



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“EVALUACIÓN PETROLERA Y MÉTODOS DE
EXPLORACIÓN EN EL COMPLEJO KU-
MALOOB-ZAAP”**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE

I N G E N I E R O P E T R O L E R O

P R E S E N T A :

CÁRDENAS VENCES GUILLERMO

DIRECTOR DE TESIS:

ING. JAVIER ARELLANO GIL



MÉXICO, D.F.

NOVIEMBRE, 2008.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN
60-I-1015

SR. GUILLERMO CÁRDENAS VENCES
Presente

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

**EVALUACIÓN PETROLERA Y MÉTODOS DE EXPLOTACIÓN EN EL COMPLEJO
KU-MALOOB-ZAAP**

- RESUMEN**
I GENERALIDADES
II MARCO GEOLÓGICO REGIONAL
III SISTEMA PETROLERO
IV MÉTODOS DE PERFORACIÓN
V RESERVAS Y DESARROLLO DE CAMPOS
VI CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
BIBLIOGRAFÍA

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

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

Atentamente

"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"

Cd. Universitaria, D.F., a 13 de septiembre de 2007
EL DIRECTOR

MTRO. JOSÉ GONZÁLO GUERRERO ZEPEDA

RJPYS*tjh



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN
CIENCIAS DE LA TIERRA

**"EVALUACIÓN PETROLERA Y MÉTODOS DE EXPLOTACIÓN
EN EL COMPLEJO KU-MALOOB-ZAAP".**

TESIS PRESENTADA POR:

CÁRDENAS VENCES GUILLERMO.

DIRECTOR DE TESIS:

ING. JAVIER ARELLANO GIL.

JURADO DE EXAMEN PROFESIONAL:

PRESIDENTE: ING. MANUEL J. VILLAMAR VIGUERAS

VOCAL: ING. JAVIER ARELLANO GIL.

SECRETARIO: ING. BERNARDO MARTELL ANDRADE.

1ER. SUPLENTE: DR. RAFAEL RODRÍGUEZ NIETO.

2DO. SUPLENTE: ING. ISRAEL CASTRO HERRERA.

AGRADECIMIENTOS.

Esta tesis esta dedicada especialmente a mis padres: Estela y Guillermo.
A ti Mamá, por ser una mujer maravillosa y tener una luz muy especial, llena de fortaleza y amor.
A ti Papá, por tu apoyo en silencio y por el esfuerzo que has hecho en la vida.

Para mis Hermanas María Susana y Alma Delia.
A ti Susana, por brindarme tu apoyo incondicional en todo momento.
A ti Alma, por ser un ejemplo de fortaleza y perseverancia.

Con mucho cariño para Elizabeth.
A ti hermosa por considerarme una parte de tu vida y de tu corazón, te amo.

A mis Amigos de la Infancia: Pedro, Carlos, Daniel, José Guadalupe y Víctor Hugo, por compartir momentos de diversión, crecimiento y amistad, fueron grandes momentos en mi vida.

A mis amigos y compañeros de la Facultad: a todo ese grupo que se fue acumulando durante este tiempo, no quiero omitir a nadie, cada una y uno de ellos saben de las aventuras que vivimos, gracias por siempre.

A mi alma Mater, la Universidad Nacional Autónoma de México y a Dios, que sin ambos no habría logrado mi sueño.

A l Ing. Javier Arellano Gil, por su dedicación y tiempo en la asesoría del presente trabajo, especialmente agradezco su apoyo, confianza y consejos sinceros.

A los Integrantes del Jurado por su tiempo y paciencia en la revisión de este trabajo, sinceramente se los agradezco:

Ing. Manuel J. Villamar Viguera.
Ing. Bernardo Martell Andrade.
Dr. Rafael Rodríguez Nieto.
Ing. Israel Castro Herrera.

Finalmente, agradezco a todos los profesores y personas que colaboraron en mi desarrollo profesional.

	Pag.
Índice	i
Resumen	x
Introducción	xiii
CAPÍTULO I	
GENERALIDADES	1
1.1 Objetivo	2
1.2 Metas	2
1.3 Ubicación	2
1.4 Condiciones Climáticas	4
1.4.1 Clima.....	4
1.4.2 Ciclones Tropicales.....	5
1.5 Vías de Comunicación	7
1.5.1 Comunicaciones Aéreas.....	7
1.5.2 Comunicaciones Terrestres.....	9
1.5.2.1 México-Ciudad del Carmen.....	10
1.5.2.2 México-Villahermosa.....	11
1.5.3 Comunicaciones Marinas.....	12
1.5.3.1 Puerto de Dos Bocas.....	14
1.5.3.1 Puerto de Laguna Azul (Isla del Carmen).....	14
1.6. Aspectos Históricos	15
1.6.1 Antecedentes.....	15
1.6.2 Formaciones Productoras.....	17
1.6.3 Pozos Productores.....	18
CAPÍTULO II	
MARCO GEOLÓGICO REGIONAL	19
2.1 Generalidades de la Cuenca del Golfo de México	21
2.1.1 Origen del Golfo de México.....	21
2.1.2 Características de la Cuenca.....	21
2.1.3 Fisiografía de la Cuenca.....	23
2.1.4 Geomorfología del Sureste del Golfo de México.....	24

2.1.4.1 Modelo Tectónico Tabular.....	24
2.1.4.2 Marino Biogénico.....	26
2.1.4.3 Marino Denudativo.....	27
2.1.4.4 Marino Acumulativo.....	27
2.2 Marco Geológico Regional.....	27
2.3 Unidades Lito-Estratigráficas de los Campos de KMZ.....	29
2.3.1 Basamento.....	34
2.3.2 Calloviano.....	34
2.3.3 Oxfordiano.....	34
2.3.4 Kimeridgiano.....	35
2.3.5 Tithoniano.....	36
2.3.6 Cretácico.....	37
2.3.6.1 Unidades del Cretácico Inferior.....	38
2.3.6.2 Unidades del Cretácico Superior.....	40
2.3.6.3 Unidades de Brecha del Cretácico Superior.....	40
2.3.7 Paleoceno.....	42
2.3.8 Eoceno.....	43
2.3.9 Oligoceno.....	43
2.3.10 Terciario Tardío (Neógeno).....	44
2.3.11 Plio-Pleistoceno.....	46
2.4 Evolución Geológica.....	47
2.4.1 Periodo Mesozoico (Transgresivo).....	47
2.4.2 Periodo Cenozoico.....	54
2.5 Geología Estructural.....	55
2.5.1 Provincias Tectónicas Estructurales de la Sonda de Campeche.....	56
2.5.1.1 Cinturón Plegado Chuktah-Tamil.....	57
2.5.1.2 Cinturón Plegado Akal.....	58
2.5.1.3 Cuenca de Macuspana Marina y Cuenca Le-Acach.....	58
2.5.1.4 Cuenca Salina del Istmo.....	59
2.5.2 Principales Rasgos Estructurales de Ku-Maloob-Zaap.....	59
2.5.2.1 Falla de Desplazamiento Lateral.....	60
2.5.2.2 Estructuras de Cabalgamiento.....	61
2.5.2.3 Fallas Antitéticas.....	61
2.5.2.4 Fallas Inversas y Pliegues.....	61
2.5.2.5 Superficie de Erosión.....	61
2.5.2.6 Fallas Normales.....	62
2.5.2.7 Estructuras Producidas por Gravedad.....	62
2.6 Modelo Geológico Estructural de Ku-Maloob-Zapp.....	62
2.6.1 Bloque de Yucatán.....	63

2.6.1.1 Límites del Bloque de Yucatán.....	65
2.6.2 Esfuerzo Compresivo.....	65
2.6.3 Columna Geológica.....	66
2.6.3.1 Evento Distensivo (1).....	67
2.6.3.2 Estabilidad Tectónica (2).....	67
2.6.3.3 Evento Compresivo (3).....	68
2.6.3.4 Etapa Distensiva (4).....	68
2.6.4 Estructuración del Modelo de Ku-Maloob-Zaap.....	68
2.7 Evolución Tectónica Estructural.....	71
2.7.1 Rifting Durante el Triásico y Jurásico Medio.....	72
2.7.2 Empuje Salino Sin-Sedimentario.....	75
2.7.2.1 Superficie de Despegue.....	76
2.7.3 Periodo Tectónicamente Activo Durante el Jurásico Tardío y Pasivo en el Cretácico.....	77
2.7.4 Compresión Desde Finales del Cretácico Hasta el Reciente.....	78
CAPÍTULO III	
SISTEMA PETROLERO	82
3.1 Rocas Generadoras.....	84
3.1.1 Subsistemas Generadores de Hidrocarburos de KMZ.....	84
3.1.1.1 Subsistema Generador Oxfordiano (SGO).....	85
3.1.1.1.1 Litofacies Generadoras.....	86
3.1.1.1.2 Distribución.....	86
3.1.1.1.3 Espesores Totales.....	86
3.1.1.1.4 Espesores Netos Generadores.....	86
3.1.1.1.5 Capacidad de Generación.....	88
3.1.1.1.6 Madurez de la Materia Orgánica.....	88
3.1.1.1.7 Capacidad de Carga.....	89
3.1.1.1.8 Focos, Edades de Generación y Expulsión de Hidrocarburos.....	89
3.1.1.1.9 Familias de Hidrocarburos.....	89
3.1.1.2 Subsistema Generador Kimmeridgiano.....	93
3.1.1.2.1 Litofacies Generadoras, Distribución y Capacidad Generadora.....	93
3.1.1.2.2 Madurez de la Materia Orgánica.....	93
3.1.1.2.3 Familias de Hidrocarburos.....	94
3.1.1.3 Subsistema Generador Tithoniano (SGT).....	94
3.1.1.3.1 Litofacies Generadoras.....	94
3.1.1.3.2 Distribución.....	94
3.1.1.3.3 Espesores Totales.....	95
3.1.1.3.4 Espesores Netos Generadores.....	95
3.1.1.3.5 Capacidad Generadora.....	95
3.1.1.3.6 Calidad de la Materia Orgánica.....	97
3.1.1.3.7 Potencial Generador Residual.....	97
3.1.1.3.8 Madurez de la Materia Orgánica.....	97

3.1.1.3.9 Correlación de Densidades °API Contra ITT.....	99
3.1.1.3.10 Edades, Focos de Generación y Expulsión del Aceite y Gas.....	99
3.1.1.3.11 Factor de Carga.....	100
3.1.1.3.12 Tipos o Familias de Hidrocarburos.....	101
3.1.1.4 Subsistema Generador del Cenozoico, Eoceno-Mioceno (Hipotético).....	101
3.1.1.4.1 Tipos o Familias de Hidrocarburos.....	102
3.1.1.5 Principales Rocas Generadoras de KMZ.....	102
3.2 Rocas Almacenadoras.....	104
3.2.1 Areniscas del Oxfordiano (JSO).....	104
3.2.1.1 Ambiente de Depósito del Jurásico Superior Oxfordiano.....	106
3.2.1.2 Evolución Sedimentológica.....	107
3.2.1.3 Facies del Jurásico Superior Oxfordiano en la Sonda de Campeche.....	108
3.2.1.4 Presencia de la Roca Almacén.....	110
3.2.1.5 Espesor de la Roca Almacén.....	110
3.2.1.6 Porosidad de la Roca Almacén.....	111
3.2.1.7 Efectividad de la Roca Almacén.....	112
3.2.2 Bancos Oolíticos del Kimeridgiano (JSK).....	112
3.2.2.1 Ambiente de Depósito.....	114
3.2.2.2 Modelo de Depositación del Kimeridgiano.....	115
3.2.2.3 Evolución Sedimentológica.....	118
3.2.2.4 Litofacies del Jurásico Superior Kimeridgiano en la Sonda de Campeche.....	118
3.2.2.5 Espesor de la Roca Almacén.....	121
3.2.2.6 Porosidad de la Roca Almacén.....	122
3.2.3 Carbonatos Fracturados del Cretácico Inferior.....	123
3.2.3.1 Ambiente de Depósito.....	124
3.2.3.2 Litofacies y Paleóambientes del KI.....	125
3.2.3.2.1 Paleóambiente Neocomiano.....	127
3.2.3.2.2 Paleóambiente Albiano.....	128
3.2.3.3 Evolución Sedimentológica.....	129
3.2.4 Brecha Calcárea del Cretácico Superior-Paleoceno (KS).....	131
3.2.4.1 Ambiente de Depósito.....	132
3.2.4.2 Modelo Depositacional de la Brecha.....	135
3.2.4.3 Espesor y Presencia de la Roca Almacén.....	137
3.2.4.4 Porosidad de la Brecha.....	137
3.2.5 Calcarenitas del Eoceno Medio y Cuerpos Arenosos del Mioceno-Plioceno.....	138
3.2.5.1 Ambiente de depósito del Eoceno al Plioceno.....	139
3.2.5.2 Modelo Sedimentario del Cenozoico.....	142
3.2.5.3 Espesor de la roca almacén.....	143
3.2.5.3 Porosidades de las rocas del Cenozoico.....	143
3.3 Rocas Sello.....	144
3.3.1 Roca sello del Oxfordiano.....	145
3.3.2 Roca sello del Tithoniano.....	146

3.3.3 Roca sello del Cretácico, KI y KS.....	148
3.3.4 Roca Sello de edad Paleoceno	150
3.3.4 Roca Sello de edad Cenozoico	151
3.4 Migración de Hidrocarburos.....	152
3.4.1 Rutas de Migración-Entrampamiento.....	152
3.5 Trampas Petroleras.....	153
3.5.1 Trampas Petroleras en Ku-Maloob-Zaap.....	154
3.5.2 Estructuras de Ku-Maloob-Zaap.....	155
3.5.2.1 Campo Ku.....	155
3.5.2.2 Campo Maloob.....	157
3.5.2.3 Campo Zaap.....	159
3.6 Sincronía de Eventos.....	160
 CAPÍTULO IV	
MÉTODOS DE PERFORACIÓN	
	161
4.1 Generalidades de la Perforación de Pozos Costa-Fuera.....	162
4.1.1 Equipos de Perforación Marinos	163
4.1.2 Unidades Fijas de Perforación	163
4.1.3 Plataformas Autoelevables (Jack-Up).....	163
4.1.4 Unidades Flotantes.....	164
4.1.4.1 Plataformas Sumergibles.....	164
4.1.4.2 Unidades semisumergibles.....	164
4.1.4.3 Plataformas Tipo Sport.....	164
4.1.4.4 Plataformas de Patas Tensionadas (Tension Leg Platforms).....	165
4.1.4.5 Barco Perforador).....	165
4.1.4.6 Plataformas que se Utilizan en KMZ).....	165
4.1.4.7 Plataformas Tipo FOSO (Floating Production Storage and Offloading).....	165
4.1.4.8 Plataforma Enlace.....	165
4.1.4.9 Plataformas Habitacionales.....	166
4.1.4.10 Plataforma Satélite.....	166
4.1.4.11 Plataformas de Telecomunicaciones.....	166
4.1.4.12 Plataformas de Separación y Quemador.....	166
4.1.5 Partes Principales del Equipo de Perforación Marino.....	166
4.1.5.1 Compensador de Elevación.....	166
4.1.5.2 Sistema de Tensión.....	166
4.1.5.3 Sistema de Flotación.....	167
4.1.5.4 Riser (Conductor Marino).	167
4.1.5.5 Sistema de Preventores Submarinos.....	168
4.1.5.6 Amortiguadores.....	169

4.2 Perforación Bajo Balance (Over Drive)	169
4.2.1 Antecedentes.....	169
4.2.2 Definición.....	170
4.2.3 Beneficios de la Perforación Bajo Balance y Aplicaciones.....	170
4.2.4 Selección del Fluido de Perforación Para la pbb.....	171
4.2.4.1 Fluidos Fase Gaseosa.....	172
4.2.4.2 Fluidos Fase Liquida.....	173
4.2.4.3 Fluidos dos fases.....	173
4.2.5 Equipo Superficial.....	174
4.2.5.1 Unidad de Suministro de Nitrógeno.....	175
4.2.5.2 Cabeza Rotatoria o Preventor Rotatorio.....	175
4.2.5.3 Múltiple de Estrangulación.....	176
4.2.5.4 Equipo de Separación de Fases.....	176
4.2.5.5 Sistema de Inyección al Pozo.....	177
4.2.5.6 Sensores.....	177
4.3 Aplicaciones de la Perforación Bajo Balance en KMZ	178
4.3.1 Análisis de Factibilidad.....	178
4.3.2 Prueba Técnica.....	178
4.3.2.1 Pozo Cantarell 1063-D.....	179
4.3.2.2 Pozo Pakal-1.....	179
4.3.3 Implantación del Sistema de pbb.....	180
4.3.3.1 Pozo Cantarell 1004.....	180
4.3.3.2 Pozo Cantarell 129-D.....	180
4.3.4 Análisis de Resultados	180
4.4 Perforación Direccional	181
4.4.1 Antecedentes.....	181
4.4.2 Definición	182
4.4.3 Herramientas para Direccionar los Pozos.	184
4.4.3.1 Cuña de Desviación (Cucharas Desviadoras).....	184
4.4.3.2 Motores Direccionales.....	184
4.4.3.3 Sistemas Rotativos Direccionales.....	184
4.4.4 Aplicación de los Pozos Direccionales.	184
4.4.5 Factores a Considerar en la Planeación de la Perforación Direccional.....	185
4.4.5.1 Tamaño y forma del Objetivo a Perforar.....	185
4.4.5.2 Selección de la Ubicación Óptima del Equipo de Perforación.....	186
4.4.5.3 Programa de Tuberías de Revestimiento (TR'S) y de lodo.....	186
4.4.5.4 Efecto del Magnetismo.....	186
4.4.5.5 Selección del Punto Inicial de Desviación.	186
4.4.5.6 Desplazamiento lateral.	187
4.5 Perforación Horizontal	187
4.5.1 Pozos Horizontales.....	187

4.5.2 Métodos de Perforación Horizontal.....	188
4.5.1 Pozos Horizontales.....	187
4.5.3 Aplicación de los Pozos Horizontales.....	189
4.5.3.1 Yacimientos Estrechos.	189
4.5.3.2 Yacimientos Naturalmente Fracturados	189
4.5.3.3 Formaciones con Conificación de Agua y Gas.	189
4.5.3.4 Yacimientos de Aceite Pesado.....	189
4.5.3.5 Aplicación en la Recuperación Mejorada	190
4.6 Pozos Multilaterales.....	191
4.6.1 Aplicaciones y Beneficios de los Pozos Multilaterales.....	192
4.6.2 Clasificación de los Pozos Multilaterales.....	193
4.7 Pozos de Alcance Extendido.....	196
4.7.1 Aplicaciones y Beneficios.....	197
4.8 Estimulación de Pozos.....	197
4.8.1 Concepto de Estimulación.....	198
4.8.2 Estimulación Matricial en Carbonatos.....	199
4.8.3 Estimulaciones no Reactivas en Carbonatos.....	200
 CAPÍTULO V	
RESERVAS Y DESARROLLO DE CAMPOS	202
5.1 Conceptos Básicos Sobre Reservas.....	204
5.1.1 Recursos Petroleros.....	204
5.1.2 Recursos Prospectivos.....	205
5.1.3 Recursos Contingentes	205
5.1.4 Reservas.....	205
5.1.5 Petróleo Crudo Equivalente.....	208
5.2 Reservas y Producción de la Región Marina Noreste.....	209
5.3 Reservas y Producción del Complejo Ku-Maloob-Zaap.....	211
5.3.1 Volumen Original de Aceite y Gas Probado.....	211
5.3.2 Volumen Original de Aceite y Gas Probable.....	211
5.3.3 Volumen Original de Aceite y Gas Posible.....	211
5.3.4 Reservas de Aceite y Gas Probadas.....	211
5.3.5 Reservas de Aceite y Gas Probables.....	212
5.3.6 Reservas de Aceite y Gas Posibles.....	212
5.3.7 Reservas de Aceite y Gas 3P.....	213
5.3.8 Reservas de Petróleo Crudo Equivalente.....	213
5.3.9 Producción de Aceite y Gas.....	214
5.3.10 Relación de Reservas-Producción.....	214

5.4 Situación Actual del Complejo Ku-Maloob-Zaap	214
5.4.1 Campos del Complejo Ku-Maloob-Zaap.....	215
5.4.1.1 Campo Ku.	215
5.4.1.2 Campo Maloob	215
5.4.1.3 Campo Zaap.....	216
5.4.1.4 Campo BACAB.....	216
5.4.2 Historia de Producción y Declinación de los Campos.....	217
5.4.3 Infraestructura del Complejo Ku-Maloob-Zaap.....	218
5.5 Proyecto de Desarrollo Para KMZ	206
5.5.1 Proyecto Integral Ku-Maloob-Zaap.....	221
5.5.2 Alcance del Proyecto y Principales Estrategias de Explotación.....	222
5.5.3 Inversión y Avances del Proyecto.....	223
5.6 Sistemas Artificiales de Producción (SAP)	225
5.6.1 Factores para elegir un Sistema Artificial de Producción.....	225
5.7 Bombeo Neumático (Gas Lift)	226
5.7.1 Equipo Superficial.....	227
5.7.2 Equipo Subsuperficial.....	227
5.7.3 Mecanismo de Funcionamiento.....	227
5.7.4 Bombeo Neumático Continuo.....	227
5.7.5 Ventajas del Bombeo Neumático Continuo.....	228
5.7.6 Desventajas del Bombeo Neumático Continuo.....	228
5.7.7 Bombeo Neumático Intermitente.....	228
5.7.8 Ventajas del Bombeo Neumático Intermitente.....	228
5.7.9 Desventajas del Bombeo Neumático Intermitente.....	228
5.7.10 Mecanismos de las Válvulas Subsuperficiales del Bombeo Neumático.....	229
5.7.11 Componentes de las Válvulas del Bombeo Neumático (BN).....	230
5.7.12 Situación del Bombeo Neumático en el Activo Ku-Maloob-Zaap.....	230
5.8 Bombeo Electrocentrífugo (Electric Submersible Pumping)	232
5.8.1 Componentes del Equipo de Bombeo Electrocentrífugo.....	232
5.8.1.1 Componentes Superficiales.....	233
5.8.1.2 Componentes Subsuperficiales.....	234
5.8.2 Ventajas del BEC.....	240
5.8.3 Desventajas del BEC.....	241
5.8.4 Mejoras en el BEC Para Ser Utilizado en Pozos de Aceite Pesado.....	241
5.9 Situación del BEC en el Activo KMZ	242
5.9.1 Sistema Artificial de Producción Combinado (BEC y BN).....	243
5.10 Inyección de Nitrógeno (N₂) Como Mantenimiento de Presión	243

5.10.1 Situaciones Desfavorables de la Inyección de Nitrógeno.....	244
CAPÍTULO VI	
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	245
6.1 Conclusiones.....	246
6.2 Recomendaciones.....	247
BIBLIOGRAFÍA	249

INTRODUCCIÓN

Durante muchos años, en términos generales la necesidad de hidrocarburos en México, para consumo interno y exportación, había sido satisfecha en su mayoría por la contribución del gigante Cantarell, que es uno de los campos petroleros más grandes del mundo. La impresionante cantidad de reservas y producción de aceite en este campo, así como los bajos costos de extracción, favorecieron la inversión, desarrollo e impulso en la región (Sonda de Campeche), sin embargo al ennoblecer a Cantarell como fuente económica e "inagotable" de hidrocarburos, ocasionó el acaparamiento de las inversiones a este complejo, mermando y aplazando el desarrollo en otros campos petroleros importantes como Ku-Maloob-Zaap (KMZ), Chicontepec, y los posibles yacimientos en aguas profundas, en donde las condiciones para extraer y producir las Reservas Probadas, no eran lo suficientemente lucrativas, ni competitivas con los volúmenes de aceite y costos de producción que se dieron en Cantarell.

La situación actual del gigante Cantarell es crítica, ya que presenta una declinación de la producción de aproximadamente el 10 % anual (La Jornada 2007); es decir, unos 66 mil millones de barriles de petróleo por año aproximadamente; no obstante los esfuerzos que se hacen con la aplicación de técnicas de Recuperaciones Secundaria y Mejorada (Inyección de Nitrógeno) para mantener la producción, la producción sigue bajando. Esto se puede ver como una oportunidad pues favorece el impulso y desarrollo en otros campos, que mantengan y aseguren la disponibilidad de volúmenes de producción requeridos para cumplir con las responsabilidades del país en el corto y mediano plazo.

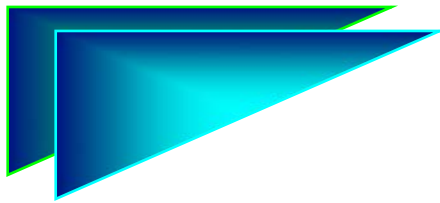
El "Oro Negro" es una fuente inseparable de progreso y evolución, tecnología y desarrollo de un país, tiene gran importancia económica, no sólo es la principal fuente de energía en el mundo, si no también una de las principales materias primas de gran utilidad para un gran sector de la industria que requiere de sus derivados, y que al comercializarlos, hacen que las empresas que invierten en este rubro tengan excelentes ganancias.

En el país, la venta de hidrocarburos líquidos contribuye en gran medida al crecimiento y sustento económico (40% del Producto Interno Bruto), además de que aporta el 80% de la energía que se consume.

Sin duda con los elevados precios del aceite de los últimos cinco años, por ejemplo de 112 dólares por barril de la mezcla mexicana (agosto 2008), y la demanda siempre en aumento de los grandes consumidores de petróleo (USA y China) será indispensable que México decida, si continúa con las altas tasas de producción de los últimos años, que beneficia a estos países consumidores de petróleo, o establece políticas de explotación, que beneficien al país.

Por lo anterior, el Complejo Ku-Maloob-Zaap, con 6157.8 millones de barriles de petróleo crudo remanente probado en sus yacimientos y una capacidad productiva promedio de 500 mil barriles por día (Anuario Estadístico PEMEX 2008); es uno de los campos de mayor interés en los proyectos de desarrollo de PEMEX, ya que este complejo en los años venideros tiene la posibilidad de reponer el aceite que Cantarell deje de producir. La situación es incierta ya que en el corto plazo se pretende incrementar la producción de KMZ a 800 mil barriles de crudo por día, es decir a su máxima capacidad. Lo que sí es un hecho es que para los próximos ocho años, a este complejo se le podrían invertir más de 40,000 millones de pesos según declaraciones de Javier Hinojosa Puebla, Subdirector de la Región Marina Noroeste, y de Juan Arturo Hernández Carrera, de la Región Marina Suroeste (PEMEX; 2007). Del total de la inversión, se pretende que el 67 por ciento se destinará a obras estratégicas, 20 por ciento a proyectos operacionales y mantenimiento de instalaciones; 11 por ciento para pagar intereses del capital financiable y el resto a nuevo presupuesto estratégico.

La Evaluación de las ingenierías petrolera y geológica son de los estudios integrales necesarios que tienen que realizarse, previo a las fuertes inversiones que se efectúan en un campo petrolero para su desarrollo; se requiere de la colaboración de un amplio grupo de especialistas en ciencias de la tierra, quienes realizan estudios de gran importancia, no sólo para la validación de la inversión, sino para asumir un conocimiento integral, de las condiciones geológico-petroleras de los campos, ayudando a elegir así el mejor panorama para su explotación, que asegure obtener el mayor valor económico de cada barril producido. Por otra parte los métodos de explotación son determinantes en la planeación y optimización de la producción; la elección e implantación adecuadas de un método de explotación en un campo, permite prolongar la vida productiva de los yacimientos, aumentando el factor de recuperación. En este sentido, esta tesis pretende mostrar las principales características del Complejo Ku-Maloob-Zaap, para la evaluación petrolera y análisis de los métodos de explotación implementados en los campos.



I

GENERALIDADES



1.1 OBJETIVO.

El objetivo de este trabajo es evaluar el potencial petrolero del complejo Ku-Mallob-Zaap, y analizar los métodos de explotación que actualmente están implementados.

Como segundo objetivo, se tiene la aplicación del conocimiento y las habilidades adquiridas en la carrera de Ingeniero Petrolero, elaborando un documento con una perspectiva global de las Ciencias de la Tierra, y que sintetice el conocimiento y habilidades de conjunto, para la realización de proyectos de inversión que conlleven a decisiones mejores y más integrales.

1.2 METAS.

La meta es que al final de la culminación de este trabajo, el interesado tendrá en sus manos, un documento escrito completo que al mismo tiempo corresponderá a una herramienta didáctica y confiable para consultar información referente al Complejo Ku-Maloob-Zaap, en lo que respecta a la Evaluación Petrolera, Geología y particularmente a los métodos de explotación.

Una segunda meta es conocer de los avances, limitantes e información con la que actualmente se está desarrollando el Complejo Ku-Maloob-Zaap.

1.3 UBICACIÓN.

Los Campos de Ku, Maloob y Zaap se encuentran en la Región Marina, en la denominada Sonda de Campeche, que por sus volúmenes de producción de aceite, aporta al país entre 70 y 80 % de la producción diaria, que la consolidan como la más importante región petrolera de México, la cual cubre un área aproximada de 16,500 Km², a lo largo de las costas de los estados de Tabasco y Campeche en la parte Sur del Golfo de México. A su vez el Sureste de México se subdivide en varias provincias: Chiapas-Tabasco, Salina del Istmo, Macuspana, Comalcalco y Sonda de Campeche (Figura 1.1), siendo esta última la más importante por su producción y reservas, particularmente por los elementos geológico-petroleros que comparte; dentro de la sonda de Campeche se encuentra Ku, Maloob y Zaap.

Provincias petroleras

1. Burgos.
2. Tampico-Misantla.
3. Veracruz.
4. Sonda de Campeche.
5. Salina del Istmo.
6. Chiapas-Tabasco.
7. Macuspana.
8. Sierra de Chiapas.



Figura 1.1. Provincias productoras de petróleo en el Golfo de México (Guzmán, 2001).

El Activo Integral Ku-Maloob-Zaap (AIKMZ) se ubica geográficamente dentro de aguas territoriales del la Republica Mexicana en el Golfo de México, frente a las costas de los estados de Campeche y Tabasco a 105 kilómetros de Ciudad del Carmen, Campeche (Figura 1.2), cubriendo un área aproximada de 121 kilómetros cuadrados.

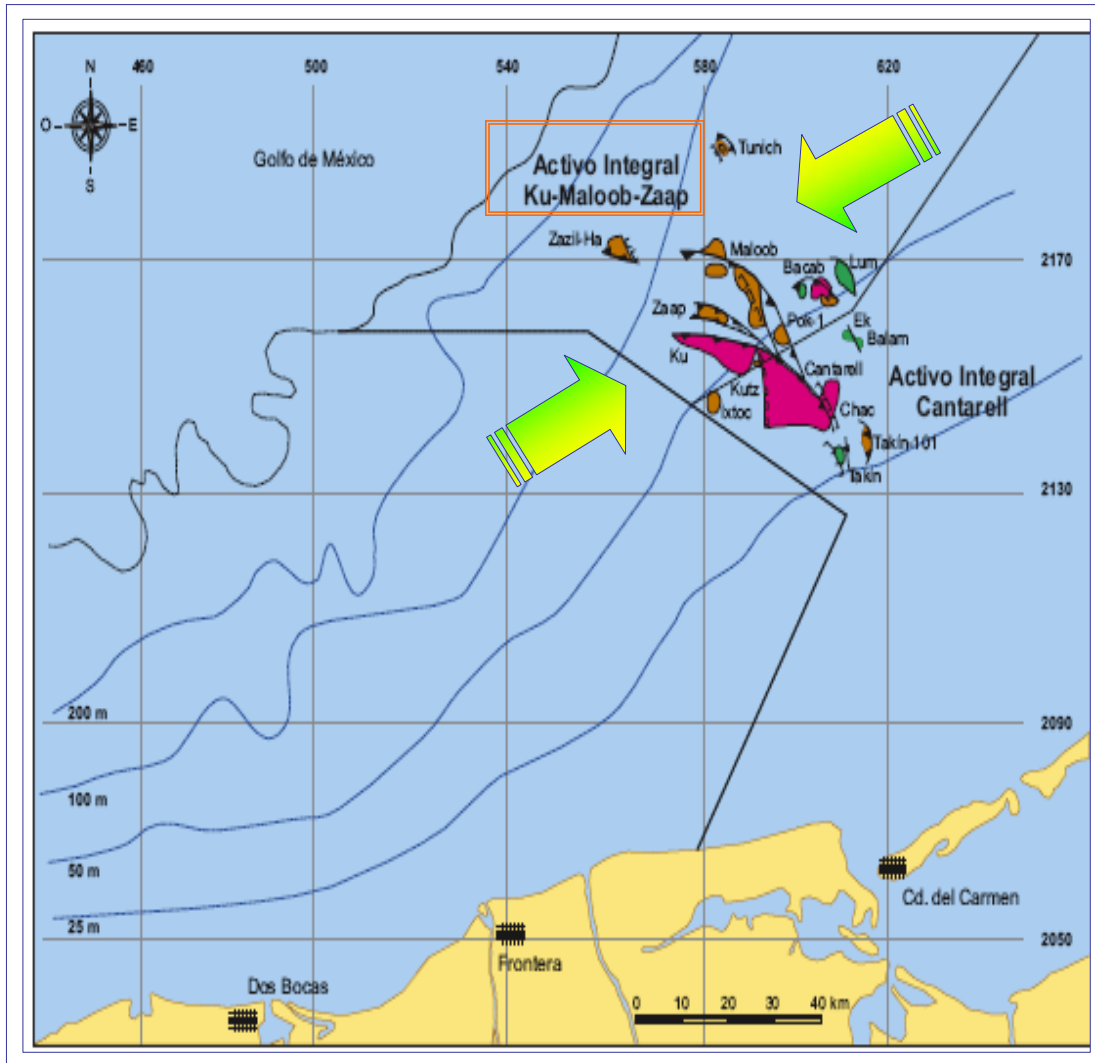


Figura 1.2. Ubicación del Activo Integral Ku-Maloob-Zaap (PEMEX, 2007).

La administración y responsabilidad del AIKMZ, le corresponde a la Región Marina Noreste, localizada en el Sureste de México, costa afuera de los estados de Campeche, Yucatán y Quintana Roo, con una extensión aproximada de 166,000 kilómetros cuadrados, que incluyen parte de la Plataforma Continental y el Talud del Golfo de México. La figura 1.3 muestra la localización geográfica de la Región Marina Noreste.

Hasta el 1 de enero de 2008, la Región Marina Noreste administra veintitrés campos petroleros, de los cuales trece están en etapa de producción, ocho en el Activo Integral Cantarell y Cinco en el Activo Integral Ku Maloob Zaap. Diez campos no se encuentran en explotación, de estos Takin y Utánen pertenecen al Activo Integral Cantarell, mientras que Ayatsil, Baksha, Kayab, Nab, Numán, Pohp, Tson y Zazil-Ha se encuentran en el Activo Integral Ku-Maloob-Zaap.



Figura 1.3. Región Marina Noreste (PEMEX, 2007).

1.4 CONDICIONES CLIMÁTICAS.

Las condiciones ambientales son un factor determinante en el diseño de las instalaciones de producción y en los ritmos de producción en los campos petroleros que se encuentran en el Golfo de México, prueba de ello es la suspensión de la producción de 600 mil barriles por día en la Sonda de Campeche, a consecuencia de un frente frío que afectó el Golfo de México en el año 2007 (PEMEX).

Aunque este podría ser un caso aislado de condiciones ambientales extremas, el hecho es que en el Golfo de México continuamente se están formando huracanes que pueden tornarse peligrosos afectando a las personas y a las instalaciones tanto de explotación como de desarrollo de campos.

Los campos del AIKMZ se encuentran propensos a estas condiciones ambientales extremas por lo que es importante mencionar algunas generalidades del clima que afecta a la región y que influyen en la selección de tecnología, medidas de seguridad y protección al medio ambiente.

1.4.1 Clima.

El clima dominante en la región es de tipo Amw (clasificación climática de Köppen, 1980) es decir caliente subhúmedo con lluvias en verano, temperatura media anual alrededor de 26°C y la precipitación promedio oscila entre 1100 y 2000 mm (García, 1973).

De mayo a octubre el tiempo es húmedo con lluvias abundantes, de agosto a septiembre se tiene un periodo de sequía intermedia, y finalmente en los meses de noviembre-abril se tiene la temporada de secas con periodo de lluvias invernales y frecuentes vientos intensos conocidos como "nortes".

De acuerdo al INEGI (año 2003) se asumen los siguientes datos para el área de la Sonda de Campeche y naturalmente para Ku-Maloob-Zaap (Figura 1.4).

Temperatura:	
➤ Máxima Extrema	41.0 °C.
➤ Mínima Extrema	14.5 °C.
➤ Media Anual	26.7 °C.
➤ Bulbo seco	26.6 °C.
➤ Bulbo Húmedo	24.6 °C.
Presión Atmosférica promedio: 14.7 Psia.	
Precipitación Pluvial:	
➤ Horaria Diaria:	154.5 mm.
➤ Horaria Máxima:	88.0 mm.
➤ Anual Media:	1693-2970 mm.
Vientos:	
➤ Velocidades.	
✕ Reinantes:	18.0 km/hora.
✕ Dominantes (norte):	126.0 km/hora.
✕ Máximos:	240.0 km/hora.
➤ Dirección.	
✕ Reinantes: alisios, noreste.	
✕ Dominantes, Máx. Intensidad:	noreste, norte-sur.
Humedad Relativa:	
Máxima:	95.0 %.
Mínima:	70.0 %.
Promedio:	80.0 %.
Atmósfera:	
Tipo:	Marina Tropical.

Figura 1.4. Condiciones climáticas de la Sonda de Campeche (INEGI, 2003).

1.4.2 Ciclones Tropicales.

Uno de los fenómenos ambientales de mayor riesgo para las plataformas petroleras son los ciclones tropicales, ya que pueden ocasionar la suspensión de la producción, accidentes con pérdidas humanas o grandes catástrofes ambientales (Figura 1.5). Por ejemplo, en el mes de octubre de 2007 la plataforma auto elevable Kab 101 que se encuentra a 32 km aproximadamente del puerto de Dos Bocas, fue seriamente dañada al chocar con la plataforma Usumacinta, lo que provocó un derrame de petróleo. El accidente fue

provocado por una tormenta que genero potentes vientos, lluvia y clima frio en gran parte del sur de la república y Golfo de México. Rachas de viento de hasta 130 km por hora y olas de 6 a 8 metros, ocasionaron movimientos oscilatorios en la plataforma Usumacinta provocando que esta golpeará la parte superior del árbol de válvulas del pozo Kab-101, manifestándose fuga de aceite y gas al removerse las conexiones superficiales de control por el golpe al pozo.

Este acontecimiento meteorológico catastrófico no solo genero contaminación en el Golfo de México sino también mermo la taza de producción por algunos días en la Sonda de Campeche.



Figura 1.5. Accidente en una plataforma petrolera, a consecuencia del paso de un huracán por el Golfo de México (La Jornada, 2007).

Un ciclón tropical es el término científico que se aplica a una circulación meteorológica cerrada que se propaga sobre aguas tropicales; es un sistema de gran escala y de baja presión que es llamado de diferente manera de acuerdo a la región geográfica en la que se desarrolla. En el Atlántico, en el noreste del Pacífico y en Golfo de México son llamados Huracanes; en el noroeste del Pacífico Tifones y en el Pacífico sur se denominan Ciclones.

La clasificación de los huracanes se basa en la intensidad de la tormenta, la cual representa un potencial de daño. La escala que más se utiliza es la desarrollada por H. Saffir y R. H. Simpson (1971), en la cual la determinación de cada categoría depende básicamente de la presión barométrica y los vientos ciclónicos (Figura 1.6).

Color	Categoría	Velocidad del viento (km/h)	Marea de tormenta (m)
DT (1)	Depresión Tropical	hasta 64	menor a 0.86
TT (2)	Tormenta Tropical	64 a 118	0.86 a 1.0
H1 (3)	Huracán clase 1	118 a 154	1.0 a 1.8
H2 (4)	Huracán clase 2	154 a 178	1.8 a 2.7
H3 (5)	Huracán clase 3	178 a 210	2.7 a 3.9
H4 (6)	Huracán clase 4	210 a 250	3.9 a 5.6
H5 (7)	Huracán clase 5	mas de 250	mas de 5.6

Figura 1.6. Clasificación de los huracanes según la escala Saffir-Simpson. (Saffir-Simpson, 1971).

La temporada de huracanes en el territorio nacional está regida por un patrón general más o menos constante, pero que puede variar según las condiciones meteorológicas.

La época de huracanes en la zona de plataformas petroleras de KMZ conciernen al Golfo de México; cuyo ciclo comienza el primero de junio de cada año, a consecuencia del calentamiento del agua durante todo el verano y se extiende hasta el 30 de noviembre; la mayor incidencia de este fenómeno ocurre en los meses de agosto-octubre, aunque se pueden presentar huracanes aislados todo el año; tal como ha ocurrido en los últimos 5 años.

1.5 VÍAS DE COMUNICACIÓN.

Las vías de comunicación con las que cuenta la República Mexicana a lo largo del territorio federal y que corresponden a sus infraestructuras son muy importantes; se cuenta con transporte aéreo, marítimo y terrestre, así como con los medios disponibles (aviones, automóviles, barcos, ferrocarriles, etc.), que constituyen también los recursos de comunicación para acceder a los campos de Ku-Maloob-Zaap y su entorno, es por ello que en esta parte del trabajo hablaremos de forma muy general de los principales medios de comunicación que constituyen las redes de acceso al Complejo petrolero de Ku-Maloob-Zaap.

Para simplificar la descripción se considera la ubicación de los campos de KMZ con la Ciudad de México, capital de la nación, Ciudad del Carmen, localizada muy cerca del Complejo, en el estado de Campeche y Ciudad de Villahermosa, en el estado de Tabasco. Estas ciudades y KMZ tienen un continuo enlace con distintos medios de transporte que comunican a las plataformas de la Sonda de Campeche.

Es importante mencionar que es posible acceder a los campos de KMZ desde cualquier puerto que se encuentre en el Golfo de México, aunque los más importantes por su proximidad y uso son el puerto de Dos Bocas y el puerto de Ciudad del Carmen, Campeche, y por su puesto desde cualquier aeropuerto autorizado, aunque específicamente aquí se considera, el aeropuerto de Ciudad del Carmen y Aeropuerto de Campeche y los helipuertos de PEMEX, incluyendo los que se ubican en cada plataforma.

1.5.1 Comunicaciones Aéreas.

La República Mexicana cuenta con aeropuertos internacionales y nacionales que en conjunto suman 59, distribuidos por todo el territorio federal (Figura 1.7), brindando servicios a pasajeros y transporte de carga, comunicándose con el aeropuerto de Ciudad del Carmen Campeche.

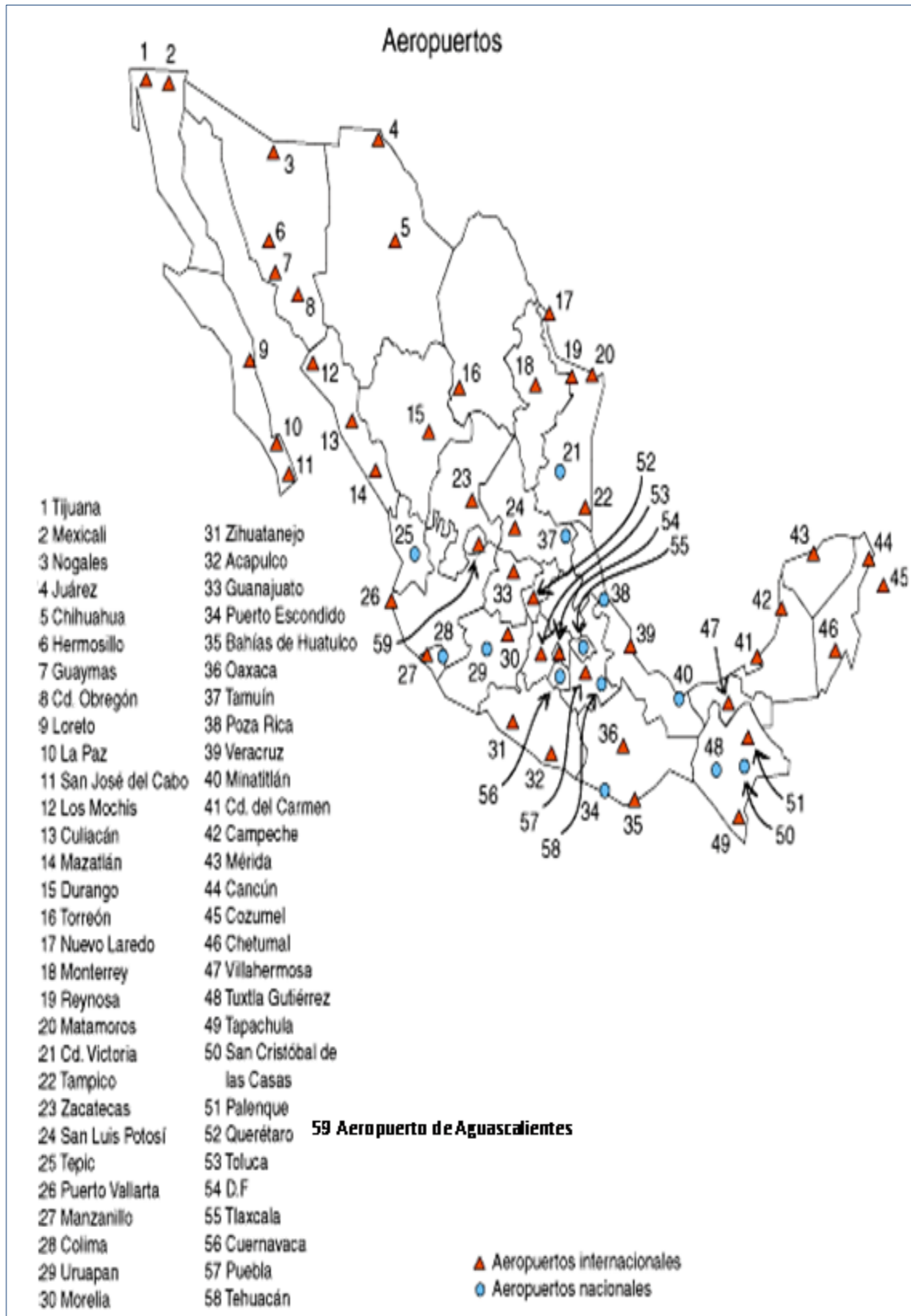


Figura 1.7. Distribución de los aeropuertos Nacionales e Internacionales de México (www.transporte.com.mx, 2008)

Los aeropuertos que sirven para acceder a los yacimientos de KMZ, como lo hemos mencionando, se encuentran en las siguientes ciudades: Distrito federal y área metropolitana (Aeropuerto Lic. Adolfo López Mateos y Aeropuerto Benito Juárez.), Tabasco (Aeropuerto Carlos Rovirosa Pérez.) y Campeche (Aeropuerto Internacional de Ciudad del Carmen y Aeropuerto Ing. Alberto Acuña Ongay):

- El aeropuerto Internacional de la Ciudad de México "Benito Juárez", se ubica en la delegación Venustiano Carranza (D.F.), es el primer aeropuerto civil de México y también el principal aeropuerto del país y de Latinoamérica en cuanto a conexiones con el resto del mundo y por el volumen de pasajeros. Sus coordenadas son: 19° , 26' , 10.69" N y 099° 04' , 55" O y se eleva a 2238 (7,342 ft) metros sobre el nivel del mar.
- El aeropuerto Internacional Lic. Adolfo López Mateos se encuentra localizado en la parte central de la República Mexicana a 15 km del centro de la ciudad de Toluca (capital del Estado de México) y 60 km de la capital del país funcionando como aeropuerto alterno de la Ciudad de México.
- El aeropuerto Internacional de Ciudad del Carmen, ubicado en el estado de Campeche. Tiene una superficie de 192 hectáreas aproximadamente y su plataforma para la aviación comercial es de 10,484 m²; cuenta con tres posiciones y una pista de 2,2 km de longitud, apta para recibir aviones B 727-200 y de carga.
- El aeropuerto Internacional de Campeche "Ing. Alberto Acuña Ongay", está ubicado a una altitud aproximada de 10 msnm; sus coordenadas son 19° 49' 00.46" N, 90° 30' 01.13" W, tiene una pista de asfalto con una longitud de 2,5 km.
- El aeropuerto Internacional Carlos Rovirosa Pérez o Aeropuerto Internacional de Villahermosa, esta localizado en la carretera Villahermosa-Macuspana en el Km 13. Maneja el tráfico aéreo nacional e internacional de la Ciudad de Villahermosa, se encuentra a 14 m (46 pies) sobre el nivel del mar y sus coordenadas son 17° , 59' , 42" N y 92° , 49',02" O.
- Adicional a los aeropuertos de México, PEMEX Cuenta con 2 helipuertos para la Región Marina, siendo los accesos más habituales a las instalaciones petroleras de la sonda de Campeche. En Ciudad del Carmen opera un moderno helipuerto con capacidad para 40 helicópteros de turbina, que le dan la imagen de una gran Terminal Aérea, este helipuerto es uno de los más grandes del mundo. Por especificaciones todos los helicópteros son nuevos, y al cumplir 10000 hrs de vuelo se dan de baja. El otro helipuerto que da servicio a PEMEX se encuentra en el aeropuerto de Villahermosa Tabasco.

1.5.2 Comunicaciones Terrestres.

En este rublo se ubican las carreteras y vías férreas con las que cuenta el país y que comunican al sureste. El Ferrocarril es un medio de comunicación que fue inventado a principios del siglo antepasado en Inglaterra. En México, la primera vía férrea se construyo en 1980, corría de la ciudad de Veracruz a el Molino con 313.6 Km de longitud. Actualmente este medio de transporte tiene poco uso, superado por otros medios, la utilización del transporte ferrocarrilero al sureste de México es para trasladar gran cantidad de mercancía a costos bajos (Figura 1.8).



Figura 1.8. Red de transporte ferroviaria del país, así como las empresas que brinda el servicio. TFM: Transportación Ferroviaria Mexicana; FERROMEX: Ferrocarril mexicano (Ferromex, 2006).

En lo que se refiere al rublo de las carreteras mostrar la red carretera de todo el país resulta impráctico, por ello se sugiere consultar el atlas para cualquier estado de interés de la república, de manera gratuita en la siguiente página de internet: <http://dgp.sct.gob.mx/index.php?id=440> (Secretaría de Comunicaciones y Transporte).

Las siguientes rutas son un acceso importante al sureste mexicano y de ahí a Ciudad del Carmen, Campeche.

1.5.2.1 México-Ciudad del Carmen.

La distancia por carretera de la Ciudad de México a Ciudad del Carmen es de aproximadamente 920 Km, y se invierte un tiempo aproximado de 10 hrs; el viaje se realiza con dirección sureste cruzando por las ciudades de Puebla y Villahermosa. Las unidades de transporte público que se dirigen a la Ciudad del

Carmen desde la Ciudad de México, parten de la Terminal de Autobuses de Pasajeros de Oriente (TAPO). No obstante se puede utilizar otro medio siguiendo la misma ruta (Figura 1.9).

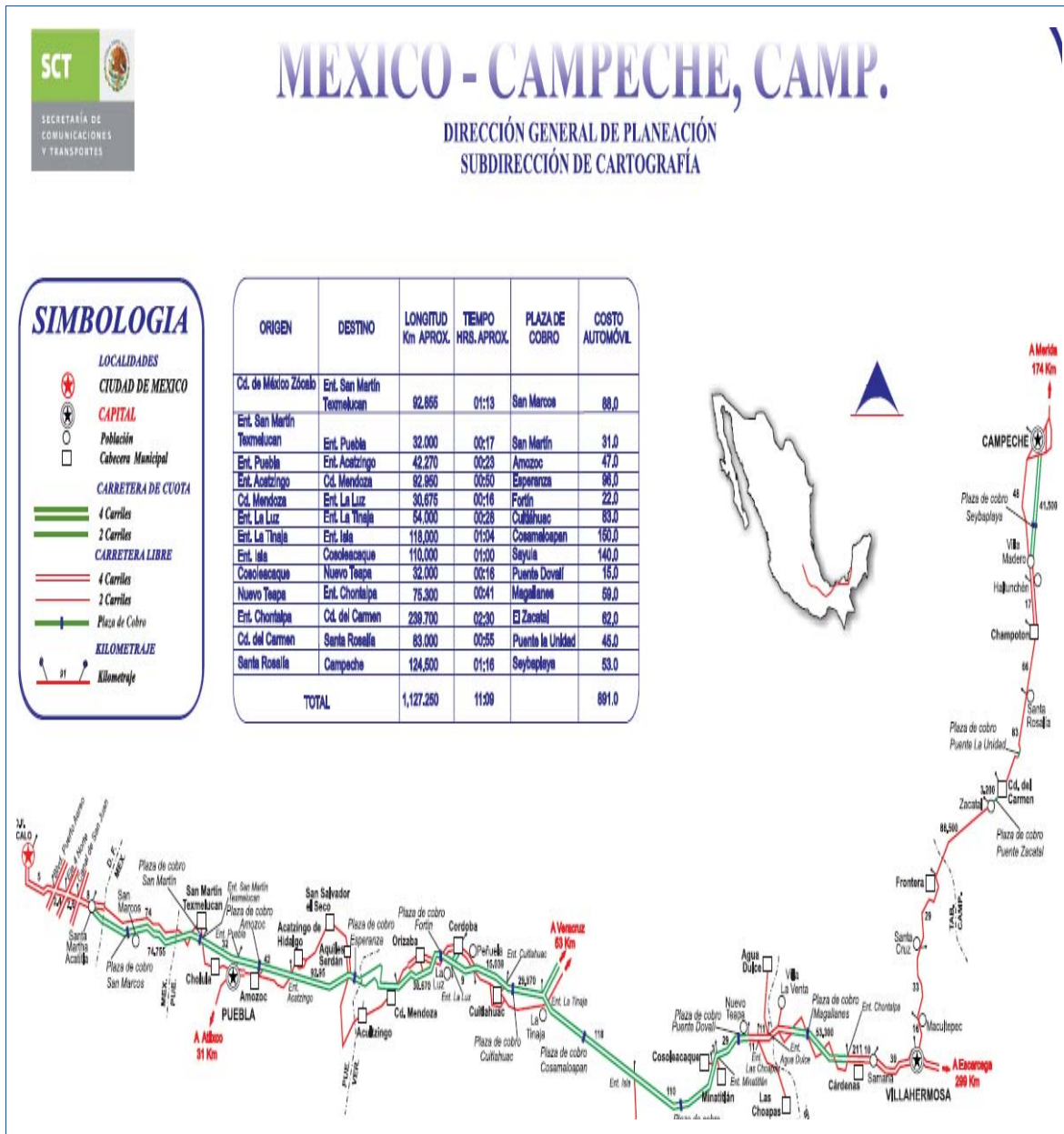


Figura 1.9. Red de carreteras que comunica al D.F. y a la Ciudad del Carmen (Modificado de la Secretaría de Comunicaciones y Transportes, 2007).

1.5.2.2 México-Villahermosa.

En total, la red carretera de Tabasco alcanza los 8,222 kilómetros (entre federales, estatales y municipales), siendo uno de los estados con mejor infraestructura vial del país. Para llegar a Villahermosa desde la Ciudad de México, se debe tomar la carretera Federal 180, el viaje se realiza con dirección sureste y durante el recorrido de 863 kilómetros, se cruzan las ciudades de Puebla y varios municipios de Veracruz (Figura 1.10).

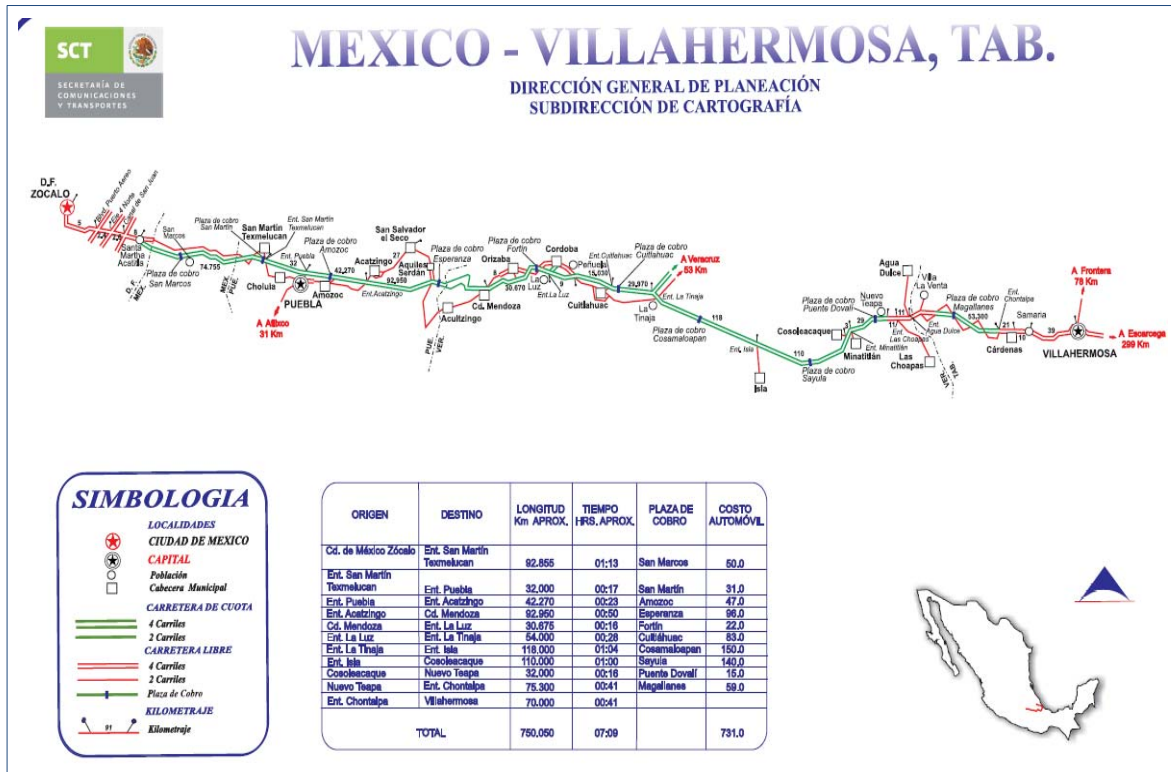


Figura 1.10. Red de carreteras que comunica al D.F. y Villahermosa (Modificado de la Secretaría de Comunicaciones y Transportes, 2007).

1.5.3 Comunicaciones Marinas.

Las obras e infraestructura relacionadas con las comunicaciones marinas del sureste de México, facilitan y organizan el transporte marítimo en Puertos y Terminales Marítimas. En México se tienen 96 puertos y 16 terminales habilitados, ambos destinados a la atención de embarcaciones, a la prestación de servicios portuarios y a la construcción o reparación de embarcaciones; brindando asistencia a la industria comercial, pesquera, turística y a la petrolera. La figura 1.11 muestra los 112 puertos y terminales con que cuenta México.

Tabasco cuenta con los siguientes Puertos y Terminales:

- ▶ Sánchez Magallanes.
- ▶ Dos Bocas.
- ▶ Villahermosa.
- ▶ Tabasco.
- ▶ Frontera.
- ▶ Chiltepec, Terminal marítima.

Campeche tiene los siguientes Puertos y Terminales:

- ▶ Nuevo Campechito.
- ▶ Emiliano Zapata.
- ▶ Isla del Carmen.
- ▶ Isla Aguada, Terminal Marítima.
- ▶ Sabancuy.
- ▶ Isla Arena.
- ▶ Takuntá, Terminal Marítima.
- ▶ Champotón.
- ▶ Seiba Playa.
- ▶ Lerma.
- ▶ Campeche.
- ▶ San Francisco, Terminal Marítima.
- ▶ Cayo Arcas.

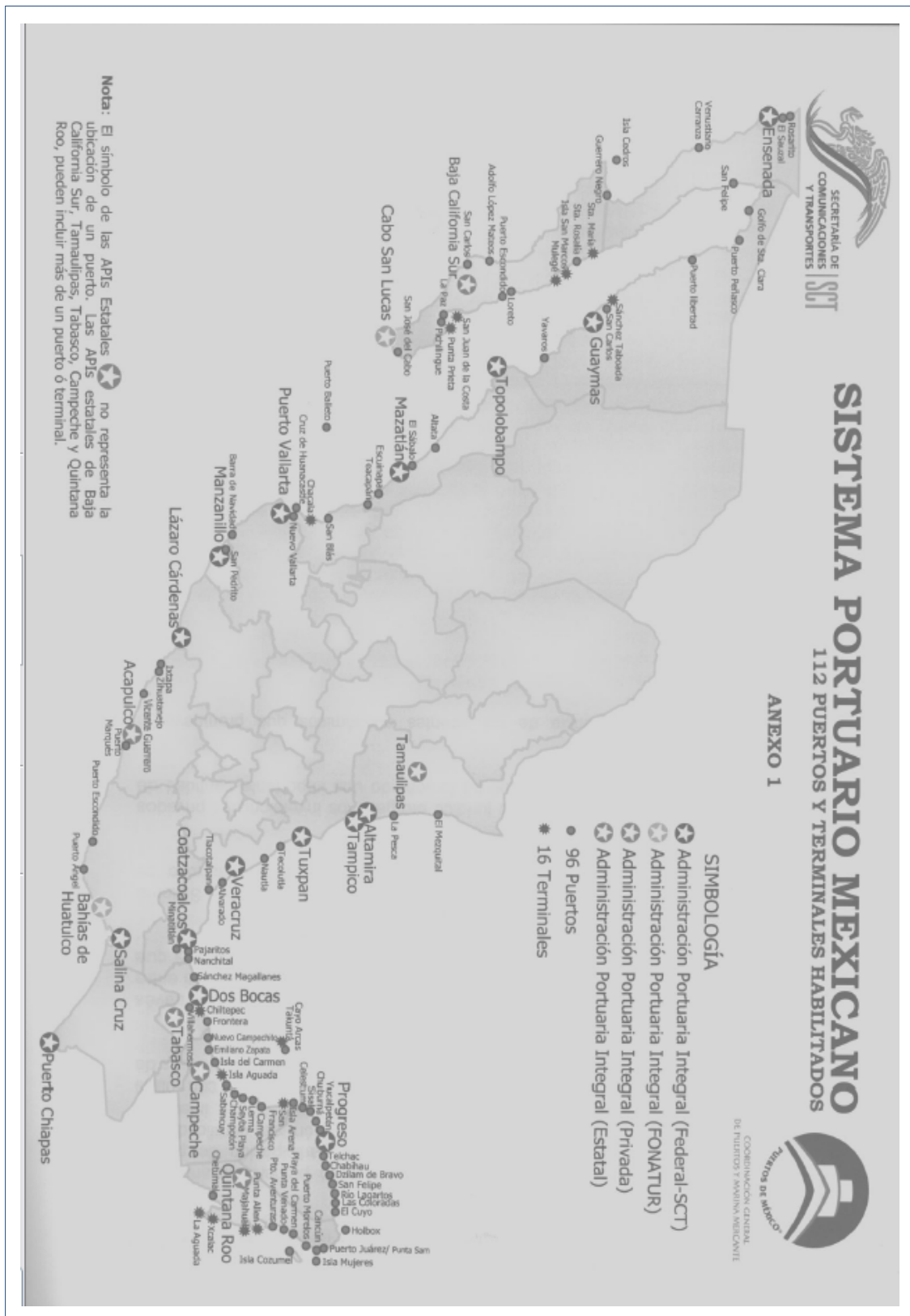


Figura 1.11. Localización de las terminales y puertos habilitados, así como la dependencia que los administra, de acuerdo al sistema Portuario Mexicano (SCT., 2005).

Las embarcaciones que llevan personal, equipamiento y diferentes insumos a los campos de KMZ salen principalmente del puerto de Dos Bocas y del Puerto de Ciudad del Carmen:

1.5.3.1 Puerto de Dos Bocas.

Se localiza en el municipio de Paraíso Tabasco a 95 kilómetros de Villahermosa la ciudad más moderna y capital del estado (Figura 1.12), entre los 18° 20' de latitud Norte y los 93° 11' de longitud Oeste, ubicado en la llamada región del Grijalva que concentra el 85% de la población y el grueso tanto de la infraestructura urbana como de la actividad económica, agrícola, ganadera y petrolera de Tabasco.

Fue financiado y construido por PEMEX, en el auge petrolero de los 80's; el puerto Dos Bocas, es un a instalación portuaria sustancial, para la actividad petrolera del sureste de México. En 1999 fue constituida la Administración Portuaria Integral de Dos Bocas S.A. de C.V. Con la finalidad de garantizar la continuidad de la exportación de petróleo y asumir gradualmente el papel de centro principal para el manejo del petróleo crudo de exportación por el Golfo de México. Esta administración tiene la tarea de fortalecer e incrementar la infraestructura portuaria destinada a los servicios logísticos costa fuera para el abastecimiento de plataformas de exploración y producción petrolera (Administración Portuaria Integral de Dos Bocas, 2008).



Figura 1.12. Fotografía panorámica del Puerto de dos Bocas (Administración Portuaria Integral de Dos Bocas, 2008).

1.5.3.2 Puerto de Laguna Azul (Isla del Carmen).

Se ubica en Cd. Del Carmen, a la entrada de la Laguna de Términos, entre el estero de la Caleta y el Golfo de México. El puerto consiste en un canal de acceso y tres dársenas, alrededor de las que se tienen 17 bandas de atraque. En el recinto se cuenta en cuanto a equipamiento, con 113 unidades para el servicio de carga y descarga, de las cuales: 21 son grúas, 53 planas, 17 hiab y 22 montacargas.

Entre las terminales especializadas ubicadas en el recinto portuario de Laguna Azul, destacan la de usos múltiples de PEMEX y la de tratamiento de lodos de Dowell. Cabe mencionar que en el recinto se cuenta con todos los servicios básicos para su operación. Para la recolección de residuos peligrosos existen 16 pipas y 15 camiones.

El puerto de Laguna Azul (Figura 1.13) es empleado casi en su totalidad por la paraestatal PEMEX, por cabotaje, en sus actividades de abastecimiento y de movimiento de personal. Importa insumos catalogados como carga general suelta, tuberías, estructuras metálicas, botes, cuerdas, etc. (Administración Portuaria Integral de Campeche, 2008).



Figura 1.13. Fotografía panorámica del Puerto de Isla del Carmen (Administración Portuaria Integral de Campeche, 2008).

1.6 ASPECTOS HISTÓRICOS.

1.6.1 Antecedentes.

Aun cuando desde los años setenta se producían hidrocarburos en los yacimientos del Cretácico Superior en la porción continental en la Región Chiapas-Tabasco, no fue sino con los descubrimientos de los pozos Cactus-1 y Sitio Grande-1, en 1972, que se conoció el potencial petrolero del Cretácico en la región Marina. Con los resultados terrestres de dicha Región, se intensificó la exploración regional y de detalle realizándose proyectos de evaluación sísmica en el área de Chiapas Tabasco y Campeche; como consecuencia de la intensa actividad exploratoria se produjeron numerosos descubrimientos de yacimientos en secuencias sedimentarias con edades que varían desde el Jurásico Superior hasta el Cretácico Superior.

El 21 de Marzo de 1976 comenzó la perforación del Pozo Chac-1 (Figura 1.14.), bajo la dirección del Departamento de Explotación de Ciudad PEMEX, Tabasco, dicho pozo se ubica a 78° al NE de Ciudad del Carmen, con un tirante de agua de 43 metros y una profundidad en ese entonces programada de 3627 metros. Al cabo de la perforación el pozo resultó productor de aceite y gas en la Brecha del Paleoceno-Cretácico Superior, a 3358 metros de profundidad, dando inicio a lo que sería el descubrimiento más importante de México, en la denominada "Sonda de Campeche". Posteriormente perforaciones efectuadas en

el área confirmaron evidencias de que era posible alcanzar mayores profundidades y objetivos geológicos, como es el caso del Jurásico Superior Kimeridgiano.

POZOS	PROF. TOTAL	FECHA DE TERMINACION	RESULTADO	EDAD DE LA ROCA PRODUCTORA	POZOS	PROF. TOTAL	FECHA DE TERMINACION	RESULTADO	EDAD DE LA ROCA PRODUCTORA
1 9 7 6					1 9 7 9				
CHAC-1	4934 M.	AGOSTO 3	PRODUCTOR	BRECHA TP-KS	AKAL-501	1979 M.	ENERO 24	PRODUCTOR	BRECHA TP-KS
1 9 7 7					1 9 7 8				
BACAB-1	3382 M.	JUNIO 9	PRODUCTOR	BRECHA TP-KS	MALO OB-1	3041 M.	MARZO 4	PRODUCTOR	BRECHA TP-KS
AKAL-1	1263 M.	JUNIO 13	PRODUCTOR	BRECHA TP-KS	AKAL-601	2128 M.	MARZO 19	PRODUCTOR	BRECHA TP-KS
KUKULKAN-1	3522 M.	JULIO 19	INVADIDO		AKAL-801	2044 M.	ABRIL 6	PRODUCTOR	BRECHA TP-KS
EK-1	2855 M.	AGOSTO 3	IMPR. O. RAZ.		ABKATUN-1A	3600 M.	ABRIL 10	PRODUCTOR	BRECHA TP-KS
ABKATUN-1	700 M.	AGOSTO 10	IMPR. ACC. MEC.		ABKATUN-176	3968 M.	OCTUBRE 15	PRODUCTOR	BRECHA TP-KS
HOL-1	2017 M.	DIC. 13	IMPR. O. RAZ.		AKAL-701	2654 M.	MAYO 3	PRODUCTOR	CRETACICO INF.
1 9 7 8					1 9 7 9				
CHAC-2	4562 M.	MARZO 2	PRODUCTOR	BRECHA TP-KS	AKAL-1501	2595 M.	ABRIL 22	IMPR. ACC. MEC.	
TUNICH-1	5242 M.	ABRIL 4	IMPR. SECO		HA-1	510 M.	JUNIO 7	IMPR. O. RAZ.	NOV. PLAT. A DCTOC-1A
CHILAM-1	5334 M.	ABRIL 7	INVADIDO		KU-1	2500 M.	MAYO 7	PRODUCTOR	CALCAR, EM.
AKAL-2	1342 M.	AGOSTO 4	PRODUCTOR	BRECHA TP-KS	TARATUNICH-1	2353 M.	JUNIO 18	IMPR. O. RAZ.	NOV. PLAT. A DCTOC-1B
NOHOCH-1	3757 M.	OCTUBRE 12	PRODUCTOR	DOLOM. CRET.	KANAAB-1	1840 M.	JUNIO 18	IMPR. ACC. MEC.	
AKAL-3	2692 M.	OCTUBRE 24	PRODUCTOR	KIMMERIDGIANO	KUTZ-1	3428 M.	AGOSTO 31	PRODUCTOR	BRECHA TP-KS
LUCH-1	3379 M.	NOV. 22	IMPR. ACC. MEC.		IXIM-1	1380 M.	OCTUBRE 18	IMPR. O. RAZ.	NOV. PLAT. A DCTOC-1B
NOHOCH-2	3434 M.	DIC. 3	PRODUCTOR	DOLOM. CRET.					

Figura 1.14. Registro histórico de pozos exitosos exploratorios y delimitadores de la Región Marina (Trejo-Vázquez, 2007).

En el mes de junio de 1977, se inició la perforación de los pozos Bacab-1, a 3382 m y Acal-1 a 1263 m, resultando productores ambos en la Brecha del Paleoceno-Cretácico Superior, en ese mismo mes se inicio la perforación del pozo Kukulcan-1 con una profundidad de 3522 m, resultando invadido. Durante ese año se perforaron también los pozos Ek-1, Abcatun-1 y Hol-1, con profundidades que variaban de los 2900 m a 700 m (Figura 1.14).

Durante el año de 1978, se perforaron los pozos Chac-2 (a 4562 m) y Akal-2 (a 1342 m), resultaron productores ambos en la Brecha del Paleoceno-Cretácico Superior, mientras que para ese mismo año, los pozos Tunich-1 a una profundidad de 5242 m y Chilam-1 a 5334 m, resultaron impregnados de hidrocarburos, pero uno resulto seco y el otro invadido respectivamente. Subsecuentemente el pozo Nohoch-1 perforado a 3757 m en el mes de octubre del mismo año resulto productor en dolomitas del Cretácico; para diciembre se perforo el Pozo Noch-2 a 3434 m y como era de esperarse también resulto productor en las Dolomitas del Cretácico (Figura 1.14). El 24 de enero de 1979 inició la perforación del pozo Akal-501, a 1797 m, que al igual que los demás pozos Akal, produjo en la Brecha del Paleoceno-Cretácico Superior.

No fue sino hasta el año de 1979, con la perforación de los pozos Maloob-1 y Ha-1A, que se descubrió Ku-Maloob-Zaap, estos pozos resultaron productores en la Brecha del Paleoceno y Cretácico Superior (Figura 1.14), quedando sin explotación debido a la carencia de infraestructura. Posteriormente al desarrollo del campo Ku, se instalaron las plataformas de perforación para pozos de desarrollo. La plataforma Ku-A

comenzó a operar en 1982, y las K-G y K-I en 1981, la K-H en 1983, la K-F en 1984, la K-M en 1985, y la Plataforma Zaap-C en 1992.

Por otra parte el potencial petrolero de las Calcarenitas del Eoceno medio dentro del Cenozoico, se hizo evidente con la perforación de pozos tanto en el área de Ku, como en Maloob y Zaap; con la perforación de los pozos exploratorios y de desarrollo, los objetivos quedaron determinados para la brecha del Paleoceno Inferior y Cretácico Superior, así como para las Calcarenitas del Eoceno Medio, que fueron alcanzadas por el Pozo Ku-1 en mayo de 1979, a una profundidad de 2500 m; durante esas fechas se perforo el pozo Kutz-1 a 3428 m resultando productor en la formación de mayor producción la Brecha del Paleoceno-Cretácico Superior (Figura 1.14).

En 1981 se termino el pozo Ku-89, con una producción diaria de 22,000 barriles de aceite y en 1983 se confirma el potencial del campo Maloob con la perforación del pozo Ku-407, en secuencias del Jurásico Superior Kimeridgiano, produciendo diariamente 5,642 barriles de aceite y 75,334 pies cúbicos de gas. El pozo Ku-10, terminado en 1986 probó con éxito las Calcarenitas del Eoceno Medio, con una producción por día de 2,861 barriles de aceite y 14,266 pies cúbicos de gas natural. En 1983 en el pozo Ku-46 se efectuó una prueba de producción, no concluyente, en calcarenitas del Eoceno Medio, obteniéndose aceite de 16 °API.

Posteriormente y como parte del desarrollo del campo Ku, se instalaron las plataformas de perforación para pozos de desarrollo, la plataforma Ku-A comienza a operar en 1982, y las K-G y K-I en 1981, la K-H en 1983, la K-F en 1984, la K-M en 1985, y la Plataforma Zaap-C en 1992.

La explotación del campo Ku se inicio en 1981, con la perforación del pozo Ku-89 en la plataforma ku "I", posteriormente se perforaron los pozos de las plataformas Ku "A", Ku-487 y Ku-489 de la plataforma Ku "M"; en 1998 se incorporo la producción a partir de la plataforma Ku-97.

La explotación del Campo Maloob, se inicio en 1988 con la producción aportada por los pozos Ku-405,407,409,415,427 y 445 perforados desde la plataforma Ku "H"; en 1993 se perforaron los pozos Ku-487 y 489 de la plataforma Ku "M", y en 1998, se incorporó producción a partir de los pozos perforados desde la plataforma ku-97.

La explotación del campo Zaap inicio en noviembre de 1992 con la producción que apporto el pozo Zaap-2051, tres meses después se incorporo producción por el pozo Zaap-2032, y de marzo a mayo de 1998 se produjo en el pozo Zaap-27D, con el Sistema Artificial de Producción de Bombeo Electrocentrífugo.

De los tres campos Ku, Maloob y Zaap, el campo Ku es el más desarrollado y con mayor historia de producción, por lo que corresponde con un campo maduro, en lo que se refiere a los dos campos restantes actualmente se encuentran en una etapa de intenso desarrollo para incrementar gradualmente la producción del activo.

1.6.2 Formaciones Productoras.

Las formaciones que aportan en los tres Campos del Complejo KMZ son Jurásico Superior Kimeridgiano, Cretácico Inferior-Superior y Eoceno Medio (Figura 1.15).

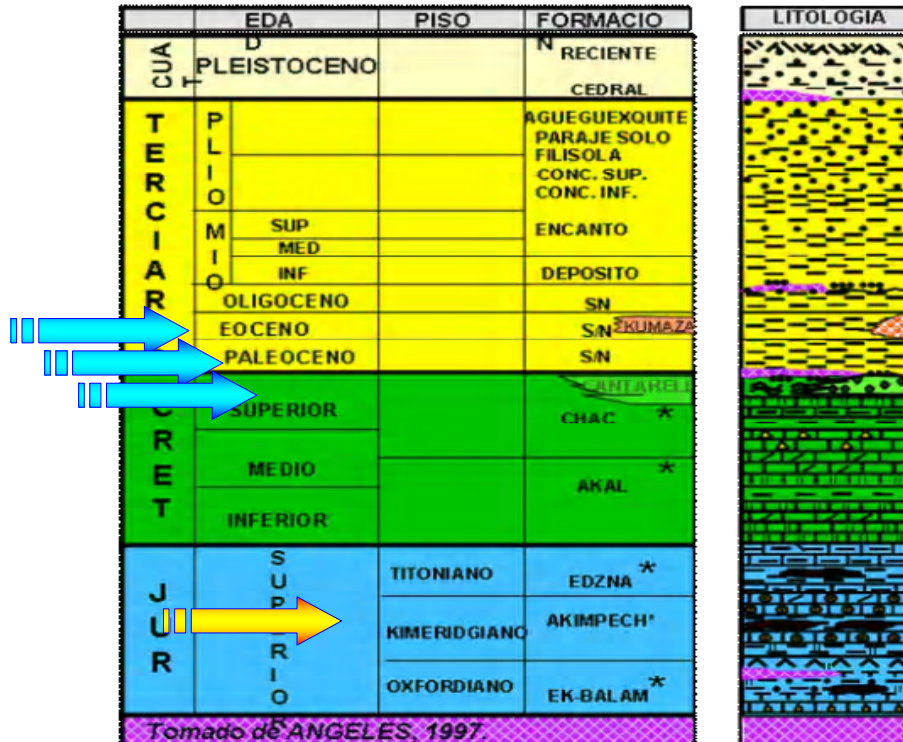


Figura 1.15. Columna Geológica típica de la Región Marina (Ángeles, 1997).

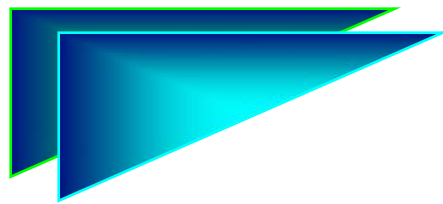
1.6.3 Pozos Productores.

El Activo Integral Ku-Maloob-Zaap, al 31 de diciembre de 2006, cuenta con 79 pozos de los cuales 10 son fluyentes y 69 tienen un Sistema Artificial de Producción. Los pozos que se mantiene operando suman 73; distribuidos en los 5 campos que administra la región, de la siguiente forma: 2 en Bacab, 45 en ku, 1 en Lum, 13 en Maloob y 13 en Zaap (Figura 1.16);

Región Marina Noreste			
Región, Activo y Campo	Año de descubrimiento	Número de pozos operando	API °
Marina Noreste		289	
Cantarell		216	
Akal	1976	193	21.9
Balam	1993 ^b	3	27.5
Chac	1974	3	22.0
Ek	1991 ^b	3	
Ixtoc	1974	3	32.7
Kutz	2001	3	21.9
Nohoch	1976	5	21.9
Sihil	2002 ^b	3	
Ku-Maloob-Zaap		73	
Bacab	1991	2	19.3
Ku	1979	45	21.0
Lum	2006 ^b	1	
Maloob	1985 ^b	13	13.0
Zaap	1992 ^b	13	42.7

^a Promedio enero-diciembre de 2005.
 Total de pozos operando: 6,080
^b Año de Inicio de producción.

Figura 1.16. Pozos operando en la Región Marina Noreste (Pemex Exploración y Producción, 2007).



II

**MARCO
GEOLÓGICO
REGIONAL**



El Marco Geológico Regional es un estudio fundamental encaminado a la evaluación geológica de una cuenca petrolera; nos permite contextualizar los modelos que serán utilizados para la caracterización de yacimientos y es la base para definir los sistemas petroleros de una región productora de hidrocarburos.

Las particularidades morfológicas, los estilos estructurales, las secuencias estratigráficas, y las propiedades roca-fluido que distinguen la Geología de KMZ, son el resultado de acontecimientos geológicos, tectónicos-estructurales y geoquímicos, que de forma regional y/o local actuaron en los periodos de la historia geológica de la región donde se localiza el Complejo petrolero de KMZ.

Los eventos geológicos, tectónicos-estructurales y geoquímicos que han influido en los Campos de KMZ, están íntimamente asociados a la Sonda de Campeche, a la evolución del Golfo de México, y a las cuencas Terciarias del Sureste. Estos acontecimientos, por una parte han propiciado fuertes deformaciones, cabalgamientos, sistemas de fracturas, pilares y fosas tectónicas en el área, y de manera local han influido en la arquitectura de las trampas petroleras de los yacimientos de KMZ. Por otro lado los ambientes de depósito, los procesos geoquímicos y diagenéticos de la región, favorecieron primordialmente la formación de rocas carbonatadas con alta porosidad secundaria, así como rocas terrígenas principalmente arcillosas (lutitas), que empaquetan cuerpos delgados de arenas con buen potencial petrolero en KMZ y de manera general en la Sonda de Campeche; la primera secuencia depositada fue esencialmente en el Mesozoico y la segunda secuencia en el Cenozoico.

Los elementos que constituyeron la fuente principal de aporte de sedimentos depositados durante el Mesozoico Tardío y todo el Cenozoico en la zona de estudio, estuvieron presentes desde los inicios del Jurásico, con la plataforma de Yucatán ubicada al norte del paleo Golfo de México y un paleo continente (Sierra de Chiapas) al suroeste.

Es notable la presencia de horizontes de bentonita en varios intervalos de la secuencia sedimentaria, aunque son más abundantes en el Cenozoico, donde se encuentran intercaladas tanto en lutitas como en areniscas; estas cenizas volcánicas fueron transportadas por corrientes eólicas y acuáticas; la actividad volcánica corresponde con una de las principales fuentes de aporte de sílice y magnesio, elementos que participan con mayor frecuencia en los procesos diagenéticos de las rocas siliciclásticas.

Otro hecho trascendente y considerable es la presencia de lodos calcáreos y fragmentos de calizas integrados al depósito de los materiales clásticos, resultado de la erosión de la Plataforma de Yucatán, constituyendo delgadas capas con detritos de carbonatos o cementando las rocas terrígenas; ocasionalmente se tienen flujos de detritos (brecha) como probable producto de la destrucción de bancos calcáreos.

En el contexto estructural, los esfuerzos transpresivos que plegaron las secuencias sedimentarias ocurrieron en el Oligoceno, evento ocasionado por la acción de la placa del Caribe con la placa de Norteamérica, formándose como resultado de la aplicación de esfuerzos los anticlinales alargados orientados NW-SE en la Región Marina, dando lugar al denominado Evento Chiapaneco. Como resultado de este evento y por la gruesa carga de sedimentos siliciclásticos del Paleoceno, la sal se plegó y se inyectó a niveles superiores donde fue expulsada formando diapiros y cuencas de desalojo de sal (minicuenas).

Los domos arcillosos que en forma disarmónica se tienen en la columna Cenozoica, tienen un origen muy parecido a lo anterior, ya que debido a su gran espesor, su alto límite elástico y a la abundante presencia de agua, se deformaron e inyectaron en niveles superiores de la misma manera que los domos, diapiros y canopies salinos.

Los cuerpos de sal y arcilla influyeron en forma directa en la formación de fallas normales ubicadas en el noroeste de nuestra zona de estudio incluyendo los yacimientos de KMZ, contribuyendo a la formación de trampas petroleras estructurales.

Como culminación de este ciclo de deformación, durante el Mioceno-Plioceno ocurrieron esfuerzos compresivos verticales asociados a la carga litostática del relleno sedimentario terrígeno que origino extensión, por lo que se formaron los sistema de fallas lístricas que delimitan la continuidad hacia el mar de las Cuencas de Macuspana y Comalcalco; ocasionaron además, movimientos de la sal con el diapirismo a la Cuenca Salina del istmo. Esto generó una topografía muy irregular que favoreció se originaran flujos turbidíticos de las arenas postmiocénicas que constituyen los yacimientos del Cenozoico Tardío.

2.1 GENERALIDADES DE LA CUENCA DEL GOLFO DE MÉXICO.

2.1.1 Origen del Golfo de México.

El origen del Golfo de México comienza desde el Triásico Tardío-Jurásico Temprano (Winker, Dickinson y Buffler, 1988), con el rompimiento del mega continente Pangea, el cual al separarse ocasionó la apertura de un sector del Océano Atlántico y del Golfo de México; la etapa inicial de la apertura duró del orden de 46 Ma (Salvador, 1991), desde el Triásico Tardío (210 Ma) hasta el Jurásico Medio-Tardío (169 Ma). El origen de la Cuenca del Golfo de México ha sido interpretado por muchos autores entre los cuales destacan: Moore y del Castillo, (1974); Pilger, (1978); Anderson y Schmidt, (1983); Dickinson y Coney, (1980); Coney, (1983); Pindell, (1985); Tardy (1986); Padilla y Sánchez (1986); Amos Salvador (1987 y 1991); Longoria (1987); Ross y Scotese (1988) y Winker y Buffler (1988). Ellos coinciden en que el Golfo de México es consecuencia del rompimiento que deriva de las masas corticales en una zona de rift; en esta zona de divergencia ocurrió de forma contemporánea una fase de deformación distensiva que origino horst y grabens y en otros sectores fallamientos transcurrentes regionales; como son la falla transformante Tamaulipas-Oaxaca que tuvo un papel muy activo en la apertura y evolución tectónica del Golfo de México, y las fallas Texas, Walper, Megashear Mojave-Sonora, por mencionar algunas (Figura 2.1). Posterior al rompimiento de las masas corticales, la expansión y subsidencia del fondo oceánico durante el enfriamiento de sus márgenes pasivos, produjo el consecuente fracturamiento y fallamiento normal y lístrico de los bordes continentales, delineándose bloques sintéticos, antitéticos y rotacionales, como el Bloque de Yucatán y el Macizó de Chiapas entre otros.

2.1.2 Características de la Cuenca.

El Golfo de México corresponde a una cuenca circum-atlántica continental marginal y divergente; que tiene forma ovoidal, cuyo diámetro mayor es aproximadamente de 1,800 km, prolongándose desde las costas de Veracruz hasta la zona Occidental de la Península de Florida; su diámetro menor de 1,100 Km, extendiéndose desde la costa Noroccidental de la Península de Yucatán hasta la costa de Texas-Louisiana. El Golfo de México se une con el Atlántico por el angosto estrecho de Florida y con el mar Caribe mediante el canal de Yucatán, cubre una superficie aproximada de 2.7 millones de km², de los cuales 1.2 millones pertenecen a la superficie continental sumergida, y 1.5 millones al actual Golfo de México (Aguayo-Camargo, 2004). El área de mayor profundidad en el golfo es conocida como "Zona Sigsbee", cuya planicie está a 3750 m bajo el nivel del mar, y corresponde a una llanura abisal que establece el nivel geomorfológico más profundo registrado a partir de la isobata de 3 600 m. Este nivel, por otro lado, constituye el límite perimetral formado por el contacto que separa la base de la rampa del talud continental de la planicie abisal, sobre la cual la circundan complejas estructuras que se levantan y se edifican a partir de la periferia referida (Figura 2.2).

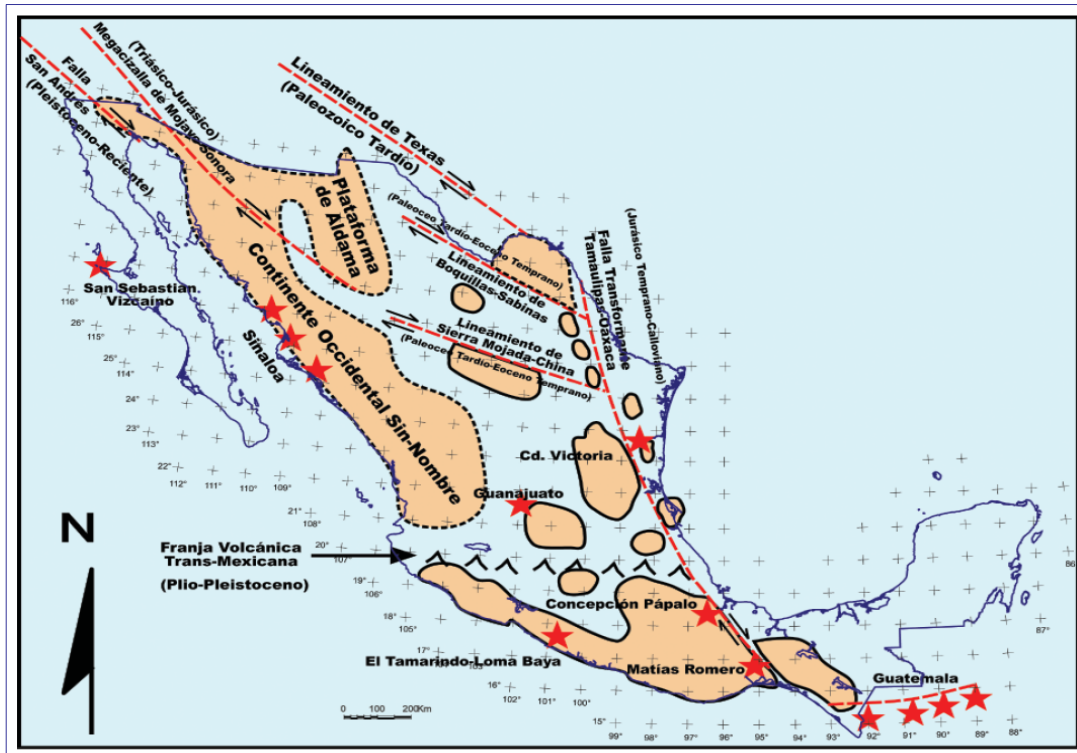


Figura 2.1. Estructuras regionales que se asocian al origen de la cuenca del Golfo de México, la edad en que las fallas tuvieron movimiento de desplazamiento lateral aparece en la imagen, las estrellas muestran la localización de afloramientos de rocas básicas y ultrabásicas serpentinizadas (Padilla y Sánchez, 2007).

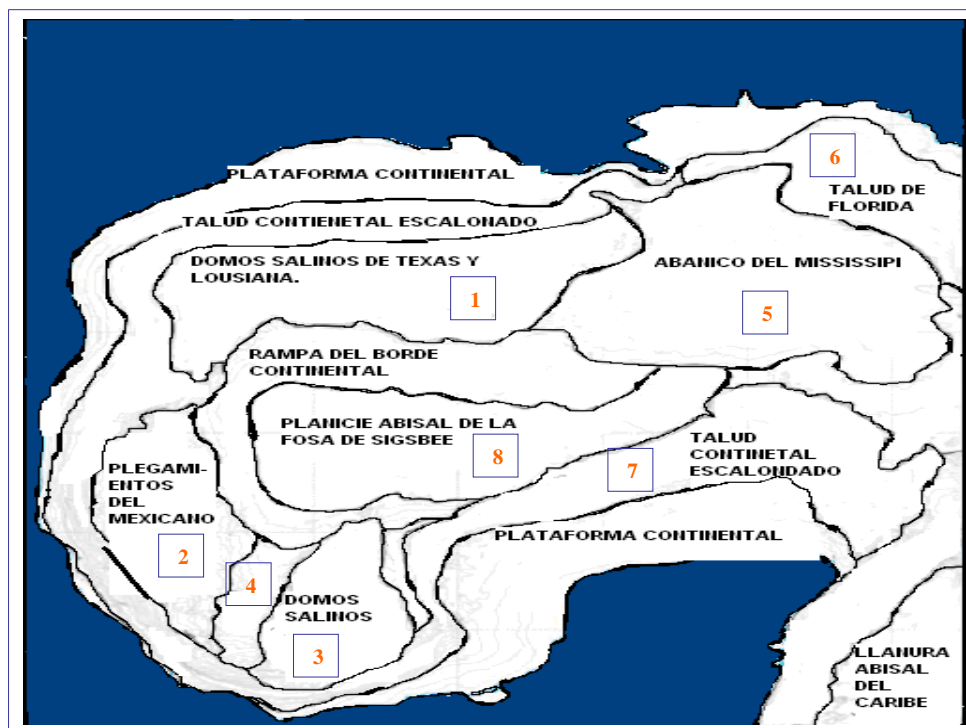


Figura 2.2. Provincias fisiográficas y batimétricas del fondo marino del Golfo de México (Modificado de INEGI, 2003).

2.1.3 Fisiografía de la Cuenca.

El Golfo de México esta constituido por seis provincias fisiográficas (Figura 2.2), que representan grandes conjuntos morfoestructurales profundos, que se desplantan del fondo oceánico y se identifican con diferentes características, siendo las más relevantes las siguientes:

- **Provincia de domos y diapiros Salinos Submarinos (1):** Localizada al norte del Golfo de México, frente a la costa de Texas, se compone de grandes masas de sal que presentan distintos niveles de penetración y que afectan a la secuencia Mesozoica y Cenozoica.
- **Pliegues del Mexicano o Cordilleras Mexicanas (2):** Se localizan hacia el flanco oeste del golfo, corresponden a un patrón fisiográfico con un estilo tectónico de contracción, que originó una extensa serie de plegamientos en la pendiente del talud continental. Los ejes principales de este conjunto de plegamientos se orientan con rumbo generalizado noreste-suroeste; y cubren la zona dispuesta junto al frente del talud de la plataforma continental de Tamaulipas y Veracruz.
- **Provincia de domos salinos submarinos pertenecientes a la Cuenca Salina del Istmo (3):** Se localiza al sur y sureste de la porción central del golfo. Los domos se caracterizan por estar deformados debido a esfuerzos de carácter transtensivo, originados por el movimiento de la sal, que se manifiesta con un relieve de cañones o valles submarinos profundos que limitan y separan bloques o pilares que contienen agrupamientos de diapiros.
- **Provincia de la Fosa Tectónica de Veracruz (4):** Esta divide a las anteriores provincias, se localiza frente a las costas y plataforma continental de la Sierra Volcánica de los Tuxtlas y consiste en una depresión que se proyecta con una dirección suroeste-noreste hasta conectarse directamente con la fosa de Sigsbee.
- El segmento nororiental del Golfo de México limita al norte con los depósitos de la base del frente deltaico del Sistema *Fluvio-Marino del Mississippi (5)*, al oriente se extiende la planicie abisal de Sigsbee hasta el límite del Talud *Continental de Florida (6)*, y al sur con el *Escarpe de Yucatán (7)* que consiste en un talud continental de carbonatos con terrazas escalonadas, para después descender de forma abrupta con pendientes cercanas a los 90°.
- **Fosa de Sigsbee (8):** Es el primer escalón y segundo escalón concéntrico visto en planta en orden ascendente, se ubica desde la planicie abisal hacia la costa, con un fuerte contraste en el talud continental, el cual no es homogéneo ya que cambia en su morfología, esto se debe a las relaciones de contacto geológico que existen con la estructura de la provincia abisal adyacente, es decir, que es distinto en función de la magnitud, las dimensiones y gradientes de pendiente, según sea la región. El talud no es igual en la zona del Caribe que en el norte de Yucatán, también contrasta fuertemente con el talud adyacente a la provincia de plegamientos y con el sector de los domos de la cuenca salina del istmo y de Campeche, toda vez que difieren en sus características morfométricas en sus dimensiones, en profundidad o desnivel y con diferentes gradientes de pendiente en cada sector. El tercer nivel concéntrico y con menor profundidad, es el reborde de la plataforma continental, que con excepción de la plataforma del Caribe éste no existe. Dicho reborde varía en anchura y rasgos topográficos, por lo tanto presenta un gradiente diferente en su declive. El último escalón está constituido por la plataforma continental que se extiende sobre la planicie costera del Golfo de México que corresponde con su porción emergida, mientras que la parte sumergida se encuentra separada por la estrecha transición de la ruptura de pendiente de la playa y la zona sublitoral; esta es la porción somera que constituye el cinturón exterior de la estructura concéntrica del actual Golfo de México.

2.1.4 Geomorfología del Sureste del Golfo de México.

Mendoza (2000), agrupa de acuerdo a su origen en cuatro unidades geomorfológicas las formas de relieve submarino del sureste del Golfo de México (Figura 2.3): a) Modelado Tectónico-Tabular, b) Marino Biogénico, c) Marino Gravitacional, d) Marino Acumulativo y Kárstico. A continuación se describen sus principales características particularmente del Modelado Tectónico-Tabular ya que comprende la porción donde se localizan los yacimientos de KMZ:

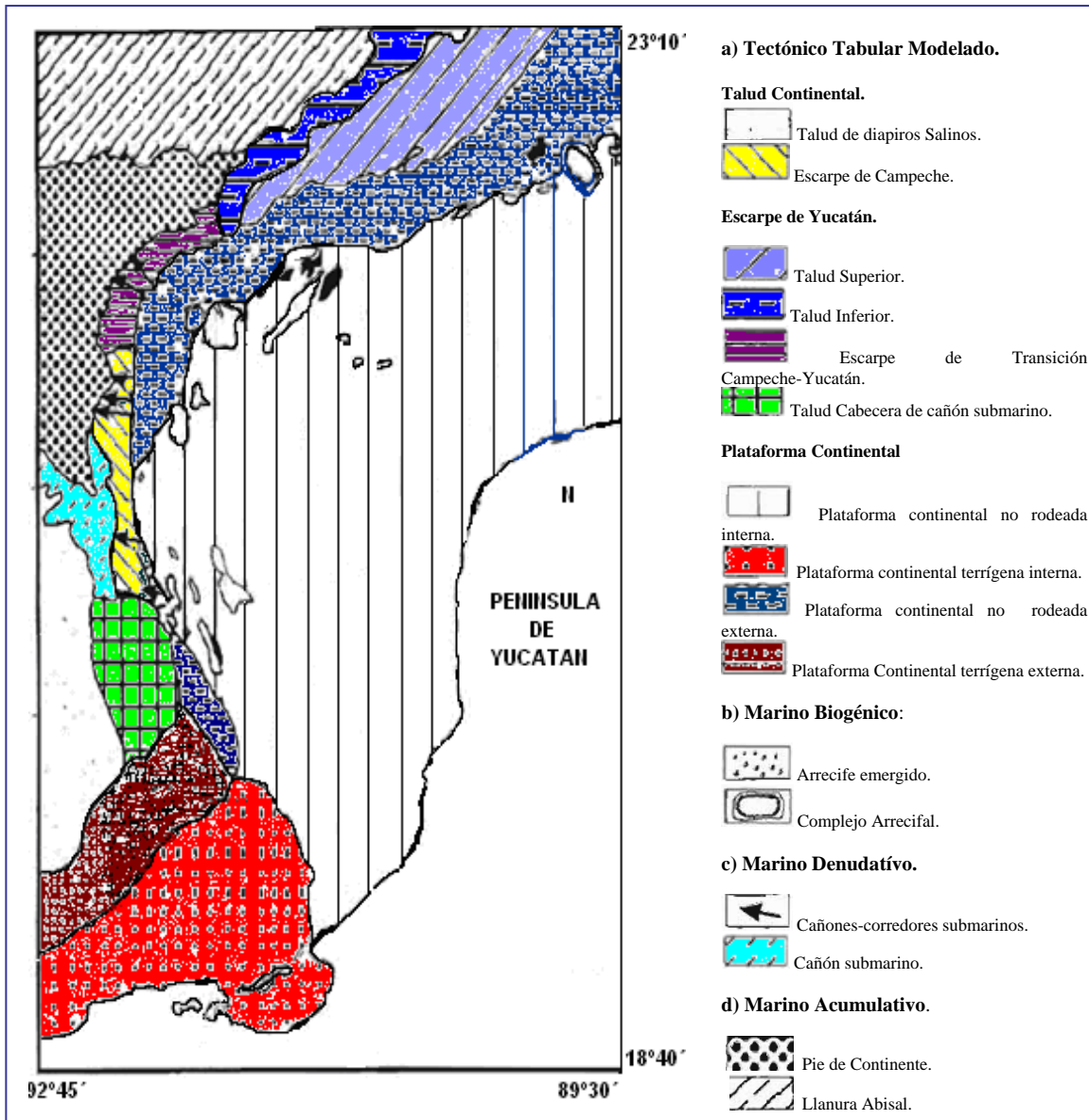


Figura 2.3. Mapa geomorfológico porción sureste del Golfo de México (Modificada de Mendoza, 2000).

2.1.4.1 Modelado Tectónico Tabular.

Esta unidad geomorfológica contiene a todas las formas que son producto directo de fuerzas endógenas, en este caso las creadas por movimientos de la litosfera, es decir, por procesos tectónicos; también se incluyen

los procesos de inyección de sal (tectónica salina), estos elementos han sido modelados por procesos de depositación y de erosión generando las formas principales siguientes:

- ✦ **Talud de diapiros salinos:** Esta unidad se distingue por ubicarse en el relieve que va desde 200 m de profundidad hasta los 3 500 m, con pendientes de 1° en la porción superior, hasta 30° en las porciones más escarpadas. Comprende una parte de las colinas submarina que se ubican en el Golfo de Campeche; esta compuesta por cuerpos de sal jurásica formados en mares someros y de circulación restringida, que se inyectaron a partir del Mioceno en los sedimentos cenozoicos, que se componen de secuencias siliciclásticas las cuales fueron deformadas con mayor intensidad en las zonas de mayor espesor de sal de la Gran Cuenca Salina de Campeche (Figura 2.3).
- ✦ **Escarpe de Campeche:** Se orienta aproximadamente de norte a sur; tiene un desnivel o diferencia máxima de alturas de 2600 m, ya que inicia a la profundidad de 200 mbnm y asume su posición más distal a la profundidad de 2 800 mbnm, con una pendiente que va de 2° hasta ser superior a los 45°; hacia la parte del talud sobresalen rasgos particulares de relieve, tal es el caso de los cañones-corredores submarinos. Esta unidad esta constituida por rocas carbonatadas químicas, biogénicas y en menor proporción anhidritas (Figura 2.3).
- ✦ **Escarpe de Yucatán:** La unidad del escarpe de Yucatán se alinea de suroeste a noreste, y sólo comprende la porción occidental del mismo. Este talud también tiene un origen estructural asociado a deformación con extensión, sin embargo su génesis y evolución se asocia con el proceso de rift, es decir, de apertura del fondo oceánico, ocurrido durante el Triásico-Jurásico. Este escarpe se puede dividir en 4 partes:
 - ✓ **Talud superior:** Limita por encima de los 200 mbnm y finaliza a los 1,000 m de profundidad, ocupando una superficie de casi 9,000 km²; este sector del Golfo de México se distingue por presentar pendientes poco pronunciadas que oscilan entre 1 y 10°, las cuales se encuentran constituidas por una serie de terrazas escalonadas que asemejan el modelo de margen de rift con fallas en escalón; se infiere que los desniveles se pudieron haber formado por movimientos gravitacionales de tipo rotacional, derivados de la fuerte inclinación y falta de soporte lateral en las estructuras preexistentes (Figura 2.3).
 - ✓ **Talud inferior:** Su origen se asocia a procesos de sedimentación de carbonatos en una zona de rápida subsidencia, donde también se combinan elementos estructurales de deformación con extensión. En este sector del talud las pendientes se vuelven más pronunciadas, oscilan entre 5° y más de 45°, con una amplitud de 2 000 m; cuya profundidad máxima se encuentra a los 3 000 mbnm.
 - ✓ **Escarpe de transición Campeche-Yucatán:** Comprende parte de la porción norte del Escarpe de Campeche y el sector más occidental del Escarpe de Yucatán; tiene una amplitud de 2,800 m, distinguiéndose por que las pendientes mayores se localizan en la cara hacia el Cañón Campeche, con valores de pendientes que rebasan los 45°. Se puede agrupar como una unidad diferente porque en esta zona ocurrió un cambio de dirección del talud, además de presentar una geometría ligeramente convexa y un conjunto de cañones-corredores submarinos.
 - ✓ **Talud cabecera de cañón submarino:** Esta unidad de talud se desarrolló en las secuencias carbonatadas que varían en edad del Jurásico al Plioceno, no obstante los sedimentos superficiales que las recubren corresponden a lodos terrígenos aportados por el Sistema Lagunar de Términos y los ríos Grijalva-Usumacinta, del Cuaternario. Esta zona de talud corresponde al área de la cabecera del Cañón Campeche, que se caracteriza por presentar laderas cóncavas y una forma en planta similar a la "U", con pendientes superiores a 3° e

inferiores a 30°. La amplitud de esta unidad es de 800 m, inicia a 200 mbnm y finaliza a 1 000 m de profundidad, con una superficie ligeramente superior a 4,700 km² (Figura 2.3).

- ✦ **Plataforma Continental Carbonatada:** Representa la mayor fracción del área marina de la porción sur del Golfo de México, es resultado de la precipitación de carbonato de calcio y anhidrita; en esta zona de agua somera la sedimentación de lodos de carbonato incluye fragmentos de organismos calcáreos pellets, oolitos e intraclastos. El origen se explica por cambios glacioeustáticos del nivel del mar y, por ende, de las formas kársticas resultantes, al haber quedado expuesto a los procesos atmosféricos. La plataforma presenta tres superficies de nivelación o terrazas que están bien marcadas en su topografía actual, las que se explican por tres cambios del nivel del mar, las cuales se localizan entre 90 y 134 m, 63 y 51 m y 29 y 36 m; una terraza se encuentra en la plataforma interna y dos en la externa.
- ✓ **Plataforma Continental no rodeada (Interna):** Es la porción de la planicie sumergida que inicia en las proximidades de la línea de costa a 10 mbnm y finaliza aproximadamente en la isobata de los 50 m; con una pendiente que varía de 0 a 1°.
- ✓ **Plataforma Continental terrígena (Interna):** Se caracteriza por presentar gran influencia continental, asociada al aporte de material erosionado en el continente, transportado por el sistema fluvial Grijalva Usumacinta y el aporte del sistema lagunar de Términos. La secuencia sedimentaria se compone principalmente por arenas, limos y arcillas con importantes concentraciones de microorganismos planctónicos y bentónicos, especialmente de foraminíferos en la fracción final. En la plataforma interna se tienen zonas de alta energía, algunos montículos aislados formados por arrecifes y depresiones menores con circulación restringida donde existe gran variedad de organismos. En la unidad se presentan pequeñas elevaciones denominadas "bancos duros", que comentaremos en la unidad de origen biogénico. Las características morfométricas representativas de la unidad corresponden con una pendiente menor a 1°, una amplitud de 50 m, y ocupa una superficie ligeramente menor a 11 800 km² (Figura 2.3).
- ✓ **Plataforma Continental no rodeada externa:** Inicia a la profundidad de 50 m y termina a 200 mbnm, donde se encuentra el quiebre de la misma. La pendiente se incrementa con respecto a la plataforma interna, pero siempre es menor a 1°.
- ✓ **Plataforma Continental terrígena externa:** Cubre un área aproximada de 12 000 km², con una amplitud de 150 m, inicia a los 50 mbnm y finaliza a los 200 mbnm; se caracteriza por presentar bancos carbonatados sepultados por depósitos terrígenos de diferente granulometría; presenta una textura fina, ya que esta constituida por fragmentos de foraminíferos y de minerales silíceos.

2.1.4.2 Marino Biogénico.

Las formas que constituyen este relieve están directamente relacionadas con la actividad de organismos que viven en colonias, que a su vez se ven influenciados por las corrientes submarinas, el oleaje, la turbiedad del agua, vientos, temperatura del agua, entre otros. Se definieron, dentro de esta unidad dos tipos de construcciones de coral-alga sobre la margen continental.

- ✦ **Arrecife emergido:** Las formas denominadas de esta manera son aquellas estructuras orgánicas que rompen el espejo de agua, constituyendo islas coralinas aisladas sobre la plataforma.
- ✦ **Complejo arrecifal:** En la región existe una sola estructura orgánica con estas características conocida como Arrecife Alacrán, que se ubica en la porción más oriental; ocupa una superficie de casi de 54 km² y presenta una amplitud de relieve de 60 m a partir de la plataforma.

2.1.4.3 Marino Denudativo.

Las formas más características de este relieve erosivo son las originadas por efectos de los procesos exógenos ocasionados por las corrientes y los movimientos de masas en el fondo del mar. Se pueden diferenciar dos unidades representativas en el sur del Golfo de México, los cañones-corredores submarinos y el cañón submarino.

- **Cañones-Corredores Submarinos:** Estos cañones corredores cortan las porciones más escarpadas de los taludes a diferentes profundidades y se formaron como la respuesta a los procesos gravitacionales modeladores de una serie de pequeñas depresiones longitudinales casi paralelas a la pendiente.
- **Cañón Submarino:** En el sur del Golfo de México se tienen dos grandes cañones submarinos, el más importante se conoce como "Cañón Campeche", el cual se localiza al oeste del área en estudio, el segundo ubicado al noroeste del área de estudio es el "Cañón de Veracruz". El Cañón Campeche es genéticamente el resultado del contacto litológico, entre las rocas del banco calcáreo de Yucatán al este y los diapiros de la Cuenca de Campeche al oeste, por lo que su origen se debe a procesos de transporte y sedimentación.

