

En este ambiente encontramos como agente al agua que, generalmente es de baja salinidad, es limitado en tamaño, con profundidad variable y tendencia circular, troncocónica aplanada; puede tener límites con playas, deltas, ríos, etc. La energía es térmica y química o de oleaje y viento, con una gran cantidad de procesos biológicos. La actividad biológica es importante ya que existen variaciones desde el exterior hasta zonas profundas; las formas son prismáticas y con lentejones irregulares con una litología compuesta por detritos de grano fino, calcáreo y evaporítico, con influencia variable de sales y gases disueltos. Las facies marginales son generalmente detríticas gruesas por lo general las secuencias son de detritos de diferente granulometría. Las estructuras sedimentarias son laminación, rizaduras, estratificación cruzada y canales. La red de paleocorrientes es regional centrípeta, bimodales sobre la costa con vector local unidireccional; los fósiles son frecuentes con faunas y flora variadas, aunque en las zonas marginales es común encontrar niveles carbonosos.

2.6.1.4. Abanico aluvial

Los abanicos aluviales (**Figura 2.12**) son depósitos continentales caracterizados por sedimentos gruesos que son transportados pendiente abajo por un río de montaña, generalmente de valle angosto; estos sedimentos una vez que pierden su confinamiento, son esparcidos en forma de abanico (Hooke, 1957). Los abanicos aluviales actuales se caracterizan (Bull, 1972) porque cada uno de ellos deriva de un área fuente, siendo transportado el material resultante de la erosión de aquella por una sola corriente principal de agua; el depósito del material presenta forma de cono. En la zona de mayor pendiente, el cauce es generalmente recto, pero una vez que emerge en la planicie o en un valle más amplio, la corriente se divide en numerosos canales entrelazados y/o discontinuos. Los canales son más y más numerosos a medida que la pendiente se hace más suave. Parte del material sedimentado forma barras en el medio de los canales y a medida que dichos canales se rellenan, los mismos migran lateralmente una corta distancia hacia otra posición.

La porción proximal del abanico aluvial representa la parte de tamaño de grano más grueso y mal clasificado, exhibiendo capas masivas y algunas zonas con gradaciones y estratificación cruzada; mientras que las partes más distales y de menor pendiente presentan los sedimentos más finos, mejor clasificados y mejor estratificados (laminación paralela y estratificación cruzada planar). Las partículas abarcan desde bloques grandes hasta arcillas, teniendo más del 50% de los mismos diámetros mayores a 2 mm; en este ambiente es común encontrar cambios bruscos de tamaño de grano.

Los abanicos aluviales tienen generalmente forma de cono, y el área de depósito puede ser muy variable, con longitudes generalmente en el orden de decenas a centenas de metros de ancho, mientras que los espesores varían entre decenas de metros a centenar de metros.



Figura 2.12 Abanico Aluvial (Tomado de geociencia.org, 2006.)

2.6.1.5. Ambientes fluviales

Constituyen uno de los medios continentales de mayor importancia estratigráfica, puesto que en ellos se han acumulado y transportado gran cantidad de sedimentos de diversa granulometría (**Figura 2.13**); a lo largo de la historia de la Tierra se tiene un registro estratigráfico rico en depósitos fluviales, habiendo quedado conservados en la columna geológica, siendo comunes los depósitos del Paleozoico, Mesozoico y Cenozoico. Por otra parte, dada la universalidad de las corrientes fluviales, sus depósitos tienen una amplia distribución geográfica. El flujo dentro de un canal y su efecto sobre la erosión, el transporte y la sedimentación, está determinado por la distribución de las velocidades de corriente y la turbulencia del agua (Allen, 1965). Las áreas de máxima velocidad y alta turbulencia, son los lugares adecuados para la erosión, mientras que las áreas con baja velocidad y escasa turbulencia son las propicias para la estabilidad y la sedimentación en canales, barras, llanuras de inundación, etc.

Los cursos de los ríos pueden dividirse fundamentalmente en tres grupos de acuerdo a las características de su geometría: rectos, entrelazados y meandricos. Sus principales características se describen a continuación.

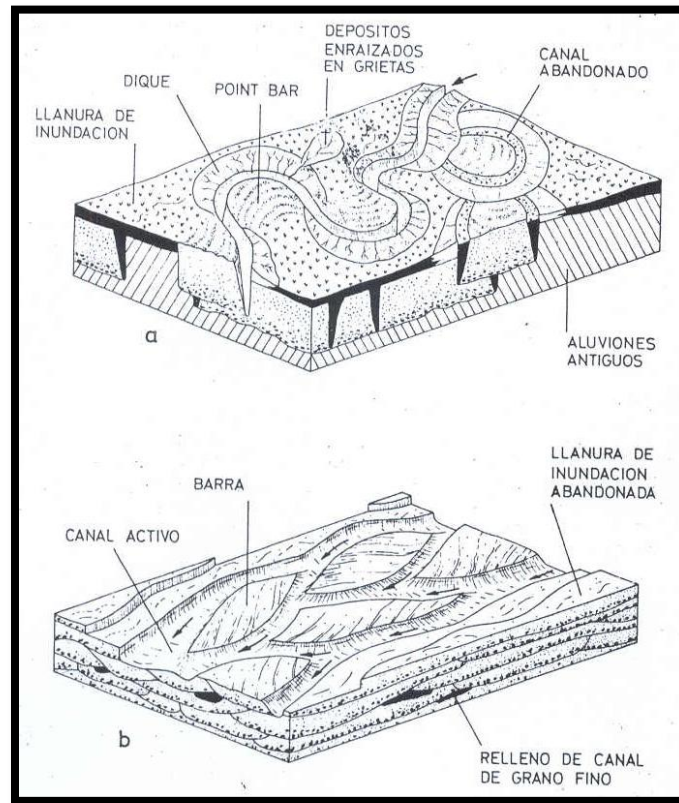


Figura 2.13 Localización de los distintos tipos de sedimentos fluviales: a) Ríos meandriformes; b) Ríos anastomosados. (Tomada de Corrales, 1977).

2.6.1.5.1. Corrientes en línea recta

Según Allen (1970), los cauces rectos son relativamente raros y además en ellos solo se depositan pequeñas cantidades de sedimentos. Las corrientes que fluyen en valles fácilmente erosionables tienen cauces rectos que pocas veces llegan a tener más de 10 veces el ancho del canal; en valles estrechos los cauces pueden extenderse por varias millas. El flujo de estos cauces rectos generalmente toma un curso sinuoso en algunos sectores y llega a producir pequeñas barras (barras de meandros) en los lados del canal. El relleno de estos canales puede presentar cambios verticales o laterales, y puede además ser similar a los depósitos de barras de meandros o a los de complejos de ríos entrelazados.

2.6.1.5.2. Corriente entrelazada (anastomosados)

Los canales entrelazados o anastomosados son característicos de las corrientes que tienen grandes fluctuaciones en el flujo y en la carga de sedimentos. El entrelazamiento se inicia al formarse barras sumergidas que al bajar el nivel del agua después de una creciente quedan expuestas. Tales barras desvían las aguas a su alrededor y se convierten en zonas estables dentro del canal. En los ríos intermitentes, estas barras generalmente cambian de posición durante las crecientes al ser cortadas por nuevos canales. Los complejos de corrientes

entrelazadas aumentan por el proceso de acreción vertical, especialmente en los ríos intermitentes, los cuales, después de las crecidas, descargan grandes volúmenes de sedimentos y obstruyen los canales. Al producirse una reducción gradual en la velocidad de la corriente, se inicia una gradación (grueso en la base y fino hacia la cima) en cada unidad sedimentaria, así como también una disminución en la magnitud de las estructuras sedimentarias (Allen, 1970).

Los sedimentos de corrientes entrelazadas o trenzadas son el resultado de la alternancia de las etapas de socavación por inundación y posteriormente del relleno de múltiples canales interconectados dentro de los límites del valle de un río. Los canales que se anastomosan (canales trenzados), se forman en las partes de la corriente con pendientes relativamente altas, sujetas a una amplia fluctuación en el flujo y con una fuente abundante pero intermitente de sedimentos.

En las épocas cuando el nivel de las aguas es bajo, el flujo de la corriente queda confinado a los canales, los cuales están separados por barras de sedimentos del tamaño de la arena y la grava. Estas barras se forman durante la época de descenso del río, cuando los sedimentos se acumulan alrededor de alguna obstrucción o de los restos de una antigua barra, los cuerpos de arena depositados por las corrientes anastomosadas se adaptan a la geometría del valle del río. Durante la época de creciente, todo el valle está frecuentemente sujeto a socavación, la corriente crea nuevos cauces en los sedimentos del fondo y los canales últimamente rellenos se desarrollan a lo ancho.

Al progresar la agradación en el valle, las fases de inundación y sedimentación se preservan, en forma de superficies locales cuyos sedimentos gradan de gruesos a finos hacia arriba (Costello & Walker, 1972). Típicamente, los depósitos de las corrientes entrelazadas muestran poca variación vertical o lateral, aunque a lo largo del curso se nota una disminución en el tamaño de los granos desde la zona de aporte a la de depósito.

Los sedimentos acumulados por las corrientes entrelazadas son de excelente calidad por lo que al litificarse forman excelentes rocas almacén; típicamente son muy porosas y permeables; la existencia de barreras de buena permeabilidad o con restricción al flujo de los fluidos, es mínima.

2.6.1.5.3. *Corriente meándrica*

Las corrientes que desarrollan meandros son usualmente aquellas de baja pendiente, con moderada carga de sedimentos y con fluctuaciones moderadas en la descarga (**Figura 2.14**). La velocidad de la corriente es mayor a lo largo de la zona de mayor pendiente o también en esta zona es mayor el transporte de sedimentos, especialmente el de materia más grueso. El transporte más activo de sedimentos ocurre cuando el río está crecido y simultáneamente se produce la mayor erosión en la orilla de la socavación (Allen, 1971).

Las barras de meandro se desarrollan, al disminuir la crecida del río, en las zonas internas de los meandros. En una barra de meandros existe una reducción en el tamaño del grano desde la base a la cima, así como también una disminución en la magnitud de las

estructuras sedimentarias, desde estratificación cruzada en gran escala hasta pequeñas rizaduras con láminas entrecruzadas. La sedimentación se efectúa sobre toda la superficie de la barra y a medida que se acentúa el meandro, las arenas de barra se amplían por un proceso de acreción lateral.

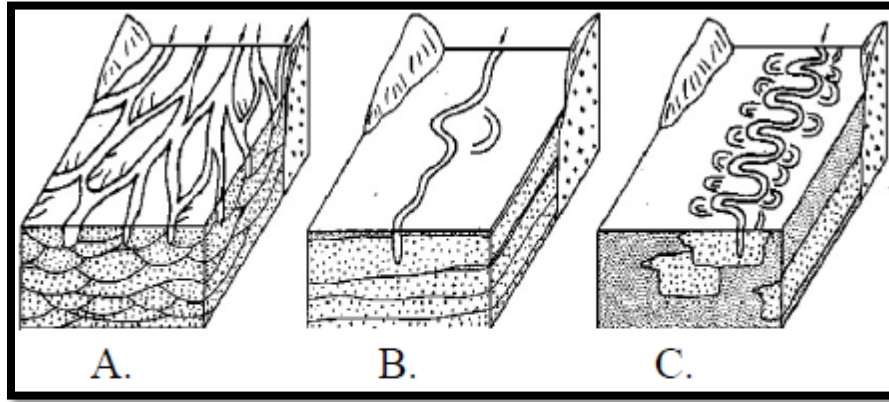


Figura 2.14 Distintos ambientes fluviales. A. Corriente anastomosada. B. Corriente de baja sinuosidad. C. Corriente meándrica (Modificado de Corrales, 1977).

2.6.1.5.4. Barras de meandros

Las barras son características de los ríos con meandros, pero también son comunes, en forma incipiente, en los flancos de los ríos más o menos rectos. Las variaciones en textura y en estructuras sedimentarias de estas barras son el producto de los cambios de velocidad y de la competencia de la corriente en diferentes sitios de la superficie de la barra.

La mayor velocidad y la carga del material grueso en la zona más profunda del canal, producen la acumulación de gravas en capas gruesas o estratificación cruzada en sedimentos gruesos, y al crecer el meandro forma una base que se caracteriza por estos sedimentos. Sección arriba en la barra, en la zona intermedia, la estratificación cruzada ocurre en escala media y grande, lo que constituye la estructura dominante. La zona superior, se cubre de manera intermitentemente por aguas poco profundas de inundación que muestran pequeñas rizaduras de corriente. Debido a los diferentes niveles de las crecidas sobre toda la superficie de la barra, se pueden formar estructuras en pequeña escala; no obstante estas estructuras son raras en la zona interior debido a la erosión por crecientes posteriores. Los sedimentos de barra de meandro resultan de la divagación de un río, ya sea en un valle aluvial o en una llanura deltaica. Su forma está dada por la de los meandros y su tamaño está controlado por la profundidad del río (ríos profundos, y por lo tanto intervalos más gruesos tienen meandros con un radio de curvatura mayor). Los sedimentos que se depositan en una barra en crecimiento son: los de carga de tracción, de grano grueso, arrastrados en la parte profunda del canal y los de material de grano más fino, suspendido, que se deposita sobre la superficie de la barra en los periodos de bajo nivel del río. La erosión del lado donde incide la corriente y simultáneamente la formación de las barras, producen una migración lateral del meandro y acreción lateral de las barras. Es común encontrar que los sedimentos gruesos del fondo del canal estén cubiertos

progresivamente por sedimentos acumulados en las partes más altas de las barras (Allen, 1971).

Al quedar abandonados algunos segmentos de los meandros por estrangulación, ocurre el desvío de canal o el cambio del curso del río hacia otras áreas del valle; se produce un taponamiento del canal en su entrada superior y por lo tanto disminuye su capacidad de transporte. Eventualmente las gravas del fondo depositadas en el tramo abandonado y toda la barra de meandro llegarán a ser recubiertas por sedimentos de grano fino que llegan al canal solo en los periodos de inundación. La barra así preservada se adelgaza y termina hacia la última posición que alcanza la corriente, donde está desarrollada la sección más gruesa del relleno del canal que posteriormente es abandonado. Los valles que han tenido meandros durante mucho tiempo pueden estar cubiertos totalmente por los depósitos de barras de meandro de múltiples barras meándricas. Estos intervalos arenosos pueden tener varios kilómetros de ancho y decenas de kilómetros de largo y están orientados generalmente casi perpendiculares a las márgenes de las cuencas. Las arenas de las barras del complejo están separadas lateralmente por un laberinto de sedimentos de canales abandonados; no obstante el apilamiento de las arenas puede producir una interconexión vertical entre diferentes barras dentro de todo el complejo fluvial.

2.6.2. Transicionales o mixtos

Este tipo de ambientes se ubican en el límite continente-mar, que es donde aparecen los medios de transición o litorales; en esta zona ocurre la interacción del mar y sus factores energéticos continentales, como ocurre con los sedimentos fluviales que dan lugar a distintos medios y facies que dependen del tipo de costa.

Su geometría tiende a ser de abanico, aunque hay muchas variantes. Abundan los lentejones y cuñas en abanico, con disposición radial. Hay material detrítico de todos los tamaños, pero predominan las arenas en medios de alta energía y los limos y arcillas en zonas de baja energía; son comunes los minerales autigénicos.

2.6.2.1. Palustres

Se denomina así al ambiente de sedimentación propio de pantanos, marismas y sedimentos que se acumulan en zonas de agua estancada. Este ambiente se caracteriza por la formación de un tipo especial de sedimento formado por materia orgánica vegetal en un medio saturado que puede ser de agua dulce o de baja salinidad. Para que se forme una secuencia con alto contenido orgánico con este sedimento, es necesario un clima relativamente cálido, con abundantes lluvias o bien con un abastecimiento constante de agua, además de que se requiere de las siguientes condiciones básicas:

- Pantanos de pequeñas dimensiones, por lo general de unos pocos centenares de metros (pantanos), raramente superan un kilómetro de diámetro.

- Las márgenes de las orillas generalmente están invadidas por una masa semiflotante de vegetación cuyos restos forman un tapiz que se extiende hacia el agua y forma un falso fondo.
- Las aguas donde se desarrolla la turbera pueden ser de alcalinas a ácidas y tener una salinidad moderada a baja.

Este medio tiene como material agua, cenagosa, con gases disueltos (CH_4 , CO_2 , etc.), que se forman en condiciones anaeróbicas; su forma es ovalada con profundidad muy escasa aunque en algunos casos pueden tener formas lineales. Su energía es Química, térmica y biológica con escasa energía mecánica; la biología es muy importante ya que los depósitos son parcial o casi totalmente orgánicos, encontramos sedimentos de tamaño limo a arcilla, con predominio de restos orgánico vegetales formando estructuras sedimentarias como estructuras de raíces con escasas señales de corrientes. Los fósiles son muy abundantes, principalmente los vegetales.

2.6.2.2. Litoral (zona costera)

Este ambiente se caracteriza por la presencia de agua marina y accidentalmente aire (dunas litorales y playas) y por las alternancias de agua-aire; pueden ser de geometría muy variable con tendencia alargada a superficial, costas (playa), acantilados, barreras, manglares, etc. En este medio predomina la energía mecánica de oleaje y corrientes litorales y accidentalmente el viento, la biología es poco importante, excepto en manglares con gran importancia de vegetales; generalmente los abundantes componentes orgánicos están como detritos.

Las formas que adquiere este ambiente pueden ser variables, las hay de tendencia alargada, recta a curvada, paralela a la dirección de la costa; su litología consta de depósitos detríticos, de cantos a limos, predominando los limos y las arenas de grano medio y fino, y tienen una buena clasificación y se pueden encontrar restos de conchas en la fracción detrítica.

Las estructuras sedimentarias que encontramos es principalmente estratificación cruzada festoneada en canales; también se encuentran perforaciones en la parte inferior hacia el mar y abundante bioturbación. La red de paleocorrientes es bimodal, e incluso polimodal, predominan las corrientes hacia la costa y paralela a la misma; presentan en general una amplia desviación. Podemos encontrar abundantes fósiles bentónicos y alto contenido bioclástico en la fracción detrítica.

La zona costera (**Figura 2.15**) es el área geográfica transicional entre el océano, el continente y la atmósfera; incluye a las interfaces océano - continente, océano - atmósfera y continente - atmósfera; puede extenderse por varios kilómetros hacia el interior del continente e incluye la porción continental adyacente al mar, inundada por las fluctuaciones del nivel marino; su extremo marino lo rige el grado de influencia sub-aéreo, pudiendo estar ubicado en la plataforma continental.

La zona costera está controlada por los siguientes tres factores.

- Factores marinos: oleaje, mareas, corrientes litorales y costeras, y cambios en el nivel del mar inducidos por tectónica, glacio-eustasia o subsidencia.
- Factores continentales: viento, topografía, clima, tipo de roca fuente.
- Factores biológicos: hábitos y metabolismo de los organismos que habitan esta zona.

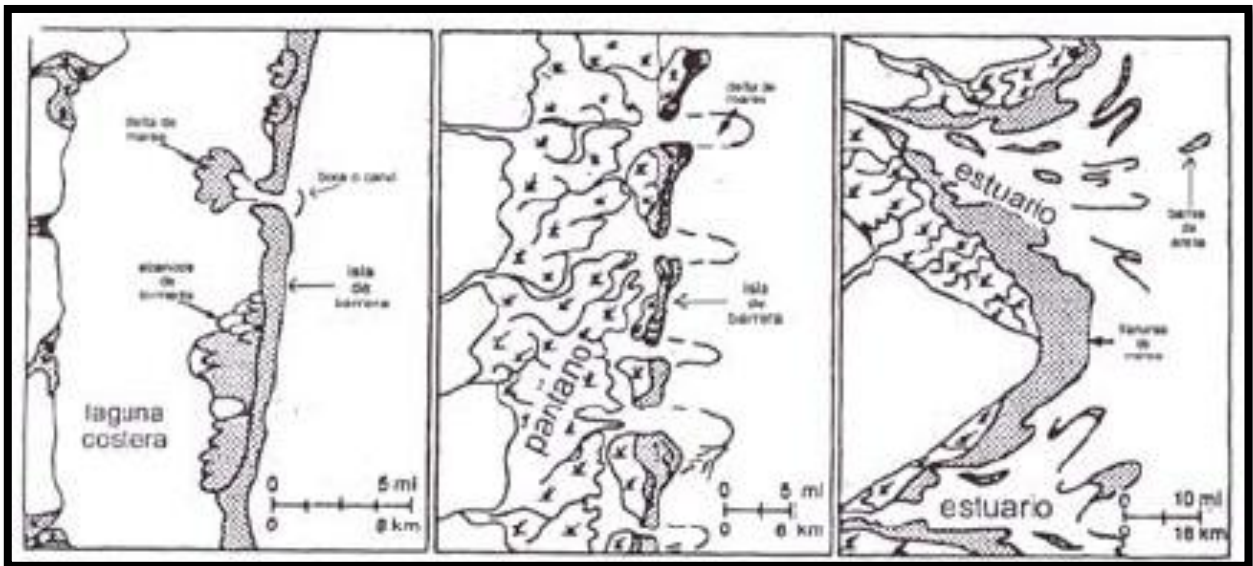


Figura 2.15 Esquema que muestra las principales características de laguna costera, el pantano, y el estuario. (Tomado de Portero y Schab, 1999).

La zona litoral puede clasificarse en: costas micromareales que se caracterizan por tener menos de 2 m de amplitud de mareas; costas mesomareales que tienen entre 2 y 4 m de amplitud de mareas y costas macromareales que tienen más 4 m de amplitud de mareas.

Los sedimentos costeros comúnmente son arenas, aunque en algunos sitios dominan las gravas. Los materiales finos se concentran en zonas dentro de los ambientes estuarinos, lagunares y palustres. El principal aporte de arena hacia la costa es por los ríos, siendo la segunda fuente de aporte el retrabajo de la arena de plataforma hacia la costa. Desde el punto de vista sedimentológico se ha observado que existe una estrecha relación entre la morfología costera y el rango de amplitud de las mareas (**Figura 2.15**).

2.6.2.2.1. Playa

La playa pertenece a la zona litoral y corresponde con un cuerpo de sedimentos no cohesivos (arena y grava principalmente), acumulados en la zona litoral, marina, lacustre, deltáica, manglares y en las islas de barrera. Se forman esencialmente en costas micro a mesomareales con pendientes costeras relativamente bajas que para subsistir requieren de un continuo aporte de sedimento que es suministrado por los ríos y por las dunas.

El límite terrestre de la playa es el límite superior de la acción del agua por oleaje o el contacto entre los sedimentos no cohesivos y los cohesivos. El límite del lado marino es el límite de la marea baja o la parte más alejada donde todavía se percibe la influencia del oleaje (**Figura 2.16**).

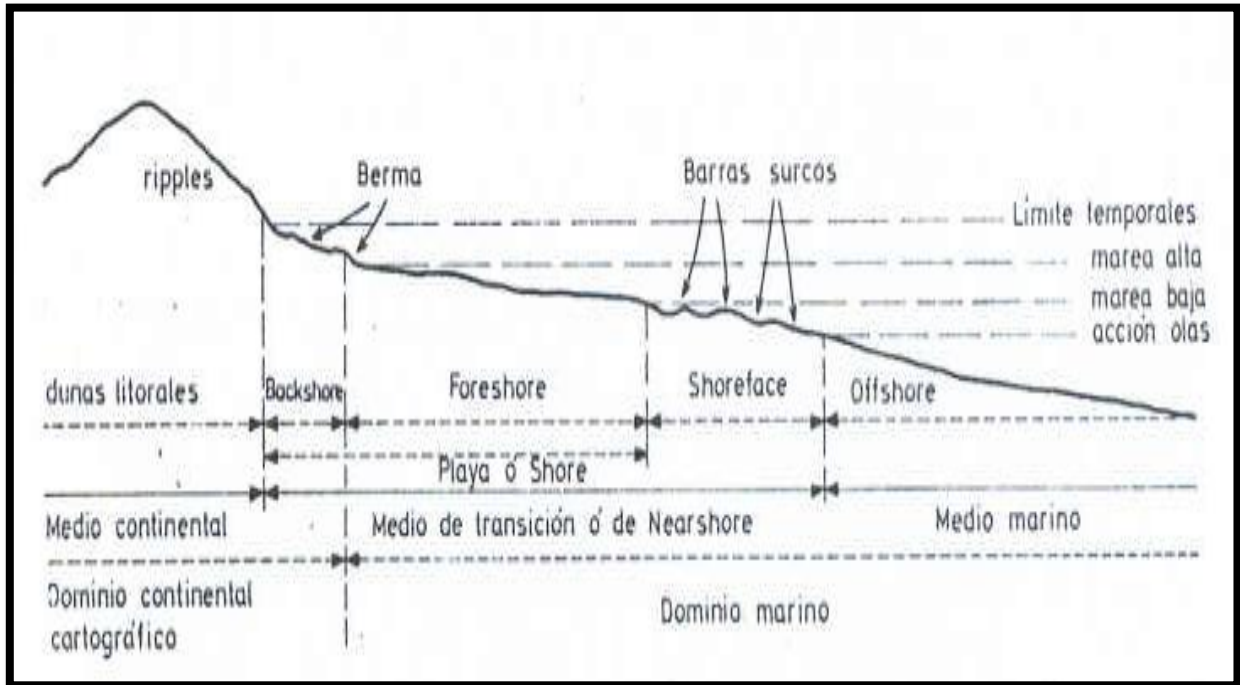


Figura 2.16 Distribución de los submedios sedimentarios de playa en un corte perpendicular a la costa (Según A. Obrador, 1973) (Tomado de Corrales, 1977).

2.6.2.2.2. Posplaya (*backshore*)

Es la zona ubicada entre la cresta de la berma (terrazza angosta, casi horizontal, formada por el depósito de arena y guijarros sobre la playa que es afectada por las olas de tormenta) y la porción de la llanura costera que sólo es alcanzada por el oleaje durante las tormentas más severas; puede incluir las dunas bajas y aún a los acantilados.

2.6.2.2.3. Frente de playa (*foreshore*)

Comprendido entre los niveles normales de bajamar y el de pleamar, su posición es controlada por el ascenso del nivel del agua durante las tormentas, su relieve es llano y suavemente inclinado al mar; la pendiente de la cara de la playa varía entre 1° y 30° , y depende de la composición y textura de los sedimentos y de los procesos que actúan en el frente de la playa.

2.6.2.2.4. Anteplaya (*shoreface*)

También llamada playa subacuática, corresponde con la zona de la playa donde rompen las olas; se desarrolla hacia el mar a partir de la línea de bajamar y su ancho puede ser de varios metros; comprende a las barras y surcos litorales, paralelos a la orientación de la

playa. Según sean las características de las olas, las barras y los surcos migrarán hacia la terraza de bajamar o se alejarán de ella. La formación de las playas puede inhibirse, si el gradiente de la anteplaya es acentuado y el aporte de sedimentos es escaso. Al no desarrollarse las barras y los surcos, el límite exterior de la anteplaya se sitúa donde el oleaje de tormenta toca fondo.

2.6.2.2.5. Llanuras de intermarea

Son formas costeras de depósito asociado a las lagunas costeras y a los estuarios de marea, están constituidas por sedimentos arenosos y más finos. Texturalmente los sedimentos varían del tamaño de arena en la zona más próxima a la costa a limos y arcillas en las zonas más alejadas.

El movimiento de agua por mareas constituye el agente principal de transporte de sedimentos; presentan tres zonas bien diferenciadas: la supramareal, la intermareal y la submareal, que son disectadas por una red de canales mareales.

La zona supramareal únicamente es inundada por las mareas vivas y durante los periodos de temporal; la bioturbación se limita a raíces y galerías espaciadas. Es un ambiente de baja energía, por lo que los materiales gruesos (restos de conchas y plantas) traídos por tormentas no son transportados ni reabajados; la principal estructura sedimentaria primaria es la laminación en sedimentos arenosos y limosos.

2.6.2.3. Deltaico

Un delta es una construcción hecha con el material detrítico que transporta un río y sus tributarios, al sedimentarlo en su desembocadura en el mar o en un lago (**Figura 2.17**). Existen dos tipos principales de deltas: los lacustres y los marinos. Los deltas marinos son considerados los más importantes debido, al volumen de sedimentos transportados. El tamaño que puede alcanzar un sistema deltaico puede variar desde pequeñas dimensiones hasta más de 100 kilómetros cuadrados y cientos de metros de espesor.

La fisiografía de los deltas y la distribución de arenas pueden tener atributos favorables para el almacenamiento de fluidos, resultan no solo de las propias características de las corrientes, sino también de las fuerzas que operan en las aguas donde los deltas progredan. Los deltas que se forman a lo largo de extensiones costeras con baja energía (zona con poca fluctuación de la marea y corrientes litorales débiles) reflejan principalmente la naturaleza del flujo de la corriente, la cual está condicionada por la descarga, el declive de la corriente y la carga del sedimento; la distribución del sedimento está directamente relacionada con los patrones de los canales distributarios, sin embargo, las márgenes deltaicas afectadas por las mareas altas, fuertes corrientes litorales, o prolongado ataque de las olas, pueden mostrar un alto grado de alteración, tanto en la fisiografía como en la distribución de los sedimentos.



Figura 2.17 Estructuras de un delta (Tomada de Satélite ENVISAT, 2010).

2.6.2.3.1. Llanura deltaica

Los depósitos de la llanura deltaica consisten principalmente de arcillas ricas en materia orgánica (**Figura 2.18**), sin embargo, la actividad de los procesos fluviales en estos ambientes, permite también la formación de secuencias arenosas con forma de abanicos originados por roturas, barra de meandro y en canales abandonados (Coleman & Cagliano, 1965). Las corrientes meándricas remueven con gran efectividad el material fino de la llanura deltaica (y también los sedimentos subyacentes del frente deltaico o del prodelta, de acuerdo con la profundidad del cauce), reemplazándolo en la parte interna de la curvatura de los meandros por arena limpia y porosa. En algunos casos es posible que ocurra una vasta socavación por la corriente por lo que se reemplaza la mayor parte del complejo deltaico por uno fluvial. La rotura de los diques naturales, generalmente en la época de creciente de los ríos, da origen al desarrollo de abanicos de rotura en las bahías someras entre los brazos distributarios. A través del proceso repetido de rotura y hundimiento continuo, se puede formar una sucesión alternante de arena y de depósitos de bahía y marisma de grano fino. El flujo inicial, que arrastra las arenas de la carga del fondo a través de las aberturas, es generalmente turbio. Sin embargo, en corto tiempo, al estabilizarse el flujo, numerosos canales se ramifican desde la rotura en el dique dando origen a la formación de un delta de aguas someras. La prolongada permanencia de una rotura promueve una ampliación del abanico de rotura y de sus marismas asociadas por progradación. Cuando el flujo por la rotura disminuye y cesa, el abanico se hunde y es preservado por una cubierta de limo y arcilla acumulados en la bahía.

Cuando los cauces de la corriente son abandonados a favor de otros cursos, se rellenan primero con material de tracción o arena de carga del fondo del cauce y después con materiales más finos progresivamente hacia arriba. El espesor de los depósitos de los canales abandonados, tal como los de barra de meandro, reflejan la profundidad de socavación por las corrientes; el contacto basal puede ser con la facies de la llanura deltaica, frente deltáico o del prodelta.

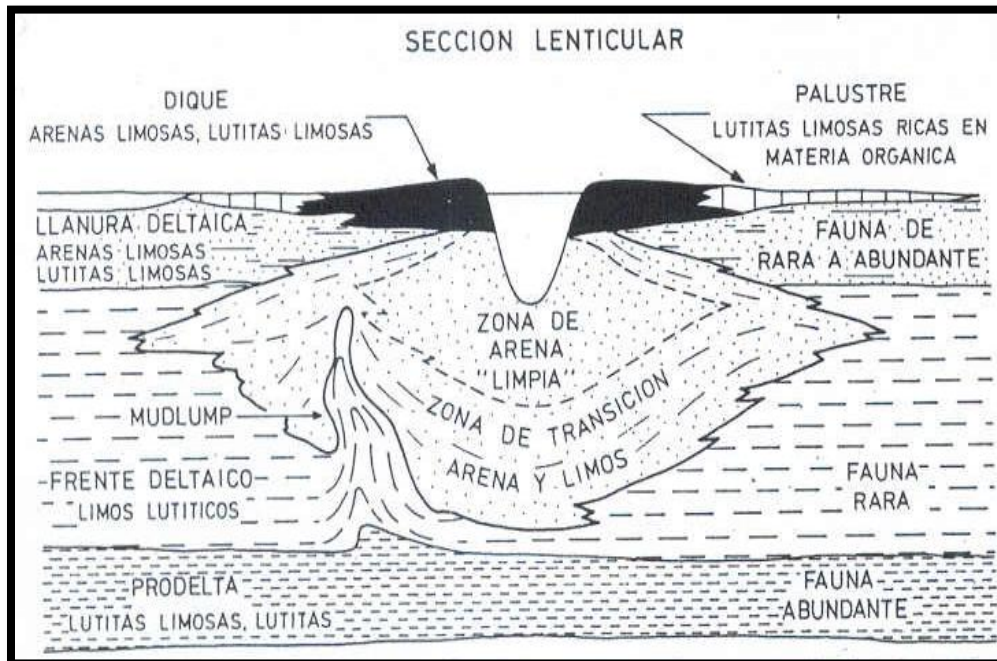


Figura 2.18 Geometría y características en una llanura deltaica y los subambientes relacionados. (Según Fisk, 1961) (Tomada de Corrales, 1977).

2.6.2.3.2. Barras de desembocadura, lomas playeras de islas de margen deltaico

Las facies de arena están compuestas por material del frente deltaico e incluyen barras de desembocadura y lomas playeras (progradación), e islas del margen deltaico. Los dos primeros tipos son las facies principales con buena porosidad para el almacenamiento de fluidos dentro del complejo deltaico y deben su origen al tipo de sedimentación, que ocurre en la desembocadura de los tributarios, aunque también se pueden tener arenas transportadas por la corriente en la carga del fondo. Los aspectos sedimentarios de estos depósitos reflejan la interacción de los procesos fluviales y marinos próximos a la costa; el primero ocurre más frecuentemente en deltas que se forman en extensiones de agua de baja energía y el segundo es típico de ambientes de alta energía (oleaje y corrientes activas, corrientes litorales fuertes y alta fluctuación de la marea).

Las arenas de las islas de margen deltaico se forman durante la fase de abandono del delta y pueden formar trampas estratigráficas locales, ocurren en depósitos transgresivos, y en general se encuentran suprayaciendo desarrollos deltaicos progradacionales. Los aspectos sedimentarios de las arenas de las barras de desembocadura incluyen: estratificación cruzada unidireccional con echado hacia el mar, estratificación cruzada festoneada local, laminación paralela uniforme (especialmente cerca del tope de la unidad), y restos orgánicos abundantes. Las arenas gradan hacia abajo a las arenas y arcillas limosas interestratificadas del frente deltaico (localmente horadadas o contorsionadas); la subyacente arcilla limosa del prodelta completa la base de la secuencia vertical.

La secuencia de lomas playeras es característica de los deltas progradales que son objeto del transporte efectivo de arena por las corrientes litorales; este movimiento se efectúa lateralmente desde la desembocadura de los ríos para formar playas. Estas secuencias se comparan con la de las playas típicas de las áreas interdelticas, excepto que comúnmente contienen restos orgánicos abundantes y una zona transicional, a los depósitos subyacentes de grano fino del prodelta, mejor desarrollada; las zonas de transición están compuestas por arenas y arcillas limosas interestratificadas.

La secuencia puede estar cubierta por depósitos de marisma, de diques naturales o de barra de meandro. Las secuencias en las islas del margen deltaico se desarrollan sobre los deltas en cuyas márgenes están sujetas al ataque de las olas. Las arenas originalmente sedimentadas en el ambiente del frente deltaico son retrabajadas y dispersas como playas a lo largo del margen del delta; generalmente están sobrepuestas en el material de la llanura deltaica que se ha hundido. Las características de las arenas de las islas del margen deltaico también se comparan con las de las playas interdelticas salvo que los depósitos de anteplaya adquieren un aspecto estratificado hacia el mar. La secuencia gradada hacia abajo a varias facies deltaicas dependiendo de la magnitud de la trasgresión, y donde comúnmente es protegida por una sección transgresiva marina normal.

2.6.2.3.3. Frente deltaico y prodelta

En la desembocadura de los ríos en el mar o en los lagos, existe una repentina disminución de la velocidad cuando la corriente entra en una masa de agua tranquila, dando como resultado que la carga más pesada del fondo se deposite como barras de desembocadura (Coleman & Cagliano, 1965). Los sedimentos más finos siguen adelante en forma de un plumaje turbio y son transportados más adentro de la cuenca, a las zonas del frente deltaico y del prodelta.

En regiones con corrientes litorales activas, es común que ocurran vientos fuertes o una amplia fluctuación de la marea, por lo que ocurre la remoción de las barras de desembocadura y el transporte de materiales más finos lateralmente; estas condiciones pueden tener notables efectos en la distribución y en el carácter interno de los sedimentos deltaicos. Es común que ocurran procesos de socavación del canal y de la resultante extensión hacia el mar de los brazos distributarios así como también la bifurcación de los canales sobreextendidos, estos son factores importantes en el crecimiento y geometría de los depósitos deltaicos.

El limo y la arcilla traídos en suspensión por las aguas del río son transportados más allá de las barras de desembocadura, en forma de plumaje turbio, y sedimentados en los ambientes de frente deltaico y prodelta. Estas "plumas", portadoras del material en suspensión, ordinariamente se extienden desde la desembocadura de los brazos por miles de metros o varios kilómetros dentro del mar abierto. En estas zonas, a medida que se depositan los sedimentos en suspensión, las corrientes litorales ayudan a extender el material de grano fino en amplios mantos donde los granos son progresivamente más finos hacia el mar. La acumulación de grandes cantidades de limo y arcilla del frente deltaico y del prodelta forma

la base sobre la cual se construyen las barras de desembocadura y a la cual se extienden los canales distributarios.

2.6.2.4. Estuario

Este tipo de ambientes se desarrolla cuando un río desemboca en el mar, produciendo una serie de características que determinan el funcionamiento del sistema. El agua dulce del río cuando desemboca en el mar se mezcla con el agua salada que tiene distinta densidad, temperatura, pH y carga sedimentaria. El mecanismo de mezcla no es un proceso sencillo, el flujo y reflujo de las mareas durante la pleamar y bajamar, genera corrientes que van en sentido contrario a las de aguas dulces, produciendo turbulencia. La variabilidad de las temperaturas, salinidad y sedimentos en suspensión genera la proliferación de organismos adaptados a estas circunstancias que son propios de este ambiente.

El elemento más sencillo de este sistema está constituido por la mezcla gradual de agua dulce y agua salada del mar, según la dirección del eje del estuario o la desembocadura del río; ecológicamente es la manifestación de un proceso de mezcla. El agua dulce se mueve hacia fuera en superficie y se mezcla progresivamente con agua del mar, generándose una corriente profunda de agua marina en dirección al río. De esta forma el río afecta a la ascensión de aguas marinas que pueden ser ricas en nutrientes y en particular, la combinación de este estuario positivo con un afloramiento costero potencia o acelera la aportación de nutrimento a la zona fótica marina (Margalef,1983).

Los sedimentos que se encuentran en un estuario abarcan las granulometrías por debajo del tamaño arena gruesa, siendo su estratificación sumamente irregular en su parte central y bien definida en los bordes. Los sedimentos finos se concentran en la costa y los más gruesos mar afuera, aunque las olas y las corrientes producidas por las mareas los mezclan haciendo difícil su estudio.

Las características sedimentarias son muy variables, ya que estas dependen del clima, la amplitud mareal y el comportamiento progradante o transgresivo de la costa. El sedimento más frecuente es de grano fino, incluyendo microsecuencias granodecrecientes que reflejan la decantación del material aportado durante los periodos de inundación y de gran precipitación pluvial.

Normalmente presenta laminación paralela con contenido orgánico, debido al depósito en aguas tranquilas, ya que la isla de barrera lo protege del oleaje marino. El grado de bioturbación es muy variable y puede llegar a destruir la estructura interna original. En algunos casos es posible encontrar pisadas de vertebrados. La ausencia de bioturbación es un indicio se debe a condiciones restringidas en la laguna y de ausencia de fauna bentónica a causas de problemas de salinidad o condiciones anóxicas. En estos casos pueden aparecer restos fósiles bien preservados, pertenecientes a organismos ajenos al estuario.

2.6.2.4.1. Factores que influyen en el desarrollo de los estuarios

La diversidad de tamaños, forma, régimen de salinidad, sistema de circulación y la biota de un estuario, es debida a la interacción de numerosos factores que puede sintetizarse en dos clases:

- 1) Factores inherentes a los principales rasgos geológicos (tipo de rocas, morfología costera, etc.), que controlan el tamaño, forma, geometría y la naturaleza de los sedimentos aportados a ella.
- 2) Factores contemporáneos con la naturaleza de los procesos (corrientes de marea, descarga fluvial, etc.), que influyen en los modos de sedimentación, hidrodinámica y biota del estuario.

Las configuraciones de un estuario y su grado de relleno son bastante variables ya que tienden a rellenarse con sedimentos; la masa de agua y la profundidad decrece con el tiempo dando como resultado que las características hidrologías y las comunidades biológicas cambien. Los diferentes tipos de estuarios presentan un propio estilo de sedimentación, de salinidad, de régimen de circulación de aguas y de distribución de comunidades bentónicas en función de las condiciones características que presenta la entrada al estuario desde el momento de su formación. Los movimientos de las masas de agua en la entrada de un estuario, generalmente han sido descritos en términos referentes al área de la sección transversales, prisma de marea, descarga y velocidad.

Los diferentes tipos de estuarios están condicionados por la topografía costera que controla el modo de sedimentación de arenas marinas en los valles costeros sumergidos; los estuarios tienen deltas mareales subacuáticos, mientras que los estuarios con entradas estrechas o mayormente cerradas, aparecen detrás de barreras arenosas costeras que se elevan por encima del nivel marino. Las descargas fluviales en combinación con los procesos marinos que actúan en la boca del estuario, determina cuando la entrada de los canales a través de las barreras costeras permanece abiertas o cerradas por largos periodos.

En los estuarios existen tipos muy contrastados de sedimentación marina, ya que los entrantes costeros pueden ser, amplios y someros o la migración hacia tierra de arenas puede terminar, por lo que se estabilizan los depósitos dentro de la boca de la bahía cuando se estabiliza el nivel marino; la continua adición de arenas marinas da como resultado una progradación de la barrera hacia el mar.

Los estuarios que surgen detrás de estas barreras están conectados con el mar a través de reducidos canales con un intercambio mareal muy restringido. En entrantes estrechos y profundos se construyen barreras subáreas por acción de las olas, pero en las áreas protegidas, las corrientes de marea transportan arenas formando barreras subacuáticas; estas barreras arenosas migran hacia tierra como deltas de flujo de marea durante la fase de estabilización marina.

La descarga fluvial, también, juega un importante papel para determinar el tipo de estuario, ya que cuando tienen pequeños cursos de agua presentan entradas que están cerradas durante largos periodos, mientras que aquellos con grandes ríos tienen entradas que están permanentes o mayormente abiertas.

2.6.2.4.2. Clasificación de los estuarios

En función de las condiciones existentes entre el mar y la corriente fluvial los estuarios se pueden dividir en tres tipos básicos:

- 1) Estuario de valle fluvial hundido e inundado (tipo río).
- 2) Estuario barrera (lagoon estuarino).
- 3) Lagoon costero salino.

Los primeros tienen bocas abiertas con deltas mareales subacuáticos y un rango de marea homogéneo, mientras que los estuarios barrera y los lagunes costeros se forman detrás de barreras arenosas costeras; todos ellos tienen canales de entrada, si bien únicamente en los dos primeros casos permanecen la mayor parte del tiempo abiertos, en el último presentan una boca pequeña y efímera; normalmente no son mereales. Los valles ocupados por estuarios sumergidos son profundos, estrechos y con lados rocosos abruptos. Los cuerpos arenosos se extienden desde la boca hasta la parte interna del estuario, en donde pueden llegar a constituir una barrera de atrapamiento de sedimentos fluviales finos.

Los cuerpos arenosos presentan una morfología de delta mareal, con pendientes deposicionales en su vida activa que oscilan entre 20° y 30°; en ocasiones pueden avanzar sobre sedimentos fangosos estuarinos. Aguas arriba de la zona de acumulación de fangos, los depósitos fluviales arenosos y/o fangosos progradan sobre la cabecera del estuario.

Los estuarios barrera están caracterizados por la presencia de estrechas entradas construidas a través de una barrera arenosa costera, cuya canalización finaliza con el crecimiento de deltas, que exigen un importante control de la dinámica mareal.

Estas superficies deltaicas son someras y frecuentemente terminan por cubrirse densamente con plantas marinas; los aportes fluviales también originan lóbulos deltaicos que progradan sobre los fangos de la cuenca.

Los flujos mareales son fuentes de aporte de sedimentos en la entrada del canal, pero progresivamente son reducidos por efectos de la fricción; en términos de circulación de aguas, en la parte interna de este tipo de estuarios son muy importantes las acumulaciones de sedimentos producidos por vientos sobre la masa de agua, que las que transportan las corrientes mareales propiamente.

En el caso del tercer tipo, las lagunas costeras salinas constituyen pequeñas cuencas costeras que en sus orígenes presentan muchas similitudes con los estuarios barreras. Los aportes

fluviales son muy escasos, por lo que casi permanentemente la barrera arenosa es continua, y únicamente se abren entradas efímeras durante periodos de temporal por acción de las olas sobre ella.

2.6.2.4.3. Procesos que caracterizan a los estuarios

Los procesos que intervienen en un estuario son muy complejos, ya que hay factores dinámicos, químicos y biológicos; todos actúan en clara relación con los mecanismos de sedimentación, estos mecanismos están controlados por la disipación de la energía de los flujos fluviales, gradientes de densidad, la marea, las olas y por las fuerzas meteorológicas. En la medida en que la energía se disipa, los sedimentos son transportados, mezclados, intercambiados o acumulados y la geometría del fondo se modifica.

Los procesos dominantes y su relación con las características sedimentológicas resultantes tienen que ver con los procesos de erosión, de transporte, de deposición y de consolidación; esos dependen de la dinámica el fluido y de las propiedades de las partículas, su tamaño, forma, densidad y composición. Por otra parte, la puesta en suspensión de las partículas está determinada por las condiciones hidráulicas locales y las características de las partículas, es decir, la velocidad de la corriente, tamaño, forma y redondez de las partículas.

Los procesos de gran escala son considerados como propiedades de un medio local que se pueden modificar e influir en los mecanismos de sedimentación. Estos procesos se relacionan con las diferencias de densidad entre las masas de agua y las velocidades de la corriente. Las diferencias de densidad entre las masas de agua dulce y la masa salinas ocasionan una separación de las mismas, generalmente las aguas salinas más densas, se ubican por debajo de las aguas dulces. En ausencia de fuertes velocidades de corriente, la mezcla de las dos masas de agua está limitada a procesos de difusión; por el contrario, en presencia de fuertes corrientes, los procesos de mezcla son más efectivos.

Todos los procesos que tienen lugar en un estuario afectan a la acumulación de los sedimentos en suspensión; por ejemplo, las diferencias de densidad entre las masas de agua modifican la velocidad de decantación de las partículas en suspensión. Por otra parte, las aguas salinas también intervienen en las velocidades de decantación de diferente minerales de arcilla, esto se debe a procesos físico-químicos de floculación.

Otros procesos que intervienen son los físicos, que están en función del crecimiento de las corrientes mareales y de las partículas en suspensión, los que comienzan a depositarse antes de iniciarse el cambio de la marea. Debido a ello, las acumulaciones de sedimentos finos en un estuario están en estrecha relación con las variaciones del alcance máximo de la marea y de los diferentes grados de descargas fluviales. Lateralmente se pasa de un sector dominadas por ambientes fluviales en una dirección a otro dominados por ambientes marinos; el límite del sector fluvial viene enmarcado por las transiciones de aguas dulces aguas salinas. La dinámica se caracteriza por una afluencia de aguas dulce que suministra significativas cantidades de sedimentos al estuario; estas afluencias mantienen los gradientes longitudinales y transversales de la salinidad, que en suma, conducen al tipo de circulación estuarina para la dispersión de sedimentos finos. La distribución superficial de

los sedimentos varía según la relación existente la morfología del fondo, tipo de sedimentos y las fuerzas dinámicas que actúan.

Los sedimentos consisten en limos, arcillas con intercalaciones de lechos arenosos y barras arenosas disectadas por canales secundarios que lateralmente pasan a arenas fangosas en las llanuras intermareales. La acción de las corrientes mareales aumenta en importancia en función de su energía, si bien en momentos de flujo alto del río, este puede ser el factor dominante; la retención de sedimentos, así como la formación y migración de las distintas formas de lechos arenosos, está muy relacionada con la reducción de la amplitud de la marea y las velocidades de corriente aguas arriba del estuario. Cuando las mareas se propagan en los estuarios, estos se modifican y dan lugar al transporte de sedimentos hacia el continente y hacia el mar, a través de tres tipos de procesos:

- 1) Por fricción en el fondo.
- 2) Por convergencia o constricción en el canal.
- 3) Por reflexión en bajos.

En general, cualquier efecto de fricción en el fondo del estuario tiende a disminuir la amplitud de la marea, disminuyendo la velocidad de las corrientes; los sedimentos finos son finalmente depositados en la parte central del estuario; sin embargo, y aunque el efecto de fricción disminuye, la amplitud de la marea también cambia por lo que se produce diseminación de la sección del canal lo que puede originar una concentración de energía y por ello un aumento de amplitud.

La formación y desarrollo de un estuario depende del balance existente entre la elevación del nivel marino en relación con la morfología de la costa y el grado de acumulación de sedimentos. Teniendo en cuenta las condiciones de entrada de los estuarios se pueden diferenciar los siguientes estados físicos en su evolución:

- Estuarios de valle fluvial hundido e inundado.- En los momentos iniciales de su desarrollo, asociados a los deltas mareales, se desarrollan extensas cuencas que actúan como trampas de sedimentos fangosos, por lo que el grado de sedimentación en frentes deltaicos de este tipo son rápidos; la acumulación de fango depende de los aportes fluviales, siendo del orden de 1-2 mm/año. Con estas condiciones los fondos arenosos son progresivamente remplazados por depósitos de llanura de inundación y de “levees”. Los sedimentos de los canales se hacen de tamaño de grano más fino y más fangoso en dirección agua abajo, llegando a desarrollarse llanuras intermareales en el frente deltaico.

En un estado de evolución más avanzado, los depósitos fluviales pueden llegar a rellenar la totalidad de la cuenca, progradando hacia el mar sobre el delta mareal, quedando los canales restringidos por bordes de “levees” y llanuras intermareales. Bajo condiciones de flujos normales, los canales permanecen con fuerte influencia mareal, alcanzando el sector fluvial con cierta atenuación en dirección aguas arriba, finalmente la acción de olas da lugar a cuerpos arenosos progradantes en el interior de la bahía. Los sedimentos muestran

secuencias transgresivas en la parte externa del estuario, en donde los fangos estuarinos y arenas típicamente marinas pueden alcanzar espesores considerables. La llanura de inundación forma delgados depósitos superficiales sobre depósitos de arena y fangos arenosos de los canales fluviales.

- **Los estuarios barreras.**- En la medida que se rellenan las depresiones, se pierden la irregularidad de los bordes de su costa, desarrollando bordes sedimentarios y lóbulos deltaicos con canales bifurcados. El estadio final de relleno está caracterizado por canales sinuoso con suaves bordes de levas; los estuarios barrera ocupan valles mas someros que los de valle fluvial, por lo que se rellenan con sedimentos finos fluviales que frecuentemente alcanzan pequeño espesor. En general ocurren dos tipos de facies dominantes: los fangos de la cuenca y los fangos arenosos del frente deltaico.

- **Estuarios asociados a lagunas costeras salinas.**- Inicialmente tienen similar configuración y distribución que los sedimentos de los estuarios barrera, sin embargo, los cuerpos de agua son más pequeños y los depósitos arenosos están menos desarrollados. En lagunas costeras con poco aporte fluvial, las condiciones salinas se mantienen durante largos periodos y las facies fangosas y bioclásticas se acumulan en la cuenca de baja energía y ambientes deltaicos. La vegetación houlofítica coloniza los márgenes y avanza en la medida que la cuenca se rellena. Al mismo tiempo las variaciones de salinidad aumentan y se prolongan las condiciones de aguas dulces a salobres. Como resultado, las plantas que viven en condiciones de mayor salinidad son progresivamente remplazadas por especies más tolerantes al agua dulce; se desarrollan extensas ciénagas de juncos y los sedimentos son remplazados por fangos ricos en materia orgánica.

2.6.2.5. Laguna costera

Es un cuerpo de agua salobre marina o hipersalina, alojado en depresiones someras más bajas que el nivel medio de las mareas más altas y sensiblemente paralelo a la orientación general del litoral; se separa total o parcialmente del mar por una barrera litoral arenosa. La comunicación entre la laguna y el mar puede ser perenne o efímera, casi siempre estacional, por medio de una o más bocas labradas en los sedimentos arenosos de la barrera. Los ejemplos típicos de lagunas comunicadas son en las costas de Campeche, la Laguna de Términos y en Tamaulipas la Laguna Madre. Las fuentes de suministro de los sedimentos lagunares son: 1) la plataforma continental al ser erosionada por el oleaje y las corrientes marinas y litorales; 2) los ríos y arroyos que vierten su caudal en la laguna o en sus inmediaciones; 3) los organismos (animales y vegetales); 4) los cordones de dunas costeras y las antiguas líneas de playa, al ser erosionada la llanura costera por los vientos dominantes y de tormenta; y 5) el litoral, por la erosión del oleaje y de la marea.

2.6.2.6. Barreras litorales

Es cualquier obstrucción que interfiera con la deriva litoral, ya sea natural o artificial. Las barreras naturales son las puntas o promontorios arenosos que se adentran al mar y las islas paralelas al litoral. Las barreras artificiales son construidas por los humanos e incluyen a los rompeolas, las escolleras y los espigones. Desde el punto de vista geomorfológico y

sedimentológico, las barreras litorales son los depósitos de arena y grava originados y desarrollados por el oleaje y las corrientes de litoral, están separadas de él por una laguna costera casi siempre somera, o por un pantano. Se encuentran formadas por series de antiguas líneas de playa, cordones de dunas activas o estabilizadas, playas marinas arenosas y pantanos de manglar. Varían de tamaño desde pocos metros de largo y ancho, hasta ser de gran anchura (1 km) y cientos de kilómetros de largo, con grandes sistemas de dunas (100 m de alto).

2.6.3. Ambientes sedimentarios marinos

Los procesos sedimentarios en el mar presentan siempre una gran influencia geográfica, ya que están definidos por una serie de factores físicos, biológicos y químicos (Cotillon, 1993). El conjunto de estas características en los océanos imprime al sedimento o facies sedimentaria, propiedades que les hacen diferenciables al resto de los sedimentos depositados en otros ambientes (**Figura 2.19**).

Los parámetros más importantes que definen los ambientes sedimentarios marinos son: fisiografía del medio, energía, clima, aporte de sedimento y cambios del nivel del mar. La fisiografía del medio define y limita las dimensiones del medio, geometría y profundidad (Corrales, 1971). La energía comprende factores como la oceanografía (corrientes geostroficadas, olas, mareas, tormentas) hasta otros como la tectónica. El clima, que a su vez puede condicionar algunos aspectos de la oceanografía, así como la naturaleza del aporte de sedimento y el volumen de material aportado. El aporte de sedimento afecta a la composición de los materiales procedentes de ella, y al volumen de sedimento. Las áreas fuentes pueden ser externa (terrestre o atmosférica) e internas como ocurre con la actividad biológica marina. A continuación se describen las principales características de los ambientes marinos.

2.6.3.1. Plataformas clástica, carbonatada y arrecifal

2.6.3.1.1. Plataforma clástica

La plataforma continental clástica es una parte del fondo marino que se extiende desde la costa hasta el cambio de pendiente que da paso al talud continental. En la práctica los límites son variables, pues hacia la costa se toma el nivel base del oleaje de buen tiempo que varía con la energía de la costa y la estación del año y hacia el océano, el cambio de pendiente que se produce a profundidades distintas (en promedio a unos 200 m) y no se sitúa a una distancia fija de la costa (Corrales, 1977) (**Figura 2.20**). Emery (1952-1968), clasifica los sedimentos de las plataformas continentales actuales en relictos y modernos.

Se distinguen dos tipos de mares someros: los marginales o pericontinentales, que son los de las plataformas continentales clásicas que rodean los continentes, extendiéndose hasta el talud, y los epeíricos o epicontinentales, situados en las áreas continentales a modo de pasadizos o brazos de mar que, a veces, están parcialmente confinados. La morfología del fondo y las características sedimentarias son muy variables, ya que el fondo puede ser llano o mostrar una topografía irregular con canales o islas; la granulometría del sedimento puede

variar de unos puntos a otros, desde lutitas a tillitas glaciares en función de los controles sedimentarios.

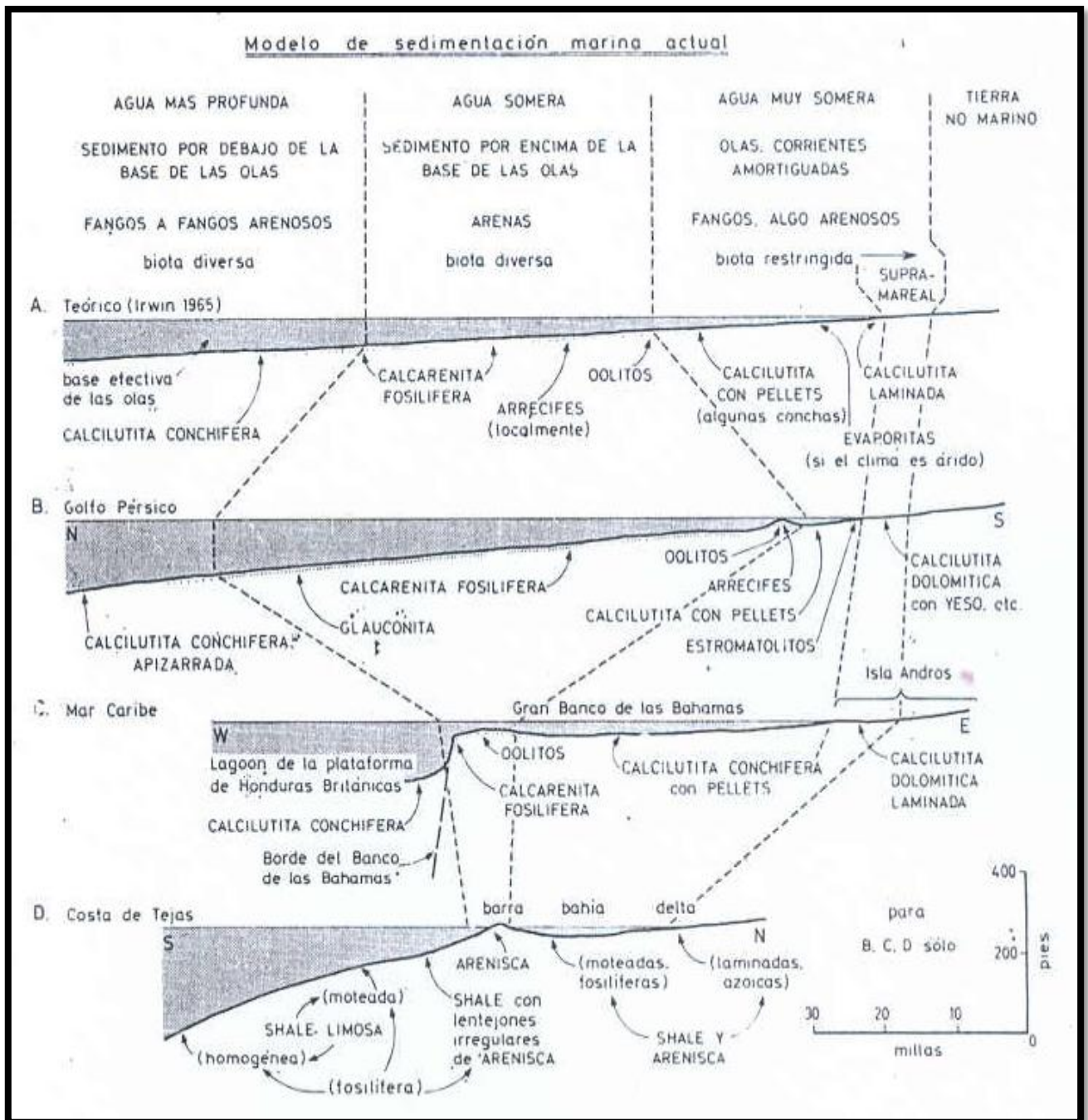


Figura 2.19 Modelos actuales de sedimentación marina costera y de plataforma proximal, comparado con un modelo teórico (según Heckel, 1972) (Tomada de Corrales, 1977).

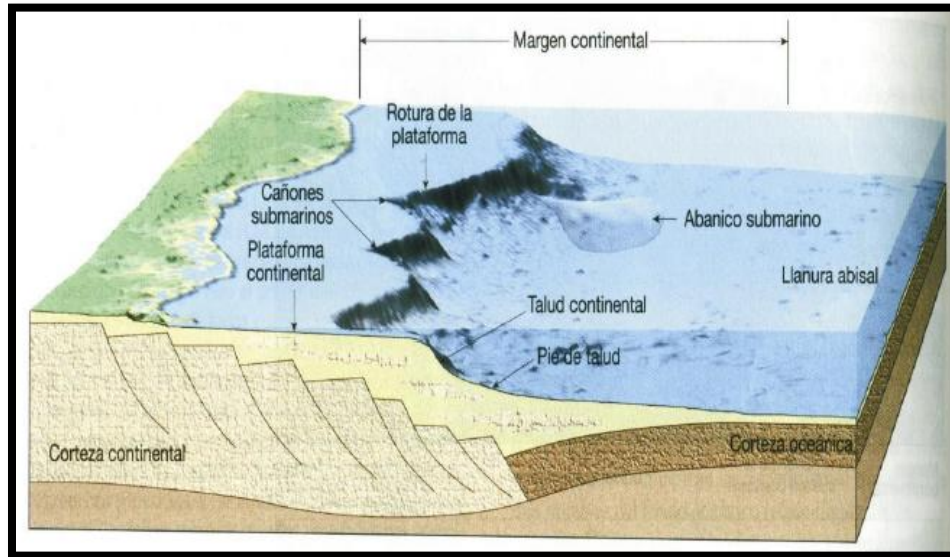


Figura 2.20 Distintas partes de la plataforma continental, talud y aguas profundas (Tomado de Tarbuck, 1999).

La zona de transición entre el límite externo de la playa (shore-face) en sentido amplio (medio de transición) y la plataforma continental propiamente dicha (offshore) participa de las características sedimentológicas de ambas. Es un área de dominio de sedimentación de limos y lutitas, aunque pueden existir capas intercaladas arenosas originadas durante las grandes tormentas. Debido al gran dominio de vida (en especies e individuos) el sedimento se halla frecuentemente bioturbado y, además, no es raro encontrar capas formadas por la acumulación de conchas (Corrales, 1977).

En la plataforma continental clásica existe un dominio de sedimentación de margas, limos o arcillas. La mayor parte de los materiales limosos y lutíticos han sido transportados en suspensión procedentes del continente. En la parte más proximal aun pueden existir capas originadas por grandes tormentas, aunque con menos frecuencia con la zona de transición a las playas. La fauna puede ser variada según las áreas. La bioturbación de los materiales es localmente muy fuerte, dando lugar a burrows que a veces poseen formas bien definidas. Es frecuente hallar asimismo acumulaciones de pellets fecales. En los mares cálidos gran parte de los sedimentos son producto de la erosión de conchas producida por organismos perforantes (Corrales, 1977).

Emery (1952-1968) clasifica los sedimentos de las plataformas continentales actuales en relictos y modernos. Los relictos, según este autor, un 70 % del total se habrían depositado allí cuando el área en cuestión formaba parte de otro ambiente sedimentario, generalmente mas proximal por hallarse el nivel del mar a cotas inferiores a las actuales. Esto habría ocurrido durante la era Cuaternaria, en que, como consecuencia de las glaciaciones, se produjeron rápidas transgresiones y regresiones. Estos sedimentos no se hallan en equilibrio con el medio donde se encuentran. Son heredados y en gran parte retrabajados por los organismos (sedimentos relictos). Los modernos los dividen en material detrítico (transportado en suspensión por agua, viento o hielo); material organogéneo (producto de la acumulación de conchas y de fragmentos de las mismas) y minerales autógenos. Los

sedimentos relictos pueden ser retrabajados por corrientes marinas y dar lugar a capas de geometría distinta. Entre los más importantes se encuentran los ripples gigantes y las cintas de arena. En sedimentos antiguos los materiales de plataforma más frecuentes son las margas y arcillas a veces limolíticas, con estratificación paralela.

2.6.3.1.2. *Plataforma carbonatada*

El ambiente marino somero carbonatado presenta una distribución global actual restringida comparada con los períodos geológicos de la historia de la Tierra (Corrales, 1977). Mares carbonatados tan extensos como los que existieron durante el Ordovícico, Devónico, Mississippico y Cretácico no existen actualmente. Existen diferencias fundamentales entre los depósitos carbonatados terrígenos y marinos. Mientras que los terrígenos son producto del intemperismo químico y físico de las rocas preexistentes que han sido transportados a la cuenca de depósito, los sedimentos carbonatados marinos se derivan de una precipitación “in situ” dentro de la misma cuenca. En el ambiente marino hay una producción considerable de carbonato, permaneciendo la mayor parte en el lugar donde se precipitó, debido a la presencia de organismos que no solo secretan el CaCO_3 ; otra parte también se utiliza para la construcción de conchas o esqueletos de varios organismos que viven en el mar. Sin embargo, es importante considerar que parte del sedimento carbonatado producido en el ambiente marino, puede llegar a sufrir un cierto transporte por la acción del viento, oleaje, corrientes, etc., ya sea a áreas continentales, al borde de la plataforma o a las profundidades marinas.

Irwin (1965), propone un modelo teórico para la sedimentación carbonatada en plataformas. Estos depósitos se caracterizan por presentar tres tipos distintos de facies, que representan entre sí grandes cambios laterales; estos corresponden con, evaporíticas cíclicas; calizas bioclásticas u oolíticas, dolomías y calizas arcillosas finamente estratificadas.

2.6.3.1.3. *Plataforma arrecifal*

Un arrecife (Lovenstan, 1959) es un depósito calcáreo formado por restos de organismos que poseían un potencial ecológico suficiente para mantenerse en posición de vida, en estructura rígida y resistentes al oleaje; originan acumulaciones de carbonatos con geometría característica. En este ambiente sedimentario el agua es de clima templado con salinidad normal, aguas agitadas y claras de poca profundidad; la geometría corresponde con montículos alargados, curvados a circulares o anulares; la energía es principalmente mecánica producida por el oleaje, mareas, y la actividad biológica. La presencia de organismos es fundamental e imprescindible, existen organismos constructores de diferentes grupos según medio y edad. La litología se compone de masa de carbonatos formados por organismos constructores, a veces los carbonatos se presentan cristalizados y dolomitizados, en las depresiones es común encontrar fangos y bioclastos; es común que se acumule matriz clástica en el frente (talud). Las facies lagunares (lagoon) se depositan en la zona protegida; las estructuras sedimentarias se componen de estratos masivos, con una red de constructores en posición de vidas interconectados; también presentan laminación,

grietas de desecación y ligera bioturbación en las zonas protegidas; también se presenta estratificación inclinada, deslizamientos e incluso turbiditas.

2.6.3.2. Talud continental

Esta unidad morfológica (Pettijohn, 1972), es la porción del fondo oceánico, que se extiende a partir del borde de la plataforma continental hasta una profundidad de 1,000 a 4,500 m. Su pendiente media es de 5° a 7° grados, aunque a veces alcanza 25° grados y en ocasiones rebasa los 50°. En amplitud varía de 8 hasta 270 km. La morfología del talud continental consiste generalmente en una planicie inclinada, desmembrada en escalones en los que el piso de cada uno limita con un escarpe que con frecuencia corresponde con una falla normal. En la mayoría de los casos el fondo oceánico no está cubierto de sedimentos, siendo frecuente la existencia de depresiones del tipo de los cañones submarinos. Estas formas (los cañones submarinos) son características del talud continental, y a partir de su límite con la plataforma continental inciden verticalmente, alcanzando en algunos casos 2,000 m de corte vertical y cientos kilómetros de longitud. El conocimiento progresivo de estas peculiares formas del relieve submarino ha permitido ordenar y clasificar sus características más significativas:

- Un cañón en general presenta forma de V, un curso sinuoso y paredes abruptas.
- La mayoría de los cañones pueden ser ubicados hasta la base de la margen continental.
- Se encuentran repartidos en casi todo el mundo, con algunas excepciones donde la inclinación de la plataforma continental es menor a 1°.
- Las rocas de las paredes del cañón presentan diversa competencia.
- La mayoría de los cañones continúan en el piso oceánico a partir de cursos de ríos, la plataforma y el talud.
- Los sedimentos en el piso del cañón son generalmente arenas y arcillas, aunque es posible constatar que sedimentos más gruesos (gravas y arenas) se hallan cubiertos por sedimentos más finos.
- Las marcas de corriente son comunes en casi todas las profundidades del piso del cañón, presentándose normalmente al lado más inclinado del cañón.
- Las cabeceras de los cañones activos reciben una gran cantidad de sedimentos, los cuales son en dicho lugar muy inestables y normalmente transportados hacia la parte más profunda del cañón por avalanchas de limos y arcillas (corrientes de turbidez), desprendimientos y/o por corrientes oceánicas inusuales, especialmente en una margen de convergencia donde la actividad sísmica juega un rol importante.
- Los cañones pueden iniciar tanto en costas estables como inestables, pero mayoritariamente aparecen en costas inestables.
- El talud continental con terrígenos es esencialmente acumulativa, ya que la pendiente no es muy alta.

2.6.3.2.1. Turbiditas

Es un término aplicado a la alternancia rítmica de areniscas y lutitas, caracterizadas por presentar contactos horizontales y paralelos entre ellas, así como marcas de corriente y

huellas de carga y otras estructuras primarias dentro de los estratos. Las turbiditas no son características de un ambiente tectónico particular (Mutti, 1978).

Una secuencia turbidítica es el resultado del transporte y depósito de sedimentos debido a una corriente de turbidez. Una corriente de turbidez puede ser responsable de la erosión de un cañón submarino, así como del depósito de sedimentos formando abanicos submarinos.

Según G. Shanmugam (2006), un “slump” es una masa coherente de sedimentos que se mueve en una superficie de deslizamiento cóncavo hacia arriba, sometido a movimientos rotacionales que causan una deformación interna (**Figura 2.21**); en la práctica es difícil distinguir un “slump” de un deslizamiento. El término “slump” es utilizado tanto para un proceso, como para un depósito. Las características generales para un depósito de “slump” se mencionan a continuación:

- Litofacies de grava hasta lodo.
- Cizallamiento de la zona basal.
- Presenta áreas con pendiente cuesta arriba con fallas tensionales.
- Bordes cuesta abajo con pliegues compresionales.
- En escala de yacimientos presenta Pliegues de “slump” sobrepuestos por estratos sin deformar.
- En escala de núcleo presenta capas interestratificadas contorsionadas con capas sin contorsionamiento (**Figura 2.21**).
- Estratificación caótica en facies heterolíticas.
- Capas truncadas e inclinadas.
- Inyecciones asociadas a las arenas.
- Geometría de lenticular a laminar con irregularidades en el espesor.

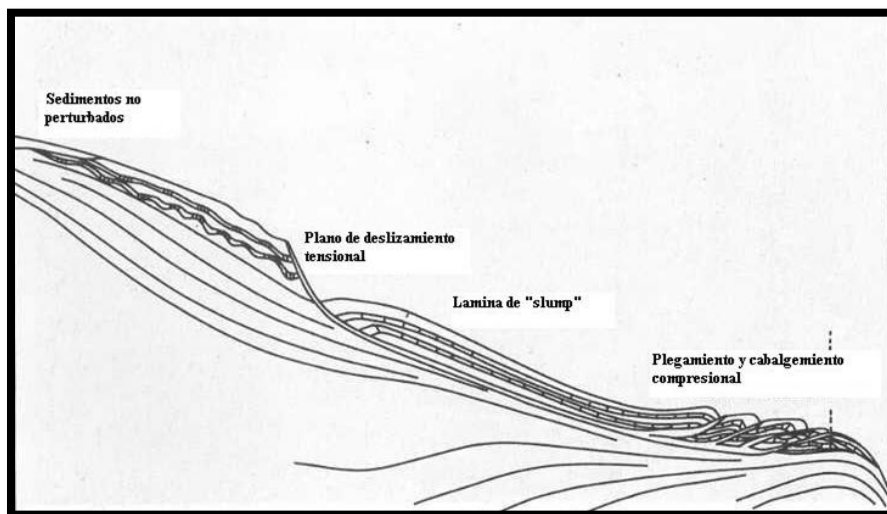


Figura 2.21 Diagrama de un “slump” submarino. (Tomado de Lewis, 1971).

El primero en estudiar las corrientes de turbidez fue Daly (1936), dijo que estas son el principal factor en la formación de los cañones submarinos. Kuenen (1937 y 1947) estudió experimentalmente las corrientes de turbidez y documenta que estas ocasionan la erosión de los cañones submarinos. Kuenen y Migliorini en 1950 argumentan que las corrientes de turbidez dan origen a las secuencias marinas tipo flysch.

Según Aguayo *et al* (2005), en 1962, Bouma realizó un estudio sobre los depósitos turbidíticos del cual se desprenden las facies turbidíticas que ahora se conocen como secuencia Bouma y las divide en cinco unidades:

- a) Intervalo gradado
- b) Intervalo de laminación paralela inferior
- c) Intervalo de laminación cruzada o laminación festonada o convoluta
- d) Intervalo de laminación paralela superior
- e) Intervalo pelítico.

En 1966 Shepard y Dill definen ocho tipos de valles submarinos basados en su origen:

- 1) Cañón submarino
- 2) Valle del abanico
- 3) Canal en la plataforma
- 4) Por abrasión glacial
- 5) Abanico de delta
- 6) Canales en el borde del talud
- 7) Valles asociados a grabens o rifts
- 8) Canales de aguas profundas

En 1976 Middleton *et al*, definen los siguientes cuatro tipos de flujos por gravedad:

- a) Flujo de detritos
- b) Flujo de granos
- c) Flujos de expansión
- d) Corriente de turbidez

Middleton y Walker (1978) (Aguayo *et al*, 2006), crean un modelo representando los mecanismos de transporte, fuerzas cohesivas y depósitos resultantes de los sedimentos.

En 1979 Mutti y Ricci proponen un modelo de litofacies para depósitos turbidíticos, consideran que los procesos de depositación por efecto de la fuerza de gravedad en ambientes profundos comienzan cerca del borde de la plataforma a causa del exceso de sedimentos en ese sitio provocando deslizamientos, slumps, flujos de detritos y corrientes de turbidez.

Los deslizamientos y los slumps son los primeros movimientos que descienden por el talud por efecto de la gravedad y se comportan como una masa de sedimentos compactos. Los primeros se desplazan por una superficie plana y los sedimentos no presentan deformación

interna, mientras que en los slumps la superficie de desplazamiento es cóncava y los sedimentos rotan a través de él.

Cuando el slump tiene desplazamiento importante se le denomina flujo de detritos, el cual se caracteriza por comportarse como una masa viscosa con tendencia a disgregarse. Si esta masa incrementa su contenido de agua, el flujo de detritos se vuelve más plástico y se le nombra corriente de turbidez.

Algunas diferencias entre los flujos de detritos y las corrientes de turbidez son (Aguayo *et al.*, 2006):

- 1) Las corrientes de turbidez se transportan por turbulencia y suspensión del agua y sedimentos mientras que, y los flujos de detritos viajan como flujo laminar y con poca agua.
- 2) Los sedimentos depositados por una corriente de turbidez se separan por tamaños mientras que los flujos de detritos crean depósitos caóticos sin diferenciar tamaño de grano.
- 3) Las turbiditas comúnmente muestran contactos superiores de tipo gradacional, mientras que los flujos de detritos crean depósitos con contactos superiores truncados o acuñaos.
- 4) Las turbiditas muy comúnmente presentan secuencias Bouma.
- 5) Las turbiditas no presentan fábrica de cláston horizontal, mientras que los flujos de detritos si, debido a su flujo laminar.
- 6) Las turbiditas presentan poca deformación interna y en los flujos de detritos es muy común.

En los últimos años, los sistemas turbidíticos de aguas profundas han sido extensamente investigados a través de imágenes acústicas de abanicos modernos y penetración profunda de perfiles sísmicos en sistemas sepultados, principalmente en cuencas localizadas en márgenes divergentes y cuencas cratónicas (Shanmugam, 2006). El problema básico es, que mucho de lo que se ha publicado en los últimos años sobre abanicos modernos y sistemas sepultados de aguas profundas en márgenes continentales divergentes, tiene aparentemente muy poco en común con lo que se ha aprendido a través de más de 40 años de estudios, sobre arenas turbidíticas de sistemas depositacionales antiguos.

El uso de modelos de abanicos submarinos, como un esquema de predicción general del estudio de ambientes de depósito en sistemas arenosos modernos y antiguos depositados en aguas profundas, toman en cuenta factores tectónicos, tales como, cuencas divergentes y convergentes en un marco geodinámico de colisión, así como los aspectos de transporte de masas, flujos de gravedad y corrientes profundas de fondo marino y fluctuaciones del nivel del mar. Además se consideran las interacciones complejas entre tectónica y tasas sedimentación a través del tiempo geológico; las secuencias estratigráficas recientemente estudiadas han adicionado un nuevo modelo general para sistemas turbidíticos de aguas profundas, el cual está basado en las variaciones eustáticas del nivel del mar, manejados como ciclos eustáticos de tercer orden y restringidos al tiempo de esos periodos relativos de descensos del nivel del mar; este modelo eustático sobre la expresión sísmica y registros eléctricos característicos de cuerpos de arenas de aguas profundas es a gran escala, y por lo

tanto, se deben de considerar también a detalle las facies y los procesos asociados a los mismos.

El influjo terrígeno clástico puede ser dividido en tres tipos morfotectónicos distintivos e interrelacionados (Walker, 1978):

Cubiertas submarinas, son producto de desgaste de masas de la parte superior del talud y del borde de la plataforma y son abastecidos principalmente por derrames y flujos de detritos los cuales terminan antes de alcanzar el talud. Las turbiditas generadas por derrumbes son interestratificadas caóticamente con unidades de derrumbes y flujos detríticos igualmente caóticos.

Prismas submarinos moldeados, las corrientes de contorno dan forma al talud elevado y algunos de sus prismas son construidos enteramente por ellas. Los limos y arcillas son dominantes en este tipo de depósito, con granos de arena bien clasificados y horizontes relativamente delgados.

Abanicos submarinos, a diferencia de las cubiertas y prismas, los abanicos son alimentados por fuentes puntuales y reciben el grueso de sus sedimentos de corrientes de turbidez. Por lo tanto los abanicos están localizados en las bocas de los cañones submarinos, fuera de los deltas y en planicies de cuencas profundas.

Los abanicos submarinos se dividen en abanico superior, abanico medio y abanico inferior (Walker, 1978) (**Figura 2.22**).

Abanico superior, es alimentado por canales o cañones que tienen la función de conducir los sedimentos a través de ellos; el abanico superior contiene los sedimentos más gruesos que, en algunas ocasiones, se derraman a través de los flancos de terrazas que normalmente contienen sedimentos finos en unidades delgadas gradadas. Estas unidades presentan comúnmente secuencias Bouma consistiendo de laminación paralela cubierta por estratificación convoluta o múltiples zonas de laminación festonadas.

Los canales del abanico superior son estructuras extremadamente grandes, hacia la parte superior de estos, se desarrollan secuencias finas características de 10 a 50 m de espesor (**Figura 2.22**).

Abanico medio, es un sistema rico en arena y se caracteriza por formar lóbulos de supra abanico con superficies pulidas convexas; cada lóbulo es abastecido por canales bifurcados, distributarios o trenzados que acumulan arenas masivas o guijarrosas mostrando estratificación lenticular y estructuras someras de desplazamiento rellenas (Walker, 1978) (**Figura 2.22**).

Los sedimentos interlobulares se encuentran parcial o completamente retrabajados a medida que los canales migran. Los sedimentos gradados más finos son depositados en las partes superiores de algunos canales y sobre superficies planas cuando los canales tienden a perderse pendiente abajo. La migración de los canales puede desarrollar secuencias

múltiples de sedimentos finos en la cima, donde el lóbulo distal del supra abanico consiste de una secuencia de sedimentos gruesos hacia la cima. Las arenas del lóbulo de supra abanico presentan espesores de arena entre 10 a 50 m (Walker, 1978).

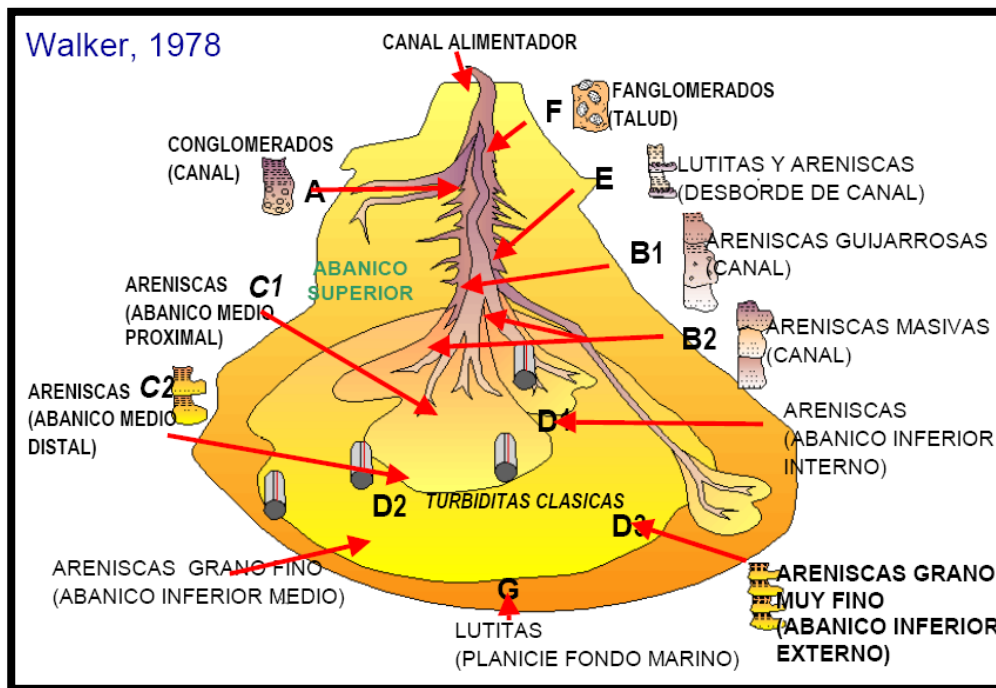


Figura 2.22 Modelo representativo de las partes de un Abanico Submarino y Facies (Tomada de Walker, 1978).

Abanico inferior, se deposita sobre una superficie de pendiente suave y recibe sedimentos suspendidos por pulsos turbidíticos de grano fino (Figura 2.22). Los mantos gradados resultantes son delgados, presentan continuidad lateral característica, casi nunca se cruzan los estratos y comúnmente presentan espesores estratigráficos considerables.

2.6.3.3. Ambiente de cuenca

El término de “cuenca” (Pettijohn, 1972), en el sentido más amplio, se define como un área deprimida que recibe agua y sedimentos. Este término presenta una aplicación muy amplia, pero desde el punto de vista morfosedimentario, la cuenca representa el ambiente marino profundo que se desarrolla a continuación del margen continental. Si la cuenca se desarrolla sobre corteza oceánica entonces este ambiente marino también recibe el nombre de "llanura abisal".

Morfológicamente, son áreas con topografía contrastante, donde pueden llegar a prolongarse los valles submarinos desarrollados inicialmente en los márgenes continentales. Asimismo, en estos ambientes se identifican los canales medio-oceánicos que en general forman valles paralelos o subparalelos a la margen continental, presentan recorridos longitudinales de cientos a miles de kilómetros, pudiendo actuar de vías de transferencia de sedimento de una cuenca a otra.