2.1.4.4 Marino Acumulativo.

Este conjunto de formas es producto de la depositación de sedimentos clásticos provenientes de las unidades sedimentarias someras, han sido transportados por efecto de la gravedad, por las corrientes de fondo y por la precipitación in situ de los materiales disueltos en el agua del mar o bien de la sedimentación de organismos planctónicos, por lo que la textura sedimentaria de estas unidades corresponde a una secuencia limo-arcillosa. En las proximidades del área en estudio se reconocen dos grandes unidades denominadas pie de continente y llanura abisal.

- **Pie de Continente:** Esta unidad se caracteriza por estar fuertemente influenciada por el aporte de material clástico acarreado de las colinas de Campeche, la bahía del mismo nombre y de la Plataforma Campeche-Yucatán a través del Cañón Campeche; cuenta con una amplitud de 1,000 m, que inicia a 2,000 m bnm y termina a 3,000 m bnm; presenta, además, una pendiente menor a 1° y en el pie de continente han ocurrido depósitos de turbiditas y slumps.
- **Llanura Abisal:** se encuentra en la porción más septentrional del área en estudio y representa una pequeña parte de la denominada Cuenca de Sigsbee, donde se encuentran las mayores profundidades del Golfo de México. Tiene pendientes menores a 1° y una amplitud de relieve mínima, ya que inicia a los 3000 m y el punto más profundo se encuentra a 3 600 m bnm (Fig. 2.3).

2.2 MARCO GEOLÓGICO REGIONAL.

El Marco Geológico Regional para los Campos de Ku-Maloob-Zaap es el mismo que el de la Sonda de Campeche y está controlado por los elementos que constituyen el Golfo de México y el sureste mexicano, como son: el bloque de Yucatán, parte de las Cuencas Terciarias del Sureste (Comalcalco, Salina del Istmo y Macuspana) y la cadena plegada de la Sierra de Chiapas-Reforma-Akal (Figura 2.4); sobre los cuales ocurrieron diferentes eventos sedimentológicos, estratigráficos y estructurales relacionados con la evolución del Golfo de México desde el Jurásico hasta el reciente.

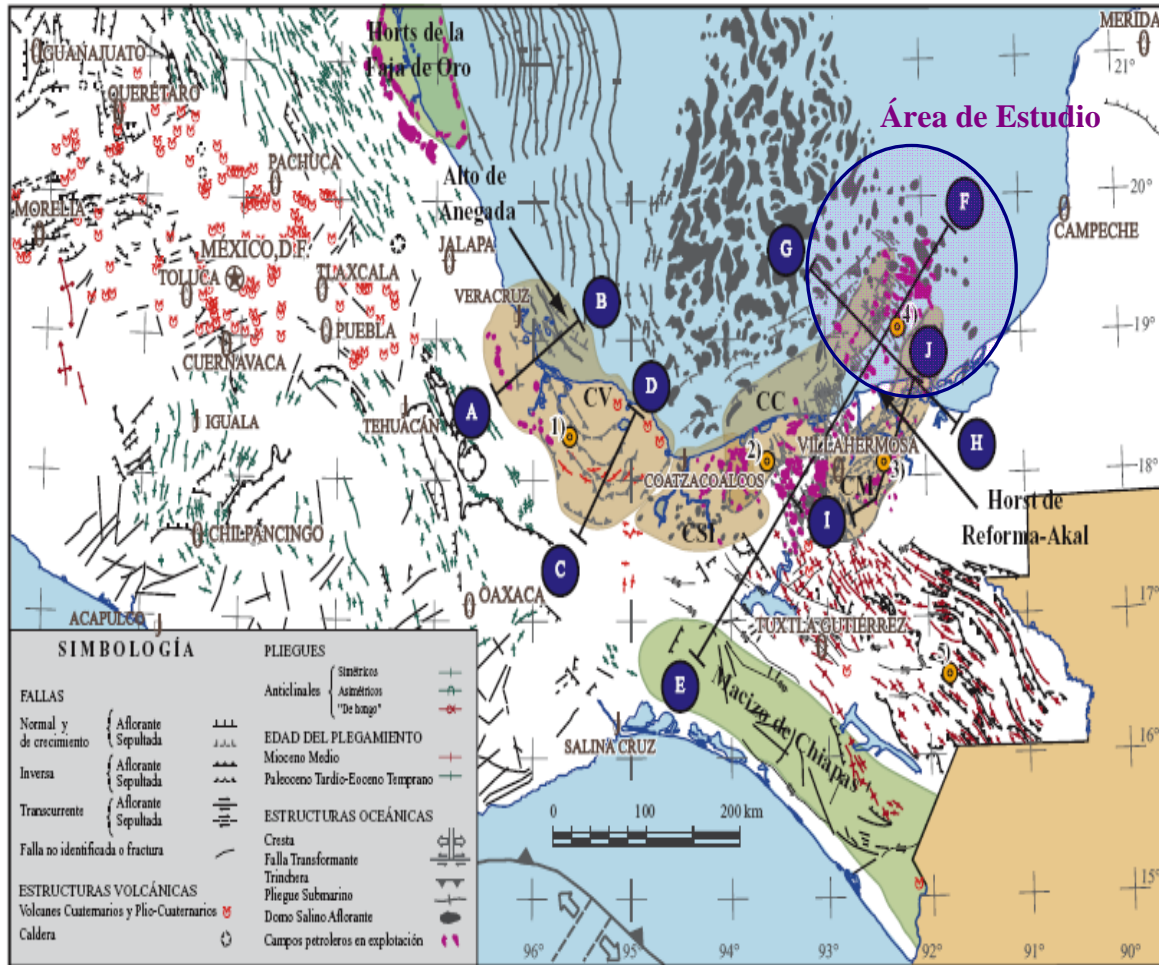


Figura 2.4. Mapa tectónico del sureste de México mostrando las cuencas, los horsts y las estructuras de mayor relevancia asociadas a la evolución geológica del Golfo de México y de las cuencas Terciarias del sureste (CV: Cuenca de Veracruz, CSI: Cuenca Salina del Istmo; CC: Cuenca de Comalcalco; CM: Cuenca de Macuspana; SZ: Sierra de Zongolica; SCH: Sierra de Chiapas y la Sonda de Campeche (Padilla-Sánchez, 2007).

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

El bloque Yucatán, ha sido un paleóelemento de gran impacto en la apertura del Golfo de México; su dinámica permitió delimitar los depósitos de sal durante el Calloviano-Oxfordiano y actuó como un contrafuerte en los procesos de deformación ocasionados por los esfuerzos compresivos que sucedieron desde el Cretácico Superior al reciente; el bloque Yucatán es un bloque levantado desde el Jurásico en el que han imperado ambientes someros restringidos para el Cretácico Inferior y Superior.

La sierra de Chiapas también conocida como cadena de Chiapas Reforma-Akal; es un elemento orogénico que corresponde a una cadena plegada y cabalgada, resultado de la acción tectónica del movimiento de placas y esfuerzos compresivos de gran magnitud ocurridos en el Mioceno Medio durante el Serravaniense. La Sierra de Chiapas está constituida principalmente por rocas carbonatadas que varían en edad desde el Jurásico Tardío hasta el Paleógeno.

La compresión ocasionada por el movimiento lateral del bloque de Chortis y de la subducción de la Placa de Cocos contra la terminación meridional de la Placa de Norteamérica a través del sistema de fallas Motagua/Polochic, formo los pliegues y fallas de la cadena de Chiapas Reforma-Akal (Padilla y Sánchez 2007); los cuales conforman diferentes estilos estructurales que rigen en la Sonda de Campeche y por ende que afectan el área donde se encuentran los yacimientos de Ku-Maloob.Zaap.

La provincia geológica conocida como "Cuencas Cenozoicas" esta integrada por las Cuencas de Comalcalco, Macuspana, Veracruz y Salina del Istmo (Figura 2.4); ellas constituyen grandes depresiones resultado del movimiento de la sal, la arcilla y del evento chiapaneco que deformó a las rocas entre el Oligoceno y Mioceno Inferior en todo el sureste de la República; en las depresiones se acumularon grandes cantidades de sedimentos terrigenos. Las Cuencas Cenozoicas tuvieron su mayor evolución a partir del Paleógeno; durante este tiempo se incremento la interacción entre los elementos tectónicos del Bloque de Chortis, Macizo Granítico de Chiapas, Sierra de Chiapas y Bloque de Yucatán y posteriormente durante el Mioceno Inferior el choque ocurrido entre las placas de Cocos, Norteamérica y del Caribe origino plegamientos y fallamientos en toda el área incluyendo sonda de Campeche dentro de la que se encuentra KMZ.

2.3 UNIDADES LITO-ESTRATIGRÁFICAS DE LOS CAMPOS DE KMZ.

Las rocas que conforman la columna estratigráfica de la zona donde se ubican los yacimientos de KMZ, fueron depositadas en una cuneca sedimentaria dentro del ancestral Golfo de México, han estado sujetas a varios factores que condicionan sus características, tales como la historia tectónica, los cambios globales del nivel del mar y la configuración y tipo de deposito dentro de la cuenca; más los procesos que controlan la sedimentación. Entender esos factores es muy importante ya que se puede lograr una buena correlación estratigráfica, que sea confiable y que de lugar a una mejor comprensión de la geometría de las unidades de deposito. Para el caso de la brecha calcárea, principal secuencia almacenadora de hidrocarburos en este trabajo, se acepta la concepción del modelo de depósito cuya arquitectura estratigráfica es producida por procesos normales en el talud de una plataforma calcárea (brecha de talud) y por un acontecimiento instantáneo y catastrófico que originó brecha de impacto (impacto del meteorito en Chicxulub Yucatán).

La columna estratigráfica de los campos de KMZ, esta constituida por secuencias que van del Jurásico Superior Oxfordiano al Cenozoico, los sedimentos del Oxfordiano son principalmente mudstone y wackestone de litoclastos con intercalaciones de lutita, areniscas e intervalos donde predomina la dolomía; hacia la base presenta horizontes de anhidrita y sal. Para el Kimeridgiano se tiene de manera generalizada dolomía mesocristalina con intercalaciones de lutitas, calizas oolíticas recristalizadas y ligeramente dolomitizados; en el Tithoniano también se han identificado lutitas negras calcarear y fosilíferas, y lutitas con intercalaciones de wackestone y mudstone. El Cretácico Inferior esta compuesto por dolomía microcristalina, mudstone y wackestone de nanocónidos y tintínidos, hacia el Albiano-Cenomaniano predominan los carbonatos mudstone a wackestone arcilloso fracturados; también se tienen dolomías microcristalinas y nódulos aislados de pedernal. En el Cretácico Superior se tiene una secuencia compuesta de brechas derivadas de calizas dolomitizadas, con cementante arcilloso y calcáreo.

Numerosos autores entre los que destacan Díaz y Landeros (1979), Juárez-Gómez (1979), Garduza-Rueda (1983, 1991), Hernández-García (1991), Robles (1991), García-Genis (1992), Murillo (1992); Pimienta-Lugo (1992), Ángeles-Aquino, Reyes, Quezada, Meneses (1994), así como trabajos de Ángeles-Aquino y Cantú-Chapa (2001); Cantú-Chapa (2001), Cantú-Chapa y Landeros-Flores (2001), Ríos-López (2003), han clasificado a las secuencias sedimentarias por lo que han definido la estratigrafía que se encuentra en el subsuelo de la Plataforma de Campeche (Figura 2.5 y 2.6); la secuencia estratigráfica típica de esta región es la siguiente (de antiguo a joven):

- A) Basamento.
- B) Calloviano.
- C) Oxfordiano, Grupo Ek-Balam.
 - Miembro Inferior.
 - Miembro Medio.
 - Miembro Superior.
- D) Kimeridgiano, Formación Akimpech.
 - Miembro Terrígeno Inferior "B".
 - Miembro Calcáreo Inferior "C".
 - Miembro Terrígeno Superior "D".
 - Miembro Calcáreo Superior "E".
- E) Tithoniano, Formación Edzna.
 - Miembro Inferior "F."
 - Miembro Medio "G".
 - Miembro Superior "H".
- F) Cretácico.
 - Unidades del Cretácico Inferior, Formación Akal.
 - * CRT-1.
 - * CRT-2.
 - * CRT-3.
 - Unidades del Cretácico Superior.
 - * CRT-4.
 - * CRT-5.
 - * CRT-6.
 - Unidades de Brecha del Cretácico Superior, Formación Cantarell.
 - * Brecha-1.
 - * Brecha-2.
- G) Paleoceno.
 - Paleoceno Inferior, Formación Abkatún.
 - Paleoceno Superior.
- H) Eoceno.
 - Eoceno Inferior.
 - Eoceno Medio.
 - Eoceno Superior.
- I) Oligoceno.
 - Oligoceno Inferior.
 - Oligoceno Medio.
 - Oligoceno Superior.
- J) Terciario Tardío (Neógeno).
 - Mioceno Inferior.
 - Mioceno Medio.
 - Mioceno Superior.
- K) Plio-Pleistoceno.
 - Plioceno Temprano.
 - Plioceno Medio.
 - Plioceno Superior-Pleistoceno.

Todas las unidades se han estudiado y caracterizado con base en información de pozos, de sísmica y de registros geofísicos de pozo, ya que no se tienen afloramientos equivalentes a los que se tienen en el subsuelo de la Sonda de Campeche.

EDAD	ERA	SERIE	PISO	UNIDADES LITOSTRATIGRÁFICAS	YACIMIENTOS KU-MALOOB-ZAAP	EVENTOS TECTÓNICOS						
CENOZOICO	PLEISTOCENO	Superior		PLEISTOCENO		Evento cascadiano						
		Inferior										
	PLIOCENO	Medio	Placenziano	PLIOCENO			Fallas listricas y normales Mioceno Superior-Reciente					
		Inferior	Zanciliano									
	MIOCENO	Superior	Messiniano	MIOCENO				Esfuerzos compresivos y de transcurrencia Fallamiento inverso y lateral derecho Migración salina (Oligoceno Superior-Mioceno Medio)				
			Tortoniano									
		Medio	Serravalliano									
			Langiniano									
	Inferior	Burdigaliano										
		Aquitano										
	OLIGOCENO	Superior		Chatiano				OLIGOCENO				
		Inferior		Rupeliano								
	EOCENO	Superior		Bartoniano				EOCENO				Calcarenitas del Eoceno Medio
		Medio		Luteciano								
Inferior		Ypresiano										
PALIOCENO	Superior	Thanetiano		PALEOCENO				Evento Laramídico				
		Montiano										
	Inferior	Daniano		F. Abkatún								
MESOZOICO	CRETÁCICO	Superior		Maestrichtiano		"KS"		Brechas calcáreas				
				Campaniano								
				Santoniano								
				Coniaciano								
			Turoniano									
		Inferior	Cenomaniano	Akal		Calizas y calizas dolomitizadas						
			Albiano									
			Aptiano									
			Barremiano									
			Hauteriviano									
			Valanginiano									
			Berriasiano									
			Turoniano		Edzna			Calizas oolíticas				
	Superior	Kimeridgiano	Akimpech									
Oxfordiano		Ek-Balam										
Medio		Caloviano	Sal Istmica									
					Fallas extensionales, bloques escalonados, subsidencia regional							
					Formación del Golfo de México Rifting (disgregación de Pangea)							
					? Fosas y pilares							

Figura 2.5. Columna Estratigráfica Regional de la Sonda de Campeche. En las dos últimas columnas se indican los yacimientos de KMZ y los principales eventos tectónicos que afectaron el área de la Sonda de Campeche (PEP, 2006).

CENOZOICO																	
TIEMPO GEOLOGICO		PERIODO/ÉPOCA	EDAD	FORMACIÓN	Y/O UNIDAD	YAC.	FÓSILES	LITOLOGÍA	GR	L/D / LLD							
NEOGENO				MIOCENO		PLIO.- PLEST.		"P.P."		<i>Globobolita menardi</i> <i>Globobolita crassiformis</i> <i>Globobolita rosenensis</i> , <i>G. marginata</i> <i>Globoboloides vorabilis</i> <i>Globoboloides iunoni</i>		Lutita gris con intercalaciones de arenisca de grano fino.					
																"M.S."	
MIOCENO		MEDIO		"M.M."		<i>Globobolita fohsi robusta</i> <i>Globobolita fohsi peripherocutia</i>		<i>Præobolinita sicana</i> <i>Globigerinoides bipherencus</i> <i>Catapsydx dissimilis</i> <i>Globobolita fohsi fohsi</i> <i>Catapsydx stambolthi</i>		Lutita bentonítica y calcárea con pirita y micas diseminadas.							
														INF.		"M.I."	
OLEOCENO		SUP.		"O.S."		<i>Globigerina ciperensis ciperensis</i> <i>Globobolita kugleri</i>		<i>Globigerina ciperensis ciperensis</i> <i>Globobolita kugleri</i>		Lutita bentonítica calcárea.							
														MEDIO		"O.M."	
														INF.		"O.I."	
OLEOCENO		SUP.		"E.S."		<i>Globobolita ampliapertura</i> <i>Pseudoheligerina micra</i> <i>Globobolita carozulensis</i> <i>Honkenina obobomensis</i> <i>Globigerinataka bori</i> <i>Globigeropsis seminivoluta</i>		<i>Globobolita ampliapertura</i> <i>Pseudoheligerina micra</i> <i>Globobolita carozulensis</i> <i>Honkenina obobomensis</i> <i>Globigerinataka bori</i> <i>Globigeropsis seminivoluta</i>		Lutita gris ligeramente calcárea.							
														PRIBABON.		"E.S."	
														BARTON.		"E.S."	
EOCENO		MEDIO		"E.M." "C.E"		 <i>Calcarentias</i>		Lutita café ligeramente calcárea. Calcarentia con intercalaciones de lutita.									
												LUTET.		"E.M." "C.E"			
												INF.		YPRES.		"E.I."	
PALEOCENO		SUP.		"P.S."		<i>Globobolita subbolinae</i> <i>Globobolita formosa formosa</i> <i>Globobolita rex</i> <i>Globobolita oregonensis</i> <i>Globobolita obesa</i>		<i>Globobolita subbolinae</i> <i>Globobolita formosa formosa</i> <i>Globobolita rex</i> <i>Globobolita oregonensis</i> <i>Globobolita obesa</i>		Lutita clara bentonítica calcárea; fragmentos de pedernal. Lutita ligeramente calcárea.							
														THANET.		"P.S."	
														MONT.		"P.S."	
PALEOCENO		INF.		"P.I."		<i>Moraxella inconstans</i> , <i>P. eugubina</i> , <i>P. fringa</i> <i>Globobolita pseudobulboides</i> <i>Globobolita rex</i> , <i>G. trimodensis</i> <i>Rhyoplacina</i> sp., <i>Quinquelaculina</i> sp.		<i>Moraxella inconstans</i> , <i>P. eugubina</i> , <i>P. fringa</i> <i>Globobolita pseudobulboides</i> <i>Globobolita rex</i> , <i>G. trimodensis</i> <i>Rhyoplacina</i> sp., <i>Quinquelaculina</i> sp.		Lutita ligeramente calcárea con intercalaciones de lutita. (Caliza) Wackestone y podstone con intercalaciones de lutita.							
														DANIANO		"P.I."	
ABKATUN																	

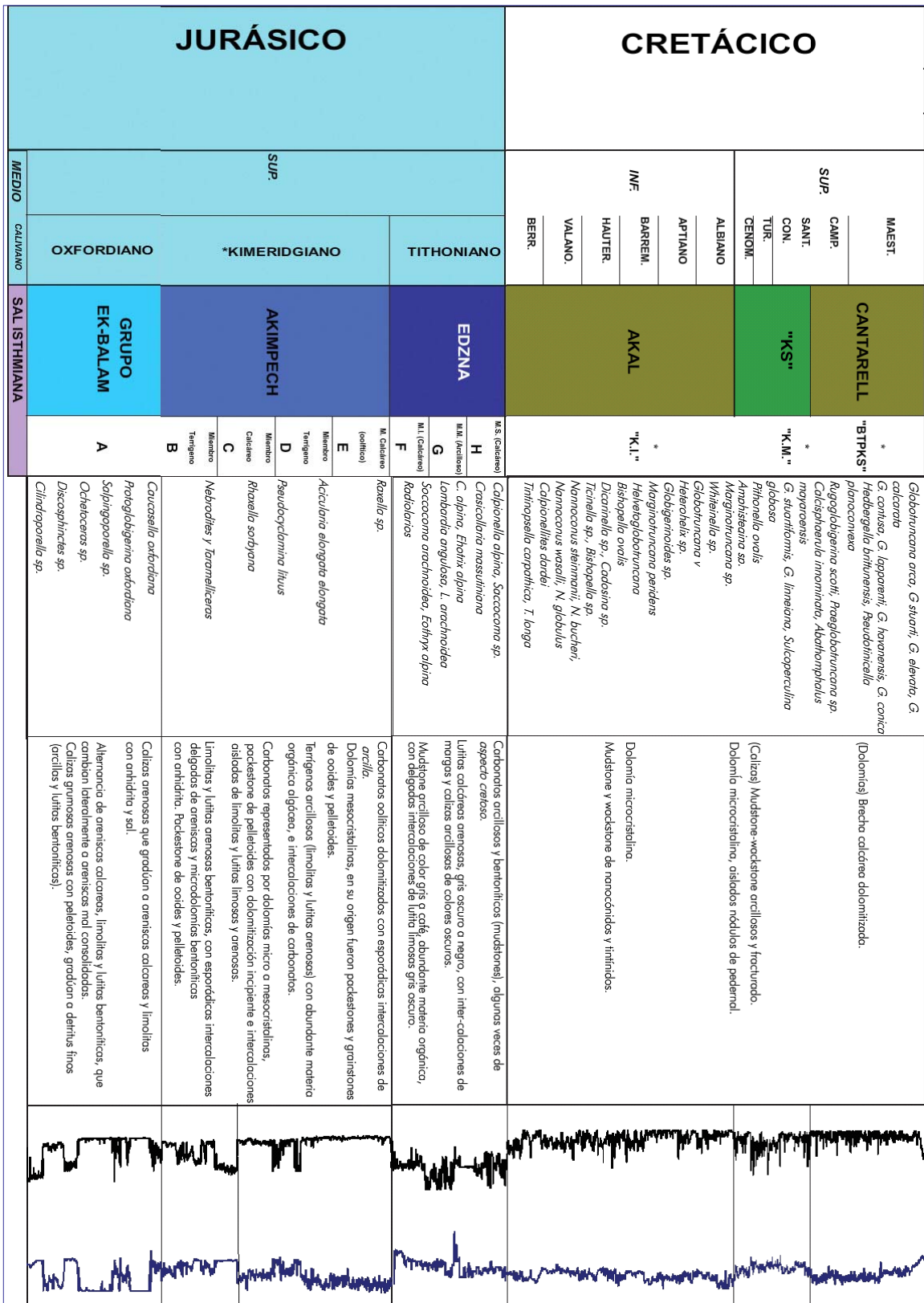


Figura 2.6. Columna estratigráfica de KMZ, donde se indica la micro fauna y los registros de litología (rayos gamma) y resistividad (doble inducción laterolog) para correlaciones prácticas en pozos de desarrollo (Ríos-López, 2006).

2.3.1 Basamento.

El basamento lo constituye una corteza transicional delgada, la cual controló la depositación de diferentes facies sedimentarias, mientras se desarrollaban las cuencas por procesos extensivos en el Jurásico Superior. Posteriormente se tiene un depósito de lechos rojos de edad jurásica que se distribuyen en gran parte de la República Mexicana; aunque en la Sonda de Campeche no han sido muestreados por los diferentes pozos exploratorios, sin embargo no se descarta su presencia, ya que han sido reconocidos en la Cuenca de Chiapas-Tabasco por los afloramientos de la Formación Todos Santos y también se han cortado en los pozos Trinitaria-1, Colón-1, Yucatán-1, Yucatán-4 y Tres Pueblos-1 A.

2.3.2 Calloviano.

Comprende las rocas sedimentarias marinas de mayor antigüedad, tienen una amplia distribución en la Sonda de Campeche, las secuencias corresponden a depósitos salinos clasificados como Sal Istmica (Isthmian Salt) según Ángeles-Aquino 1994, su distribución vislumbra el centro del ancestral Golfo de México donde se tiene el mayor espesor, hasta los márgenes del paleocontinente que se ubica al este del campo EK.Balam, donde disminuye gradualmente el grueso de la secuencia sedimentaria. La depositación ocurrió probablemente desde el Calloviano (salvador, 1987), hasta antes del Oxfordiano Superior (Cantú-Chapa, 2001); la formación de Sal Istmica, desempeña un papel significativo en la consolidación y /o modificación del relieve estructural en los campos Ku, Maloob y Zaap.

2.3.3 Oxfordiano.

Las rocas del Oxfordiano son de gran importancia en la región marina, debido a que tienen variación de facies por lo que en zonas próximas se tienen buenas características de roca almacén, roca sello y roca generadora; se caracterizan por contener gruesos paquetes de areniscas, mudstone bentoníticos y calizas bentoníticas con peloides.

Esta secuencia ha sido estudiada por Ángeles Aquino y Cantú-Chapa (2002), quienes las describen como Grupo Ek-Balam; estas rocas subyacen en forma concordante en la porción oriental de la Sonda de Campeche, a los sedimentos terrígenos de la unidad B del Kimeriggiano. Por sus características litológicas a las secuencias del Oxfordiano se le ha subdividido en tres unidades litoestratigráficas:

- **Miembro Inferior:** Compuesto por calizas grumosas arenosas con peloides de color gris olivo, cuya graduación se incrementa hacia la cima, donde se tienen dentritos finos con arcillas y lutitas bentoníticas con anhidrita; la base de la unidad esta marcada por capas de anhidrita que varían en espesor.
- **Miembro Medio:** Se constituye de areniscas calcáreas, mudstone y lutitas bentoníticas, que se alternan rítmicamente, en la cima contiene cuerpos de areniscas que gradúan a areniscas conglomeráticas a pobremente consolidada hacia la base (pozo Ek-101 y Balam-1).
- **Miembro Superior:** Se compone por wackestone-packstone de peloides, son de color verde olivo; también contiene lutitas y areniscas con cuarzo cementado e intercalaciones de evaporitas (Ek-Balam y Batab) que gradúan hacia el Este a mudstone bentoníticos (Caan-1, Chac-1, Cantarell-91 y Cantarell-2239), en la cima de esta unidad se presentan capas de anhidrita con espesores de 5 a 200 metros, reportados en los pozos Chac-1 y Bacad-21.

La edad de las rocas del grupo EK-Balam fue dada gracias a la presencia de Globuligerina Oxfordiana (Ornelas-Sánchez, 1993) y los géneros Ochetoceras sp, y Discoshinctes (Cántu-Chapa, 2001) que son característicos del Oxfordiano Superior (Figura 2.6).

2.3.4 Kimeridgiano.

Las secuencias sedimentarias del Kimeridgiano se han encontrado e identificado en el subsuelo a todo lo largo de la planicie costera del Golfo de México, desde la frontera con los E.U.A. hasta la zona sur del área de Reforma, en el norte de Chiapas y Tabasco y en la plataforma de la bahía de Campeche. En las cuencas hacia el sur del Golfo de México, los sedimentos del Kimeridgiano están presentes bordeando la parte norte del Macizo de Chiapas (Salvador-Amos, 1991). A lo largo de los flancos norte y noroeste de dicho Macizo puede ser dividida de manera general en una unidad inferior evaporítica y en una unidad superior compuesta de diferentes proporciones de clásticos terrígenos y carbonatos. En los flancos oeste y sur, el Kimeridgiano está predominantemente compuesto de calizas y lutitas calcáreas, con pocos o nulos clastos gruesos (Salvador-Amos, 1991).

La caracterización precisa de esta unidad no se ha realizado, debido en gran medida a la falta de información, ya que ha sido insuficiente la penetración de los pozos, se han cortado pocos núcleos en el kimeridgiano, se tiene mala calidad de los datos sísmicos, etc. Esto impide conocer con precisión las variaciones litológicas y la verdadera estructura de la base del Kimeridgiano.

Ángeles-Aquino y Cantú-Chapa (2001), introdujeron en la estratigrafía a la Formación Akimpech, para distinguir a los depósitos oolíticos dolomitizados del Kimeridgiano en la paelo-plataforma de Campeche.

La formación Akimpech está cubierta concordantemente por lutitas ricas en materia orgánica y calizas arcillosas de la formación Ezdna (Figura 2.6); esta formación sobreyace a las areniscas y anhidritas de la parte superior del Grupo ek-Balam. Dada su importancia y sus diferentes litofacies la Formación Akimpech se le ha dividido en cuatro unidades designadas como: "B", "C", "D", "E"; siendo la más importante la unidad "E" en particular, pues es en donde se encuentra uno de los principales yacimientos de los campos Ku, Maloo y Zaap.

- **Miembro Terrígeno Inferior "B":** Esta constituido principalmente por limolitas y lutitas arenosas bentoníticas, con ocasionales intercalaciones de areniscas y microdolomías bentoníticas con anhidrita, se interpreta que su origen fue un pakstone de oolitos y pellets (Figura 2.6). Presenta espesores que van de 75 a 408 m, suprayace de modo concordante a el Grupo Ek-Balam y subyace al miembro calcáreo C de la formación Akimpeche (Cántu-Chapa, 1977); en este miembro se han colectado y determinado Amonitas de las especies Nebrodites y Taramelliceras en el núcleo 14 del pozo Cha-1, que pertenecen al kimeridgiano Inferior.
- **Miembro Calcáreo Inferior "C":** Lo conforman rocas carbonatadas, representadas por microdolomías a mesocristalinas, packstone de peletoides con dolomitización insipiente e intercalaciones marginales de limolitas y lutitas. Se distribuye en la porción central de la Sonda de Campeche, con espesores que varían desde 37 hasta 267 m. Esta unidad suprayace concordantemente al miembro terrígeno inferior "B" y subyace también concordantemente al miembro terrígeno superior "D" de la formación Akimpeche, Ornelas y Sánchez, 1993, lo circunscriben dentro de la biozona de Pseudocyclamina lituus y Acicularia elongata, como derivación de la biozonificación efectuada en el Jurásico Superior, para pozos del área marina en la Sonda de Campeche.

- **Miembro Terrígeno Superior "D":** Se compone de terrígenos finos (lutitas) que contienen abundante materia orgánica de tipo algáceo, con austeras intercalaciones de carbonatos, tiene un espesor que varía desde 23 hasta 387 metros, lateralmente el miembro "D" se adelgaza hacia el occidente. Contiene abundantes algas estromatolíticas que indican un ambiente de depósito con tirantes de agua muy bajos, es decir de plataforma.
- **Miembro Calcáreo Superior "E":** En este miembro no se han encontrado fósiles índice, sus principales constituyentes son dolomías mesocristalinas, que originalmente fueron wackestone y packstone de oolitas; estas rocas se acumularon en zonas muy someras en un ambiente marino de alta energía, que ocasionaron la formación de los bancos oolíticos que mermaron la circulación de agua permitiendo la evaporación y reflujo de las soluciones cargadas de magnesio. Su espesor es variable y oscila entre 37 y 267 metros; por posición stratigráfica suprayace al miembro "D" y subyace a la Formación Edzna del Tithoniano.

2.3.5 Tithoniano.

Denominada informalmente como Formación Edzna, por Ángeles-Aquino y Cantú-Chapa (2001), esta formación subyace a la formación Akimpech de manera abrupta, su contacto representa muy posiblemente el final de las condiciones de alta energía, siendo sustituidas por condiciones de baja energía, en aguas más profundas o en ambientes semirrestringidos, en los cuales se depositaron las lutitas y los mudstone ricos en materia orgánica; por sus características litológicas los autores antes mencionados, dividen a la formación en tres miembros (Figura 2.6):

- **Miembro inferior "F":** Está constituido por mudstone y calizas arcillosas de color gris claro o café claro, esporádicamente presenta delgadas intercalaciones de lutita limosa de color gris oscuro a negros. Este miembro se ubica dentro de la biozona de Saccocoma Archnoidea y Eothrix Alpina situada en el Tithoniano Inferior Medio; de acuerdo a la bioclasificación del Jurásico superior de Ornela Sánchez 1993, suprayace al miembro "E" del Kidmerigiano y subyace al miembro "G" del Tithoniano. De acuerdo a Ángeles-Aquino (2001), la consolidante presencia de radiolarias pinitizadas y calcifacados, indica tirantes de agua de mayor profundidad y menos circulación de oxígeno, en condiciones de baja energía, es decir un ambiente reductor.
- **Miembro Medio "G":** Las rocas que predominan en este miembro son lutitas calcáreas arenosas, con intercalaciones de margas y calizas arcillosas, de colores oscuros. Presenta espesores que varían de 39 hasta 171 metros y su edad fue determinada por Eothrix alpina, Lombardia arachnoidea, de Saccocoms arachnoidea y Eothrix alpina del Tithoniano Inferior Medio (Ornela Sánchez, 1993), pero también Cantú-Chapa, encontró el amonoide Saurites sp, en el núcleo 7 del pozo Tunich-1, con lo que le asigna una edad correspondiente al Tithoniano Superior.
- **Miembro Superior "H":** Lo constituyen principalmente carbonatos arcillosos y bentoníticos, (mudstone), en ocasiones de aspecto cretoso que presentan dolomitización hacia la porción oriental. El miembro "H" suprayace en forma normal al horizonte "G" y subyace transicionalmente al Cretácico Inferior, de manera concordante en ambos casos; su edad fue determinada por la presencia de Calpionella alpina, Crasiocollaria massutiniana. Por otra parte Cantú-Chapa (2001) definió los amonoideos del género Durangites sp. En el núcleo 8 del pozo Chac-1, Salinites sp., y Protoncycloceras sp., en el núcleo 14 del pozo Chac-2, constituyendo que son de la cima del Tithoniano. El ambiente de depósito de esta unidad corresponde a aguas profundas.

2.3.6 Cretácico.

Para la descripción de las unidades litoestratigráficas del Cretácico en los campos de KMZ se han reconocido únicamente dos ciclos sedimentarios: Cretácico Inferior y Superior; en donde se distinguen 8 unidades geológico-petrofísicas, las cuales no tienen una distinción precisa entre el tiempo y las unidades roca en el sentido estrictamente estratigráfico, esto se debe a la carencia de datos paleontológicos y de bioestratigrafía de alta resolución, sin embargo, la subdivisión se apoya en datos de campo, en núcleos existentes y registros geofísicos así como trabajos realizados en otros campos de la Sonda de Campeche y por las labores de campo en afloramientos de Chiapas y Tabasco para el Cretácico (Figura 2.7 y 2.8). Las 8 unidades geológico-petrofísicas se agrupan en los siguientes tres miembros o unidades distintivas:

- Unidades de brecha del Cretácico Superior: Brecha-1 y Brecha-2 (formación Cantarell).
- Unidades del Cretácico Superior: CRT-4, CRT-5 y CRT-6.
- Unidades Cretácico Inferior (Formación Akal): CRT-1, CRT-2 y CRT-3.

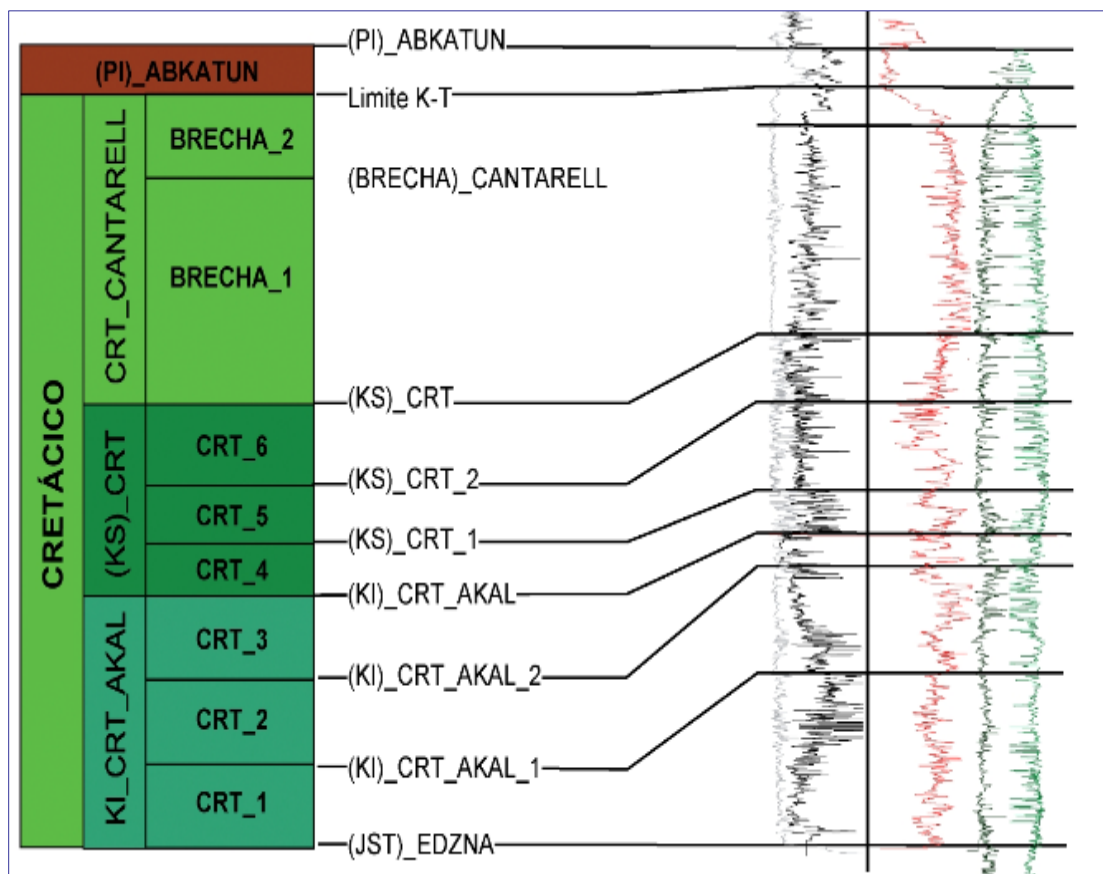


Figura 2.7. Columna estratigráfica con las 8 unidades definidas y registros convencionales en un pozos Tipo de KMZ (Pemex Exploración y Producción, 2006).

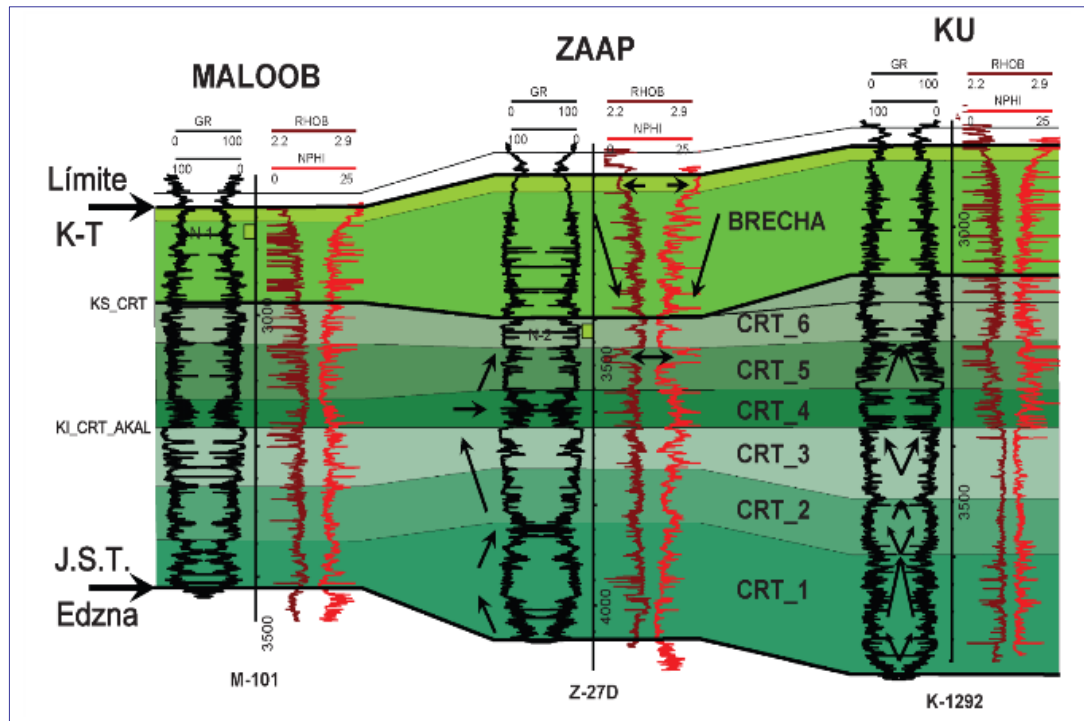


Figura 2.8. Correlación estratigráfica para los campos de KMZ utilizando registros convencionales (RG, RHOB y NPHI); el nivel de referencia es el contacto entre Cretácico Inferior y Superior; KI-CRT_AKAL (PEMEX, 2006).

2.3.6.1 Unidades del Cretácico Inferior.

- **Unidad CRT-1:** Es una unidad de carbonatos altamente dolomitizada; con abundante porosidad vugular, se caracteriza por que las unidades CRT-2 y CRT-3 descansan en forma concordante sobre su cima; de acuerdo con la información de núcleos y registros de imágenes, hacia la base de esta unidad, se tienen capas de 5 a 20 cm de espesor (pozo K-89); compuestos de mudstone y wackestone con bioclastos e intraclastos predominantemente dolomitizados (pozos M-103, M-101). Hacia la cima de la unidad los estratos gradúan en espesor de 20 a 40 cm; también esporádicamente se presentan zonas de brechas de grano medio a fino, como ocurre en el pozo Z-23D a la profundidad de 3427m (Figura 2.9).
- **Unidad CRT-2:** Esta unidad se distingue por presentar cavernas y porosidad vugular; en los registros de imágenes se observa que los vugulos están claramente conectados. En la cima de la unidad se han identificado numerosas fracturas que originaron un incremento significativo de porosidad. Las rocas corresponden con mudstone-wackestone de bioclastos, dolomitizados con abundante porosidad vugular, microfracturas y estilolitos (pozo M-103 y M-1001). Hacia la base los estratos son de 30 a 40 cm de espesor (pozo K-89) y van graduando a carbonatos masivos hacia la cima de la unidad, en donde los límites de capa no se tienen bien definidos a causa de los procesos de dolomitización, tal como se encuentra en el pozo Z-23 (Figura 2.10).
- **Unidad CRT-3:** Se constituye de capas delgadas y medianas (pozo K-89) de mudstone gris claro dolomitizado con intercalaciones de margas y bentonita gris (pozos K-410, Z-1A); así como dolomías de aspecto brechoide con porosidad vugular (pozo Z-23D) (Figura 2.11).

Registros Convencionales y de Imagen para el Cretácico Inferior en los Campos de KMZ.

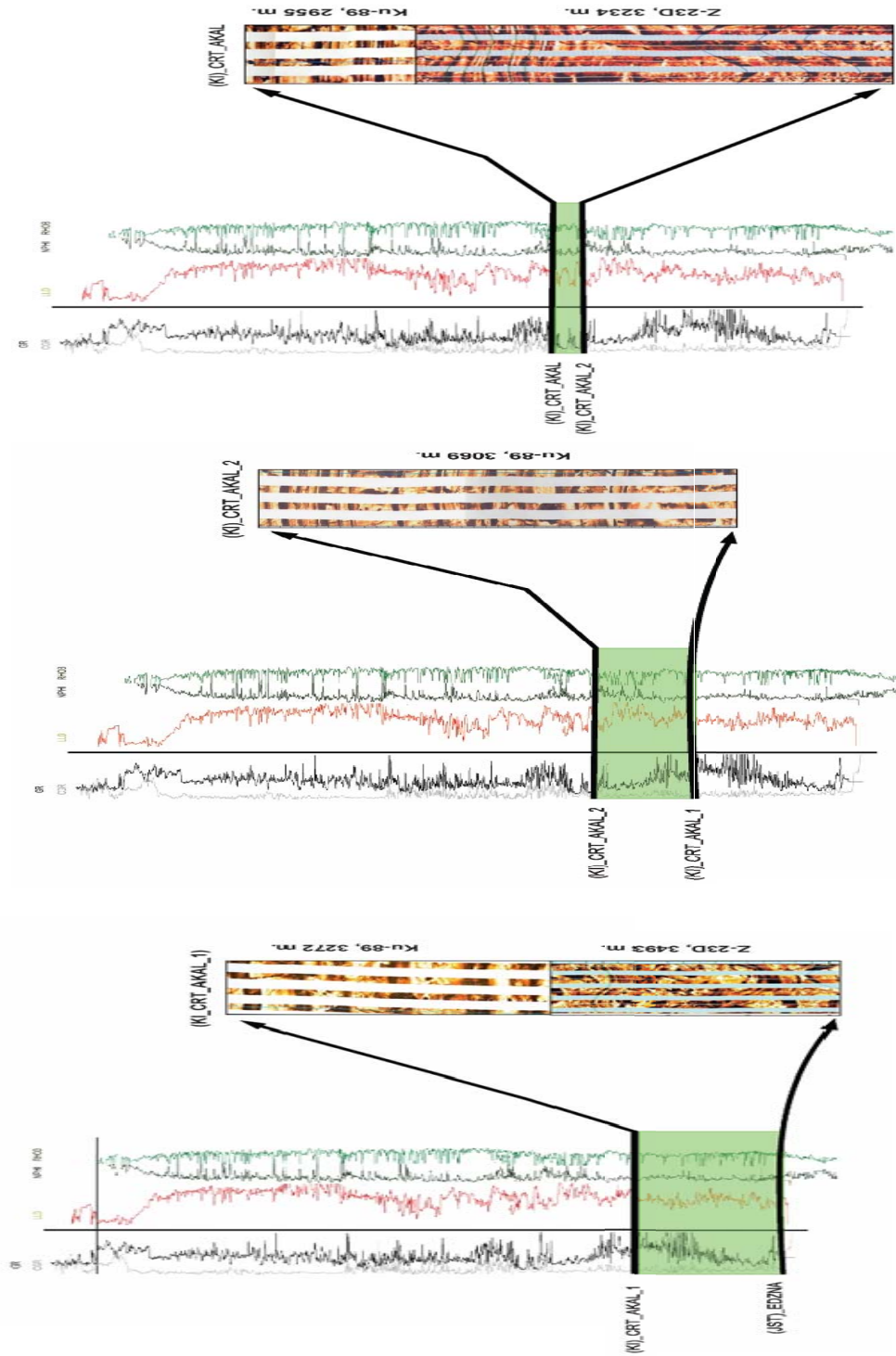


Figura 2.11. Unidad estratigráfica CRT-3.

Figura 2.10. Unidad estratigráfica CRT-2.

Figura 2.9. Unidad estratigráfica CRT-1.

Registros convencionales y de imágenes para identificar las unidades del Cretácico Inferior. De izquierda a derecha se tienen los registros: para el primer carril CGR, GR; en el siguiente carril LLD, para el tercer carril NPHI, RHOB y finalmente el registro de imagen de pared de pozo (Pemex Exploración y Producción, 2006).

2.3.6.2 Unidades del Cretácico Superior.

- **Unidad CRT-4:** Está constituida por calizas dolomitizadas micro-criptocristalinas de estratificación de 10 a 20 cm, con intercalaciones delgadas de mudstone y caliza arcillosa (pozo M-101), también presenta intercalaciones de brecha con fragmentos de calizas y calizas dolomitizadas, compactas y bien sementadas. Los clastos gradúan de su base a la parte superior de fragmentos medios a muy finos (pozo Z-23D a 3224 m) de los registros de imágenes se observan zonas conglomeráticas y algunas zonas de calizas con alto contenido biodentrítico (Figura 2.12). Los contactos identificados en esta unidad, son discordantes.
- **Unidad CRT-5:** Esta constituida por wackestone de bioclastos y dolomías con intercalaciones de lutita (pozo Zazil-Ha-1); en la parte superior de la unidad, las rocas muestran una composición predominantemente dolomítica, con estratificación que varía de 10 a 40 cm de espesor (Figura 2.13).
- **Unidad CRT-6:** Corresponde a calizas dolomitizadas, con intercalaciones de mudstone, pirita diseminada, esporádica presencia de nódulos de pedernal e intercalaciones de lutita. La dolomía es de tipo microcristalina con presencia escasa de anhidrita e intercalaciones de lutita gris calcárea (pozo Ceeh-1), también se tienen identificados intervalos con rocas brechadas de clastos subredondeados (pozo Z-23D), el contacto superior con la brecha de la Formación Cantarell es un truncamiento erosional (Figura 2.14).

2.3.6.3 Unidades de Brecha del Cretácico Superior.

En los campos de KMZ, únicamente se han podido reconocer y describir de manera amplia a dos unidades de brecha, ya que suponer más unidades dentro de la brecha hace incierta la correlación, esto se debe a que no se presentan sucesiones con distribución suficiente ni siquiera entre pozo y pozo dentro de un mismo campo. En estudios desarrollados por otros autores (Cantu-Chapa y Landeros, 2001), se han realizado subdivisiones mayores de dos unidades para la brecha en la Sonda de Campeche, sin embargo con los recursos de información disponible en el área de KMZ resulta impráctico, ya que es complicada la correlación con los registros geofísicos y la delimitación de subdivisiones para definir el número real de unidades o miembros. Para realizar una subdivisión se requiere un estudio a detalle, incluyendo un muestreo continuo y la toma de registros de imágenes de buena calidad a lo largo de la brecha, elementos que no se tienen en la actualidad. Las unidades en las que se ha dividido a la Brecha corresponden a la microbrecha y al material de eyección en la parte superior denominada unidad Brecha-2, que subyace a la Formación Abkatún y la Brecha-1 (Figura 2.15).

- **Unidad Brecha-1:** Su contacto inferior es discordante, con una secuencia de calizas, manifestándose en las curvas de registros eléctricos y de rayos gamma como un cambio abrupto; su contacto superior es transicional con la unidad Brecha-2. Contiene fragmentos de caliza dolomitizada de diferentes tamaños (desde milímetros hasta varios metros), la composición original de los fragmentos es variable ya que tiene mudstone, wackestone, packstone y grainstone; el tamaño predominante de los fragmentos de roca oscila entre milímetros hasta decenas de centímetros; es decir, de guijarro a grava y tamaños mayores. La selección de grano se puede clasificar como pobre, de tres a cinco tamaños o más, presentes en su totalidad en las muestras existentes de núcleos; las formas de los fragmentos varían de sub-angular a sub-redondeado. Por otra parte los fragmentos individuales pueden estar aislados en la matriz. Las fracturas atraviesan tanto los fragmentos como la matriz adyacente; la presencia de vugulos y fracturas son comunes en la mayor parte de los núcleos cortados en la brecha (CanPetro, 1997).

Registros Convencionales y de Imagen para el Cretácico Superior en los Campos de KMZ.

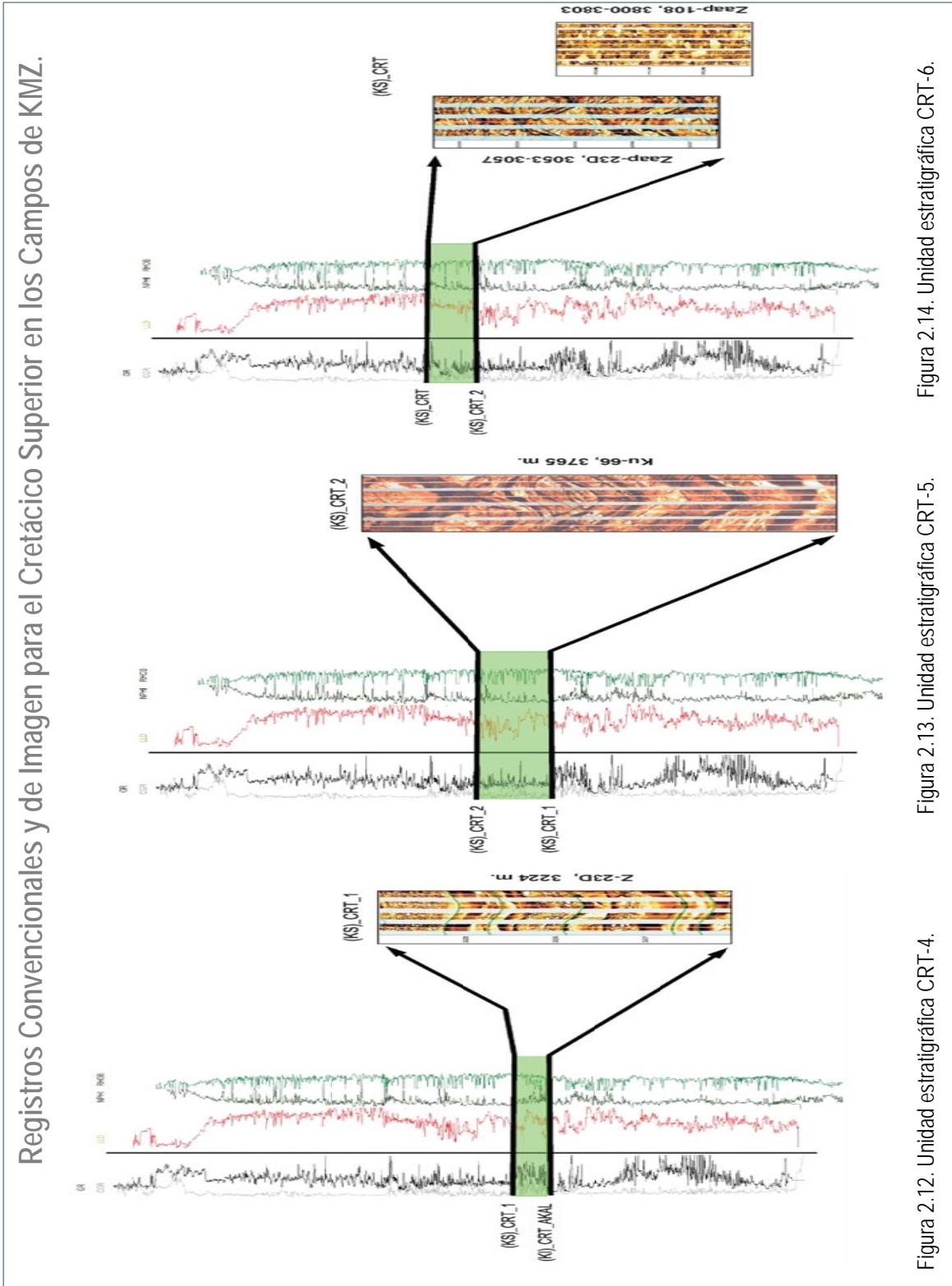


Figura 2.14. Unidad estratigráfica CRT-6.

Figura 2.13. Unidad estratigráfica CRT-5.

Figura 2.12. Unidad estratigráfica CRT-4.

Registros convencionales y de imágenes para identificar las unidades del Cretácico Superior. De izquierda a derecha se tienen los registros: para el primer carril CGR,GR; en el siguiente carril LLD, para el tercer carril NPHI , RHOB y finalmente el registro de imagen de pared de pozo (Pemex Exploración y Producción, 2006).

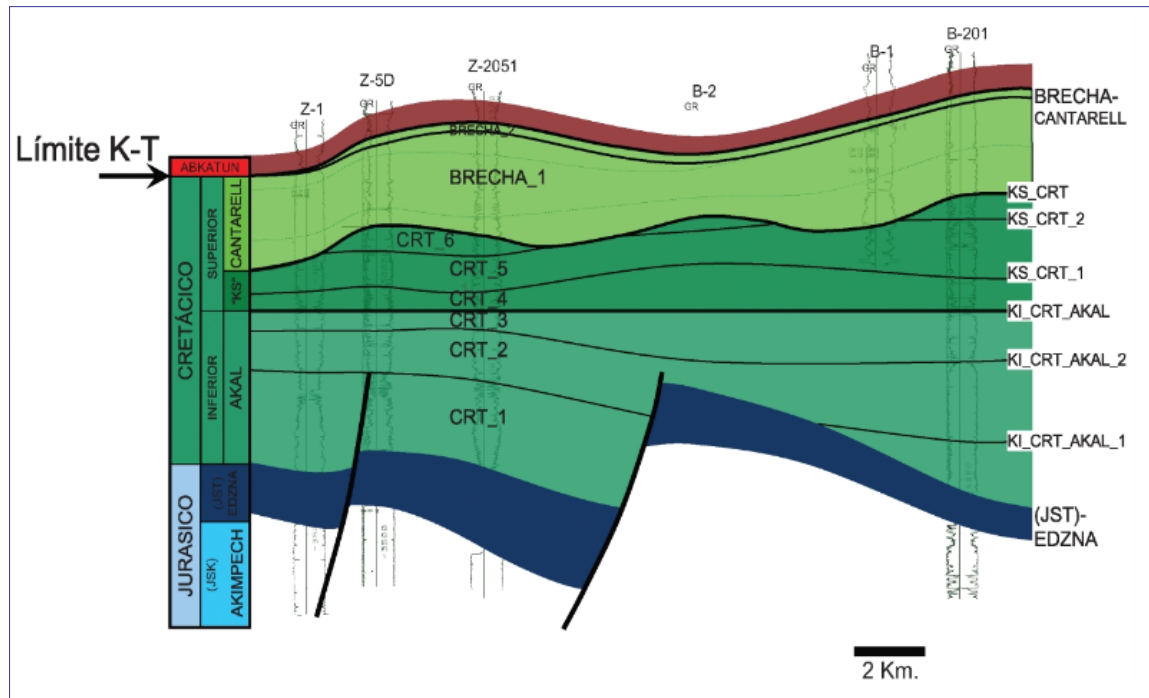


Figura 2.15. Sección esquemática de los campos Zap y Bacab que muestran las unidades descritas para el Cretácico, el nivel de referencia es el contacto Cretácico Inferior-Cretácico Superior (PEP, 2006).

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

2.3.7 Paleoceno.

En la Región Marina del área de estudio el Paleoceno constituye la roca sello del Play Brecha Cretácico Superior (BKS); se encuentra dividido en dos unidades estratigráficas:

- **Paleoceno Inferior:** Informalmente llamado formación Abkatún por Cantú-Chapa y Landeros (2001); está compuesto por una brecha de fragmentos de mudstone dolomitizados, caliza lutítica y limolítica que contienen globorotalia, trinidadensis y globorotalia pseudobulloides (Figura 2.6). Hacia la base se observan dolomías sacaroides de color café a café oscuro, mesocristalina y microcristalina, compactas. También presenta intercalaciones de lutitas bentónicas, gris a gris verdoso, suaves y plásticas, en ocasiones ligeramente calcáreas. Presenta un espesor que varía de 40 a 60 m.

- ***Paleoceno Superior:*** La parte superior de esta formación se compone de packstone de color café, constituido por granos redondeados a subredondeados de bioclastos y ooides bien clasificados, diseminados en una matriz micrítica moderadamente recristalizada, también presenta intercalaciones de lutita bentonítica y calcárea de color verde, con estructuras laminares. Se encuentra en la parte norte del campo en una dirección NW-SE (pozos Cantarell-57, 7A, 57, Chac-1 y 2). La parte inferior de esta formación, consiste de lutitas de color gris verdoso y algunas veces café rojizo, lutitas bentoníticas y calcáreas; en ocasiones se presentan mudstone arcilloso color gris verdoso de estructura laminar. La microfauna de morozovella velazcoensis, morozovella aragonensis y morozovella Formosa (Figura 2.4); que presenta esta formación es característicos de depósitos de ambientes de aguas profundas.

Los pozos Cantarell 19 y 71 en 1980 probaron con éxito un cuerpo de calcárenitas del Paleoceno-Eoceno, a consecuencia de ello, se perforaron más pozos tanto en Cantarell como en KMZ, los cuales han encontrado acumulaciones importantes de hidrocarburos en este tipo de rocas. De acuerdo a Lopez, Aquino (2003) el bloque de Ku es el que presenta las mayores acumulaciones de hidrocarburos en cuerpos de calcárenitas, cuya zona de depósito más favorable para contener acumulaciones importantes de hidrocarburos, corresponde al paleoborde de la plataforma de Yucatán en las facies de talud y cuenca.

2.3.8 Eoceno.

En la Sonda de Campeche el Eoceno esta dividido en tres secuencias sedimentarias (Figura 2.5):

- ***Eoceno Inferior:*** Se compone de rocas clásticas terrígenas de grano fino y rocas calcáreo-arcillosas de aspecto cretoso y bentonítico de ambientes batiales; predominando las lutitas bentoníticas ligeramente calcáreas con intercalaciones de mudstone a wackestone (Figura 2.6).
- ***Eoceno Medio:*** Se manifiesta en los campos de Ku, Maloob y Zaap como una unidad calcarenítica, que litológicamente puede ser descrita como una caliza con textura grainstone, consiste de intraclastos y granos esqueletoides uniformes entre medios y gruesos. Los componentes esqueletoides se componen de foraminíferos, placas de equinodermos, algas rojas y verdes briozoarios, fragmentos de pelecipodos y gasterópodos (Figura 2.6). La granulometría se considera entre muy buena-buena y la mayoría de los clastos tienen buena redondez y esfericidad, el diámetro de los granos tiene variaciones que van de 1 a 7 centímetros. Se infiere un ambiente de plataforma clástica debido a la abundante presencia de microfósiles miliólidos y en menor cantidad de numulítidos y rotalítidos.
- ***Eoceno Superior y Oligoceno:*** Esta secuencia sedimentaria se compone de lutitas de color gris ligeramente calcáreas y algunos estratos de lutitas con intercalaciones de mudstone y caliza arcillosa. Se acumulo en un ambiente de aguas profundas, con espesores muy irregulares. Durante el Eoceno-Oligoceno, a nivel regional se presentaron esfuerzos verticales por flujo de sal y/o arcilla que paulatinamente afectaron a sedimentos del mioceno Inferior. A su vez estas fuerzas provocaron zonas topográficamente más elevadas (emersiones), donde la acumulación de sedimentos fue reducida o bien ocurrió erosión.

2.3.9 Oligoceno.

Esta constituido por lutitas calcáreas suaves, plásticas y ligeramente arenosas, que varían a mudstones arcillosos de color gris claro y gris verdoso. Su distribución es regional con variación de espesores; en algunas áreas se ha observado que subyace discordantemente a rocas del Mioceno Inferior, por ausencia del

Oligoceno Medio y/o Superior. Su ambiente de depósito se ha interpretado que corresponde a zona de talud y cuenca profunda.

Se subdivide en tres unidades (Figura 2.6):

- **Oligoceno Inferior:** Predomina la lutita gris verdosa, ligeramente calcárea y en ocasiones piritizada; se han encontrado globigerina y pseudohastigerina micra.
- **Oligoceno Medio:** Se compone de lutita gris bentonítica suave y ligeramente calcárea; los fósiles que se han encontrado son globorotalia opima opima.
- **Oligoceno Superior:** Se tienen lutitas bentoníticas y calcáreas, los fósiles que se tienen son: globigerina ciperoensis ciperoensis y globorotalia kugleri.

2.3.10 Terciario Tardío (Neógeno).

La estratigrafía del Terciario Tardío, se definió con datos de pozos exploratorios, registros geofísicos, datos petrográficos y muestras de canal, con esta información los sedimentos del Terciario Tardío se dividen en cinco unidades estratigráficas; VIII, VII, VI, V, IV, algunas de las cuales han sido correlacionadas con sismica en el área de estudio (Figura 2.16).

- **Mioceno Temprano (16.2 m.a.):** Corresponde a la unidad VIII de la subdivisión propuesta en este trabajo (Figura 2.16). Se constituye principalmente de lutitas de color gris parcialmente arenosas con intercalaciones delgadas de areniscas ocasionalmente cementadas por carbonatos, también se llegan a observar piritita, micas diseminadas y horizontes de lodos calcáreos bentoníticos de color olivo interestratificados en la columna, o formando parte de las lutitas haciéndolas ligeramente calcáreas. En el área de estudio esta unidad se distribuye ampliamente, suprayace discordantemente a depósitos del Oligoceno y subyace concordantemente a depósitos del Mioceno Medio; la edad de estas rocas está fechada por la presencia del organismo Globigerinoides Biesphericus.
- **Mioceno Medio (10.2 m.a.):** Se compone principalmente por la unidad litoestratigráfica denominada en este trabajo como VIII y VII (Figura 2.16). Está constituido por lutitas bentoníticas gris claro a olivo, que gradúan a lutitas arenosas con intercalaciones aisladas de areniscas gris claro, con cementante calcáreo y lodos calcáreos bentoníticos (mudstone bentonítico). También presenta horizontes calcáreos de probables algas estromatolíticas. Su distribución en el área es amplia, suprayace concordantemente a las rocas del Mioceno Inferior y subyace en forma parcialmente discordante, con rocas del Mioceno Superior en la porción oriental del área, donde también se observa afectada por fallas. Las rocas de esta edad están fechadas por la presencia del conjunto faunístico Globorotalia mayeri, Globorotalia fohsi robusta, Globorotalia fohsi lobata y Globorotalia fohsi peripheroacuta.

En los inicios del Mioceno Medio ocurrieron eventos tectónicos regionales que provocaron cambios en la sedimentación, estos eventos fueron:

- ✓ El movimiento lateral izquierdo del sistema de fallas Motagua-Palochic.
- ✓ Un episodio de metamorfismo dinámico a lo largo de la falla Tonalá-Motozintla localizada en el extremo sureste del Macizo de Chiapas (Meneses.1991, Ángeles-Aquino 1994).

- ✓ El movimiento lateral izquierdo a lo largo de las fallas de desplazamiento a rumbo de la cierra de Chiapas.

La contribución de estos esfuerzos, asociados al movimiento del bloque de Chortis (Coney, 1983) pudieron generar compresión oblicua, estructuras compresivas y transcurrentes. La subducción de la Placa de Cocos debajo de la placa de Norteamérica y los eventos anteriormente descritos, es probable que hayan generado un sistema de esfuerzos compresivos máximos horizontales orientados hacia el noreste (Meneses, 1991; Miranda-Cansero, 1997), cuya consecuencia se infiere que fue la superficie de despegue en la secuencia salina, y las direcciones de los principales fallamientos y posición de las estructuras en la Sonda de Campeche y en los campos Ku, Maloob y Zaap.








CRONOSTRATIGRAFÍA					LITOSTRATIGRAFÍA			BIOSTRATIGRAFÍA		AMBIENTE	
ERA	PERIODO	EPOCA	EDAD	M.A.	FORMACIÓN	UNIDADES		BIOZONAS		AMBIENTE	
T E R C I A R I O	NEOGENO	HOLOCENO			RECIENTE	UNIDAD IV	UNIDAD V			PLATAFORMA INTERNA, EXTERNA Y TALUD	MARINO PROFUNDO
					0.5			CEBRAL	Globorotalia truncatulinoides		
		PLIOCENO	SUPERIOR	1.8 - 2.2	AGUEQUEQUITE	UNIDAD VI	Globorotalia insuanae				
			MEDIO	2.2 - 2.4	FILISOLA		Globorotalia miocenica				
							Globorotalia obliquus extremus				
							Globorotalia margaritae				
		MIOCENO	INFERIOR	2.4 - 2.7	PARAJE SOLO CONC. SUPERIOR CONC. INFERIOR	UNIDAD VII	Globigenina nepenthes				
			SUPERIOR	5.2	ENCANTO		Globorotalia juanai				
			MEDIO	10.2	DEPOSITO		Globorotalia acostae nels				
				12.5			Globorotalia mayeri				
			INFERIOR	16.2 - 25.2	Globigeninoides ruber						
					Globorotalia fashi robusta						
					Globorotalia fashi lobata						
					Globorotalia fashi fashi						
		Globorotalia fashi pepheroranda									
Globigeninoides bisphericus											
Globigeninella insueta											
Catapsyrax stamforthi											
Globigeninoides primordialis											
				UNIDAD VIII					FLUJOS TURBIDITICOS DISTALES		

Figura 2.16. Tabla estratigráfica del Neógeno, que indica la subdivisión de unidades propuestas en tiempo y espacio (Nancy Rodríguez 2007).

- **Mioceno Superior (5.2 m.a.):** Está integrado por las unidades VIII, VII y VI denominadas en este trabajo (Figura 2.16). Se compone de lutitas bentónicas de color gris verdoso a olivo, ligeramente

plásticas, que gradúan a lutitas arenosas ligeramente calcáreas; se observan intercalaciones aisladas de lodos calcáreos bentoníticos color café claro a olivo; también se presentan intercalaciones aisladas de arenas inmaduras con matriz arcillosa que gradúan a areniscas con cementante calcáreo. Su distribución en el área es amplia, suprayace en forma parcialmente discordante a depósitos del Mioceno Medio y subyace concordantemente a rocas del Plioceno Inferior. La edad de estas rocas está datada por la presencia del microorganismo fósil *Globorotalia juanai*. Al igual que el Mioceno Medio.

2.3.11 Plio-Pleistoceno.

Por sus características litológicas las secuencias que comprenden al Plioceno-Pleistoceno en la Sonda de Campeche, se divide en tres unidades estratigráficas de la siguiente forma:

- ***Plioceno Temprano (3.4 m.a.-3.7 m.a.):*** Comprende principalmente las unidades litoestratigráficas VII y VI propuestas en este trabajo (Figura 2.16). Está integrado por lutitas gris claro suaves y plásticas que gradúan a lutitas arenosas ligeramente calcáreas; se observan intercalaciones aisladas de arenas arcillosas y de lodos calcáreos de color café claro. Su distribución en el área es amplia pero irregular, debido a la paleomorfología del Mioceno que constituyó bloques escalonados a manera de fosas y pilares, se le encuentra formando grandes espesores: suprayace en forma concordante a rocas del Mioceno Superior y subyace en forma parcialmente discordante con rocas del Plioceno Medio. Las rocas de esta edad están definidas por la presencia de los organismos índice *Globorotalia margaritae* y *Globigerina nephentes*.
- ***Plioceno Medio (2.4 m.a.):*** Se integra por las unidades denominadas en este trabajo como VII, VI y V (Figura 2.16). Esta constituido por cuerpos potentes de lutitas gris claro semiplásticas parcialmente arenosas, con intercalaciones aisladas de cuerpos delgados de arenas claras translúcidas, de grano fino a medio con cuarzo detrítico ocasionalmente cementadas por carbonato de calcio (areniscas), tienen de buena a regular porosidad primaria intergranular. También se observan intercalaciones de lodos calcáreos bentoníticos (Mudstone bentonítico) de color crema a olivo y presencia de bioclastos. Al igual que el Plioceno Inferior su distribución regional es amplia pero de espesores irregulares debido a la paleomorfología del Neógeno, sin embargo en el área de estudio su distribución es muy regular. Los depósitos correspondientes a esta edad están definidos por la presencia del fósil denominado *Globigerinoides obliquus extremus*.
- ***Plioceno Superior-Pleistoceno (2.2 m. a. < 1.6 m.a.):*** Comprende la unidad VI a la unidad IV propuesta en este trabajo (Figura 2.16) Las rocas de esta edad han sido fechadas por un gran conjunto faunístico, sin embargo la aparición de los organismos *Globorotalia tosaensis* y *Globorotalia miocénica*, marcan su inicio. Los depósitos de este nivel estratigráfico de acuerdo a sus características litológicas se pueden dividir en dos partes:
 - ✓ La base, que constituye rocas primordialmente arcillosas, está representada por lutitas gris a gris claro semiplásticas parcialmente arenosas, con intercalaciones aisladas de cuerpos delgados de arenas arcillosas que gradúan a areniscas, con cementante calcáreo y porosidad primaria intergranular. También se observan en este nivel intercalaciones aisladas de lodos calcáreos bentoníticos (Mudstone bentonítico) y presencia de bioclastos.
 - ✓ La cima, constituye una secuencia de cuerpos potentes de lutitas bentoníticas con intercalaciones de cuerpos delgados de arenas. Las lutitas son de color gris a gris olivo, suaves semiplásticas, en partes calcáreas y arenosas. Las arenas son color gris claro, de grano fino a medio, constituidas por cuarzo detrítico cementado por carbonato de calcio,

constituyendo areniscas con cementante calcáreo, con porosidad primaria intergranular. Estas arenas contienen horizontes de lodos calcáreos color crema, abundantes bioclastos y como accesorio presentan pirita diseminada.

Finalmente, es importante comentar que durante el periodo Mioceno Medio-Pleistoceno, ocurrieron varios eventos tectónicos como fueron: la actividad epirogenética expandida; el movimiento de la falla regional y el deslizamiento arrumbo; la actividad volcánica que modificó el relieve de la sierra Madre del Sur; la subsidencia activa de las cuencas cenozoicas de la Costa del Golfo de México, con depositación contemporánea de paquetes de sedimentos clásticos del Mioceno, y el movimiento halocinético activo generando diapiros de sal. El sometimiento de esfuerzos de tensión generados a consecuencia de lo ya mencionado, contribuyó a la formación de numerosas fallas lístricas y normales, con una combinación de fallamiento sintético y antitético así como diapirismo lutítico, prevaleciendo como estilos dominantes de deformación en la región noreste de la Sonda de Campeche.

2.4. EVOLUCIÓN GEOLÓGICA.

Parte de la información indispensable para conocer el comportamiento evolutivo de una cuenca petrolera es obtenido de la interpretación de la columna estratigráfica, ya que en ella quedaron registradas las características de los sistemas de depósito, cambios eustáticos del nivel del mar, procesos de transporte y ambientes de depósito.

Para el caso de KMZ, como se explicó en el tema anterior, la columna estratigráfica regional muestra varios eventos de relleno de cuenca, tal es el caso del periodo de quietud con depositación pelágica durante el Jurásico, donde se formaron las rocas generadoras, periodo muy contrastante con el periodo de aporte sedimentario terrígeno vertiginoso durante el Cenozoico, lo que originó las formaciones de rocas almacén en KMZ y en general en la Sonda de Campeche. Estos eventos de relleno fueron controlados primordialmente por las condiciones ambientales de depósito, que para el área de estudio, se interpreta que predominaron ambientes marinos durante Mesozoico y ambientes continentales-mixtos durante el Cenozoico. Los ambientes de depósito estuvieron condicionados por transgresiones y regresiones de gran escala que afectaron localmente los procesos de evolución de la región de KMZ dentro de la Sonda de Campeche.

2.4.1 Periodo Mesozoico (Transgresivo).

La columna estratigráfica de KMZ fue depositada sobre un basamento de edad Pre-mesozoica, la cual aflora en algunas partes de la República Mexicana (Figura 2.17). En afloramientos del Macizo de Chiapas (Estado de Chiapas), el basamento Pre-Mesozoico está constituido por un complejo de rocas metasedimentarias del Precámbrico Superior al Paleozoico Inferior (Sedlock, 1993), intrusionadas por granitos, granodioritas y tonalitas datadas con métodos radiométricos de K-Ar y de Rb-Sr como del Permotriásico (Pantoja, 1974; López-Infanzón, 1986; Pacheco y Barba, 1986). En la Sonda de Campeche y KMZ, el basamento es un elemento paleogeográfico de estabilidad tectónica y sedimentaria, que controló el depósito de diferentes facies sedimentarias mientras se desarrollaban las cuencas del Golfo de México por procesos tectónicos extensivos (rifting) en el Jurásico Superior.

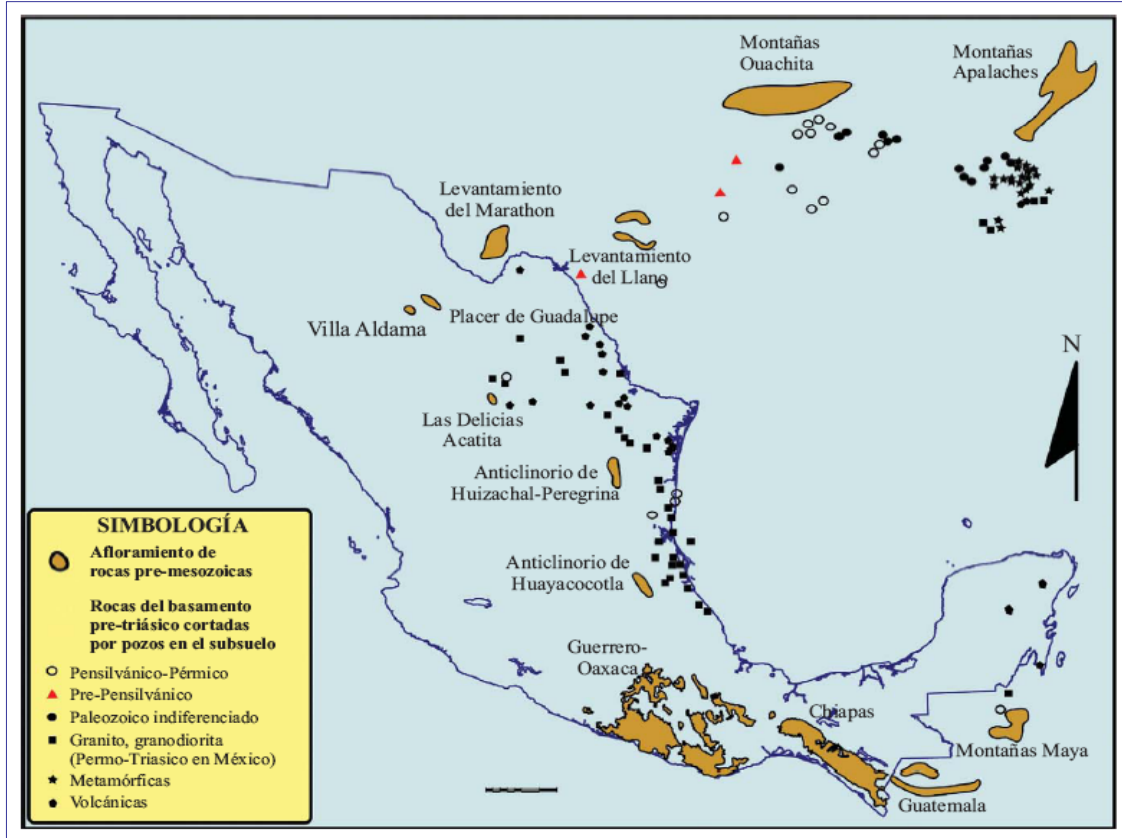


Figura 2.17. Localidades donde aflora el basamento Pre-Mesozoico en México y áreas circunvecinas (Modificada de Woods, 1991).

En el Triásico Superior, el basamento continental pre-Triásico-Superior se fragmento en sistemas de bloques distensivos (grabenes); sobre los cuales se depositaron sedimentos aluviales y fluvio-aluviales continentales llamados lechos rojos (Figura 2.18), que corresponden con los primeros depósitos de sedimentos de KMZ.

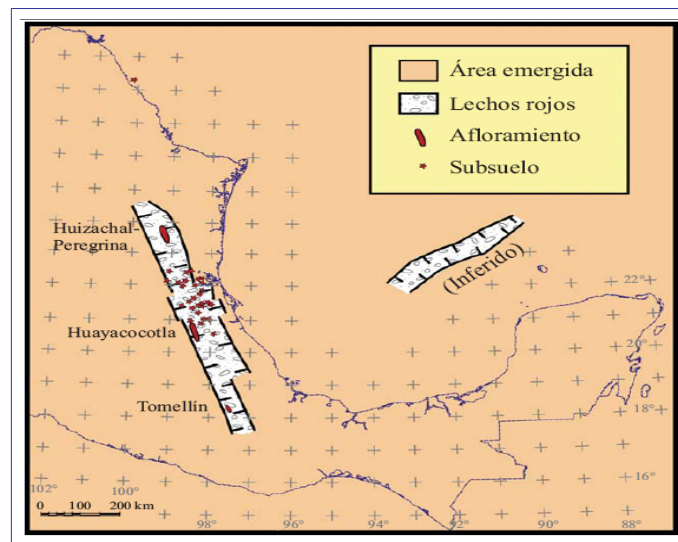


Figura 2.18. Paleogeografía del Triásico Superior del Golfo de México. Las localizaciones inferidas están basadas en datos superficiales y de subsuelo en áreas aledañas (Salvador 1991).

Durante el Triásico Superior-Jurásico Medio, se llevó a cabo el proceso tectónico de apertura del Golfo de México (Rifting), ocasionando que la sedimentación continental estuviera controlada por procesos tectónicos distensivos. A su mismo a finales del Triásico e inicios del Calloviano comenzó la transgresión por parte de las aguas del Pacífico, hacia el oriente de la zona en estudio, muy probablemente a través de la parte central de México, en lo que hoy es la zona de frontera que divide a los estados de Zacatecas y San Luis Potosí; prueba de ello, son las rocas sedimentarias marinas con amonitas de edad Triásico Superior encontradas en los estados antes mencionados (Cantú-Chapa, 1969; Salvador, 1991).

En el Calloviano, el avance transgresivo del mar continuó, formando ambientes de agua hipersalina con extensos cuerpos de circulación restringida; poco tirante de agua y alta evaporación; favoreciendo el depósito de grandes volúmenes de evaporitas, que inicialmente se formaron en la parte central del Golfo de México y después se distribuyeron en toda la cuenca incluyendo el área de KMZ (Figura 2.19).

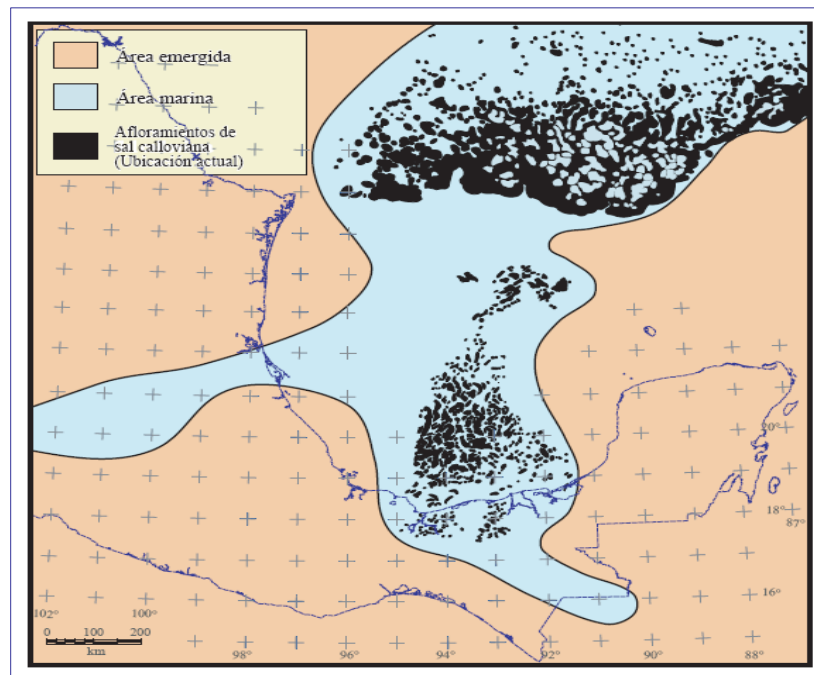


Figura 2.19. Paleogeografía del Jurásico Medio del Golfo de México, donde se muestran los afloramientos actuales y del subsuelo de la sal depositada durante el Calloviano. La distancia entre las dos acumulaciones de sal, es consecuencia del Rifting que fue separando a estas dos masas salinas (Padilla Sánchez, 2007).

Conforme la invasión del mar cubrió una mayor superficie de la cuenca, en los bordes de esta, se desarrollaron plataformas muy amplias, limitadas por largas barras de oolitas, que se extendieron por cientos de kilómetros cuadrados alrededor del Golfo de México (Figura 2.20). Estas Barras oolíticas en el sureste mexicano tienen una extensa distribución y son rocas productoras de hidrocarburos en campos gigantes como Samaría, Sitio Grande (Santiago-Acevedo y Mejía Dautt. 1980).

Al terminar el Calloviano, el proceso tectónico de Rifting concluyó, a su vez, el Bloque de Yucatán alcanzó la posición que actualmente ocupa en el Golfo de México; y desde entonces estuvo sujeto a una subsidencia lenta y continua hasta la época del Plio-Pleistoceno cuando comenzó a emerger. Es importante señalar que en este periodo, el Bloque de Yucatán junto con el Macizo de Chiapas comienzan a recibir sedimentos marinos en su porción norte; los cuales alcanzaron grandes espesores durante el Cretácico en la Sonda de Campeche y en KMZ.

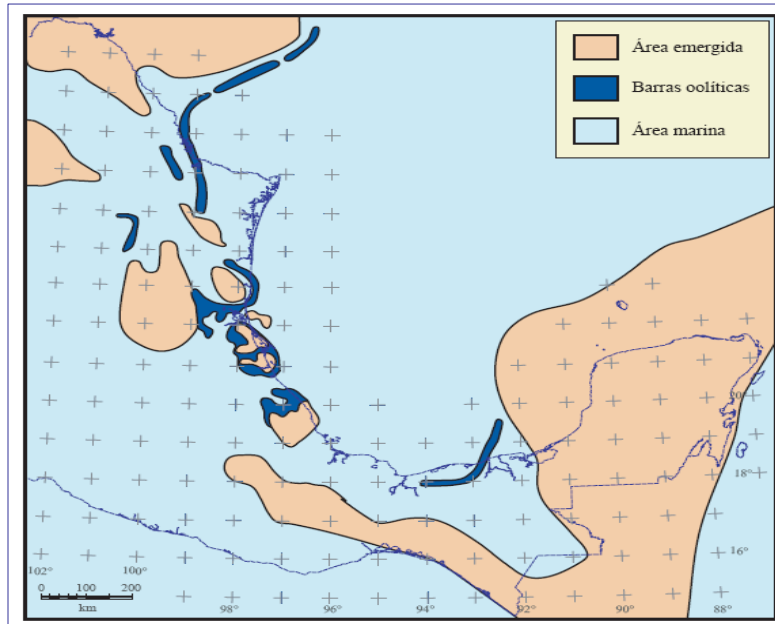


Figura 2.20. Paleogeografía del Kimeridgiano Temprano (Padilla Sánchez, 2007).

El periodo Jurásico Tardío se caracterizó por ser una época de tranquilidad tectónica, favorable para la depositación de carbonatos y lodos calcáreo-arcillosos. En el Oxfordiano se desarrollaron grandes plataformas de agua somera, a lo largo de los bordes del Proto-Golfo de México, en las que ocurrieron depósitos de gruesos paquetes de carbonatos con prolíferas barras oolíticas hacia los confines de plataforma (Salvador, 1991; Winker y Buffl, 1988; Williams-Rojas y Hurley, 2001). En el área local de KMZ, en dicho periodo se presenta la primera transgresión marina; las facies terrígenas fueron cubiertas por facies de sabkha que originaron gruesas capas de sal asociadas a transgresión, posteriormente la sal fue cubierta por secuencias de carbonatos formando calizas arcillosas, calizas de ooides, intraclastos, bioclastos y carpetas de algas con influencia terrígena. Estos sedimentos con el tiempo cambiaron a desarrollo de rampas internas carbonatadas-terrígenas, sujetas a períodos intermitentes de transgresiones y regresiones a menor escala; el mayor aporte de terrígenos provino de la erosión de las áreas emergidas del bloque de Yucatán y del Macizo de Chiapas. La importancia de este periodo radica en la abundancia de carbonatos en las plataformas, en la depositación de clastos en las zonas litorales, en el depósito de lutitas y carbonatos con intercalaciones delgadas de calizas argiláceas en las zonas de cuenca, y en la subsidencia lenta pero continua de los paquetes sedimentarios en el área de estudio.

En el Tithoniano, la velocidad de subsidencia de los sedimentos se hizo aun más lenta; predominó la sedimentación de carbonatos y lutitas de estratificación delgada (Figura 2.21). Hacia el sureste de México el Bloque de Yucatán y el Macizo de Chiapas continuaron aportando sedimentos a las zonas litorales; al mismo tiempo en las plataformas someras aumentaban los volúmenes de carbonatos y probablemente también se daban algunos depósitos de sal. La estabilidad tectónica y climática de este periodo acrecentó la población de organismos los que al morir contribuyeron con grandes cantidades de materia orgánica a las secuencias sedimentarias de calizas y lutitas carbonatadas, que en la actualidad conforman las principales rocas generadoras de Ku-Maloob-Zaap y prácticamente de toda la Región Marina. En las plataformas carbonatadas, predominó el depósito de calizas arcillosas con abundantes concentraciones fosforíticas ricas en fósiles.

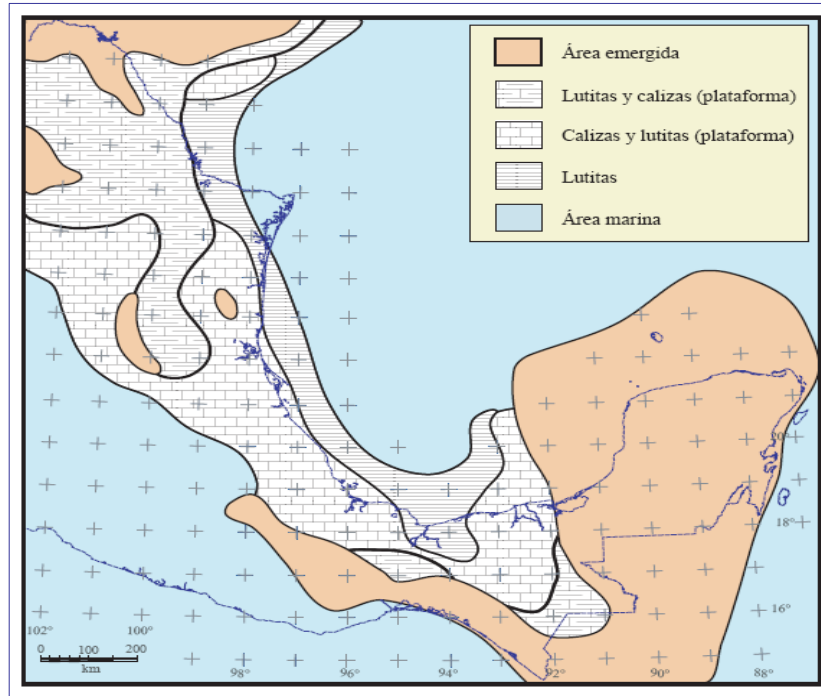


Figura 2.21. Paleogeografía del Tithoniano Superior en la que resalta la gran extensión de las áreas de plataforma somera, donde ocurrió el depósito de rocas ricas en materia orgánica (lutitas y Calizas Carbonatadas) que constituyen las principales rocas generadoras de hidrocarburos en KMZ y Sonda de Campeche (Padilla Sánchez, 2007).

El Jurásico Tardío se considera en general, eustáticamente transgresivo en toda el área del Golfo de México, sin embargo, la presencia de fauna planctónica en la Sonda de Campeche y en los sedimentos marinos del Jurásico tardío en aguas profundas, nos hacen inferir un comportamiento oscilante del mar, es decir, regresivo-transgresivo para la Sonda de Campeche y KMZ, debido posiblemente a basculamientos locales en esta Zona.

Para el Período Cretácico, la Plataforma de Yucatán se vio sometida a una continua trasgresión, que permitió el depósito de rocas carbonatadas y evaporíticas; estas rocas están representadas por calizas, sal, yeso, anhidrita y dolomías que se depositaron en ambientes de sabkha y plataforma, estos tipos de rocas predominan en la península de Yucatán durante todo el Cretácico.

En el Cretácico Temprano las condiciones de estabilidad tectónica persistieron; el Bloque de Yucatán y el Macizo de Chiapas continuaron su lenta subsidencia, siendo cubiertos progresivamente por el mar. En el área de las plataformas carbonatadas formadas en el Jurásico, continuó el depósito de plataforma calcárea y enormes volúmenes de carbonatos se depositaron en ellas. En la Sonda de Campeche y particularmente en KMZ, las condiciones de mares someros propiciaron depósitos evaporíticos hacia las zonas de continente; posteriormente ocurrió el depósito de arcillas intercaladas con carbonatos que tuvieron un gran desarrollo y decrecieron hasta finales del Valanginiano.

En el período Huteriviano-Berremiano (Figura 2.22), la velocidad de subsidencia de los sedimentos aumentó, con lo cual se extendieron y profundizaron las áreas sumergidas, por lo que ocurrió el depósito de gruesos paquetes de carbonatos con cantidades cada vez más pobres de terrígenos (lutita). En los bordes de las plataformas se formaron largas franjas de arrecifes de rudistas y hacia la parte oceánica más profunda secuencias de Talud y de Cuenca (Winker y Buffl, 1988). Durante este tiempo solo continuaron emergidos algunos altos de basamento como el Bloque de Yucatán y el Macizo de Chiapas, en cuyas áreas litorales

continuo la sedimentación clástica. Cabe mencionar que en este periodo hubo depósito de evaporitas en extensas áreas de plataforma somera de circulación restringida; como es el caso de la parte occidental de la Plataforma de Yucatán, la Cuenca de Sabinas y la zona de postarrecife de la Plataforma de Valles-San Luis Potosí, no obstante la edad de estas evaporitas aún está bajo discusión (Salvador, 1991b).

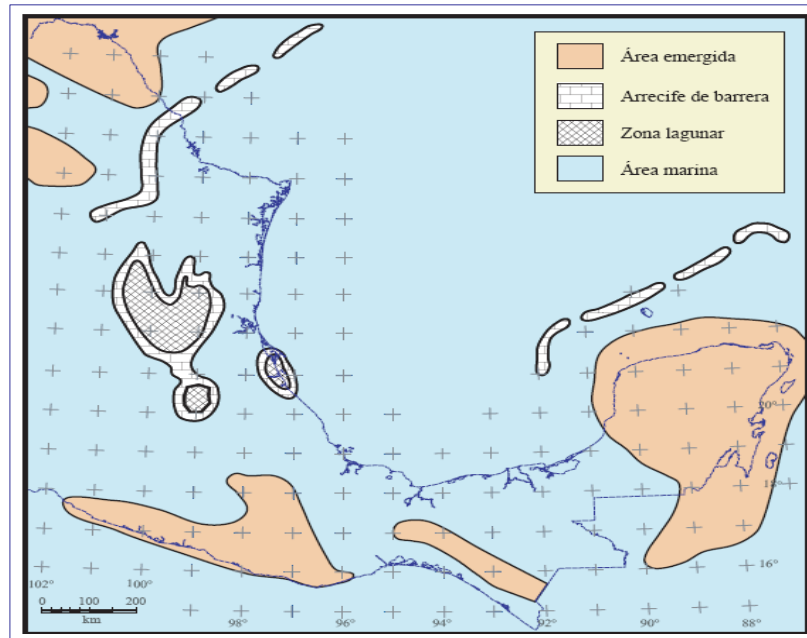


Figura 2.22. Paleogeografía del Berremiano, donde de resalta la longitud de las barras de arrecifes que bordean a las plataformas, así como la gran extensión de áreas con carbonatos de aguas someras (Padilla Sánchez, 2007).

Después de un largo periodo de subsidencia continua y progresiva (23 Ma aprox.), en donde se depositaron carbonatos casi puros, al inicio del Aptiano comenzó el depósito de lutitas intercaladas con capas delgadas de carbonatos.

Las largas franjas de arrecifes que se desarrollaron en los bordes de los altos del basamento en la Sonda de Campeche continuaron creciendo, mientras que en el noreste de México se volvieron más esporádicas a medida que los mares iban transgrediendo las paleoislas hasta cubrirlas totalmente a fines del Aptiano; el mar cubrió por completo los altos del Bloque de Yucatán (Figura 2.23), lo que permitió el aumento del espesor de las secuencias carbonatadas de KMZ y en general de la Sonda de Campeche.

Posterior al Aptiano, en el Albiano y Cenomaniano la subsidencia general que venía ocurriendo en el Golfo de México se dio a una velocidad constante en toda la cuenca, permitiendo nuevamente el desarrollo de largas cadenas de arrecifes de barrera, depositadas sobre las franjas arrecifales anteriormente desarrolladas en el Neocomiano en la Sonda de Campeche.

En el Turoniano, en las plataformas se depositaron capas delgadas de calizas y lutitas, mientras que en la cuenca se depositaban calizas con abundantes nódulos y capas de pedernal. Es importante resaltar que durante el Turoniano se marca un cambio notable en los patrones de sedimentación, terminando con el dominio de carbonatos, principalmente en las porciones occidental y noroccidental de la cuenca, lo que hoy corresponde con las Cuencas Terciarias del Sureste, no así en la Sonda de Campeche, ya que en esta región la depositación de carbonatos continuó prácticamente invariable hasta el término del Cretácico.

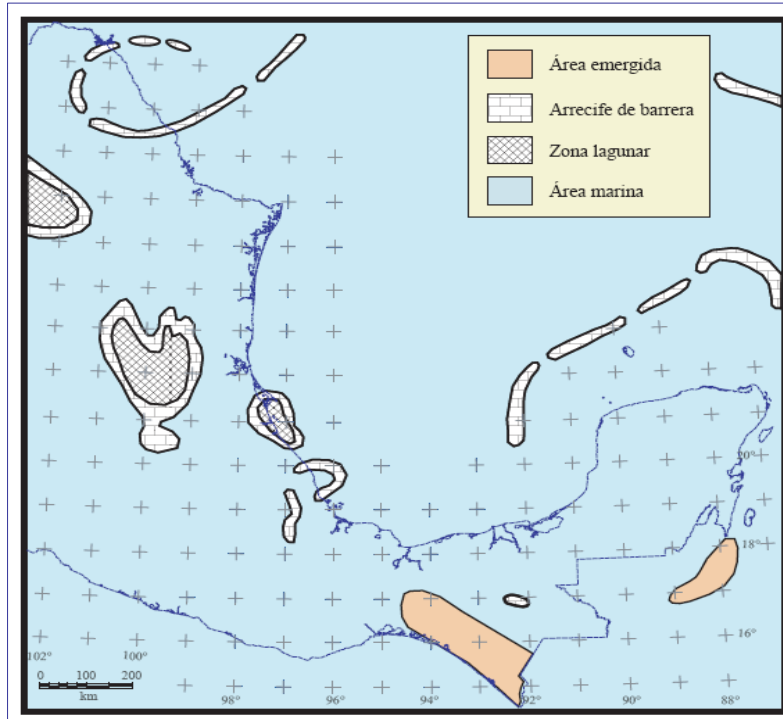


Figura 2.23. Paleogeografía del Albiano-Cenomaniano, donde los altos del basamento que estuvieron emergidos desde su origen en el Triásico, fueron sumergidos prácticamente en su totalidad, con lo cual hubo un dominio en toda la cuenca de carbonatos (Padilla Sánchez, 2007).

Durante el Coniaciano y el Santoniano se incrementó la actividad volcánica en el occidente de México, lo cual se hace evidente por la presencia de intercalaciones bentoníticas (material de origen volcánico) en capas delgadas de calizas y lutitas en los sedimentos marinos de la Sonda de Campeche; los depósitos de bentonita se extienden por todas las plataformas del borde occidental y meridional del Golfo de México. En el centro de la cuenca continuó el depósito de carbonatos con bandas y nódulos de pedernal con delgadas intercalaciones de bentonita (Salvador 1991).

Para finales del periodo Cretácico (Campaniano y Maestrichtiano), la erosión en las porciones occidental y sur de las partes emergidas aportaron grandes cantidades de sedimentos terrígenos a las cuencas terciarias. Hacia el área de la sonda de Campeche se inició un levantamiento asociado con la Orogenia Laramide que se identifica por una discordancia, cuyo máximo paroxismo tuvo lugar en el Paleoceno inferior, dejando expuestas las rocas cretácicas que fueron vulnerables a la erosión, por lo que hubo la ausencia de los depósitos sedimentarios paleocénicos en el área, dando como resultado una discordancia regional que se presenta en la estratigrafía de KMZ.

En el límite entre el Cretácico y el Paleógeno ocurrió un cambio importante en el patrón de sedimentación de la Sonda de Campeche y KMZ (formación de la brecha), asociado al impacto de un cuerpo extraterrestre (Grajales-Nishimura, 2000), denominado meteorito del Chicxulub, al que se le considera responsable de la extinción de los dinosaurios y amonitas entre otras especies (Figura 2.24); estos depósitos denominados internamente en Pemex como "Brecha K-T" son inusuales, porque tiene una extensión de miles de kilómetros cuadrados y gruesos espesores que alcanzan hasta los 700 m en algunas localidades como es el caso de Akal; además, gran parte del paquete sedimentario de la brecha carece de matriz, por lo que su permeabilidad es asombrosamente alta, con lo cual se tienen campos de alta productividad para la brecha K-T como es el caso de Cantarell.

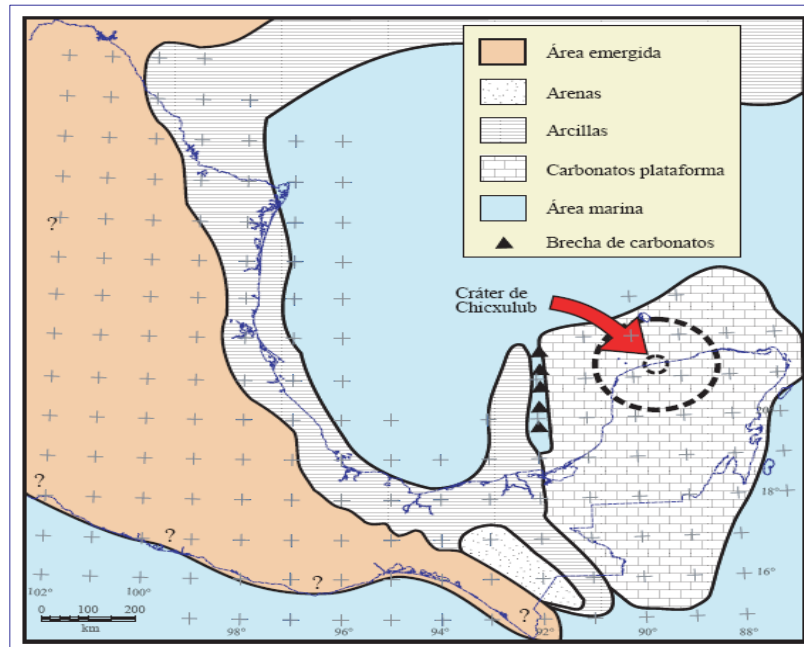


Figura 2.24. Paleogeografía de inicios del Paleoceno, periodo en el que se ha propuesto el impacto de un meteorito denominado Chicxulub. En este tiempo se depositó una brecha de carbonatos con una gran extensión y gruesos espesores (Padilla Sánchez, 2007).

2.4.2 Periodo Cenozoico.

La Era Cenozoica inicia en el sureste de México con el evento tectónico "Orogenia Laramide" (Orogenia Cordillerana), el cual es responsable del plegamiento y fallamiento de toda la secuencia Mesozoica, teniendo como resultado las cadenas plegadas y cabalgadas del occidente del Golfo de México, las Sierras de la Cuencas de Coahuila, la Sierra Madre Oriental y la Sierra de Zongolica, evento que tuvo lugar en el sur de México del Paleoceno tardío hasta el Eoceno temprano (Padilla y Sánchez, 1982).

La Orogenia Laramide fue originada por la convergencia de la Placa Farallón por debajo de la Placa Norteamericana, en la que el fragmento de corteza oceánica que estaba en subducción tuvo un ángulo muy bajo, causando una deformación a mayor distancia de la zona de la trinchera y elevando una porción considerable de la parte meridional y septentrional de la Placa de Norteamérica. Esta condición tectónica favoreció el incremento del aporte de grandes volúmenes de sedimentos clásticos provocando un cambio en la sedimentación en el oriente de México (Coney, 1983), que alcanzó el área marina de Campeche, modificando el régimen de sedimentación carbonatada a uno de tipo terrígeno.

La estratigrafía fue modificada durante el Cenozoico a consecuencia del gran aporte de sedimentos clásticos; en la parte central de la Sonda de Campeche la subsidencia continuó y se acumularon gruesos espesores de sedimentos del Cenozoico lo que provocó una gran carga sedimentaria lo que originó la recurrente movilización de sal del Jurásico Medio y lutitas plásticas del Cenozoico Inferior. La depositación clástica dominó la parte central de la cuenca de la Sonda de Campeche, afectando en menor grado a la plataforma de Yucatán donde se restringió la depositación de evaporitas y carbonatos. En la base del Paleoceno cerca de la plataforma de Yucatán se depositó una brecha compuesta por fragmentos de carbonatos derivados de la plataforma. La progradación del margen de la plataforma y migración de la línea de costa hacia la cuenca fue un patrón característico durante el Cenozoico y en la mayor parte de la cuenca del Golfo de México.

En el Oligoceno Tardío se tiene un registro estratigráfico que permite interpretar un descenso importante del nivel del mar a nivel mundial. En el área de estudio se ha identificado una discordancia en el oligoceno que esta asociada, probablemente al descenso del nivel del mar reportado para este tiempo, así como al levantamiento del relieve a causa de los esfuerzos compresivos de la Orogenia Laramide; esta discordancia fue registrada en el pozo Hol-1 en la Sonda de Campeche y en las estructuras de KMZ a lo largo de la principal zona de desplazamiento, afectando rocas del Eoceno en el campo Ku y rocas Cretácicas en el Campo Kutz.

Durante el Mioceno Inferior y Oligoceno Superior, ocurrió la formación de la principal estructura del área marina de Campeche-Chiapas, originada por esfuerzos compresivos y por la presencia de una superficie de despegue en las evaporitas del Jurásico Medio que se manifestó hasta el área marina de Campeche, formando el alto estructural Reforma-Akal y el alineamiento Ayin-Zazil-Ha. Con las altas tasas de sedimentación se ocasionó la evacuación de sal y se activaron fallas listricas con una superficie de despegue en el límite Oligoceno - Mioceno en el alto de Akal. Este nivel de despegue se ubicó en diferentes niveles del Paleógeno y Neógeno en el alineamiento Ayin-Zazil-Ha; las fallas que se originaron migraron en espacio y tiempo hacia la cuenca. De esta manera se formaron las fosas de Macuspana y Comalcalco, en el Mioceno Superior - Plioceno Temprano y Plioceno Tardío Holoceno (Pimienta, 1995). Mientras que en el área de KMZ se generaron fallas transcurrentes que a su vez ocasionaron grandes cabalgamientos como los observados en el bloque sihil y en forma más concreta en los campos Ku-Maloob-Zaap, donde se puede observar cada uno de estos campos cabalgados uno sobre otro como consecuencia de un movimiento dextral marcado por una falla de transcurrencia que limita estos campos en su porción oriental.

Por último, del Mioceno Medio al Reciente, como conclusión de estos eventos tectónicos se llevo a cabo una tafrogénesis, marcado por una pérdida de volumen que dio lugar a una serie de fallas de crecimiento y que dieron lugar entre otras cosas a las Fosas de Macuspana y Comalcalco, así mismo fue el causante de todas las fallas de gravedad (fallas listricas) observadas invariablemente en el área.

2.5 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL

En la región donde se localiza Ku-Maloob-Zaap y en general en la Sonda de Campeche, podemos reconocer tres estilos estructurales principales:

- Uno consecuencia de esfuerzos que originaron el ancestral Golfo de México, causando deformación con extensión, que se llevo a cabo durante el Triásico-Jurásico Medio que generó fallas normales con sensible dirección norte sur en toda la región.
- Otro ocasionado por esfuerzos de compresión llevados a cabo durante el Cretácico Tardío-Terciario Temprano que provocó el basculamiento de bloques, fallamiento inverso y plegamiento.
- Un tercero llevado a cabo durante el Oligoceno-Mioceno que ocasionó deformaciones intensas con sensible dirección NW-SE, cubriendo en ocasiones los estilos anteriores y favoreciendo la deformación de cuerpos salinos que inyectaron la sal a niveles superiores formando domos y diapiros, además fallas normales radiales y fracturamiento en bloques.

Como última etapa ocurrió un periodo de relajamiento de la cubierta sedimentaria más reciente dando lugar a una gran cantidad de fallas normales, listricas y de crecimiento que generaron entre otras cosas cuencas de depósito como lo son las de Macuspana y Comalcalco. Como culminación de este ciclo tectónico durante el Mioceno-Plioceno, ocurrieron esfuerzos que originaron deformación por extensión que dieron lugar a un sistema de fallas listricas que delimitan las cuencas que se extendieron hacia el mar. Esto generó una topografía muy irregular que condicionó los depósitos que constituyen los yacimientos del Terciario Tardío.

Ángeles-Aquino (1982), clasificó dicha topografía de la Sonda de Campeche en seis Provincias Morfoestructurales (Figura 2.25), dentro de una de las cuales está ubicada el área de KMZ.

- 1.- Antigua Plataforma de Yucatán
- 2.- Zona de Talud
- 3.- Fosa de Macuspana
- 4.- Pilar de Akal
- 5.- Fosa de Le-Acach
- 6.- Zona de Domos salinos

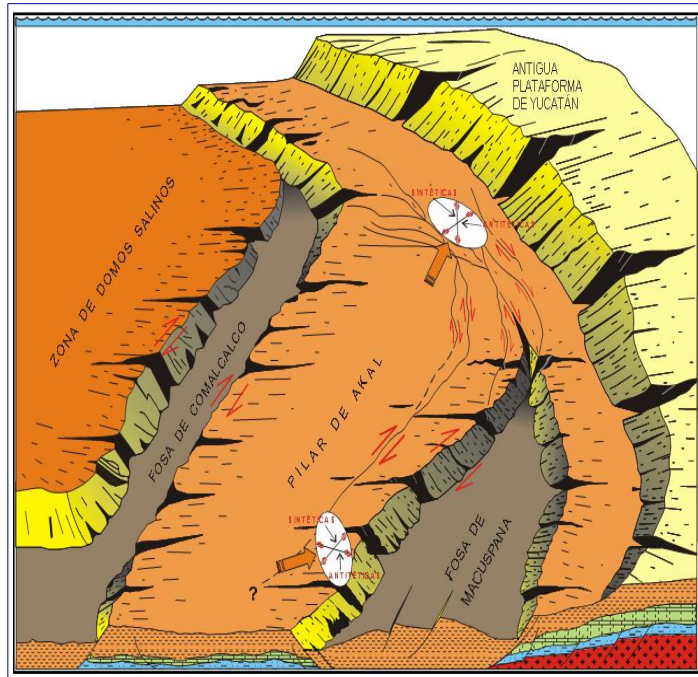


Figura 2.25. Esquema de la morfología estructural de la Sonda de Campeche (Ángeles-Aquino, 1982).

Las principales características de estas provincias son:

Antigua Plataforma de Yucatán: Se localiza en la porción oriental de la Sonda de Campeche, la constituyen principalmente carbonatos de plataforma.

Zona de Talud: Es la zona de transición entre la cuenca y la antigua plataforma de Yucatán, la constituyen principalmente brechas de talud.

Fosa de Macuspana: Es la prolongación de la Cuenca de Macuspana al mar, está constituida por sal y rellenos terrígenos del Terciario Tardío.

Pilar de Akal: Se localiza en la porción central de la Sonda de Campeche. Esta provincia es la principal productora de hidrocarburos en rocas del Mesozoico.

Fosa de Le-Acach: Es la prolongación de la Cuenca de Comalcalco hacia el mar, la constituyen principalmente rellenos terrígenos del Terciario Tardío.

Zona de Domos: Se localiza en la porción occidental de la Sonda de Campeche y está constituida principalmente por domos e intrusiones salinas.

2.5.1 Provincias Tectónicas Estructurales de la Sonda de Campeche.

Con base en el análisis e interpretación tectónica estructural de los transectos y líneas regionales en el área productora de Campeche; se han definido los principales elemento tectónicos que interactuaron en la

evolución tectónica de la Sonda de Campeche y KMZ, estos son: Cinturón Plegado Chuktah-Tamil, Cinturón Plegado Akal, Cuenca de Macuspana Marina y Cuenca Le-Acach (antes de Comalcalco Marina) (Figura 2.26). A continuación se describen sus principales características:

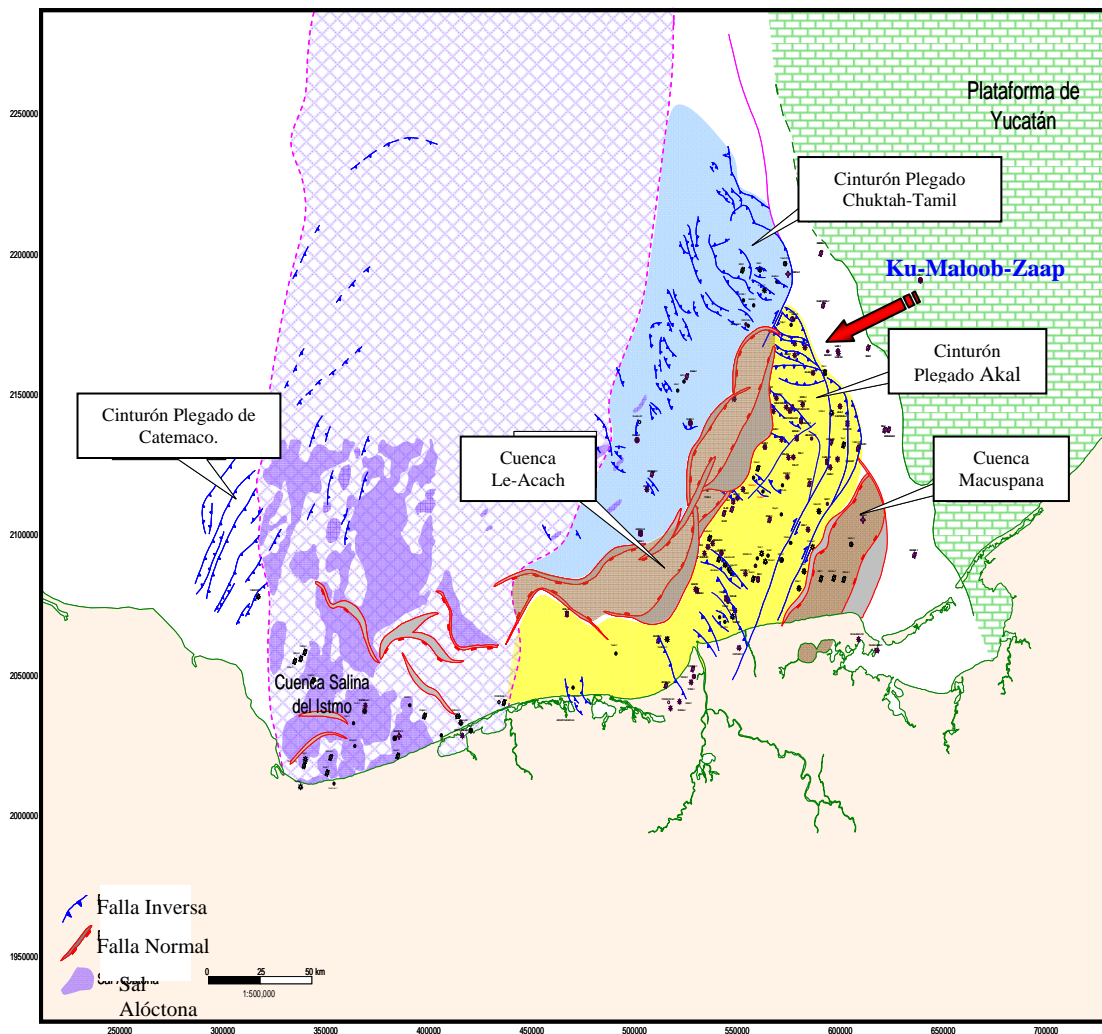


Figura 2.26. Mapa de Provincias tectónicas de la Región Marina (PEMEX 2004).

2.5.1.1 Cinturón Plegado Chuktah-Tamil.

Este sistema compresivo involucra toda la columna del Mesozoico hasta el Mioceno Medio y la deformación resultante, se ubica en la porción noroeste de la Sonda de Campeche, se caracteriza por un estilo estructural de pliegues asimétricos nucleados por sal, que convergen al NE y SW, los cuales evolucionaron como pliegues por propagación de fallas inversas que despegan desde el nivel de la sal autóctona profunda; además, existen algunas estructuras tipo "pop-up" o pliegues expulsados por la combinación de dos fallas inversas con vergencias opuestas. El cinturón plegado termina al Noreste con el lineamiento estructural Tunich-Nox-Hux, el cual es frente tectónico del sistema, que se encuentra en el lineamiento Ku-Maloob-Zaap por efecto de una probable falla lateral. De acuerdo con el análisis del crecimiento de las secuencias sincinemáticas que cubren la secuencia caótica del Mioceno Medio, se establece que la deformación ocurrió en un rango de 11.7 hasta 3.58 Ma (Mioceno Superior-Plioceno Inferior).

En conjunto con el sistema antes descrito, se interpretan cuerpos de sal alóctona que durante su evolución terminan emplazándose dentro de las secuencias sintectónicas del Mioceno Superior y Plioceno Inferior en el extremo oriental del área Chuktah-Tamil; de acuerdo con las geometrías que presentan estos cuerpos, se pueden plantear dos escenarios para explicar su origen, el primero y más probable es que antes de la actividad tectónica compresiva, se tenía en el área una tectónica salina de sal diapírica que fue despegada de la sal madre durante la compresión y segundo, que los cuerpos de sal alóctona justamente se emplazaron durante el evento compresivo.

Además de los sistemas antes descritos, hacia la porción occidental del área Chuktah-Tamil, se interpretan otros cuerpos de sal alóctona que se identificaron dentro de las secuencias del Plioceno Inferior y Plioceno Superior-Pleistoceno; estos emplazamientos de sal son contemporáneos a la actividad tectónica extensional que formó la Cuenca Le-Acach, por lo que se considera que esta actividad salina se disparó por procesos de carga y desalojo de sal en la Cuenca Le-Acach, que movilizó lateralmente y hacia zonas de menor presión, en este caso al occidente, la sal autóctona.

2.5.1.2 Cinturón Plegado Akal.

Se caracteriza por un estilo de pliegues asimétricos con fallas inversas en sus flancos delanteros con vergencias al NE y SW; además, este cinturón contiene pliegues expulsados o tipo "pop-up" por la combinación de dos fallas inversas en ambos flancos con el emplazamiento de sal en el núcleo de la estructura. El nivel de despegue de este sistema compresional lo constituye la sal autóctona jurásica, que permite el transporte tectónico al noreste de la columna sedimentaria y el desarrollo del frente tectónico compresivo Cantarell-Ku-Maloob-Zaap.

Hacia la porción oriental del Cinturón Plegado de Akal, se interpreta que las fallas normales de edad Jurásico Tardío-Cretácico Temprano, fueron reactivadas como fallas de desplazamiento lateral derecho durante la deformación compresional del Mioceno Superior-Plioceno Inferior; se considera que este sistema de fallas laterales, desplazó más al norte el bloque de Ku-Maloob-Zaap del de Cantarell. El rango de edad de formación estimado para el cinturón va de 11.7 a 3.58 Ma (Mioceno Superior – Plioceno Inferior).

Sobre el cinturón plegado y en las secuencias del Mioceno y Plioceno, se ha interpretado principalmente, un sistema extensional de fallas normales con polaridad de desplazamiento hacia el occidente, que tiene un despegue en las secuencias arcillosas plásticas del Oligoceno. El tiempo de actividad de este sistema, de acuerdo a las secuencias sintectónicas, tiene una edad que varía en tiempo y espacio de Plioceno Inferior a Plioceno Medio en una dirección de oriente a poniente. Asociado a este sistema deformado, se observan e interpretan algunas estructuras contraccionales cabalgadas en la porción occidental del cinturón, las cuales se encuentran afalladas por el sistema extensional de Plioceno Medio.

2.5.1.3 Cuenca de Macuspana Marina y Cuenca Le-Acach.

Los transectos con estructuras orientadas NW-SE muestran a nivel del Mioceno Tardío y Plioceno-Pleistoceno, los rasgos tectónicos sedimentarios definidos como Cuenca de Macuspana Marina y Cuenca Le-Acach; esta última conocida anteriormente como Cuenca de Comalcalco Marina, la cual se separa porque la edad y origen es totalmente diferente a la Cuenca de Comalcalco Terrestre. De acuerdo con el modelo geológico interpretado, se considera que bajo la columna terciaria de la Cuenca de Macuspana Marina no existen rocas mesozoicas, debido a que fueron desprendidas y desplazadas hacia el occidente a partir del borde de la plataforma carbonatada cretácica, a manera de rampas tectónicas que resbalaron sobre el nivel de la sal jurásica autóctona, como consecuencia de la actividad tectónica que originó estructuras de tipo extensional que originó un sistema de fallas normales de crecimiento en el borde oriental de la cuenca

desde el Mioceno Tardío al Plioceno Temprano; forma parte de un sistema contraregional que tubo actividad en el borde occidental durante el Plioceno Medio; generando ambos sistemas el levantamiento de las secuencias Mioceno-Plioceno en el centro de la cuenca.

En el extremo occidental del Cinturón Plegado de Akal, se tienen grandes fallas normales que permitieron el crecimiento y desarrollo de gruesos espesores de sedimentos siliciclásticos, formando la cuenca de Le-Acach durante el Plioceno Tardío-Pleistoceno. Esta cuenca está limitada al occidente por fallas regionales, al norte termina entre el campo Manik y el pozo Yaxiltun-1, mientras que al sur está limitado por el alto Yaxche-Kinil; este último rasgo la separa de la Cuenca de Comalcalco.

2.5.1.4 Cuenca Salina del Istmo.

Esta cuenca se caracteriza por gruesos espesores de sal alóctona en forma de "canopies", de diapiros evolucionados y despegados, emplazados dentro de las secuencias del Jurásico al Mioceno Tardío-Plioceno Temprano, que corresponden a la extensión hacia el mar del corredor salino conocido en Tierra como Salsomera. Por otra parte, hacia la porción suroriental y norte del Proyecto Coatzacoalcos a nivel del Neógeno, se reconoce un estilo estructural caracterizado por un sistema de fallas normales regionales, que está ligado con la evolución tectónica de la sal alóctona y el desarrollo de subcuencas dentro de la Cuenca Salina del Istmo. Este sistema tectónico sedimentario, es la continuación hacia el mar, del mismo sistema que formó la Cuenca de Comalcalco durante el Mioceno Tardío-Plioceno Temprano y que alcanzó el área marina durante el Plioceno Medio, avanzando en tiempo y espacio hacia aguas más profundas en el Plioceno Tardío-Pleistoceno con la formación de cuencas por desalajo de sal, una de ellas definida como la Cuenca de Pescadores. Estas cuencas evolucionaron sobre una "canopy" en forma de lengua de sal, que tuvo un movimiento lateral a niveles más someros como respuesta a la carga litostática.

2.5.2 Principales Rasgos Estructurales de Ku-Maloob-Zaap.

Los rasgos estructurales que forman las trampas en las que se alojan los yacimientos de Ku-Maloob-Zaap en el Mesozoico y Cenozoico, son producto de diferentes fases de deformación que originaron estructuras de plegamiento, fallamiento inverso, fracturamiento, etc. También se observan sistemas de fallas normales dentro del paquete pre-deformación Mioceno. Las estructuras características en KMZ, se han agrupado de acuerdo a sus características en los siguientes 7 tipos:

- Fallas de desplazamiento lateral.
- Estructuras de cabalgamiento.
- Fallas Antitéticas.
- Fallas inversas y pliegues.
- Superficie de erosión.
- Fallas normales.
- Estructuras producidas por gravedad.

La figura 2.27 corresponde con una sección sísmica representativa de KMZ en la que se pueden observar 13 estructuras típicas.

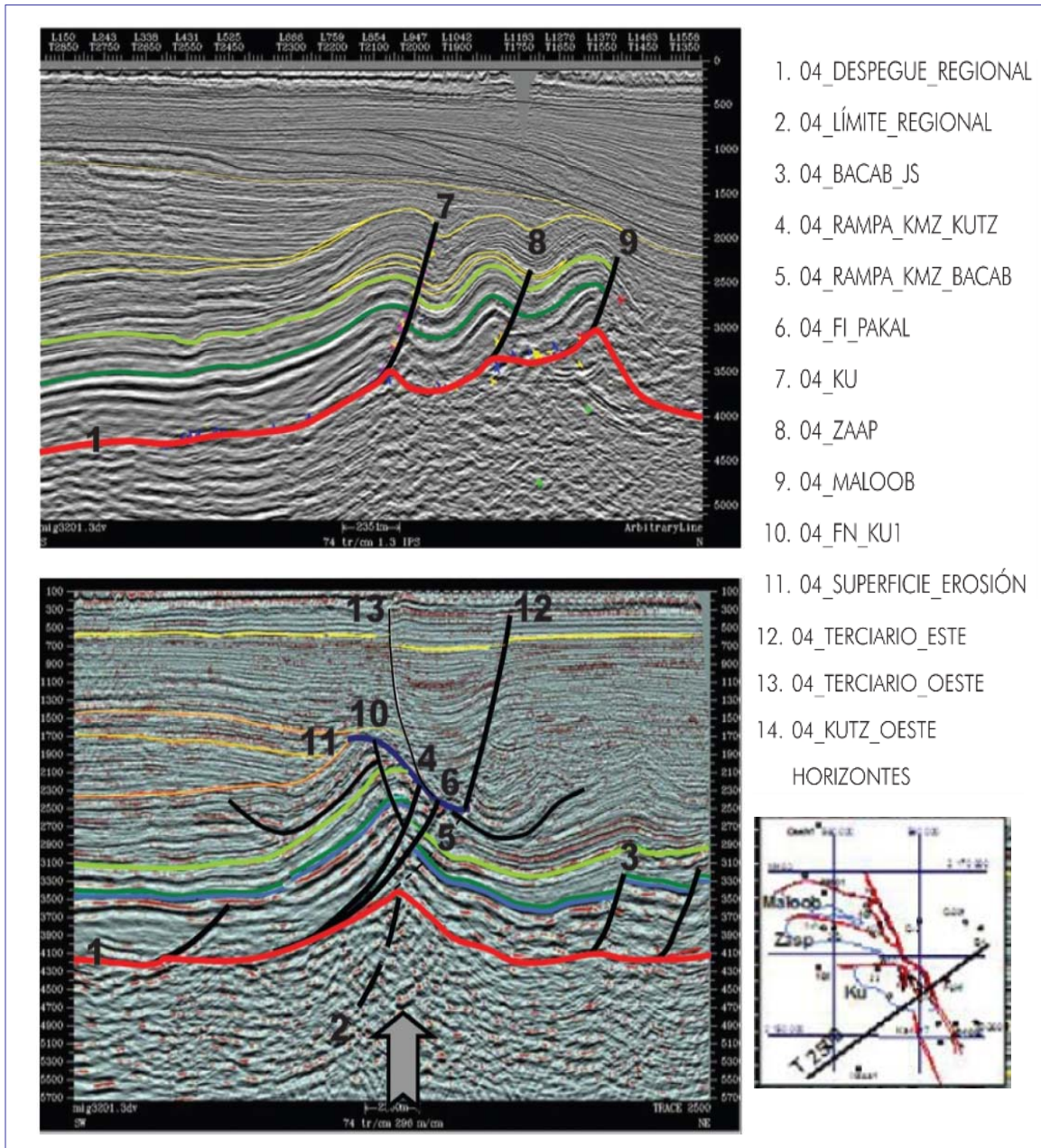


Figura 2.27. Interpretación sísmica de la traza 2500, donde se observan las estructuras presentes en los yacimientos de Ku-Maloob-Zaap (PEMEX 2006).

2.5.2.1 Falla de Desplazamiento Lateral.

La principal falla de este tipo se denomina Límite-Regional, es probable que esta falla este relacionada con varias fallas paralelas, pero debido a que la resolución de la información sísmica en esta zona de fallas es muy compleja, se infiere que se trata de una zona principal de desplazamiento de cizalla integrada por fallas

de desplazamiento lateral derecho, Dicha zona de fallas tiene una orientación NW-SE (Azimut 330°), además la zona de fallas de desplazamiento presenta cabalgamiento, como se manifiesta en la repetición de formaciones Cretácicas en los pozos Ku-89, Pakal-1 y Ku-407.

2.5.2.2 Estructuras de Cabalgamiento.

El efecto del esfuerzo compresivo principal generó cabalgamientos, los cuales están presentes por lo menos desde Ku hasta Maloob, en el campo Ku es más evidente dicho cabalgamiento, ya que ha sido posible interpretar una estructura duplex o cabalgamiento imbricado.

De acuerdo con Murillo y Figueroa (2004), la carpeta sedimentaria dentro de la Sonda de Campeche se desplazó originalmente hacia el norte cuando actuaron los esfuerzos compresivos, encontrando resistencia en las proximidades del Bloque de Yucatán, donde ocurrió una segmentación vectorial de los esfuerzos, ocasionando una compresión neta con cabalgamiento en el área de Cantarell, y desplazamiento lateral en el área Ku-Maloob-Zaap, como consecuencia, los cabalgamientos de Ku y del alto estructural de Maloob son de escala muy inferior al de Cantarell sobre Sihil, y por lo mismo la deformación interna no es comparable. Es importante considerar que la orientación de las estructuras en Ku y Maloob están influidas por la ubicación dentro de la principal zona de desplazamiento, no obstante, todas las estructuras plegadas y cabalgadas son el producto del mismo sistema de esfuerzos compresivos regionales que originaron estructuras con características de Fault bend Fol., y en el caso de Ku y Akal con formación de duplex o cabalgamientos imbricados.

2.5.2.3 Fallas Antitéticas.

Se presentan en dirección NW-SE, con dirección de inclinación opuesta pero paralela a la falla Ku-Maloob-Zaap, también se presentan fallas antitéticas inversas en el campo Kutz y en el alto estructural de Maloob, denominado como 04_Kutz_Oeste y 04_Ku_487, respectivamente (Figura 2.27). Dichas fallas antitéticas parecen ser el resultado de la compresión y el desplazamiento de los paquetes sedimentarios, lo cual provocó su expulsión anticlinal segmentada, paralelamente a la zona de desplazamiento, con estructuras positivas simples.

2.5.2.4 Fallas Inversas y Pliegues.

Las fallas inversas están orientadas WNW-ESE, corresponden con los flancos al norte de cada una de las estructuras anticlinales de los campos KMZ. Los pliegues sinclinales y anticlinales asimétricos constituyen el componente estructural de las trampas de hidrocarburos. Las tres fallas inversas principales de KMZ, están dispuestas en los ángulos oblicuos de la falla de desplazamiento (límite regional) a rumbo en un patrón de echelon (Figura 2.27). En estas fallas inversas se han cartografiado saltos en la dirección del echado de hasta 600 m en Ku, 200 m en Zaap y 600 m en Maloob. El estilo estructural que presentan las fallas inversas parecen haberse desarrollado como resultado de fallas de desprendimiento, por el mismo efecto de esfuerzos compresivos que provocó el acortamiento estructural N-S, que generaron los pliegues que constituyen las estructuras anticlinales almacenadoras de hidrocarburos.

2.5.2.5 Superficie de Erosión.

El límite superior de las estructuras compresivas a lo largo de la principal zona de desplazamiento, se presenta truncado a causa de una superficie de erosión (discordancia) de amplia distribución dentro del área

de estudio. Los cabalgamientos a lo largo de la principal zona de deslizamiento presentan una superficie de erosión sindeformacional; por lo que se le clasifica a este tipo particular de estructura como un cabalgamiento emergente; este rasgo de estructuras no lo presentan los pliegues que forman las estructuras de KMZ en el sentido longitudinal, donde sus respectivas fallas inversas no emergen. La superficie de mayor erosión se presenta hacia el área de Maloob, sin embargo, el relieve estructural y las formaciones rocosas erosionadas son menores, en tanto que hacia el campo Ku la erosión afecta rocas del Eoceno, y hacia el campo Kutz la erosión llega a afectar rocas Cretácicas, esto hace suponer que la erosión afectó las regiones más elevadas topográficamente, es decir la superficie de erosión en el área de estudio se asocia con la denudación de los relieves topográficos elevados. También es posible que la erosión haya sido consecuencia de la formación de un canal submarino, sin embargo esta posibilidad no ha sido justificada, ya que no se tiene los suficientes datos sísmicos para su validación.

2.5.2.6 Fallas Normales.

En los campos de Ku-Maloob-Zaap y Cantarell, se encuentran distribuidas las fallas normales, de manera perpendicular a las fallas inversas principales (Figura 2.27); son el producto de un efecto de extensión o de relajamiento tectónico en dirección opuesta a la compresión. Para el campo Ku, las fallas normales se presentan en la cresta de la estructura, son previas a la superficie de erosión y corresponde a fallas con rumbo NNW-SSE, formando pequeños complejos de fallas que cortan los yacimientos del Eoceno al Kimeridgiano, con saltos de 50 a 100 metros. En la figura 2.27 se presenta la falla normal más cercana a la principal zona de desplazamiento, denominada 04_FN-Ku3, la cual en su parte superior se intersecta y termina en la superficie de erosión, en tanto que en su parte inferior está en contacto con la falla inversa que actúa como rampa para el campo Ku sobre Akal.

2.5.2.7 Estructuras Producidas por Gravedad.

En el área de estudio se han reconocido algunas estructuras tipo cabalgamiento que no son producto directo de la compresión tectónica o de intrusiones de sal o arcilla, sino que están asociadas con estructuras resultantes del desplazamiento de bloques por gravedad provenientes de altos topográficos, estas estructuras se han reconocido por otros autores en localidades diferentes al área de estudio, como estructuras formadas por deslizamiento gravitacional (gravity-driven structures). En la porción donde se localizan los campos de Ku y Kutz, es muy frecuente observar bloques que han sido removidos o deslizados por gravedad hacia los flancos que constituyen el anticlinal de Ku-Kutz originados por la ya conocida tectónica compresiva.

2.6 MODELO GEOLÓGICO ESTRUCTURAL DE KU-MALOOB-ZAAP.

El modelo estructural propuesto para los campos de KMZ y Cantarell, considera la presencia de dos elementos fundamentales, el Bloque de Yucatán y la dirección del esfuerzo Compresivo a los que se debe añadir otros dos factores indispensables, la columna sedimentaria y la sincronía de eventos (Figura 2.28).

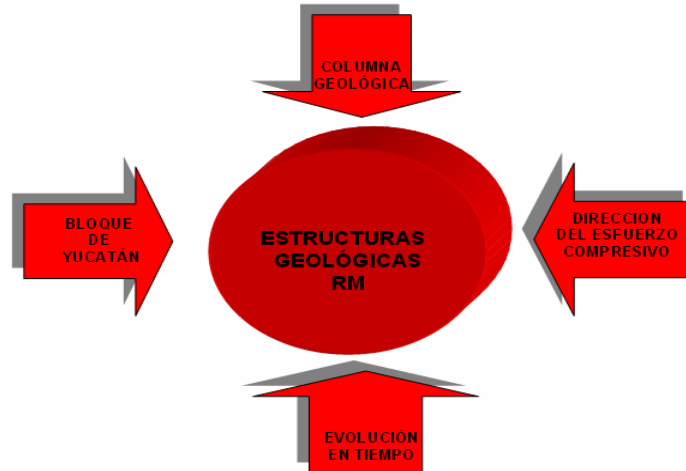


Figura 2.28. Elementos que participaron en la formación de las estructuras de KMZ y Cantarell (PEMEX 2004).

2.6.1 Bloque de Yucatán.

El bloque de Yucatán se clasifica como una micro placa continental (Figura 2.29), que cubre 450,000 km² en el sur de México, el norte de Guatemala y el norte de Belice (Joshua H. 2002); está conformado por un alto topográfico de basamento cristalino que ha sido un paleoelemento de estabilidad tectónica desde el Triásico hasta el presente; esto ha permitido condiciones de estabilidad para un ambiente esencialmente carbonatado, dando lugar al depósito de gruesos espesores de rocas químicas en dicho elemento. La dinámica del Bloque de Yucatán ha jugado un papel importante al delimitar los paquetes de sal durante el Calloviano-Oxfordiano y actuar como un contrafuerte en los procesos de deformación, ocasionados por los esfuerzos compresivos que han actuado desde el Cretácico Superior al Reciente, los cuales se asocian a la formación de pilares en la Sonda de Campeche y a las deformaciones que presentan las Cuencas Terciarias del Sureste de México.

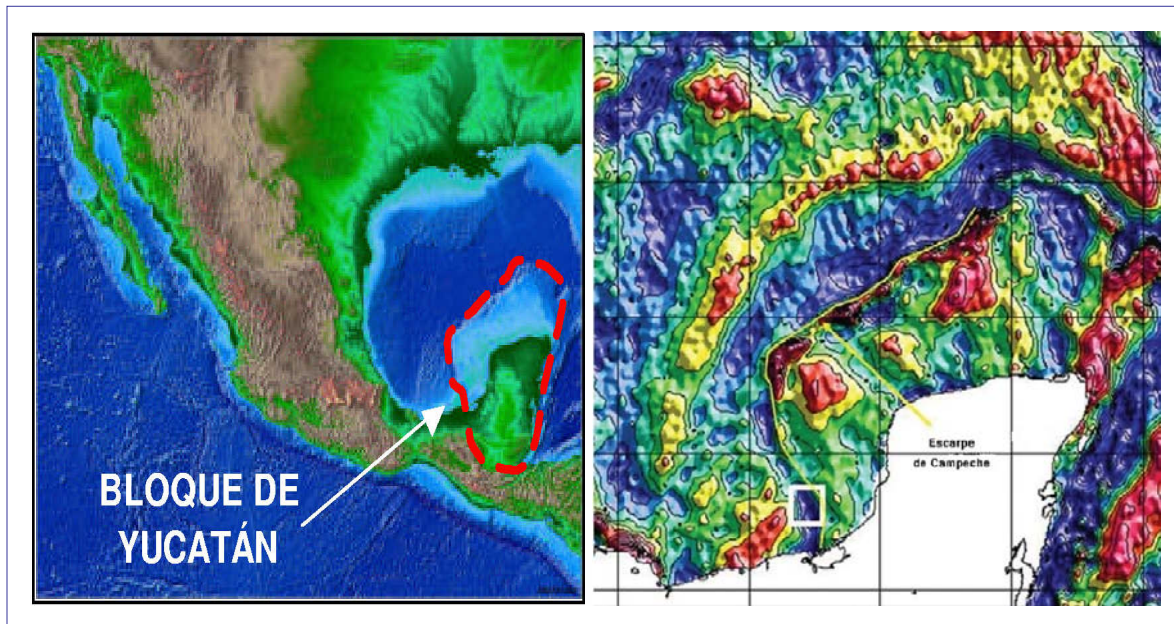


Figura 2.29 Localización del Bloque de Yucatán y levantamiento gravimétrico que muestra el contorno y relieve del alto topográfico, en donde los colores claros representan los altos del basamento y los colores oscuros las depresiones (Murillo A., Figueroa C., 2005).

Desde el Jurásico Tardío hasta principios del Eoceno, el Bloque de Yucatán ha registrado varios cambios de deposición y del nivel del mar, en el que fueron depositados gruesos espesores de carbonatos (dolomía/caliza) en el Jurásico-Cretácico y evaporitas (yeso/anhidrita) en el Jurásico, que han contribuido a los procesos de deformación de toda la columna sedimentaria (Figura 2.30), que originaron trampas que es donde se ubican las estructuras productoras de hidrocarburos en KMZ y la Sonda de Campeche.

En la sección geológica esquemática de la figura 2.30 con dirección SW-NE, se muestran las secuencias que caracterizan al bloque de Yucatán. En la parte alta del basamento se tienen los espesores mayores de carbonatos con poca deformación, y hacia la zona de depresión se tiene la mayor deformación, esto refleja las diferentes respuestas del paquete sedimentario a los esfuerzos, y a el equilibrio isostático, el cual permite interpretar la presencia de una raíz profunda y a una depresión corresponde una raíz somera, dando como resultado mayor resistencia a la deformación en la parte alta del basamento.

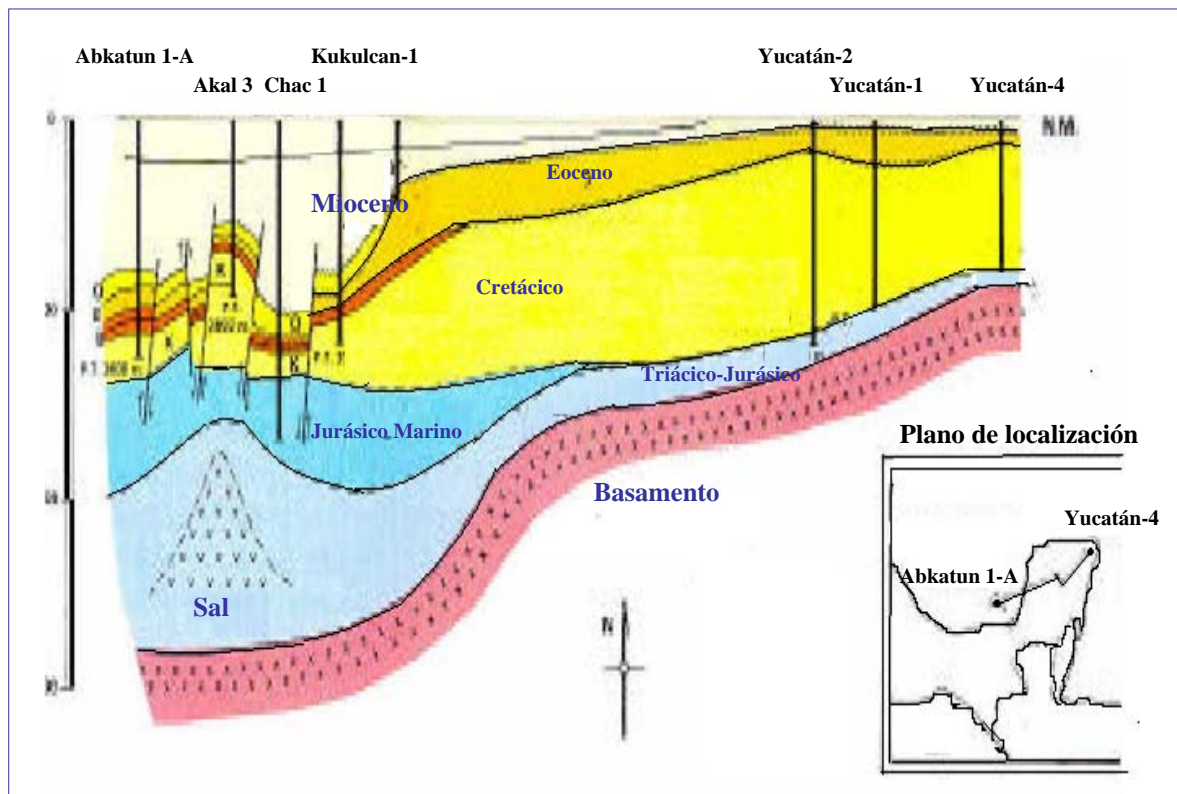


Figura 2.30. Sección Estructural Regional (Pemex Exploración y Producción, 2004). Ya estoy Mejorando la calidad de la imagen.

La margen sur del bloque de Yucatán fue comprimido contra el Bloque de Chortis en el Cretácico Tardío, lo que provocó que algunos segmentos de Yucatán fueran desplazados al oriente por movimientos izquierdos en el sistema de fallas Motagua-Polochic entre el Mioceno y el Reciente. La margen oriental del bloque fue cercenado en el Paleógeno por movimientos izquierdos, causados por el desplazamiento del Arco Cubano hacia el norte, por lo cual se encuentran fragmentos desplazados de Yucatán en el occidente de Cuba (Iturralde-Vinent, 1994). Algunos de los eventos deformacionales que han tenido mayor influencia sobre las estructuras de KMZ relacionados con el bloque de Yucatán son:

- I. El rifting que desde el Triásico Tardío hasta el Jurásico Medio provocó la apertura del Golfo de México y el desplazamiento del bloque de Yucatán a su actual posición.

- II. La colisión con Chortis en el Cretácico Tardío que generó deformación de los yacimientos de KMZ y Cuencas Terciarias como cabalgamientos y sistemas de fallas.
- III. El impacto del meteorito en el límite Cretácico-Terciario (K/T) que formó la brecha Cantarell, y también se cree terminó con Dinosaurios, algunas especies de amonitas y muchos otros organismos del continente y de los océanos.

2.6.1.1 Límites del Bloque de Yucatán.

Los límites del bloque de Yucatán hacia la parte occidental en la porción marina, se localizan en la zona de los yacimientos petroleros de la "Región Marina" y coincide con el límite entre los bloques Ku-Maloob-Zaap y Bacab (Figura 2.14). Para la porción terrestre los límites del bloque de Yucatán se extienden desde la Sonda de Campeche hacia el S-SW, conformando una falla transcurrente derecha denominada Falla Xicalango-Cantarell, la cual cruza por los estados de Campeche y Tabasco, alcanzando incluso el norte de Chiapas que es donde cambia de dirección hacia el este, atravesando Guatemala y Belice, correspondiendo con el límite norte del cinturón plegado de Chiapas nombrado como Montañas de Oriente (Figura 2.31).

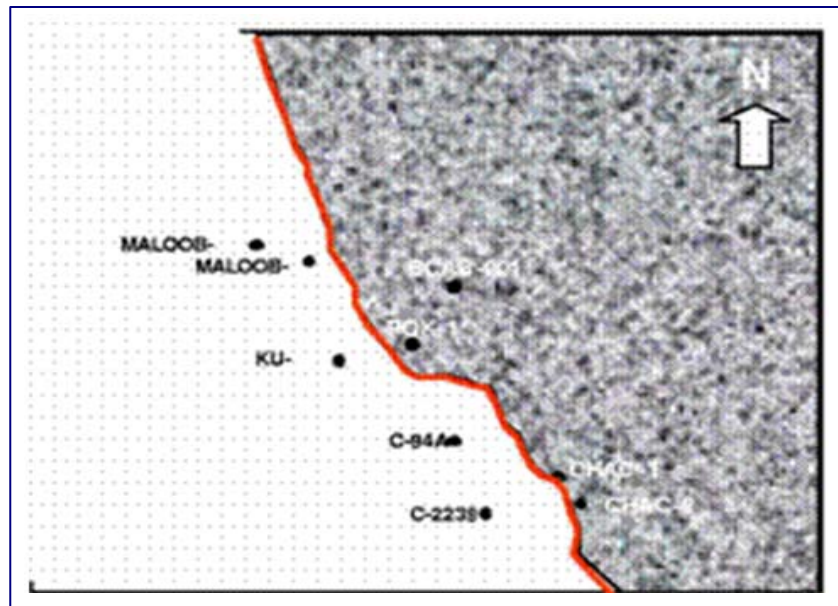


Figura 2.31. Límites del bloque de Yucatán en la porción marina, los principales campos de KMZ y Cantarell se encuentran fuera del bloque (PEMEX, 2004).

2.6.2 Esfuerzo Compresivo.

La dirección del esfuerzo compresivo SW-NE, responde principalmente a la subducción de la Placa de Cocos frente a las costas de Chiapas y Oaxaca y al límite de desplazamiento lateral entre la Placa Norteamericana y la Placa de Caribe. La interacción del esfuerzo compresivo y la presencia del Bloque de Yucatán, generaron la deformación de los paquetes sedimentarios y la descomposición del esfuerzo en dos fuerzas resultantes principales, una hacia el oriente, dando lugar al sistema transcurrente conocido como Motahua-Polochic, y otra con dirección SW-NE generando la falla de transcurrente llamada Xicalango-Cantarell (Valencia-Albarrán, IMP); y en cuya traza el Servicio Sismológico Nacional ha registrando desde hace tiempo focos sísmicos, lo que indica que la falla está activa (Figura 2.32).

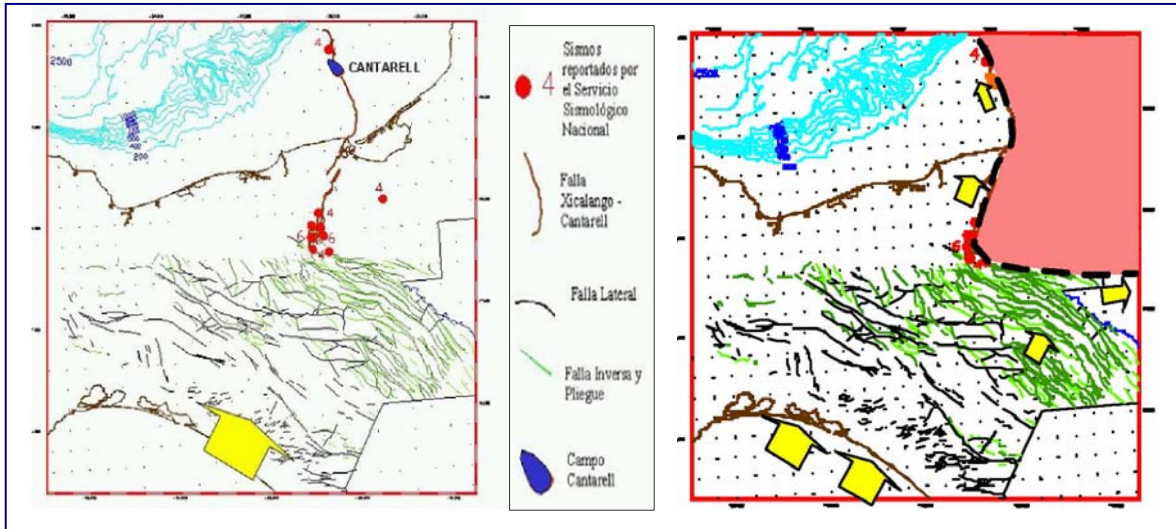


Figura 2.32. Dibujos que muestran de manera esquemática la ubicación regional de los esfuerzos compresivos y estructuras resultantes, los puntos indican los focos sísmicos sobre la falla lateral (PEMEX 2004).

2.6.3 Columna Geológica.

La columna geológica tipo para la Sonda de Campeche comprende depósitos salinos del Calloviano; depósitos marinos de alta energía en el Jurásico; areniscas, grainstones de oolitas carbonatadas en el Cretácico y siliciclásticos del Terciario Temprano hasta el Reciente. La columna geológica está afectada por cuatro eventos tectónicos principales (Figura 2.33, 2.34), que continuación se describen:

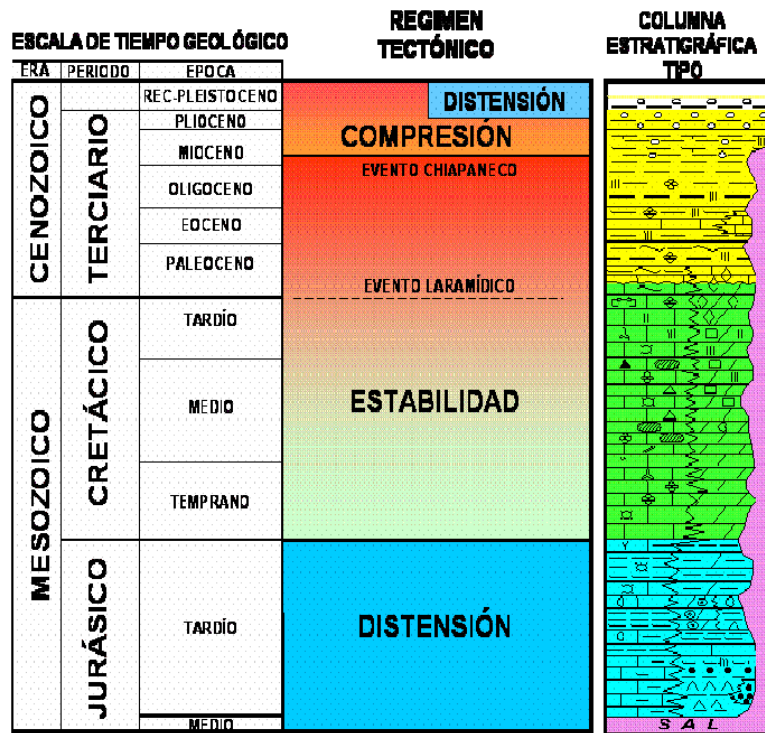


Figura 2.33. Régimen Tectónico de la zona de Ku-Maloob-Zaap (PEMEX 2004).

2.6.3.1 Evento Distensivo (1).

Esta etapa ocurrió a finales del Triásico y en el Jurásico, originando bloques escalonados (medios gravens) separados por fallamiento normal, que se describe como Tectónica de dominó, presentando un buzamiento preferencial hacia el Este-Sureste (Figura 2.34). Muchos autores consideran que esta etapa relacionada con la apertura del Golfo de México (Rifting) está identificada por los datos sísmicos de un reflector de baja frecuencia que es correlacionable en casi todos los campos de la Región Marina.

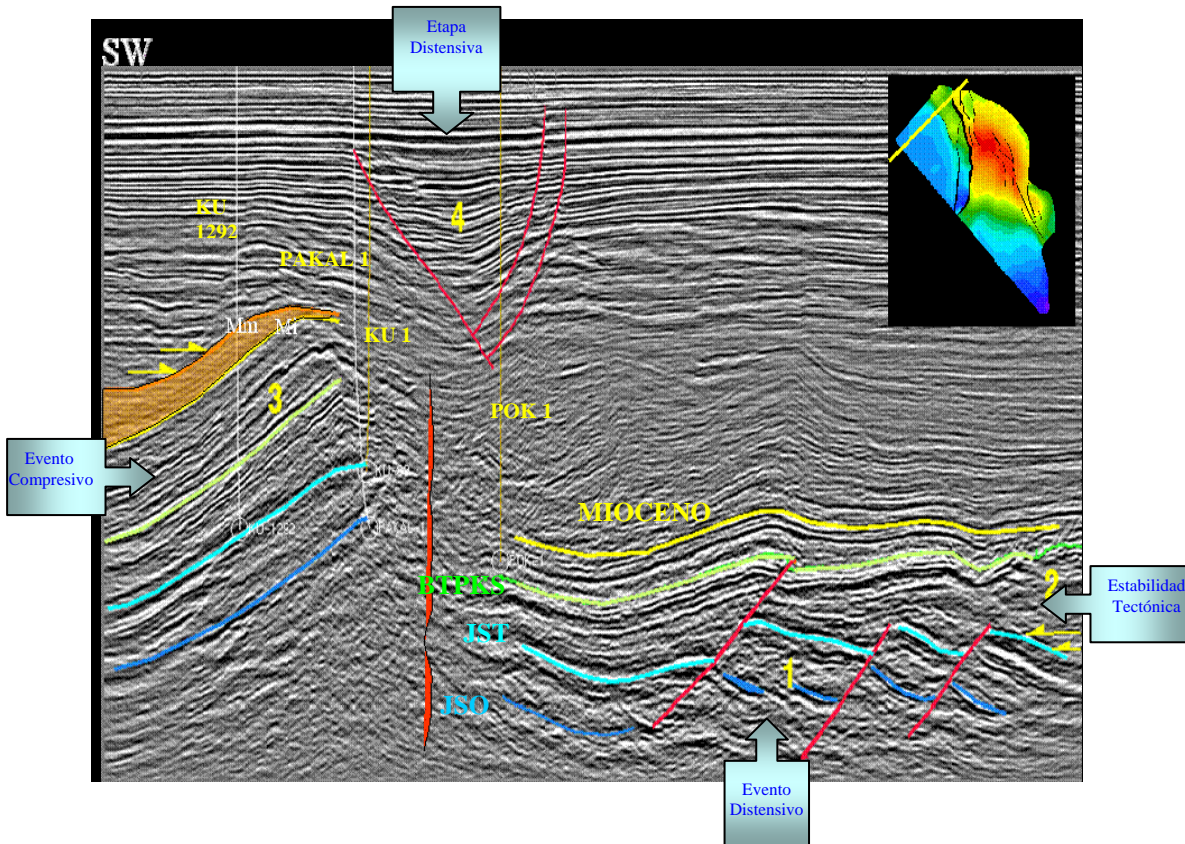


Figura 2.34. Línea sísmica tipo en donde es posible distinguir las cuatro etapas tectónicas del modelo geológico estructural propuesto para KMZ (PEMEX, 2006).

2.6.3.2 Estabilidad Tectónica (2).

Es durante esta etapa donde se desarrollan los grandes depósitos carbonatados a nivel mundial y en muchas plataformas de México; ocurre desde el Cretácico Temprano hasta la cima del Mioceno Temprano. En la información sísmica esta etapa se reconoce por el paralelismo y continuidad de sus reflectores, condiciones que confirman un periodo tectónicamente estable (Figura 2.34).

El evento orogénico Laramídico de fines del Cretácico y principios del Terciario tiene poca repercusión en los patrones de depósito de esta zona. Dentro de esta etapa es posible distinguir superficies de erosión en rocas del Eoceno y Oligoceno que fueron deformadas por eventos tectónicos posteriores. Es de mencionarse que en esta zona, el Límite K-T (Cretácico Terciario) se muestra como un cambio litológico, pasando de un ambiente carbonatado a un ambiente siliciclástico, con su correspondiente cambio microfaunístico, pero

conservando los patrones de paralelismo y horizontalidad, lo que indica continuidad en las condiciones tectónicas, pero cambio absoluto en las condiciones paleoambientales.

2.6.3.3 Evento Compresivo (3).

Inicia al fin del Mioceno Temprano, prolongándose hasta el fin del Mioceno Medio, afectando prácticamente toda la secuencia sedimentaria desde el Jurásico hasta el Mioceno Temprano. Durante esta etapa se formaron las principales estructuras que constituyen los yacimientos de Hidrocarburos en la Sonda de Campeche. Este evento es distinguible en las facies sísmicas por la presencia de onlapamientos y cambios de espesor (Figura 2.34), indicativos de depósitos sinsedimentarios. Algunas fallas normales preexistentes de la morfología jurásica, fueron reactivadas por este sistema de esfuerzos provocando su inversión tectónica.

2.6.3.4 Etapa Distensiva (4).

Esta etapa es el resultado de la descomposición del vector principal del esfuerzo compresivo, que originó una etapa de extensión que esta condicionada por la geometría del límite del Bloque de Yucatán sobre la que actuó, dando como resultado en esta zona la formación de cuencas sedimentarias en el Neógeno, que a nivel regional corresponden a las Cuencas de Comalcalco y Macuspana, cuyos límites oriental y occidental respectivamente, definen el pilar Reforma-Akal. A nivel de los campos de este estudio, el límite Oeste del Campo Cantarell corresponde al límite Este de una cuenca local. Esta etapa es distinguible en los depósitos del Neógeno como fallamiento normal en dirección preferencial NE-SW (Figura 2.34);

El análisis evolutivo de las estructuras geológicas fue efectuado en el campo Ku, debido a la mejor calidad de la información y a que es una estructura con suave relieve. En los patrones de facies sísmicas de los depósitos del área de KMZ, es posible distinguir las cuatro etapas tectónicas descritas. A partir de la línea sísmica tipo de la figura 2.34, se interpretaron los patrones de sedimentación relacionados a los diferentes eventos tectónicos; hasta la cima del Mioceno Inferior se observa paralelismo y en su parte superior se tiene, la presencia de onlaps correspondientes a eventos sintectónicos. Durante el Mioceno Medio y Superior se aprecia un depósito sedimentario sincrónico a la deformación, esto se identifica en el cambio de espesor del paquete con límite superior. Los onlapamientos en esta parte son reflejo del término de la actividad compresiva al final del Mioceno Tardío, por último es posible identificar la etapa de distensión del Pleistoceno a través del fallamiento normal que disloca a los paquetes de rocas sedimentarias.

2.6.4 Estructuración del Modelo de Ku-Maloob-Zaap.

Como resultado de la interpretación sísmica del área de estudio, es posible reconocer dos patrones de depósito y deformación; uno correspondiente a sedimentos depositados sobre el bloque de Yucatán caracterizado por la horizontalidad y espesor del paquete sedimentario Cenozoico; y otro depositado sobre la porción colindante que corresponde al campo Cantarell, afectado por procesos de deformación, reflejándose esta condición en la presencia de superficies de erosión, acuñamientos y variación de espesores.

El límite entre estas dos áreas con estilo de deformación diferentes fue identificado en los levantamientos sísmicos, dando como resultado una línea que lo define y que constituye el borde del Bloque de Yucatán en el área de los yacimientos de Ku-Maloob-Zaap (Figura 2.35).

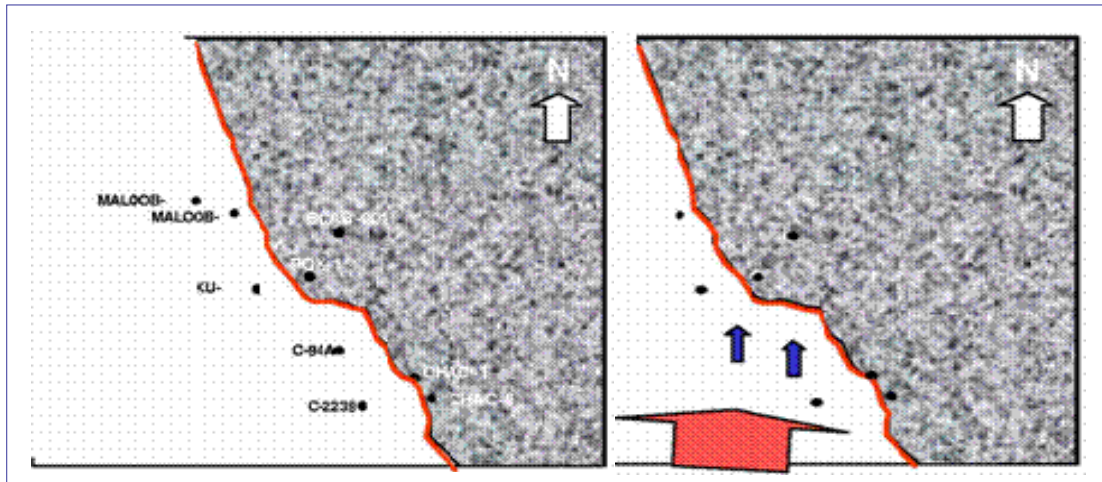


Figura 2.35. Límite del Bloque de Yucatán y dirección del esfuerzo Compresivo. Como son apreciables en la figura, los principales campos KMZ y Cantarell, se localizan fuera del Bloque de Yucatán (Murillo A., Figueroa C., PEMEX 2005).

Considerando las evidencias en los ejes de las estructuras de KMZ y Cantarell la dirección del esfuerzo compresivo que las originó, se interpreta que fue predominantemente en dirección SW-5°-NE, con sentido hacia el NE, impactando el extremo norte del campo Cantarell (Figura 2.35), como consecuencia del límite del Bloque de Yucatán en esta porción del campo Cantarell, el esfuerzo compresivo se dividió en dos vectores con ángulos resultantes de 155° y 85° (Figura 2.36).

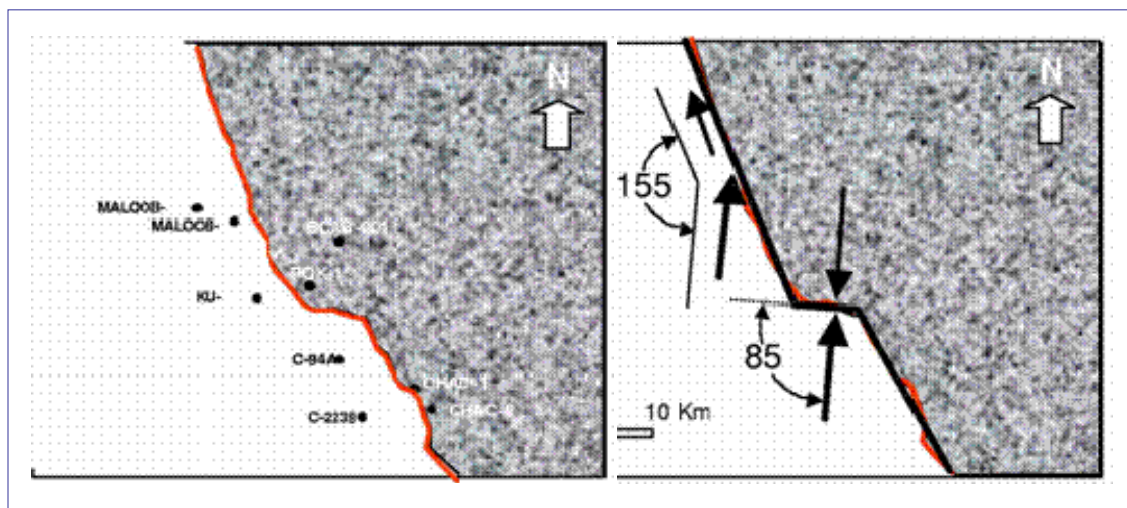


Figura 2.36. Descomposición del Vector fuerza de acuerdo al modelo propuesto (Murillo A; Figueroa C., PEMEX 2005).

El primer ángulo resultante de 155°, en la porción mayor, dio como resultado la descomposición del vector fuerza en dos direcciones, generando el desplazamiento hacia el NW del paquete sedimentario en dirección paralela al límite y dando lugar a la aparición de una zona de ruptura, la cual compensó la compresión relajando los esfuerzos (Figura 2.37-a).

El segundo ángulo resultante, de 85°, en el segmento frente al límite norte del Campo Cantarell, generó, en una primera etapa, deformación en lo que ahora conocemos como la estructura Sihíl (Figura 2.37-a). Posteriormente, al continuar el esfuerzo compresivo, tuvo lugar la aparición, en la parte sur de la estructura,

de un plano de ruptura a nivel de rocas del Eoceno-Oligoceno (Figura 2.37-b), que permitió el cabalgamiento que compensó la compresión y dio lugar a la formación de la estructura Akal. Lo anterior se ilustra en las figuras 2.37-a - 2.37-c.

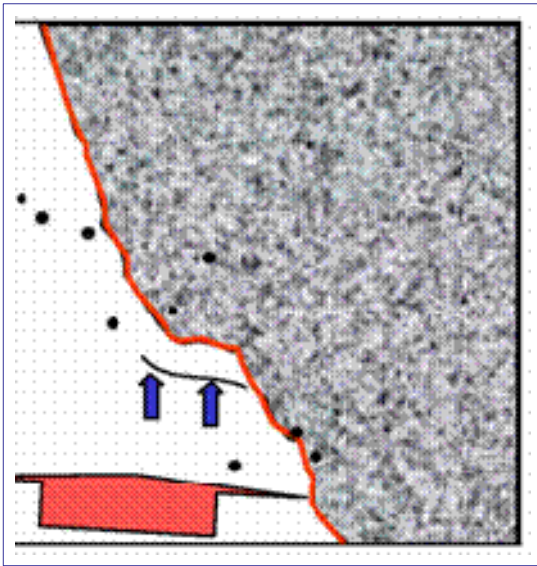


Figura 2.37 a. Inicio de la estructuración formando lo que constituirá la estructura de Sihil. (Murillo, Figueroa, PEMEX 2005).

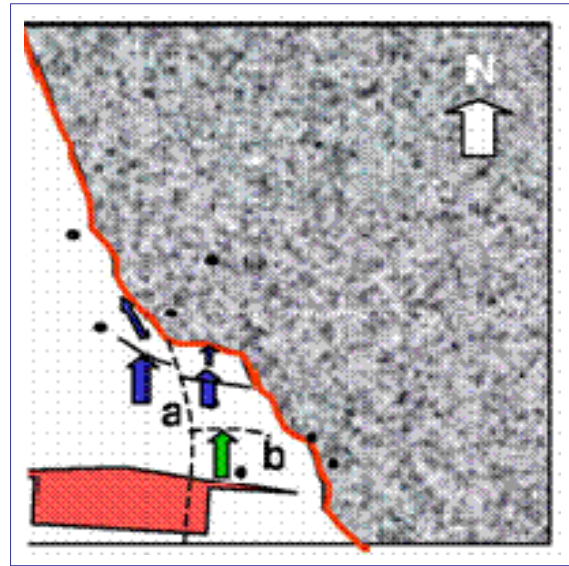


Figura 2.37 b. Aparición de las zonas de Ruptura: a) Falla de Transcurrencia, b) Falla Sihil. (Murillo, Figueroa, PEMEX 2005).

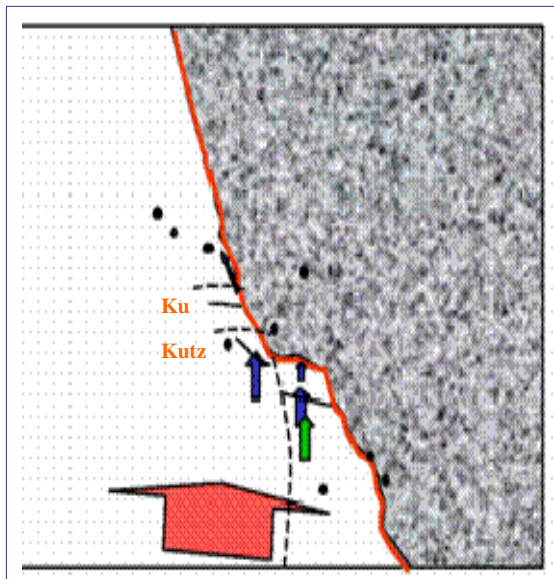


Figura 2.37-c. Inicio del Cabalgamiento Cantarell-Sihil, y formación de la estructura Kutz y Ku (Murillo, Figueroa, PEMEX 2005).

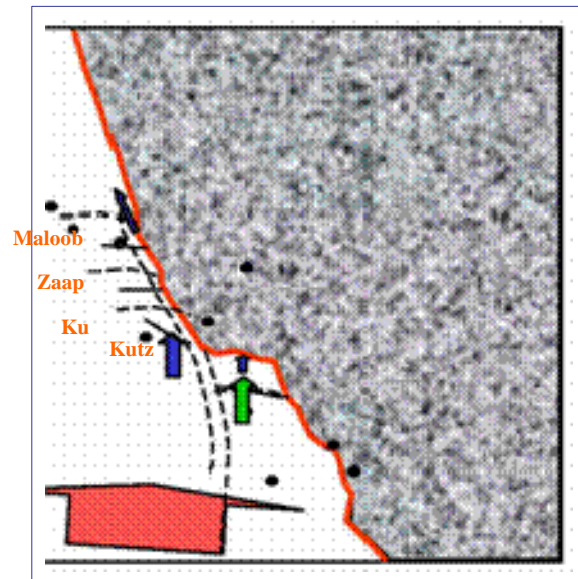


Figura 2.37-d. Finalización del Cabalgamiento Zaap y Maloob (Murillo, Figueroa, PEMEX 2005).

Como resultado de los sistemas de esfuerzos antes descritos se desarrollaron las estructuras del área de estudio se pueden separar en cuatro patrones de deformación diferentes (Figura 2.38):

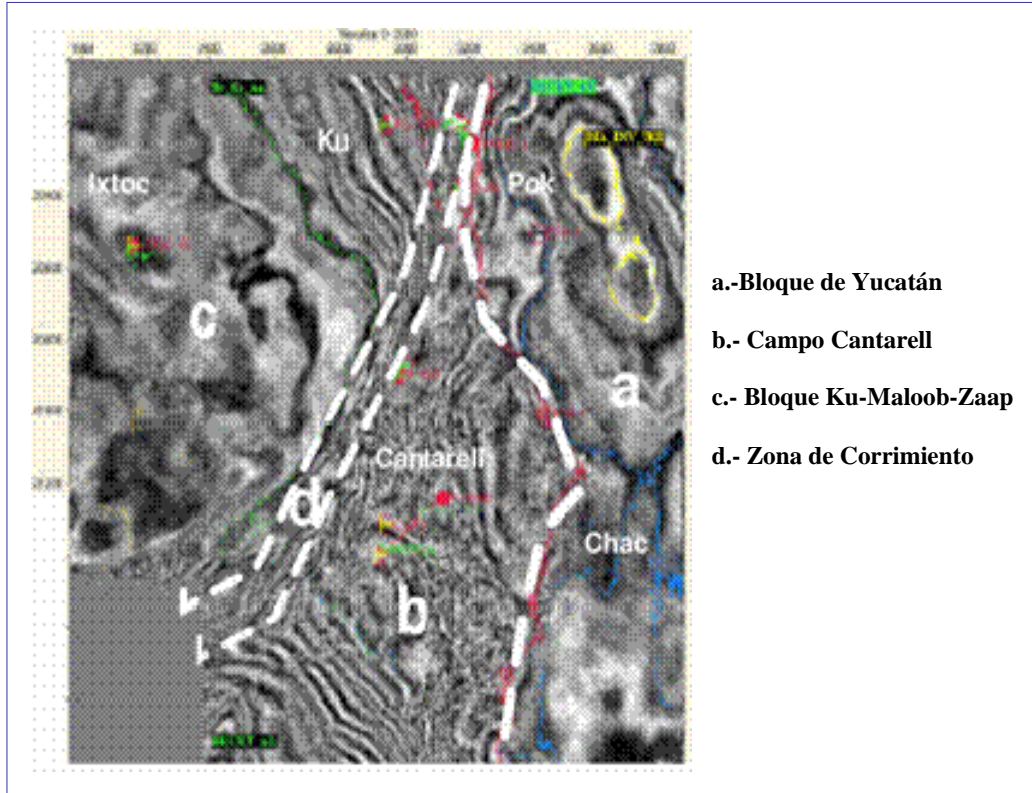


Figura 2.38. Corte en tiempo a 3000 mts, mostrando la diferencia en los estilos de deformación correspondiente a cada zona en la Sonda de Campeche (PEMEX, 2004).

Finalmente, podemos calcular que la longitud estimada para el cabalgamiento (desplazamiento neto) de la estructura de Cantarell Sobre Sihil es de 10 a 12 Km, lo cual es cercano a los 12-13 Km de desplazamiento horizontal que presentan las cimas de las estructuras Sihil y Ku. El efecto combinado de los elementos que interactuaron en el área de estudio, originaron corrimiento en los tres altos estructurales de KMZ, los cuales se desplazaron a través de la zona de corrimiento mostrada en la figura 2.38.

2.7 EVOLUCIÓN TECTÓNICA ESTRUCTURAL.

Los campos de Ku-Maloob-Zaap corresponden con una de las áreas más complejas de la República Mexicana; esta complejidad se debe a que los movimientos de las placas tectónicas Norteamericana, del Caribe y de Cocos, convergen en esta región (Figura 2.39) desde el Oligoceno Tardío (Morán- Zenteno, 2000); además de los eventos tectónicos previos a este periodo.

La Placa Norteamericana tiene como rasgos tectónicos importantes la trinchera mesoamericana límite con la Placa de Cocos, tiene un movimiento relativo hacia el oeste respecto a la Placa del Caribe, la cual limita con el Sistema Motagua-Polochic hacia el sur. La placa de Cocos por su parte, se mueve hacia el noroeste en dirección a las dos primeras y sufre un proceso de subducción con respecto a las susodichas placas. El área que conforma los campos de KMZ y la Sonda de Campeche forman parte de la porción sur de la placa de Norteamérica, misma que al sureste limita con la placa del caribe por medio del sistema de fallas Motagua-Polochic.



Figura 2.39. Movimientos de las placas tectónicas (Aguayo- Camargo, 1996).

Las cuencas del sureste mexicano incluyendo el área de KMZ, evolucionaron mas intensamente a partir del Paleógeno, durante este tiempo se incrementó la interacción entre los elementos Tectónicos Bloque de Chortis, Macizo Granítico de Chiapas, Sierra de Chiapas y Bloque de Yucatán; posteriormente durante el Mioceno Inferior, el choque entre las placas de Cocos, Norteamérica y del Caribe determinaron la evolución tectónica de la región. Las estructuras resultantes de esta actividad tectónica durante el Mesozoico y Cenozoico presentan tendencias estructurales diversas, así como también edades de deformación diferentes. Por ejemplo, la Sierra de Chiapas esta constituida por rocas carbonatadas que varían en edad desde el Jurásico tardío hasta el Paleógeno, mismas que fueron deformadas durante el Mioceno Tardío, dando lugar a un conjunto de pliegues asimétricos orientados NW-SE y con una vergencia general al NE. Después de este evento orogénico, como resultado del desalojo de grandes volúmenes de sal y arcilla, se formaron cuencas extensionales cuya dirección de extensión está orientada casi a 90° de los ejes de los pliegues de la cadena plegada.

En la Sonda de Campeche se reconocen tres eventos geológicos regionales que involucran y explican con fundamento el origen de las Cuencas Mesozoicas y Cenozoicas del Sureste y particularmente las estructuras de Ku-Maloob-Zaap; estos eventos son:

- I. Rifting durante el Triásico y Jurásico Medio.
- II. Empuje salino sin-sedimentario.
- III. Periodo tectónicamente activo durante el Jurásico Tardío y pasivo en el Cretácico.
- IV. Compresión desde finales del Cretácico hasta el reciente.

2.7.1 Rifting Durante el Triásico y Jurásico Medio.

El fenómeno tectónico Rifting (Figura 2.40), ocurrió en distintas fases relacionadas a la apertura de Thetis durante el Triásico y la apertura del Atlántico y el Golfo de México durante el Jurásico (Quezada y

Sarmiento, 1987). El principal efecto de Rifting sucedió en el Jurásico Medio, mecanismo que explica la apertura del Golfo de México que comenzó con el desprendimiento y desplazamiento hacia el sur del bloque de Yucatán de la margen Noroccidental de la costa de Norteamérica; en este tiempo la sedimentación regional estuvo asociada a procesos que originaron hundimiento de bloques asociados a deformación extensional ocasionada por el desplazamiento divergente de las masas continentales que separo el Rifting.

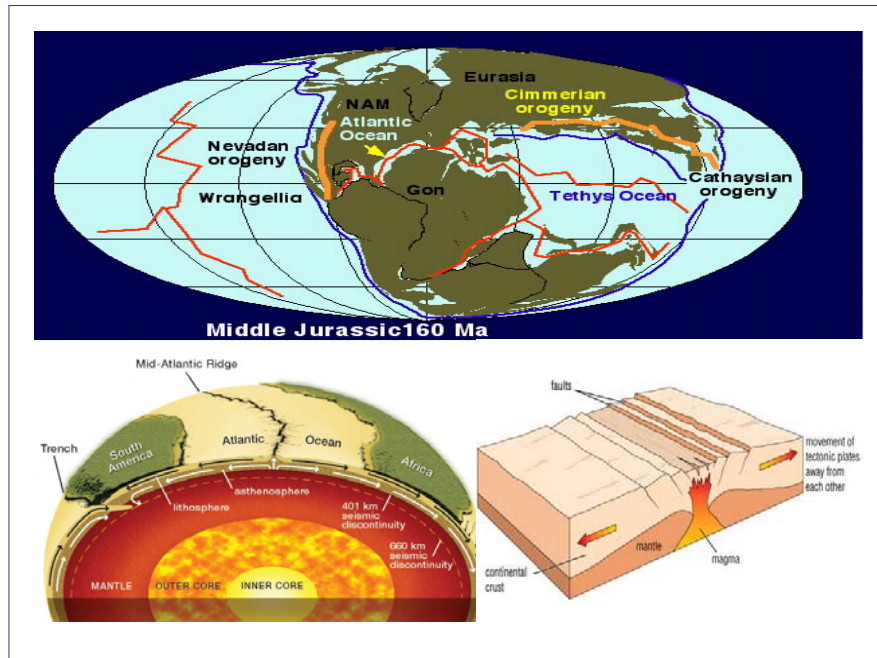


Figura 2.40. Modelo típico de Rifting y Paleogeografía del Jurásico Medio. Hace 160 Ma el rifting que afectó al continente Wrangellia, originó la apertura del Océano Atlántico y Golfo de México (Internacional Asociación de Sedimentología, 2001, <http://www.ias-2001.ethz.ch/>).

La etapa inicial de Rifting provocó fallas de tipo normal prácticamente verticales, dando lugar a una topografía regional de horst y grabens en el sur de México y en el área de KMZ.

El movimiento del Bloque de Yucatán hacia el sur se realizó a lo largo de dos sistemas de fallas transformantes que han recibido diferentes nombres por diversos autores, quienes también las han ubicado en sitios distintos, El sistema occidental fue denominado Falla Transformante Tamaulipas-Golden Lane-Chiapas por Pindell (1985), Falla Tamaulipas-Oaxaca por Robin (1982) y Padilla y Sánchez (1986). La falla Transformante Tamaulipas-Oaxaca tuvo un papel muy importante en la apertura y posterior evolución tectónica del Golfo de México porque explica el desplazamiento lateral del Bloque de Yucatán a lo largo del sector oriental de México durante el Jurásico Medio; falla que también explica el giro de 49° aproximadamente del bloque.

Los rasgos donde se presenta deformación con extensión más evidentes asociados con la apertura del Golfo de México, son observados en rocas Mesozoicas continentales del Triásico-Jurásico Medio, en la mayor parte de las trazas sísmicas del área de estudio; las rocas Jurásicas presentan un patrón de fallas normales, con orientación preferencial N-S, y además tienden al paralelismo tanto en orientación como en inclinación. Los espesores de depósitos sedimentarios en los campos de KMZ durante el citado evento tectónico presentan diferencias considerables a uno y otro lado de las fallas normales. Lo mismo ocurre a lo largo de la falla de desplazamiento principal, de tipo lateral derecha denominada como "límite regional", la cual delimita los campos Ku-Malob-Zaap y Bacab-Pack de la porción de Akal-Cantarell (Figura 2.41); en este caso se sabe que los bloques están desplazados lateralmente a lo largo de dicha falla, sin

embargo es muy probable que esta zona originalmente correspondiera a una falla normal originada en el Jurásico que se reactivó posteriormente durante los eventos compresivos de la Orogenía Chiapaneca.

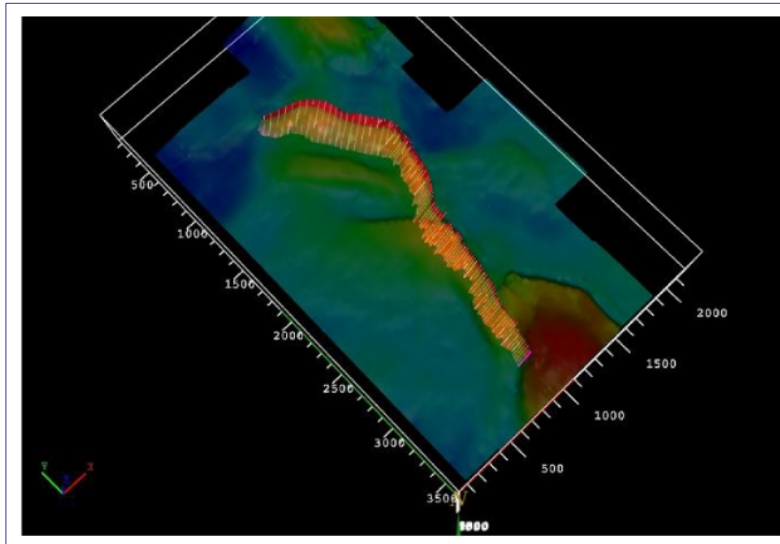


Figura 2.41. Traza de la falla regional de desplazamiento lateral derecho, la cual delimita los campos KMZ y Bacab-Pock de la porción de Akal-Cantarell (PEMEX 2006).

Durante el periodo Calloviano (164 Ma.), se tienen los primeros depósitos marinos sobre el borde meridional de Yucatán, acumulándose principalmente evaporitas mayoritariamente compuestas de sal de roca, las cuales rellenaron las topografías bajas preexistentes es decir los grabens. La sal ha sido en etapas posteriores el despegue primario durante la deformación de KMZ y del cinturón plegado de Chiapas, además, debido a su distribución regional, la sal jugó un papel importante en la evolución tectónica de la región (Fig. 2.42).

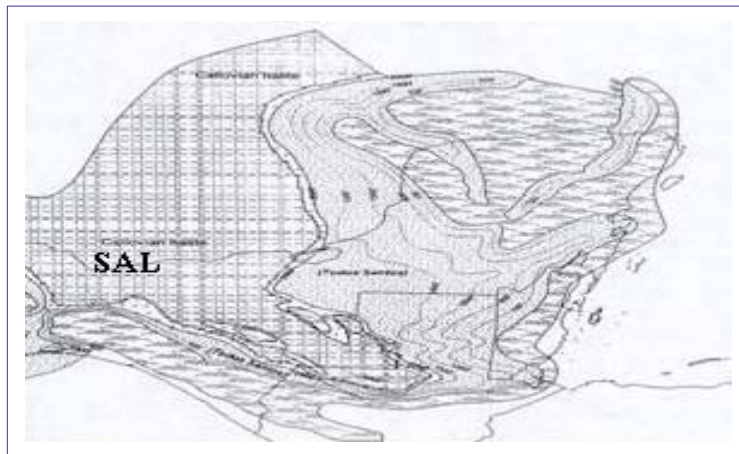


Figura 2.42. Paleogeografía del Calloviano (PEMEX y Pindel 2002).

Posteriormente al Calloviano, durante el Oxfordiano-Kimeridgiano (158 Ma-152 Ma), la rotación y la extensión oblicua de Yucatán continuó hacia el SE, por lo que se continuo con el desarrollo de profundos grabens y medios grabens, que controlaron el depósito syn rift con extensas cuencas intercomunicadas con un basamento de poca altura, desarrollándose un extenso depocentro que se ensanchó hacia el noroeste dentro de la bahía de Campeche, creando con esto condiciones ambientales favorables para el desarrollo de rocas generadoras que se encuentran ampliamente distribuidas en el Sureste de México (Figura 2.43).

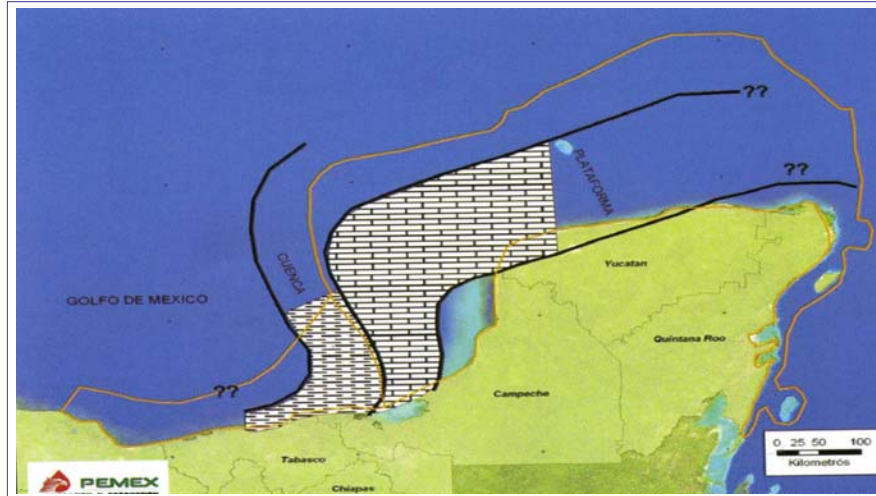


Figura 2.43. Paleogeografía del Oxfordiano –Kimeridgiano (IMP, 2007).

2.7.2 Empuje Salino Sin-Sedimentario.

Una teoría para explicar el movimiento temprano de la sal en la Sonda de Campeche (Oxfordiano-Cretácico) es la teoría de Trusheim (1960), que se apoya en el concepto de Nettleton (1934), en donde establece que la sal es expulsada de la cuenca por la carga sedimentaria suprayacente y así intrusión a la carpeta sedimentaria para formar los grandes diapíros salinos (Figura 2.44). En este caso, para la Sonda de Campeche el suministro de sedimentos terrígenos provino de la erosión progresiva del macizo o batolito de Chiapas y el bloque de Yucatán, elementos positivos que permanecieron expuestos durante el Jurásico Superior, Calloviano y Oxfordiano. De acuerdo a esta teoría, en el área de estudio, la sal autóctona fluyó del sur sur-sureste y noreste hacia la parte central de la cuenca formando así diferentes estructuras salinas que afectaron principalmente la base de la columna mesozoica en trampas estructurales de gran importancia económica, como es el caso del campo Ek-Balam, y cuyos efectos de menor magnitud en KMZ ocasionaron deformaciones y adelgazamientos de los paquetes sedimentarios suprayacentes y una superficie de despegue durante el Mioceno Medio que facilitó la deformación y el corrimiento de las estructuras.

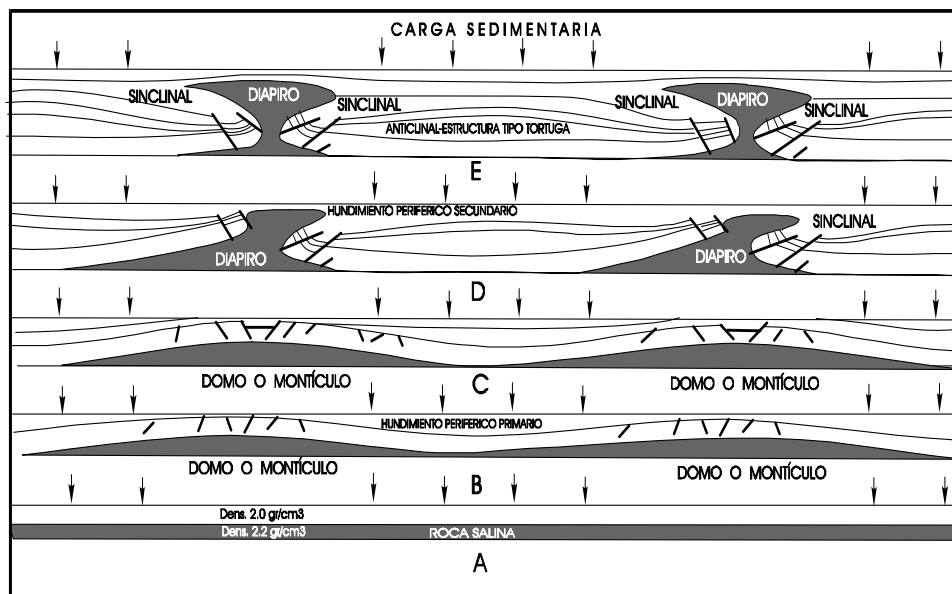


Figura 2.44. Modelo de evolución estructural de la masa salina (Trusheim, 1960, Tomado de Melo, 1998).

El mayor efecto salino dentro del área de KMZ se encuentra en el campo Ceeh (Figura 2.45-a), dicho efecto es ocasionado por la deformación temprana y/o continua de la sal; sin embargo a lo largo de la falla lateral (límite regional) también se presentan efectos considerables entre los frentes estructurales de los campos KMZ y Bacab (Figura 2.45-b).

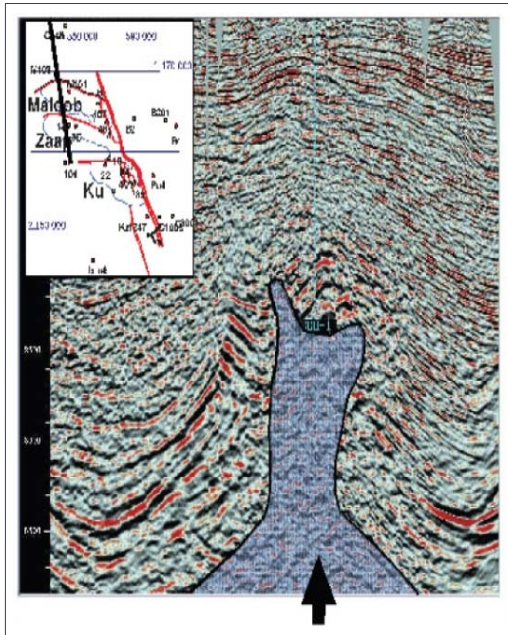


Figura 2.45-a. Efectos del empuje vertical de la sal en el campo Ceeh (PEMEX 2006).

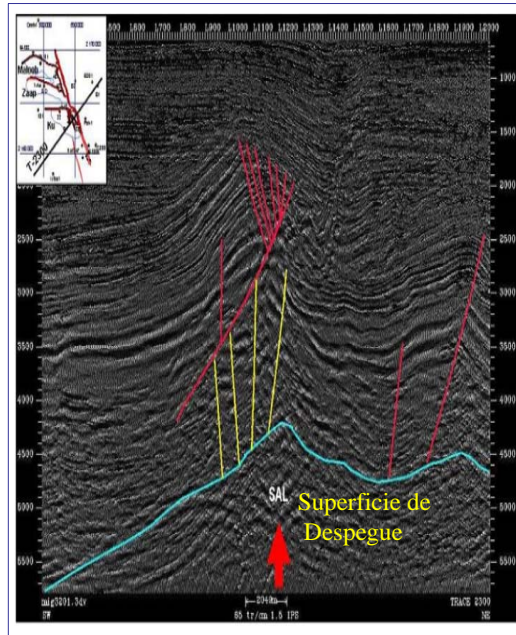


Figura 2.45-b Efecto del empuje vertical de la sal en las estructuras de KMZ (PEMEX 2006).

El efecto de sal para el periodo de depositación de sedimentos Jurásicos, se manifiesta en adelgazamientos en depósitos hacia donde la sal presenta empujes en sentido vertical, en tanto que donde la sal mantiene relativa estabilidad se presenta un mayor o normal relleno sedimentario para esas épocas. Es común encontrar que debajo de cada falla normal de crecimiento se observe una ligera inflexión vertical hacia arriba ocasionada por la sal, lo cual le imprime un rasgo característico a las estructuras distensivas. La sal se manifestó de forma activa provocando cierto basculamiento de los bloques, lo cual contribuye a que el depósito sedimentario suprayacente no sea totalmente uniforme, sino que en las partes topográficas más elevadas o donde se manifiestan mejor los empujes verticales, la acumulación de sedimentos es menor que en las zonas más profundas. Esta particularidad en la distribución de sedimentos en regiones topográficas más altas o bajas, según sea el caso presentes en KMZ y Cantarell, obedecen a la conjugación de dos efectos tectónicos, esfuerzos distensivos y empujes salinos que ocurrieron durante el Jurásico-Cretácico.

2.7.2.1 Superficie de Despegue.

Generalmente las superficies de despegue ocurren donde se tienen secuencias de rocas incompetentes o de comportamiento plástico, para permitir el desplazamiento sobre ellas de paquetes sedimentarios de mayor competencia mecánica.

Con exactitud, no se sabe cual es la composición litológica de la superficie de despegue, pero por lo que se interpreta en las secciones sísmicas es un hecho que se trata de rocas evaporíticas, probablemente en una interface entre la sal Pre-Oxfordiano y las anhidritas del Oxfordiano (Figura 2.45-b). Para los campos de KMZ y Cantarell, la interpretación de una superficie de despegue ha sido esencial para indicar el desprendimiento de las fallas durante la estructuración de los campos productores, y esta asociada con

los diferentes esfuerzos y deformaciones de los paquetes sedimentarios que le sobreyacen a lo largo del tiempo geológico. La superficie de despegue tuvo un comportamiento bastante dinámico en los campos de Ku-Maloob-Zaap y Kutz respecto a la porción oriental en la que está el campo Bacab, donde la estructuración es significativamente menor.

2.7.3 Periodo Tectónicamente Activo Durante el Jurásico Tardío y Pasivo en el Cretácico.

En el Jurásico tardío, se interpreta que continuó la expansión oceánica en la parte central del Golfo de México, al mismo tiempo también ocurrió un movimiento transcurrante en el margen lateral del sistema Tampico-Misantla (Figura 2.46). La topografía remanente de horst y grabens formada en una fase temprana de rifting, controló el espesor y depósito de clásticos continentales y después la acumulación de la sal de mares someros en condiciones desérticas. En algunas áreas, esta topografía remanente del basamento se preservó hasta el Jurásico Tardío y Cretácico controlando el desarrollo de plataformas carbonatadas en el Aptiano, Albiano y Cenomaniano.

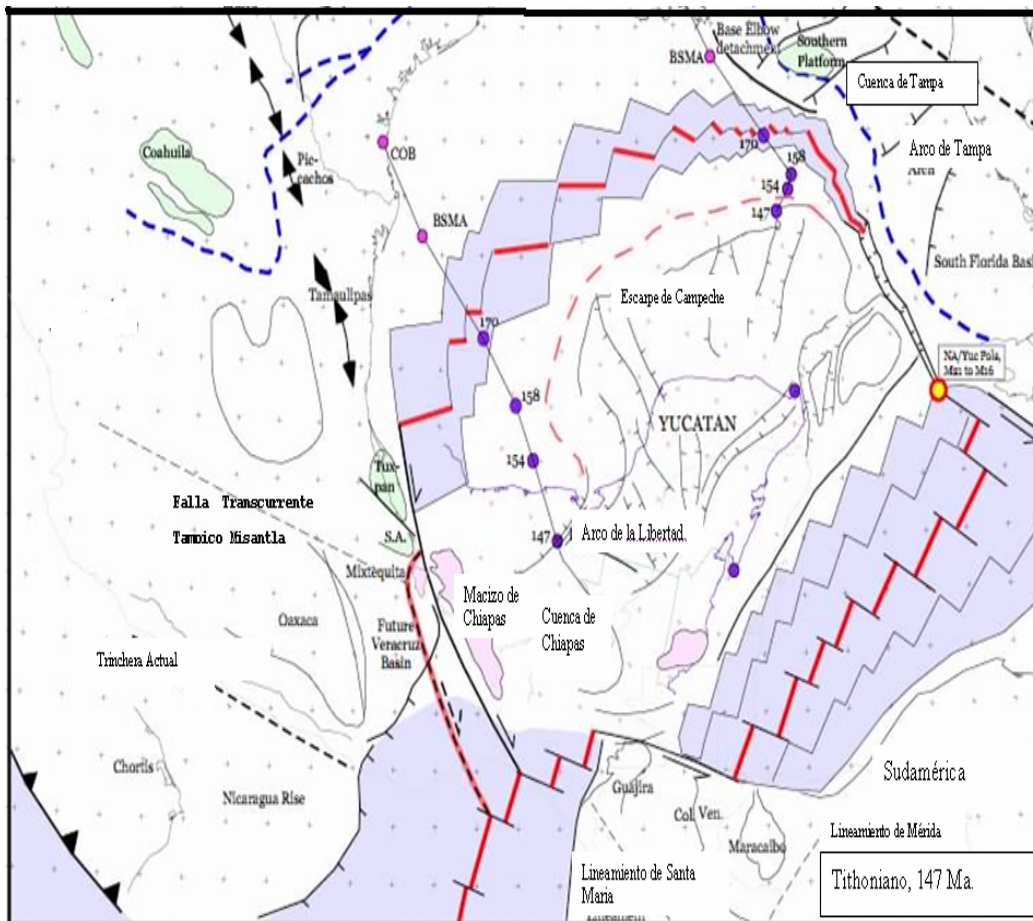


Figura 2.46. Elementos tectónicos del Tithoniano (PEMEX y Pindell, 2002).

De acuerdo a las litofacies presentes en la secuencia sedimentaria de la Sonda de Campeche, durante el Tithoniano se interpreta una amplia trasgresión de tal modo que el ambiente pelágico se extendió hacia el Oriente y al Sur del bloque Chiapas; se incrementó al mismo tiempo la rotación del bloque Yucatán debido a que terminó en el Noreste de México el rifting, sin embargo en algunas partes del sureste de la plataforma de Yucatán el Rifting continuó activo durante todo el Jurásico Tardío.

Las condiciones tectónicas estables persistieron en la región durante el Cretácico Temprano, tiempo en el cual el bloque Yucatán alcanzó su posición actual; en este tiempo se desarrollan dos ciclos de progradación en el Noroeste del Golfo de México y otro en Tuxpan y en la Plataforma Valles San Luis.

De acuerdo a las litofacies encontradas en el Cretácico, se interpreta que aumentó la velocidad de subsidencia de las plataformas que bordean el Golfo de México, favoreciendo así el depósito de gruesos paquetes de carbonatos con menores cantidades de lutitas intercaladas, con espesores superiores a los 1500 m en la mayoría de los casos.

En Resumen, desde el Jurásico Tardío hasta inicios del Cenozoico Temprano, regionalmente se pueden considerar condiciones de estabilidad tectónica, situación que favoreció la sedimentación dominada por carbonatos, cambiando a clásticos a principios del Paleógeno a causa de la Orogenia Laramide. Sin embargo algunos autores (Mitra, 20004; Medrano-Morales, 2005) sugieren que en el área de KMZ, el depósito sedimentario durante el Cretácico Inferior ocurrió en un periodo de actividad tectónica distensiva, es decir el efecto distensivo no cesó en el Jurásico Tardío como se cree, sino que tuvo influencia hasta el cretácico inferior; además de acuerdo con los modelos geodinámicos aceptados actualmente, es difícil explicar estabilidad tectónica durante un periodo de más de 40 millones de años (Cretácico Inferior).

El comportamiento visiblemente homogéneo que presentan los horizontes Tithoniano y la parte superior del Kimeridgiano observado en los reflectores sísmicos del área de estudio, sugieren una etapa de estabilidad tectónica o por lo menos que la etapa extensional principal, disminuyó su actividad por un periodo, Jurásico Superior Kimeridgiano-Jurásico Superior Tithoniano y se reactivó con menor intensidad durante el Cretácico Inferior. Una posibilidad que implicaría menor actividad geodinámica, sería la sucesión de dos periodos extensionales principales separados por un periodo de estabilidad.

2.7.4 Compresión Desde Finales del Cretácico Hasta el Reciente.

Hacia fines del Cretácico ocurrió un cambio en la geometría de las placas y en la dirección del movimiento en la margen del pacífico, dando como resultado que los primeros efectos compresivos se manifestaran en el área de estudio, provocando plegamientos y levantamientos generalizados en la parte occidental de México; durante este mismo periodo la margen del pacífico estaba bordeado por un gran número de microplacas móviles independientes, de las cuales la Sonda de Campeche fue participe al ser controlada o influenciada por una de estas microplacas conocidas como el "Bloque de Chortis".

Después de la trasgresión del Cretácico Albiano-Cenomaniano, ocurrió la exposición de los sedimentos marinos, lo que originó una nueva discordancia durante el Cretácico Superior, que se explica por un descenso mayor del nivel del mar, el cual trajo consigo, karstificación, brechamiento y colapso de la mayoría de las plataformas previamente desarrolladas. Este evento fue seguido por una inundación regional que culminó en el Turoniano cubriendo con secuencias calcáreo-arcillosas los carbonatos de las plataformas del entorno del Golfo de México.

También en el Cretácico Tardío inicia la colisión del Bloque Chortis en el sur de México (Figura 2.47 y 2.48), por lo que continuó el descenso del nivel del mar ocasionando zonas expuestas donde ocurrió fuerte erosión de las plataformas previamente desarrolladas, con lo que se originó karstificación, brechamiento y colapso de varios sectores de las plataformas.

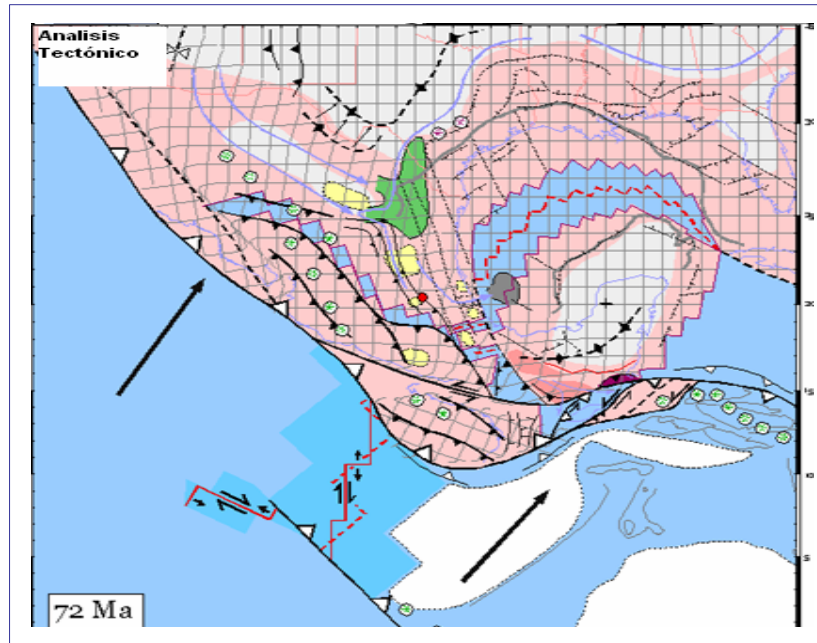


Figura 2.47. Elementos tectónicos del Cretácico Superior (PEMEX y Pindell, 2002).

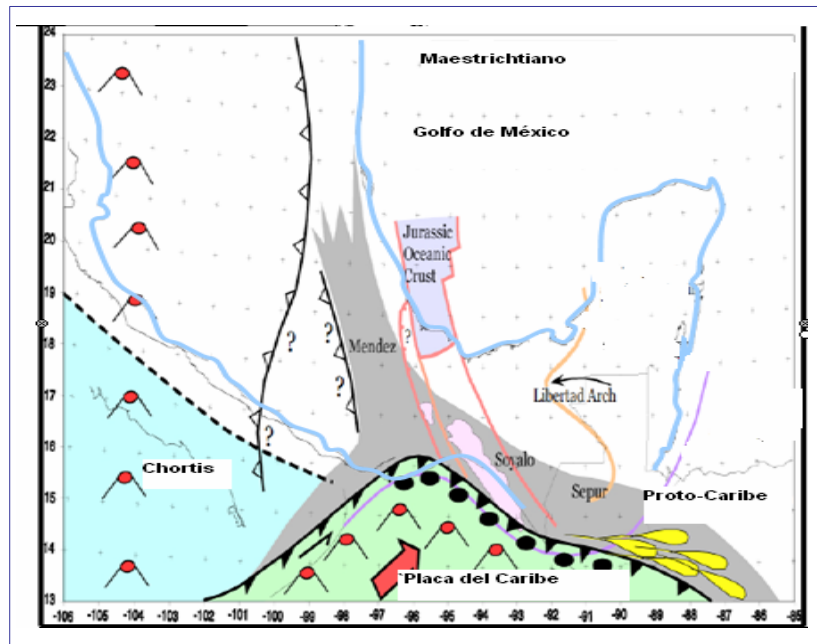


Figura 2.48. Colisión entre Placa del Caribe y Sur de México (PEMEX y Pindell 2002).

Durante el Paleoceno el bloque de Chortis migra progresivamente al Este, con este movimiento desde el Sur de Xolapa (Fig.2.49), a lo largo del lado sur del Macizo de Chiapas y Guatemala; continúa el empuje y levantamiento del Macizo de Chiapas estimulando el desarrollo de antefosas.

Con el levantamiento del Macizo de Chiapas se erosiona la cubierta sedimentaria se expone el basamento cristalino y parte de la secuencia sedimentaria depositada durante el Mesozoico; la erosión

desarrollada en la secuencia expuesta abastece de abundantes arenas, arcillas y brechas. Son muy importantes y potentes los espesores de turbiditas acumuladas en aguas profundas a consecuencia del aporte de sedimentos del basamento.

En la (Fig.2.49) se muestra el desplazamiento del bloque Chortis en el sur de México de izquierda a derecha, este desplazamiento inicio desde el Cretácico (80 Ma), sumando una longitud neta de aproximadamente 1700 Km; la influencia del bloque Chortis en la evolución Tectónica del Sur de México ha jugado un papel muy importante en la generación de pliegues en rocas carbonatadas del Mesozoico y el levantamiento del basamento, el cual ha sido la fuente principal de clásticos que se han depositado en gruesos espesores en las Cuencas del Sureste de México extendiéndose hasta el límite occidental de la plataforma de Yucatán, predominando en todos los casos las secuencias finas.

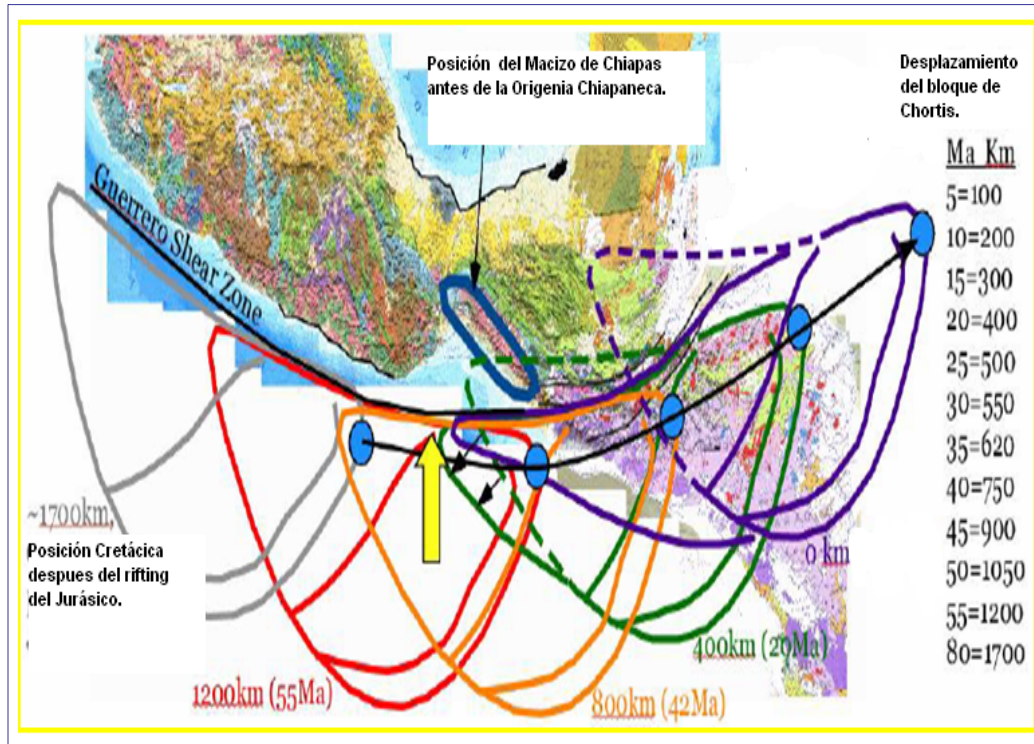


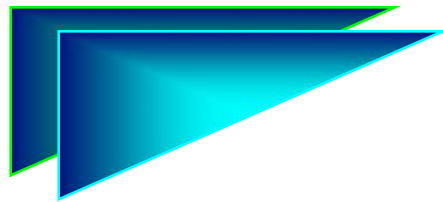
Figura 2.49. Movimiento del Bloque Chortis durante el Paleógeno (PEMEX y Pindell 2002).

Para el Mioceno, se interpreta que ocurrió el choque entre las placas de Cocos, Norteamérica y del Caribe, lo que ocasionó un acortamiento en la corteza y levantamiento generalizado del Macizo de Chiapas, dando origen a la orogenia Chiapaneca, desarrollándose fuertes plegamientos en la Sierra de Chiapas y el inicio de una fuerte erosión regional. Los máximos efectos de deformación registrados en la Sonda de Campeche fueron originados por la Orogenia Cascadiana (evento Chiapaneco, Sánchez Montes de Oca (1979), causante principal de los grandes plegamientos de la Sierra. Los sistemas de esfuerzos ocasionaron un removimiento de los bloques, los cuales se alabieron, produciendo consecuentemente presiones sobre las secuencias Mesozoicas, provocando la formación de alineamientos estructurales, orientados en dirección de las fallas principales. Con el evento Chiapaneco se reactivaron las fallas preexistentes y en las fosas continuó el flujo de detritos.

Por el sepultamiento (presión litostática) y por los eventos tectónicos, la sal subyacente se inyectó a través de fracturas y fallas radiales con gran fracturamiento en bloques, originando al mismo tiempo algunas estructuras de despegue.

Como último acontecimiento, a causa de la distensión y posiblemente debido a contracciones de la corteza oceánica o a la probable extensión del Golfo de México, se formaron una serie de fallas lístricas que afectaron a las series sedimentarias más recientes e incluso entraron en contacto con las ya existentes, formando depósitos escalonados. El movimiento de estas fallas se incrementó por efecto de gravedad, debido al peso del gran volumen de terrígenos acumulados.

Existen dos elementos que jugaron un papel importante en la tectónica del sureste del país por efecto del sistema Motagua-Polochic, y son el macizo granítico de Chiapas y la Plataforma de Yucatán, que constituyen en ambas partes la corteza continental de mayor espesor. El macizo actuó como un elemento activo como resultado de la subducción de la placa de cocos en la zona del pacífico oriental y la plataforma de Yucatán actuó como un elemento rígido que soportó todos los esfuerzos dando lugar a los plegamientos de la sierra, arqueamientos y giros de bloques que plegaron las secuencias sedimentarias ya existentes en dirección perpendicular a estos esfuerzos en el área de la Sonda de Campeche; ocasionando fallas inversas de carácter regional con dirección NW-SE sin que esto obedezca a esfuerzos compresivos sino más bien a los efectos producidos por los movimientos de estos bloques; sin embargo se considera que fueron principalmente esfuerzos que originaron estructuras de extensión y empujes diapíricos los causantes principales del estilo estructural de la Sonda de Campeche



III

SISTEMA PETROLERO



Uno de los principales retos de la exploración petrolera es la detección e incorporación de reservas de hidrocarburos, así como la predicción y cuantificación del riesgo geológico, de tal manera, que el entendimiento y caracterización de las cuencas petroleras dentro de la definición de Sistema Petrolero es de gran beneficio y de fundamental importancia, ya que nos permite concretar programas de investigación y tomar decisiones durante la exploración y explotación de una cuenca productora de hidrocarburos.

El Sistema Petrolero, es un método de evaluación petrolera que integra todos los componentes geológicos fundamentales responsables de la generación, migración y acumulación del petróleo; abarca a las rocas generadoras de hidrocarburos, al aceite y gas relacionado e incluye a todos los elementos y procesos geológicos que son esenciales para la existencia de una acumulación de hidrocarburos (Magoon,1992) , por lo que el análisis de un sistema petrolero es riguroso estructurado y completamente integrado.

Los Sistemas Petroleros varían considerando la forma, la geometría, el tipo de receptáculo y la evolución geológica; a pesar de ello, el sistema petrolero se concreta a los siguientes subsistemas: generador, almacenador, sello y migración, adicionalmente dichos subsistemas se deben concatenar en tiempo y espacio (sincronía) y debe ser susceptible de explotarse con rendimiento económico.

Los elementos principales que se tratan en este trabajo del Sistema Petrolero de Ku-Maloob-Zaap son: roca generadora, roca almacenadora, roca sello y sobrecarga, esta última requerida para incrementar la presión y temperatura necesaria para la madurez térmica; también el sistema petrolero incluye en su análisis los siguientes procesos: formación de la trampa, generación del petróleo, migración, acumulación de los hidrocarburos y sincronía de eventos.

En la figura 3.1 se muestran los elementos que conforman un Sistema Petrolero a si como la información previa a su definición y caracterización; siendo importante mencionar que para todo estudio geológico-petrolero es indispensable verificar y validar la información disponible con la finalidad de obtener resultados sustentables y confiables.

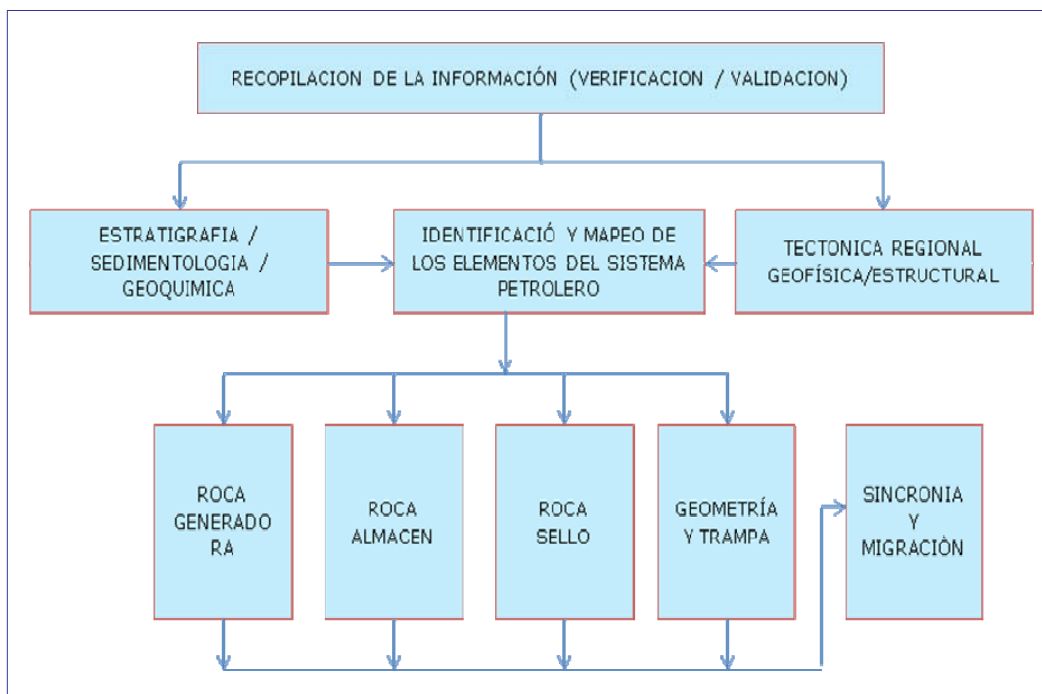


Figura 3.1 Elementos del Sistema Petrolero.

3.1 ROCAS GENERADORAS.

La geoquímica orgánica proporciona una evaluación por anticipado de las posibilidades de encontrar hidrocarburos en el subsuelo en una cuenca petrolera, ya que a partir de la determinación de la cantidad, calidad y madurez térmica de la materia orgánica presente en la roca; parámetros indispensables en la evaluación del potencial generador de una secuencia estratigráfica; es posible discriminar zonas de interés petrolero. También proporciona información acerca del origen, tiempo de expulsión y migración de hidrocarburos líquidos y gaseosos de las rocas generadoras a su posterior acumulación en las rocas del yacimiento. Utiliza diversas técnicas como son extracción del bitumen de la roca y espectrometría de masas, biomarcadores, etc.

Las rocas generadoras de hidrocarburos son aquellas que contienen grandes cantidades de Carbono Orgánico Total (COT), en general el porcentaje debe ser mayor al 1% del peso total de la roca. En la mayoría de los casos las rocas generadoras están asociadas a rocas carbonatadas o terrígenas de grano fino; también pueden ser rocas generadoras las calizas arcillosas, las lutitas calcáreas, las limonitas y las margas. En el área que ocupa México, este tipo de rocas se encuentran ampliamente distribuidas en la sierra madre oriental, en el subsuelo de la planicie costera del Golfo, así como en el Golfo de México.

La forma de caracterizar a una roca generadora es a través de estudios especializados de geoquímica orgánica, la que utiliza métodos ópticos (Petrografía Orgánica), métodos químicos (Pirolisis, Rock-Eval), y métodos moleculares como son cromatografía de gases y espectrometría de masas, entre otros.