Desde el punto de vista sedimentológico (Miall, 1990) representan las áreas donde tiene lugar la depositación final de aquellos sedimentos que son transportados desde el continente y desde la propia margen continental. La revisión del estado actual de los conocimientos sobre la sedimentación en las cuencas oceánicas del Mediterráneo, Caribe, Atlántico Noroccidental, y Pacífico, indican que en estos ambientes sedimentarios se depositan principalmente secuencias turbidíticas, de flujos de talud, hemipelágicos y pelágicos. Al pie del talud continental se acumulan los materiales depositados en la parte externa de la plataforma continental y que han deslizado por el talud (slumps); la sedimentación en esta área es predominantemente arcillosa. Si existe la desembocadura de un cañón submarino, éste construirá su típico abanico submarino deposicional, formado por series predominantemente turbidíticas. Tanto los materiales de borde continental, como los propios de abanicos submarinos, pasan lateralmente a los sedimentos más profundos. Estos están formados por delgadas capas de material transportado por corrientes de turbidez y por sedimento autóctono, constituido, en gran parte, por margas pelágicas en las que abundan conchas de los foraminíferos. En las áreas donde no llega el material detrítico, se depositan materiales muy finos que se hallan en suspensión en las aguas y conchas de foraminíferos pelágicos, o bien, a la acumulación de conchas de radiolarios, originándose, en este caso, se forma una roca silíceo (radiolarita).

2.6.3.3.1. *Batiales (mar profundo)*

Anomalía de gran profundidad (200 - 4000 mbnm), corresponde a la zona ocupada por los taludes continentales y las rampas, donde ocurren importantes depósitos de gravedad. Se extienden desde los bordes de plataforma hasta los fondos marinos. Los taludes continentales tienen una pendiente media de cuatro grados, salvo en el borde de los arrecifes coralinos y frente a las costas de falla, donde la pendiente es más inclinada (Dunbar, 1979).

No está influido por corrientes de gran magnitud en forma continuada, salvo en el borde del talud donde las corrientes turbidíticas y las longitudinales alcanzan su mayor velocidad, produciendo en ocasiones derrumbes de las paredes del talud. Los sedimentos son principalmente arenas y arcillas.

2.6.3.3.2. *Abisales (mar de alta profundidad o cuenca)*

Sectores de fosas oceánicas con reducida cantidad de organismos y con corrientes de turbidez (> 4000 m bnm). Los fondos marinos no son superficies planas sino que están formados por elevaciones montañosas que se generan en las zonas de acreción (Dunbar, 1979); el fondo marino es renovado permanentemente en estas zonas y se mezcla con la astenósfera en las zonas de subducción. Los fondos marinos no tienen una antigüedad mayor a los 250 millones de años, por lo que su antigüedad no va más allá del final del paleozoico. En el ambiente abisal los sedimentos están restringidos a los de grano fino, esto se debe a la lejanía de las zonas de origen de los sedimentos. Están comprendidos por dos clases; los de origen terrígeno y los pelágicos. Los primeros son fangos azules, verdes y rojos, fangos volcánicos derivados de las cenizas y fangos derivados de la acumulación de estos organismos en barreras y atolones. Los sedimentos pelágicos consisten en lodos de

distintas clases principalmente arcillas. Los sedimentos terrígenos se depositan cerca de los bordes inferiores del talud, los restantes muy lejos de las zonas de origen.

2.6.4. Factores que controlan el depósito de sedimentos

Los parámetros físicos, que más influyen en los procesos de transporte, son la anchura, la profundidad, la pendiente y la morfología del medio, pues controlan el modo de disipación de la energía del oleaje sobre el fondo, la exposición a las tormentas y la existencia de áreas de potenciación o disipación de las corrientes, de acuerdo a las características que presenten. La latitud y el clima están en íntima relación y de ellos dependen el tipo de intemperismo, la naturaleza del aporte sedimentario, el régimen de avenidas, la intensidad de las tempestades y las direcciones predominantes de aproximación de los frentes de tempestad y oleaje. La orientación de la plataforma respecto a estos factores, junto con los citados antes, será a su vez determinante del nivel energético del fondo (Pettijohn, 1975).

El aporte sedimentario proviene en muchos casos por el aporte fluvial, por la removilización de sedimentos previamente depositados; y por las corrientes de densidad generadas al calmarse las tormentas; erosionado las zonas litorales (Pettijohn, 1975).

Los procesos de transporte más activos son el oleaje y las corrientes. El oleaje de buen tiempo no suele afectar el fondo por lo que sus efectos son mínimos, en cambio oleaje de tormentas provoca erosión generalizada, cuyas superficies se pueden reconocer lateralmente en sondeos y afloramientos, sobre las que se depositan secuencias de energía decreciente análogas a las expuestas en ambientes sublitorales (Pettijohn, 1975).

Los cambios eustáticos de nivel del mar producen variaciones de profundidad, es decir, del espesor de la columna de agua que hay sobre cualquier punto del fondo y modifican la capacidad de actuación del oleaje y de las corrientes, lo cual puede resultar en cambios litológicos. Además controlan la emersión o el hundimiento de determinadas partes de la plataforma, exponiéndolas o protegiéndolas de la erosión y haciendo cambiar la distribución y extensión de los ambientes sedimentarios, pueden haber cambios que llevan los sedimentos terrestres a zonas anteriormente sumergidas o viceversa, regulan el nivel de base de los ríos y con ello su capacidad de transporte y su dinámica general como aportadores de sedimento (Pettijohn, 1975).

La acción de los organismos modifica profundamente las características del sedimento, especialmente en su parte superior. La actividad orgánica se lleva a cabo en varios niveles y corre a cargo de diversos tipos de organismos que, como resultado indirecto, en los sedimentos terrígenos bioturban el sedimento, llegando incluso a destruir la estructura original. A su vez, el tipo de sustrato y las condiciones hidrodinámicas en el fondo, ejercen un fuerte control sobre el tipo de biota. En sustratos arenosos con activo transporte de carga de fondo la biota es pobre y no suele haber epifauna bentónica, mientras que en sustratos de grano fino y de aguas más tranquilas hay mayor densidad de población bentónica y los comedores de sedimento reemplazan progresivamente a los filtradores de alimento en suspensión. El estudio de las icnofacies proporciona información clave para la interpretación ambiental, pues su potencial de preservación es elevado (Pettijohn, 1975).

Los procesos químicos revisten gran interés y de su estudio se pueden sacar muchas conclusiones sobre la génesis de los depósitos de plataforma. Entre los más interesantes destaca la génesis de minerales autigénicos, es decir formados en el propio ambiente, que pueden usarse por ello para identificarlo. En fondos con escasa sedimentación terrígena se forman chamosita en aguas cálidas, glauconita en aguas más frías y fosforita en zonas de ascenso de corrientes profundas cuyas aguas cargadas en nutrientes favorecen la multiplicación explosiva del fitoplancton. Otros procesos químicos que tienen lugar son la precipitación de carbonatos, de sílice, de hidróxidos de hierro y de manganeso (Pettijohn, 1975).

2.7. Facies

Aunque el término facies fue usado originalmente por Steno en la segunda mitad del siglo XVII (Torres, 1994), para aludir al aspecto externo de las rocas, fue Gressly (1814-1864), (Vera Torres, 1994), quien en 1838, lo introduce en la nomenclatura geológica. La palabra viene del latín *facies* (facies), se usa tanto en singular como en plural de la misma forma, en casi todos los idiomas.

Se define como facies (Corrales, 1977), a un cuerpo de roca caracterizado por una particular combinación de litología, características físicas y biológicas que imparten un aspecto diferente del cuerpo de rocas infrayacente, suprayacente o lateralmente equivalente en tiempos de depositación. Al hacer la descripción de una facies, esta debe basarse en los datos obtenidos en el campo al observar las rocas sedimentarias, aunque también se puede definir a partir del estudio de núcleos o de registros geofísicos de pozo. En esta observación hay que tomar en cuenta los datos geométricos (espesor y forma de los estratos) y los relativos a las propias rocas (litología, textura, estructuras sedimentarias, fósiles, color, etc.); destacando aquellos aspectos que sean más representativos de su génesis.

Un cambio de facies es un paso gradual lateral o brusco dentro de una formación o grupo de rocas que resultan de la depositación contemporánea de rocas de carácter diferente. Los pasos graduales de litofacies de rocas permeables e impermeables son la causa de muchas trampas estratificadas de aceite y gas.

Así por ejemplo, las biofacies y las litofacies constituyen ejemplos de facies descriptivas, ya que tienen que ver con aspectos externos de los cuerpos sedimentarios, como su composición, su estructura interna, su granulometría, color, estructuras sedimentarias, geometría y los fósiles; se destacan los atributos más útiles para una posterior interpretación genética. Un ejemplo de facies descriptivas es el de facies de conglomerados mal clasificados y mal seleccionados con matriz arenosa (**Figura 2.23**), otro ejemplo es el de calizas micríticas con estratos de 50 cm de espesor, con laminación paralela y pelecípodos y gastrópodos.



Figura 2.23 Fotografía que muestra una facie de conglomerados mal clasificados y mal seleccionados de la Formación Atotonilco el Grande, en Santa María Amajac, Hidalgo

En el sentido interpretativo, se pueden mencionar las facies turbidíticas o facies deltaicas, en las cuales se le asigna a cada una de estas dos facies, un mecanismo de formación. Otro ejemplo, corresponde con las facies de plataforma carbonatada (facies de laguna externa y facies arrecifales), las que cambian a facies de talud y estas a su vez a facies de aguas profundas. Para el estudio de las facies, se debe considerar el análisis de los parámetros de las facies antiguas, de origen desconocido, pueden compararse con las de los depósitos actuales, de los que si se conoce el medio sedimentario y los procesos que las originan.

2.7.1. Tipos de facies

Existen varios tipos de facies, considerando los diferentes aspectos, características y atributos que presentan las rocas. Así se usan términos como litofacies, biofacies, microfacies, nanofacies y tectonofacies. En la actualidad existen además las electrofacies (medidas en las diagráfias) y las facies sísmicas (interpretadas en secciones sísmicas).

- **Litofacies:** alude exclusivamente a los aspectos litológicos de un conjunto de estratos que son representativos y característicos de las condiciones físico-químicas que actuaron durante la depositación, por ejemplo, facies de calizas oolíticas o facies de areniscas glauconíticas.

- **Biofacies:** es un término complementario de la litofacies, que alude a los aspectos paleontológicos y a las condiciones biológicas reinantes durante la depositación, por ejemplo, facies de gastrópodos o facies de radiolarios. Resulta obvio que la suma de la litofacies y de la biofacies proporciona mayor información.

- **Microfacies:** es un término introducido por la geología del petróleo, para denominar al conjunto de características litológicas y paleontológicas observables al microscopio, en láminas delgadas; se asocian a las condiciones genéticas que controlaron su depositación (Bignot, 1972).

- **Nannofacies** término que se usa para designar al conjunto de características litológicas, mineralógicas y petrofísicas observables en una muestra de roca en un microscopio electrónico de barrido.

- **Tectonofacies:** es el conjunto de materiales depositados bajo las mismas condiciones tectónicas (preorogénicas, sinorogénicas, postorogénicas, etc.); es un término poco usado pero muy importante para interpretar las condiciones tectónicas de la cuenca en que ocurrió el depósito.

En los trabajos con descripciones de facies, se usan también algunas terminologías características; dentro de las más comunes están:

- **Facies isótropa:** los indicadores litológicos y paleontológicos de la facies señalan en este caso que una secuencia procede más o menos de un mismo ambiente de formación, por ejemplo Caliza coralígena (boundstone).

- **Facies heterótropa:** los indicadores litológicos y paleontológicos indican que provienen de diferentes sitios, ellos son en parte isótopos y en parte alótopos. Por ejemplo, facies de calizas de agua dulce con restos de animales y de plantas terrestres.

- **Indicadores alótopos de facies:** elementos litológicos y paleontológicos de facies que provienen de ambientes vecinos en presencia de elementos isótopos; estos componen una facies heterótropa. En el ejemplo de la facies heterótropa, los indicadores alótopos de facies son los restos de plantas terrestres.

Otra forma de describir a las facies, puede ser según la cantidad de oxígeno que existiera en el medio. En medio oxigenados tenemos gran diversidad de organismos, estos en muchos casos presentan esqueleto y el sedimento se encuentra muy bioturbado, mientras que en ambientes sin oxígeno pasamos a tener poca diversidad, organismos son en general de cuerpo blando y el sedimento mantiene la laminación original. Se pueden tener los siguientes cinco casos:

- **Facies aeróbicas:** restos de fauna bentónica sin restricciones de oxígeno.
- **Facies disaeróbicas:** evidencias de aguas poco oxigenadas, con fauna bentónica empobrecida.
- **Facies anaeróbicas:** condiciones sin oxígeno, por lo que no suele haber restos de fauna.
- **Facies exaeróbicas:** condiciones intermedias entre disaeróbicas y anaeróbicas; suelen presentar restos de fauna especializada.
- **Facies poiquilaeróbicas:** baja diversidad de organismos, donde estos corresponden a especies oportunistas desarrolladas en respuesta a valores de oxígeno variables pero generalmente bajos.

2.7.1.1. *Facies de secuencias turbidíticas*

La clasificación de litofacies propuesta por Mutti y Ricci Lucchi (1979), divide a los depósitos terrígenos en siete facies enlistados de la A a la G, abarcando la relación con el ambiente de depósito dentro de un abanico submarino. Con esas litofacies podemos suponer la geometría del depósito, estructuras internas de los estratos, relaciones laterales, relaciones verticales y mecanismos de transporte.

Facies A: Incluyen conglomerados, cantos rodados y arenas muy gruesas, los espesores van de 1 a 10 m; tienen diferentes tipos de límites como superficies de erosión, bases de canales, interestratificación con horizontes de grano fino. También en estas facies se observan variaciones en el tamaño de grano, imbricación de los detritos, capas intraformacionales de lodo con clastos, así como la organización interna puede ser gradada, no gradada o inversa. Los depósitos generados por facies A generalmente son resultado de flujos de detritos por tracción (desorganización interna) o flujos de granos (organización interna).

Facies B: Se componen de secuencias masivas de areniscas de grano grueso a medio presentando rasgos de canales y erosión ocasionada por flujos de corrientes, tienen una continuidad lateral mayor que las facies A. Un típico estrato incluye granos o clastos a lo largo de la base, después laminación paralela, estructuras cóncavas con evidencias que indican expulsión de fluidos. Generalmente se encuentran interestratificadas con las facies E. Las facies B casi siempre se depositan en ambientes de canal en el abanico medio a superior, reflejan procesos hidráulicos en el transporte de los granos.

Facies C: Comprenden areniscas de grano medio a fino, interestratificadas con horizontes delgados de lutita, las areniscas presentan la clásica secuencia Bouma casi siempre completa.

Los estratos de arenisca generalmente van de 0.25 a 2.5 m de espesor y se mantiene uniforme durante largas distancias laterales, suelen presentar gradación normal y marcas de corriente en su base. Estas facies se asocian a secuencias de la parte superior del relleno de un canal y algunas partes del abanico medio, inferior o incluso la planicie de la cuenca. Estas facies son las primeras que se depositan debido a una corriente de turbidez.

Facies D: Consisten de delgadas interestratificaciones de areniscas y lutitas con extensa continuidad lateral; su espesor varía de 0.05 a 0.25 m, los estratos de arenisca se encuentran gradados y presentando en la parte superior una parte de la secuencia Bouma. Se presentan en forma transicional con delgados estratos de las facies C, se conocen como turbiditas distales y representan el depósito de flujos turbulentos de baja densidad.

Facies E: Consisten, al igual que las facies D, de alternancias de areniscas y lutitas pero se diferencian de ellas por su espesor más delgado menor de 0.30 m, la relación arena lutita es generalmente de 1:1, son de grano grueso y clasificación pobre, carecen de continuidad lateral, presentándose lenticularmente, en planos ondulados y con tendencia a acuñarse. Están asociadas con ambientes de canal dentro de un abanico submarino y/u

ocasionalmente con las facies B dentro del abanico medio y superior. Su proceso de formación es principalmente flujos de tracción y de gravedad de concentración alta, asociados a los márgenes del canal.

Facies F: Comprenden depósitos desplazados por movimientos sindeposicionales, como pueden ser asentamientos, desplazamientos o rompimientos del talud debido a su pequeño límite presente entre los sedimentos acumulados y el margen del talud.

Mutti y Lucchi (1979), emplearon el término caótico para este tipo de depósitos, y los describieron como una deformación parcial agrupando en estas facies a los asentamientos en terrazas (levees), deslizamientos, flujos de lodo, flujos de arena, paraconglomerados, olistostromas, olistolitos, brechas de talud, estratos desordenados “slurried”. Estas facies son típicamente encontradas cerca del talud inferior o a lo largo de los márgenes de los canales del abanico superior y medio.

Facies G: Comprenden detritos pelágicos y hemipelágicos compuestos por minerales arcillosos, también pueden incluir proporciones variables de limo, arena fina, micas, restos de plantas, carbonatos, fosfatos y conchas; es común encontrar alternancia de turbiditas siliciclásticas y turbiditas carbonatadas. Estas facies son generalmente estratos delgados y paralelos, se desarrollan principalmente en intercanales y en menor proporción como relleno de canales abandonados.

2.7.2. Categorías de las facies y los cambios de facies

El ordenamiento menor de las categorías de facies puede hacerse utilizando diferentes términos, que con base en jerarquías establecen sus diferencias, los más importantes son:

- **Subfacies:** Es una subdivisión que se caracteriza por el desarrollo de algún aspecto litológico o biológico distintivo en una facies, por ejemplo, subfacies de escombros de arrecifes, estos se ubican dentro de una facies de tipo arrecifal.
- **Intrafacies:** Es una subdivisión más o menos clara dentro de una facies, por ejemplo, una intrafacies de areniscas con pelecípodos dentro de una facies de lutitas arcillosas de pelecípodos.
- **Interfacies:** Es una subdivisión más o menos clara entre dos facies que pueden ser isocrónicas o heterocrónicas. Por ejemplo interfacies de caliza margosa de gastrópodos entre las facies de bancos gruesos de calizas con algas y la facies de arcillas con piritita sin fósiles.

Según la posición dentro de la cuenca sedimentaria, los cambios de facies pueden ser de tres tipos:

Cambios laterales de facies: ocurren entre dos facies comprendidas entre dos isócronas y por lo tanto son coetáneas o de la misma edad, las rocas son diferentes en cada facies existiendo una zona de interdigitación (**Figura 2.24**).

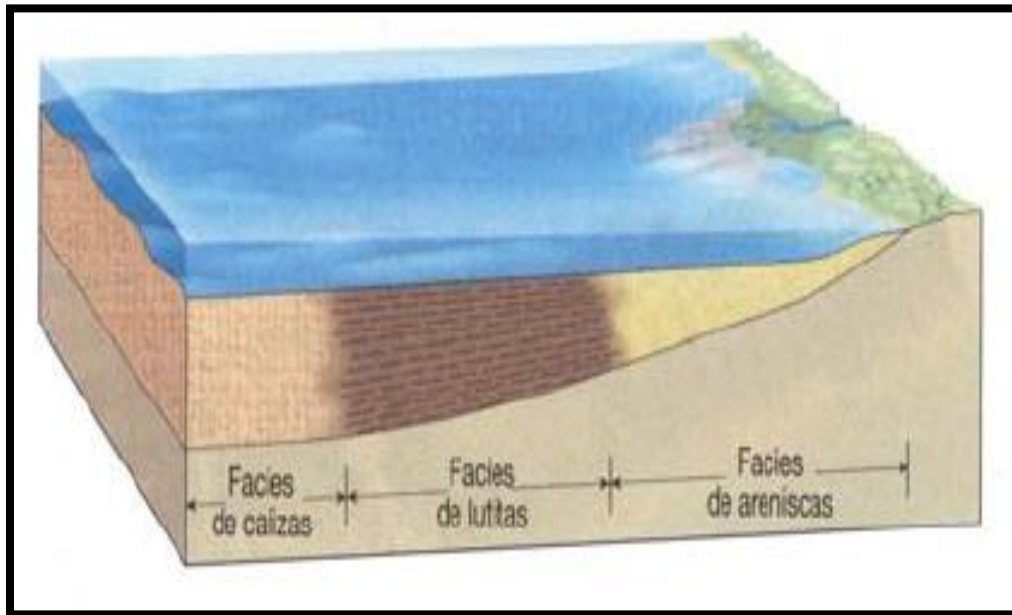


Figura 2.24 Cambios laterales entre facies entre tres unidades de la misma edad (Tomada de E.J. Tarbuck, 1999).

Cambios verticales de facies: separan a dos facies depositadas en intervalos de tiempo sucesivos, en las que su límite es una superficie de depositación, cada facies tiene diferente litología, siendo la más antigua la unidad inferior.

Cambios oblicuos de facies: son aquellos en los que tienen lugar simultáneamente cambios de facies laterales y verticales; se caracteriza por una franja que en su conjunto es oblicua a las líneas isócronas, estos tipos de cambios son bastante frecuentes en las cuencas sedimentarias donde ocurre sedimentación de terrígenos.

2.7.3. Características de las facies

Los tipos de facies y sus asociaciones son de gran utilidad en los estudios sedimentológicos y estratigráficos con fines de evaluación de cuencas sedimentarias en la exploración de hidrocarburos; para designar el contenido de una facies se usan las características de la secuencia o tipo de roca. Las denominaciones o nombres de las facies pueden ser diferentes, se pueden utilizar nombres de características descriptivas o de alguna interpretación subjetiva, por ejemplo, las facies de calizas margosas de ammonites; es un nombre descriptivo y objetivo de una facies; facies neríticas de aguas cálidas, es un nombre interpretativo o subjetivo de una facies (Vera, 1994).

Aunque generalmente se emplean nombres con características litológicas y paleontológicas, en otros casos menos frecuentes se utilizan las características paleoecológicas-paleogeográficas. Es común nombrar una facies basándose en alguna característica distintiva, tal como se muestra en la **Tabla 2.6**.

Tabla 2.6 Ejemplos de nombres representativos de facies (Modificada de Vera, 1994).

Tipos de Características o Contenido	Facies de
1.- Características litológicas	<ul style="list-style-type: none"> • Areniscas conglomeráticas rojas • Calizas margosas • Areniscas verdes (Areniscas glauconíticas)
2.- Contenido biológico (paleontológico)	<ul style="list-style-type: none"> • Globigerinas • Crucianas • Corales-nerineas
3.- Contenido y características litológicas y biológicas	<ul style="list-style-type: none"> • Calizas de algas • Calizas rojas de ammonites • Lutitas bituminosas de graptolites
4.- Localidades geográficas	<ul style="list-style-type: none"> • Tatinul • El Abra • El Doctor
5.- Nombres históricas	<ul style="list-style-type: none"> • Facies de Lechos Rojos • Facies Flysh

2.8. Diagénesis

La diagénesis se refiere a todos aquellos cambios físicos, químicos y bioquímicos que suceden en un depósito sedimentario desde su acumulación original hasta el comienzo del metamorfismo o bien hasta el inicio del intemperismo (Corrales, 1977).

Los procesos diagenéticos se inician desde el momento en que se acumula el sedimento, razón por la cual los fragmentos que forman las rocas detríticas pueden quedar cubiertos por capas de óxidos metálicos y se pueden formar arcillas a partir de algunos minerales que se degradan. En los ambientes marinos, sobre pisos duros, los procesos de perforación e incrustación por diversos organismos resultan frecuentes en la etapa diagenética.

Los procesos diagenéticos suelen realzar las diferencias originales que existen entre los sedimentos (tamaño y color de granos, etc.) por lo que las rocas sedimentarias se configuran en capas de una cierta continuidad lateral denominadas estratos, donde en algunos casos su base y techo son plano-paralelos, ya que frecuentemente rellenan paleorelieves, aunque también pueden acumularse en canales o barras que se caracterizan por su poca continuidad y por presentar múltiples irregularidades (Corrales, 1977).

2.8.1. Etapas diagenéticas

Strakhov (1962) describe 2 tipos de cambios primordiales que ocurren en la diagénesis:

- La sedimentogénesis que se refiere a la formación del sedimento.

- La metagénesis que reúne a tres procesos que son, diagénesis, catagénesis (epigénesis) y protometamorfismo.
- Diagénesis.- Se ha restringido a la transformación del sedimento a roca sedimentaria, incluyendo la neofonnación de minerales, la redistribución y recristalización de minerales y la litificación.
- Catagénesis (epigénesis).- Está relacionada a los cambios secundarios que se originan en la roca sedimentaria ya formada, es decir, se aproxima y enlaza con los procesos metamórficos.
- Protometamorfismo.- Fase que se excluye de los procesos sedimentarios (procesos meta-sedimentarios).

2.8.2. Procesos de la diagénesis

Se consideran 6 procesos como los representativos de este fenómeno (Miall, 1990), estos son:

- Compactación
- Cementación
- Recristalización
- Reemplazamiento
- Solución diferencial
- Autigénesis

Compactación: Es una reducción de volumen del sedimento, ocasionada principalmente por las fuerzas verticales ejercidas por una capa de recubrimiento creciente, a medida que es enterrado el sedimento.

Cementación: Es la depositación de minerales en los intersticios entre los granos de un sedimento. Es uno de los cambios diagenéticos más comunes y produce la rigidez de un sedimento, uniendo a las partículas unas con otras. La cementación puede ocurrir simultáneamente con la sedimentación, o bien el cemento puede ser introducido en un tiempo posterior; los materiales cementantes más comunes son: calcita, dolomita, siderita y sílice.

Recristalización: Son cambios en la textura y estructura del sedimento, por crecimiento de pequeños cristales o fragmentos en un agregado de cristales más gruesos.

Reemplazamiento: Es el desarrollo de nuevos minerales por reacciones entre los elementos constitutivos originales de los sedimentos y materiales acarreados de fuentes externas. El nuevo mineral se desarrolla en el espacio ocupado por el original, sin cambio de volumen; puede tomar la forma del mineral reemplazado (seudomorfo).

Solución diferencial: Son procesos de disolución selectiva dentro de un segmento del sedimento o roca sedimentaria, como elementos constitutivos particulares o a lo largo de los planos de estratificación.

Autigénesis: Es el desarrollo de nuevos minerales o sobrecrecimientos dentro de un sedimento.

2.8.3. Procesos diagenéticos en sedimentos clásticos

En la diagénesis de gravas, hay que destacar que además de la influencia de la textura (tamaño, forma, clasificación), composición química y mineralógica, hay que atender a la presencia o ausencia de “matriz”. Por ello hay que establecer diferencias en las relaciones texturales, sobre todo de “fábrica” (empaquetamiento y orientación de partículas), con el diferente comportamiento mecánico de gravas, arenas, matriz, cementos, etc.

En areniscas, es frecuente el proceso de “disolución por presión”, originado por la disolución de los granos en su punto de contacto, como respuesta a una presión, generalmente la litostática. El material disuelto puede depositarse nuevamente en superficies donde se ejerce menor presión. La disolución por presión se ve favorecida por la presencia de arcilla y/o mica entre los granos de cuarzo; asimismo en areniscas con materia orgánica aparecen las suturas, típicas de la disolución por presión. La explicación, en el caso de las arcillas, es que aumenta la solubilidad de la sílice por liberación del K⁺ (ilitas) y además la difusión de la sílice disuelta es favorecida por las películas arcillosas que rodean los granos de cuarzo.

La compactación en materiales formados por clastos, aparece simultánea o ligeramente posterior a la sedimentación; la reducción de porosidad y eliminación de fluidos representa disminución de volumen y por tanto disminución del espesor de los estratos. Su intensidad depende en gran parte de la porosidad inicial, que está relacionada con el tamaño de grano y contenido en agua pelicular (Corrales, 1977). Un fango arcilloso con 90% de porosidad inicial se puede reducir a la décima parte de espesor, mientras que una arena con un 35% de porosidad inicial se reducirá sólo a los 2/3 de su espesor. Si comparamos dos sedimentos de muy diferente comportamiento, por ejemplo “arcillas” y “arenas”, observaremos que las arcillas (porosidad inicial de 50%-90%), en una primera fase de compactación se reducen al 40%-45% debido a la expulsión de agua; comienza una reordenación de partícula, que desarrolla “laminación” y se llega a una pérdida total de porosidad (a unos 6 km de profundidad). La “reducción de espesor” puede llegar al 80%, así 1cm de lutitas puede pasar a tener 0.2 cm de pizarras, cuando se metamorfizan.

Las arenas (porosidad inicial de 25% - 45%) reducen ligeramente su porosidad a valores del 10% - 25% y la consolidación final se alcanza más por efectos de la “cementación” que por la propia compactación. En el caso de los sedimentos carbonatados los efectos de la compactación son más complejos, ya que durante los mismos se producen procesos de “disolución”, bajo presión, que enmascaran los resultados (formación de “estilolitos”) y complican su cuantificación (Corrales, 1977).

Cuando se quiere interpretar la geometría de rocas sedimentarias antiguas, el problema principal es conocer los efectos de la “compactación diferencial”. Dado que los sedimentos reducen su volumen de forma desigual (según la litología y la textura), es frecuente que volúmenes de materiales originalmente semejantes pasen a tener diferente espesor después de la compactación, con la consiguiente modificación de la geometría de los estratos. La diagénesis en sedimentos arcillosos es muy compleja por las grandes variaciones mineralógicas, químicas y texturales que tienen las arcillas (Corrales, 1977).

De los componentes iniciales (arcillas, cuarzo, feldespatos, carbonatos, sílice, etc.) el cuarzo y los minerales arcillosos son los más estables. La fuerte compactación que sufren las arcillas provoca el ascenso de agua intersticial salina, que provoca diferentes cambios químicos (adsorción, filtración, cambio de catión). Uno de los cambios más comunes es el paso de la montmorillonita a illita y clorita en medios marinos, donde a medida que aumenta la profundidad de enterramiento aumenta el cambio mineralógico. En medios salinos con agua intersticial “supersalina” se originan minerales ricos en Mg (Clorita, Sepiolita, Atapulgita).

Otra característica de la diagénesis de arcillas es la aparición de nódulos y concreciones de manganeso, sulfuros y carbonatos; en facies terrígenas la neoformación es distinta en las facies más proximales, ya que inicialmente son más ricas en montmorillonita, illita degradada y caolinita, como consecuencia de la mayor influencia del área madre (meteorización). En las facies más distales, netamente marinas, la neoformación es el origen indiscutible de illita y clorita. En etapas diagenéticas muy avanzadas, la proximidad del metamorfismo se anuncia por la esquistosidad, la cristalinidad de la illita y la aparición de sericita, clorita, etc.

3. CASOS HISTÓRICOS

En el presente capítulo se abordan casos históricos de yacimientos en secuencias terrígenas de México y el Mundo; así como una breve descripción de lo que son los yacimientos no convencionales que se encuentran en materiales rocosos similares. Para los yacimientos no convencionales, se analizaron únicamente los temas de arenas bituminosas y lutitas gasíferas.

3.1. Campos Nacionales

Para los casos históricos de México se brinda información sobre la ubicación, antecedentes del campo, características geológicas, sistema petrolero, características del yacimiento y reservas. Los campos fueron agrupados en cuencas, dado que algunos de ellos pertenecen a la misma cuenca y comparten características. Se seleccionaron diez campos ubicados en la República Mexicana: de la Cuenca de Burgos se seleccionaron 2 campos, de la Cuenca de Chicontepec 1 campo, Cuenca de Sabinas 1 campo, Cuenca Salina del Istmo 1 campo, Sonda de Campeche 1 campo, Cuenca Tampico-Mizantla 1 campo y de la Cuenca de Veracruz 3 campos.

3.1.1. Cuenca de Burgos

3.1.1.1. Campo Kriptón

3.1.1.1.1. Localización

El campo Kriptón se localiza en la en el Estado de Tamaulipas, a una latitud 26.033656° y longitud -98.484767° , cerca de la ciudad de Reynosa, Tamaulipas. Forma parte de la Región Norte, en el Activo Integral Burgos (**Figura 3.1**).

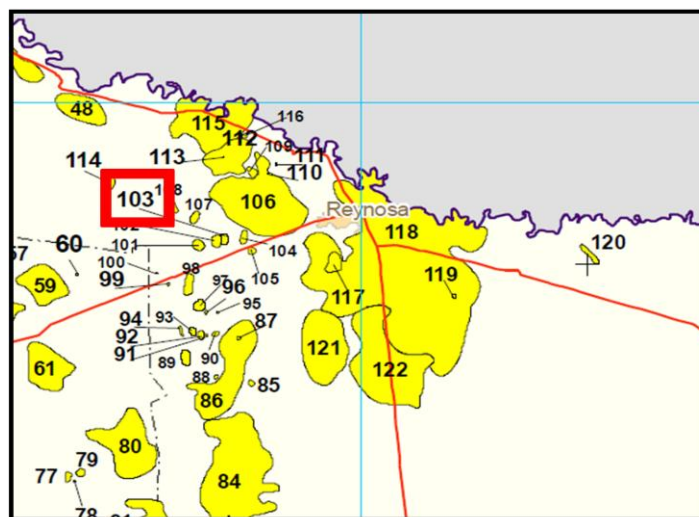


Figura 3.1 Localización del Campo Kriptón (Marcado con el numero 103) (Tomado de PEP, 2009.)

3.1.1.1.2. Antecedentes

La exploración de la Cuenca de Burgos inicia a principios del siglo pasado, incrementándose notablemente en 1942, dando inicio la producción en 1945 con el descubrimiento y desarrollo del campo Misión, cercano a la ciudad de Reynosa, Tamaulipas; posteriormente en las cuatro décadas siguientes hubo importantes descubrimientos. A partir de 1994 se inició la reactivación de la cuenca con la aplicación de nuevos conceptos de trabajo y tecnológicos, que permitieron incrementar la producción promedio diaria de 220 millones de pies cúbicos de gas natural en 1994, a 1,481 millones de pies cúbicos por día en promedio durante 2010, logrando así acumular una producción promedio de 10,586 miles de millones de pies cúbicos. Las reservas remanentes totales ascienden a 839 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, actualmente 232 campos se encuentran activos (Lajous, 2004).

Los campos con mayor importancia siguen siendo Arcabuz, Arcos, Cuitláhuac, Culebra y Peña Blanca, que junto a la reactivación de campos como Corindón, Santa Rosalía, Viboritas y el desarrollo del campo Oveja, han contribuido con 76.6 por ciento del gas natural producido en esta cuenca. Sobresale la confirmación del alineamiento productor Árabe-Sultán-Kriptón hacia la porción Occidente de los campos Reynosa y Monterrey.

Este pozo exploratorio Kriptón 1 fue perforado en una trampa de tipo estratigráfico-estructural, dentro de facies deltáicas y fluviodeltáicas de los plays Frío No Marino y Vicksburg, ambos de edad Oligoceno, (Pemex, 2002).

3.1.1.1.3. Características geológicas

El play Vicksburg – Frío es el de mayor interés en el campo Kriptón y el más importante de la Cuenca de Burgos, se ubica en la parte oriental, con un subsistema generador constituido por lutitas que fueron depositadas en ambientes batiales de la formación Vicksburg, con un potencial generador bueno con valores de COT < 0.5 a 1 %, producto de una mezcla de kerogenos del Tipo II y III y una madurez de 0.5 a 1.2 % de Ro. La generación de hidrocarburos es principalmente una mezcla de metano termogénico con humedad de 1 al 15 %, (González y Aguayo, 2006).

El área del Play Frío se restringe a una franja norte – sur en la parte central de la cuenca y cubre aproximadamente 15, 000 Km², presenta facies fluviales, fluvio – deltaicas, de frente deltaico y de prodelta, y se encuentra afectado por fallas normales con caída al este. Por su mayor producción destacan 6 campos en el Play Frío, siendo éstos: Francisco Cano, Treviño, Pascualito, Reynosa, Brasil y Torrecillas.

La Formación Frío del Oligoceno es la más importante productora de gas no asociado ya que ha aportado a la fecha el mayor porcentaje de los hidrocarburos provenientes de los campos de la Cuenca de Burgos. Cabe señalar que de esta formación produce el Campo Reynosa el cual es un gigante que a la fecha ha acumulado 2.2 MMMMPCG (billones de pies cúbicos de gas), (González y Aguayo, 2006).

3.1.1.1.4. Sistema petrolero

En la Cuenca de Burgos se han identificado tres plays principales: Pimienta–Midway, Wilcox y Vicksburg–Frio, del Jurásico Superior, Paleoceno-Eoceno y Oligoceno respectivamente (**Figura 3.2**). Las evidencias para la postulación de estos, se basan en la existencia común de rocas generadoras que presentan buenas condiciones de cantidad, calidad y madurez de la materia orgánica para la generación de hidrocarburos, condición que está relacionada con rocas almacenadoras y sello, así como los procesos que incluyen la formación de la trampa, generación, migración, acumulación y preservación de los hidrocarburos, por lo que existe sincronía.

La secuencia Cenozoica está integrada por depósitos de potentes secuencias arcillosas, con intercalaciones variables de areniscas de espesor delgado a medio, acumulados sobre una amplia y extensa plataforma continental de bajo relieve y lenta subsidencia, predominantemente de ambientes mixtos y marinos internos a medios. La sedimentación se efectuó en depósitos cíclicos sucesivos transgresivos – regresivos, del Paleoceno al Reciente y que en general, representan una extensa progradación hacia el oriente, (Bruno, 2010).

PERIODO	ÉPOCA	PLAYS		
CENOZOICO	CUATERNARIO	VICKSBURG FRIO (!)		
	PLEISTOCENO			
	PLIOCENO			
	MIOCENO		U	
			M	
			L	
	OLIGOCENO		U	
			L	
	EOCENO		U	WILCOX (!)
			M	
L				
PALEOCENO	U			
	L			
CRETÁCICO	SUPERIOR	PIMIENTA MIDWAY (!)		
	INFERIOR			
JURÁSICO	SUPERIOR			

Figura. 3.2 Columna estratigráfica asociada a los plays de la Cuenca de Burgos (Modificada de PEMEX, 2004).

a) Roca generadora.

El potencial generador del Oligoceno Vicksburg, varía de pobre (Carbono Orgánico Total < 0.5%) a Regular (COT entre 0.5 a 1.0%), encontrándose en lutitas depositadas en un ambiente deltaico; tienen un potencial generador pobre, sin capacidad de generación comercial debido a la intensa biodegradación y oxidación, asociada a un ambiente de alta energía: mientras que las lutitas que se depositan en el prodelta tienen un potencial generador regular. El tipo de Kerógeno corresponde con una mezcla de Kerógeno tipo II (con tendencia a generar aceite y gas) y tipo III (con tendencia a generar solo gas); el índice de Hidrógeno tiene valores de 300 hasta casi 600 mg de HC/g de COT, lo que indica la mejor calidad de materia orgánica detectada hasta el momento en la Cuenca de Burgos, con capacidad para generar gran cantidad de condensados y de gas seco.

Las facies de lutitas marinas que se encuentran distribuidas en la columna sedimentaria en la Formación Vicksburg, presentan un contenido de materia orgánica (Kerógeno) de bajo a alto, siendo en su mayor parte continental, de tipo leñoso y carbonoso, con índices de alteración térmica de la materia orgánica de moderada a fuerte, con una generación primordial de gas y condensado, (García – Esparza y Cuevas, 1999). La cromatografía de gases obtenida de los pozos perforados en la franja productora del Eoceno indica que son mezclas de metano biogénico-termogénico, con contenidos de humedad de 5-20%, asociado con fuertes anomalías geotérmicas de 50-60 °C/km (Ziga, 1977). Los principales campos productores de gas asociados a este subsistema generador son: Arcos, Arcabuz-Culebra, Cuitláhuac, Pípila y Simbad. Los yacimientos con gases expulsados en el Oligoceno también son mezclas de metano biogénico-termogénico y gas húmedo, asociados con anomalías geotérmicas menores a 40 °C/km. Los principales campos productores de gas asociados a este subsistema son: Reynosa, Monterrey y Brasil.

b) Roca almacenadora.

Su depósito se debió a un evento de carácter transgresivo, con alternancias de lutitas y areniscas de ambientes continentales, deltaicos, prodeltaicos y turbidíticos. Los depocentros tienen espesores brutos de arenas de 50 a 500 m y espesores netos saturados de 8 a 40 m. En la formación Frío se tiene en promedio 20% de porosidad, la saturación de agua de formación es del 45 % y la salinidad de la misma varía de 6,000 a 25,000 partes por millón; la permeabilidad, presenta variaciones. Las rocas almacén en el subsistema generador Oligoceno Vicksburg - Frío, presentan un rango de permeabilidad de 0.05 a 20 milidarcies en promedio (García y Cuevas, 1999).

Para la Formación Frío se tiene como roca almacenadora, a los cuerpos arenosos con porosidades promedio de 9 a 32 % y espesores netos de arena de 7 a 50 m; clasificados petrográficamente como areniscas líticas y feldespáticas con porosidades visuales de moderadas a buenas. Hacia la parte occidental de la cuenca de Burgos, la roca almacén consta de paquetes de areniscas, rodeadas y/o cubiertas de limolitas y lutitas depositadas en ambientes deltaicos, tales como islas de barrera, barras costeras, barras de desembocadura, canales distributarios y anastomosados. Mientras que en la parte oriental, la roca almacén fue acumulada en canales y abanicos de piso de cuenca (Oviedo y Aguayo, 2007).

c) Roca sello.

Los elementos que actúan como sello dentro de los yacimientos del play Frío son las lutitas cuyos sedimentos se formaron en las planicies costeras y deltaicas depositadas dentro de la misma unidad estratigráfica, considerando además el aspecto estructural del área en donde tenemos entrapamientos de hidrocarburos por cierres contra falla, en donde la falla actúa como un sello lateral al estar constituida por milonitas, (Oviedo y Aguayo, 2007).

Un ejemplo de esta característica se tiene en el Campo Huizache, donde existen numerosos paquetes de lutitas en la Formación Frío que se encuentran distribuidos a lo largo de toda la columna sedimentaria que sellan los cuerpos de areniscas que constituyen el receptáculo de los hidrocarburos. Existen también fallas que en menor proporción tienen la función del sello lateral, así como también los cambios de facies que se encuentran en el área.

d) Trampa.

Las trampas son del tipo estructural-estratigráfico y se encuentran conformadas por una secuencia de desarrollos arenosos, depositados principalmente sobre los bloques bajos de las fallas de crecimiento. Las trampas estructurales en “rollover”, asociadas a las fallas de crecimiento, tienen cierres contra falla por reactivación de éstas y trampas combinadas con acuñaientos por cambios laterales de facies.

e) Migración y sincronía.

La migración de los hidrocarburos, se considera que se efectuó casi de manera inmediata a la generación de los mismos. Los hidrocarburos se desplazaron de las lutitas generadoras hacia los desarrollos arenosos más próximos, siguiendo una trayectoria corta, vertical ascendente y lateral a través de las fallas de crecimiento. La edad de generación de los hidrocarburos y su migración se estima que empezó hace aproximadamente 35 millones de años (García y Cuevas, 1999).

Los hidrocarburos almacenados en el Play Frío fueron originados a partir de focos de generación profundos del Play Vicksburg. Estos hidrocarburos sufrieron una migración secundaria y se entraparon en las areniscas del play Frío existiendo buena sincronía, (García y Cuevas, 1999) (**Figura 3.3**).

En la secuencia Vicksburg – Frío, las porosidades están relacionadas a un sistema de extensión de fallas regionales de edad Oligoceno tardío- Mioceno temprano que actúan como rutas de migración que alimentan principalmente a trampas combinadas formadas por estructuras “rollover”, fallas antitéticas y en menor grado a trampas de carácter estratigráfico; las fallas son principalmente de rumbo N-S de forma lítrica, formando bloques que segmentan a los yacimientos de la cuenca.

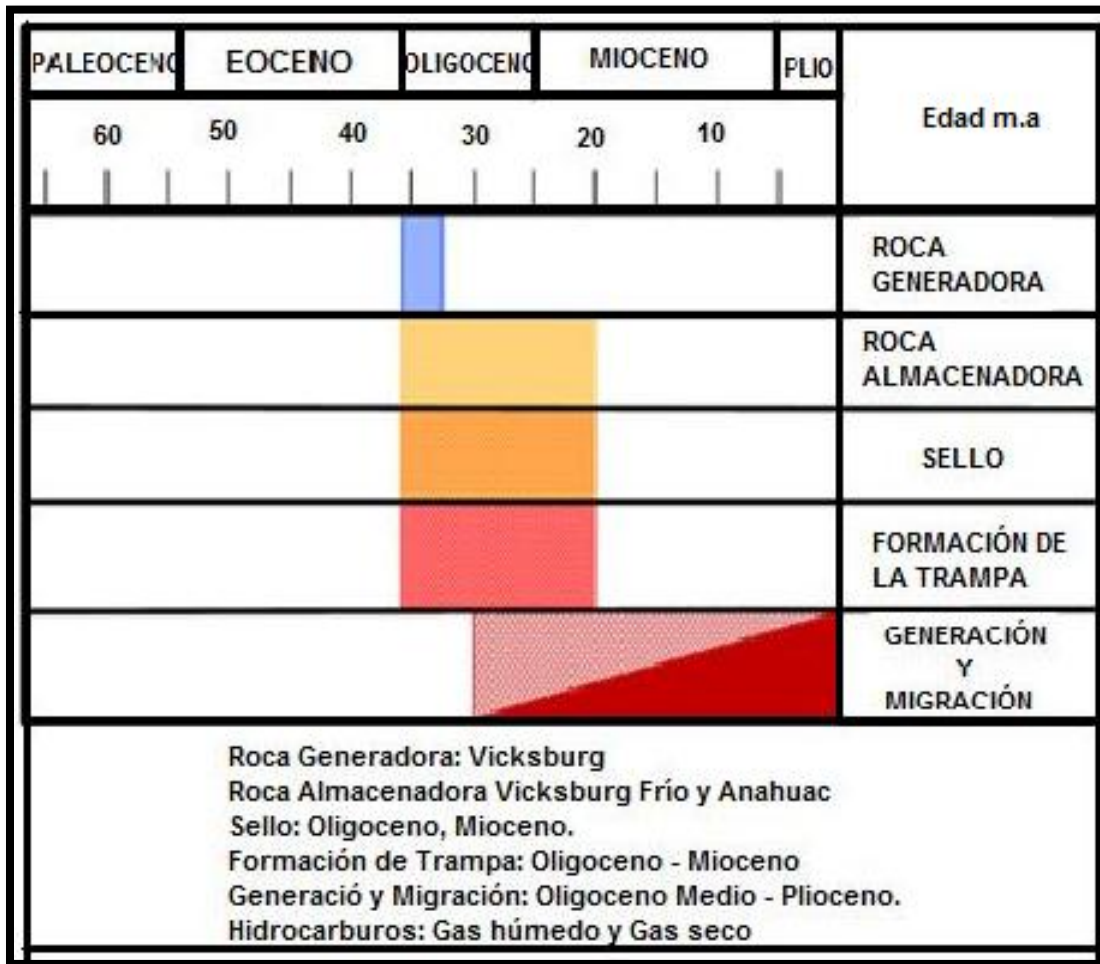


Figura 3.3 Diagrama de sincronía para el Oligoceno Vicksburg Inferior (González y Aguayo, 2006).

3.1.1.1.5. Características del yacimiento

La litología en los yacimientos está compuesta por areniscas de grano medio a fino, con una porosidad promedio de 18 por ciento y una saturación de agua de 51 por ciento para el intervalo más profundo, y de 20 por ciento de porosidad y 30 por ciento de saturación de agua en el intervalo más somero, (Pemex, 2002).

Estructuralmente, el pozo Kriptón-1 quedó ubicado en la cima de un anticlinal seccionado por fallas, con orientación Norte- Sur, limitado en el flanco occidental por la falla de crecimiento denominada Berrendo. En la **Figura 3.4** se muestra la configuración estructural del horizonte productor de gas y condensado, en donde se puede observar que el pozo Kriptón-1 se encuentra entre dos fallas que lo separan de otros bloques, (Pemex, 2002).

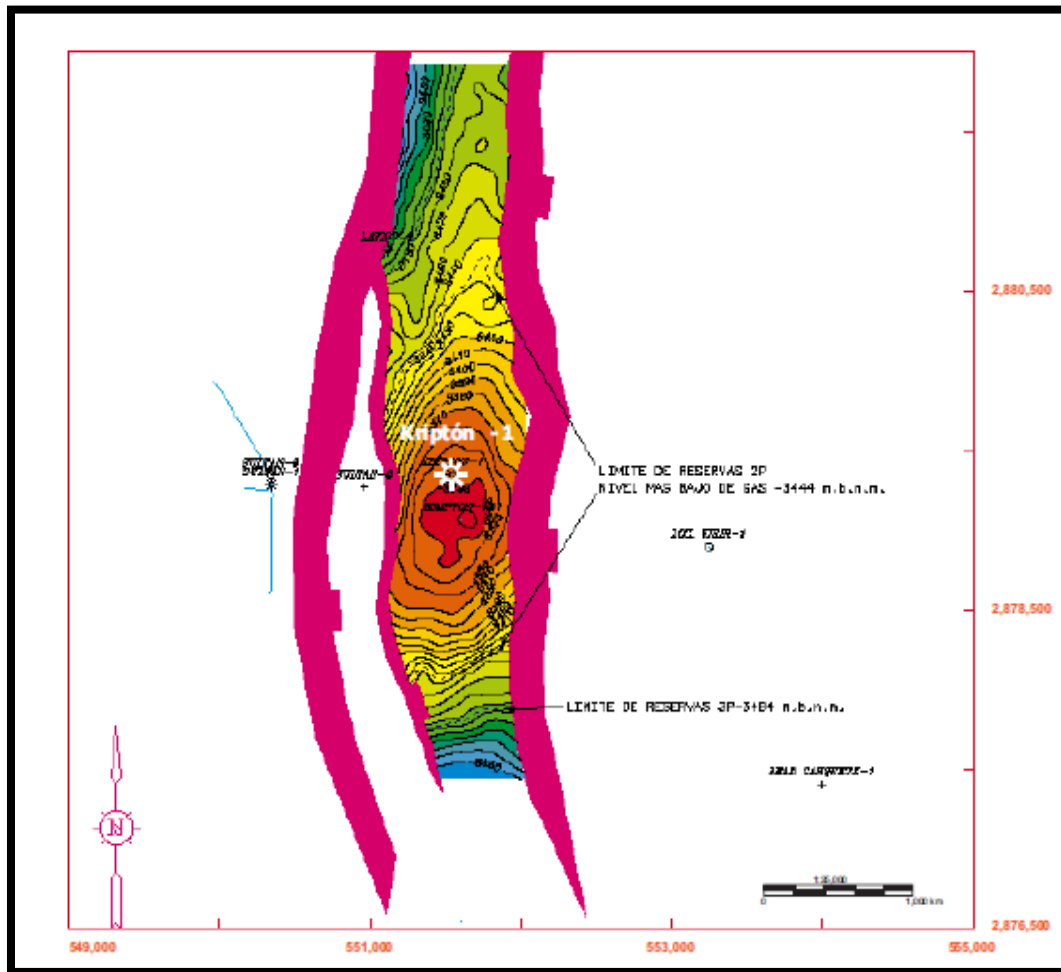


Figura 3.4 Configuración estructural de la arena PP-1 de edad Oligoceno. (Tomado de Pemex, 2002).

El pozo Kriptón-1 atravesó una columna de 3,720 metros verticales, abarcando desde el Pleistoceno hasta el Oligoceno. En la sección sísmica-estructural de la **Figura 3.5**, se aprecia la ubicación del pozo en la estructura. Adicionalmente, también se observan los dos intervalos en donde se estableció producción comercial, y que corresponden a facies deltáicas del Oligoceno Vicksburg y del Frío No Marino, (Pemex, 2002).

3.1.1.1.6. Reservas

El volumen original 3P de gas natural es de 59.6 miles de millones de pies cúbicos, mientras que sus reservas 1P, 2P y 3P son 12.8, 38.3 y 45.7 miles de millones de pies cúbicos de gas, respectivamente, (Pemex, 2002).

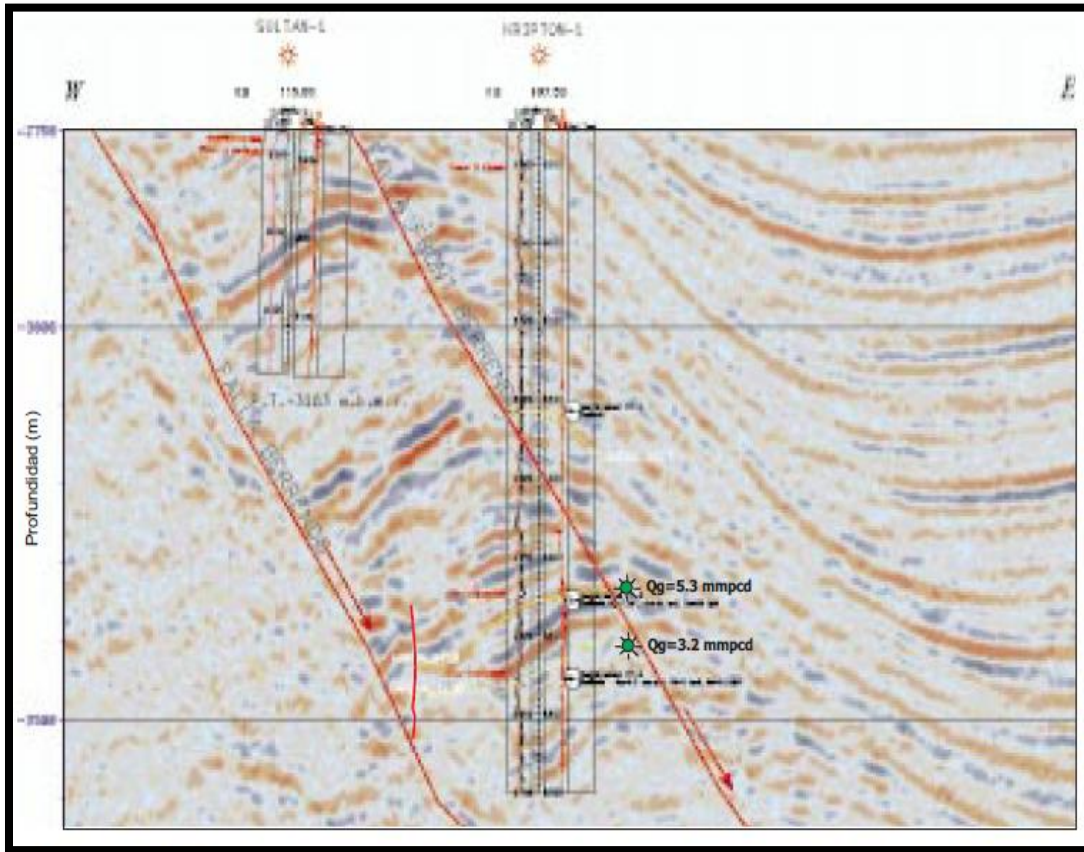


Figura 3.5 Sección sísmica calibrada con los registros geofísicos del Pozo Kriptón-1. Se indican las producciones de gas no asociado obtenidas en los dos intervalos probados. (Tomado de Pemex, 2002).

3.1.1.2. Campo Levita

3.1.1.2.1. Localización

El campo Levita se localiza en la en el estado de Tamaulipas, a una latitud 26.514112° y una longitud -99.342422° , cerca de la ciudad de Nuevo Laredo, Tamaulipas; forma parte de la Región Norte del Activo Integral Burgos (**Figura 3.6**).

3.1.1.2.2. Antecedentes

Los primeros trabajos de prospección petrolera en la Cuenca de Burgos, se iniciaron a fines de la década de 1920- 1930, por compañías extranjeras, quienes apoyadas en estudios geológicos y de manifestaciones superficiales, realizaron una primera etapa de perforación, que culmina con el establecimiento de la producción de gas en cuatro campos: La Presa, Rancherías, Lajitas y Laredo, ubicados en la porción nor-noreste de la cuenca.

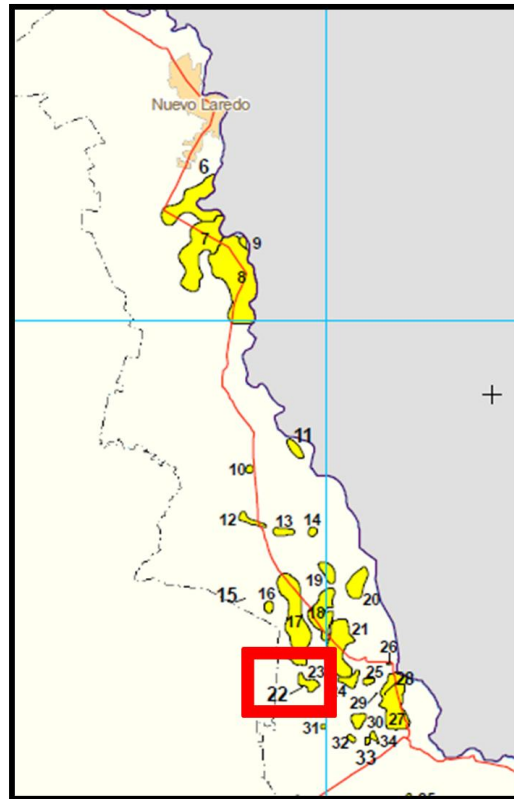


Figura 3.6 Localización del Campo Levita (Marcado con el numero 22) (Tomado de PEP, 2009.)

Petróleos Mexicanos inició la exploración en la Cuenca de Burgos en 1939 y es hasta Abril de 1945, cuando ve coronados sus esfuerzos, con el descubrimiento comercial de gas en areniscas del Oligoceno, en el pozo Misión-1, ubicado a aproximadamente a 30 Km al noroeste de la Ciudad de Reynosa Tamaulipas. Con el descubrimiento comercial de gas se intensificó la actividad exploratoria por lo que se hicieron nuevos descubrimientos, activándose simultáneamente su desarrollo y el establecimiento de nuevos campos.

A la Cuenca de Burgos, se le clasifica como productora de gas en etapa de desarrollo con producción en casi toda la columna Cenozoica, salvo en la parte occidental, donde también hay producción en rocas Jurásicas y Cretácicas, ya que en este sector, estas secuencias se encuentran poco profundas (Best y Monroy, 2008). La Cuenca se puede subdividir en franjas representativas de las áreas de producción y que reflejan la edad de los yacimientos, estas franjas son sensiblemente paralelas entre sí y con una orientación principal noroeste-sureste; a su vez estas franjas se distinguen por sus características sedimentario-estratigráficas, estructurales y por su atractivo económico petrolero, siendo más jóvenes de poniente a oriente; estas franjas son: Franja Jurásico-Cretácico, Franja Paleoceno, Franja Eoceno, Franja Oligoceno y Franja Mioceno (Pérez y Aguayo, 2006).

En 1993, PEMEX y Chevron elaboraron un estudio geológico y geoquímico en el que se analizó la estratigrafía del área, y definieron tres estilos estructurales: el primero, al occidente del área, compuesto por una serie de bloques afectados por fallas normales de

poco desplazamiento; el segundo, un sistema de fallas normales de crecimiento en las formaciones Vicksburg y Frío principalmente, y el tercero ubicado al oriente, formado por bloques afectados por fallas normales y diapiros de arcilla en el Oligoceno Superior y Mioceno. También se han identificado tres unidades de rocas generadoras de hidrocarburos, una en el Paleoceno – Eoceno, otra en el Oligoceno y la tercera en el Mioceno (Pérez y Aguayo, 2006).

En 1994 – 1995 se realizó el Estudio de Potencial Remanente del Cenozoico del Proyecto Integral Burgos. En este estudio de tipo regional, se delimitaron de manera general los plays de la Cuenca de Burgos mediante la interpretación de secciones sísmicas 2D e información de pozos. El área de la Cuenca de Burgos se encuentra cubierta por una gran cantidad de estudios geofísicos sismológicos regionales, de semidetalle y detalle, que determinan los modelos estructurales que afectan a la secuencia sedimentaria en el área (Pérez y Aguayo, 2006).

El pozo Levita-1 cortó la secuencia profunda del Paleoceno Midway en el área denominada Emú, donde se encuentra el campo del mismo nombre. La producción comercial de gas se estableció después de probar dos intervalos, dentro de facies de sistemas turbidíticos o de canales turbidíticos del Play Emú, de edad Paleoceno.

3.1.1.2.3. Características geológicas

La estructura es un anticlinal orientado de Norte a Sur, limitado por una falla hacia el Sur y por un cambio de facies hacia el Norte, mientras que al Oeste se encuentra una falla de crecimiento. La **Figura 3.7** presenta la configuración estructural de este horizonte productor de gas y condensado. La columna perforada alcanzó 3,036 metros verticales y desde el punto de vista estratigráfico, comprende secuencias sedimentarias que abarcan desde el Eoceno Recklaw que aflora hasta el Paleoceno Midway. En la sección sísmica-estructural de la **Figura 3.8**, se pueden observar tanto anomalías de amplitud asociadas a la presencia de gas, como la segmentación de la estructura por la presencia de fallas de tipo normal, por lo que se ha identificado un tipo de trampa estratigráfico-estructural.

La litología en los yacimientos descubiertos está compuesta, en el intervalo más profundo por areniscas de grano fino a medio, en tanto el otro intervalo se compone de areniscas de grano grueso a medio.

Entre las lutitas y areniscas del Paleoceno y Eoceno, se encuentran valores de Carbono Orgánico Total superior al 1%, en las formaciones Midway del Paleoceno, Recklaw y Cook Mountain del Eoceno. En el marco de una regresión general cenozoica que rompe con la sedimentación de carbonatos mesozoicos, se inicia una fuerte subsidencia y sedimentación de terrígenos finos y arenosos acompañados de materia orgánica continental (tipos III y IV) en condiciones marinas a mixtas, cuyo potencial generador es irrelevante (Best y Monroy, 2008).

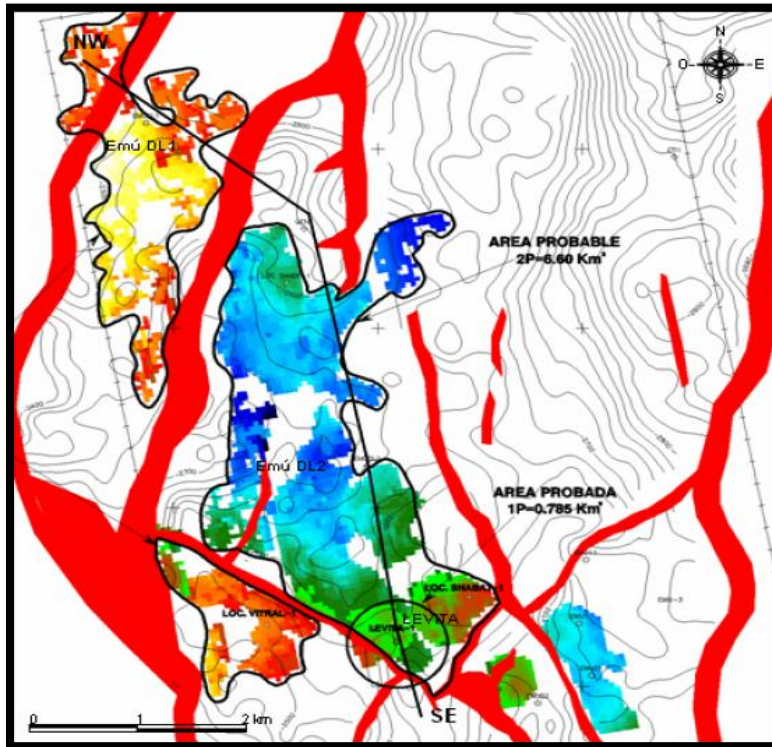


Figura 3.7 Mapa estructural de las areniscas del campo Levita. El campo se encuentra entre dos fallas de crecimientos importantes y las fallas sintéticas compartamentalizan los yacimientos. (Tomado de Pemex, 2003).

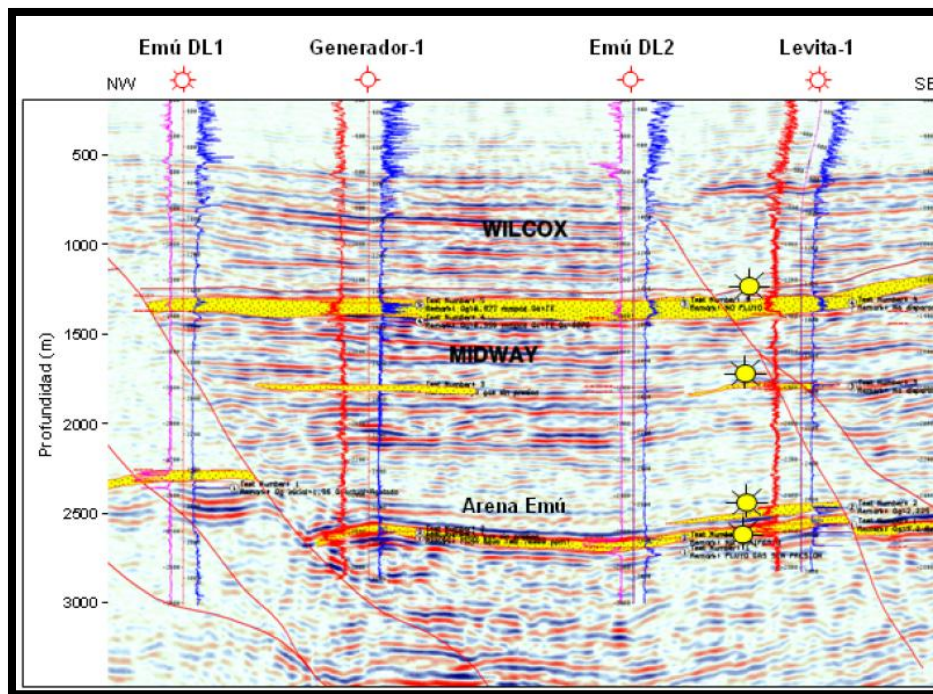


Figura 3.8 Sección sísmica mostrando la continuidad de las arenas de los yacimientos del campo Emú hacia el bloque del Pozo Levita-1 (Tomado de Pemex, 2003).

El sistema petrolero Wilcox se encuentra ubicado en la parte centro-occidental de la Cuenca, a manera de una franja norte-sur, y las rocas generadoras son las gruesas secuencias arcillosas de las formaciones Midway y Wilcox del Paleoceno y Wilcox del Eoceno, considerándose esta última como la principal secuencia generadora; el potencial generador de esta roca va de pobre a bueno en sentido W-E; ya que sus facies varían en este mismo sentido desde salobres hasta nerítico externo e incluso batial superior, con valores de COT que fluctúan entre < 0.5 a 2.0 % y materia orgánica del tipo III y II. Por lo que respecta a su madurez, los valores de R_o varían entre < 0.5 % en la región occidental a 2.0 % en la porción central, ubicando a esta última en la ventana de generación de gas húmedo (Best y Monroy, 2008).

3.1.1.2.4. Sistema petrolero

En el Campo Levita se han identificado dos plays: Pimienta–Midway y Wilcox, aunque en otras zonas próximas, también se ha identificado el play Vicksburg-Frio.

a) Roca generadora.

La generación principal de hidrocarburos, proviene de las lutitas marinas. Estas rocas se encuentran ampliamente distribuidas e intercaladas en toda la columna sedimentaria y presentan un contenido moderado a alto de materia orgánica (Kerógeno), que en la mayor parte es de origen continental (leñosa – carbonosa) y en menor proporción marina (algácea) (Echanove, 1986). Los índices de alteración térmica de la materia orgánica son de moderada a fuertemente madura; correspondiente a la zona catagenética de generación predominante de gas seco, gas húmedo, condensado y ocasionalmente aceite ligero (Echanove, 1986). Los yacimientos del Mesozoico ubicados en el occidente de la cuenca son poco significativos, aun cuando las rocas del Jurásico Superior y Cretácico Superior presentan características con buen potencial como generadoras (Best y Monroy, 2008).

El sistema petrolero Pimienta-Midway ubicado en la porción occidental de la misma y tiene como principal roca generadora a las lutitas de la Formación Pimienta del Jurásico Superior, cuyo potencial generador varía de pobre a bueno con un Carbono Orgánico Total (COT) < 0.5 a 2% , en tanto que su materia orgánica corresponde a Kerógeno del tipo I y II (Echanove, 1986), cuyo grado de madurez es considerado alto, debido a que su Reflectancia de Vitrinita (R_o) equivalente varía de 2 a 3% , condiciones que dan origen a la generación únicamente de gas seco con alto contenido de metano termogénico; dentro de la secuencia del Cretácico; las formaciones Eagle Ford y Agua Nueva (Turoniano), San Felipe (Coniaciano-Santoniano) y Méndez (Campaniano-Maestrichtiano) presentan un comportamiento geoquímico semejante en cuanto a su contenido de carbono orgánico, superior en todos los casos al 1% y con valores considerables de S_2 (hidrocarburos potenciales) en una buena proporción, lo que permite catalogarlas como rocas generadoras (Best y Monroy, 2008).

Estas rocas consisten de calizas arcillosas y lutitas calcáreas depositadas sobre una plataforma abierta y extensa, durante las últimas etapas de la transgresión regional que cubrió gran parte del territorio mexicano (Best y Monroy, 2008). Una fuente secundaria

para la generación de hidrocarburos en este sistema lo constituyen los sedimentos arcillosos de la Formación Midway (Cenozoico) que presenta un potencial generador que fluctúa desde pobre en la porción occidental con valores de COT < 0.5 %, hasta bueno en la porción oriental con valores de COT > 2 % asociados a una acumulación en un ambiente reductor. La materia orgánica es del Tipo III y varía de inmadura hasta sobre madura con valores de Ro > 0.5 hasta 4.0 % en el sentido W –E, esto es el resultado de mayor sepultamiento de estas rocas como ocurre en el oriente de la cuenca (Echanove, 1986).

En el sistema petrolero Wilcox las rocas generadoras son las gruesas secuencias arcillosas de las formaciones Midway y Wilcox del Paleoceno y Wilcox del Eoceno, considerándose esta última como la principal secuencia generadora; el potencial generador de esta roca va de pobre a bueno en sentido W-E; ya que sus facies varían en este mismo sentido desde salobres hasta nerítico externo e incluso batial superior, con valores de COT que fluctúan entre < 0.5 a 2.0 % y materia orgánica del tipo III y II (Echanove, 1986). Por lo que respecta a su madurez, los valores de Ro varían entre < 0.5 % en la región occidental a 2.0 % en la porción central, ubicando a esta última en la ventana de generación de gas húmedo.

b) Roca almacenadora.

Las rocas almacenadoras cenozoicas constituyen las areniscas intercaladas en la secuencia arcillo – arenosa. Las areniscas presentan diferente grado de arcillosidad y madurez, de acuerdo a las características del ambiente de depósito y al ciclo sedimentario correspondiente, lo cual influye notablemente en su porosidad y permeabilidad.

Las rocas almacenadoras del Paleoceno Midway (66.5-60 m.a) corresponden con depósitos en una plataforma nerítica externa a batial superior en su parte inferior y en su parte superior es más somera, ocurriendo el depósito en plataformas de ambientes nerítico externo; también se tienen depósitos de complejos abanicos submarinos de talud y de piso de cuenca, con espesores brutos de hasta 110 m y de arenas netas saturadas con espesores promedio de 35 m.

La principal roca almacenadora para el Play Wilcox la constituyen cuerpos de areniscas dentro de la formación Wilcox, depositados en un ambiente de frente deltaico dominado por el oleaje. De acuerdo a los resultados de los registros geofísicos (Echanove, 1986), los intervalos probados tienen una porosidad entre 10 y 15 %, es de tipo intergranular como intragranular y en ocasiones secundaria, móldica e intercrystalina, con una saturación de agua de 35 a 70 %. De acuerdo a los resultados de los análisis de núcleos de pared, la porosidad es de entre 5 y 17%, con una permeabilidad que va de 0.0003 a 1.494 md (Echanove, 1986). Los espesores brutos de la roca almacén fluctúan entre los 18 y 30 m, en tanto que sus espesores netos lo hacen entre 5 y 15 m. Los sistemas regionales de fallas formadas por deformación por extensión ejercieron una gran influencia en el depósito de estos cuerpos arenosos, ya que originaron grandes depocentros en los bloques bajos de las fallas de crecimiento.

c) Roca sello.

En el cenozoico se ha establecido una secuencia arcillo – arenosa con predominio de potentes secciones arcillosas marinas de amplia distribución que van aproximadamente de 20 hasta 100 metros, se considera que estas lutitas constituyen un magnífico sello, al cubrir a las areniscas almacenadoras (Echanove, 1986).

La roca sello para el Play Midway corresponde a una secuencia arcillo – arenosa con predominio de potentes secciones arcillosas (lutitas – lutitas limolíticas) de amplia distribución que van aproximadamente de 20 hasta 100 metros, constituyen un magnífico sello, al cubrir las areniscas almacenadoras (Best y Monroy, 2008).

La roca sello para el Play Wilcox corresponde a lutitas con espesores que varían de 50 a 200 m; dependiendo del pozo al que se esté refiriendo. También se tiene que a nivel regional el play posee un sello arcilloso tanto en la parte superior, como en la porción inferior (**Figura 3.9**) (Echanove, 1986).

d) Trampas.

Las trampas, son de tipo combinado estratigráfico – estructural asociadas a fallas de crecimiento y/o estructuras anticlinales de suave relieve (“rollover”), frecuentemente seccionadas en menor o mayor grado por fallas normales, de gravedad y pos – depositacionales (Echanove, 1986).

Las trampas definidas para este subsistema Pimienta - Midway son del tipo estratigráfico estructural, se tienen anticlinales mesozoicos afectados por fallas laterales y normales que actúan como rutas de migración y que emplazan yacimientos en el Jurásico, Cretácico y Cenozoico.

Para el sistema Wilcox, los tipos de trampas dominantes son estructuras “rollover”, asociadas a las fallas de crecimiento, así como cierres contra falla en bloques altamente compartimentalizados, que se formaron entre 33.5 a 29.0 m.a.

e) Migración y sincronía.

La migración de los hidrocarburos se considera casi inmediata a la generación y de carácter local. De las lutitas generadoras, los hidrocarburos se desplazaron hacia los desarrollos arenosos más próximos, siguiendo una trayectoria corta, vertical ascendente y lateral (Echanove, 1986). El proceso de migración en el sistema Jurásico Pimienta-Paleoceno Midway, es un proceso poco conocido, pero se interpreta que se asocia a fallamiento normal y lateral que rompe y fragmenta las estructuras mesozoicas, permitiendo la migración de gas seco a rocas cenozoicas, asociados a tenues anomalías geotérmicas con gradientes <30 °C/km (Best y Monroy, 2008). Para el subsistema generador del Wilcox, la migración fue regulada también por los principales sistemas de expansión (fallas de crecimiento), emplaza yacimientos caracterizados por mezclas de metano de origen termogénico y biogénico, con contenidos de gas húmedo y asociados a una fuerte anomalía geotérmica expresada con gradientes de 50-60°C/km (García y Cuevas, 1999).

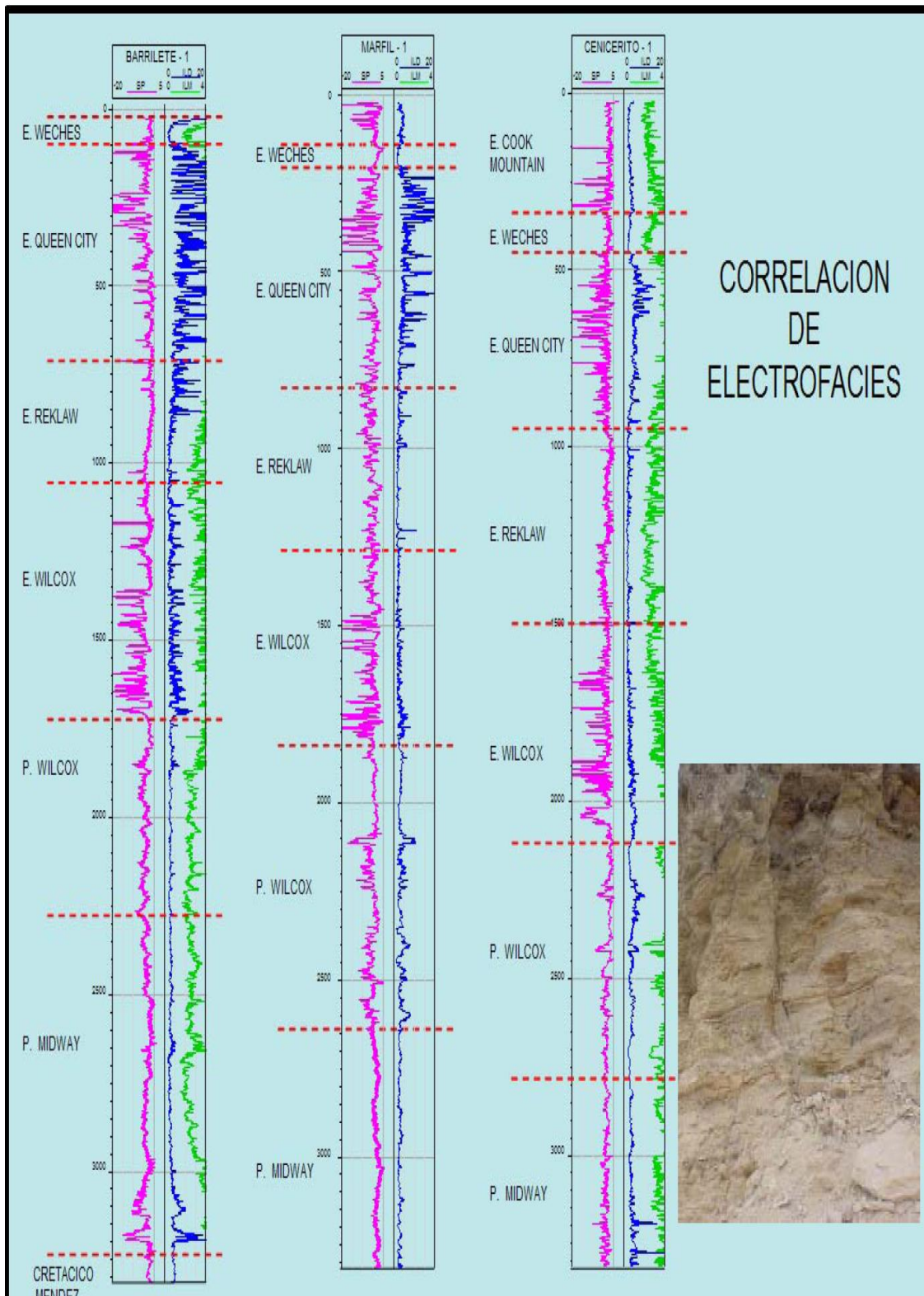


Figura 3.9 Correlación de electrofacies, para pozos del campo Levita, donde se comprueba que la roca sello está presente en el Paleoceno Wilcox (Tomado de García y Aguayo, 2006).

3.1.1.2.5. Características del yacimiento

La porosidad promedio es de 18 y 14 por ciento, con una saturación de agua de 51 y 48 por ciento para ambos intervalos, respectivamente (Pemex, 2003). El registro geofísico que se muestra en la Figura 3.10, ubica los intervalos de las pruebas de producción realizadas y la columna estratigráfica correspondiente. Durante la primera prueba de producción se midieron 5.2 millones de pies cúbicos diarios de gas natural, y en la segunda se obtuvieron 2.2 millones de pies cúbicos diarios de gas natural (Pemex, 2003).

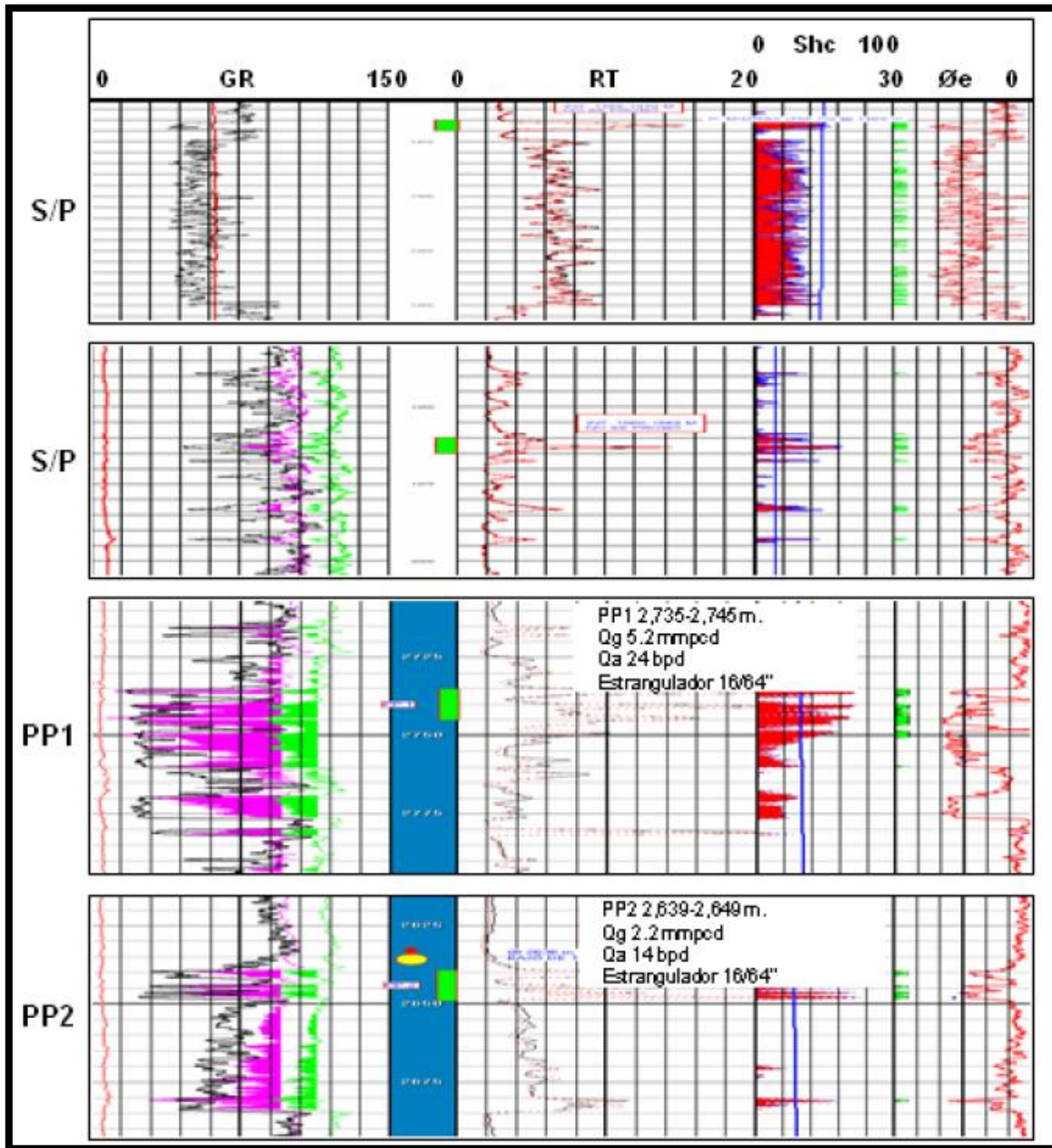


Figura 3.10 Registro geofísico donde se indican los intervalos donde se efectuaron pruebas de producción (Tomado de Pemex, 2003).

3.1.1.2.6. Reservas

El volumen original 3P de gas natural se ha calculado en 70.6 miles de millones de pies cúbicos, mientras que las reservas originales 1P, 2P y 3P alcanzan 5.1, 23.4 y 51.9 miles de millones de pies cúbicos de gas, respectivamente para el año 2003 (Pemex, 2003).

3.1.2. Cuenca de Chicontepec

3.1.2.1. Campo Agua Fría

3.1.2.1.1. Localización

El Campo Agua Fría se localiza en los Municipios de Venustiano Carranza, Puebla y Coatzintla, Veracruz. Forma parte de la Región Norte, Activo Integral Aceite Terciario del Golfo, entre las coordenadas latitud 20.5700625, longitud -97.6800972 (**Figura 3.11**). Forma parte de la Cuenca de Chicontepec.