Los principales horizontes estratigráficos que contienen rocas generadoras en México son: Jurásico Superior (Oxfordiano y Titoniano), Cretácico Superior (Turoniano) y Paleógeno (Oligoceno), que corresponde con las secuencias estratigráficas donde se generó la mayor parte de la producción de hidrocarburos en México, aunque el mayor volumen se formó en el Jurásico Superior, en lutitas calcáreas y calizas arcillosas; en menor cantidad se generó aceite y/o gas en las rocas generadoras del Cretácico y del Cenozoico.

De acuerdo a González y Holguín (1991), Medrano (1996) y CanPetro (1997), las rocas generadoras en la Sonda de Campeche y por consiguiente de los yacimientos de KMZ; son de edad Titoniano, Kimmeridgiano y Oxfordiano; de menor importancia se tienen a las rocas del Mioceno (Figura 3.2). Estas rocas conforman los cuatro subsistemas generadores de la Región Marina.

3.1.1 Subsistemas Generadores de Hidrocarburos de KMZ.

En la región de la Sonda de Campeche y en los campos de KMZ, se han definido dos sistemas petrolíferos, un Sistema Oxfordiano y un Sistema Kimmeridgiano-Berriaciano-Cenozoico; los cuales se dividen en cuatro subsistemas generadores de hidrocarburos, que en orden estratigráfico son:

- a) *Subsistema Generador Oxfordiano (Romero, 1995).*
- b) *Subsistema Generador Kimmeridgiano (Vera, 1995).*
- c) *Subsistema Generador Tithoniano (Medrano, 1994).*
- d) *Subsistema Generador Terciario (Eoceno-Mioceno), hipotético.*

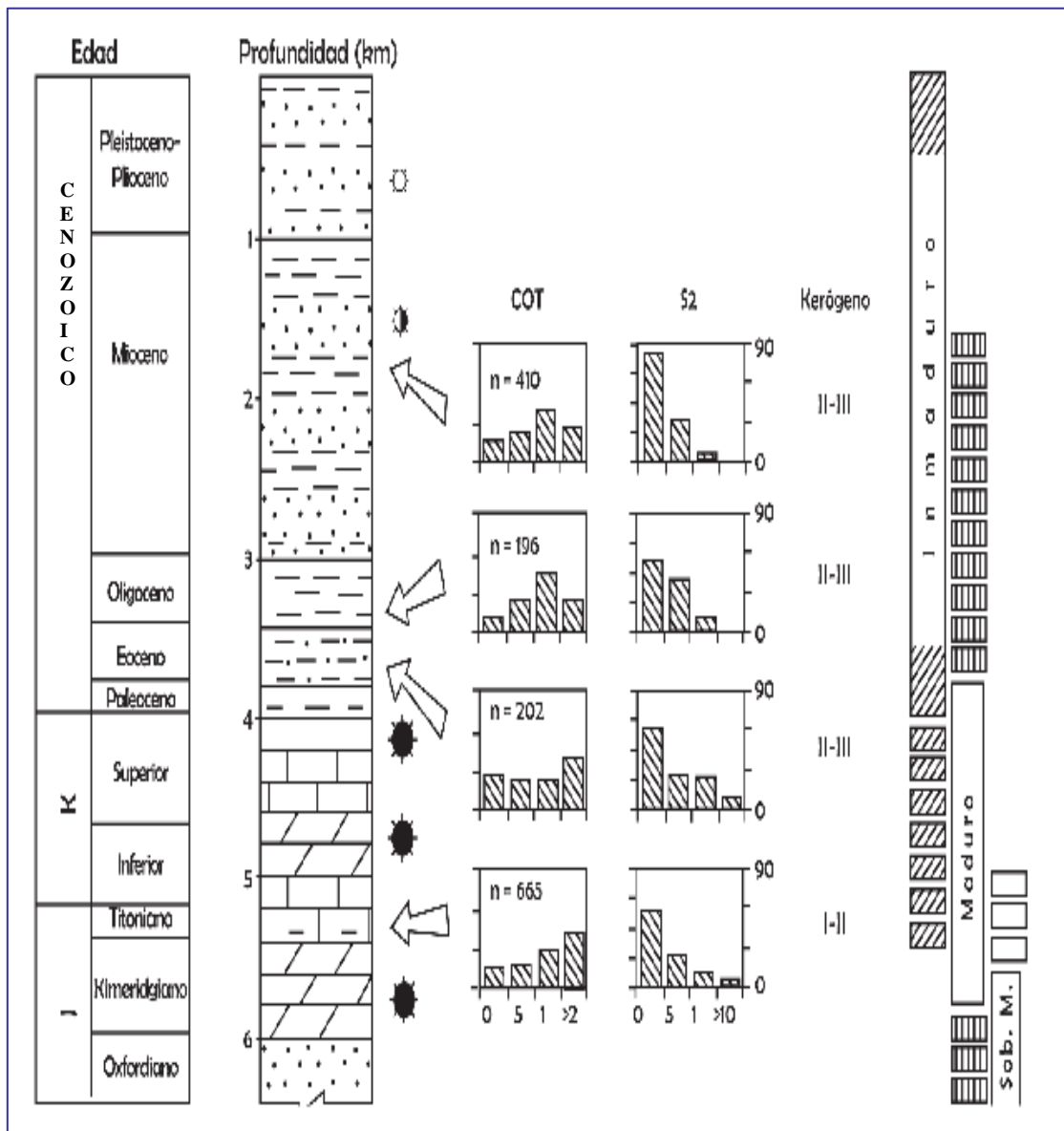


Figura 3.2. Secuencias generadoras de la Sonda de Campeche. El Titoniano y Kemeridgiano son las secuencias estratigráficas de mayor madurez y mayor cantidad de COT, con kerógeno de tipo I-II (Modificado de González y Holguín, 1991).

3.1.1.1 Subsistema Generador Oxfordiano (SGO).

Las rocas del Oxfordiano se conocen solamente en la porción N-NE de la Sonda de Campeche, en las que se calcula que se inició la generación de hidrocarburos hace 54 Ma (Eoceno Inferior) a una profundidad entre 2500 y 4000 m, y la expulsión se dio a partir de 11.5 Ma (Mioceno Medio), manteniéndose la expulsión actualmente a una profundidad entre 4000 y 4100 m.

3.1.1.1.1 Litofacies Generadoras.

Las facies generadoras pertenecen a horizontes arcillosos calcáreos (lutitas Calcáreas), bentoníticos con algunas intercalaciones de calizas y carpetas de algas; presentan microestructuras laminares, se ubican estratigráficamente en la cima de la columna Oxfordiana, representando el evento transgresivo más joven; suprayacen a evaporitas y arenas eólicas también de edad oxfordiano, que sirven de sello (evaporitas) y almacén (areniscas). Se infiere que las facies generadoras corresponden a un ambiente de depósito marino restringido dentro de la plataforma en una posición cercana a la línea de costa (Ruiz-Morales, 1994).

3.1.1.1.2 Distribución.

El sistema generador Oxfordiano se distribuye a lo largo de una franja muy próxima a KMZ, que pasa por los pozos Chacmool-1, Lum-1, Balam-1, Balam-101, Cantarell-91, Chac-1 y Caan-1 (Figura 3.3), en éste último pozo se penetraron 376 m de dichas facies sin lograr atravesarlas, de manera que muy probablemente se tenga una mejor definición y espesor de la roca generadora hacia la porción S-SW que hacia la porción N-NE de la Sonda de Campeche.

3.1.1.1.3 Espesores Totales.

Las zonas que se han muestreado de la Sonda de Campeche, hacia el N-NE corresponden al alineamiento que conforman los pozos Ek-Balam, Lum-1, Chacmool-1, Tunich-1 (Figura 3.3), en donde los espesores totales de terrígenos finos varían de 25 a 110 m; al S-SW los espesores presentan una tendencia al incremento, situación que se ha comprobado en los pozos Cantarell-91, Chac-1 y Caan-1, variando entre los 200 a 400 m, en el pozo Caan-1 se superan los 400 m de espesor. El comportamiento de los espesores totales, revelan que la sedimentación ocurrió en un ambiente transicional donde el relleno transgresivo de un paleoambiente litoral muy cercano al continente fue el dominante; el relieve presenta altos topográficos en forma de montículos arenosos o dunas costeras y en bajos relieves se formaron lagunas de interduna; los espesores mayores a los 400 m reflejan un ambiente más profundo dentro de la plataforma interna.

3.1.1.1.4 Espesores Netos Generadores.

Los espesores netos generadores fueron calculados por Romero y Maldonado (1995) de manera indirecta, utilizaron la combinación de registros geofísicos de pozos (rayos gamma, resistividad y sísmico), valores del contenido de carbono orgánico total (COT) y valores de potencial generador (S₂); llegando a la conclusión que los espesores netos más delgados oscilan entre 24 y 35 m, aumentando ligeramente hacia el N-NE en los pozos Lum-1 y Chacmool-1. Estas variaciones de espesor probablemente son el reflejo de los altos y bajos topográficos de esa época, de influencia de terrígenos y por la acumulación de secuencias evaporíticas en sitios cercanos al continente; estas condiciones se identifican en el sector S-SW. Por otro lado, los pozos Cantarell-91, Cantarell 2239; Caan-1 y Hayabil-1, tienen secuencias que reflejan un ambiente anóxico carbonatado más profundo, con un espesor neto de roca generadora mayor. Los espesores netos generadores oscilan entre los 24 a 120 m.

3.1.1.1.5 Capacidad de Generación.

La capacidad de generación se refiere a la cantidad, calidad, tipo de materia orgánica de un paquete sedimentario generador, y a las condiciones térmicas del subsuelo.

Para las rocas del Oxfordiano, los valores de carbono orgánico total (COT) varían de regular (1%) a excelente (4%), con posibilidades de que estos valores aumenten hacia el S-SW, por ser la porción paleogeográfica más profunda o de depresiones interplatafórmicas con alta presencia y preservación de la materia orgánica. Hacia la porción N-NE los valores de COT posiblemente sean menores al 1% y con mayor influencia continental.

La calidad y el tipo de materia orgánica son parámetros que se encuentran íntimamente relacionados, se ha observado que la materia orgánica de mejor calidad es de origen marino y de tipo algáceo, decreciendo en calidad conforme aumenta la influencia continental y la oxidación, es decir cuando se tiene materia orgánica tipo herbácea, leñosa y carbonosa.

Con base en las observaciones directas al microscopio y a los diagramas de geoquímica entre el índice de hidrógeno (IH) y índice de oxígeno (IO), la materia orgánica contenida en las facies generadoras del Oxfordiano es principalmente de tipo algácea, con cantidades menores de leñosa y carbonosa; esta materia orgánica corresponde a Kerógenos tipo I y II. Particularmente en los pozos de la porción N-NE (Chacmool-1, Lum-1 y Balam-101), se tienen los valores más altos de IH (300-600 ml hcs/gr TOC), regulares a buenos, disminuyendo de regulares a pobres (IH = <100-200 ml hcs/gr TOC) hacia el S-SW en los pozos Maloob-103, Bacab-2 y 21, Ek-Balam DL-3, Balam-1, Cantarell-91 y Caan-1 (Figura 3.3).

Por otra parte el potencial generador residual (S₂) tiene una relación directa con la calidad de la materia orgánica, siendo un parámetro para determinar la madurez de la materia orgánica, de tal manera que los valores en condiciones inmaduras varían de 3 a 18 ml hcs/g roca (buenos a excelentes), y en condiciones maduras varían de 0.14 a 3 ml hcs/g roca (malos a buenos).

Concluyendo, para el Oxfordiano las áreas de mayor capacidad generadora (de regular a buena) se ubican el extremo N-NE en donde se encuentran los pozos Chacmool-1, Lum-1 y Balam-101, esto debido a que el potencial generador residual ha expulsado pocos hidrocarburos por inmadurez de la roca, conteniendo su potencial casi original, y hacia el S-SW en los pozos Maloob-103, Bacab-2 y 21, Ek-Balam DL-3, Balam-1, Cantarell-91, Caan-1 y Hayabil-1 (Figura 3.3), se tiene que la capacidad generadora es menor (de pobre a regular) debido posiblemente a efectos de oxidación de la materia orgánica.

3.1.1.1.6 Madurez de la Materia Orgánica.

La madurez de la materia orgánica puede ser estimada a través de la temperatura máxima simulada (T_{max}) en la pirólisis de rock-eval, también se calcula indirectamente por el cálculo de Índice Tiempo Temperatura de Lopatin (ITT) o a través de Ro equivalente.

La materia orgánica presente en las rocas del Oxfordiano ubicadas en la parte N-NE se encuentra inmadura (Chacmool-1, Tunich-1, Balam-101, Ek-101), de acuerdo a los valores de: T_{max}<120, ITT<7 y Ro equivalente < 0.5. Esta inmadurez aparentemente es consecuencia de la poca profundidad de las estructuras o quizás debido al cambio del tipo del basamento donde el flujo térmico disminuye por engrosamiento en la parte sedimentaria; también se puede tener bajo gradiente geotérmico cuando hay gruesas secuencias de sal. Hacia el S-SW las rocas generadoras del Oxfordiano se encuentran incipientemente maduras (Cantarell-91 Balam-1 Bacab-2, Cantarell-91) a maduras (Chac-1, Caan-1 y Hayabil-1), T_{max}>120, ITT>7 y Ro equivalente >0.5.

3.1.1.1.7 Capacidad de Carga.

La capacidad de carga se evalúa a través del Índice del Potencial Generador (SPI), este parámetro está representado por el volumen de hidrocarburos que pueden ser generados por un metro cuadrado de roca madre (Demaison, 1991); para ello, se requiere conocer el potencial genético (S1+S2) y el espesor neto generador de las rocas inmaduras.

Romero y Maldonado (1995) hacia la porción N-NE (Tunich-1, Chacmool-1), estimaron una carga menor a 1 tonelada de hidrocarburos por metro cuadrado de roca, clasificándose como “muy pobre” para un drenaje lateral, y en la porción S-SW (Caan-1), en roca más madura, estimaron una carga de 5.2 toneladas de hidrocarburos por metro cuadrado de roca, clasificándose como carga “moderada”, también para un drenaje lateral.

3.1.1.1.8 Focos, Edades de Generación y Expulsión de Hidrocarburos.

Romero y Maldonado (1995) realizaron el modelo geoquímica (GENEX 1D) que proporciona información acerca de los focos, edades y expulsión de los hidrocarburos, de acuerdo al cual, en el alineamiento Kukulkan 1-Chac 2-Balam 1-Ceeh 1-Chacmool 1-Tunich 1 (Figura 3.2), los horizontes generadores del Oxfordiano no ingresaron a la ventana de generación y probablemente quizás más al N-NE desde el punto de vista paleogeográfico, las posibilidades de la existencia de roca generadora son nulas. Hacia el S-SW los horizontes generadores presentan contenidos promedios de COT del 1-2.5%, los cuales sí han ingresado a la ventana de generación de los hidrocarburos, iniciando la generación desde hace 54 Ma (Eoceno Inferior) y prevaleciendo hasta nuestros días en profundidades del orden de 2500 a 4000 m.

Los focos de expulsión de hidrocarburos presentan un comportamiento similar a los de generación, hacia la parte N-NE se ha cartografiado una zona sin expulsión, que se amplía hasta los pozos Pol-77, Uech-21 e Ixtal-101 (Figura 3.3). En el S-SW, la expulsión se inicia hace 11.5 Ma (Mioceno Medio), manteniéndose la expulsión en la actualidad a una profundidad de 4000 a 4100 m.

3.1.1.1.9 Familias de Hidrocarburos.

Guzmán (2001) reconoce 5 familias generadoras de hidrocarburos líquidos en el Golfo de México (Figura 3.4); entre las que se encuentran las del área de estudio; estas familias son:

- Familia Oxfordiana marina con litología dominada por carbonatos, que se encuentra en mayor medida, dentro del dominio del pilar tectónico de Akal.
- Familia Oxfordiana marina con litología dominada por margas.
- Familia Titoniana marina con litología dominada por calizas arcillosas-margas.
- Familia Cretácica marina con litología carbonato-evaporítica.
- Familia Cenozoica marino-deltaica, con litología dominada por sedimentos siliciclásticos.

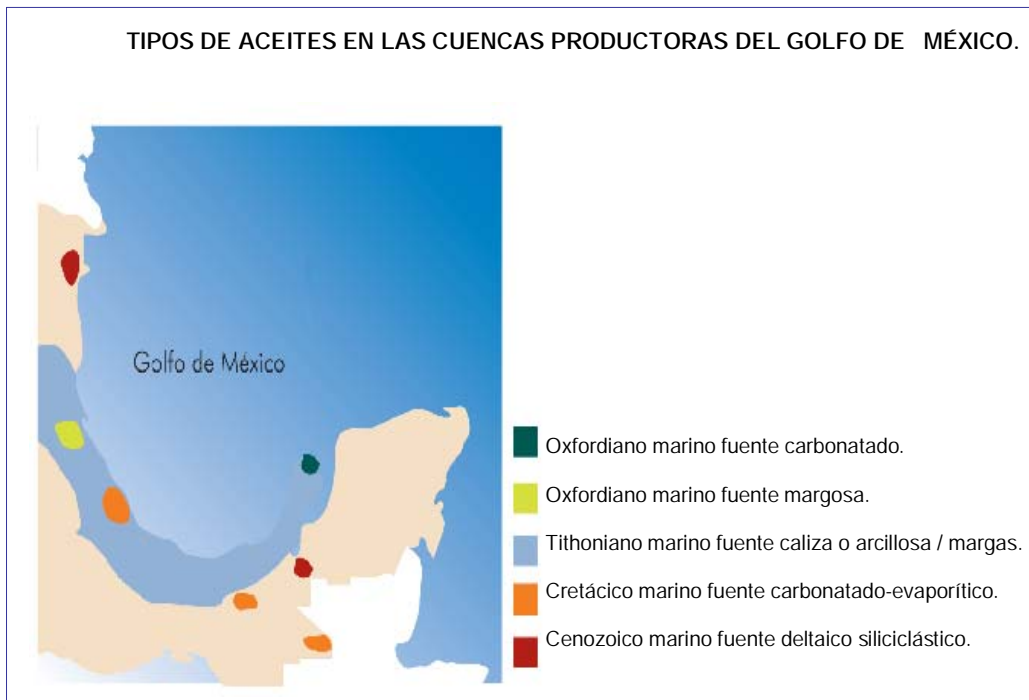


Figura 3.4. Distribución de las familias de aceite generadoras de hidrocarburos en el Golfo de México (Guzmán, 2001).

Por su importancia, dado el volumen de hidrocarburos generados en la Sonda de Campeche, las dos familias más importantes son:

- **Familia Titoniana Marina:** Se caracteriza por una litología dominada por calizas arcillosas y margas, esta extensamente distribuida en la Sonda de Campeche; los aceites de esta familia se encuentran en yacimientos de edades que varían desde el Kimeridgiano hasta el Plioceno y que contribuyen con más del 80 % de los hidrocarburos líquidos que se producen en el país. Las características generales de estos aceites son: el contenido de hidrocarburos saturados (21 a 63 %), los grados API con valores entre 5 y 47°, el contenido de azufre de 0.1 a 6 %, los valores isotópicos en aceite total (13 °C de -25.6 a -27.8 %). En la figura 3.5 se muestran estos valores y los de otras áreas petroleras de México. Los aceites de la familia del Titoniano para la Sonda de Campeche, se asocian con rocas generadoras depositadas en ambientes carbonatados con variaciones en aportes arcillosos los que condicionan la salinidad y contenido de oxígeno en los ambientes de depósito, que en el caso de las rocas generadoras es anóxico.
- **Familia Oxfordiana Marina:** La Familia Oxfordiana marina con una litología dominada por carbonatos, también se presenta en el subsuelo de la Sonda de Campeche, en yacimientos arenosos de naturaleza éolica de edad Oxfordiana y en bancos carbonatados oolíticos de edad Kimeridgiano. Sus características generales son: 26° API aproximadamente, contenido de azufre mayor al 1%, valores isotópicos de alrededor de -25%, 13 °C (Figura 3.5). Se diagnostica que presenta predominio de n-alcános de bajo peso molecular, relaciones pristano / fitano menor a 1, abundantes optanos en extensión (Figura 3.6). La distribución de biomarcadores identificados en esta familia, reflejan un alto aporte de material orgánico bacteriano; estos aceites fueron generados por una roca carbonatada marina con poca influencia arcillosa, muy probablemente hipersalina depositada bajo condiciones anóxicas (Figura 3.6).

Familia de aceite	Subprovincia	Profundidad (m)	Edad del yacimiento	Litología del yacimiento	d13C (‰)	Gravedad API	S(%) (ppm)	V (ppm)	Ni	V/Ni
Oxfordiano marino predominantemente carbonatado	Campeche	4400-4428	Oxfordiano	Calizas	-25.40	25.8	2.2	18	13	1.40
Oxfordiano marino predominantemente carbonatado	Campeche	4540-4565	Oxfordiano	Calizas	-25.70	26.0	2.6	15	12	1.30
Oxfordiano marino predominantemente margoso	Tampico-Misantla	2275-2345	Kimeridgiano	Calizas	-28.60	24.7	2.8	30	21	1.40
Oxfordiano marino predominantemente margoso	Tampico-Misantla	1958-2005	Kimeridgiano	Calizas	-28.40	23.5	2.6	11	4	2.75
Titoniano marino predominantemente margoso (Grupo A)	Tampico-Misantla	1330-1340	Cretácico Inferior	Calizas	-27.57	13.3	1.8	114	33	3.50
Titoniano marino predominantemente margoso (Grupo A)	Veracruz	2544-2553	Mioceno Medio	Areniscas	-27.80	16.3	6.0			
Titoniano marino predominantemente margoso (Grupo A)	Salina	385-390	Mioceno Superior	Areniscas	-27.30	23.9	2.2	49	23	2.10
Titoniano marino predominantemente margoso (Grupo A)	Chiapas-Tabasco	4035-4047	Cretácico Medio	Calizas	-26.40	35.5	0.6	>5	1	
Titoniano marino predominantemente margoso (Grupo A)	Campeche	4317-4400	Cretácico Superior	Calizas	-27.40	24.7	1.5	75	19	3.90
Titoniano marino predominantemente arcilloso (Grupo B)	Salina	620-627	Plioceno superior	Areniscas	-27.20	15.5	2.1	38	19	2.00
Titoniano marino predominantemente arcilloso (Grupo B)	Campeche	5820-5860	Cretácico Inferior	Calizas	-27.30	20.7	3.6		5	
Cretácico marino carbonatado-evaporítico	Veracruz	2921-2931	Cretácico Superior	Calizas	-23.90	31.5	1.4	>5	>1	
Cretácico marino carbonatado-evaporítico	Chiapas-Tabasco	2787-5805		Calizas	-24.30	22.1	2.8	48	11	4.40
Cretácico marino carbonatado-evaporítico	Sierra de Chiapas	3389-3375	Cretácico Inferior	Calizas	-22.90	18.4	2.9	21	38	0.60
Terciario marino deltaico-siliciclástico	Burgos	2134-2142	Mioceno Superior	Areniscas	-25.70	46.2	0.2	>5	3	
Terciario marino deltaico-siliciclástico	Burgos	1299-1306	Mioceno Superior	Areniscas	-27.14	32.5	0.1	>5	>1	
Terciario marino deltaico-siliciclástico	Macuspana	1585-1590	Plioceno	Areniscas	-22.50	45.4	0.1	>5	6	
Terciario marino deltaico-siliciclástico	Macuspana	1496-1499	Plioceno	Areniscas	-23.70	45.1	0.1	>5	4	

Figura 3.5 Datos globales que indican el tipo de aceite que se ha encontrado en las cuencas mexicanas del Golfo de México (Guzmán, 2001).

FAMILIA DE ACEITE	SUBPROVINCIA C29/C30 (a)	C35/C34 (b)	% C31	% C32	% C33	% C34	% C35	INDICE OLEAVIANO (d)	24/4/26/30/C29/25	T ₈ /T ₉ (m/g)	DIASINDEX (h)	%C27 (i)	%C28(i)	%C29(i)	ESTERANOS Ph/Ph(i) /HOPANOS (j)			
Oxtardiano marino dominantemente carbonatado	Compeche	0.8	1.4	30.2	23.7	17	12.5	17.5	0	1.4	0.1	0.4	0.4	32.7	22	45.4	5.7	0.6
Oxtardiano marino dominantemente carbonatado	Compeche	0.8	1.5	26.1	22.8	18.7	13.3	20.2	0	1.6	0	0.5	0.4	29	21.9	49.1	4.4	0.6
Tifoniano marino predominantemente margoso (Grupo A)	Compeche	1.1	0.9	40.6	25.6	16	9.8	8.9	0	1.6	0.2	0.5	0.1	26.5	34.5	39.4	3.1	0.9
Tifoniano marino predominantemente arcilloso (Grupo B)	Compeche	0.7	1.1	35.8	24.5	17.4	11.4	12.1	0	1.5	0.3	0.9	0.9	29.2	26.2	45.1	5.4	1

(a) C29 = Área pico del 17a, 21B (H)-30 norhopano en el cromatograma m/z 191, C30 = área pico de 17a, 21B (H)-hopano en el cromatograma m/z 191.
 (b) C35 = Área pico del 17a, 21B (H)-30-pentakisnorhopano 22S+22R en el cromatograma m/z 191. C34 = Área Pico de 17a, 21B (H)-30-tetraakisnorhopano (22S+22R) en el cromatograma m/z 191.
 (c) %C31 = [C31/(C31 a C35 homohopanos)] x 100; %C32 = [C32/(C31 a C35 homohopanos)] x 100; %C33 = [C33/(C31 a C35 homohopanos)] x 100; %C34 = [C34/(C31 a C35 homohopanos)] x 100; %C35 = [C35/(C31 a C35 homohopanos)] x 100; Epimeros 22S+22R
 (d) INDICE OLEAVIANO = Área Pico de 18a (H)-oleaviano en el cromatograma m/z 191 sobre el área pico de 17a, 21B (H)-hopano en el cromatograma m/z 191.
 (e) 24/4 = Área Pico del Tetracíclico terpano (C24) en el cromatograma m/z 191. 26/3 = Área Pico del 17a (H)-22,29, 30-Trisnorhopano en el cromatograma m/z 191.
 (f) C-30 = Área Pico del 17a (H)-dianhopano. 29/5 = Área Pico del 18a (H)-30-norhopano en el cromatograma m/z 191.
 (g) T₈ = Área Pico del 18a (H)-22,29, 30-Trisnorhopano en el cromatograma m/z 191. T₉ = Área Pico del 17a (H)-22,29, 30-Trisnorhopano en el cromatograma m/z 191.
 (h) DIASINDEX = Suma de las áreas de los picos de C27 20R y 20S 12B 17a (H)-diasteranos en el cromatograma m/z 217, sobre la suma de las áreas de los picos de C29, 20S y 20R 5a (H), 14B(H), 17B(H), 2+-etilcolestano en el cromatograma m/z 217.
 (i) %C27 = [C27/(C27 a C29)] X 100; %C28 = [C28/(C27 a C29)] X 100; %C29 = [C29/(C27 a C29)] X 100. Área Pico del 5a(H), 14B(H), 17B(H) (H)-colestano 22S+22R en el cromatograma m/z 218. Área Pico del 5a(H), 14B(H), 17B(H)-H-filcolestano 22S+22R en el cromatograma m/z 218. Área Pico del 5a(H), 14B(H), 17B(H)-etilcolestano 22S+22R en el cromatograma m/z 218. 3
 (j) intensidad de los esteranos regulares en el cromatograma m/z 217 sobre la intensidad de los homohopanos en el cromatograma m/z 191.
 (k) Pr = Área Pico del pristano. Ph = Área Pico del Fitanio. Áreas se Picos del Pr y del Ph medido en el cromatograma de aceite total.

Figura 3.6. Parámetros de biomarcadores para aceites representativos de las cuencas petroleras mexicanas de la cuenca del Golfo de México (Guzmán, 2001).

Por sus características geoquímicas isotópicas y de biomarcadores se han clasificado a los aceites del Oxfordiano como "Familia 1 Oxfordiana" (Guzmán 2001, Mello 1994), de esta familia se han estudiado y reconocido 11 muestras de aceites, las cuales están asociadas a yacimientos en secuencias siliciclasticas marinas del Oxfordiano y posiblemente carbonatados del Kimmeridgiano (Bacab-2, Lum-1, Ek-31 y 101, Ek-Balam DL-3 Balam-1, Hayabil-1 y Oktan-1) (Figura 3.3). Estos aceites presentan las siguientes características:

- ✓ Valores API de: 21-48 ° (medios a altos).
- ✓ Contenido de azufre: de 0.06-5.36 %.
- ✓ Rango isotópico: varía de -26.60 a -24.90 ‰ o de dC^{13} .
- ✓ Relación Pristano/Fitano < 1.
- ✓ Relación Ts/Tm < 1, muy abundantes hopanos en extensión.
- ✓ Relación $C_{35}/C_{34} > 1$.
- ✓ Presencia de 17 a (H)-29.30 bisnorhopano.
- ✓ Alta abundancia de C_{29} (esteranos) en relación con sus contrapartes en C_{27} .
- ✓ Baja abundancia relativa de diasteranos y presencia de C_{30} (esteranos).

Por las características geoquímicas encontradas se interpreta que se originó de un conjunto de material orgánico predominantemente bacteriano relacionado con un paleoambiente carbonatado marino bajo condiciones hipersalinas anóxicas; esta familia de aceites es la responsable de la génesis los aceites oxfordianos que saturan al objetivo económico de la misma edad (Chevron, 1993; Guzmán y Mello, 1994; Guzmán et al., 1995), en toda la Sonda de Campeche. Los aceites de la "Familia 1 oxfordiana", no presentan ninguna evidencia de alteración bacteriana, ya que no hay biodegradación en los aceites de esta familia; la composición original en éste grupo de aceites depende únicamente de sus facies orgánicas y de su evolución térmica.

3.1.1.2 Subsistema Generador Kimmeridgiano.

La generación de hidrocarburos para el subsistema generador Kimmeridgiano, inicio entre los 42-43 Ma en la Cuenca de Macuspana y Sonda de Campeche (Eoceno Superior-Mioceno Inferior), y la expulsión se dio de 4.2 a 9.4 Ma (Mioceno Superior-Plioceno).

3.1.1.2.1 Litofacies Generadoras, Distribución y Capacidad Generadora.

Vera Morán (1995) considera a las unidades D y E del Kimmeridgiano como las principales rocas generadoras de este tiempo, la litología esta compuesta por lutitas, limonitas y mudstone; la mayor riqueza de COT se encuentra en los pozos Yum-401, Kix-1A, Chem-1A, Alux-1A, Citam-1 y Ayin-1 (Figura 3.3) en cantidades de 1-3% de COT (regular a bueno), de tipo principalmente algáceo y caracterizado geoquímicamente como kerógeno tipo II, con mezcla de kerógeno tipo IV; un potencial generador residual (S2) de 4.8 ml hcs/g para la unidad E, únicamente en el pozo Ayin-1, y de 2.8 ml hcs/g para la unidad D, en el pozo Yum- 401. La capacidad de generación de las rocas del Kimmeridgiano varía de regular a buena para el área de los pozos Ayin-1 y Yum-401; probablemente esa capacidad también existió en el resto de los demás pozos, pero actualmente se encuentra agotada por efectos de madurez.

3.1.1.2.2 Madurez de la Materia Orgánica.

De los datos de Tmax y del Índice Tiempo-Temperatura de Lopatin (ITT), en los pozos May-1, Yum-401, Caan-1, Citam-1, Sinan-101A, Alux-1A y Ayin-1 (Figura 3.1), la madurez de la materia orgánica es óptima,

encontrándose dentro de la ventana de generación del petróleo, considerando a las unidades D y E del Kimmeridgiano Superior como roca generadora activa.

3.1.1.2.3 Familias de Hidrocarburos.

Medrano (1996) clasifica a las rocas generadoras de edad Titoniano en las siguientes tres familias:

- Familia 2A: Ambiente de depósito marino carbonatado (anoxigénico) con influencia terrígena menor correspondiente a arcillas.
- Familia 2B: Medio ambiente marino carbonatado sin nada de influencia terrígena.
- Familia 2C: Ambiente deposicional marino carbonatado, que a diferencia de la familia 2A, el medio ambiente fue oxigenado, con influencia terrígena importante.

De los estudios realizados en los aceites de la secuencia Kimmeridgiano, que incluyen isotopía y biomarcadores, proporcionaron los mismos datos en cuanto a los aceites con afinidad tithoniana correspondientes a las familias 2A, 2B y 2C, indicando que la continuidad vertical entre las facies del Tithoniano y las unidades D y E del Kimmeridgiano; corresponden en conjunto a la misma unidad generadora tanto en litología y ambiente de depósito, como en capacidad de generación.

3.1.1.3 Subsistema Generador Tithoniano (SGT).

Para este subsistema generador de hidrocarburos se tiene suficiente información de pirolisis por rock-eval, petrográfica orgánica, isotopía y biomarcadores, lo que ha permitido definir las facies del Tithoniano como las principales secuencias generadoras de hidrocarburos en la Sonda de Campeche (Holguín y Romero, 1983; Holguín, 1987; Cal y Mayor, 1987; Medrano, 1994; Ortega, 1995).

3.1.1.3.1 Litofacies Generadoras.

La composición litológica de las litofacies generadoras de Tithoniano varían de calizas a lutitas carbonatadas, que se acumularon en ambientes carbonatados profundos, que van de plataforma externa a cuenca, clasificadas petrográficamente como packstone a mudstone, con laminaciones, y abundantes organismos pelágicos (saccocomas, calpionélidos), sugiriendo una edad que va del Tithoniano Temprano al Berriasiano Temprano; químicamente sus porcentajes de carbono mineral varían del 98 al 40%. Ángeles-Aquino y Cantú-Chapa (2001) consideraron como generadoras a tres secuencias del Tithoniano, la unidad F, G y H, siendo la unidad G considerada como de mayor capacidad generadora por sus valores altos de COT y S2.

3.1.1.3.2 Distribución.

Las rocas del Tithoniano se encuentran ampliamente distribuidas en la Sonda de Campeche, ya que se encuentran en los pozos Tunich-1, Chacmool-1 y Balam-1 al N-NE hasta Kix-1A, May-1 y Oktan-1 al S-SW y desde Zazil-Ha-1 a Ayin-1 al W (Figura 3.1). En la parte N de la Sonda de Campeche se desconoce su presencia en donde posiblemente los espesores sean muy delgados ya que la tendencia es de acuñaamiento contra la Plataforma de Campeche.

3.1.1.3.3 Espesores Totales.

Los espesores totales encontrados en las secuencias del Tithoniano corresponden a los espesores atravesados sin corrección por desviación y/o echado; basándose en datos de registros eléctricos e informes de pozos; los mayores espesores, varían de 300 a 450 m y se ubican en varios depocentros alineados de NE a SW. Hacia el E los espesores disminuyen considerablemente con valores de hasta 30 m, y al W hasta los 100 m. Se considera que estas variaciones en los espesores son el resultado del relleno que niveló la paleotopografía del Kimmeridgiano caracterizada por barras y bancos oolíticos alineados en franjas paralelas a la costa, restringiendo la circulación de agua en algunas áreas bajas (depocentros) por lo que se formaron condiciones anóxicas.

3.1.1.3.4 Espesores Netos Generadores.

Corresponden a la suma de todos aquellos intervalos que cumplen con los requerimientos de riqueza orgánica (COT > 0.5) y potencial generador (S₂ > 2), dentro de un espesor total; eliminando todos aquellos intervalos que carecen de potencial generador. De acuerdo a lo anterior los espesores de las secuencias generadoras van de los 150 a 300 m, con la característica que la tendencia en la distribución se conserva de manera similar que en los espesores totales, de toda la columna estratigráfica Cenozoica resultando siempre mayor en los depocentros.

3.1.1.3.5 Capacidad Generadora.

Un factor determinante para cuantificar la capacidad generadora, es el contenido de carbono orgánico total (COT), siempre y cuando la materia orgánica sea de buena calidad y se encuentre inalterada; por el contrario, si se encuentra térmicamente alterada u oxidada el porcentaje existente de COT disminuye significativamente la capacidad generadora.

En el lineamiento que conforman los pozos Tunich-1, Bacab-2, Cantarell-91, Balam-1, Chac-2, Pol-77, Zinic-1, Chem-1a, Yaabkan-1 (Figura 3.1), y que en forma general coincide con el alineamiento de los principales depocentros de mayor espesor neto generador, se tienen los valores más altos de COT, resaltando los valores de 3-7 % (muy altos a excelentes) en el N-NE en áreas inmaduras a semimaduras y de 2-5% al S-SW (altos) en áreas más maduras. Hacia las porciones laterales del mismo lineamiento, los valores de COT tienden progresivamente a disminuir de 2 a menos de 0.5% (bajo), posiblemente por el efecto de adelgazamiento de los espesores que se acuñan hacia la plataforma; en la parte occidental los valores son del orden de 2 a 3 % (altos a muy altos), con una tendencia a disminuir ese valor cuando el espesor de la roca es pequeño.

En general, los valores promedio dentro de rocas generadoras del Tithoniano oscilan entre 1.0 y 6.5 % en peso, que se pueden catalogar como excelentes (Figura 3.7). En la porción N-NE, se observa que la dolomitización no afecta el contenido orgánico, aunque son inmaduras con valores de COT muy altos, conservando casi su contenido original.

El Kerógeno predominante que contienen las rocas del Tithoniado, de acuerdo a los análisis de IH vs IO (gráficas de Van Krevelen) y por lo datos de petrografía orgánica, son de tipo I y II, algáceo, amorfo y herbáceo, generadores de aceite y gas en toda el área; su energía de activación para la máxima generación es de 51 Kcal/mol con una distribución típica de un kerógeno tipo 1y II por los altos valores de azufre.

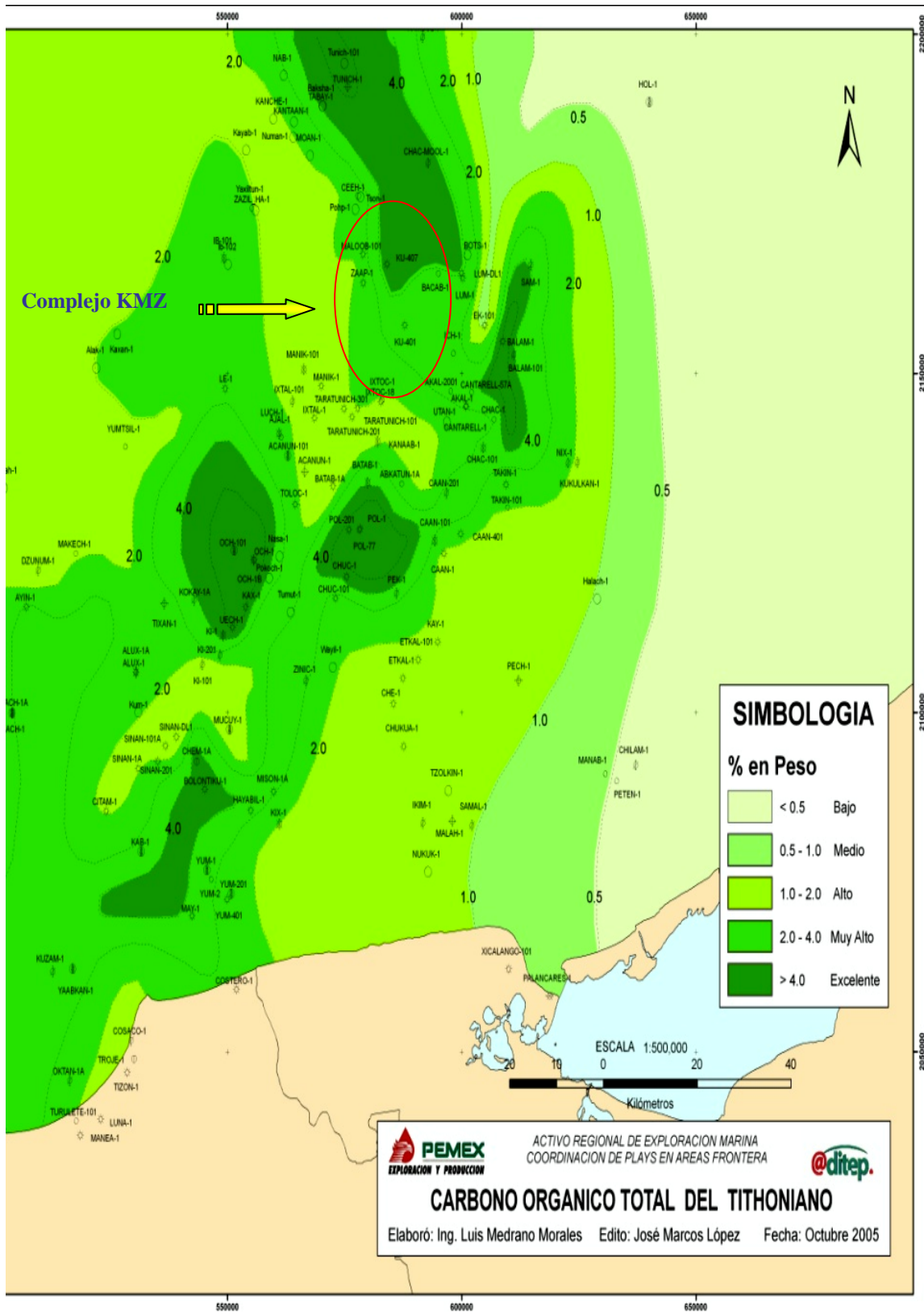


Figura 3.7. Isopacas de carbono orgánico total del Tithoniano en la Sonda de Campeche (PEMEX 2005).

3.1.1.3.6 Calidad de la Materia Orgánica.

Basándose en los datos de petrografía orgánica, se ha encontrado que de manera predominante, en las litofacies del Tithoniano se tiene materia orgánica algácea y amorfa (kerógenos I) y herbácea (kerógenos de tipo II), cuya calidad es de buena a excelente para la generación de aceite y gas. Por otra parte los resultados de la pirólisis por rock-eval muestran que los valores de IH varían de 68 a 781 mg hc/g COT (pobre a excelente); esta diferencia IH refleja principalmente variaciones por el estado de madurez térmica y secundariamente por la riqueza orgánica.

3.1.1.3.7 Potencial Generador Residual.

El potencial generador es evaluado utilizando los parámetros del potencial petrolero total (S1+ S2) y del potencial generador residual (S2) de los datos de pirólisis por rock-eval.

Las zonas de mayor posibilidad de generar hidrocarburos se ubican en los depocentros de mayor espesor neto generador y el lineamiento de valores altos de COT anteriormente descritos. De acuerdo a lo anterior el lineamiento Tunich-1, Bacab-2, Cantarell-91, Balam-1 y 101. Chac-2, Takin-1 Pol-77, Zinic-1, es el de mayor potencial generador residual ya que contienen de 5-17 ml hcs/gr roca (bueno a excelente), disminuyendo al oriente de 5 a <2 ml hcs/gr roca (regular a pobre) y al occidente con una tendencia a mantenerse en 5 ml hcs/gr roca (regular).

De manera general, la distribución de los valores de S2 es de 2 a 10 ml hcs/gr roca (regulares a muy buenos), con excepción de la porción oriente donde los valores se reducen a pobres (<2) y cuyas posibilidades de generación son escasas; las áreas con valores mayores de S₂: 5-10 ml hcs/gr roca son: Tunich-1, Ku-401, Balam-1 y 101 y Cantarell-91, representando las áreas inmaduras a semimaduras y a la vez, las que conservan su potencial generador casi original.

Relacionando los valores de riqueza, tipo, calidad y potencial residual de la materia orgánica en rocas del subsistema generador Tithoniano, se puede afirmar que en la mayor parte del área de la Sonda de Campeche, se presentan características de capacidad generadora de regulares a excelentes, desconociéndose por falta de datos la parte oriental (Ixim-1, Kukulkan-1, Pech-1, Chilam-1).

3.1.1.3.8 Madurez de la Materia Orgánica.

Los límites de madures de las rocas del Tithoniano se determinaron con base en la simulación de la Tmax a partir de la pirólisis por rock-aval, con datos de petrografía orgánica a través de las mediciones de la reflectancia de la vitrinita (Ro), indirectamente por el cálculo del Índice Tiempo Temperatura (ITT) de Lopatin, por medio de los modelos de historia de sepultamiento, y recientemente con el Ro equivalente por medio de los biomarcadores.

La parte sobremadura se ubica en la porción S-SW (Yum-1 y May-1), y disminuye gradualmente de madura, ligeramente madura a inmadura en la porción N-NE; limitándose esta última etapa en el extremo N-NE de la Sonda de Campeche (Tunich-1, Ceeh-1, Maloob-101, Ixtal-1 y 101, Taratunich-201, Le-1, Kokay-1A, Chacmool-1, Balam-1), la ubicación de estos pozos se encuentra en la figura 3.3.

Con el parámetro de madurez Ro se pueden estimar los límites de la ventana de generación del petróleo, aunque en la zona de estudio no se tienen los suficientes datos que permitan calibrar los límites de madurez, por lo que se toman los rangos de los valores utilizados a nivel mundial; los cuales son:

- Menos de 0.5 de Ro: Fuera de la generación del petróleo.
- De 0.5-1.0 de Ro: Inicio de la generación del petróleo.
- De 1.0-1.3 de Ro: Máxima generación del petróleo.
- Mayor de 1.3 de Ro: Fin de la generación del petróleo

La madurez obtenida a través del Ro y la equivalente por biomarcadores indican la presencia de aceites expulsados en todos los estados de generación dentro de la ventana del petróleo, desde 0.5 a 1.3 de Ro equivalente, es decir, desde la fase inicial, pico y final de generación de hidrocarburos.

Utilizando dichos Valores se tiene que el lineamiento que conforman los pozos Tunich-1, Chacmool-1, Ceeh-1, Bacab-201, y Lum-1, se encuentran en una etapa inmadura (fuera de la generación del petróleo), hacia el SW se encuentran las etapas inicial, máxima y final de la generación del petróleo.

Ortega (1995), comparó la madurez de los aceites mediante análisis de biomarcadores con respecto a Tmax de pirólisis por rock-eval, y calibró los límites de madurez de las rocas generadoras del Tithonian, proponiendo los siguientes límites:

- Diagénesis tardía (inmadurez), menor a 421°C de Tmax.
- Catagénesis de 430 a 452°C de Tmax.
- Metagénesis (generación de condensados y gas), mayor a 452°C de Tmax.

Uno de los parámetros calibrados en la Sonda de Campeche, para medir los límites de madurez en las rocas generadoras es el Índice Tiempo Temperatura (ITT), fue utilizado por Holguin, 1987, quien obtuvo resultados del modelado de Lopatin con valores de ITT de 7, 15, 75, 160 y 500, se interpreta con estos datos cuales la distribución las etapas de generación y transformación del petróleo, las cuales proporcionan de manera aproximada los tipos de hidrocarburos esperados en la Sonda de Campeche, delimitando la porción N-NE y E como el área más inmadura, con valores de ITT menores a 7 (Tunich-Chacmool-Lel-Ixtal-Maloob-Ek-Balam-Kukulcan) (Figura 3.3), pronosticándose para esta área la presencia de aceites pesados. El resto del área se encuentra con valores entre 7 a 160 de ITT, dentro de la ventana madura por lo que se generaron aceites ligeros y pesados; mientras que al S-SW se encuentra la etapa sobremadura con un ITT mayor de 160, ésta última etapa es atractiva para la búsqueda de hidrocarburos líquidos y gaseosos (condensados). Los rangos de madurez de estas etapas se indican en la figura 3.8:

Itt	Etapas de Madurez
< 7	Inmadura
7-12	Ligeramente Madura
12-160	Madura
160-1500	Sobremadura

Figura 3.8. Rangos de madurez de la Sonda de Campeche (PEMEX 2005).

Si se correlacionan los valores de ITT con los de Ro y Tmax en estudios de laboratorio se obtienen ocho etapas que indican donde se generan los hidrocarburos (Figura 3.9).

ETAPA	ITT	Ro	Tmax
Inicio De La Generación Del Petróleo	7	0.5	420
Máxima Generación Del Petróleo	75	1	430
Fin De La Generación Del Petróleo	160	1.3	450
Limite Para Encontrar Petróleo Con < 40 °Api	500	1.75	-----
Limite Para Encontrar Petróleo Con < 50 ° Api	1000	2	370
Limite Para La Presencia De Gas Humedo	1500	3.75	460
Presencia Ultima De Gas Seco	65000	-----	-----
Sulfuros Líquidos Abajo Del Limite De Gas Seco	972000	5	400

Figura 3.9. Etapas de indican la generación de hidrocarburos (PEMEX 2005)

3.1.1.3.9 Correlación de Densidades °API Contra ITT.

Las densidades °API y el ITT, son el producto final de las transformaciones que sufre la materia orgánica a causa de la temperatura, por lo que se tiene una relación directa entre la madurez y los grados °API.

A continuación se muestra la correlación entre los valores de °API e ITT de 40 pozos de la Sonda de Campeche (Figura 3.10), de los cuales 7 de ellos se encuentran fuera de correlación (Bacab-21 y 201, Lum-1, Taratunich-102 y 103, Ixtal-1 y Ayin-1), infiriendo que los hidrocarburos que se explotan en estas estructuras, migraron de otros focos de generación y expulsión.

ITT	°API	TIPO DE CRUDO	
1	10	<i>PESADO</i>	MAYA
3	14		
7	20 a 22		
10	23	<i>L</i>	I T S M O
15	26	<i>I</i>	
20	28		
30	31		
40	34 a 35	<i>G</i>	
56	36	<i>E</i>	OLMECA
75	38		
92	39		
110	40	<i>R</i>	
120	41		
130	42	<i>O</i>	
160	43		
160-500	> 45	<i>CONDENSADO</i>	

Figura 3.10. Correlación entre ITT con densidades reales API para lo Sonda de Campeche (Cuevas Leere, 1988).

3.1.1.3.10 Edades, Focos de Generación y Expulsión del Aceite y Gas.

Se calcula que la generación de hidrocarburos inició hace 42 Millones de años (Ma) en la Cuenca de Macuspana (Eoceno Medio), después en el Cinturón Plegado Reforma-Akal a los 28 Ma (Oligoceno Superior), y finalmente donde se ubican los domos salinos del Golfo Profundo a los 23 Ma (Mioceno Inferior). En el área

en que se localiza el extremo SW del Cinturón Plegado de Reforma-Akal, cerca de la línea de costa, inicio su generación hace 25 Ma (Mioceno Inferior), continuando gradualmente en tiempo en el N-NE de la Sonda de Campeche la generación se inicio hace 17 Ma (Mioceno Inferior), hasta el Reciente (Plio-Pleistoceno) y hacia el sur occidente, en la Cuenca de Comalcalco la generación se inicio hace 5.3 Ma (Plioceno).

Considerando el tiempo de generación, se deduce que existe sincronía con respecto a la generación de hidrocarburos después del Mioceno Medio, cuando las estructuras compresivas (trampas petroleras) y sellos estaban totalmente formadas y comunicadas por las vías de migración para su recarga, sin permitir grandes fugas hacia la superficie.

La expulsión de hidrocarburos líquidos al igual que la generación, también se lleva a cabo en gran parte del área, excluyendo los pozos Tunich-1, Chacmool-1, Ceeh-1, Lum-1, Ek-Balam-DL3, Balam-1, Kay-1, Kukulkan-1 y Dzunuzum-1, iniciando dicha expulsión en el Cinturón Plegado de Reforma-Akal a los 9.4 Ma (Mioceno Superior), después en el Golfo Profundo a los 5.6 Ma (Mioceno Superior) y al final en la Cuenca de Comalcalco a los 4.2 Ma (Plioceno).

3.1.1.3.11 Factor de Carga.

El factor de carga se define como la máxima cantidad de hidrocarburos, en toneladas métricas, que pueden ser generados bajo un metro cuadrado de área, (Tissot, 1980), y se utiliza para evaluar la capacidad de carga de un área o región, la cual a su vez nos permite distinguir los sectores o áreas generadoras de mayor potencial.

El Índice de Potencial Generador se utiliza para determinar el factor de carga y es calculado de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$SPI = t(S1+S2)r/1000$$

Donde:

SPI: Índice de potencial generador en toneladas métricas de hidrocarburos por tonelada métrica de roca.

t : Espesor neto generador; en metros.

S1+S2: Potencial petrolero; en kilogramos de hidrocarburos por tonelada métrica de roca.

R: Densidad de la roca generadora; en toneladas métricas por metro cúbico.

Los rangos de SPI para estimar el factor de carga son mostrados en la figura No 3.9.

SPI =	0-5	Bajo
SPI =	May-15	Moderado
SPI =	>15	Alto

Figura 3.11. Factor de carga de hidrocarburos (PEMEX, 2004).

En la Sonda de Campeche; las zonas que se encuentran en etapas maduras dentro de la ventana del petróleo (de 7 a 160 de ITT) o sobremaduras (de 160 a 500 de ITT), muestran una disminución significativa del SPI, ya que el potencial genético disminuye por efecto de la expulsión, provocado por la sobremadurez térmica (porciones centro, sur, sureste y suroeste), por lo tanto, a excepción del área inmadura de Tunich, las demás áreas tienen una madurez adecuada y una carga de moderada a alta, las cuales se asocian a grandes reservas petroleras y campos gigantes de aceite y gas (Ku-Zaap-Maloob, Cantarell, Abkatun-Pool-Chuc, Och-

Pich-Uech, Zinic, Chem-Bolontiku-Hayabil y Yum-May). Por otra parte, las rocas generadoras que tienen carga baja, se encuentran asociadas a austeras reservas petroleras y pequeños campos de aceite y gas (Bacab-Lum, Ek-Balam, Ixtoc-Taratunich-Ixtal, Takin-Caan, Ayin, Sinan-Citam, Mison -Kix) o son áreas no productoras (Chacmool, Kukulkan, etc.).

3.1.1.3.12 Tipos o Familias de Hidrocarburos.

En la Sonda de Campeche los aceites con afinidad a las secuencias tithonianas están distribuidos ampliamente, están presentes en la mayoría de los pozos cuya producción se asocia con yacimientos que varían en edades del Kimmeridgiano al Eoceno. Estos aceites se han clasificado como Familia 2, la cual con base en sus características geoquímicas se han dividido en tres subfamilias (2A, 2B y 2C), ya mencionadas anteriormente. Algunas de las propiedades de los aceites del sistema generador Tithoniano son las siguientes:

- °API de bajos a altos, 10 a 50 °.
- Alto contenido de Azufre, que varía de 2.0 a 5.63 %.
- Valore isotópicos entre un rango de 26‰ O a -28.7‰ O, edad Tithoniano.

La madurez de los aceites de la Familia 2, en general representan hidrocarburos expulsados en todos los estados de generación dentro de la ventana del petróleo, desde 0.5 a mayor de 1.3 de Ro equivalente; lo que la ubica desde la fase inicial a la fase final en cuanto a la generación de hidrocarburos.

Finalmente podemos decir que, las facies generadoras del Tithoniano son responsables de la generación de los aceites de la Familia 2 (subfamilias 2A, 2B y 2C), los cuales cargan a las trampas de los objetivos económicos petroleros del Kimmeridgiano, Cretácico y Eoceno.

3.1.1.4 Subsistema Generador del Cenozoico, Eoceno-Mioceno (Hipotético)

En la porción terrestre, de las cuencas del sureste han sido analizados aceites, cuyo alto contenido de oleanano sugiere un origen Cenozoico además de que muestran semejanza con extractos de rocas del Mioceno (Chevron-Pemex, 1993 y Cenpes-IMP-Pemex, 1994). De un total de 4835 análisis de pirolisis por rock-eval que se sometieron a varios filtros, se observa que 1438 muestras contienen un COT que supera el 0.5 % y en ocasiones sobrepasan el 4 %, mientras que 455 contienen características de ser potencialmente generadores con S₂ que varía de 2 a 7 ml hcs/gr roca (148 corresponden al Paleógeno y 307 al Neógeno). Sobresalen las facies arcillo-calcáreas y de lutitas bentónicas del Eoceno y Mioceno, como las de mayor capacidad generadora.

La madurez de la materia orgánica del subsistema generador Cenozoico, evaluada a través de T_{max} y ITT, nos indica que prácticamente toda la región de la Sonda Marina es inmadura (T_{max} < 435°, Ro < 0.4%) a excepción del área de Chem-1A Hayabil-1, Kix-1A, Yum-401 y el SW de la Cuenca de Macuspana, cuya madurez alcanza las secuencias terrígenas de la base del Mioceno Medio; por otra parte, la ausencia total del Oleanano como biomarcador característico de rocas generadoras Cenozoicas, confirma a este nivel como un subsistema generador inactivo. Las rocas del Mioceno contienen un kerógeno que fluctúa entre III-II y III con predominio del tipo III propicio para la formación de hidrocarburos gaseosos y condensados principalmente, aunque debido a la influencia del tipo III, también es capaz de generar cantidades importantes de gas; las observaciones realizadas al microscopio muestran en este caso una tendencia de incremento relativo de la materia orgánica leñosa. De acuerdo a Romero Ibarra y Luis Medrano (2001), los espesores netos generadores más altos estimados en las rocas del Mioceno alcanzan valores hasta de 550 m, siendo el

promedio 250m. Las lutitas calcáreas del Mioceno son secuencias que presentan una carga moderada a pobre (Clasificación de Demaison, 1991).

3.1.1.4.1 Tipos o Familias de Hidrocarburos.

Los biomarcadores indican que los aceites producidos en los intervalos del Cenozoico son similares con aceites de afinidad tithoniana (Familias 2A, 2B y 2C); considerando esta afinidad se pueden asumir las siguientes características para los aceites del subsistema generador del Cenozoico:

- °API de bajos a altos, 10 a 50 °.
- Alto contenido de Azufre, que varía de 2.0 a 5.63 %.
- Valores isotópicos entre un rango de 26‰ O a -28.7‰ O.

3.1.1.5 Principales Rocas Generadoras de KMZ.

En el complejo KMZ al igual que en casi toda la Región Marina en el Golfo de México, las principales rocas generadoras de hidrocarburos corresponden a las calizas arcillosas con abundante materia orgánica del Jurásico Superior Tithoniano y las lutitas calcáreas bituminosas del Oxfordiano correspondientes a los dos subsistemas generadores antes mencionados (SGT y SGO). Se considera que fueron formadas en un ambiente de inundaciones provocadas por regresiones donde predominaron condiciones reductoras en un clima calido con gran cantidad de actividad orgánica. En la figura 3.12 se muestra la distribución de la roca generadoras, siendo los colores más oscuros (morado y azul fuerte) los correspondientes con las partes más potentes de las secuencias calcárea-arcillosas.

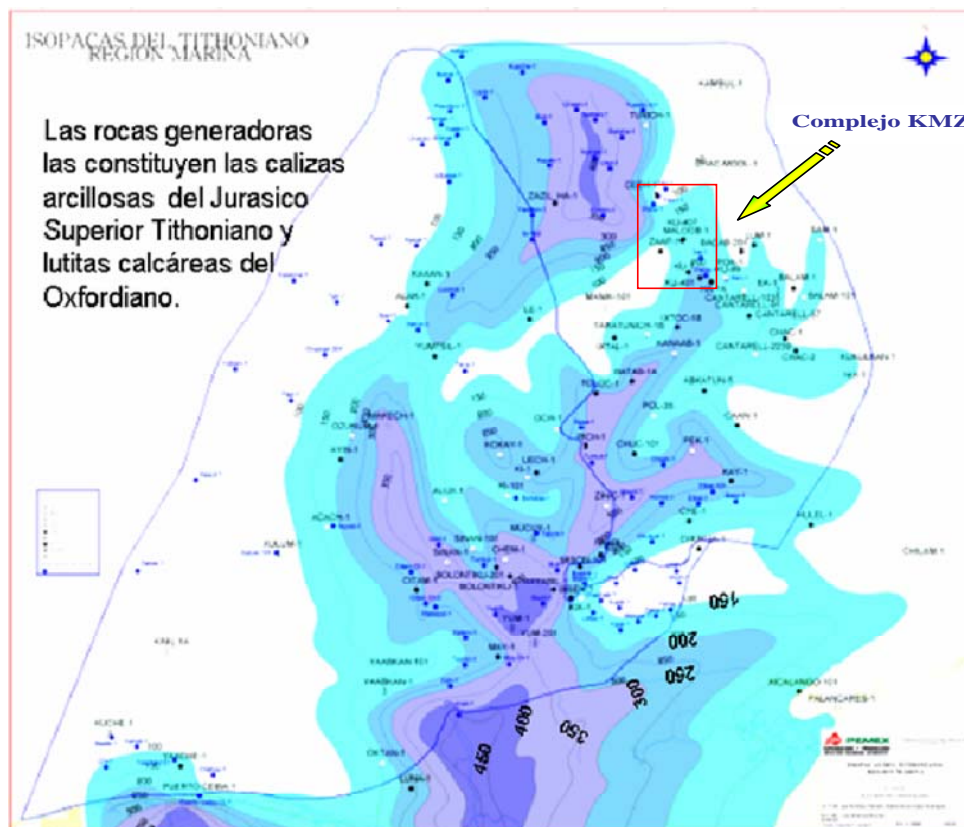


Figura 3.12. Isopacas de las calizas arcillosas del Jurásico Superior Tithoniano (Ángeles Aquino, 2003).

La figura 3.13 presenta las principales características de los subsistemas generadores de Ku-Maloob-Zaap y en general de la Sonda de Campeche.

SUBSISTEMA GENERADOR	TITHONIANO (Principal)	OXFORDIANO (Secundario)	KIMMERDGIANO (En mucho menor medida)	TERCIARIO EOCENO-MIOCENO (Hipotético)
LITOFACIES GENERADORAS	Varía de calizas a lutitas carbonatadas Packstone a mudstone con laminaciones y abundantes organismos pelagicos	Arcillas calcáreas bentoníticas con intercalaciones de calizas	Unidades D y E lutitas, limolitas y mudstone.	Arcillosas (lutitas calcáreas y lutitas bentoníticas) del Eoceno y Miocen
ESPESOR NETO (m)	150 a 300	24 a 120	Varían 50 - 400	250 en promedio
COT %	Al N-NE 3-7 % muy altos a excelentes; al SW 2-5 % altos occidente 2 a 3 % altos amuy altos	1 a 4 Regular a excelente	1 a 3 Regular a bueno	0.5 a 4
KERÓGENO	Tipo I y II Material orgánica algácea, amorfa y herbácea	Tipo I y II. Materia orgánica algácea con cantidades menores de leñosa y carbonosa	Tipo II con mezclas de IV Materia orgánica principalmente algácea.	Tipo III propicio para la forme de hidrocarburos gaseoso condensados; materia orgánica leñosa en su mayoría
FAMILIA Y °API	2A, 2B y 2C. °API de bajos a altos 10 a 50 °. % Azufre =2.0 a 5.63 %	1 Oxfordiana °API medios a altos 21 - 48 y % Azufre = 0.06 a 5.36	Subfamilia 2A, 2B y 2C	De afinidad ithoniana, Fami 2A, 2B y 2C. Posiblemen °API de bajos a altos 10 a 50 °. % Azufre =2.0 a 5.63 %
POTENCIAL GENERADOR RESIDUAL S2	En promedio S2 = 2-10 ml hcs/gr roca (regular a bueno)	Condiciones inmaduras: 3-18 ml hcs / g roca. (bueno a excelente). Condiciones maduras: 0.14 a 3 ml hcs / g roca. (malas a buenas)	Unidad E, S2 = 1.8 ml hcs / g roca Unidad D, S2 = 2.8 ml hcs / g roca	Varía de 2 a 7 ml hcs/gr roca
ÍNDICE DE POTENCIAL GENERADOR SPI	Moderada a alta SPI >15	Roca Inmadura, SPI < a 1 tonelada de hcs/m2 de roca (Pobre) Roca Madura, SPI = 5.2 toneladas de hcs/m2 de roca (Moderada)	Sin datos	Carga moderada, clasificac de Demaison (1991).
MADUREZ DE LA MATERIA ORGÁNICA	Hacia el S-SW, Sobremadura ITT>160, Ro equi.=1.3, Tmax=450 Al N-NE, ligeramente madura e inmadura ITT=7 a 12, Ro equi.=0.5, Tmax=420	Hacia el extremo N-NE inmaduras, Tmax<120, ITT<7, Ro equi.<0.5 S-SW Incipientemente maduras a maduras Tmax>120, ITT>7, Ro equi.>0.5	Optima para la ventana de generación.	Prácticamente toda la región la Sonda Marina es inmadura (Tmax < 435°, Ro equi. < 1 a excepción del área de Cher Hayabil-1, Kix-1A, Yum-4C y SW de la Cuenca de Macuspana)
EDAD DE GENERACIÓN	42 m.a. en la Cuenca de Macuspana (Eoceno Medio) 28 m.a. (Oligoceno Superior) en el Cinturón Plegado Reforma-Akal 23 m.a. (Mioceno Inferior) hacia los domos salinos del Golfo Profundo	Al S-SW ha ingresado a la ventana de generación hace 54 m.a. eoceno inferior de los 2500 a 4000 m	Inicia entre los 42-43 m.a. en la Cuenca de Macuspana (Eoceno Superior-Mioceno Inferior)	-----
EDAD DE EXPULSIÓN	A los 9.4 m.a. (Mioceno Superior) en el Cinturón Plegado de Reforma-Akal. A los 5.6 m.a. (Mioceno Superior) en el Golfo Profundo. A los 4.2 Ma. (Plioceno) en la Cuenca de Comalcalco	Hacia el N-NE no hay expulsión y hacia el S-SW hace 11.5 m.a. Mioceno Medio a la actualidad a 4000-4100 m.	De los 4.2 a 9.4 m.a. (Mioceno Superior -Plioceno)	-----

Figura 3.13. Principales características de las secuencias generadoras en la Sonda de Campeche (Construidas con datos de PEMEX, 2003-2006).

3.2 ROCAS ALMACENADORAS.

En general cualquier roca que contenga poros interconectados puede ser una roca almacén siempre que tenga las condiciones volumétricas que permitan una explotación sustentable y que se ubique dentro de una trampa.

Tres son los aspectos fundamentales para determinar el comportamiento de la roca almacenadora:

- ➔ El primero es su ambiente sedimentario.
- ➔ El segundo está vinculado a la geometría y distribución espacial.
- ➔ Y el tercero es la calidad de la roca almacén, la cual está determinada por sus constituyentes principales que fueron controlados por la fuente de aporte.

Finalmente las propiedades que caracterizan a las rocas almacenadoras como sistema roca-fluido, son de gran importancia para la eventual explotación de hidrocarburos.

En la Región Marina, se tienen cinco secuencias potencialmente almacenadoras de hidrocarburos que se extienden por toda el área, debido a la importancia petrolera y económica que tienen estas rocas, aun cuando actualmente no exista producción de hidrocarburos en alguna de ellas en los campos de KMZ, en este trabajo se presentaran los aspectos fundamentales que las caracterizan; poniendo especial interés en las rocas de la brecha de edad Cretácico Tardío-Cenozoico Temprano, que es de donde se obtiene la mayor producción de hidrocarburos actualmente en Ku-Maloob-Zaap, Cantarell y en prácticamente toda la Sonda de Campeche.

Las cinco secuencias potencialmente almacenadoras de hidrocarburos en la Sonda de Campeche de la más antigua a la más reciente son (Figura 3.14):

- 1) Areniscas del Jurásico Superior Oxfordiano (JSO).
- 2) Bancos oolíticos (Calizas Greystone) del Jurásico Superior Kimeridgiano (JSK).
- 3) Carbonatos fracturados del Cretácico Inferior y Cretácica Superior (KI y KS).
- 4) Brecha calcárea del Cretácico Superior-Paleoceno (K-T).
- 5) Rocas Cenozoicas, las Calcarenitas del Eoceno y los cuerpos arenosos del Mioceno – Plioceno (Unidad V).

3.2.1 Areniscas del Oxfordiano (JSO).

En el área Marina de Campeche, las secuencias almacenadoras del Oxfordiano que tienen posibilidades de almacenar hidrocarburos en KMZ y que en otros campos son productoras de aceite y/o gas, están conformadas principalmente por arenas y areniscas de cuarzo y fragmentos líticos (Figura 3.15), su color varía de café a gris con tamaño de grano que va de medio a grueso; además contienen gravillas pobremente clasificadas las cuales se componen de clastos redondeados a sub-redondeados; se reconoce una porosidad primaria intergranular de 20 a 25% y fracturas inducidas; los aceites almacenados en este tipo de rocas varían de 16 ° (pozo Akal-1) a 48 ° (pozo Hayabil-1) API, los pozos Maloob-103 y Maloob-101 que cortaron el Jurásico Superior Oxfordiano resultaron invadidos en el intervalo productor con agua salada, por lo que se infieren condiciones adversas a la producción de Hidrocarburos en secuencias de ese tiempo en los pozos perforados, aun cuando se tengan condiciones geológicas que califican a la roca almacén como de buena calidad e interés prospectivo, no obstante no se descarta la posibilidad de acumulaciones rentables en localidades próximas.

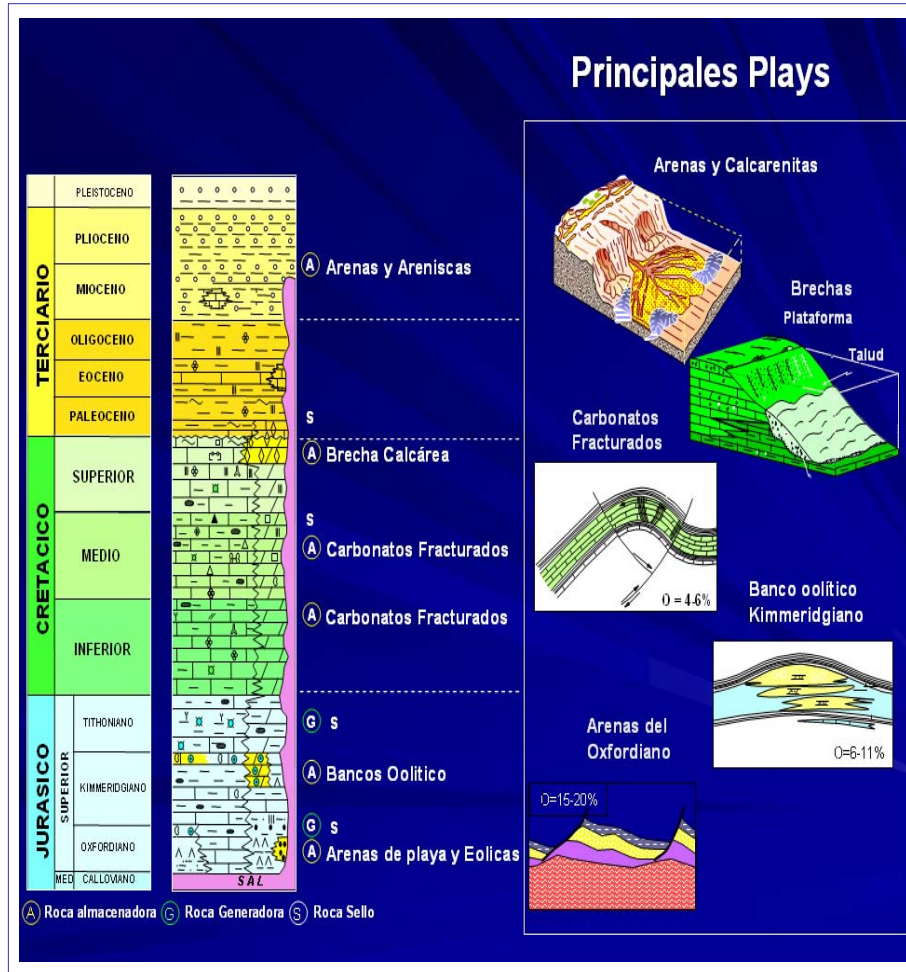


Figura 3.14. Columna geológica de la Sonda de Campeche, en la cual se muestran las rocas que actúan como almacén, generadora, sello y los plays (Modificado de Trejo, 2006).

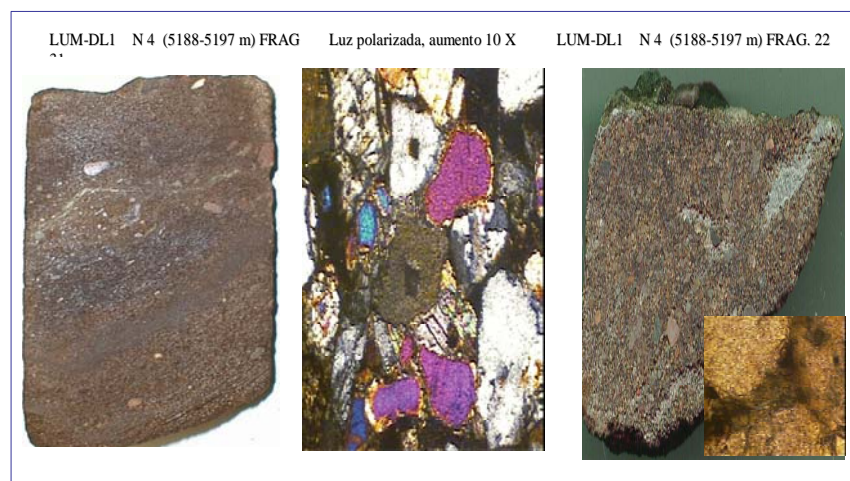


Figura 3.15. Arenisca de cuarzo y fragmentos líticos de color café a gris, de grano medio a grueso con algunas gravillas pobremente clasificadas; los granos van de subredondeados a redondeados, como estructuras sedimentarias se observa gradación normal y fracturas inducidas. En general los estratos son de tipo masivo (PEMEX, 2003).

3.2.1.1 Ambiente de Depósito del Jurásico Superior Oxfordiano.

Las unidades litológicas del Jurásico Superior Oxfordiano se depositaron en ambientes de transición mar-tierra, donde el aporte sedimentario se realizó mediante corrientes fluviales que erosionaron y transportaron los sedimentos de los altos de basamento de la Plataforma de Yucatán y el Batolito de Chiapas. Las facies de arenas que representan las rocas almacenadoras de la parte inferior del Oxfordiano, se encuentran distribuidas en tres tipos de ambiente representados por: Rampa Interna, Rampa Interna Somera y Dunas de Arena; adicionalmente se tiene caracterizado un complejo evaporítico (tipo Sabkha) que funciona como roca sello en el área (Figura 3.16, 3.17, 3.18, 3.19):

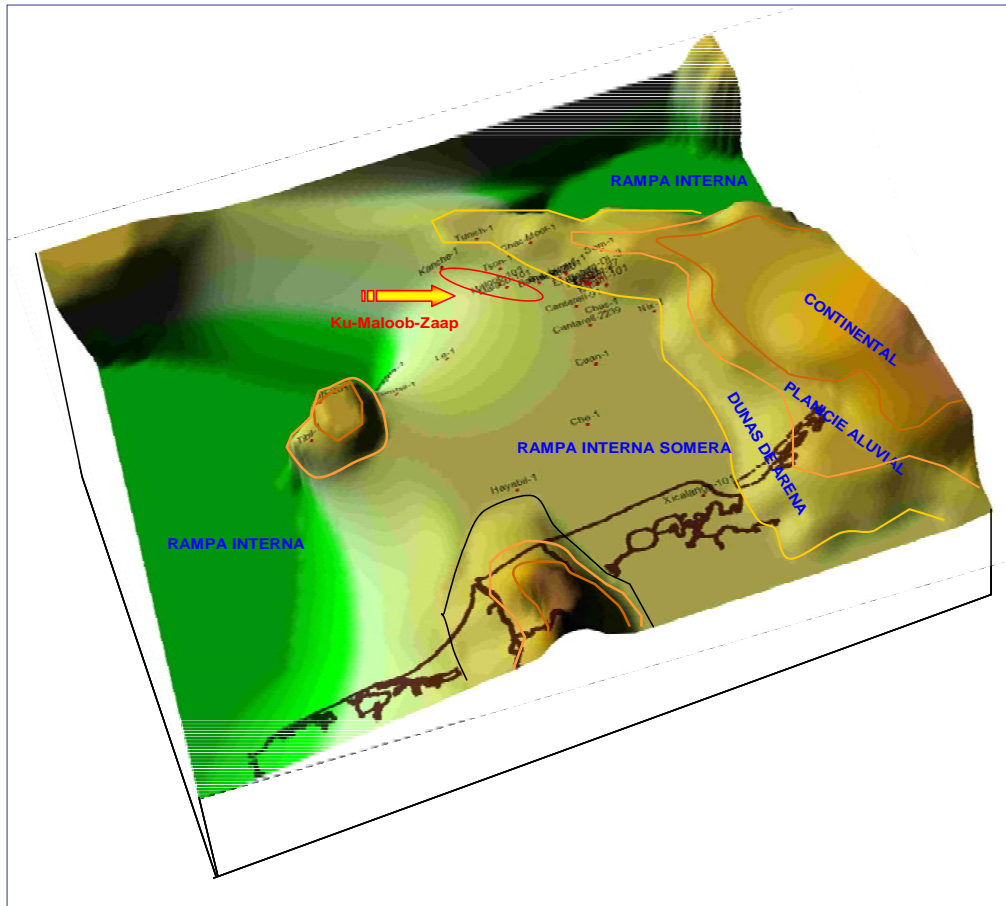


Figura 3.16. Modelo sedimentario de la base del Oxfordiano Inferior en la Sonda de Campeche (PEMEX, 2007).

- **Ambiente Continental y Dunas Costeras:** este ambiente está representado por una secuencia de areniscas, limolitas y lutitas (Figura 3.16 y 3.17).
- **Rampa Interna Somera:** Se caracteriza por una secuencia de areniscas de color gris claro de grano medio a grueso, ligeramente calcárea, con intercalaciones de lutita gris oscuro y gris, también ligeramente calcárea, se encuentra pobremente cementadas con anhidrita y dolomita (Figura 3.16 y 3.17).
- **Rampa Interna:** Se interpreta que se compone de litofacies de caliza con terrígenos y lutita intercaladas con limolita, en donde no se tiene control por falta de pozos exploratorios.

- ◆ **Ambiente de Sabkha:** esta caracterizado por una secuencia de anhidrita con intercalaciones de lutita y limonita (Figura 3.18).

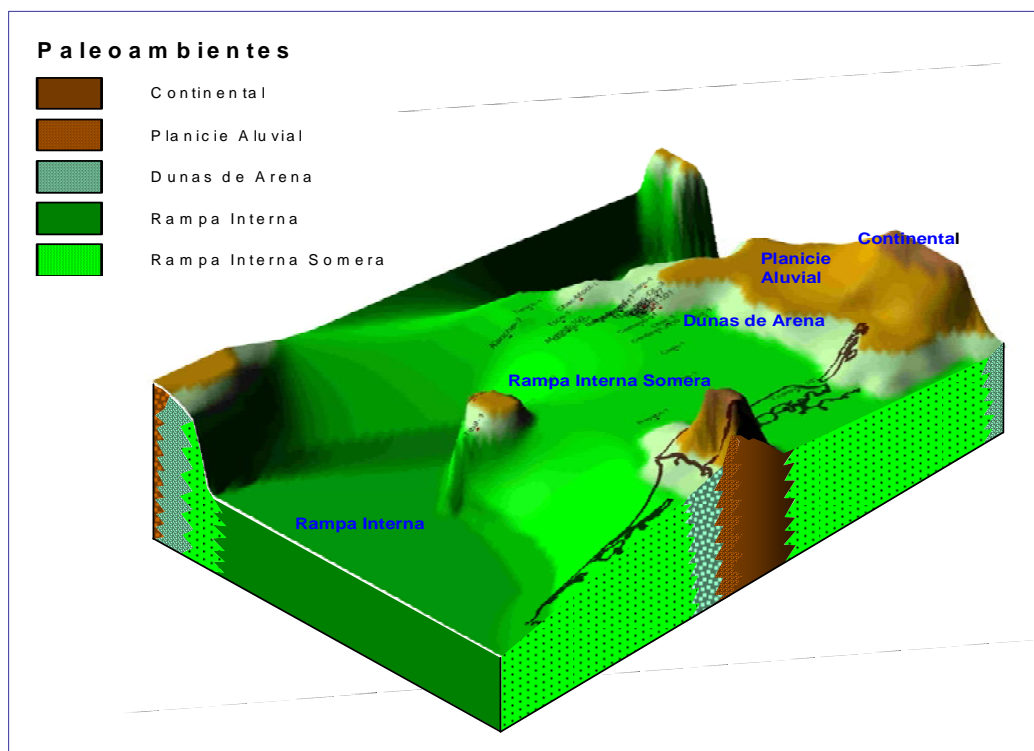


Figura 3.17. Modelo sedimentario de la base del Oxfordiano Medio en la Sonda de Campeche (PEMEX, 2007).

3.2.1.2 Evolución Sedimentológica.

En el Oxfordiano Inferior, de acuerdo a las facies sedimentarias del área, las unidades litológicas se depositaron en mares epicontinentales a mixtos, desarrollándose un complejo evaporítico tipo sabkha, que se caracteriza por un depósito de anhidritas con intercalaciones de lutitas y limonitas (Figura 3.18).

El complejo Sabkha, son zonas sensiblemente deprimidas paralelas a la línea de costa situada en la zona de supramarea. Cuando ocurrieron fuertes vientos en el área de estudio, como ciclones, huracanes, etc., y se combinaron con mareas altas, estas zonas se inundaron quedando incomunicadas, para posteriormente ser sometidas a la evaporación concentrando una gran cantidad de sales en la superficie y en el manto freático, donde el proceso de capilaridad hace ascender el agua.

Posteriormente, durante el JSO Tardío, se presenta la primera transgresión marina en las secuencias sedimentarias de la Sonda de Campeche, las rocas terrígenas tipo sabkha previamente depositadas fueron cubiertas por secuencias de carbonatos arcillosos, carbonatos de ooides, intraclastos y bioclastos, y carpetas de algas con influencia terrígena, lo que propició el desarrollo de una rampa interna (Figura 3.19). Por lo tanto, la trasgresión marina se asocia con una superficie de máxima inundación.

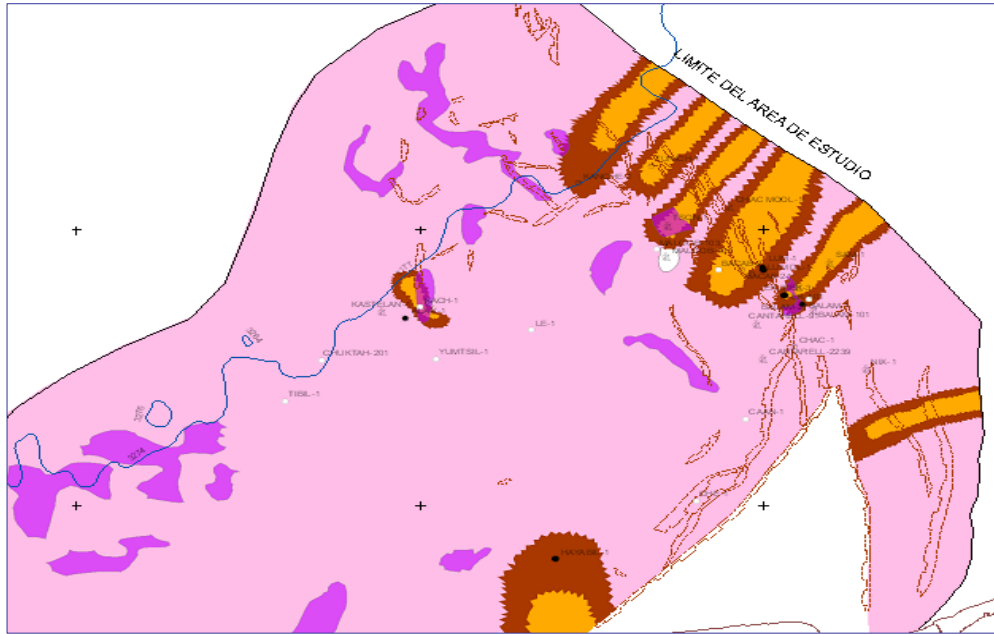


Figura 3.18. Mapa de paleoambientes de la parte superior del Oxfordiano inferior. A este nivel se tiene una buena distribución de la roca sello representado por anhidritas de sabkha (PEMEX, 2007).

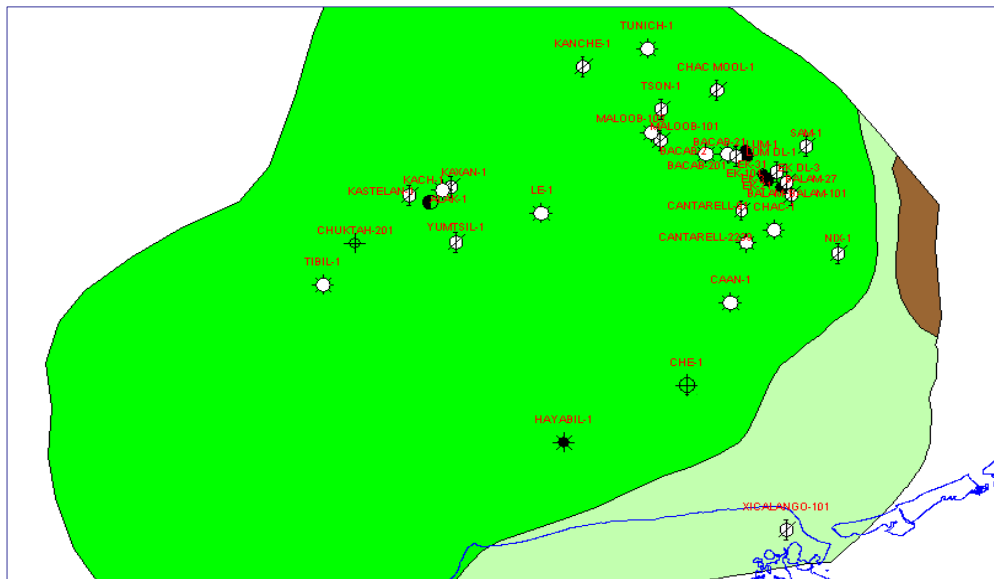


Figura 3.19. Mapa de paleoambientes del Oxfordiano superior, para este nivel la rampa interna profunda esta ampliamente distribuida. Este nivel representa la máxima profundización que se tiene para el Oxfordiano (PEMEX, 2007).

3.2.1.3 Facies del Jurásico Superior Oxfordiano en la Sonda de Campeche.

Las facies del Oxfordiano en el área de estudio se clasifican de la siguiente forma (Figura 3.20):

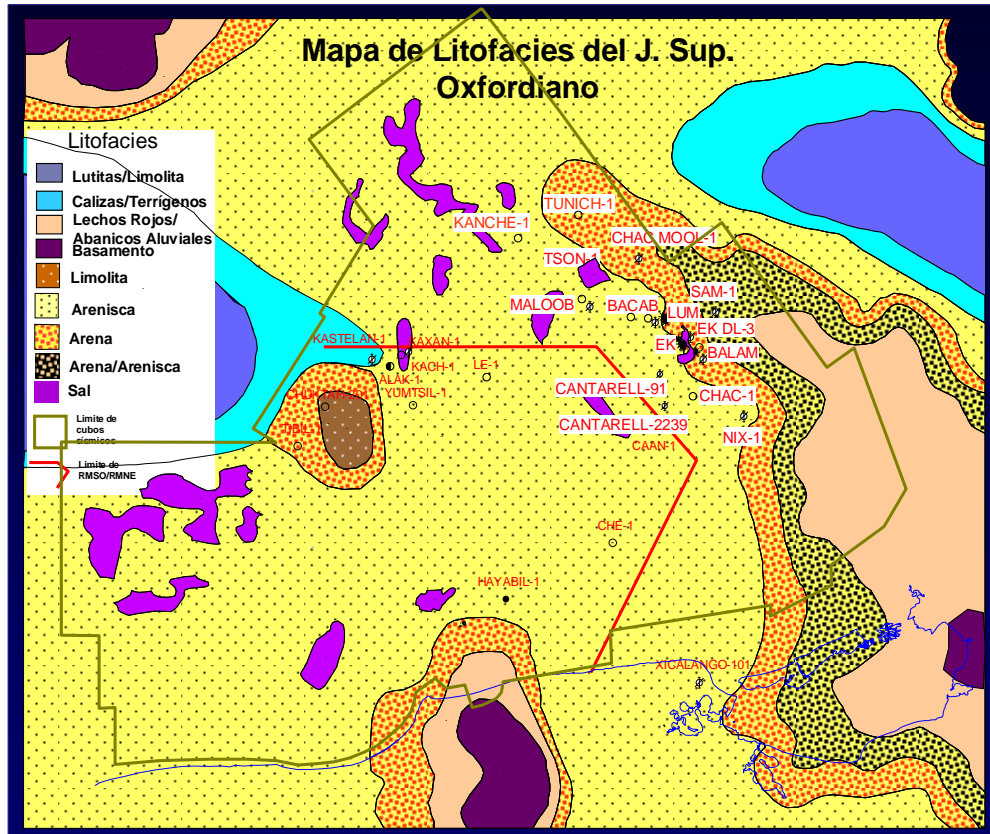


Figura 3.20. Litofacias del Oxfordiano (PEMEX, 2007).

a) *Ambiente de Rampa interna (Oxfordiano Superior).*

1. Intercalaciones de mudstone y wackestone-packstone de ooides, peloides y bioclastos.
2. Lutitas calcáreas con intercalaciones de mudstone dolomitizado y dolomías.
3. Caliza arcillosa ligeramente recristalizada con intercalaciones de lutita arenosa y areniscas.
4. Dolomías con sombras de ooides con intercalaciones de lutita, limolita calcárea y arenisca.

b) *Ambiente de Rampa interna somera (Oxfordiano Inferior).*

5. Areniscas café claro a café rojizo, de grano medio-grueso, subangulosos a subredondeados, mal cementada en material calcareo, con delgadas intercalaciones de Lutita ligeramente calcárea y limolita rojiza.

c) *Ambiente Sabkha.*

6. Intercalaciones de anhidritas, lutitas y limolitas.
7. Dolomía, lutita, anhidrita y Yeso.

d) *Ambiente de Dunas de arena/Rampa interna somera.*

8. Areniscas con fragmentos de feldespatos poco consolidadas, gradúan a conglomerados con intercalaciones de limolita.

e) *Ambiente de Planicie Aluvial.*

9. Areniscas de grano medio a grueso, en partes conglomeráticas, de color café claro a café rojizo, con intercalaciones de conglomerados de grano fino café rojizo, lutita gris claro-gris verdoso y limonita café rojizo.

3.2.1.4 Presencia de la Roca Almacén.

La roca almacén del Oxfordiano esta compuesta por las facies de arenas de playa en una franja nor-oriental alineada por los pozos Ek-Balam, Lum-1, Tunich-1, Chac-Mool-1 y Sam-1 (Figura 3.21); hacia el occidente de esta franja se tiene un ambiente de rampa interna donde la roca almacén esta constituida por sedimentos arenosos consolidados reportados 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 (Figura 3.6). En general la roca almacén tiene una presencia homogénea en la parte occidental de la Sonda de Campeche que incluye KMZ y existe un riesgo alto de presencia de la roca almacén en las parte orientales de la zona de estudio.

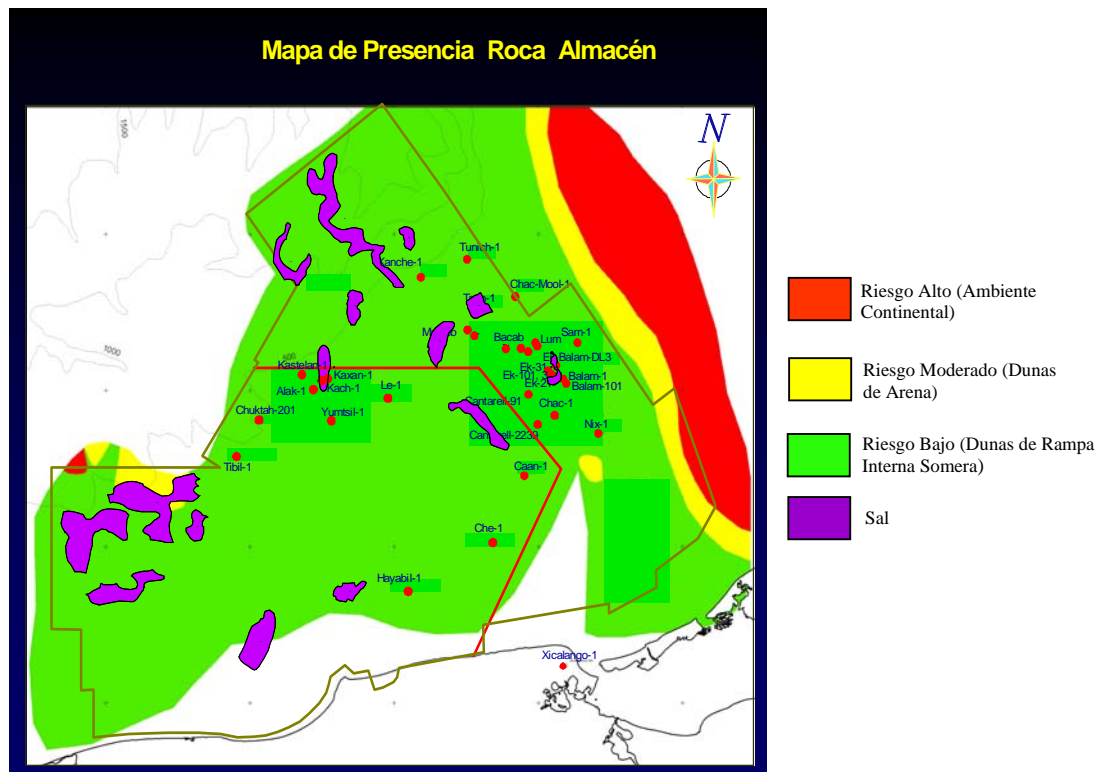


Figura 3.21. Mapa que indica la presencia de la roca almacén del Jurásico Superior Oxfordiano en la Sonda de Campeche (PEMEX, 2007).

3.2.1.5 Espesor de la Roca Almacén.

Los mayores espesores de rocas almacenadoras se presentan en la porción oriental y varían de 100 a 140 m, con una orientación NW-SE. Hacia la parte occidental de la rampa interna somera, se ubican los campos de KMZ, los espesores en esta zona cambian, presentando magnitudes de 50 m a 100 m (Figura 3.22).

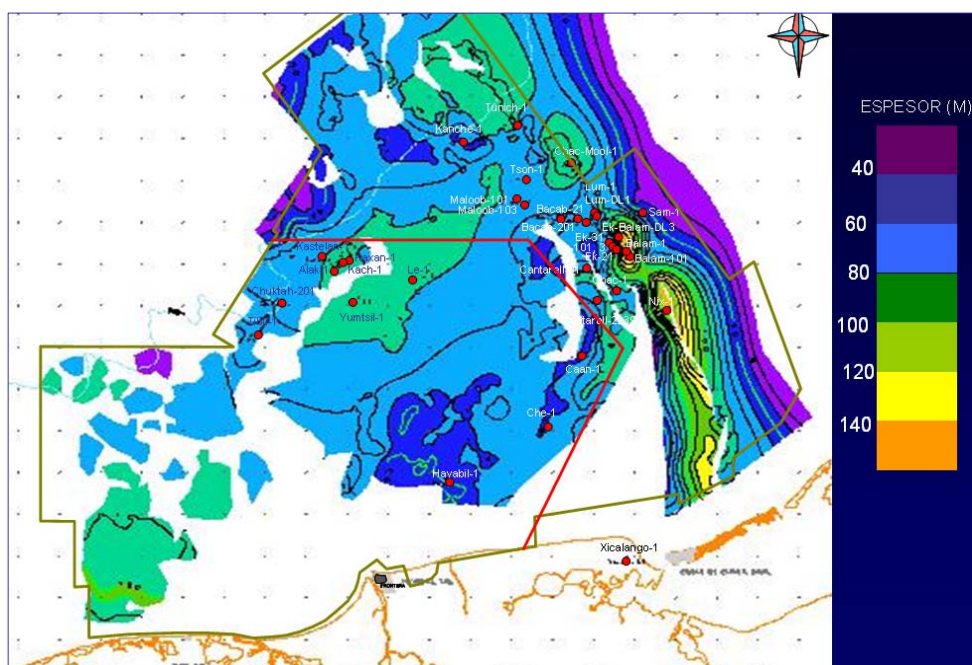


Figura 3.22. Mapa de los espesores de Roca Almacén del Oxfordiano (Trejo, 2006).

3.2.1.6 Porosidad de la Roca Almacén.

En la porción oriental de la Sonda de Campeche, la porosidad de la roca almacenadora varía en rangos de 15-25 %, en secuencias distribuidas en franjas con orientación NW-SE, que abarca desde el pozo Nix-1 hasta Tunich-1, estas porosidades se tienen en areniscas poco consolidadas. En la porción occidental las porosidades varían de 6-15% con una amplia extensión desde el Campo Bacab, Cantarell-91, Tson-1 hasta Hayabil-1, Che-1, Alak-1 y KMZ (Figura 3.23); en areniscas consolidadas y compactas acumuladas en un ambiente de rampa interna somera.

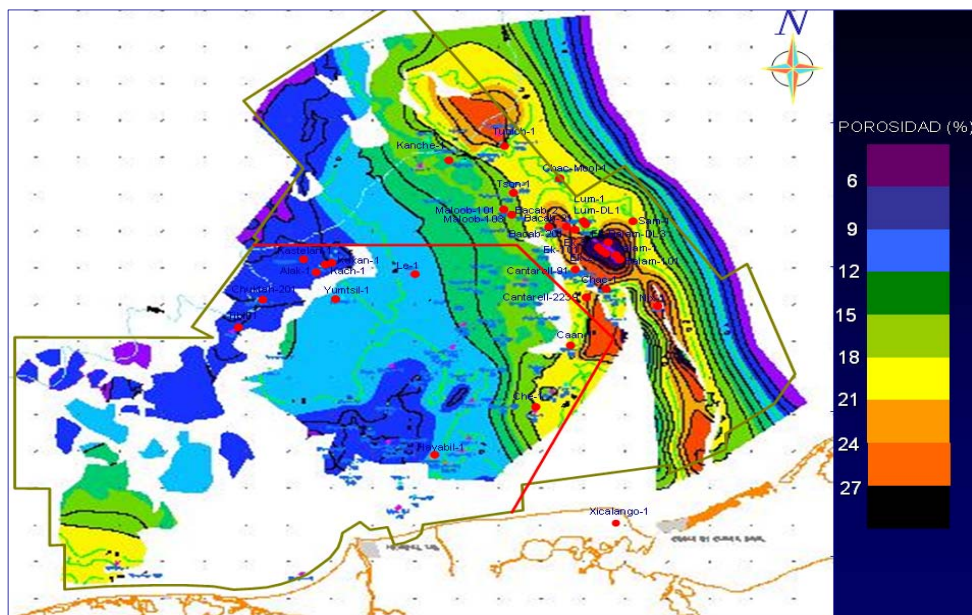


Figura 3.23. Mapa de porosidades de la roca almacén del Jurásic Oxfordiano en la Sonda de Campeche (Trejo, 2006).

3.2.1.7 Efectividad de la Roca Almacén.

En el mapa de la figura 3.24 se indican los porcentajes de porosidad de la roca almacén. El color rojo representa valores de 0-5% (alto riesgo), el color amarillo de 6-15% (riesgo moderado) y el color verde espesores mayores de 15% (riesgo bajo). Por lo que el área de KMZ queda dentro del color verde y amarillo lo que indica que el área es de gran interés (Figura 3.24).

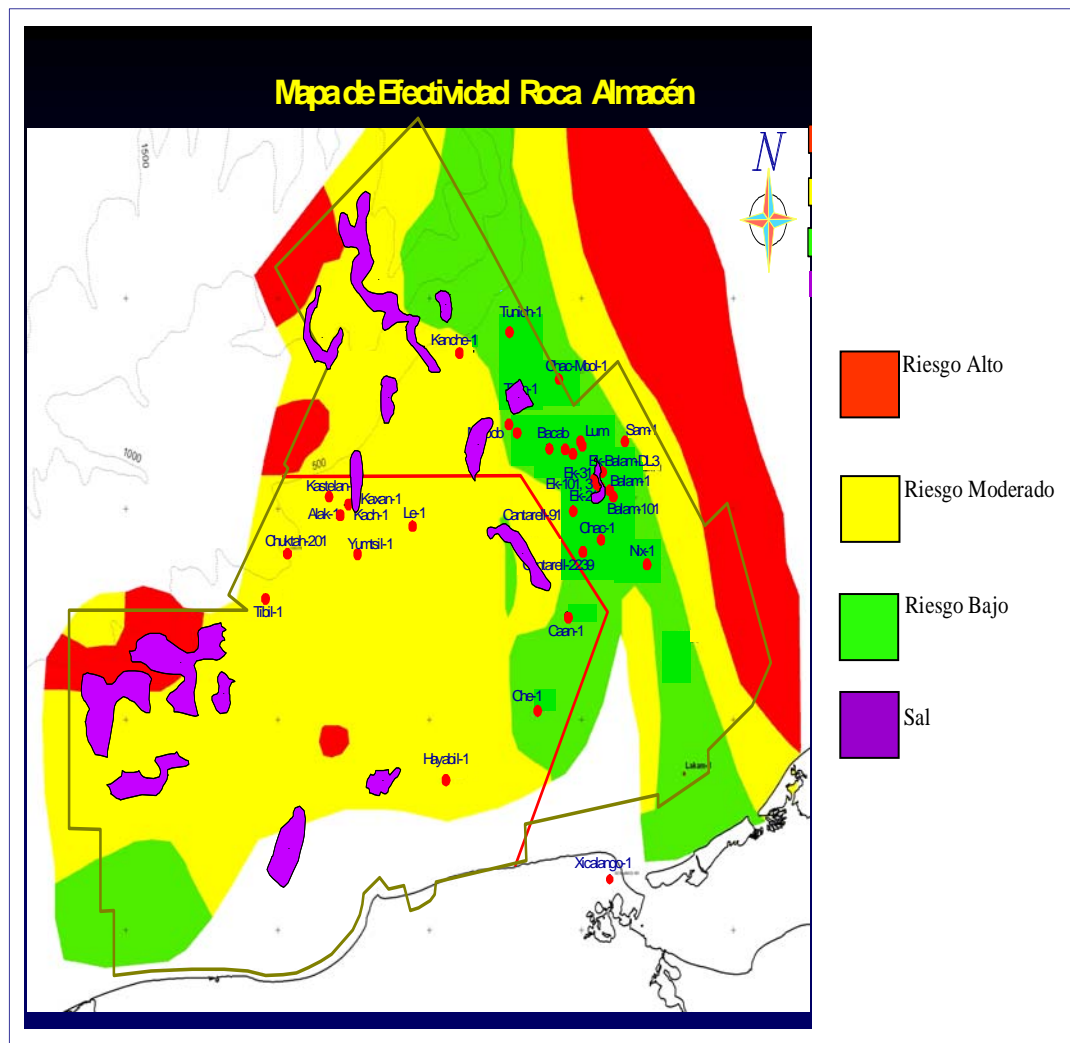


Figura 3.24. Mapa de efectividad de la Roca Almacén del Oxfordiano (Trejo, 2006).

3.2.2 Bancos Oolíticos del Kimeridgiano (JSK).

El potencial petrolero en las secuencias del Kimeridgiano en el Complejo Ku-Zaap-Maloob, se descubrió en el año 1990 con el pozo Zaap-1A, el cual resultó productor de hidrocarburos con un gasto de 10,900 b/d, con aceite de 25° API.

Las secuencias almacenadoras del Kimeridgiano con capacidad apropiada para acumular hidrocarburos se encuentran en la franja de bancos oolíticos dolomitizados ubicada en la porción occidental de la Sonda de Campeche (Figura 3.25), dicha franja constituye la mayor potencia de desarrollos oolíticos con los mejores valores de porosidad.

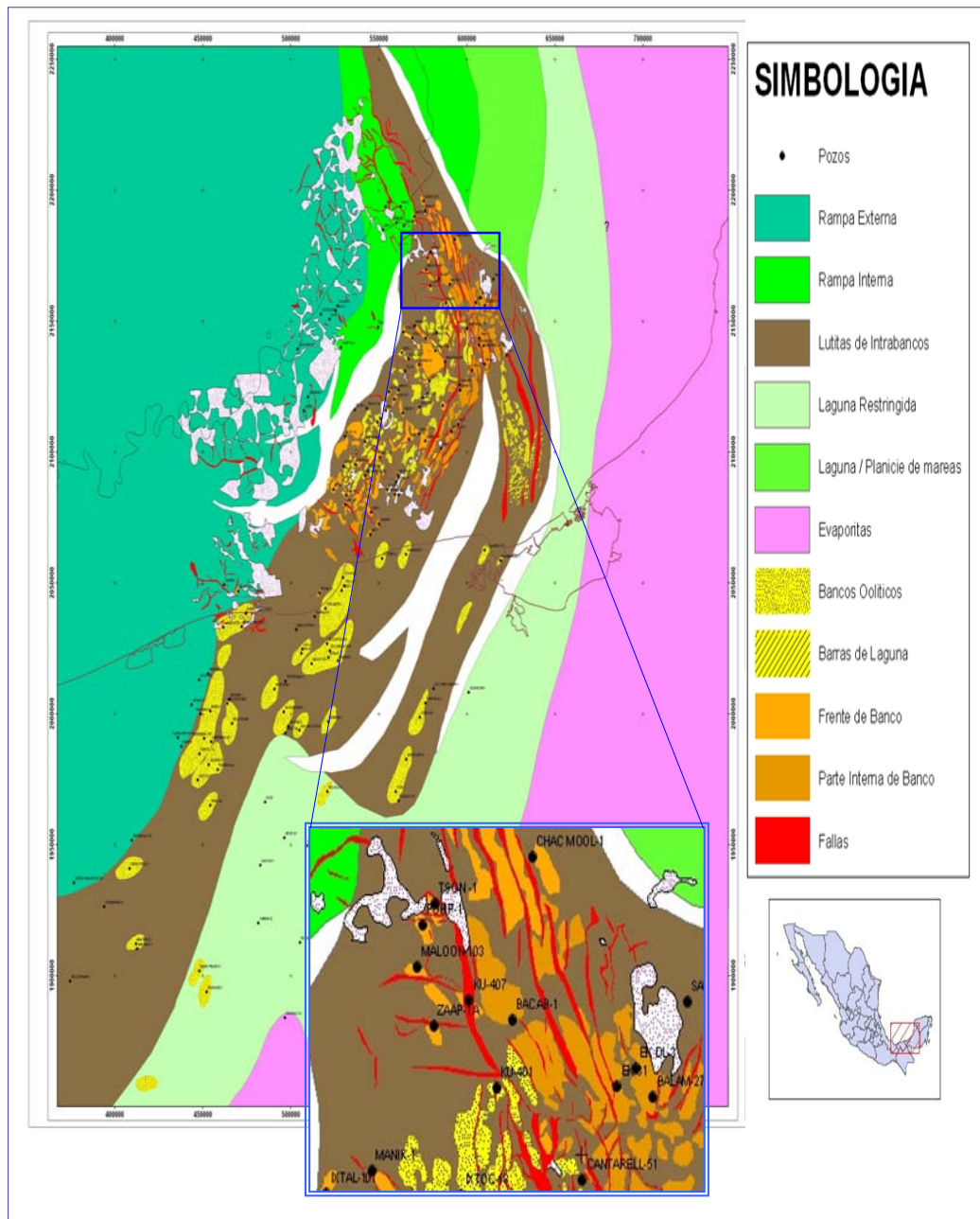


Figura 3.25. Mapa de paleoambientes de depósito del Kimmeridgiense en la Sonda de Campeche y particularmente de KMZ (PEMEX, 2007).

Se han diferenciado tres facies de banco en la Sonda de Campeche (Figura 3.25) representadas por: 1) Banco oolítico, constituida por packstone-grainstone de ooides; 2) Frente de banco, conformada por wackestone-packstone de peloides e intraclastos ligeramente dolomitizados con intercalaciones de lutitas y 3) Banco Interno, integrado por wackestone-packstone de ooides con intercalaciones de lutitas, areniscas y limonitas; éstas últimas correspondiendo a los flancos de los bancos de ooides.

Las mejores rocas almacenadoras corresponden a las facies de packstone a grainstone de ooides, y a las secuencias fuertemente dolomitizadas acumuladas en la parte de la rampa interna (Figura 3.25). En la zona donde se tienen lutitas de intrabancos, se presentan también los bancos oolíticos desplazados por fallamiento normal; en estas zonas los bancos son de menor tamaño y están constituidos por texturas de wackestone a packstone dolomitizados con intercalaciones de lutitas, limos y areniscas (Figura 3.25).

Para el caso del complejo KMZ, se tiene producción en las facies de la parte interna de banco y bancos (Figura 3.25), correspondiente a secuencias de dolomías microcristalina con remanentes de ooides con intercalaciones de mudstone, mudstone a packstone parcialmente arcilloso y packstone a grainstone de ooides parcialmente dolomitizados.

3.2.2.1 Ambiente de Depósito.

Para el Kimeridgiano, se interpreta un ambiente de rampa distalmente pronunciada con desarrollo de bancos oolíticos aislados. Se ha postulado que la presencia de los bancos de ooides está íntimamente relacionada al marco tectónico (movimientos de sal) así como a la energía y fluctuaciones del nivel del mar, cuyos efectos determinaron la posición que guardan los depósitos de ooides. La formación y el depósito de ooides requieren de un movimiento regular y frecuente para acumular capas concéntricas y uniformes sobre un núcleo ya sea de material biógeno o inclusive siliciclástico. En el modelo de bancos, la zona de movimiento activo es confinada bajo condiciones normales desde zonas ausentes de tormentas, hacia una zona de 10 m de profundidad en su base y pueden migrar con el rango de mareas hacia arriba y hacia abajo.