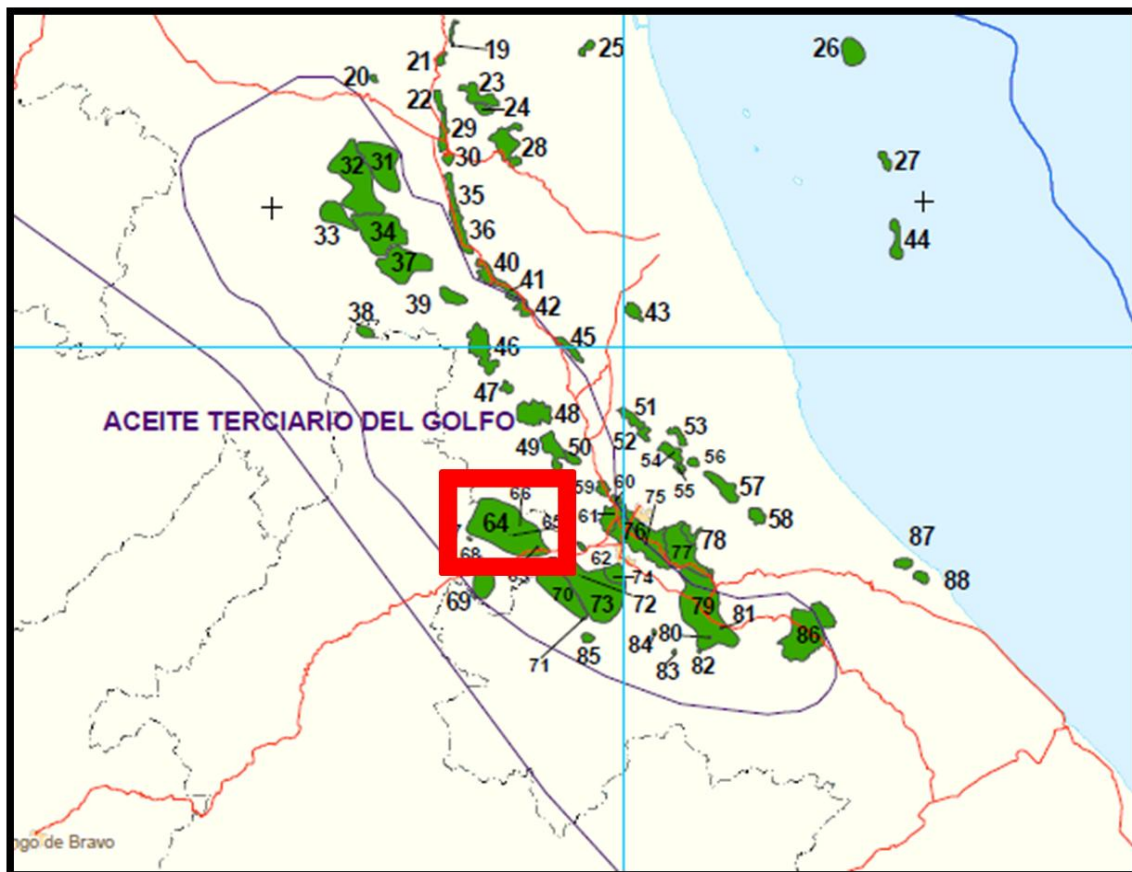


Figura 3.11 Localización Campo Agua Fría (PEMEX, 2009).

3.1.2.1.2. Antecedentes

La presencia de hidrocarburos en la zona de estudio se conoce desde 1926, cuando al perforar pozos con objetivo Cretácico por las Compañías “El Águila” y “Stanford”, encontraron areniscas con manifestaciones de hidrocarburos, que en ese tiempo no resultaron atractivas por ser incosteable su explotación. Sin embargo en mayo de 1935, con la prueba de producción efectuada en el Pozo Poza Rica 8, se confirma el potencial de hidrocarburos con atractivo económico de la Formación Chicontepec. Posteriormente, entre los años 1952 y 1963 al perforarse pozos con objetivo Jurásico, en campos de los Distritos Poza Rica y Cerro Azul, se detectó nuevamente la presencia de hidrocarburos en formaciones areno-arcillosas del Cenozoico; sin embargo, debido a su baja permeabilidad no se consideró rentable su explotación (Gonzales y Cruz, 2000).

Fue entre los años 1952 y 1970 cuando en los Campos Presidente Alemán y Soledad se intervinieron pozos con objetivo Chicontepec, después de que habían dejado de fluir en la formación Tamabra. Basados en los resultados de estas intervenciones, así como en el éxito obtenido en los pozos que con objetivo Eoceno Inferior se perforaron varios pozos en diferentes áreas de la cuenca, con los resultados se concluyó que esto hacia atractivo el desarrollo de los campos ya que si bien no eran pozos de alta productividad, si eran someros y por lo tanto de bajo costo de perforación. Por estas razones se inició la exploración y explotación comercial de la Cuenca de Chicontepec en el año de 1970, con la perforación de seis pozos en el Campo Presidente Alemán (Gonzales y Cruz, 2000).

Los yacimientos se encuentran en cuerpos independientes en lentes de areniscas, las que se encuentran a profundidades que varían de 800 a 2400 m; en estos yacimientos no se ha detectado la presencia de contactos de agua-aceite o de gas-aceite. La presión original en la mayoría de los yacimientos es del orden de 220 Kg/cm², su temperatura de fondo varía de los 65°C a los 75°C. Recientemente se estableció una jerarquización de zonas con potencial de contener hidrocarburos, encontrándose que la margen occidental de la Cuenca de Chicontepec presenta índices de hidrocarburos de hasta 24 m³.

Los Campos Agua Fría, Coapechaca y Tajín, destacan debido a que presentan las mejores condiciones petrofísicas y de calidad del yacimiento; actualmente estos campos se encuentran en explotación y cuentan con la disponibilidad de instalaciones que permiten manejar la producción oportunamente. La producción acumulada a febrero del 2007 es de 174 MMBPCE.

3.1.2.1.3. Características geológicas

La Cuenca de Chicontepec, donde se ubica el Campo Agua Fría se originó en el Paleoceno-Eoceno, durante los levantamientos de la Sierra Madre Oriental (Orogenia Laramide) y fue afectada en su margen oriental por una discordancia sintectónica. La sedimentación del Paleógeno se compone de turbiditas de ambiente nerítico externo a batial, complejos de abanicos submarinos y una red de abundantes canales; el relleno sedimentario está constituido por arenas lenticulares con intercalaciones de lutitas. Durante éste período ocurrieron varios eventos de erosión y relleno de sedimentos clásticos.

La secuencia sedimentaria que cubre el basamento cristalino de la Provincia Tampico-Mizantla, está compuesta por 31 formaciones geológicas, de las cuales 13 son cenozoicas y

las restantes 18 son mesozoicas, reportándose espesores de hasta 7 Km para esta cubierta sedimentaria de rocas calcáreo-arcillosas y carbonatadas del Mesozoico y terrígenos del Cenozoico. La columna estratigráfica completa de la Región Tampico-Mizantla está representada en la **Figura 3.12**.

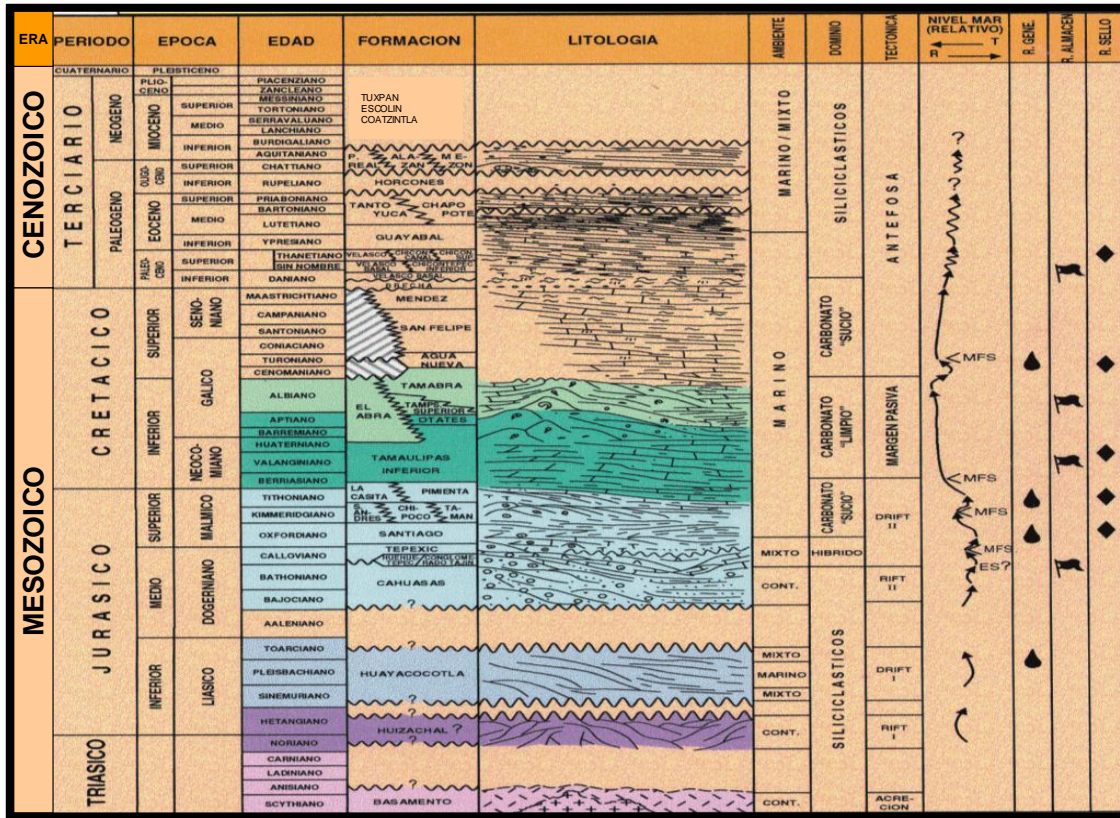


Figura 3.12 Columna estratigráfica general de la Provincia Tampico-Mizantla. (Tomado de PEMEX, 2000).

Desde el punto de vista estratigráfico la secuencia de Chicontepec fue descrita por primera vez por Dumble en 1918, esta secuencia se encuentra desde el sureste de San Luis Potosí hasta el norte de Teziutlán Puebla, paralelamente a la margen oriente de la Sierra Madre Oriental, así como en el subsuelo de la Cuenca de Veracruz. Recientemente se le ha dividido en tres biozonas que para fines petroleros se les otorgó categoría de formación y se conocen como Chicontepec Inferior, Medio y Superior; la última fue depositada en la base del Eoceno, edad obtenida de datos micropaleontológicos, la que también se conoce como Chicontepec Canal (Gonzales y Cruz, 2000). Consisten en una alternancia de areniscas arcillosas bien cementadas y lutitas calcáreas color gris oscuro, con algunos horizontes conglomeráticos lenticulares a la base, constituidos por fragmentos de uno a tres cm de pedernal y fragmentos de calizas de plataforma del Albiano-Cenomaniano. Tiene un espesor promedio de 300 m, aunque se han encontrado en el depocentro de la Cuenca de Chicontepec espesores de más de 1500 m. El grupo Chicontepec es una secuencia terrígena depositada en aguas poco profundas en abanicos submarinos, lo que se corrobora por la asociación de foraminíferos bentónicos; además presenta algunos restos de plantas carbonizadas, surcos de corriente, corte y relleno, laminación cruzada, gradada, estratificación convoluta y slumps. A continuación se describen las tres formaciones de este grupo (Gonzales y Cruz, 2000).

Formación Chicontepec Inferior: Se le asigna una edad Paleoceno Superior y se caracteriza por una litología compuesta por intercalaciones de lutitas con areniscas lenticulares, en el centro de la Cuenca de Chicontepec contiene principalmente lutitas de color gris verdoso a oscuro y areniscas calcáreas a veces con bentonita. Al sur de la cuenca tiene tres divisiones litológicas bien definidas; la primera son depósitos arcillosos; la segunda es una secuencia arenosa y la tercera corresponde con una secuencia arenosa-calcárea, pudiéndose considerar areniscas calcáreas, se han determinado por la perforación de pozos petroleros en el centro de la cuenca espesores hasta de 1500 m. El depósito de esta formación se asocia al continuo levantamiento del occidente y un acelerado hundimiento o basculamiento al oriente. Este episodio es relacionado con la última fase de deformación de la Orogenia Laramide que da por resultado la Sierra Madre Oriental, lo que ocasiona una rotación al oriente de las plataformas de Tuxpan y San Luis-Valles, esto ocasionó una gran erosión entre las dos plataformas y un gran aporte de sedimentos a la Región de Tampico-Mizantla y por consecuencia a la Cuenca de Chicontepec, dando inicio al relleno de una enorme depresión en condiciones próximas a los litorales o zonas marginales de profundidad somera y de fondo irregular, posteriormente la cuenca se profundiza originando depósitos de abanicos submarinos y flujos turbidíticos. Se le considera como roca almacenadora en sus horizontes lenticulares arenosos y roca generadora por las lutitas ricas en materia orgánica que la conforman (Pérez, 1990; Alemán, 1980).

Formación Chicontepec Medio: Se le asigna una edad Paleoceno Superior y se compone de una secuencia de areniscas de color gris oscuro, de grano medio, compactas y con restos de plantas, alternando con lutitas grises, areniscas calcáreas y con guijarros de caliza arenosa; en el sur de esta cuenca consisten de lutitas compactas, masivas, color gris, masivas y con láminas de areniscas calcáreas. Se considera un ambiente de depósito similar al de la Formación Chicontepec Inferior, con la diferencia en los periodos de aporte y alternancia de los sedimentos arcillosos. Se le considera como roca almacenadora por sus miembros arenosos, los que presentan porosidad y permeabilidad media; también es roca generadora y sello en sus capas arcillosas (Nava *et al*, 2001).

Formación Chicontepec Superior (Chicontepec Canal): Se le asigna una edad Eoceno inferior y se compone de areniscas con alternancia de lutitas, presenta estructuras primarias como laminación cruzada, canales de corte y relleno, rizaduras de corrientes, calcos de carga y restos de carbón diseminado; el espesor promedio es de 400 m. Se infiere que estos sedimentos se depositaron en una plataforma clástica y se extendieron hasta aguas profundas en la desembocadura de abanicos submarinos y con influencia de flujos turbidíticos distales, en el marco del relleno de la Cuenca de Chicontepec, en un ambiente de somero a profundo, en donde proliferaban organismos bentónicos. Esta unidad es considerada como roca almacenadora de baja calidad en sus miembros arenosos y sello por sus horizontes arcillosos (Alemán, 1980).

3.1.2.1.4. Sistema petrolero

El sistema Chicontepec para el Campo Agua Fría se define como puro (Vázquez, 2008), dado que no presenta deformación estructural significativa, las trampas son de tipo estratigráfico, cuyo origen se asocia con abanicos submarinos, superficies de erosión y rellenos de paleocanal; por otra parte es un sistema conocido en cuanto a su nivel de certeza, ya que en los campos que se han estudiado existen datos de importantes volúmenes

de producción de aceite, en las areniscas lenticulares; los aceites se correlacionan positivamente con la roca generadora del Jurásico, Cretácico y del Paleógeno. El Grupo Chicontepec contiene una de las mayores acumulaciones (reservas probables) de hidrocarburos del hemisferio occidental.

a) Roca generadora.

Las rocas generadoras de este sistema son las mismas que en toda la región de Tampico-Mizantla, y corresponde a las facies arcillo-calcáreas de la formación Santiago, Tamán y Pimienta del Jurásico Superior, así como en menor medida los horizontes arcillosos de las formaciones Chicontepec Inferior y Medio; en todas ellas se tiene una alta concentración de materia orgánica y el posterior sepultamiento por la gruesa secuencia marina de abanicos, que suele llegar hasta 1700 metros de espesor ha favorecido la maduración térmica (Vázquez, 2008). El potencial generador de las formaciones jurásicas es principalmente de hidrocarburos líquidos con menor volumen de gases, en cambio, las formaciones del Grupo Chicontepec tiene potencial generador principalmente de gas con volúmenes menores de aceite. A continuación se describen las principales características de las secuencias generadoras, las que se indican esquemáticamente en la **Figura 3.13**.

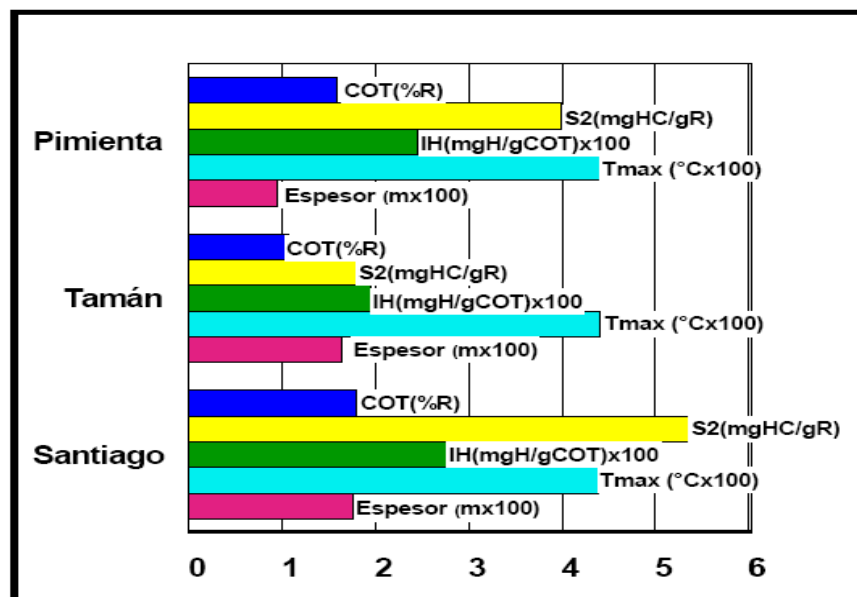


Figura 3.13 Características de las rocas generadoras en la Cuenca de Chicontepec. (Tomado de Pemex, 2005).

b) Roca almacenadora.

Los horizontes arenosos de las formaciones que constituyen al Grupo constituyen la principal roca almacenadora en este sistema, se caracterizan por areniscas (litoarenitas y grawacas líticas) de grano medio a fino y algunos estratos conglomeráticos de matriz arenosa; presenta porosidades promedio de 12%. Los cuerpos arenosos presentan espesor variable, cuya continuidad lateral es dependiente de la geometría y profundidad del paleoelemento. Las formaciones del Grupo Chicontepec presentan alta variabilidad vertical en cuanto a sus características petrofísicas de porosidad y permeabilidad; relacionada a que sus constituyentes líticos carbonatados tienen un porcentaje que varía entre el 35 y 40%.

Los paquetes de areniscas con mayor potencial almacenador tienen geometrías de barras de desembocadura y canales distributarios con espesores de entre 12 y 18 m. Las secuencias arenosas de grandes espesores son escasas pero ofrecen las más atractivas posibilidades para contener hidrocarburos. La Formación Aragón es correlacionable con la Formación Chicontepec y es igualmente almacenadora y sello por sus horizontes arcillosos; esta formación, se extiende fuera de la Cuenca de Chicontepec (Vázquez, 2008).

c) Roca sello.

Las mismas formaciones del Grupo en sus facies de lutitas interestratificadas con areniscas de grano fino, actúan como rocas sello. En las partes Norte y Centro de la cuenca, el sello principal lo componen sedimentos arcillosos de la mismo Grupo, localizados por encima de la erosión regional de edad Eoceno Temprano, mientras que al Sureste, el sello son las rocas arcillosas de la Formación Guayabal.

d) Trampas.

El patrón de entrapamiento del Campo Agua Fría está formado por una gran cantidad de trampas por variación de la permeabilidad. En la mayoría de los casos son lutitas intercaladas con areniscas de grano fino de estratificación delgada que limitan en su cima, en su base y lateralmente a los desarrollos arenosos (contactos discordantes y gradacionales) que son los que forman las principales trampas, por lo que es en estos cuerpos arenosos donde se encuentran las principales acumulaciones comerciales de hidrocarburos (**Figura 3.14**).

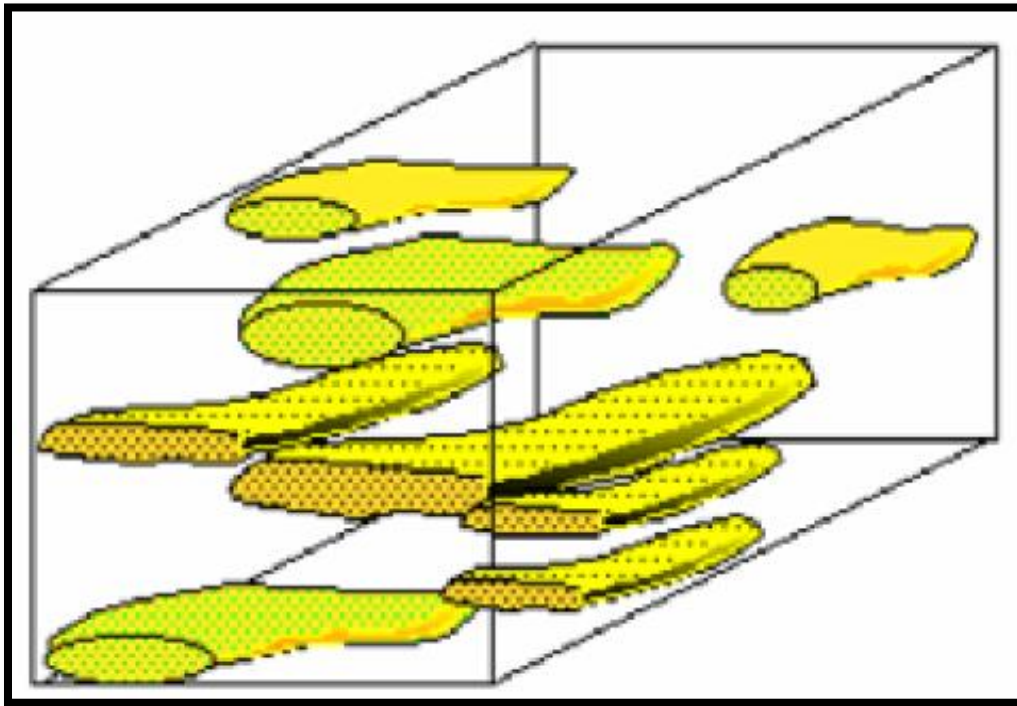


Figura 3.14 Cuerpos arenosos que constituyen las trampas estratigráficas de la Cuenca de Chicontepec. (Tomado de Pemex, 2005).

e) Migración y sincronía.

En este sistema, la migración se dió principalmente en una sola dirección, en sentido vertical ascendente, con moderada extensión hacia rocas con mayor porosidad como son los estratos arenosos del Grupo Chicontepec o de la Formación Aragón del Eoceno inferior.

Los horizontes arcillosos de las formaciones Chicontepec Inferior y Chicontepec Medio con gran contenido de materia orgánica, se vieron sometidos al sepultamiento y degradación térmica por lo que se generaron ventanas de gas que, posteriormente, fueron expulsadas a zonas de mayor estabilidad y equilibrio térmico debido al peso de la columna litostática.

La sincronía, es la ocurrencia de todos los elementos necesarios en tiempo y espacio para que sea posible la generación y entrapamiento de los hidrocarburos susceptibles de ser explotados económicamente. En la **Figura 3.15** se muestra de manera esquemática la ocurrencia de cada uno de estos elementos que en una secuencia adecuada dieron origen a las acumulaciones de hidrocarburos en el Campo Agua Fría.

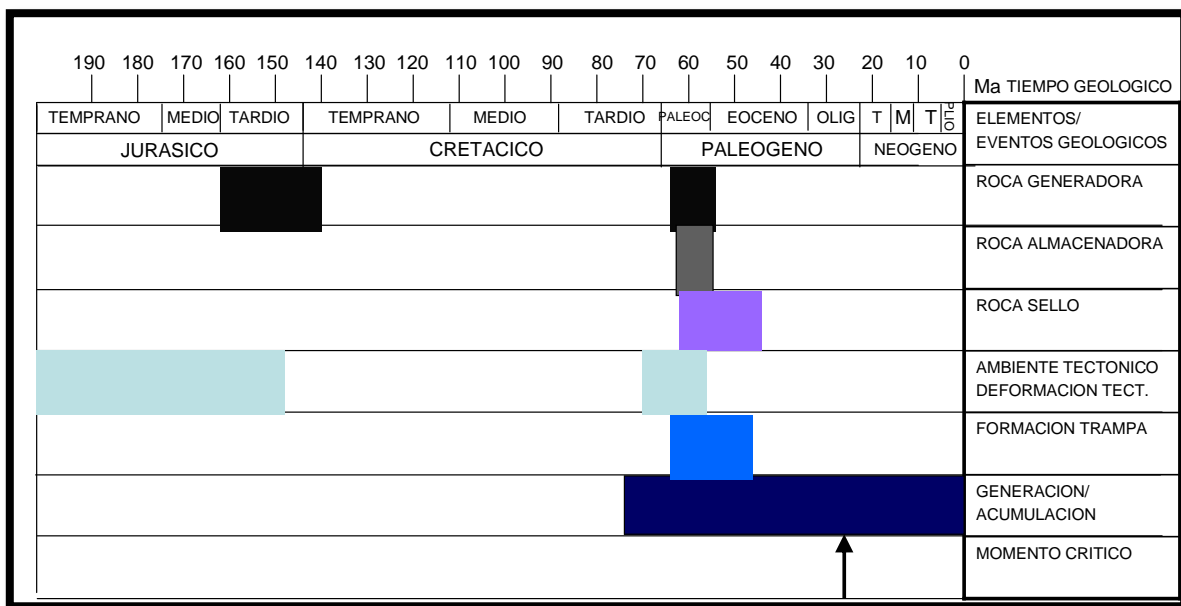


Figura 3.15 Eventos del sistema petrolero con relación a la sincronía. (Tomado de Pemex, 2005).

3.1.2.1.5. Características de los yacimientos

La calidad de los aceites que se encuentran en el Campo Agua Fría varía entre los 18 y 45 °API, de los cuales, los más ligeros se localizan en la porción noroeste. En estos yacimientos se tiene un volumen reducido de gas metano, sin embargo, la porción noroeste se caracteriza por contener aceites más ligeros con mayor proporción de gas. Se determinó que la porosidad promedio del Campo Agua Fría es del 12 %, así como la saturación de agua es del 40 % y la compresibilidad de la formación, es del $4.27 \cdot 10^{-6}$ (psi)⁻¹. Se muestran análisis de propiedades físicas y prueba de producción del pozo Agua Fria-333 (**Tabla 3.1** y **Tabla 3.2**).

Tabla 3.1 Análisis de propiedades físicas de los hidrocarburos, Pozo Agua Fría – 333. (Modificado de PEMEX ATG, 2009).

Intervalo (m)	Muestreo		Fecha de Análisis			% Sed	% Agua	Densidad Relativa Aceite	°API	Cloruros (mg/L)	Salinidad (ppm)	pH	Observ.
	Fecha	Hora											
1684-1704	19-abr-09.	14:00	7	Mayo	2009	0.1	54	0.9177	22.69	10.476	17.08	8	Muestra de fondo
1684-1704	24-abr-09.	-	7	Mayo	2009	0.1	8	0.9184	22.59	-	-	-	Muestra de fondo
1646-1669	06-may-09.	16:00	7	Mayo	2009	0.1	99.5	-	-	10.138	16.556	8	-

Tabla 3.2 Prueba de Producción Pozo Agua Fría-333(Tomado de PEMEX ATG, 2009).

Datos		Prueba I	Prueba II
Pozo		Agua Fría 333	Agua Fría 333
Formación Productora		s/n	s/n
Intervalo Productor	M	1684-1704 (aislado)	1646-1669
Tubería de Producción	Pg	2 7/8"	2 7/8"
Estrangulador	mm	4	3
Qo	bpd	2	23
PTP	kg/cm ²	2	30
Qg	Mmpcd	0.00129	0.04
Qc	Bpd	--	--
RGA	m ³ /m ³	115	310
Den	API	--	--
Qw	Bpd	14	
Salinidad	ppm	13230	
Ph		7	
Sedimentos	%		
Fecha de Prueba		17/04/2009	29/06/2009
Estatus: Fluyendo a Batería Coyula 1			
Inicio de Terminación: 14/03/2009			
Fecha oficial de terminación: 30/06/2009			

La producción del campo Agua Fría para el año 2009 fue de 7,000 bpd. En la **Tabla 3.3** se muestra la producción de este campo a partir del 2009.

Tabla 3.3 Producción de petróleo crudo del campo Agua Fría (Tomado de Pemex, 2009).

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	Variación 2008/2009 (%)
Agua Fría	4	3	2	2	2	7	6	7	5	7	7	-1.0

3.1.2.1.6. Reservas

Para el año 2008, las reservas del Campo Agua Fría fueron de 10.8 millones de barriles de reservas probadas, en tanto que en el año 2009 se tuvieron reservas probadas de gas por 11.6 miles de millones de pies cúbicos (PEMEX ATG, 2009).

3.1.3. Cuenca de Sabinas

3.1.3.1. Campo Forastero

3.1.3.1.1. Localización

El Campo Forastero se localiza en la porción Norte de la Cuenca de Sabinas en el estado de Coahuila, aproximadamente a 345 kilómetros al Noroeste de la Ciudad de Reynosa, Tamaulipas. Forma parte de la Región Norte, Activo Integral Burgos, ubicado a una latitud 27.31217° y una longitud -101.464577° (**Figura 3.16**).



Figura 3.16 Localización Campo Forastero (Tomado de Pemex, 2005).

3.1.3.1.2. Antecedentes

A partir del año de 1962, en la Cuenca de Sabinas, Petróleos Mexicanos inició los trabajos exploratorios del área en forma sistemática; seis años más tarde, se realizó un análisis de la información geológica existente diseñando un programa integral de perforación de pozos exploratorios, orientado a la evaluación de la cuenca y con ocho pozos perforados se logró el descubrimiento de importantes yacimientos.

La producción de hidrocarburos en cantidades comerciales de la Cuenca de Sabinas inició en 1974 al descubrirse el Campo Monclova-Buena Suerte con producción de gas no asociado en rocas del Cretácico Inferior. En 1977 los pozos Ulúa, Monclova y Lampazos colocaron al Golfo de Sabinas como una importante provincia gasífera. En los últimos 10 años se han realizado trabajos de exploración que han dado como resultado el descubrimiento y desarrollo de importantes volúmenes de gas en los yacimientos de los Campos de Pirineos y Forastero.

El objetivo del Campo Forastero fue probar y establecer producción de gas no asociado en rocas clásticas de la formación La Casita del Jurásico Superior y los desarrollos arenosos de la formación Olmos del Cretácico Superior.

3.1.3.1.3. Características geológicas

El yacimiento se encuentra en una estructura anticlinal de bajo relieve y con una orientación preferencial de su eje del noroeste al sureste, y limitado en sus flancos suroeste y noreste por fallas de tipo inverso.

La columna geológica del pozo Forastero-1, va del Jurásico Medio en la Formación La Casita hasta la Formación Escondido del Cretácico Superior. Dentro de la Formación La Casita se tienen determinados tres miembros: el superior que es el generador y que sirve de sello, el medio que es el yacimiento y el inferior que es a su vez generador y sello.

La Formación La Casita, fue descrita por Imlay (1936), para sedimentos de aguas someras del Jurásico Superior, sobreyace a la Formación Zuloaga. Su litología consiste de 60 m de lutitas fosilíferas, de color gris oscuro a negro, interestratificada con capas delgadas de caliza y arenisca amarillenta (**Figura 3.17**).

Esta Formación tiene un espesor de 85 m en el flanco norte de la Sierra de Presitas, al sur de Bisecas, Coahuila, además, en la parte central de Cañón del Álamo tiene un espesor de 86 m, en donde consiste de lutitas de color rojizo y pardo amarillento, ligeramente yesífera, con capas delgadas de caliza nodular. En la parte media y superior de esta unidad, se presentan intervalos de 3 a 20 m de lutita, limonita, caliza y fragmentos de amonitas.

La Formación la Virgen definida por Humphrey (1956), constituida predominantemente por evaporitas, con algunas intercalaciones de mudstone y calizas arcillosas en capas delgadas, lutitas y un cuerpo potente de grainstone de peletoides y oolitas. Se considera que los sedimentos de esta formación fueron depositados en un ambiente de plataforma somera cercano a la costa con circulación restringida, cuyas aguas contenían un alto contenido de

CaSO_4 y CaCO_3 , enmarcadas dentro de un clima desértico con precipitación pluvial muy inferior al grado de la evaporación (**Figura 3.17**).

La Formación Olmos (Maestrichtiano Temprano), esta unidad fue primeramente llamada por Dumble (1892), como "Series de Carbón". Posteriormente Stephenson (1927) definió la Formación Olmos en el Arroyo Olmos en el Condado de Maverick en Texas (Uribe y A. Cuevas, 1979). Aflora en el área de la Cuenca Carbonífera de Sabinas. La Formación Olmos (**Figura 3.17**) ha sido dividida en cinco unidades, las cuales en forma generalizada constan de: rocas arcillosas, donde se encuentran interestratificados los mantos de carbón, arenisca de grano fino a medio, con capas delgadas que contienen madera petrificada; limolitas y fangolitas con algo de areniscas y limolitas de estratificación delgada. Esta formación se depositó primeramente en un ambiente palustre, donde la flora que se desarrolló fue suficientemente abundante para la formación de turba de espesor y calidad no uniforme, posteriormente vino una transgresión que produjo condiciones neríticas y de litoral que prevalecieron durante el depósito de la parte superior de esta formación (Uribe y A. Cuevas, 1979).

3.1.3.1.4. Sistema petrolero

a) Roca generadora.

La Formación La Casita posee espesores hasta de 800 m, excelente riqueza orgánica (COT = 2.6%), kerógeno tipo II y III (IH < 50) sobremaduro ($R_o > 2.0\%$). La Peña se caracteriza por espesores variables desde 30 hasta 160 m con un COT=1.1 % de kerógeno II y III (IH=50-100) muy maduro-sobremaduro ($T_{\text{máx}} > 456^\circ\text{C}$, $R_{oe} > 1.15\%$). La formación Eagle Ford alcanza hasta 200 m de espesor, su COT varía entre 1.4 y 5%, de un kerógeno tipo II y III (IH=50- 389), maduro ($T_{\text{máx}}=435-449^\circ\text{C}$, $R_{oe}=0.7-1.1\%$) (Eguiluz, 2007).

Los hidrocarburos que se encuentran en rocas del Turoniano-Coniaciano del Campo Patricio, corresponden a gases termogénicos asociados a condensados (GTAC), es decir, son gases que fueron formados en presencia de gas húmedo, en condiciones de madurez temprana ($R_o > 0.5$ a 1.2), por fraccionamiento termal de kerógeno tipo III y no por rompimiento termal de aceite, como ocurre en los gases de los yacimientos que se encuentran asociados a las formaciones de La Casita, Padilla y La Virgen. La relación Isótopo de Carbono-13 en Metano contra Isótopo de Carbono-13 en Etano, nos indica que los gases en rocas Jurásicas y del Cretácico Inferior en la cuenca, son de origen termogénico y no se determinaron gases termogénicos asociados a aceite, pues este campo genético está vacío (Eguiluz, 2007).

Las rocas de la Formación La Casita, poseen condiciones favorables para generar gas, mientras que el contenido bajo de COT en carbonatos de la Formación La Virgen, la coloca desfavorablemente para generar hidrocarburos líquidos. Las rocas generadoras del Kimeridgiano-Tithoniano fueron depositadas en ambientes euxínicos, con materia orgánica de tipo algácea y maderácea, que indica ambientes marinos y deltáicos de plataforma abierta. Su contenido de material orgánico es rico a muy rico con valores de 2 a más de 4 HC mg/gr COT, pero con transformación de este material en grado alto a severamente alto (Eguiluz, 2007).

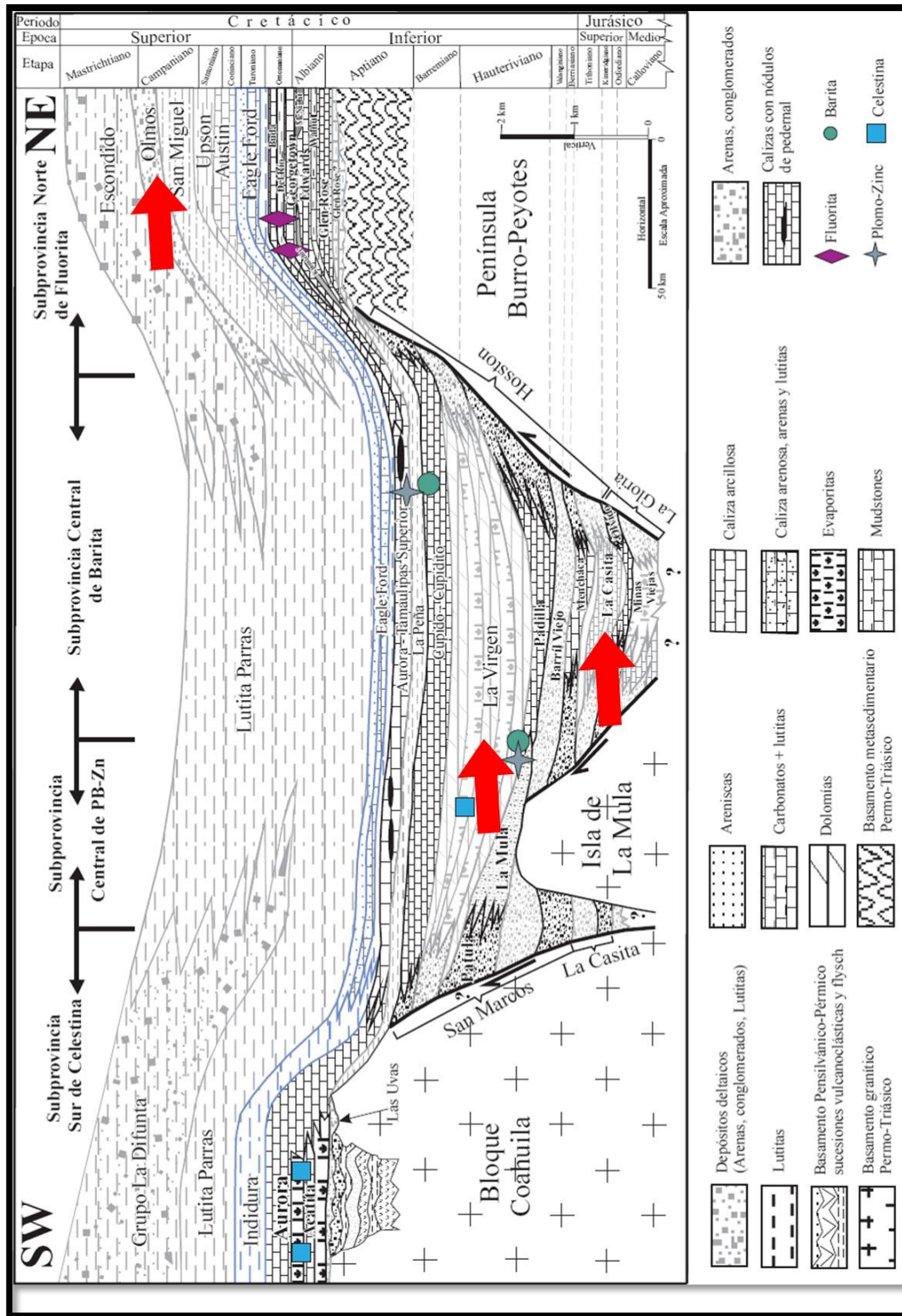


Figura 3.17 Sección transversal A-A' mostrando la configuración interna restituida (anterior a la Orogenia Larámide), de la cuenca mesozoica del Noreste de México. (Tomada de González Sánchez, 2007).

Los elementos paleogeográficos de las islas de Coahuila, La Mula, Hamburgo, Monclova y Península de Tamaulipas, son fuente del aporte arenoso, mientras que hacia la parte central de la cuenca, las facies arcillosas, ricas en materia orgánica, tienen amplia distribución. El espesor más grueso de roca generadora se ubica en la parte central de la cuenca y disminuye hacia la margen de los elementos insulares, al acuñarse y pasar a facies arenosas y rudíticas en su porción suroeste, y psamíticas en su porción noreste.

b) Roca almacenadora.

La distribución y calidad de la roca almacén, durante el Kimeridgiano y Tithoniano, está influenciada por la naturaleza del aporte de los terrígenos, que provienen de los elementos insulares que rodean a la cuenca, por la subsidencia tectónica y por cambios relativos del nivel del mar. Su depósito ocurrió en ambiente de plataforma clástica, que varía de facies desde plataforma interna a cuenca. Para el Kimeridgiano medio y superior hay mayor diversidad de ambientes de depósito (desde plataforma interna, hasta abanicos distales), dentro del sistema transgresivo, mientras que en el Tithoniano inferior a medio posiblemente la normalización paleobatimétrica dentro del sistema de depósito de nivel alto, permitió menos cambios de ambientes sedimentarios. En la **Figura 3.18** se muestra la distribución de facies de la roca almacén en el Kimeridgiano medio a superior, en la Formación La Casita. Facies de conglomerados fluvio-litorales bordeando a los elementos insulares, cambian de facies a una franja de terrígenos (Eguiluz, 2007).

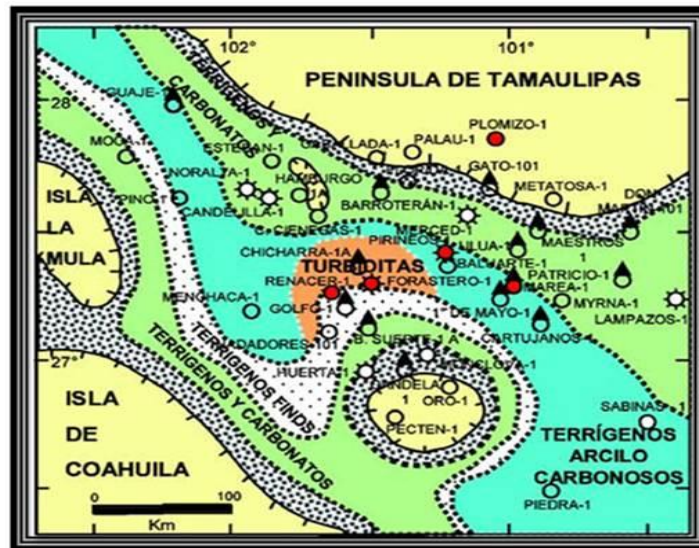


Figura 3.18 Distribución de facies de la roca almacén en el Kimeridgiano medio a superior, en la Formación La Casita. (Tomada de Eguiluz, 2007).

c) Roca sello.

La correlación de secciones estratigráficas y litologías, permitió identificar rocas sello de distribución regional. La cima de la Formación La Casita son lutitas de espesor menor a 100 metros, y en conjunto con calizas arcillosas de la base de la Formación Menchaca, con espesor mayor a 100 metros, hacen ambas unidades un buen sello, para los *plays* La Casita (**Figura 3.19**).

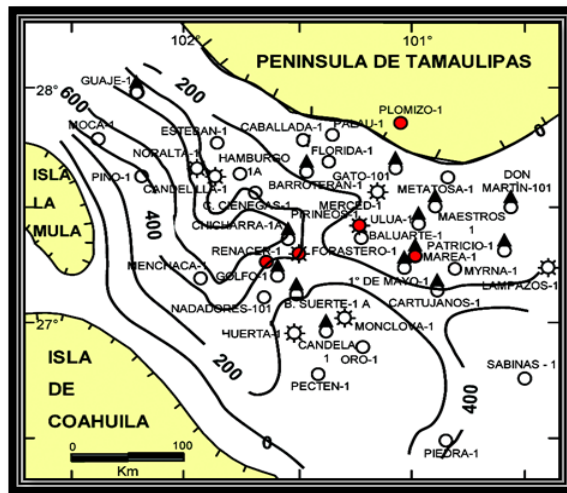


Figura 3.19 Isopacas y espesor bruto de roca sello para los plays La Casita, espesores mayores a 100 metros son adecuados para preservar a los hidrocarburos (Tomada de Eguiluz, 2007).

d) Trampas.

A nivel de la Formación La Casita, se han interpretado secuencias almacenadoras de gas, contenidas en una trampa de tipo estructural, limitado por fallamiento inverso hacia el suroeste y noreste (Pemex, 2005).

El modelo de deformación de la Cuenca de Sabinas es por acortamiento, con despegue salino en la base de la sección sedimentaria, presente en la parte central de la cuenca y con fallas de basamento hacia las márgenes de la cuenca (Chávez-Cabello, 2005).

e) Migración y sincronía.

De acuerdo al modelado de la cuenca (Cuevas, 1984; Eguiluz, 2001), se considera que durante el Cretácico Superior y a los 3,000 y 3,700 metros de sepultamiento, la roca generadora de la Formación La Casita entró en la ventana del aceite e inició la expulsión y migración de hidrocarburos hacia las trampas estratigráficas, echado arriba de la cuenca. Durante el Cretácico Superior, con sepultamiento mayor a los 4,500 metros, por craqueo los hidrocarburos entraron en la ventana del gas seco.

Los procesos diagenéticos redujeron considerablemente la porosidad primaria a valores mínimos, pero la permeabilidad de yacimientos es por fracturas naturales, lo que induce a pensar en una migración secundaria. La presencia de producción establecida en varios campos con éxito exploratorio (Eguiluz, 2001), indica que existe migración de gas, hacia trampas estructurales fracturadas asociadas a deformación con acortamiento. La sincronía de los elementos del *Sistema Petrolero*, se inician con el depósito de una roca generadora rica en materia orgánica, durante el Kimeridgiano y Tithoniano, simultáneamente se depositaron areniscas que formaron las rocas almacén. La roca sello inmediata superior, cubrió a las rocas almacén y evitó la migración de hidrocarburos hacia niveles superiores o fuera de la cuenca de depósito. El sepultamiento generó las condiciones adecuadas para

generar los hidrocarburos, éstos migraron inicialmente a las rocas almacén del Jurásico. Los carbonatos dolomitizados de roca almacén en las formaciones Padilla y La Virgen, se depositaron primero, seguidas por evaporitas de la roca sello, las que recibieron hidrocarburos posteriormente. (**Figura 3.20**).

3.1.3.1.5. Características de los yacimientos

El análisis petrofísico realizado por Pemex en el año 2005, indica que el yacimiento tiene porosidades promedio que van de 4 a 9 por ciento y que llegan a alcanzar hasta 13 por ciento de la posición crestal. La saturación de agua calculada por registros geofísicos es de 16 a 36 por ciento en promedio. La prueba de producción alcanzo una producción inicial de 15.4 millones de pies cúbicos por día con una presión de fondo de 401 kg/cm². En la **Figura 3.21** se observa el registro geofísico interpretado, indicando la ubicación de los intervalos de la prueba de producción realizada y los valores petrofísicos calculados.

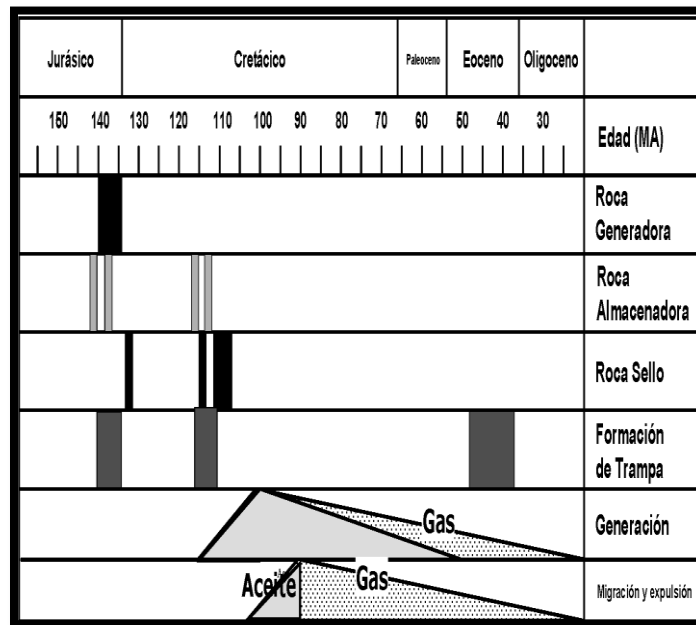


Figura 3.20 Cronología de aparición de los elementos que indican buena sincronía la Cuenca de Sabinas, Coahuila (Tomada de Eguiluz, 2007).

Los yacimientos de gas de esta cuenca se encuentran en profundidades de 2,500 a 4,000 metros, pueden ser yacimientos simples o múltiples como los Campos Monclova y Lampazos. El promedio de profundidad se encuentra en 3,000 metros.

Los intervalos productores son muy variables, dependiendo de la terminación del pozo, estos en agujero descubierto llegan a tener más de 50 metros, mientras que intervalos entubados son de 10 a 40 metros. Los resultados más convenientes indican dejar a la formación en agujero abierto, lo que proporciona que la zona fracturada fluya libremente a la boca del pozo.

La saturación de agua es variable, tiene 54 a 27% en la Formación Padilla, porcentaje similar se tiene en el Campo Florida productor en el mismo intervalo, mientras que el *play* La Virgen tiene 72 a 68% de saturación. Los yacimientos Jurásicos de Merced y Lampazos tienen saturaciones de agua de 25% en promedio (Eguiluz - Antuñano, 2007).

Las presiones de poro son muy altas, en promedio se encuentran con 300 kg/cm^2 , a 2,000 metros de profundidad, pero llegan hasta 450 kg/cm^2 como máxima y a 60 kg/cm^2 como mínima (Eguiluz - Antuñano, 2007).

Los valores de la relación volumétrica de gas son de aproximadamente 0.00485, con factores de recuperación de 90% de gas son aceptables en todos los campos (Eguiluz - Antuñano, 2007).

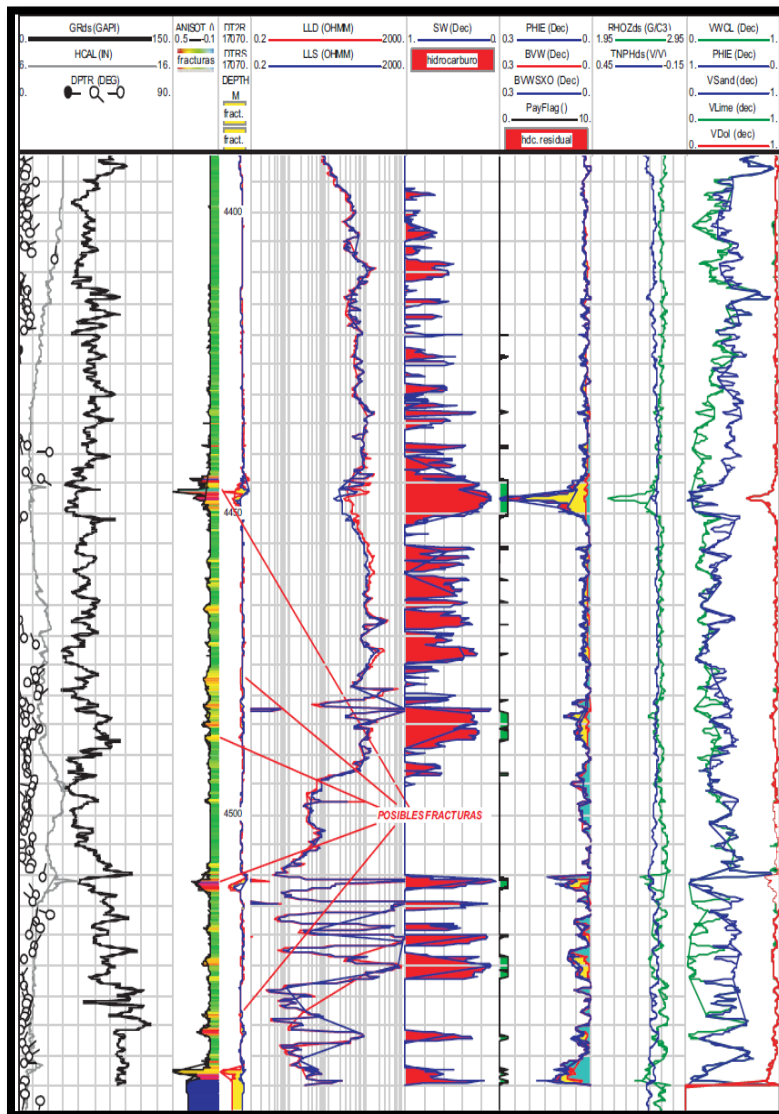


Figura 3.21 Registro geofísico mostrando la interpretación petrofísica, las posibles fracturas y parte de la ubicación de la prueba de formación (Tomado de Las Reservas de Hidrocarburos en México PEMEX, 2005).

3.1.3.1.6. Reservas

El volumen original 3P de gas natural es de 123.1 miles de millones de pies cúbicos, en tanto las reservas originales 1P, 2P y 3P estimadas son de 2.9, 6.6 y 15.2 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, respectivamente (Pemex, 2005).

3.1.4. Cuenca Salina del Istmo

3.1.4.1. Campo Tecoalli

3.1.4.1.1. Localización

El Campo Tecoalli se localiza a 31 kilómetros al noroeste de Dos Bocas, Tabasco. Geológicamente se ubica en la Cuenca Salina del Istmo. Forma parte de la Región Marina Suroeste, Activo Regional de Exploración Marina, latitud 18.4414677° , longitud -93.696621° (**Figura 3.22**).



Figura 3.22 Plano de localización del pozo Tecoalli-1 (Tomada de Pemex, 2009).

3.1.4.1.2. Antecedentes

Los primeros descubrimientos de petróleo en el sureste de México se realizaron en la Cuenca Salina del Istmo y están asociados a trampas ubicadas en el cap rock en los domos y diapiros salinos en la región del Istmo.

La exploración en busca de petróleo se inició con la perforación del pozo Potrerillo 1, resultando improductivo, en 1903 se perforaron los pozos Amézquita 1 y 2 y los Potrerillos 1 A y 2. Para los años de 1905 y 1906 aumentó la intensidad de perforación y se dio lugar al descubrimiento de prolíficos yacimientos siendo los pozos descubridores el Capoacán 1 y San Cristobal 1 en las cercanías de Minatitlán, Veracruz; después se descubrieron los siguientes campos de mayor importancia en producción: El Plan, Tonalá, El Burro, Ixhuatlán y Nuevo Teapa; y con menor producción los campos Copoacán, Concepción, Filisola, San Cristobal, Soledad, Tecuanapa, Teapa y Tuzandépetl.

Hasta finales de los años cincuenta, las principales zonas petroleras se localizaron al oriente del estado de Tabasco, en el actual sector operativo Ciudad Pemex, que comprende parte de los municipios de Macuspana, Jonuta y Centla. Por otro lado, la exploración al margen derecho del Río Tonalá, al poniente de La Chontalpa, permitió el descubrimiento de los yacimientos Cinco Presidentes, Sánchez Magallanes, Ogarrío, La Central y Tecoalli, así como la de las regiones identificadas con mayor potencial de contener hidrocarburos líquidos y gaseosos en la parte continental de la Cuenca Salina del Istmo.

3.1.4.1.3. Características geológicas

El campo está formado por un anticlinal con cierre contra fallas normales al Este, Noreste y al Suroeste, generadas por expulsión de bloque, y hacia la parte Occidente echado abajo por cierre estructural.

Al Noreste se delimita por cambio de facies. Se interpretó que la evacuación de la sal ocurrió principalmente durante el Pleistoceno-Reciente, debido a que se observan los plegamientos y acuñamientos sintectónicas derivadas de la contracción ocurrida en el Plioceno (Orogenia Chiapaneca).

3.1.4.1.4. Sistema petrolero

La columna geológica del campo, comprende rocas sedimentarias siliciclásticas que van del Plioceno Inferior al Reciente-Pleistoceno. Sus cimas cronoestratigráficas se fijaron mediante el análisis e identificación de foraminíferos planctónicos, índices de las muestras de canal y núcleos (Pemex, 2009).

a) Roca generadora.

En lo que respecta a la roca generadora, los resultados de los biomarcadores analizados indican que los hidrocarburos se generaron en rocas del Jurásico Superior Tithoniano, en un ambiente marino carbonatado con cierta influencia siliciclástica (Pemex, 2009).

b) Roca almacenadora.

La roca almacén del yacimiento está constituida principalmente por areniscas de cuarzo de grano fino anguloso a subredondeado, moderadamente clasificados y con impregnación de aceite, como se muestra en la **Figura 3.23**.

Asimismo, se observa presencia de cuarzo monocristalino, plagioclasas, fragmentos de arcilla, materia orgánica dispersa, calcita y pirita diseminada. La porosidad es muy buena, principalmente de tipo intergranular.

c) Roca sello.

El sello en la parte superior del yacimiento está constituido por 321 metros de lutitas cortadas por el pozo y en la parte inferior por lutitas que gradúan a limolitas con un espesor de 14 metros.

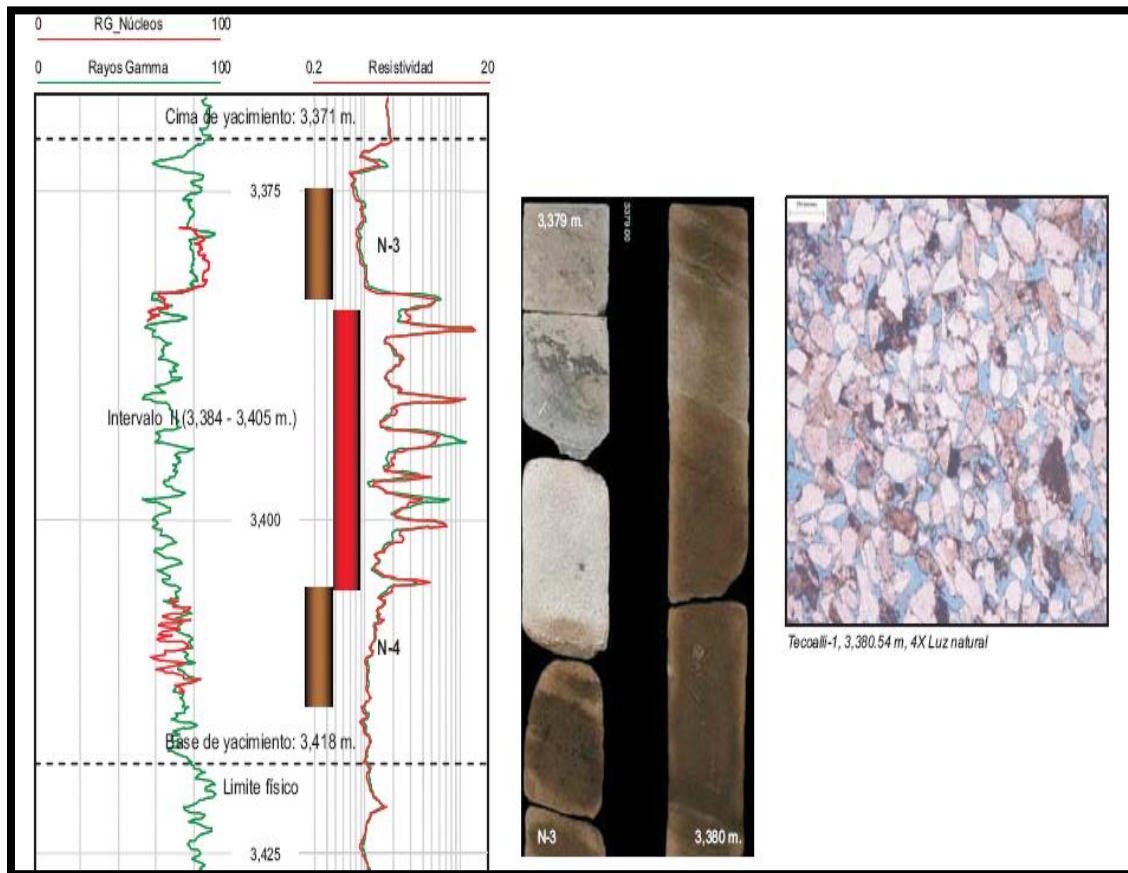


Figura 3.23 Roca almacén del yacimiento en el campo Tecoalli, se observa impregnación de hidrocarburos. (Tomada de Pemex, 2009).

d) Trampas.

El yacimiento se encuentra en rocas clásticas de edad Plioceno Inferior y el pozo descubridor fue perforado muy cerca de la parte culminante de la estructura. Se trata de un yacimiento con componente estructural y estratigráfica (sistema híbrido) que cubre un área total de 20.6 kilómetros cuadrados (**Figura 3.24**).

e) Migración y sincronía.

El análisis de los procesos de generación, migración, acumulación y preservación mediante el modelado geológico, permite integrar la información para cada elemento del Sistema Petrolero. Se ha estimado que la edad de inicio de generación de hidrocarburos en la cuenca es entre los 33 a 29 Ma, alcanzando el pico máximo de generación a 11.7 Ma, disminuyendo hasta la actualidad, por lo que muchas de las trampas conformadas en rocas del Terciario están cargadas de aceite y/o gas debido a la buena sincronía y a la eficiencia de cada uno de los elementos del Sistema Petrolero.

3.1.4.1.5. Características de los yacimientos

Con la perforación del pozo Tecoalli-1 se descubrió el yacimiento productor de aceite ligero de 29 grados API; el comportamiento dinámico de dicho pozo se ajusta a un modelo homogéneo con variaciones en el espesor efectivo de flujo y con efectos de bordes, asociado a un sistema de barras de plataforma interna. Durante la prueba de producción, en el intervalo 3,384-3,405 metros bajo mesa rotaria, se midieron gastos de aceite y gas por 3,560 barriles por día y de 2.3 millones de pies cúbicos por día (Pemex, 2009).

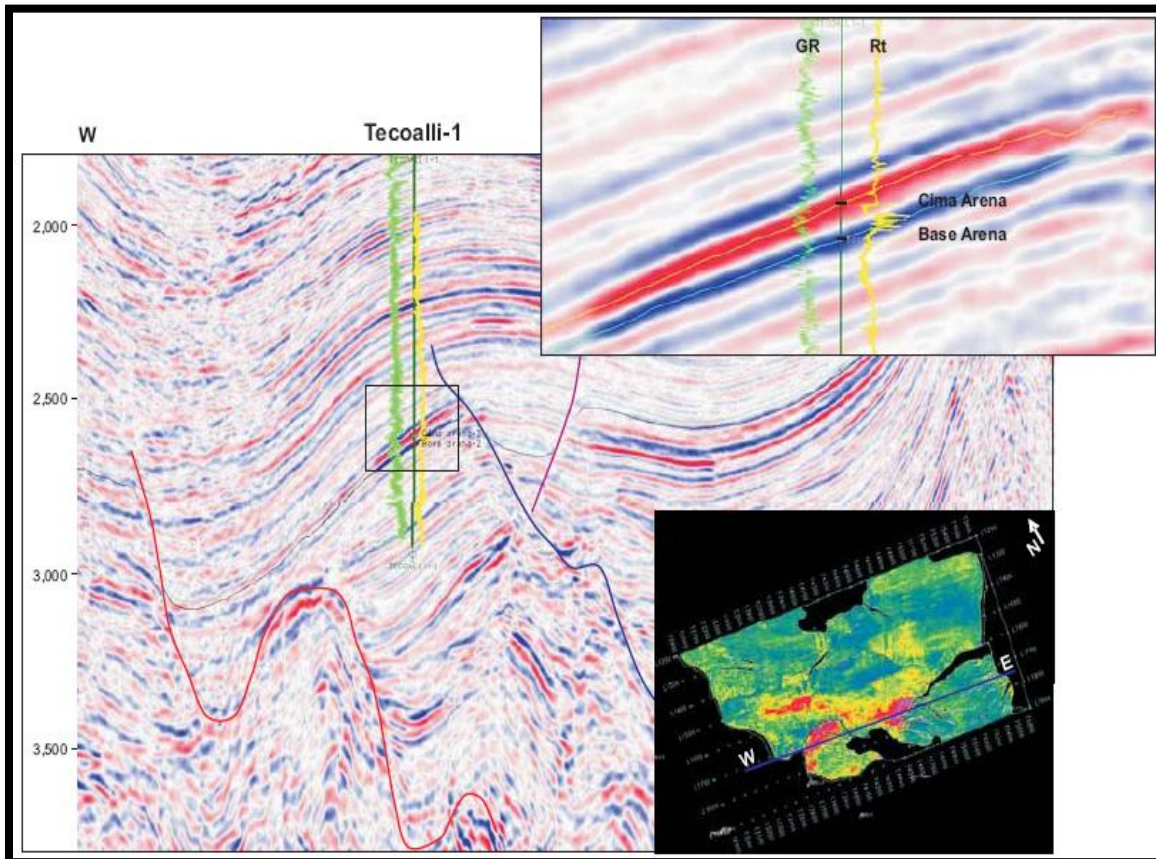


Figura 3.24 Sección sísmica-estructural del Campo Teocalli (Tomada de Pemex, 2009).

3.1.4.1.6. Reservas

Los volúmenes originales 3P estimados fueron 220.2 millones de barriles de aceite y 154.1 miles de millones de pies cúbicos de gas. Las reservas estimadas para el año 2009 para las categorías de 1P, 2P y 3P son de 7.1, 18.0 y 54.0 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, respectivamente (Figura 3.25) (PEMEX, 2009).

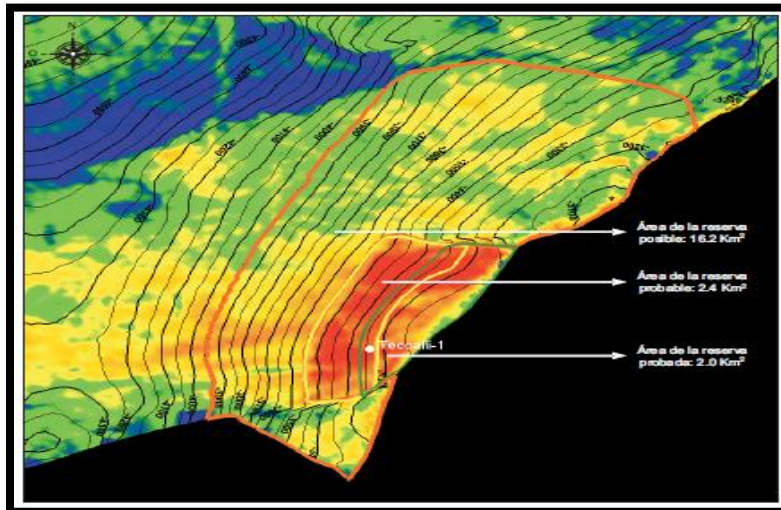


Figura 3.25 Distribución y clasificación de reservas del campo Tecoalli (Tomada de Pemex, 2009).

3.1.5. Cuenca Sonda de Campeche

3.1.5.1. Campo Chukúa

3.1.5.1.1. Localización

El Campo Chukúa se encuentra en aguas territoriales del Golfo de México, aproximadamente a 47 kilómetros al Noroeste de Ciudad del Carmen, Campeche, con un tirante de agua de 20 metros. Forma parte de la Región Marina Sur-Oeste del Activo Integral Litoral de Tabasco ubicado a una latitud de 18.946582° y una longitud de -92.167911° . (Figura 3.26).

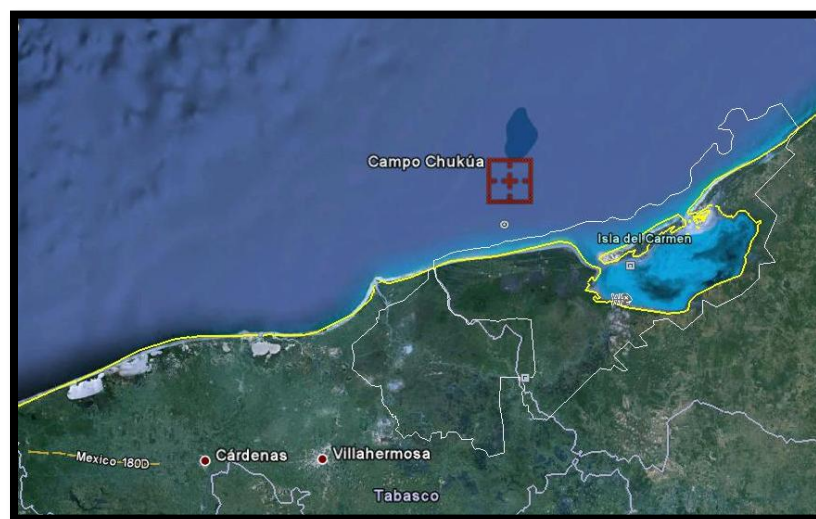


Figura 3.26 Localización Campo Chukúa (Tomado de GoogleEarth, 2011).

3.1.5.1.2. Antecedentes

En el año de 1949 se realizaron los primeros trabajos exploratorios en la plataforma continental del Golfo de México, frente a la porción sur de los estados de Veracruz y Tabasco, encontrándose escasas evidencias de hidrocarburos, sin embargo los trabajos geológicos efectuados en tierra en 1960, cerca del poblado de Xicalango en Campeche, indicaban una mayor posibilidad de encontrar yacimientos en una continuación estructural hacia el mar (Ángeles, 1985).

Con la información geológica obtenida de los pozos perforados en la península de Yucatán, Campeche y Tabasco; así como con el conocimiento de la geología regional y el análisis de la información sismológica del área, se procedió a la elaboración de mapas paleogeográficos principalmente del Jurásico y del Cretácico; dichos mapas indicaron que en la “Sonda de Campeche” presentaba condiciones sedimentológicas y estructurales similares a las terrestres productoras del área mesozoica de “Chiapas – Tabasco”. Todos los estudios geológicos realizados y la presencia de una importante manifestación de hidrocarburos en aguas de la Sonda de Campeche, aproximadamente a 70 km al norte de Cd. del Carmen, Campeche; dio lugar a que se considerara como un área promisoría, y que se hicieran trabajos de detalle (Ángeles, 1985).

En la década de los años 70’s del siglo pasado se inicia la perforación de otros pozos Chac-1, Akal-1 y Bacab 1, con lo que se descubrieron los primeros tres campos productores. (Cárdenas y Arellano, 2008).

La perforación de Chukúa, tuvo como objetivo determinar la ocurrencia de reservas de aceite y gas en rocas del Cretácico. Sin embargo, durante su perforación se obtuvieron manifestaciones de gas por lo que se efectuaron pruebas de producción en rocas del Pleistoceno, habiéndose determinado dos horizontes productores de gas seco en rocas clásticas.

3.1.5.1.3. Características geológicas

La estructura que aloja a los yacimientos está orientada sensiblemente de Noreste a Suroeste, seccionada a lo largo de su flanco Noroeste por una extensa falla normal regional (Falla Frontera), con cierres por buzamiento hacia el Sureste (**Figura 3.27**); es una trampa combinada en la que están presentes areniscas maduras texturalmente, bien clasificadas, rodeadas de potentes cuerpos arcillosos y bentoníticos. Por otra parte, la **Figura 3.28** presenta una sección típica del área indicando el modelo estructural presente en la vecindad del pozo y su trayectoria.

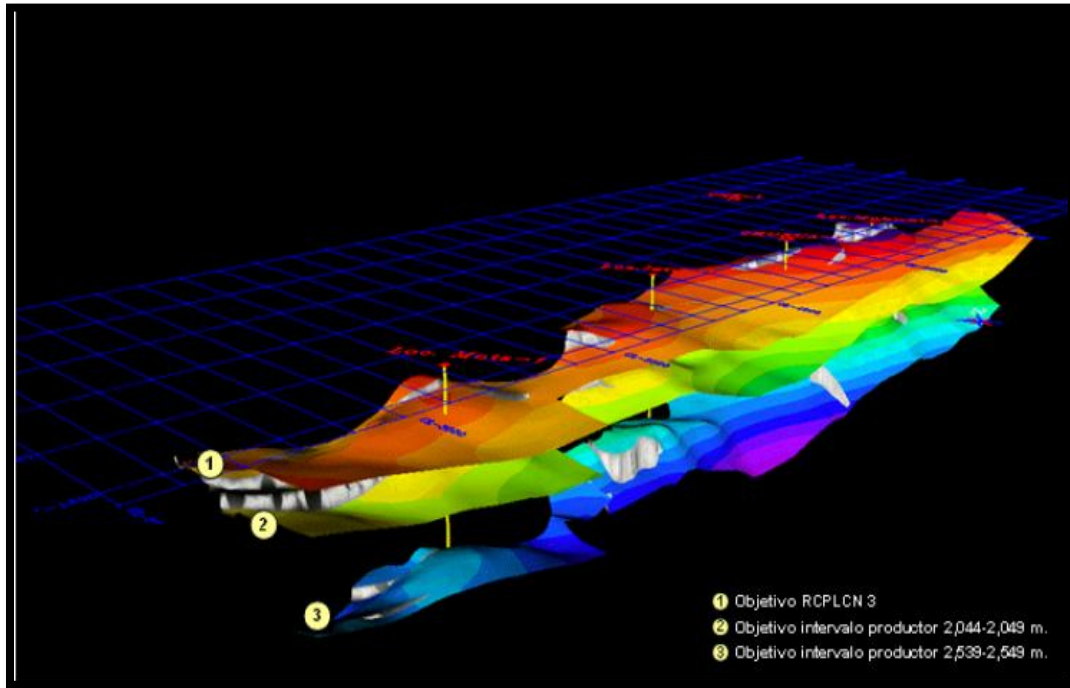


Figura 3.27 Configuraciones estructurales de los horizontes productores del campo Chukúa (Tomado de (Tomado de Pemex, 2003).

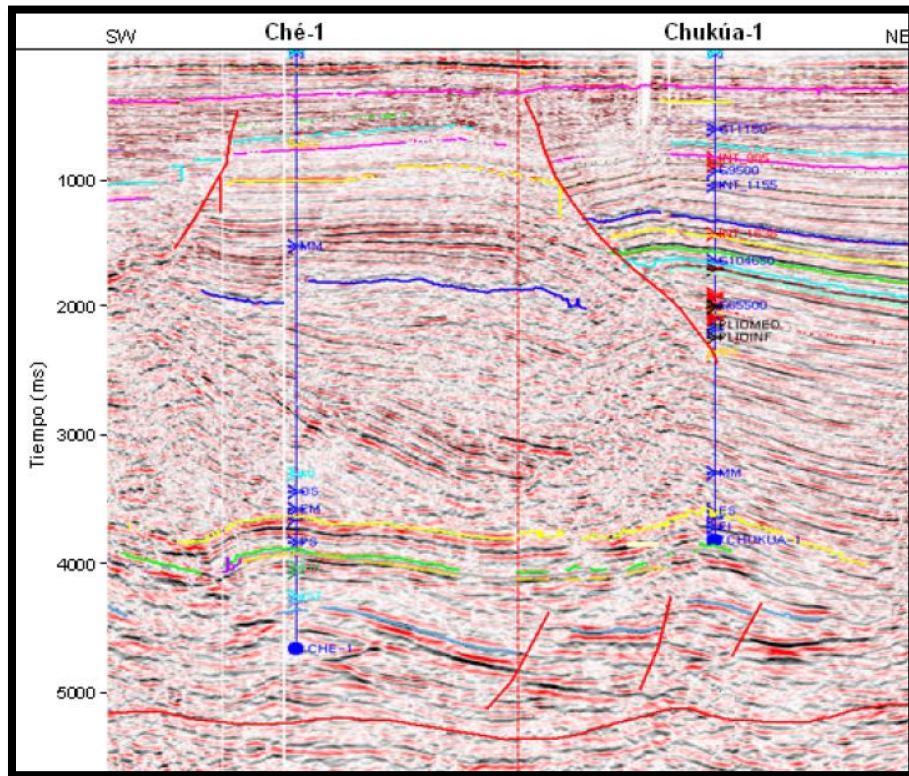


Figura 3.28 Sección sísmica del área del campo Chukúa donde se observan los principales rasgos sedimentológicos y estructurales (Tomado de Pemex, 2003).

La columna geológica investigada comprende cuerpos alternantes de areniscas de cuarzo y fragmentos de roca, de grano medio a muy grueso, subredondeados, regularmente clasificados, con lutitas.

El ambiente sedimentario muestra la presencia de las barras que dan origen a las trampas que son susceptibles de acumular hidrocarburos. Asimismo, se presenta la interpretación sísmica de dicho modelo (**Figura 3.29**), está asociado a barras de arenas cuyo depósito ocurrió por debajo de la falla principal identificada como Frontera, y cuya fuente de aporte proviene de antiguos frentes deltaicos desarrollados en el denominado Pilar de Akal. La **Figura 3.29** muestra de manera esquemática el modelo conceptual de la sedimentación.

La secuencia del Pleistoceno, está constituida por lutitas y limolitas calcáreas de color gris a gris claro y gris verdoso; además presenta horizontes de packstone, grainstone y cuerpos de arenas de grano fino a medio cementado con CaCO_3 , constituida por fragmentos calcáreos con cuarzo. La distribución es muy irregular, lo que se refleja en su espesor también variable. Los estudios paleobatimétricos indican que corresponden a un ambiente transicional y de plataforma (Aquino et al., 1988 y Morales, 2007).

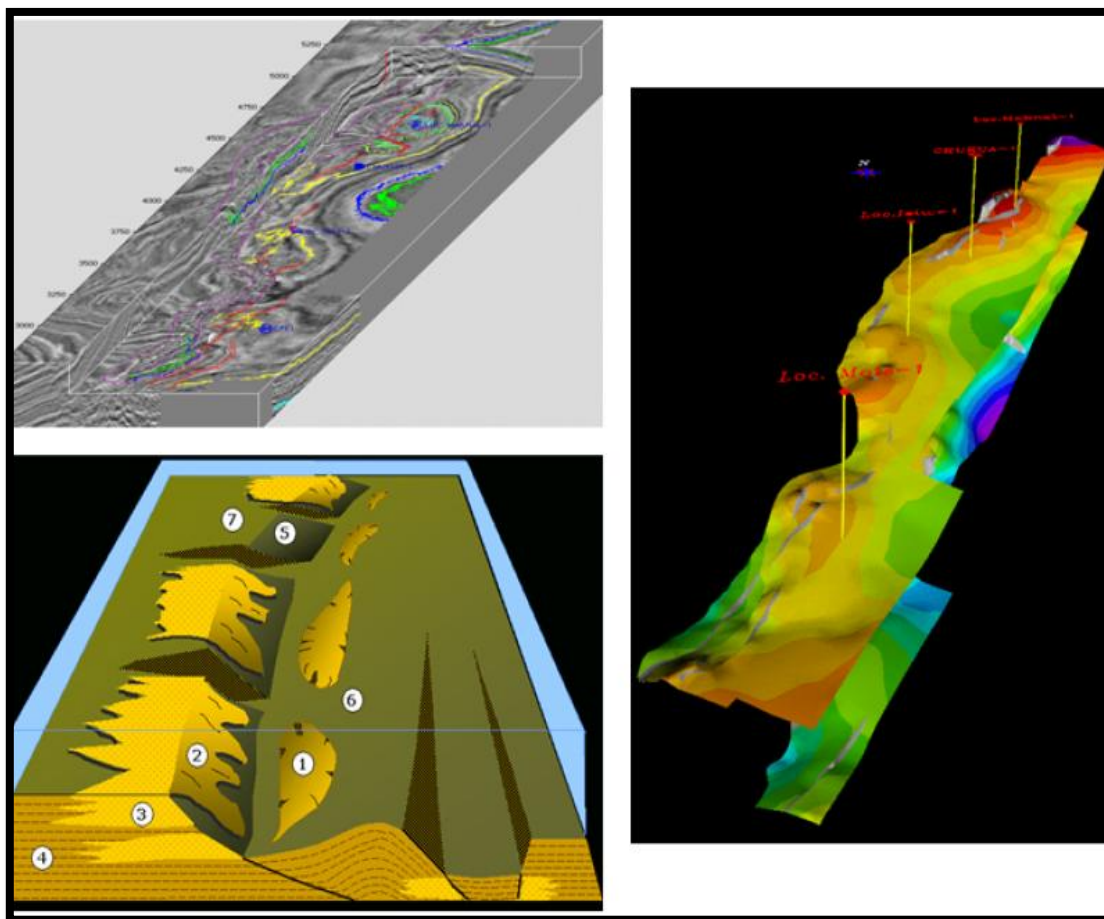


Figura 3.29 Modelo conceptual de sedimentación en el área. Se observa la presencia de las barras que dan origen a las trampas que son susceptibles de acumular hidrocarburos. Asimismo, se presenta la interpretación sísmica de dicho modelo. (Tomado de Pemex, 2003).

A finales del Cretácico el aporte de sedimentos clásticos aumentó con las primeras pulsaciones de la Orogenia Laramide, estos sedimentos empezaron a depositarse en las cuencas formadas en el antepaís de las cadenas plegadas (Padilla y Sánchez, 2007). A partir del Eoceno la cuenca dependió del flujo de sedimentos clásticos; los que favorecieron el desarrollo de fallas de crecimiento (lístricas normales). También se depositaron gruesos espesores de arenas finas en los taludes del occidente y Planicie Costera del Golfo de México, los sedimentos más finos fueron rellenando las parte más profundas (Padilla y Sánchez, 2007). Para el Eoceno tardío se formaron los depocentros de la Cuenca de Veracruz y las cuencas cenozoicas del sureste, se inicio su relleno con sedimentos clásticos provenientes del oeste.

Durante el Oligoceno continuó el depósito de clásticos en el sureste mexicano (Padilla y Sánchez, 2007); condición que continuo en el Plioceno y el Pleistoceno en el que se depositaron una gruesa secuencia de sedimentos clásticos que generaron una serie de fallas lístricas orientadas de noreste-suroeste.

La secuencia sedimentaria del Paleógeno contiene calcarenitas (Fm. Kumaza, Eoceno Medio), localizadas en la parte nororiental de la Sonda de Campeche. Se encuentra constituida por flujos turbidíticos distales con buena porosidad primaria y secundaria (Trejo, 2006).

En la secuencia sedimentaria del Neógeno hay depósitos terrígenos muy importantes de lutitas y areniscas (Mioceno, Plioceno y Pleistoceno) y barras arenosas provenientes de un ambiente deltaico y turbidítico; las porosidades presentan valores de 20-35 % (PEMEX, 2007).

3.1.5.1.4. Sistema petrolero

a) Roca generadora.

El subsistema generador principal, son las rocas del Eoceno-Mioceno (Anunziata-Medrano, 2001), quien estudio 151 pozos exploratorios, en los que obtuvo información de 32 pozos que cortaron rocas generadoras del Cenozoico. En este subsistema sobresalen las facies arcillo-calcáreas y de lutitas bentoníticas del Eoceno y Mioceno, como las de mayor capacidad generadora.

La madurez interpretada (Pemex, 2001) para las secuencias Cenozoicas a través de Tmax e ITT indica que prácticamente toda la región de la Sonda Marina es inmadura, a excepción del área donde se ubican los pozos Chem-1A, Hayabil-1, Kix-1A y Yum-401 cuya madurez alcanza las secuencias arcillosas de la base del Mioceno Medio.

b) Roca almacenadora.

Las rocas almacenadoras se encuentran en la secuencia sedimentaria del Mesozoico y Cenozoico, ubicándose prácticamente en toda el área de la Sonda de Campeche. Se tienen documentadas cinco secuencias potencialmente almacenadoras (**Figura 3.30**); las más antiguas son areniscas de edad Oxfordiano (Trejo, 2006).

Las areniscas del Oxfordiano, son secuencias almacenadoras que se componen de granos de cuarzo y fragmentos líticos; presentan partículas que varían de grano medio a grueso, además de contener gravillas pobremente clasificadas con granos subredondeados a redondeados. Como estructuras sedimentarias se tiene gradación normal que se encuentra generalmente en estratos gruesos o masivos (PEMEX, 2007).

Este tipo de facies se asocian a un ambiente de playa, que sigue el lineamiento nororiental de los pozos Ek-Balam, Lum-1, Tunich-1, Chac-Mool-1 y Sam-1. En la parte occidente del área se tienen ambientes de rampa interna constituida por sedimentos arenosos consolidados encontrados en los pozos Alak-1, Bacab-2, Bacab-21, Balam-1, Cantarell-91, Che-1, Ek-101, Kanche-1, Hayabil-1, Nix-1 y Tson-1, (PEMEX, 2007).

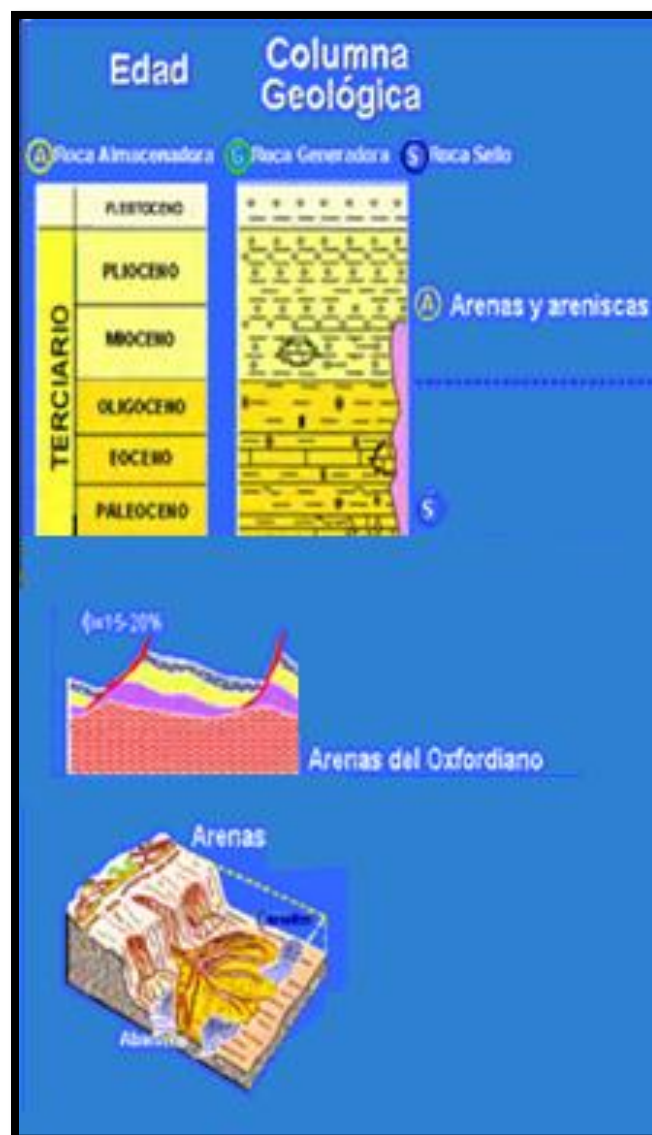


Figura 3.30 Esquema donde se muestra la columna geológica para el Campo Chukúa. (Tomado de Trejo, 2006).

c) Roca sello.

Las unidades estratigráficas que funcionan como roca sello están constituidos por secuencias arcillosas y calcáreo-arcillosas. La roca sello del Oxfordiano se caracteriza por tener un alto contenido de arcillas y de minerales evaporíticos como la anhidrita; son lutitas y limonitas intercaladas que se depositan en un ambiente de Sabkha, (Trejo, 2006).

En las secuencias del Kimmeridgiano y Tithoniano se encuentran rocas sello con espesores variables de 10 a 313 m. Las rocas sello del Tithoniano se depositaron como relleno que niveló las depresiones dejadas por la paleogeografía; corresponden con lutitas que pese a su alta porosidad, muestran una baja permeabilidad (Trejo, 2006).

Para el Paleoceno las rocas sello se componen principalmente por terrígenos finos (lutitas) con bentonita (Trejo, 2006).

d) Trampas.

Los estudios geológicos clasifican esta estructura como una trampa combinada en la que están presentes areniscas maduras, bien clasificadas, y entre potentes cuerpos arcillosos y bentoníticos (Pemex, 2003).

e) Migración y sincronía.

En la Sonda de Campeche se ha reconocido la existencia de migración en distintos niveles estratigráficos, la cual permitió el movimiento de gas y aceite hacia los yacimientos del Cenozoico. Esta migración se llevo a cabo a través de unidades porosas y permeables y más importantes aún, a través de los sistemas de fallas y fracturas producidas en el evento chiapaneco (Trejo, 2006).

La migración empieza desde el Tithoniano, en algunos casos ocurrió migración horizontal y en otros vertical, donde las secuencias arcillosas sirvieron como barreras a la migración (Trejo, 2006).

Finalmente se formaron las trampas en el Mioceno, en el momento en que actuaron esfuerzos compresivos en la Sonda de Campeche. Hay que agregar que es durante el Mioceno cuando se generaron los hidrocarburos que fueron migrando hacia las trampas (**Figura 3.31**) (Trejo, 2006).

3.1.5.1.5. Características de los yacimientos

Los yacimientos están constituidos de areniscas de cuarzo, con una porosidad que varía de 24 a 35 por ciento y una saturación de agua de 48 a 63 por ciento. Los yacimientos son de gas seco, y la temperatura alcanza 73 y 88 grados centígrados en cada uno de estos dos yacimientos (Pemex, 2003). El análisis cromatográfico del gas producido indica la ausencia de azufre, siendo en su totalidad metano.

En la etapa de terminación y pruebas al pozo exploratorio Chukúa-1 se efectuaron pruebas de producción que comprobaron la presencia de dos horizontes productores de gas seco, cuyas producciones registradas alcanzaron 22.4 y 21.4 millones de pies cúbicos por día.

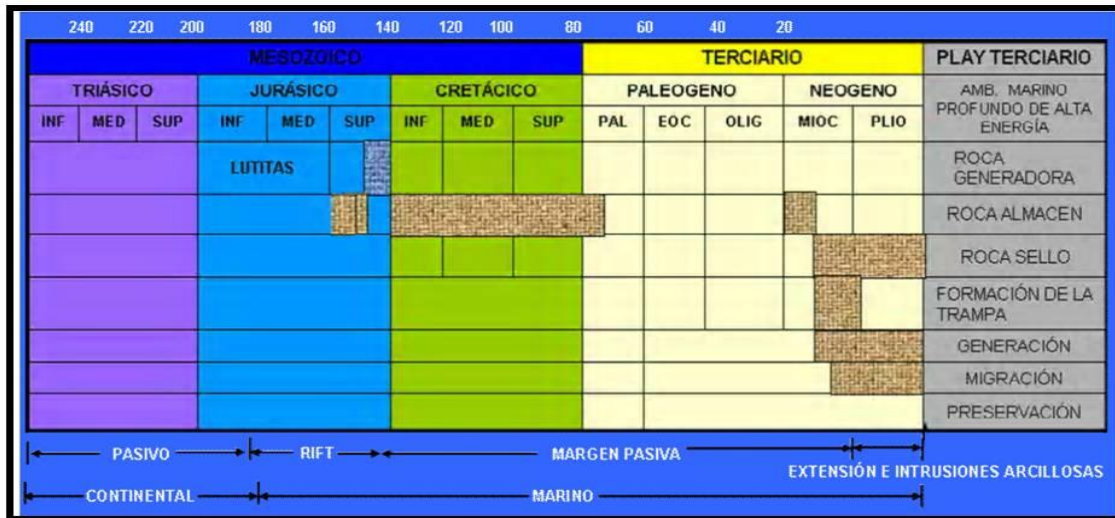


Figura 3.31 Esquema de sincronía de la Sonda de Campeche en el cual se muestran el sistema petrolero y la relación temporal de cada uno (Tomado de Trejo, 2006).

3.1.5.1.6. Reservas

El volumen original 3P de gas natural es de 701.0 miles de millones de pies cúbicos, en tanto las reservas originales 1P, 2P y 3P son 43.5, 251.1 y 560.8 miles de millones de pies cúbicos de gas, respectivamente para el año 2003 (Pemex, 2003).

3.1.6. Cuenca Tampico-Mizantla

3.1.6.1. Campo Lankahuasa

3.1.6.1.1. Localización

El Campo Lankahuasa se localiza geográficamente en la plataforma continental, en aguas territoriales del Golfo de México, entre las coordenadas latitud 20.164314°, longitud -96.562448°, frente a las costas del Norte del Estado de Veracruz y en un tirante de agua que varía entre 50 y 70 metros. Forma parte del Región Norte, Activo Integral Poza Rica – Altamira (**Figura 3.32**).

3.1.6.1.2. Antecedentes

El Campo Lankahuasa, fue reportado como descubierto en 2001, donde posteriormente a los tres años transcurridos, se instalaron dos plataformas, se han perforado 7 pozos

exploratorios y 5 de desarrollo, y se ha intensificado su explotación. Descubierta en 2001, su primera producción llegó a la costa Veracruzana en 2003.

3.1.6.1.3. Características geológicas

Lankahuasa se ubica dentro de la Región de Tampico-Mizantla, en un área en donde no se tenían evidencias de la presencia de hidrocarburos. Los rasgos paleogeográficos más importantes comprenden: al norte la Plataforma de Tuxpan, donde se encuentran sedimentos depositados durante el Cretácico (Albiano-Cenomaniano); al sur el Alto de Santa Ana, zona que durante el Mioceno y Plioceno recibió un potente depósito de clásticos en facies de plataforma progradante; al oriente se prevé encontrar en la Plataforma Continental la continuación de estructuras mesozoicas y cenozoicas; y al poniente se localizan afloramientos constituidos principalmente de carbonatos de edad Mesozoico en la Sierra Madre Oriental. Cabe hacer notar que en el Neógeno del área de Lankahuasa se encuentra evidencia de actividad ígnea del Eje Neovolcánico, habiéndose identificado fragmentos líticos volcánicos. Cabe destacar que la potente acumulación de una columna de más de 4 mil metros de rocas durante el Mioceno Plioceno, ocasionó fallas de crecimiento con sistemas lístricos de carácter sintético y antitético.

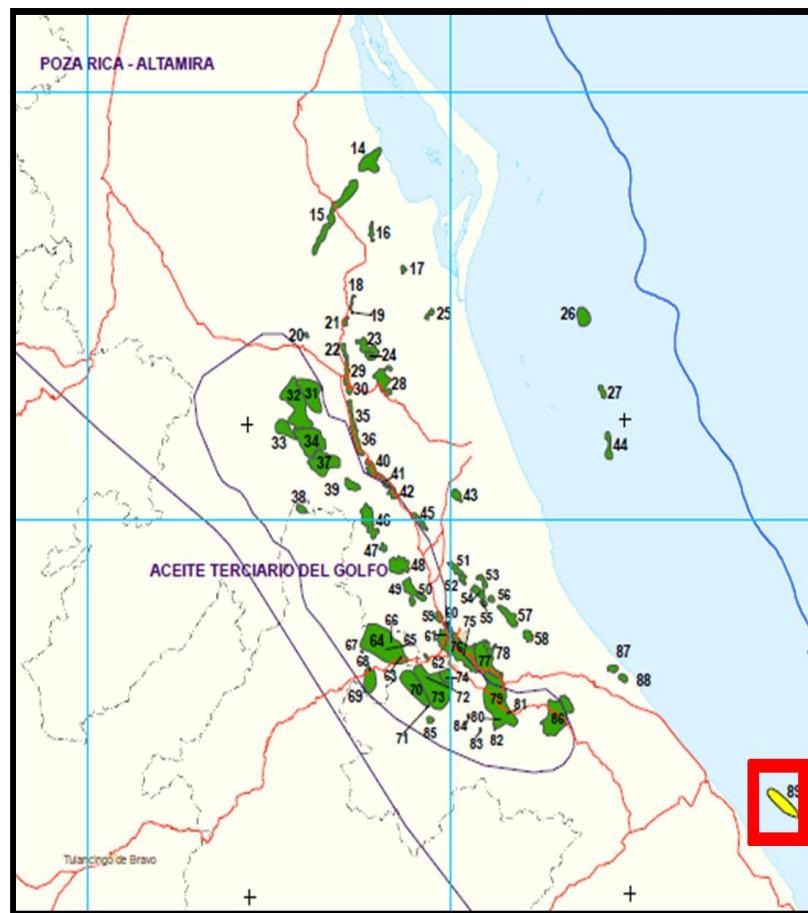


Figura 3.32 Localización del Campo Lankahuasa (Marcado con el numero 89), (Tomado de Pemex, 2009).

La estructura corresponde a un anticlinal contenido en un sistema de fallas de crecimiento (“roll over”), con su eje principal inclinándose hacia el Sureste. En sentido Este-Oeste, la estructura se encuentra limitada por fallas de crecimiento regionales, y compartamentalizada por fallas antitéticas y sintéticas de menor magnitud, que resultan en la formación de un alto estructural en donde se ubica la parte principal del campo. En el sentido Noroeste-Sureste, la estructura se comporta como un pliegue buzante con un pequeño cierre en su parte central que se levanta suavemente hacia el Noroeste, y se inclina fuertemente hacia el Sureste por el fuerte crecimiento de la falla que lo limita en esa dirección. En la **Figura 3.33** se aprecia un mapa sísmico en tiempo del horizonte donde se realizó una prueba de producción número 5 y en la **Figura 3.34**, se muestra la sección sísmica en tiempo entre los pozos Lankahuasa-1 y DL-1.

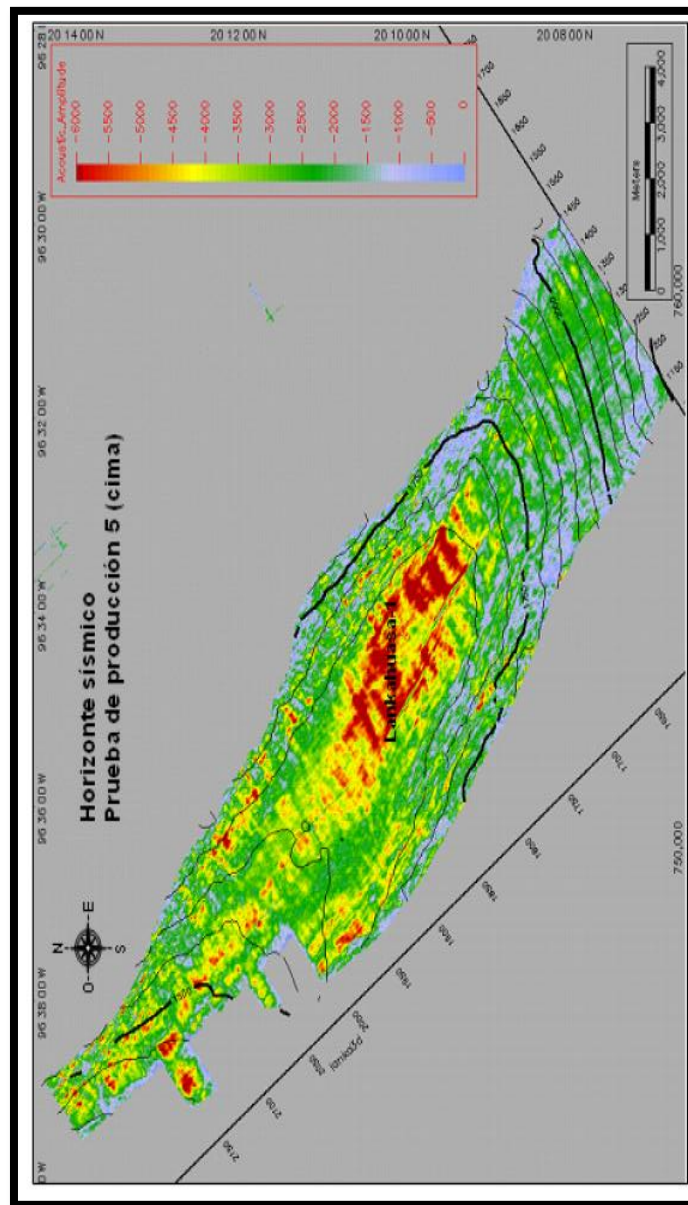


Figura 3.33 Plano de cimas mostrando atributos sísmicos en el campo Lankahuasa (Tomado de Pemex, 2003).

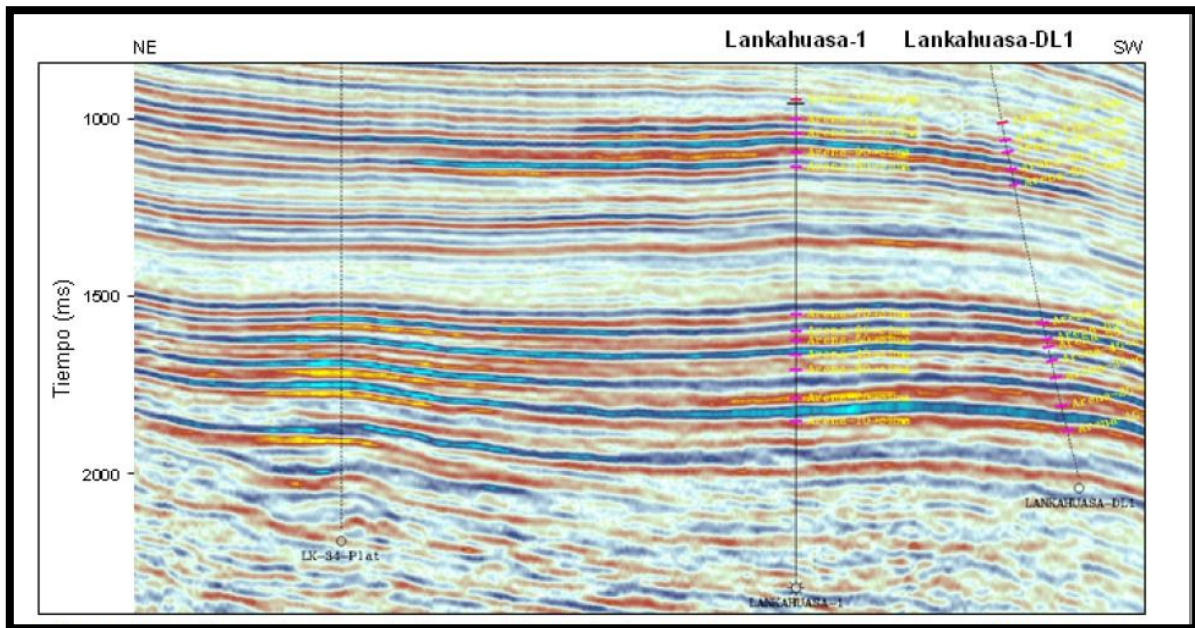


Figura 3.34 Sección sísmica mostrando el contraste de amplitudes entre los cuerpos arenosos, que resultaron productores en el campo Lankahuasa, y los cuerpos arcillosos (Tomado de Pemex, 2003).

La secuencia litológica está constituida por una alternancia de lutitas y areniscas en ambientes sedimentarios, en facies turbidíticas. La columna geológica cortada por el pozo corresponde a rocas sedimentarias que van del Mioceno Superior al Reciente. El Mioceno está constituido de una alternancia de lutitas y areniscas de grano medio a grueso, con un porcentaje variable de arcilla, clasificadas como arenitas sublíticas, depositadas en ambientes turbidíticos asociada a canales submarinos y barras. Las rocas de edad Plioceno, Pleistoceno y Reciente, al igual que las rocas del Mioceno, están constituidas de una alternancia de lutitas, areniscas y arenas, con un contenido mayor de las primeras. Toda la secuencia muestra un proceso continuo de depósito, y en donde las condiciones han sido preferentemente transgresivas y progradantes.

3.1.6.1.4. Sistema petrolero

a) Roca Generadora.

Según algunas imágenes sísmicas, se han propuesto como rocas generadoras (Brito, 1990) a los sedimentos de dos subsistemas: (1) Jurásico Superior, con litología de carbonatos arcillosos depositados en ambiente marino anóxico, lo que favoreció la preservación de materia orgánica predominantemente algácea, su distribución es regional en la porción occidental de la cuenca del Golfo de México; sus espesores netos generadores se han supuesto, considerando la riqueza orgánica que en algunos lugares de la Región Tampico-Mizantla, es mayor a los 300 m; su contenido de carbono orgánico varía de los 0.5 a 5 % con un promedio de 2 % y el kerógeno es de tipo II y (2) Paleógeno (Eoceno), con litología de dominio arcillosos depositada en un ambiente marino subóxico de talud y cuenca, que favoreció a la preservación de materia orgánica predominantemente maderácea; con distribución regional; en algunos lugares de la Cuenca del Golfo su espesor rebasa los 750

m. El contenido de carbono orgánico total varía de 0.5 a 5 % con promedio de 1 % y el kerógeno es de tipo III. Información reciente del muestreo del fondo marino, reporta que en el área hay indicios de la generación de gas termogénicos, además de aceite ligero.

b) Roca Almacenadora.

La roca almacenadora está constituida por litarenitas de grano muy fino donde predominan los fragmentos de cuarzo y calizas (**Figura 3.35**) (Pemex, 2003). La **Figura 3.36** muestra cuatro intervalos productores del Campo Lankahuasa.



Figura 3.35 Imagen de litarenitas del pozo Lankahuasa -1, 2655 m (Tomado de PEMEX, 2002).

c) Roca sello.

Está conformado a nivel regional por un potente paquete de rocas arcillosas pertenecientes al Plioceno- Pleistoceno y en forma local, por las intercalaciones de cuerpos arcillosos en cada uno de los horizontes productores (Pemex, 2003). La geometría de los cuerpos arcillosos es de espesor muy variable, pero en general, se pueden considerar buenos sellos.

d) Trampas.

Los eventos geológicos que dieron lugar a la formación de las trampas en el área ocurrieron durante el Mioceno Medio y Plioceno (**Figura 3.36**). Las trampas se presentan como combinadas, las trampas estructurales las conforman anticlinales “roll-over” y bloques girados limitados por fallas normales y lístricas a profundidad, que forman parte del sistema distensivo del Golfo de México; mientras que las trampas estratigráficas corresponden a areniscas con acuñamientos y cambios de facies (**Figura 3.37**).

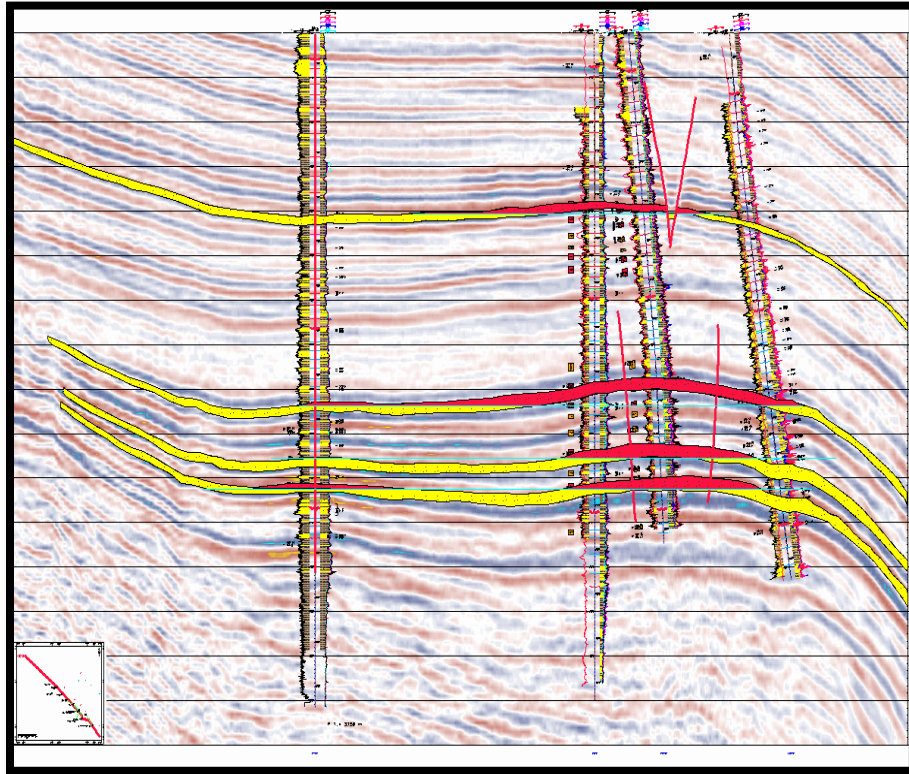


Figura 3.36 Cuatro intervalos productores del Campo Lankahuasa (Pemex, 2004).

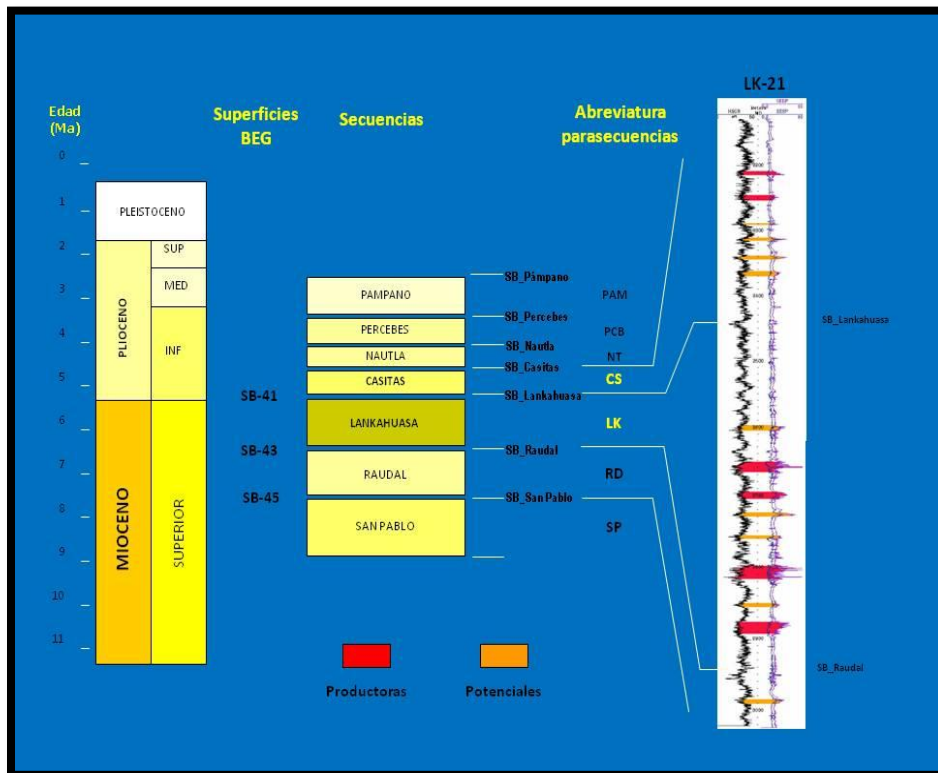


Figura 3.37 Nomenclatura de secuencias (Tomado de PEMEX, 2004).

e) Migración y sincronía.

Se tuvo una época de sepultamiento muy profundo para las rocas jurásicas y cretácicas debida al depósito de potentes paquetes de rocas clásticas del Mioceno Superior y Plioceno Inferior, lo que propició que el Jurásico alcanzara una etapa de madurez muy avanzada; al mismo tiempo las rocas generadoras cenozoicas alcanzaron la profundidad suficiente para entrar a la ventana de generación de gas. Ambos efectos fueron sincrónicos con la formación de las trampas. La migración probablemente presenta un esquema de drenaje vertical y lateral, enfocado en dirección este-oeste y sureste-noreste. Las vías de migración son básicamente los planos de las fallas lítricas regionales.

3.1.6.1.5. Características de los yacimientos

El yacimiento abarca un área de 25 km², compuesto por litarenitas de grano muy fino, con una porosidad de entre 18 – 22 %, permeabilidad de entre 4 – 30 milidarcies, espesor bruto de 20 – 40 metros, con un espesor neto promedio de 5 – 14 metros y una profundidad de 2000 – 2900 metros. El tipo de fluido es gas seco dulce, con una densidad del gas de 0.55 – 0.57 gr/cm³, viscosidad de 0.01 – 0.09 (cp), saturación de agua 0.38 – 0.55 %, presión de fondo de 206 – 280 kg/cm² y una temperatura de fondo de 67 – 75 °C.

Pemex realizó 5 pruebas de producción con aparejos de pruebas denominadas DST-TCP (Down Stream Test – Tubing Converting Perforing). El diseño de las mismas permitió registrar presiones y temperatura de fondo del intervalo evaluado (con pozo cerrado y pozo fluyendo), así como también, se obtuvo el potencial de flujo medio del intervalo evaluado, expresado en la **Tabla 3.4**.

Tabla 3.4 Pruebas de producción (Tomado Pemex, 2002).

Estrangulador (pulgadas)	PP1 2652-2664 m			PP2 2573-2592 m			PP3 2470-2480 m			PP4 2428-2439 m			PP5 2053-2063 : 2017-2026 m		
	Presión suficiente (kg/cm ²)	Gasto de gas (mmp cd)	K (m d)	Presión suficiente (kg/cm ²)	Gasto de gas (mmp cd)	K (m d)	Presión suficiente (kg/cm ²)	Gasto de gas (mmp cd)	K (m d)	Presión suficiente (kg/cm ²)	Gasto de gas (mmp cd)	K (m d)	Presión suficiente (kg/cm ²)	Gasto de gas (mmp cd)	K (m d)
5/16"	195	5.45	5.6				54.56	1.84	13.7			33.8	80.29	2.75	15
1/4'				212.58	5.64	10						33.8			15
3/8'	173	7.69	5.6	195.27	10.05	10	39.88	1.92	13.7	193.17	9.81	33.8	69.73	3.28	15
1/2'	120	10.59	5.6	175		10	22.13	1.99	13.7	165.26	16.12	33.8	38.04	3.39	15
5/8'				148.42	21.27	10				140		33.8			15
3/4'	77	15.45	5.6	120.59	22.56	10				123.64	23.65	33.8	20.1	3.7	15
1"										92.11	26.54	33.8			

Durante la terminación del primer pozo, se realizaron cinco pruebas de producción que resultaron satisfactorias y en donde las reservas fueron evaluadas (**Figura 3.38**). Además, un intervalo interpretado como productor por registros geofísicos fue agregado como reserva, y clasificado como posible (Pemex, 2003).

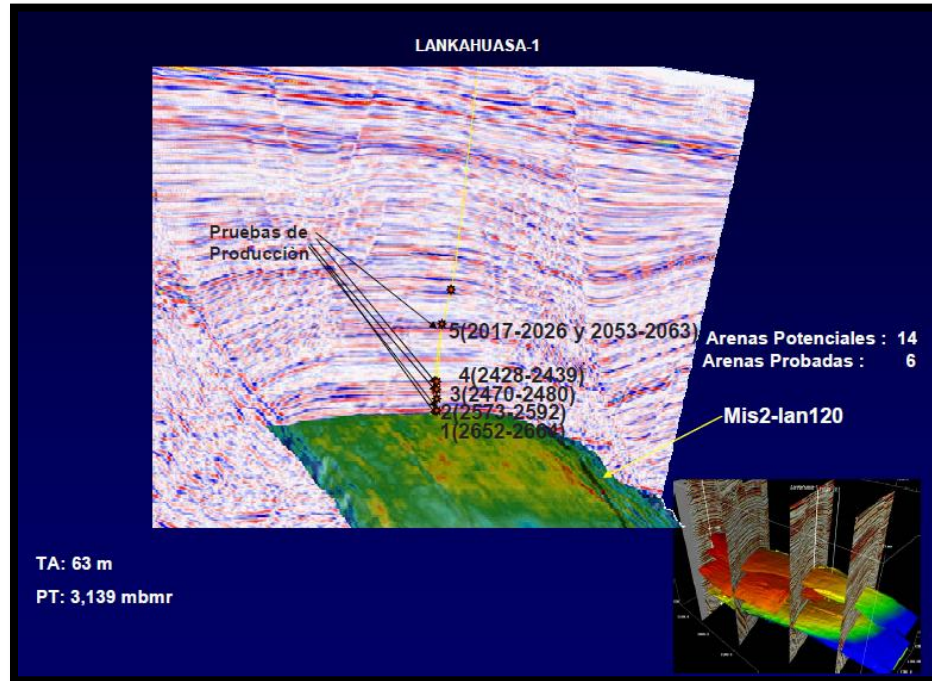


Figura 3.38 Resultados de la perforación del pozo Lankahuasa-1 (Tomada PEMEX, 2002).

3.1.6.1.6. Reservas

El volumen original 3P de gas natural asciende a 1,046.8 miles de millones de pies cúbicos, a condiciones atmosféricas, equivalente a una reserva 3P de 153.9 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, de los cuales 131.5 miles de millones de pies cúbicos son reservas probadas, 279.0 miles de millones de pies cúbicos son reservas probables y 390.1 miles de millones son posibles (Pemex, 2003).

3.1.7. Cuenca de Veracruz

3.1.7.1. Campo Cauchy

3.1.7.1.1. Localización

El Campo Cauchy se ubica en la planicie costera del Golfo de México a 19.6 kilómetros al Sureste de la ciudad de Cosamaloapan, Veracruz, y 10.2 kilómetros al Sureste del pozo Novillero-10, en el municipio de Chacaltianguis, Veracruz, **Figura 3.39**. Geológicamente se encuentra localizado en la Cuenca Cenozoica de Veracruz. Forma parte de la Región

Norte, Activo Integral Veracruz, y se encuentra en una latitud 18.1939339° y longitud -95.7577438° .



Figura 3.39 Localización del Campo Cauchy y otros campos petroleros de la Cuenca de Veracruz (Tomado de Pemex, 2009).

3.1.7.1.2. Antecedentes

A finales del siglo antepasado, las compañías extranjeras comenzaron la exploración en México, sin embargo los principales descubrimientos se hicieron en la última mitad del siglo pasado y en los primeros años de este siglo.

Los aspectos más relevantes en la exploración de la Cuenca de Veracruz comienzan con el descubrimiento del primer campo del activo, que fue Angostura en 1953, productor de aceite. Posterior a ello, en 1958 se inicia la explotación de gas seco con el pozo San Pablo 4. Continuando con la exploración en el periodo que comprende de 1970 – 1980 donde se descubren los campos Cópito, Mata Pionche, Mecayucan y Miralejos productores de aceite con el descubrimiento de estos campos se pretendía elevar la producción de aceite, la cual alcanzo 18,271 bpd para el año 2000.

Hacia el periodo de 1981 a 2000 el objetivo primordial fue mantener e incrementar la producción y reactivar algunos campos. En este periodo se comienza con la explotación de

gas húmedo en los campos del Cretácico Cópite, Mata Pionche, Mecayucan y Miralejos; así como, la reactivación de la exploración con sísmica 3D y perforación de pozos exploratorios en el activo, dando como resultado el descubrimiento de los campos Playuela y Lizamba en el 2000. Actualmente se pretende reactivar campos e incrementar la exploración, principalmente gas.

El objetivo del campo Cauchy fue el de evaluar las areniscas depositadas como facies canalizadas y desbordes asociados a abanicos de piso de cuenca de edad Mioceno Superior, resultando de esta forma productor de gas seco y alcanzando una profundidad total de 1,950 metros (Pemex, 2009).

3.1.7.1.3. Características geológicas

El yacimiento principal se encuentra asociado a una trampa combinada. El pozo Cauchy-1 atravesó este yacimiento en el eje longitudinal de la estructura, que presenta una orientación de Noroeste a Sureste. Su componente estratigráfica se interpreta como una secuencia clástica de abanico de piso de cuenca en facies de canales y lóbulos con aparente aporte del Suroeste, lo que indica que hacia la parte Sur existen fuertes aportes de sedimentos que permitieron formar trampas estratigráficas asociadas a las estructuras preexistentes, **Figura 3.40**.

Para el yacimiento principal se definió un ambiente de abanico submarino de piso de cuenca, formado por dos canales distributarios principales, amalgamados lateral y verticalmente, con patrones de registro en forma de caja y estructuras paralelas observadas en núcleos. Estos canales se entrelazan y se extienden aproximadamente en un complejo a lo largo de 9 kilómetros por 3 kilómetros de ancho.

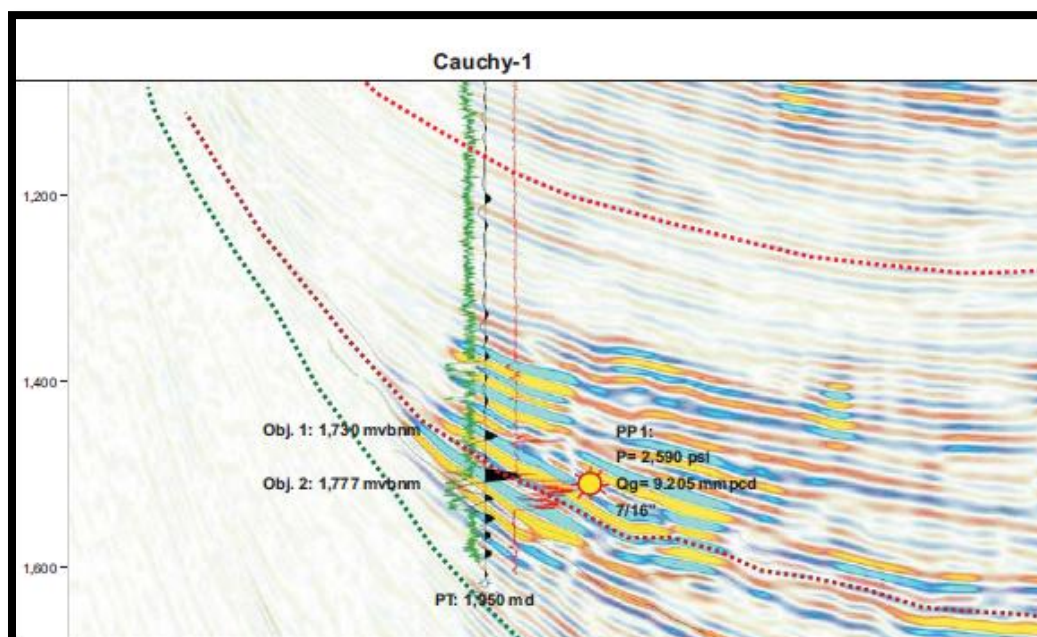


Figura 3.40 Línea sísmica que ilustra el comportamiento estructural y estratigráfico del yacimiento. (Tomado de Pemex, 2009).

3.1.7.1.4. Sistema petrolero

a) Roca generadora.

La roca generadora de hidrocarburos para esta zona corresponde a lutitas pertenecientes al Mioceno, con buenas características para la generación, ya que contienen una cantidad considerable de materia orgánica.

La información geoquímica del Mioceno indica que las formaciones La Laja, Depósito y Encanto, de dicha edad, contienen cantidades importantes de carbono orgánico, que promedian arriba del 5%, existiendo valores de hasta 12% (González y Holguín, 1992). Estas formaciones están constituidas por lutitas gris y gris verdoso, cuyo espesor supera los 1, 200 m. Es la unidad con valores más altos de carbono orgánico que se conoce en México; sin embargo, su tipo de materia orgánica es de un kerógeno continental (III) e inerte (IV), indicando por pirólisis que produce cantidades poco significativas de hidrocarburos gaseosos (González y Holguín, 1992).

Las secuencias arcillosas del Mioceno Inferior y Medio presentan intercalaciones de areniscas que producen gas y condensados; cuyo origen no ha sido establecido. Existe la posibilidad de que estos hidrocarburos hayan sido generados *in situ* por las rocas encajonantes, dado su carácter generador de gas, pero no se descarta que provengan de rocas más antiguas y que por migración vertical se hayan alojado en las areniscas del Mioceno.

b) Roca almacenadora.

Las rocas almacenadoras de la Cuenca Cenozoica de Veracruz y la Plataforma de Córdoba han demostrado compartir semejanza geológica con los de la Cuenca Salina del Istmo; esto se dedujo porque se han llevado a cabo estudios (Pemex, 2002) y se han detallado mapas con el propósito de definir y ubicar los plays, los cuales se realizan no solo para las secuencias del Neógeno, sino también para escenarios más antiguos; aunque, los que han sido de mayor interés e importancia y que han incorporado reservas resultan ser los pertenecientes al Mioceno.

La roca almacén está constituida, por areniscas de grano medio a grueso, color café oscuro, fragmentos líticos, cuarzo y feldespatos en menor proporción, moderadamente clasificados y subangulosos. Por su composición, se clasifica principalmente como litarenita que gradúa a arenita sublítica.

c) Roca sello.

La roca sello para este play corresponde a paquetes arcillosos con espesores considerables, de hasta varias decenas de metros, pertenecientes al Mioceno Superior y asociados a facies arcillosas de piso de cuenca.

d) Trampas.

Para el Campo Cauchy, el horizonte productor PP1 se asocia a una trampa de tipo combinada, con fuerte componente estructural, ubicado en una zona de alta amplitud sísmica. El modelo estático de este yacimiento se obtuvo en base a la geometría de la estructura (Pemex, 2009), la distribución de anomalías sísmicas y el modelo sedimentario que integra el resultado del análisis petrofísico, **Figura 3.41**.

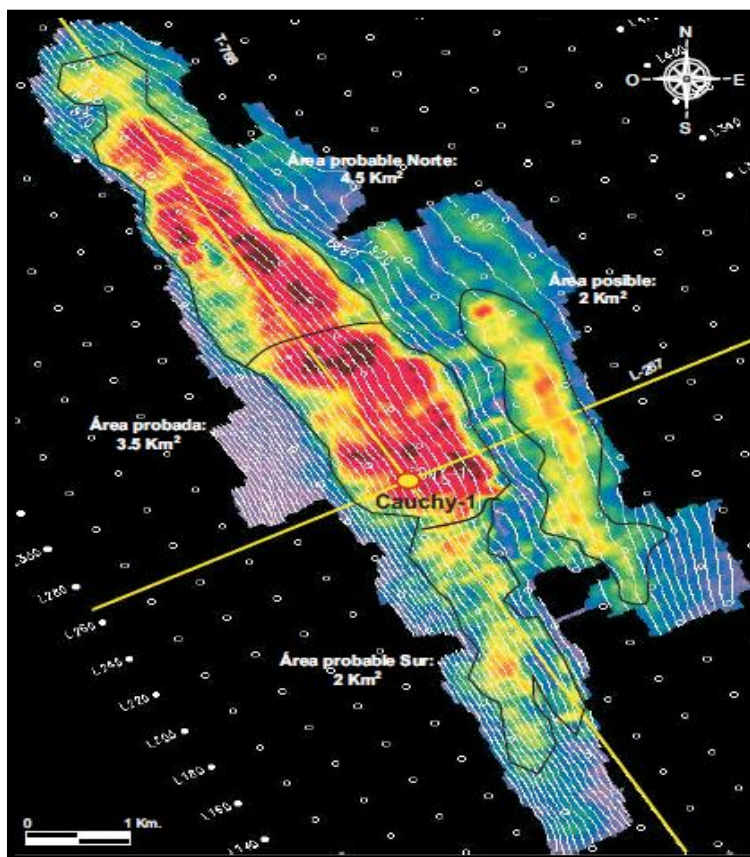


Figura 3.41 Configuración estructural del yacimiento principal, con distribución de áreas de las categorías de reserva. (Tomado de Pemex, 2009).

e) Migración y sincronía.

Los trabajos de evolución cinemática, diagénesis y de inclusiones fluidas realizados por (González-Roure, 2008), establecen una historia de reconstrucción del flujo de fluidos y de migración de hidrocarburos, así como la determinación del tiempo de generación de los mismos en cuencas sedimentarias, siendo para este caso la Cuenca Cenozoica de Veracruz.

Otras herramientas que se pueden considerar en el análisis de la migración de hidrocarburos en cuencas son los registros geofísicos de alta resolución y los modelos cinéticos de yacimientos petroleros (González-Roure, 2008). Gracias a estos análisis se ha podido obtener que de las rocas generadoras de hidrocarburos del Mioceno generaron hidrocarburos que migraron hasta alcanzar a las areniscas del Mioceno Inferior, este evento de migración se dio principalmente de manera vertical y lateral a lo largo de fallas, discordancias y fracturas. Mientras que en rocas pertenecientes al Cenozoico temprano, la

migración se dio durante el Mioceno al Reciente, donde las principales vías de migración fueron fallas normales profundas y discordancias que se formaron durante el Mioceno.

Dentro de los estudios realizados se ha encontrado se tienen los siguientes escenarios de migración (González-Roure, 2008):

Para el Eoceno Tardío (33Ma), comenzaron las primeras manifestaciones de migración, con trayectorias en sentido vertical, cambiando posteriormente al oeste a causa de la subsidencia y de la carga litostática.

Durante el Mioceno Medio y Tardío (Chiapaneca), que reconfiguró la Cuenca Cenozoica de Veracruz, al formar altos y depresiones intracuenca. En esta etapa es donde se acentúan las trayectorias de migración hacia el frente tectónico, este evento es también identificado por la presencia de inclusiones fluidas de hidrocarburos líquidos y gaseosos (González-Roure, 2008).

El Mioceno Superior y Plioceno, representan las etapas de colmatación de la cuenta y las trayectorias de migración se continúan hacia el frente tectónico en la porción occidental de la misma y en sentido vertical en el resto de ella. Las trayectorias de migración muestran que en la cuenca la migración de hidrocarburos actualmente alcanza niveles estratigráficos del Eoceno (González-Roure, 2008).

Se interpreta que el gas termogénico del Paleoceno-Eoceno fue generado y posteriormente expulsado en el Mioceno todavía se encuentra en la parte final de su expulsión. Por otra parte, el gas biogénico generado durante el Mioceno se generó de manera sincrónica con los depósitos turbidíticos del Mioceno Tardío-Plioceno Temprano.

Para las diferentes familias de gases en la Cuenca de Veracruz (seco no asociado de baja y alta madurez, asociado a condensados y asociado a aceite), los estudios geoquímicos revelan que eventos ocurridos posterior a la migración, tales como segregación y difusión afectaron a los gases provocando que yacimientos de gas seco se encuentran en la parte más somera y el grado de humedad de estos aumenta con la profundidad. Por otra parte, se interpreta que existió un buen entrapamiento por lo que se incrementan las expectativas de encontrar nuevos yacimientos a mayor profundidad.

3.1.7.1.5. Características de los yacimientos

EL análisis petrofísico realizado, permitió definir el intervalo 1,792-1,849 metros bajo mesa rotaria, con un espesor bruto de 57 metros, un espesor neto impregnado de 30 metros y consecuentemente una relación de espesores neto/bruto de 62 por ciento. Los valores promedio determinados fueron 25 por ciento de porosidad, permeabilidad 425 milidarcies, saturación de agua de 17 por ciento y volumen de arcilla de 13 por ciento. Para los núcleos cortados dentro de los yacimientos, la porosidad medida en laboratorio varía de 21 a 31 por ciento, mientras que el rango obtenido para la permeabilidad es de 5 hasta 1,250 milidarcies. El intervalo 1,792-1,849 metros registró una producción inicial de 9.2 millones de pies cúbicos por día de gas (Pemex, 2009). El núcleo 8 cortado en el intervalo 1,829-

1,838 metros bajo mesa rotaria, es representativo de este yacimiento, **Figura 3.42** En general, la muestra de roca presenta una porosidad primaria de tipo intergranular de hasta 32 por ciento.

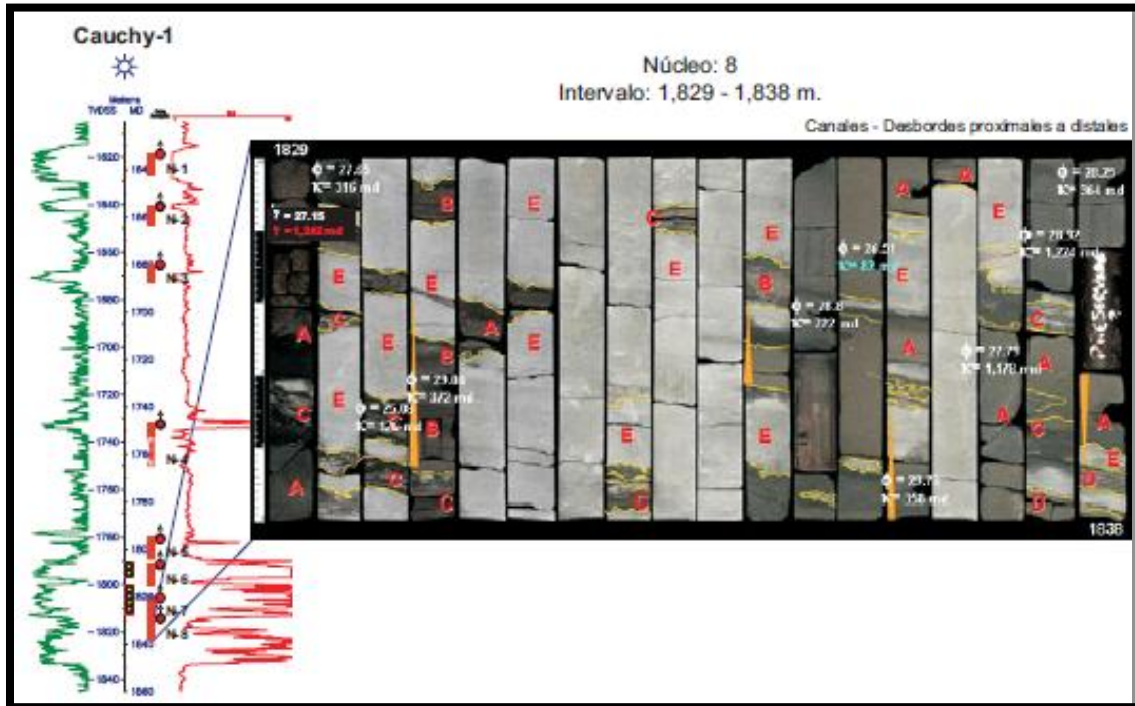


Figura 3.42 Fotografía del núcleo 8 del pozo Cauchy-1 (Tomado de Pemex Las Reservas de Hidrocarburos en México, 2009).

3.1.7.1.6. Reservas

El volumen original 3P estimado para el año 2009 fue de 372.1 miles de millones de pies cúbicos de gas (Pemex, 2009). La reserva incorporada por el pozo Cauchy-1 en sus categorías 1P, 2P y 3P, ascienden a 86.1, 206.8 y 223.2 miles de millones de pies cúbicos de gas, respectivamente.

3.1.7.2. Campo Playuela

3.1.7.2.1. Localización

El campo Playuela se localiza en el estado de Veracruz. Forma parte de la Región Norte, en el Activo Integral Veracruz, en las coordenadas geográficas 16.791486° de latitud y -96.065157° de longitud (**Figura 3.43**).

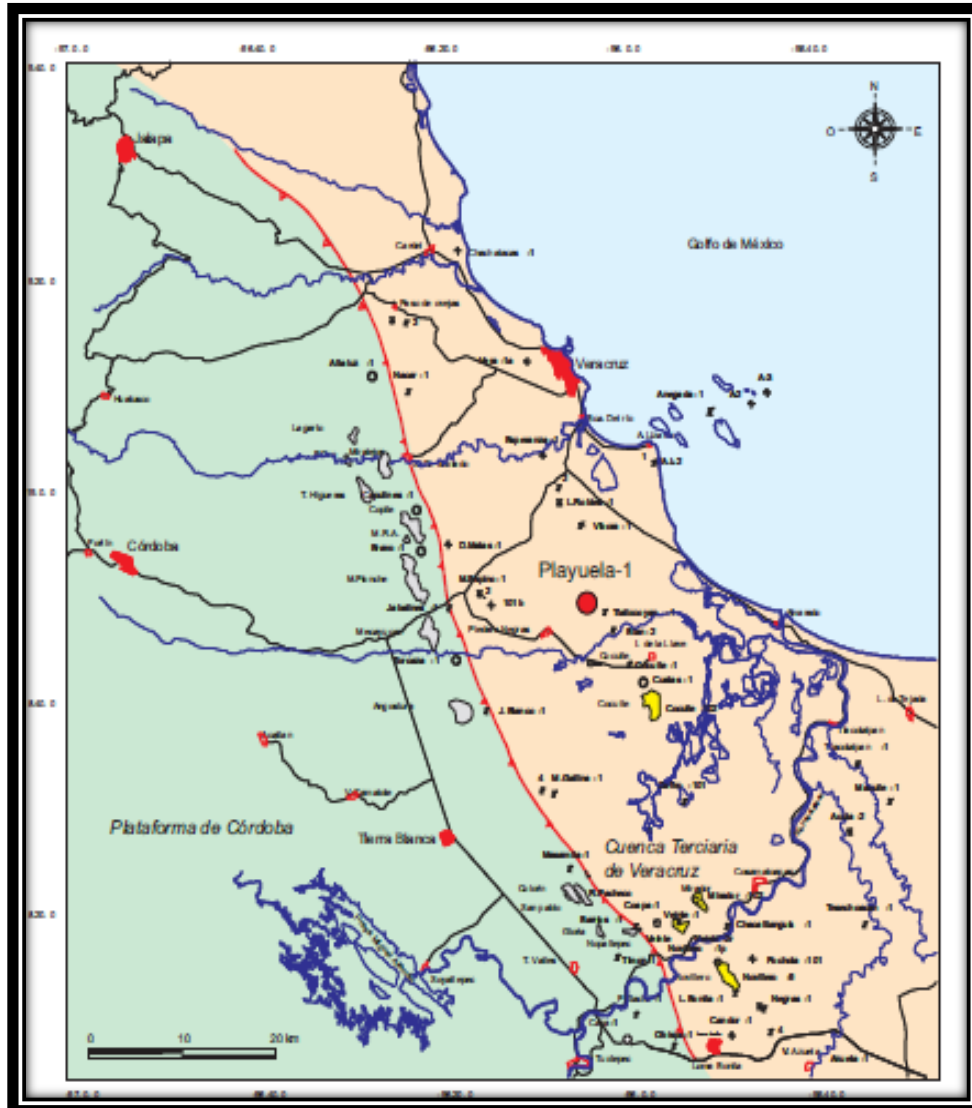


Figura 3.43 El Campo Playuela se encuentra a 24 kilómetros al sureste de la ciudad de Veracruz (Tomado de Pemex, 2002).

3.1.7.2.2. Antecedentes

El campo Playuela fue descubierto en el año 2000, su localización fue definida a partir de información sísmica 2D interpretada en los prospectos Cocuite y Robles-Tlaxiaco, que permitieron identificar una estructura anticlinal, parte del alineamiento regional Víbora-Loma Bonita (Pemex, 2002). Posteriormente, se realizó el levantamiento sísmico tridimensional denominado Playuela 3D, diseñado específicamente para mejorar la respuesta sísmica en rocas clásticas, típicas del Cenozoico de esta cuenca.

3.1.7.2.3.- Características geológicas.

Como consecuencia de la deformación compresiva que afectó los diferentes dominios paleogeográficos durante el Cretácico Tardío y el Paleógeno, se originó el desarrollo de una importante subsidencia de tipo flexural formada la Cuenca de Veracruz. El depósito de sedimentos se dio a profundidades cada vez más someras hasta los límites litorales y de planicie aluvial, característicos de los depósitos pliocénicos-pleistocénicos de la planicie costera de Veracruz; la serie sedimentaria está cubierta por derrames de origen volcánico del Neógeno, tanto de la Faja Volcánica Mexicana, como del vulcanismo de la región de los Tuxtlas, Veracruz (Cuapio, 2006).

El basamento de la Cuenca de Veracruz está relacionado a la apertura del Golfo de México, misma que ocurrió durante el Jurásico Tardío, sin embargo la Cuenca de Veracruz es más joven, ya que tuvo lugar en el Cretácico Tardío-Paleógeno.

Los cambios estratigráficos más evidentes dentro del área de estudio desde el Jurásico, que se asocian con los cambios relativos de forma cíclica en el nivel del mar; cambios que se explican en gran medida por actividad tectónica que ha afectado a la región. Los eventos previos a la sedimentación de la Cuenca de Veracruz, corresponden al desarrollo de las plataformas carbonatadas y la cuenca que comenzó a crearse durante el Jurásico Tardío y Cretácico Temprano; en el mesozoico donde se constituyen los dominios paleogeográficos que condicionaron el desarrollo posterior de la Cuenca de Veracruz (Cuapio, 2006).

Las secuencias Clásticas del Mioceno originadas por turbiditas y abanicos submarinos están distribuidas ampliamente en toda la cuenca, con ligeras variaciones laterales en las facies para algunas formaciones, caracterizándose por acumulaciones de abanicos submarinos en el Mioceno Inferior en gran parte de la Cuenca de Veracruz (**Figura 3.44**).

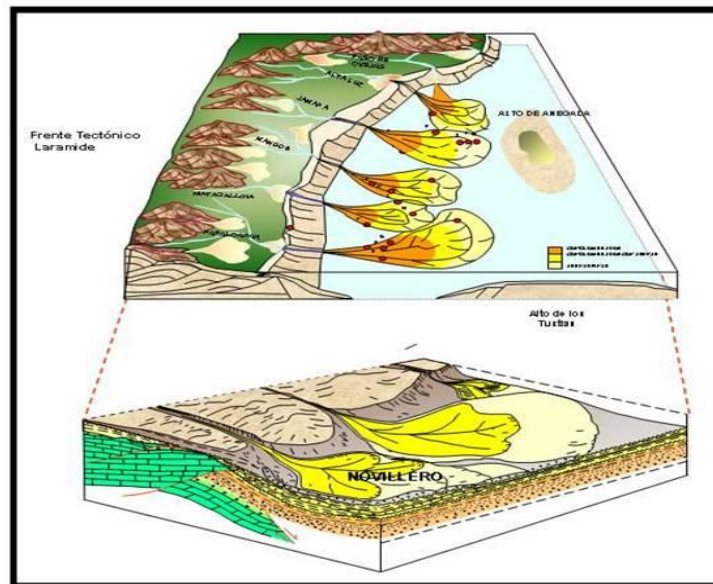


Figura 3.44 Modelo Sedimentario del Mioceno Inferior (PEMEX, 2003)

Durante el depósito de la Formación Concepción Superior se registró la última trasgresión marina en la Cuenca, dejando como prueba sedimentos de aguas poco profundas, reflejándose en la composición de su litología y el contenido fosilífero de las formaciones suprayacentes (Cuapio, 2006).

La columna estratigráfica interpretada en esta área, está constituida principalmente de lutitas y horizontes delgados de areniscas de granos de cuarzo de tamaño fino, que gradúa a grano medio mal clasificado, en matriz arcillo calcárea pobremente consolidada, con edades que van del Mioceno Inferior al Mioceno Superior (Pemex, 2002).

3.1.7.2.4. Sistema petrolero

a) Roca generadora.

Las rocas generadoras pertenecen en su mayoría al Mesozoico, son secuencias ricas en materia orgánica y gran cantidad de Kerógeno tipo II precursores de aceite y gas termogénico; dentro de las principales formaciones con estas características se encuentran el Jurásico Superior Tepexilotla, Cretácico Superior e Inferior, Orizaba y Maltrata (**Figura 3.45**).

La materia Orgánica que se encuentra en las secuencias arcillosas del Cenozoico está distribuida de manera regular pero en pequeñas cantidades; se compone de kerógeno tipo III, generador de gas cuando hay buena madurez térmica.

- Subsistema generador del paleoceno.

La litología que distingue a este subsistema se compone de lutitas de color gris oscuro a verdoso con intercalaciones de areniscas de grano fino en una matriz arcillo calcárea, que se acumulan en un ambiente de depósito corresponde al talud continental en el Paleoceno (García, 1992).

Debido a la variación de su distribución de poniente a oriente, el espesor neto no es homogéneo, pero se ha estimado un promedio de 600 m, mientras que en el área de mayor potencial generador es mucho más delgado con un espesor de 450 m, de naturaleza arcillosa.

Los resultados de los análisis geoquímicos corresponden con la siguiente información: COT=.65%, con un IH= 187-450, S²= 2.74-3.66 mgHc/g roca y T_{max}=418- 446°C. Este subsistema contiene Kerógeno Tipo I y II que experimentó una transformación térmica media a madura con un potencial generador medio; los hidrocarburos generados en estas secuencias se encuentran almacenados en el Mioceno Temprano (García, 1992).

- Subsistema generador neógeno.

La litología que compone a las rocas generadoras de este subsistema, corresponde con lutitas de color gris verdusco con intercalaciones de areniscas de grano fino y algunos horizontes aislados de conglomerados con cementante calcáreo; presenta algunos

horizontes de bentonita de color gris verdusco que se caracteriza por presentar matriz arcillo-calcárea. El ambiente en el que se depositaron estos materiales corresponde con una plataforma clástica del Mioceno Inferior y Medio. Los espesores máximos son de 1250 m, aunque la roca con mayor potencial generador tiene un espesor promedio de 980 m. La distribución de este subsistema es continua, aunque la mayor concentración de estos depósitos se encuentra hacia la parte del sureste. De acuerdo a los análisis de geoquímica se sabe que el Kerógeno es de tipo III generador de gas, Su Ro tiene un valor de 0.52 lo que refleja la inmadurez de estas rocas, siendo hacia el depocentro, en la Formación La Laja donde se tiene madurez temprana (García, 1992). Otros datos importantes obtenidos por geoquímica son: COT= 0.7%, con un IH= 150-200, $S^2= 1.0$ mgHc/g roca (García, 1992); de acuerdo a la información antes mencionada, las mejores perspectivas se tienen en la parte central SE de la Cuenca de Veracruz; es precisamente en este lugar donde se presentan los menores riesgos para la exploración y detección de gas de origen termogénico.

b) Roca almacenadora.

- **Plays cenozoicos**

El modelo de depositación para la Cuenca Cenozoica de Veracruz está dado por una serie de sistemas deltaicos, abanicos submarinos y depósitos turbidíticos. A lo largo de toda su extensión se encuentran los alineamientos estructurales regionales con orientación típica NW- SE sobre los cuales se localizan los campos de gas seco, así como los principales proyectos exploratorios (Cuapio, 2006).

Se tratan de desarrollos de secuencias de areniscas y conglomerados, depositados en facies de canal, abanicos; también se tienen depósitos turbidíticos tanto en el talud como en aguas profundas. Los cuerpos de areniscas tienen una permeabilidad media a alta, debido a la buena clasificación textural de los materiales. Los plays cenozoicos almacenan gas que se generó en secuencias del Jurásico Superior, Cretácico Inferior o bien en el Cenozoico (Paleógeno).

c) Roca sello.

Los sedimentos arcillosos del Mioceno que cubren y rodean a las areniscas lenticulares son el sello del yacimiento.

d) Trampa.

La trampa es de tipo estratigráfico-estructural, encontrándose que estratigráficamente se asocia a cierres laterales producto de los cambios de facies. La componente estructural de la trampa está asociada a la geometría del anticlinal mismo (**Figura 3.45**).

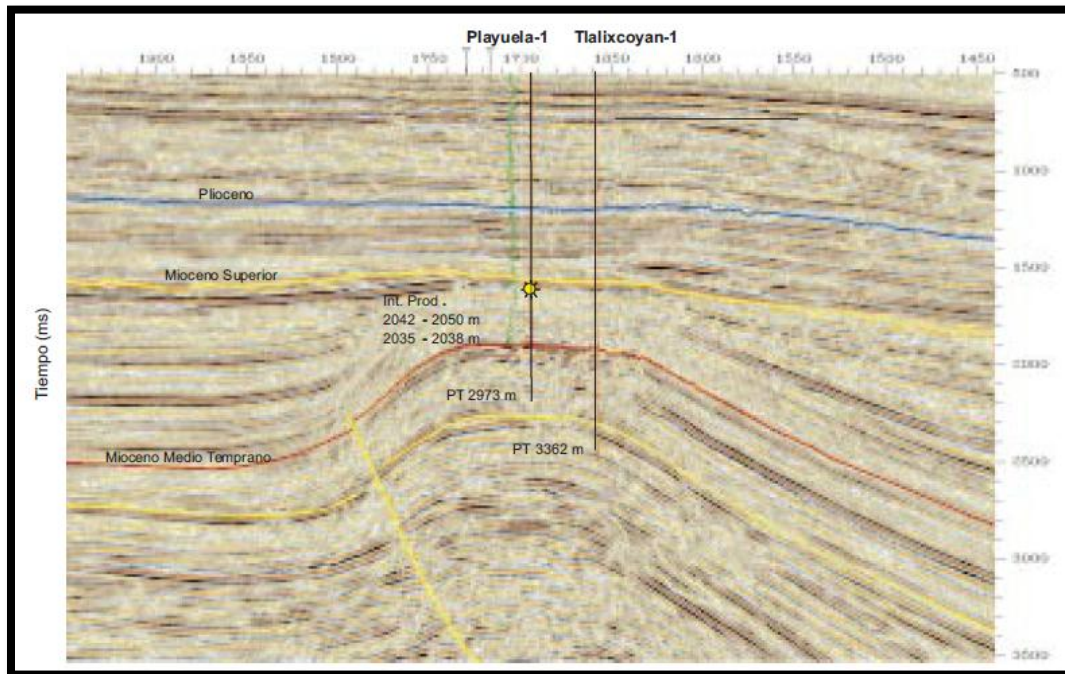


Figura 3.45 Sección sísmica 2D mostrando los reflectores de las arenas descubiertas por el pozo Playuela-1, en el núcleo de un anticlinal asimétrico (Tomado de Pemex, 2002).

e) Migración y sincronía.

La migración de hidrocarburos se dio del Cretácico Superior al Mioceno Inferior, este evento de migración se dio principalmente de manera vertical y lateral a lo largo de fallas inversas y fracturas. Mientras que en rocas pertenecientes al Cenozoico Temprano, la generación y migración se dio durante el Mioceno al reciente, donde las principales vías de migración fueron fallas normales profundas y discordancias que se formaron durante el Mioceno (Vázquez, 2004).

Se interpreta que el gas termogénico del Paleoceno-Eoceno fue generado y posteriormente expulsado en el Mioceno, aunque todavía es posible que se encuentre en la parte final de su expulsión. Por otra parte, el gas biogénico generado durante el Mioceno se generó de manera sincrónica con los depósitos turbidíticos del Mioceno Tardío-Plioceno Temprano; todo esto combinado con las fallas, fracturas y discordancia que afectan al Mioceno permite la migración de hidrocarburos en el área de Playuela-Cocuile.

Hacia el área de Playuela-Cocuile y sus alrededores, la exploración y producción de gas es en varios casos en nuevos descubrimientos, estos son buenos resultados recientes; con la información obtenida ha sido posible determinar las áreas de generación de hidrocarburos gaseosos dentro de la Cuenca.

Se interpreta que el gas termogénico del Paleoceno-Eoceno fue generado y posteriormente expulsado en el Mioceno todavía se encuentra en la parte final de su expulsión. Por otra parte, el gas biogénico generado durante el Mioceno se generó de manera sincrónica con los depósitos turbidíticos del Mioceno Tardío-Plioceno Temprano; todo esto combinado

con las fallas, fracturas y discordancia que afectan al Mioceno permite la migración de hidrocarburos en el área de Playuela-Cocuile.

Para las diferentes familias de gases en la Cuenca de Veracruz (seco no asociado de baja y alta madurez, asociado a condensados y asociado a aceite), los estudios geoquímicos revelan que eventos ocurridos posterior a la migración, tales como segregación y difusión afectaron a los gases provocando que yacimientos de gas seco se encuentran en la parte más somera y el grado de humedad de estos aumenta con la profundidad. Por otra parte, se interpreta que existió un buen entrapamiento por lo que se incrementan las expectativas de encontrar nuevos yacimientos a mayor profundidad.

Los modelos regionales en 1D, 2D y 3D han permitido interpretar la sincronía con los eventos que ocurrieron en tiempo y espacio de la Cuenca de Veracruz en la **Figura 3.46** se muestra el modelado geoquímico.

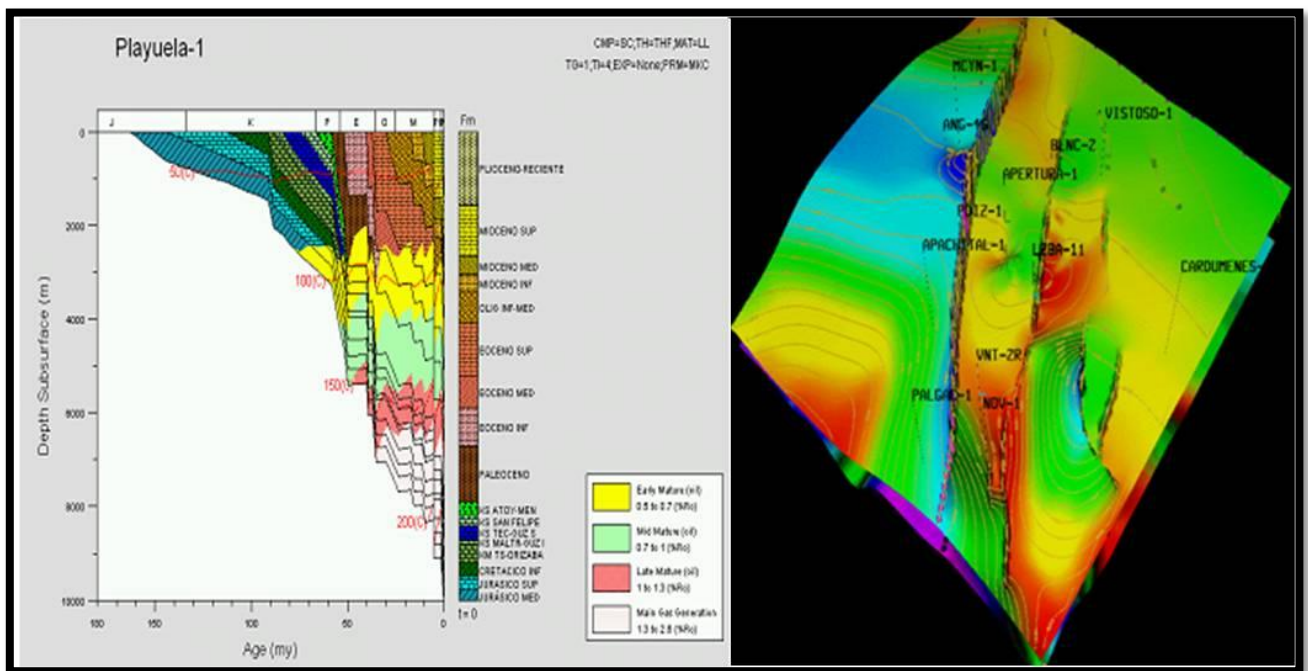


Figura 3.46 Columna geológica modelada en 1D y distribución de las cocinas de generación en planta ($R_o=0.7\%$) (Tomado de Vázquez Covarrubias, 2003).

3.1.7.2.5. Características del yacimiento

Con la interpretación de registros en el pozo Playuela-1 (Pemex, 2002), se estimó una porosidad promedio de 24 por ciento y una saturación de agua de 33 por ciento. La interpretación de las pruebas de variación de presión estimó una permeabilidad de 80 milidarcies. Los mecanismos de empuje que actúan en el yacimiento son por la expansión del gas. En la **Figura 3.47** se muestra un ejemplo de registros geofísicos que se han obtenido en el campo y la interpretación mostrando los parámetros petrofísicos estimados.

3.1.7.2.6. Reservas

El volumen original de gas total calculado es de 578.8 miles de millones de pies cúbicos. Las reservas totales son 413.1 millones de pies cúbicos de gas, todas clasificadas como posibles (Pemex, 2002).

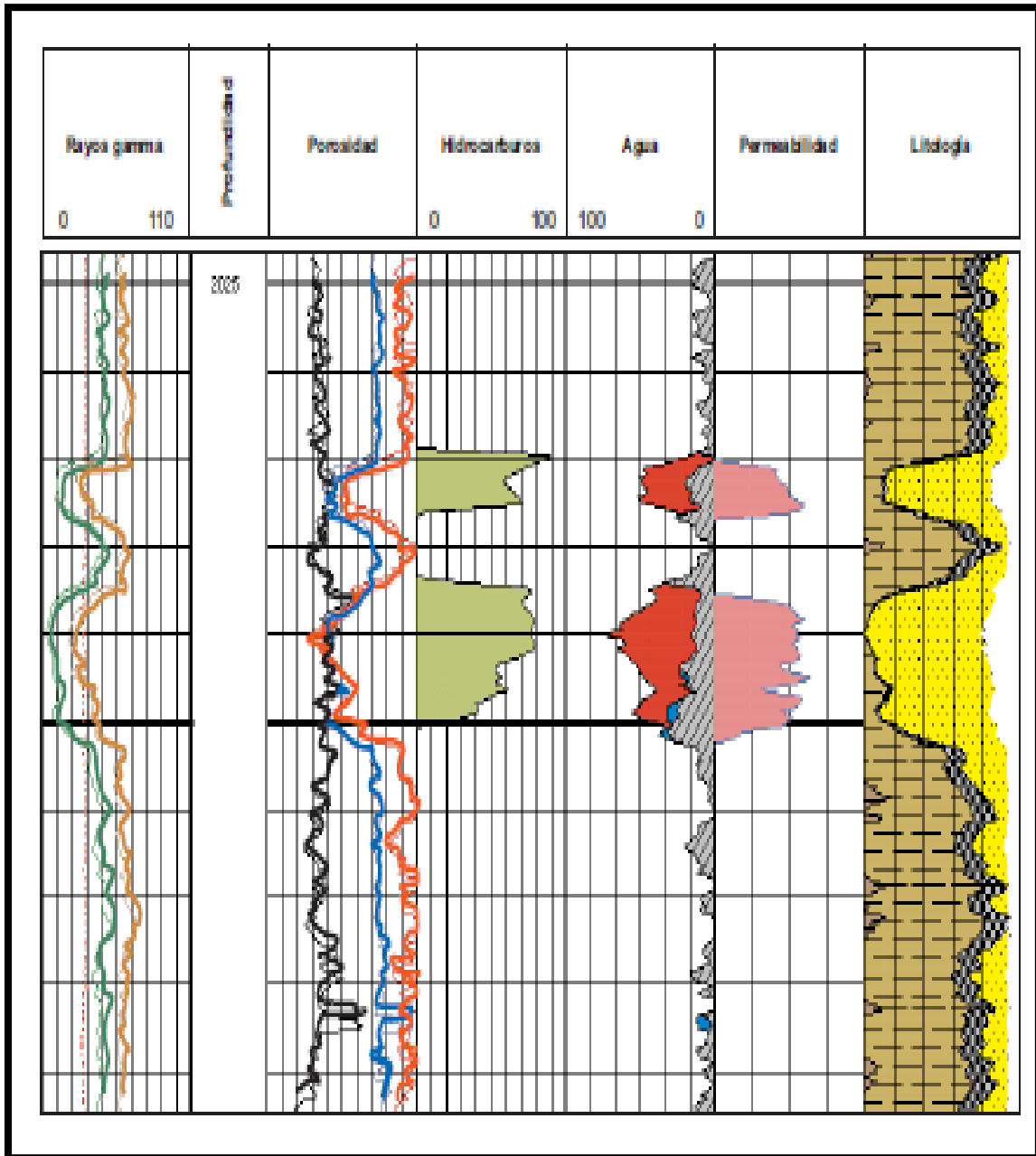


Figura 3.47 Registro geofísico compuesto del pozo Playuela, en verde se observan los intervalos en presencia de hidrocarburos. (Tomado de Pemex, 2002)

3.1.7.3. Campo Vistoso

3.1.7.3.1. Localización

Desde el punto de vista geológico, se ubica en la Cuenca de Veracruz, encontrándose a 30 kilómetros al Sureste de la ciudad de Veracruz, Veracruz (**Figura 3.48**). Forma parte de la Región Norte, Activo Integral Veracruz, a una latitud 18.906508° y una longitud -95.968297° .



Figura 3.48 Localización del campo Vistoso. (Tomado de Pemex, 2004).

3.1.7.3.2. Antecedentes

El Campo Vistoso fue descubierto en 2004, con el objetivo de probar los desarrollos arenosos del Mioceno Superior, en condiciones y características similares a las arenas productoras de gas seco de los Pozos Playuela-301 y Playuela-201 (Pemex, 2004).

3.1.7.3.3. Características geológicas

Estructuralmente, el campo se encuentra formando parte del alineamiento estructural Camaronero, entre los alineamientos regionales Novillero-Víbora-Chachalacas y Antón Lizardo. De acuerdo a la configuración estructural del Mioceno Superior, el pozo

descubridor se localizó sobre el flanco Poniente de la estructura anticlinal Camaronero, con rumbo Noroeste-Sureste, cuyo eje mayor es de 5 kilómetros y un eje menor de 1.5 kilómetros aproximadamente (Pemex, 2004). En el alineamiento estructural Camaronero, se tiene también al campo Vistoso, que es paralelo al alineamiento estructural productor Playuela-Cocuite, como se muestra en la **Figura 3.49**.

El Pozo Vistoso-1, atravesó una secuencia de casi 2,000 metros verticales que va del Plioceno Medio hasta el Mioceno Superior. De los siete intervalos probados, seis correspondieron a yacimientos conocidos y sólo uno a un yacimiento nuevo, y se interpretaron como canales y abanicos de talud y piso de cuenca (Pemex, 2004), en los cuales se depositaron arenas de grano fino a medio. Los granos de las arenas son básicamente de cuarzo, roca ígnea oscura y fragmentos de rocas sedimentarias, en una matriz arcillo-calcárea.

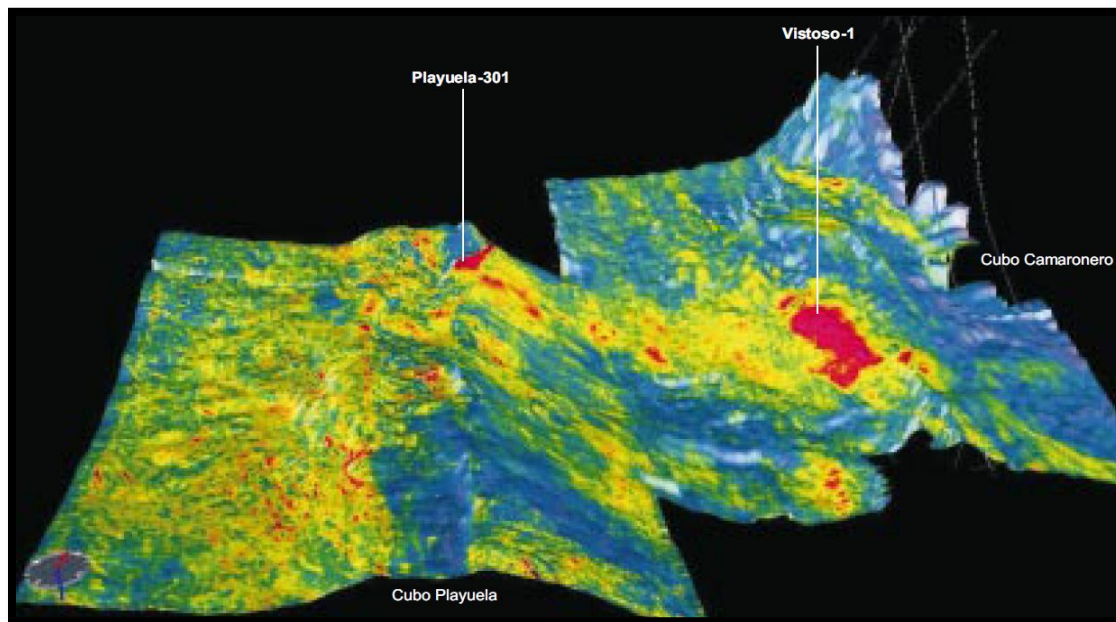


Figura 3.49 Imágenes isométricas de anomalías de amplitud mostrando que el pozo Vistoso-1 se encuentra en el alineamiento estructural Camaronero, que es paralelo al alineamiento estructural Playuela-Cocuite. (Tomado de Pemex, 2004).

3.1.7.3.4. Sistema petrolero

a) Roca generadora.

Se tienen las siguientes cuatro secuencias arcillosas, como las principales rocas generadoras:

El subsistemas generadores del Paleoceno, la litología que distingue a este subsistema se compone de lutitas de color gris oscuro a verdoso con intercalaciones de arenas de grano fino en una matriz arcillo calcárea, formados en un ambiente de talud continental en el Paleoceno.

Debido a la variación de su distribución de oeste a este, el espesor neto no es homogéneo, pero se ha estimado un promedio de 600 m, en el área de mayor potencial generador es mucho más delgado con un espesor de 450 m, de naturaleza arcillosa.

Los resultados de los análisis geoquímicos (García, 1992), corresponden con la siguiente información: COT=.65%, con un IH= 187-450, $S^2 = 2.74-3.66$ mgHc/g roca y $T_{max}=418-446^{\circ}C$. Este subsistema contiene Kerógeno Tipo I y II que experimenta una transformación térmica media a madura con un potencial generador medio.

El subsistema generador del Neógeno, se compone de rocas arcillosas de color gris verdusco con intercalaciones de arenas de grano fino y conglomerados, con cementante calcáreo; presenta algunos horizontes de bentonita de color gris verdusco que se caracteriza por presentar matriz arcillo-calcárea, que se acumulan en una plataforma clástica del Mioceno Inferior y Medio. Los espesores máximos son de 1250 m, aunque la roca con mayor potencial generador tiene un espesor promedio de 980 m. La distribución de este subsistema es continua, aunque la mayor concentración de estos depósitos se encuentra hacia la parte del sureste. De acuerdo a los análisis de geoquímica se sabe que el Kerógeno es de tipo III generador de gas. Su R_o tiene un valor de 0.52 lo que refleja la inmadurez de estas rocas, siendo hacia el depocentro, en la Formación La Laja donde se tiene madurez temprana (García, 1992). Otros datos importantes obtenidos por geoquímica (García, 1992) son: COT= 0.7%, con un IH= 150-200, $S^2 = 1.0$ mgHc/g roca; de acuerdo a la información antes mencionada, las mejores perspectivas se tienen en la parte central SE de la Cuenca de Veracruz; es precisamente en este lugar donde se presentan los menores riesgos para la exploración y detección de gas de origen termogénico.

El subsistema generador del Oligoceno están constituidas por lutitas marinas de color gris oscuro, intercaladas con areniscas; presentan valores altos de carbono orgánico, en su mayoría superiores al 1%, que en muchas ocasiones sobrepasan el 2% (González y Holguín, 1992). Más de la tercera parte de las muestras que han sido pirolizadas superan los 5 mg/g de S_2 , lo que da idea de su buen potencial generador. La materia orgánica predominante es de los tipos II y III (González y Holguín, 1992).

El sistema generador del Mioceno Inferior y Medio, corresponden a las formaciones La Laja, Depósito y Encanto, de dicha edad, contienen cantidades importantes de carbono orgánico, que promedian arriba del 5%, existiendo valores de hasta 12% (González y Holguín, 1992). Estas formaciones están constituidas por lutitas gris y gris verdoso, cuyo espesor supera los 1, 200 m. Es la unidad con valores más altos de carbono orgánico que se conoce en México; sin embargo, su tipo de materia orgánica es de un kerógeno continental (III) e inerte (IV), indicando por pirólisis que produce cantidades poco significativas de hidrocarburos gaseosos (González y Holguín, 1992).

b) Roca almacenadora.

El sistema de depositación para la Cuenca Cenozoica de Veracruz está dada por una serie de sistemas deltaicos, abanicos submarinos y depósitos turbidíticos (Cuapio, 2006).

Las secuencias almacenadoras más importantes corresponden con desarrollos de secuencias de areniscas y conglomerados, depositados en facies de canal, abanicos; también se tienen depósitos de corrientes de turbidez y cuerpos arenosos formados en el talud por corrientes de turbidez. Los cuerpos de areniscas tienen una permeabilidad media a alta, debido a la buena clasificación de los materiales. Se pueden diferenciar los siguientes tres plays:

- A) Secuencias arenosas del Eoceno Medio.
- B) Secuencias arenosas fracturadas del Mioceno.
- C) Secuencias arenosas del Plioceno Inferior.

Se tratan de desarrollos de secuencias de areniscas y conglomerados, depositados en facies de canal y abanicos submarinos; también se tienen depósitos de corrientes de turbidez y cuerpos arenosos formados en el talud, también por corrientes de turbidez. La roca sello son lutitas del Cenozoico.

c) Roca sello.

Como sello, se consideran la distribución regional de estratos arcillosos ampliamente desarrollados con potentes espesores de lutitas depositadas antes y después de las areniscas almacenadoras.

d) Trampas.

Las trampas son combinadas, notándose que la componente estructural está relacionada a la estructura Camaronero (**Figura 3.50**). La componente estratigráfica de la trampa se presenta en forma de acuñamiento contra el flanco Occidental de la estructura Camaronero.

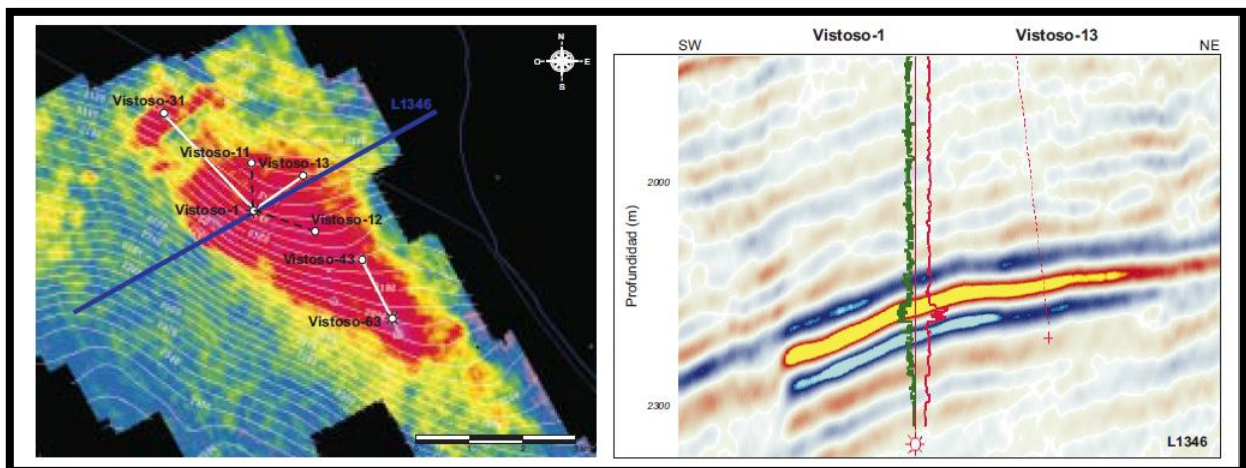


Figura 3.50 Secciones sísmica en profundidad donde se identifican las trampas estratigráficas en forma de acuñamiento contra el flanco Occidental de la estructura Camaronero, con una fuerte componente estructural (Tomado de Pemex, 2004).

e) Migración y sincronía.

Los trabajos de evolución cinemática, diagénesis y de inclusiones fluidas realizados por González-Roure (2008), establecen una historia de reconstrucción del flujo de fluidos y de

migración de hidrocarburos, así como la determinación del tiempo de generación de los mismos en cuencas sedimentarias, siendo para este caso la Cuenca Cenozoica de Veracruz. Dentro de los estudios realizados se ha encontrado que existen tres escenarios de migración (González-Roure, 2008):

1) Prelaramídico, con desarrollo de grandes plataformas de rocas carbonatadas donde se llevó a cabo una circulación local de paleofluidos y un posterior desarrollo de karst y estilolitas BPS (Bed Parallel Stylolites) (González-Roure, 2008).