Una rampa carbonatada es una superficie sedimentaria con una pendiente ligeramente inclinada sobre el piso marino; las acumulaciones de sedimentos en este tipo de ambiente, están controladas primeramente por los niveles de energía, las variaciones en la topografía y el material transportado por las tormentas, las olas y las mareas (Figura 3.26). Las rampas carbonatadas presentan una ausencia de inclinación del talud en el límite de la plataforma; el gradiente del talud de depósito desde la línea de costa hasta el piso de la cuenca es del orden de un par de metros por kilómetro, aproximadamente de menos de 1°; como consecuencia de este suave relieve, los carbonatos de aguas someras agitadas, cambian gradualmente a depósitos de baja energía hacia aguas más profundas y después a sedimentos de cuenca. Los carbonatos de alta energía son formados cerca de la línea de costa en la rampa interna o en áreas de bancos ubicados en la parte interna de la rampa; las dimensiones de las rampas carbonatadas varían dentro de un rango amplio, asumiendo anchos de 10 a 800 Km y longitudes de 10 a 1600 Km, siendo muy común encontrar rampas de 200 Km de ancho 10 y 200 Km de longitud. Las rampas carbonatadas en la mayoría de los casos evolucionan a plataformas con bordes.

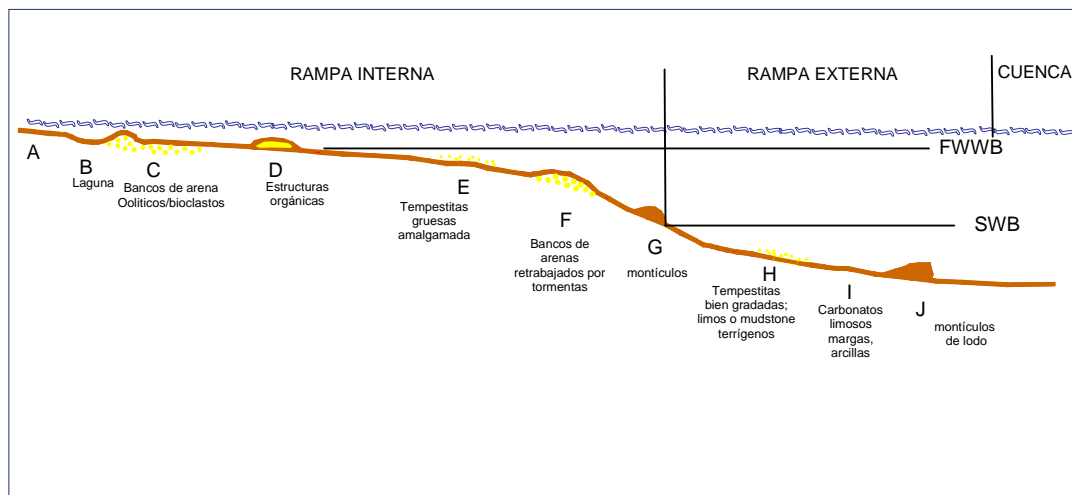


Figura 3.26. Diagrama del perfil de una Rampa Carbonatada distalmente pronunciada. El ángulo del talud está exagerado (PEMEX, 2006).

Los tipos dominantes de granos en una rampa carbonatada son los esqueletales y los ooides, seguido por los peloides y los intraclastos. Los granos esqueletales más comunes en la rampa externa son los calcimicrobios, los foraminíferos pequeños, las espículas de esponja, los briozoarios, los braquiópodos,

los moluscos y los equinodermos. Los sedimentos más comunes de la rampa interna más somera corresponden con bioclastos, foraminíferos, algas verdes calcáreas, moluscos, ostrácodos y equinodermos. Finalmente los organismos que toman parte en la formación de montículos de lodo, de montículos arrecifales o parches arrecifales son los microbios, algunas algas verdes y algas rojas, esponjas incluyendo los arqueociátidos, los estromatoporoidéos, las esponjas coralinas y silíceas, y algunos pelecípodos.

La acumulación de los ooides ocurrió en tres sectores de la rampa: (1) en la rampa interna cerca de la línea de costa incluyendo las arenas de dunas eólicas; (2) formando bancos y gruesas planicies de grainstone en la rampa interna; (3) como granos consecuencia del transporte desde los límites de la rampa interna a la rampa externa y depositada en delgados horizontes de tempestitas intercaladas con mudstone, caliza limosas, wackestone, margas, arcillas y lutitas.

3.2.2.2 Modelo de Deposición del Kimeridgiano.

El modelo de depósito que se ha interpretado para este periodo, inicia con facies de laguna, continúa con facies de la parte interna del banco, banco de ooides, frente de banco, rampa interna, rampa externa y cuenca (Figuras 3.25-3.30).

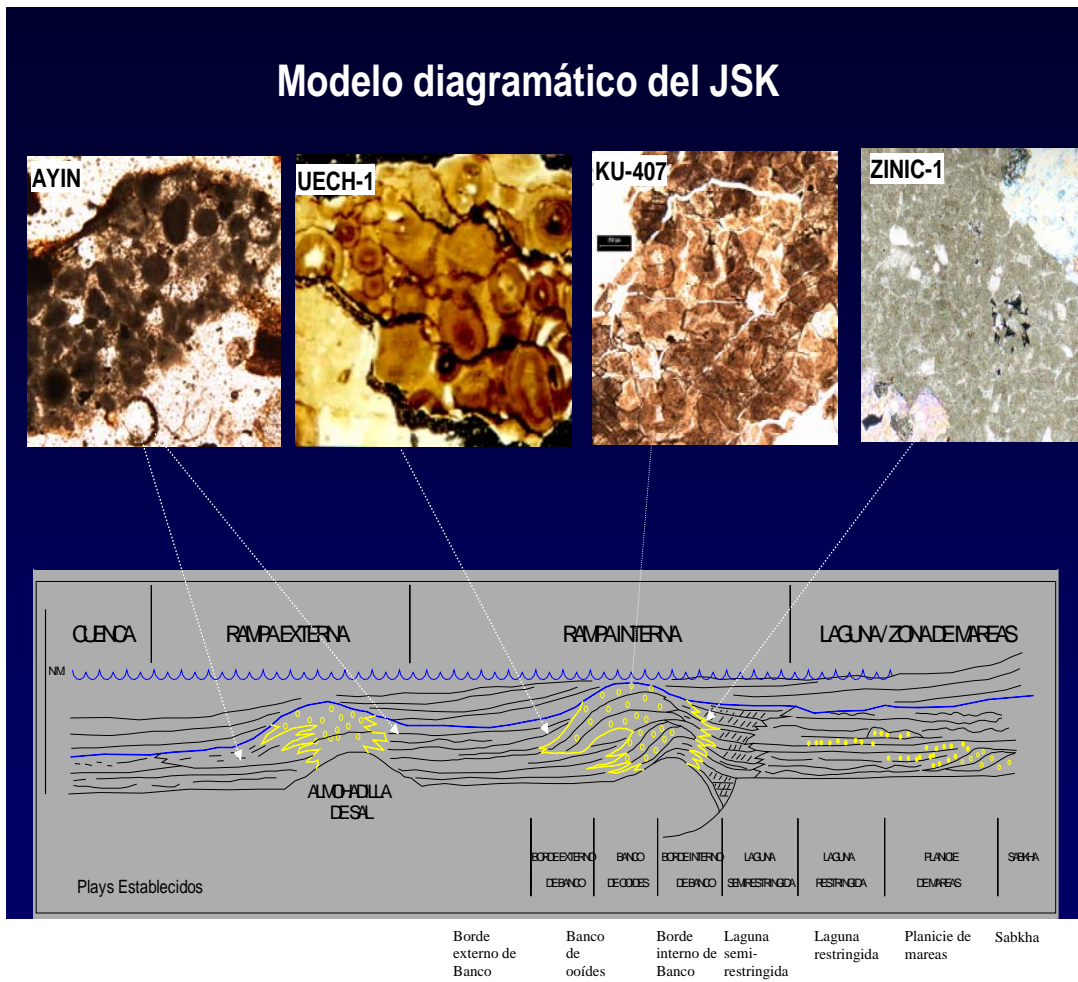


Figura 3.27. Dibujo diagramático hipotético del modelo de deposición del Kimeridgiano relacionando muestras de núcleos de pozos de la Sonda de Campeche (PEMEX 2006).

- **Laguna:** Este ambiente de depósito se localiza en la parte oriental de la Sonda de Campeche, en frente de la laguna restringida y hacia condiciones de mar abierto. La laguna restringida está representada por secuencias de dolomías, lutitas ligeramente calcáreas en partes limolíticas con intercalaciones de limolitas arenosas, así como areniscas de grano fino con intercalaciones de lutitas y esporádicos estratos de dolomías (Figuras 3.25-3.30).
- **Laguna Restringida:** En la porción oriental de la Sonda de Campeche se interpretó un ambiente de laguna restringida, las facies que evidencian tal interpretación, están representadas por mudstone a wackestone de bioclastos, intraclastos y peloides con intercalaciones de limolitas arenosas así como lutitas calcáreas con intercalaciones de limonitas (Figuras 3.25-3.30).
- **Rampa Interna:** El mayor desarrollo que se tiene de los bancos oolíticos es precisamente en las facies de carbonatos de la rampa interna de aguas someras. De acuerdo a la litología así como a la interpretación del registro de rayos gamma se distinguieron facies de bancos carbonatados, frente de banco y borde interno del banco; la diferencia entre estas facies es la presencia de arcillas o dolomías y su posición hacia mar adentro o hacia la línea de costa (Figuras 3.25-3.30).

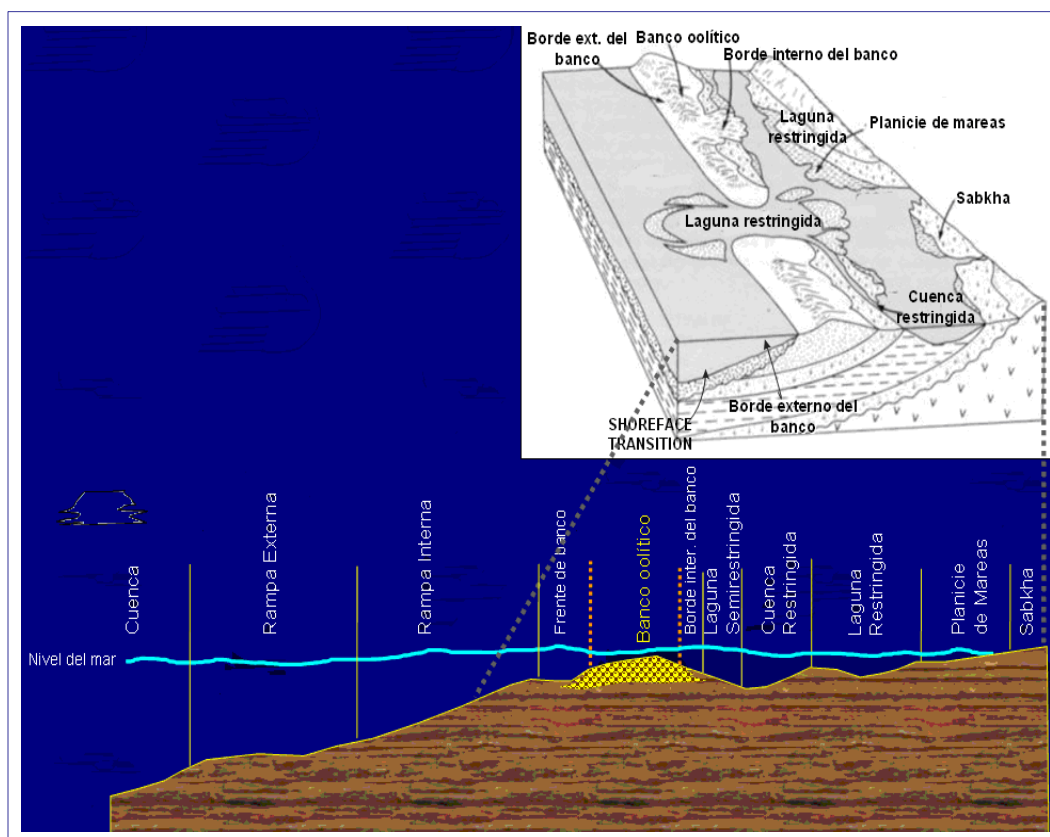


Figura 3.28. Perfil paleobatimétrico del Kimmeridgiano en la Sonda de Campeche (PEMEX, 2006).

- **Facies de banco oolítico:** Se caracteriza por tener litologías compuestas de packstone-grainstone de ooides y dolomías con sombras de ooides; representan las facies de mayor energía y es donde se tiene la mayor cantidad de crecimientos carbonatados (Figura 3.25 y 3.28).
- **Facies de frente de banco:** se componen de carbonatos wackestone-packstone de peloides e intraclastos ligeramente dolomitizados con intercalaciones de lutitas (Figura 3.27).

- **Facies de borde interno del banco:** En ellas se tienen carbonatos compuestos de wackestone-packstone de ooides con intercalaciones de lutitas, areniscas y limolitas; corresponden a los flancos de los bancos oolíticos, donde hubo menor energía (Figura 3.27).
- **Rampa Externa:** Las facies de rampa externa se ubican en la parte más occidental del área de la Sonda de Campeche (Figura 3.29), están representadas por mudstone y calizas arcillosas con lutitas calcáreas; los microfósiles característicos de estas facies están constituidos por *Rhaxella sorbyana*, estomiosféridos y radiolarios calcificados.

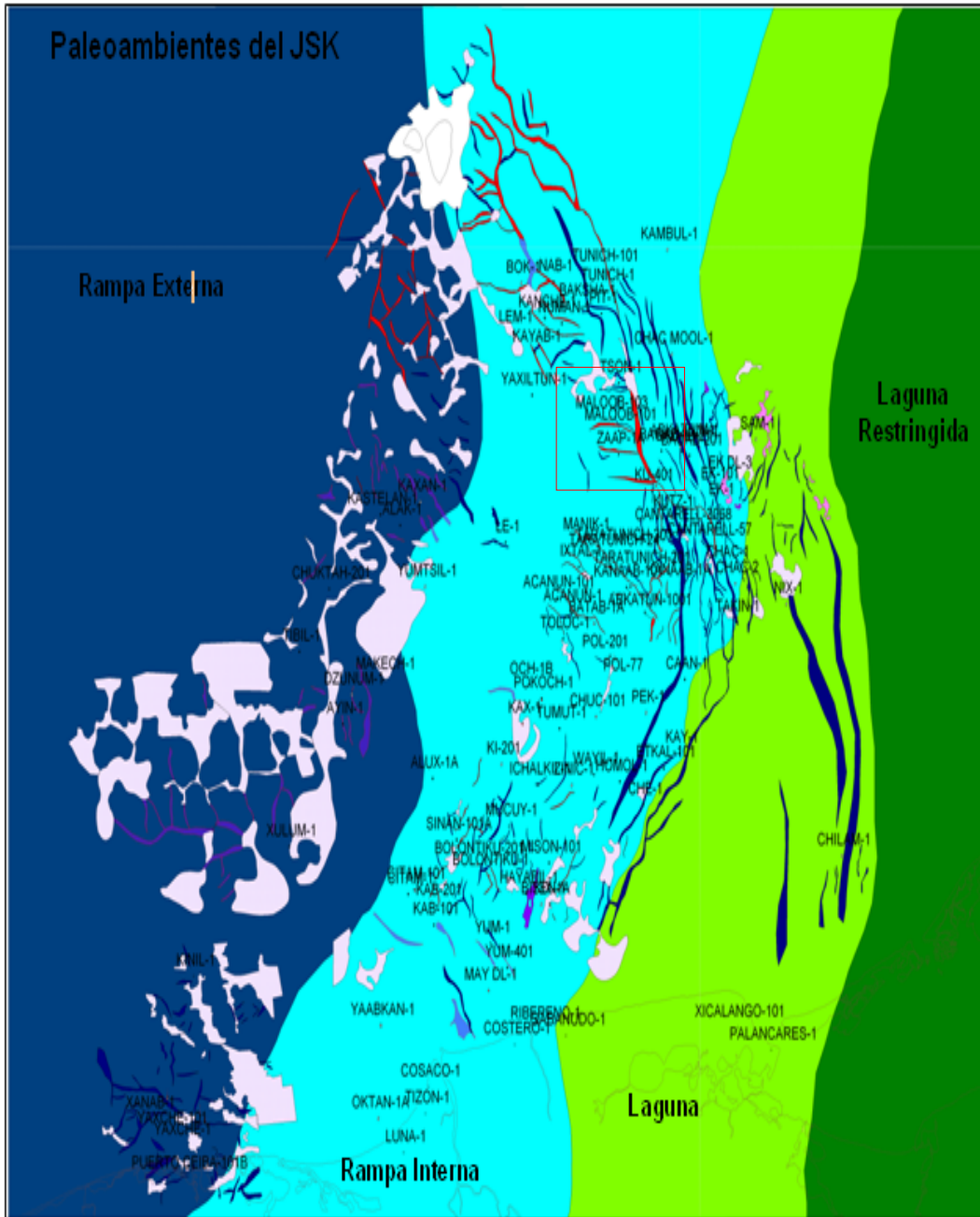


Figura 3.29. Mapa de paleoambientes del Kimmeridiano en la Sonda de Campeche. Se distingue claramente que los yacimientos de KMZ, que se ubican en la zona de Rampa Interna. (PEMEX, 2007).

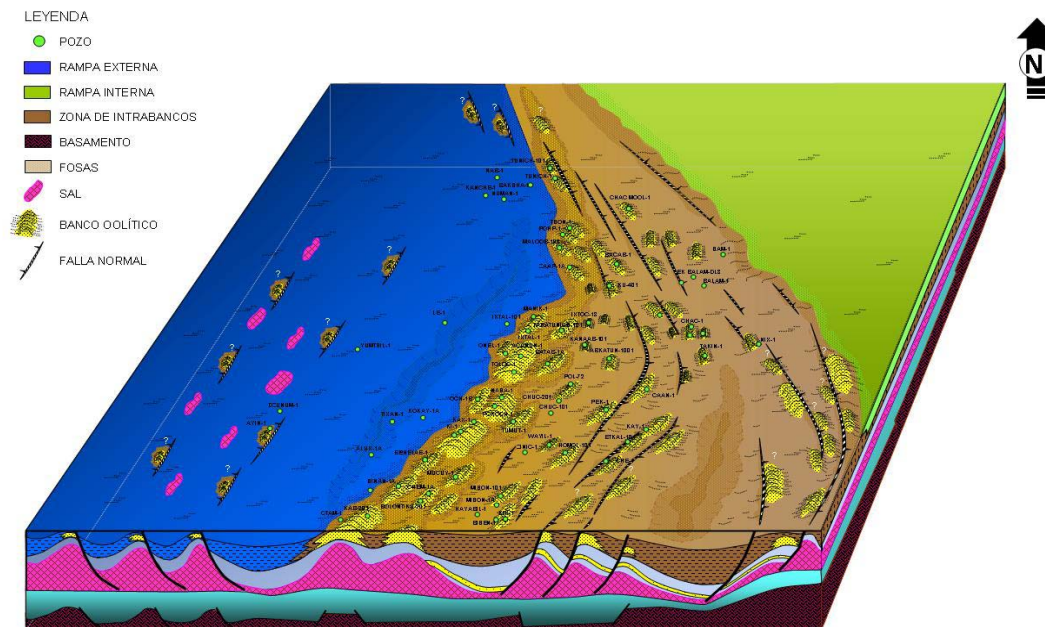


Figura 3.30. Bloque diagramático del Jurásico Superior Kimmeridgiense en la Sonda de Campeche (PEMEX, 2006).

3.2.2.3 Evolución Sedimentológica.

En el Kimmeridgiense las extinciones originadas por los agentes climáticos fueron los principales factores que originaron el desarrollo masivo de oolitas. El decremento en la producción de CaCO_3 que ocurrió durante este periodo y el cambio de perfil de la línea de costa a condiciones de mar abierto, propició por una parte la ausencia de las plataformas con bordes y por otro lado el desarrollo de las rampas (Burchette y Wright, 1992). Se ha postulado que los sedimentos del Kimmeridgiense, se depositaron sobre el desarrollo de una rampa homoclinal oxfordiana, donde los bancos de ooides parecen haberse formado como una barrera lineal y éstos parecen haber progradado muy poco. Los estratos del Kimmeridgiense rápidamente evolucionaron a una rampa distalmente pronunciada, sobre la cual los bancos de ooides formaron un estrecho sistema de islas de barrera, separando los ambientes de baja energía lagunares a ambientes más profundos de rampa interna y externa. Adicionalmente, los bancos de ooides se formaron hacia mar adentro en donde la sal formó altos estructurales.

Al inicio del Tithoniano, el nivel del mar subió y la rampa distalmente pronunciada fue ahogada dando lugar a la finalización de las facies oolíticas y el depósito de sedimentos más arcillosos como lutitas calcáreas.

3.2.2.4 Litofacies del Jurásico Superior Kimmeridgiense en la Sonda de Campeche.

El mapa de litofacies del Kimmeridgiense (Figura 3.31), muestra que la rampa externa está dividida en dos unidades, las cuales dependen del contenido de granos finos y del grado de diagénesis; de igual forma la zona de laguna se dividió en dos unidades, dependiendo del contenido clástico que presenta, así como, la posición de la misma con respecto a la línea de costa. Como se ha dicho con anterioridad el área de mayor interés económico petrolero se presenta en la rampa interna (Figura 3.32), la cual contiene las zonas de bancos de ooides o intrabancos, en donde se distingue la zona de borde externo, el banco principal y la parte interna del banco, además, se observan las áreas donde se encuentran los mejores desarrollos de bancos oolíticos así como zonas más profundas que corresponden a las cuencas intraplatafórmicas (Figura 3.32).

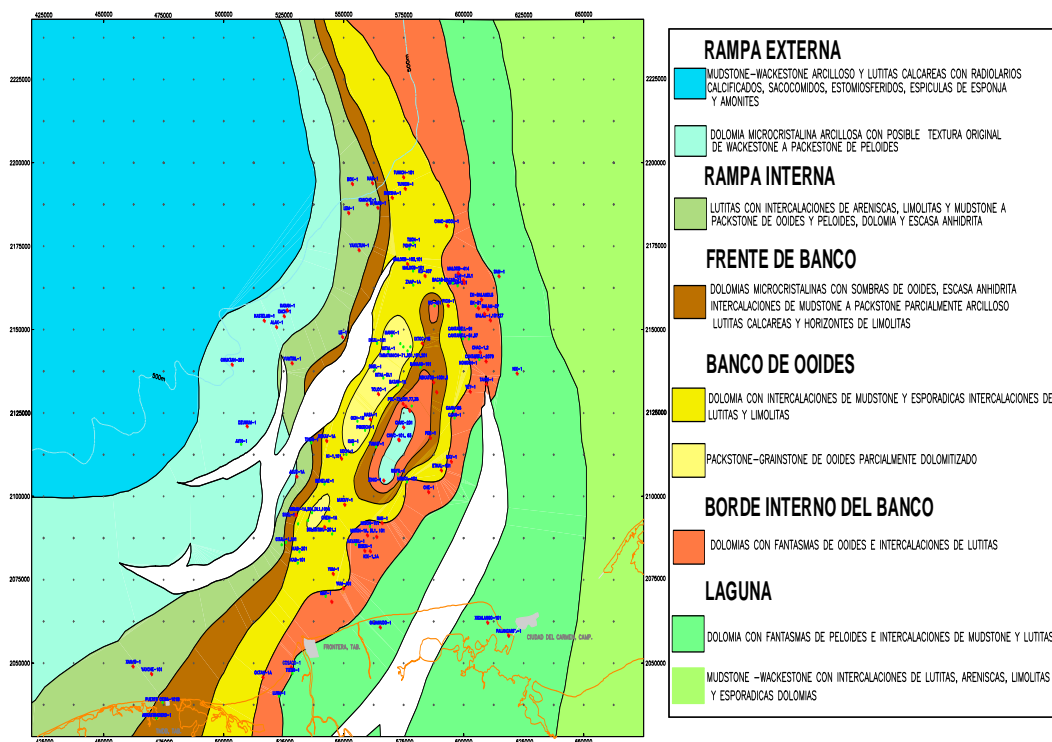


Figura 3.31 Mapa de litofacies del Kimmeridgiano (PEMEX, 2007).

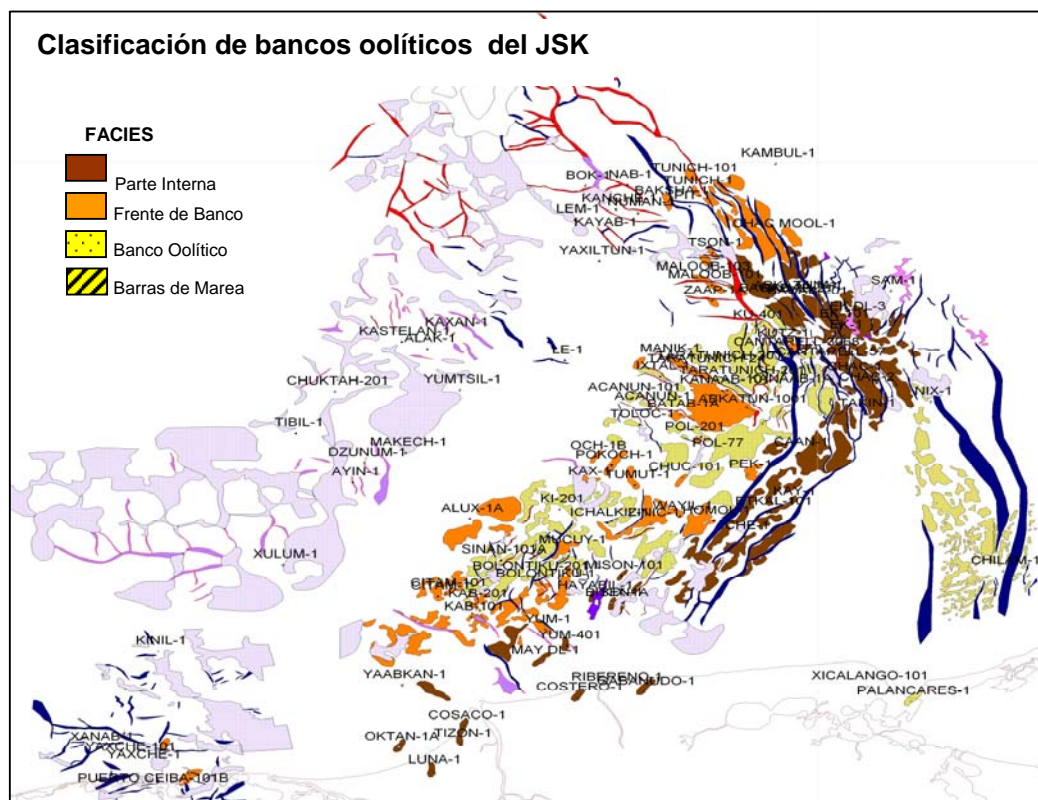


Figura 3.32. Clasificación de las diferentes facies de banco oolítico del Kimmeridgiano y ubicación de los principales campos petroleros (PEMEX 2006).

Con base en la información petrográfica y paleontológica, se identificaron 13 litofacies para el Kimmeridgiano, las cuales se resumen en la figura 3.33 y 3.34.

FACIES DEL KIMMERIDGIANO

DESCRIPCIÓN	BIOTA	AMBIENTE
1.- Mudstone a wackestone y calizas arcillosas con radiolarios calcificados, estomiosféridos, espículas de esponja (<i>Rhaxella sorbyana</i>), escasos sacocómidos y amonoides.	<i>Parastomiosfera malmica</i> ; <i>Rhaxella sorbyana</i> ; <i>Stomiosphaera moreti</i> ; Radiolarios calcificados y silicificados, equinodermos, espículas de esponja, restos de ammonites, bivalvos, gasterópodos y ostracodos.	Rampa externa
2.- Lutitas calcáreas con radiolarios calcificados, Estomiosféridos, espículas de esponja (<i>Rhaxella sorbyana</i>), escasos sacocómidos y amonoides.		
3.-Lutitas con intercalaciones de areniscas y limolitas.	<i>Acicularia jurassica</i> , sp., <i>elongata elongata</i> ; <i>Acroporella</i> sp.; <i>Arabicodium</i> sp., <i>Arabicodium</i> cf. <i>Aegrapioloides</i> ; <i>Bouenia</i> sp.; <i>Cayeuxia piaie</i> , <i>kurdistanensis</i> , <i>moldavica</i> ; <i>Cylindroporella</i> sp.; <i>Charentia cuvillieri</i> ; <i>Carpistomiosphaera</i> sp.; <i>Cyclagelosphaera margerelli</i> ; <i>Ellipsagellophaera communis</i> ; <i>Everticyclammina virgullana</i> , sp.; <i>Glomospira</i> sp.; <i>Gemeridella minuta</i> ; <i>Hemistomiosphaera parvula</i> ; <i>Lenticulina</i> sp.; <i>Lithophylum</i> sp.; <i>Macroporella praturloni</i> ; <i>Mesoendothyra</i> cf. <i>croatica</i> ; <i>Parastomiosphaera malmica</i> ; <i>Pseudocyclamina</i> sp., <i>P. hedbergi</i> ; <i>Quinqueloculina</i> sp.; <i>Rhaxella sorbyana</i> , sp.; <i>Rectocyclamina</i> sp.; <i>Stomiosphaera moreti</i> , <i>moluccana</i> ; <i>Solenopora</i> sp.; <i>Saccocoma quenstedti</i> , <i>Stomiosphaera moluccana</i> , <i>S. moreti</i> ; <i>Salpingoporella gruddi</i> ; <i>Sigalia</i> sp.; <i>Thaumatoporella</i> sp.; <i>Thaumatoporella parvovesiculifera</i> ; <i>Trocholina</i> sp.; <i>Watznaueria manivitae</i> .	Rampa Interna
4.- Mudstone a packstone con peloides y escasos ooides.		
5.- Dolomía microcristalina con escasa anhidrita.		
6.- Dolomía microcristalina con sombras de ooides, escasa anhidrita.	.Equinodermos, moluscos y gasterópodos.	Frente de Banco
7.- Mudstone a packstone parcialmente arcilloso.		
8.- Lutitas calcáreas con intercalaciones de limolitas		
9.- Dolomía con intercalaciones de mudstone, escasas intercalaciones de lutitas y limolitas.	<i>Acicularia jurassica</i> , <i>A. elongata</i> ; <i>Cayeuxia</i> sp., <i>C. piaie</i> ; <i>Rhaxella sorbyana</i> ; <i>Stomiosphaera moreti</i> ; <i>Salpingoporella</i> cf. <i>sellii</i> .	Banco de Ooides
10.- Packstone a grainstone de ooides parcialmente dolomitizado.		
11.- Dolomías con fantasmas de ooides e intercalaciones de lutitas.	<i>Rhaxella sorbyana</i> ; <i>Lenticulina</i> sp.; <i>Pseudocyclamina lituus</i> ; <i>Trocholina</i> sp., <i>Rectocyclamina</i> sp., <i>Lithophylum</i> sp., <i>Stomiosphaera</i> sp., <i>Nautiloculina</i> sp., <i>Haplophagmium</i> sp., <i>Saccocoma quenstedti</i> , fragmentos de equinodermos y ostracodos.	Parte interna de Banco
12.- Dolomía con fantasmas de peloides e intercalaciones de mudstone y lutitas.	Miliólidos pequeños, equinodermos, moluscos y gasterópodos.	Laguna
13.- Mudstone a wackestone con intercalaciones de lutitas, areniscas, limolitas y esporádicas dolomía.		

Figura 3.33. Facies del JSK (Coordinación de Plays Establecidos, PEMEX, 2006).

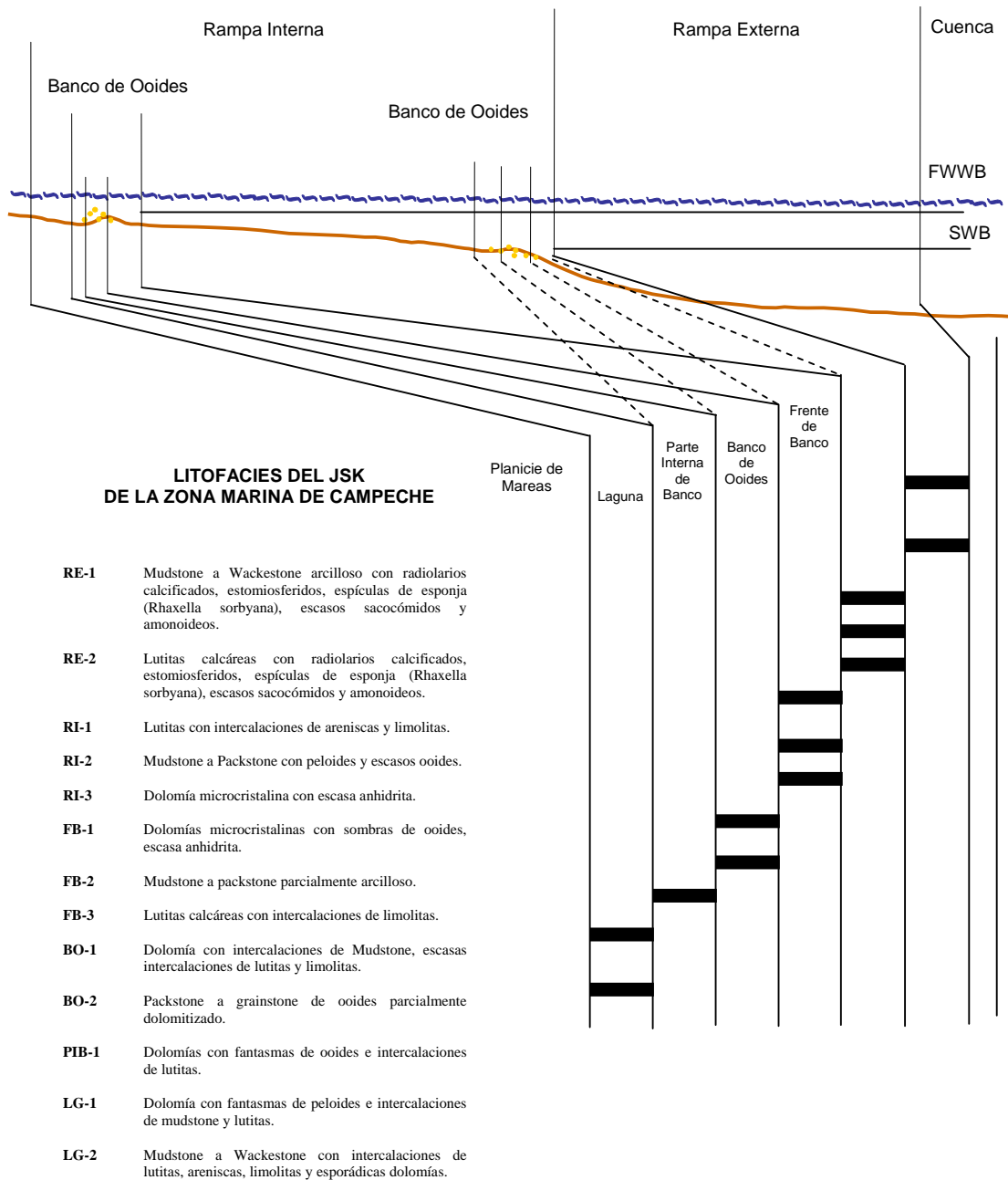


Figura 3.34. Sección de la Rampa Carbonatada distalmente pronunciada y la asociación de facies identificadas para el Kimmeridgiano en la Sonda de Campeche (PEMEX 2006).

3.2.2.5 Espesor de la Roca Almacén.

El espesor de los bancos oolíticos limpios de la parte superior del Kimmeridgiano, se calculó mediante la interpretación de registros geofísicos, principalmente utilizando la respuesta de la curva de rayos gamma; la cual nos permite discriminar las partes arcillosas y limosas del cuerpo de oolitas. Con los resultados obtenidos se observó que los bancos oolíticos con mayor espesor se alinean en dos ejes: el eje principal

tiene una longitud de aproximadamente 100 km y corresponde a la orientación NE-SW, con espesores máximos de 375 m y mínimos de 10 m (Figura 3.35), cabe resaltar que todos estos bancos están asociados principalmente al movimiento de la sal y al fallamiento de la zona. El segundo eje donde se localizan los campos de Ku, Maloob, Zaap, tiene una orientación NW-SE con una longitud aproximada de 80 Km apreciándose en esta tendencia una relación más clara entre el fallamiento y la alineación de los bancos (Figura 3.35). Los yacimientos de Ku-Maloob-Zaap presentan espesores de la roca almacén que oscilan entre los 50 y 350 m, de acuerdo al mapa de isopacas de la figura 3.35.

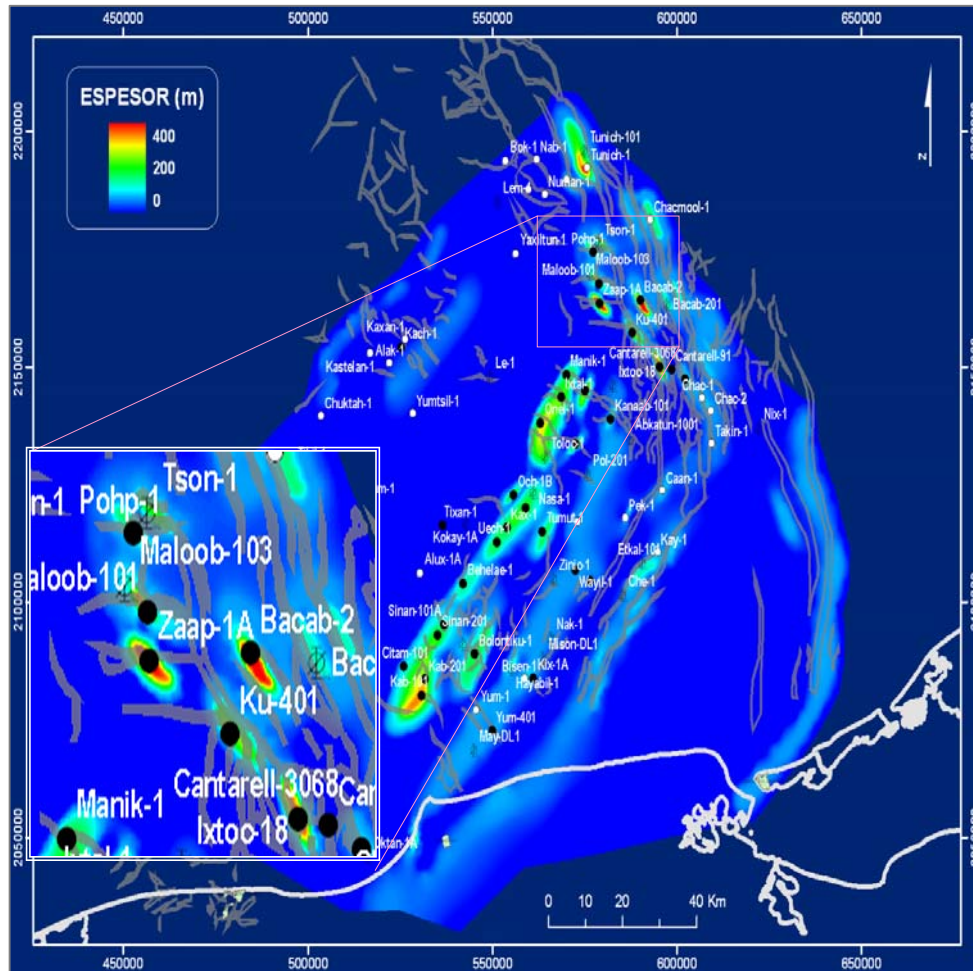


Figura 3.35. Mapa de Isopacas de los bancos de ooides del Kimmeridgiano. Mostrando sus dos alineamientos principales (PEMEX 2006).

3.2.2.6 Porosidad de la Roca Almacén

Una característica importante para evaluar la calidad de la roca almacén es la porosidad, en el mapa de porosidad de la figura 3.36, se muestra una tendencia general que corresponde con los dos ejes descritos en el mapa de espesores de la roca almacén, en donde las porosidades mayores corresponden a los pozos Sinan-101A, 201, Ixtal-1, Maloob-101, Taratunich-301, Bolontiku-1, Bacab-2, 201, Zaap-1A, Och-1B, Pokoch-1, Tunich-1 y Chacmool-1; en estos pozos se tienen valores reportados del orden de 10 a 19 %, mientras que las porosidades menores que oscilan entre 1 y 9 %, están ubicados en el área periferia a los pozos Che-1, Abkatun-1001, Kab-101, 201, Chac-2, y Caan-1; entre otros (Figura 3.36). En general para los yacimientos de KMZ el valor de porosidades se encuentra alrededor del 8 %, valor que se puede calificar como bueno en la evaluación de la roca almacén.

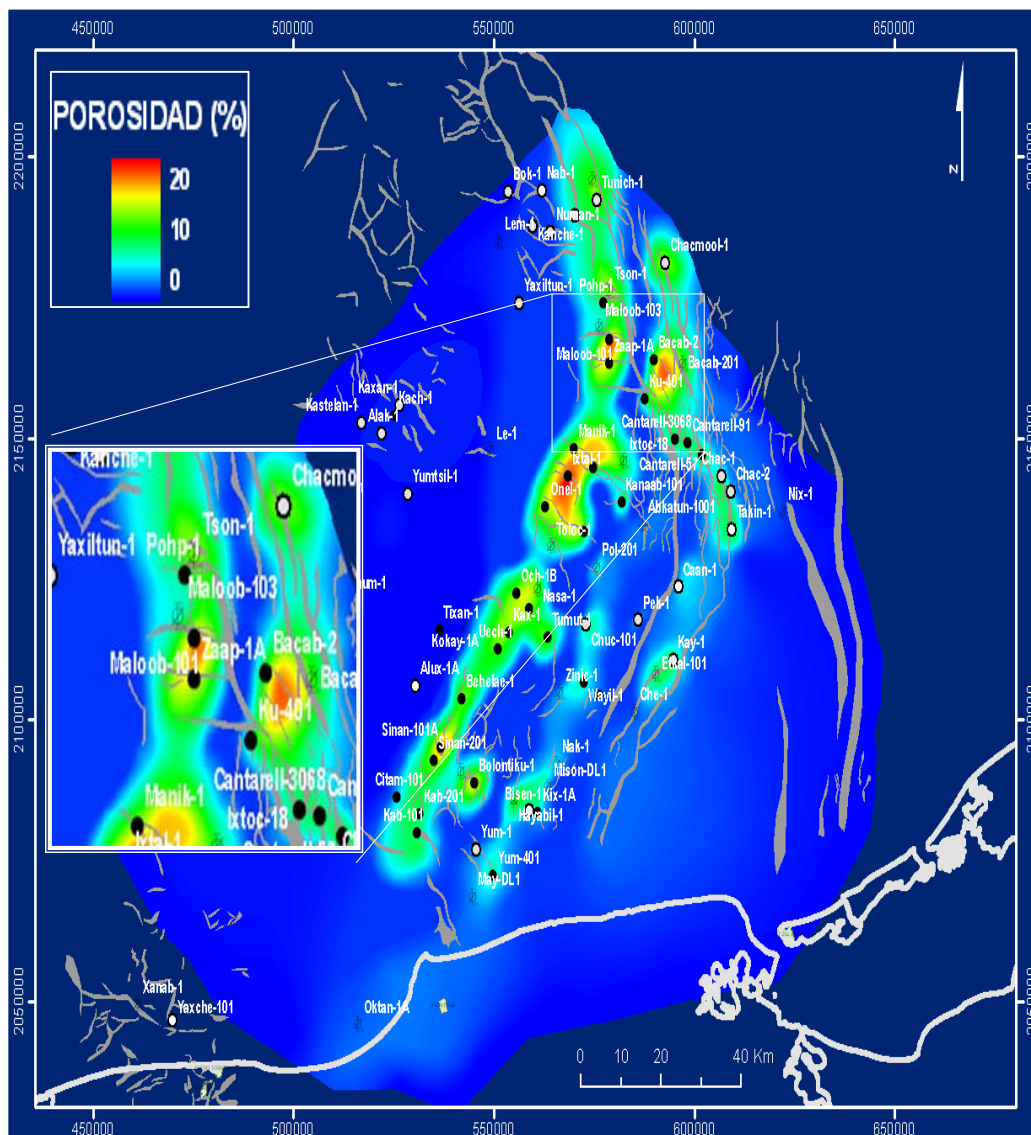


Figura 3.36. Mapa de porosidad de los bancos oolíticos del Kimmeridgiano (PEMEX 2006).

3.2.3 Carbonatos Fracturados del Cretácico Inferior.

Otras secuencias con buena calidad como rocas almacenadoras, son las calizas fracturadas del Cretácico Inferior (Berriasiano-Aptiano) y Albiano-Cenomaniano, las cuales consisten en mudstones bentoníticos de color verde y gris olivo ligeramente dolomitizados; también se tienen en menor proporción dolomías microcristalinas de color gris verdoso, gris blancuzco y gris olivo, así como horizontes de calizas cretosas color crema. Un rasgo predominante de estas unidades es la estilolitización y micritización en algunas de sus partes. En general, las secuencias almacenadoras presentan espesores promedio de 500 m, la porosidad primaria (intercristalina y móldica) es pobre a regular y la secundaria es mejor (fracturas y cavidades), con lo cual se tienen porosidades efectivas en algunas zonas del orden del 12 % (Figura 3.37). Por sus características, las secuencias sedimentarias del KI y del Albiano-Cenomaniano en el área de KMZ, se ubican como una mala roca almacén, con posibilidades muy desfavorables para contener hidrocarburos.

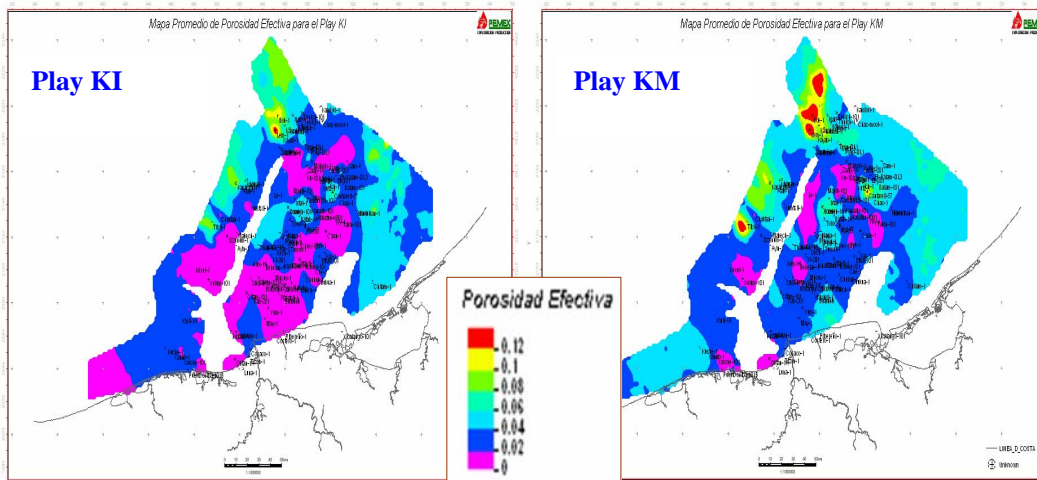


Figura 3.37. Distribución promedio de la porosidad efectiva para el Play KI y Albiano-Cenomaniano (PEMEX 2006).

3.2.3.1 Ambiente de Depósito.

Se interpreta que los sedimentos del Cretácico de la zona marina de Campeche se depositaron desde la plataforma, el talud, la cuenca y en un sistema de abanicos submarinos carbonatados, los cuales presentan equivalencias arquitecturales con el sistema de abanicos submarinos terrígenos. Las facies identificadas con los abanicos submarinos carbonatados están constituidas por canales, parte superior de banco, lóbulos, parte basal de abanicos y cuenca; por lo que en la Sonda de Campeche, los abanicos submarinos están constituidos por facies de canales y parte superior de banco (suprafan lobe), abanicos distales (lóbulos), piso de cuenca y cuenca con escasa sedimentación en la planicie de cuenca.

La figura 3.38 corresponde con el esquema de Walter (1978), en donde se observa la distribución de los abanicos con carbonatos y su relación granulométrica con respecto a las partes que lo conforman, mientras que la figura 3.39, se muestra para comparación un ejemplo de sistema de abanicos submarinos terrígenos, ubicado en la parte continental de California denominado "abanico Hueneme", el cual se asemeja al sistema de canales de la zona marina de Campeche (Piper y Normark, 2001).

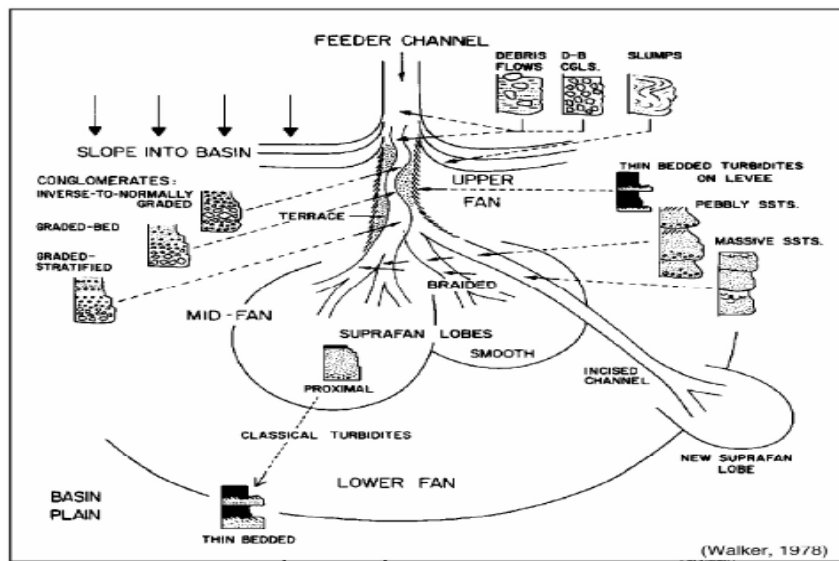


Figura 3.38. Esquema propuesto por Walter (1978), donde se muestran las partes de un abanico y su representación granulométrica (PEMEX 2006).

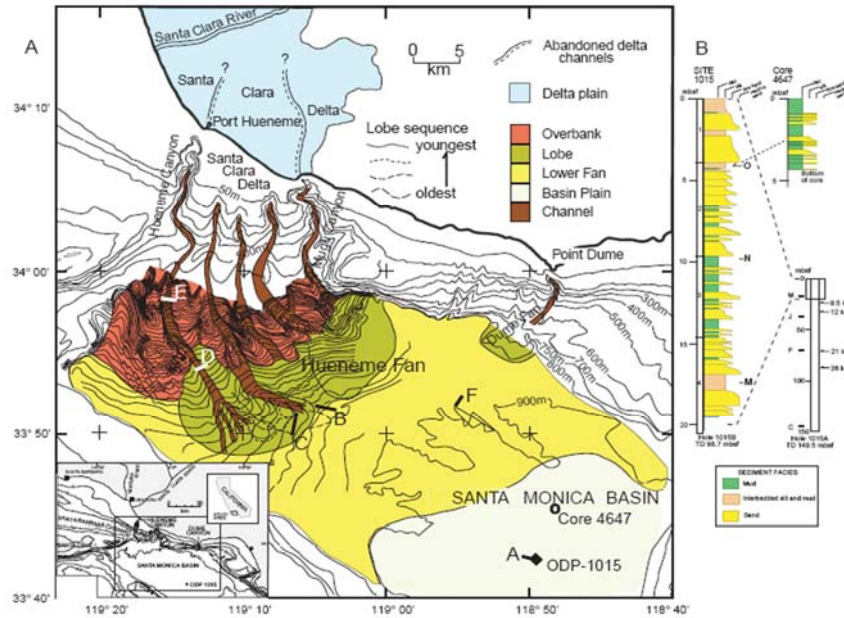


Figura 3.39. Distribución de las facies en el Abanico Hueneme de California, este complejo de abanico es semejante al sistema de canales de la Zona Marina de Campeche (Piper y Normark, 2000).

3.2.3.2 Litofacies y Paleóambientes del KI.

En el KI, predominan las facies de mudstone-wackstone seguidas por mudstone y en menor proporción wackstone. Hacia la parte este, las facies dolomitizadas se asocian con ambientes que van de plataforma a talud, mientras que las facies de mudstone-wackstone corresponden a abanicos de pie de talud, abanicos distales y depósitos de piso de cuenca.

En el Albiano-Cenomaniano continuó la sedimentación con un régimen transgresivo, donde la plataforma y el talud ganaron extensión debido a que la mayor invasión del mar se registró en este periodo; hacia la cuenca las facies gradúan de mudstone-wackstone a mudstone predominantemente, y corresponden a ambientes de piso de cuenca.

Las facies de interés como roca almacén corresponden a rocas del Neocomaniano (KI) y Rocas del Albiano (KM), se tienen identificadas 6 facies que a continuación se explican brevemente (Figura 3.40 y 3.41):

- Unidad de anhidritas, mudstone-wackstone de bentónicos y dolomías.
- Unidad de dolomías y calizas dolomitizadas.
- Unidad de mudstone, calizas arcillosas y mudstone bentonítico con mudstone-wackstone de foraminíferos planctónicos y pedernal.
- Unidad de wackstone-packstone con foraminíferos e intraclastos y mudstone-wackstone con foraminíferos planctónicos.
- Unidad de mudstone-wackstone bentonítico y arcilloso con foraminíferos planctónicos.
- Unidad de margas.

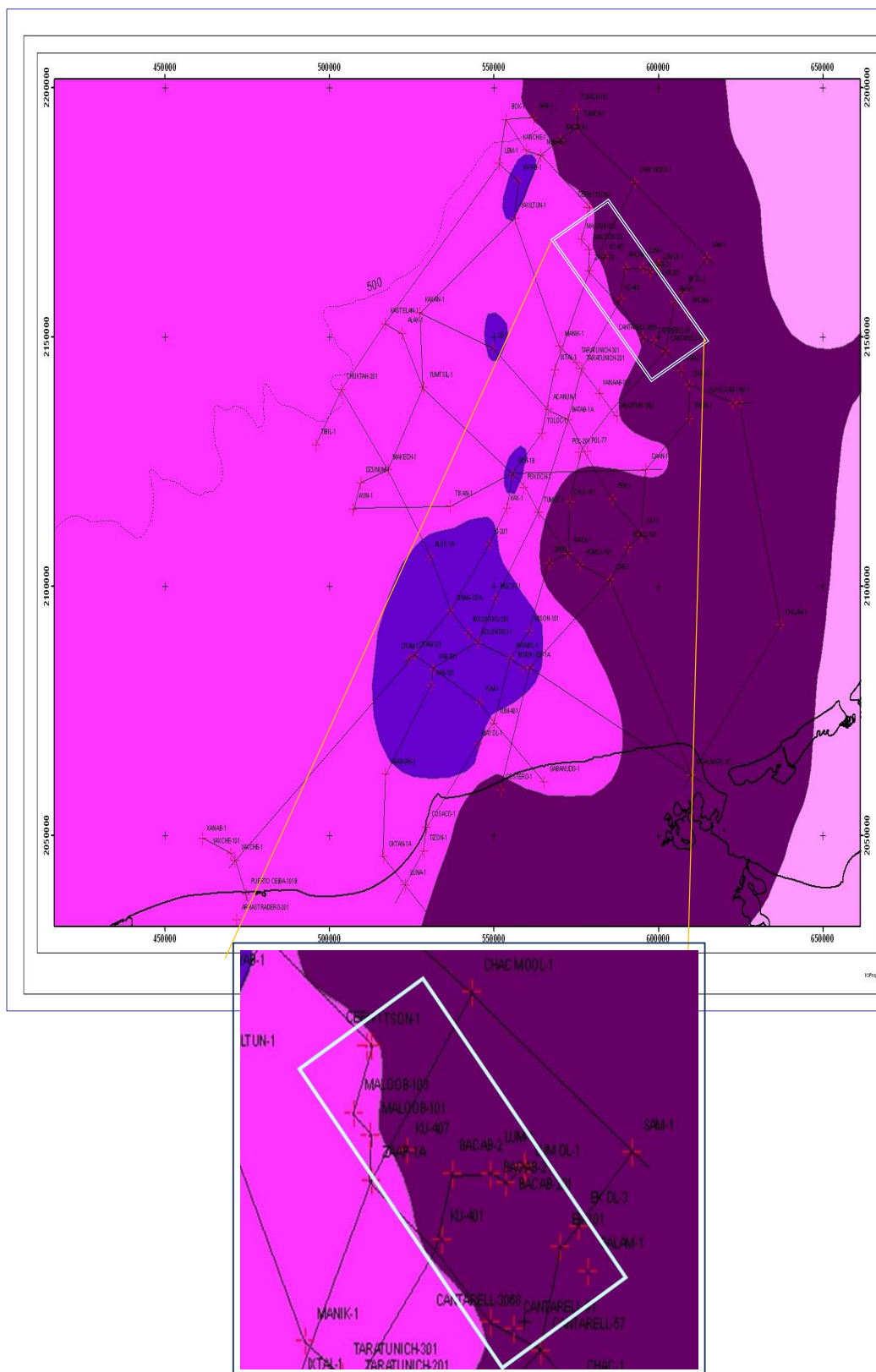


Figura 3.40. Mapa de Litofacies del KI, Neocomiano (PEMEX 2006).

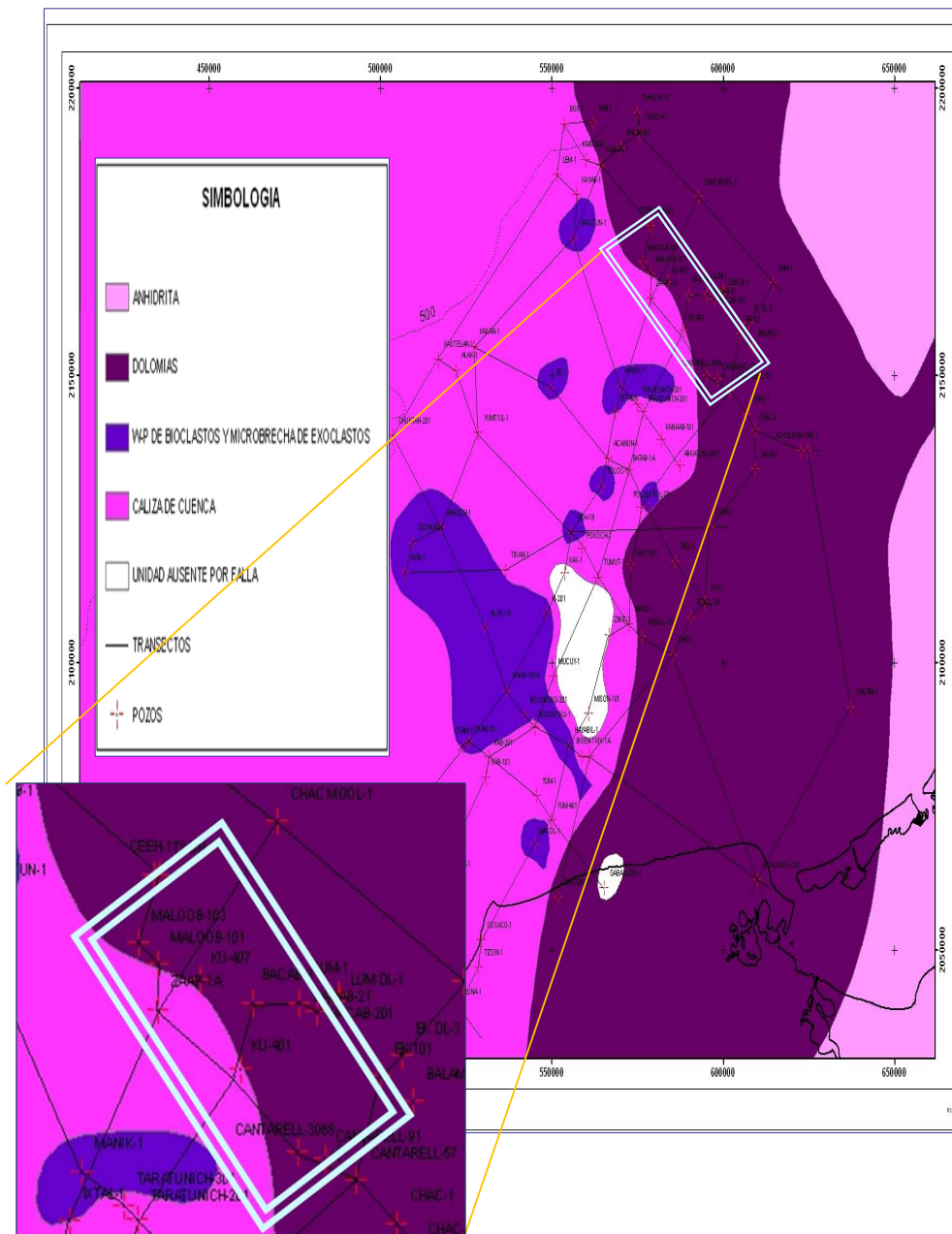


Figura 3.41. Mapa de Litofacias del Albiano (PEMEX 2006).

3.2.3.2.1 Paleóambiente Neocomiano.

Las rocas del Neocomiano presentan características adecuadas como roca almacén (Figura 3.42), estas se formaron en ambientes marinos; a continuación se describen comenzando con los ambientes más someros, pasando a los más profundos:

- ❖ **Plataforma carbonatada y el Cañón de Tomor:** es una de las principales fuentes de transporte del material que proviene de la plataforma hacia las partes bajas.
- ❖ **Talud:** en esta zona se acumulo la mayor cantidad de material proveniente de la plataforma formando cuerpos de brechas dolomitizadas.

- ✦ **Pie de talud:** es donde se tiene el aporte fino de todo el material que llega de la plataforma, donde los tamaños de los aloquímicos son diversos y mal seleccionados.
- ✦ **Abanicos distales:** son flujos submarinos de intraclastos y bioclastos como cuerpos progradantes del talud distal y levantamientos salinos en la mayor parte del área.
- ✦ **Cuenca:** por último se tiene esta zona, donde el aporte es de materiales arcillosos y la energía presente es mínima provocando la decantación de los sedimentos.

Para el Neocomiano, el área de KMZ queda comprendida en la zona de pie de talud y abanico distal correspondiente a secuencias de dolomías y calizas dolomitizadas (Figuras 3.40 y 3.42).

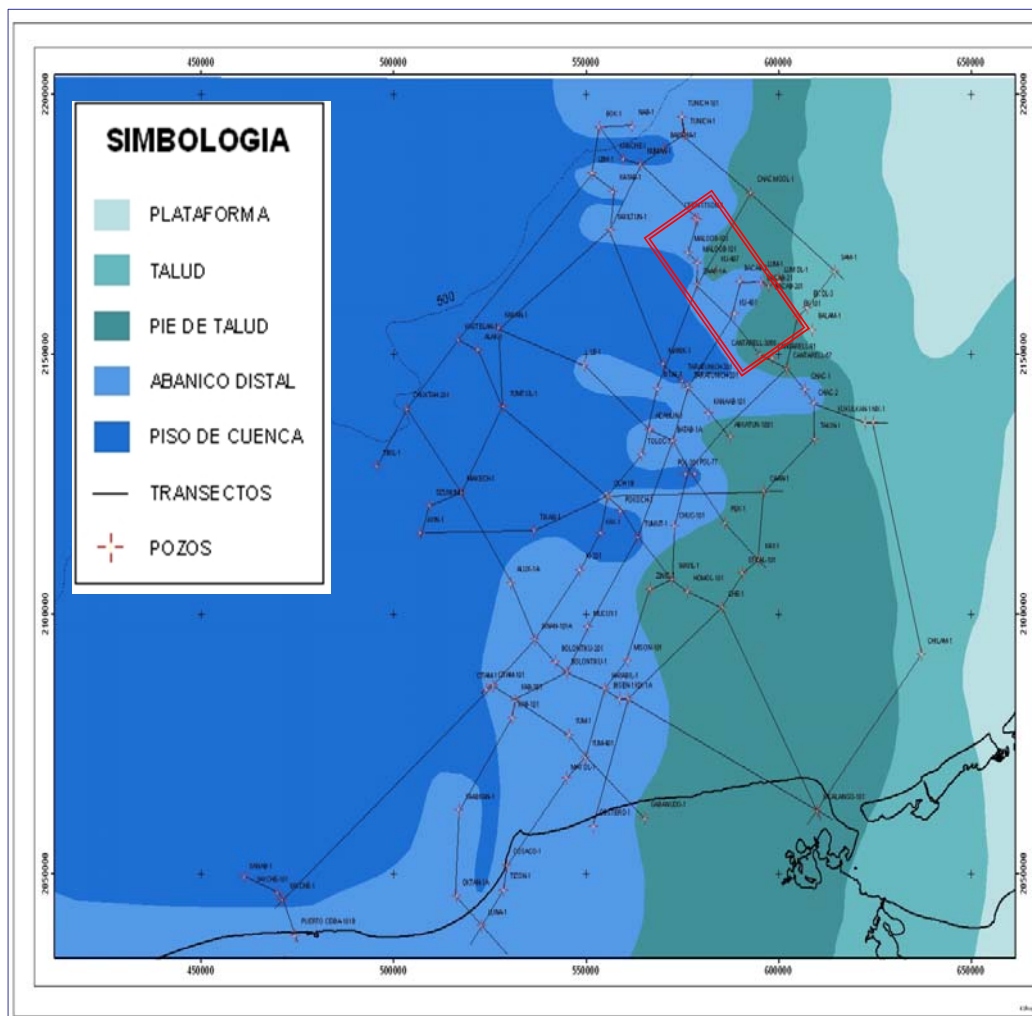


Figura 3.42. Mapa de paleoambientes del Neocomiano (PEMEX 2006).

3.2.3.2.2 Paleóambiente Albiano.

Para el Albiano, continuaron los ambientes de depósito marinos similares a los del Neocomiano, que corresponden con ambientes de plataforma, talud, pie de talud, abanico distal y cuenca. Los abanicos distales tuvieron mayor desarrollo y extensión durante el Albiano, a la vez que la zona de talud y pie de talud disminuyeron. En el mapa de la figura 3.27 se puede observar la extensión y distribución de los flujos (abanicos submarinos) que están orientados hacia el oeste, se tienen algunas zonas donde hay

ausencia de sedimentos del Albiano, producto, de desplazamientos ocasionados por el fallamiento de la zona. Los ambientes de talud y pie de talud se encuentra representados por secuencias de dolomías y brechas dolomitizadas (Figura 3.43).

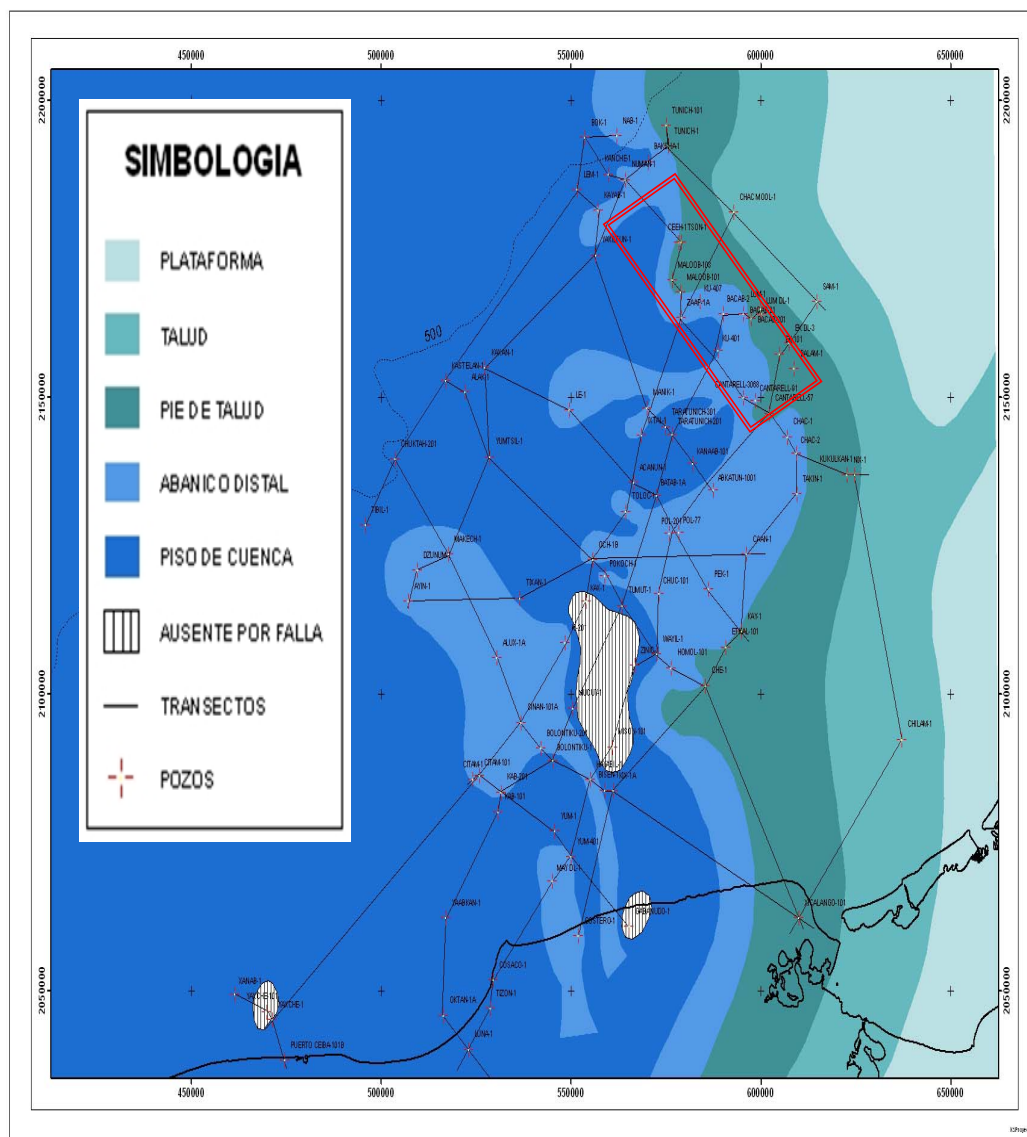


Figura 3.43. Mapa de Litofacies del KM, Albiano (PEMEX 2006).

3.2.3.3 Evolución Sedimentológica.

El modelo sedimentario del Cretácico Inferior (Aptiano) está asociado a los procesos tectónicos que se presentan cuando culmina la etapa de deriva del bloque de Yucatán. Las plataformas carbonatadas comenzaron a desarrollarse en este periodo, con la presencia de estas y la formación de cañones, se tiene un aporte de sedimentos de gran magnitud que hicieron que la cuenca se hundiera rápidamente por procesos de subsidencia y carga de sedimentos; asimismo la sal entro en un proceso de desestabilización por diferencias de densidad, ocurriendo deformación. Debido al fuerte cambio de la pendiente de la Plataforma al Talud, la gravedad funciono como un excelente medio de transporte de todo el material erosionado hasta llegar al pie de talud y a los abanicos distales. En las zonas de mayor profundidad se depósito el material fino de baja energía (Figura 3.44).

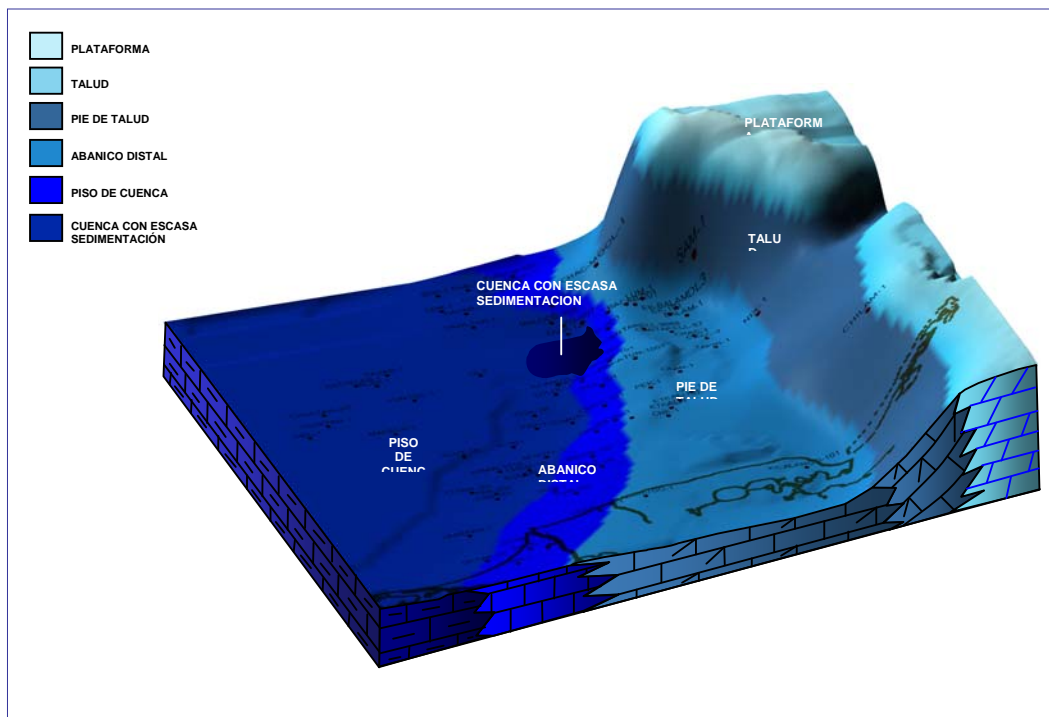


Figura 3.44. Modelo de evolución sedimentológica del Cretácico Inferior (PEMEX 2006).

Para el Cenomaniano, se interpreta que ocurrió un ascenso continuo del nivel del mar por lo que se desarrollaron potentes espesores de sedimentos carbonatados y evaporíticos en la Plataforma de Yucatán. Apparently the basement experienced subsidence which explains the large thicknesses of evaporitic-carbonated rocks (Figura 3.45).

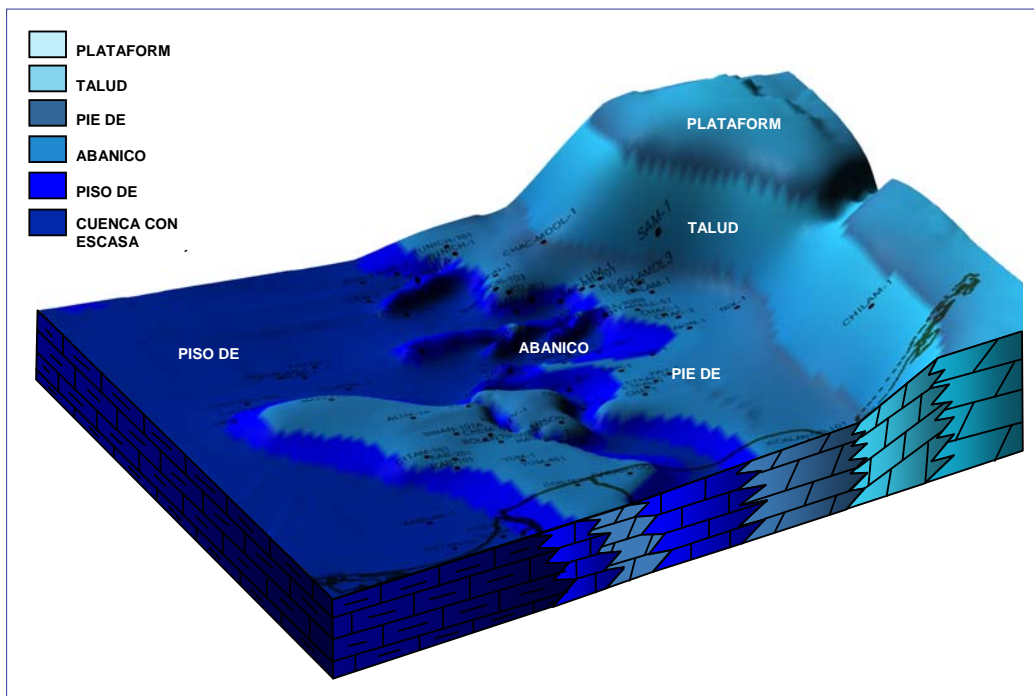


Figura 3.45. Modelo de sedimentación para el Cenomaniano (PEMEX 2006).

3.2.4 Brecha Calcárea del Cretácico Superior-Paleoceno (KS).

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

La Brecha Calcárea está constituida por flujos de detritos carbonatados provenientes de distintas partes de la plataforma; los constituyentes clásticos y bioclastos de la Brecha son muy variables (Figura 3.46), tanto en composición como en tamaño, teniéndose fragmentos de Mudstones, Wackestones, Packstones, Grainstones ("rudstone" de corales) y de dolomías de grano muy fino hasta grano grueso (cripto, micro, meso y escasas macro dolomías) todos presentan color crema claro, al fresco pero debido a la impregnación de hidrocarburos y por la dolomitización adquieren una coloración en distintos tonos, que van desde el ocre hasta el negro. En ocasiones los fragmentos heterogéneos que constituyen la brecha llegan a ser tan grandes (tamaño de un núcleo) que son confundidos con unidades completas (como ocurrió en el pozo Abkatún 212-A, Núcleo 1), siendo únicamente bloques exóticos desprendidos de la plataforma y acarreadas hacia la cuenca, incluso como enormes mantos de deslizamiento.

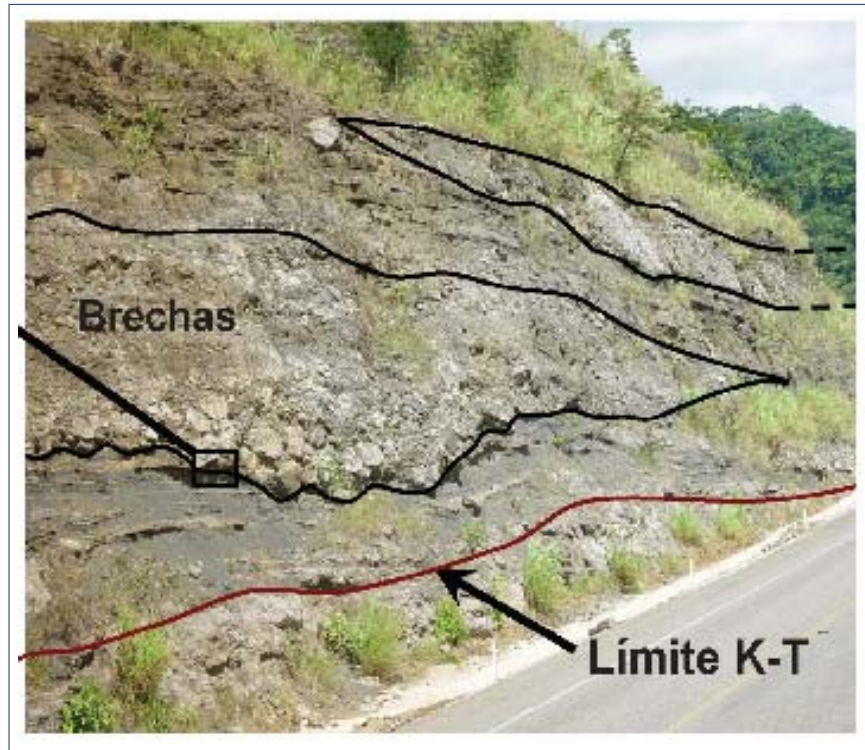


Figura 3.46 Afloramiento de las rocas de Cretácico y Paleoceno en Chiapas equivalentes a las de la Sonda de Campeche. Se presentan los depósitos de brechas dentro de las turbiditas del Paleoceno (PEMEX 20006).

El proceso diagenético predominante en los campos de KMZ y en general en la Sonda de Campeche, es la dolomitización, este proceso se encuentra ampliamente distribuido tanto en espacio como en tiempo. La dolomitización es el producto de remplazamiento de minerales en las rocas carbonatadas (Figura 3.47), por un proceso físico-químico, donde el mineral de dolomita $[Ca,Mg,(CO_3)]_2$ reemplaza los cristales de calcita ($CaCO_3$), al existir una sobresaturación de iones de magnesio. Se considera que la dolomitización es un proceso de remplazamiento acompañado casi siempre de recristalización, donde la caliza pierde algunas de las estructuras originales. Los tipos de dolomitización encontrados en el área

de estudio son los siguientes: dolomita de la capa de expulsión (eyecta); dolomita de reemplazamiento de la Brecha Superior; fragmentos de microdolomía, de dolomita cristalina mediana y gruesa de la brecha; dolomita de reemplazamiento de la brecha inferior; y cemento de dolomita tipo barroco de la Brecha Inferior.

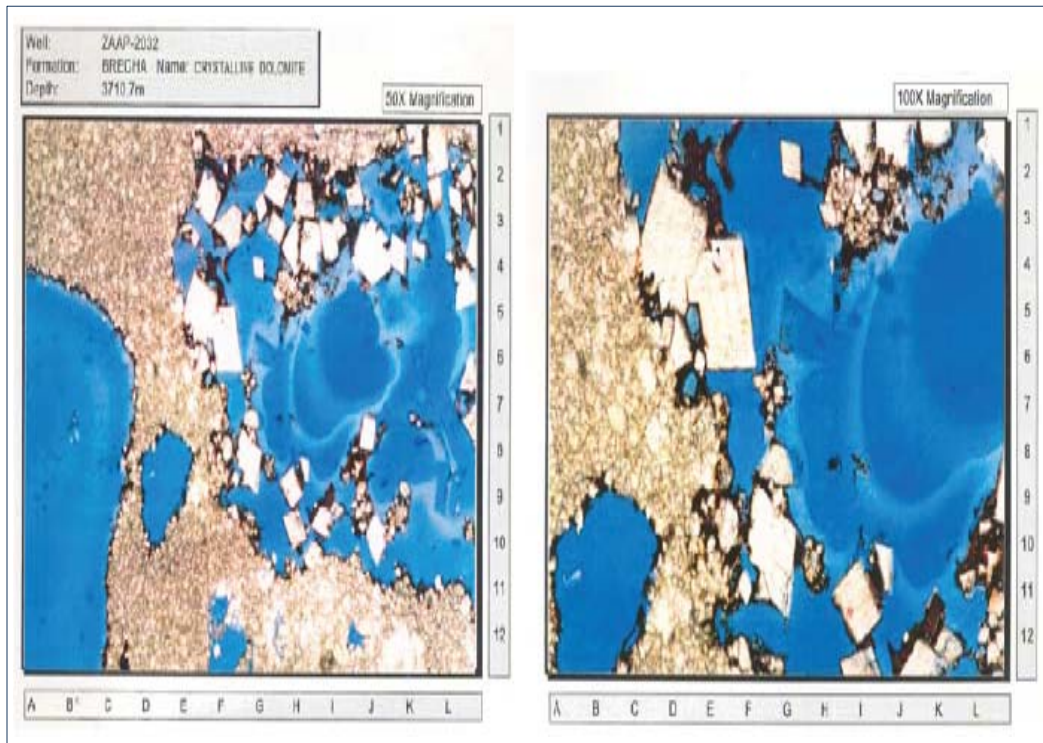


Figura 3.47. Muestras de láminas delgadas del pozo Zaap 2032. Se trata de una Brecha dolomitizada de micro a mesocristalina con porosidad vugular (Can Petro 1997).

En general, los fragmentos que constituyen la brecha, se muestran con una selección de pobre a muy mala, en su mayoría son sub-angulosos a sub-redondeados, sin embargo no es extraño encontrar formas bien redondeadas hasta muy angulares. La brecha presenta delgadas intercalaciones de bentonita en tonos verdosos y arcillas con un contenido calcáreo variable, intercaladas indistintamente en la secuencias. Los fragmentos calcáreos que constituyen la brecha fueron originados en su mayoría en aguas marinas someras (de plataforma somera) en los que se pueden ver rasgos sinsedimentarios como texturas, fósiles, etc., y que han sido encubiertos por procesos dolomitizantes, por lo que ahora, la mayor parte de los fragmentos son de dolomías cristalinas (con características de micro, meso y escasas macrodolomías) remarcándose en ellas un abundante contenido de fósiles.

3.2.4.1 Ambiente de Depósito.

El ambiente de depósito de las facies de la Brecha del límite K-T en la Sonda de Campeche, es de plataforma externa a pie del talud; representa un depósito de talud acumulado a lo largo del margen occidental de la plataforma de Yucatán. Las Microfacies identificadas en la Brecha carbonatada son típicas de tres ambientes deposicionales: plataforma interna (laguna y planos de marea), margen de la plataforma y ambientes de aguas profundas (Figura 3.48).

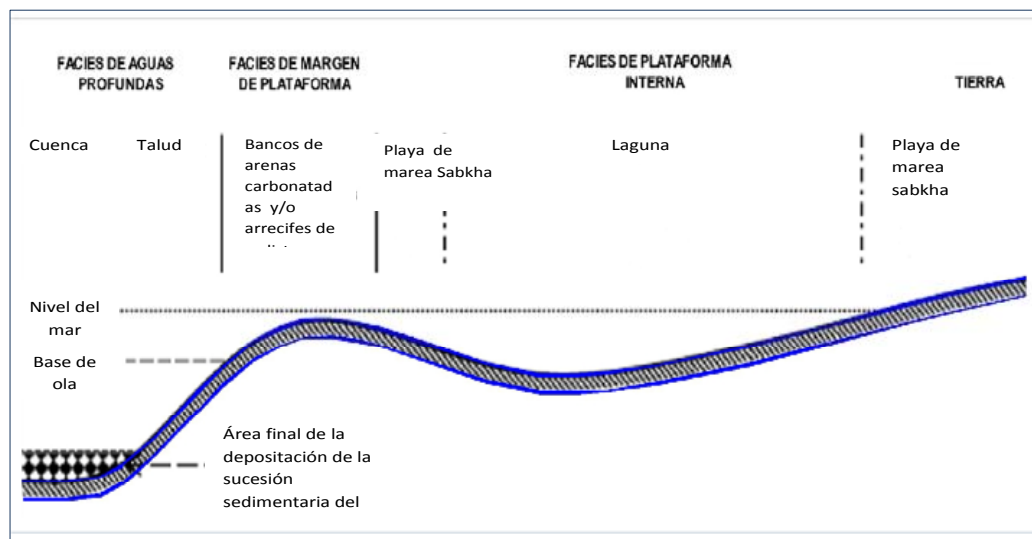


Figura 3.48. Ambientes deposicionales para los litoclastos de la Brecha Carbonatada del límite K-T (Murillo 2003).

Según Murillo (2002), las microfacies se componen de la siguiente forma (Figura 3.49):

- **Plataforma Interna:** constan de 1) packstone de miliólidos-peloides, 2) wackestone y packstone de alveolinos, 3) packstone de orbitolinidos y peloides, 4) packstone de macroforaminíferos-algas, 5) mudstone y wackestone con laminitas criptomicrobiales, 6) dolostone y 7) evaporitas dolomitizadas.
- **Margen de Plataforma:** conste de 1) grainstone de peloides, 2) grainstone de esqueletos de microforaminíferos y 3) microfacies de fragmentos de rudistas.
- **Ambientes de Aguas Profundas:** están constituidas por mudstone y wackestone pelágicos con foraminíferos planctónicos.

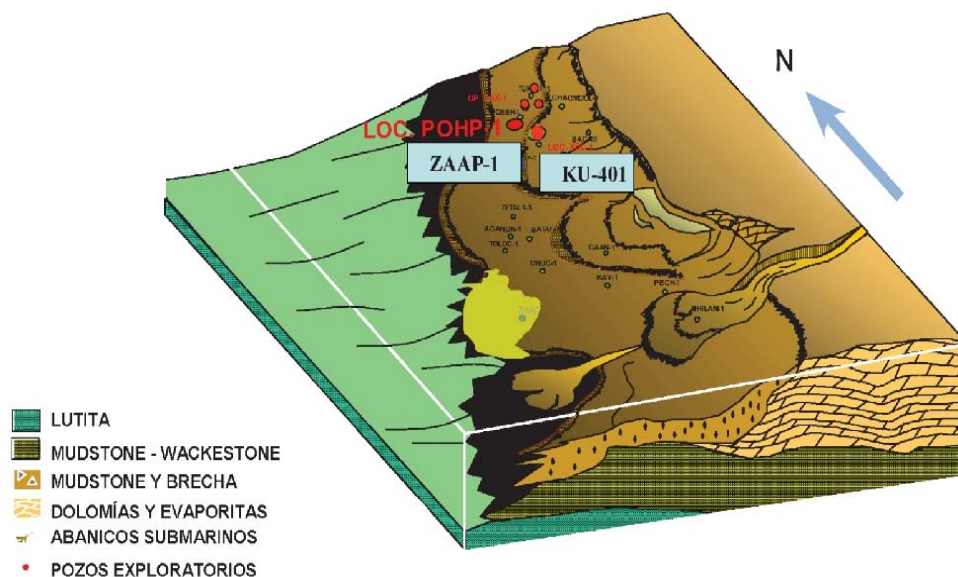


Figura 3.49. Modelo sedimentario del Cretácico Superior (Hernández-García 2005)

El paquete sedimentario que conforma la Brecha es el resultado del colapzamiento del margen de la plataforma en el oeste de la plataforma de Yucatán, como consecuencia de una actividad sísmica extraordinaria inducida por el impacto del meteorito Chicxulub (Figura 3.50). Estos paquetes sedimentarios representan una compleja interacción de una deposición gobernada por gravedad, asociada con sedimentación balística y un posterior retrabado de los sedimentos por corrientes de tsunamis.

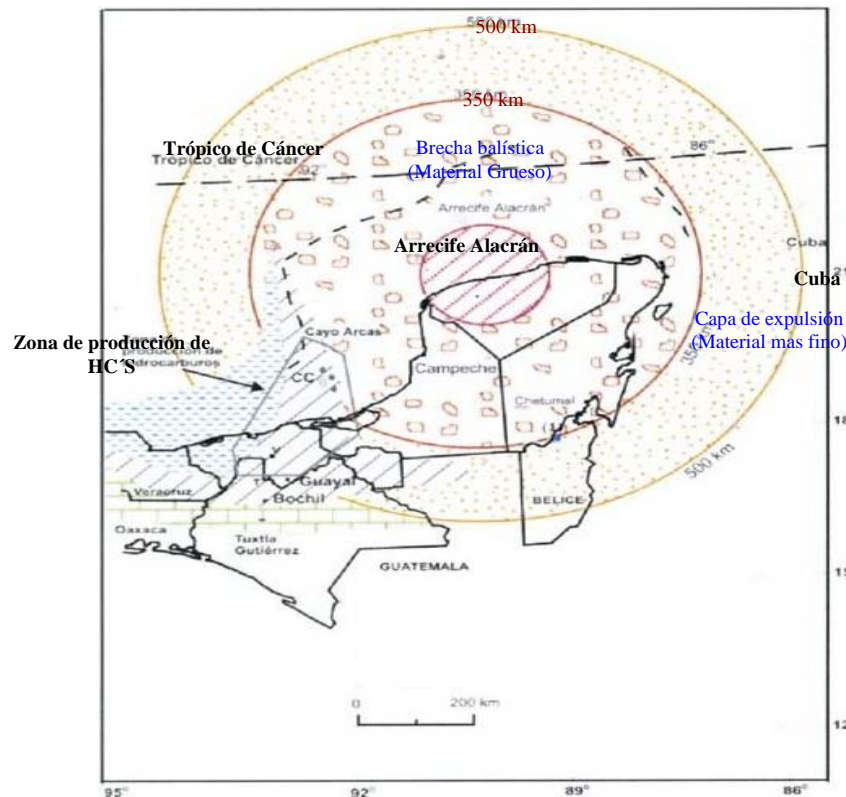


Figura 3.50. Mapa de distribución de litofacies del evento del límite K-T en el sureste de México. Las elipses muestran la distribución del material de expulsión (eyecta) con fragmentos de carbonato mayores y menores a 30 cm (Grajales-Nishimura, 2000)

El colapso de la margen de la plataforma puede ser resultado de los siguientes mecanismos:

- Condiciones metaestables en el margen de la plataforma debido a las potentes acumulaciones sedimentarias.
- La sobre presión por el agua de poro en las facies porosas permeables que actúan como acuíferos confinados por facies de mudstones durante el cambio relativo del nivel del mar.
- Tormentas y actividad de tsunamis.
- Efectos de Sismicidad en el área perifera.

Con la información de sedimentología es posible definir un modelo representativo de cómo se desarrollaron los difentes tipos de flujos desde la Plataforma de Yucatán hacia la cuenca, pudiéndose diferenciar las siguientes partes: Talud Proximal, cercanamente del borde de plataforma, en esta área se tienen clastos de mayor tamaño y pobre clasificación; Talud Medio y Talud Distal, donde se puede observar el límite de la Brecha hacia la parte occidental, siendo la parte más lejana de la fuente, con clastos más finos como se ve en la figura 3.51.

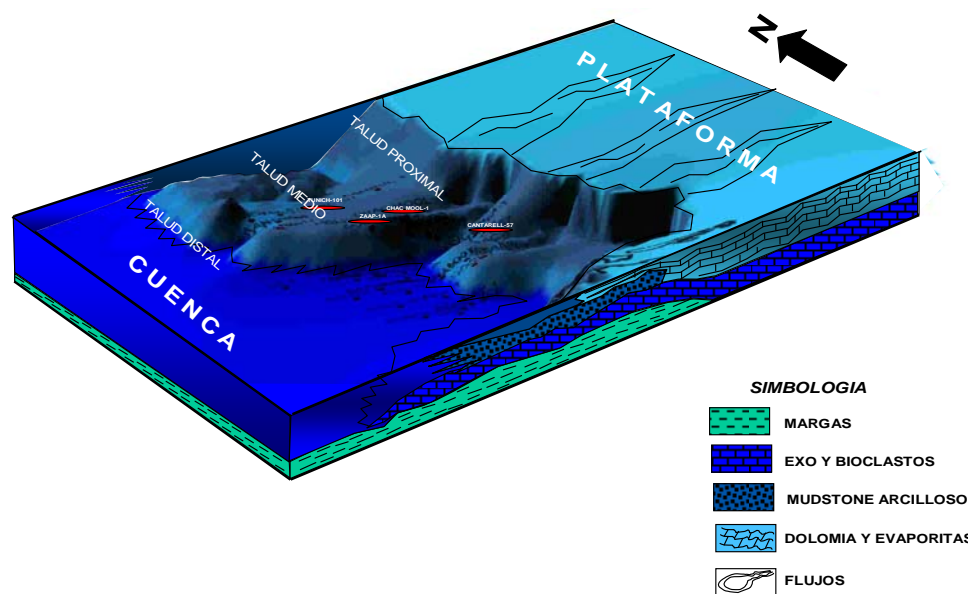


Figura 3.51. Modelo sedimentario representativo de las etapas de flujos de escombros en la Brecha K-T (PEMEX 20006).

3.2.4.2 Modelo Depositacional de la Brecha.

Existen varios modelos que describen la deposición de la Brecha K-T, sin embargo tres son los más aceptados. El primero alude que el impacto de un cuerpo extraterrestre (Meteorito) en Chicxulub, Campeche, fue la causa de la formación de la Brecha (Grajales-Nishimura, 2000); el segundo argumenta que la brecha fue el producto de un derrumbe submarino de los fragmentos de calizas que descansan en el talud del Escarpe de Campeche cuando ocurrió el impacto del meteorito hace 65.5 Ma (Angeles Aquino 1992, Limón González 1994); por último, la tercera versión, atribuye el origen de la Brecha a condiciones de casticidad por exposición sub-aerea de los carbonatos depositados en extensas planicies de intermareas (Padilla 2007), lo cual explica la extensión territorial de los sedimentos de la Brecha K-T.

Para este trabajo se considera que el origen de las brechas se explica por la teoría de que la Brecha K-T, es producto de grandes flujos de sedimentos por gravedad ocasionados por el derrumbamiento del margen de la plataforma, como resultado de un acontecimiento instantáneo. De acuerdo a lo anterior, el mecanismo por el cual se depositó la Brecha está asociado con la gran energía generada por el impacto del meteorito de Chicxulub en la Plataforma de Yucatán. Grajales-Nashimura (2000, 2003), propone que los terremotos inducidos por el impacto iniciaron el derrumbamiento y desplazamiento de las rocas de los bancos carbonatados del Cretácico de la Plataforma de Yucatán, y a su vez provocaron tsunamis cuya energía sirvió para transportar y retransportar el material desquebrajado a gran distancia incluso más de 300 kilómetros (Figura 3.50) alcanzando naturalmente la zona de KMZ (Figura 3.52). Finalmente ocurrieron otros procesos posteriores a la sedimentación de la secuencia carbonatada, como son la disolución y dolomitización en ambientes diagenéticos de sepultamiento profundo (Grajales-Nishimura, 2000), seguidos de procesos de deformación tectónica durante el Cenozoico; todo lo anterior dio lugar a yacimientos con porosidades vulgares de matriz y altamente fracturados.

La figura 3.52 muestra de manera esquemática el modelo propuesto para la formación de la Brecha K-T; al colapsar el meteorito sobre la Plataforma de Campeche generó metamorfismo de impacto alrededor del cráter, este fenómeno se tiene documentado en muestras de esferulitas de vidrio, tectitas y cuarzo de impacto (Figura 3.53). La energía de impacto fue suficiente para generar el colapsamiento alrededor de la Plataforma de Yucatán, se originaron flujos de escombros por gravedad y corrientes de turbidez, por lo que los fragmentos fueron transportados hasta la base del talud, los subsecuentes tsunamis originaron

nuevamente corrientes de turbidez, retransporte y reacomodo de escombros; finalmente las partículas finas se mantuvieron en suspensión para ser las últimas en depositarse.

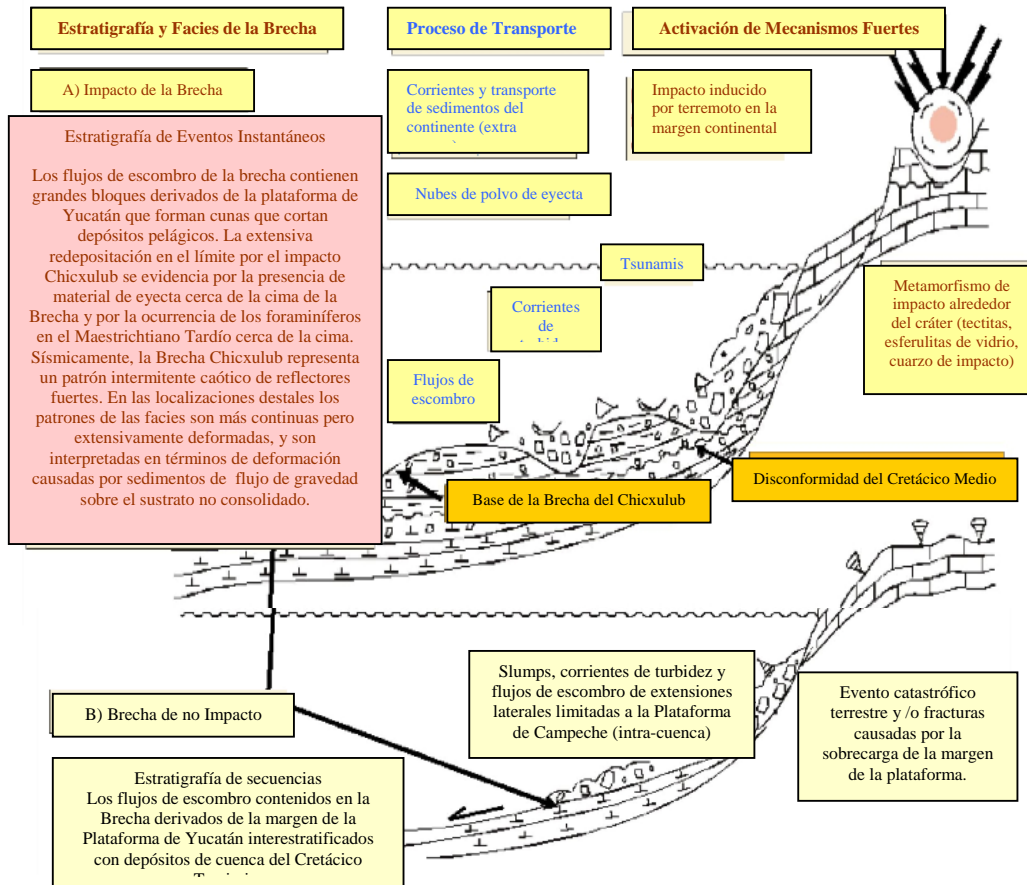


Figura 3.52. Modelo catastrófico de las Brechas Chicxulub (Jerzikiewicz, 2005).

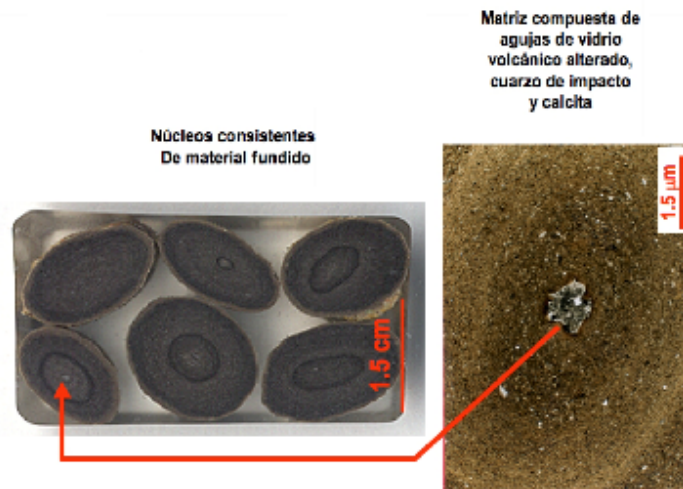


Figura 3.53. Lapilli acrecionario de la formación Guayabal Tabasco del límite K-T, se aprecian las esferulitas, cuya matriz está compuesta de agujas de vidrio y cuarzo de impacto (Grajales-Nishimura, 2000).

3.2.4.3 Espesor y Presencia de la Roca Almacén.

Los espesores penetrados por 60 pozos exploratorios en la Sonda de Campeche, han sido muy variables, ya que van desde 57 a 350 m, teniendo un espesor promedio de 140 m. La figura 3.54 corresponde con un mapa que indica el espesor y la presencia de la roca almacén del Cretácico Superior-Paleoceno, en el cual se puede observar en color rojo, donde la roca almacén es de un espesor menor a 20 m, y por lo tanto en esas zonas es baja la probabilidad de encontrar una buena roca almacén; en la parte norte y sur queda abierta la posibilidad, indicando que se requiere de mas estudios de sísmica. El color amarillo indica que existe una probabilidad regular de encontrar roca almacén con espesores de 20 a 70 m; el color verde nos muestra donde se encuentra la mejor roca almacén, en cuanto a su espesor se refiere, esto quiere decir que los espesores son mayores a 70 m, observándose principalmente en los campos del área central, al norte y al sur, donde se tienen la mayoría de los pozos productores. En los campos de KMZ se tienen registrados espesores superiores a los 250 m en los yacimientos productores de Ku, Maloob y Zaap.

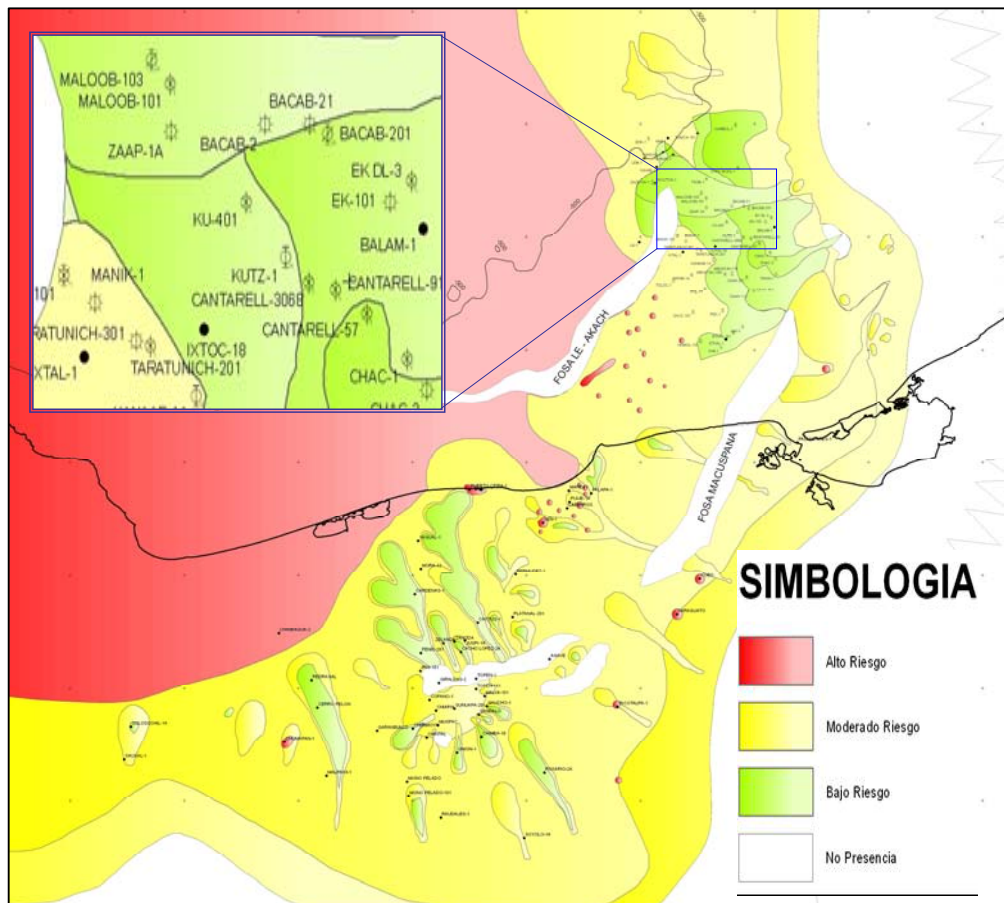


Figura 3.54. Mapa que indica presencia de la roca almacenadora correspondiente a la Brecha en la Sonda de Campeche (PEMEX 2006).

3.2.4.4 Porosidad de la Brecha.

En la figura 3.39 se muestra un mapa de isoporosidades efectivas del Play Brecha de la Sonda de Campeche, representa un promedio de la porosidad total del espesor de la brecha en cada pozo perforado; la información anterior fue también calculada por los registros de porosidad (NPHI). Estos valores fueron vaciados en un plano base de ambientes de depósito; para conocer la distribución de las porosidades.

En el mapa de la figura 3.55 se puede observar que las porosidades mostradas en las zonas en color verde son altas (mayor de 9%), por lo tanto la probabilidad de encontrar roca almacén efectiva es alta; en color amarillo se muestra las porosidades que van de 4 a 9 % indicándonos que esta roca almacén tiene una probabilidad regular de ser efectiva y por último, el color rojo nos indica en que zonas se tienen altas probabilidades de no ser efectivas las rocas almacén. El área de KMZ de acuerdo al mapa, presenta porosidades superiores al 9% (Figura 3.33), valores muy buenos; aunque las porosidades registradas en los campos de KMZ son en la mayoría de los casos del 8 % en los yacimientos productores de la Brecha K-T.

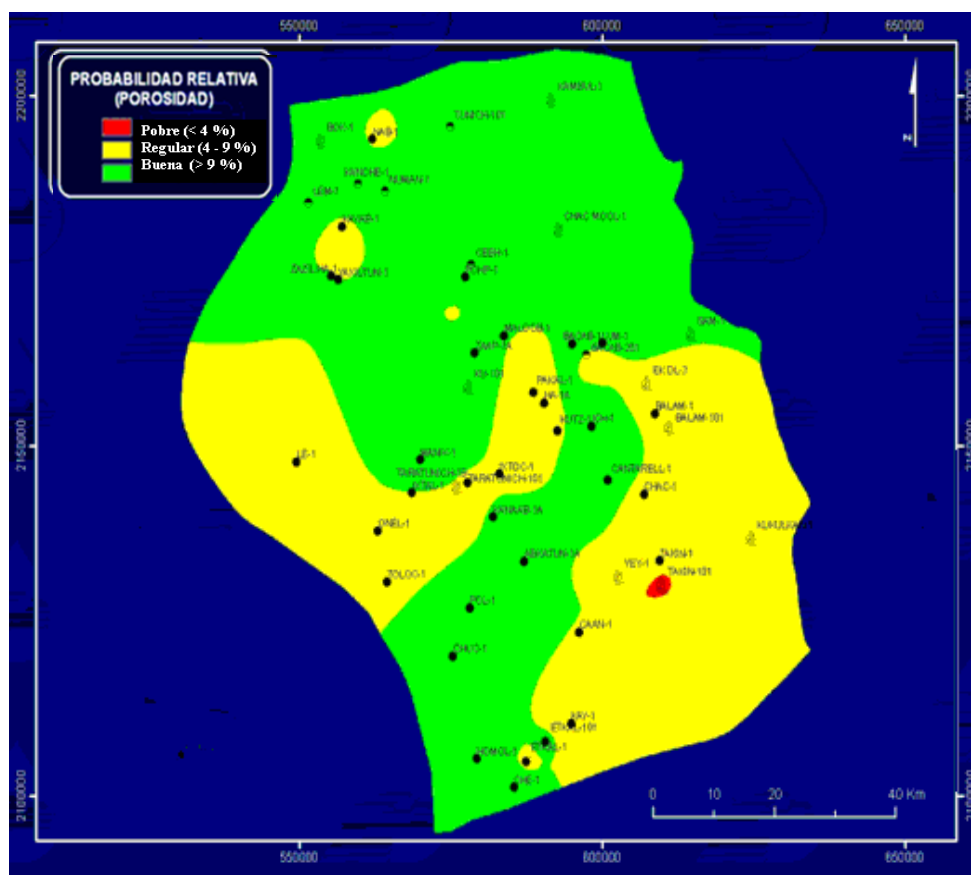


Figura 3.55. Mapa de isoporosidades del Play Brecha K-T en la sonda de Campeche (PEMEX 2007).