2) Escenario Laramídico, cuyo cinturón de pliegues cabalgantes produce una sobrecarga litostática, que da lugar a los primeros pulsos de migración de hidrocarburos en el límite oriental de la Plataforma de Córdoba con dirección al Este. Evidencia de este evento es el desarrollo de estilolitas de acortamiento que funcionan como rutas de migración. A fines del Eoceno Medio se da la principal migración en el Frente Tectónico Sepultado y hacia el oriente se desarrolla una cuenca de foreland. La formación del sistema montañoso en el occidente (Sierra de Zongolica) generó un continuo depósito de sedimentos hacia el oriente, en una cuenca en constante subsidencia (González-Roure, 2008).

Para el Eoceno Tardío (33Ma), comenzaron las primeras manifestaciones de migración en la Cuenca Cenozoica de Veracruz. Las trayectorias de migración se hicieron en sentido vertical, cambiando posteriormente al oeste a causa de la subsidencia y de la carga litostática.

3) El tercer escenario está asociado a la deformación durante el Mioceno Medio y Tardío, que reconfiguró la Cuenca Cenozoica de Veracruz, al formar altos y depresiones intracuenca. En esta etapa es donde se acentúan las trayectorias de migración hacia el frente tectónico, este evento es también identificado por la presencia de inclusiones fluidas de hidrocarburos líquidos y gaseosos (González-Roure, 2008).

El Mioceno Superior y Plioceno, representan las etapas de colmatación de la cuenta y las trayectorias de migración se continúan hacia el frente tectónico en la porción occidental de la misma y en sentido vertical en el resto de ella (González-Roure, 2008).

Se interpreta que el gas termogénico del Paleoceno-Eoceno fue generado y posteriormente expulsado en el Mioceno todavía se encuentra en la parte final de su expulsión. Por otra parte, el gas biogénico generado durante el Mioceno se generó de manera sincrónica con los depósitos turbidíticos del Mioceno Tardío-Plioceno Temprano; todo esto combinado con las fallas, fracturas y discordancia que afectan al Mioceno permite la migración de hidrocarburos en el área de Playuela-Cocuite (Vázquez-Covarrubias, 2003).

Para las diferentes familias de gases en la Cuenca de Veracruz (seco no asociado de baja y alta madurez, asociado a condensados y asociado a aceite), los estudios geoquímicos revelan que eventos ocurridos posterior a la migración, tales como segregación y difusión afectaron a los gases provocando que yacimientos de gas seco se encuentran en la parte más somera y el grado de humedad de estos aumenta con la profundidad. Por otra parte, se

interpreta que existió un buen entrapamiento por lo que se incrementan las expectativas de encontrar nuevos yacimientos a mayor profundidad. (Vázquez-Covarrubias, 2003).

En el campo Vistoso ocurrió buena sincronía con los eventos que ocurrieron en tiempo y espacio de la Cuenca de Veracruz.

3.1.7.3.5. Características de los yacimientos

Las porosidades son variables dependiendo del yacimiento, dentro de un rango de 20 a 30 por ciento, con una saturación promedio de 23 por ciento, y permeabilidades del orden de 0.4 a 26 milidarcies en promedio (**Figura 3.51**) (Pemex, 2004).

Todos los campos de la región presentan las siguientes características: cantidad de nitrógeno 0.96, bióxido de carbono 0.44%, ácido sulfúrico 0.06%, metano 97.47%, etano 0.58%, propano 0.28%, i-butano 0.06%, i-pentano 0.03%, n-pentano 0.01%, más pesados 0.05% todas estas cantidades en porcentaje mol (Pemex, 2004).

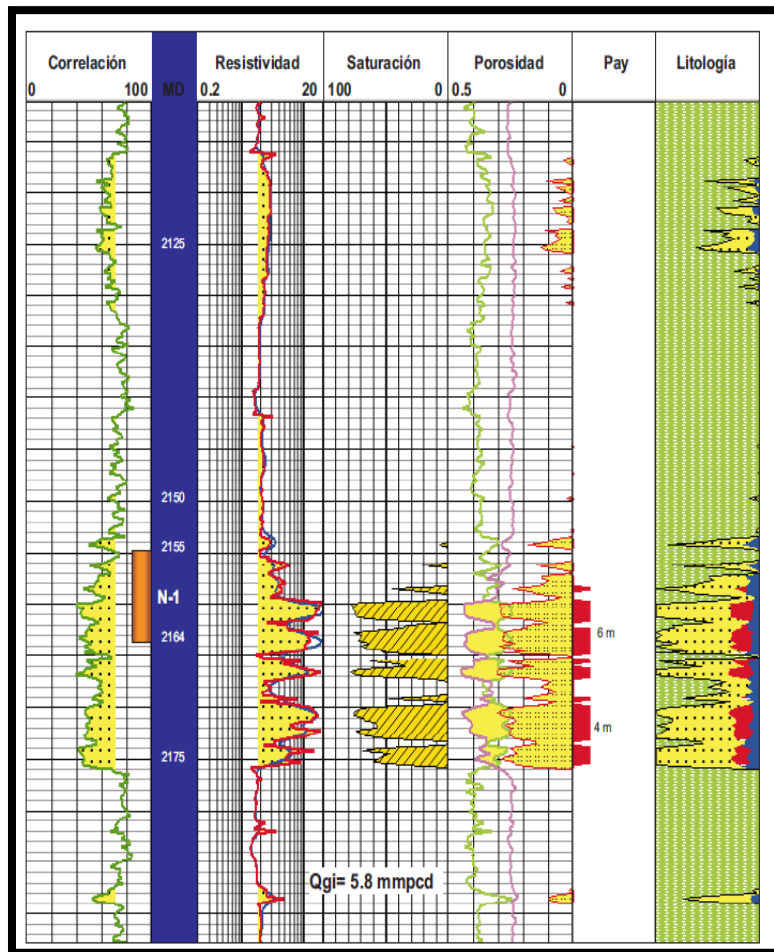


Figura 3.51 Registros geofísicos con la interpretación de las características petrofísicas del pozo Vistoso-1 (Tomado de Pemex, 2004).

3.1.7.3.6. Reservas

El volumen original 3P de gas natural es de 176.0 miles de millones de pies cúbicos, en tanto las reservas originales 1P, 2P y 3P estimadas son de 89.0, 93.5 y 98.1 miles de millones de pies cúbicos de gas, respectivamente (Pemex, 2004).

3.2. Campos internacionales

A nivel mundial existen campos que cuentan con las características mencionadas en el presente trabajo. Países como Noruega, Brasil, Ecuador, Venezuela e Indonesia, se han encontrado con el reto de explotar este tipo de yacimientos. Debido a que se cuenta con muy poca información para los casos históricos del mundo, solo se mencionaran la localización, antecedentes del campo y las características generales del campo.

3.2.1. Campo Balder

3.2.1.1. Localización

El Campo Balder está situado en los bloques 25/10 y 25/11, en el sector noruego del Mar del Norte a 165 kilómetros al oeste de Haugesund, con un tirante de agua de 125m. (Figura 3.52).

3.2.1.2. Antecedentes

El Campo Balder fue descubierto en 1967, pero fue sólo durante la evaluación integral realizada en 1974, que el campo fue descubierto en su totalidad, estuvo más de 30 años bajo operaciones de exploración y evaluación antes de ingresar en la fase de producción. Exxon es el único operador con permiso para trabajar en el, aunque su licencia expira este año (Norwegian Petroleum Directorate, 2010).

En 1991 el campo produjo 800,000 barriles de crudo durante una prueba de producción de cinco meses utilizando el buque de producción Golar Nor's, en el pozo Petrojarl 1.

Balder es uno de los primeros campos en la plataforma continental noruega en ser desarrollado por medio de un “floating production, storage and offloading” (FPSO) (Buque Flotante de Producción, Almacenamiento y Descarga). Durante el periodo de producción el FPSO de Balder se estima que producirá un total de 171 millones de barriles de aceite (Norwegian Petroleum Directorate, 2010).

Este campo geológicamente complejo comprende siete acumulaciones de petróleo en arenas de aguas profundas separadas y atrapadas por fangolitas y tobas volcánicas. En el año 1969, se reconocieron por primera vez inyecciones de arena centimétricas en núcleos de un pozo de exploración inicial, pero fueron consideradas insignificantes.

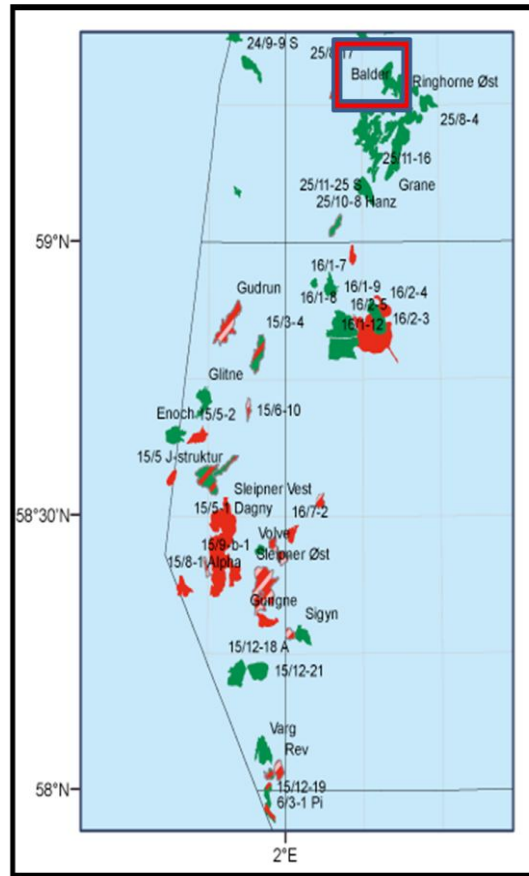


Figura 3.52 Ubicación Campo Balder (Tomado de Norwegian Petroleum Directorate, 2010).

Las estructuras formadas por la inyección de sedimentos se denominan “inyectitas” o “intrusiones clásticas.” Por su similitud con los rasgos ígneos intrusivos y extrusivos, gran parte del vocabulario para describir las inyectitas ha sido tomado de la geología de rocas ígneas (Oilfield Review, 2008). Los mantos de arena son capas se sitúan en forma paralela a la estratificación, mientras que los diques de arena la atraviesan. Los estratos que contienen la intrusión reciben el nombre de “roca almacenadora” y las capas que alimentan la intrusión son las “capas generadoras.” Por el contrario, las capas depositacionales son las que se formaron por la depositación del sedimento transportado, no por un proceso de inyección. Los rasgos de inyecciones de arena exhiben escalas de tamaño que varían de milímetros a kilómetros y han sido observados en núcleos, registros de imágenes de las paredes de los pozos, secciones sísmicas, afloramientos, fotografías aéreas e imágenes satelitales (Oilfield Review, 2008).

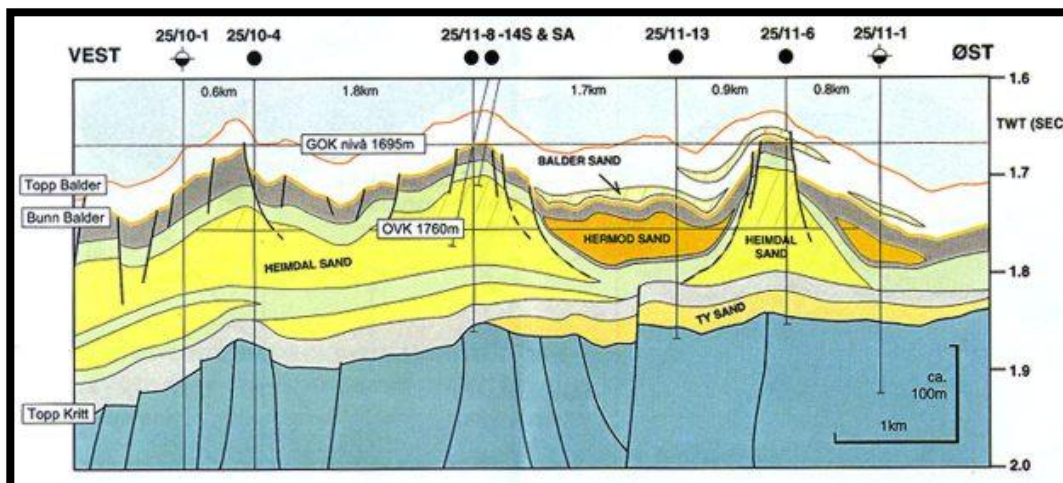
Se han identificado más de 150 rasgos de inyecciones de arena en núcleos, registros y datos sísmicos del Campo Balder; el más grande de los campos tiene un espesor de 11 m [36 pies] (Oilfield Review, 2008). La removilización de la arena, posterior a la depositación—extracción, diapirismo e inyección de arena—produjo la yuxtaposición de arena sobre arena, creando un fenómeno extendido de conectividad intra-yacimiento. Las acumulaciones presentes en las inyectitas de arena pueden dar cuenta de más del 25% del

petróleo en sitio del Campo Balder, y todas las arenas parecen estar comunicadas hidráulicamente. En ciertas zonas del campo, es imposible obtener ajustes históricos razonables sin adicionar una componente de inyección arenosa a la conectividad intrayacimiento (Oilfield Review, 2008).

La incorporación de las inyectitas de arena en el modelo de yacimiento de campo completo ayudó a lograr ajustes suficientes con la historia de producción y se espera que asista en la maximización de la recuperación final del campo.

3.2.1.3. Características generales del campo

El campo se encuentra en una secuencia terrígena de abanico submarino de finales del Paleoceno, depositado en una serie de lóbulos de abanico progradados en forma de canal. La secuencia de depósitos del Campo Balder (Thanetiense superior) es de entre 20 a 60 m de espesor, consiste en un abanico submarino de arena cuarzosa. La topografía de depositación y la subsecuente erosión submarina produjeron montículos en la parte superior del abanico donde el aceite se encuentra estratigráficamente atrapado. La lutita al deformarse originó un pliegue hemipelágico sobre el abanico submarino que sirve como un sello. La roca almacenadora se forma en un abanico submarino rico en arenas que constituyen una franja inferior del abanico de facies, caracterizado por la progradación, con un aumento del tamaño de grano de secuencias de limolita/arenisca y un canal interno de las facies del abanico. Las facies canalizadas migran sobre la franja del abanico submarino, se compone de una arenisca que va de fina a grano medio en una serie de depósitos que se unieron en canales de depósito. Se identificaron ocho lóbulos individuales del abanico, los cuales también fueron mapeados en la secuencia del yacimiento. Los lóbulos tienen una orientación elongada norte-sur y la progradación dominante es de norte a sur. La lutita en la secuencia de depósito, se presenta en espesor delgado (<15 m), las cuales están plegadas sobre los lóbulos individuales del abanico submarino. Una unidad distal de turbiditas, limolitas y areniscas se conservan en las crestas de los montículos más altos y en el área sur y oeste del campo (Norwegian Petroleum Directorate, 2010). (Figura 3.53).



Figura

3.53 Sección transversal oeste-este del yacimiento Balder, el cual cuenta con 11 estructuras y en los que se tienen areniscas no consolidadas. (Tomado de ExxonMobile, 2009).

El Balder FPSO tiene las instalaciones necesarias para el tratamiento y almacenamiento del crudo. El buque tiene una longitud de 211 m y 36 m de ancho (Norwegian Petroleum Directorate, 2010). Tiene una capacidad de almacenamiento de 380,000 barriles de crudo, que se descarga a través de servicio de buques cisterna conectado temporalmente a la producción de popa del buque; se puede descargar con un gasto de 31,500 barriles por hora (Norwegian Petroleum Directorate, 2010).

El Balder FPSO (**Figura 3.54**) tiene diez tanques para almacenar petróleo crudo: ocho situado a popa y dos en la parte frontal de la torreta. Además, tiene un doble fondo y el doble del los lados, así como solo las mamparas transversales y longitudinales. Está diseñado para efectuar operaciones durante un período mínimo de diez años y es capaz de operar en tirantes de agua de entre 70 y 100 m; en 2008, el FPSO procesó 74,400 BPD (Norwegian Petroleum Directorate, 2010).

El sistema submarino seleccionado para operar en el Campo Balder se compone de hasta 15 pozos submarinos. Cada pozo incluye su propia guía, cabezal y sistema de árbol submarino; algunos pozos de producción cercanos comparten la línea y el riser. Los pozos se agrupan en cuatro ubicaciones con un umbilical electrohidráulico de control del FPSO (Norwegian Petroleum Directorate, 2010). El riser y las líneas están diseñados para evitar la interferencia con el sistema de amarre del FPSO.

La unidad procesamiento se encuentra detrás de la torre y tiene una capacidad máxima de 83,000 BPD. Se cuenta con tres etapas de separación. Todos los equipos de procesamiento fueron construidos como una sola unidad (Norwegian Petroleum Directorate, 2010). Esto incluye la separación de aceite, separación y tratamiento de agua producida, la compresión y la reinyección de gas, generación de energía, la inyección de agua, medición del crudo, la inyección de químicos, la ventilación, sistemas de calefacción y refrigeración. Puede proporcionar alojamiento para 60 personas (Norwegian Petroleum Directorate, 2010). La energía es proporcionada por los generadores independientes, utilizando el gas producido o diesel como combustible.

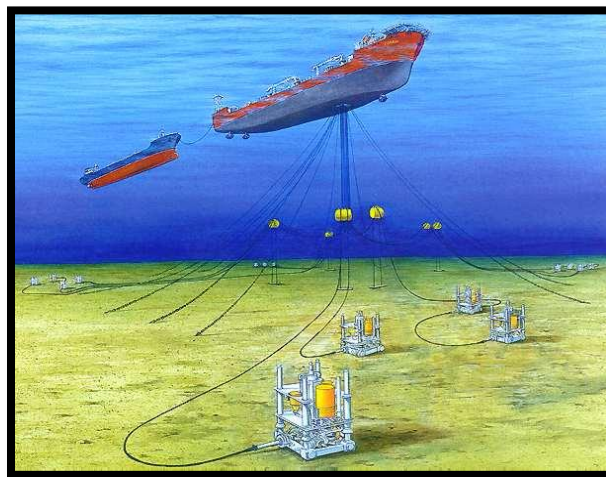


Figura 3.54 FPSO del Campo Balder, pozos y “árboles” submarinos (Tomado de ExxonMobile, 2009).

Aunque en un principio el gas que producía el Campo Balder era reinyectado, Exxon solicitó que el gas se enviara mediante “Statpipe” (es una gasoducto que utilizan todos campos de gas noruegos del Mar de Norte hacia un sistema para su comercialización). En octubre de 2003, le gas producido por el Campo Balder fue enviado mediante la “Statpipe” al FPSO Jotun (Norwegian Petroleum Directorate, 2010). Se estima que el Campo Balder proporcione reservas recuperables por 171 millones de barriles de petróleo y 0.8 millones de metros cúbicos de gas asociado. El yacimiento es algo problemático debido a que el aceite presenta una densidad de 20°API. La presión del yacimiento es de 177 bar (2567.168 psi) y una temperatura de 77°C (170.06°F) (Norwegian Petroleum Directorate, 2010).

3.2.2. Campo Roncador

3.2.2.1. Localización

El Campo Roncador se descubrió en 1996, está ubicado en el área norte de la Cuenca de Campos en Brasil, a aproximadamente a 125 km de Cabo de São Tomé; fue descubierto con la perforación del pozo 1-RJS-436A. Posee un área de 111 km² y se ubica en aguas profundas bajo un tirante de agua cuya variación es de 1,500 a 2,100 metros (**Figura 3.55**).

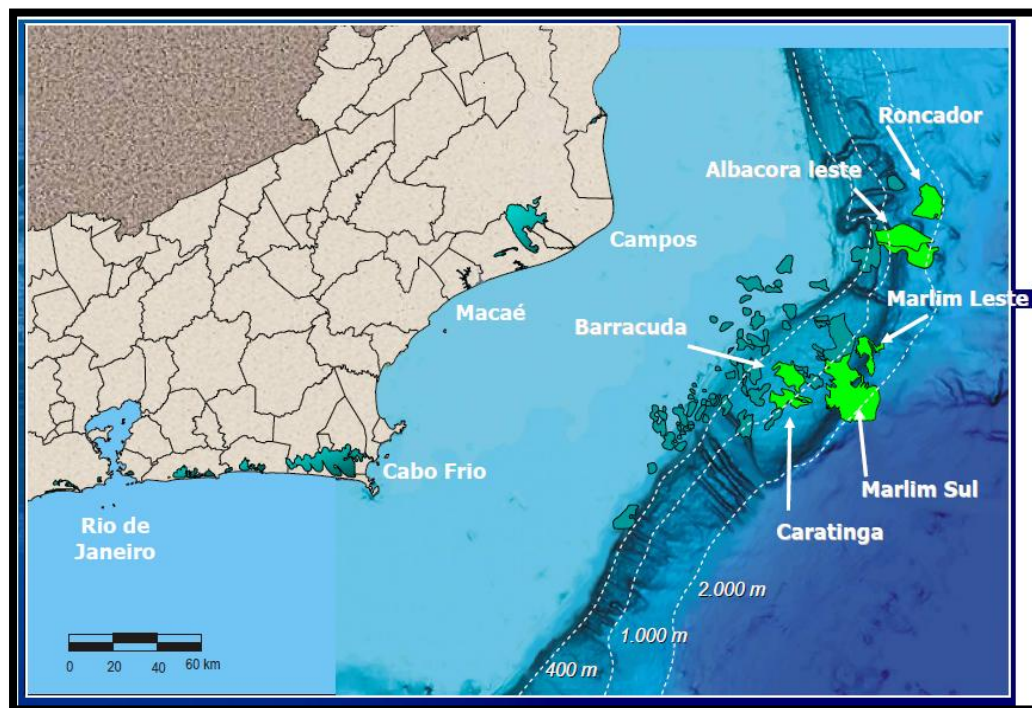


Figura 3.55 Localización del Campo Roncador (Tomado de PETROBRAS, 2008).

3.2.2.2. Antecedentes

La producción del campo empezó el 23 de enero de 1999, cuando el buque de producción de posicionamiento dinámico (DP FPSO) SEILLEAN se enlazó con el pozo 1-RJS-436A

por un sistema pionero de terminación submarina, que logró, en aquella época, un récord mundial con un tirante de agua de 1,853 m. En marzo de 2001, se transfirió ese sistema piloto al pozo 9-RO-20-RJS, ubicado en el Módulo 3 de Roncador, donde permaneció hasta mayo de 2002 produciendo cerca de 15,000 bpd.

3.2.2.3. Características generales del campo

Representa a nivel mundial uno de los descubrimientos más importantes de la década de 1990, con reservas estimadas de 4 billones de barriles en turbiditas siliciclásticas. Contiene grandes volúmenes de hidrocarburo (9.2 billones de barriles inmediatos y una reserva de 2.6 billones de barriles estimados) acumulados en turbiditas del Cretácico Superior (Maastrichtiano). El pozo exploratorio encontró el yacimiento en 153 m del Maastrichtiano, dividido en cinco zonas principales, separadas por lutitas intercaladas. La zona más alta del yacimiento muestra una anomalía en la amplitud sísmica que puede ser detectada por perfiles sísmicos. Las otras cuatro zonas no muestra contraste de impedancia acústica con las lutitas intercaladas, por lo tanto no presentan anomalías en la amplitud. Su geometría externa se define en el norte y en el este por hundimientos y en el sur y el este por un acuñaamiento. El campo presenta un corte debido a algunas fallas mayores para formar tres bloques principales.

Debido a la extensión de su área y al gran volumen existente de hidrocarburos, se ha planeado el desarrollo de la producción de Roncador en 4 módulos (**Figura 3.56**). El aceite de cada módulo posee distintas densidades, que corresponden con: Módulo 1A - 28° a 31° API, Módulo 2 - 18° API, Módulo 3 - 22° API y Módulo 4 - 18° API.

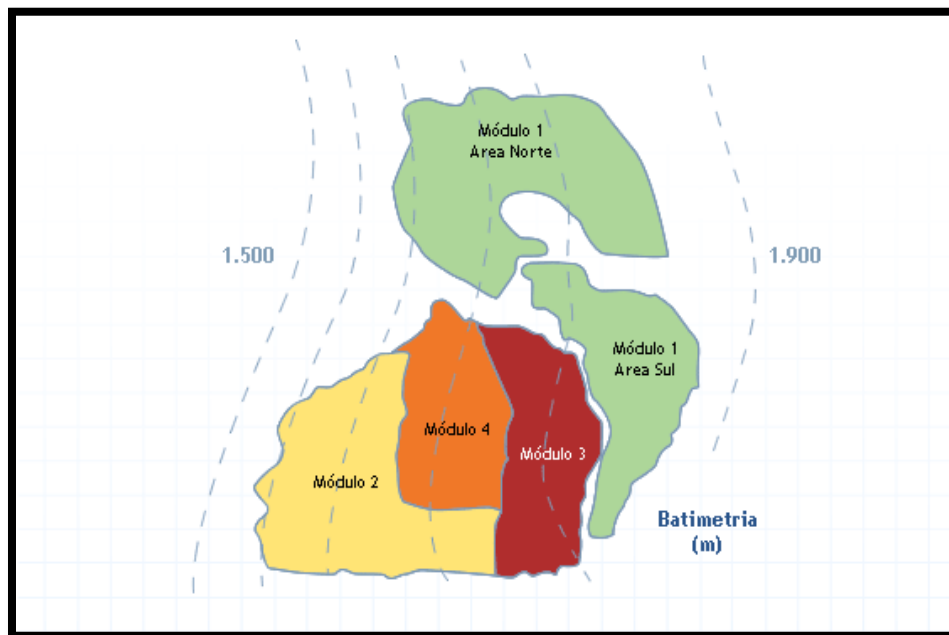


Figura 3.56 Campo Roncador
Módulo 1A, Módulo 2, Módulo 3, Módulo 4 (Tomado de PETROBRAS, 2008).

En mayo de 2000 entró en operación el Sistema de Producción del Módulo 1 de Roncador, formado por la unidad de producción semisumergible (SS) P-36 y por el buque de almacenaje (FSO) P-47, para el total de 28 pozos (21 productores y 7 inyectores de agua).

Tras el accidente en la plataforma P-36, ocurrida el día 15 de marzo de 2001, el cual causó su hundimiento 4 días después, se hizo necesario revisar la planeación para el desarrollo de Roncador. El Módulo 1 recibió un nuevo nombre - Módulo 1A - y lo dividieron en 2 fases. La Fase 1, concebida como una solución de corto plazo para retomar la producción del campo, que tenía inicialmente 8 pozos productores, además del pozo productor RO-42 (del Módulo 2), y 3 inyectores conectados a una unidad de producción del tipo FPSO.

A la unidad de producción FPSO, denominada FPSO-BRASIL y fletado por la empresa SBM - Single Buoy Moorings Inc., lo lograron modificar en tiempo récord. El 8 de diciembre de 2002, a menos de 20 meses tras el accidente ocurrido en la plataforma, se retomó la producción de los pozos que se conectaban a la P-36, cuyas características se describen a continuación en la **Tabla 3.5**.

Tabla 3.5 Características de la unidad de producción FPSO-Brasil (Tomado de PETROBRAS, 2008).

Capacidad de procesamiento de aceite	100,000 bpd
Capacidad de compresión	5.0 millones de m ³ /día
Capacidad de inyección de agua	15,000 m ³ /día
Almacenaje	1.7 millones de barriles
PDA	1,290 m

A la fecha, en el proyecto de la Fase 1 del Módulo 1A de Roncador se utilizan 7 pozos productores - 6 del Módulo 1A y 1 del Módulo 2. Todos tienen sus líneas de producción de crudo conectadas directamente al FPSO-BRASIL, y 4 de ellos tienen sus líneas de gas conectadas a un colector submarino de gas (MSG-L-RO-01). La ventaja de este equipo es el hecho de que reduce la carga sobre el FPSO al permitir que se destine sólo una línea de inyección de gas para atender a más de un pozo, además de posibilitar el comando electrohidráulico de las válvulas de subsuperficie de cada pozo individualmente, a partir de sistemas de control instalados directamente en el manifold. Se hace la inyección de agua mediante dos pozos satélites, también conectados al FPSO-BRASIL.

El crudo producido se almacena en el FPSO, el cual se envía periódicamente hasta un buque petrolero (Shuttle Tanker). El gas se transporta por un gasoducto hasta el continente, por medio de las Plataformas de Namorado 1 (PNA-1) o Garoupa (PGP-1). El FPSO-BRASIL permanecerá en Roncador hasta 2012, cuando se trasladen los pozos a la unidad de producción de la Fase 2 del Módulo 1^a.

La producción de la Fase 2, etapa de conclusión del Módulo 1A, tuvo inicio el 23 de noviembre de 2007; se conectarán 29 pozos a la plataforma: 18 productores y 11 inyectores de agua. Se utiliza una unidad del tipo semisumergible (SS), denominada P-52, que presenta las características a continuación en la **Tabla 3.6**.

Tabla 3.6 Características de la unidad de producción semisumergible SS (Tomado de PETROBRAS, 2008).

Capacidad de procesamiento de aceite	180,000 bpd
Capacidad de compresión	9.3 millones de m ³ /día
Capacidad de inyección de agua	48.000 m ³ /día
PDA	1,800 m

La exportación de crudo de la P-52 se realiza mediante tuberías submarinas, las cuales se conectan a una plataforma fija ubicada en aguas someras (Plataforma de Rebombéo Autónomo (PRA-1)).

En el Módulo 2 se utiliza una embarcación del tipo FPSO, denominada P-54, cuya producción tuvo inicio el 12 de diciembre de 2007; se conectarán 17 pozos a la plataforma: 11 productores y 6 inyectores de agua.

A continuación, se describen sus características (**Tabla 3.7**).

Tabla 3.7 Características de la producción en la embarcación FPSO (Tomado de PETROBRAS, 2008).

Capacidad de procesamiento de aceite	180,000bpd
Capacidad de compresión	6.0 millones de m ³ /día
Capacidad de inyección de agua	39,000 m ³ /día
Almacenamiento	1.5 millones de barriles
PDA	1,400 m

La descarga del crudo se realiza mediante el sistema tandem, a través de un buque petrolero, mientras que el gas se descarga a través de las Plataformas de Namorado 1 (PNA-1) o Garoupa (PGP-1).

En el Módulo 3 se utilizará una embarcación de tipo semisumergible (SS), denominada P-55, cuya producción tendrá inicio para el año de 2013; se conectarán dieciocho pozos a esta plataforma: 11 productores y 7 inyectores.

Sus características se describen a continuación **Tabla 3.8**.

Tabla 3.8 Características de la unidad de producción semisumergible (Tomado de PETROBRAS, 2008).

Capacidad de procesamiento de aceite	180,000bpd
Capacidad de compresión	6.0 millones de m ³ /día
Capacidad de inyección de agua	46,000 m ³ /día
PDA	1,790 m

La descarga del crudo se realizará mediante 2 oleoductos: uno destinado a la Plataforma de Rebombéo Autónomo (PRA-1) y el otro a la P-54. Se transportará el gas por un gasoducto que seguirá hasta la PGP-1/PNA-1.

A la fecha, el Módulo 4 de Roncador se encuentra en la fase de elaboración de EVTE conceptual. El proyecto tendrá una embarcación del tipo FPSO, denominada P-62, cuyo inicio de producción se prevé para 2012. Estará anclado en aguas de 1,800 metros de

profundidad y tendrá capacidad para procesar 180,000 bpd de crudo. Se conectarán dieciséis pozos: 10 productores y 6 inyectores (**Figura 3.57**).

Se prevé alcanzar para 2014 su capacidad máxima de producción, cuando se deberán superar los 480,000 barriles diarios de producción.

La planeación de la explotación consiste en:

- 4 módulos: 2 en producción, 1 en desarrollo y 1 en estudios.
- Pozos Productores: 50 (módulos 1, 2, 3 y 4).
- Pozos Inyectores: 30 (módulos 1, 2, 3 y 4).
- Capacidad máxima de producción: 484 mil bpd en 2014.
- Promedio de Producción Realizada (crudo): 82 mil bpd en 2007.
- Promedio de Producción Proyectada (crudo): 265 mil bpd en 2008.

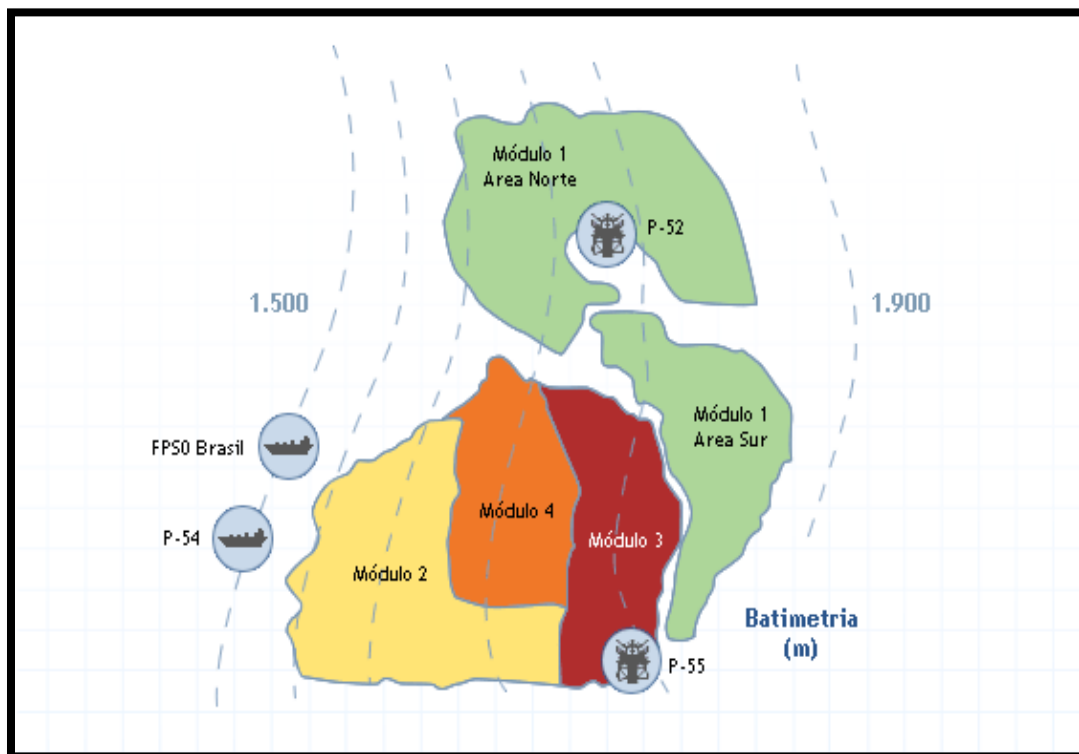


Figura 3.57 Campo de Roncador Módulo 1A, Módulo 2, Módulo 3, Módulo 4 Área del RO-11. Se muestra el posicionamiento del FPSO Brasil, el FPSO P-54 y las plataformas. (Tomado de PETROBRAS, 2008).

El avanzado sistema de métodos y herramientas se viene utilizando principalmente en los campos de aguas profundas de Marlim y Roncador de Brasil, situados en la Cuenca de Campos, cuyas areniscas productoras carecen de empuje hidráulico y de ahí que requieran continúa inyección de agua para mantener la presión de las formaciones. Roncador es un campo, cuya etapa de producción se inició en 1996, tiene reservas de más de 3,000 millones de barriles equivalentes en crudo de 31° y de 18° API.

Aunque la plena explotación de Roncador ha dado un paso atrás, a causa de la explosión y el subsiguiente hundimiento en 2001 de la plataforma de producción P-36, la experiencia en colocación de empaques utilizada por Petrobrás en ese y otros campos de aguas profundas ha sido por demás excelente.

3.2.3. Campo Shushufindi

3.2.3.1. Localización

El Campo Shushufindi-Aguarico está situado a 250 km, al este de la ciudad de Quito, Ecuador y a 35 km, al Sur de la frontera con Colombia; Su estructura es un anticlinal fallado y de tendencia Norte – Sur; estructuralmente está situado en el llamado Corredor "Sacha-Shushufindi" en la Cuenca Oriental del Ecuador (**Figura 3.58**).

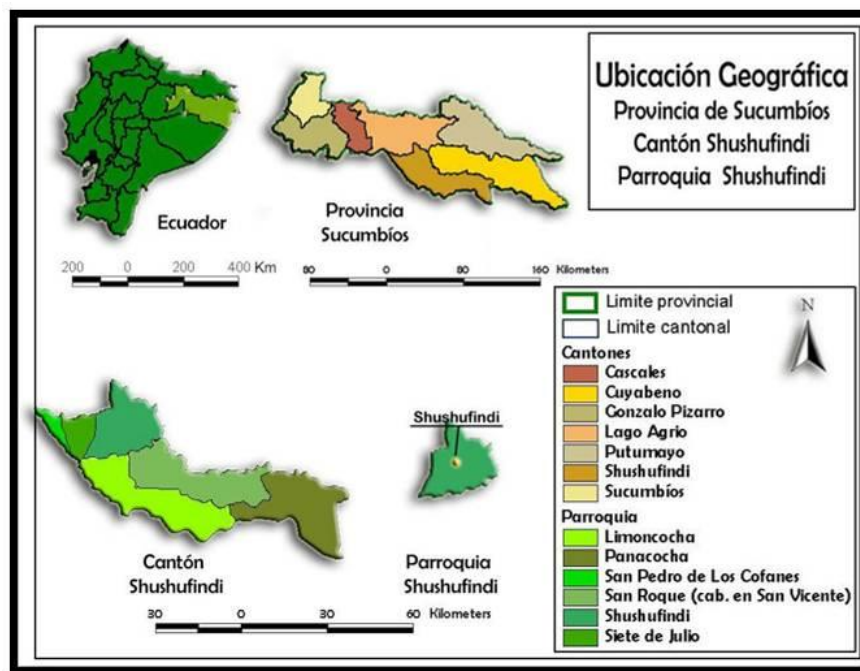


Figura 3.58 Localización campo Shushufindi (Tomado de Petroecuador, 2006).

3.2.3.2. Antecedentes

El Campo Shushufindi-Aguarico fue descubierto por el Consorcio TEXACO-GULF en 1968 con la perforación del pozo Shushufindi 1, con una profundidad final de 9,772 pies y completado oficialmente en enero de 1969; las pruebas iniciales fueron de 2,496 BPPD en el yacimiento U con 26.6° API y de 2,621 BPPD en el Yacimiento T con 32.5° API, el campo posee 137 pozos perforados (Petroecuador, 2006).

Shushufindi es el emblemático y legendario yacimiento de Petroecuador que ha logrado un hito histórico mundial. Se trata de una estructura orientada en sentido NNO-S, con dos

grandes anticlinales: uno ubicado al sur, que se conoce como anticlinal Shushufindi; y el otro al norte, denominado Aguarico claramente dispuesto en escalón. Su flanco oriental está limitado por un sistema de fallas transcurrentes (Petroecuador, 2006). A la base caliza A del Turoniano, la estructura tiene una longitud aproximada de 33 Km y un ancho entre 6 y 7 Km. su cierre estructural es de 371 pies. El máximo rechazo de la falla es de 450 pies.

Este campo posee las reservas de aceite ligero más grandes del Oriente ecuatoriano. Su producción proviene principalmente de los yacimientos T y U, pertenecientes a la formación Napo de edad cretácica. El yacimiento Basal Tena de la formación Tena, se presenta en determinadas áreas del Campo en forma lenticular, por lo que se considera productor en menor escala que los otros yacimientos (Petroecuador, 2006). A nivel de Basal Tena, se observa la presencia de la falla principal del Campo de rumbo N-S que preserva el anticlinal de Shushufindi (**Figura 3.59**).

Los yacimientos del Campo Shushufindi-Aguarico poseen una distribución areal discontinua de la depositación de los cuerpos de arena.

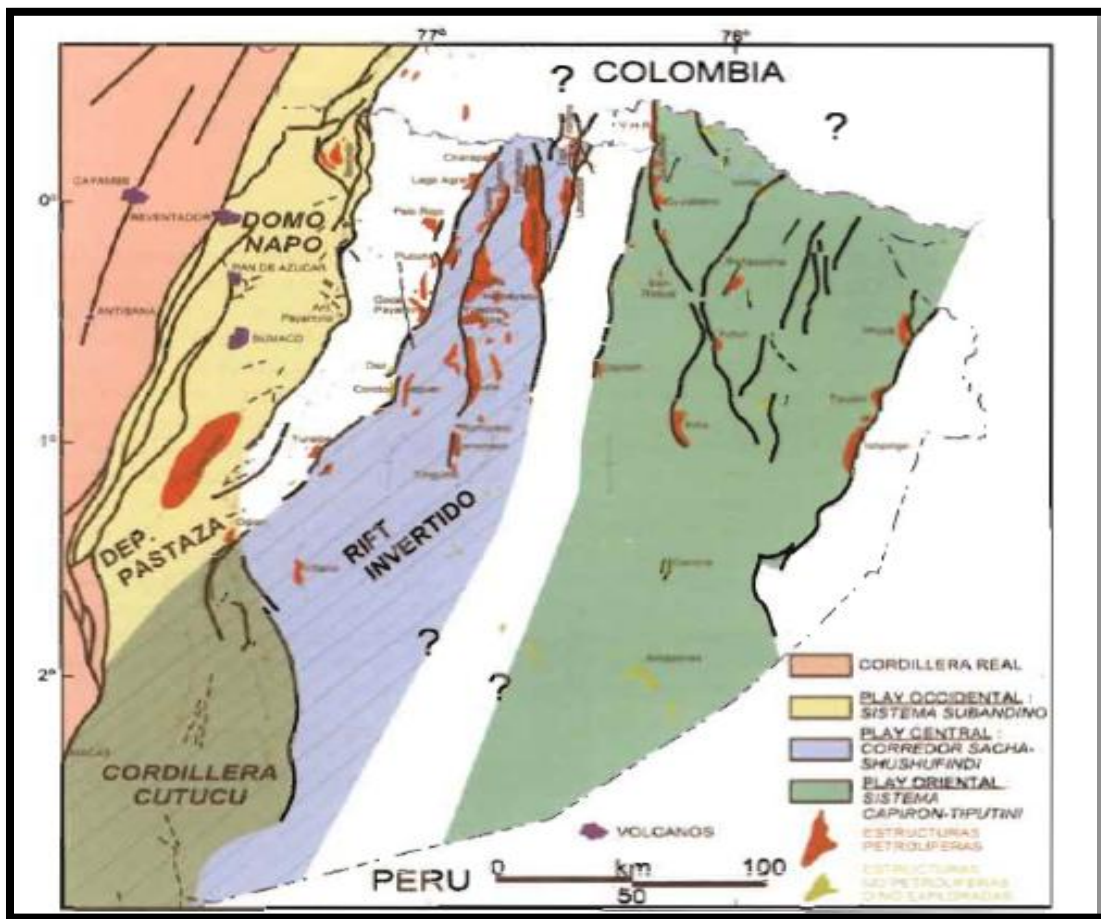


Figura 3.59 Mapa tectónico de la Cuenca de Oriente (Tomado de Petroecuador, 2006).

3.2.3.3. Características generales del campo

El crudo acumulado en Shushufindi, es el resultado de un proceso, iniciado por la naturaleza hace unos 70 millones de años, hacia fines del Cretácico, cuando en el lugar de la actual selva amazónica, se extendía un mar somero abierto hacia el occidente, ya que aún no existía la cordillera andina. Sus playas de arena blanca de ese tiempo se situaban a lo largo de la frontera oriental, las mismas que junto a las arenas depositadas en los cauces de ríos, bahías y deltas, formarían posteriormente las rocas almacén en cuyos poros se acumularía el crudo oriente (Petroecuador, 2006). Sincrónicamente, la materia orgánica derivada del plancton y de plantas terrestres que llegaban arrastradas por dichos ríos que corrían en dirección contraria a la actual es decir de este a oeste, se acumulaba en el fondo de ese mar cretácico de aguas tranquilas. Dicho material orgánico al ser cubierto por arcillas, iniciaba un complejo proceso de transformación hasta convertirse en el petróleo que actualmente nutre la economía ecuatoriana (Petroecuador, 2006).

En otra conjunción espacial y temporal, la placa oceánica en su esfuerzo al chocar contra el continente liberó energía a través de sismos y terremotos que provocaron desplazamientos a través de las fallas y deformación de los estratos; los esfuerzos también originaron pliegues anticlinales, entre los cuales uno de los de mayores dimensiones correspondía al anticlinal del campo Shushufindi, cuya formación se inició en el fin del Turoniano, esto es hace 89 a 90 millones de años alcanzando su formación definitiva con una segunda reactivación tectónica hace 40 a 50 millones de años atrás en la época eocénica cuando el primitivo continente americano era afectado por terremotos y actividad volcánica que fueron levantando Los Andes.

En esa época el crudo fue movilizado desde las arcillas ricas en materia orgánica hasta las trampas y Shushufindi se convertía en el receptor de la mayor acumulación de crudo de la cuenca Oriente después del campo de crudos pesados Pungarayacu.

Shushufindi, está entre los gigantes mundiales y, la perfección de su sistema le ha permitido entregar una gran riqueza natural, al haber sobrepasado una producción de mil millones de barriles de un crudo entre 24° y 32° API.

La producción del campo inicio en agosto de 1972, alcanzando su pico de producción en agosto de 1986 con 126,400 barriles diarios promedio. En el campo se han perforado 120 pozos, 64 de los cuales están produciendo, la mayoría con bombeo electrocentrífugo.

Doce pozos han producido más de 20 millones de barriles cada uno y entre ellos, se encuentra el pozo estrella de toda la cuenca Oriente: el Shushufindi- 20 que cuenta con una producción acumulada de alrededor de 35 millones de barriles. La productividad de este pozo es tan extraordinaria que el solo tiene mayor producción acumulada que la mayoría de campos pequeños y medianos de Petroecuador.

Actualmente se encuentra produciendo por tres métodos de sistemas artificiales: Gas Lift (PPG), Bombeo Hidráulico (PPH), Bombeo Electro – Sumergible (PPS), en un total de 81 pozos como se indica en la **Tabla 3.9**.

Tabla 3.9 Distribución de pozos de sistemas de levantamiento artificial (Tomado de Petroecuador, 2009).

METODO	NUMERO DE POZOS	PRODUCCION BPPD
PPG	2	1,564
PPH	7	1,544
PPS	72	39,003
TOTAL	81	42,111

Este campo tuvo reservas iniciales probadas de 1,590 millones de barriles, que representan el 21.5% de todas las reservas de la cuenca Oriente, restando aún alrededor de 600 millones de barriles por ser producidos. Su producción total equivale al 35% del total producido en Ecuador. Este campo ha entrado ya en su etapa de madurez, y está envejeciendo, tras producir más de 100 mil barriles diarios hasta abril del año 94, cuando inicia un descenso sostenido, encontrándose al presente con una producción de alrededor de 60,000 bpd, en tanto que la producción de agua se ha incrementado alcanzando los 80,000 barriles día.

De un manejo relativamente sencillo desde el punto de vista técnico-operativo, Petroecuador está enfrentado a un reto mayor, que partiendo de un diagnóstico integral del campo y de la incorporación de información derivada de la sísmica 3D, le deberá permitir armar un modelo más aproximado a la realidad, con base en cual deberá planificar la mejor estrategia de su manejo a fin de prolongar su vida maximizando la recuperación de sus reservas.

La energía derivada del empuje de su propia agua de formación le permitió barrer el crudo de una forma uniforme, sin que se alcance la presión de abandono. El reto está como se dijo anteriormente, en emplear lo mejor del conocimiento para determinar el régimen óptimo de producción, y definir en el menor tiempo posible la factibilidad o no de aplicar otros métodos de recuperación mejorada.

3.2.4. Campo Tía Juana

3.2.4.1. Localización

El campo Tía Juana está ubicado entre las ciudades de Cabimas y Lagunillas en la parte septentrional de la costa oriental del Lago de Maracaibo, Venezuela. Se encuentra dividido en dos campos: Tía Juana Principal y Tía Juana Este, en los cuales se reparten áreas para 18 proyectos térmicos (17 de inyección alterna de vapor y uno de inyección continua de vapor). Desde el punto de vista del yacimiento, el campo es una acumulación de petróleo pesado (POES mayor de 11,000 MMbn) que cubre una superficie de más de 157.829 km², donde se han perforado cerca de 2700 pozos, de los cuales más de 1,800 todavía se encuentran activos. (**Figura 3.60**).

3.2.4.2. Antecedentes

La población de Tía Juana es la capital del Municipio Simón Bolívar en el estado Zulia de Venezuela. Fue fundada por la Royal Dutch Shell como campos para habitación de los

trabajadores petroleros en las tierras del Hato de Juana Villasmil, expropiados por el gobierno venezolano a comienzos del siglo XX (PDVSA, 1997).

Originalmente el Hato Tía Juana, de Juana Villazmil, fue expropiado a sus herederos por el gobierno de Juan Vicente Gómez para otorgar una concesión a las compañías petroleras. La Royal Dutch Shell, construyó el muro de contención y los campos de habitación para sus trabajadores, los cuales fueron heredados por Maraven (1976), PDVSA (1996) y la alcaldía de Simón Bolívar en ese orden (PDVSA, 1997). La población toma su nombre del Hato Tía Juana, fundado por Juana Villazmil, el cual precedió el poblado.



Figura 3.60 Localización Campo Tía Juana en el Lago de Maracaibo, Venezuela (Tomado de PDVSA-Intevp, 1997).

3.2.4.3. Características generales del campo

Estructuralmente, el campo Tía Juana está constituido por un monoclin de rumbo noroeste-sureste con un echado promedio suave de 4 a 6 grados hacia el suroeste. Las fallas que lo cruzan son de direcciones normales y desplazamientos variables (entre 20 y 250 pies). Las principales tienen una dirección preferencial noroeste-sureste (PDVSA, 1997).

La secuencia estratigráfica del Post-Eoceno en el campo Tía Juana está constituida, de base a tope por la Formación La Rosa del Mioceno, que yace discordantemente sobre la Formación Misoa de edad Eoceno, a continuación se encuentra la Formación Lagunillas del Mioceno subdividida en cuatro Miembros (Lagunillas Inferior, el más productor, Ojeda, el

más lutítico, Laguna y Bachaquero) y, por último, la Formación La Puerta de edad Mio-Plioceno (PDVSA, 1997). Los contactos entre estas tres principales formaciones son concordantes. La Formación La Rosa (70 pies de espesor) está constituida por lutitas laminares de color gris verdoso, que se presentan en intercalaciones de capas de areniscas de poco espesor (PDVSA, 1997). La Formación Lagunillas (1260 pies de espesor) contiene lutitas y arenas con algunas capas de lignito. La Formación La Puerta es una secuencia de arcillas blancas y grises, arenas arcillosas y arenas grises (PDVSA, 1997).

El Miembro Lagunillas Inferior en el campo Tía Juana está representado principalmente por sedimentos no marinos cercanos a la playa, con eventuales incursiones del mar (PDVSA, 1997). Hacia el noroeste, la parte inferior está conformada por depósitos de abanico aluvial y depósitos fluviales. Son comunes las areniscas conglomeráticas y los conglomerados de clastos de arcilla y matriz arenosa, con algunos intervalos de facies de lutitas y limolitas. Hacia el tope de la sección es menos arenosa, haciéndose más frecuentes los depósitos de areniscas de grano medio a fino (PDVSA, 1997).

La formación es una secuencia de lutitas y de arenas no consolidadas de alta porosidad, alrededor del 36%. Las permeabilidades oscilan entre 2 y 6 darcys, la saturación de agua irreducible es de alrededor del 10% (PDVSA, 1997). Las principales arcillas son la caolinita, la illita y la montmorillonita con volúmenes que pueden alcanzar de 10 a 20%. Los puntos de corte ó 'cutoffs' típicos son: porosidad 20%, saturación de agua 50%, Vcl 50%. Los parámetros de interpretación son: $\rho_g=2,66 \text{ gr/cm}^3$ para la ecuación Waxman-Smits; la salinidad se encuentra entre 2500 y 3500 ppm equivalente NaCl (PDVSA, 1997).

Los principales mecanismos de producción que activan los yacimientos de la Formación Lagunillas del campo Tía Juana son el empuje por gas en solución y la compactación. Este fenómeno es de especial relevancia en los yacimientos constituidos por arenas no consolidadas, como las de Tía Juana y otros campos de la Costa del Distrito Bolívar (PDVSA, 1997). La compactación se debe a la disminución de la presión de los fluidos en el yacimiento por la producción de los mismos, incrementando a su vez la presión ejercida sobre él por los estratos suprayacentes. Esto origina un hundimiento de las capas que se encuentran por encima del yacimiento hasta traducirse en la subsidencia de la superficie del terreno (PDVSA, 1997). El valor de subsidencia promedio hasta 1996 fue de 465 cm. Sin embargo, la compactación actúa de manera eficaz en el mantenimiento de la presión del yacimiento y, por ende, en el recobro del petróleo. Un 70% de la producción se puede atribuir a la compactación.

Las reservas remanentes de gas en el área de 295,67 kilómetros cuadrados, en la que existen 2,900 pozos ascienden a 7.7 trillones de pies cúbicos de gas. Según Petróleos de Venezuela, todas las reservas probadas del campo supergigante de Tía Juana bajaron de 5,027 millones de barriles en el 2001 a 4,831 millones de barriles en el 2008 (PDVSA, 1997). La producción de ese sector del campo Tía Juana recalificado era de 90,000 barriles diarios en el 2005 de crudo de 24° API, y cayó a 50,000 barriles diarios en el 2005 (PDVSA, 1997).

3.2.5. Campo West Seno

3.2.5.1.- Localización

El campo West Seno se localiza en el estrecho de Makassar, en aguas profundas al este de Kalimantan, Indonesia (**Figura 3.61**). El campo tiene un tirante de agua de entre 2,400-3,400 pies, en la pendiente continental de la parte norte del Delta de Makaham, por lo que es el primer desarrollo en aguas profundas en Indonesia.

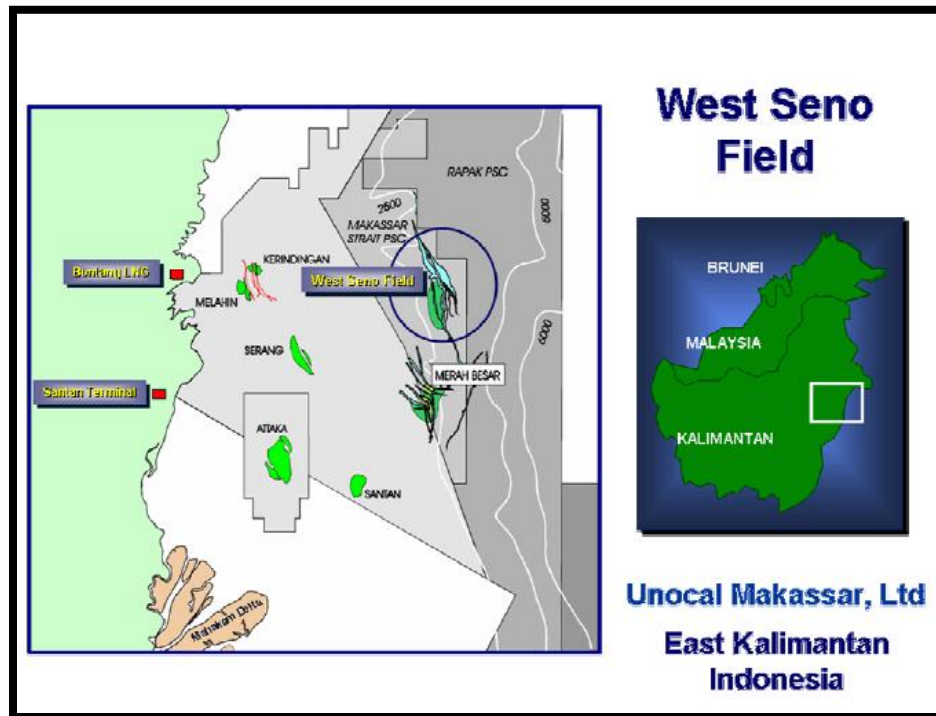


Figura 3.61 Ubicación Campo West Seno (Tomado de OTC , 2004).

3.2.5.2. Antecedentes

El campo West Seno fue descubierto en 1998, se encuentra a 25 millas de la plataforma de producción más cercana. Su producción comenzó el 5 de agosto de 2003, en su fase 1 con un gasto de 30,000 barriles por día. Se estimó que la producción máxima para la fase 2 del proyecto alcanzaría entre 60,000 y 80,000 barriles por día (OTC, 2004).

En el año 2005 Unocal, (Union Oil Company of California, una compañía de Chevron) firmó su primer contrato compartido de producción, para un área en alta mar (OTC, 2004). El campo fue el primero desarrollo en aguas profundas para la empresa Unocal y para Indonesia. Se realizó un buen diseño de las instalaciones con el fin de reducir al mínimo la curva de aprendizaje para un proyecto de esta naturaleza (OTC, 2004).

Se perforaron ocho pozos exploratorios en la estructura de West Seno. Se obtuvo una gran cantidad de datos mediante la implementación de sísmica 3D, registros geofísicos, datos de presión de formación, muestras de los fluidos y de los núcleos (OTC, 2004).

3.2.5.3. Características generales del campo

Las arenas de los yacimientos que componen el Campo West Seno fueron depositadas en una cuenca con intrapendiente durante el Mioceno. Estas arenas son una serie de canales amalgamados y depósitos de diques de canal, los cuales tienen características estratigráficas y estructurales adecuadas para el entrapamiento (OTC, 2004). La naturaleza de este tipo de depósitos es discontinua, debido a que hasta con los datos sísmicos y los datos del pozo es difícil de predecir. La cercanía de los pozos entre sí, es fundamental para recuperar efectivamente el hidrocarburo.

La adquisición de sísmica 3D permitió que en el pozo Berukang-1 se localizara una zona de interés de 350 pies de arenas del Mioceno mientras que con el pozo Merah Besar-8 se descubriera aceite y gas en arenas del Mioceno y otro yacimiento de gas en el Plioceno (OTC, 2004).

La estructura es una anticlinal buzante fallado de orientación norte a sur. Las acumulaciones de hidrocarburos en este tipo de yacimientos de areniscas se deben a las fallas, al “rollover” (flexura hacia abajo del bloque levantado en falla lístrica) del anticlinal y al acuñaamiento estratigráfico (OTC, 2004).

Las arenas se presentan en cuerpos orientados de este-oeste, los cuales están plegados transversalmente a la estructura norte-sur del anticlinal. Los horizontes individuales están generalmente compuestos de varios cuerpos de arenas individuales, que en conjunto forman lentes de arenas amalgamadas a lo largo del campo (OTC, 2004). La interpretación actual de la depositación de estas arenas en la zona del Campo West Seno se debe a una cuenca con una mini intra-pendiente durante el Mioceno. Existen evidencias de sedimentación por acumulación en contra de las fallas normales; que es evidente durante los periodos de fallamiento y depositación.

La roca almacenadora corresponde a areniscas cuarzosas del Mioceno Superior, que son predominantemente de grano fino, pero que varían desde grano muy fino hasta grano grueso. Por lo general los granos son de subredondeados a subangulares y moderadamente bien ordenados. Los depósitos tienen porosidades de hasta un 30% y permeabilidad de 10 mD a 1000 mD (OTC, 2004).

El campo West Seno fue descubierto en 1998 por el pozo West Seno-2 y ha encontrado aceite en rocas clásticas del Mioceno. El West Seno 5 se perforó para investigar en la parte sur occidental, mientras que la extensión Seno 3 se examinó la zona norte. El pozo West Seno 7 se perforó a 2 km de West Seno 1. El pozo West Seno 8 se perforó en 1999 (**Figura 3.62**) (OTC, 2004).

Unocal tiene un largo historial de producción a bajo costo en la zona oriental de Kalimantan. La perforación, reparación y mantenimiento de pozos por parte de Unocal en Indonesia a través de los años, logro trasladar toda esta experiencia y conocimientos a las aguas profundas para un correcto desarrollo del campo West Seno.

West Seno se encuentra en aguas profundas para poder utilizar plataformas de fondo convencionales, por lo que se evaluaron diversos sistemas flotantes de producción. El diseño óptimo para este campo consiste en una plataforma semisumergible, una barcaza de producción (FPU), y unos risers de cadena de acero (SCR) conectados a estructuras flotantes y oleoductos submarinos de explotación. Se selecciono una plataforma de piernas de tensión (TLP) para poder realizar las operaciones en aguas profundas (OTC, 2004).

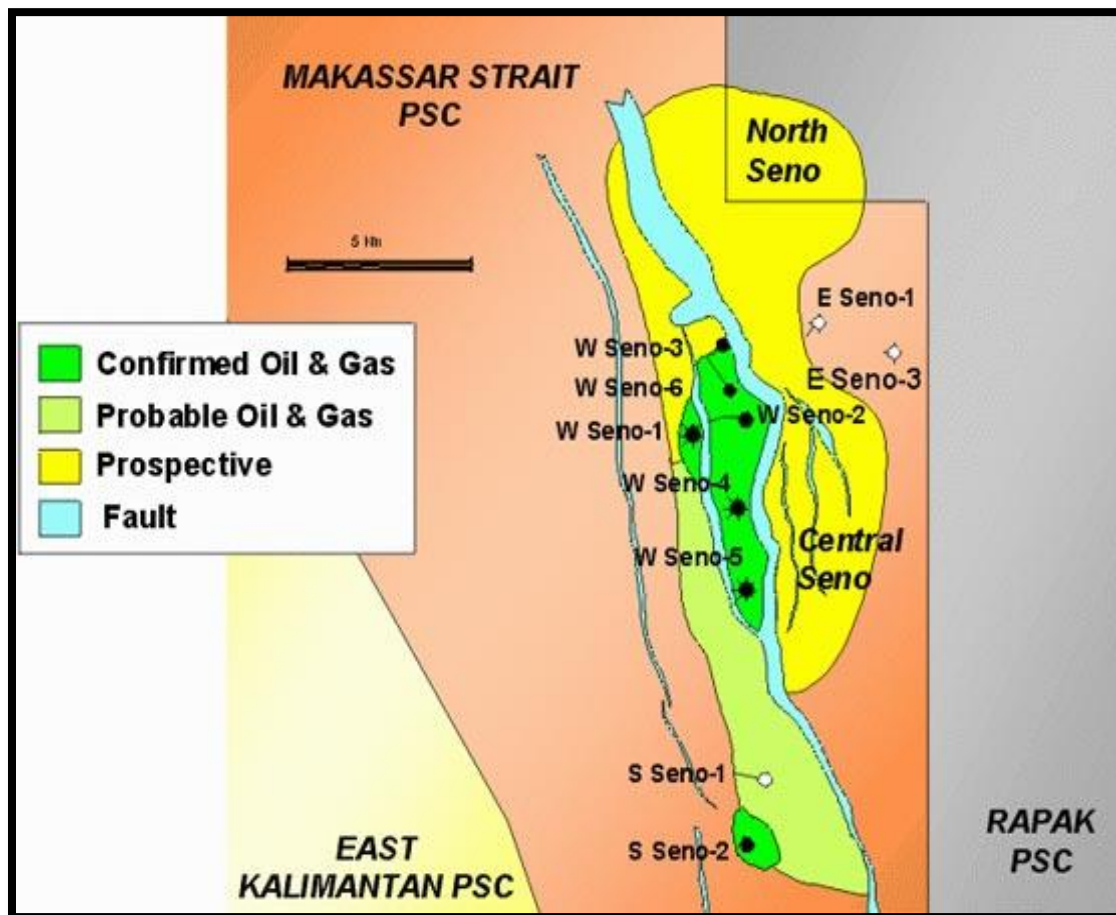


Figura 3.62 Ubicación de Pozo en el Campo West Seno (Tomado de OTC, 2004).

El Campo West Seno se desarrolló en varias etapas utilizando dos plataformas de piernas de tensión (TLP) conectadas mediante tuberías a una unidad flotante de producción (FPU). El FPU cuenta con instalaciones de producción y viviendas. Las instalaciones están ubicadas aproximadamente a 3,200 pies sobre el agua (OTC, 2004). Para la primera etapa del proyecto se instalaron la TLP y el FPU en el área norte del Campo West Seno. La

última etapa del proyecto consiste en la instalación de una segunda TLP en la parte sur del campo junto con tuberías que unirán a la segunda TLP con el FPU.

Las instalaciones de la FPU reciben el líquido y el gas procedentes de las dos TLPs y lo procesan para tenerlo listo para su venta. La capacidad de procesamiento de las instalaciones es de 60,000 barriles de aceite diarios, 150 millones de pies cúbicos diarios y 40,000 barriles de agua diarios. Un máximo de 50 millones de pies cúbicos diarios pueden ser reinyectados para mejorar el factor de recuperación. El aceite y el gas procesado en el FPU son enviados mediante una tubería de 12 pulgadas a la terminal de Santan ubicada a 40 millas de distancia (**Figura 3.63**) (OTC, 2004).

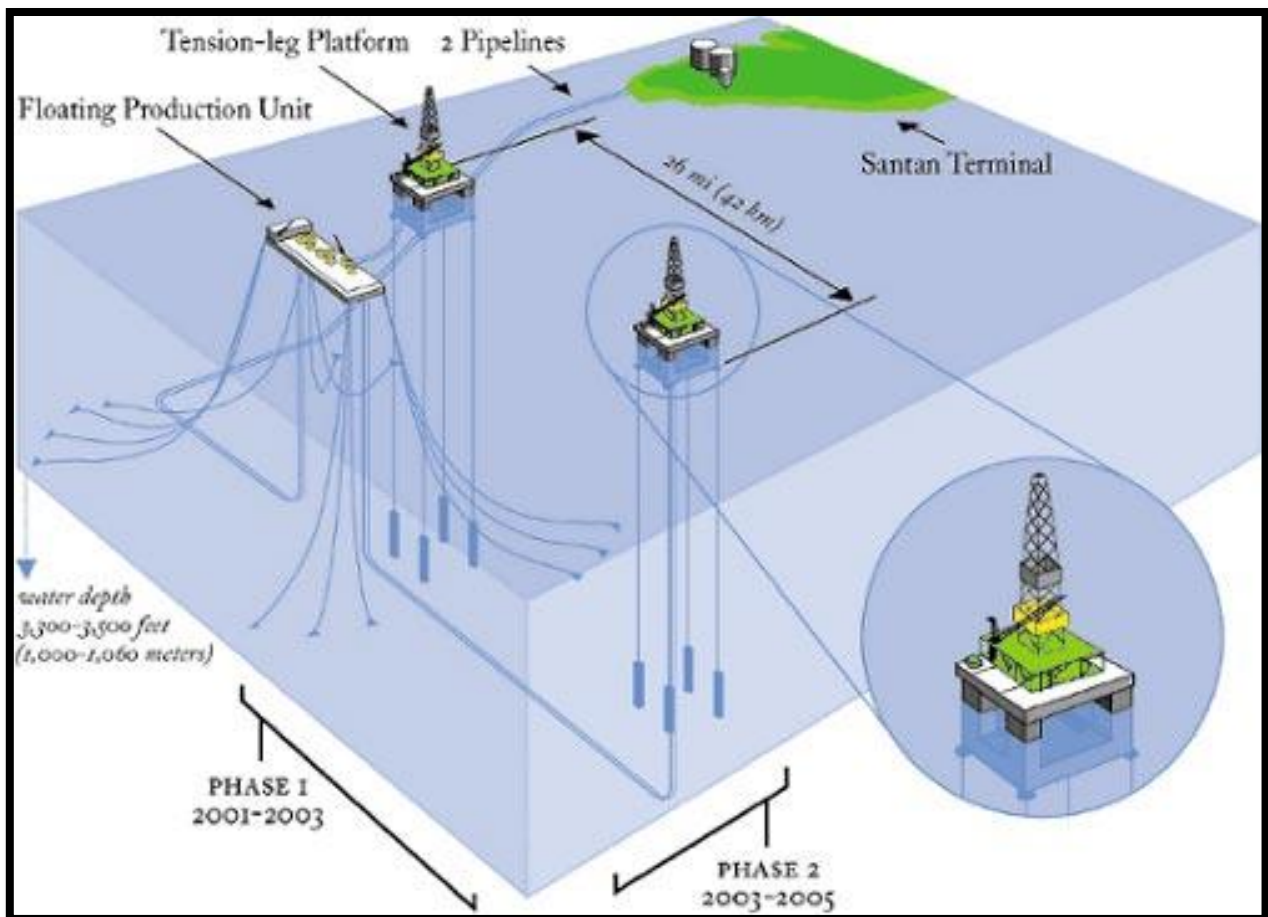


Figura 3.63 Plan de desarrollo del Campo West Seno (Tomado de OTC, 2004).

Los perfiles de producción para este Campo West Seno son de 60,000 barriles de aceite diarios, 150 millones de pies cúbicos diarios y 40,000 barriles de agua diarios. En la **Figura 3.64** se muestran los perfiles de producción para el Campo West Seno (OTC, 2004).

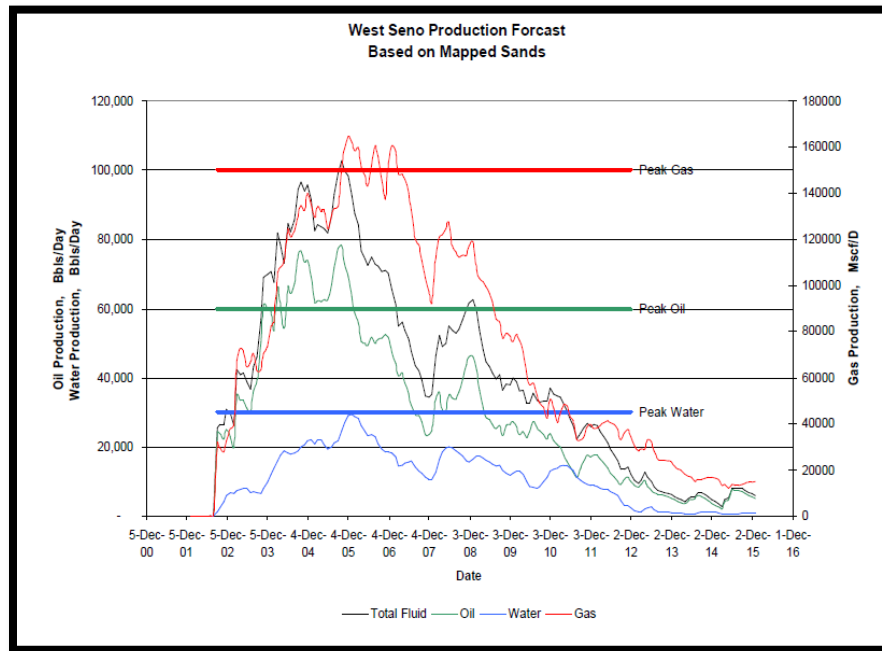


Figura 3.64 Perfiles de producción Campo West Seno (Tomado de OTC, 2004).

3.3. Yacimientos no convencionales

Para poder hablar de los recursos no convencionales primero hay que definir que el hidrocarburo convencional es aquel que se puede extraer de depósitos naturales en el subsuelo, que reúnen tres factores: rocas que dieron origen al petróleo (roca generadora), rocas que pueden almacenar el petróleo (roca almacenadora), una secuencia que puede entrapar el petróleo (trampa), rutas de migración efectiva, una secuencia sello que impida su movilidad (roca sello), además de la sincronía. Estos factores conforman el llamado sistema petrolero (Jarvie, 2008).

El hidrocarburo no convencional es, por ende, aquel que se puede extraer de depósitos que tienen solamente uno o dos de los factores que componen el sistema petrolero. Se caracterizan además por tener un elevado costo de extracción con la tecnología y los recursos actuales, sin embargo, los últimos años, dado el aumento en el precio del crudo y gas explotado de yacimientos convencionales, se han estado desarrollando tecnologías en varios países para extraer hidrocarburos de acumulaciones no convencionales, con buenos resultados técnicos y económicos (Jarvie, 2008).

Se han identificado por lo menos 6 tipos de yacimientos de hidrocarburos no convencionales en distintas condiciones geológicas. Cuatro son de gas natural, de los cuales tres tipos están en operación con producción económica y uno bajo investigación; dos son yacimientos de aceite crudo, del cual uno está en operación y uno bajo investigación. Los 6 tipos recursos petroleros no convencionales son: aceite de lutitas, bitumen en arenas, gas en arenas compactas, hidratos de gas, gas metano del carbón y gas de lutitas (Wood Mackenzie, 2006), (Figura 3.65), mismos que han aportado volúmenes muy importantes de

hidrocarburos a la producción mundial a partir de 1994 y en México se inician en este año las primeras actividades de operación y desarrollo de campos en lutitas gasíferas en la Cuenca de Burgos. En este trabajo se describirán únicamente los casos de las arenas bituminosas y el gas en lutitas.

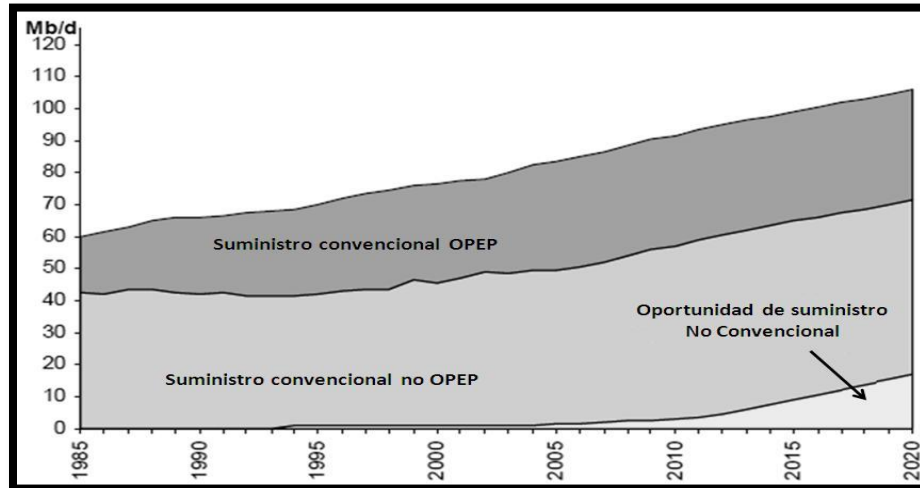


Figura 3.65 Pronóstico de producción mundial de hidrocarburos convencionales y no convencionales a 2020 (Tomado de Wood Mackenzie, 2006)

3.3.1. Arenas Bituminosas

3.3.1.1. Antecedentes

Las acumulaciones naturales de bitumen o chapopote en los Estados Unidos, son generalmente conocidas como "arenas de alquitrán", un término genérico que se ha utilizado por varias décadas para describir las rocas expuestas en la superficie de la Tierra que contienen petróleo pesado (**Figura 3.66**). Otros términos para dicha acumulación incluyen arena petrolífera, arena impregnada de aceite, arena asfáltica, roca bituminosa y arenas bituminosas.

El bitumen natural se define como hidrocarburo sólido o semi-sólido, que se presenta inmóvil en secuencias arenosas en condiciones de presión y temperatura del yacimiento debido a su alta viscosidad. Además tiene un punto de fluidez superior a 60 °C, con una viscosidad de gas libre de más de 10,000 centipoises (cp) a temperatura depósito original (**Figura 3.67**). El petróleo con una viscosidad entre 10 000 y 100 cp, corresponde con aceite pesado. En ausencia de datos de viscosidad, el aceite con densidad API menos de 10 grados, se considera generalmente un bitumen natural (Danyluk y otros, 1984), mientras que el aceite con una gravedad API que van desde 10 grados API a 20 grados API se considera crudo pesado. El término "petróleo crudo extra-pesado" se utiliza para el aceite con una viscosidad menos de 10.000 cp, pero con una densidad API inferior a 10 grados.

Tan sólo en la provincia de Alberta Canadá, existen hasta 2,5 billones de barriles de este tipo de aceite. De esta cantidad, la Junta Nacional de Energía de Canadá calcula que podrían ser recuperables hasta 315 mil millones de barriles (Mungen y Nicholls, 1975).

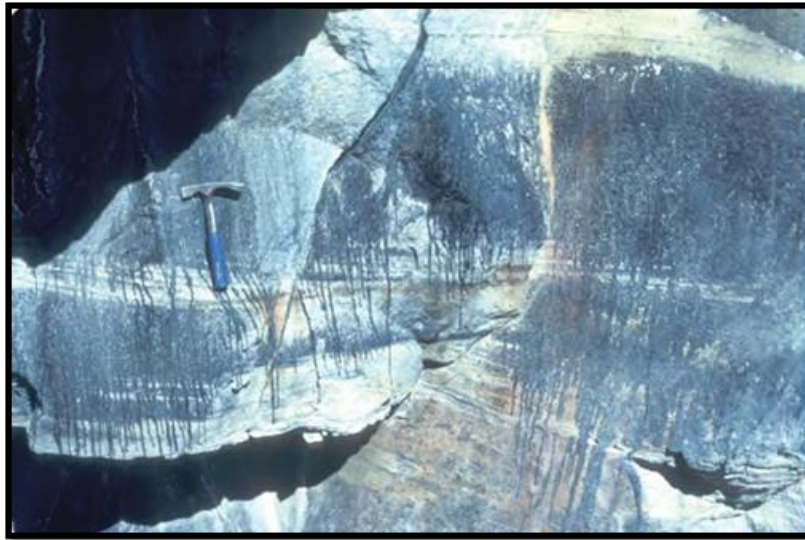


Figura 3.66 Afloramiento de arenisca fluvial estratificada con bitumen. (Tomado de Suncor Energy Inc., 2008).

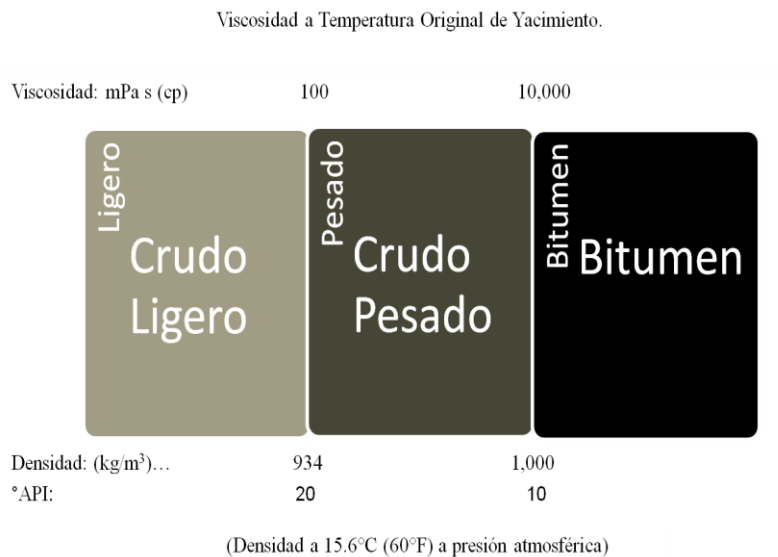


Figura 3.67 Definición de bitumen y de petróleo pesado tomando como base la viscosidad, densidad y °API (Tomado de Briones, 2011).

Aunque la minería a cielo abierto es todavía el método más común de extraer el aceite de las arenas bituminosas, la producción *in situ* probablemente superará a las operaciones de minería a cielo abierto a medida que avance la tecnología, simplemente porque la mayoría de las fuentes de bitumen no están accesibles en la superficie.

Aunque estos proyectos son intensivos en uso de mano de obra, dados los actuales precios del petróleo en el mercado internacional, las arenas bituminosas se explotan ya que las ganancias obtenidas son atractivas, sin embargo, la incertidumbre y volatilidad de los

precios presentan dificultades para los productores de petróleos no convencionales (Mungen y Nicholls, 1975). Otro problema que enfrentan los productores canadienses es la falta de capacidad de refinación disponible en Estados Unidos para procesar bitumen diluido o mejorado.

Las arenas de alquitrán corresponden con una secuencia sedimentaria (consolidada o no consolidada) que contiene bitumen (hidrocarburos sólidos o semisólidos) u otro petróleo pesado que, en estado natural, no puede ser recuperado por métodos convencionales. En un documento sobre el origen del petróleo en las arenas de alquitrán del Río Athabasca, Alberta, Canadá, se declaró que estas arenas del Cretácico Inferior, probablemente se derivan del contenido bituminoso de los depósitos subyacentes de arrecifes de coral de edad Devónico. Estos últimos entran en contacto con las arenas en la discordancia entre el Cretácico Inferior y el Devónico. La fuga de petróleo y gas a través de fisuras y fracturas de los depósitos del Devónico en las arenas bituminosas del Cretácico se produjo durante y después de su depósito. Las arenas de alquitrán cuarzosas son de origen fluvial y lacustre con un contenido máximo de alquitrán de 18-20% en peso de arena saturada. Hasta el 90% de espacio poroso está ocupado por el petróleo, y las arenas parecen ser agua mojada. El Cretácico Inferior corresponde con la Formación McMurray que consta de 10-13 m de espesor secundarios a los depósitos fluviales muy gruesos, cubierta por espesos depósitos 30-45 m de arena y limo. La sección inferior contiene comúnmente grano fino y grueso llegando a formar conglomerados compuestos por guijarros redondeados.

Se estima que más de 300,000 millones de barriles (57,700 millones de m³) de aceite están presentes en las arenas petrolíferas de Athabasca, en la zona al norte de Fort McMurray. Con acumulaciones adicionales similares en otras zonas del norte de Alberta, el total de los recursos potenciales de petróleo en su lugar probablemente es alrededor de 500,000-600,000 millones de barriles.

En un artículo titulado "La recuperación de aceite de Athabasca Oil Sands y depósitos de petróleo pesado del norte de Alberta in-situ", Mungen y Nicholls (1975) señalaron que, además de las inmensas reservas de bitumen en las arenas petrolíferas de Alberta del Norte en el Athabasca, Wabasca Paz y zonas del río, también hay grandes reservas de petróleo pesado en áreas como Cold Lake y Colinas Marten. Aunque las propiedades químicas de petróleo pesado y asfalto son muy similares, sus viscosidades son diferentes. El bitumen es esencialmente inmóvil en temperaturas de formación habitual, mientras que los aceites pesados tienen una cierta movilidad.

Los procesos de recuperación in situ requieren el uso de solventes de hidrocarburos o la aplicación de calor a fin de proporcionar medios para reducir la viscosidad del bitumen. La aplicación de calor se puede lograr ya sea directamente por la inyección de vapor o indirectamente por inyección de aire para la combustión de parte del bitumen "in-situ"; muchos de los programas experimentales se están realizando en el laboratorio y en el campo (Mungen y Nicholls, 1975).

3.3.1.2. Grandes yacimientos de arenas bituminosas en el mundo

La ubicación de las arenas bituminosas más importantes en el mundo se muestra en la **Figura 3.68**.



Figura 3.68 Ubicación de los principales yacimientos de arenas Bituminosas (Tomado de Shell, 2008).

Aunque hay depósitos repartidos en más de 70 países de todo el mundo, el 75% de sus reservas mundiales se encuentra en Athabasca (Canadá) y en la Faja Petrolífera del Orinoco (Venezuela).

Las arenas de petróleo o de alquitrán de Athabasca (Athabasca Oil Sands) cuya ubicación se indica en la **Figura 3.69** son un gran depósito de bitumen, rico en crudo situado en el norte de Alberta, Canadá. Estas arenas de alquitrán, ubicadas en la Formación McMurray presentan una combinación de minerales arcillosos, arena de sílice, agua, y bitumen crudo (una forma semi-sólida de crudo). El depósito de Athabasca es el mayor depósito de bitumen crudo en el mundo y el mayor de los tres depósitos de arena petrolífera en Alberta, junto con los cercanos depósitos de Río de la Paz y Lago Cold. Estos depósitos de arena de petróleo quedan bajo 141,000 km² de bosque boreal escasamente poblados donde se tienen “Pantanos de turba”, los que contienen alrededor de 1,7 trillones de barriles (270×10⁹ m³) de bitumen en su sitio, comparable en magnitud con las reservas totales de petróleo convencional (Mungen y Nicholls, 1975).



Figura 3.69 Ubicación de Athabasca y las principales arenas bituminosas expuestas (Tomado de Shell, 2008).

En la Faja del Orinoco existen también gigantescas reservas de bitumen, esta faja está situada en la parte del sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, al norte del Río Orinoco, cubriendo un área de 700 Km de largo por 50 a 100 Km de ancho en los estados Monagas, Anzoátegui y Guarico. La perforación en la región comenzó en 1953 y aunque para aquella época se pudo demostrar que el área contenía una extensa acumulación de crudo extrapesado y bitumen natural, sólo se perforaron 58 pozos en los siguientes 30 años (PDVSA, 2003). Esto se debió principalmente al hecho de que se disponía de enormes cantidades de crudos ligeros y medianos, cuya explotación resultaba más económica en comparación con la de bitumen y crudos extrapesados.

En 1978, Petróleos de Venezuela, S. A., asignó el área de operación a las filiales operadoras existentes para esa fecha: Corpoven, Lagoven, Maraven y Meneven. Entre 1979 y 1983, estas cuatro compañías llevaron a cabo un programa intensivo a fin de cuantificar la magnitud de los recursos de la Faja, las características de los yacimientos y la calidad de los fluidos contenidos en ellos (PDVSA, 2003). Ese esfuerzo condujo a la identificación de 186 mil millones de toneladas de crudo extrapesado y bitumen natural, económicamente recuperables con la tecnología actual, gracias a las novedosas técnicas de orimulsión.

Se puede afirmar que estas grandes reservas encontradas en la Faja del Orinoco, se deben al siguiente basamento teórico-histórico: hace millones de años una gran parte de Venezuela estaba bajo el agua, caudalosos ríos transportaban millones de toneladas de materia sedimentaria a la zona costera para formar deltas de grandes dimensiones. Con el paso del tiempo el mar se fue retirando, dejando al descubierto uno de los depósitos más grandes de

hidrocarburos conocido hasta la fecha (PDVSA, 2003). La evolución de este proceso es tan fascinante que se puede observar a través de los fósiles preservados en estos sedimentos.

3.3.1.3. Explotación de campos de bitumen

El petróleo es tan espeso que no puede fluir a través de las tuberías por sí mismo (**Figura 3.70**), aún así, la importancia del petróleo pesado está incrementando, por los altos precios en el mercado y por el volumen total. De hecho, se estima que la cantidad de petróleo pesado in situ es de cinco a diez veces mayor que las reservas de crudo convencional. En las décadas futuras, el petróleo pesado probablemente afectará la dinámica del suministro global, ya que el 80 por ciento de las reservas conocidas de petróleo pesado están en el Hemisferio Occidental. Canadá y Venezuela concentran el 90 por ciento de todas las reservas conocidas de petróleo pesado según lo reportado por la Sociedad Canadiense de Geofísicos de Exploración en el año 2008. De acuerdo con la investigación de Recursos Energéticos llevada a cabo por el Consejo Mundial de la Energía 2003, Venezuela tiene actualmente 172 mil millones de barriles en reservas recuperables totales, compuesto de crudo tanto ligero como pesado, y se encuentra en proceso de caracterizar bloques adicionales en la Faja del Orinoco para alcanzar un volumen masivo de 235 mil millones de barriles en reservas de petróleo pesado recuperable (PDVSA, 2003). Estas reservas están estimadas con base en un Petróleo Original en Sitio de más de 1,2 billones de barriles. La recuperación mejorada es por tanto crucial para el desarrollo continuo de la industria petrolera de Venezuela.

El problema principal, es que los crudos pesados son notablemente difíciles de recuperar, transportar y refinar; por lo que el principal desafío técnico radica en mejorar la movilidad del petróleo para lograr que fluya con mayor facilidad (Mungen y Nicholls, 1975). Para conseguirlo se necesita comprender mejor su composición y cómo manejar los componentes más pesados. Comprender la composición del petróleo y la manera en que un yacimiento puede cambiar en el tiempo son factores importantes para proyectar mejores tasas de recuperación.

Si bien la densidad del petróleo es importante para evaluar el valor del recurso y estimar el rendimiento y los costos de refinación, la propiedad del fluido que más afecta la producibilidad y la recuperación es la viscosidad; cuanto más viscoso es el petróleo, más difícil resulta producirlo (Mungen y Nicholls, 1975).

Como el petróleo pesado es menos valioso, más difícil de producir y más difícil de refinar que los petróleos convencionales, surge la pregunta acerca del porqué del interés de las compañías petroleras en comprometer recursos para extraerlo (Mungen y Nicholls, 1975). La primera parte de la respuesta, es que ante la coyuntura actual, muchos yacimientos de petróleo pesado ahora pueden ser explotados en forma rentable. La otra parte de la respuesta es que estos recursos son abundantes.



Figura 3.70 Esquema que indica el proceso de extracción de Arenas Bituminosas (Tomado de Shell, 2008).

3.3.1.4. Consideraciones energéticas y ambientales

La energía requerida y el impacto ambiental incurridos en la extracción y utilización de petróleo no convencional, extrapesados o basados en bitumen, son generalmente mayores que en el caso de los hidrocarburos convencionales. En el caso de la producción de las arenas bituminosas de Canadá, se necesitan grandes volúmenes de agua para separar el bitumen de la arena y otros sólidos, o para producir vapor, según el método de recuperación del petróleo que se use (Mungen y Nicholls, 1975). Se requieren hasta cuatro barriles de agua para producir un barril de bitumen, aunque es posible recuperar la mayor parte del agua. En la producción *in situ*, sin embargo, que comúnmente usa vapor para calentar los depósitos, hasta un barril de esta agua puede quedar atrapado irrecuperablemente en el subsuelo, por cada barril de petróleo extrapesado producido.

3.3.1.5. Recuperación mejorada

Debido a la variedad de los métodos de recuperación existentes, se debe hacer una evaluación del yacimiento para saber cuál es el método más adecuado de explotación. Por lo general se examinan las propiedades de los fluidos, continuidad de la formación,

mecánica de las rocas, tecnología de perforación, opciones de terminación de pozos, simulación de la producción e instalaciones de superficie (Lake, 1989). Se debe tener en cuenta que las fases no llevan un orden estricto, ya que se podrían utilizar dependiendo de las necesidades existentes en el pozo, es decir, podríamos pasar de una fase primaria a una terciaria, si se considera más favorable para la producción del yacimiento.

3.3.1.5.1. Calentamiento eléctrico

La inyección de vapor es la técnica de recuperación térmica más comúnmente utilizada, sin embargo puede ser técnicamente imposible o económicamente inviable en situaciones como permahielo, formaciones profundas, arenas productoras delgadas, formaciones de baja permeabilidad; en esos casos se deben buscar otros métodos alternativos necesarios para producir efectivamente esos crudos pesados y viscosos (Rangel, 2000). La viscosidad de petróleo pesado y bitumen es una fuerte función de la temperatura y disminuye drásticamente con aumento de la misma. Otros factores de control de la tasa de producción para un modelo establecido son la viscosidad del petróleo en sitio, el espesor del yacimiento, la permeabilidad y la porosidad. Para un espesor de yacimiento dado, permeabilidad, y porosidad, sin embargo, la eficacia de cualquier método de recuperación se basa en la reducción de la viscosidad del crudo (Rangel, 2000).

La producción de las vastas reservas de arenas petrolíferas de Canadá excede los 160,000 metros cúbicos por día y se pronostica que aumentará a 430,000 metros cúbicos por día para el 2015. Las arenas petrolíferas de Canadá son las segundas del mundo en reservas globales de petróleo, sólo superadas por Arabia Saudita (JPT, 2000).

La producción aumento rápidamente en los últimos años por lo que se han importantes conocimientos, mejorando las instalaciones e incrementando la inversión.

- En el 2001, la producción de petróleo pesado y bitumen crudo excedió la producción de petróleo convencional liviano y mediano por primera vez.
- Las arenas petrolíferas y el petróleo pesado alcanzaron el sesenta por ciento de la producción total de petróleo de Canadá en el 2004.
- El petróleo crudo enriquecido de arenas petrolíferas alcanzó un 18 por ciento de la producción total del petróleo en el 2004.

Los procesos de recuperación de petróleo pesado y bitumen de arenas petrolíferas dependen de varios factores, entre otros: las características del fluido, las propiedades de la roca y la profundidad de las reservas. Existen dos métodos principales para la explotación de arenas petrolíferas; la minería y el proceso in situ. El método de minería requiere exponer las arenas petrolíferas al eliminar la sobrecarga. El proceso in situ requiere eliminar el bitumen de la arena mientras las arenas petrolíferas todavía están en el subsuelo (Rangel, 2000). Se espera que en los próximos años la recuperación general de los proyectos superficiales in situ exceda un 85 por ciento de la cantidad de bitumen.

Las áreas que requieren el uso de métodos de recuperación in situ tienen una recuperación comprendida entre 18 y 60 por ciento del bitumen que se encuentra en las arenas petrolíferas más profundas.

Los gastos de capital de los proyectos de minería e in situ en arenas petrolíferas totalizaron más de \$34.6 mil millones de dólares entre 1996 y el 2004. Las empresas canadienses desembolsaron casi \$9 mil millones de dólares en inversiones de capital en arenas petrolíferas en el 2005 (Shell, 2006). Actualmente, hay casi 35 proyectos en proceso de planificación o expansión en arenas petrolíferas.

3.3.1.5.2. Estimulación con vapor

Las compañías canadienses han creado métodos innovadores de recuperación térmica para petróleo pesado (Rangel, 2000). El vapor calienta el petróleo para que éste pueda llegar a los pozos de producción. Estos métodos de recuperación incluyen:

- Estimulación cíclica con vapor
- Inyección de vapor
- Drenaje por gravedad asistido con vapor

La estimulación cíclica con vapor usa un solo pozo para la inyección de vapor y la producción de petróleo. El proyecto más grande de recuperación de bitumen in situ se encuentra en Cold Lake, Alberta, donde se calientan los depósitos mediante inyección de vapor para llevar el bitumen a la superficie (Mungen y Nicholls, 1975). A continuación, se diluyen los depósitos con condensado para permitir el despacho por los oleoductos. El productor más grande en Cold Lake actualmente produce 20,000 metros cúbicos por día con aproximadamente 3,800 pozos (Mungen y Nicholls, 1975). Se espera que la recuperación final alcance un promedio del 18 al 25 por ciento de la cantidad de petróleo inicial existente.

La inyección de vapor consiste en una inyección continua de vapor en pozos verticales. La producción se lleva a cabo desde otros pozos verticales y horizontales dispuestos según la pauta de diseño (Lake, 1989).

3.3.1.5.3. Drenaje por gravedad asistido con vapor

El método de recuperación de drenaje por gravedad asistido con vapor (SAGD) y las variaciones de este proceso se usan exitosamente en el oeste de Canadá. Tareas multimillonarias de investigación y desarrollo, llevadas a cabo por la industria, el gobierno e instituciones educativas, han producido procesos y tecnologías innovadoras que continuamente mejoran la eficiencia y eficacia económica del procedimiento SAGD (Mungen y Nicholls, 1975).

El proceso SAGD es una manera económica de aumentar la producción y tener acceso a los recursos previamente considerados imposibles de recuperar. Este proceso podría aumentar la recuperación del petróleo inicial desde un 50 hasta un 60 por ciento (Lake, 1989). La tasa

promedio de recuperación de los métodos convencionales de vapor es del 18 al 25 por ciento.

El proceso usa dos pozos horizontales para extraer petróleo pesado o bitumen, uno arriba de la reserva y el otro en su base. Se inyecta vapor en el pozo de arriba, lo cual calienta al petróleo, haciendo que fluya verticalmente (drenaje por gravedad) al pozo de abajo.

El proceso de drenaje por gravedad asistido con vapor ha demostrado ser muy eficaz en muchos depósitos de petróleo pesado y bitumen en Alberta y Saskatchewan donde existe un alto grado de permeabilidad (Mungen y Nicholls, 1975).

Se han iniciado o planificado aproximadamente 16 proyectos SAGD de gran envergadura en los depósitos de arenas petrolíferas de Alberta (Mungen y Nicholls, 1975). Dos de dichos proyectos son:

- El proyecto Long Lake comenzó su construcción en el 2004. Este proyecto, con un valor de 3,5 mil millones de dólares es el cuarto proyecto de arenas petrolíferas integradas en Canadá. El proyecto producirá aproximadamente 11,000 metros cúbicos por día de bitumen SAGD y lo mejorará en una instalación de procesamiento en el campo. El proyecto usará gas sintético de asfaltos producidos internamente como combustible, eliminando la necesidad de comprar gas natural. La producción de bitumen comenzó en el 2006 y la de crudo sintético en el 2007.
- Firebag es otro proyecto comercial en desarrollo en el depósito de arenas petrolíferas de Athabasca, Alberta. Este proyecto in situ utiliza pozos horizontales para llegar al mineral de las arenas petrolíferas, calentar el mineral y llevar el bitumen a la superficie para su procesamiento. El proyecto usa agua reciclada en un sistema cerrado para la generación de vapor, no se necesitará necesariamente agua superficial o subterránea adicional y no se crearán lagunas de desechos. Se prevé que la estructura física de la planta perturbará menos de un 10 por ciento de la superficie sobre el depósito que se explota. Firebag comenzó la producción en enero del 2004 y produjo un promedio de 1,590 metros cúbicos por día durante la primera mitad del 2004. Produce 5,600 metros cúbicos de bitumen por día a partir del 2006 y que la producción hasta 22,000 metros cúbicos por día a fines del 2010.

3.3.1.5.4. Producción en frío

Otro método para la recuperación del bitumen es conocido como producción primaria o en frío, que se usa en depósitos donde el petróleo o bitumen es menos viscoso y llega al agujero del pozo sin el uso de calor (Mungen y Nicholls, 1975).

Se producen altos volúmenes de petróleo crudo pesado y bitumen sin la ayuda de vapor para calentar el petróleo (Mungen y Nicholls, 1975). La mayoría de la producción incluye el uso de sistemas de bombeo de cavidad progresiva (tornillo) que son capaces de extraer arena junto con petróleo pesado y agua.

Casi 16,000 metros cúbicos por día o un 35 por ciento del bitumen y petróleo pesado de Alberta se produce con sistemas de bombeo (Mungen y Nicholls, 1975).

3.3.1.6. Minería

Gran parte del bitumen en Alberta se encuentra en depósitos de arenas aceitíferas de poca profundidad, estas se extraen de la superficie y luego se las procesa para separar el bitumen. Hay tres proyectos importantes de minería de arenas petrolíferas que actualmente producen petróleo en Alberta (Shell, 2008).

Alrededor de cuatro toneladas de arenas aceitíferas deben extraerse y procesarse para producir un metro cúbico de petróleo. Casi un 75 por ciento del bitumen puede recuperarse de la arena; la arena procesada luego debe ser devuelta al pozo y al sitio recuperado (Shell, 2008).

La extracción de superficie se realiza con excavadoras eléctricas, caracterizándose porque en los dos proyectos más grandes se usan las excavadoras y camiones más grandes del mundo. Estos camiones (de hasta 350 toneladas) transportan la arena petrolífera a oleoductos de suspensión acuosa densa donde se le bombea hacia las plantas de extracción. El proceso de extracción ha avanzado considerablemente desde el primer proyecto comercial hace 35 años; ahora recupera un 85 por ciento de las arenas petrolíferas en la zona de extracción (Shell, 2008).

Las nuevas tecnologías que se han aplicado al transporte de las arenas aceitíferas y el bitumen incluyen (Shell, 2005):

- La tecnología de hidrotransporte que ha reemplazado a las cintas de transporte. Durante el transporte por oleoducto se acondicionan las arenas petrolíferas y parte del bitumen se separa de ellas.
- La lubricación con espuma natural es una nueva tecnología creada para despachar la espuma por el oleoducto. Esta tecnología se usa para crear una capa de agua que sirve como manga en el oleoducto y permite que la espuma del bitumen se envíe eficientemente a la planta para su procesamiento. Esta nueva tecnología elimina la necesidad de agregar diluyentes tales como nafta.

3.3.2. Lutitas gasíferas

3.3.2.1. Antecedentes

El gas en lutitas ha tomado fuerza a partir de la década de los 90 del siglo pasado; principalmente han sido los Estados Unidos de América, siendo el país que ha obtenido la mayor producción de gas a partir de yacimientos no convencionales (gas metano en carbón, gas en arenas compactas y gas de lutitas) pues el porcentaje de la producción de gas no convencional aumentó de 14.7% del total de su producción anual en 1990 a un 46% en 2010 (Andrews, 2006).

La producción del gas en lutitas consiste en explotar el gas desde la roca generadora, misma que al contener cierto porcentaje de materia orgánica y estar sometida a condiciones de presión y temperatura adecuadas, generan gas que se almacena en los reducidos poros de esta roca sedimentaria generadora (Curtis, 2008). La producción del gas en lutitas dio un salto con el desarrollo de nuevas tecnologías, mismas que permitieron una optimización en el desarrollo de campos de lutitas gasíferas; estos adelantos tecnológicos fueron la perforación horizontal y el fracturamiento hidráulico, mismos que han demostrado incrementar la producción hasta en más del 200% con respecto a los campos desarrollados antes de implementar estas técnicas en yacimientos no convencionales (Curtis, 2008).

En México se tienen amplias posibilidades de tener éxito en la exploración y explotación de este recurso; la información de estudios realizados en las Cuencas de Chihuahua y Coahuila sobre las propiedades y condiciones de sus rocas generadoras, nos permiten pensar que se puede tener éxito en el aprovechamiento de este recurso no convencional de hidrocarburos (Arellano, 2008). La perforación horizontal y las técnicas de fracturamiento hidráulico no son operaciones desconocidas para la ingeniería mexicana, y ante el panorama de crecimiento de energía que está por venir, la explotación de los campos de lutitas gasíferas será una excelente opción para soportar la producción de gas en nuestro país.

Las lutitas con alto contenido de materia orgánica (más del 2% de carbono orgánico total) son secuencias arcillosas (arcillosa litificado) que contienen suficiente material orgánico para que generen gas cuando están sepultadas a alta temperatura; pero este gas se ha quedado en la propia lutita dado su muy baja permeabilidad y otros factores que han impedido su migración, por lo que tienen solamente uno de los factores del sistema petrolero (Curtis, 2008) (**Figura 3.71**).

En los últimos diez años, se han desarrollado tecnologías que permiten fracturar adecuadamente a las lutitas por lo que es posible liberar el gas y poderlo producir en cantidades económicamente rentables. Hay muchos ejemplos de la aplicación de esta tecnología en Estados Unidos, donde se estima que las reservas son entre 500 y 1,000 billones de pies cúbicos de gas (Lee, 2007). La cuenca más importante es la de Fort Worth en Texas, con un estimado de recursos de 26 billones de ft³ de gas. Muchas compañías están invirtiendo en perforar pozos y ponerlos a producir, alcanzando más de 3 mil millones de pies cúbicos por día. El campo más grande es Newark East, que produce 2 mil millones de pies cúbicos de gas por día.

En el caso de las lutitas gasíferas, el principal desafío con que se enfrenta la industria es el cómo extraer este gas de yacimientos conformados por roca con tan poca permeabilidad. Los avances recientes en materia de perforación y terminación de pozos, particularmente en las áreas de perforación horizontal, tubería flexible, operaciones de disparos y fracturamiento hidráulico y pozos multilaterales, están ayudando a las compañías petroleras a lograr la explotación de este recurso (Lee, 2007). Si estas tecnologías se combinan con precios de gas elevados, la perspectiva económica de las operaciones de perforación y producción de recursos no convencionales mejora considerablemente.

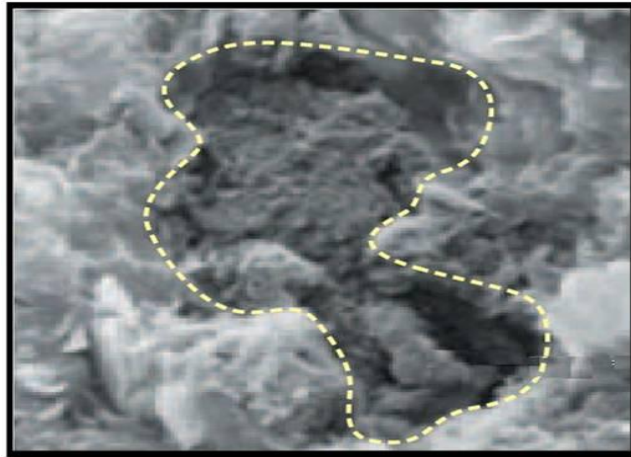


Figura 3.71 Fotografía del kerógeno presente en la lutita, obtenida con un microscopio electrónico de barrido. (Tomadno de Oilfield Review, 2007).

En México se tiene la posibilidad de encontrar y explotar reservas de lutita gasífera en grandes volúmenes en Chihuahua y Coahuila (Torreón y Parras), entre otras, además de los que se puedan encontrar en las cuencas gasíferas de gas no asociado como ocurre en las Cuencas de Veracruz, Sabinas y Burgos (Arellano, 2008).

3.3.2.2. Características de las lutitas gasíferas

Las rocas sedimentarias consisten en sedimentos que, en la mayoría de los casos se han litificado para formar rocas mediante el proceso diagenético, donde la compactación y cementación son los fenómenos más comunes que originan que el sedimento forme rocas. De las rocas detríticas comunes, la lutita es la más abundante, componen alrededor de la mitad de la columna geológica de cualquier cuenca sedimentaria. Schuchert (1931) estimó en una cuenca que el porcentaje de lutitas es del 44%, Leith y Mead (1915) en un 46% y Kuenen (1941) en 56%. Haciendo algunas consideraciones geoquímicas se calcula que las lutitas están constituidas entre 70% (Holmes, 1937) y 80% (Clarke, 1924) de todo los sedimentos producidos durante el tiempo geológico que involucre el ciclo de las rocas.

La lutita está formada por partículas del tamaño de la arcilla, que han sido consolidadas para formar capas rocosas de permeabilidad muy baja. Claramente, esta descripción ofrece pocos elementos con que destacar a la lutita como objetivo de exploración y desarrollo de hidrocarburos gaseosos, sin embargo, se sabe que algunas lutitas contienen suficiente materia orgánica para generar hidrocarburos, y si generan petróleo o gas, depende en gran medida de la cantidad y tipo de material orgánico que contienen; de la presencia de oligoelementos que podrían mejorar la quimiogénesis; de la magnitud y duración del proceso de calentamiento al que han sido sometidas (Williams, 2004).

La materia orgánica puede ser alterada por efectos de la temperatura para producir petróleo o gas, sin embargo, antes de que se produzca esta formación, esos restos deben estar preservados en cierta medida; el grado de preservación tendrá un efecto sobre el tipo de hidrocarburos que la materia orgánica producirá finalmente (Williams, 2004).

La mayor parte del material animal o vegetal que al morir se acumula y conforman los sedimentos es consumido por otros animales y bacterias o procesos de descomposición, de manera que la preservación usualmente requiere un proceso de sepultamiento rápido en un ambiente anóxico (reductor) que inhiba a la mayoría de los secuestradores biológicos o químicos. Este requisito se satisface en ambientes lacustres u oceánicos con circulación de agua restringida, donde la demanda biológica de oxígeno excede el suministro, lo que tiene lugar en aguas que contienen menos e 0.5 mililitros de oxígeno por litro de agua (Williams, 2004). No obstante, aun en estos ambientes, los microorganismos anaeróbicos pueden alimentarse de la materia orgánica sepultada, produciendo metano biogénico en el proceso.

La sedimentación en superficie sobre todo de sedimentos terrígenos incrementa la profundidad de sepultamiento con el tiempo. La materia orgánica se transforma lentamente a medida que aumentan la presión y la temperatura, en concordancia con el incremento de profundidades de sepultamiento. Con ese calentamiento, la materia orgánica (fundamentalmente lípidos del tejido animal y materia vegetal, o lignina, de las células vegetales) se transforma en kerógeno (Williams, 2004). Dependiendo del tipo de kerógeno producido, los incrementos adicionales de temperatura, presión y tiempo podrán generar petróleo, gas húmedo o gas seco.

3.3.2.3. Posibilidades en México

El gas de lutitas es gas natural producido desde formaciones arcillosas, mismas que funcionan como yacimiento y roca generadora del gas natural. En términos de composición química, el gas de lutitas es típicamente gas seco, compuesto primordialmente por metano (90% o más) (Pemex, 2004).

Si bien las diferentes lutitas con potencial gasífero fueron depositadas en ambientes sedimentarios similares (anóxicos), las depositaciones de las secuencias sedimentarias posteriores que los cubren y que incrementan la temperatura y presión litostática tienen como resultado considerables diferencias en la condición actual de las lutitas.

En la **Tabla 3.10** se resumen las condiciones que deben satisfacer o exceder los yacimientos de gas de lutita, para considerarse comercialmente viables, todo esto basándose en la experiencia en múltiples cuencas de gas de lutita en EUA.

Tabla 3.10 Parámetros de yacimiento críticos en lutitas gasíferas (Producción de gas desde su origen, Schlumberger 2009).

Parámetro	Valor mínimo
Porosidad	> 4%
Saturación de Agua	< 45%
Saturación de Petróleo	< 5%
Permeabilidad	> 100 nanodarcies
Contenido Orgánico	>2%

En el caso de nuestro país, desde 1938, geólogos y geofísicos de Petróleos Mexicanos y de otras instituciones públicas y privadas han realizado trabajos de exploración en todo el territorio nacional, delimitándose las cuencas geológico-petroleras. Pero solamente aquellas cuencas sedimentarias que rodean el Golfo de México, tanto en el continente como en aguas someras, reunieron todos los factores del sistema petrolero, y es ahí que PEMEX ha priorizado sus inversiones en exploración y producción (Pemex, 2004). Los geólogos concluyeron que al resto de las cuencas sedimentarias que están en el continente faltan uno o dos de los subsistemas que conforman el sistema petrolero, es decir, que aproximadamente el 70% del territorio nacional no fue considerado prioritario para la exploración y producción de hidrocarburos convencionales, pero algunas regiones si tienen potencial de contener gas en yacimientos no convencionales (Pemex, 2004).

Si revisamos las principales condiciones geológicas de las cuencas sedimentarias en nuestro país, mismas que se encuentran resumidas en la **Tabla 3.11**, se puede decir que existen varias cuencas con posibilidad de contener y ser explotadas como yacimientos de lutitas gasíferas, debido a que reúnen los factores para su explotación como campos no convencionales de gas, o bien gracias a que algunas formaciones que afloran en el territorio de Estados Unidos se extienden hasta algunas áreas del norte de nuestro país, tal es el caso de la Cuenca de Chihuahua y la Cuenca de Sabinas Coahuila, ambas consideradas como las cuencas de mayor potencial de yacimientos de gas no convencional en lutitas (Pemex, 2004).

Tabla 3.11 Algunas características de las Cuencas Sedimentarias Mexicanas con potencial de contener gas en lutitas (Tabla realizada a partir de datos tomados del Boletín AMGP, VOL 17, 1992. Hernández D., 2009).

Cuenca	Roca Generadora	Edad	Contenido de Materia Orgánica [%]	Potencial generador [mg de hcs/g de roca]	Tipo de Kerógeno
Burgos	Calizas arcillosas y lutitas calcáreas	Jurásico Superior	>1	5	II
	Calizas arcillosas y arcillas calcáreas	Cretácico Superior	>1	-	-
Tampico Misantla	Calizas arcillosas y lutitas calcáreas	Kimmeridgian o-Tithonian o	>1	2.5	I,II,III
Veracruz	Calizas arcillosas y lutitas calcáreas	Kimmeridgian o-Tithonian o	2	5	II
	Calizas arcillosas	Cretácico Superior	>1	5	II
	Lutitas marinas	Oligoceno	>2	5	II,III
	Lutitas gris y gris verdoso	Mioceno Inferior y Medio	12	-	III,IV
Sureste	Calizas arcillosas negras y gris oscuro	Kimmeridgian o-Tithonian o	>1	5	I,II
	Lutitas, lutitas bentoníticas gris verdoso y calcáreas.	Eoceno Medio	>1	5	II
	Lutita plastica gris	Oligoceno Inferior	>1	2.5	II,III
Chihuahua	Lutitas y calizas arcillosas	Paleozoico	2.5	-	II,III
	Lutitas y calizas arcillosas	Kimmeridgian o-Tithonian o	4	-	III
	Lutitas y calizas arcillosas	Aptiano Superior	3	-	II,III
	Lutitas negras carbonosas	Turoniano	1.5	-	II,III
Sabinas	Lutitas carbonosas negras	Kimmeridgian o-Tithonian o	2.6	-	II y III
	Calizas y lutitas	Aptiano Superior	1.1	-	II y III
	Calizas arcillosas y arcillas calcáreas	Turoniano	5	-	II y III

En marzo de 2011, Petróleos Mexicanos obtuvo en febrero la primera producción de gas en lutitas con el pozo Emergente 1, ubicado en el municipio de Hidalgo, Coahuila, al noreste del país. Actualmente, dicho pozo se encuentra en terminación y alineado a producción a través del sitio de recolección Hidalgo 1, con una extracción de 2.9 millones de pies cúbicos al día (MMpcd). El objetivo inicial fue evaluar y explotar la formación Eagle Ford en México (Pemex, 2011).

De este modo, Pemex Exploración y Producción (PEP) lleva a cabo la primera etapa de evaluación del potencial de lutitas gasíferas (gas lutitas), enfocando la estrategia inicial al área de Sabinas-Burro Picachos, por su grado de conocimiento e información disponible. La prueba tecnológica desarrollada por PEP resultó exitosa, por lo que se aplicará en otros yacimientos del área, a fin de evaluar el potencial existente, similar a la explotación de gas en lutitas en el Sur de Texas, el cual maneja una producción actual de 300 millones de pies cúbicos de gas al día, así como 40 mil barriles de crudo aproximadamente.

Asimismo, PEMEX tiene considerado perforar diez pozos evaluatorios, en áreas con potencial de contener tanto crudo como gas y condensado no convencionales. Al mismo tiempo, se llevará a cabo un programa de reparaciones mayores a pozos existentes en la Formación Eagle Ford, y se analizarán otras unidades potenciales como las formaciones La Peña y Glenrose en el área de Piedras Negras, Coahuila (Pemex, 2011).

La caracterización obtenida de las áreas prospectivas indica que podrían existir las mejores condiciones con potencial en cinco provincias geológicas: Sabinas-Burro Picachos, donde se perforó el pozo Emergente 1; Chihuahua, Burgos, Tampico-Mizantla y Veracruz, en donde los estudios exploratorios han identificado lutitas gasíferas potenciales.

En función de los resultados, estas actividades permitirán contar con los elementos necesarios para efectuar la planeación de infraestructura para la explotación masiva.

4. TECNOLOGÍAS Y METODOLOGÍAS PARA LA EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS PETROLEROS EN SECUENCIAS ARENO-ARCILLOSAS

En el presente capítulo se presentan los aspectos más relevantes de las tecnologías y metodologías para la explotación de yacimientos petroleros en secuencias areno-arcillosas.

Debido a la complejidad que presentan los yacimientos petroleros en secuencias areno-arcillosas se ha hecho necesaria la aplicación de técnicas no convencionales en los trabajos de perforación y terminación de pozos. Tales técnicas incluyen la perforación direccional y horizontal así como el fracturamiento hidráulico entre otras. En la primera parte de este capítulo se presentan los aspectos relevantes de cada una de estas técnicas.

En la segunda parte de este capítulo correspondiente al desarrollo de campos, se utilizara el ejemplo de la Cuenca de Chicontepec, donde se tienen presentes yacimientos petroleros en secuencias areno-arcillosas. Toda esta información fue tomada y sintetizada de Pemex 2005, Proyecto Integral Chicontepec, Región Norte.

4.1. Métodos de perforación

Debido a la complejidad que presentan los yacimientos petroleros en secuencias areno-arcillosas se ha hecho necesaria la aplicación de técnicas no convencionales en los trabajos de perforación y terminación de pozos, con el fin de disminuir los costos de perforación y aumentar la productividad, tales técnicas incluyen la perforación direccional y horizontal así como el fracturamiento hidráulico entre otras. En este capítulo se presentan los aspectos relevantes de cada una de estas técnicas (Pemex, 2005).

La ubicación natural de los yacimientos petroleros, es por su origen, generalmente con alto nivel de incertidumbre. En una etapa inicial, la perforación se hizo de tal manera, que una vez ubicada la formación productora, se busca situarse en un punto de la superficie terrestre en línea perpendicular al plano horizontal definido por el yacimiento, posteriormente se establecía la comunicación entre este y la superficie por medio de la perforación de un pozo, a este tipo de perforación se le conoce como perforación vertical (Mendoza y Pichardo, 2000).

Con el incremento de los trabajos de perforación y por las diferentes características de los yacimientos, surgieron diversos obstáculos que no hicieron costosa la aplicación de la perforación vertical, como ocurre con los yacimientos que se encuentran por debajo de áreas inaccesibles verticalmente (zonas urbanas o zonas restringidas ecológicamente, como lagunas, ríos, pantanos o montañas). Consecuentemente, la forma posible para explotar estos yacimientos es a través de pozos direccionales, perforados desde una localización ubicada a cientos de metros del yacimiento. Por otro lado, el desarrollo de yacimientos marinos resultaría incosteable si no fuese posible perforar varios pozos direccionales desde una misma plataforma. Adicionalmente, la perforación direccional nos permite solucionar problemas mecánicos que suelen presentarse al perforar (pescados, colapsos de TR'S, etc.) y la reubicación de objetivos.

El diseño de la perforación de pozos es un proceso sistemático y ordenado, este proceso requiere que algunos aspectos se determinen antes que otros, por ejemplo, la predicción de presión de fracturamiento, requiere que la presión de formación sea estimada previamente. Las etapas a seguir durante el diseño de pozos petroleros están bien identificadas y son las siguientes (Un siglo de la perforación en México, 2000):

- Recopilación de la información disponible.
- Predicción de presión de formación y fractura.
- Determinación de la profundidad de asentamiento de las tuberías de revestimiento.
- Selección de la geometría y trayectoria del pozo.
- Programa de fluidos de perforación del pozo.
- Programa de barrenas.
- Diseño de tuberías de revestimiento y programa de cementación.
- Diseño de las sartas de perforación.
- Programa hidráulico.
- Selección del equipo de perforación.
- Tiempos estimados de perforación.
- Costos de la perforación.

Debido a que este proceso es general, puede aplicarse para el diseño de cualquier tipo de pozo y cuyo único requerimiento consiste en aplicar la tecnología adecuada en cada etapa. La planeación de la perforación de un pozo, requiere de la integración de ingeniería, seguridad, ecología, costo mínimo y utilidad.

4.1.1. Plan y programa de perforación

Antes de comenzar con la perforación de un pozo exploratorio o de desarrollo, es necesario hacer un plan y un programa, el primero nos indicara las acciones que deben tomarse en cuenta para realizar el proyecto; mientras que el segundo nos ayudara a realizarlo en tiempo y forma. Por esta razón es necesario tomar en cuenta los siguientes aspectos para cumplir de manera satisfactoria con el proyecto (Varilla, 2008).

- Ubicación geográfica.
- Selección del Equipo de Perforación.
- Selección del tipo adecuado de barrenas.
- Diseño de la tubería de perforación.
- Programa de lodos a utilizarse.
- Equipo de corte y recuperación de núcleos.
- Estimación de costos.

4.1.1.1. Ubicación geográfica

La ubicación geográfica juega un papel estratégico, ya que de no tener una buena ubicación geográfica este rubro elevaría los costos, pues implicaría un mayor gasto en el traslado de equipo y herramientas en caso de ser necesarios. Para la ubicación de un pozo petrolero se utilizan coordenadas geográficas o coordenadas Universal Transversa de Mercator (UTM), (Varilla, 2008).

4.1.1.2. Selección del equipo de perforación

La selección del equipo adecuado es otro aspecto importante, ya que de no tener el equipo que se ajuste a las necesidades de acuerdo al proyecto, podemos vernos limitados o sobrados de equipo. El equipo de perforación tiene dos funciones básicas, la primera es subir y bajar la tubería, barrenas y otros equipos dentro del pozo y la segunda darle rotación a la sarta de perforación. Para poder seleccionar un equipo de perforación específico, se deben determinar los requerimientos del pozo a perforar; estos aspectos importantes entre otros son: diámetro del agujero a perforar, potencia hidráulica, tipo y configuración de las sartas de perforación y programa de tuberías de revestimiento, por mencionar algunos.

En casi todos los casos, por lo menos uno de los criterios de selección del equipo no se cumple y por lo tanto la perforación se llevara a cabo bajo condiciones limitadas.

El proceso de selección del equipo adecuado consiste en determinar la capacidad de operación mínima necesaria del equipo, esto es de acuerdo con los requerimientos y experiencia en pozos ya perforados en la zona. Si el equipo seleccionado es inadecuado para el trabajo a realizar, se tiene la posibilidad de perforar un agujero en el cual las operaciones de terminación y producción sean deficientes, por lo que el proceso de selección del equipo adecuado es un aspecto vital dentro de la planeación del proyecto.

4.1.1.3. Selección del tipo adecuado de barrenas

Existen varias características que se deben tomar en cuenta para seleccionar el tipo de barrena a utilizar en una perforación; se pueden seleccionar de acuerdo al tipo de estructura de corte, por su sistema de rodamiento, de acuerdo con los materiales utilizados en su fabricación, etc.

Existen varios factores que nos indicaran el tipo de barrena que debemos seleccionar, entre los más importantes son (Varilla, 2008):

- Tipo de formación geológica.
- Limitaciones mecánicas del equipo de perforación del pozo.
- Máximo rendimiento en el costo/metro.

Las barrenas las podemos clasificar de acuerdo a la Asociación Internacional de Contratistas de Perforación IACD quien crea el sistema de tres dígitos.

- El primer dígito especifica el tipo de corte y el tipo de formación geológica.
- El segundo dígito nos indica el grado de dureza de la formación geológica.
- El tercer dígito indica el tipo de diseño de la barrena.

Por otra parte, la operación de las barrenas está controlada por tres rubros o parámetros importantes:

- Peso sobre la barrena (PSB). Es la carga que le transfiere toda la sarta de perforación la cual nos ayudara a penetrar todas las formaciones suaves o duras.
- Velocidad de rotación (RPM). Podemos definir a la velocidad de rotación como la cantidad de vueltas que la mesa rotaria le transfiere a la sarta de perforación y a la barrena por minuto.
- Hidráulica de perforación (HP). Podemos definir a la hidráulica de perforación como la potencia que deben desarrollar las bombas de lodo, la cual está controlada por la viscosidad del lodo, peso específico, gasto y presiones máximas de bombeo, diámetro de la barrena, velocidad de perforación, profundidad del pozo, etc.

4.1.1.4. Diseño de la tubería de perforación

En todos los casos la tubería de perforación se selecciona de acuerdo a un análisis de esfuerzos a los cuales será sometida durante toda su vida útil, algunos de los factores más importantes que deben de ser tomados en cuenta para hacer un buen diseño son: presión interna, presión de colapso, daño por cuñas, torsión, severidad de las desviaciones bruscas, etc. (Varilla, 2008).

4.1.1.5. Programa de lodos a utilizarse

El desarrollar un buen programa de lodos es importante durante la perforación, ya que de acuerdo al tipo de formación que se tenga será el tipo de lodo que se utilice; por otra parte, como sabemos el lodo nos ayudara a controlar la presión mediante la columna hidrostática que se forme, también tiene la función de lubricar a la barrena y sacar los recortes. Por otra parte es importante evitar el daño que el lodo ocasione a la formación para posteriores estudios como la toma de registros que pueden verse afectados por el enjarre del lodo que se acumule en la pared del pozo (Varilla, 2008).

4.1.1.6. Equipo de corte y recuperación de núcleos

El empleo del equipo adecuado para la recuperación de núcleos con la tecnología adecuada es importante, ya que nos evitara hacer grandes gastos y evitar pérdida de tiempo. En este caso la tecnología a utilizar es de gran ayuda ya que se puede emplear el equipo WL-HYBRID CORINGS SYSTEM (DOSECC). En la etapa de recuperación de los núcleos se empleara el lodo adecuado que no afecte las características litológicas de la formación, (Varilla, 2008).

4.1.1.7. Estimación de costos

La determinación de los costos afecta en gran medida la realización de cualquier proyecto, en este análisis se deben tener contemplados cuando menos los aspectos siguientes: perforación del pozo, tuberías de perforación, tubería de revestimiento, tubería de producción, cabezales, logística del pozo (preparación del sitio, equipo y servicio de muestreo, registros geofísicos de pozo, lodo y productos químicos, cemento y servicios de cementación, transporte de personal, barrenas, renta de equipo, costo de operación y producción, etc.); parámetros que nos proporcionan indicadores sobre la factibilidad de la realización. Es importante considerar que si no existe una buena localización varios de los aspectos ya mencionados elevaran el costo, lo mismo ocurrirá si se modifica la profundidad del pozo (Varilla, 2008).

4.1.2. Perforación direccional

4.1.2.1. Antecedentes

La perforación direccional tuvo sus inicios en la década de los años veinte del siglo pasado, ya que en 1930 se perforo el primer pozo direccional controlado en Huntington Beach, California. En nuestro país, el primer pozo direccional registrado, fue perforado en 1960 en las Choapas, Veracruz (Un siglo de la perforación en México, 2000).

En sus principios, esta tecnología surgió como una operación de remedio, la cual se ha seguido desarrollando, de tal manera que ahora se considera una herramienta de gran utilidad para la optimización de yacimientos.

Comprende aspectos tales como: tecnología de pozos horizontales, de alcance extendido y multilaterales, el uso de herramientas que permiten determinar la inclinación y dirección de un pozo durante la perforación del mismo (MWD), estabilizadores y motores de fondo de calibre ajustable, barrenas bicéntricas, por mencionar algunos.

Actualmente en la Cuenca de Burgos se hace uso de la perforación direccional para evitar fallas, fracturas y también para acceder a yacimientos que se encuentran muy próximos, utilizando el mismo pozo.

4.1.2.2. Definición

La perforación direccional se define como la práctica de controlar la dirección e inclinación de un pozo a una ubicación u objetivo debajo de la superficie, y un pozo direccional es aquel que se perfora a lo largo de una trayectoria planeada para alcanzar el yacimiento en una posición predeterminada, localizada a determinada distancia lateral de la localización superficial del equipo de perforación.

Para alcanzar el objetivo es necesario tener control del ángulo y la dirección del pozo, las cuales son referidas a los planos vertical (inclinación) y horizontal (dirección)

(Bourgoyne, 1991).

4.1.2.3. Objetivo de la perforación direccional

La perforación direccional tiene como objetivo, el alcance de una ubicación subterránea preestablecida a través de una trayectoria planificada. Se puede entender como un proceso tridimensional, es decir, la barrena no solo penetra verticalmente sino que se desvía intencionalmente o no hacia los planos X-Y, donde el plano “X” se define como el plano de dirección y “Y” como el de inclinación.

Luego entonces, los ángulos asociados con los desplazamientos en los planos “X” y “Y” son llamados ángulos de dirección y de inclinación respectivamente (**Figura 4.1**), (Un siglo de la perforación en México, 2000).

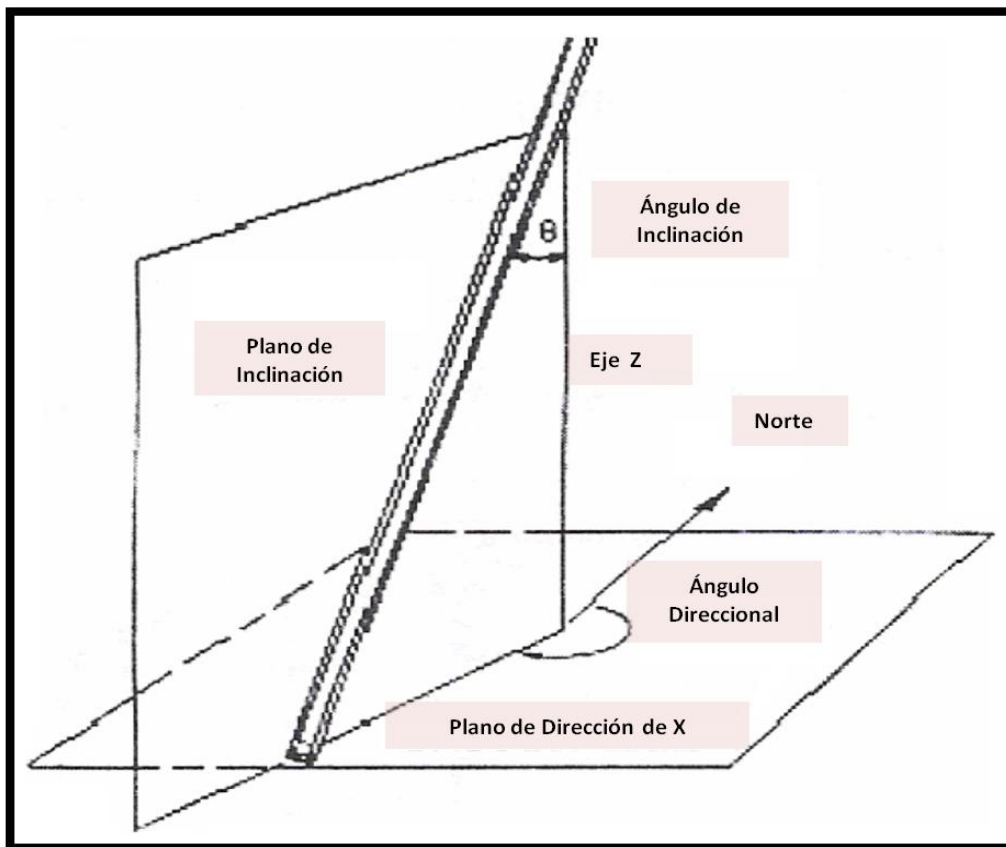


Figura 4.1 Planos de inclinación en un pozo direccional, (Tomada de Cárdenas, 2008).

Existen varios tipos de perfiles de pozos direccionales, diferenciados tanto por su forma, su función, limitaciones geológicas, geomecánicas, económicas y de operación. Con base en las perforaciones que se han venido realizando en los últimos años, los más frecuentemente usados son: pozos tipo tangencial, pozos tipo “S”, pozos tipo “J”, pozos inclinados, pozos horizontales y pozos multilaterales (Cárdenas, 2008). Los pozos direccionales considerando el objetivo planteado pueden tener un sinfín de trayectorias, donde la principal limitante es

la imaginación, aspectos económicos y técnicos propios de esta tecnología; no obstante en la literatura se encuentra la siguiente categoría de acuerdo a la trayectoria que presentan:

Tipo I: La configuración de estos pozos tiene como característica que la desviación inicial se presenta a poca profundidad, el ángulo de inclinación que alcanza el pozo se mantiene constante hasta llegar al objetivo (Cárdenas, 2008). Esta configuración se aplica usualmente en pozos de profundidad moderada, en regiones en las que la producción se encuentra en un solo intervalo y en las que no se requieren sargas intermedias de revestimiento, también se utiliza en pozos de mayor profundidad en los que se requiere mucho desplazamiento lateral (Figura 4.2).

Tipo II: Es el pozo que describe una trayectoria en forma de “S”, para lograr tan caprichosa configuración la desviación se inicia también cerca de la superficie; la inclinación se mantiene hasta que se logra casi todo el desplazamiento lateral, seguidamente se reduce al ángulo de desviación hasta volver el pozo a la vertical hasta el objetivo (Cárdenas, 2008). Por su geometría esta configuración puede traer algunos problemas durante la perforación y se utiliza principalmente para perforar pozos con intervalos productores múltiples, o en los que hay limitaciones impuestas por el tamaño y la localización del objetivo (Figura 4.2).

Tipo III: En este tipo de pozos la desviación se comienza a una gran profundidad por debajo de la superficie y el ángulo promedio de inclinación se mantiene constante hasta llegar al objetivo (Cárdenas, 2008). Esta configuración es particularmente apropiada para situaciones como las de perforación a través de fallas o de domos salinos, o en cualquier situación en las que se requiera reperfurar o reubicar la sección inferior del pozo (Figura 4.2).

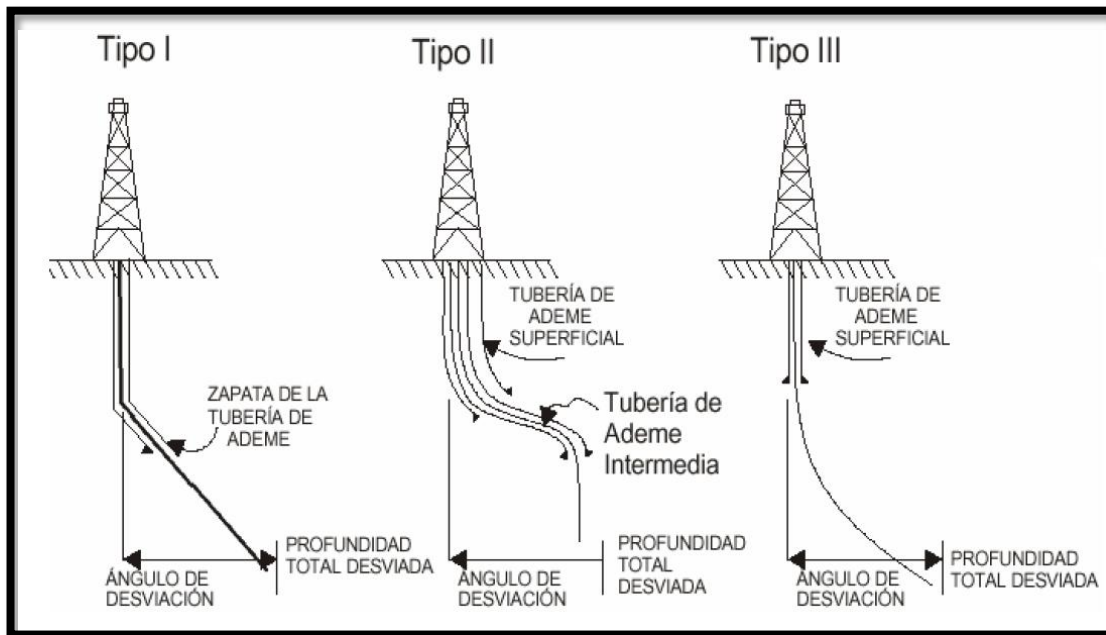


Figura 4.2 Patrones de desviación típicos de la perforación direccional, (Tomada de Cárdenas, 2008).

4.1.2.4. Aplicación de los pozos direccionales

Esta tecnología tiene múltiples aplicaciones, por lo que a continuación se mencionan las más trascendentes:

- 1) **Controlar o matar un Reventón de un pozo:** Es una de las aplicaciones de más riesgo en la perforación direccional; en esta aplicación se perfora un pozo direccional el cual tiene el objetivo de mermar la presión de formación, mediante la inyección de fluidos de perforación con alta densidad (**Figura 4.3.A**), (Vázquez, 2008).
- 2) **Pozos costa fuera:** Una de las aplicaciones más comunes de la perforación direccional en la actualidad, es en pozos costa afuera, ya que erigir una sola plataforma de producción cuesta millones de dólares y erigir una para cada pozo no sería económico; pero usando la perforación direccional se pueden perforar varios pozos desde una sola plataforma desviándolos después, de modo que lleguen a la cima del yacimiento, se debe de respetar el espaciamiento requerido entre pozos (**Figura 4.3.B**), (Vázquez, 2008).
- 3) **Pozos Exploratorios:** También se usa la perforación direccional controlada en la perforación de pozos exploratorios, para localizar el contacto agua-aceite, y la localización exacta de planos de fallas (**Figura. 4.3.C**).
- 4) **Perforación en fallas geológicas:** Esta aplicación se utiliza para el control de fallas, en este caso el pozo es desviado a través de la falla o en paralelo con ella, por lo que se elimina el riesgo de perforar pozos verticales a través de planos de fallas muy inclinados, al seguir la dirección preferencial del plano de falla con la sarta de perforación, lo que puede ocasionar el deslizamiento y perforación de las sarta de revestimiento, así mismo, se elimina el riesgo de tener que perforar a través del plano de una falla que en el caso de ocurrir un sismo, si se mueven bloques se podría mover y cortar la tubería de revestimiento (**Figura. 4.3. D**).
- 5) **Localidades inaccesibles:** Esta es una de las razones por las que más se utiliza este método, cuando se tiene la necesidad de situar el equipo de perforación a cierta distancia horizontal del yacimiento, como ocurre cuando los intervalos productores se encuentran debajo de ríos, montañas, ciudades, selvas, etc. (Vázquez, 2008).
- 6) También se utiliza este método cuando los pozos en el mar se encuentran relativamente cerca de la línea de costa, y la perforación en tierra resulta ser de mayores beneficios que perforar en mar (**Figura. 4.4.E**).
- 7) **Perforación a través de Domo Salinos:** Este método es utilizado para alcanzar los intervalos productores que frecuentemente están situados bajo el tope protuberante de un diapiro de sal (canopie); el pozo se perfora primeramente cortando lo que está arriba de la estructura salina y posteriormente se desvía para que penetre bajo la protuberancia (**Figura 4.4.F**).

- 8) **Discordancias:** Estos son casos especiales debido a que pueden ocurrir múltiples cuerpos arenosos próximos que pueden ser perforadas con un simple pozo, en algunos casos las areniscas se encuentran separadas por una discordancia o por una falla; se requiere en estos casos un gran número de pozos verticales para producir cada horizonte arenoso, sin embargo, con un pozo direccional se pueden penetrar varios cuerpos arenosos lo cual significa una gran reducción en los costos de producción (**Figura 4.4.G**).
- 9) **Desviación lateral y enderezamiento:** Se utiliza primordialmente para apartarse de una obstrucción (como puede ser un pez, casquete de gas, etc.), desviando el pozo y librando la zona problemática; también se aplica como una acción correctiva cuando el pozo se ha torcido gravemente (**Figura. 4.4.H**).
- 10) **Pozos Horizontales y Multilaterales:** Estas dos aplicaciones se pueden explicar de la siguiente forma: Cuando el pozo direccional alcanza un ángulo de 90° este se vuelve un pozo horizontal (**Figura 4.5.I**), desde esta posición o en una posición indicada se pueden hacer ventanas para perforar varios pozos direccionales (pozos multilaterales); desde una sola plataforma petrolera disminuye los costos operativos al maximizar la utilización de una sola instalación en vez de una por cada pozo a perforar (**Figura 4.5.J**), (Vázquez, 2008).
- 11) **Construcción de oleoductos y/o gasoductos:** En el campo de la comercialización y distribución de los hidrocarburos, la perforación direccional se utiliza para construir huecos para la instalación de ductos sin afectar el medio ambiente.

Estas son algunas de las aplicaciones que actualmente se utilizan cuando se perforan pozos horizontales en el mundo, sin embargo, es muy seguro que los nuevos métodos de perforación y recuperación de hidrocarburos ampliarán el abanico de aplicaciones en el corto y mediano plazo (Vázquez, 2008).

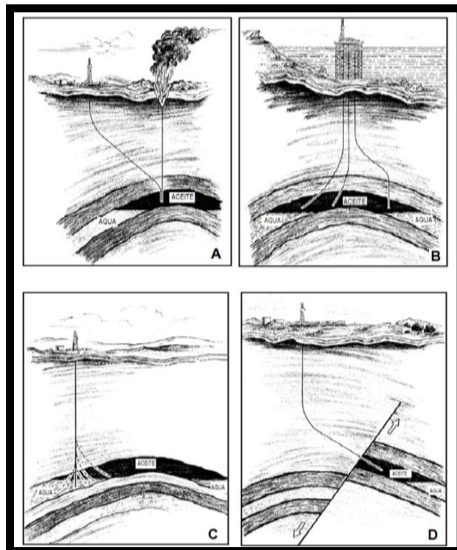


Figura 4.3 Desviaciones típicas en la perforación direccional de pozos petroleros (Tomado de PetroSkills OGCI, 2007).

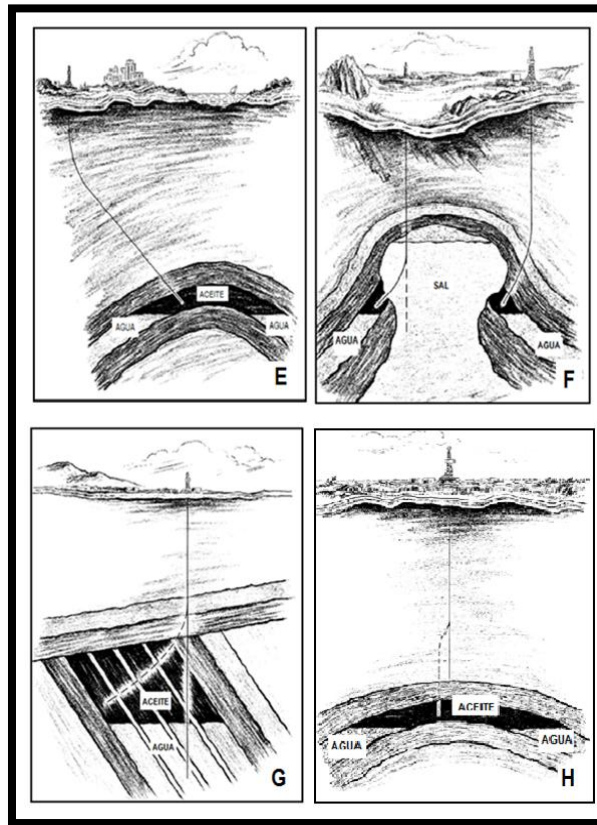


Figura 4.4 Desviaciones típicas en la perforación direccional de pozos petroleros (Tomado de PetroSkills OGCI, 2007).

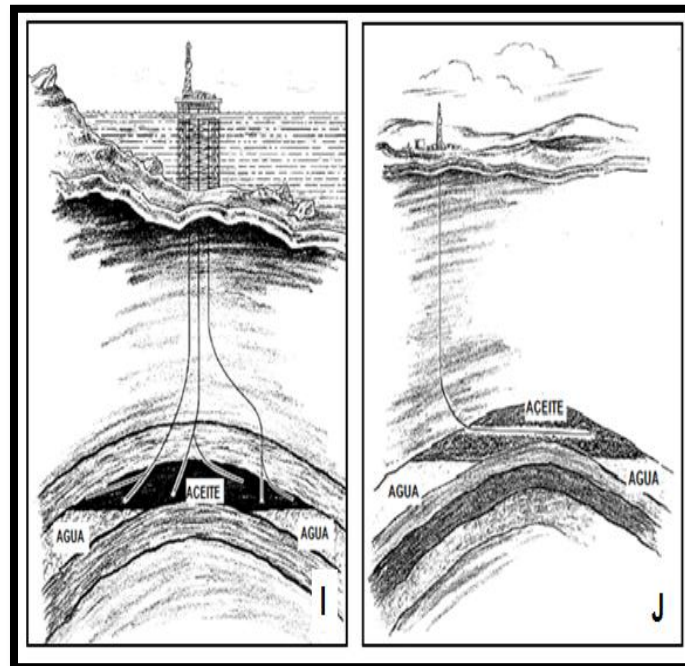


Figura 4.5 Desviaciones típicas en la perforación direccional de pozos petroleros (Tomado de PetroSkills OGCI, 2007).

4.1.2.5. Conceptos básicos

Profundidad desarrollada (PD), es la distancia medida a lo largo de la trayectoria real del pozo, desde el punto de referencia en la superficie, hasta el punto de registros direccionales (Vázquez, 2008). Esta profundidad siempre se conoce, ya sea contando la tubería o por el contador de profundidad de la línea de acero (**Figura 4.6.A**).

Profundidad vertical verdadera (PVV), es la distancia vertical desde el nivel de referencia de profundidad, hasta un punto en la trayectoria del pozo (Vázquez, 2008). Este es normalmente un valor calculado (**Figura 4.6.B**).

Inclinación (Drift), es el ángulo (en grados) entre la vertical local, dada por el vector local de gravedad como lo indica una plomada, y la tangente al eje del pozo en un punto determinado (Vázquez, 2008). Por convención, 0° corresponde a la vertical y 90° a la horizontal (**Figura 4.7.A**).

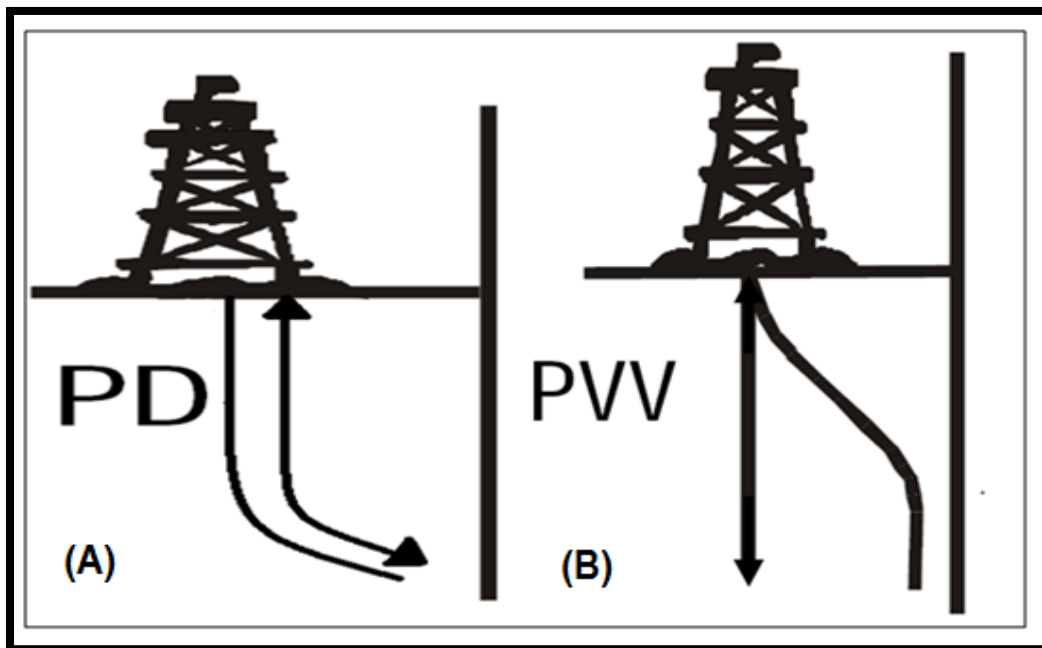


Figura 4.6 Profundidad desarrollada y profundidad vertical verdadera en un pozo direccional (Tomado de Un siglo de la perforación en México, 2000).

Azimuth (dirección del pozo), el azimuth de un pozo en un punto determinado, es la dirección del pozo sobre el plano horizontal, medido como un ángulo en sentido de las manecillas del reloj, a partir del norte de referencia. Esta referencia puede ser el norte verdadero, el magnético o el de mapa, por convención se mide en sentido de las manecillas del reloj (Vázquez, 2008). Todas las herramientas magnéticas proporcionan la lectura del azimuth con respecto al norte magnético. Sin embargo, las coordenadas calculadas posteriormente, están referidas al norte verdadero o norte geográfico (**Figura 4.7.B**).

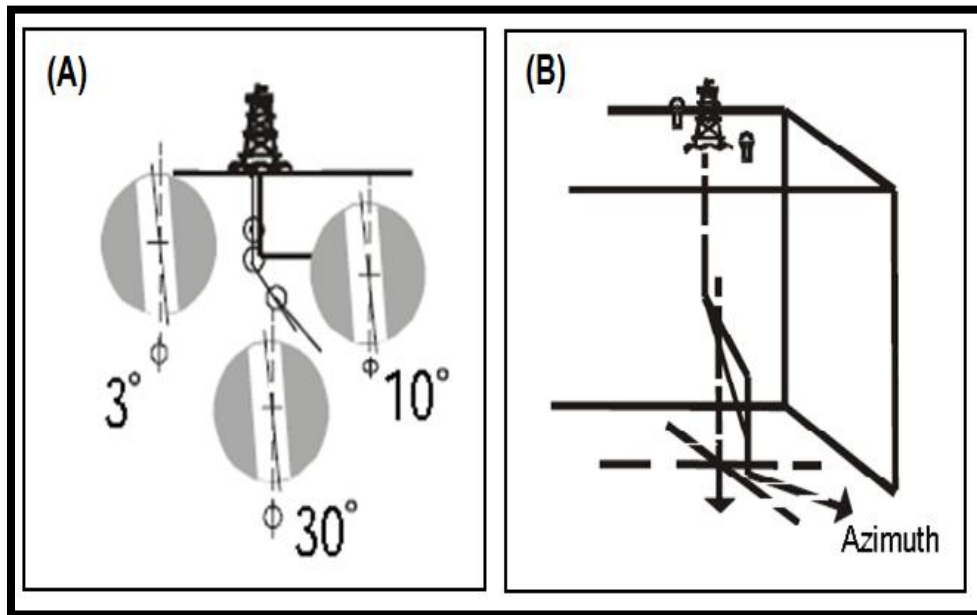


Figura 4.7 Inclinación y azimuth en un pozo petrolero direccional (Tomado de Un siglo de la perforación en México, 2000).

Desplazamiento Horizontal (HD), es la distancia total y lineal, en el plano horizontal, del conductor del pozo al objetivo del mismo.

Pata de perro (Dog Leg), es la curvatura total del pozo (la combinación de cambios en inclinación y dirección) entre dos estaciones de registro direccional, se mide en grados (Un siglo de la perforación en México, 2000).

Severidad de la pata de perro, es la magnitud de la pata de perro, referida a un intervalo estándar (por convención se ha establecido de 100 pies o 30 metros), se reporta en grados por cada 100 pies o grados por cada 30 metros. Es conveniente mantener las severidades tan bajas como sea posible en la perforación convencional (menos de 3 o 4°/100 pies). Las severidades altas pueden provocar problemas en el pozo tales como ojos de llave, atrapamientos de tubería o desgaste de la misma o de la tubería de revestimiento (Un siglo de la perforación en México, 2000).

Norte magnético, es la dirección de la componente horizontal del campo magnético terrestre en un punto seleccionado sobre la superficie de la Tierra.

Lado alto del pozo, es el lado directamente opuesto a la fuerza de gravedad. El punto que representa el lado alto es importante para orientar la cara de la herramienta; es conveniente señalar que a una inclinación de 0° no existe lado alto, en este caso, los lados del pozo o de la herramienta de registros direccionales son paralelos al vector de gravedad, y no existe un punto de intersección desde el cual se pueda definir un lado alto (Un siglo de la perforación en México, 2000). Otro concepto importante es que sin inclinación (0°), el pozo no tiene dirección horizontal, es decir, el eje del pozo se representaría como un punto y no como una línea sobre el plano horizontal.

Herramienta de fondo, es cualquier elemento o dispositivo que se incluya en el aparejo de perforación y se corra dentro del pozo. Los motores de fondo, las camisas MWD, las herramientas de registros direccionales, etc., son ejemplos de herramientas de fondo.

Cara de la herramienta (Toolface), el término se usa en relación a las herramientas desviadoras o a los motores dirigibles y se puede expresar en dos formas:

1.- Física. El lugar sobre una herramienta desviadora, señalado comúnmente con una línea de marca, que se posiciona hacia una orientación determinada mientras se perfora, para determinar el curso futuro del pozo.

2.-Conceptual. En el pozo, el término “cara de la herramienta toolface” es a menudo utilizado como frase corta para referirse a la orientación de la misma (orientation toolface). Por ejemplo, puede ser la orientación del sustituto de navegación de un motor dirigible, expresada como una dirección desde el Norte o desde la boca del pozo.

La orientación de la cara de la herramienta, como ya se mencionó, es la medida angular de la cara de una herramienta flexionada con respecto al lado alto del pozo o al Norte (Un siglo de la perforación en México, 2000).

Interferencia magnética, son los cambios en el campo magnético de la Tierra en las cercanías de la herramienta de registro, causados por la presencia de la tubería de revestimiento u otras tuberías en el pozo, en pozos cercanos o por las propiedades magnéticas de la misma formación.

Corrección por declinación magnética, es la corrección angular en grados, para convertir una lectura magnética a una lectura de norte verdadero.

4.1.2.6. Aspectos que deben ser analizados antes de realizar una perforación direccional

Geología.

- Tipo de formación.
- Resistencia y esfuerzo de la roca.
- Porosidad y permeabilidad.
- Presión de formación.
- Ángulos de echado de la formación.

Fluidos de Perforación.

- Tipo de lodo.
- Inhibidores.
- Peso del lodo.
- Reología.
- Limpieza del agujero.
- Filtrado del lodo.

Hidráulica.

- Tamaño de la sarta de perforación.
- Restricciones de las herramientas de fondo.
- Capacidad de las bombas.
- Tipo de Formación.

Estabilidad del agujero.

- Esfuerzo de sobrecarga.
- Perfil de trayectoria.
- Erosión y derrumbes.
- Cerramiento del agujero.
- Pérdida de circulación o influjo de gas.
- Lechos de recortes.

4.1.2.7. Herramientas de la perforación direccional

4.1.2.7.1. Barrenas

La fuerza hidráulica generada erosiona una cavidad en la formación, lo que permite a la barrena dirigirse en esa dirección. Su perforación se realiza de forma alternada, es decir, primero se erosiona las formaciones y luego se continúa con la perforación rotaria.

Para lograr el efecto de erosión con la barrena, se utilizan varias técnicas, una de ellas es utilizar uno o dos chorros de mayor diámetro que el tercero o dos chorros ciegos y uno abierto, por el cual sale el fluido de perforación a altas velocidades, este efecto se le denomina “yeteo” (yeting), solo aplica para barrena tricónicas y bicónicas con un chorro sobresaliente (Leynes, 2009).

4.1.2.7.2. Cuña de desviación (cucharas desviadoras)

Fueron las primeras herramientas utilizadas para desviar los pozos. Una cuña de desviación es una cuña inclinada que se coloca en el pozo para forzar a la barrena a comenzar la perforación, alejándose del eje vertical del pozo. Esta herramienta debe tener superficies de acero duro para que la barrena perfora preferentemente a través de la tubería de revestimiento o la roca, en lugar de hacerlo por la cuña de desviación. La mayoría de las cuñas de desviación se asientan en el fondo del pozo o sobre un tapón de cemento de alta resistencia, pero también se pueden asentar en agujero descubierto. La utilización de cuñas de desviación, presenta riesgos de atascamientos mecánicos en la zapata de la tubería de revestimiento o en una ventana fresada, además de que se tiene un control muy limitado en la dirección del agujero, con lo cual se pierde el objetivo, (Leynes, 2009).

4.1.2.7.3. Motores direccionales

Estos motores fueron desarrollados a comienzos de la década de los 60's del siglo pasado, hoy en día un motor direccional típico consta de una sección para generación de potencia a través de la cual se bombea el fluido de perforación que hace girar la barrena de perforación, una sección curva de 0 a 3°, un dispositivo de ajuste angular en superficie, un eje propulsor y una barrena. La perforación direccional con motor direccional se logra en dos etapas, rotación y deslizamiento. En el modo de rotación, la totalidad de la sarta de perforación rota, como ocurre en la perforación rotativa convencional y tiende a perforar hacia delante, para realizar un cambio en la dirección del agujero, la rotación en la columna de perforación es detenida en una posición tal, que la sección curva del motor se encuentre ubicada en la dirección de la nueva trayectoria deseada. Es entonces cuando opera el modo denominado de deslizamiento, el cual se refiere al hecho de que la porción de la sarta de perforación que no realiza un movimiento rotativo se desliza por detrás del conjunto direccional (Leynes, 2009).

4.1.2.7.4. Ensamblajes rotatorios y estabilizadores ajustables

Los ensamblajes rotatorios se usan de vez en cuando en los sistemas dirigibles, usualmente en secciones tangentes donde el objetivo direccional es perforar en dirección recta. Los ensamblajes rotatorios son más usados en donde las tendencias de las formaciones son predecibles y los aparejos no son conducidos por motores dirigibles, el peso del lastrabarrena le da una tendencia para ceder o flexionar el lado bajo del agujero; la flexibilidad y la longitud del lastrabarrena, el diámetro del estabilizador y la colocación se dirigen como medios para controlar la cantidad de flexión para dar el asentamiento deseado, para disminuir o mantener la tendencia de la dirección. En la **Figura 4.8**, se observan arreglos para dar la forma al agujero y que consisten en estabilizadores ensamblados con los lastrabarrenas.

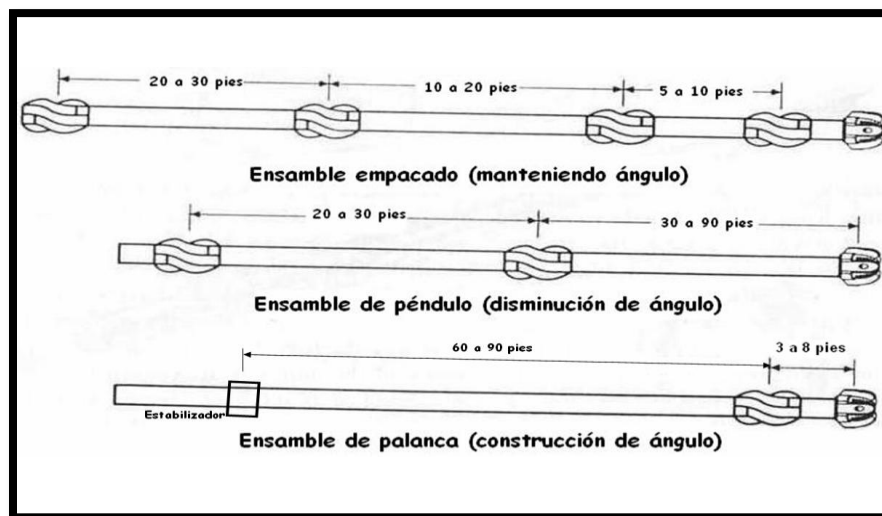


Figura 4.8 Arreglos comúnmente más usados (Tomado de Vázquez, 2008).

Los ensambles rotarios fijos tienen una capacidad limitada de ajuste por variaciones en el plan, pero pueden ser prácticos en algunos intervalos de múltiples pozos de desarrollo, donde las características de las formaciones se pueden identificar y los ensambles pueden ser optimizados.

El diámetro ajustable de los estabilizadores es mejor sobre los ensambles fijos porque el diámetro del estabilizador se puede ajustar en el fondo del agujero para compaginar las variaciones en el plan. Un BHA correctamente diseñado puede producir una tendencia de inclinación que se extienda de una estructura a un descenso usando solo el diámetro del estabilizador. Los estabilizadores ajustables pueden ser usados en cualquier BHA solo rotario o en conjunto con motores dirigibles para optimizar el modo rotario de la tendencia direccional.

4.1.2.8. Herramientas de medición durante la perforación direccional

Cuando se perfora un pozo direccional es necesario contar con las herramientas que determinan con exactitud las medidas de inclinación y dirección que se están obteniendo en el fondo del pozo. Esta información es vital para poder llevar un control preciso de la trayectoria del pozo. Las principales herramientas que se utilizan son:

Single shot, proporciona la información de una medida sencilla de inclinación y dirección del pozo, se corren en agujero descubierto, a través de la sarta de perforación, al cual debe instalársele un drill collar no magnético (monel), para que su lectura no sea afectada por el magnetismo natural de la Tierra, por la influencia magnética del acero de la sarta o por una tubería de revestimiento cercano (Leynes, 2009). Consta de tres partes: un cronómetro o sensor de movimiento, una cámara y un indicador de ángulo.

Multi shot, proporciona la misma información que un single shot, pero como su nombre lo indica, provee múltiples medidas de inclinación y dirección del pozo a distintas profundidades (Leynes, 2009). Por lo general, el intervalo de tiempo para realizar cada medida es de 20 segundos. Se utiliza igualmente para agujeros descubiertos, por lo que al igual que el single shot, requiere de la presencia de un monel.

Mediciones durante la perforación (MWD), debido al avance que ha tenido la tecnología actual, podemos conocer parte de lo que está sucediendo abajo en la barrena cuando se perfora el pozo, se tiene por ejemplo el control direccional que consiste de un complejo sistema de telemetría pozo abajo, llamado Measurement While Drilling (MWD). La perforación direccional es el arte del control de dirección y penetración angular desde la superficie a un objetivo predeterminado, donde se debe tener el mayor flujo de información para poder lograr esta finalidad (Leynes, 2009).

El MWD es una herramienta electromagnética de alta tecnología, posicionada en la sarta de fondo, que realiza mediciones de agujero, cerca de la barrena y son transmitidas a la superficie sin interrumpir las operaciones normales de perforación, es decir, en tiempo real.

Todos los sistemas MWD, están compuestos típicamente por tres componentes principales: sistema de potencia, sensor direccional y sistema de telemetría. Actualmente la herramienta MWD, está firmemente establecida como un elemento que forma parte integral de las operaciones de perforación direccional. Entre los principales beneficios de la utilización de esta herramienta, se encuentran:

- 1) Mejora el control y determinación de la posición de la barrena.
- 2) Reduce el tiempo de registros.
- 3) Reduce el riesgo de atascamiento por presión diferencial.
- 4) Reduce las patas de perro.
- 5) Reduce el número de correcciones con motores de fondo en los pozos.

Algunas compañías que fabrican estos equipos incluyen a sus servicios registros de rayos Gamma, resistividad, temperatura anular; además, en superficie obtenemos la información de valores de inclinación, azimut, posición de la cara de la herramienta y los parámetros de perforación que ayudan a la eficiencia de la perforación como son, peso sobre la barrena, torque, velocidad de penetración, presión de bomba, revoluciones por minuto (RPM), etc. (Leynes, 2009). Existen varios sistemas para transmitir las medidas desde la herramienta (en el fondo del pozo), hasta la superficie; estos pueden ser mediante pulsos a través del lodo de perforación, mediante sistema de ondas electromagnéticas, a través de sistema de cables aislados o con la utilización de sistemas acústicos.

La sarta de sensores MWD, está albergada dentro de una barra electromagnética (monel), ya que posee un diámetro interno superior a uno normal, lo cual contribuye así mismo, a que el flujo de fluido de perforación no sea restringido. Las mediciones realizadas por el MWD, al ser enviadas a la superficie, son decodificadas por un terminal de computación, para transformarlas a un sistema métrico decimal. El sistema en superficie está compuesto por un traductor, caja de distribuciones, filtro activo, monitor visual, graficador, unidades de cintas magnéticas y un computadora (Leynes, 2009).

4.1.2.9. Herramientas auxiliares de la perforación direccional

Son herramientas que forman parte de la sarta de fondo. Su utilización y posición, dependen del efecto que se desee lograr durante la construcción de la trayectoria del pozo.

Estabilizadores, estos equipos son los encargados de darle a la sarta de perforación firmeza y seguridad, ya que actúan protegiendo los equipos de las paredes del agujero y controlando la desviación del pozo (Leynes, 2009). Los estabilizadores tienen como función proporcionar una buena área de contacto con la formación para así dar a la barrena y a la tubería mayor centralización y en algunos casos servir como punto de apoyo para la barrena. Su ubicación en la sarta de perforación depende del efecto que se quiera obtener en la trayectoria del pozo, ya sea, controlar o modificar el ángulo de inclinación del pozo; existen varios tipos, los más utilizados son:

Tipo camisa: Es aquel en el que solo se requiere cambiar de camisa, si se necesita un estabilizador de diferente diámetro, o cuando haya desgaste en alguna de las aletas.

Tipo integral: Es aquel que se tiene que cambiar completamente, cada vez que se requiera un estabilizador de diferentes diámetros.

Lastrabarrenas (Drill Collars), los lastrabarrenas o drill collars lo constituye un conjunto de tubos de acero o metal no magnético de amplio espesor. Estos tubos vienen conectados por encima de la barrena en el fondo de la sarta, la misma proporciona rigidez y peso lo que causa un efecto de cargas axiales requeridas por la barrena para su completo funcionamiento dentro de la formación (Leynes, 2009). Existen tres grupos básicos de lastrabarrenas: normal, espiral y muescados.

Martillo, es una herramienta que se coloca en la sarta de perforación para ser utilizada únicamente, en caso de que exista una pega de tubería en el agujero. Pueden ser mecánicos, hidráulicos e hidromecánicos. Cuando es accionado, proporciona a la sarta una fuerza de impacto hacia arriba o hacia abajo.

Tubería pesada o de transición (Heavy Weight Drill Pipe), es simplemente una barra (o porta barrena) de menor tamaño que tiene en los extremos juntas de conexión para tubería de perforación. Debido a su menor tamaño ofrece un menor contacto con las paredes del agujero, la tubería de transición ofrece mayor estabilidad, lo cual permite al operador direccional tener un mejor control del ángulo y dirección del pozo (Leynes, 2009). La experiencia de campo nos indica que entre los drill collars y la tubería de perforación se deben instalar no menos de 12 a 15 tubos heavy weight, en pozos direccionales suelen usarse hasta 30 tubos o más. Las excesivas fallas en las conexiones y en los porta barrenas se deben a que estos se doblen, mientras giran a través de los cambios de ángulo, lo cual produce torsión de rotación, posibilidad de atascamiento, arrastre y fricción; afectando el control direccional del pozo.

4.1.2.10. Ventajas de los pozos direccionales

Las principales ventajas de perforar pozos direccionales son:

- 1) Mayor área de contacto con la zona de interés, es decir, que se desplaza dentro del yacimiento, por consiguiente hay una mayor productividad del pozo.
- 2) Altos gastos de producción, se podrían decir que de 3 a 6 veces más que la tasa de un pozo vertical en la misma área.
- 3) Incremento de recuperación por acceso a mas petróleo y/o gas.
- 4) Reduce la conificación de agua y/o gas en formaciones con problemas de interfase de fluidos; también reduce los problemas de producción de arena, por lo que es probable que aumente la recuperación, ya que se tienen menores caídas de presión.
- 5) Baja el gasto de producción por unidad de longitud de la sección horizontal.
- 6) Aumenta la inyectividad, en casos de inyección de fluidos.
- 7) Pueden hacerse perforaciones horizontales perpendiculares a las fracturas, en yacimientos naturalmente fracturados para aumentar la productividad.
- 8) Puede reemplazar hasta cuatro pozos verticales dentro de un mismo yacimiento, dependiendo del espaciamiento.
- 9) Mejora la eficiencia de barrido en proyectos de recuperación mejorada.

4.1.2.11. Problemas potenciales durante la perforación de pozos direccionales

Los principales problemas que se pueden evitar con la perforación de pozos direccionales son (Leynes, 2009):

- 1) Múltiples viajes, entrando y sacando tubería.
- 2) Prevención/remediación de pegaduras de tubería por problema de presión diferencial.
- 3) Torque excesivo.
- 4) Limpieza del agujero y asentamiento de recortes de perforación en el fondo del pozo, o en una tangente muy prolongada.
- 5) Control del peso de la barrena para obtener y mantener control direccional.
- 6) Problema de cementación de la tubería de revestimiento o liner.
- 7) En el caso de un pozo horizontal este es de 1.3 a 4 veces mayor que el de un pozo vertical, dependiendo del método de perforación y de la técnica de terminación empleada.

4.1.2.12. Factores a considerar en la planeación de la perforación direccional

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

- Tamaño y forma del objetivo a perforar.

El primer paso para la planificación de la perforación de un pozo direccional consiste en especificar el objetivo, es decir la zona que debe penetrar el pozo a una profundidad dada. El tamaño y la forma dependen generalmente de las características geológicas y de la localización de la zona productora con relación a los límites del yacimiento, al espaciado de los pozos y al impacto social y ecológico (Cárdenas, 2008).

- Selección de la ubicación óptima del equipo de perforación.

Es fundamental escoger un sitio óptimo para situar el equipo de perforación, a fin de aprovechar las tendencias naturales de desviación que tienen las formaciones, ya que estas tendencias ejercen un marcado efecto sobre el grado de inclinación del pozo. Por ejemplo, se ha observado que cuando se perfora en intercalaciones alternas de formaciones blandas y duras con una barrena bien estabilizada, el rumbo del pozo suele ser perpendicular al plano de estratificación, sin embargo, cuando el echado de la formación estratificada es de más de 45°, la barrena tiende a perforar en paralelo con el plano de estratificación, esta tendencia también se presenta en la perforación direccional (Cárdenas, 2008).

Si se desea perforar echado arriba nada obstaculiza las tendencias de la barrena y la inclinación se puede aumentar rápidamente, pero si se desea perforar a la izquierda del

echado arriba, la barrena tendera a perforar hacia la derecha, y si se perfora a la derecha del echado arriba, la barrena se desvía hacia la izquierda. Por consiguiente, la elección de una localización óptima para el equipo de perforación se debe basar en toda la información conocida del subsuelo para poder aprovechar las tendencias de las formaciones y minimizar la posibilidad de que el pozo se desvíe hacia otra dirección no deseada.

- Diámetro del pozo.

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

- Programa de tuberías de revestimiento (TR's) y de lodo.

En la mayoría de los casos, en los programas de perforación direccional, se pueden utilizar los mismos programas de tubería de revestimiento que se usan en perforación vertical; una excepción es que en pozos muy profundos o muy inclinados, es necesario instalar empacadores en la sarta de perforación a fin de evitar el desgaste de esta y de la TR por la tendencia a mayor contacto (Cárdenas, 2008). El control del lodo también es muy importante para aminorar el arrastre en pozos direccionales, con la utilización de aditivos reductores de fricción y de densidad, así como de viscosidad; se logran aminorar el arrastre, obviamente la calidad de los aditivos se debe mantener bajo control en todo momento.

- Efecto del magnetismo.

La experiencia ha demostrado que la sarta de perforación en ocasiones se magnetiza y esto puede afectar los instrumentos utilizados para estudios direccionales, no obstante, este efecto puede ser compensado usando lastrarbarrenas no magnéticas que evitan las inconsistencias de los registros por efecto del magnetismo (Cárdenas, 2008). Además, los estudios direccionales que se toman pozo abajo cerca de pozos existentes pueden ser afectados por el magnetismo residual de las sargas de revestimientos de dichos pozos, aun cuando el magnetismo es de pequeña magnitud en estas zonas, debe tenerse en cuenta en la planeación inicial, a fin de que no se convierta en un problema para la toma de información.

- Selección del punto inicial de desviación.