3.2.5 Calcarenitas del Eoceno Medio y Cuerpos Arenosos del Mioceno-Plioceno.

Las principales secuencias de interés prospectivo del Terciario en la Sonda de Campeche, corresponden con cuerpos arenosos de edad Mioceno-Plioceno, esta corroborado que los nuevos yacimientos descubiertos en rocas de esta edad son de interés aunque mucho menor que los de la Brecha K-T. En los horizontes de calcarenitas del Eoceno Medio, los cuerpos calcáreos son de gran importancia en los campos de KMZ ya que de ellos se obtienen producciones de hidrocarburos destacadas.

El descubrimiento de las calcarenitas del Eoceno Medio inicia en 1980, con los pozos Cantarell 19 y 71, los cuales probaron exitosamente un cuerpo de calcárenitas del Paleoceno-Eoceno. A partir de entonces diversos pozos tanto del área de Ku-Maloob-Zaap como de Cantarell, han encontrado acumulaciones importantes de hidrocarburos en este tipo de rocas. Aquino, López (2003), considera que el bloque Ku es el que presenta las mayores acumulaciones de hidrocarburos en calcárenitas, cuyos ambientes de depósito más favorables de contener acumulaciones importantes corresponden al paleoborde de la plataforma de Yucatán, en las facies de talud y cuenca.

Las calcarenitas del Eoceno Medio (Formación Kumaza), se localizan en la porción nororiental de la Sonda de Campeche, fueron depositadas en ambientes de plataforma somera y están constituidas por flujos turbidíticos distales con excelente porosidad primaria y secundaria, alrededor del 20% y saturaciones de agua aproximadamente del mismo orden. Presentan cementante calcáreo, lodos calcáreos bentoníticos (Mudstone bentonítico) y horizontes de algas estromatolíticas. La edad de estas rocas se obtuvo gracias a la presencia de *Globorotalia mayeri*, *Globorotalia fohsi* robusta, *Globorotalia fohsi lobata* y *Globorotalia fohsi peripheroacuta*.

En el Neógeno, se tienen depósitos terrígenos entre los que sobresalen lutitas y areniscas las que constituyen al Plioceno y Pleistoceno; barras arenosas provenientes de sistemas deltáicos y turbidíticos con porosidades que varían del 20 % al 35 %. En los núcleos de la Figura 3.56, que cortaron el horizonte Mioceno-Pleistoceno, se observa que las areniscas están compuestas por cuarzo, plagioclasas, feldespatos, cloritas, espatita y biotita. Dicho material es principalmente de origen volcánico proveniente de la sierra de Chiapas y que fue transportado por medios fluviales hacia estas cuencas.

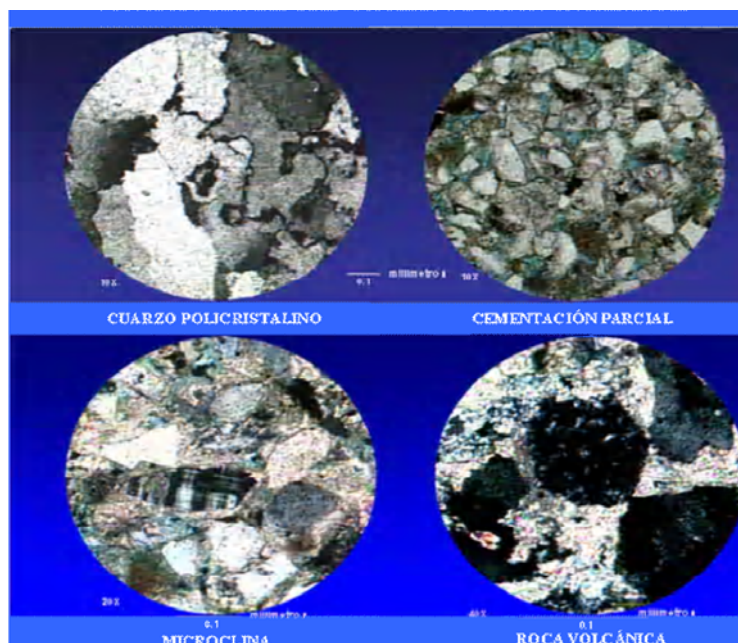


Figura 3.56. Cuerpos arenosos del pozo Citam-1 en la sonda de Campeche (Trejo, 2006).

Estas secuencias son económicamente atractivas en los campos de KMZ, ya que se han encontrado impregnaciones importantes de gas y/o aceite; tal es el caso del pozos M-2 (Campo Maloob), cuyo objetivo era encontrar yacimientos en las rocas del Jurásico Superior (Kimmeridgiano) y durante la perforación se registraron numerosas lecturas altas de gas e impregnaciones de aceite a lo largo del horizonte cenozoico; el pozo Z-2 (Campo Zaap), cuyo objetivo fue el de encontrar yacimientos en las rocas brecha del Paleoceno-Cretácico Superior y Jurásico Superior (Kimmeridgiano), presento flujos de aceite y gasificaciones en el Cretácico Inferior, Cretácico Superior (Brecha), Eoceno Medio y Mioceno Inferior.

3.2.5.1 Ambiente de depósito del Eoceno al Plioceno.

El modelo depositacional para las rocas de edad Cenozoico postula un ambiente mixto en el que se identifican alternancias de terrígenos de diferentes granulometrías debido a transgresiones y regresiones; las facies que caracterizan a la mayor parte del Cenozoico son de planicie deltaíca, frente de delta, pro delta y litorales (Figura 3.57).

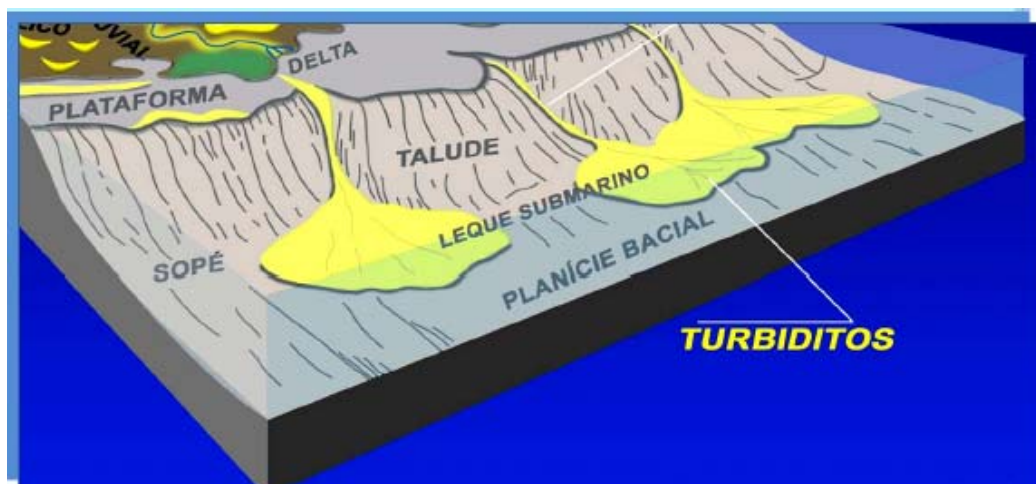


Figura 3.57. Modelo sedimentario de sistemas de depósito de sedimentos siliciclásticos en las margenes pasivas. En esta imagen se pueden apreciar deltas de plataforma evolucionando a abanicos submarinos en talud y en la planicie abisal (Nilo Chagas, 2004).

En el Paleoceno, es posible distinguir un ambiente deposicional continental mixto, la zona de cuenca tiene gran extensión en la porción occidental del área; se distinguen ambientes de talud caracterizados por lutitas, ambientes de plataforma y flujos carbonatados provenientes del margen de plataforma, consecuencia de corrientes de turbidez. En KMZ, predominan los ambientes de de talud y corrientes de turbidez (Figura 3.58).

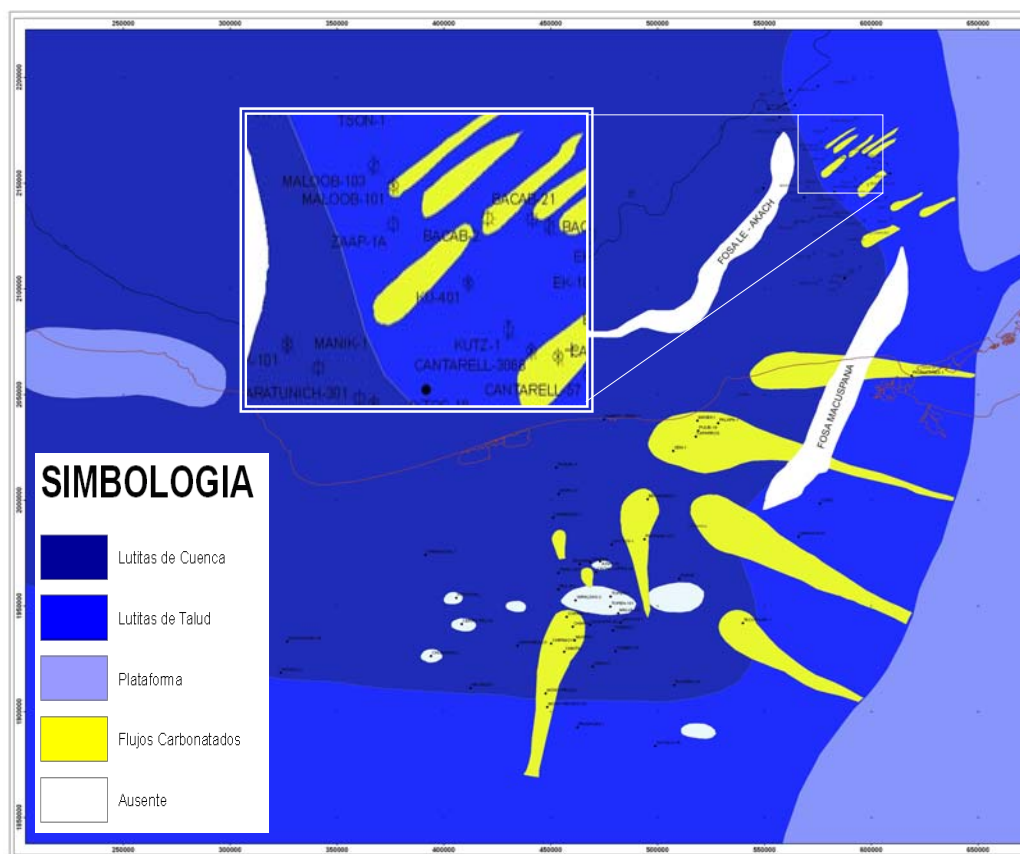


Figura 3.58. Mapa de ambientes sedimentarios del Paleoceno de la Sonda de Campeche (PEMEX2007).

Posteriormente, durante el Eoceno-Oligoceno se interpreta que inició una nueva regresión, alcanzando su máxima expresión en la Zona Marina durante el Oligoceno Superior y Mioceno Inferior; esta regresión fue resultado del evento Chiapaneco y se caracteriza por la ausencia de depósitos de sedimentos del Oligoceno o con espesores muy reducidos.

En casi todos los pozos del Área Marina y aún en el continente, los sedimentos miocénicos indican una nueva trasgresión ya que se solapan los depósitos del Oligoceno; quedando como testigo una enorme discordancia reconocida en todo el sureste mexicano, que indica la ocurrencia de eventos de deformación intensos que originaron el plegamiento de la sierra de Chiapas y en la Zona Marina.

El levantamiento del Macizo de Chiapas trajo como consecuencia la exposición del basamento y del paquete sedimentario depositado durante el mesozoico; los procesos de intemperismo y erosión desarrollados durante este tiempo abastecen de abundantes arcillas, arenas, grava que al litificarse formaron las brechas, conglomerados y turbiditas la cuenca profunda.

En el Mioceno Inferior, el depósito de terrígenos ocurrió en condiciones pelágicas en un ambiente marino profundo, generalmente de baja energía, con esporádicos flujos turbidíticos intermitentes que fluían de la plataforma externa a una zona de talud con dirección NW.

Los depósitos del Mioceno Medio se llevaron a cabo en una secuencia regresiva en ambientes marinos profundos y flujos turbidíticos, condicionado el depósito a la formación de depresiones escalonadas producidas por fallas de crecimiento (sin sedimentarias), dando lugar también a formaciones de barras paralelas a los planos de estas fallas de crecimiento en los bloques bajos de las mismas. También en el Mioceno Medio se formaron depósitos carbonatados, constituyendo lodos calcáreos y algas estromatolíticas provenientes de la plataforma carbonatada de Yucatán.

Durante el Mioceno Superior, los depósitos turbidíticos continúan su desarrollo en la plataforma externa y en la zona de talud marcando una dirección preferencial hacia el NW. Los flujos más abundantes se llevan a cabo durante Plioceno siendo el Plioceno Medio la unidad más constante.

Se consideran principalmente tres tipos de sedimentos y fuentes de aporte para los ambientes del Mioceno-Plioceno:

- **Sedimentos de origen bentonítico:** la principal fuente de aporte fueron las emanaciones producidas por la gran cantidad de volcanes que existieron durante el Cenozoico Tardío, debido a la región de los Tuxtlas, Veracruz, incluyendo las litofacies asociadas al volcanismo de la Sierra de Chiapas. Estos depósitos viajaron por medio de mecanismos eólicos y fluviales hasta llegar a la zona de estudio, constituyendo depósitos de cenizas volcánicas intercaladas en lutitas, lutitas, limos y arenas bentoníticas que se tienen registradas invariablemente en toda la región y en la porción noroccidental del área.
- **Sedimentos de origen terrígeno:** están constituidos por arenas detríticas, maduras bien clasificadas, cuya fuente de aporte principal es la Sierra de Chiapas como producto del máximo levantamiento asociado al evento Chiapaneco y en menor medida aportes de la planicie costera del Golfo de México, también afectados por los agentes exógenos. Dichos sedimentos fueron erosionados y llevados a las planicies por corrientes fluviales donde constituyeron complejos deltáicos que fueron progradando sobre la planicie costera, estableciendo barras costeras y de desembocadura en la Zona Nerítica y flujos turbidíticos y abanicos submarinos en la zona Batial.
- **Sedimentos de origen calcáreo:** corresponden a lodos y fragmentos de roca, cuya fuente de aporte es la península de Yucatán, la cual contribuyó con estos sedimentos a través de corrientes subacuáticas que llevaban en solución el carbonato de calcio, precipitándolo en el lecho marino en forma de lodos calcáreos o mezclándose con sedimentos clásticos, que incluyen fragmentos de calizas y dolomias.

La heterogeneidad de estos materiales constituyentes de las secuencias sedimentarias del Mioceno-Plioceno, dio origen a la mezcla de clastos que presentan las rocas terrígenas en el área.

3.2.5.2 Modelo Sedimentario del Cenozoico.

A modo de síntesis podemos considerar que los modelos sedimentarios que se desarrollaron en la región, están caracterizados por turbiditas y abanicos submarinos para los depósitos del Mioceno-Plioceno y de complejos deltaicos y barras costeras para los depósitos del Plioceno-Pleistoceno. En la zona de estudio son más frecuentes los primeros, depositados en un ambiente marino profundo de alta energía y los segundos son más frecuentes en el subsuelo de la actual planicie del Golfo y en las cercanías de la actual línea de costa en un ambiente marino somero de alta Energía.

Como los depósitos sedimentarios tienen relación directa con la fuente de aporte, tenemos que, los depósitos cercanos a la Península de Yucatán, tienen influencia calcárea, los cercanos a la costa, influencia terrígena samítica y los alejados, tendrán influencia pelítica principalmente arcillosa (Figura 3.59).

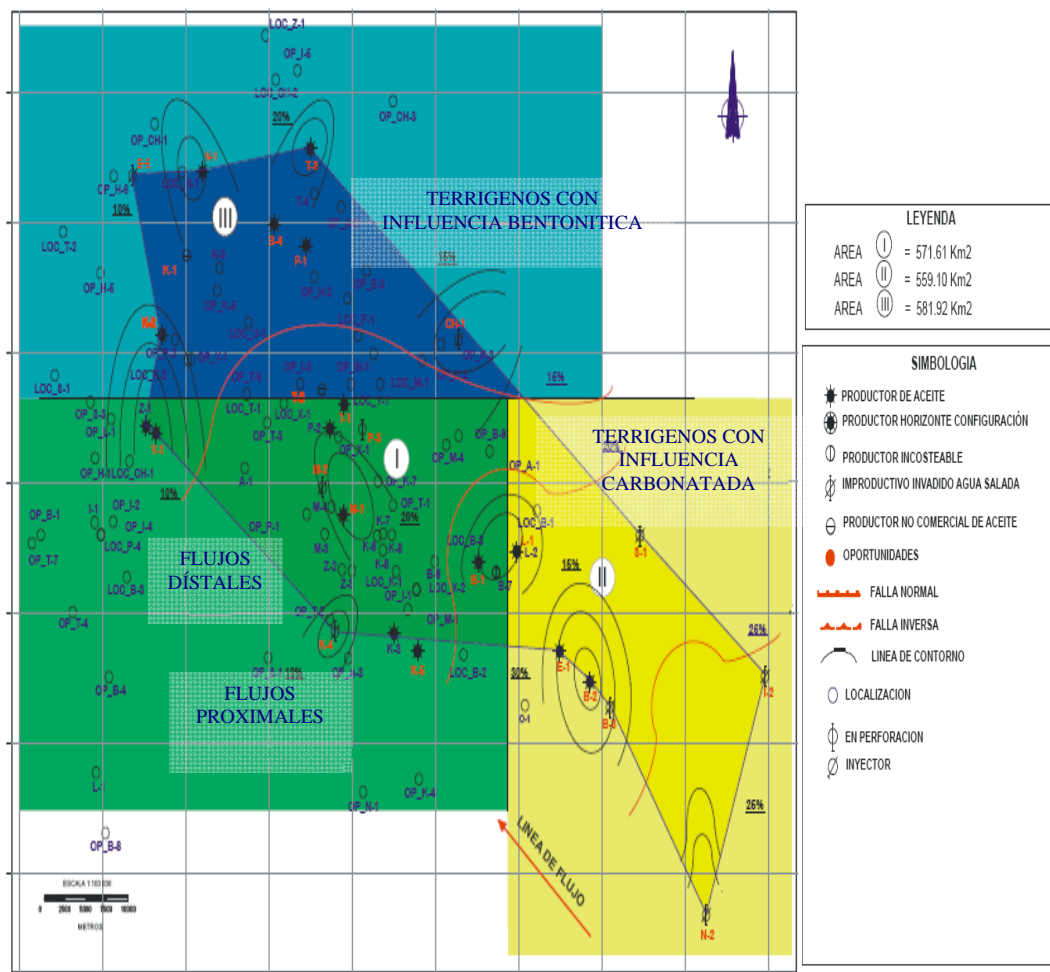


Figura 3.59. Mapa que muestra el contenido de materiales terrígenos y carbonatados en el Terciario, a si como la jerarquía de las áreas prospectivas de interés petrolero (Nancy Rodríguez, 2007).

En la figura 3.59 se indica la división del área de estudio en tres regiones principales, en orden de mayor a menor interés prospectivo, cada una de las cuales corresponde a diferentes fuentes de aporte de

sedimentos, por consiguiente diferentes características petrofísicas y sedimentológicas que afectan directamente la producción en los yacimientos. La superficie de KMZ, se sitúa de acuerdo a la clasificación en la región 1, correspondiente a flujos distales, esta zona es la de mayor prospección, en ella se tienen buenos desarrollos arenosos con bajo contenido calcáreo-arcilloso, indicador de una buena roca almacén.

3.2.5.3 Espesor de la roca almacén.

Los espesores brutos reportados de los pozos exploratorios y de desarrollo que han cortado de los cuerpos de arenas del Mioceno-Plioceno se muestran en la figura 3.60, destacando que para la zona de KMZ se tienen espesores del orden de los 200 m, que corresponden con las zonas estructurales más altas y por consiguiente de mayor oportunidad de almacenar hidrocarburos.

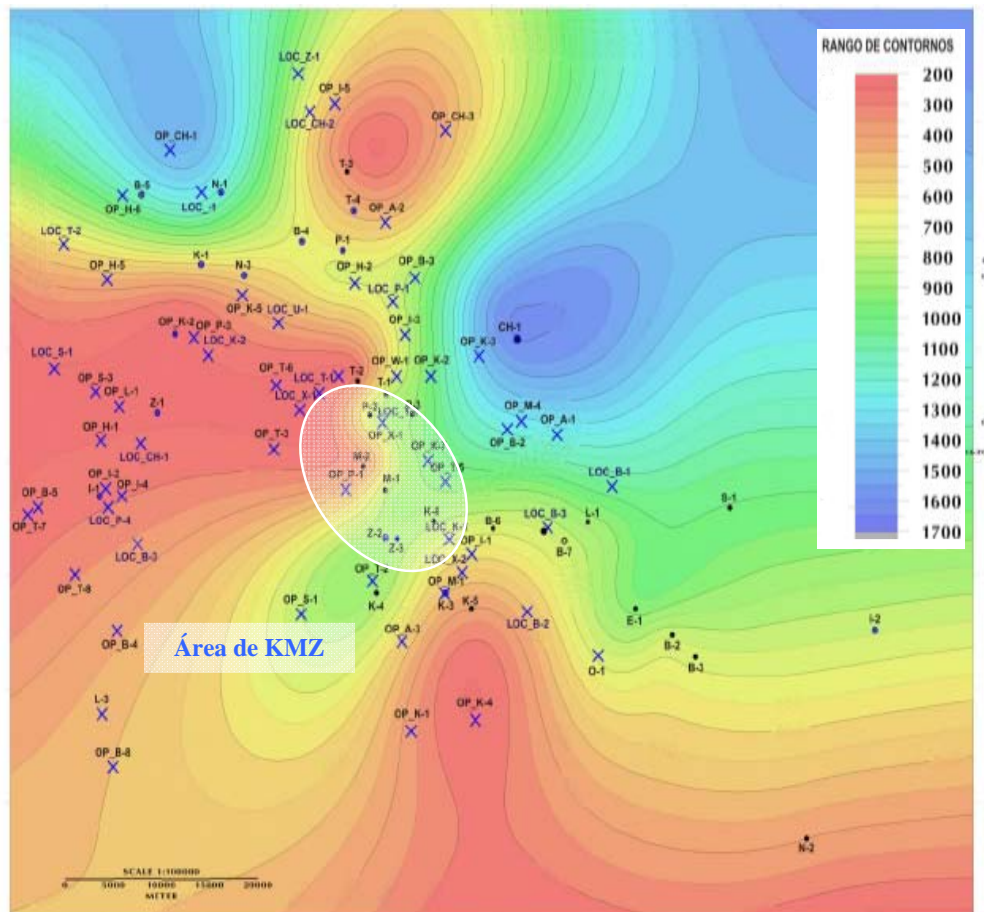


Figura 3.60. Espesor bruto de la Unidad V en la Sonda de Campeche correspondiente al Mioceno-Plioceno. (Nancy Rodrigues, 2007)

3.2.5.4 Porosidades de las rocas del Cenozoico.

La porosidad en las unidades arenosas en las que se ha encontrado impregnaciones de hidrocarburos, es principalmente primaria intergranular; presenta una buena porosidad efectiva por lo tanto funcionan como magníficas rocas almacenadoras. Por otra parte, las unidades arcillosas del Terciario presentan una muy baja permeabilidad por lo tanto funcionan como magníficas rocas sello ya sea en forma lateral o de manera suprayacente.

La figura 3.61 es un mapa donde se indica la porosidad efectiva de la unidad V, constituida por cuerpos de areniscas del Mioceno–Plioceno; en el se pueden observar las áreas donde se tienen porosidades efectivas para KMZ del orden del 20 %, condición muy atractiva, que sumada a las características de buenos desarrollos y bajo contenido calcáreo-arcillosos, permiten considerar el área como de interés económico.

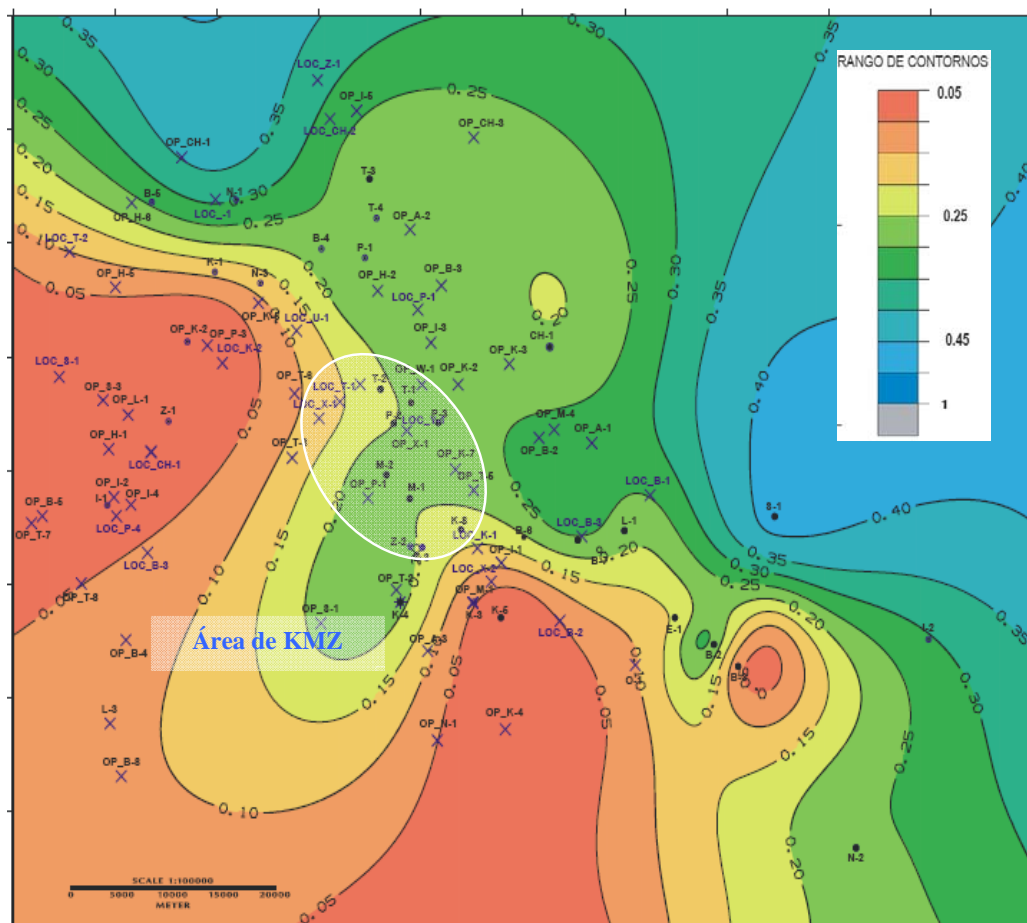


Figura 3.61. Porosidad efectiva de la Unidad V en la Sonda de Campeche, correspondiente al Mioceno-Plioceno (Rodríguez, 2008).

3.3. ROCAS SELLOS.

Otro componente importante en la evaluación del sistema petrolero es la roca sello; las rocas sello o paquetes sedimentarios que actúan como tal, son aquellas secuencias rocosas de muy pobre permeabilidad o bien impermeables, adicional a esta condición no deben poseer fracturas ni vugulos interconectados. El diámetro de garganta de poro en una roca sello debe ser menor a 4 Angstrom, condición suficiente para evitar el paso del petróleo más ligero o del gas natural. De acuerdo a Landes 1975, las rocas sello más comunes son las lutitas; calizas arcillosas y lutitas calcáreas, sin embargo, las de mejor calidad son el yeso, la sal de roca y la anhidrita.

Una forma para estimar de manera cualitativa la efectividad del sello en su evaluación, es utilizando datos de presión inicial de los yacimientos, presión de poro y pruebas de goteo; estos datos son plasmados en gráficos de presión contra profundidad, junto con el gradiente hidrostático regional y el gradiente litostático. Los gráficos de presión contra profundidad son de utilidad en la estimación del esfuerzo efectivo, el cual se define por la diferencia entre la presión del yacimiento (presión inicial y/o presión de poro) y el gradiente litostático (presión de sobrecarga). El esfuerzo efectivo se utiliza para definir la capacidad del sello superior, de tal forma que donde tengamos esfuerzos efectivos grandes tendremos

mayores posibilidades de que el sello soporte columnas de hidrocarburos mayores que en zonas donde el esfuerzo efectivo es pequeño. Para calibrar el sello y obtener datos cuantitativos en lo que se refiere a su efectividad, es necesario contar con datos de presiones capilares (Sello Capilar), por medio de pruebas de inyección de mercurio realizadas en núcleos y/o muestras de canal correspondientes a la roca sello, la combinación de las dos condiciones anteriores se utilizan para generar un mapa de efectividad del sello en función de datos de yacimientos y de mapas de paleoambientes.

Otro elemento de evaluación en la roca sello es el espesor, que es calculado con la ayuda de registros geofísicos, datos de perforación y paleontológicos. Existe una regla sencilla que nos permite evaluar de manera cualitativa la calidad del sello, que corresponde al salto, que es la separación entre roca almacén y sello; debe ser mayor que el espesor, esta condición en la mayoría de los casos es suficiente para calificar que la roca funciona como un buen sello.

Se tienen bien caracterizadas cinco secuencias sedimentarias que funcionan como sellos regionales, para las unidades productoras del Mesozoico y Cenozoico en la Sonda de Campeche (Figura 3.3). Estas secuencias sedimentarias de manera local también funcionan como sellos para los yacimientos de KMZ y se enumeran de la más antigua a la más reciente de la siguiente forma:

- 1) Roca sello de edad Oxfordiano. Es el sello de las arenas productoras del Jurásico Superior Oxfordiano.
- 2) Roca sello de edad Tithoniano. Es el sello de los bancos oolíticos productores del Jurásico Superior Kimeridgiano.
- 3) Roca sello de edad Cretácico, KI, y KS. Es el sello de los carbonatos fracturados productores del Cretácico Inferior y Albiano-Cenomaniano.
- 4) Roca sello de edad Paleoceno. Es el sello de la brecha calcárea productora del Cretácico Superior-Paleoceno (K-T).
- 5) Roca sello de edad Cenozoico. Es el sello las secuencias productoras Calcarenitas del Eoceno y los cuerpos arenosos del Mioceno – Plioceno.

A continuación se describen las características más relevantes de las rocas sello.

3.3.1 Roca Sello del Oxfordiano.

La roca sello de edad Oxfordiano se caracteriza por tener un alto contenido de arcillas y minerales producto de la evaporación. El sello Oxfordiano esta representado por una secuencia de anhidrita de color crema, de aspecto masivo, plástica e impermeable que se encuentra tanto en la parte inferior y superior de la roca almacén; presenta intercalaciones de lutitas y limonitas, que se depositaron en ambientes de Sabkha a marino somero. Como las anhidritas son impermeables funcionan como un sello excelente, así mismo evitan la migración lateral de los hidrocarburos.

La figura 3.62 corresponde con un mapa de espesores de la roca sello del Oxfordiano, también se muestran los sistemas de fallas en donde también se tienen sellos efectivos; en estas fallas se realizaron cálculos de salto y se encontró que los saltos son mayores a los espesores de la roca, lo que nos indica que las formaciones que se encuentran en contacto con materiales como microbrecha, milonita o blastomilonita funcionan como buenos sellos (Trejo-Vázquez, 2006).

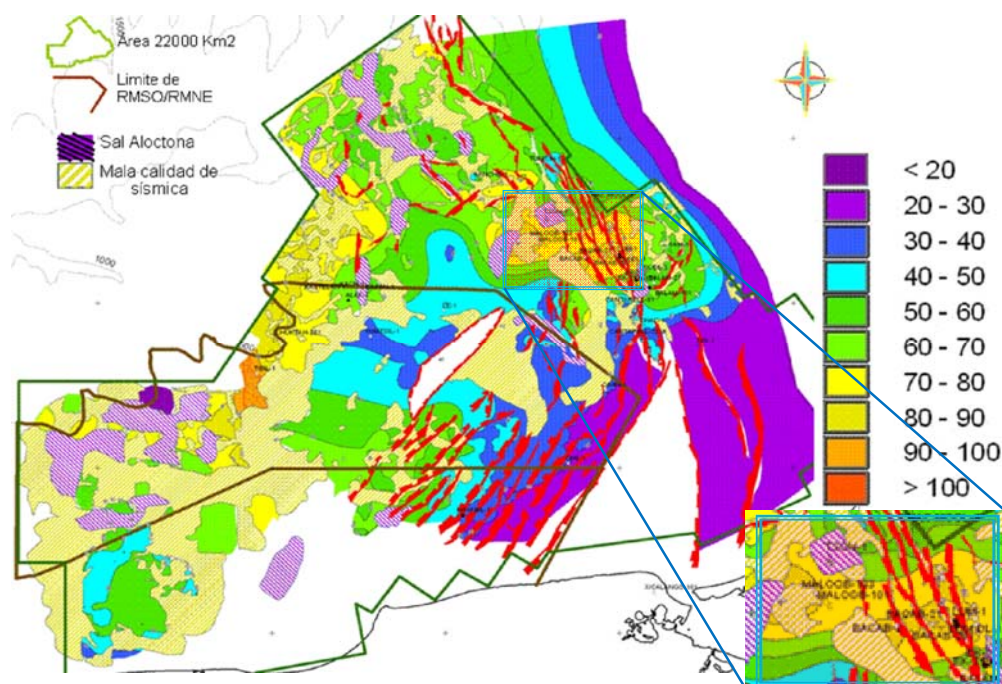
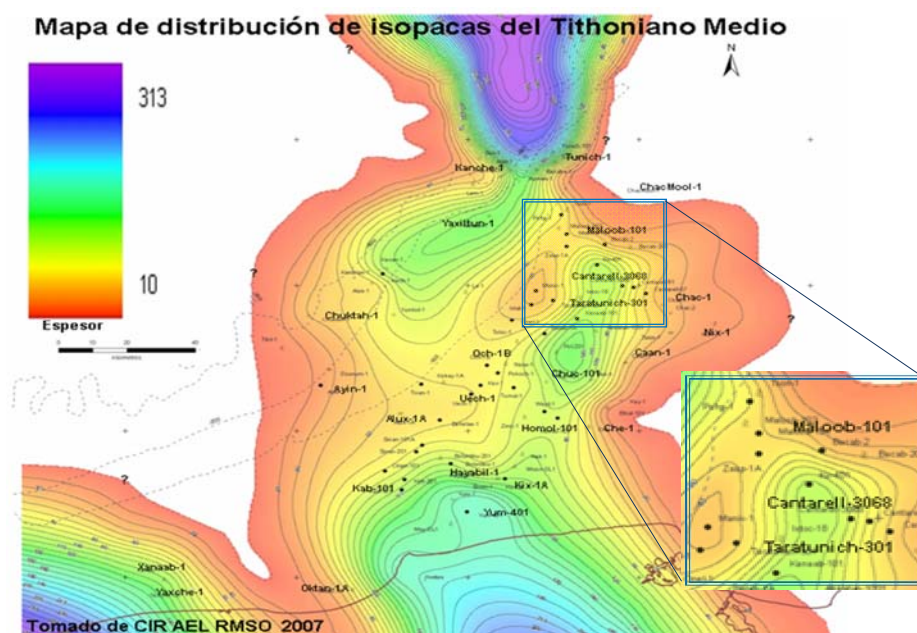


Figura 3.62. Mapa de espesores de la roca sello del Oxfordiano en la Sonda de Campeche (Trejo-Vázquez, 2007).

3.3.2. Rocas sello del Tithoniano.

Otras secuencias de roca sello de interés, corresponde con una secuencia del Tithoniano cuyo espesor varía 10 a 313 m (Fig. 3.63). Las rocas del Tithoniano funcionaron como un relleno que nivela las depresiones dejadas por la paleogeografía existente durante el depósito de los sedimentos del Kimmeridgiano; consta básicamente de lutitas, las cuales pese a su alta porosidad muestran una escasa permeabilidad.



El Figura 3.63. Mapa de distribución de isopacas de las rocas sello del Tithoniano Medio en la Sonda de Campeche (Trejo-Vázquez, 2007).

El Tithoniano Medio constituye la principal roca sello, se tienen dos litofacies principales. En la porción oriental se tienen mudstone, calizas arcillosas y dolomías; mientras que la parte oeste predominan las lutitas calcáreas con materia orgánica. El espesor promedio de esta unidad es de 19 m, no obstante en conjunto las rocas del Tithoniano inferior, medio y superior funcionan como una sola unidad alcanzando espesores de más de 300 m; los mayores espesores están distribuidos en la parte central del área, mientras que los espesores se adelgazan hacia los extremos de la misma (Figura 3.63).

Otro parámetro importante en la evaluación de la roca sello es la porosidad efectiva, que a diferencia de la roca almacén, debe ser nula o pobre. En el mapa de la figura 3.64 se muestra la distribución de porosidades promedio, se tienen zonas con valores de alto riesgo (color rojo), en la zona donde las porosidades oscilan entre 10 y 21 % se considera de riesgo medio (color amarillo) y donde la porosidad es menor al 10 % es la zona de bajo riesgo (color verde). Según el mapa de riesgos, la zona de bajo riesgo, se ubica en la porción central y suroriental del área de estudio incluyendo el área donde están los pozos Yaxche-1, May-DLI, Yum-401, Bolontiku-1, Mison-101 y Kab-1 en la parte sur y Chic-101, Taratunich-201, Ku-401, Maloob-101 y Cantarell-3068 en la parte central. La zona de alto riesgo, se restringe a la porción norte del área.

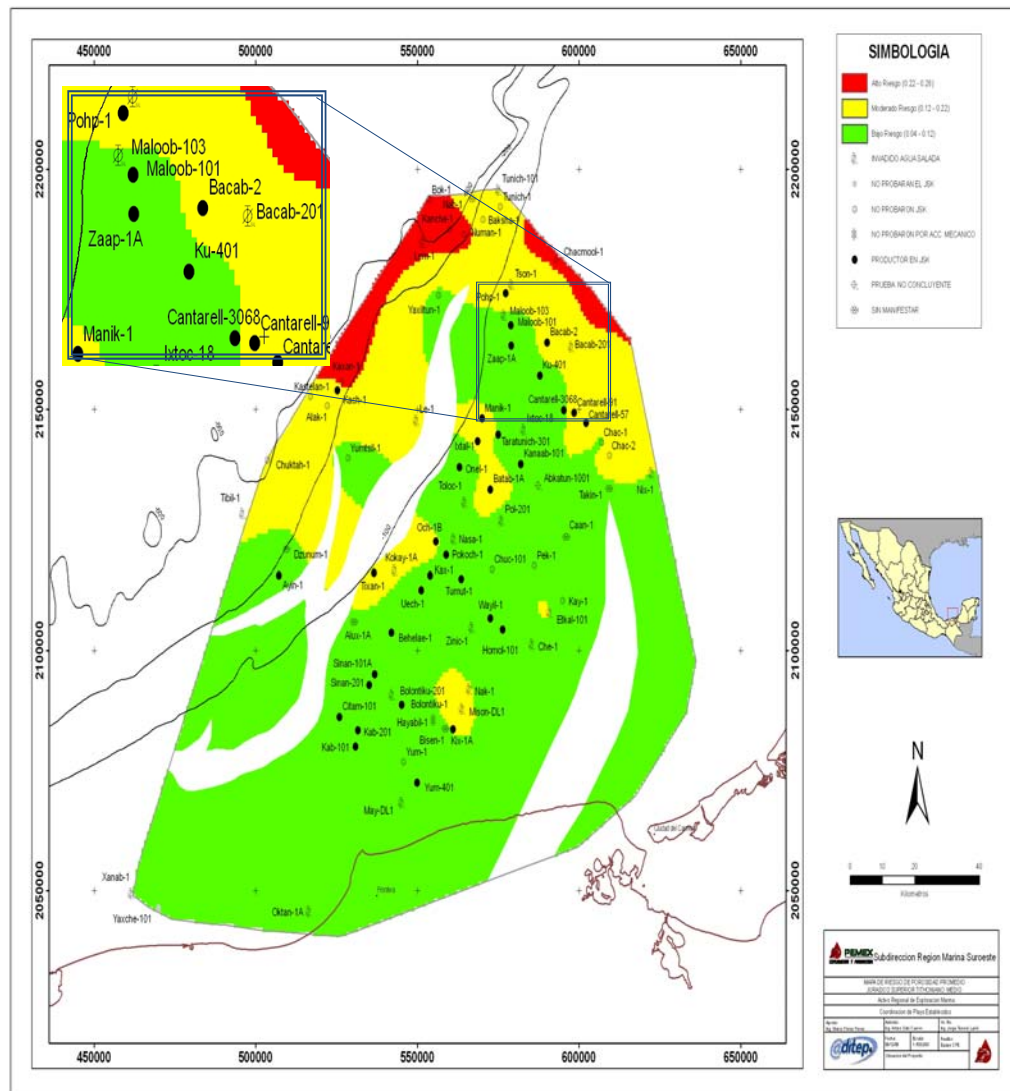


Figura 3.64. Mapa de riesgo en relación a la porosidad de la roca sello, para el área de KMZ el riesgo es bajo, es decir la roca es impermeable (PEMEX 2006).

De acuerdo a los dos parámetros anteriores, el sello de edad Thitoniano en Ku-Maloob.Zaap, se compone de lutitas a si como de algunos cambios de facies a sedimentos arcillosos y cambios drásticos de porosidad; constituyendo una roca sello efectiva para la zona productora de las secuencias de bancos oolíticos del Kimeridgiano.

3.3.3 Rocas sello del Cretácico, KI y KS.

Los carbonatos del Cretácico, son de interés como potenciales rocas sello, las rocas sello del Cretácico básicamente están compuestas por una mezcla de lutitas de baja permeabilidad, además de calizas criptocristalinas que en condiciones naturales son prácticamente impermeables; también forma parte del sello las calizas mudstone bentoníticas de color verde y gris olivo ligeramente dolomitizadas.

La rocas sello del Cretácico Inferior, presenta espesores menores a 300 m (Figura 3.65) corresponden a la cima de este periodo, están compuestas por sedimentos finos, arcillosos y se encuentran mejor definidas para las partes próximas al continente, condición que se presenta en los campos ubicados al norte de la región marina, en donde la potencia de la roca sello es menor.

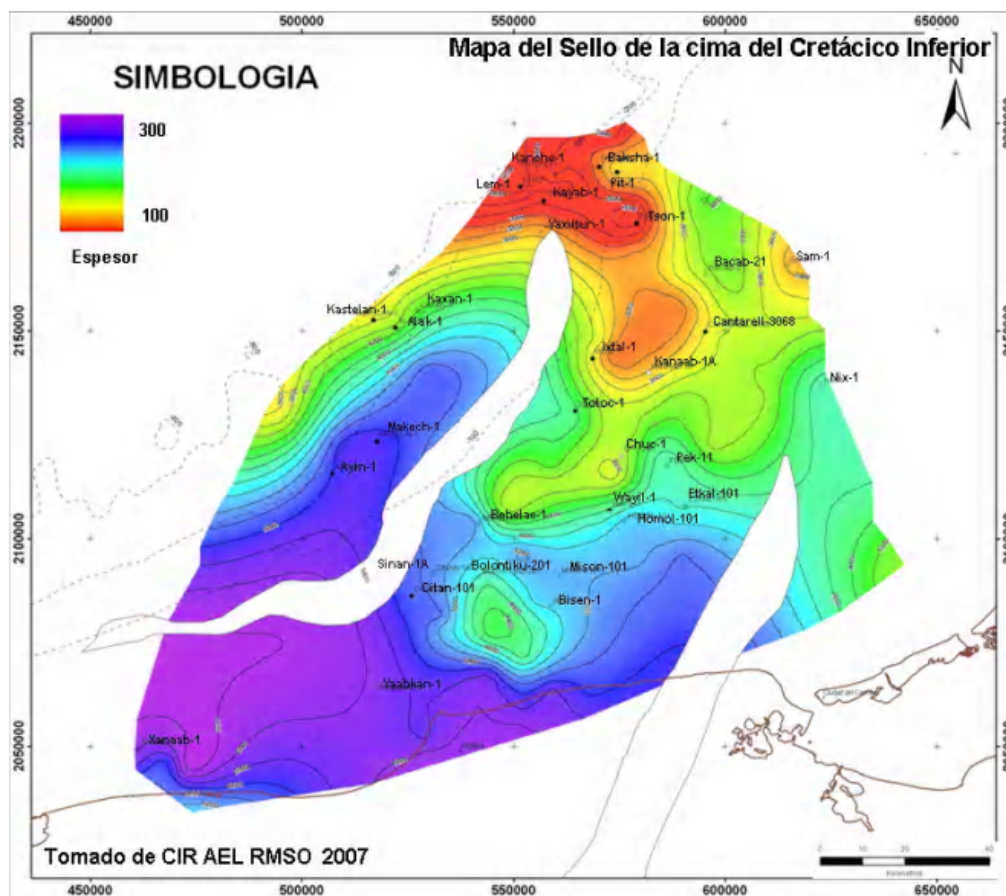


Figura 3.65. Mapa de isopacas, mostrando el espesor de la roca sello del Cretácico Inferior (Trejo-Vázquez, 2007).

La roca sello del Albiano-Cenomaniano están constituidas por sedimentos finos y se observa tiene mayor potencia en la parte cercana al Complejo Cantarell, KMZ y en el área de Kuche-Tupilco; presentan menor espesor para los pozos ubicados al norte de la región marina y para el área al norte de la fosa Le-Akach (Figura 3.66).

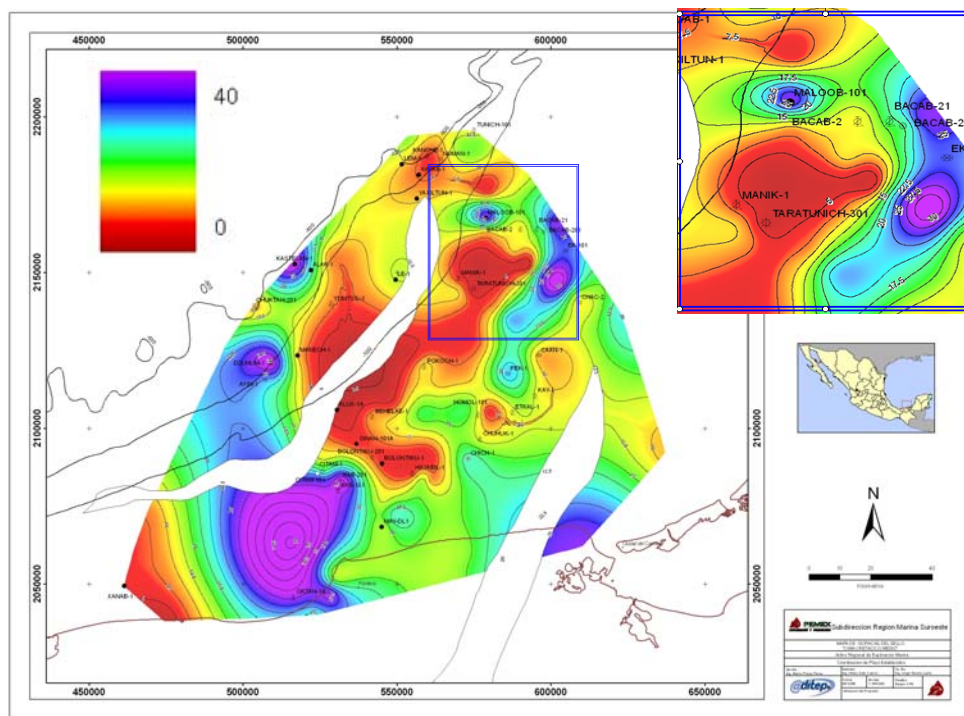


Figura 3.66. Mapa de isopacas de la roca sello del Albiano-Cenomaniano. (PEMEX 2006).

El espesor de la roca sello para el Cretácico Superior (KS) es variable, ya que puede ir de los 54 m a los 300 m, teniendo los espesores mayores cerca de los pozos Caan-401 y Che-1, así como en la parte mas occidental de la Sonda de Campeche. El sello del KS, esta constituido de una mezcla de arcillas de baja permeabilidad con carbonatos, la cual funciona también en algunos casos como despegue de las fallas terciarias (Figura 3.67).

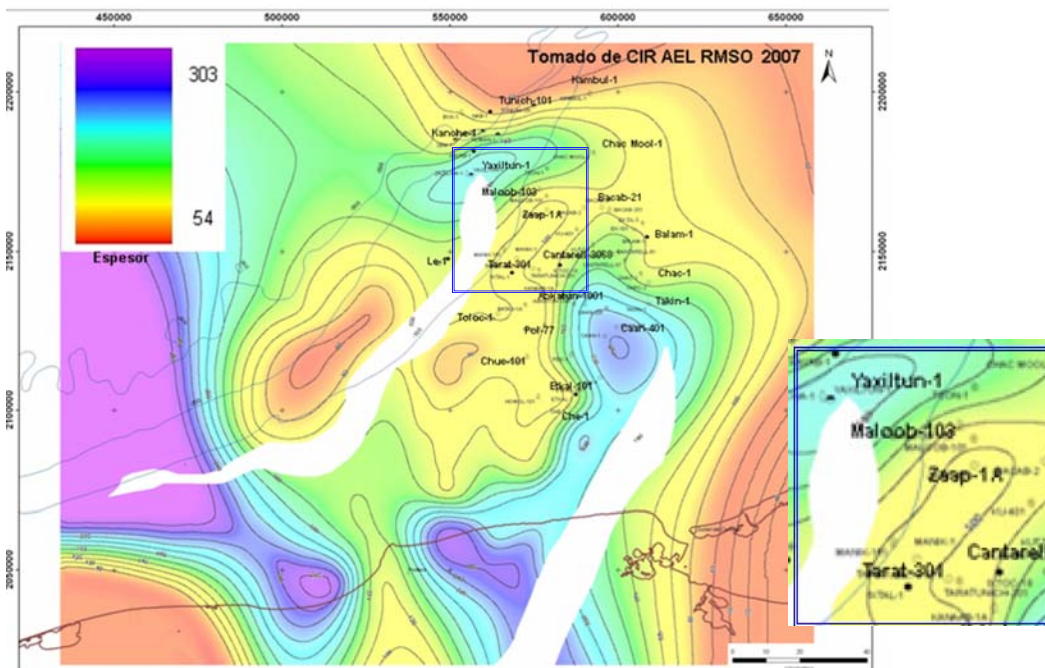


Figura 3.67. Mapa de isopacas que muestra el espesor de la roca sello del Cretácico Superior en la Sonda de Campeche (Trejo, 2006).

3.3.4 Roca Sello de edad Paleoceno.

La roca sello del Paleoceno se componen principalmente por terrigenos finos con bentonita, los cuales se encuentran distribuidos en la parte occidental de la Sonda de Campeche, mientras que en la parte central, correspondiente a la región de KMZ se presentan sedimentos terrigenos con intercalaciones de mudstone en una matriz calcáreo-bentonítica.

Los ambientes de depósito del Paleoceno corresponden principalmente a cuenca, cuyos sedimentos se encuentran distribuidos en la porción centro y oeste del área; representada por litofacies de lutitas parcialmente calcáreas con alto contenido de bentonita. El segundo ambiente identificado corresponde a talud, distribuido en la porción oriental del área de estudio y representado por la asociación de facies de lutitas con intercalaciones de mudstone-wackestone y wackestone-packstone de intraclastos, estos últimos en forma de flujos provenientes de la plataforma.

La figura 3.68 muestra los espesores perforados en las secuencias del Paleoceno, la zona de mayor espesor corresponde al color azul (300 m), la zona de KMZ presenta espesores superiores a 50 m (color amarillo-verde); es importante resaltar que esta secuencia es sello de la brecha productora de KMZ y de la Sonda de Campeche, por lo tanto el sello que cubre a los yacimientos más grandes de México.

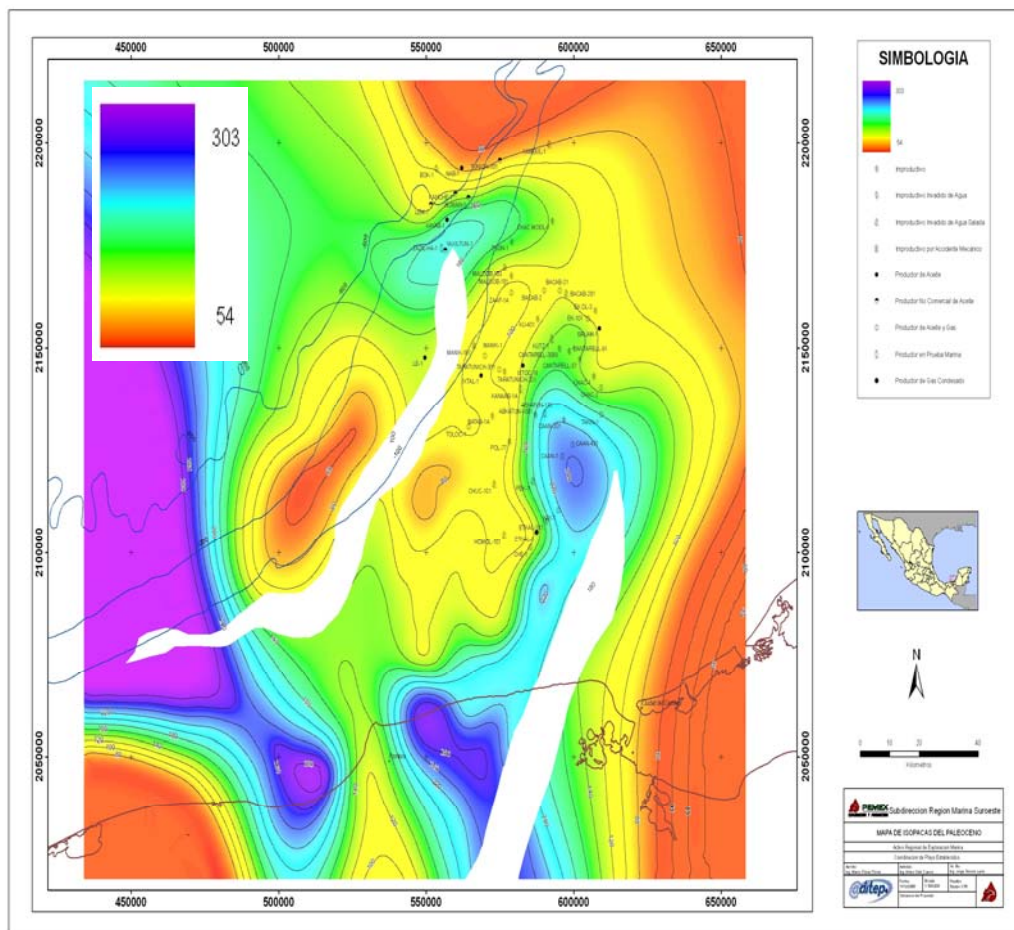


Figura 3.68. Mapa de isopacas de la roca sello del Paleoceno en la Sonda de Campeche (PEMEX, 2007).

En cuanto a la evaluación de la calidad de la roca sello esta en función de la porosidad; la que corresponde con bajo riesgo tal como se muestra en la figura 3.69 esta zona se ubica en la parte central y centro-oriental de la sonda de Campeche dentro de la que se encuentra KMZ, abarcando los pozos Zaap-

1A, Ku-401, Cantarell-3068, entre otros. En la porción norte se tienen porosidades muy altas (mayores al 30%) zona de alto riesgo; finalmente el resto del área presenta un riesgo intermedio.

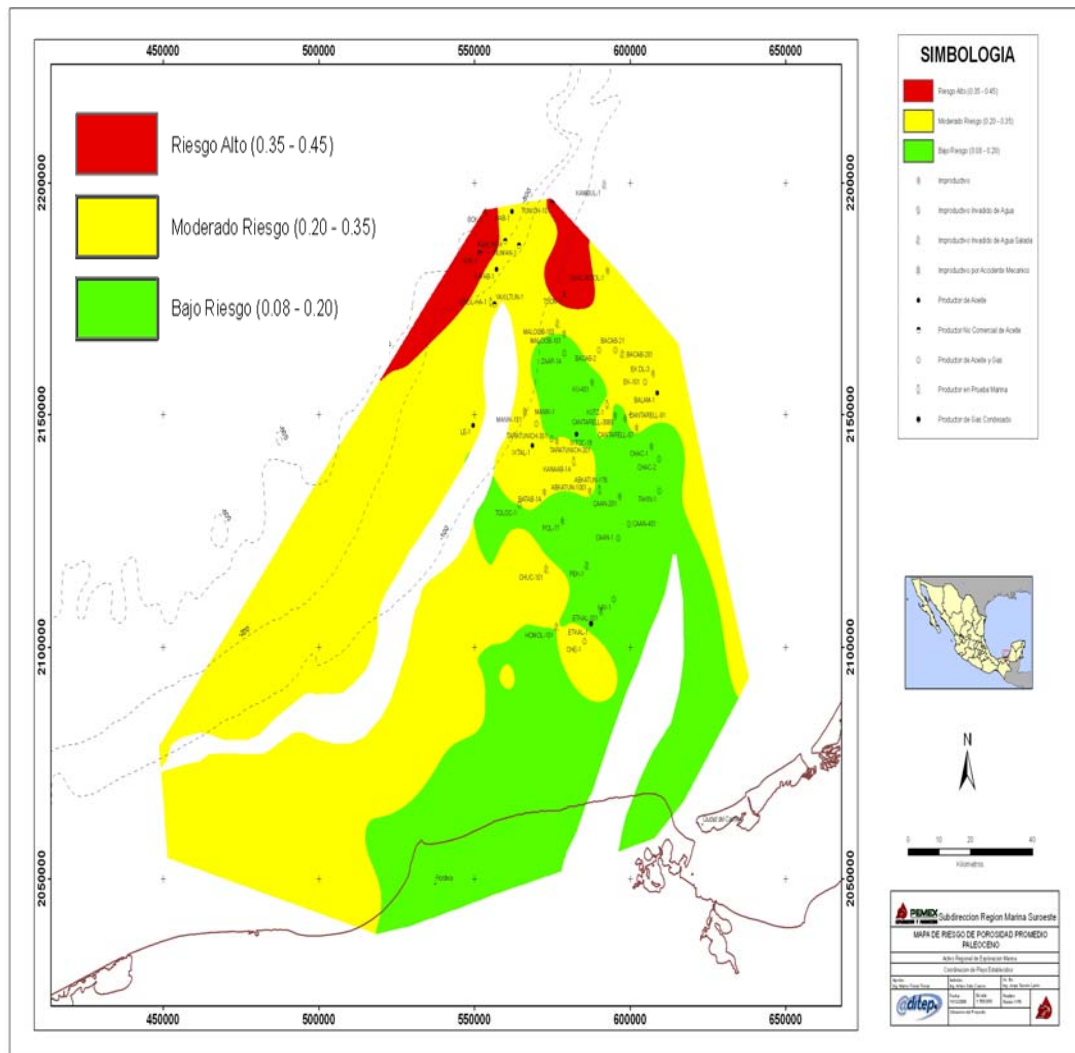


Figura 3.69. Mapa de riesgo de la porosidad de las rocas sello Paleoceno de la Sonda de Campeche (PEMEX 2006).

Por sus características petrofísicas y por su espesor, las rocas sello del paleoceno de Ku-Maloob-Zaap, son secuencias de buena calidad y corresponden a lutitas calcáreas principalmente.

3.3.5 Rocas sello de edad Cenozoico.

Finalmente, tenemos las secuencias de rocas sello Cenozoico, también importantes en KMZ. Las unidades arcillosas del Terciario presentan una muy baja permeabilidad por lo tanto funcionan como magníficas rocas sello, ya sea como sellos laterales o suprayacentes.

Las secuencias que funcionan como roca sello que están cubriendo a las calcarenitas productoras del Eoceno, corresponden a secuencias del Eoceno Tardío-Oligoceno; estas secuencias están caracterizadas por lutitas bentónicas ligeramente calcáreas de color gris, con esporádicas intercalaciones de mudstone a wackestone, aunque en algunos sectores corresponden con lutitas gris

verdosas en ocasiones piritizadas. En general presentan una baja permeabilidad por lo que son un sello efectivo.

Para los cuerpos arenosos productores de hidrocarburos del Mioceno Plioceno, el sello se considera a la parte superior del Plioceno, el cual constituye una secuencia de cuerpos potentes de lutitas bentónicas con intercalaciones de cuerpos delgados de areniscas, las lutitas son de color gris a gris olivo, suaves semiplásticas, en partes calcáreas y arenosas. Las areniscas son color gris claro, de grano fino a medio, constituido por cuarzo detrítico; se presenta en partes cementada por carbonato de calcio. La distribución de estas unidades litológicas en el área es amplia pero muy irregular en cuanto a espesores.

3.4 MIGRACIÓN DE HIDROCARBUROS.

En una etapa posterior a la generación de los hidrocarburos, estos migran de forma paralela (migración lateral) y/o transversalmente a la estratificación (migración vertical), hasta llegar a las rocas donde serán almacenados o a la superficie de la tierra formando manifestaciones superficiales. En la migración lateral los hidrocarburos se desplazan en el interior de una formación de la misma edad, mientras que en la migración vertical los hidrocarburos avanzan de forma perpendicular a los límites cronoestratigráficos; lo que conlleva a que fluidos de una formación determinada circulen a otra formación de edad diferente. La migración puede ser de forma ascendente o descendente a partir de la roca generadora, siendo favorecida por fuertes pendientes en los estratos, por las discordancias angulares y por fracturamiento. La migración se presenta por cambios de presión por lo que los hidrocarburos fluyen desde zonas de alta presión hacia zonas de menor presión; además por tener un efecto de flotabilidad con respecto al agua (el aceite tiene menor densidad), el aceite, se mueve hacia la superficie, mientras que el agua lo hace de la superficie hacia las partes profundas del subsuelo.

5.4.1 Rutas de Migración-Entrampamiento.

En la Sonda de Campeche se ha reconocido la existencia de migración en diferentes niveles estratigráficos, lo cual permitió el movimiento de gas y aceite hacia los yacimientos del Jurásico, Cretácico y Cenozoico o hasta la superficie del mar. En los yacimientos de KMZ las estructuras almacenadoras de hidrocarburos que se ubican en las rocas almacenadoras ya mencionadas, se encuentran infrayacentes o suprayacentes a los focos de generación y expulsión. El estilo del drenaje que favoreció a la migración es controlado por los eventos tectónicos que afectaron esta región, es decir, las rutas de migración por las cuales viajaron los hidrocarburos para acumularse en las rocas almacén de las tres edades fueron principalmente fallas, fracturas interconectadas y capas permeables. También existe la posibilidad que parte de la migración ocurrió por flotabilidad de un flujo gaseoso de fase continua través de poros y fracturas impregnadas de fluidos ("rocas húmedas"). No obstante es más probable que ambos mecanismos contribuyeran al transporte, siendo predominantemente vertical el movimiento para cuando se da la migración hacia rocas de edad Cretácico y Eoceno, mientras que en el caso de rocas de edad Jurásico, la migración predominantemente es a través de fracturas y en dirección casi horizontal.

En general, se considera que la migración de hidrocarburos para la Sonda de Campeche se llevo a cabo en forma vertical y a través de las zonas de debilidad en las proximidades de las fallas y fracturas o por el contacto entre la roca generadora con los intervalos almacenadores más permeables y con menores presiones (Figura 3.70).

La figura 3.70 corresponde a una sección sísmica donde se esquematiza la migración de hidrocarburos de la roca generadora a la roca almacén: en la parte más profunda (JST) se formaron los hidrocarburos, los cuales van a migrar por diferencia de presión fuera de la roca generadora y posteriormente por flotación, van a migrar vertical ascendente o lateralmente a lo largo de fracturas, fallas e intrusiones salinas, hasta llegar a la roca almacén.

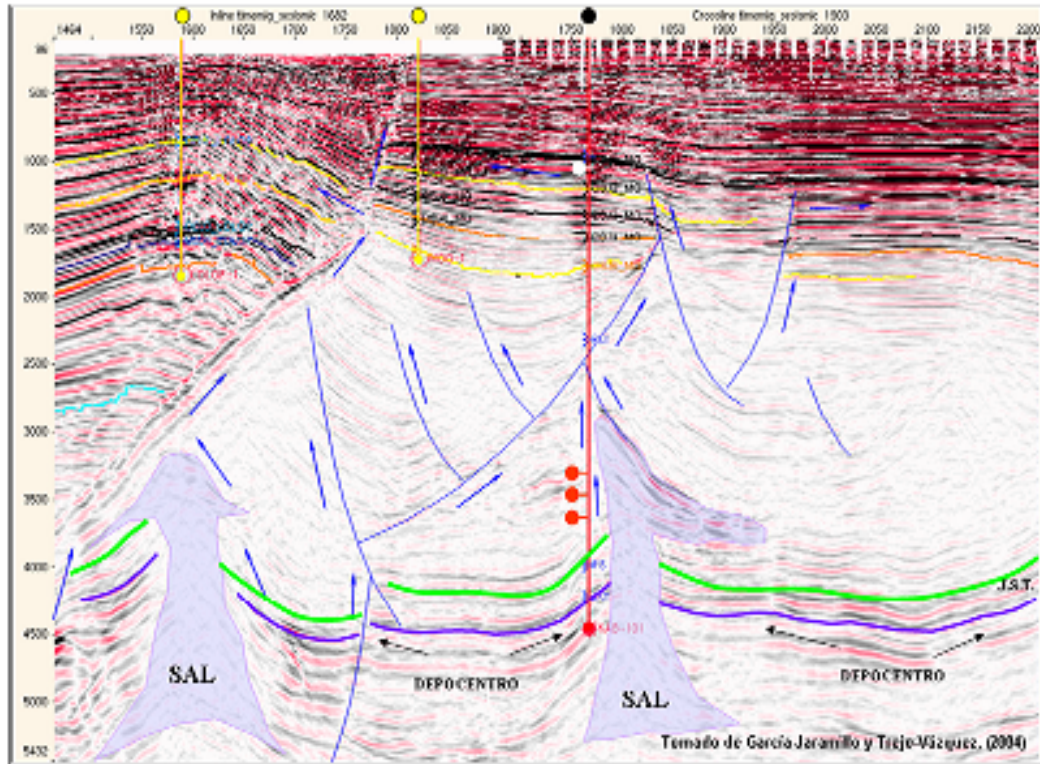


Figura 3.70. Sección sísmica de un campo de la región Marina de KMZ en donde se esquematiza la migración de los hidrocarburos (García Jaramillo Trejo-Vázquez, 2007).

En general, se puede decir que en KMZ, los sellos son efectivos por lo que se ha preservado un gran volumen de hidrocarburos en las distintas trampas y a diferentes profundidades.

3.5 TRAMPAS PETROLERAS.

Una trampa petrolera, es cualquier singularidad geológica que tiene un volumen importante de roca almacén, donde en sus límites la permeabilidad desaparece y la porosidad no necesariamente disminuye. Su origen puede ser tectónico (pliegue, anticlinal, domo, flexión, falla etc.), estratigráfico (acuñamiento, canal, arrecife, etc.) o litológico (cambio de permeabilidad); en general presentan una forma cóncava hacia la base y se forman por cualquier proceso geológico donde el aceite y/o gas se pueden almacenar de manera natural, (Levorsen, 1956). De acuerdo a su origen las trampas se clasifican en estructurales, estratigráficas y mixtas:

- **Trampas Estructurales:** son aquellas que se encuentra en una estructura geológica como pliegues, fallas, domos y diapiros; en todos los casos el límite superior tiene forma cóncava visto desde abajo, producto de la deformación ocasionada por esfuerzos tectónicos. Los límites de un yacimiento que se da en una trampa estructural están determinados total o parcialmente por la intersección del nivel de agua inferior con el techo de la roca almacenadora deformada.
- **Trampas Estratigráficas o por Variación de Permeabilidad:** son aquellas en la que el principal elemento conformador de la trampa es alguna variación en la porosidad y permeabilidad de las rocas, estas trampas cambia la litología áreal y/o verticalmente y por lo tanto también cambian las propiedades petrofísicas de la roca almacén a la roca sello. Pueden corresponder con cambios de facies, variaciones locales en la porosidad y en la permeabilidad o un cierre en la parte alta de la estructura, independientemente del factor estructural.

- ✦ **Trampas Mixtas o Combinadas:** son las trampas en las que resulta difícil clasificarlas como estructurales o estratigráficas, ya que es sumamente difícil decidir la importancia relativa de ambos factores, por lo que se opta por darles una importancia compartida. En esta clasificación se encuentran las trampas en las que se da casi cualquier combinación imaginable de estructura y estratigrafía. Una trampa mixta o combinada suele tener una historia geológica en dos o tres etapas.

Una trampa petrolera tienen características geológicas distintivas, que son de utilidad para la evaluación del potencial petrolero, las partes de una trampa son las siguientes:

- ✦ **Cierre:** es la longitud vertical máxima en la que los hidrocarburos pueden acumularse en la trampa. El cierre de cualquier trampa puede medirse de forma precisa; también es posible conocer otros factores independientes (geometría, espesor, calidad del almacén, saturación de fluidos, presión, etc.); estos parámetros son los que se utilizan en el cálculo del volumen total de hidrocarburos en el yacimiento.
- ✦ **Forma y tamaño:** es la apariencia externa de un yacimiento, condición asociada directamente al tipo de trampa y al tipo de secuencia sedimentaria. El tamaño se refiere a la longitud y ancho de un yacimiento.
- ✦ **Geometría:** son las propiedades y relaciones formales de los yacimientos en el plano y en el espacio. El cálculo vectorial, permite establecer la geometría de cualquier superficie como la que se tiene en el contacto entre las rocas almacenadoras y las rocas sello.
- ✦ **Área de drene:** se refiere a la superficie total afectada por un gradiente de presión, que ocasiona el desplazamiento de los hidrocarburos. En general el área de drene de un pozo no es circular o elíptico, sino irregular.

3.5.1 Trampas Petroleras en Ku-Maloob-Zaap.

En la Sonda de Campeche, todos los yacimientos del Mesozoico, se encuentran en trampas Mixtas, aunque por su origen, se debería considerar como trampas estratigráficas, las de la franja oolítica del Kimmeridgiano, las de las barras arenosas del Oxfordiano, así como las brechas productoras del Cretácico Superior y del Paleoceno, sin embargo, los procesos tectónicos posteriores a su origen, indujeron deformación, transformando estos reservorios en anticlinales desplazados por fallas, producto de la acción de un sistema combinado de esfuerzos, que modificaron las condiciones originales y contribuyeron a formar las trampas en las que se ubican los yacimientos que hoy conocemos en la Sonda de Campeche. En el Cenozoico Tardío, posterior a esta deformación, se formaron trampas estratigráficas principalmente aunque también podemos encontrar trampas combinadas como resultado de intrusiones salinas o arcillosas que también originaron fallas normales.

En los tres campos de KMZ, que corresponden a yacimientos del Kimeridgiano, las trampas existentes presentan mayor tendencia a ser de tipo estructural, se asocian a fallamientos por corrimiento lateral en la porción sur y fallamientos inversos en la porción norte (Reservas de Hidrocarburos, PEMEX 2003). Las trampas para la brecha K-T, también presentan esta tendencia en la clasificación y de igual forma fueron afectadas por fallas de corrimientos laterales.

Las trampas para el Eoceno Medio, son mixtas, con cierre contra las fallas inversas las cuales tienen sellos formados por microbrecha y blastomilonita.

3.5.2 Estructuras de Ku-Maloob-Zaap.

El Complejo Ku-Maloob-Zaap se encuentra en la culminación de tres altos estructurales asociados a una primera fase de deformación con extensión, después a una secuencia compresiva en el Cretácico Tardío-Cenozoico Temprano, posteriormente deformación por cizalla y deformación con extensión que originó fallas normales, llamadas fallas de Ku, maloob y de Zaap y que en un proceso de inversión se convirtieron en fallas inversa en ángulo oblicuo como ocurre con la falla principal, llamada falla regional de desplazamiento (Figura 3.71). Estas fallas presentan un echado relativamente pronunciado en los intervalos de interés; se interpreta que las fuerzas compresionales originadas del Sur-Occidente deformaron la cobertura sedimentaria en dirección noreste, esto implica que las estructuras son menores hacia el noreste y que presenten corrimientos en la misma dirección, siendo por lo tanto el corrimiento de Maloob, menor que el de Zaap.

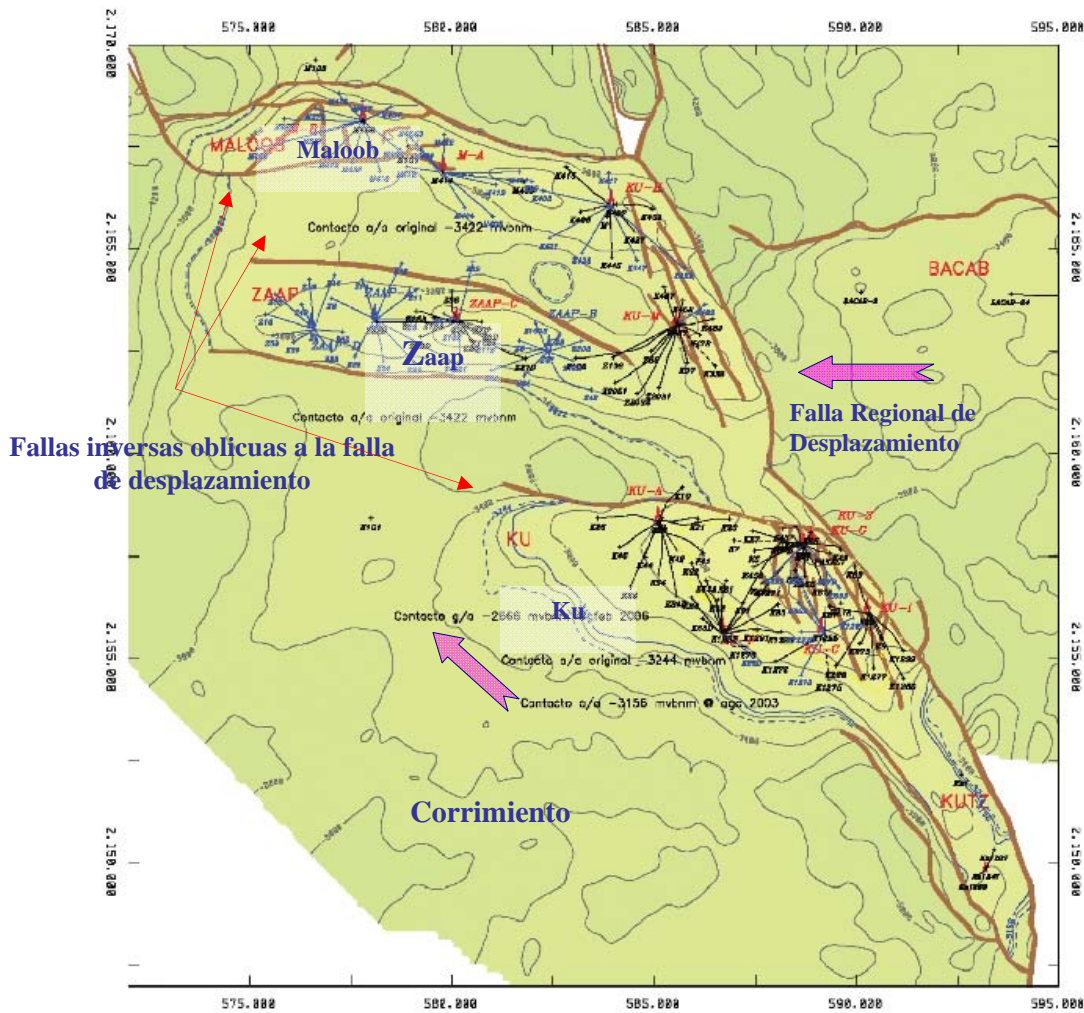


Figura 3.71. Mapa de contornos estructurales con pliegues dislocados por fallas de KMZ (PEMEX 2007).

3.5.2.1 Campo Ku.

El campo Ku se trata de una estructura de tipo anticlinal con cierre estructural hacia el sur y cierre contra falla inversa en el norte. El desplazamiento que se observa en el basamento del campo Ku corresponde con un sistema de fallas normales, posteriormente se formaron fallas inversa de gran ángulo durante y después que ocurrió el depósito de la brecha (Figura 3.72 y 3.73). Además se presenta otro sistema de fallas normales hacia la cresta, formando complejos de fallas que cortan del Eoceno al Kimeridgiano.

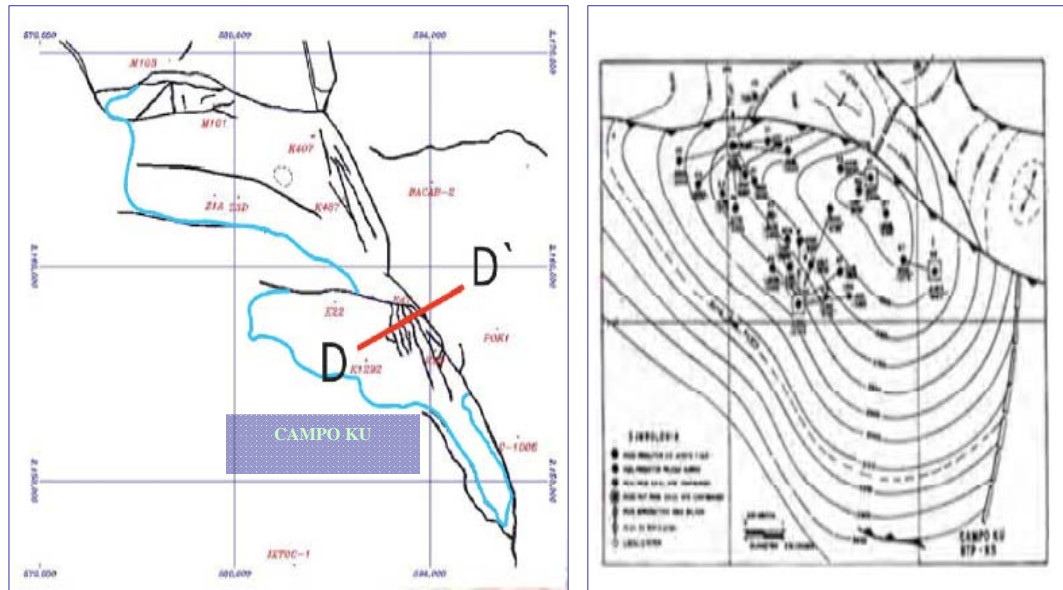


Figura 3.72. Figura esquemática y mapa de contornos estructurales que indica las principales estructuras del Campo Ku, también se indica la posición de la sección de la figura 3.73 (Trejo-Vázquez 2004, PEMEX 2007).

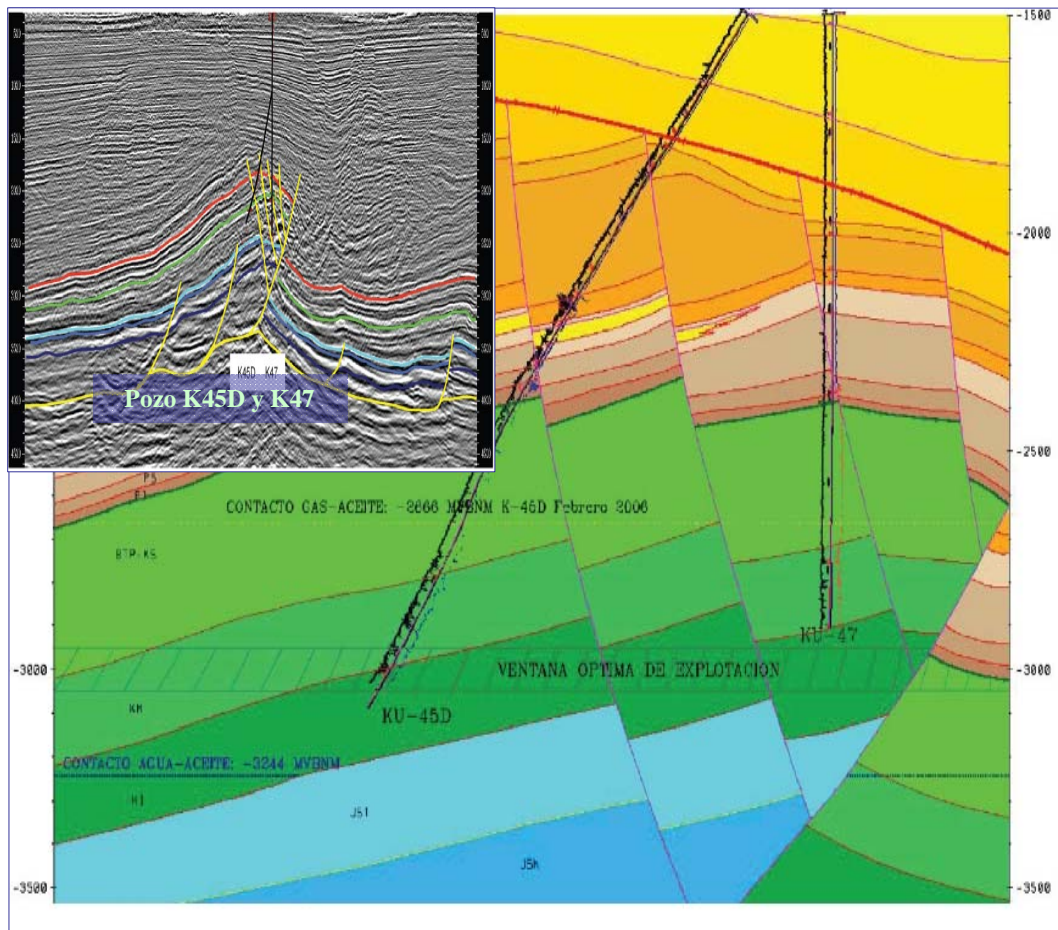


Figura 3.73. Sección Geológica D-D', en ella se aprecia el pliegue cortado por las fallas que atraviesan del Jurásico hasta el Eoceno (PEMEX 2007).

3.5.2.2 Campo Maloob.

El campo Maloob corresponde con una estructura de tipo anticlinal con cierre estructural, además esta delimitada por una falla inversa hacia el sur y otra falla inversa en el norte. Adicionalmente presenta un sistema de fallas antitéticas ubicadas al S-E de la estructura, paralelas a la falla de desplazamiento regional, y un sistema de fallas normales a listricas al N-O (Figura 3.74, 3.75 y 3.76). Las fallas listricas son fallas con superficies curvas generalmente cóncavas hacia la porción superior y aplanadas hacia la parte inferior; las fallas listricas pueden estar caracterizadas por una separación normal o inversa.

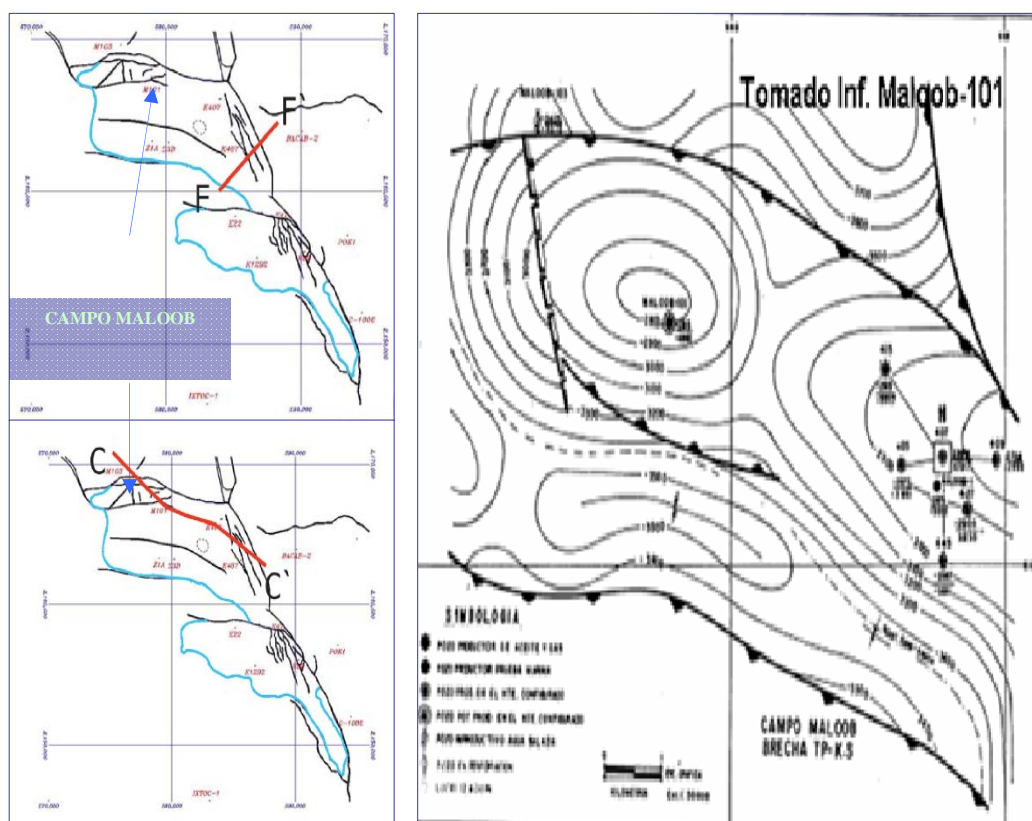


Figura 3.74. Principales estructuras del Campo Maloob, que corresponde a un anticlinal ligeramente acostado hacia el Sur cortado por fallas normales e inversas. En la figura se muestra la ubicación de las secciones geológicas C-C' y F-F' (Trejo-Vázquez 2004; PEMEX 2007).

Las fallas antitéticas pueden ser el resultado de la compresión y desplazamiento de los campos, lo que provocó su expansión (Figura 3.75), estas fallas presentan las siguientes características: 1) Son dependientes de una falla principal teniendo menor desplazamiento que dicha falla, 2) están formadas por el mismo régimen de esfuerzo de fallamiento principal con el cual están asociadas, 3) Están orientadas a un alto ángulo a la falla principal, en el caso de las fallas de desplazamiento a rumbo, estas tienen un sentido de desplazamiento opuesto al del fallamiento principal, y en las fallas normales, el echado es en dirección opuesta.

El corrimiento que presenta este campo, ocurrió por una falla lateral de componente derecho, que tiene un cambio menor en la unidad de la brecha y es más significativo en la cima y la base del JSK, así como en la base del Cretácico Inferior. Este corrimiento no muestra evidencia de inversión, ya que parece haber estado activo a lo largo de toda su historia como una falla inversa de gran ángulo (Figura 3.74-3.76).

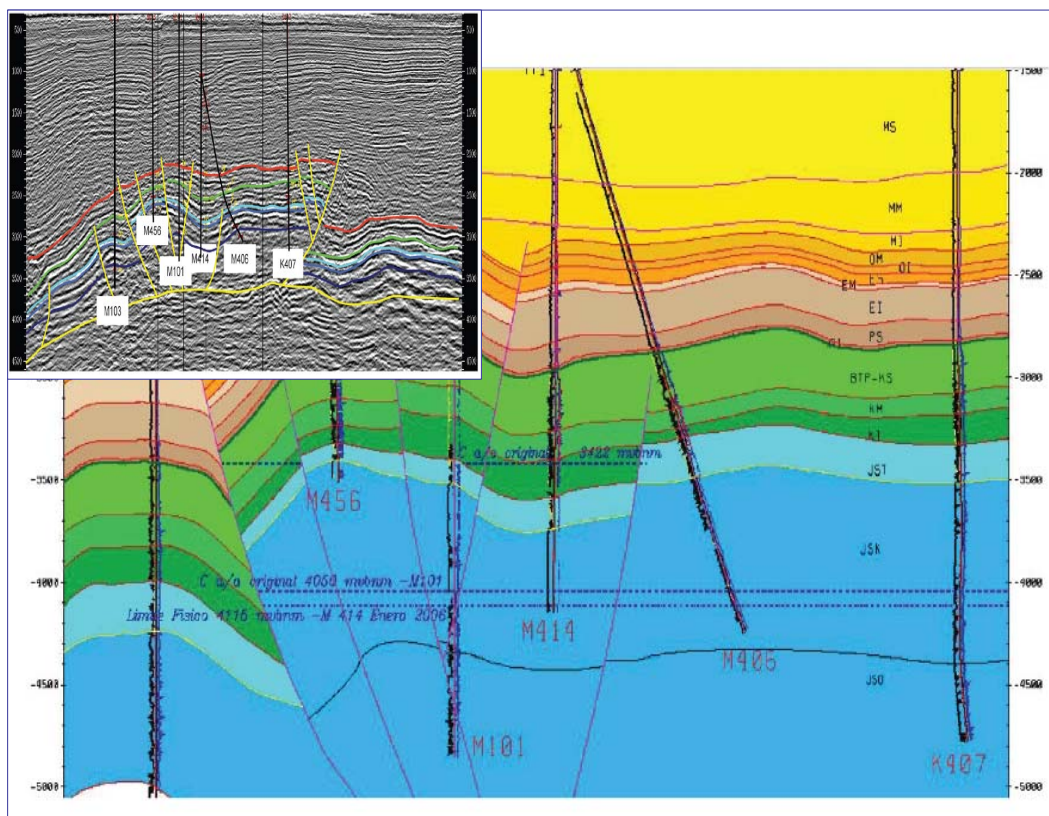


Figura 3.75. Sección Geológica C-C', que muestra el sistema de fallas normales en el NW de la estructura (PEMEX 2007).

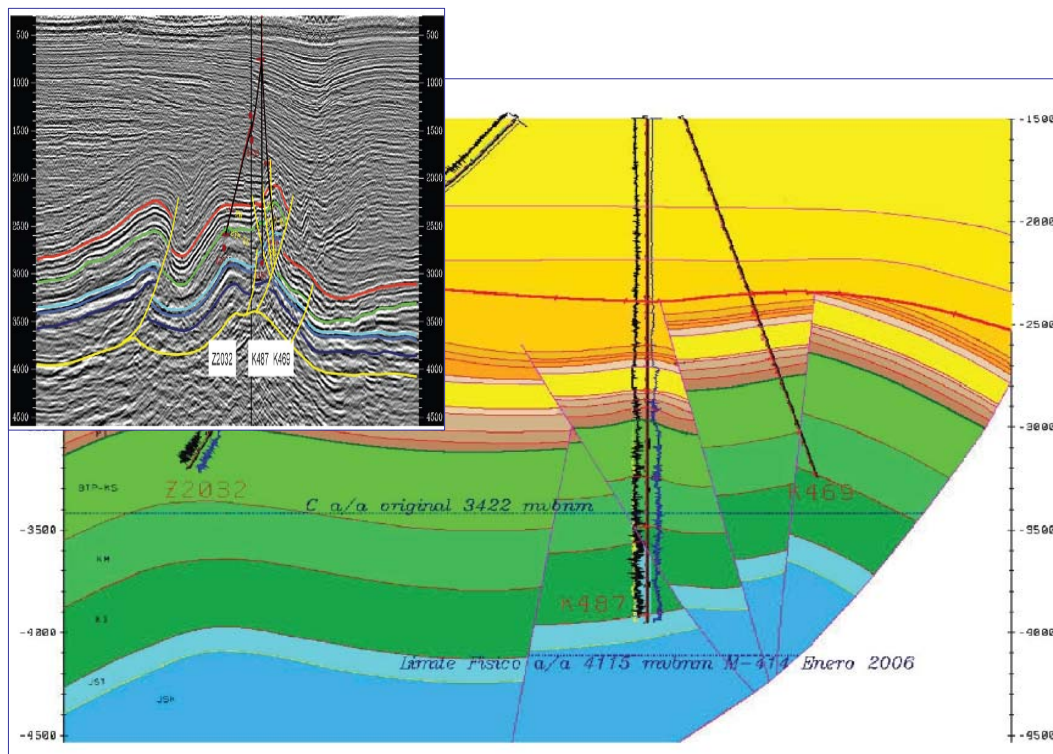


Figura 3.76. Sección Geológica F-F', en la que se muestra el sistema de fallas antitéticas en el SE de la estructura (PEMEX 2007).

3.5.2.3 Campo Zaap.

Finalmente, el Campo Zaap se trata de una estructura de tipo anticlinal con cierre contra dos fallas inversas tanto, al norte como al sur, también se tiene una falla antitética casi en el centro (Figura 3.77 y 3.78). El corrimiento por cizalla que se presenta en Zaap, es una falla derecha que podría también ser clasificada como una estructura de inversión; dicha falla pudo estar activa como una falla normal durante el Kimeridgiano pero se invirtió a una falla inversa de gran ángulo durante el Cretácico Tardío. El corrimiento es con una falla derecha, mientras que la falla antitética es izquierda.

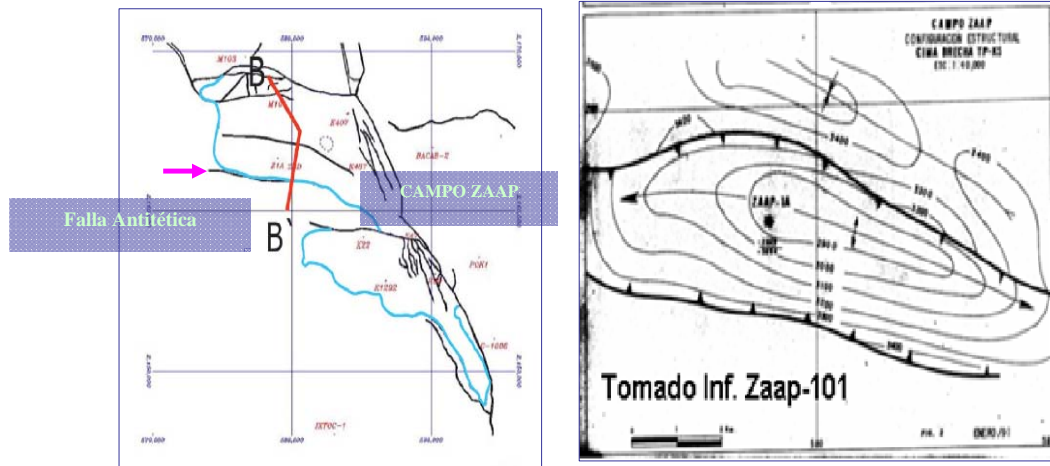


Figura 3.77. Estructura del Campo Zaap en planta (figura izquierda), que corresponde a un anticlinal busante (figura derecha), también se muestra la falla antitética ubicada aproximadamente al centro de las dos fallas inversas y la ubicación de la sección geológica B-B' (Tejo-Vázquez 2004; PEMEX 2007).

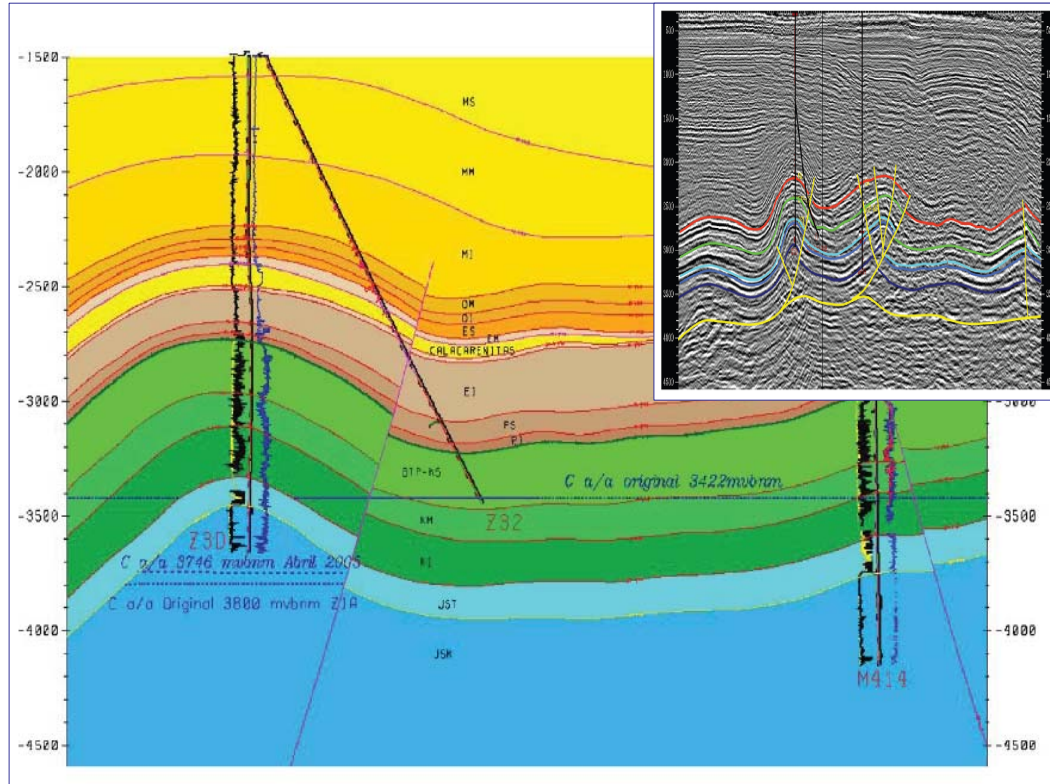


Figura 3.78. Sección Geológica B-B', en ella se aprecian las fallas inversas de Maloob, Zaap y la falla antitética (PEMEX 2007).

3.6 SINCRONÍA DE EVENTOS.

Una vez que se realizó el estudio de cada uno de los elementos del sistema petrolero y se han descrito los momentos en que se formaron, se interpretó cuales son sus relaciones espacio-tiempo, todo este proceso se debe de dar en un orden tal que es posible hablar de sincronía, lo cual hace que el sistema petrolero funcione (Figura 3.79).

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

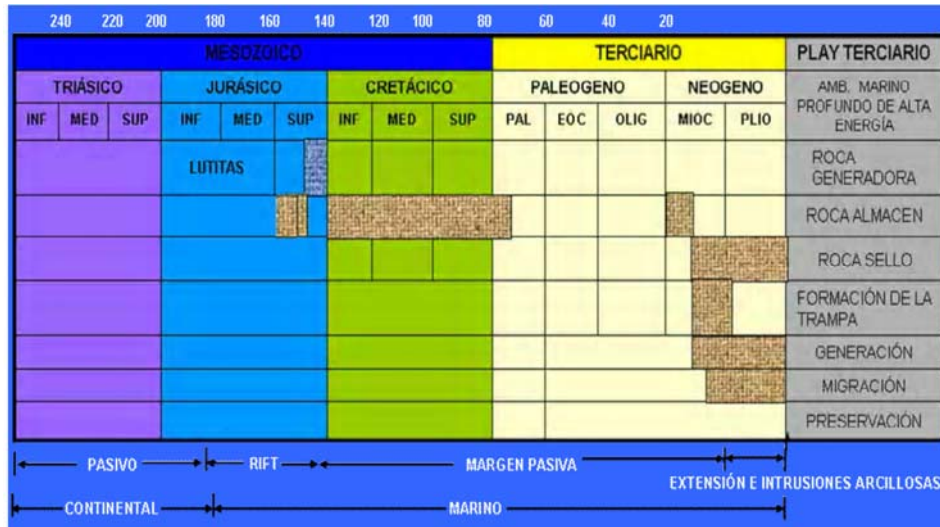
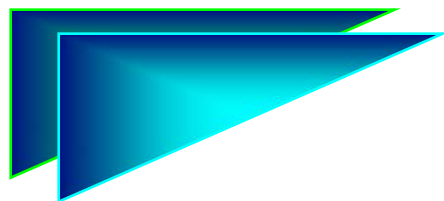


Figura 3.79. Diagrama de eventos mostrando la relación temporal entre los elementos del sistema petrolero (Trejo 2006).

En el complejo Ku-Maloob-Zaap, están presentes y caracterizados todos los elementos del sistema petrolero (Roca generadora, almacén, sello y trampa), adicionalmente se tienen bien definidas las edades y condiciones ambientales en las que se formaron las rocas generadoras, del Jurásico, Cretácico y Cenozoico, la ubicación temporal de las rocas almacén, que como se ha descrito en este capítulo, corresponden a las secuencia de bancos oolíticos del Kimmeridgiano, Brecha Calcárea del Cretácico Superior, y rocas cenozoicas del Mioceno y Eoceno.

La migración en el Jurásico Superior Oxfordiano y Tithoniano se dio de manera horizontal por lo que es posible que para el caso del Jurásico Superior Oxfordiano y Tithoniano, estas rocas funcionan de alguna manera como generadoras y a la vez las secuencias porosas y permeables como almacenadoras, de acuerdo a las características petrofísicas y genéticas de cada una de ellas.

El sello esta presente a lo largo de la evolución en la Sonda de Campeche desde el Jurásico Superior Oxfordiano y Tithoniano, Cretácico Inferior, Cretácico Superior y en el Paleoceno. Posteriormente se formaron las trampas, esto ocurrió en el Jurásico (condiciones estratigráficas) en el Mioceno, que es cuando actuaron esfuerzos compresivos en el área de estudio; además de que en este tiempo se generaron los hidrocarburos en las rocas del Eoceno que finalmente migraron hacia las trampas. Todo el proceso se dio en un orden espacio-tiempo tal que es posible decir que se dieron en sincronía lo cual hace que el sistema petrolero este completo y sea de gran interés para México, dada la gran cantidad de reservas probadas que hay en KMZ.



IV

MÉTODOS DE PERFORACIÓN



Las tecnologías emergentes de perforación nos ponen en una disyuntiva al momento de decidir si optar entre las tecnologías tradicionales que dominamos u optar por los nuevos avances; lo importante es que nos permitirán explotar en forma más óptima los recursos petroleros de nuestro país. Cuando nos referimos a Tecnologías emergentes para la perforación de pozos, normalmente se habla de aquellas tecnologías y técnicas que corrientemente no son comunes para la explotación de los yacimientos y producción de hidrocarburos en cualquier cuenca donde hay actividad petrolera. Entre estas tecnologías se encuentran las de perforación de pozos horizontales, multilaterales y de alcance extendido, así como los métodos de perforación bajo balance y la automatización de la perforación, por nombrar algunas. Estas tecnologías tienen como finalidad primordial incrementar la producción y la recuperación de petróleo y/o gas.

La decisión de elegir tecnologías emergentes para el desarrollo de los campos de Ku-Maloob-Zaap, se puede evaluar en términos de costo de oportunidad; también conocido como costo de sustitución o alternativo esta en función de las utilidades que se obtendrían si se hubiese seleccionado una opción de inversión diferente a la seleccionada o sea lo que se deja de ganar por no elegir la mejor opción.

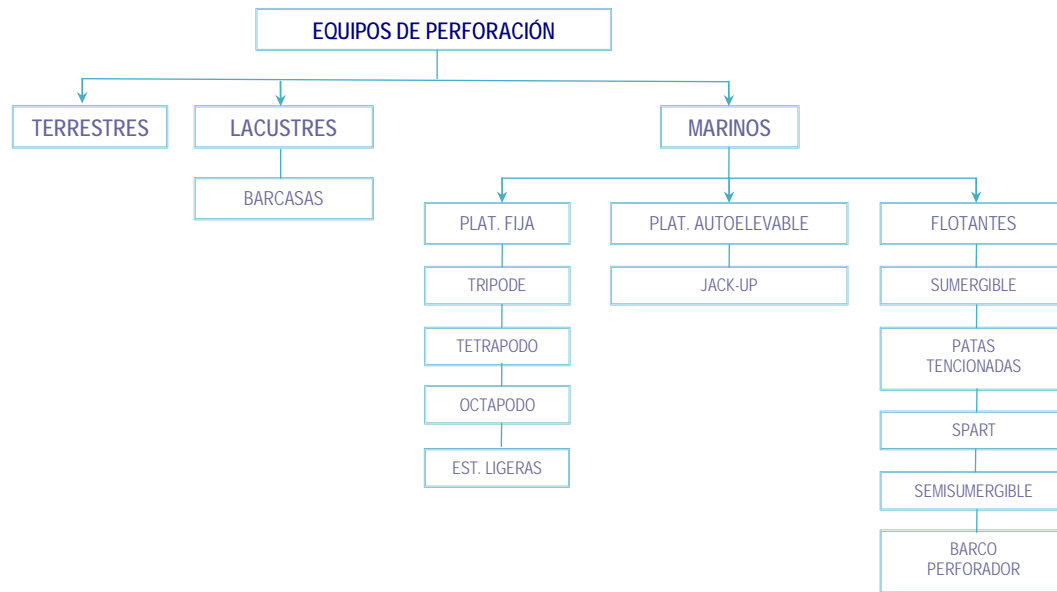
Para analizar un proyecto como es el caso la perforación de pozos de desarrollo en KMZ, desde el punto de vista de su costo de oportunidad, es necesario identificar y valorar en forma rigurosa todas las opciones de tecnología e inversión que pueden ser realizadas. La selección de cualquier opción diferente de la óptima, constituye un costo de oportunidad que puede en ocasiones ser de muy graves consecuencias, dependiendo del monto de las inversiones y el riesgo operativo involucrado en la tecnología elegida. En sencillas palabras, al no elegir correctamente el esquema de inversión, tipo de pozos y/o técnicas de perforación, ya sea utilizando tecnología emergente o conocida nos hace perder mucho dinero. De acuerdo a la experiencia de varias compañías que se dedican a la industria de la exploración y producción de petróleo, el costo de perforación representa aproximadamente el 40 % del total de los costos de descubrimiento y desarrollo, simplemente el reducir un día de trabajo de perforación en la Región Marina le ahorra a PEMEX cerca de 100,000 de pesos. Adicionalmente la vida útil, la productividad y las intervenciones que se realizarán en el pozo durante su ciclo productivo, estarán en función indudablemente del tipo de pozo que será elegido, si se opto por un pozo horizontal, vertical, multilateral, etc.

En la Región Marina se han utilizado diversas técnicas de perforación de pozos con la finalidad de optimizar el proceso e incorporar nuevas tecnologías que ayuden en la tarea, ya que la perforación de pozos es un elemento clave en la cadena de valor de toda empresa dedicada a la producción de hidrocarburos.

Bajo este marco de referencia, en este capítulo se presentan los aspectos más relevantes en las técnicas de perforación bajo balance, perforación horizontal, direccional y multilateral así como algunos métodos de estimulación a pozos, que permiten aumentar la productividad de los mismos.

4.1 GENERALIDADES DE LA PERFORACIÓN DE POZOS COSTA-FUERA.

Una manera de clasificar los equipos de perforación de pozos petroleros es de acuerdo a la localidad donde operan, es decir si se utilizarán en tierra, en zonas pantanosas o en mar abierto. En el siguiente cuadro sinóptico se muestra la clasificación vigente de los equipos de perforación:



4.1.1 Equipos de Perforación Marinos.

Los criterios que deben tomarse en cuenta para determinar que tipo de plataforma usar son:

- Tirante de agua y criterio del medio ambiente.
- Tipo y resistencia del fondo marino.
- Capacidad.
- Necesidad de moverse durante la temporada de huracanes.

4.1.2 Unidades Fijas de Perforación.

Estas plataformas como su nombre lo indica se encuentran fijas en el lecho marino, debido a ello, una de sus limitantes es el tirante de agua en el cual pueden trabajar de forma segura, y que no se pueden mover a otras áreas de trabajo; el valor máximo de tirante de agua en estos equipos es del orden de los 420 m, en cuyo caso se utiliza un equipo de patas fijas segunda generación que tiene mejoras en la estructura en relación a los equipos fijos tradicionales; es común que se utilicen estos equipos en tirantes de agua máximos de 200 m. Las unidades fijas de perforación están diseñadas para que se les puedan instalar sobre de ellas equipos de perforación terminación y reparación de pozos además estos equipos permiten perforar múltiples pozos al mismo tiempo. Dependiendo del número de patas que tengan se clasifican en Trípodes (3), Tetrápodos (4) y octópodos (8).

4.1.3 Plataformas Autoelevables (Jack-Up).

Su principal característica es que tienen un casco que les permite flotar además de que las piernas que le dan soporte pueden subir y bajar por medio de gatos hidráulicos o eléctricos; gracias a estas características al momento de remolcar el equipo, las patas van elevadas, por lo que flota la plataforma con el casco, una vez que ha llegado al sitio de trabajo, las piernas descienden y son ancladas al lecho marino, con lo que se logra estabilidad contra el oleaje. Las plataformas autoelevables pueden ser de patas independientes y no independientes, las de patas independientes permanecen posicionadas hincando las patas en el lecho marino y las de patas no independientes despliegan sus patas para de igual forma ser asentadas en el lecho marino; en los dos casos las patas levantan la plataforma dejando un colchón de aire entre el casco y el nivel de agua,

evitando que entre agua a la embarcación. Estas plataformas se utilizan para perforar y dar mantenimiento a los pozos en aguas someras hasta con un máximo de 150 metros de tirante de agua, este tipo de equipos están operando en todo el mundo, el diseño más común, es un diseño triangular de tres patas.