Un factor determinante en el éxito de la operación es la elección del punto inicial de desviación más apropiado, es decir, la profundidad a la cual debe comenzar la perforación del tramo desviado. También debe prestarse especial atención al ángulo de inclinación necesario para lograr la desviación deseada (Cárdenas, 2008). En la mayoría de los casos deben usarse ángulos grandes del rango de 15 a 45°, ya que con ellos existe mayor flexibilidad para elegir el punto inicial más adecuado. Con ellos además se logra una mayor estabilidad del rumbo que con ángulos de menor grado, como es el caso de 5 a 10°.

- Desplazamiento lateral.

El desplazamiento lateral o avance, es la proyección del desplazamiento angular de la barrena, ya sea a la derecha o izquierda dependiendo del echado y de la compactación de la formación objetivo. Por consiguiente, el plano direccional debe concebirse cuidadosamente a fin de poder tolerar un desplazamiento de unos pocos grados a uno y otro lado de la línea horizontal imaginaria que conecta la localización de la superficie con la ubicación del objetivo (Cárdenas, 2008). Es importante mencionar que un límite aceptable en el desplazamiento lateral, va a depender del espaciamiento entre los pozos (radio de drene), ya que si no se considera esto, podría existir interferencia entre pozos vecinos, disminuyendo la productividad de ellos.

4.1.3. Perforación horizontal

4.1.3.1. Antecedentes

El primer pozo horizontal en México se perforó en 1991, con el objetivo de atravesar diferentes cuerpos de areniscas de la formación Chicontepec en el campo Agua Fría, del distrito Poza Rica en la Región Norte, los pozos 801-H, 801-H2, 807-H y 817-H fueron perforados con una longitud horizontal de alrededor de 1000 m, para tratar de incrementar la productividad. En la actualidad hay alrededor de 675 patentes provenientes de los potenciales proveedores de esta tecnología; existen aproximadamente 11,300 documentos escritos sobre perforación horizontal (SPE, 2006), esto nos da una idea clara de la madurez de esta tecnología y las ventajas de su uso, ya que no se vislumbra algún tipo de problema o riesgo en el suministro de equipos y servicios técnicos (Cárdenas, 2008).

4.1.3.2. Definición

Un pozo horizontal es aquel donde la última etapa del pozo que se perfora (zona productora) es aproximadamente de 90° con respecto a la vertical. Los pozos horizontales son utilizados para incrementar los ritmos de producción ya que con esta técnica de perforación se aumenta el área de drene y su eficiencia por gravedad, la perforación horizontal permite desarrollar campos costa afuera con menor número de pozos, plataformas más pequeñas y económicas que las convencionales (Cárdenas, 2008). La perforación horizontal se puede aplicar a yacimientos de baja permeabilidad, a yacimientos cuyos fluidos son de alta viscosidad y a yacimientos naturalmente fracturados, donde se comunica a las fracturas con el pozo, ayudando al flujo de los fluidos del yacimiento.

Los pozos horizontales permiten incrementar el área de contacto del yacimiento y aumentan la productividad por arriba de la que puede proporcionar un pozo vertical. Los pozos horizontales también pueden reducir la tendencia a la conificación en yacimientos con cuerpos de agua o casquete de gas, ya que generan una baja presión diferencial alrededor del pozo perforado (Vázquez, 2008). La productividad de los pozos horizontales puede ser mayor que la de los pozos verticales por muchas razones:

- Los pozos horizontales generan una gran área de comunicación con la formación productora.
- Atraviesan perpendicularmente el sistema natural de fracturas, reduce los problemas de arenamiento y de conificación de agua y/o gas.
- Por lo general justifica los costos de perforación con grandes gastos de producción.
- Reducen las caídas de presión ya que generan una gran eficiencia de drenaje de la formación productora al lograr un mejor control.
- Se mejora el manejo del yacimiento.
- Se produce en zonas de poco espesor donde la perforación vertical es antieconómica.
- Se pueden inyectar fluidos como método de recuperación mejorada (recuperación térmica).
- Se puede lograr una mayor recuperación de petróleo en yacimientos de baja permeabilidad.

4.1.3.3. Métodos de perforación horizontal

La perforación horizontal inicia con una sección vertical o con cierta orientación, para después continuar con la construcción de una curva de 0 a 90° antes de entrar francamente al intervalo horizontal de interés (Cárdenas, 2008). La **Figura 4.9** muestra la longitud del pozo esperada para diferentes técnicas de perforación. Para lograr tal horizontalidad se utilizan los siguientes métodos de construcción de radio de curvatura:

- **Radio de curvatura largo:** En este caso la curva se va construyendo desde una profundidad determinada por encima del yacimiento, hasta lograr la dirección horizontal y completar la longitud a perforar a través de la formación productora; la curvatura alcanza un radio de 1000 a 4000 pies con una relación de desviación de hasta 6° por cada 100 pies de longitud (Cárdenas, 2008). Esta técnica es la más común y aplicable en pozos costa fuera, para minimizar los impactos ambientales y reducir los costos de campos en desarrollo. Las herramientas que se utilizan para alcanzar la horizontalidad en el pozo son aparejos de fondo convencionales con montajes de cucharas convencionales, uso de motores de fondo, perforación direccional rotatoria, etc.
- **Radio de curvatura mediano:** Esta técnica es la más utilizada en pozos terrestres, la técnica debe ser primordialmente aplicada en formaciones objetivo donde sus límites son estrechos, por ejemplo dentro de los yacimientos con propiedades especiales tales como fracturas naturales que requieren de un agujero horizontal para incrementar la productividad, pero cuyas capas adyacentes de gas y subyacentes de agua se encuentran a una distancia estrecha (Cárdenas, 2008). La ejecución de radio medio requiere de soportes técnicos, aparejos de fondo flexible y tecnología más especializada; la razón del ángulo de desviación con respecto a la profundidad perforada es del orden de 6 a 20° por cada 100 pies, alcanzando radios de curvatura de 290 a 950 pies. Las principales ventajas de esta tecnología son, menores profundidades desarrolladas, menos torque y arrastre, bajos costos y utilización de herramientas convencionales.

- **Radio de curvatura cortó:** La tecnología de radio corto ha sido aplicada en la perforación de pozos en donde las formaciones tienen problemas por encima de la dirección del yacimiento, o bien, por razones económicas. De esta manera el agujero se comunica y se extiende dentro del yacimiento; también suele utilizarse esta técnica, para una sección horizontal en pozos ya existentes con baja productividad y por cambio de objetivo (Cárdenas, 2008). Rigurosamente se utilizan herramientas articuladas y especializadas en la sarta de perforación como es el Top Drive; la relación del ángulo de desviación con respecto a la longitud perforada para obtener un radio cortó es del orden de 1.5° a 3° por pie, con lo cual se forman radios de curvatura de 20 a 40 pies.
- **Radio de curvatura ultracorto:** Esta técnica es muy apropiada en la aplicación de inyección de agua en formaciones blandas, no consolidadas y depresionadas. La aplicación más común de la perforación radial ultra corta dentro del yacimiento, se usa para reducir el depresionamiento del yacimiento por segregación gravitacional o para la inyección de vapores u otros fluidos dentro del yacimiento. La relación del ángulo de inclinación con respecto a la profundidad perforada es superior a los 3° por pie, con lo que se logran radios de curvatura de hasta un pie (Cárdenas, 2008).

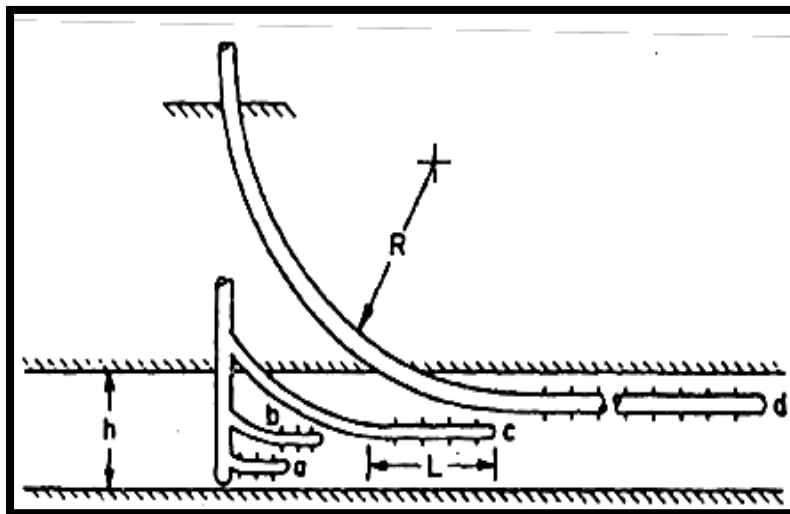


Figura 4.9 Esquema de las diferentes técnicas de perforación horizontal (Tomado de S.D.Joshi P.h.d, 1991).

Los límites de los radios de curvatura se encuentran en los siguientes rangos:

- 1) Radio ultra corto $R = 1 - 2$ pies, $L = 100 - 200$ pies.
- 2) Radio corto $R = 20 - 40$ pies, $L = 100 - 800$ pies.
- 3) Radio medio $R = 300 - 800$ pies, $L = 1000 - 4000$ pies.
- 4) Radio largo $R \geq 1000$ pies, $L = 1000 - 4000$ pies.

En general, la mayoría de los pozos horizontales del mundo han sido perforados usando la técnica de radio medio; aunque en forma limitada unos pocos pozos han sido perforados usando la técnica de radio corto y ultracorto. La técnica de radio medio y largo es utilizada comúnmente en pozos nuevos, mientras que la utilización de radio corto y ultra corto son en primera instancia operaciones de reentrada en pozos verticales existentes.

Los costos de perforación son proporcionales a la longitud del pozo, así, un pozo de radio medio puede ser más costoso que un pozo con un radio ultracorto o corto, no obstante, los pozos horizontales tienen un costo de 1.2 a 2.5 veces más que los pozos verticales en la misma área y en condiciones similares (Cárdenas, 2008).

Sin embargo, en muchas zonas se puede disminuir esta inversión al utilizar pozos verticales ya existentes y reterminarlos como pozos horizontales, puesto que ello implica una reducción del costo del 12 al 50 %, si lo comparamos con el costo de un pozo horizontal nuevo. Los pozos horizontales pueden ser terminados en agujero descubierto, con liners ranurados, liners pre empacados, liners con empacadores externos, o con liners cementados y perforados. Estos métodos de terminación se muestran en la **Figura 4.10**.

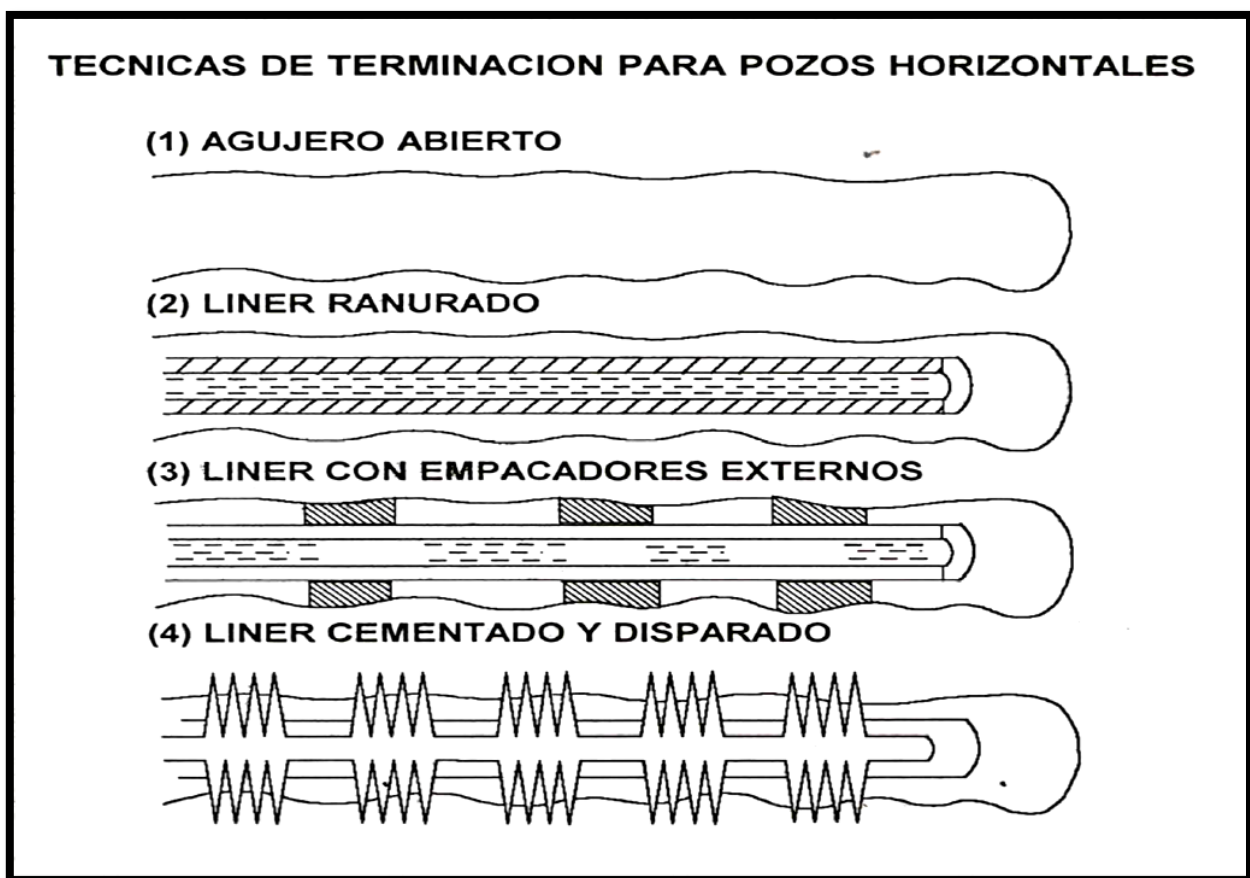


Figura 4.10 Técnicas de terminación para pozos horizontales (Tomado de Vázquez, 2008).

4.1.3.4. Aplicación de los pozos horizontales

Las principales aplicaciones en las que los pozos horizontales han tenido éxito son las siguientes:

Yacimientos Estrechos: Los pozos horizontales presentan mayor efectividad en formaciones de delgado espesor, ya que la utilización de pozos verticales resulta antieconómico, debido a que con un pozo horizontal de alcance extendido se tiene mayor área de contacto que con varios pozos verticales (Cárdenas, 2008).

Yacimientos naturalmente fracturados: La utilización de pozos horizontales en yacimientos naturalmente fracturados, permiten un aumento en la productividad por encima de los pozos verticales debido a la alta probabilidad de intersectar las fracturas y drenarlas efectivamente (Cárdenas, 2008).

Formaciones con conificación de agua y gas: Los pozos de gran longitud mantienen una tasa alta de producción, aunque la producción por unidad de longitud sea pequeña, con lo cual se reduce la conificación de agua y gas, ya que se minimiza la presión diferencial en la región cercana al pozo (Cárdenas, 2008).

Esto ha tenido varias aplicaciones en campos con conificación de gas y agua en yacimientos de arenas y carbonatos alrededor del mundo, algunos casos han sido exitosos aunque otros no han dado los resultados esperados.

Yacimientos de Aceite Pesado: La utilización de pozos horizontales en yacimientos de aceite pesado ha tenido gran desarrollo en campos de Canadá, Venezuela y California en los Estados Unidos, pues se tienen resultados satisfactorios y viabilidad económica (Cárdenas, 2008).

El pozo horizontal Edad West en la arena Sparky en Canadá, produce más de 7 veces la tasa de un pozo vertical promedio, igualmente los pozos horizontales en el Lago Maracaibo en Venezuela producen a una tasa de más del doble de los pozos verticales (Cárdenas, 2008).

Aplicación en la Recuperación Mejorada. Los pozos horizontales pueden ser utilizados como inyectores o productores en proyectos de recuperación mejorada, ya que un pozo inyector largo mejora la inyectividad al proporcionar una gran área de contacto con el yacimiento, también mejorar la eficiencia de barrido con una apropiada orientación de los pozos horizontales (Cárdenas, 2008).

En la actualidad se están utilizando pozos horizontales en la modalidad de “dual apilados” como método de recuperación mejorada en aceites pesados.

a) Drene Gravitacional Asistido por Vapor (Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD)): Este proceso se está convirtiendo en una tecnología dominante empleada en la recuperación de aceite pesado, donde Canadá ha jugado un papel líder en el

desarrollo y aplicación del proceso (Cárdenas, 2008). En el SAGD, se utilizan dos pozos horizontales superpuestos (dual apilado) separados por una distancia de algunos metros, colocados cerca del fondo de la formación productora (**Figura 4.11**).

El pozo horizontal superior es utilizado para inyectar vapor, el cual se eleva bajo fuerzas de expansión y forma una cámara de vapor arriba del pozo, el pozo inferior por su parte, es usado para coleccionar los fluidos producidos (agua de formación, condensado y aceite). El vapor es alimentado continuamente dentro de una creciente cámara de vapor y al elevarse se condensa en el límite de la cámara, calentando y llevando al aceite al pozo productor (Cárdenas, 2008).

- b) **Inyección de agua:** La aplicación de los pozos horizontales perforados para la inyección de agua parece ser muy prometedora para obtener una recuperación adicional. Recientemente, se han perforado algunos pozos horizontales en U.S.A y Canadá para inyección de agua; sin embargo, no hay datos publicados disponibles de los resultados. Unos cuantos pozos horizontales han sido perforados en yacimientos donde el agua se inyecta por debajo de la estructura para mantener la presión.
- c) **Inyección miscible:** Las aplicaciones de inyección miscible han sido exitosas en Canadá, que se puede realizar cuando existe una delgada capa de aceite entre la capa superior de gas y la inferior de agua; se inyecta un solvente miscible en lo alto de la estructura, por lo que los pozos horizontales son perforados cerca de la zona de agua. El aceite es conducido hacia abajo y recuperado o capturado en los pozos horizontales (Oilfield Review, 2002/2003).

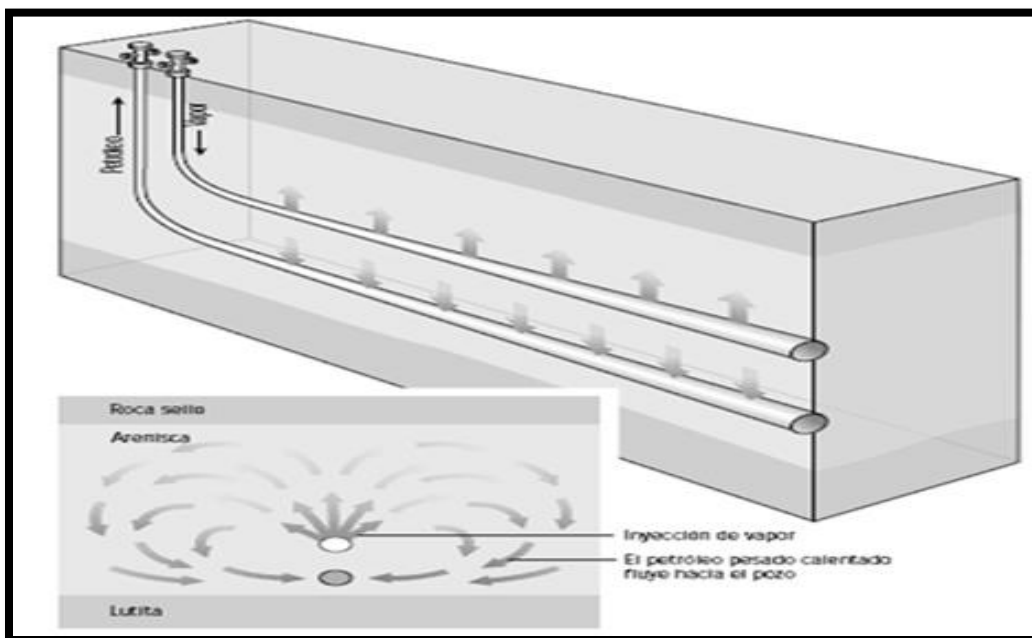


Figura 4.11 Esquema que muestra el funcionamiento del drenaje gravitacional asistido por vapor en pozos horizontales (Oilfield Review, 2002/2003).

4.1.4. Pozos Multilaterales

4.1.4.1. Antecedentes

El primer pozo multilateral en México fue el pozo Papan-93, el cual se ubica al sur de Veracruz. Un pozo multilateral se define como uno o más pozos (laterales) perforados desde un pozo primario (piloto), en donde los laterales y el piloto pueden ser horizontales o desviados (Cárdenas, 2008). El pozo puede producir conjuntamente todos los brazos o ramales desde un mismo yacimiento o tener brazos o ramales con producción independiente desde diferentes yacimientos (**Figura 4.12**).

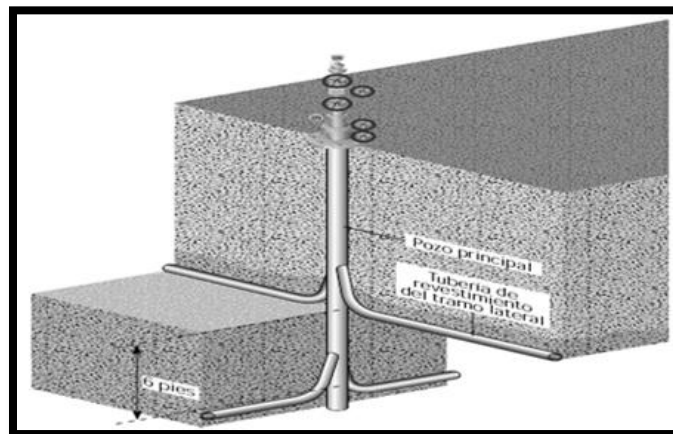


Figura 4.12 Esquema de perforación multilateral (Oilfield Review, 2002/2003).

La perforación multilateral es el proceso de perforación múltiple de varios pozos con el fin de incrementar el área de drenaje del yacimiento, es decir, perforar uno o varios ramales (laterales) en múltiples direcciones dentro de una sección ya sea horizontal, vertical o direccional y lograr el incremento eficiente de la producción de hidrocarburos mientras se reducen los costos e impactos ambientales de comunicación en superficie.

En cuanto a la utilización de esta tecnología en pozos ya existentes (reentradas), se refiere a las operaciones de perforación y terminación que se realizan para abrir una ventana en la TR y desde el mismo agujero ya existente, direccionar los ramales cuando se tienen varios horizontes sin ser explotados en el área (Cárdenas, 2008).

4.1.4.2. Aplicación y beneficios de los pozos multilaterales

Los pozos multilaterales exigen una inversión inicial adicional en equipos pero permiten bajar potencialmente las erogaciones de capital totales y los costos de desarrollo, así como los gastos operativos debido a la menor cantidad de pozos necesarios para la explotación de campos (Cárdenas, 2008). Esta tecnología reduce las necesidades en términos de cabezales de pozo, tubos elevados de las plataformas y terminaciones submarinas, lo que permite reducir los costos y utilización de las bocas de cabezales de pozos en las plataformas marinas.

Los pozos multilaterales permiten minimizar la extensión de las localizaciones superficiales y mitigar el impacto ambiental en mar adentro, también reducen los riesgos de perforaciones problemáticas al reducir la exposición reiterada del personal de perforación y en otros casos ayudan a controlar la entrada de gas y de agua. En general los pozos ramificados son útiles por las siguientes razones:

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

En la **Figura 4.13**, se esquematizan las principales aplicaciones de la perforación multilateral en la explotación de yacimientos petroleros.

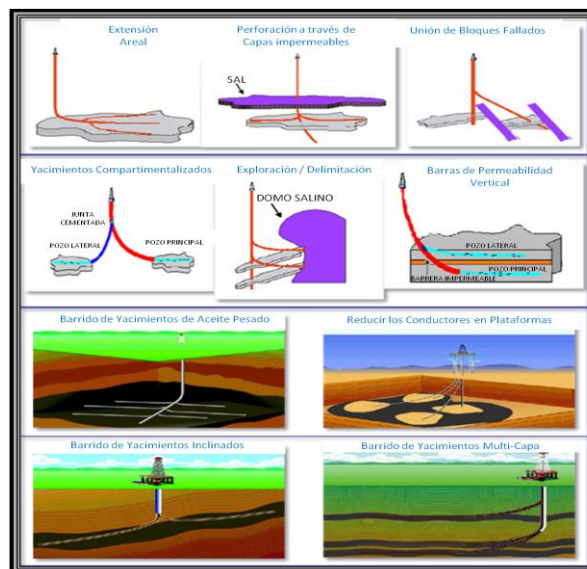


Figura 4.13 Principales aplicaciones de pozos petroleros multilaterales (Cárdenas, 2008).

4.1.4.3. Clasificación de los pozos multilaterales

Los pozos multilaterales se pueden clasificar de acuerdo al número de ramales o laterales que tienen en el diseño, es así que se tienen las siguientes formas básicas (Cárdenas, 2008):

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

De la combinación de estas se tienen ramificaciones más complejas:

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

En las **Figuras 4.14** y **4.15**, se muestran las formas básicas y con cierto grado de complejidad de los pozos multilaterales:

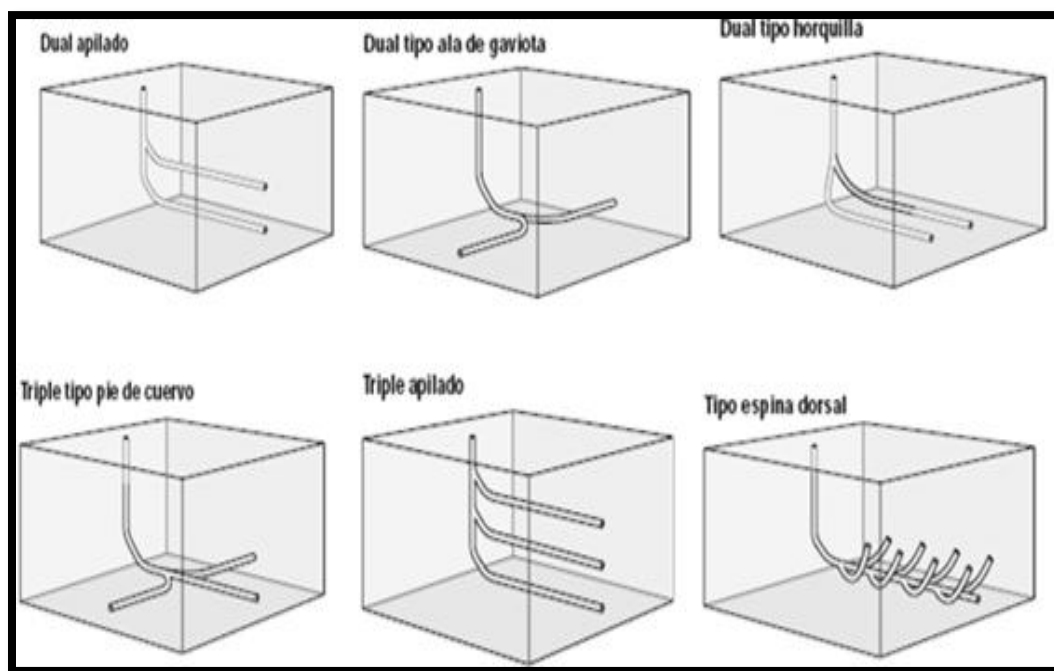


Figura 4.14 Formas básicas de arreglos los pozos multilaterales (Oilfield Review, 2002/2003).

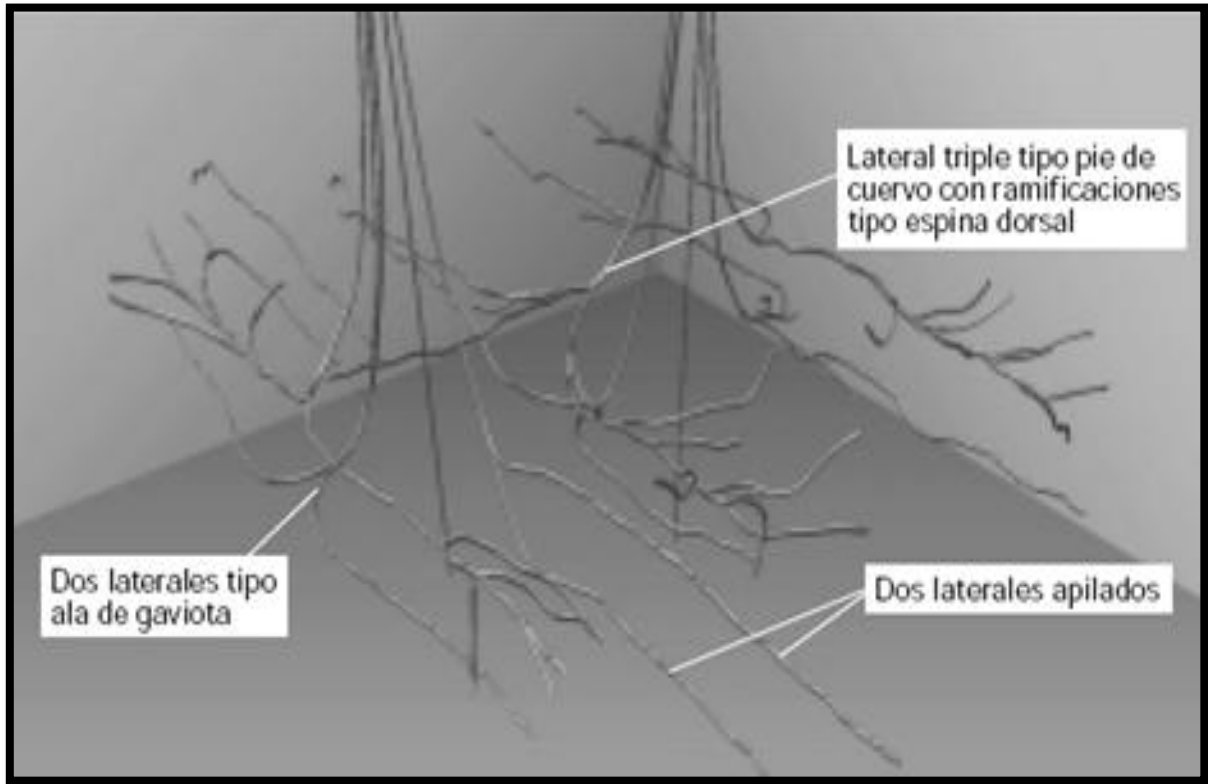


Figura 4.15 Esquema donde se muestra la trayectoria real de 10 pozos multilaterales donde se observan ramificaciones más complejas (Oilfield Review, 2002/2003).

Los ramales laterales horizontales que conforman arreglos de tipo horquilla, abanicos o espinas dorsales, tienen como objetivo una sola zona productora y están destinados a maximizar la producción de yacimientos someros, de baja presión, y yacimientos de petróleo pesado, aumentando el área de contacto (Cárdenas, 2008). Los tramos laterales apilados verticalmente, resultan efectivos en formaciones tabulares o en yacimientos estratificados, ya que la mezcla de la producción de varios horizontes aumenta la productividad del pozo y mejora la recuperación.

En formaciones naturalmente fracturadas, los dos tramos laterales opuestos (tipo ala de gaviota) pueden interceptar más fracturas que un solo pozo horizontal, especialmente si se conoce la orientación de los esfuerzos en el subsuelo, disminuyendo costos de perforación. Otra clasificación para los pozos multilaterales se basa en la complejidad del tipo de terminación y conexiones con el pozo primario; es así que los pozos multilaterales se caracterizan de acuerdo con las definiciones establecidas en el foro de Avance Técnico de Pozos Multilaterales (Technical Advancements in Multilaterals (TAML)), celebrado en Aberdeen, Escocia el 26 de julio de 1999 y actualizado en julio de 2002. Estos estándares clasifican a los pozos multilaterales en 6 niveles, estando en ese mismo orden creciente la complejidad en la perforación y la flexibilidad de terminación del mismo, lo que incide directamente en el incremento del costo del pozo (**Figura. 4.16**) (Cárdenas, 2008).





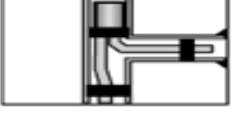


NIVEL	DESCRIPCION	ILUSTRACION
1	Unión abierta/no soportada Pozo principal y lateral en agujero descubierto o con liner colgado en cualquiera de los dos.	
2	Pozo principal revestido y cementado – Lateral descubierto Lateral en agujero descubierto o con liner colgado en agujero descubierto.	
3	Pozo principal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

Figura 4.16 Clasificación de los pozos multilaterales de acuerdo a TAML (Cárdenas, 2008).

Las conexiones laterales constituyen un elemento crítico de las terminaciones de los pozos multilaterales y pueden fallar bajo la acción de esfuerzos existentes en el subsuelo y ante las fuerzas inducidas por la temperatura y las presiones diferenciales que se desarrollan durante la producción del pozo.

Las conexiones se dividen en dos grupos generales aquellas que no presentan integridad hidráulica (Niveles 1, 2, 3 y 4) y las que si lo hacen (Niveles 5 y 6) (**Figura 4.17**); el éxito de los pozos multilaterales depende la durabilidad, la versatilidad y la accesibilidad de las conexiones (Cárdenas, 2008).

Los sistemas de conexiones más utilizados corresponden a los niveles 3 y 6, las conexiones del nivel 3 incorporan un empalme y una conexión mecánica entre la tubería de revestimiento del tramo lateral y la tubería de revestimiento primaria. Las conexiones Nivel

6, forman parte integral de la sarta de revestimiento primaria que ofrece integridad hidráulica y acceso a los tramos laterales.

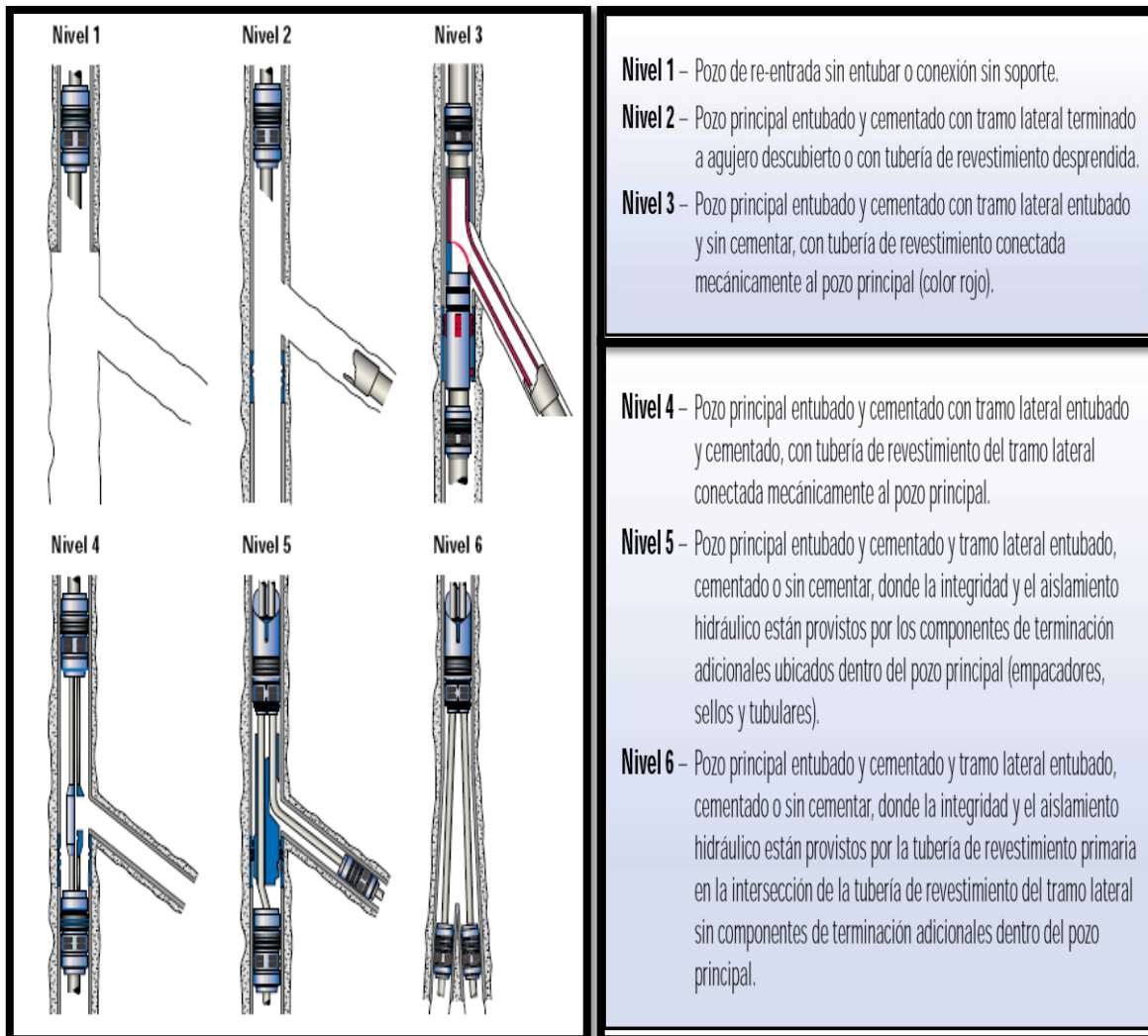


Figura 4.17 Clasificación de las conexiones de pozos multilaterales de acuerdo a TAML (Oilfield Review, 2002/2003).

Un aspecto importante para elegir el tipo de pozo multilateral, es incluir los requerimientos que se tengan, así como las restricciones existentes para diseñar el pozo. De acuerdo a las guías prácticas recomendadas por TAML, los sistemas más sencillos (Nivel 1 y 2), son los más recomendados para iniciar la implementación de dicha tecnología, con lo cual se puede ganar experiencia, conocimiento y confianza en los sistemas, permitiendo con esto una buena planeación del diseño del pozo dentro del proyecto para explotar el campo en estudio (Cárdenas, 2008).

4.1.5. Pozos de alcance extendido

4.1.5.1. Antecedentes

Los pozos de alcance extendido son aquellos que tienen una relación desplazamiento horizontal/ profundidad vertical verdadera (DH/PVV) mayor a 2, sin embargo, debido a los avances tecnológicos actuales, se perforan con mayor frecuencia pozos con relaciones mayores a 3.5, sin limitar el tipo de trayectoria que puedan tener. Es posible planear los pozos de alcance extendido tanto como pozos direccionales o pozos horizontales, dependiendo de las condiciones geológicas y de la infraestructura. Diversas compañías de servicio en el ambiente petrolero han patentado hasta el año 2007, 51 invenciones en perforación de alcance extendido.

Así mismo existen alrededor de 16,430 documentos (según SPE, 2007) en temas relacionados con, diámetros de tuberías de perforación y revestimiento, aspectos de torque y arrastre, uso de tubería flexible, flexibilidad para tratamientos, sistemas de control de arena, productividad, fluidos, motores de fondo, sistema rotatorio, lecciones aprendidas, etc. (Cárdenas, 2008).

4.1.5.2. Aplicaciones y beneficios

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

Los pozos de alcance extendido pueden utilizarse para optimizar el desarrollo de pozos costa afuera, ya que reducen el número de pozos y plataformas, incrementan la recuperación final del campo debido a la mayor área del yacimiento expuesto. Además, es posible acondicionar en forma relativamente económica equipo viejos para perforar y terminar pozos de alcance extendido, adicionando entre otras cosas un Top drive (Cárdenas, 2008).

Otra aplicación trascendente es el desarrollo de yacimientos someros costa afuera desde una localización terrestre, evitándose los costos de una plataforma marina y reduciendo el impacto al medio ambiente marino, que en ciertas situaciones puede ser un factor decisivo en la explotación del campo.

4.1.6. Fracturamiento Hidráulico

4.1.6.1. Antecedentes

Los primeros trabajos de fracturamiento hidráulico, de tipo comercial, fueron realizados por la empresa “Halliburton Oil Well Cementing Company” en 1949, la técnica pasó por

muchos cambios hasta alcanzar los procedimientos que actualmente se conocen (Vázquez, 2008). Desde entonces hasta nuestros días, se han realizado grandes avances en la materia y su optimización en función del logro de sus objetivos ha hecho que tres de cada cuatro pozos fracturados hayan incrementado su producción de un modo rentable y aumentado tremendamente las reservas potenciales.

Los primeros trabajos de fracturamiento hidráulico fueron realizados con pequeños volúmenes de fluidos altamente viscosos, cuando ocasionalmente se realizaron trabajos con mayores volúmenes, para lo cual se requerían mayores gastos de inyección, se descubrió que su resultado eran mayores incrementos sostenidos de producción. Como resultado de esto se comenzaron a aumentar los tamaños de los trabajos así como los gastos de producción. Con el uso de altos gastos de inyección se empezó a considerar que quizás ya no eran necesarios los fluidos de alta viscosidad y se hicieron pruebas con fluidos menos costosos, de baja viscosidad, obteniéndose buenos resultados.

A finales de 1952 se comenzaron a usar los residuos de la refinación del petróleo como fluido de perforación, así como crudos más pesados e hidrocarburos gelificados; estas alternativas permitieron mayores volúmenes por dólar de costo. Posteriormente se hicieron populares los fluidos en base aceite, mientras que el tamaño de los trabajos se incrementó paulatinamente. Aunque actualmente se siguen realizando trabajos de pequeños volúmenes, es común dedicar varios millones de dólares al fracturamiento hidráulico de un pozo, utilizándose de 200,000 a 500,000 galones de fluido de fractura y 500,000 a 2, 000,000 libras de agente sustentante.

Hoy en día la producción de muchos campos petroleros es debida a la aplicación de esta técnica; así mismo, gracias a la posibilidad de uso de la misma, muchos horizontes que serían descartados por los operadores por considerarlos comercialmente no productivos, son explotados actualmente de manera exitosa.

4.1.6.2. Definición de fracturamiento

El proceso de fracturamiento consiste esencialmente en el rompimiento de una sección productora de la formación mediante una fuerza hidráulica ejercida por un fluido, generalmente, conteniendo una arena que fungirá como sustentante para mantener la fractura generada abierta. El fracturamiento hidráulico es un proceso de estimulación de pozos, que relaciona tres aspectos de la perforación:

1. Presiones de inyección en pozos.
2. Pérdidas de circulación.
3. Rompimiento de la formación (cementaciones forzadas).

El propósito fundamental de un fracturamiento es incrementar las condiciones de flujo hacia el pozo, mediante la apertura de canales de flujo generados por una presión hidrostática que venza la resistencia de la roca. Generalmente se fractura un secuencia sedimentaria, por alguna o algunos de las siguientes razones:

- 1) Incrementar el gasto de producción.
- 2) Incrementar el radio efectivo de drene.

- 3) Sobrepasar la zona dañada.
- 4) Incrementar la inyektividad de un pozo para propósitos de inyección.
- 5) Extender la vida económica de un pozo.
- 6) En formaciones de muy baja permeabilidad se ha logrado obtener recuperación comercial de hidrocarburos.
- 7) Recuperación acelerada de producción.

4.1.6.3. Tipos de fracturamiento

- 1) Fracturamiento hidráulico (Fracturamiento con Apuntalante).
- 2) FRACPAC “Tip Screen-Out”.
- 3) Fracturamiento ácido.

Existen tres casos clásicos en donde un fracturamiento hidráulico puede dar beneficios:

1. Yacimientos de baja permeabilidad, de roca homogénea, en donde una fractura será equivalente a ampliar el diámetro del pozo.
2. Formaciones invadidas y dañadas por fluidos de perforación y terminación.
3. Formaciones con fracturas naturales, no comunicadas en donde una fractura las conecte e incremente la porosidad.

El trabajo de fracturamiento hidráulico de un pozo consiste en la inyección de un fluido a presión denominado fluido de fractura, el se coloca hasta la profundidad a la que se encuentra la roca que se quiere fracturar, expuesta en la cara del pozo, para lograr la falla de la misma, es decir, hasta fracturar o hacer fallar la formación; el fluido de fractura es el encargado de transmitir la presión hidráulica al yacimiento. Después de alcanzada la falla, el mantenimiento de la presión del fluido produce la extensión de la fractura más allá del punto de ruptura inicial (Vázquez, 2008).

Dicha fractura crea un canal de flujo nuevo y más grande que cualquiera de los preexistentes, estos últimos procedentes de las fracturas naturales o de la comunicación entre los poros; este nuevo canal de flujo puede conectar las fracturas naturales así como proveer un área de drenaje adicional del yacimiento.

La primera cantidad de fluido que entra en la fractura es la encargada de la creación de la misma y del control de la pérdida de fluido dentro de la formación, a lo largo de las superficies de la formación creadas por la fractura, las cuales son las paredes de la misma. Para prevenir el cierre de la fractura, una vez que se detiene el bombeo, se deben adicionar al fluido de fractura los agentes de sostén, los cuales son los encargados de mantener la fractura abierta una vez que el trabajo ha terminado. Ellos también colaboran en el incremento de la conductividad del aceite o gas, a través de la fractura hasta el pozo. A lo largo de los años se han utilizado diferentes tipos de materiales como agentes de sostén, entre los que se encuentran la arena, esferas de aluminio, acero, bauxita, etc. En la actualidad los agentes de sostén están disponibles en diferentes distribuciones de tamaño y se pueden utilizar en cantidades variables.

La capacidad de la fractura para conducir los fluidos hasta el pozo afecta directamente la capacidad de producción del pozo al que se le ha practicado un trabajo de fracturamiento.

La conductividad, la longitud y la altura de la fractura a la que se le coloca el agente sustentante, son todos factores importantes. Una alta conductividad de fractura, combinada con una buena longitud de la misma y la correcta colocación del agente sustentante, puede resultar en un buen incremento de la producción para pozos viejos o nuevos y puede convertir un pozo cuya producción no era rentable en uno que sí lo es (Vázquez, 2008).

4.1.6.4. Objetivo del fracturamiento hidráulico

Una vez que un pozo es perforado y terminado, se abre a producción, consecuencia de lo cual empieza a disminuir la presión del pozo, hasta que la misma se hace más pequeña que la presión del yacimiento. Ya sea a través de los mecanismos de producción naturales o por procesos de recuperación secundaria, se llega a un nivel de diferencia entre ambas que convierten al pozo en no rentable, debido a la insuficiencia de su producción. Suponiendo que el yacimiento aún contiene cantidades comerciales del hidrocarburo, esto podría estar sucediendo por tres motivos: existe daño alrededor del pozo, la permeabilidad de la formación es baja o la misma no es homogénea.

Los canales de flujo naturales dentro del yacimiento, resultado de la permeabilidad de la formación o de la existencia de fracturas naturales, deberían ser suficientes como para permitir gastos de producción rentables, sin embargo, si existe daño de la formación alrededor del pozo, este se presenta como un taponamiento severo de los canales de flujo en la zona adyacente a la cara del pozo. Este taponamiento puede haber sido causado por los fluidos de perforación o de terminación y la reacción de la roca con los mismos, para la generación del daño. Una posible solución a este problema sería la remoción del daño a través del lavado con un ácido; sin embargo, la solución que mayormente se ha adoptado para traspasar el daño y llegar a la sección de la formación no afectada, es el fracturamiento hidráulico (Vázquez, 2008).

La baja permeabilidad de la formación es la principal causa de la realización de un trabajo de este tipo, entendiéndose por baja permeabilidad aquella que hará que el pozo sea poco productivo, desde el punto de vista económico (Vázquez, 2008). En muchos pozos que van a ser perforados en este tipo de formaciones, la propuesta de perforación incluye la planificación de un trabajo de fracturamiento como parte del programa de terminación. Frecuentemente, los detalles de la perforación o terminación están condicionados por factores relacionados con el éxito de futuros trabajos de fracturamiento.

En el caso de las formaciones heterogéneas, la predicción de los resultados de un trabajo de fracturamiento se hace más difícil que en caso de formaciones homogéneas; en este caso el modelado de los yacimientos ubicados en este tipo de formaciones, se hace complicado. Frecuentemente, el propósito de un trabajo de fracturamiento hidráulico en este tipo de formaciones es comunicar los estratos entre sí para que todos aporten a la producción y de esta forma se resuelve el problema de la existencia de estratos aislados.

De acuerdo con lo anterior, para resolver los problemas planteados se utiliza la técnica del fracturamiento hidráulico para la estimulación del pozo, cuyo objetivo es incrementar la productividad del mismo a través de la creación de una fractura que va desde la cara del pozo hasta cierta profundidad dentro de la formación y luego se rellena con el agente sustentante; gracias a dicha fractura se aumenta la conductividad, produciéndose el efecto

equivalente de un aumento de la permeabilidad del yacimiento. Una modalidad del fracturamiento hidráulico que también se utiliza con fines de estimulación es el fracturamiento ácido, este se rige por las mismas consideraciones del fracturamiento hidráulico, con la diferencia de que en el fracturamiento ácido la conductividad se genera a través de la remoción de material de la formación por parte del ácido, quedando canales de flujo después de que la fractura se cierra (Vázquez, 2008).

4.1.6.5. Agente sustentante

El objetivo de la colocación del agente sustentante en el interior de la fractura, es mantener la conductividad deseada de la misma, dentro de los límites económicos pertinentes. La conductividad de la fractura depende de una serie de factores, relacionados entre sí, como son: tipo, tamaño y uniformidad del agente sustentante, grado de empaque del mismo, grado de trituración y/o deformación, cantidad y manera de colocación. Debido a la interdependencia existente entre todos los elementos que gobiernan el diseño de fracturas, debe tenerse cuidado especial con cada uno de ellos, especialmente cuando se trata del agente sustentante, debido a que el mismo es el responsable de lograr la conductividad final de la fractura. La correcta selección y colocación del agente sustentante gobernará el incremento de la productividad del pozo, después del trabajo de fracturamiento.

Para predecir el comportamiento del agente sustentante, bajo condiciones específicas del pozo en cuestión, se deben medir y comparar las propiedades físicas de varios tipos del mismo, antes de tomar la decisión; las propiedades a considerar son las siguientes:

- Redondez y esfericidad
- Tamaño y uniformidad de tamaño
- Permeabilidad
- Pesos específico
- Densidad total
- Solubilidad en ácido
- Partículas finas
- Resistencia a la trituración

4.1.6.6. Fracturamiento hidráulico para control de arena

El problema de arenamiento de pozos desde el punto de vista geomecánico ocurre cuando los esfuerzos desestabilizadores creados por un pozo productor son mayores que la resistencia mecánica de la formación; los esfuerzos desestabilizadores están compuestos principalmente por el drawdown y las fuerzas de flujo alrededor del pozo.

La resistencia mecánica de la formación es de carácter friccional (mayor resistencia con mayor esfuerzo efectivo normal) y por lo tanto viene dada por parámetros intrínsecos de resistencia al corte (como lo son el ángulo de fricción interna y la cohesión) y el estado de esfuerzos de la formación. Debido a que no es posible cambiar el estado de esfuerzo y la resistencia mecánica de la formación solo podemos cambiar la distribución de presiones y tasas de flujo alrededor del pozo. Esto puede lograrse con la inserción de una vía de alta

permeabilidad como es una fractura hidráulica y por lo tanto las mismas funcionan como un método de control de arenas.

Hasta el año 1993, la técnica de fracturamiento hidráulico era percibida como un método de mejora de producción y era utilizada casi exclusivamente en yacimientos de baja permeabilidad, sin embargo, para 1996 se comienzan a reportar unos 300 trabajos anuales en los Estados Unidos, cantidad que se incrementa sustancialmente en los años siguientes.

Los altos valores de pérdida de filtrado y las arenas no consolidadas asociadas a yacimientos de alta permeabilidad impiden la iniciación y extensión de una fractura individual con suficiente espesor para aceptar una cantidad considerable de agente sustentante y poder así obtener altas conductividades de fracturas. Sin embargo existe una metodología de bombeo de agente sustentante conocida como “arenamiento controlado en la punta” (TSO - Tip Screen out) que impide el crecimiento longitudinal de la fractura y permite que esta se hinche y se pueda empaacar creando mayor conductividad de fractura. El TSO ha permitido crear fracturas cortas pero de mucho espesor. Generalmente se pueden crear fracturas con espesores de 0.25 pulgadas con las fracturas hidráulicas tradicionales en materiales de baja permeabilidad, pero es posible obtener fracturas con espesores mayores a 1.0 pulgada con fracturamiento tipo TSO en formaciones no consolidadas.

El TSO o arenamiento controlado en punta ocurre cuando el agente sustentante se acumula en el borde de la fractura impidiendo que esta continúe propagándose. Una vez que la fractura ya no puede crecer, y asumiendo que la tasa de inyección es mayor que la tasa de pérdida por filtrado, la fractura solo puede aumentar en espesor y se habla que la fractura se infla en analogía como un globo. El aumento en espesor por el efecto globo es directamente proporcional al parámetro conocido como presión neta de fracturamiento, P_{net} . Si se aumenta la presión neta de fracturamiento una vez que ocurre el TSO se hará que la fractura se infle más. El tratamiento de fractura hidráulica como método de control de arena involucra dos etapas: la primera etapa de creación de fractura la cual es idéntica a los tratamientos de fracturamiento hidráulicos convencionales seguido por una segunda etapa de empaque luego que ocurre un TSO (**Figura 4.18**).

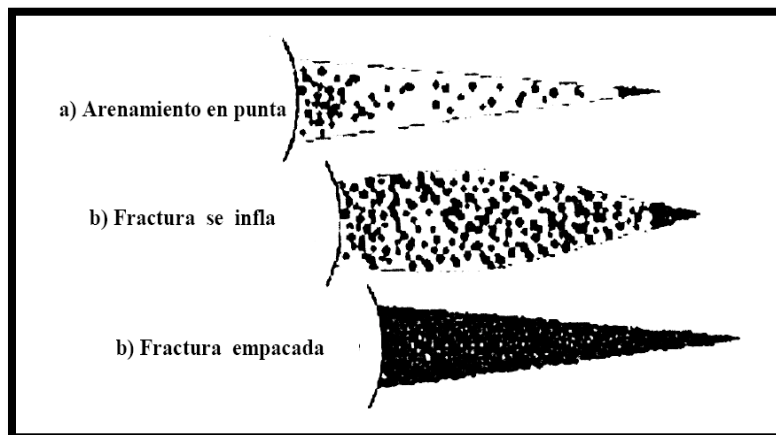


Figura 4.18 Crecimiento del espesor de la fractura mediante el arenamiento controlado en la punta de la fractura (Tomado de Vázquez, 2008).

Para hacer un empaque de alta conductividad no solo se requiere que ocurra un TSO; también se requiere colocar la mayor cantidad de agente sustentante dentro de la fractura para conseguir un empaquetamiento de alta densidad. La densidad de empaque del agente sustentante en fracturamiento hidráulico se cuantifica en libras por pie cuadrado de fractura empacada. Una vez que ocurre el TSO no es aconsejable que se aumente demasiado la presión neta de fracturamiento ya que puede ocurrir que la fractura se infle demasiado (sobre inflación de fractura) y luego se obtenga una densidad de empaque de fractura menor. En tratamientos convencionales con TSO se continúa bombeando a la misma tasa para aumentar el espesor de la fractura. En tratamientos para control de arena que requieren altas densidades de fracturas empacadas, se disminuye la tasa de inyección después de ocurrido el TSO para mantener un valor constante de presión neta de fracturamiento hasta alcanzar la máxima densidad de empaque posible.

La palabra Frac-Pack ha sido utilizada por diferentes personas en la industria petrolera, pero básicamente involucra una fractura hidráulica con TSO y se bombea el fluido a través de una herramienta “crossover” y se coloca una rejilla para impedir que la grava se produzca. Sin embargo, para este trabajo la palabra Frac-Pack va a incluir lo anterior pero añadiéndose la condición que la tasa de bombeo después del TSO es modificada para que la fractura quede empaquetada con la mayor densidad posible.

Hasta la actualidad, solo el simulador de fracturas hidráulicas tridimensional MFRACF-III distingue el método de empaquetamiento de fractura del TSO con el del Frac-Pack.

4.1.7. Perforación con la técnica de tubería flexible

La tubería flexible (T.F.) es uno de los aspectos más importantes de desarrollo tecnológico en la industria petrolera; tal es su importancia, que en la actualidad un buen número de pozos son intervenidos con este sistema. Estos equipos intervienen en la perforación, terminación y mantenimiento de pozos. Su facilidad de instalación, bajo costo y seguridad han permitido ahorros significativos a la industria petrolera, (Petrotec, 2006). La técnica de perforación con tubería flexible tiene ciertas características que se explicaran a continuación.

4.1.7.1. Componentes de equipo de tubería flexible

- Unidad de bombeo.
- Unidad de potencia.
- Carrete y tubería flexible.
- Cabeza inyectora.
- Conjunto de Preventores.
- Grúa y subestructura.

4.1.7.2. Dimensiones y características de la T. F

De acuerdo con los principales fabricantes de tubería flexible, “Quality Tubing” y “Precision Tube Technology”, esta puede suministrarse en carretes de 1” hasta 3 1/2 “y longitudes máximas de 25 pies (Petrotec, 2006).

Las características que debe reunir la T.F. son:

- Acero con bajo carbón
- Esfuerzo mínimo a la cadencia 70-80 000 psi.
- Tensión mínima de 80-90 000 lbs.
- Dureza máxima Rockwell de 22c.

Perforar un pozo rápido, seguro y a bajo costo se puede lograr ya que la T.F no necesita conexiones por ser continua, maneja menor volumen de fluidos y acero que las tuberías de revestimiento. Asimismo evitan pegaduras ya que se tiene circulación continua. Al final, esto reduce en beneficios económicos.

Es importante mencionar que un equipo de tubería flexible se puede utilizar por ser más económico al explotar formaciones someras, con mejores condiciones de seguridad y mínimo impacto ambiental.

4.1.7.3. Metodología

Analizar la información disponible de pozos perforados, recopilando todos los antecedentes como datos históricos de perforación, columna geológica del área de estudio, registros geofísicos, núcleos, gradientes de presión y de fractura, fluidos utilizados etc.

Diseño del pozo, analizar los requerimientos de producción para que, con base en ello, se diseñe la geometría del pozo.

Infraestructura, que equipo y accesorios se dispone para desarrollar este método alternativo de perforación.

Logística, este punto es importante, ya que conlleva un ahorro significativo; si el suministro de materiales y accesorios se efectúa a tiempo.

Ejecución de la perforación, por ser la perforación una operación relativamente rápida es necesario contar con equipo de registros, parámetros de medición en tiempo real, para poder definir con oportunidad los pasos a seguir durante el desarrollo de la intervención.

4.1.7.4. Diseño de perforación

En este punto, el diseño se lleva a cabo de manera similar al que se realiza para perforar con un equipo convencional, considerando los siguientes parámetros (Petrotec, 2006):

Geometría del pozo: esta se determina principalmente por la profundidad y diámetro requerido; con base en este parámetro, se selecciona el diámetro de las barrenas, que va en relación directa a la tubería de revestimiento que se requiera y a los asentamientos de la misma.

Profundidad desarrollada: tomando en cuenta que la perforación es con tubería flexible se debe considerar; por seguridad, un mínimo de 220 m de tubería flexible extra en el carrete.

Barrenas: con base en la experiencia para perforar formaciones suaves se recomienda utilizar barrenas tipo PDC (diamante policristalino); para las demás formaciones se debe seleccionar de acuerdo al código IADC (asociación internacional de Contratistas de Perforación).

Fluidos de perforación e hidráulica:

Como en la perforación convencional, el fluido de control debe ser compatible con la formación, ya que se debe enfriar adecuadamente la barrena y tener capacidad de sustentación para acarrear el recorte; también es importante mantener la estabilidad de las paredes del agujero y un bajo contenido de sólidos. Dependiendo de las necesidades operativas, también se debe considerar el fluido para perforación bajo balance y el uso de fluido espumado.

Trayectoria del pozo:

Esta se adecua a los requerimientos del yacimiento, pues prácticamente no existe limitación en cuanto a cumplir con las trayectorias diseñadas, debido a que se perforan las formaciones con sarta navegable.

En la práctica se ha observado que, en perforación vertical, la inclinación del agujero no debe exceder los 2 grados.

4.1.7.5. Herramientas de fondo

Los componentes típicos de una sarta de perforación son: Barrena, motor de fondo, sustituto de flotación, dos lastrarbarrenas antimagnéticos, equipo de medición durante la perforación (MWD), martillo hidráulico y conector de tubería flexible (Petrotec, 2006).

Conexiones Superficiales de control: Deben ser acordes a las presiones esperadas en el yacimiento y contar como mínimo de un preventor doble con arietes de corte y ciegos. Carrete con salidas laterales para la línea de flujo y estrangulador ajustable; también se debe contar con un preventor cuádruple (con arietes de tubería, cuñas, corte y ciegos) de acuerdo al diámetro de la tubería y estoperos adecuados.

4.2. Desarrollo de campos (caso Chicontepec)

En este apartado se presentan los elementos necesarios para lograr la extracción adecuada de los hidrocarburos almacenados en el área Agua Fría-Coapechaca-Tajín, comprende los estudios del modelo petrofísico, ingeniería de yacimientos, ingeniería de producción, estrategia de desarrollo y procesos de recuperación secundaria. Además del estudio de las nuevas tecnologías susceptibles de ser aplicadas con objeto de mejorar el desempeño de todas las actividades que involucra la producción racional de los hidrocarburos, para finalmente presentar los resultados del estudio económico y los recursos disponibles en la Cuenca de Chicontepec.

El ciclo de vida de un activo (campo o yacimiento de hidrocarburos) lo conforman varias etapas o fases; éste se inicia con la fase de exploración durante la cual se recopilan datos del subsuelo que permitirán una evaluación de la magnitud de la oportunidad.

El objetivo final de las actividades de exploración consiste en localizar las acumulaciones de hidrocarburos que sean económicamente rentables durante su explotación, para posteriormente desarrollarlas como campos petroleros en base en los trabajos y datos de exploración iniciales que indican una gran probabilidad de que existen hidrocarburos en las áreas estudiadas.

Una vez que se confirma la existencia de hidrocarburos en la zona estudiada, por medio del pozo descubridor (pozo exploratorio), se procede a la etapa de desarrollo del yacimiento o campo.

El aspecto más importante dentro de la Gerencia Integrada de Yacimientos lo constituye la estrategia para recuperar las reservas de hidrocarburos. La recuperación de estas reservas puede hacerse por métodos primarios, secundarios o por procesos de recuperación mejorada.

Las estrategias de explotación representan el conjunto de políticas que garantizan la máxima creación de valor en la recuperación de las reservas y están basadas en la caracterización detallada del yacimiento.

- Cada Yacimiento responde a políticas de explotaciones particulares e individuales.
- No existen procedimientos y normas específicas para elaborar un plan de explotación.

Se trata de delinear políticas de agotamiento dirigidas a maximizar el valor de las reservas, más que maximizar la recuperación y las estrategias de explotación que dependerán de la etapa en la que se encuentre el Yacimiento dentro de su ciclo de Vida.

En el caso de yacimientos o campos recién descubiertos, la estrategia estará orientada a definir el mejor esquema para desarrollar el campo (espaciamiento de pozos, número de pozos, esquema de recuperación primaria y la factibilidad de aplicar métodos de recuperación secundaria).

En el caso de yacimientos que han estado bajo explotación por métodos primarios, las estrategias consideraran la factibilidad de de la implantación de los métodos de recuperación secundaria. En todos los casos, las estrategias estarán orientadas a lograr

maximizar el valor integral del activo considerando aspectos financieros, ambientales y del entorno.

La evaluación de las estrategias de explotación envuelve aspectos técnicos y económicos y serán más fáciles de definir cuando existe un alto nivel del conocimiento del yacimiento; desafortunadamente la mayor cantidad de datos e información por lo general se encuentra disponible en las últimas etapas del ciclo de vida del yacimiento (final de la etapa de desarrollo, etapa de agotamiento). Por lo anterior, la definición de la mejor estrategia de explotación durante etapas tempranas de la vida del yacimiento (delineación, desarrollo) debe basarse en la evaluación de distintos escenarios utilizando modelos analíticos o de simulación.

Los resultados obtenidos con estos modelos serán utilizados como datos de entrada en modelos de evaluación de riesgo y elementos económicos (VPN, TIR).

Para la realización exitosa de las estrategias de desarrollo de campos es importante contar con un equipo multidisciplinario que apoye todas las actividades dentro del respectivo plan de explotación.

El equipo de trabajo debe integrar las distintas disciplinas (geofísica, geología, petrofísica, sedimentología, ingeniería de yacimientos, ingeniería de perforación e ingeniería de producción), cuyo principal objetivo es optimizar el desarrollo del campo y predecir su comportamiento.

Durante la definición de la mejor estrategia de explotación de un campo o yacimiento, se evalúan distintas opciones con objeto de lograr un plan de desarrollo viable tanto en el aspecto técnico como económico.

La evaluación de opciones abarca el estudio de esquemas de recuperación primaria o secundaria así como la definición de la infraestructura requerida, el número de pozos requeridos y sus tipos (verticales, horizontales, multilaterales, altamente desviados), esquemas de manejo de fluidos (flujo multifásico), definición de métodos de producción (bombeo neumático, bombeo hidráulico, bombeo mecánico).

La evaluación de opciones de desarrollo permitirá definir:

- Producción de aceite, agua y gas con bajo grado de incertidumbre.
- Maximizar el factor de recuperación.
- Optimizar el nivel de inversiones y gastos.
- Cuantificar la incertidumbre de los esquemas de explotación en el futuro.

4.2.1. Modelo petrofísico

Se han construido mapas estructurales de la base y cima de la secuencia productora de un sector de la Cuenca de Chicontepec; asimismo, se han construido mapas de facies y de espesores netos, a partir de las superficies correlacionables regionalmente (**Figura 4.19**).

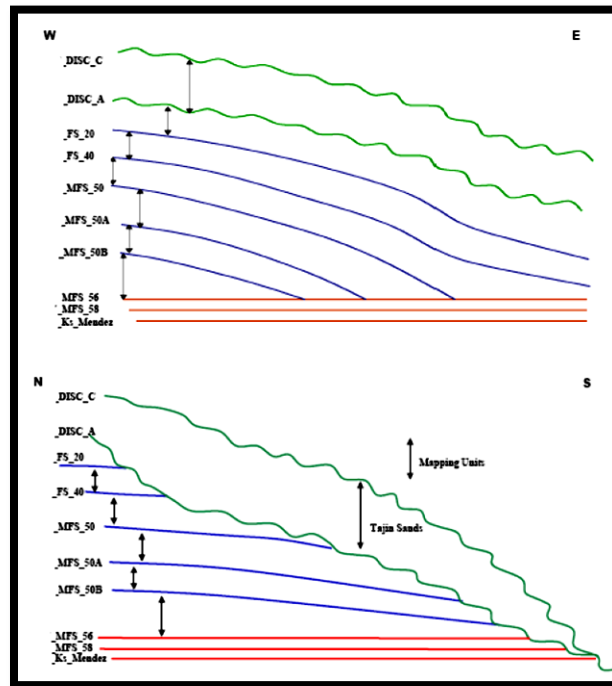


Figura 4.19 Definición de unidades estratigráficas productoras (Grupo Chicontepec), (Tomado de Pemex Región Norte, 2005).

Los mapas de facies se construyeron para cada unidad genética al asignar el patrón de registro dominante (grano creciente, fino creciente, aserrado o caja) de cada pozo utilizando los registros de rayos gama y resistividad. Se ha dividido la secuencia del Cenozoico de Chicontepec en nueve unidades estratigráficas limitadas por secciones condensadas marinas/inundación máxima y/o superficies discordantes (Pemex, 2005).

Se identificaron cuatro marcadores sísmicos regionales, que corresponden con la cima del Cretácico, la MFS 50, la Discordancia A y la Discordancia C, las cuales se identificaron y correlacionaron a través de la cuenca.

En términos de control de facies, los complejos de canal de abanicos y de canal de abanico medio tienen los espesores de arena bruto más gruesos, mientras que los complejos de lóbulos de abanico externo tienen el menor espesor, (**Figura 4.20**).

En cuanto al sistema poroso, se tiene un diámetro de poro de 10 a 40 micras y la garganta de poro de 1 a 4 micras; los minerales arcillosos más comunes son la clorita, illita, smectita y caolinita, teniendo de 2% al 7% de arcilla dispersa. El factor de cementación es de entre 1.3 a 1.7. Los granos de la roca son de cuarzo y carbonato principalmente (Pemex, 2005).

Después de la depositación, las turbiditas de Chicontepec fueron enterradas a 1000 m de profundidad aproximadamente, conforme la profundidad aumentó el cemento de cuarzo y calcita relleno los poros originales de las arenas, originando una reducción de la porosidad. Después el agua bajosaturada disolvió el cemento de calcita durante la segunda mitad de la última etapa de la diagénesis (Pemex, 2005). La abundancia de cementos es el principal controlador de la calidad del yacimiento, (si el cemento disminuye, la porosidad aumenta).

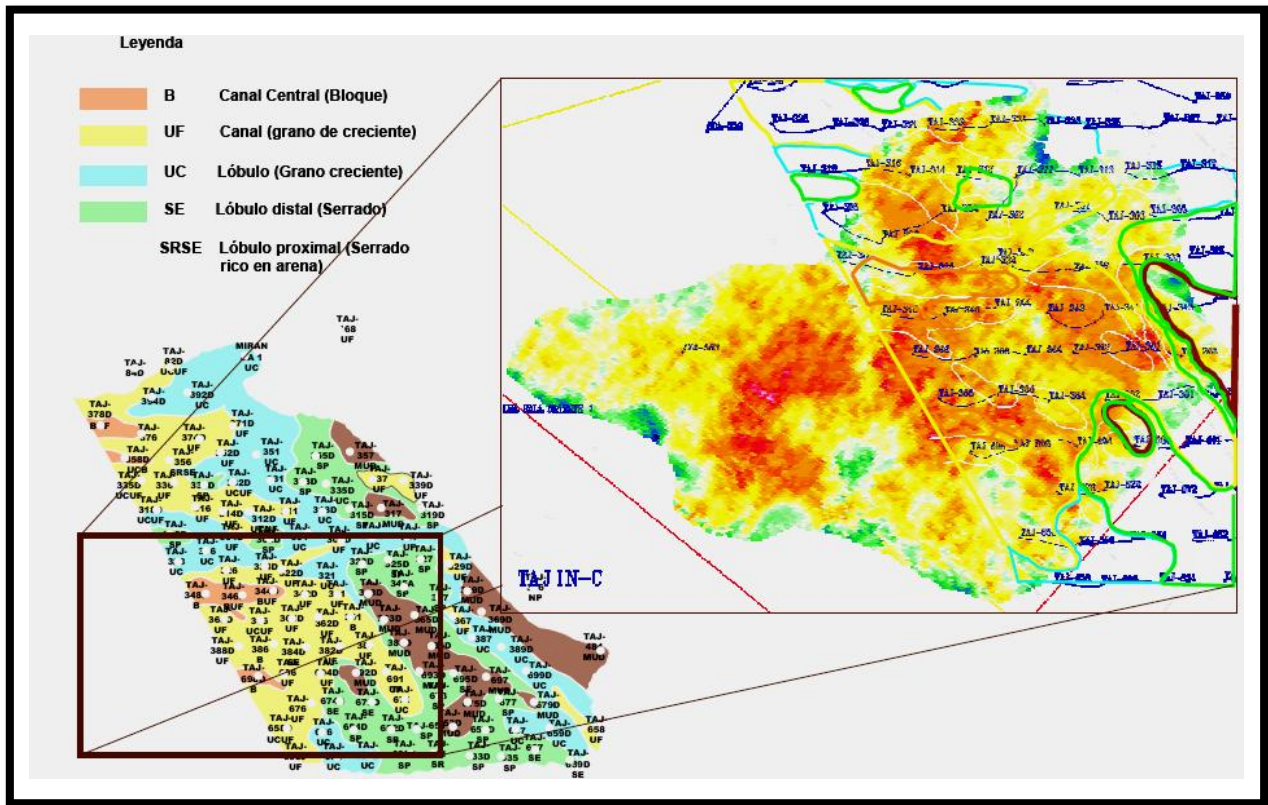


Figura 4.20 Mapa de Facies del Grupo Chicontepec (Formaciones Chicontepec Inferior, Chicontepec Medio y Chicontepec superior) (Tomado de Pemex Región Norte, 2005).

Al graficar los valores de porosidad vs permeabilidad se observa que la mejor calidad de roca se tiene en las facies de canal y lóbulo proximal.

Se ha observado que las facies arenosas de grano más grueso normalmente presentan cementación fuerte de carbonato de calcio, sílice y arcillas por lo que la porosidad y permeabilidad de estas rocas son bajas a consecuencia de los efectos diagenéticos. Para comparar la relación entre la porosidad y permeabilidad se utilizó la información convencional obtenida de núcleos de diversos pozos terminados en zonas profundas dentro del campo. Los núcleos intersecaron cuatro distintas facies (Pemex, 2005). Estas fueron: canal, lóbulo, lóbulo distal e interlóbulo (o sección condensada). Se observa que los datos caen sobre dos poblaciones, las facies dístales (depósitos de lóbulo distal e interlóbulo) y facies más próximas (canales y sus lóbulos asociados). Los valores máximos de porosidad y permeabilidad son sustancialmente altos en las facies cercanas (Pemex, 2005). Al graficar los valores de porosidad vs permeabilidad se observa que la mejor calidad de roca se tiene en las facies de canal y lóbulo proximal (**Figura 4.21**).

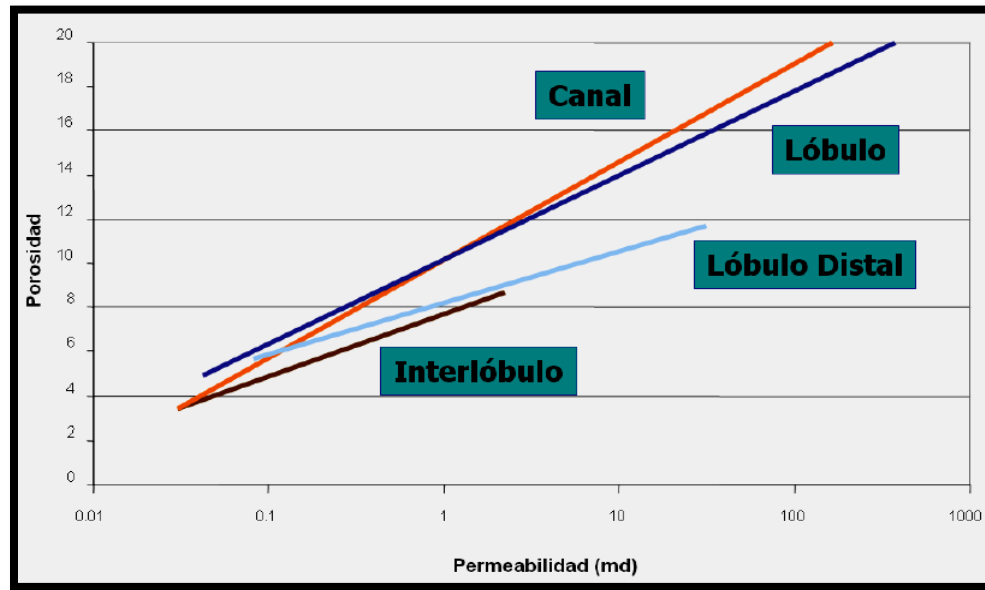


Figura 4.21 Ejemplo de estudio petrográfico Pozo Agua Fría 801 (Tomado de Pemex Región Norte, 2005).

El tipo de roca se define como un intervalo de roca con geometría de poro única (relación de aspecto, número de coordinación y distribución del poro). La relación de aspecto es la relación del tamaño del cuerpo del poro al tamaño de la garganta del poro. En sistemas de matriz porosas, la relación de aspecto varía de 3:1 hasta >3000:1. Mientras que el número de coordinación es el número de gargantas que intersectan el cuerpo del poro.

Un tipo de roca es caracterizado por un sistema único de características petrofísicas:

- Relación de porosidad y permeabilidad.
- Propiedades eléctricas.
- Presión capilar.
- Permeabilidad relativa, etc.

El tipo de roca también es referido como unidad hidráulica del flujo.

La porosidad y la permeabilidad son relacionadas dentro de sistemas de tipos de rocas específicos (Pemex, 2005).

Rocas tipo 1, rocas de tamaño de grano medio a grueso, con contenidos variables de microporosidad. Presentan las mejores características de porosidad y permeabilidad (Pemex, 2005).

Rocas Tipo 2, rocas de tamaño de grano pequeño, con un sistema poroso homogéneo, definido por poros, principalmente intergranulares. Presentan de buenas a regulares características de porosidad y permeabilidad (Pemex, 2005).

Rocas Tipo 3, rocas de tamaño de grano muy variado, con un sistema poroso heterogéneo. Presentan bajos valores de porosidad y permeabilidad, debido a la presencia de material cementante que rellena los espacios porosos (Pemex, 2005).

Rocas Tipo 4, rocas de tamaño de grano muy variado, con un sistema poroso altamente heterogéneo. Presentan los valores más bajos de porosidad y permeabilidad, debido a la elevada presencia de material cementante que rellena los espacios porosos (Pemex, 2005).

Una forma de determinar el tipo de roca es mediante la grafica de Winland (1980) donde se grafican valores de porosidad en escala lineal contra permeabilidad en escala logarítmica obtenidos de registros y sus correlaciones. El valor de la fracción permeabilidad/porosidad representan los valores del radio de las gargantas en micrones y se indican por medio de líneas para un mismo valor de esta. Por lo que al graficar dichos valores de porosidad y permeabilidad para el Pozo Agua Fría-892 se genera la grafica en donde se puede apreciar cualitativamente los distintos tipos de roca y las características de porosidad y permeabilidad (**Figura 4.22**).

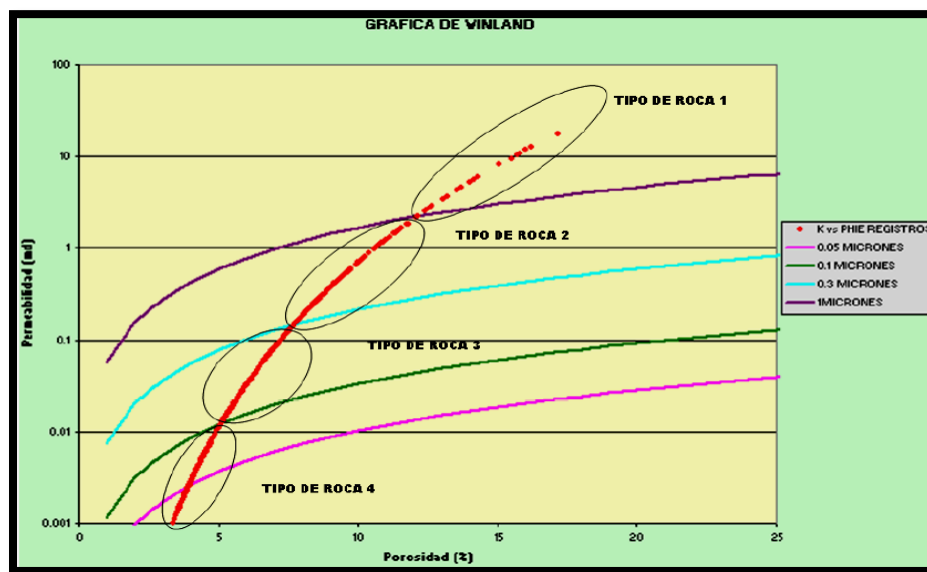


Figura 4.22 Determinación de tipos de roca para el pozo Agua Fría-892-Gráfica de Winland (Tomado de Pemex Región Norte, 2005).

El hidrocarburo que se produce en mayor proporción es aceite pesado, sin embargo, existe producción de aceite ligero hacia el Norte de la Cuenca de Chicontepec (Campos Soledad, Soledad Norte, Coyotes, Aragón, y Horcones). El tipo de empuje es gas en disolución, con presión original en la mayoría de los yacimientos del orden de 220 Kg/cm², su temperatura de fondo varía de los 65°C a los 75°C y la viscosidad es entre 5 y 105 cp. Los factores de recuperación estimados son de 7-10% para el aceite y de 60-70% para el gas (Pemex, 2005).

Los afloramientos de los planos estratificados de Chicontepec, muestran una red de fracturas sistemáticas y no sistemáticas intersectadas. Las fracturas principales o sistemáticas están bastante espaciadas uniformemente y muestran un movimiento de desplazamiento, que se compensa subsecuentemente con la conectividad de las fracturas no sistemáticas (Pemex, 2005).

El análisis microsísmico realizado durante la perforación, muestra que las fracturas sistemáticas tienen una orientación hacia el Noreste. Menos eventos microsísmicos con una orientación Noroeste capturan los efectos de las fracturas no sistemáticas.

4.2.2. Ingeniería de yacimientos

Actualmente la presión de yacimiento se encuentra muy cercana a la Presión de Burbujeo (0). La línea roja (**Figura 4.23**) muestra el comportamiento de la presión desde el inicio de la explotación e indica que con una pequeña disminución de esta se genera una gran liberación de gas debido a las características del fluido, por lo que se hace primordial la implementación de un sistema de recuperación secundaria por Inyección de agua con el objeto de evitar que continúe el depresionamiento de los yacimientos (Pemex, 2005).



Figura 4.23 Diagrama de fases (Tomado de Pemex Región Norte, 2005).

El sistema consiste en la construcción de un acueducto, desde la central de almacenamiento y Bombeo (CAB) de Poza Rica hasta el campo Agua Fría, con un volumen de agua a manejar en la primera etapa de 12,000 BPD con su respectivo tratamiento químico, mismo que se hará mediante la dosificación de reactivos en la planta de inyección que estará instalada en el campo Agua Fría (Pemex, 2005). Con la Inyección de agua se logrará un incremento en el factor de recuperación hasta de un 7% por medio de un acueducto de 16" y una longitud de 15 Km que deberá superar un desnivel en el terreno de 200 m (**Figura 4.24**).

Dentro de las estrategias que se tienen para yacimientos turbidíticos de baja permeabilidad se cuenta con la operación de sistemas artificiales de producción como el bombeo mecánico y bombeo neumático (BN) previo análisis de la factibilidad de implantación de los diversos sistemas artificiales de producción, en función de las características del yacimiento, de los pozos y de los fluidos a producir. La red de BN en su primera fase se basa en plataformas existentes y el posterior desarrollo en los años 2004 y 2005, de un gasoducto de una longitud de 18.52 km y diámetro de 12" para manejar un volumen de gas de inyección de 33.0 MMPCD (**Figura 4.25**) (Pemex, 2005).

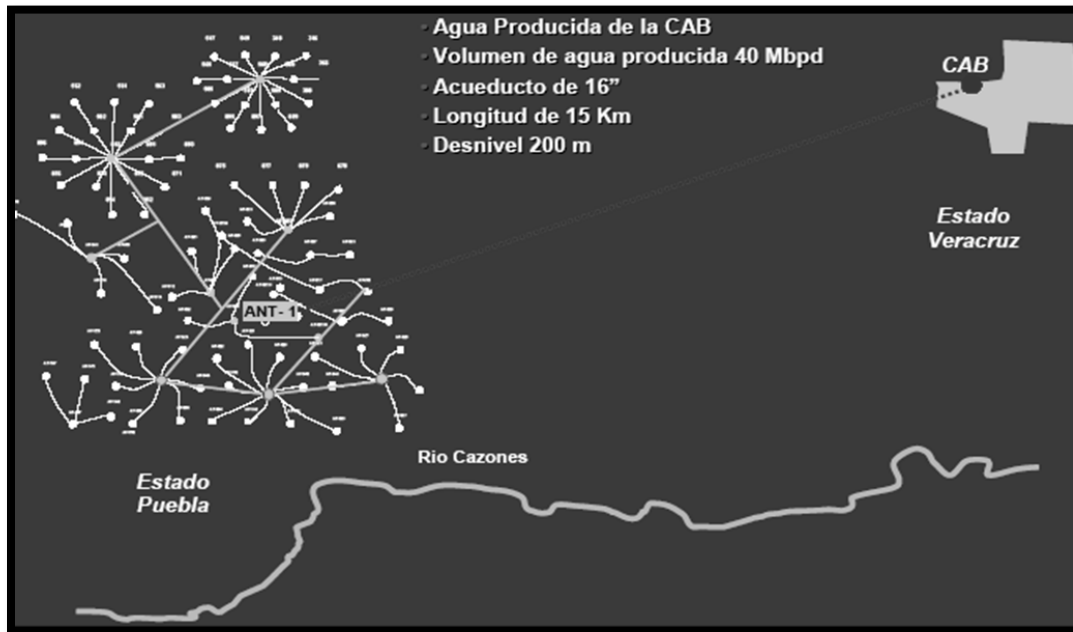


Figura 4.24 Proyecto de recuperación secundaria para el Campo Agua Fría en la Cuenca de Chicontepec (Tomado de Pemex Región Norte, 2005).

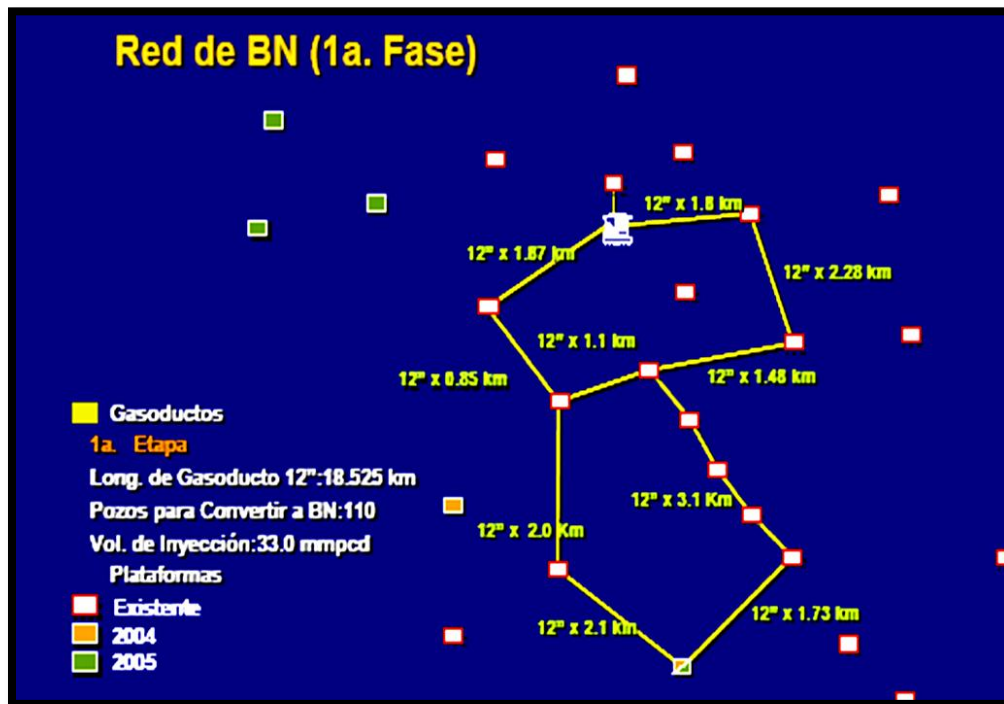


Figura 4.25 Red de Bombeo Neumático para el Campo Agua Fría en la Cuenca de Chicontepec (Tomado de Pemex Región Norte, 2005).

4.2.3. Sistemas artificiales

4.2.3.1. Funcionamiento del sistema artificial con bombeo mecánico

Desde la superficie se transmite el movimiento mediante la unidad de bombeo mecánico donde se convierte un movimiento circular originado por el motor a un movimiento vertical; este movimiento se transmite a la bomba mediante la sarta de varillas. En la **Figura 4.26** se ilustra el ciclo de bombeo.

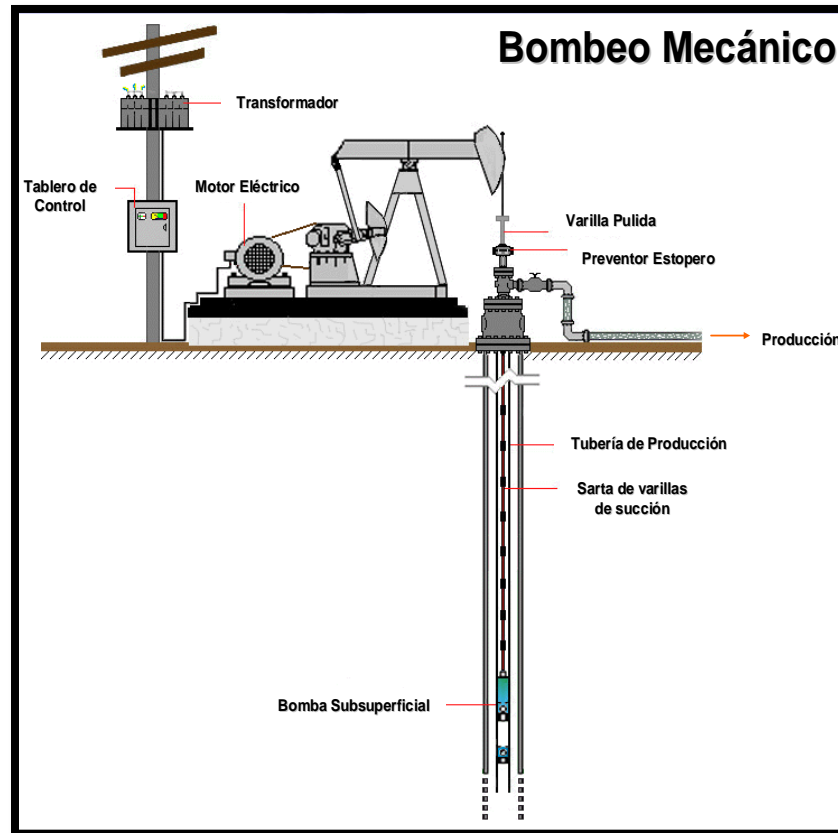


Figura 4.26 Funcionamiento del bombeo mecánico (Tomado de Pemex Región Norte, 2005).

4.2.3.2. Funcionamiento del sistema artificial con bombeo neumático

La energía se transmite al gas en una compresora elevando la presión de operación a lo requerido, éste se transporta mediante ductos al pozo, contando en la superficie con un control superficial de gas y el aparejo consiste en varias válvulas de inyección; en este caso, los elementos mecánicos no entran en contacto con los fluidos del yacimiento. También es posible operar el sistema de bombeo neumático utilizando gas húmedo producido mediante un sistema cerrado recirculando el gas y el excedente se envía a proceso (Pemex, 2005). Así el gas para inyección no se comprará, lo cual significa un gran ahorro para el sistema. El campo Agua Fría actualmente opera en esta forma (**Figura 4.27**).

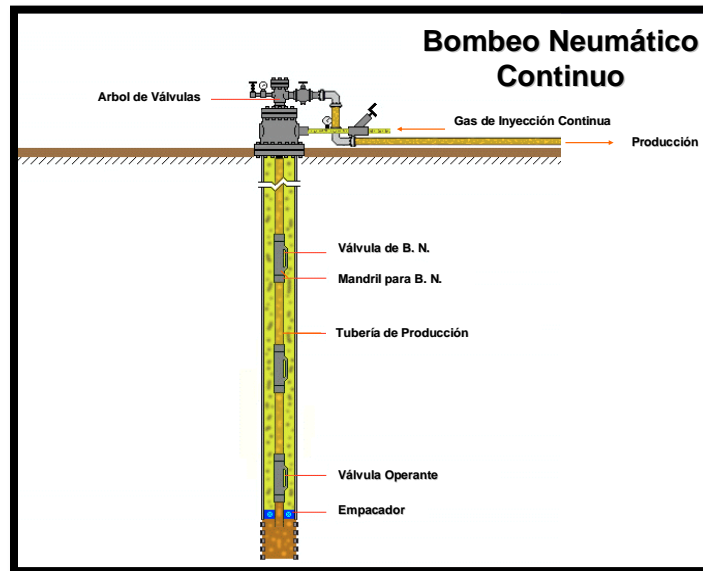


Figura 4.27 Funcionamiento del bombeo neumático continuo (Tomado de Pemex Región Norte, 2005).

4.2.4. Caracterización dinámica

De forma general, la caracterización de un yacimiento se puede definir como la detección y evaluación de los elementos que constituyen y afectan el comportamiento de un yacimiento; esta definición consta de dos partes que definen por sí mismas el tipo de caracterización que la constituyen (Pemex, 2005). De estas, la primera se refiere a la caracterización estática, la cual se define como la detección y evaluación de los elementos que constituyen un yacimiento (Pemex, 2005). La segunda se refiere a la caracterización dinámica que a su vez se define como la detección y evaluación de los elementos que afectan el comportamiento de un yacimiento.

Dentro de las actividades que se han desarrollado en este rubro están:

- Simulación numérica de la prueba piloto de inyección de agua; arenas 10 y 20, pozo Agua Fria-847; ajuste de las propiedades para simular la producción de agua y la irrupción del tritio inyectado como trazador.
- Predicción de inyección de agua en la arena Agua Fria-80, pozos Agua Fria-841 y Agua Fria-847.
- Predicción de producción de la plataforma Agua Fria-892 con distintos espaciamientos de pozos.

En el año de 1999 se realizó una prueba piloto de Inyección de agua en el Pozo Agua Fría 847 misma que ha servido como base para continuar con los estudios de simulación numérica para la implantación del sistema de recuperación secundaria en el campo (Pemex, 2005).

La simulación de yacimientos es una herramienta esencial y poderosa para la administración de yacimientos que permite al ingeniero predecir el comportamiento del yacimiento (si se usa correctamente) bajo diferentes escenarios de operación. Las predicciones del comportamiento del yacimiento pueden usarse para decidir entre un

número dado de diseños operacionales y resolver muchos problemas que surgen durante todas las etapas de desarrollo del campo (Pemex, 2005).

La simulación numérica de yacimientos es el proceso de representar el comportamiento ya ocurrido (histórica) o por ocurrir (pronósticos) utilizando un “modelo” del yacimiento. Los modelos pueden ser físicos (de laboratorio) o matemáticos. Un modelo matemático de un sistema físico es un conjunto de ecuaciones de conservación de masa y/o energía que describen adecuadamente los procesos del sistema en estudio (pozo, campo, yacimiento etc.). Los procesos que ocurren en un yacimiento de petróleo son básicamente: flujo de fluido en un medio poroso y transferencia de masa y energía dentro de ese mismo medio (Pemex, 2005).

Los modelos numéricos de simulación son un conjunto de programas de computación que usan métodos numéricos para obtener una solución aproximada del modelo matemático. El modelo matemático es a su vez, el conjunto de ecuaciones que describen o representan los procesos físicos de flujo y transferencia de masa y energía que ocurren en el yacimiento que lo componen la roca y los fluidos que contienen. En estos casos, el yacimiento es visualizado como un conjunto de cuadros o bloques que representan volúmenes discretos de una malla con la cual se subdividió el yacimiento. Estos métodos numéricos son necesarios debido a que con las ecuaciones de derivadas parciales del modelo matemático representan a un conjunto de parámetros del yacimiento como son: presión, saturaciones de fluidos, propiedades P.V.T, heterogeneidades de yacimiento, porosidad, permeabilidades, etc. Dada la gran cantidad y complejidad de estas ecuaciones y de los métodos de su solución, es necesario el uso de computadoras. Los métodos numéricos son bastante generales en su aplicación y han probado que son altamente eficientes para obtener soluciones bajo las condiciones complejas del yacimiento. Esto hace de los modelos numéricos de simulación la técnica más compleja y flexible disponible hoy en día para los ingenieros de yacimiento en el camino de comprender los yacimientos, su historia (cuando la hay) y los pronósticos para elegir una modalidad de aprovechamiento futura (Pemex, 2005).

La simulación y los programas de computación son herramientas que ayudan a ahorrar tiempo en las predicciones del comportamiento de yacimientos pero no suministran una respuesta exacta del comportamiento del mismo, ya que los simuladores son sólo herramientas que cuando son alimentadas con datos que describen adecuadamente el yacimiento, pueden suministrar una predicción razonable del comportamiento general a ser esperado en un yacimiento bajo las condiciones operacionales y de contorno dadas por el usuario. De esta manera, los resultados de un estudio de simulación deben ser vistos como una aproximación al comportamiento esperado y no como una predicción exacta y sus resultados son reflejo de la calidad y cantidad de los datos así como de la bondad del modelo en representar los fenómenos físicos (Pemex, 2005).

Se retomó una simulación numérica realizada previamente (en el año 2003) y se afinaron los ajustes a la historia de producción de la prueba piloto. En esta se ha considerado la zona de influencia de los pozos inyectores lo cual ha permitido determinar el factor de recuperación que se tendría en el mediano a largo plazo (**Figura 4.28**). En esta figura se muestra la estructura en dos dimensiones del yacimiento así como la distribución de los pozos y la localización de los pozos inyectores.

4.2.5. Estado actual de desarrollo

Desde el año de 1982 se inició el desarrollo de este Proyecto en el área de Tajín y a la fecha se han perforado alrededor de 470 pozos.

La estrategia de perforación que ha regido el proyecto ha sido en base a la construcción de macro-plataformas en las cuales se perforan de 3 a 19 pozos, considerando un cabezal en cada una de ellas y manejando la producción a través de un oleogasoducto por plataforma hacia las baterías de separación (Pemex, 2005).

Dentro de los aspectos importantes que soportan el proyecto son los estudios de interpretación sísmica, el modelo geológico sedimentario, las secciones estratigráficas, la toma de información de presiones por pozo y los resultados de producción, que en los últimos tres años nos han generado pozos con gastos iniciales estabilizados en un rango de 150 a 1000 BPD (Pemex, 2005).

Debido a las características petrofísicas complejas del campo y en particular la permeabilidad, se hace necesaria la operación del fracturamiento hidráulico con apuntalante. Para ello se tiene una metodología para garantizar los buenos resultados de este tipo de operaciones, misma que se encuentra representada de manera general en la figura siguiente y en la cual se muestra el proceso establecido de una operación de fracturamiento hidráulico con cada una de las etapas necesarias para obtener los resultados esperados que van desde la recopilación y análisis de la información hasta la evaluación una vez terminada la operación para constatar tanto la obtención del tamaño y geometría de la fractura como el comportamiento de flujo de fluidos a través de esta, la producción y declinamiento (Pemex, 2005). De esta forma se consideran todos los factores que influyen en el éxito de estas operaciones (**Figura 4.30**).

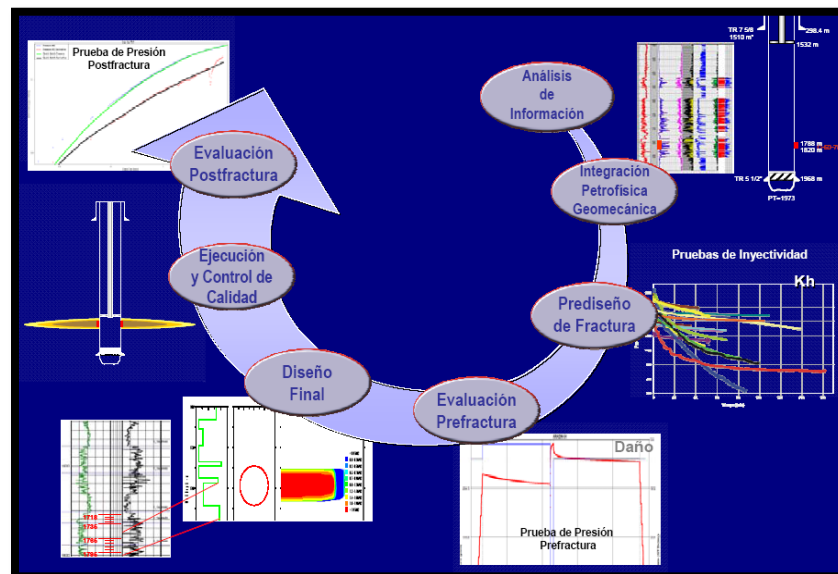


Figura 4.30 Proceso de fracturamiento hidráulico (Tomado de Pemex Región Norte, 2005).

Los resultados de producción por pozo, utilizando la técnica de Fracturamiento Hidráulico dependen de la calidad de los productos, se ha observado que los fluidos con baja carga polimérica y los apuntalantes con alta resistencia a la compresión generan altos gastos de producción debido a que se tienen fracturas de alta conductividad y longitudes del orden de 100 m (Pemex, 2005).

4.2.6. Estrategia de desarrollo

La ubicación de los pozos a perforar se ha llevado a cabo, utilizando la interpretación sísmica 2D y 3D, así como la información del modelo geoestadístico elaborado por JOGMEC (Compañía Japonesa). De acuerdo a los resultados de producción se ha ido ajustando el modelo con el objeto de identificar las zonas con mayor prospección, mejores características petrofísicas, contenido de arcilla y espesores netos impregnados. A partir de estos datos se elaboró un plano maestro donde se muestra la distribución y estado de los pozos, las instalaciones superficiales actuales y proyectadas así como la disponibilidad de equipos de perforación, (Figura 4.31).

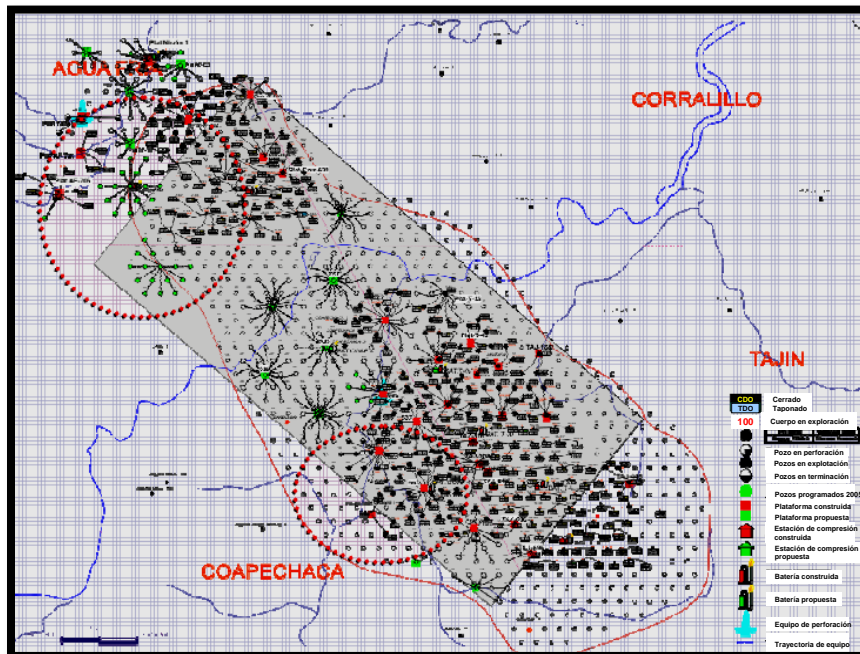


Figura 4.31 Plano Maestro de la distribución y estado de los pozos del Campo Agua Fría (Tomado de Pemex Región Norte, 2005).

De acuerdo a los resultados de producción se ha ido ajustando el modelo con el objeto de identificar las zonas con mayor prospección, mejores características petrofísicas, contenido de arcilla y espesores netos impregnados (Pemex, 2005).

En la Cuenca de Chicontepec ha tenido dos etapas importantes, de cinco que se pueden identificar por medio de las principales actividades realizadas en cada una de ellas desde el inicio del desarrollo. De esta manera, la primera etapa (1952-1070) se caracteriza por la realización de reparaciones mayores en los Campos Presidente Alemán y Soledad misma que se ve reflejadas en la baja producción que se eleva considerablemente de 1970 a 1982

gracias a los trabajos de perforación y desarrollo en los campos Soledad, Horcones, Aragón, Coyotes y Soledad Norte. A pesar del mantenimiento de pozos, la perforación y desarrollo de los Campos Agua Fría y Tajín la producción tuvo una nueva disminución en los años siguientes, para dar lugar a la primera de las dos etapas importantes registrando en el año de 1992, una producción de 16,000 BPD de aceite y 16 MMPCD de gas. Se ha observado que debido a la baja permeabilidad del yacimiento, se requiere un alto ritmo de perforación y terminación de pozos (Pemex, 2005). Fue así como en el año de 2002 se reanudó la perforación intensiva en el campo alcanzando en una segunda etapa histórica una Producción de 24,314 BPD de aceite y 27 MMPCD de gas en el año de 2004 (**Figura 4.32**)

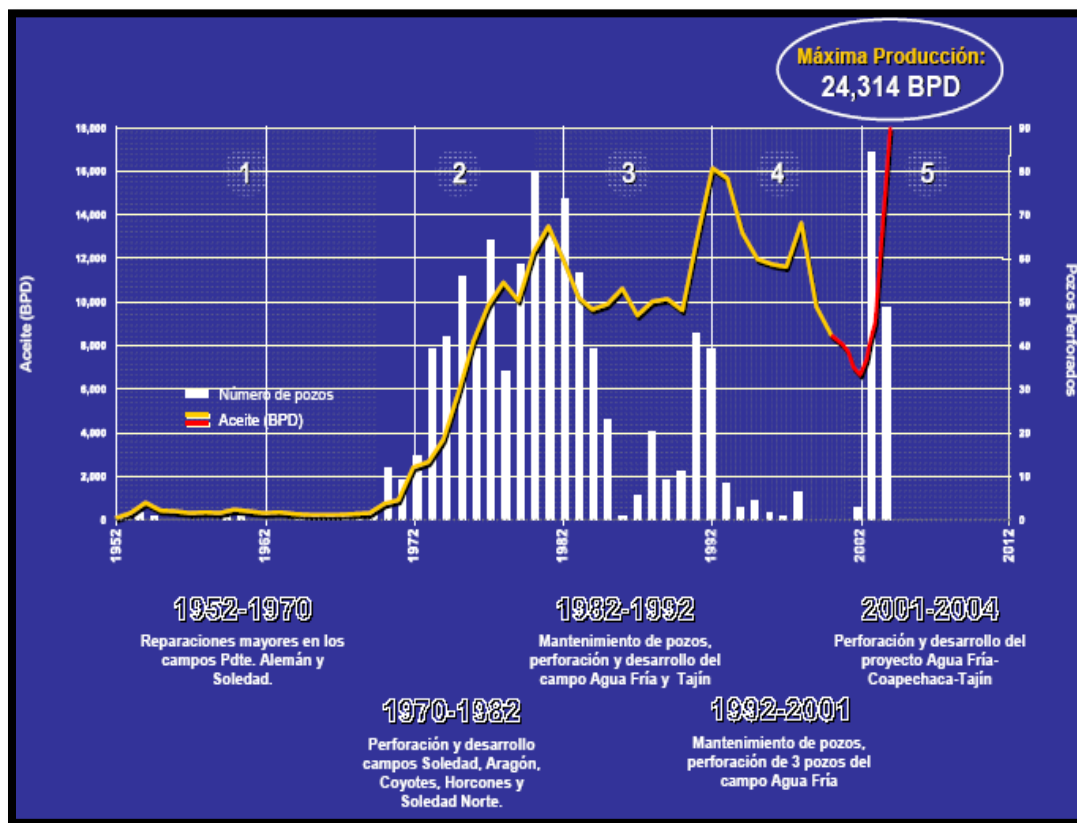


Figura 4.32 Comportamiento histórico de producción de la Cuenca de Chicontepec (Tomado de Pemex Región Norte, 2005).

En agosto de 2002 la producción era de 6,000 BPD de aceite y 3 MMPCD de gas; de haber seguido con la misma tendencia se habría llegado a cifras tan bajas como 3300 BPD, por el contrario se revirtió esta tendencia y el nivel de incremento en la producción alcanza los 22000 BPD (Pemex, 2005). Se ha logrado en 3 años un incremento de 22,786 BPD de aceite, lo que corresponde a una aportación de producción acumulada de 8.5 MMB de aceite (**Figura 4.33**).

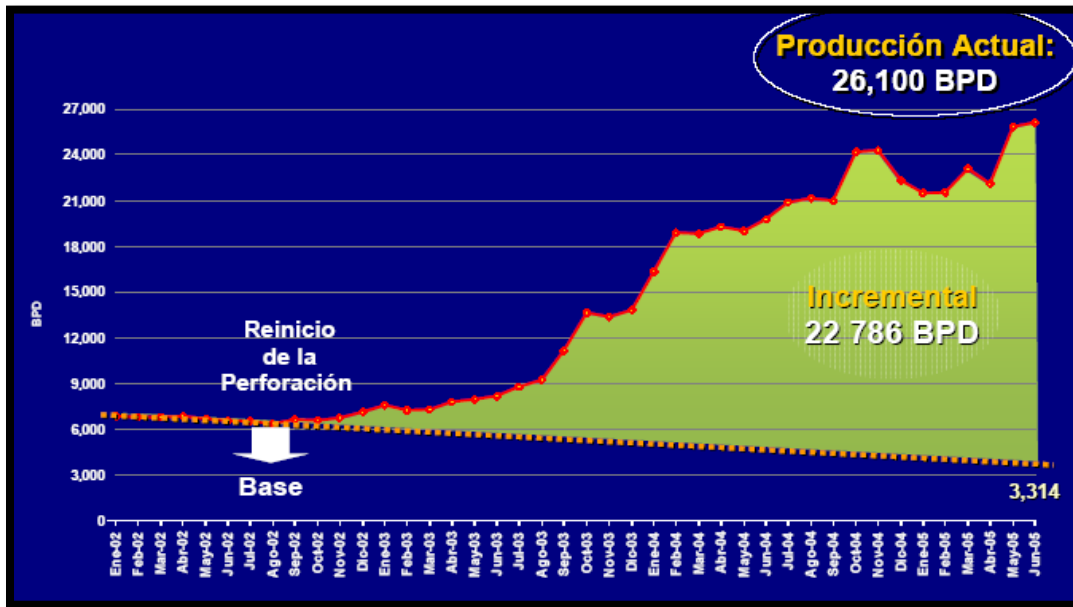


Figura 4.33 Producción incremental de la Cuenca de Chicontepec (Tomado de Pemex Región Norte, 2005).

4.2.7. Implantación del proceso de recuperación secundaria

El mecanismo de empuje del yacimiento es a través del gas disuelto y actualmente se tiene una presión muy cercana al punto de burbuja, por lo que se tomó la decisión de realizar una prueba piloto de inyección de agua en el campo Agua Fría en el año de 1999. Se llevó a cabo esta prueba piloto de inyección de agua entre marzo de 1999 y marzo de 2000. El pozo inyector fue el AF 847 y los pozos productores del arreglo de inyección fueron: AF 827 – 829 – 849 – y 867. Tanto el inyector como los productores fueron acondicionados para tener abiertos solamente los cuerpos AF10 y 20. La instalación de fondo en el inyector fue una tubería de producción (TP) con empacador simple, para inyectar conjuntamente en ambos cuerpos (Pemex, 2005).

Durante los 13 meses de vida del proyecto se inyectaron 769 MB de agua, con gastos variables entre los 1,160 y hasta los 4,000 BWPD y con una presión de inyección en fondo máxima de 3,200 psi. Se estima que el 91 % del volumen total inyectado fue tomado por el Cuerpo AF 10 (Pemex, 2005).

La **Figura 4.34** muestra la evolución histórica de producción de los cuerpos AF10 y 20, los principales indicadores y los gastos diarios de inyección y producción durante la vida de la prueba piloto y posterior. Se observa la tendencia de producción al momento del inicio de la inyección, la cual se revierte y se mantiene estable a pesar de las variaciones y una tendencia a la baja (Pemex, 2005).

Algunas pruebas de presión realizadas en el inyector y los productores (AF-827: 1,300 psi – AF-829: 1,250 PSI) al fin del período de inyección, indican que se registraron incrementos de unos 35 Kg/cm² (500 psi) en la presión del yacimiento. Además, la inyección de trazadores en el inyector fue detectada entre los 3 y los 6 meses después en los pozos AF-827 – 829 – 847 y 867 (Pemex, 2005).

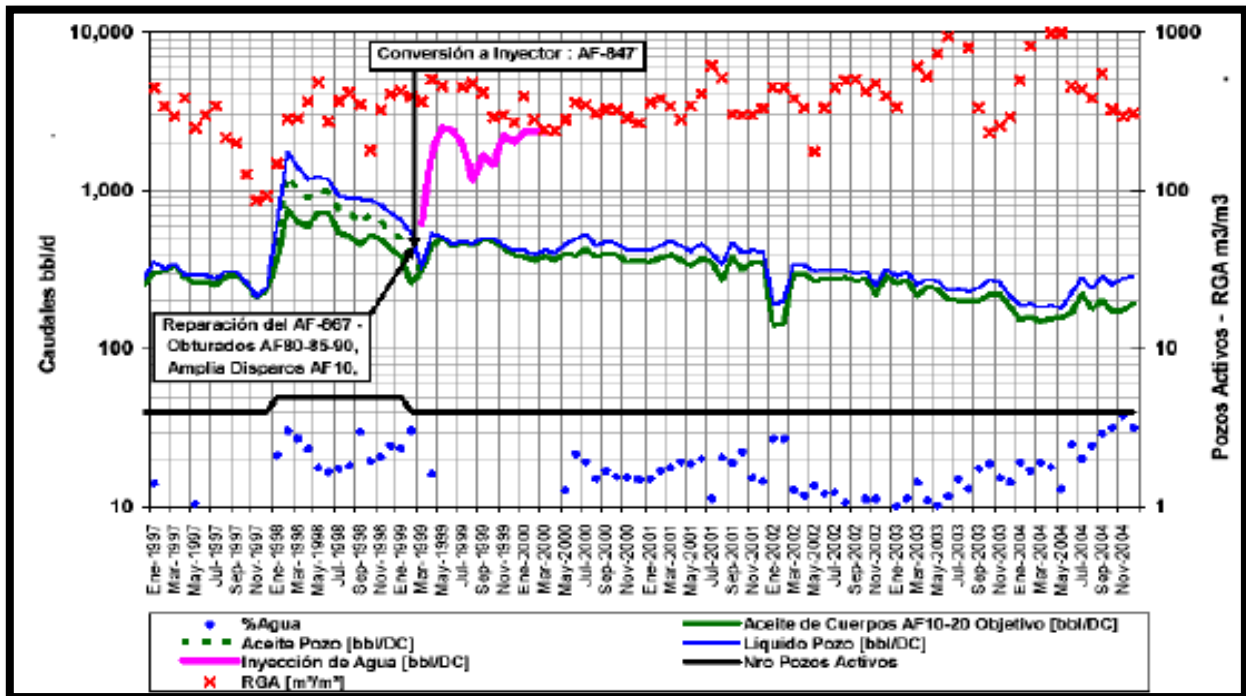


Figura 4.34 Historia de producción – inyección de la Cuenca de Chicontepec (Tomado de Pemex Región Norte, 2005).

En la **Figura 4.35** se representa la evolución del volumen poroso inyectado y producido por el pozo piloto, calculados con la información del modelo geológico actual y otros parámetros que se han adoptado y calculado para el estudio. Se observa que existe una desviación considerable de la respuesta obtenida en relación a la que se pronosticó debido al tipo de arreglo de pozos de la prueba piloto: un inyector y cuatro productores y el tiempo de duración de la misma, por lo que se alcanzaron producciones incrementales de modesta magnitud (31 % del volumen total de producción del arreglo a fines de marzo del 2000) (Pemex, 2005).

Considerando que la saturación de gas al inicio de la inyección era del orden del 10 al 12%, se estima que la producción acumulada de aceite durante la prueba debió haber sido el doble que la real (Pemex, 2005).

La toma de información en el período de la prueba fue de buena calidad y cumplió con los objetivos establecidos, lográndose integrar un banco de datos utilizable en las evaluaciones y pronósticos.

En el área de la prueba (cuerpos 10-20) existe buena compatibilidad entre el fluido inyectado y el sistema roca-fluidos del yacimiento lo cual propició un nivel de inyectividad aceptable.

El volumen total de agua inyectado fue de 768,942 bls con un promedio diario de 1,957 bls (Pemex, 2005).

De acuerdo al monitoreo del flujo fraccional y de los trazadores químicos y radiactivos, no se presentaron efectos de canalización del agua inyectada (Pemex, 2005).

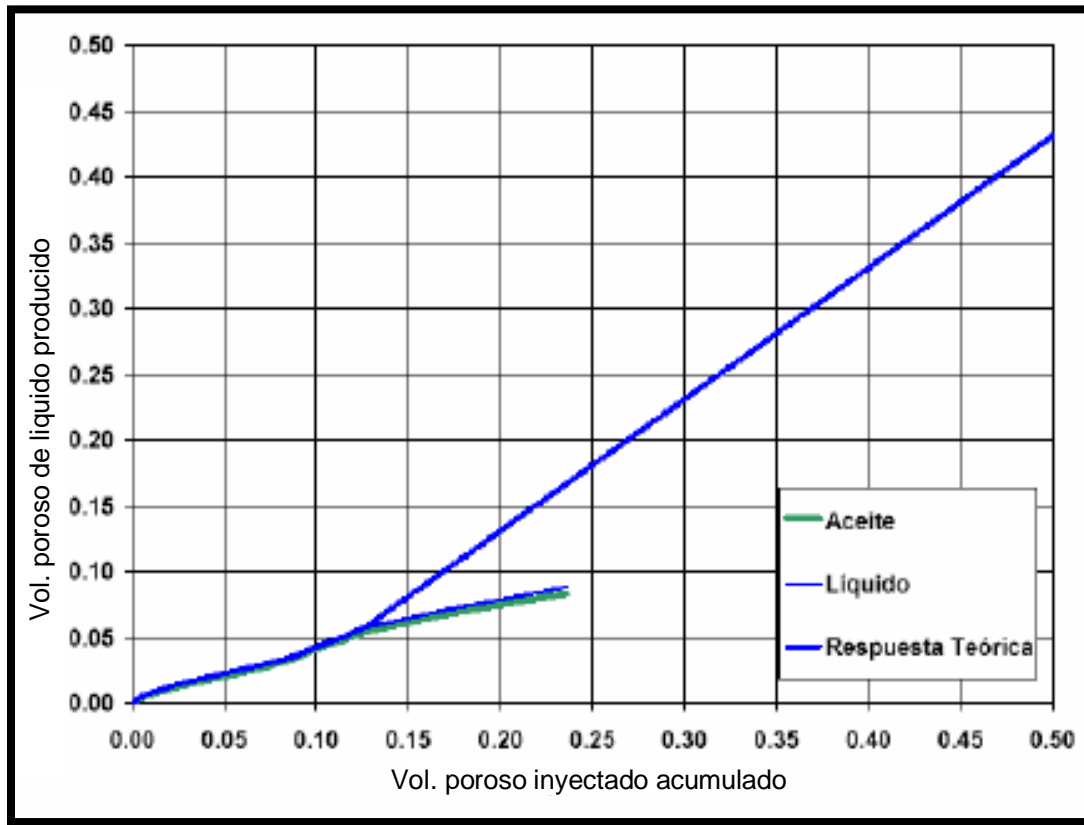


Figura 4.35 Relación producción-Inyección por el pozo piloto en la Cuenca de Chicontepec (Tomado de Pemex Región Norte, 2005).

Las presiones máximas de inyección en el fondo manejadas en la prueba (3200 psi) fueron inferiores a la presión de fractura de la formación permitiendo alcanzar un gasto máximo de inyección de 4,000 BPD (Pemex, 2005).

La surgencia del agua inyectada ocurrió simultáneamente en los pozos localizados hacia el norte del inyector en agosto de 1999, cuando se habían inyectado aproximadamente 300,000 barriles de agua congénita (39 % del total inyectado).

Los pronósticos realizados usando los resultados de la prueba piloto, muestran que para los cuerpos 10 – 20 del Campo Agua Fría, se espera un factor de recuperación final de 10.1 % para el aceite y 72.1 % para el gas (Pemex, 2005).

De acuerdo a los resultados obtenidos en la prueba piloto se tomó la decisión de realizar una segunda prueba en el área de Agua Fría, debido a que la calidad de yacimiento y propiedades petrofísicas son propicias para obtener el éxito esperado en la recuperación del aceite. Derivado de lo anterior, se generó un estudio integral de yacimientos que ha permitido definir el proceso de implantación de un sistema de recuperación secundaria por Inyección de agua (Pemex, 2005).

Con base en este estudio integral, se seleccionaron las localizaciones geológicamente óptimas para los pozos inyectoros (Pemex, 2005). Las bases geológicas para la selección de los pozos candidatos para la inyección fueron:

- Ancho óptimo de la arena.
- Mínima heterogeneidad de las facies.
- Buena resistividad como indicio de una buena saturación.
- Distancia a las fallas.
- Producción primaria de buena a moderada (como un indicador de buena calidad del yacimiento).

Se incluyeron además las siguientes consideraciones técnicas:

- Estado mecánico de los pozos
- Historia de perforación y producción
- Producción acumulada de aceite
- Continuidad y heterogeneidad del yacimiento
- Propiedades físicas del yacimiento definidas de pruebas de pozos.

El área piloto comprende 5 pozos inyectoros y 18 productores con un patrón de 7 invertido con una cuota de inyección promedio de 4000 BPD (**Figura 4.36**) (Pemex, 2005).

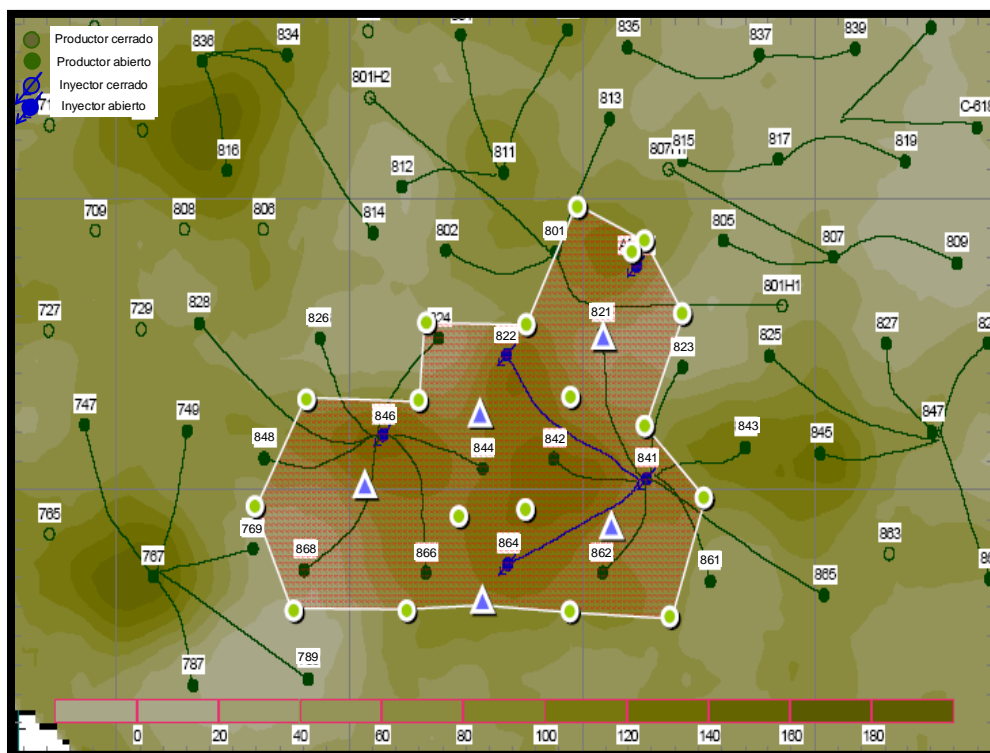


Figura 4.36 Área piloto del Campo Agua Fría en la Cuenca de Chicontepec (Tomado de Pemex Región Norte, 2005).

Dentro de los estudios previos que se han considerado para esta prueba están (Pemex, 2005):

- Pruebas de compatibilidad de fluidos con la formación en base al análisis de núcleos.
- Pruebas de calidad del agua a inyectar contemplando agua congénita, agua dulce tratada y agua salada.
- Caracterización del fluido a inyectar.
- Análisis de la infraestructura, planta de inyección, bombeo y tratamiento químico del agua.

4.2.8. Programa de toma de información

Con el objeto de continuar con la caracterización de yacimientos y la adquisición de información se tiene en el activo un programa que contempla registros de presión de fondo cerrado, fondo fluyente, curvas de variación de presión, pruebas isocronales, muestreo de fondo entre otros. En cantidad y frecuencia que garantice que los datos obtenidos sean confiables sin perder de vista los objetivos económicos. Este programa no es exclusivo del área AFCT objeto del estudio sino que se realiza en la totalidad de los campos que conforman la Región Norte (**Figura 4.37**) (Pemex, 2005).

ACTIVIDAD	PROYECTO AFCT	PROYECTO APTV	ARENQUE LOBINA	INT. LANKAHUASA	ICPR	INT. TRES HNOS	OCPR (PEF)	ISAJ	TAM. CONST.	TOTAL
REGISTRO DE FONDO CERRADO	219	84	15	6	144	120	108	132	120	948
REGISTRO DE FONDO FLUYENDO	96	36	17	5	96	62	84	60	62	518
CURVAS POTENCIAL	38	11	5	2	24	17	12	12	17	138
CURVAS DECREMENTO	12	3	17	2	12	12	8	12	12	90
CURVAS INCREMENTO	24	3	14		12		12	12		77
M. DE FONDO PVT	4	11	4					2		21
REGISTRO TDT					15			12		27
REGISTRO PLT	7		15	5	9			6		42
CURVAS FALL-OF	24		8			12	3		12	59
RST			4							4
NÚCLEOS			4					2		6
ESTIMULACIÓN					12		4	8		24
TOTAL	424	148	103	20	324	223	231	258	223	1954

Figura 4.37 Toma de Información (Tomado de Pemex Región Norte, 2005).

Por la importancia que reviste el Proyecto Agua Fría-Coapechaca-Tajín (Pemex, 2005) se han programado desde el año 2005 una serie de actividades de toma de información estratégica enfocadas a soportar la toma de decisiones en el desarrollo de campos, reparaciones mayores y la implementación del sistema de recuperación secundaria (**Figura 4.38**).

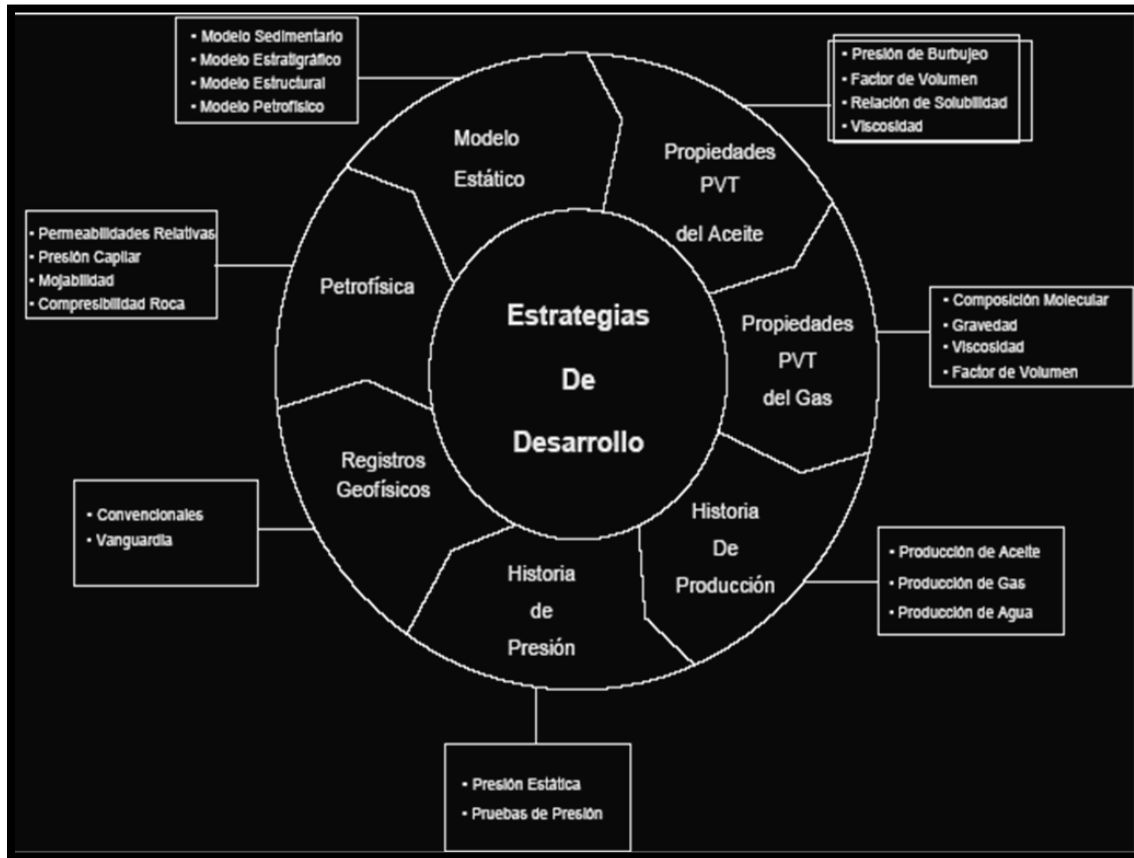


Figura 4.38 Importancia de la toma de información (Tomado de Pemex Región Norte, 2005).

La Figura 4.38 muestra las diferentes ramas de las geociencias y su interrelación con la toma de Información, indispensable para la conformación de cada una de estas ramas que cubren todos los aspectos necesarios para la elección de la estrategia de desarrollo más adecuada. Es relevante mencionar que la toma de información se encuentra desde el modelado estático, dinámico, historias de presión-producción, análisis petrofísico entre otros rubros (Pemex, 2005).

4.2.9. Infraestructura de producción

Dentro de este proyecto, juega un papel importante la Infraestructura tanto con la que se cuenta actualmente y a la cual se deberán hacer adecuaciones para su interconexión de tal forma que se puedan aprovechar de forma optima las instalaciones disponibles, así como la futura que considera la instalación de tanques, bombas, ductos, entre otros equipos y que será instalada en el campo Agua Fría para lo cual se ha elaborado un diagrama de flujo que

muestra el funcionamiento de dichas instalaciones con cada uno de sus componentes actuales y sus características, proyectados para cada etapa (**Figura 4.39**).

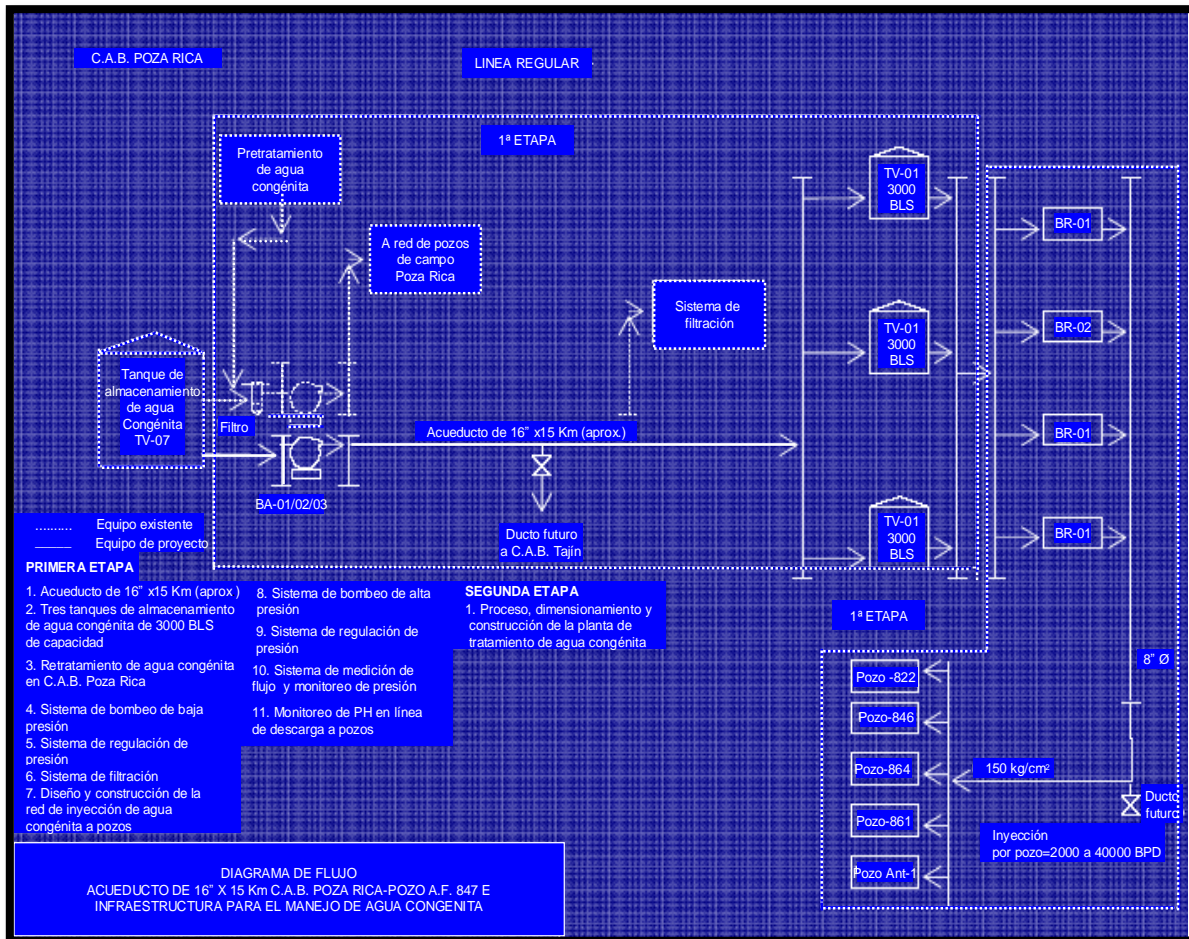


Figura 4.39 Infraestructura requerida para la toma de información del Campo Agua Fría (Tomado de Pemex Región Norte, 2005).

En el año de 2001 el Proyecto AFCT contaba con 5 baterías de separación y 2 estaciones de compresión, infraestructura que permitió manejar la producción de manera oportuna durante los años de 2001 y 2002. La filosofía en el crecimiento de la capacidad instalada, está basado en la Instalación de Infraestructura modular que permita optimizar las instalaciones conforme vaya creciendo o declinando la producción en las diferentes áreas del proyecto (Pemex, 2005). Actualmente se tienen 7 baterías de separación, 3 estaciones de compresión, y una central de almacenamiento y bombeo, con una capacidad de manejo de 40,000 BPD, producción que se espera obtener en el mediano plazo (**Figura 4.40**). En esta se muestra la distribución de estas instalaciones en el área AFCT y la ubicación de la C.A.B en Poza Rica.

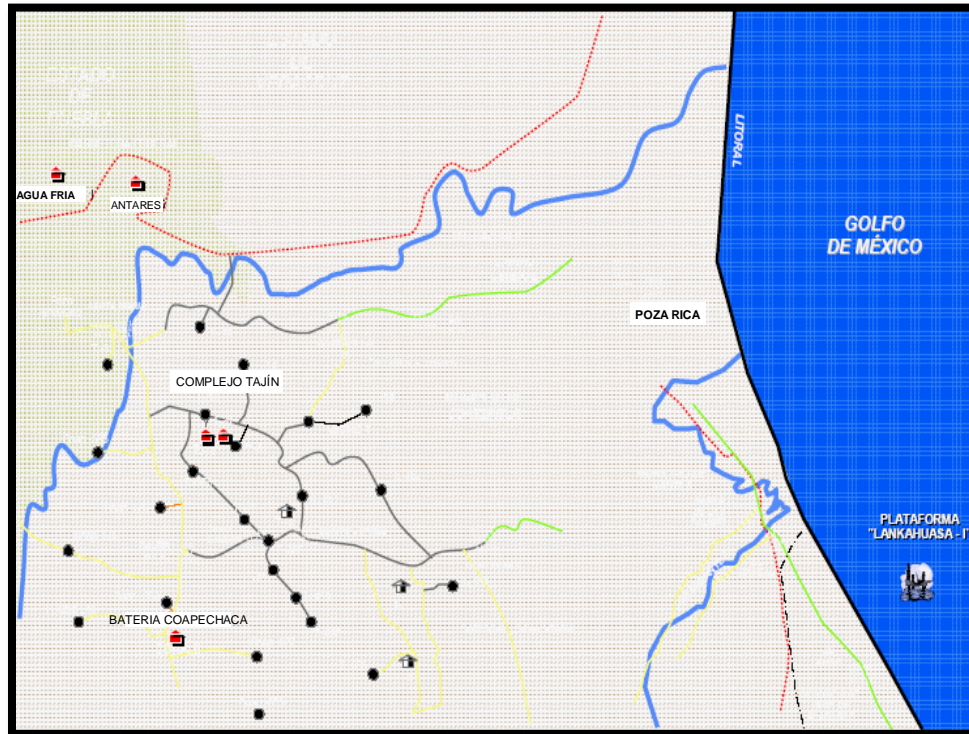


Figura 4.40 Infraestructura de producción para el Campo Agua Fría (Tomado de Pemex Región Norte, 2005).

4.2.10. Pronóstico de producción

El pronóstico de producción en el escenario 2006-2020 (Figura 4.41) contempla la perforación de 1237 pozos, 1344 reparaciones mayores, 264 reparaciones menores, 1200 km de ductos y la construcción de 24 baterías. La declinación considerada en el primer año es del 50%, en el segundo año de 18%, en el tercer año 13%, en el cuarto año 11%, en los subsecuentes 9 y 8% de manera asintótica.

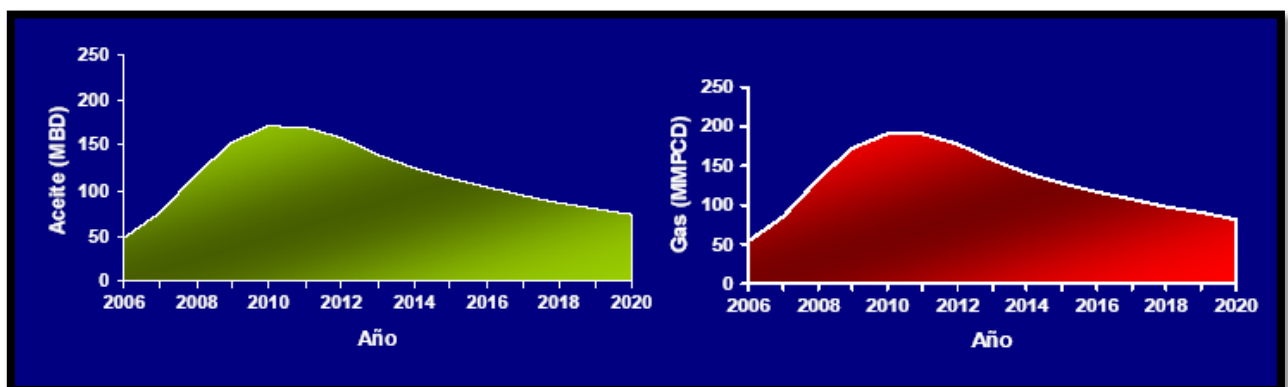


Figura 4.41 Perfiles de producción para la Cuenca de Chicontepec (Tomado de Pemex Región Norte, 2005).

El pronóstico elaborado, considera la recuperación de 1057 MMBPCE en un período de 15 años, sin embargo para recuperar la reserva 2P que es de 4,000 MMBPCE, se requiere un tiempo de 45 años, con un esquema moderado de perforación terminando del orden de 200 a 500 pozos por año. Por su gran extensión geográfica y la gran cantidad de hidrocarburos que tiene como reserva, el proyecto contempla la perforación de 5,800 pozos con una inversión del orden de 200,000 MMpesos. Es conveniente resaltar que de incrementarse la capacidad de ejecución de perforación hasta un mínimo de 1000 pozos por año, se requerirían del orden de 25 años para recuperar la reserva 2P (Pemex, 2005).

4.2.11. Evaluación económica

El Proyecto AFCT ha tenido a la fecha grandes inversiones, principalmente en pozos e infraestructura lo que ocasiona que su VPN al año 2005 fue de - 2083 MM Pesos (**Figura 4.42**) cifra que refleja las erogaciones mencionadas. El tiempo de recuperación de la inversión se pronosticó para el año 2006, en sus dos escenarios que consideran reparaciones mayores y la operación y el mantenimiento de pozos respectivamente (Pemex, 2005).

En cuanto se tenga definido el proyecto de Inyección de agua, los indicadores financieros mejorarán sustancialmente debido al incremento del factor de recuperación.

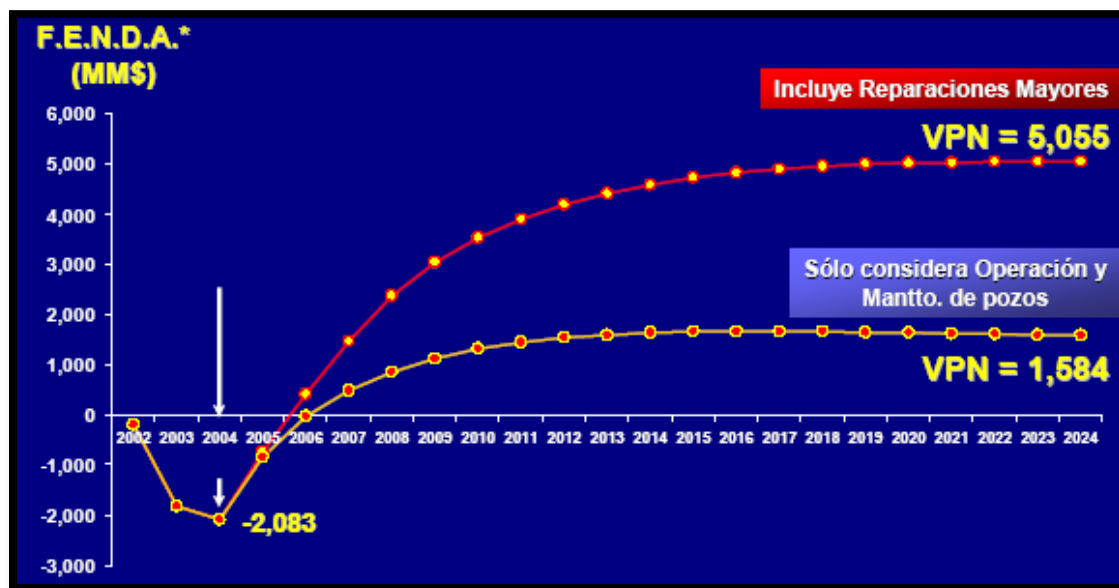


Figura 4.42 Evaluación concurrente de la Cuenca de Chicontepec (Tomado de Pemex Región Norte, 2005).

Es conveniente mencionar, que aún cuando el Proyecto no ha generado valor, se han recuperado 8.5 MMB en su última etapa (2002-2005) además de que el 95 % de los pozos han resultado volumétricamente rentables (Pemex, 2005).

Dentro de las áreas de oportunidad consideradas para la reducción de costos, están las operaciones de perforación, las cuales mediante el empleo de tecnología de vanguardia y mejores prácticas han reducido sus costos de \$35 MM a \$15 MM por pozo perforado y terminado, lo que corresponde a una reducción del 57% (**Figura 4.43**) (Pemex, 2005).

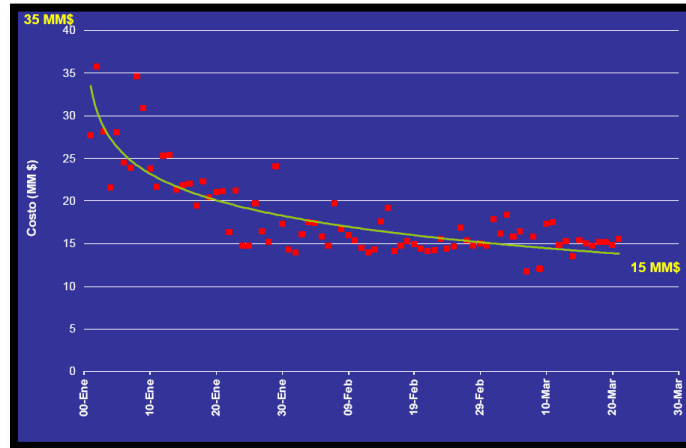


Figura 4.43 Reducción de costos de perforación de la Cuenca de Chicontepec (Tomado de Pemex Región Norte, 2005).

4.2.12. Presupuesto

En el año 2004, se redocumentó el proyecto solicitando para el mismo un cambio de monto y alcance. En el año 2005 se autorizó el mismo, incrementando su inversión de \$4,800 MM a \$38,270 MM (Figura 4.44), que significa crecer en 8 veces más respecto al presupuesto original. Esta inversión contempla la perforación de 1,237 pozos, 1,344 reparaciones mayores, 264 reparaciones menores, además de la infraestructura necesaria para el manejo de la producción (Pemex, 2005).

Con la inversión mencionada que corresponde a 3,479 MMUSD a un tipo de cambio de 11 Pesos por Dólar se requerirían producir 3 MMB para pagar la inversión. Como referencia, el Proyecto ha recuperado 8.5 MMB en 3 años por lo que se demuestra que el Proyecto es altamente rentable (Pemex, 2005).

De la inversión autorizada el 70% que corresponde a \$27,000 MM son para actividades de perforación y mantenimiento de pozos, el resto se destinará para Obras de Infraestructura, Seguridad Industrial, Mantenimiento, Desarrollo Tecnológico y Mano de Obra (Pemex, 2005).

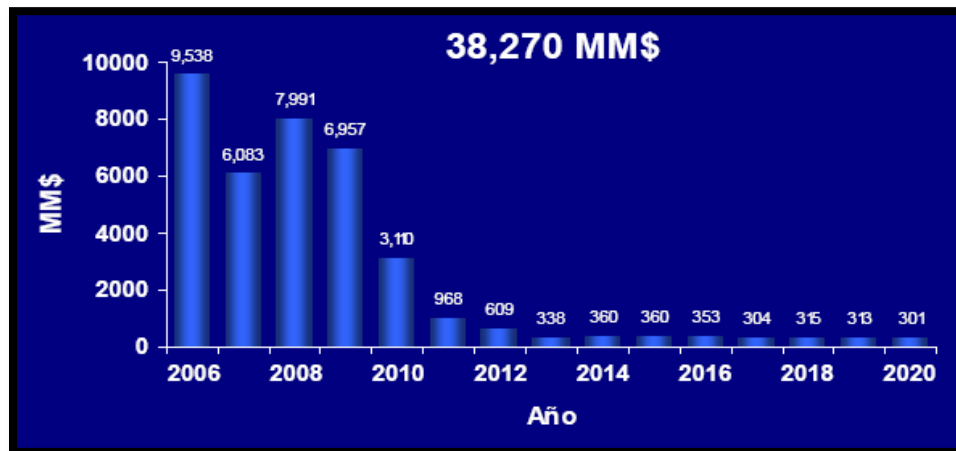


Figura 4.44 Inversión autorizada para la Cuenca de Chicontepec (Tomado de Pemex Región Norte, 2005).

CONCLUSIONES

- ◆ Los proyectos de yacimientos petroleros en secuencias areno-arcillosas son una alternativa viable que puede contribuir significativamente a incrementar la producción de aceite y gas de México, tanto en áreas nuevas, como en áreas donde se tienen desarrollos de campos.
- ◆ El límite de tamaño que presentan los sedimentos clásticos de los campos estudiados va de 2 a 1/16 mm para arenas, de 1/16 a 1/256 mm para limos y 1/256 a 1/2048 mm para arcillas, que forman estratos de diferentes geometrías, tipos de superficies de estratificación y varias estructuras sedimentarias.
- ◆ Los yacimientos petroleros en secuencias areno-arcillosas se presentan en distintos ambientes sedimentarios, donde a nivel nacional predominan el ambiente de talud continental, deltaico, ambientes fluviales, ambiente de cuenca, frente deltaico y prodelta, plataforma clástica, plataforma carbonatada y playa.
- ◆ Las porosidades en areniscas de los campos estudiados oscilan en promedio entre 10 y 36 % con una saturación de agua de entre 16 al 50 %.
- ◆ Los yacimientos petroleros en secuencias areno-arcillosas presentan características complejas, que representan retos para el desarrollo como: estratificación areno-arcillosa con bajos valores de permeabilidad, gran discontinuidad de los cuerpos arenosos, baja productividad de los pozos, bajo factor de recuperación, reducido espesor, áreas a desarrollar extremadamente extensas con grandes requerimientos de capital.
- ◆ El aumento en la productividad de los pozos está íntimamente relacionado con la técnica de perforación empleada, su terminación asociada, los tratamientos de fracturamiento hidráulico y los métodos de recuperación secundaria y recuperación mejorada.
- ◆ Los descubrimientos de yacimientos petroleros en secuencias areno-arcillosas en la década anterior (2000-2010), confirman el potencial que tienen este tipo de secuencias, tal como ocurre en las Cuencas de Chicontepec, Veracruz y Burgos.
- ◆ De los 15 campos estudiados a niveles nacional e internacional, el ambiente de cuenca es el que con más frecuencia se presenta (8 casos), particularmente es de gran relevancia los depósitos turbidíticos.
- ◆ En los yacimientos en secuencias areno-arcillosas es necesario implementar la aplicación de nuevas tecnologías como: pozos multilaterales, terminaciones múltiples, fracturamientos hidráulicos optimizados, sistemas artificiales de producción más eficientes y sistema de recuperación secundaria, con la que se puede incrementar los niveles de producción.

- ◆ Los hidrocarburos no convencionales son aquellos que se pueden extraer de yacimientos que tienen solamente uno o dos factores que componen el sistema petrolero, aunque lo que sí debe existir es roca generadora.
- ◆ Es necesario considerar la exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales dentro de la cartera de proyectos del sector energético nacional, principalmente las lutitas gasíferas de la Cuenca de Chihuahua y la Cuenca de Sabinas, Coahuila.
- ◆ El plan y programa de perforación nos indican las acciones que deben tomarse en cuenta para realizar el proyecto, en tiempo y forma. Para elaborar un plan y programa de perforación se deben tomar en cuenta lo siguiente: ubicación geográfica, selección del equipo de perforación, selección del tipo adecuado de barrenas, diseño de la tubería de perforación, programa de lodos a utilizarse, equipo de corte y recuperación de núcleos, estimación de costos, etc.
- ◆ Las áreas donde se tienen secuencias sedimentarias terrígenas en cuencas no evaluadas o poco estudiadas representan una alternativa viable que puede contribuir significativamente a incrementar la producción de aceite y gas de México.
- ◆ Los costos de desarrollo y producción por barril son significativamente superiores al promedio actual, por lo que la exploración y desarrollo de los campos en rocas clásticas estará condicionado por los precios internacionales de los hidrocarburos.

BIBLIOGRAFÍA

- ◆ AAPG Special Volumes, Volume M 32: “The Deliberate Search for the Subtle Trap”, Pages 197 - 206 (1982).
- ◆ Aguayo, C.J.: Neotectónica y facies sedimentarias cuaternarias en el suroeste del Golfo de México, dentro del marco tectono-estratigráfico regional evolutivo del sur de México. Ingeniería, Investigación y Tecnología. 2005.
- ◆ Alemán, L. A. Migración y acumulación de hidrocarburos en los sedimentos terciarios del Chicontepec, zona Poza Rica, Veracruz. Tesis Licenciatura (Ingeniero Geólogo)-UNAM, Facultad de Ingeniería, 1980.
- ◆ Ambrose, W. A., et al, 2005. Neogene tectonic, stratigraphic, and play framework of the southern Laguna Madre–Tuxpan continental shelf, Gulf of Mexico. AAPG Bulletin, v.89, no. 6, p. 725–751.
- ◆ Amos, S., 1991, Origin and development of the Gulf Of Mexico Basin, Geological Society of America. The Geology of North America, V.6.
- ◆ Andrews, A. “Oil Shale: history, Incentives and Policy, Report for congress CRS”, Congressional Research Service, E.U.A., 13 de Abril de 2006.
- ◆ Ángeles, A. F.,1996 “Estratigrafía del Jurásico Superior en la Sonda de Campeche”, Tesis de posgrado, ESIA IPN.
- ◆ Ángeles, A., et al., 2003 “Bosquejo sedimentario del Terciario en la Región Marina Suroeste”. Revista Ingeniería Petrolera, AIPM, p 43-53.
- ◆ Ángeles, A.F.,and A. Cantú-Chapa., 2001 “Subsurface Upper Jurassic Stratigraphy In the Campeche Shelf, Gulf of Mexico, in C. Bartolini, R.T. Buffler, and A. Cantú-Chapa, eds., The western Gulf of Mexico Basin: Tectonics, sedimentary basins, and petroleum systems” AAPG Memoir 75, p.343-352.
- ◆ Ángeles, A.F.J., 1985 reedición Agosto, 2006 “Monografía Petrolera de la Zona Marina, Monografía Petrolera de la Zona Marina”, AMGP. Vol. Especial. 77p.
- ◆ Aquino, L.J., 2003, El potencial petrolero de las calcarenitas del Paleógeno en la Sonda de Campeche, Tesis Posgrado UNAM.
- ◆ Arellano, G.J.: Identificación y Evaluación de los Recursos no convencionales de hidrocarburos en la provincia geológica de Chihuahua, México, PEMEX, México D.F., Cd. Universitaria, Julio de 2008.
- ◆ Bebout, D.G., Regional Cross Sections, Louisiana Gula Coast (western part). Folio series / Louisiana Geological Survey, 1982.
- ◆ Best, M. E. I, Monroy, A. J. A., y Arellano, G. J.: Caracterización geológica de un yacimiento petrolero en la Cuenca de Burgos – proyecto de inversión Delta del Bravo”. Tesis Licenciatura. UNAM. Facultad de Ingeniería, 2008.
- ◆ Blair, T.C., McPherson, J.G.: The Trollheim alluvial fan and facies model revisited. GSA Bulletin, 1992.
- ◆ Bourgoyne Jr. A. T. y colaboradores, Applied drilling engineering. SPE, Textbook series, Vol. 2. 1991.

- ◆ Brito, B.A., Sánchez, L.F., Patiño, R.J., Roman, R.J.R.: El sistema petrolífero y la reactivación exploratoria en la porción marina de la plataforma de Tuxpan, México. Pemex.
- ◆ Bruno, S.U., y Arellano, G.J.: Evaluación Petrolera y Métodos de Explotación en la Cuenca de Burgos. Tesis Licenciatura. UNAM. Facultad de Ingeniería, 2010.
- ◆ Busch, D.A. y Sandoval, C.M., Estratigrafía del Oligoceno de la Cuenca de Burgos. Reporte interno (inédito). (PEMEX). 1970.
- ◆ Cárdenas Vences, G. y Arellano Gil, J.: Evaluación petrolera y métodos de explotación en el complejo Kumaloob – Zaap. Tesis Licenciatura. UNAM. Facultad de Ingeniería. 2008.
- ◆ Cárdenas, V.G.: 2008. Evaluación Petrolera y métodos de Explotación en el Complejo Ku-Maloob-Zaap, Tesis de licenciatura, UNAM Facultad de Ingeniería.
- ◆ Chávez, C.G., Aranda, J.J., Molina, G.R.S., Cossío, T.T., Arvizu, G.I.R. y González, N.G.A., (2005). La Falla San Marcos: Una Estructura Jurásica de Basamento Multirreactivada del Noreste de México: Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana, 57, 27-52.
- ◆ Christopher R. Landeck, William D. Pasma. Weste Seno Field Production, Utilities and Export Facilities. Offshore Techology Conference. May, 2004.
- ◆ Cinco, L.H.: Nuevas Tecnologías para la Producción de Hidrocarburos. Mexico, 2006.
- ◆ Corrales, Z. I. y otros. Estratigrafía. Rueda, Madrid, España, 1977. 718p.
- ◆ Cotillon, P. Estratigrafía. Trad. Germán Arriaga García. Limusa, México, 1993. 220p.
- ◆ Creeties, D. J, Coalbed and Shale gas Reservoirs, Schlumberger, JPT, E.U.A., Febrero 2008.
- ◆ Cruz-Helú, P., Verdugo V., R., y Bárcenas P., R., 1999, Origin and distribution of Tertiary conglomerates, Veracruz Basin, Mexico: American Association of Petroleum Geologists Bull., v. 61, p. 207-226.
- ◆ Cuevas, L.J.A., (1984). “Análisis de Subsistencia e Historia Térmica en la Cuenca de Sabinas, Coahuila, México”. Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros. V. 34, p. 56-100.
- ◆ Curtis, B.J., Realities of Shale Gas Resources: Yesterday, Today and Tomorrow, E.U.A., Agosto de 2008.
- ◆ Daniel M. Jarvie, Unconventional Shale Resource Plays: Shale Gas and Shale Oil Opportunities, energy Institute, Texas Chistian University, Worldwide Geochemistry, LLC, E.U.A., 22 de Junio de 2008.
- ◆ Donald A. Chudanov (Unocal), Albert Terry (Unocal), Yoseph Partono (Unocal), Jossy Inaray (Unocal). Field Overview of West Seno. Offshore Techology Conference. May 2004.
- ◆ Echánove, E.O., Estudio Estratigráfico del Oligoceno, Área Reynosa. Reporte interno (inédito) (PEMEX). 1981.
- ◆ Echánove, E.O., Estudio Estratigráfico del Paleoceno. Cuenca de Burgos. Área Oeste Presa Falcón. Reporte interno (inédito) (PEMEX). 1979.
- ◆ Echanove, E.O., Geología petrolera de la Cuenca de Burgos. Parte I. Consideraciones Geológico – Petroleras: Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros. Vol. XXXVIII, Núm. 1. Págs. 3 – 39. 1986.

- ◆ Echanove, E.O., Geología petrolera de la Cuenca de Burgos. Parte II. Consideraciones Geológicas – Petroleras: Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros. Vol. XXXVIII, Núm. 1. Págs. 40 – 68. 1986.
- ◆ Eguiluz de A.S., (2001). Geologic Evolution and Gas Resources of the Sabinas Basin in Northeastern Mexico, en Bartolini C., Buffler R.T. y Cantú-Chapa A., eds., The Western Gulf of Mexico Basin: Tectonics, Sedimentary Basins, and Petroleum Systems: AAPG Memoir 75, p. 241-270.
- ◆ Eguiluz de A.S., (2007). “Exploración Petrolera Cuantitativa, Ejemplos y Resultados de los Estudios de Plays en la Cuenca de Sabinas Coahuila., México”. Servicio Geológico Mexicano (SGM).
- ◆ Exxon Mobil, Enabling Unconventional Resources, 8th Foro de la industria del petróleo y gas en China en San Francisco, California, E.U.A., del 9 al 11 de Septiembre de 2007.
- ◆ Fernández, T. R. y Aguayo, C. J. E., 2006. Estratigrafía de secuencias del play Paleoceno Wilcox en el área China – Barrilete, Cuenca de Burgos. Tesis Maestría. UNAM. Facultad de Ingeniería.
- ◆ Folk, R.L. Petrology of sedimentary rocks. Hemphill, Austin, Texas, 1974. 170p.
- ◆ Galindo, I. F.A. y Arellano, G. J. 2010. Evaluación Petrolera y Métodos de Explotación en la Cuenca de Sabinas, Coahuila. Tesis Licenciatura. UNAM. Facultad de Ingeniería.
- ◆ García, A. J. A. y Aguayo, C. J. E., 2006. Estudio petrofísico del play Paleoceno Wilcox al Oeste de la Cuenca de Burgos, en el área China – Barrilete Estado de Nuevo León. Tesis Maestría. UNAM. Facultad de Ingeniería.
- ◆ García, E.J. y Cuevas, L. J., 1999. Caracterización geológica – geofísica y evaluación económica del play Frío del Oligoceno en la Cuenca de Burgos. Tesis Maestría. UNAM. Facultad de Ingeniería.
- ◆ Geológico-petroleras: Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros. Vol. XXXVIII, Núm. 1. Págs.3-39.
- ◆ Gil, Arellano, G.J., Identificación y Evaluación de los Recursos no convencionales de hidrocarburos en la provincia geológica de Chihuahua, México, PEMEX, México D.F., Cd. Universitaria, Julio de 2008.
- ◆ González, G.P. y Cruz. H.P. “60 años de Exploración Petrolera en México” Boletín del 50 Aniversario de la Asociación de Geólogos petroleros de México. 2000.
- ◆ González, G.R., Holguín, Q.N., (1992) Las Rocas Generadoras de México. Petróleos Mexicanos, Coordinación de Exploración. Vol. AMPG Artículo reeditado del Vol. XVII. Núm., 1 pp 16-30
- ◆ González, M. E., y Roure, F., 2008, Modelado de fluidos y migración de hidrocarburos en una sección de la región petrolera de Veracruz, Geos, v. 28, No. 1, Septiembre, 2008.
- ◆ González, O.J. y Aguayo, C.J. E., 2008. Modelo sedimentario y distribución de la roca almacén de la Formación Frío área Huizache Cuenca de Burgos, México. Tesis Maestría. UNAM. Facultad de Ingeniería.
- ◆ Hernández, F. E.R., 2003, Delta del Bravo ¿ Tectónica de sal o tectónica de Arcilla?. Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, Vol. 1 y 2.
- ◆ Krumbein, W.C.: Stratigraphy and sedimentation. Sloss, San Francisco, California, 1963. 660p.
- ◆ Lake, L. W, Enhanced Oil Recovery, Englewood cliffs, New Jersey, Prentice Hall, 1989.

- ◆ Lee H. Matthews, Gary Schein y Mark Malone, Stimulation of Gas Shales: They're All the Same Right?, SPE 106070, 2007.
- ◆ Lewis, D.W.: Practical Sedimentology. Stroudsburg, Pensilvania, 1971. 229p.
- ◆ Leynes Chavarría, E. I. y Gómez Cabrera, J. A., 2009. Perforación y terminación de pozos petroleros caso práctico. Tesis Licenciatura. UNAM. Facultad de Ingeniería.
- ◆ M. en C. Santillán Piña Noé: "Paleo ambientes sedimentarios en las facies turbidíticas en la cuenca terciaria de Chicontepec, centro-oriente de México" Tesis UNAM (2009).
- ◆ Pemex, 2003. Manual de Diseño de la Perforación, Exploración y Producción.
- ◆ Servicios Petrotec S.A. de C.V., 2006. Manual Técnico para el Operador de Tubería Flexible.
- ◆ Martínez, R.I.E., Hernández, S.R. y Rivas, G.S. 1999. Estudio del Comportamiento Primario y Recuperación Secundaria del Yacimiento F-10, Campo Agua Fría, Activo Chicontepec, Petróleos Mexicanos. Tesis Licenciatura. UNAM. Facultad de Ingeniería.
- ◆ Mendoza Aguilar, A., Pichardo Hernández, R., 2000. Perforación Horizontal. Tesis Licenciatura. UNAM. Facultad de Ingeniería.
- ◆ Miall Andrew D. Principles of Sedimentary Basin Analysis. Springer, Second Edition, New York. 1990.
- ◆ Morales et al., 2007 "Definición de la falla frontal del campo Akal del Complejo Cantarell. Implicaciones en el desarrollo del campo" Revista Ingeniería Petrolera AIPM, p 50-57.
- ◆ Mungen L., Nicholls R., Oil and Gas Investor, AOR Athabasca Oil Sands, Suplemento, E.U.A., 1975.
- ◆ Mutti Emiliano, Turbidites of the Northern Appenines, USGS 1978.
- ◆ Nava, P. L., Alegría, L. M. A., Los Sistemas Petroleros de la Región de Tampico – Misantla. Tesis de Licenciatura. México UNAM, 2001.
- ◆ Nieto, S. J. O. y Arellano, G. J. 2010. Analisis Estratigrafico de la Secuencia Sedimentaria del Grupo Chicontepec. Tesis Licenciatura. UNAM. Facultad de Ingeniería.
- ◆ Oviedo, L.R.E., y Aguayo, C.J.E., 2007. Estratigrafía y sedimentología del play Oligoceno Vicksburg Inferior, Cubo Pípila 3D en la Cuenca de Burgos, Reynosa, Tamaulipas. Tesis Maestría. UNAM. Facultad de Ingeniería.
- ◆ Padilla y Sánchez, R.J., 2007, Evolución geológica del sureste mexicano desde el Mesozoico al presente en el contexto regional del Golfo de México, Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana, Tomo LIX, num1, 2007, pp.19-42.
- ◆ PEMEX Exploración y Producción Región Norte. Gerencia Integrada de Activos. "Plan de Desarrollo Integral. Activo Poza Rica-Altamira". 2005. No publicado
- ◆ PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN. Las reservas de hidrocarburos de México, 2002, 2003, 2004, 2005, 2006, 2007, 2008, 2009.
- ◆ PEMEX, Exploración y producción, 2007, Anuario Estadístico.
- ◆ PEMEX, Exploración y Producción, 2007, Las Reservas de Hidrocarburos de Mexico, Evaluación al 1 de Enero del 2007.

- ◆ Pérez Cuapio, C.A., 2006. Evaluación económica petrolera de una porción aflorante de la formación Guzmantla en el cerro Peñuela en Córdoba Veracruz con análogos en el subsuelo. Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería UNAM. Inédito.
- ◆ Pérez, B.J.M. y Aguayo, C.J.E., 2006. Interpretación sismoestratigráfica de la distribución de las arenas de la formación Midway, (Paleoceno Inferior), en el Campo Velero, Cuenca de Burgos, NE de México, Tesis Maestría. UNAM. Facultad de Ingeniería.
- ◆ Pérez, H., C., Estudio geológico y cálculo del volumen original de hidrocarburos del Campo Miquetla, Formación Chicontepec, 1990.
- ◆ Pettijohn, F.J. Sedimentary Rocks. 3ª. ed. Harper and Row, New York. 1975. 628p.
- ◆ Pettijohn, F.J. y otros. Sand and sandstone. Springer-Verlag, Berlín, 1972. 618p.
- ◆ Portero, J.M.: Ambientes de sedimentarios. Instituto Geológico y Minero de España, Madrid, 1999.
- ◆ Proyecto Chicontepec. Coordinación de diseño de explotación. PEMEX Exploración y Producción Región Norte 2005. No publicado
- ◆ Proyecto Integral Chicontepec PEMEX REGIÓN NORTE. 2005. No publicado
- ◆ Proyecto Integral Chicontepec PEMEX 2005
- ◆ Rubio. Prentice Hall, España, 1999. 540p
- ◆ Selley, R. C. Applied Sedimentology. Academic Press Limited. London. Great Britain the Aldin Press Orford. 1988.
- ◆ Shanmugam, G. Deep-water processes and facies models: implications for sandstone petroleum reservoirs. Amsterdam, Elsevier, 2006. 476p.
- ◆ Stratigraphic Traps in Paleocene Sands in the Balder Area, North Sea J. F. Sarg, L. J. Skjold.
- ◆ Tarbuck, Edward J. y Lutgens Frederick K. Ciencias de la Tierra. Trad. Ana María
- ◆ Trejo-Vázquez, 2007, Presentación de los campos de la Región Marina, inédito.
- ◆ PEMEX, 2000. Un siglo de la perforación en México, Pemex Departamento de Reparación y Mantenimiento de Pozos.
- ◆ Uribe, E.M.S. y Cuevas L.J.A., (1979). “Etapas de Exploración en una Región con Posibilidades Petrolíferas (Área Golfo Mesozoico de Sabinas)”. UNAM, Tesis.
- ◆ Vázquez Morín, A. y Arellano Gil, J. 2008. Evaluación petrolera y métodos de explotación en la Cuenca de Chicontepec. Tesis Licenciatura. UNAM. Facultad de Ingeniería.
- ◆ Vázquez, A., Evaluación Petrolera y Métodos de Explotación en la Cuenca de Chicontepec, 2008.
- ◆ Vázquez, C.E., 2004, Sistemas Petroleros de la Cuenca de Veracruz”. PEMEX-PEP-Activo Integral Veracruz.
- ◆ Vera, T. J. A. Estratigrafía principios y métodos. Rueda, Madrid, España, 1994. 803p.
- ◆ Villarreal F.J., (2008). “Depósitos de Celestina en la Zona de Los Alamitos, Estado de Coahuila: Un Ejemplo de Mineralización del Tipo MVT”. Centro de Geociencias, Campos Juriquilla UNAM. Tesis.
- ◆ Walker, R.G.: Deep-Water Sandstones Facies and Ancient Submarine Fans: Models for Explorations for Strarigraphic Traps. A.A.P.G., v.62, p.p 932-966, Tulsa.

- ◆ Williams Harold, Addison Gary, BAMcKinstry Brian, Gas Potential of Selected Shale Formations in the Western Canadian Sedimentary Basin, Basim Faraj, GTI E&P Services Canada, Canadian Resources, GasTIPS, Canada, Invierno 2004.
- ◆ Wood Mackenzie Energy, Unconventional hydrocarbons, the hidden opportunity, E.U.A., Abril de 2006.

Referencias Electrónicas

- ◆ http://albertomuller.net/wp-content/uploads/2011/pdfs/monitoreo_financiero_ven09022011.pdf
- ◆ <http://blog-petrolero.blogspot.com/2009/01/cuencas-sedimentarias-de-venezuela.html>
- ◆ <http://gaia.udea.edu.co/geologia/Clase5-Rocas%20Sedimentarias-20091.pdf>
- ◆ <http://geociencia.org>
- ◆ <http://geologiavenezolana.blogspot.com/2011/01/wec-97-evaluacion-de-pozos.html>
- ◆ <http://geolomex.blogspot.com>
- ◆ <http://search.datapages.com/data/open/offer.do?target=/specpubs/basinar2/data/a130/a130/0001/0150/0197.htm>
- ◆ <http://usuarios.geofisica.unam.mx/cecilia/cursos/34a-Rsclasticas.pdf>
- ◆ <http://www.eppetroecuador.ec/index.htm>
- ◆ <http://www.exxonmobil.com>
- ◆ <http://www.jptonline.org/>
- ◆ <http://www.npd.no> (Norwegian Petroleum Directorate)
- ◆ <http://www.offshore-technology.com/projects/balder/>
- ◆ <http://www.offshore-technology.com/projects/balder/specs.html>
- ◆ http://www.offshore-technology.com/projects/west_seno/specs.html
- ◆ <http://www.oilfieldreview.com>
- ◆ <http://www.onepetro.org/mslib/servlet/onepetropreview?id=00068760&soc=SPE>
- ◆ <http://www.pdvsa.com/lexico/camposp/cp023.htm>
- ◆ <http://www.petrobras.com/es/home.htm>
- ◆ <http://www.petroleumworldve.com/pv10112802.htm>