4.1.4 Unidades Flotantes.

4.1.4.1 Plataformas Sumergibles.

Estos equipos al igual que los anteriores no tienen un sistema de propulsión propio, por lo que tienen que ser remolcados hasta el lugar de trabajo, gracias a una estructura que les permite flotar, lo que facilita su transporte. Una vez situadas en el área designada, se activa un mecanismo que inunda con agua varios compartimientos, lo que provoca que el equipo se asiente en el lecho marino; la ventaja de sumergir la plataforma es que el oleaje tiene poco efecto sobre la estructura, delimitando el movimiento de la misma. Por su diseño, estos equipos tienen la gran limitante de no poder operar en zonas muy profundas (tirantes de agua de hasta 50m), sin embargo, una ventaja evidente es que es un equipo móvil a diferencia de las plataformas fijas; una vez terminado el trabajo de perforación es expulsada el agua de los compartimientos, lo que permite que la estructura flote nuevamente y sea transportada a otro sitio de trabajo.

4.1.4.2 Unidades Semisumergibles.

Estos equipos son autopropulsados y están compuestas de una estructura con una o varias cubiertas, se apoyan en flotadores sumergidos y diseñados para operar en tirantes de agua de 180 a 2200 m. Su posicionamiento puede ser convencional o dinámico; en el primer caso utiliza un sistema de anclaje utilizando de 8 a 12 cables y/o cadenas tendidos y fijados en el lecho marino, los cuales funcionan como muelles, produciendo un mecanismo capaz de reducir el efecto del oleaje, vientos o corrientes marinas.

El sistema de posicionamiento dinámico por su parte, posee sensores acústicos que identifican el oleaje, de tal forma que cuando el equipo pierde su posición, la restauración se realiza a través de propulsores presentes en su casco, accionados por computadora. La profundidad de operación de las plataformas semisumergibles que operan con los sistemas de anclaje es limitado, por el contrario las que utilizan el posicionamiento dinámico pueden perforar con tirantes de agua superiores a los 2000 m; estos equipos son los preferidos para perforar en aguas profundas.

4.1.4.3 Plataformas Tipo Sport.

Estas colosales estructuras surgen de la necesidad de perforar en aguas cada vez más profundas, se componen de una base larga en forma de cilindro, sobre la cual descansa la cubierta de la plataforma; la base no alcanza el lecho marino pero si es anclada al mismo por un sistema de anclaje de 6 a 20 líneas que mantiene a la plataforma en el sitio designado, cada una de las líneas se anclan al lecho marino por medio de un pilote, el cual es enterrado utilizando un martillo hidráulico especialmente diseñado para operar en el mar. Esta operación de colocación de pilotes y líneas es realizada por robots llamados ROV por sus iniciales en inglés (Remotely Operated Vehicles), que son operados en superficie. Las partes importantes de las estructuras son: el casco, el sistema de anclaje, la cubierta y los riser's; los riser's se distribuyen en el centro de la base y estos pueden ser de producción o de perforación. Esta plataforma sirve tanto en operaciones de producción como de perforación y tiene una capacidad de perforar en tirantes de agua superiores a los 2500 m, sin embargo son muy costosas y se encuentran pocas unidades operando.

4.1.4.4 Plataformas de Patas Tensionadas (Tension Leg Platforms).

Es una combinación entre una plataforma flotante y una plataforma fija, se anclan en el subsuelo por tendones de acero, los cuales se colocan en posición vertical y están conectados a la base de la plantilla asentada en el lecho marino, con lo cual se limitan los movimientos de la plataforma. Esta unidad puede ser configurada de varias maneras y tamaños, sus aplicaciones son en aguas muy profundas con valores superiores a los 2100 m de tirante de agua. Existe una variante en este equipo conocido como mini-plataforma de piernas tensionadas, la cual es una unidad pequeña; esta variante es utilizada como una plataforma de producción temprana, para la explotación en aguas profundas, por su costo que es menor.

4.1.4.5 Barco Perforador.

Son buques proyectados para explorar yacimientos en aguas muy profundas; al igual que las plataformas semisumergibles los buques perforadores están equipados con sistemas de posicionamiento dinámico, el cual funciona por medio de sensores acústicos, propulsores y computadoras para anular los desplazamientos ocasionados por los efectos del viento, oleaje y corrientes marinas; que generalmente ocurren durante la perforación. La utilización de estos equipos en perforaciones proporciona algunas ventajas en relación a los otros tipos de plataformas, como son: perforación de pozos en cualquier profundidad y operaciones sin necesidad de barcos de apoyo o servicios.

4.1.4.6 Plataformas que se Utilizan en KMZ.

Los tirantes de agua que se tienen registrados en los campos de Ku-Maloob-Zaap oscilan entre 40 y 100 m, por lo que la utilización de equipos de perforación en un primer plano quedara restringida a la utilización de plataformas de perforación fijas, autoelevables, sumergibles, y barcas, que son las que operan sin problemas para este rango; no obstante la elección requiere de mayor detalle, al considerar las diferentes variables que involucran tal elección con su respectivo costo beneficio.

Cabe mencionar que adicional a las plataformas antes mencionadas se utilizan otras en conjunto durante la perforación y explotación de los yacimientos costa fuera, aquí se mencionan algunas:

4.1.4.7 Plataformas Tipo FOSO (Floating Production Storage and Offloading).

Son buques con capacidad para procesar, almacenar y proveer la transferencia del petróleo y/o gas natural. En la cubierta del buque se instala una planta de procesamiento para separar y tratar los fluidos producidos por los pozos separando el aceite del agua, gas y contaminantes; el petróleo se almacena en los tanques del propio buque hasta su transferencia. El gas comprimido es enviado a tierra a través de gasoductos y/o reinyectado en los yacimientos.

4.1.4.8 Plataforma Enlace.

Son aquellas donde se concentra la llegada de las líneas que recolectan el crudo con el gas de las plataformas de producción para su procesamiento; así como las llegadas de las líneas que recolectan el crudo separado y la concentración de este a los oleoductos submarinos que lo transportan a tierra. El tamaño de estas plataformas dependerá del número de líneas que se manejen.

4.1.4.9 Plataformas Habitacionales.

Son equipos que dan alojamiento a los trabajadores de los diferentes complejos de producción, comúnmente las plataformas habitación cuentan con los siguientes servicios: helipuerto, sistema de comunicación, sistema de control de incendios, planta potabilizadora de agua, planta de tratamiento de aguas negras, cocina, comedor, sala de recreación, bibliotecas, generadores eléctricos, clínicas y gimnasio, etc.

4.1.4.10 Plataforma Satélite.

Es cualquier plataforma fija que contenga pozos en explotación, es decir que estén conectadas al complejo de producción mediante las líneas de descarga. El nombre de plataforma satélite se le asigna debido a que se encuentran alejadas del complejo de producción.

4.1.4.11 Plataformas de Telecomunicaciones.

Estas plataformas cuentan con torres y sistemas de telecomunicaciones, para enlazar las plataformas entre sí y tienen una central en tierra.

4.1.4.12 Plataformas de Separación y Quemador.

Son instaladas para evitar el derrame del crudo mediante la campana de recolección, también queman el gas que no se puede separar.

4.1.5 Partes Principales del Equipo de Perforación Marino.

La figura 4.1 muestra las partes fundamentales del equipo de perforación marino, el concepto de perforación marino y terrestre sustancialmente es el mismo, no obstante existen diferencias en los equipo de perforación, una de las diferencias evidentes es la utilización del Riser, el cual es una de las partes más importantes de la perforación marina, otro aspecto que cambia es el conjunto de preventores, ya que debe ser más robusto pues no sólo tienen que soportar la presión del fondo del pozo sino además las corrientes marinas. Otra diferencia importante, es la incorporación del sistema de anclaje que se encarga de mantener en posición al equipo mientras se realizan los trabajos de perforación de pozos. A continuación se describen las partes más importantes

4.1.5.1 Compensador de Elevación.

Es un dispositivo que se ubica entre la polea viajera y el gancho (Figura 4.1), la función es soportar la sarta de perforación y anular el movimiento vertical ocasionado por el oleaje.

4.1.5.2 Sistema de Tensión.

La función principal de este sistema es proporcionar una tensión axial constante sobre el conductor marino (Riser), para mantenerlo rígido y evitar que trabaje bajo compresión, este sistema tiene que soportar las cargas generadas por el movimiento del equipo, las mareas y corrientes. Las unidades de tensión son comúnmente hidroneumáticas que por medios mecánicos imponen una fuerza de tensión, se integra por

varías unidades de tensión colocadas a lo largo del piso de perforación. Los sistemas de tensión (Figura 4.1) deben ser capaces de proporcionar una reacción instantánea al movimiento vertical ascendente o descendente de la estructura marina; esta respuesta debe ser de mayor o igual a la velocidad vertical instantánea, además deben de compensar los movimientos de la marea, ajustes de conexiones y cambios de posición de lastres del equipo.

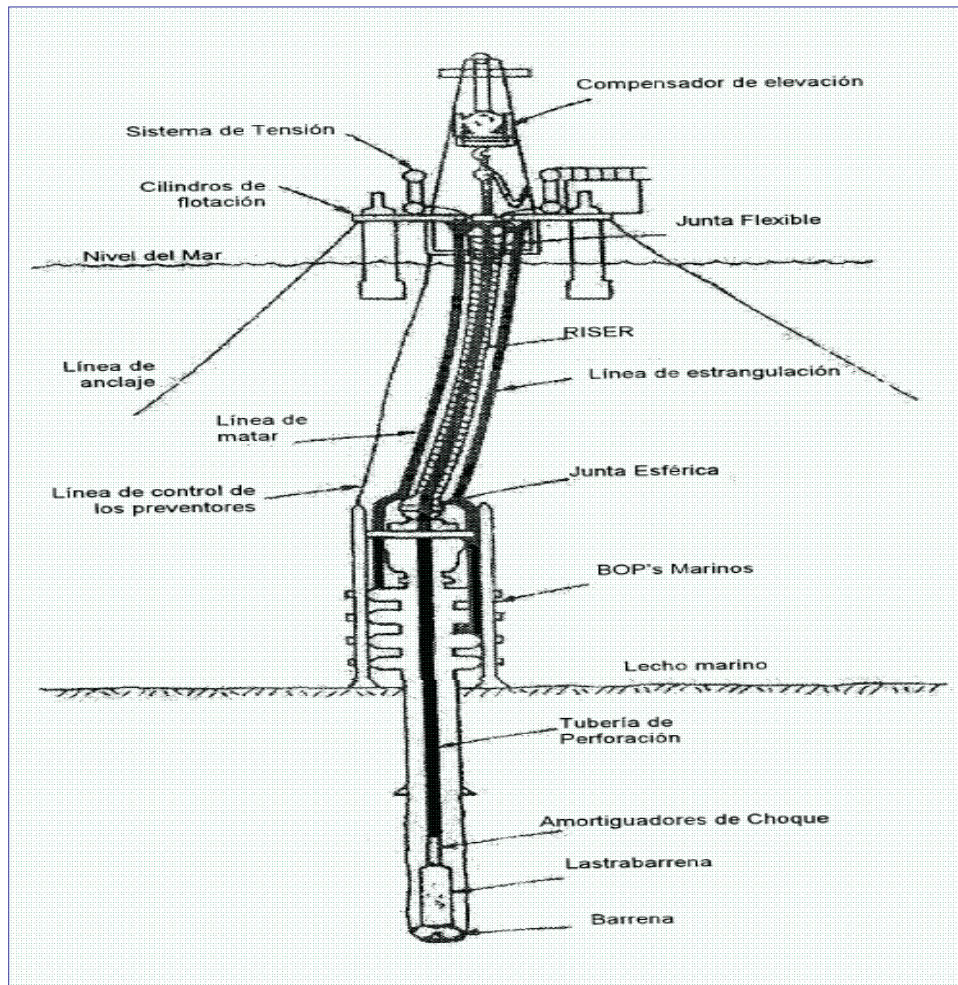


Figura 4.1. Componentes básicos del equipo de perforación marina (Cuauhtémoc García, 2007).

4.1.5.3 Sistema de Flotación.

Este sistema utiliza módulos de flotación o cámaras de aire, que pueden estar hechas de espuma sintética o de aluminio. Estos accesorios se fijan alrededor del conductor marino, en puntos adecuados, proporcionando un efecto de flotación que tiene como propósito reducir el peso del conductor, así como evitar que se flexione por efecto de las corrientes marinas.

4.1.5.4 Riser (Conductor Marino).

El conductor marino es el lazo de unión entre el equipo de perforación flotante y la cabeza del pozo en el lecho marino. Es fundamental para el desarrollo de las operaciones de perforación, ya que proporciona un

medio de retorno al fluido de perforación y sirve como guía al pozo para la sarta de perforación. Este dispositivo se encuentra unido en la parte inferior con el conjunto de preventores submarinos y en su parte superior se encuentra unido al equipo de perforación, el conductor marino se compone de las siguientes partes:

- **Desviador de flujo:** Es un dispositivo de seguridad que se coloca arriba de la descarga de lodo, actúa como un preventor, proporcionando un medio de seguridad, en caso de que existan acumulaciones de gas u otros fluidos a presión dentro del tubo conductor. Los desviadores no están diseñados para cerrar el pozo ni detener el flujo, sino más bien para permitir la desviación del flujo hacia sitios controlados.
- **Junta telescópica (Flexible):** Este elemento es colocado entre el desviador de flujo y la parte superior del tubo conductor, la finalidad es compensa el movimiento vertical del equipo flotante, con lo que se permite mantener un esfuerzo de presión constante sobre el conductor marino. Esta junta tiene una prensa que evita la fuga del fluido de perforación entre el tubo conductor y esta.
- **Tubería del conductor marino:** se compone por tramos de tubería, generalmente de 15 m de longitud de diseño y de características específicas. Estos tubos llevan integrados el conector macho y hembra o caja-piñón, la línea de matar y la línea de estrangular, en forma unitaria, con lo que se pretende lograr una fácil conexión y desconexión en el equipo flotante.
- **Línea de matar y de estrangular:** son tubos de alta resistencia, que se extienden desde el conjunto de preventores hasta la plataforma de perforación, estas líneas sirven para bombear o descargar fluidos a presión, particularmente cuando se presenta un brote o descontrol del pozo. Las líneas se aseguran al conductor vertical marino, por medio de grapas que disponen de conductores en los extremos para su fácil conexión y desconexión.
- **Junta esférica:** Este dispositivo absorbe los movimientos laterales del equipo flotante, así como las inclinaciones del conductor marino originadas por las fuerzas de la corriente y del oleaje; permitiendo un cierto grado de deflexión angular con respecto a la vertical, también es común utilizar en vez de este dispositivo un tubo flexible que permita mayor deflexión, en cualquier caso estos dispositivos se colocan en el extremo inferior del conductor marino.
- **Conector Hidráulico:** permite conectar y desconectar el conductor marino de los preventores, desde la superficie mediante un sistema de cuñas accionadas hidráulicamente. Este dispositivo se sitúa debajo de la junta esférica.
- **Buje protector o de desgaste:** En el proceso de perforación se corre el riesgo que la sarta de perforación o la barrena hagan fricción en las paredes del cabezal del pozo, esta fricción puede ocasionar fugas, para evitar que esto ocurra, se utiliza un buje protector alojado en el interior del cabezal.

4.1.5.5 Sistema de Preventores Submarinos.

Existen diferentes tipos de arreglos de preventores cumpliendo todos con normas API, su clasificación es en base a la presión que manejarán así se tienen las siguientes clases: 2M, 3M, 5M, 10M y 15M. El arreglo típico de preventores submarinos se compone de dos preventores tipo anular y de cuatro preventores tipo ariete, consta de tres o cuatro líneas de salida, cada línea de salida esta conectada a la línea de estrangulamiento o de matar, por medio de dos válvulas de retención que cuentan con un sistema que permite ajustar automáticamente una falla o error. En general el conjunto de preventores usados en la

perforación marina es muy similar al que se utiliza en tierra, sin embargo algunos arreglos utilizan un sistema multiplexado; este sistema reduce el tiempo de respuesta de cierre de los preventores, algunos de los sistemas incluyen dos arietes de corte ciego, para incrementar la probabilidad de corte de la tubería de perforación y sellar totalmente, en caso de que falle algún otro preventor.

4.1.5.6 Amortiguadores.

Uno de los efectos que causa el movimiento vertical del equipo flotante es el movimiento relativo entre la barrena y el fondo del pozo; para compensar este movimiento vertical de la barrena, se usan normalmente amortiguadores, los cuales se instalan en la parte superior de los lastrabarrena o en un lugar adecuado entre los mismos. La longitud de los amortiguadores y el número requerido depende del tirante de agua, las corrientes marinas y la marejada que se pronostique en los informes meteorológicos.

4.2 PERFORACIÓN BAJO BALANCE (OVER DRIVE).

4.2.1 Antecedentes.

Los antecedentes de la perforación bajo balance (pbb) se remontan a la utilización de fluidos compresibles (aireados), en los campos petroleros del Condado de Regan, Texas en 1934; empleando aire, niebla y espumas. Años más tarde en 1952 la Compañía Hughes Tool, reincorporó el concepto de perforación con fluidos aireados, logrando atravesar formaciones que la perforación convencional no había permitido superar. Posteriormente en las décadas de 1950 y 1960, el empleo de fluidos aireados y espumas hizo posible la perforación en zonas con pérdida de circulación en las áreas montañosas de los Estados Unidos y Canadá. Para el periodo de 1963 a 1970 los fluidos gasificados tuvieron un desarrollo importante, intensificándose el uso del Nitrógeno como fluido reductor de la densidad en los sistemas de fluidos de perforación gasificados. A finales de la década de 1980 y principios de los años 1990, se desarrolló el primer procedimiento de perforación bajo balance (pbb), con el propósito fundamental de prevenir el daño a las calizas fracturadas de los campos de Austin en Texas y Louisiana. De esa fecha a fechas recientes este método de perforación ha tenido un gran rango de aplicación y desarrollo tecnológico

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

4.2.2 Definición.

La condición de perforación bajo balance se tiene cuando la densidad equivalente del fluido de control se diseña intencionalmente para que sea menor que la presión de las formaciones que se están perforando, permitiendo de este modo la entrada de fluidos de la formación al pozo, que deben circularse y controlarse en la superficie. El fluido puede tener densidad natural o inducida, en cuyo caso se agrega gas, aire o nitrógeno a su fase líquida. El uso de esta técnica no se limita a formaciones de baja presión como se podría pensar, sino también se aplica en pozos de alta presión, buscando los mismos objetivos comunes: reducir el riesgo de entrapamiento por presión diferencial, disminuir el daño a la formación, aumentar el desempeño de la perforación, etc. La perforación bajo balance es aplicable en formaciones mecánicamente estables, no obstante se manejen presiones hidrostáticas menores que la presión de los fluidos de la roca. El caso en que no es posible utilizar la pbb, ocurre cuando la presión de estabilidad mecánica de la formación coincide con la presión de poro, en cuyo caso no es posible usar una densidad menor a su presión de poro ya que colapsaría la formación (Figura 4.2).

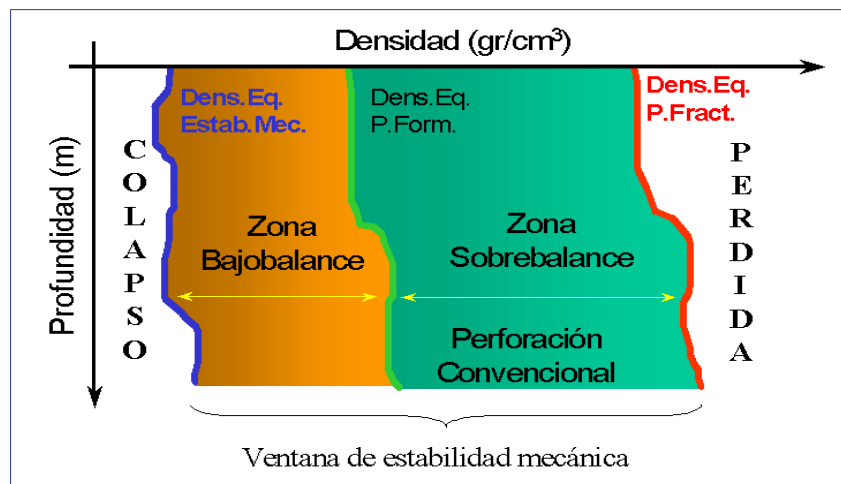


Figura 4.2. Ventana de operación de la Perforación bajo balance (Colaper 2000).

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

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

4.2.3 Beneficios de la Perforación Bajo Balance y Aplicaciones.

Probablemente dentro de las mayores ventajas de esta técnica, hoy en día se encuentran incluidas las siguientes (Figura 4.3):

- Incrementar el ritmo de penetración y la vida de la barrena.
- Reducir la posibilidad de pegaduras de la sarta en el agujero.
- Minimizar las pérdidas de circulación mientras se perfora.
- Mejorar la evaluación de las formaciones.

- Incrementar la productividad del pozo.
- Reducir o eliminar el requerimiento de tratamientos de estimulación.
- Actualmente se puede aplicar pbb en pozos en aguas someras y pozos horizontales.

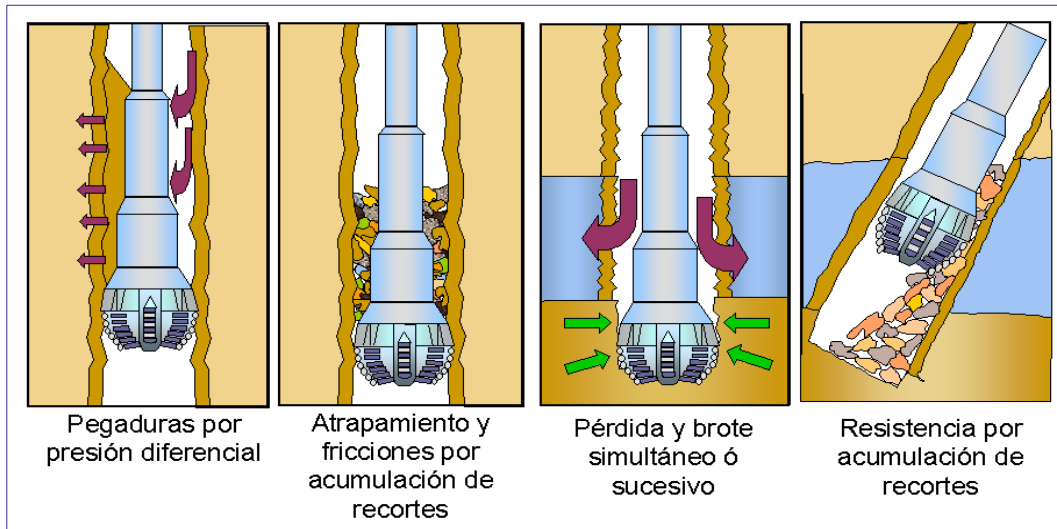


Figura 4.3. Problemática que puede resolverse aplicando pbb (Colaper 2000)

Para realizar la selección de pozos candidatos se deben determinar cuales son las ventajas técnica-económicas que ofrece la pbb, con relación a las técnicas convencionales, no obstante aquí se mencionan los pozos idóneos para la aplicación de esta técnica.

- Pozos en yacimientos naturalmente fracturados como son los de la Brecha K-T-Paleoceno Inferior de KMZ.
- Pozos en formaciones bajo presionadas, ya sea en forma natural o a causa de la explotación.
- Pozos horizontales, cuando la perforación de estos pozos se realiza de forma convencional la invasión de los fluidos de perforación a la formación es inminente debido a los largos periodos de tiempo en el que las formaciones se encuentran expuestas a los fluidos de perforación durante la fase horizontal, con la utilización de pbb se evita esto.
- Pozos en formaciones que presentan problemas de incompatibilidad con los filtrados (emulsiones y precipitados).

4.2.4 Selección del Fluido de Perforación Para la pbb.

El fluido de circulación debe realizar las funciones normales de un fluido de perforación con la particularidad de brindar condiciones de bajo balance, este debe reunir características de densidad, lubricación y acarreo de recortes, además de:

1. Evitar la presencia de corrosión en los elementos tubulares dentro del pozo.
2. Evitar que se genere combustión espontánea (Mezclas de aire e hidrocarburos).
3. Evitar inestabilidad Química.

4. Perforar con seguridad y tener el menor costo posible.

4.2.4.1 Fluidos Fase Gaseosa.

El gas más barato es el aire, pero utilizarlo implica riesgos de corrosión y combustión espontánea, es común tener en los pozos las condiciones de presión, temperatura y presencia de fluidos para caer en ambas situaciones, por lo que el gas más utilizado es el nitrógeno (N_2), ya sea abastecido en carro tanques provenientes de planta o producido en sitio por medio del método de membranas. La elección de usar uno u otro depende de la facilidad para controlar la calidad y pureza del gas, así como la rápida capacidad de respuesta del proveedor. Existen diversos métodos para calcular el volumen de gas requerido y obtener una columna de gas estable con la densidad necesaria, todos ellos fundamentados en el comportamiento fisicoquímico y termodinámico de los gases. La situación se complica al combinar los fluidos fase gaseosa con fluidos fase líquida, con ello se tienen consideraciones adicionales para el cálculo de volumen como son: el tipo de gas y la fase líquida que se use, la estabilidad del surfactante empleado, las variaciones de la densidad del gas por efecto del cambio en la presión y temperatura, la incorporación de gases y líquidos del yacimiento, así como factores geométricos del pozo. De la utilización de fluidos fase gaseosa se obtienen los siguientes métodos de pbb:

- **Perforación con aire:** La principal función de la circulación del aire, es levantar los recortes desde donde fueron generados en el fondo del agujero y acarrearlos hasta la superficie, el principio físico se basa en que el flujo de aire ejerce una fuerza de arrastre en cada corte superior a las fuerzas que impiden este movimiento. El proceso de transporte de recortes es complejo debido al efecto de la presión y la temperatura en el comportamiento del aire, al aumentar la presión en el pozo y disminuir el gasto de gas es probable que se presente el efecto de estrangulamiento, que es la acumulación de recortes en el espacio anular hasta un punto en que el flujo no es capaz de soportar los recortes. La experiencia de algunos expertos, indica que las operaciones de perforación en calizas, alcanzan un eficiente transporte de recortes, si la velocidad del aire iguala o excede a los 3000 pies/minuto. Con la utilización de aire como fluido de perforación se pueden alcanzar densidades entre 0.0012 y 0.012 gr/cm^3 . Las tres limitaciones principales de la perforación con aire son: los flujos de agua, los fuegos subterráneos y la inestabilidad del agujero.
- **Perforación con Nitrógeno:** El utilizar Nitrógeno como fluido de perforación o como componente del mismo, tienen ventajas notables sobre el aire, ya que la mezcla de Nitrógeno con hidrocarburos gaseosos no es flamable, reduciendo al mínimo la posibilidad de fuegos subterráneos. Las operaciones de perforación que emplean Nitrógeno como fluido circulante, levantan los recortes y el flujo de líquidos de la misma forma que el aire; el gasto de nitrógeno en el espacio anular generalmente es turbulento, consecuentemente, la densidad es la propiedad que más impacta en el transporte de recortes. La principal limitación del nitrógeno como fluido de perforación es la económica, ya que en México el N_2 se suministra generalmente en termos auto-transportables de 7500 m^3 de gas, a un costo superior a los 2000 dólares por termo. El rango de densidades que se puede alcanzar con este fluido es entre 0.001 y 0.012 gr/cm^3 .
- **Perforación con Gas Natural:** El empleo de gas natural debe prevenir la formación de mezclas flamables en el fondo del pozo, cuando se perfora el intervalo productor de hidrocarburos; ya que el gas natural forma casi invariablemente una mezcla combustible cuando se libera en la atmósfera; esto implica tener un mayor potencial de fuego en la superficie, por lo que es necesario realizar ajustes en los procedimientos de operación con relación al empleo de aire. Considerando que el gas tiene un valor comercial, el perforar bajo balance con este fluido es más costoso que el empleo de aire; adicionalmente un aspecto importante que debe tomarse en cuenta cuando se perfora con gas,

es la disposición de una línea cercana de abastecimiento, ya que el suministro por otros medios tales como cilindros, resultaría antieconómico. La utilización de gas natural nos permite obtener densidades en un rango entre 0.001 y 0.012 gr/cm³.

4.2.4.2 Fluidos Fase Líquida.

La fase líquida que se usa en la pbb, es la misma que para el fluido de perforación normal en función de las condiciones de las formaciones en los pozos se emplean:

- a) **Diesel:** Es el líquido comercialmente viable de menor densidad (0.87 gr/cm³), además evita totalmente el desarrollo de problemas fisicoquímicos por la presencia de arcillas en la formación.
- b) **Agua dulce:** El uso de agua es la opción económicamente más factible, dado que el uso de diesel no garantiza conseguir circulación, lo que puede implicar la pérdida de grandes volúmenes de fluido, la utilización de agua disminuye el costo por pérdida de fluido de perforación.
- c) **Salmuera:** puede contrarrestar el efecto de la hidratación de arcilla, pero presenta complicaciones operativas con el control de su densidad, además de su mayor costo.

4.2.4.3 Fluidos dos fases.

De la combinación de las dos fases (líquido y gas) se obtienen los siguientes métodos de pbb:

- **Perforación con niebla:** La utilización de niebla para la pbb, es una de las diferentes técnicas en que el fluido es una mezcla de dos fases; otros fluidos de perforación que comparten esta técnica son las espumas y los lodos gasificados. La fase líquida en la perforación con niebla es agua con surfactante y un inhibidor de corrosión; formando la niebla por la inyección de líquido dentro del flujo de gas. Típicamente, la perforación con niebla requiere de alrededor de un quinto de la concentración de espumante que las espumas estables. Las limitaciones características del empleo de niebla para la pbb incluyen: grandes equipos de compresión, permisos para disposición de agua residual, elevada inestabilidad del agujero y alta corrosión en las partes metálicas del equipo. La utilización de niebla nos permite tener densidades de trabajo en el fluido de perforación de entre 0.012 y 0.036 gr/cm³.
- **Perforación con Espuma:** La espuma consiste de una fase líquida continua que forma una estructura celular alrededor del gas atrapándolo, las espumas pueden alcanzar viscosidades extremadamente altas, y al mismo tiempo sus densidades son usualmente menores a un medio de las del agua, es decir alrededor de 0.6 gr/cm³; con esta combinación de alta viscosidad y baja densidad, los fluidos espumados incorporan varios beneficios a las operaciones de perforación, tales como una alta eficiencia en el transporte de recortes, mayor presión anular para reducir los mecanismos de inestabilidad del agujero. En la formulación de espumas generalmente la fase gaseosa es aire y la fase líquida es agua; las espumas se clasifican de acuerdo con la forma de las burbujas que contienen y generalmente se denominan como espumas esféricas y espumas poliédricas. Otros dos términos usados en la caracterización de las espumas son la textura y la calidad, la calidad es la fracción de volumen de gas expresada en por ciento; mientras que la textura describe el tamaño y distribución de las burbujas. Una espuma de calidad, es aquella que contiene un porcentaje de gas en volumen superior al 90 %. La contaminación de la espuma con cloruros o hidrocarburos líquidos, causan su deterioro en estabilidad y eficiencia de acarreo; mientras que, los flujos de gas incrementan su calidad. Las espumas proporcionan buena limpieza del agujero a

velocidades anulares bajas (100 pies/min), reduciendo la erosión en las paredes del mismo y requiriendo bajo poder de compresión en relación a la perforación con aire o niebla. Dentro de las limitaciones que se presentan en la perforación con espumas, se incluyen la alta corrosión, la inestabilidad del agujero, los fuegos subterráneos, el depósito de agua residual y los altos costos. Con la utilización de espumas se logra incrementar la densidad notablemente alcanzando un rango de entre 0.036 y 0.42 gr/cm³.

- **Perforación con líquidos gasificados:** Los líquidos gasificados empleados en la perforación, generalmente no contienen surfactantes y se caracterizan por tener altas fracciones de volumen de líquido a las condiciones de fondo del pozo. La fase líquida de estos fluidos es normalmente agua, petróleo crudo o diesel con viscosificante, que se gasifican comúnmente con Nitrógeno y menos frecuentemente con aire. Existen dos técnicas básicas para gasificar los fluidos de perforación, una es la inyección de gas dentro del líquido en la superficie a través de la tubería y la otra es la inyección de gas en el fondo a través del espacio anular. Los líquidos aireados no deben usarse con sistemas de superficie cerrados, debido a la posibilidad de formar mezclas combustibles con aire y los vapores de hidrocarburos producidos. Los factores que limitan la aplicación de los líquidos gasificados son: las formaciones productivas, los agujeros inestables, control de presión inadecuado, la excesiva producción de agua y la corrosión. Las densidades de los líquidos gasificados usualmente varían en el rango de 0.50 a 0.85 gr/cm³.

4.2.5 Equipo Superficial.

La principal diferencias con respecto al equipo convencional, es el equipo de control y separación de fluidos del pozo. Se necesita de equipo en superficie, capaz de soportar la contrapresión del pozo y a la vez que permita continuar con el trabajo de perforación sin que existan inconvenientes, adicionalmente, se tiene que separar el lodo de perforación de la corriente de gas y de aceite (Figura 4.4).

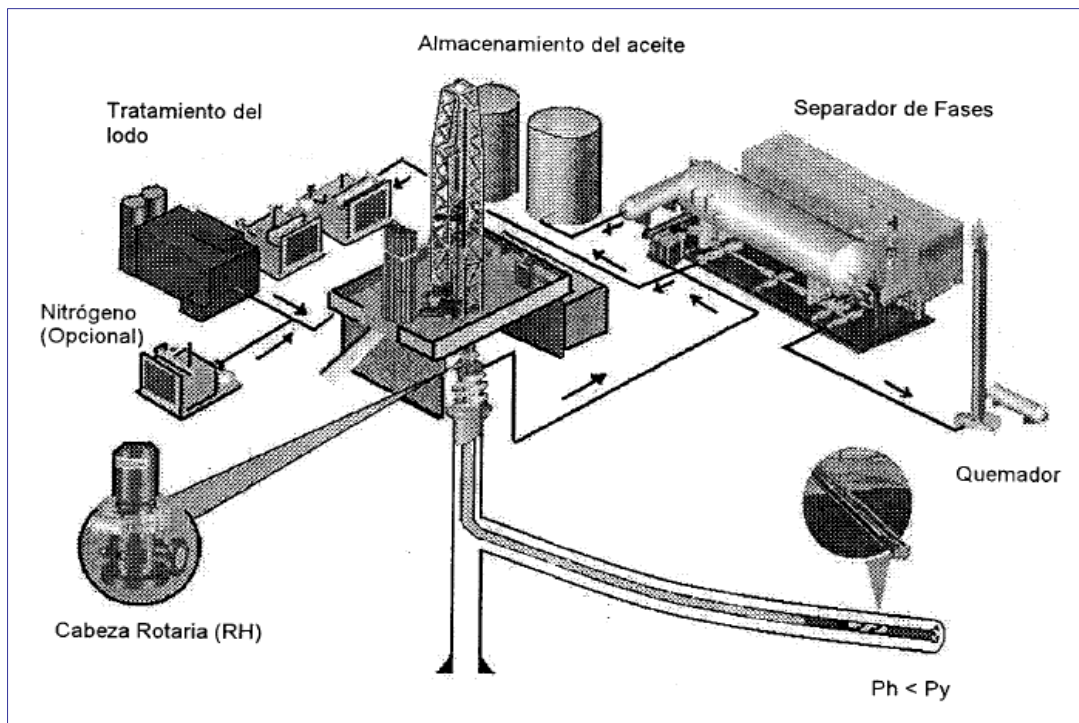


Figura 4.4. Arreglo típico de la perforación bajo balance (Cauhtémoc García, 2007).

4.2.5.1 Unidad de Suministro de Nitrógeno.

Dentro de las opciones de suministro de nitrógeno se encuentra la unidad convencional criogénica, la cual provee un mayor volumen de gas y de mejor calidad que las demás opciones. También se cuenta con la unidad de generación por membrana, este tipo de unidad toma el nitrógeno del aire, lo que hace que sea atractiva para el suministro de N₂ en zonas remotas y de difícil acceso. Finalmente se encuentran los termos auto-transportables, que son comúnmente utilizados.

4.2.5.2 Cabeza Rotatoria o Preventor Rotatorio.

La elección de este elemento es un paso clave en el desempeño de la pbb, ya que de su comportamiento y características dependen los márgenes operativos y de seguridad para la operación. Su función es dar movimiento de rotación y recíprocante a la sarta, aún cuando se tenga presión en el espacio anular como resultado de la condición de bajo balance alcanzada.

Los tipos básicos de estos dispositivos son las cabezas rotatorias y los preventores rotatorios, que si bien cumplen con la misma función, tienen las ventajas relativas indicadas en la figura 4.5.

Cabezas	Preventores
-Menor tiempo para cambio de elementos	- Elementos mas durables
-Menor costo de elementos	- De construcción más fuerte
-Todas tienen su propia energía para operarlas	- Menos sensibles a centrado y alineación del equipo
-Instalación y Operación fácil y rápida	- Más resistentes a fluidos base aceite

Figura 4.5. Características comparativas de las cabezas rotarias y de los preventores rotatorios (Un siglo de la Perforación en México, 2000).

La figura 4.6 ofrece una comparación de características y especificaciones de algunos tipos de cabezas y preventores rotatorios disponibles en el mercado. Se utiliza junto al conjunto de preventores convencionales para mantener una contrapresión superficial controlada tanto en condiciones dinámicas, es decir, cuando los fluidos de formación llegan a la superficie, y en condiciones estáticas.

Marca	Tipo	Modelo	Presión Trabajo		RPM	Rango de Presión	Número Elementos
			Estática	Rot/viajando			
Williams	Cabeza	7100	5000	2500	100	Alta	Doble
Williams	Cabeza	7000	3000	1500	100	Media	Doble
Williams	Cabeza	8000	1000	500	100	Baja	Sencillo
Techcorp-Alpine	Cabeza	3000-tm	3000	2000	200	Media	Doble
Grant	Cabeza	RDH 2500	3000	2500	150	Alta	Doble
RBOP	Preventor	RBOP 1500	2000	1500/1000	100	Media	Sencillo
Shaffer	Preventor	PCWD	5000	2000 / 3000	200 / 100	Alta	Sencillo

Figura 4.6. Tabla comparativa de cabezas o preventores rotatorios, la presión esta medida en psi (Un siglo de la perforación en México, 2000).

4.2.5.3 Múltiple de Estrangulación.

Se utiliza para mantener una contrapresión en el flujo de retorno, controlando al gasto de influjo de los hidrocarburos hacia el agujero, además de que protege al separador cuando la presión de flujo excede la presión de operación. El acomodo de los estranguladores puede ser en paralelo o en serie, y los tipos de estranguladores pueden ser fijos ajustables o anulares.

4.2.5.4 Equipo de Separación de Fases.

Este sistema tiene como función separar los líquidos, sólidos y gases que regresan del pozo, en una mezcla compuesta de los fluidos inyectados y de los fluidos aportados por el pozo (que en ambos casos pueden ser líquidos y gases), además de que debe considerar la posible producción de hidrocarburos amargos durante la perforación. Se tienen 3 sistemas de separación de fases en superficie bien definidos:

1) *Sistema de separación abierto a presión atmosférica:* estos equipos fueron los pioneros en la perforación bajo balance, el equipo se compone de:

- Separador vertical de baja presión. Su capacidad varía entre 40 y 50 mpcd y 30 y 40 mpcd de aceite.
- Separador para fluidos de perforación-hidrocarburo-recortes. Por el tipo de fluido esperado del yacimiento y el lodo usado para perforar es necesario un sistema de separación de desnatado por gravedad (skimmer) integrado por tres presas distribuidas de la siguiente manera: una de recepción, decantación y separación por desnatado del lodo y el aceite; otra de acumulación y bombeo de lodo hacia las presas del equipo y la tercera para captar y bombear aceite hacia el tanque vertical.
- Separador de vacío. Se requiere su uso cuando hay presencia de gases amargos, para asegurar su remoción, así como cuando el lodo encapsula el gas y no permite separarlo en el separador.
- Separación de recortes. Esto ocurre por decantación en el separador vertical y son bombeados junto con el lodo hacia el eliminador de sólidos del equipo de perforación.

2) *Sistema de separación cerrado de baja presión:* Pueden considerarse como la segunda generación de equipos de separación especializados para pbb. Son capaces de manejar hasta 60 MMPCD de gas y 40,000 bpd de líquidos. Su funcionamiento interno está representado por el esquema de la figura 4.7

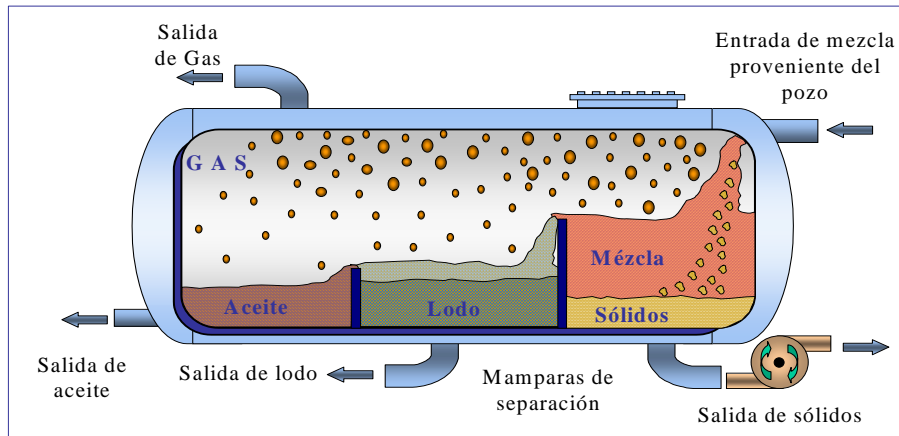


Figura 4.7. Esquema del interior de un separador cerrado horizontal, del tipo denominado “de cuatro fases” (Colaper 2000).

- 3) **Sistema de separación en dos etapas:** Son el concepto más reciente de sistemas de separación, adquisición de datos y seguridad. Consisten en dos separadores, ya sea verticales ú horizontales conectados en serie, que permiten mejorar la separación, además de que permiten mediciones más detalladas de parámetros, por lo que resulta una herramienta valiosa si se desea maximizar el valor de la pbb.

4.2.5.5 Sistema de Inyección al Pozo.

Algunos métodos que hacen posible la inyección de gas para aligerar la columna hidrostática del fluido de perforación y se tenga la condición bajo balance son:

- **Inyección de gas a través de la sarta de perforación:** En esta técnica el gas es inyectado a través de la sarta de perforación a un gasto y presión determinados para mantener las condiciones de bajo balance del sistema.
- **Inyección de gas a través de una sarta parásito:** Esta técnica consiste en la inyección de gas en la superficie, hasta un punto de salida en el fondo del pozo. El diseño consiste en colocar una sarta de tubería flexible antes de la tubería de revestimiento, con esta configuración se dispone de un espacio anular entre las dos tuberías, por donde se inyectara el gas para mantener las condiciones de bajo balance.
- **Inyección de gas a través de una sarta concéntrica:** En esta técnica se emplea una tubería intermedia entre la última TR y la sarta de perforación; el objetivo, es tener un espacio por donde se pueda inyectar el gas para aminorar la presión de la columna de lodo. Esta tubería se emplea de manera temporal, debe ser de un diámetro que permita que se mueva la sarta de perforación sin problema.

4.2.5.6 Sensores.

Es el equipo utilizado para la toma de información mientras se esta perforando, el “Gauge Carrier” aloja dos registradores electrónicos de presión y temperatura. Se instala arriba del ensamble de fondo de pozo, recolecta datos en memorias que pueden ser descargados durante los viajes.

4.3 APLICACIÓN DE LA PERFORACIÓN BAJO BALANCE EN KMZ.

El método de pbb fue implementado en los campos de la Región Marina incluyendo KMZ, con el propósito de evitar la pérdida total de circulación en las formaciones altamente fracturadas de la formación Brecha Terciario Paleoceno Cretácico Superior y Cretácico Inferior; así como evitar la hidratación de cuellos arcillosos de las formaciones Paleoceno Superior y Paleoceno Inferior, los cuales quedan expuestos después de cementar la TR intermedia. Si bien con la utilización de lodos ligeros se ha podido alcanzar el objetivo hasta el Jurásico Superior Tithoniano, se ha requerido la utilización de grandes volúmenes de fluido (15,300 m³), el cual incluye en su formulación alrededor del 60% de diesel; adicionalmente, debido a las formaciones problemáticas se tienen considerables desviaciones en tiempo y costos que afectan el rendimiento de la perforación.

4.3.1 Análisis de Factibilidad.

Con el propósito de tener números fríos y confiables, se llevo acabo un análisis de gabinete, para establecer la factibilidad de implementar el sistema de pbb. Se simularon las condiciones de fondo de los yacimientos y el comportamiento del fluido utilizado para el control del pozo. Con lo cual se llego a las conclusiones siguientes:

- Utilizar un fluido espumado de 0.35 gr/cc con el cual se logra la condición bajo balance, circulación y seguridad.
- Se utilizo el software Mud Life, con el empleo del cual se analizó el comportamiento de diferentes mezclas aligeradas, combinando el fluido polimérico base agua con nitrógeno, obteniéndose resultados que indicaron que los volúmenes requeridos de N₂, podían ser suministrados en termos con una logística bien planeada.
- Para mantenerse por debajo de la presión de poro y obtener circulación deberán manejarse gastos de N₂ ligeramente mayores a los 31.4 m³/min.
- Otro aspecto que se analizó fue el espacio disponible en la plataforma Akal "BN" para la instalación del equipo que se requiere para perforar bajo bance el cual incluye: ensamble de estrangulación, separador gas lodo vertical, cabeza rotaria, unidad inyectora de nitrógeno, termos de N₂, unidades generadoras de espuma y conexiones.

4.3.2 Prueba Técnica.

Una vez definida la factibilidad técnica del empleo de la pbb y después de estar convencidos que no existían riesgos importantes para perforar la etapa de 10 5/8 pug, se llevo acabo una prueba tecnológica en dos campos de la Región Marina, Cantarell y Ku, con la perforación de los pozos Canatarell 1063-D y Pakal-1.

Previo a la perforación con tecnología bajo balance se tomaron en cuenta las siguientes consideraciones:

- Determinar la densidad requerida del fluido espumado en base a la presión de formación esperada. La figura 4.8 muestra las características y propiedades físicas del lodo espumante utilizado.
- Cálculo del volumen de N₂ y lodo necesario para obtener la densidad requerida, así como el volumen aproximado de la mezcla.

- Planear en tiempo las necesidades de nitrógeno, en base al volumen mínimo necesario para la perforación de la etapa, a la geometría y velocidad de penetración esperada.
- Instalar e interconectar el equipo de perforación bajo balance (cabeza rotaria, ensamblé de estrangulación y separador de gas lodo vertical). Así como los equipos generadores de espuma, unidades de inyección de N₂ y conexiones.
- Instalar una línea de purga en el múltiple de stand pipe para la recuperación de muestras de fluido espumado.

Componentes Básicos	Propiedades Físicas		
Agua	Densidad (gr/cc)	1.02	0.45
Sosa Cáustica	Viscosidad (seg)	82	450
Bentonita	L-600	75	190
Polímero Viscosificante	L-300	52	118
Espumante	L-200	42	90
Inhibidor de Arcillas	L-100	31	60
Secuestrante H ₂ S	L-6	10	16
Lubricante	L-3	7	10
	Gel 0/10	8/19	12/46
	Visc.Plástica	23	72
	Punto de Cedencia	39	46

Figura 4.8. Componentes básicos y propiedades físicas del fluido espumado (AIPM, 2006).

4.3.2.1 Pozo Cantarell 1063-D.

En enero de 2003 se inició la perforación de la etapa de 10 5/8 pulg utilizando un lodo polimérico base agua de 1.02 gr/cc, de 2,195 a 2,316 m donde se observó una pérdida parcial de 500 lts por hora. Se continuó perforando con la misma densidad hasta 2350 m, presentándose pérdida total de circulación. A partir de esta profundidad se inició la perforación bajo balance utilizando un fluido espumado de 0.62 gr/cc con gasto de 189 gal/min y 20 m³/min de nitrógeno para un gasto total de la mezcla de 318 gal/min. Posteriormente se continuó perforando con un fluido espumado con densidad de 0.53 gr/cc a 2,746 m con pérdida total de circulación. En un intento por lograr restablecer la circulación se variaron las condiciones de la mezcla lodo-nitrógeno, alcanzando una densidad de 0.43 gr/cc hasta la profundidad de 2905 m, sin lograr este objetivo. Aunque durante la prueba tecnológica no se logró restablecer la circulación manejando el rango de densidades de 0.62 a 0.43 gr/cc, es de destacar que el volumen total de lodo perdido en los pozos perforados en el campo Cantarell. Se perforaron en total 710 m en 26.49 días, con un índice de 26.80 m/día, comparativamente con el promedio del campo de 20.64 m/día, esto es, el índice alcanzado representa una mejora operativa del 30%.

4.3.2.2 Pozo Pakal-1.

Se utilizó la tecnología de pbb, para perforar la formación BTP-KS conocida del campo Ku, El pozo Pakal-1 perforado con la plataforma auto elevable Sam Noble desde el tetrapodo Ku-G, se catalogo como un pozo exploratorio, tenía como objetivo alcanzar el bloque cabalgado productor en el campo Cantarell, conocido como Sihil. La perforación de la etapa de 10 5/8 pulg se hizo considerando que se perforaría el yacimiento conocido de Ku, durante la perforación de la etapa se tuvieron manifestaciones de un casquete de gas que no se tenía contemplado, debido a que la formación de tal casquete era muy reciente. La perforación de la etapa de 10 5/8 pulg inició en febrero de 2003, utilizando fluido polimérico base agua con densidad de 1.02 gr/cc con circulación normal hasta 2421 m, donde se observó pérdida parcial de 6 m³/hora. A partir de esta

profundidad se continuo perforando bajo balance con circulación del 90 % a 2476 m, con densidad del fluido espumado de 0.50 gr/cc a un gasto de lodo de 167 gal/min y gasto de nitrógeno de 25 m³/min, para un gasto total de la mezcla de 330 gal/min. Debido a que en este pozo se atravesó el casquete de gas se manifestó una presión en el espacio anular de 60 a 200 psi, se continuo perforando hasta 2,524 m donde se incremento la presión a 700 psi en el espacio anular, con lo que se suspendió la perforación para regresar fluidos a la formación. Posteriormente se continuo perforando bajo balance con un lodo de 0.60 gr/cc observando circulación parcial del 40% hasta la profundidad de 2,615 m. Se siguió perforando bajo balance con perdida total de circulación y posterior recuperación de la misma hasta la profundidad total de 3323 m, con densidad de 0.75 gr/cc, con manifestación de presión máximas de 250 psi por el espacio anular. Se perforaron en total 914 m en 44.44 días, con un índice de 20.57 m/día. A pesar de haberse perforado el casquete de gas sin que estuviera programado, no se presentaron incidentes. Durante la perforación de la etapa 10 5/8, se atravesaron horizontes arcillosos en el intervalo 2443 a 2470 m, dentro del Paleoceno Inferior sin problemas operativos relacionados con torciones o fricciones, lo cual es un indicativo de una adecuada inhibición del fluido espumado en la hidratación de los cuellos arcillosos.

4.3.3 Implantación del Sistema de pbb.

Con base en los resultados obtenidos en las dos pruebas tecnológicas se decidió implantar el sistema en los pozos con características similares a los perforados en Cantarell y Ku.

4.3.3.1 Pozo Cantarell 1004.

Fue perforado desde la plataforma Akal (KL), inicio la etapa de 10 5/8 pulg en junio de 2003, perforo bajo balance de 2,493 a 3,353 m con densidad de 0.62 gr/cc, gasto de lodo de 188 gal/min y gasto de nitrógeno de 20 m³/min para un gasto total de la mezcla de 318 gal/min. Debido a que se tuvieron manifestaciones de gas por el espacio anular fue necesario regresar fluidos a formación durante la perforación de la etapa según lo requería el pozo. Se perforaron en total 931 m, con un índice de 17.46 m/día. Este fue el segundo pozo perforado bajo balance a través del casquete de gas con buenos resultados operativos.

4.3.3.2 Pozo Cantarell 129-D.

Inicio la etapa de 10 5/8 pug en agosto de 2003, desde la plataforma Akal "FO", perforo bajo balance de 2270 a 2893 m con densidad de 0.62 gr/cc, utilizando un gasto de lodo de 187 gal/min y 20 m³/min de nitrógeno para un gasto total de 318 gal/min, observándose perdida total de circulación durante toda la etapa, sin embargo se obtuvo como beneficio un menor volumen de lodo perdido. Se perforaron en total 793 m, con un índice de 20.57 m/día.

4.3.4 Análisis de Resultados.

Se perforaron en total cuatro pozos con la tecnología de bajo balance, en tres de ellos se obtuvieron mejores índices de perforación al emplear el fluido espumante, comparativamente con los alcanzados utilizando fluidos de baja densidad. El volumen de lodo perdido para los pozos de Cantarell, resulto menor al perdido con el fluido de baja densidad, en el caso del pozo Pakal de Ku, el volumen de fluido espumado perdido resulto mayor que en los pozos Cantarell, por la necesidad de regresar fluido, sin embargo el rendimiento en metros por día del pozo Pakal-1 en relación a los pozos del área de Ku y Zaap, es mejor (Figura 4.9), también fue mejor el rendimiento de las barrenas en el pozo Pakal-1 que en los pozos perforados en Ku y Zaap.

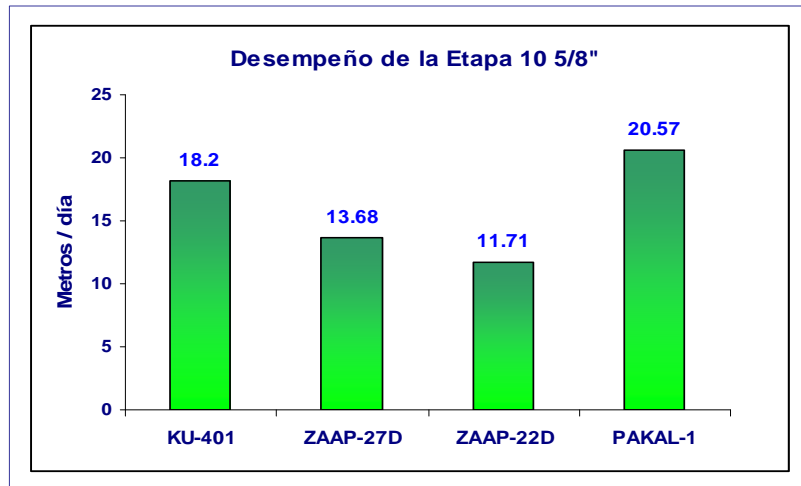


Figura 4.9 Desempeño de la etapa 10 5/8" del pozo Pakal-1(AIPM, 2006).

Adicionalmente se llevo a cabo un análisis económico que incluye los costos de los materiales químicos utilizados por cada sistema, la logística utilizada así como el costo de la renta de plataforma y el equipo de bajo balance. Los resultados se muestran en la figura 4.50 y se puede observar que el fluido espumado resulta más económico que el de baja densidad, generando ahorros entre 3.9 y 5.1 millones de dólares americanos (Figura 4.10).

	Costo Total (USD)	Ahorro (USD)
Baja Densidad	\$6,334,110.00	
Cantarell 1063-D	\$1,622,778.60	\$5,132,089.24
Cantarell 1004	\$2,347,198.27	\$3,986,911.73
Cantarell 429-D	\$1,885,721.58	\$4,448,388.42
Pakal-1	\$2,423,124.93	\$3,910,985.07

Figura 4.10. Análisis de Costos (AIPM, 2006).

A modo de conclusión podemos decir que la utilización de la perforación bajo balance para los campos de Ku-Maloob-Zaap trae muchos beneficios, no obstante la formación de casquete de gas en los campos, es posible utilizar esta tecnología sin grandes riesgos operativos. Entre los grandes beneficios que se pudieron apreciar en la perforación de estos 4 pozos se encuentran:

- Mayor índice de perforación alrededor de 20 m/ día.
- Mayor desempeño en la barrena.
- Menores pérdidas de circulación.
- En conjunto estos beneficios generan un ahorro de 3 a 5 millones de dólares americanos.

4.4 PERFORACIÓN DIRECCIONAL.

4.4.1 Antecedentes.

La perforación direccional tubo sus inicios en la década de los años veinte del siglo pasado, 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. En sus inicios, la primitiva tecnología de perforación direccional implicaba el empleo de dispositivos tales como las cuñas de desviación, que provocaban la deflexión de la barrena de perforación, método que brindaba un control limitado y que con frecuencia se traducía en pérdida de los objetivos. Posteriormente la introducción del motor de desplazamiento positivo ofrecía mayor capacidad de dirección así como control direccional, pero el motor carecía de la eficiencia que se tiene con la perforación rotatoria. Con el tiempo, los motores direccionales permitieron la rotación y el desplazamiento de la columna de perforación desde la superficie, lo que mejoró aún más el control direccional, sin embargo, esta tecnología siguió siendo ineficaz y riesgosa por que el esfuerzo de torsión y el arrastre extremo que limitaban la capacidad de perforación en los modos de deslizamiento y rotación, impidiendo el acceso a algunos objetivos. La introducción de la tecnología rotativa direccional eliminó varias de las desventajas de los métodos de perforación direccional previos. Debido a que un sistema rotativo direccional perfora direccionalmente con rotación continua desde la superficie, no existe la necesidad de deslizar la herramienta, a diferencia de las perforaciones realizadas con motores direccionales. En la actualidad los sistemas rotativos direccionales (Power Drive) son los que brindan mayores beneficios en la perforación direccional, y son utilizados exitosamente para la perforación de pozos de alcance extendido.

4.4.2 Definición.

La perforación direccional tiene como objetivo el alcance de una ubicación subterránea preestablecida a través de una trayectoria planificada. Se puede entender como un proceso tridimensional, es decir, la barrena no solo penetra verticalmente sino que se desvía intencionalmente (o no) hacia los planos XY, donde el plano "X" se define como el plano de dirección y "Y" como el de inclinación, luego entonces los ángulos asociados con los desplazamientos en los planos "X" y "Y" son llamados ángulos de dirección y de inclinación respectivamente (Figura 4.11).

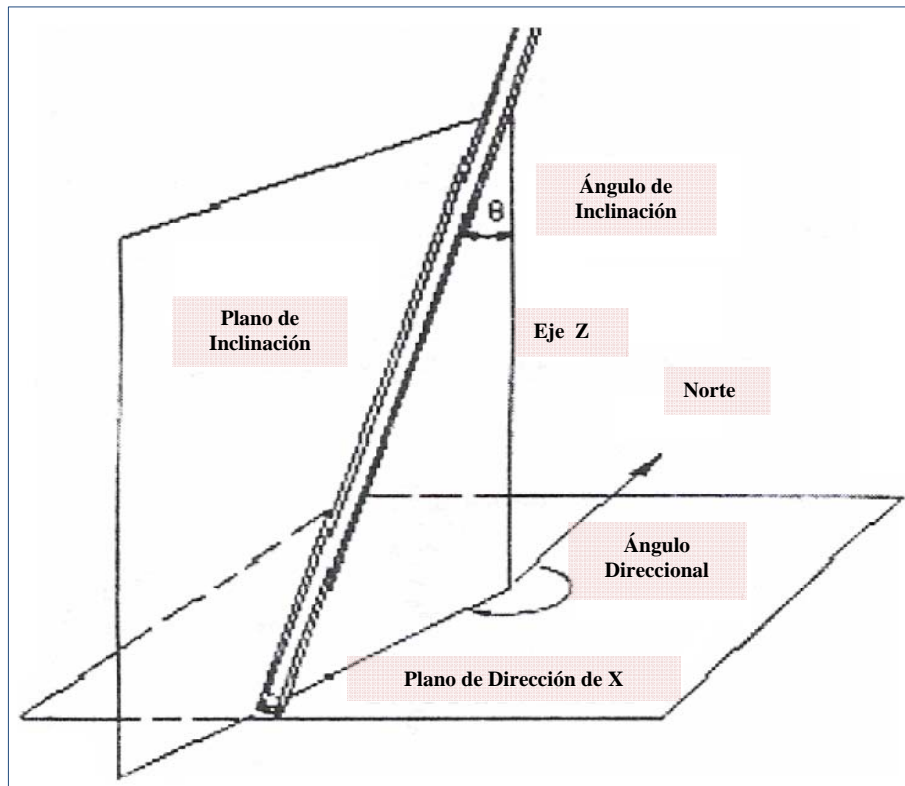


Figura 4.11. Planos de inclinación en un pozo direccional (Conapo, 2000).

Los pozos direccionales considerando el objetivo planteado pueden tener un sinnúmero de trayectorias, donde la principal limitante es la imaginación y los límites económicos y técnicos propios de esta tecnología; no obstante en la literatura se 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 (Figura 4.12), el ángulo de inclinación que alcanza el pozo se mantiene constante hasta llegar al objetivo. Esta configuración se aplica usualmente en pozos de profundidad moderada, en regiones en las que la producción se encuentra en un solo intervalo y en las que no se requieren sartas intermedias de revestimiento, también se utiliza en pozos de mayor profundidad en los que se requiere mucho desplazamiento lateral.
- **Tipo II:** Es el pozo que describe una trayectoria en forma de "S", 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. Por su geometría esta configuración puede traer algunos problemas durante la perforación y se utiliza principalmente para perforar pozos con intervalos productores múltiples, o en los que hay limitaciones impuestas por el tamaño y la localización del objetivo.
- **Tipo III:** La desviación se comienza a una gran profundidad por debajo de la superficie y el ángulo promedio de inclinación se mantiene constante hasta llegar al objetivo. 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.

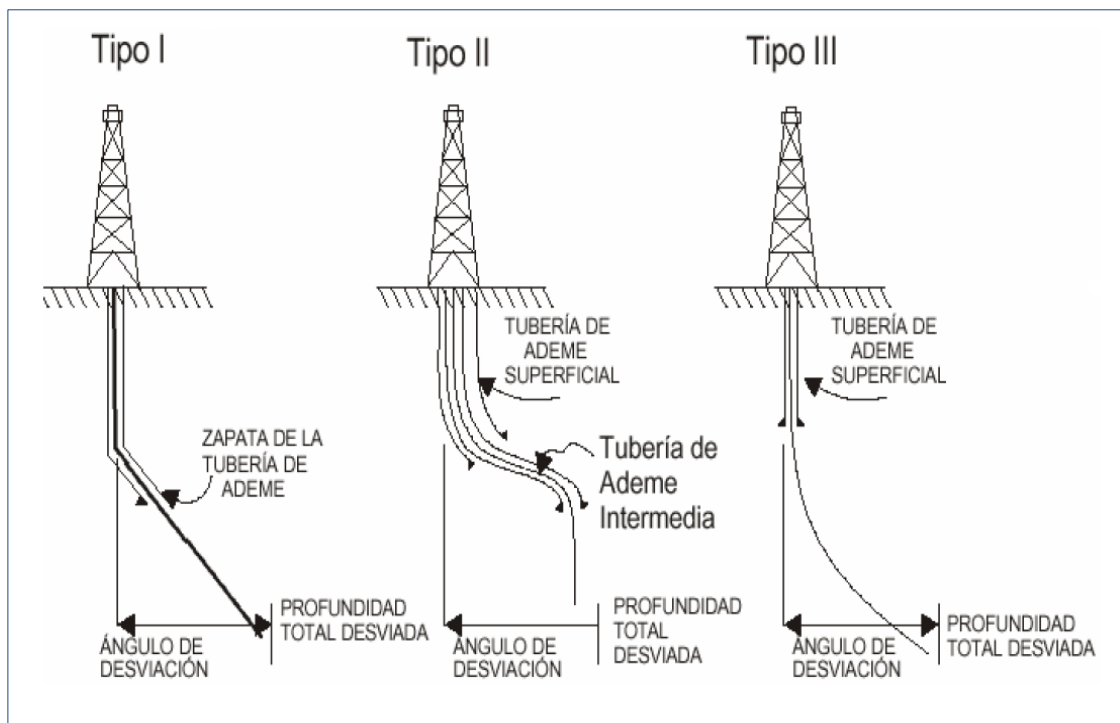


Figura 4.12. Patrones de desviación típicos de la perforación direccional (Conapo, 2000).

4.4.3 Herramientas para Direccionar los Pozos.

4.4.3.1 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.

4.4.3.2 Motores Direccionales.

Estos motores fueron desarrollados a comienzos de la década de los 60 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 hoyo, la rotación en la columna de perforación es detenida en una posición tal, que la sección curva del motor se encuentre ubicada en la dirección de la nueva trayectoria deseada. Es entonces cuando opera el modo denominado de deslizamiento, el cual se refiere al hecho de que la porción de la sarta de perforación que no realiza un movimiento rotativo se desliza por detrás del conjunto direccional.

4.4.3.3 Sistemas Rotativos Direccionales (RSS).

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

4.4.4 Aplicación de los Pozos Direccionales.

Esta tecnología en fechas recientes tiene un sinnúmero de aplicaciones, a continuación se mencionan las más trascendentes:

- 1) *Desviación lateral y enderezamiento:* Se utiliza primordialmente para apartarse de una obstrucción (como puede ser un pez, casquete de gas, etc), desviando el pozo y librando la zona problemática. También se aplica como una acción correctiva cuando el pozo se ha torcido gravemente.
- 2) *Perforación en fallas geológicas:* Esta aplicación se utiliza para el control de falla, en este caso el pozo es desviado a través de la falla o en paralelo con ella para obtener mayor producción. De esta

manera 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 la sarta de perforación, lo que puede ocasionar el deslizamiento y perforación de las sartas revestidas; así mismo este uso elimina el riesgo de tener que perforar a través del plano de una falla que en el caso de ocurrir un terremoto, se podría mover y cortar la tubería de revestimiento.

- 3) **Localidades inaccesibles:** Esta es una de las razones por las que más se utiliza este método, cuando la necesidad de situar el equipo de perforación a distancia lo dicta, como ocurre cuando los intervalos productores se encuentran debajo de ríos, montañas, ciudades, selvas, etc. También se utiliza este método cuando los pozos en el mar se encuentran relativamente cerca de la línea de costa, y la perforación en tierra resulta tener más beneficios que perforar en mar.
- 4) **Perforación a través de Domos Salinos:** Este método es utilizado para alcanzar los intervalos productores que frecuentemente están situados bajo el tope protuberante del domo, el pozo se perfora primeramente en paralelo con el domo y posteriormente se desvía para que penetre bajo la protuberancia.
- 5) **Controlar o matar un Reventón de un pozo:** Es una de las aplicaciones más calamitosas de la perforación direccional, en esta aplicación se perfora un pozo direccional el cual tiene el objetivo de mermar la presión de formación, mediante la inyección de fluidos de perforación con alta densidad.
- 6) **Pozos Exploratorios:** También se usa la perforación direccional controlada en la perforación de pozos exploratorios, para localizar el contacto agua-aceite, y la localización exacta de un plano de falla.
- 7) **Pozos Horizontales y Multilaterales:** Estas dos aplicaciones se pueden explicar de la siguiente forma: Cuando el pozo direccional alcanza un ángulo de 90° este se vuelve un pozo horizontal. La utilización de varios pozos direccionales (pozos multilaterales) en una sola plataforma petrolera disminuye los costos operativos, al maximizar la utilización de una sola instalación en vez de una por cada pozo a perforar.
- 8) **Construcción de oleoductos y/o gasoductos:** En el campo de la comercialización y distribución de los hidrocarburos, la perforación direccional se utiliza para construir huecos para la instalación de ductos sin afectar el medio ambiente.

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

4.4.5 Factores a Considerar en la Planeación de la Perforación Direccional.

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

4.4.5.1 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 a al impacto social y ecológico.

4.4.5.2 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 laminada es de más de 45°, la barrena tiende a perforar en paralelo con el plano de estratificación; esta tendencia también se presenta en la perforación direccional. Si se desea perforar echado arriba nada obstaculiza las tendencias de la barrena y la inclinación se puede aumentar rápidamente, pero si se desea perforar a la izquierda del echado arriba, la barrena tenderá 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.

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

4.4.5.3 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 revestidora 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.

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.

4.4.5.4 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 lastrabarras no magnéticas que evitan las inconsistencias de los registros por efecto del magnetismo.

Además, los estudios direccionales que se toman pozo abajo cerca de pozos existentes pueden ser afectados por el magnetismo residual de las sargas revestidoras 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.

4.4.5.5 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. 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°.

4.4.5.6 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. 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, mermando la productividad de ellos.

4.5 PERFORACIÓN HORIZONTAL.

4.5.1 Pozos Horizontales.

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 11300 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.

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

La productividad y el factor de recuperación pueden ser mayores con la utilización de pozos horizontales por varias razones como son:

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

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

4.5.2 Métodos de Perforación Horizontal.

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

- **Radio de curvatura largo:** La curva se va construyendo desde una profundidad determinada por encima del yacimiento, hasta lograr la dirección horizontal y completar la longitud a perforar a través de la formación productora; la curvatura alcanza un radio de 1000 a 4000 pies con una relación de desviación de hasta 6° por cada 100 pies de longitud. Esta técnica es la más común y aplicable en pozos costafuera, 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. 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 corto:** La tecnología de radio corto ha sido aplicada en la perforación de pozos en donde las formaciones tienen problemas por encima de la dirección del yacimiento o bien, por razones económicas. 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. Rigurosamente se utilizan herramientas articuladas y especializadas en la sarta de perforación como es el Top Drive; la relación del ángulo de desviación con respecto a la longitud perforada para obtener un radio corto es del orden de 1.5° a 3° por 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.

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 mas 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 el mismo área y condiciones. 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.

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

4.5.3 Aplicación de los Pozos Horizontales.

4.5.3.1 Yacimientos Estrechos.

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

4.5.3.2 Yacimientos Naturalmente Fracturados.

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

4.5.3.3 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. Esto ha tenido varias aplicaciones en campos con conificación de gas y agua en yacimientos de arenas y carbonatos alrededor del mundo, algunas exitosas aunque otras no han dado los resultados esperados.

4.5.3.4 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. El pozo horizontal Edad West en la arena Sparky en Canadá produce más de 7 veces la tasa de

un pozo vertical promedio, igualmente el pozo horizontales en el Lago Maracaibo en Venezuela produce a una tasa de mas del doble de los pozos verticales.

4.5.3.5 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.

En la actualidad se están utilizando pozos horizontales en la modalidad de "dual apilados" como método de recuperación mejorada en aceites pesados, estos métodos se podrían implementar en KMZ:

- **Drene Gravitacional Asistido por Vapor (Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD)):** Este proceso se esta 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. 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 4.13). 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 colectar 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.

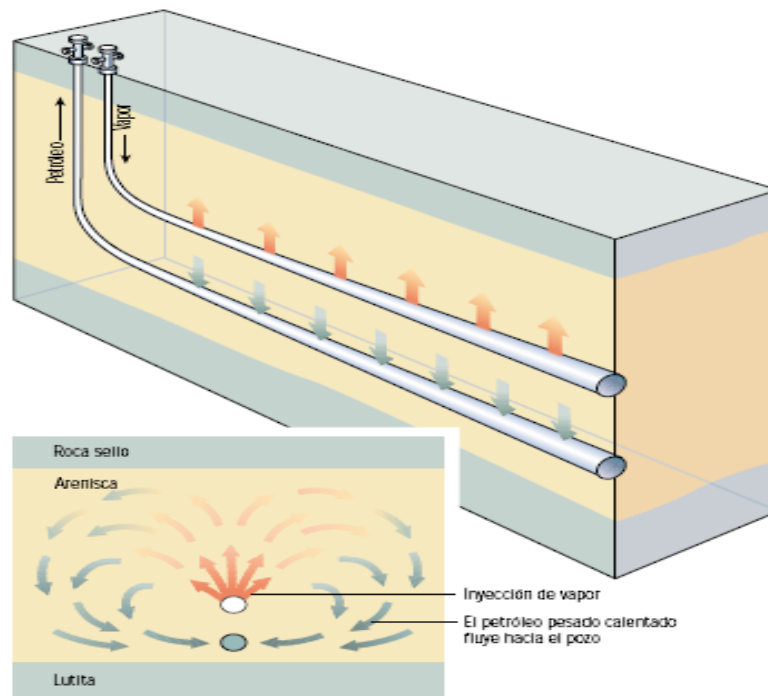


Figura 4.13. Esquema que ejemplifica el concepto de drenaje gravitacional asistido por vapor (SAGD) (Oilfield Review, 2002/2003).

También se utilizan pozos horizontales para:

- **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.
- **Inyección miscible:** Las aplicaciones de inyección miscible han sido exitosas en Canadá, actualmente muchas referencias muestran 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).

4.6 POZOS MULTILATERALES.

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. 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 4.14).

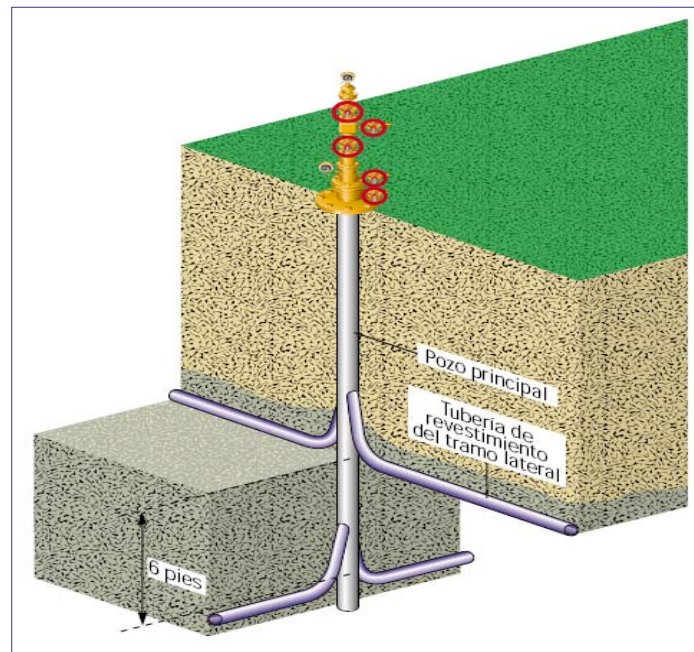


Figura 4.14. Representación esquemática de la perforación direccional (Oilfield Review, 2002/2003).

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.

4.6.1 Aplicaciones 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. 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 también permiten minimizar la extensión de las localizaciones superficiales y mitigar el impacto ambiental en mar adentro y los riesgos de perforaciones problemáticas al reducir la exposición reiterada del personal de perforación. Los pozos multilaterales también ayudan a controlar la entrada de gas y de agua. En general los pozos ramificados son útiles por las siguientes razones:

- 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 locaciones, 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 las siguientes figuras 4.15, se esquematizan las principales aplicaciones de la perforación multilateral en la explotación de yacimientos petroleros.

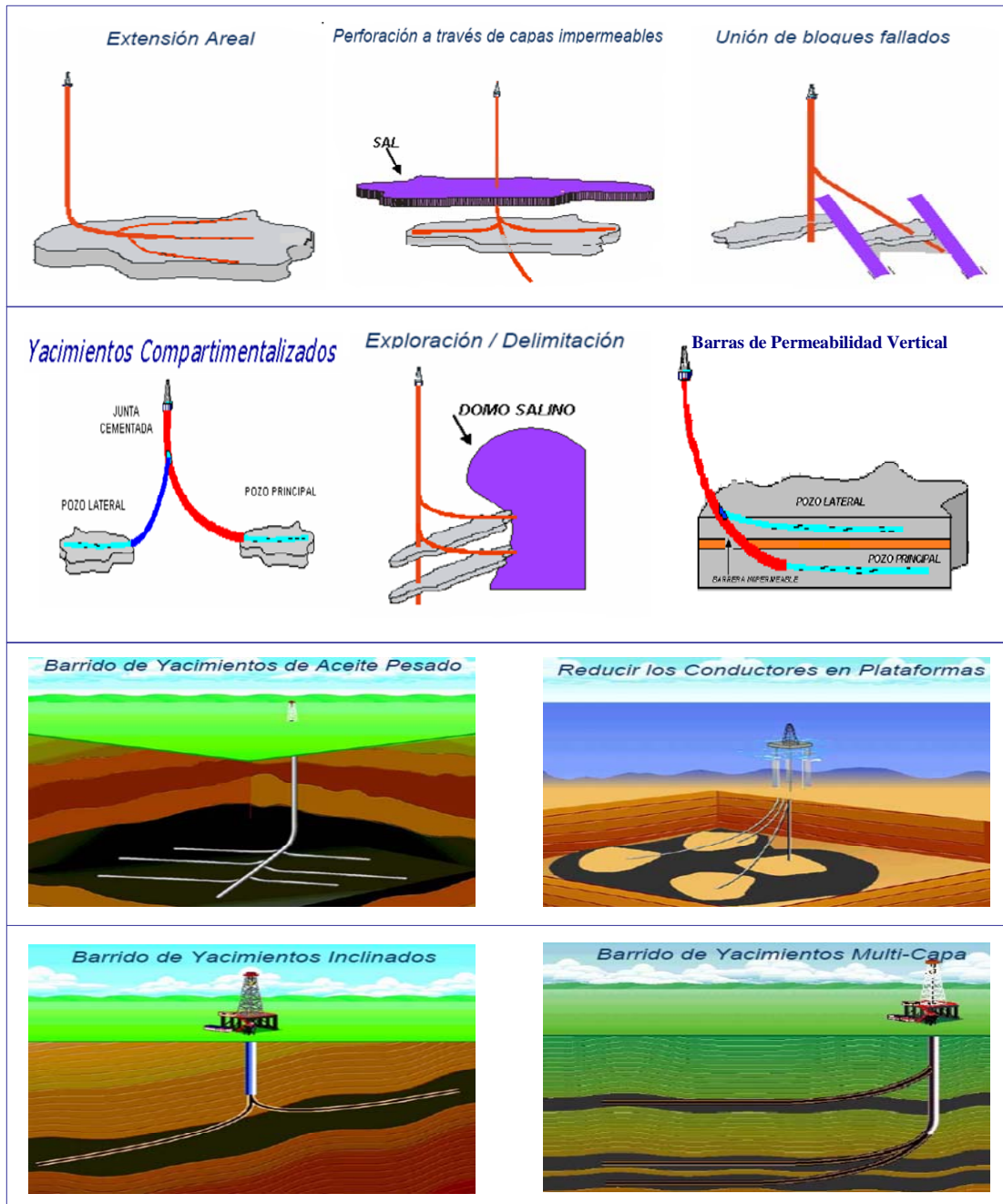


Figura 4.15. Principales aplicaciones de pozos multilaterales (Rocío León, 2007).

4.6.2 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:

- 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.
- Etc.

En la figura 4.16 y 4.17, se muestran las formas básicas y con cierto grado de complejidad de los pozos multilaterales:

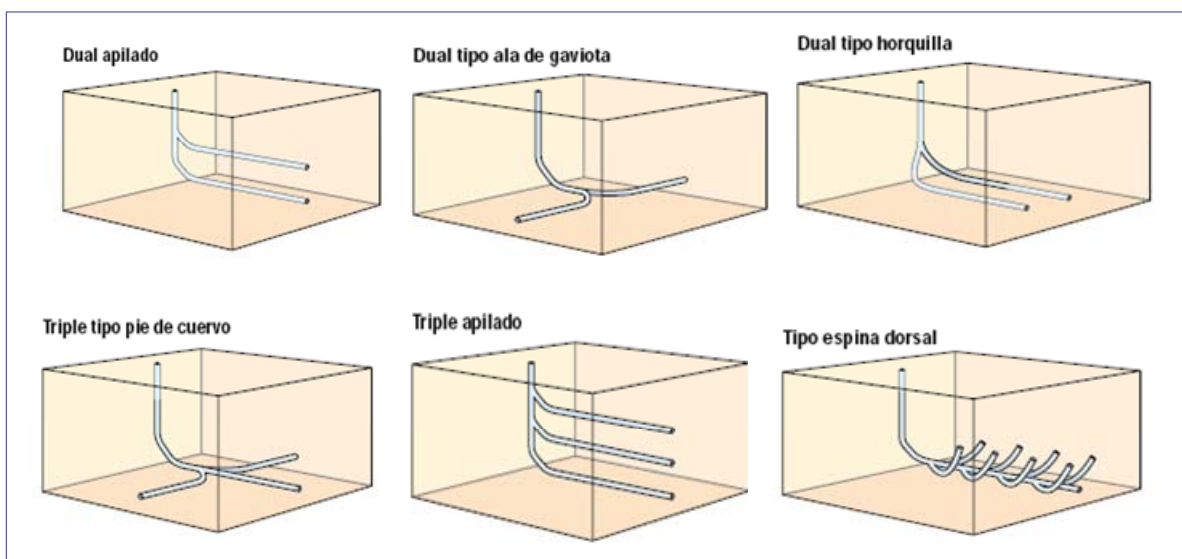


Figura 4.16. Formas básicas de los pozos multilaterales (Oilfield Review, 2002/2003).

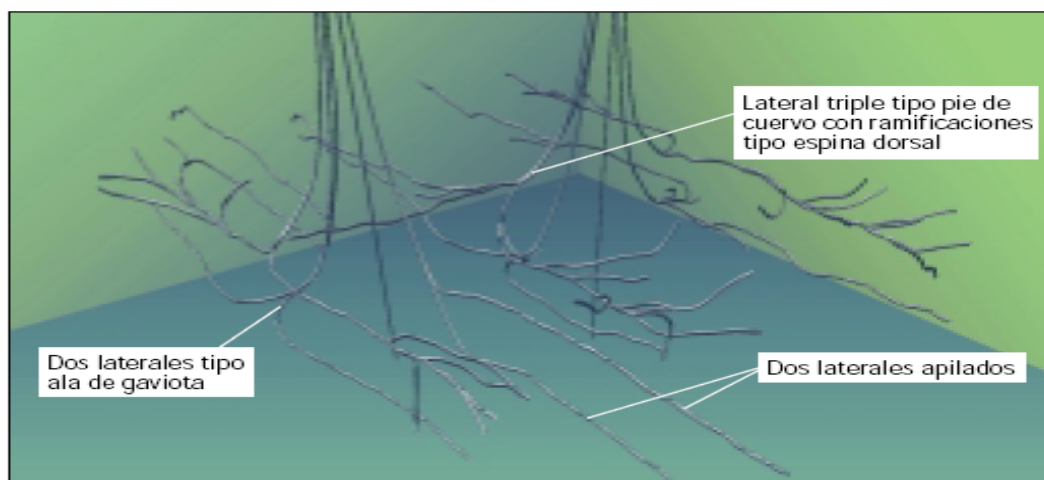


Figura 4.17. Trayectoria real de 10 pozos multilaterales donde se observan ramificaciones más complejas (Oilfield Review, 2002/2003).

Los ramales laterales horizontales, que conforman arreglos de tipo horquilla, abanicos o espinas dorsales, tienen como objetivo una sola zona y están destinados a maximizar la producción de yacimientos someros, de baja presión, y yacimientos de petróleo pesado, aumentando el área de contacto. Los tramos laterales apilados verticalmente, resultan efectivos en formaciones laminadas o en yacimientos estratificados, ya que la mezcla de la producción de varios horizontes aumenta la productividad del pozo y mejora la recuperación. En formaciones naturalmente fracturadas, los dos tramos laterales opuestos (tipo ala de gaviota) pueden intersectar más fracturas que un solo pozo horizontal, especialmente si se conoce la orientación de los esfuerzos en el subsuelo, disminuyendo 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 4.18).

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

Las conexiones laterales constituyen un elemento crítico de las terminaciones de los pozos multilaterales y pueden fallar bajo la acción de esfuerzos existentes en el subsuelo y ante las fuerzas inducidas por la temperatura y las presiones diferenciales que se desarrollan durante la producción del pozo. Las conexiones se dividen en dos grupos generales aquellas que no presentan integridad hidráulica (Niveles 1, 2, 3 y 4) y las que si lo hacen (Niveles 5 y 6) (Figura 4.13); el éxito de los pozos multilaterales depende la durabilidad, la versatilidad y la accesibilidad de las conexiones. Los sistemas de conexiones más utilizados corresponden a los niveles 3 y 6, las conexiones del nivel 3 incorporan un empalme y una conexión mecánica entre la tubería de revestimiento del tramo lateral y la tubería de revestimiento primaria. Las conexiones Nivel 6, forman parte integral de la sarta de revestimiento primaria que ofrece integridad hidráulica y acceso a los tramos laterales.

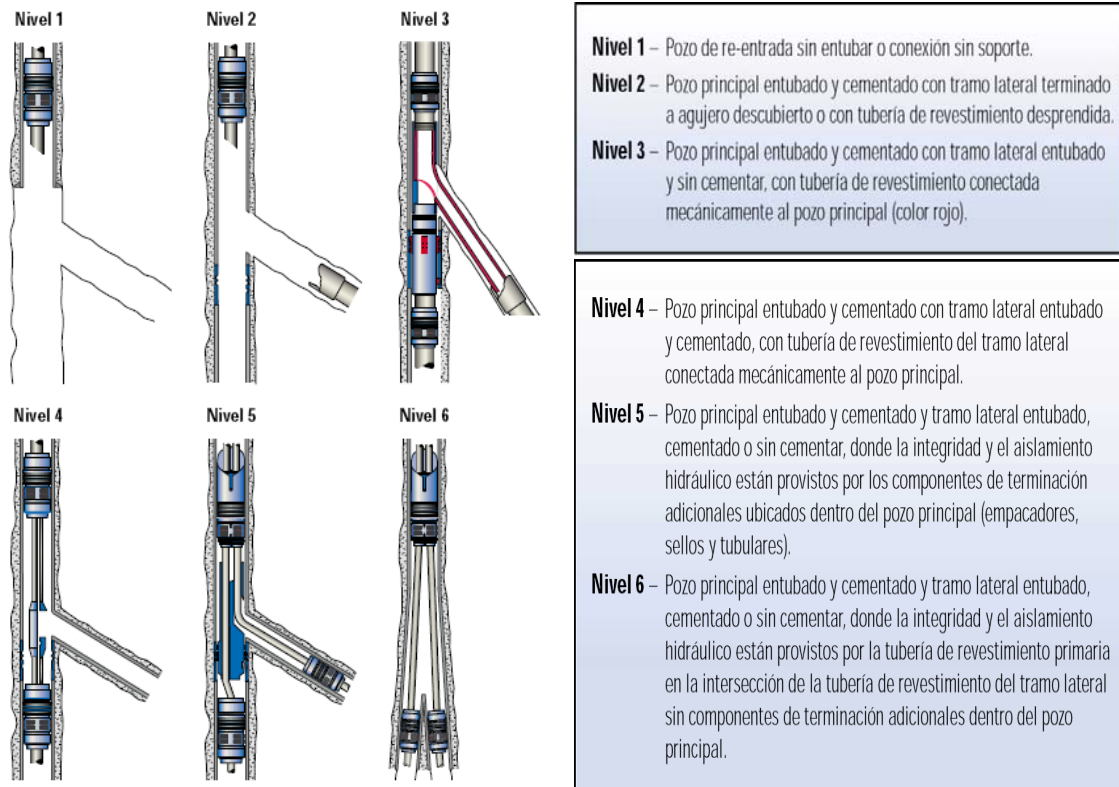


Figura 4.19. Clasificación de las conexiones de pozos multilaterales de acuerdo a TAML (Oilfield Review, 2002/2003).

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.

4.7 POZOS DE ALCANCE EXTENDIDO.

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 16430 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.. Es por lo anterior, que esta tecnología, debido a su grado de desarrollo y madurez puede ser una buena opción en la explotación de los yacimientos de Ku-Maloob-Zaap.

4.7.1 Aplicaciones y Beneficios.

Los tipos de formaciones para esta tecnología no son una limitante ya que se ha aplicado en arenas, carbonatos y en algunas ocasiones se han atravesado grandes columnas de lutitas, no obstante las condiciones geológicas idóneas para su aplicación son bloques afallados, 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. 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 es ciertas situaciones puede ser un factor decisivo en la explotación del campo.

4.8 ESTIMULACIÓN DE POZOS.

La estimulación de pozos es una de las actividades más importantes en el mantenimiento de la producción de los pozos petroleros, ésta consiste en la inyección de fluidos de tratamiento a gastos y presiones menores de la presión de fractura, con la finalidad de remover el daño ocasionado por la invasión de los fluidos a la formación durante las etapas de perforación y terminación de pozos, o por otros factores durante la vida productiva del pozo. En México, la mayor parte de las estimulaciones se efectúan en rocas carbonatadas (calizas) utilizando ácido clorhídrico (HCL) a diferentes concentraciones; una menor parte de las estimulaciones se realizan en formaciones productoras de areniscas, donde se ha utilizado Ácido Fluorhídrico (HF) o a través de Fracturamientos hidráulicos.

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

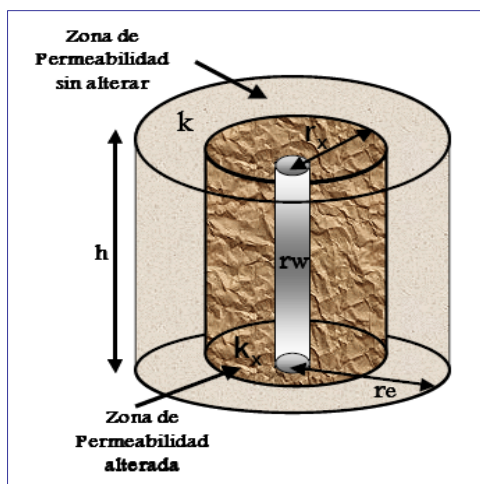
- Adecuada selección del candidato a estimular.
- Caracterización de la formación dañada.
- Química de la reacción.
- Selección de fluidos y aditivos.
- Pruebas de laboratorio.
- Diseño del tratamiento.
- Ejecución.
- Evaluación.

4.8.1 Concepto de Estimulación.

Una estimulación se define como el proceso mediante el cual se restituye ó se crea un sistema extensivo de canales en la roca productora de un yacimiento que sirven para facilitar el flujo de fluidos de la formación al pozo. En los yacimientos con rocas carbonatadas como lo son los de Ku-Maloob-Zaap, la utilización del ácido clorhídrico es prácticamente el común denominador de las estimulaciones. Las estimulaciones pueden ser reactivas y no reactivas, dependiendo del agente que se utilice para remover el daño así como el impacto que se pretenda tener en la formación. La determinación del tipo de daño, el análisis nodal y la corroboración del daño a través de pruebas de laboratorio son factores importantísimos que deben considerarse para seleccionar y diseñar el tratamiento de un pozo candidato a estimular; el daño afecta el patrón de flujo natural de los fluidos en la formación. Los daños que tradicionalmente conocemos, presentes en el sistema roca-fluidos, los podemos agrupar en tres tipos básicos:

- **Daño a la permeabilidad absoluta:** En este tipo de daño las partículas y materiales ocupan parcial o totalmente el espacio poroso de la formación, ya sea por:
 - La presencia de partículas finas como pueden ser arcillas de la propia formación.
 - Sólidos de los fluidos de perforación o de terminación.
 - Incrustaciones de depósitos orgánicos (asfáltenos o parafinas) o, depósitos complejos de orgánicos e inorgánicos, entre otros.
- **Cambios en la permeabilidad relativa:** Estos cambios se deben a variaciones en la mojabilidad al aceite en una formación productora de hidrocarburos mojada al agua y/o por cambios en la saturación de fluidos, debido al fluido de perforación, al fluido de terminación en agujero descubierto, tratamientos previos, por un trabajo de reparación, etc. Los cambios resultan frecuentemente en una reducción al fluido de producción deseado.
- **Alteración de la viscosidad:** El incremento en la viscosidad del fluido puede ser debido a la formación de emulsiones, polímeros, etc. y esto dificulta el flujo de fluidos.

En la figura 4.20 se muestran las condiciones de la vecindad del agujero del pozo, donde r_x y k_x representan la penetración del daño y la permeabilidad de la zona afectada respectivamente, k representa la permeabilidad de la formación en la zona virgen.



El factor de daño (S) está dado por

la ecuación (1):

$$S = \left[\frac{k}{k_x} - 1 \right] \ln \frac{r_x}{r_w} \quad (1)$$

En general el efecto de daño (S) implica:

$S = 0$ no existe daño, por lo que $k_x = k$.

$S > 0$ existe daño, por lo que $k > k_x$

$S < 0$ el pozo está estimulado $k < k_x$

Figura 4.20. Representación del factor de daño a la formación (Guía para el diseño de estimulación de pozos, PEMEX, 2004).

4.8.2 Estimulación Matricial en Carbonatos.

En las rocas carbonatadas los tratamientos de acidificación matricial son diseñados para remover el daño a través de la disolución de minerales y la creación de canales o agujeros de gusano en la roca (Figura 4.21).



Figura 4.21. Modelo tomado después de una acidificación de la matriz con carbonato de calcio. Se observa la red de agujeros de gusano que se forman (Oilfield Review, 2004).

Las rocas carbonatadas se disuelven rápidamente en ácido clorhídrico, la reacción del ácido clorhídrico con los minerales calcita (CaCO₃) y dolomía (CaMg(CO₃)₂), producen cloruro de calcio (CaCl₂), dióxido de carbono (CO₂) y agua (H₂O) en el caso de la calcita, y una mezcla de cloruro de magnesio (MgCl₂) y cloruro de calcio, en el caso de la dolomía (figura 4.22).

$\frac{\text{Ácido Clorhídrico}}{2HCL}$	+	$\frac{\text{Carbonato de Calcio (Caliza)}}{CaCO_3}$	→	$\frac{\text{Cloruro de Calcio}}{CaCl_2}$	+	$\frac{\text{Agua}}{H_2O}$	+	$\frac{\text{Bióxido de Carbono}}{CO_2}$
1000 gal al 15%		10.9 ft³ 1,843 lbs		2,050 lbs				
$\frac{\text{Ácido Clorhídrico}}{4HCL}$	+	$\frac{\text{Carbonato de Calcio y Magnesio}}{CaMg(CO_3)_2}$	→	$\frac{\text{Cloruro de Calcio}}{CaCl_2}$	+	$\frac{\text{Cloruro de Magnesio}}{MgCl_2}$		
1000 gal al 15 %		9.5 ft³ 1,700 lbs		1,040 lbs		875 lbs		
		$+\frac{\text{Agua}}{H_2O}$	+	$\frac{\text{Bióxido de Carbono}}{2CO_2}$				
		40 gal		6,620 ft²				

Figura 4.22. Reacción del ácido clorhídrico con la calcita y la dolomía (Guía para el diseño de estimulación de pozos, PEMEX, 2004).

El Ácido Clorhídrico es el ácido más utilizado en la estimulación de pozos, y el más fuerte, al 15% se le conoce como ácido regular, también es el más corrosivo de los ácidos (Figura 4.23).

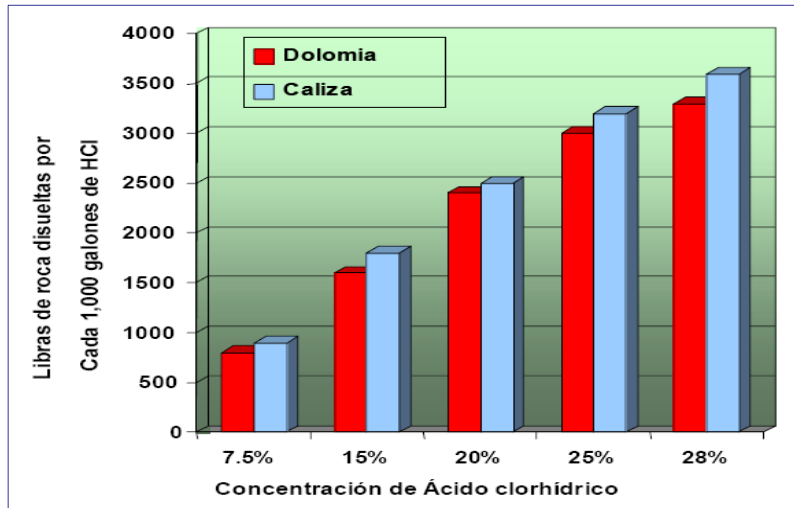


Figura 4.23. Efectividad del ácido clorhídrico para disolver dolomías y calizas en función de la concentración (Guía para el diseño de estimulación de pozos, PEMEX, 2004).

En la acidificación matricial de carbonatos también se utiliza ácidos orgánicos, como son el Acético y el Fórmico, estos ácidos son mucho más débiles que el HCl y por lo tanto reaccionarán más lentamente, sin embargo debido a que reaccionan con la mayoría de los minerales en el pozo, permiten una penetración más profunda y mejores propiedades de grabado (disolución) en algunas formaciones. El Ácido Acético reacciona más lentamente que el Fórmico, con 10% de solución de ácido acético se disolverá tanta caliza, como con 6% de solución de HCl, y con un 10% de solución de ácido fórmico se disolverá la misma cantidad de caliza que como un 8% de solución de HCl. La reacción química de estos ácidos con la caliza se muestra en la figura 4.24:

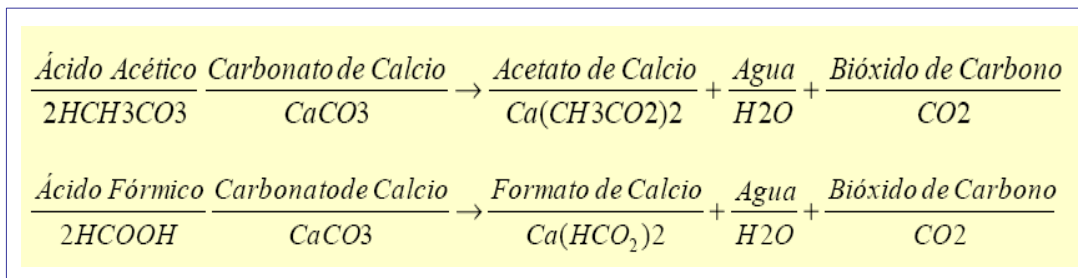


Figura 4.24. Reacción de los ácidos orgánicos con la calcita (Guía para el diseño de estimulación de pozos, PEMEX, 2004).

4.83 Estimulaciones no Reactivas en Carbonatos.

En este tipo de estimulación los fluidos de tratamiento no reaccionan químicamente con los materiales de la roca. Las estimulaciones no reactivas se utilizan para la remoción de daños ocasionados por bloqueos de agua, aceite o emulsión, pérdidas de fluido de control, depósitos orgánicos, daños por tensión interfacial, por mojabilidad e incrustaciones.

La acción de la estimulación no ácida concierne principalmente con la alteración de las fuerzas retentivas de los fluidos en la roca, manifestadas en los fenómenos de superficie como son la tensión interfacial, mojabilidad y capilaridad. Los fenómenos de superficie pueden provocar daños en la permeabilidad absoluta, cambios en la permeabilidad relativa y alteraciones en la viscosidad de los fluidos, y deben ser tratados con sistemas no reactivos.

Los agentes surfactantes son los principales productos químicos que se utilizan en la estimulación matricial no reactiva, debido a su eficiente acción, que permite alterar estos fenómenos de superficie, favoreciendo la remoción del daño.

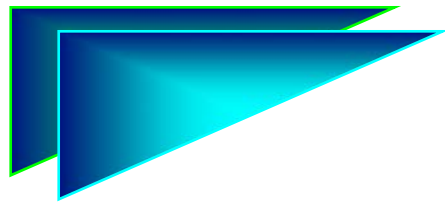
Una formación mojada por aceite reduce la permeabilidad relativa al aceite, en este caso se inyectan solventes mutuos para cambiar la mojabilidad y luego la inyección de un surfactante que deje la roca mojada por agua.

En el caso de las emulsiones, estas generalmente se forman de la mezcla de fluidos base agua y aceite, presentando altas viscosidades que reducen la capacidad de flujo del pozo. Pueden ser estabilizadas por surfactantes, así como por solventes mutuos acompañados de desemulsificantes.

El bloqueo por agua que también reduce la permeabilidad relativa al aceite, causado por el incremento en la saturación de agua, es tratado mediante la reducción de la tensión superficial entre el agua y aceite o gas, con el uso de surfactantes, solventes mutuos y desemulsificantes, en el caso de pozos de gas es recomendable el uso de ácidos alcohólicos.

Los depósitos Orgánicos como parafinas y asfáltenos dañan la permeabilidad absoluta, sus orígenes son numerosos y complejos, su principal mecanismo es el cambio en la temperatura y presión en el pozo y las cercanías, pueden removerse con solventes aromáticos (Xileno y Tolueno) y aditivos (antiasfaltenos, dispersantes de parafinas).

Los depósitos orgánicos e inorgánicos también dañan la Permeabilidad absoluta, estos requiere un tratamiento con un solvente combinado, tal como una dispersión de solvente de hidrocarburo (aromático) en ácido y surfactantes (sistema emulsionado).



V

RESERVAS Y DESARROLLO DE CAMPOS



En la actualidad la industria petrolera es una industria integral y multidisciplinaria que en cada una de sus especialidades y etapas de desarrollo realiza procesos, subprocesos y etapas que exigen sinergia y la participación de diferentes especialidades y tecnologías, cuya finalidad de conjunto es la realización, ejecución, implantación y evaluación de proyectos rentables, como es el caso de los proyectos para desarrollar eficientemente los campos de Ku-Maloob-Zaap. El verdadero problema de desarrollar un campo petrolero no radica en la habilidad para extraer grandes volúmenes de hidrocarburos, ni en obtener el mayor factor de recuperación con la menor inversión en infraestructura, sino más bien, radica en la elaboración de políticas de agotamiento enfocadas a maximizar el valor de las reservas, más que maximizar la recuperación, y esto se logra entre otros aspectos con la implantación de estrategias de explotación exitosas que se centren en las singularidades del yacimiento, distinguiendo la etapa en que se encuentra este mismo, dentro de su periodo o ciclo de vida.

En sencillas palabras, el proceso de vida de un yacimiento (ciclo de vida) es el conjunto de decisiones y operaciones mediante el cual, un yacimiento petrolero se identifica, cuantifica, desarrolla, explota, monitorea y evalúa en todas sus etapas de producción, esto es, desde su descubrimiento, pasando por su explotación hasta su abandono (Figura 5.1).

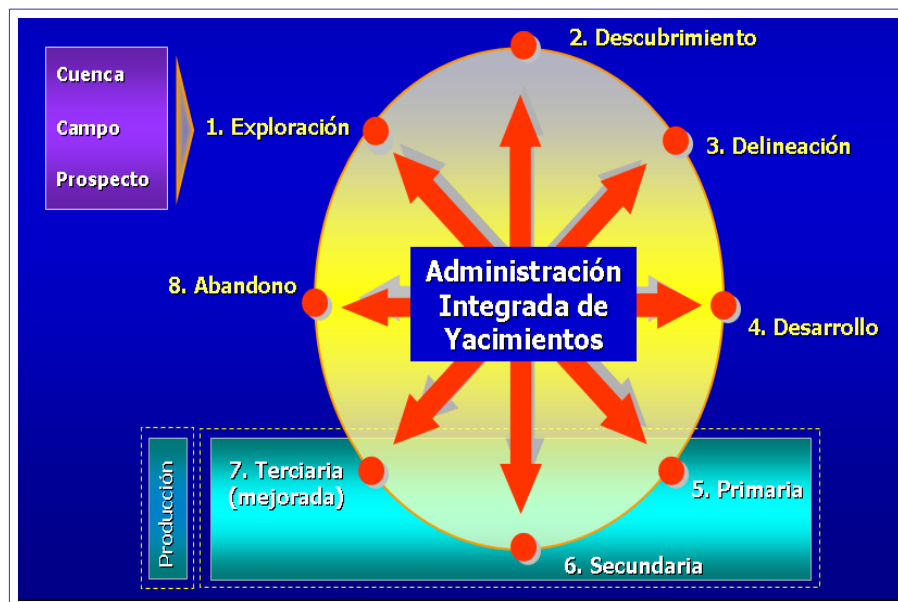


Figura 5.1. Etapas del ciclo de vida de un yacimiento, que se puede aplicar indistintamente a una cuenca, campo o prospecto petrolero (Martínez Romero, 2006).

Por otra parte, las estrategias de explotación representan el conjunto de políticas que garantizaran la máxima creación de valor en la recuperación de las reservas y estarán basadas en la caracterización detallada del yacimiento. Las estrategias de explotación toman en cuenta que cada yacimiento presenta características muy singulares (geometría, desarrollo, propiedades petrofísicas, infraestructura, etc), y como tal responde a políticas de explotación particulares e individuales; también consideran que no existen procedimientos ni normas específicas para elaborar un plan de explotación sino metodologías, experiencias y casos documentados, por lo que el diseñar un plan de explotación es siempre un acto creativo, innovador y único.

En el caso de los yacimientos o campos recién descubiertos, la estrategia estará orientada a definir el mejor esquema para desarrollarlo (espaciamento 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 (campos maduros), las estrategias consideraran la factibilidad de la

implantación de los métodos de recuperación secundaria. En todos los casos las estrategias deberán estar orientadas a lograr maximizar el valor integral del activo, considerando aspectos financieros, ambientales y del entorno.

En el proceso de la definición de la mejor estrategia de explotación de un activo, campo o yacimiento, se evalúan múltiples iniciativas con objeto de lograr un plan de desarrollo viable tanto en el aspecto técnico como económico. Las distintas iniciativas de explotación abarcan el estudio de escenarios de recuperación primaria, secundaria y/o mejorada, así como la definición de la infraestructura requerida, el número de pozos requeridos, sus diferentes tipos (verticales, horizontales, multilaterales, altamente desviados), esquemas de manejo de fluidos (flujo multifásico), definición de métodos de producción (bombeo neumático, bombeo hidráulico, bombeo mecánico), etc. Con ello se pretende definir la producción de aceite, agua y gas con bajo grado de incertidumbre, maximizar el factor de recuperación y optimizar el nivel de inversiones y gastos, así como cuantificar la incertidumbre de los esquemas de explotación en el futuro.

Bajo este contexto, en su plan de negocios 2002-210 Pemex Exploración y Producción (PEP), estableció una estrategia de explotación para el complejo Ku-Maloob-Zaap, enfocada principalmente al mantenimiento de la presión de los yacimientos, mediante la inyección de Nitrogeno en el Campo Ku, al desarrollo de los campos Ku, Maloob y Zaap con la perforación de pozos y a la construcción de la infraestructura necesaria para el manejo en superficie del incremento de la producción. Con lo cual pretende disminuir la declinación de la producción de crudo pesado en la Región Marina Noreste, aumentando la producción en Ku-Maloob-Zaap de 527, 200 barriles por día a su máxima producción que se estima arriba de los 800,000 bpd en los próximos 3 años. Sin duda, el reto es titánico y hasta cierto punto incierto, no obstante en los últimos 5 años el desarrollo incipiente del área trajo consigo un incremento muy elogiado en la producción de KMZ, consecuencia de lo cual en este año se registraron producciones superiores a los 600,000 barriles de aceite por día.

5.1 CONCEPTOS BÁSICAS SOBRE RESERVAS.

Los siguientes conceptos son utilizados en la industria petrolera y particularmente por Pemex Exploración y Producción, los cuales se basan en lineamientos establecidos por organizaciones internacionales. Con referencia a las reservas probadas, las definiciones usadas corresponden a las establecidas por la Securities and Exchange Commission (SEC), organismo que regula los mercados de valores y financieros de Estados Unidos de Norteamérica; y para las reservas probables y posibles se utilizan las definiciones emitidas por la Society of Petroleum Engineers (SPE), la American Association of Petroleum Geologists (AAPG) y el World Petroleum Council (WPC).

5.1.1 Recursos Petroleros.

Son todos los volúmenes de hidrocarburos que en un principio se estiman en el subsuelo referido a condiciones de superficie, pero empleando consideraciones de explotación petrolera se le llama "recurso" solo a la parte recuperable de estas cantidades. Dentro de los recursos, a las cantidades estimadas en un principio se les denomina volumen original de hidrocarburos total, el cual puede estar descubierto o no descubierto; mientras que a las porciones recuperables se les denomina recursos prospectivos, recursos contingentes o reservas. La clasificación de los recursos petroleros se muestra en la figura 5.2, en la que se puede observar que existen estimaciones bajas, centrales y altas para los recursos petroleros y también para las Reservas, denominándose probada, probada más probable, y probada más probable más posible. El rango de incertidumbre representa el conocimiento que se tiene de los recursos y Reservas que es imperfecto, por lo que se generan diferentes estimaciones que obedecen a diferentes expectativas.

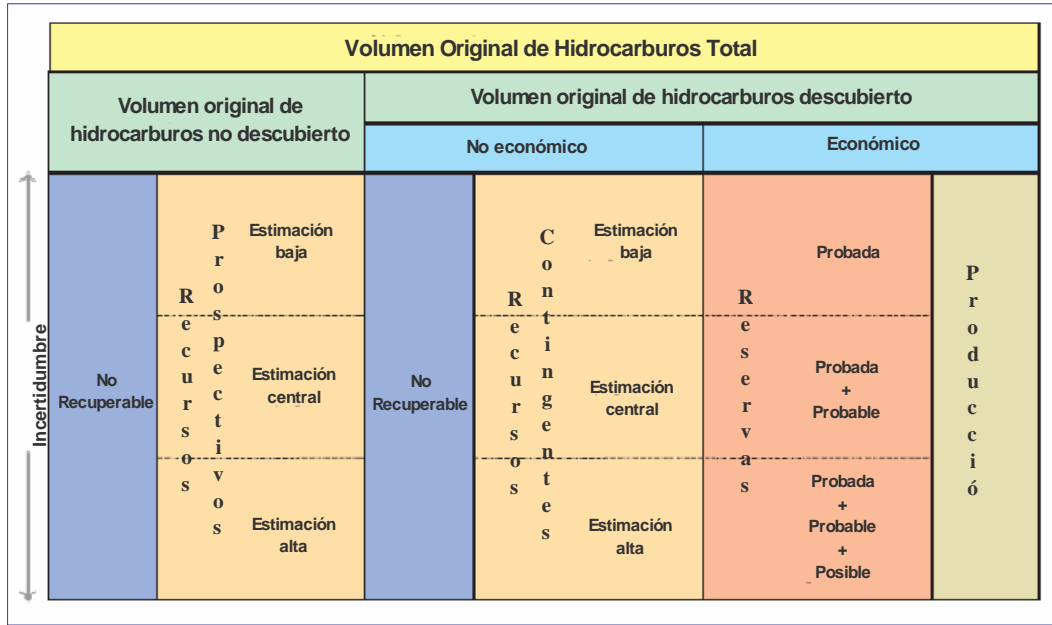


Figura 5.2. Clasificación de los Recursos Petroleros (PEMEX 2006)

5.1.2 Recursos Prospectivos.

Es el volumen de hidrocarburos estimado a una fecha dada, de acumulaciones que todavía no se descubren pero que han sido inferidas, y que se estiman que serán potencialmente recuperables. La cuantificación de los recursos prospectivos está basada en información geológica y geofísica del área en estudio, y en analogías con áreas donde un cierto volumen original de hidrocarburos ha sido descubierto, e incluso en ocasiones hasta producido. Al considerar el nivel de incertidumbre, la magnitud de éstos puede corresponder a una estimación baja, central o alta.

5.1.3 Recursos Contingentes.

Son las cantidades de hidrocarburos que se estiman existen a una fecha dada, las cuales son potencialmente recuperables a partir de las acumulaciones conocidas pero que bajo las condiciones económicas de evaluación a esa fecha, no son consideradas comercialmente explotables. Por ejemplo acumulaciones donde no existe un mercado para comercializar lo producido o donde la recuperación deseada de hidrocarburos depende de tecnología que aun no se ha desarrollado.

5.1.4 Reservas.

Son aquellas cantidades de hidrocarburos que se prevé serán recuperadas comercialmente a partir de acumulaciones conocidas a una fecha dada; el concepto de comercialización para una acumulación varía de acuerdo a las condiciones y circunstancias específicas de cada lugar. En general todas las reservas estimadas envuelven algún grado de incertidumbre y esta depende principalmente de la cantidad y calidad de la información geológica, geofísica, petrofísica y de ingeniería; así como su disponibilidad al tiempo de la estimación e interpretación de esta información. El grado de incertidumbre es usado para situar a las reservas en una de dos principales clasificaciones: reservas probadas o reservas no probadas (Figura 5.3).

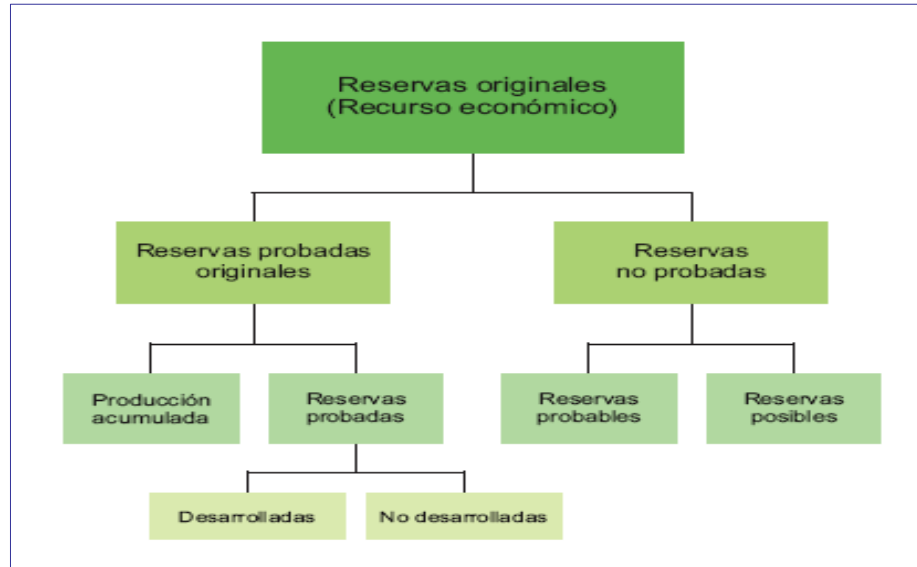


Figura 5.3. Clasificación de las reservas de hidrocarburos originales (PEMEX 2006).

- **Reservas Probadas:** Son las cantidades estimadas de aceite crudo, gas natural y líquidos del gas natural, las cuales, mediante datos geológicos y de ingeniería, manifiestan con certidumbre razonable que serán recuperadas en años futuros de yacimientos conocidos bajo condiciones económicas y de operación existentes a una fecha específica; el valor de certidumbre razonable es constituido por el sustento de datos geológicos y de ingeniería. Es necesario contar con datos disponibles, los cuales justifiquen los parámetros utilizados en la evaluación de reservas tales como gastos iniciales y declinaciones, factores de recuperación, límites de yacimiento, mecanismos de recuperación y estimaciones volumétricas, relaciones gas-aceite o rendimientos de líquidos. Por otra parte, las condiciones económicas y operativas más importantes, son: los precios, costos de operación, métodos de producción, técnicas de producción, transporte y arreglos de comercialización. En general las reservas son consideradas probadas si la productividad comercial del yacimiento está sustentada por datos de producción reales o por pruebas de producción concluyentes. Bajo este contexto el término probado se refiere a las cantidades de hidrocarburos recuperables y no a la productividad del pozo o del yacimiento; en casos aislados, las reservas probadas pueden asignarse de acuerdo a registros de pozos y análisis de núcleos, los cuales indiquen que el yacimiento en estudio está impregnado de hidrocarburos, y es análogo a yacimientos productores en la misma área o con aquellos que han demostrado producción comercial en otras áreas. Sin embargo, un requerimiento importante para clasificar las reservas como probadas, es asegurar que las instalaciones para su explotación y comercialización existan, o que se tenga la certeza de que serán instaladas. Es importante mencionar, que las reservas que serán producidas por la aplicación de métodos de recuperación secundaria y/o mejorada se incluyen en la categoría de probadas cuando se tiene un resultado exitoso o a partir de una prueba piloto representativa, o cuando exista respuesta favorable de un proceso de recuperación funcionando en el mismo yacimiento o en un análogo en cuanto a edad, propiedades de roca y fluidos, cuando tales métodos hayan sido efectivamente probados en el área y en la misma formación geológica, proporcionando evidencia documental al estudio de viabilidad técnica en el cual se basa el proyecto. Finalmente, podemos decir que las reservas probadas desde el punto de vista financiero, son las que sustentan los proyectos de inversión y por tal motivo es importante adoptar definiciones emitidas por organizaciones internacionales como es el caso de la SEC (Securities and Exchange Comisión) y ser lo más preciso y ético posible al momento de su cuantificación. Las reservas probadas a su vez se subdividen en desarrolladas y no desarrolladas.

- ✓ **Reservas Desarrolladas:** Son aquellas cantidades de hidrocarburos que se esperan sean recuperadas de pozos existentes, incluyendo las reservas detrás de la tubería de revestimiento, que pueden ser extraídas con la infraestructura actual mediante actividades adicionales con costos moderados de inversión. Cuando se tienen procesos de recuperación secundaria y/o mejorada, se consideraran reservas desarrolladas únicamente cuando la infraestructura requerida para el proceso este instalada o los costos requeridos para la instalación sean considerablemente bajos y hayan sido previstos en la planeación del proyecto correspondiente.
- ✓ **Reservas no Desarrolladas:** Son reservas que se esperan serán recuperadas a través de pozos nuevos en áreas no perforadas, o donde se necesita una inversión relativamente grande para terminar los pozos existentes y/o construir las instalaciones para iniciar la producción y transporte. Esta definición es aplicada tanto en procesos de recuperación primaria como de recuperación secundaria y mejorada. Una demora excesivamente larga en el programa de desarrollo, puede originar dudas a cerca de la explotación de tales reservas y excluir tales volúmenes de la categoría de reservas probadas, es decir, el interés por producir tales volúmenes de reservas es un requisito para llamarlas reservas probadas no desarrolladas.
- **Reservas no Probadas:** Son volúmenes de hidrocarburos evaluados a condiciones atmosféricas, al extrapolar características y parámetros del yacimiento más allá de los límites de certidumbre razonable, o de asumir pronósticos de aceite y gas con escenarios tanto técnicos como económicos que no son los que prevalecen al momento de la evaluación. Las reservas no probadas se subdividen en reservas probables y reservas posibles.
- ✓ **Reservas Probables:** Son las reservas no probadas en donde el análisis de la información geológica y de ingeniería del yacimiento sugiere que son más factibles de ser comercialmente recuperables, que lo contrario. Si se emplean métodos probabilistas para su evaluación, es necesario que exista una probabilidad de al menos 50 % de que las cantidades a recuperar sean iguales o mayores que la suma de las reservas probadas más probables. Las reservas probables incluyen a aquellas reservas más allá del volumen probado, donde el conocimiento del horizonte productor es insuficiente para clasificar tales reserva como probadas; también se incluye a las reservas en formaciones que parecen ser productoras, inferidas a través de registros geofísicos, pero que carecen de datos de núcleos o de pruebas definitivas, y que no son análogas a formaciones probadas en otros yacimientos. Finalmente en cuanto a los procesos de recuperación secundaria y/o mejorada, las reservas que se les pueden atribuir son por ejemplo, cuando un proyecto o prueba piloto ha sido planeado pero aún no ha sido implementado, y cuando las características del yacimiento parecen favorables para una aplicación comercial.
- ✓ **Reservas Posibles:** Son aquellos volúmenes de hidrocarburos cuya información geológica y de ingeniería sugiere que es menos segura su recuperación que las reservas probables. De acuerdo con esto, cuando se emplean métodos probabilistas, la suma de las reservas probadas, probables más posibles tendrá al menos una probabilidad de 10 % de que las cantidades realmente recuperadas sean iguales o mayores; por ejemplo, las reservas basadas en interpretaciones geológicas y que pueden existir en áreas adyacentes a las áreas clasificadas como probables dentro del mismo yacimiento, o las reservas ubicadas en formaciones que parecen estar impregnadas de hidrocarburos con base en el análisis de núcleos y registros de pozos, pero que pueden no ser comercialmente productivas, reservas adicionales por perforación intermedia que está sujeta a incertidumbre técnica, etc.

5.1.5 Petróleo Crudo Equivalente.

El petróleo crudo equivalente es una forma utilizada a nivel internacional para representar el inventario total de hidrocarburos. Su valor es consecuencia de la suma de los volúmenes de aceite crudo, de condensados, de los líquidos en planta, y del gas seco equivalente a líquido, el cual corresponde a un cierto volumen de aceite crudo en términos de poder calorífico. El gas seco que considera PEMEX para calcular el factor de conversión de petróleo crudo equivalente a gas seco y viceversa, es una mezcla promedio del gas seco producido en los complejos procesadores de gas Cactus, Ciudad PEMEX y Nuevo PEMEX; en tanto el aceite crudo considerado equivalente a este gas es el tipo Maya. La figura 5.4 muestra los elementos para el cálculo del petróleo crudo equivalente.

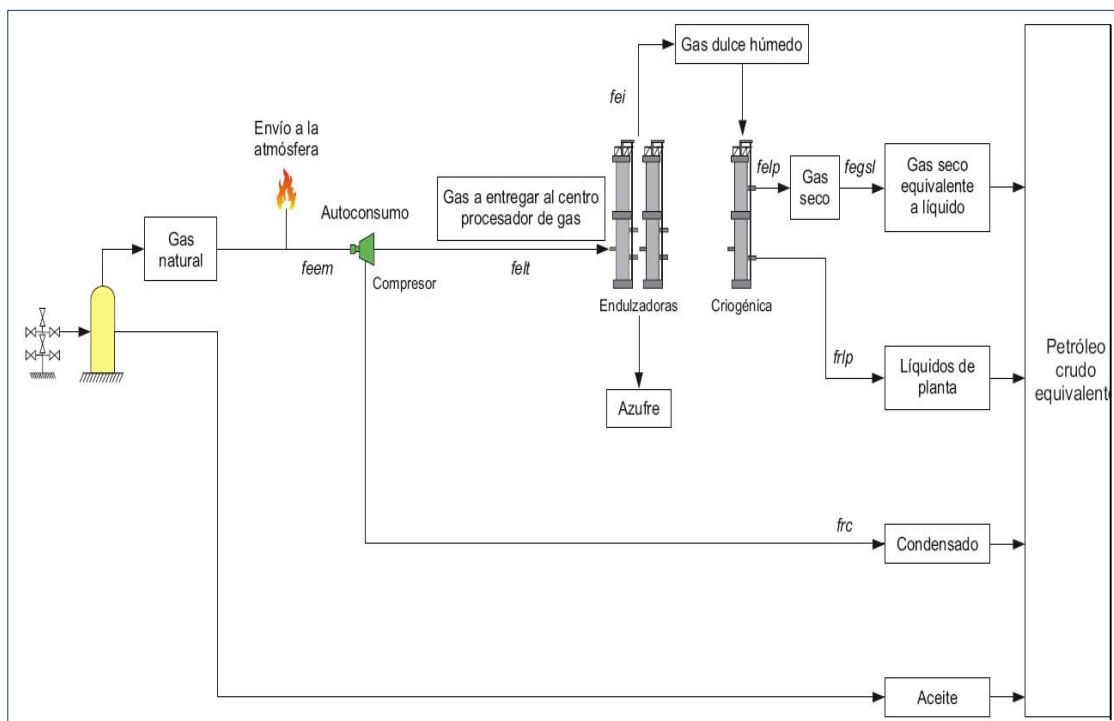


Figura 5.4 Elementos que intervienen para el cálculo del petróleo crudo equivalente (PEMEX 2006).

En principio, el aceite crudo no sufre ninguna conversión de volumen para calcular el petróleo crudo equivalente, a diferencia del gas natural que sufre varios cambios en volumen al ser producido. Del trayecto del separador al compresor disminuye su volumen a consecuencia del autoconsumo y el envío de gas a la atmósfera (quemador de gas), dicha reducción se refiere como encogimiento del fluido, y se denomina eficiencia en el manejo o feem (Figura 5.4). El gas que continúa su trayecto tiene otra alteración en su volumen al pasar por estaciones de recompresión, en donde los condensados son extraídos del gas; a esta alteración en el volumen a consecuencia del transporte se le denomina felt (Figura 5.4); dicho condensado es contabilizado directamente como petróleo crudo equivalente. El gas continúa su proceso dentro de las plantas petroquímicas en donde se le aplican diversos tratamientos para eliminar los componentes que no son hidrocarburos y extraer licuables o líquidos de planta. Este proceso ocasiona una nueva reducción en volumen del gas por encogimiento por impurezas (fei), y por encogimiento de licuables en planta (felp). Los líquidos de planta son contabilizados como petróleo crudo equivalente, en tanto el gas seco obtenido a la salida de las plantas se convierte finalmente a petróleo crudo equivalente (Figura 5.3), con la equivalencia de 5.201 millares de pies cúbicos de gas seco por barril de petróleo crudo equivalente. Este número se obtiene de considerar 5.591 millones de BTU por barril de aceite crudo y 1,075 BTU por pie cúbico de gas seco dulce, el factor es 192.27 barriles por millón de pies cúbicos.

5.2 RESERVAS Y PRODUCCIÓN DE LA REGIÓN MARINA NORESTE (RMN).

Las reservas remanentes totales de México (3P), que corresponden a la suma de las reservas probadas, probables y posibles, al 1 de enero de 2008, ascienden a 44,482.7 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, distribuidas de la siguiente forma: las reservas probadas participan con 33.1 % (14,724 mmbpce), las probables con 34.0 % (15,124 mmbpce), y las posibles con 32.9 % (14,635 mmbpce) (Figura 5.5).

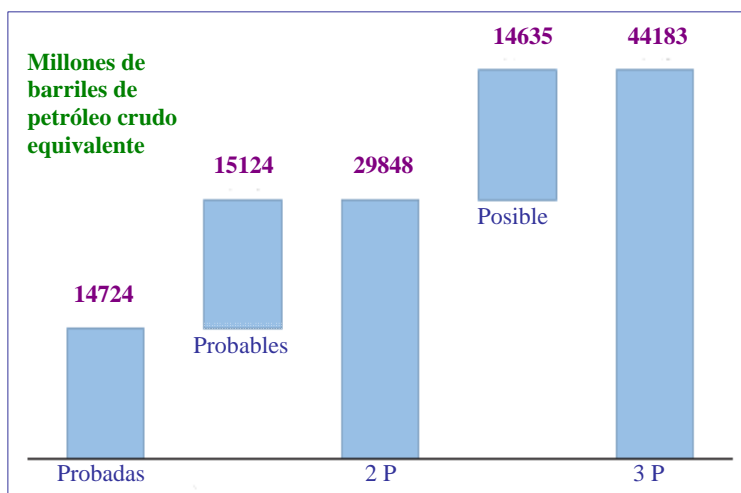


Figura 5.5. Integración por categoría de las reservas remanentes de petróleo crudo equivalente del país (PEP 2008).

De este cuantioso valor, la Región Marina Noreste contribuye con el 30 %, sólo superada por la Región Norte que apoya con el 45.3 %, en menor medida la Región Sur contribuye con el 14 % y la Región Marina Suroeste con el 10.7 %. Ese 30 % de las reservas remanentes totales del país (3P) que tiene la RMN, representan 11,936.8 millones de barriles de aceite y 5,382.7 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, de cuyo total las reservas 2P (Probadas + Probables), suman 9,137.8 millones de barriles de aceite y 4,420.3 miles de millones de pies cúbicos de gas natural (Figura 5.6a y 5.6b).

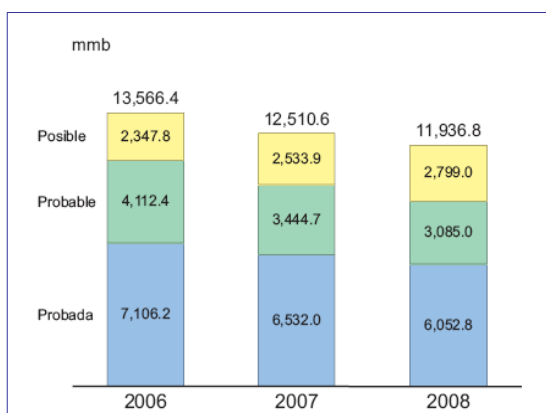


Figura 5.6a. Evolución histórica de las Reservas Remanentes de aceite crudo de la Región Marina Noreste en los últimos 3 años (PEP 2008).

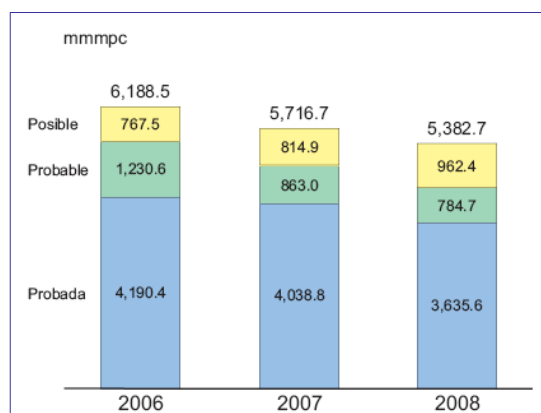


Figura 5.6b. Evolución histórica de las Reservas Remanentes de gas natural de la Región Marina Noreste en los últimos 3 años (PEP 2008).

En la Región Marina Noreste, al 1 de enero de 2008, se ha cuantificado un volumen de aceite de 6,052.8 millones de barriles, que equivale al 57.6 % de la reserva probada de aceite del país. La reserva probada de gas natural, asciende a 3,635.6 miles de millones de pies cúbicos de gas y representa 20.1 por ciento de las reservas del país (Figura 5.5b). De estos valores, la reserva probada desarrollada alcanza 4,773.3 millones de barriles de aceite y 2,245.3 miles de millones de pies cúbicos de gas natural; cuyos valores representan 78.9 y 61.8 por ciento de la reserva probada total de la región, respectivamente. Por su parte las reservas probadas no desarrolladas complementan el volumen con 1,279.5 millones de barriles de aceite y 1,390.2 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, que corresponden a 21.1 y 38.2 por ciento del total regional de la reserva probada.

Por otro lado la reserva probable de aceite, al 1 de enero de 2008, se sitúa en 3,085.0 millones de barriles de aceite que equivale al 28.5% del total nacional, mientras que la reserva probable de gas a la misma fecha corresponde a 784.7 miles de millones de pies cúbicos, que equivale al 3.8% del total del país (Figura 5.6a y 5.6b).

Finalmente la reserva posible de aceite al 1 de enero de 2008, se estima en 2,799.0 millones de barriles de aceite y corresponde a 28.3 por ciento del total nacional. Con lo que respecta a la reserva posible de gas natural, a la misma fecha, se tienen 962.4 miles de millones de pies cúbicos de gas, que equivalen al 4.2 por ciento del total del país (Figura 5.6a y 5.6b).

En cuanto a la composición de las reservas por calidad, el crudo pesado es el de mayor contribución para cualquiera de sus categorías (Figura 5.7); en las reservas probadas, la participación de crudo pesado es de 99.4%; el 100% de participación en las reservas probables y 98.9% de las reservas posibles. De esta manera en las reservas 3P, el crudo pesado aporta el 99.5% del total, siendo el Activo Ku-Maloob-Zaap el que posee el 100% de sus reservas totales de aceite pesado, mientras que en el Activo Cantarell predomina de igual manera el crudo pesado, participando con el 99.0%. En lo que respecta al gas natural, el 99.6 por ciento es gas asociado y 0.4 por ciento es gas no asociado para las reservas 2P.

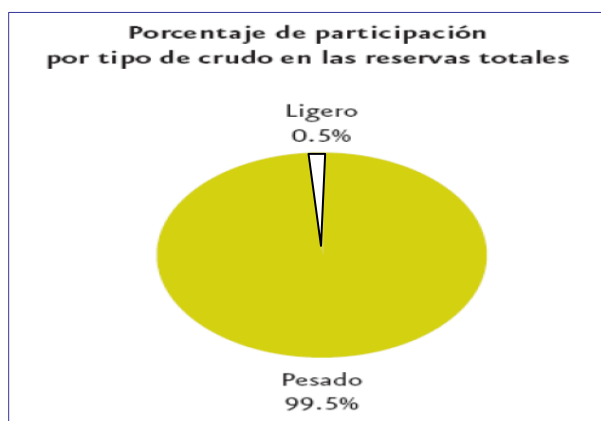


Figura 5.7. Calidad de las Reservas Totales en la Región Marina Noreste (SENER ,2007).

La producción acumulada anual de la Región Marina Noreste durante el año 2007, fue de 738.7 millones de barriles de aceite y 422.4 miles de millones de pies cúbicos de gas natural; lo que representa el 65.7 y 19.1 % de la producción nacional, respectivamente. Durante el 2007, se registró una producción promedio diaria de 2.0 millones de barriles de aceite y 1,157.2 millones de pies cúbicos de gas natural para esta región petrolera del país, siendo el campo Akal del complejo Cantarell el más importante, contribuyendo con una producción promedio diaria de 1.4 millones de barriles de aceite y 876.7 millones de pies cúbicos de gas natural. Bajo este contexto la Región Marina Noreste continuará siendo, al igual que en los últimos años, la fuente principal de derrama de aceite crudo al total nacional.

5.3 RESERVAS Y PRODUCCIÓN DEL COMPLEJO KU-MALOOB-ZAAP.

5.3.1 Volumen Original de Aceite y Gas Probado.

El volumen original de hidrocarburos se define como la cantidad que se estima existe inicialmente en un yacimiento; este volumen se encuentra en equilibrio, a la temperatura y presión prevaleciente en el yacimiento, expresándose a esas condiciones y también a condiciones de superficie. El volumen original probado de aceite de la Región Marina Noreste reportado al 1 de enero de 2008, asciende a 54, 029.8 millones de barriles, el cual representa el 36.3 % del volumen nacional en dicha categoría. El activo integral KMZ contiene 15,781.3 millones de barriles de aceite que corresponde a 29.2 % del volumen regional, la otra parte la integra el activo integral Cantarell, quien tiene la mayor parte del volumen con 38,248.5 millones de barriles de aceite es decir, 70.8 % del total de la región.

Con respecto a los volúmenes originales de gas natural probados, la Región Marina Noreste tienen 24,321.0 miles de millones de pies cúbicos, que constituyen 13.7 % del total nacional. El activo integral Ku-Maloob-Zaap aporta 6,356.7 miles de millones de pies cúbicos, es decir el 26.1 % del total de la región, la mayor contribución nuevamente corresponde con el Activo Integral Cantarell que contiene el 73.9 % del volumen regional, es decir, 17,964.3 miles de millones de pies cúbicos.

5.3.2 Volumen Original de Aceite y Gas Probable.

En la Región Marina Noreste se considera que existen 1,851.8 millones de barriles de aceite crudo, que representan 3.4 % del total nacional. El mayor volumen original probable de aceite corresponde al Activo Integral KMZ con 2,587.3 millones de barriles equivalentes con lo cual tiene el 90.7 % de la región, el resto 264.4 millones de barriles que representan el 9.3 %, le corresponde al Complejo Cantarell.

En lo que respecta al volumen original probable de gas natural, este asciende a 684.0 miles de millones de pies cúbicos, que representa una participación destacada del total nacional y se reparte de la siguiente forma: el 96.3 % lo tiene el Activo Integral Ku-Maloob-Zaap, es decir, aproximadamente 658 miles de millones de pies cúbicos, el otro 3.7% restante se lo adjudica el Activo Integral Cantarell.

5.3.3 Volumen Original de Aceite y Gas Posible.

El volumen original posible tuvo una ligera reducción con respecto a 2007 por revisión y desarrollo, este se ubicó en 8,038.7 millones de barriles que equivalen a 13.1 % del volumen del país. El Activo Integral Ku-Maloob-Zaap concentra 7,497.6 millones de barriles en sus campos y el Activo Integral Cantarell contiene 541.1 millones de barriles.

En relación al volumen posible de gas natural, este alcanzó 1,405.3 miles de millones de pies cúbicos de gas al 1 de enero de 2008, donde el Activo Integral Ku-Maloob-Zaap contiene 85.1 % del volumen, es decir 1,195.9 miles de millones de pies cúbicos de gas, mientras que Cantarell contribuye con el complemento de 14.9 %.

5.3.4 Reservas de Aceite y Gas Probadas.

Al 1 de enero de 2008, el activo integral KMZ concentra el 40.5 % de los 6,052.8 millones de barriles de aceite que tiene la RMN, es decir un volumen de 2,451.4 millones de barriles de aceite para las reservas probadas;

la participación a nivel nacional de KMZ en cuanto a esta clasificación, es del 23.32 %. A nivel de campo, la mayor proporción de reserva probada de aceite en la región se encuentra localizada en los campos Akal y Maloob, con 60.0 y 13.8 por ciento respectivamente, que de acuerdo a las proporciones antes mencionadas la reserva probada de aceite para el campo Maloob es de 835.3 millones de barriles de aceite.

En relación a las reservas probadas de gas natural, que en la RMN ascienden a 3,635.6 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, los campos del Complejo KMZ tienen el 36.5 %, es decir 1,327 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, que representa el 7.3 % del total de la nación. La mayor cantidad de reservas probadas de gas natural se tienen en los campos Akal y Ku que en conjunto representan el 78.9 % de la región.

Cabe señalar que la reserva probada de aceite en la región al 1 de enero de 2008, tuvo una variación positiva de 259.4 millones de barriles con respecto al periodo anterior (01/01/2007). Este incremento se origina principalmente por la reclasificación de reservas probables a probadas ocasionadas por la perforación de pozos de desarrollo en los campos Ek, Maloob y Zaap, y el inicio del mantenimiento de presión por inyección de nitrógeno en el campo Ku. Por lo que respecta a la reserva remanente probada de gas natural, ésta registro también un incremento neto de 19.2 miles de millones de pies cúbicos con respecto al año anterior. La variación se debe a la reclasificación de reservas probables a probadas por la perforación de desarrollo en los campos Maloob y Zaap y al inicio del mantenimiento de presión por inyección de nitrógeno en el campo Ku.

5.3.5 Reservas de Aceite y Gas Probables.

Las reservas probables de aceite al 1 de enero de 2008 en KMZ, ascienden a 2,002.2 millones de barriles de aceite, que corresponden al 64.9 % de los 3,085.0 millones de barriles de aceite que tiene la región. La participación a nivel nacional del activo integral KMZ es destacada, ya que corresponde con el 18.5 % del total de reservas probables de aceite del país. Se tienen decrementos por 522.5 millones de barriles de aceite en los campos Ku, Zaap y Akal, ocasionados por la reclasificación de sus reservas. No obstante estos decrementos fueron compensados por incrementos de 165.0 millones de aceite en los campos Ayatsil, Maloob, Balam y Ek, por la reinterpretación de sus modelos geológicos y delimitación, como el caso del pozo Maloob-DL3 que encontró el contacto agua-aceite más profundo (150 m) del considerado anteriormente.

Por otra parte, hasta el 1 de enero de 2008, el complejo KMZ tiene el 61.7 % de las reservas probables de gas natural de la región (784.7 mmmp), es decir 484.3 miles de millones de pies cúbicos de gas, con lo cual a nivel nacional contribuye con el 2.3 % del total de esta clasificación. Las reservas probables de gas natural tienen un decremento de 78.3 miles de millones de pies cúbicos en relación al año anterior (01/01/2007), principalmente como se ha venido mencionando, por la reclasificación de las reservas de los Campos Ayatsil, Maloob, Balam y Ek,

5.3.6 Reservas de Aceite y Gas Posibles.

Las reservas posibles de aceite al 1 de enero de 2008, se estiman en 1,209.2 millones de barriles de aceite para KMZ, es decir el 45.2 % de las reservas de aceite posibles de la RMN y el 12.22 % de las reservas posibles de aceite a nivel nacional. Al cierre de 2007, se tiene un balance positivo con 299.2 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, en cuanto a las reservas posibles de la RMN, que se origina en gran parte por la actualización del modelo estático del campo Ayatsil, y por la delimitación del campo Maloob.

En lo que respecta a las reservas posibles de gas natural al 1 de enero de 2008, el activo KMZ tiene 325.6 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, representando el 33.8 de la región en esta clasificación y aporta a la reserva posible de gas natural del país con el 1.4 %.

5.3.7 Reservas de Aceite y Gas 3P.

Finalmente las reservas de aceite 3P del complejo KMZ al 1 de enero de 2008, se cuantifican en 5662.8 millones de barriles de aceite, por su parte las reserva 3P de gas natural se estiman en 2,137.8 mmpmc.

5.3.8 Reservas de Petróleo Crudo Equivalente.

- **Reserva Probada:** Al 1 de enero de 2008 la reserva de petróleo crudo equivalente en la RMN es de 7,024.6 millones de barriles, de los cuales KMZ tienen el 40 %, es decir 2,806.4 mmbpce (Figura 5.8), cifra que representa el 19 % del volumen total del país, en cuanto a reservas probadas de petróleo crudo equivalente.

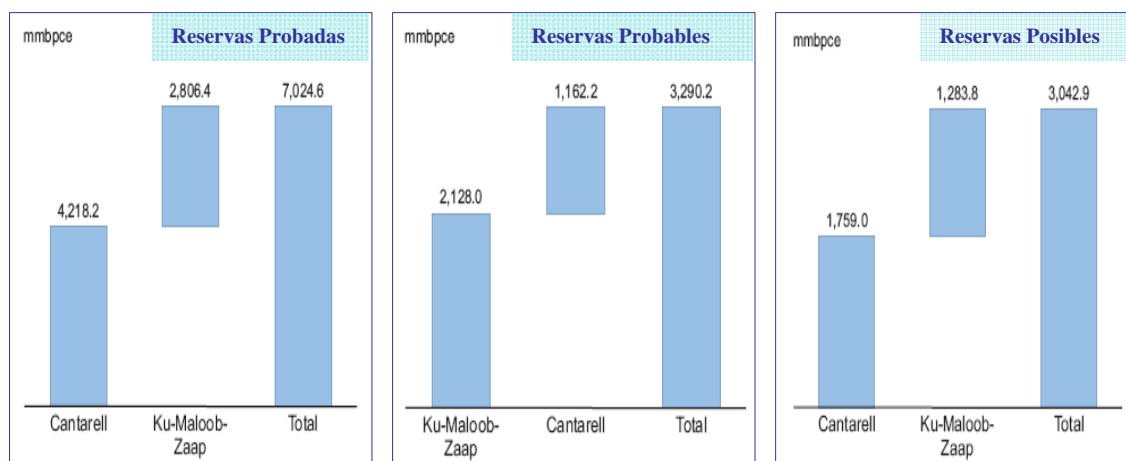


Figura 5.8. Reservas de petróleo crudo equivalente de la RNM por activo integral de producción, al 1 de enero de 2008 (PEP 2008).

- **Reserva Probable:** La reserva probable al 1 de enero de 2008 de la RMN asciende a 3,290.2 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, representando 21.7 % del país; de este valor el complejo KMZ tiene 2,128 mmbpce, es decir el 64% de la región y el 13.8 % del país.
- **Reserva Posible:** En referencia a la reserva posible de petróleo crudo equivalente en la RMN, se tienen 3,042.9 millones de barriles al 1 de enero de 2008, los cuales equivalen al 20.8 por ciento del total nacional, de este valor el complejo KMZ tiene 1,283.8 mmbpce, es decir 42.2 % del volumen de la región y el 8.7 % del total del país.
- **Reserva 3P:** Finalmente las reservas totales o 3P de la región son de 13,357.7 millones de barriles de petróleo crudo equivalente al 1 de enero de 2008, que corresponde al 30.0 por ciento del total nacional. El complejo KMZ tiene 6,218.2 mmbpce, con lo cual representa el 46.6 % de la región y el 19.9 % del país.

5.3.9 Producción de Aceite y Gas.

La producción de petróleo crudo durante los últimos 6 años del complejo KMZ ha ido gradualmente en aumento (Figura 5.9), la máxima producción hasta nuestros días, ocurre a partir del 2007 donde en promedio se producen por día 527, 200 barriles de aceite, con lo cual el complejo Ku-Maloob-Zaap contribuye con el 17 % de la producción total del país, que a esta misma fecha es de 3, 0813.7 mmbpd. La máxima producción de aceite en el complejo se obtiene del campo Ku con 327 mbpd, le sigue el campo Zaap con 113 mbpd y en menor medida el campo Maloob, el cual produce 73 mbpd (Figura 5.9).

Producción de petróleo crudo											Variación 2007/2006	
miles de barriles diarios	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	(%)
Total	3 022	3 070	2 906	3 012	3 127	3 177	3 371	3 383	3 333	3 256	3 082	-5.3
Región Marina Noreste	1 540	1 642	1 554	1 763	1 986	2 152	2 416	2 441	2 357	2 205	2 024	-8.2
Cantarell												
Akai-Nohoch ³	1 181	1 284	1 211	1 420	1 673	1 851	2 054	2 079	1 973	1 734	1 422	-18.0
Chac	27	29	17	18	22	17	20	17	12	12	13	3.5
Ixtoc	8	7	9	12	11	11	11	11	13	14	12	-14.9
Sihil	-	-	-	-	-	1	9	6	19	16	12	-25.7
Kutz	-	-	-	-	5	9	13	12	12	12	11	-2.2
Ku	234	193	206	205	176	185	197	191	203	269	327	21.7
Zaap	13	34	27	30	26	21	41	57	69	71	113	58.3
Maloob	49	57	49	50	45	35	50	53	47	54	73	36.3
Otros	29	37	36	28	29	21	21	15	9	23	40	78.0

Región Marina Noreste	1 540.2	1 641.5	1 554.3	1 763.2	1 985.8	2 151.6	2 416.3	2 440.8	2 357.0	2 204.7	2 023.7	- 8.2
Cantarell	1 236.7	1 348.6	1 265.6	1 471.1	1 731.0	1 902.3	2 122.8	2 136.4	2 035.3	1 800.9	1 496.5	-18.9
Ku-Maloob-Zaap	303.5	293.0	288.7	292.1	254.8	249.3	293.6	304.4	321.7	403.8	527.2	30.6

Figura 5.9. Producción de petróleo crudo de la RMN por campo y por activo (Anuario estadístico 2008, PEMEX)

La producción de gas natural en el complejo Ku-Maloob-Zaap, se obtiene como gas asociado al aceite, no obstante produce volúmenes de gas significativos. Desde el 2007 KMZ tiene una producción promedio diaria de 212 millones de pies cúbicos de gas natural, lo que corresponde solo al 3.5 % de la producción total de PEP (6058.5 mmpcpd). Esta producción de gas se obtiene en su totalidad del campo Ku.

5.3.10 Relación de Reservas-Producción.

Tomando como base la producción en el 2007 de la Región Marina Noreste, que fue de 831.7 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, de los cuales 210.5 millones fueron producidos por el complejo KMZ. Para la reserva probada, la relación de la reserva-producción es de 8.4 años, para la reserva 2 P (reserva probada más reserva probable) la relación reserva producción es de 12.4 años y para la reserva 3P (probada más probable más posible) es de 16.1 años.

A nivel de Activo Integral, el complejo KMZ tiene una relación de reserva-producción, en lo que se refiere a la reserva probada de 13.3 años, para la reserva 2P la relación reserva-producción es de 23.4 años y para el caso de la reserva 3P la relación reserva producción es de 29.5 años.

5.4 SITUACIÓN ACTUAL DEL COMPLEJO Ku-Maloob-Zaap.

5.4.1 Campos del Complejo Ku-Maloob-Zaap.

El complejo KMZ se caracteriza por un grupo de yacimientos productores principalmente de crudos pesados, con densidades que oscilan entre 13 y 22° API, por lo que se pueden catalogar como aceites tipo Maya de acuerdo a la clasificación que PEMEX utiliza para sus crudos de exportación. Se tienen reconocidos 13 campos en el complejo, de los cuales 5 son productores, Ku, Maloob, Zaap, Bacad, Lum y 8 aun no entran en operación debido al desarrollo insipiente del área; estos son Baksha, Numán, Pohp, Ayatsil, Kayab, Nab, Tson y Zazil-Ham. Los campos productores de KMZ son de gran importancia para el país, ya que juegan un papel estratégico contra la declinación de la producción en la RMN; estos campos son Ku, Maloob, Zaap y en menor grado Bacab debido principalmente a su alta producción de agua (40 %).

Los campos Ku, Maloob y Zaap, a nivel Brecha K-T se encuentran comunicados hidráulicamente, debido a la presencia de un acuífero común, esta característica es muy importante, ya que la producción de un campo repercute en los otros dos, es decir se comportan como un solo yacimiento. El mecanismo de desplazamiento en estos yacimientos corresponde a un empuje combinado donde se presentan los cuatro mecanismos de desplazamiento conocidos:

- Empuje por expansión del Sistema Roca-Fluidos, que actúa en menor medida debido a que los campos se encuentran en una etapa de saturación.
- Empuje por expansión del casquete de gas asociado, que es uno de los principales mecanismos junto con el empuje por la acción del acuífero común.
- Empuje hidráulico: debido a la acción de un acuífero común.
- Desplazamiento por segregación gravitacional, este mecanismo se presenta en los campos de KMZ, debido a que los yacimientos a nivel Brecha K-T presentan un alto estructural y a que los valores de permeabilidad horizontal y vertical son muy buenos. Condiciones que favorecen el fenómeno de segregación gravitacional.

5.4.1.1 Campo Ku.

Este campo fue descubierto con el pozo Ha-1A, perforado en 1980, pero no fue sino hasta 1981, que se inició oficialmente su explotación con la puesta en marcha del pozo Ku-89 perforado desde la plataforma Ku-I. La producción de este campo proviene de las siguientes formaciones:

- Dolomías del Jurásico Superior Kimeridgiano (JSK).
- Brecha Terciaria Paleoceno-Cretácico Superior (BTP-KS).
- Cuerpo Calcáreo del Eoceno Medio (CCE).

5.4.1.2 Campo Maloob.

Se descubrió en 1979 con la perforación del pozo Maloob-1, su explotación inició en 1988 con la producción de 6 pozos (409, 415, 425,) en la plataforma Ku-H. Los horizontes productores de este campo son los siguientes:

- Dolomías del Jurásico Superior Kimeridgiano (JSK).
- Brecha Terciaria Paleoceno-Cretácico Superior (BTP-KS).

5.4.1.3 Campo Zaap.

Fue descubierto en 1990 con la perforación del pozo Zaap-1, pero fue hasta noviembre de 1992 que inicio su explotación con la entrada a producción del pozo Zaap- 2051 de la plataforma Ku-M. Este campo produce en las siguientes formaciones:

- Dolomías del Jurásico Superior Kimeridgiano (JSK).
- Brecha Terciaria Paleoceno-Cretácico Superior (BTP-KS).
- Cuerpo Calcáreo del Eoceno Medio (CCE).

5.4.1.4 Campo BACAB.

Produce a través de la plataforma del mismo nombre BACAB-A, en la cual actualmente se aplica el proyecto de deshidratación de pozos para lograr la explotación óptima del campo, debido a la gran cantidad de agua que se extrae durante la producción de los 2 pozos fluyentes con que cuenta la plataforma y tres más en el proyecto de deshidratación con un aporte de 40% de agua a boca de pozo. Produce en las secuencias de la Brecha Terciaria Paleoceno (BTP).

En la figura 5.13 se indican las principales características de los yacimientos de los campos Ku, Maloob, Zaap y Bacab; cabe mencionar que en el horizonte productor brecha K-T, se encuentran los yacimientos mas potentes del área y en una etapa de saturación, por lo que en la cima de su estructura se tiene un casquete de gas asociado.

Características									
Campo	Unidad	KU	KU	KU	MALOOB	ZAAP	ZAAP	ZAAP ***	BACAB
Tipo de yacimiento		ACEITE NEGRO	ACEITE NEGRO	ACEITE NEGRO	ACEITE NEGRO	ACEITE NEGRO	ACEITE NEGRO	ACEITE NEGRO	ACEITE NEGRO
*API		22	16	27.25	13.7	13.7	17.26	25.2	16
Presión estática inicial	[kg/cm ²]	320	248	296	284	220	275	500	339.9
Presión de saturación	[kg/cm ²]	187	131	147	156	156	216	205	90
Presión estática actual	[kg/cm ²]	135	117	250	145	149	238	289	335
Formación productora		BP	EOM	JSK	BP	BP	EOM	JSK	BP
Área del yacimiento	[km ²]	40.89	1.3	8.9	37.08	35.61	7.93	7.85	15.89
Espesor neto	[m]	298.82	37.2	52.25	267.86	289.92	29.6	158.8	53
Porosidad	[%]	7.1	21.1	5	5	8.7	22.3	9.7	7.78
Permeabilidad	[md]	2000-5000	40-400	100	2000-7000	2000-8000	200-350	500-1000	7500
Temperatura	[°C]	119	111	126	113	113	102	130	117

Figura 5.10. Principales características petrofísicas y de los fluidos de los campos de KMZ (Cinco Ley, 2006)

5.4.2 Historia de Producción y Declinación de los Campos.

La historia de producción del complejo indica que su explotación a pasado por varias etapas específicas (Figura 5.11 y 5.12); la primera inicio en marzo de 1981 con la explotación del campo Ku, cuya producción después de 2 años, en octubre de 1983 fue de 200 mil barriles diarios (BPD); la segunda etapa esta caracterizada por haberse mantenido la producción arriba de los 200 mil barriles diarios durante más de doce años, al incorporarse de manera incipiente los campos Maloob y Zaap. La tercera etapa muestra que a partir de 1996 con el desarrollo adicional de los campos, la introducción de sistemas artificiales en Ku y la optimización de la infraestructura permitió elevar la producción de estos tres yacimientos por encima de los 250 mil BPD; la última etapa y en la que se encuentran los campos en la actualidad, comienza en el 2002 con el inicio del proyecto estratégico Ku-Maloob-Zaap, con lo cual a aumentado la producción por encima de los 500 mi BPD en fechas recientes (Figura 5.12).

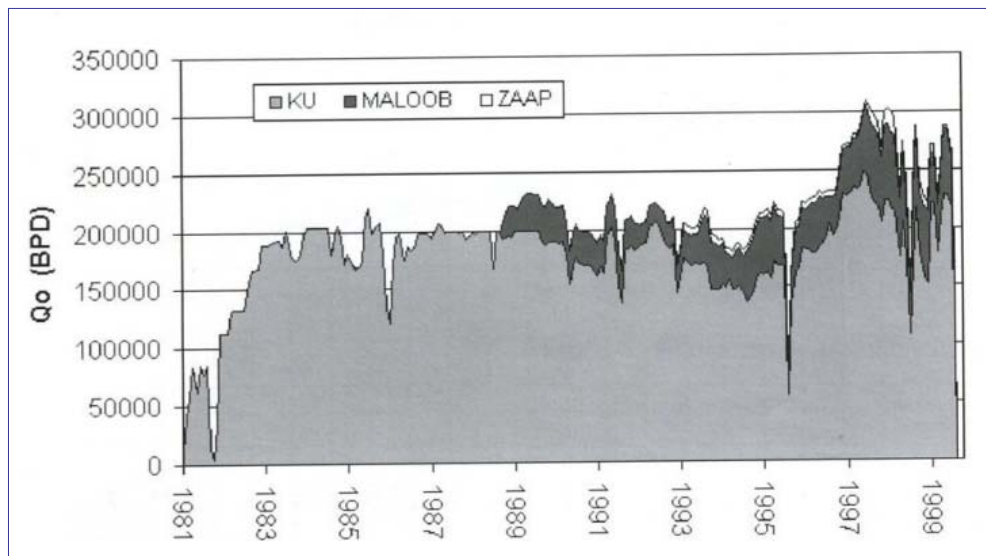


Figura 5.11. Registro de producción de los campos KU, Maloob y Zaap (Publicación del CIPM. 2001).

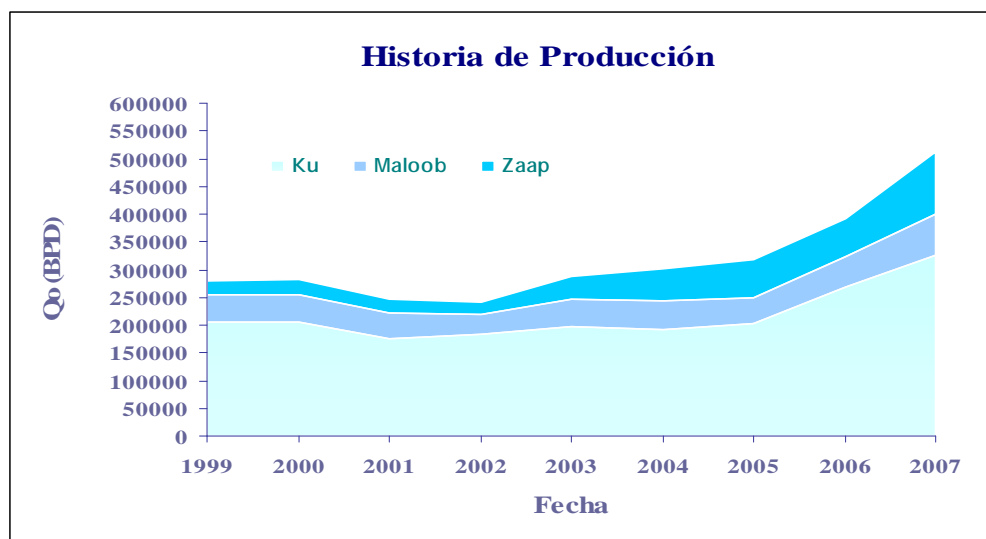


Figura 5.12. Producción promedio anual del Complejo KMZ (Construida con datos del anuario estadístico PEMEX, 2008).

Como se evidencia en la historia de producción del complejo, el campo de mayor desarrollo es Ku y por lo mismo el que tiene mayor abatimiento de presión; desde el inicio de su explotación hasta la fecha, ha tenido una caída de presión de 185 Kg/cm^2 , lo que le a generado en la parte superior del yacimiento, al alcanzar la presión de saturación de sus fluidos ($P_b = 187 \text{ kg/cm}^2$); un casquete secundario de gas que ha contribuido para que a partir de 1993, la declinación de la presión del yacimiento sea menor (Figura 5.13); por lo que en la actualidad el depresionamiento es del orden de 3 kg/cm^2 por año. Conforme se ha avanzado en el desarrollo de los otros campos Maloob y Zaap, ha disminuido igualmente su presión, esto se atribuye en mayor grado a la comunicación que existe entre los tres campos y, por lo tanto, a que la producción de Ku causa la caída de presión en los otros. Esto quiere decir que aún cuando el desarrollo de los campos Maloob y Zaap es embrionario su abatimiento de presión ha sido significativo a tal grado que también se esta formando un casquete de gas en la cima de las estructuras de Maloob y Zaap en recientes fechas.

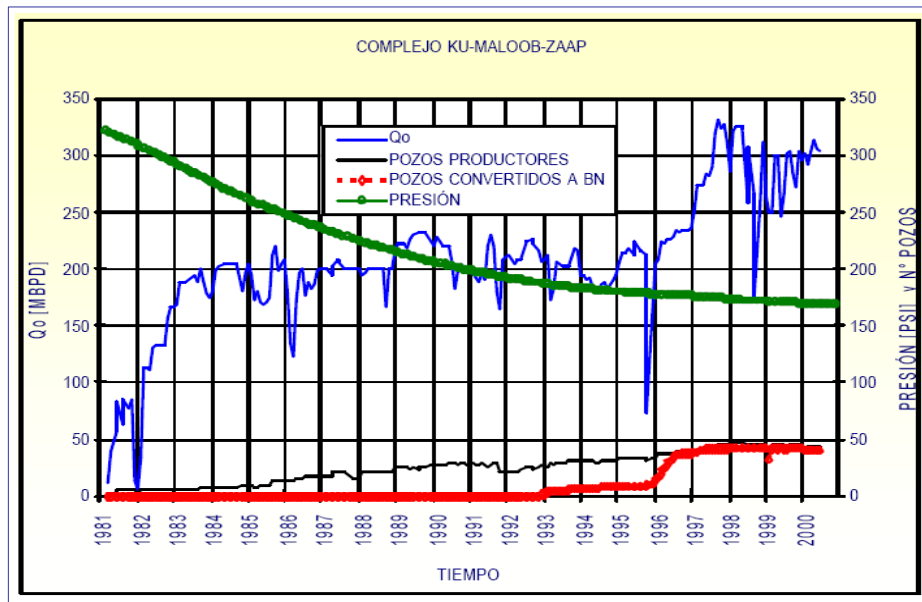


Figura 5.13. Caída de presión en los yacimientos del K-T en el complejo KMZ desde su explotación hasta el 2001(Publicación del CIPM, 2003).

De mantenerse la tendencia en el abatimiento de presión de los yacimientos, se afectará negativamente el volumen de crudo a producir para los próximos años. Un estudio realizado en 1998 y actualizado recientemente, aportó que en la brecha productora de los tres campos, las reservas probables y posibles, están ligadas a un esquema de mantenimiento de presión que permite su óptima recuperación, sin éste, estas reservas no podrían ser explotadas. Esta situación es bastante análoga a la del Complejo Cantarell, con coincidencias en términos de caída de presión, en la edad geológica, el tipo de roca de las formaciones productoras y en la necesidad de mantener la plataforma de producción. Por estas razones, se consideró la conveniencia de utilizar un sistema de mantenimiento de presión, mediante la inyección de nitrógeno en la cima de la estructura a nivel de la Brecha del Paleoceno-Terciario de KMZ el cual inicio en fechas recientes (2007) con un volumen de nitrógeno inyectado de 120 millones de pies cúbicos por día.

5.4.3 Infraestructura del Complejo Ku-Maloob-Zaap.

Desde el año 2003, el complejo Ku-Maloob-Zaap cuenta con el Centro de Proceso Ku-A, que está conformado por una plataforma habitacional, una la Plataforma de Producción Ku-Alfa 1(PP-Ku-A1) y las

Plataforma de Enlace Ku-Alfa 1(PE-Ku-A1), Ku-Alfa 2(PE-Ku-A2); el Centro de Proceso Ku-A tiene la capacidad de manejar 400 mbpd de aceite para exportación y 254 mmpcd de gas en baja presión; adicionalmente cuenta con un equipo de bombeo y compresión que le permite manejar los gastos de producción de aceite y gas del KMZ, así como los gastos de gas provenientes del sistema artificial de producción BN implementado principalmente en el campo Ku. También el complejo Ku-A, cuenta con un equipo de generación eléctrica y complejos de separación que integran separadores de prueba, separadores de 1ª y 2ª etapa, rectificadores de gas etc.

También en el complejo KMZ se tienen varias plataformas periféricas de perforación y satélite, un equipo de separación remota con bombeo y compresión y un módulo habitacional en Ku-H. Asimismo existe una red de distribución de gas para los pozos que producen aceite y gas con el sistema artificial de bombeo neumático, localizados en las plataformas de perforación Ku-A, Ku-F, Ku-G, Ku-H, Ku-I y Ku-M.

La producción total del Activo, es integrada y procesada en el centro de proceso Ku-A, obteniendo una mezcla del orden de 21° API de los aceites producidos en las baterías de separación. El aceite estabilizado es enviado mediante un sistema de bombeo en alta presión al complejo Akal-J por medio de un oleoducto y un ducto multifuncional para su integración a la red de exportación y mezclarse con el aceite del Activo Integral Cantarell que se envía a la Terminal marítima de Dos Bocas Tabasco, hacia Cayo Arcas o al Barco de Almacenamiento Flotante Ta'kuntah (FSO) y posiblemente en los siguientes años al barco señor de los mares para su exportación mientras que el volumen restante se envía a refinación. En cuanto a la producción de gas, es enviada del complejo Ku-A mediante compresores de baja presión al centro de proceso Akal-J, en donde se integra con el gas manejado en las instalaciones de la Región Marina Sureste (Abkatun-D, Abkatun-A y Pool-A (Figura 5.14).

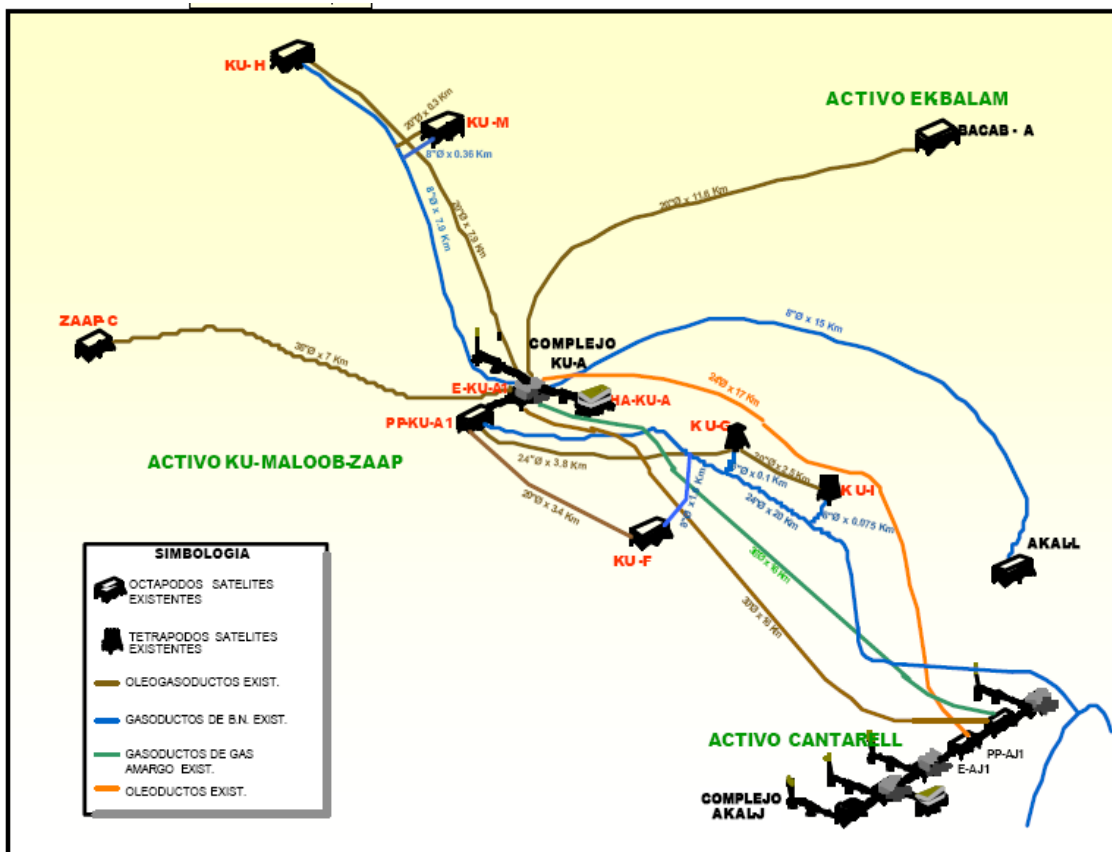


Figura 5.14. Infraestructura del área de KMZ que aun se encuentra en operación (Publicación del CIPM, 2003)

Adicionalmente en diciembre de 2006 se instaló la plataforma KU-S en la Sonda de Campeche, la más grande de México, fue construida con una inversión de 250 millones de dólares y tiene una capacidad de producción de 250 mil barriles diarios. La plataforma KU-S está equipada para separar aceite y gas, tiene la capacidad de inyectar y distribuir 600 millones de ft³ diarios de nitrógeno. Como parte del proyecto KMZ, en el 2007 entra en operación proveniente de los astilleros de Singapur la unidad flotante de producción, almacenamiento y descarga (FPSO) denominada Yuum K'aknáb (señor del mar), un barco capaz de almacenar dos millones 200 mil barriles de aceite de distintas calidades, procesar 200 mil barriles de crudo y 120 millones de ft³ de gas al día, además de descargar y mezclar 600 mil barriles por día. La empresa noruega Bergesen Worldwide Limited vendió a PEMEX el FPSO, un enorme buque-tanque de 365 metros de eslora (largo) por 65 metros de manga (ancho) y un peso muerto de 360 mil 700 toneladas, que asimismo cuenta con una planta a bordo para procesar el crudo (para darse una idea del enorme tamaño de este buque tanque, la Torre Mayor, ubicada en Paseo de la Reforma de la Ciudad de México, tiene una altura de 225 metros sobre el nivel de banqueta, es decir 140 metros menos que el largo del buque). El "Señor del Mar" permitirá a Petróleos Mexicanos realizar diversas actividades relativas al petróleo y gas prácticamente en el mismo lugar en el que son extraídos, sin necesidad de mover los volúmenes de ambos energéticos hacia tierra u otros puntos para su procesamiento, lo que representa un ahorro significativo en infraestructura, tiempo y dinero; adicional a este beneficio el FPSO podría mezclar "in situ" los 200 mil barriles de Ku-Maloob-Zaap con otros 400 mil barriles de aceites más ligeros provenientes de la Región Marina Suroeste, resultando en 600 mb/d de crudo tipo Maya. Ya que como se ha venido mencionando Ku-Maloob-Zaap produce crudo muy pesado que se ubica entre los 13 y 20 grados API. Por su parte, Cantarell y los pozos de la Región Marina Suroeste tienen entre 22 y 32 grados API, por lo que la intención de mezclar ambos tipos es obtener un crudo ubicado entre los 21 y 22 grados API –tipo Maya– que representa el mayor volumen de ventas de México al extranjero.

5.5 PROYECTO DE DESARROLLO PARA KMZ.

Como se menciona en este trabajo, las estrategias de explotación de los campos consideran la etapa en que se encuentren sus yacimientos de acuerdo a su ciclo de vida. Es francamente notorio que los campos de Ku-Maloob Zaap se encuentran en una etapa de desarrollo, no obstante existe un prematuro depresionamiento (Figura 5.15), por lo que es natural suponer que las estrategias de agotamiento de hidrocarburos en KMZ, estarán encaminadas a desarrollar los campos.



Figura 5.15. Principales proyectos de inversión de PEP de acuerdo al ciclo de vida de los yacimientos (PEMEX 2006)

5.5.1 Proyecto Integral Ku-Maloob-Zaap.

Pemex Exploración y Producción en su Plan de Negocios 2002-2010, cataloga el desarrollo del complejo KMZ como un proyecto prioritario (Proyecto Integral KMZ), ya que mediante la ejecución de este y otros proyectos relevantes para la paraestatal, le permitirán por lo menos para los siguientes 8 años mantener la plataforma de producción actual (arriba de 3 millones de barriles de aceite por día) de acuerdo a proyecciones echas por el mismos PEP. De tal forma que el Proyecto Integral Ku-Maloob-Zaap, se centra en incrementar la producción en el mediano plazo de los campos de este complejo, y las consecuentes acciones para lograrlo, sin descuidar maximizar el valor integral del activo considerando aspectos financieros, ambientales y del entorno.

La figura 5.16 muestra la proyección de la producción de aceite pesado de KMZ para los próximos 10 años; también se puede observar que el repunte en la producción que ha logrado el complejo KMZ desde el inicio del proyecto en el 2002 (250 mmbpd) a la fecha es de 250 mmbpd, crea un ambiente optimista pues ha tenido un aumento considerable.

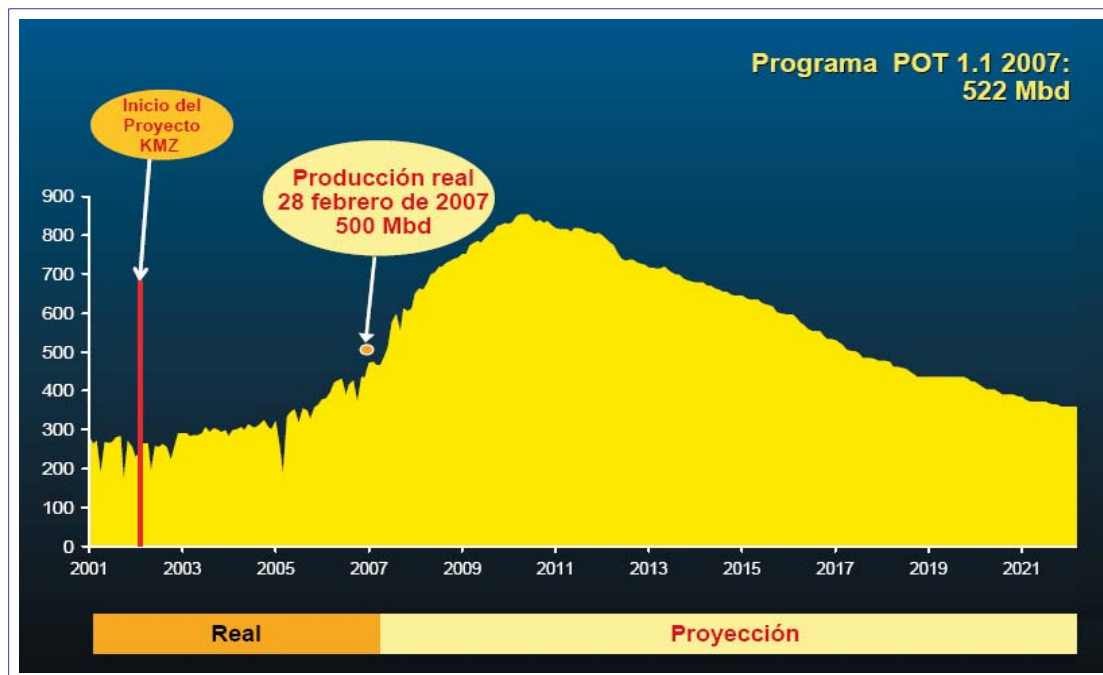


Figura 5.16. Proyección de la producción de Ku-Malobb-Zaap para los siguientes 10 años (PetroQuiMex, 2007).

Después de haberse realizado un exhaustivo análisis de las condiciones de desarrollo de KMZ, se establecieron las siguientes acciones a seguir, en la ejecución del proyecto KMZ, considerando la infraestructura existente y las experiencias recopiladas en proyectos de la misma envergadura como es el caso del proyecto Cantarell.

Para el mejor aprovechamiento de gas y disminuir los costos de manejo del mismo, se estableció la conveniencia de manejar el gas en baja presión y enviarlo a las instalaciones del Activo Cantarell para comprimirlo y manejarlo en Alta presión, situación que actualmente se lleva acabo. Se ratificó la necesidad de continuar utilizando un sistema artificial de producción en los nuevos pozos a perforar, basado en bombeo neumático y la utilización también de Bombeo electrocentrífugo. Se estableció la posibilidad de mezclar el

aceite pesado de KMZ con el aceite ligero de la Región Marina Noreste utilizando en nuevo buque tanque "Señor de los mares", para obtener un crudo de exportación de calidad Maya que permita captar mayor dinero. Después de haberse analizado la conveniencia de incorporar un sistema de mantenimiento de presión del yacimiento se optó por la inyección de nitrógeno utilizando la capacidad disponible de la planta instalada en Atasta que actualmente suministra nitrógeno a Cantarell.

5.5.2 Alcance del Proyecto y Principales Estrategias de Explotación.

Prioritariamente este proyecto tiene como objetivo disminuir la declinación de la producción de crudo pesado en la Región Marina Noreste de PEP, reponiendo el crudo que Cantarell deje de aportar en los siguientes años, para ello el activo integral KMZ se prepara para llegar a su máximo de producción que se estima alrededor de los 800 mmbpd. Para lograr este objetivo las estrategias de explotación del Complejo KMZ están encaminadas a los siguientes puntos específicos:

- Desarrollar los campos de Ku, Maloob y Zaap, mediante la perforación de nuevos pozos utilizando tecnologías de vanguardia (pozos horizontales y Multilaterales), que le permitan aumentar la productividad de estos pozos, así como la adquisición de la infraestructura para lograrlo.
- Optimizar la explotación de los campos de mayor desarrollo, mediante la implementación de Sistemas artificiales de producción en los pozos, BN, BEC y la combinación de ambos. Así como la utilización de métodos de estimulación de pozos (Acidificación Matricial, estimulación con surfactantes viscoelásticos, entre otros), que le permitan aumentar la productividad de los pozos existentes.
- Mantenimiento de la presión de sus yacimientos mediante la inyección de nitrógeno en Ku (desde los últimos días) bajo un esquema similar al de Cantarell. Ya que como se ha explicado, los campos se encuentran comunicados y la declinación de la presión en Ku afecta significativamente a los otros, mermando la producción y poniendo en riesgo la optimización del factor de recuperación.
- La construcción de infraestructura necesaria para el desarrollo y manejo en superficie del incremento de la producción de sus campos.

El proyecto comprende la perforación y terminación de 130 pozos, de los cuales el 80% corresponden a desarrollo, y el resto serán destinados a la inyección de nitrógeno, de igual forma, 3 pozos existentes serán convertidos a pozos inyectoros (figura 5.17).

Se fabricarán e instalarán 19 plataformas nuevas, de las cuales 7 serán de perforación, 5 corresponden a producción, 1 a enlace y 4 serán destinadas para proporcionar habitación costa afuera al personal de operación y mantenimiento del Activo. Adicionalmente, se requieren 5 trípodes para quemador y la instalación de aproximadamente 157 Km de ductos submarinos, para el manejo de la producción, el transporte del gas para bombeo neumático y para la inyección de nitrógeno, repartidos de la siguiente forma: 12 oleogasoductos, 8 oleoductos, 20 gasoductos para gas amargo y BN y 4 nitrogenoductos (Figura 5.17). Esta infraestructura se ejecutará en los próximos 3 años, lo que permitirá alcanzar la tan mencionada cifra de producción de aceite de 800 mmbpd y un aprovechamiento de gas de aproximadamente 600 mmpcd.

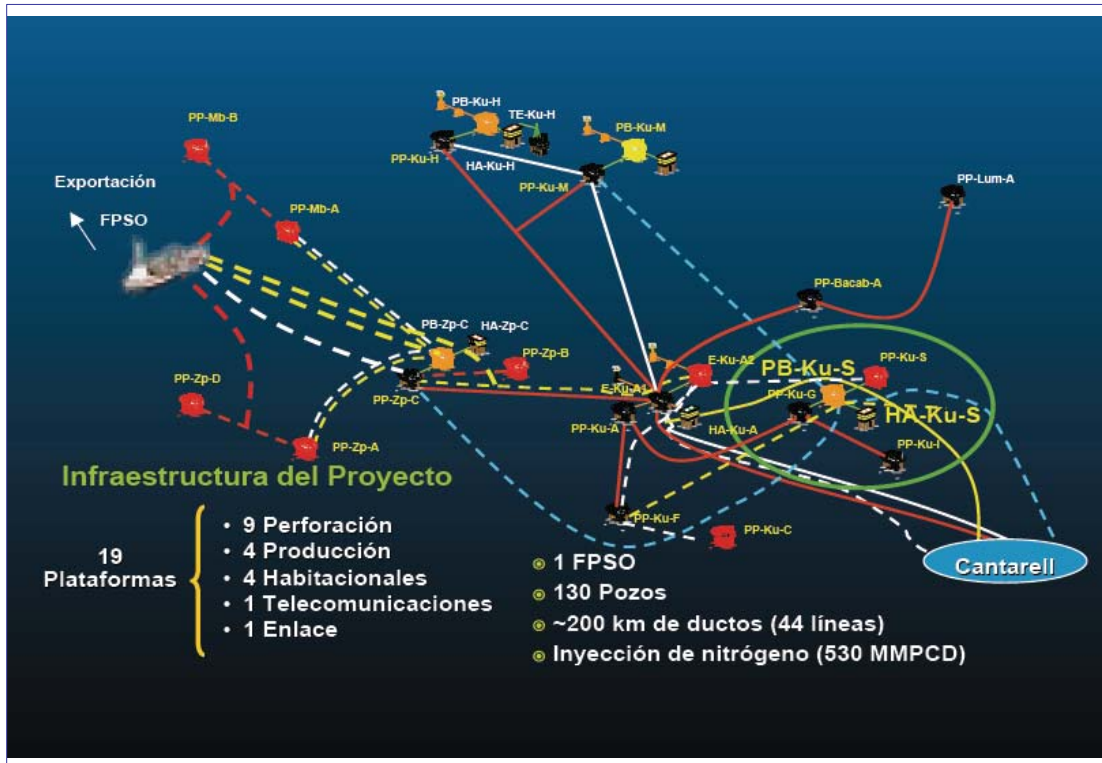


Figura 5.17. Infraestructura del proyecto KMZ actual y futura en la Sonda de Campeche (PetroQuiMex, 2007).

En la figura 5.18 se muestra la proyección de la producción con la implantación de las estrategias del Proyecto KMZ, es notoria la importancia del mantenimiento de presión en los yacimientos para incrementar la producción.

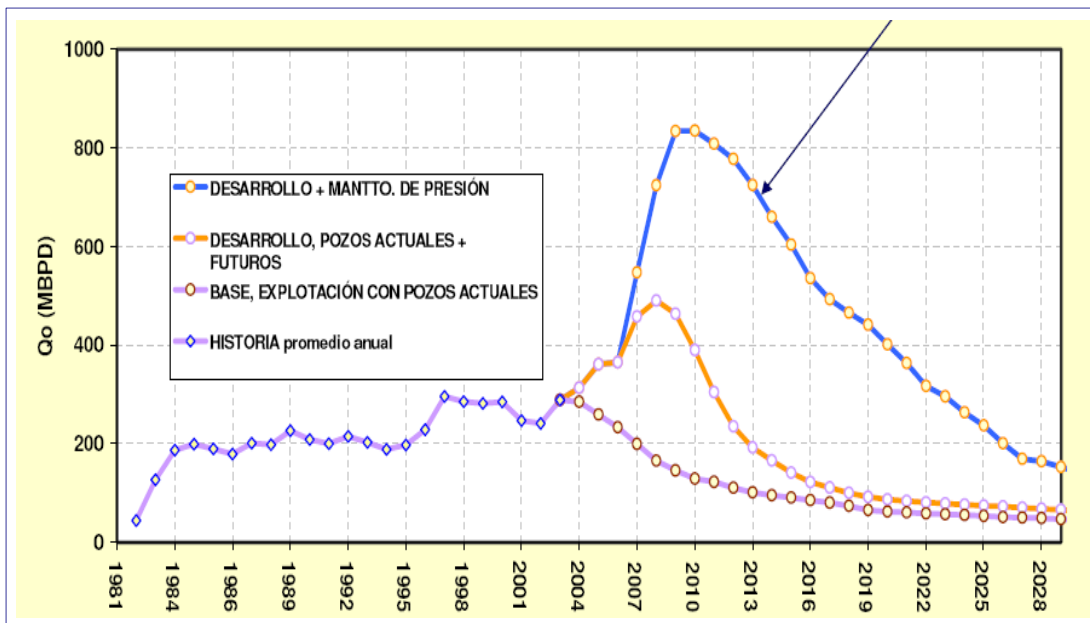


Figura 5.18. Proyección de la producción y participación de los distintos mecanismo de explotación que se implementaran en los siguientes 3 años en KMZ (Cinco Ley, 2007)

5.5.3 Inversión y Avances del Proyecto.

El proyecto integral KMZ, ha tenido y tendrá grandes inversiones por lo menos en los próximos 10 años, principalmente en infraestructura costa fuera. En el periodo 2002-2006 se invirtió en este proyecto 41,559 MM pesos, con lo cual se tiene un VPN de 332,375 MM pesos evaluado en el 2006 y un VPI de 92,793 MM pesos evaluado al mismo año. Con lo cual se tiene una relación VPN/VPI = 3.6. Para el periodo 2007-2042 se espera tener inversiones de 110,556 MM pesos (Figura 5.19).

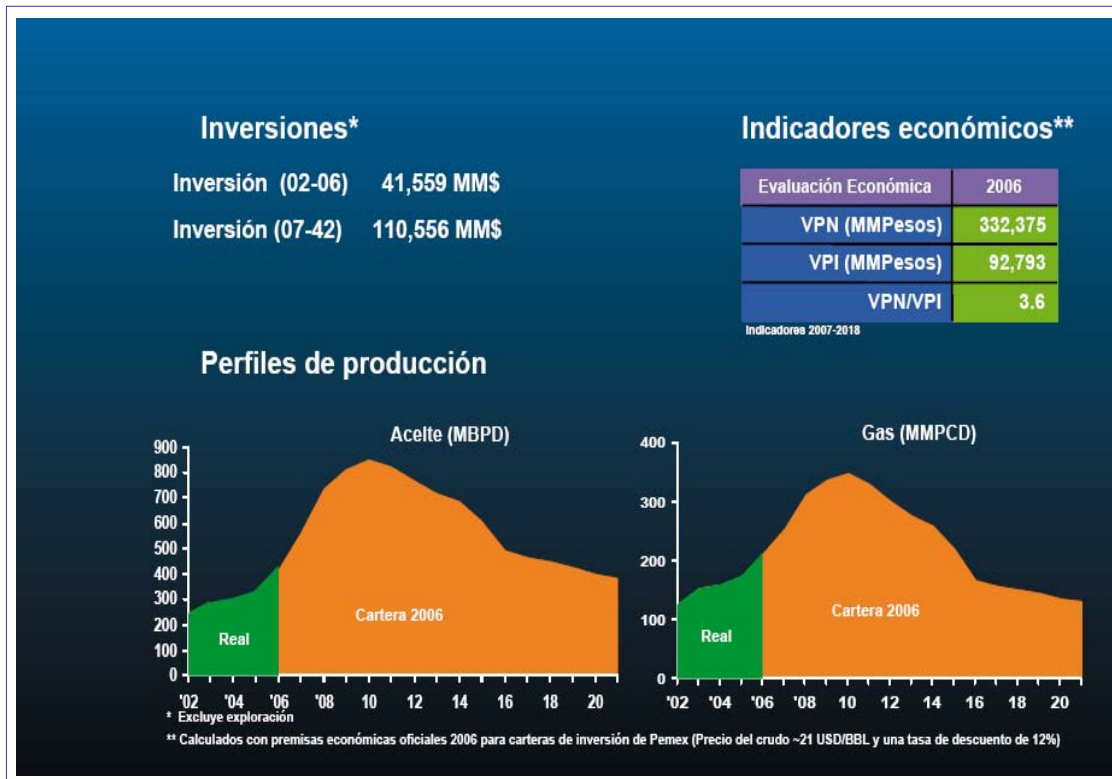


Figura 5.19. Inversiones, perfiles de producción e indicadores 2006 para el Proyecto Integral KMZ (PetroQuiMex, 2007).

Solo el programa de 48 plataformas marinas, con el cual se pretende generar la infraestructura necesaria para explotar los campos de la Sonda de Campeche, invertirá 2,200 millones de dolares, y en la plataforma PB-Ku-S se invirtieron cerca de 250 millones de dólares.

En cuanto al avance del proyecto, se tienen significativos logros como el caso de la puesta en operación de la plataforma PB-Ku-S y del buque tanque Yúum K'aK Naab, "señor de los mares". Al cierre de enero de 2007 los logros alcanzados se muestran en la figura 5.20, por mencionar alguno, se han perforado a la fecha 43 pozos de desarrollo de los 87 programados, prácticamente la mitad de lo que contempla el proyecto en un lapso de tiempo de 6 años, en promedio 7 pozos por año.

		Tipo	Antes del proyecto	Proyecto Estratégico		
				Instalado al cierre de enero 2007	Por concluir	Total del Proyecto
Pozos	Desarrollo	50	43	87	130	
Plataformas	Perforación	8	7	2	9	
	Producción	2*	2	2	4	
	Habitacional	1	2	2	4	
	Enlace	-	1	-	1	
	Telecomunicaciones	-	-	1	1	
Ductos	Oleogasoductos	8	8	4	12	
	Oleoductos	1	3	5	8	
	Gasoductos (Gas amargo y B.N.)	10	13	7	20	
	Nitrogenoductos	-	-	4	4	
Módulo de Nitrógeno	Módulo de Nitrógeno	-	1	0	1	
Barcos	FPSO (Crudo Pesado)	-	-	1**	1	

*Incluye PP-Ku-H
**En tránsito hacia el Golfo de México.

Figura 5.20. Avances de la infraestructura que contempla el Proyecto Integral KMZ (PetroQuiMex, 2007).

5.6 SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN (SAP).

Los sistemas artificiales de producción en los campos de KMZ se implementaron a partir de 1996, junto con otros mecanismos de desarrollo y optimización para elevar la producción en ese entonces a arriba de los 200 mil BPD. Actualmente el mayor desarrollo de pozos con SAP se encuentra en el campo Ku, donde se han instalado los sistemas de Bombeo Neumático (BN) y Bombeo Electrocentrífugo (BEC), en los yacimientos de edad Cretácico. Debido a que este horizonte tiene los yacimientos de mayor producción y acumulación de hidrocarburos, además de que se encuentran en una etapa de declinación que repercute negativamente en la producción, se tendrán que incrementar los pozos con SAP a mediano plazo, si se quiere alcanzar la meta de producción fijada en 800 000 bpd para el año 2010. Bajo este contexto, en este capítulo se presentan las características generales de los sistemas artificiales de producción BN y BEC, con la finalidad de conocer el principio de operación y los componentes esenciales que integran a cada sistema artificial de producción.

5.6.1 Factores para elegir un Sistema Artificial de Producción.

Un sistema artificial bien diseñado equilibra costos, producción y un óptimo funcionamiento del sistema artificial, bajo varios aspectos como son: físicos, medioambientales, humanos y técnicos. El balance en estos elementos nos asegura aumentar al máximo la ganancia de producir hidrocarburos, con una dirección inteligente, operacional, con costos de inversión y mantenimiento rentables.

El primer paso en este proceso es la elección del SAP a implantar, los factores esenciales pero no limitativos a considerar en la selección de un SAP son:

- Gasto de Flujo (Presión del yacimiento e Índice de Productividad).
- Relación Gas-Aceite
- Porcentaje de agua
- Grados API y viscosidad
- Profundidad y temperatura del pozo

- Condiciones de la tubería de revestimiento
- Tipo de pozo (vertical o desviado)
- Producción de arenas, ceras, corrosión, emulsión, etc.
- Tipo y calidad de energía disponible.
- Condiciones ambientales.
- Infraestructura existente

5.7 BOMBEO NEUMÁTICO (GAS LIFT).

El Bombeo Neumático se define como un método artificial de levantamiento de fluidos por medio de la inyección de gas a una presión relativamente alta (250 lb/pg^2 mínima) a través del espacio anular. El gas pasa a la tubería de producción por medio de válvulas instaladas en uno o varios puntos de inyección a lo largo del aparato de producción. La finalidad de la inyección de gas es el aligeramiento (airear) de la columna de fluido en el pozo disminuyendo el gradiente de presión.

Este sistema se utiliza en pozos cuya presión natural no es suficiente para elevar el fluido hasta la superficie, y en pozos donde se pretende incrementa la producción. Esencialmente el sistema BN consiste de cuatro partes fundamentales (Díaz Zertuche, 2000) (Figura 5.21):

- Fuente de gas a alta presión, que puede ser una Estación de Compresión o un pozo productor de gas a alta presión.
- Un sistema de control de gas en la cabeza del pozo, válvula de aguja controlada por un reloj o un estrangulador ajustable. (Equipo superficial)
- Un sistema de control de gas subsuperficial, válvulas de inyección. (Equipo subsuperficial)
- Equipo necesario para el manejo y almacenamiento del fluido.

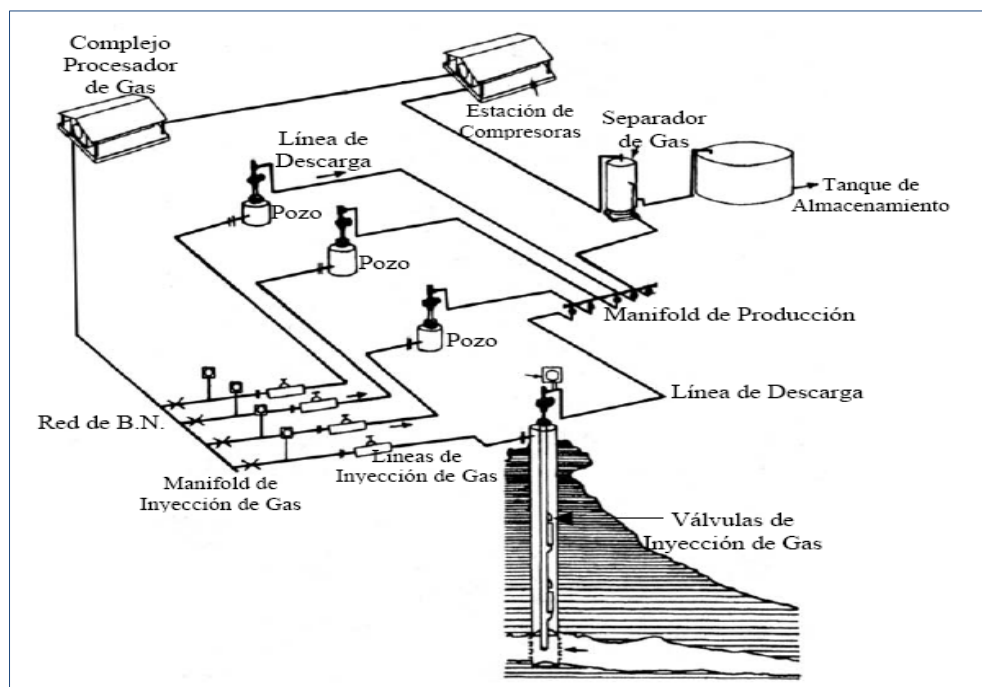


Figura 5.21. Instalaciones típicas del bombeo neumático (Gómez, 2004)

El equipo de Bombeo Neumático se compone por dos tipos:

5.7.1 Equipo Superficial.

Es el conjunto de mecanismos que se instalan en la superficie del pozo con la finalidad de controlar y regular el suministro necesario para poner en operación el sistema, así como para conducir y controlar la producción extraída hacia lugares de almacenamiento. Se compone por compresoras, medidores de gas, árbol de válvulas, conexiones superficiales, líneas de inyección de gas, etc.

5.7.2 Equipo Subsuperficial.

Es el conjunto de mecanismos que se alojan en el interior del pozo y que al ser puestos en operación contribuyen para que el pozo logre elevar su producción a la superficie continuando de esta manera con su explotación. Consta de tubería de producción, válvulas de inyección de gas (convencionales o Recuperables), empacador, válvula de pie, accesorios como camisa deslizante, niple de asiento, localizadores, etc.

5.7.3 Mecanismo de Funcionamiento.

El gas inyectado a alta presión (250 lb/pg² mínima) mueve el fluido hasta la superficie por medio de los siguientes mecanismos o su combinación:

- Reducción de la presión que ejerce la carga de fluido sobre la formación por la disminución de la densidad del mismo, al mezclarse con el gas de inyección.
- Expansión del gas inyectado y el consecuente desplazamiento del fluido.

Esto se lleva a cabo por uno de los dos siguientes métodos, bombeo neumático continuo y bombeo neumático intermitente.

5.7.4 Bombeo Neumático Continuo.

Consiste en introducir un volumen continuo de gas a alta presión por el espacio anular a la tubería de producción, para airear o aligerar la columna de fluidos hasta reducir la presión en el fondo, lo que permitirá una diferencial de presión suficiente a través de la cara de la formación haciendo que el pozo produzca el gasto deseado.

Para llevar a cabo esto, se utiliza una válvula en el punto de inyección más profundo, sensible a la presión del gas de inyección disponible, en conjunción con una válvula que actuará como reguladora en superficie. Este método es utilizado en pozos con un alto índice de productividad y una presión de fondo razonablemente alta (columna hidrostática del orden de 50% o más en relación a la profundidad del pozo).

Con este método y bajo las condiciones de productividad y presión mencionadas, la producción de fluidos puede oscilar en un rango de 200 – 20,000 BPD a través de tubería de producción (TP) de diámetros normales. Cuando se produce a través de la tubería de revestimiento (TR) es posible obtener gastos del orden de 80,000 BPD. El diámetro interno de la TP gobierna la cantidad de flujo, siempre y cuando el índice de productividad, la presión de fondo fluyendo, el volumen y presión de gas de inyección, así como las condiciones mecánicas sean las ideales (Díaz Zertuche, 2000).

5.7.5 Ventajas del Bombeo Neumático Continuo.

- Inversiones bajas para pozos profundos.
- Bajo costo en pozos con alta producción de arena.
- Flexibilidad operativa (Cambio de condiciones de operación).
- Adaptable en Pozos desviados.
- Capaz de producir grandes volúmenes de fluidos.
- El equipo superficial puede centralizarse en una estación.
- Las válvulas son recuperada con línea de acero por lo que las reparaciones son baratas.

5.7.6 Desventajas del Bombeo Neumático Continuo.

- Requiere una fuente continua de gas.
- Costos operativos altos cuando el gas es comprado.
- Costos operativos altos cuando el gas es amargo.
- Nivel de fluido en el pozo alto (Alto IP y Presión alta).
- Almacenamiento de gas a alta presión (riesgo a la población).
- TR bien cementada (presiones alta en su interior).
- Condiciones de riesgo al manejar gas a alta presión en zonas pobladas.

5.7.7 Bombeo Neumático Intermitente.

Consiste en producir periódicamente cierto volumen de aceite impulsado por el gas inyectado a alta presión desde la instalación superficial al espacio anular, por medio de un regulador, un interruptor o por la combinación de ambos, para posteriormente pasar a la TP a través de una válvula que va insertada en la pared de la tubería de producción. Cuando la válvula abre, el fluido proveniente de la formación y que se ha estado acumulando en la TP, es expulsado al exterior en forma de un tapón o bache de aceite a causa de la energía del gas. Sin embargo, debido al fenómeno del "resbalamiento" del líquido que ocurre dentro de la TP, solo una parte del volumen de aceite expulsado inicialmente, se recupera en la superficie, mientras que el resto cae al fondo del pozo integrándose al nuevo bache de aceite en formación. Después de que la válvula cierra, transcurre un periodo de inactividad aparente, en el cual la formación productora continua aportando fluido al pozo, hasta formar una cierta columna de aceite con lo cual inicie otro ciclo; el ciclo es regulado para que coincida con la relación óptima de fluidos que esta aportando la formación. El flujo intermitente en BN es utilizado en pozos con volúmenes de fluido relativamente bajos, pozos que tienen alto índice de productividad con bajas presiones de fondo y pozos con bajo índice de productividad con bajas presiones de fondo (Columna hidrostática del orden del 30% o menor en relación con la profundidad). En el Bombeo Neumático Intermitente puede usarse un solo punto o múltiples de inyección de gas, a través de más de una válvula de bombeo neumático. En el caso de múltiples puntos de inyección, la instalación debe ser diseñada para que las válvulas de B.N. abran justo cuando el bache de líquido pase por arriba de cada válvula. Normalmente, este tipo de bombeo es utilizado con válvulas operadas por fluido, las cuales, por diseño requieren de un tamaño de orificio pequeño para asegurar el cierre de la válvula.

5.7.8 Ventajas del Bombeo Neumático Intermitente.

- Inversiones bajas para pozos profundos.
- Bajo costo en pozos con alta producción de arena.
- Flexibilidad operativa (Cambio de condiciones de operación).
- Adaptable en Pozos desviados.

- Tiene la mayor vida útil de los SAP.
- El equipo superficial puede centralizarse en una estación.
- Las válvulas son recuperada con línea de acero por lo que las reparaciones son baratas.

5.7.9 Desventajas del Bombeo Neumático Intermitente.

- Requiere una fuente continua de gas.
- Los gastos de producción son reducidos.
- Su eficiencia es muy baja (10-15%).
- Mayor volumen de gas por cada barril producido.
- Almacenamiento de gas a alta presión.
- TR bien cementada (presiones alta en su interior)
- Condiciones de riesgo al manejas gas a alta presión en zonas pobladas.

5.7.10 Mecanismos de las Válvulas Subsuperficiales del Bombeo Neumático.

Los fabricantes dividen en categorías a las válvulas de bombeo neumático dependiendo de la sensibilidad que presentan a la presión. Específicamente, por el efecto que tiene la presión sobre la apertura de la válvula, esta sensibilidad esta determinada por la construcción del mecanismo que abre o cierra la entrada del gas. La presión a la que se expone una válvula esta determinada por el área del asiento de la misma. Cuando el área del elemento de respuesta es grande comparada con el asiento de la válvula, este es relativamente insensible a la presión en la tubería de producción, debido a esto, el efecto de columna de liquido en la tubería de producción es pequeño (Díaz Zertuche, 2000).

De acuerdo a lo anterior, las válvulas de bombeo neumático se clasifican en:

- **Válvulas Desbalanceadas:** Se caracterizan por tener un rango de presión limitado por una presión superior de apertura y por una presión inferior de cierre, es decir, las válvulas se abren a una presión determinada y luego se cierran con una presión más baja.
- **Válvula Balanceada:** Estas válvulas no están influenciadas por la presión en la tubería de producción cuando esta en la posición cerrada o abierta. Esto significa que la válvula abre y cierra a la misma presión (presión del domo).

Las válvulas para Bombeo Neumatico también se clasifican de acuerdo al tipo de flujo de fluidos en:

- **Válvulas para flujo continuo:** Son aquellas que permiten mantener siempre la columna de fluidos ligera mediante una inyección de gas continua, logrando con esto que el gradiente de la columna disminuya y la presión del yacimiento junto con la expansión del gas facilite a los fluidos salir a la superficie.
- **Válvulas para flujo intermitente:** Son aquellas que inyectan un gran volumen de gas en el menor tiempo, debajo de la columna del fluido por levantar en la tubería de producción.

En el siguiente cuadro aparece una clasificación más extensa para las válvulas de BN:

Esquema	Tipo de Flujo	Por tipo de Respuesta a la Apertura y al Cierre	Operadas por Tipo	Dispositivo	Por Introducción al Pozo
Clasificación de Válvulas de Bombeo Neumático	Flujo Continuo o Intermitente (Muchas Veces se utilizan las mismas Válvulas para Bombeo Neumático Intermitente con la diferencia que el tiempo de inyección no es constante como el Bombeo Neumático Continuo)	Balanceadas	Diferencial	Normalmente Abierta	Convencionales
				Recuperables	
			Presión	Fuelle	Convencionales
				Fuelle y Resorte	Recuperables
			Fluido	Resorte	Convencionales
				Carga en el Domo	Recuperables
		Desbalanceadas	Diferencial	Resorte y Carga en el Domo	Convencionales
				Normalmente Abierta	Recuperables
			Presión	Fuelle	Convencionales
				Fuelle y Resorte	Recuperables
			Fluido	Resorte	Convencionales
				Carga en el Domo	Recuperables
			Resorte y Carga en el Domo	Convencionales	
				Recuperables	

5.7.11 Componentes de las Válvulas del Bombeo Neumático (BN).

Las válvulas de bombeo neumático están compuestas por los siguientes elementos básicos (Figura 5.21):

- 1.- Cuerpo de la válvula.
- 2.- Elemento de carga (resorte o gas).
- 3.- Elemento de respuesta (fuelle, pistón o diafragma de hule).
- 4.- Elemento de transmisión (vástago de metal).
- 5.- Elemento medidor (orificio o asiento).

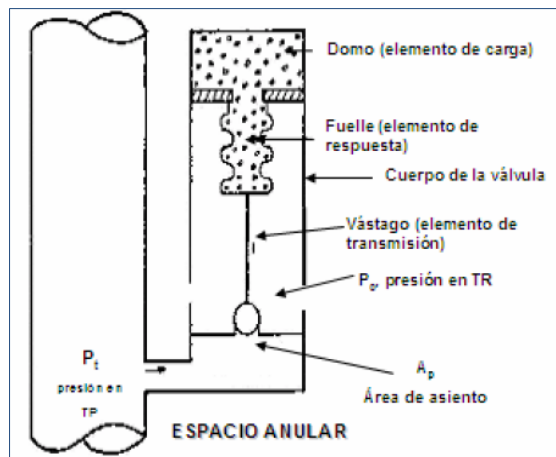


Figura 5.21. Componentes básicos de las válvulas de bombeo neumático (Gómez, 1985).

5.7.12 Situación del Bombeo Neumático en el Activo Ku-Malooob-Zaap.

Cuando un pozo es producido por BN, el régimen de flujo cambia notablemente con relación al régimen inicial de flujo. Cuando el volumen del gas es de 3 a 4 veces el volumen del líquido, el régimen de flujo del fluido se

torna en flujo bache. Cuando el ritmo de entrada del gas es alto rompe la continuidad primaria del fluido en gotas muy pequeñas provocando un régimen de flujo anular, pero si adicional a esto, la velocidad de flujo del gas es suficientemente alta, el esfuerzo cortante entre las burbujas y la película se incrementara para convertirse en niebla (Hong, 2005), que es el régimen hasta cierto punto ideal para el BN. En teoría entonces es posible formar un flujo niebla en el BN, la importancia de acercarse a un régimen de flujo niebla en la TP radica en que bajo este régimen se reduce en gran medida la densidad del fluido mezclado y su viscosidad, mejorando las condiciones de flujo en el pozo; además de que operacionalmente es más sencillo manejar un régimen niebla que bache en los ductos de transporte de hidrocarburos en una plataforma petrolera. Sin embargo bajo el régimen niebla aumenta la RGA, con lo cual la producción de aceite disminuye, por ello el balance entre el gasto de inyección de gas y el gasto de producción de aceite requiere de un análisis especializado de Ingeniería de Producción.

En la figura 5.22 se muestra un esquema típico, que ejemplifica el régimen de flujo que se presenta en los pozos fluyentes de forma natural conforme disminuye la presión en la TP, además se hace un comparativo con otros pozos que produce con BN a diferentes volúmenes de inyección.

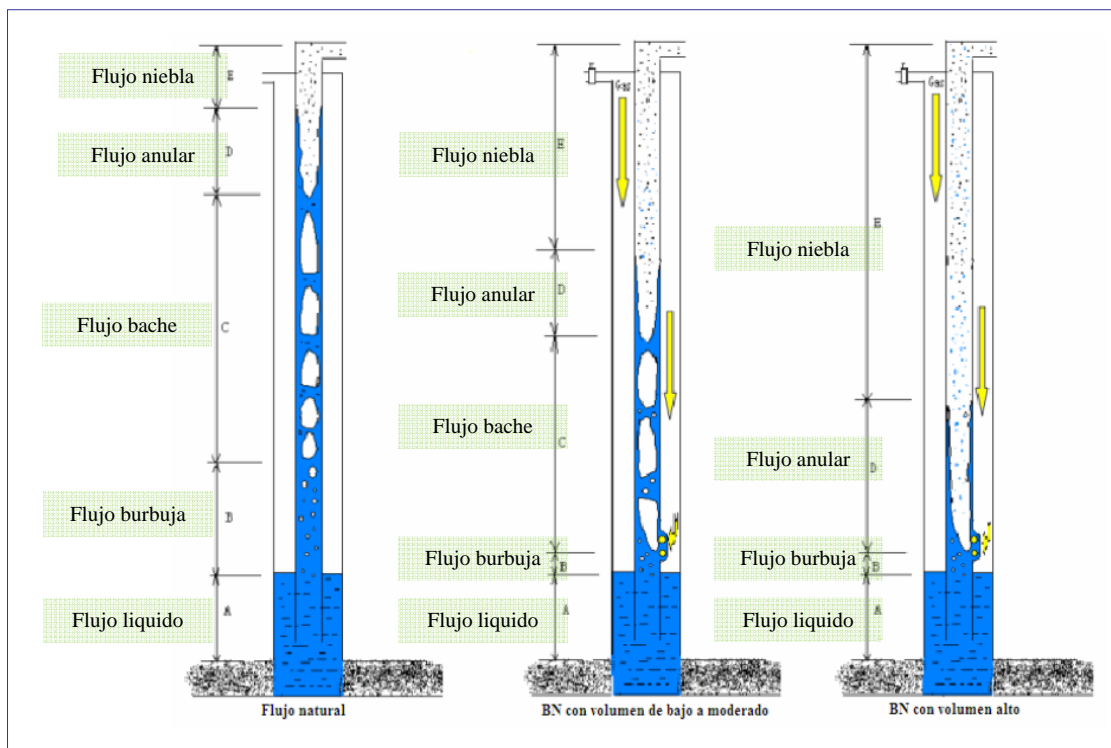


Figura 5.22 Régimen de flujo presente en el BN (Hong, 2005)

El flujo tipo bacheo severo es un problema típico de análisis en el estudio de flujo multifásico, según los datos de campo del activo Ku-Maloob-Zaap este fenómeno se ha presentado en algunos oleogasoductos de producción y es consecuencia en parte a la implantación del BN, con lo cual se tiene un limitante para este SAP en el área.

Los principales efectos que provoca el bacheo severo en las instalaciones de producción son, que se presenta un flujo intermitente de producción de gas y de líquidos, lo que puede ocasionar un sobreflujo y por consecuencia el cierre del separador. El bacheo severo es un fenómeno causado por:

- La topografía del terreno.

- Las dimensiones de la TP y de las instalaciones de producción.
- Los cambios de dirección en la trayectoria del flujo.
- El ritmo de producción (Gastos).
- Las condiciones operativas.
- Los pozos con sistemas artificiales de producción especialmente con BN.

El bacheo se reduce al analizar y efficientar específicamente lo siguiente:

- Las baterías de Separación.
- El bombeo.
- La compresión.
- La producción de fluidos y
- La seguridad operativa del sistema de producción.

5.8 BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO (ELECTRIC SUBMERSIBLE PUMPING).

El sistema artificial de producción BEC o ESP, básicamente es un mecanismo que añade energía en la tubería de producción por medio de un incremento de presión, generado a partir de una Bomba operada por un Motor Eléctrico, con lo cual el fluido en el pozo es impulsado hacia la superficie; originalmente este sistema se diseño para pozos de agua y posteriormente fue adaptado para pozos petroleros. No fue sino hasta 1927 que se instaló el primer equipo de bombeo electrocentrífugo en un campo llamado el Dorado cerca de Kansas, Estados Unidos de Norte América. El inventor del motor eléctrico, pieza clave en este SAP, fue el ruso Armais Arutunoff quien estableció la compañía REDA (Rusian Electrical Dinamo of Arutunoff), que se dedica al diseño de motores para BEC.

Los sistemas de bombeo electrocntrífugo se componen de bombas centrifugas multietapas movidas por un motor eléctrico. La bomba y el motor normalmente se encuentran suspendidos en la tubería de producción, donde el motor se coloca debajo de la bomba y la bomba descargando francamente dentro de la tubería. La energía que requiere el motor es suministrada por medio de un cable triple-conductor, el cual se prolonga del motor a la superficie a través del espacio anular que se forma entre la TP y la TR.

En la bomba centrífuga, la velocidad impartida al fluido por el impulsor-difusor es llamada etapa. En una bomba multietapas, la descarga de una etapa es la entrada de la siguiente; por lo que a un mayor número de etapas se entregara una mayor presión en la salida de la bomba (Stair Craig, 1998).

La primera bomba eléctrica centrífuga subsuperficial para servicio a pozos de aceite fue instalada en el campo Russell, KS, en 1926 en Estados Unidos de Norteamérica; desde entonces muchas mejoras han sido incrementadas en la eficiencia de la bomba, con lo cual se tienen varias posibilidades de velocidades y profundidad de bombeo en una variedad de Tamaños de TR.

5.8.1 Componentes del Equipo de Bombeo Electrocntrífugo.

El bombeo electrocentrífugo se divide en dos componentes principales: Componentes Superficiales y Componentes Subsuperficiales (Figura 5.23).

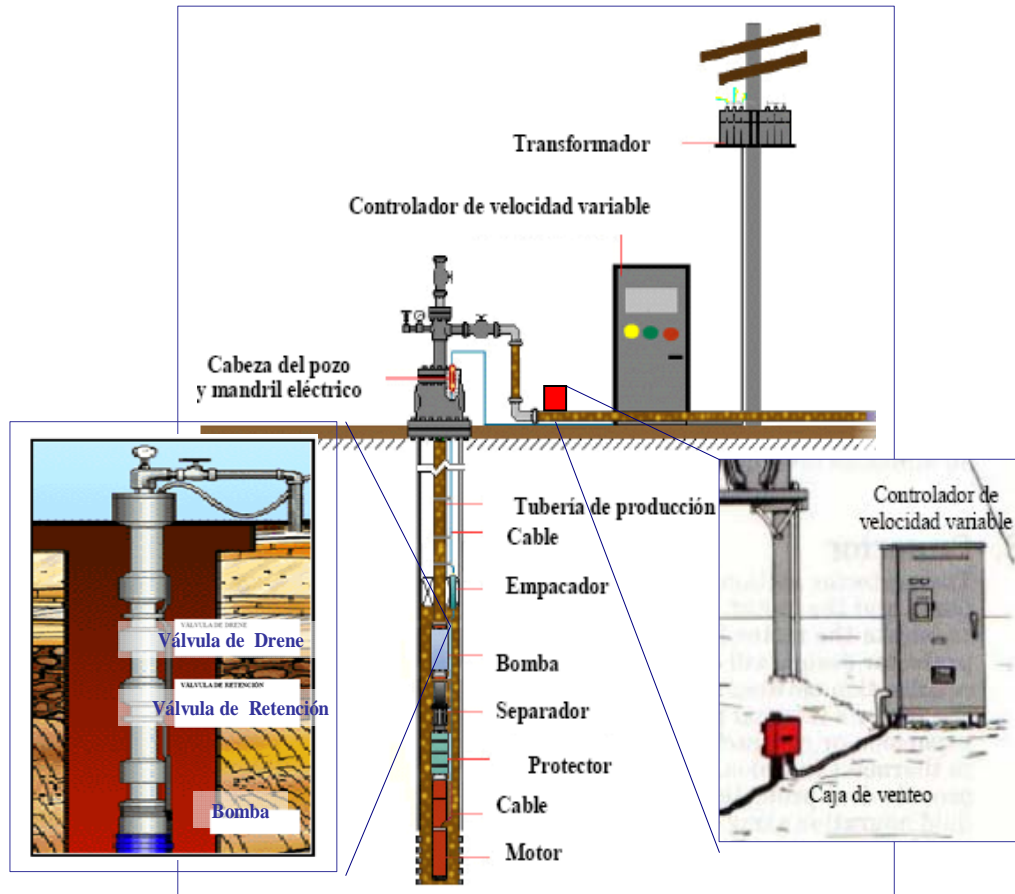


Figura 5.23. Componentes del aparejo de BEC (Prado, 2003).

5.8.1.1 Componentes Superficiales.

Se compone de un transformador, el tablero de control y la caja de seguridad; se utiliza un cable eléctrico para conectar cada uno de ellos, adicionalmente se recurre a un cable tipo AWG, para aterrizar los cables a la TR del pozo. Se recomienda utilizar una varilla de tierra separada 2 m (6 ½ pies) cerca del tablero de control y una cerca de la caja de control, precaución extra para aterrizar el cable de la TR.

➤ Tablero de control.

Es el elemento con el cual se gobierna la operación del aparejo de producción, normalmente se compone de:

- Un fusible que se usa para desconectar el equipo eléctrico superficial de la operación, se opera en forma manual.
- Un controlador de motor magnético: que se usa para operar y parar la operación normal del tablero.
- Un interruptor automático de encendido-apagado que facilita el control al operador.
- Tres dispositivos de sobrecarga que ayudan a la unidad por algún tiempo en operaciones que exceden el amperaje en los valores determinados.
- Al menos un dispositivo de sobrecarga y sobre corriente que registra en la bomba fluido insuficiente o algún problema de rotura de la flecha.
- Un amperímetro que tenga un registrador durante las 24 hrs. del día.

- Un controlador de tiempo que pueda operar entre 30 minutos y 2 horas.

➤ **Caja de Venteo.**

La caja de venteo o de seguridad, se localiza entre el tablero de control y el cabezal, es usada para hacer el empalme del cable subsuperficial con el cable superficial y como barrera para la migración de gas. El gas que entra al aislamiento o chaqueta bajo presión por debajo del cabezal, es permitido escapar por la caja de venteo antes que alcance el tablero de control, ya que el gas, mas aire y una chispa eléctrica resultado de la operación del tablero de control pueden ocasionar una explosión.

➤ **La válvula de Retención.**

Generalmente se instala a una distancia de dos juntas de tubería de producción sobre la bomba (Figura 5.23), es usada para mantener la sarta de tubería llena de fluido cuando la bomba no este operando. El regreso del fluido causa que la bomba gire en sentido inverso y puede causar una condición de cerradura del rotor en un reinicio cuando la potencia es aplicada al motor. La potencia eléctrica surge durante la condición de cerradura del rotor, la cual puede quemar el motor, el cable, el control superficial o los fusibles eléctricos, si la potencia eléctrica es aplicada por largo tiempo; por lo tanto, la válvula de retención debe ser examinada por fugas bajo un programa periódico. Sin la válvula de retención, la bomba iniciará a su máxima capacidad sin carga y será una condición de "severo impulso" hasta que la carga normal de la bomba haya sido obtenida, por consiguiente la vida de la bomba puede ser reducida drásticamente si se permite operar mas de algunos minutos en condiciones de "severo impulso".

➤ **Válvula de drene.**

Se localiza arriba de la válvula de retención (figura 5.23), es un dispositivo para purgar el bache usado durante la operación de bombeo.

5.8.1.2 Componentes Subsuperficiales.

➤ **Motor eléctrico.**

Debe ser instalado en la parte inferior del aparejo. El motor eléctrico (Figura 5.23) recibe la energía desde una fuente superficial por medio de un cable, los principios básicos de diseño y operación son los mismos que los motores eléctricos ordinarios, lo que cambia son sus dimensiones, tienen un diseño compacto que le permite ser introducido en la TR y satisfacer grandes requerimientos de potencia, además de soportar altas torciones en el arranque para paulatinamente lograr su velocidad de operación. Los motores son llenados completamente con un aceite mineral altamente refinado o con aceite sintético, el cual tiene la capacidad de lubricar los cojinetes, proveer resistencia dieléctrica y conductividad térmica para disipar el calor generado por el motor hacia su carcasa. El calor es luego transferido al fluido que pasa por la superficie externa del motor, es por ello que el aparejo de producción junto con el motor no debe quedar por debajo del intervalo de disparos.

Las pruebas de laboratorio indican que la velocidad del fluido que circula por el exterior del motor, debe ser de 1 ft/seg, para lograr un enfriamiento adecuado (A.A.Casar, 2000), esto se logra colocado el motor por encima de la entrada de los disparos. Los requerimientos de amperaje del motor van de los 12 a 130 amperes,

desarrollando de 200 a 250 hp, sin embargo, pueden desarrollar potencias mayores (hasta 1000 hp) al aumentar la longitud del motor, teniendo una longitud, cuando son sencillos de 30 pies, hasta 1000 pies cuando la exigencia de potencia es máxima. Un factor determinante en la selección del voltaje de operación del motor es la profundidad del aparejo, ya que se generan pérdidas de voltaje por el efecto de resistividad del material del cable. Finalmente, el medidor de rotación de fase deberá ser usado para asegurar que el motor gire la bomba en la dirección correcta una vez que el sistema este operando.

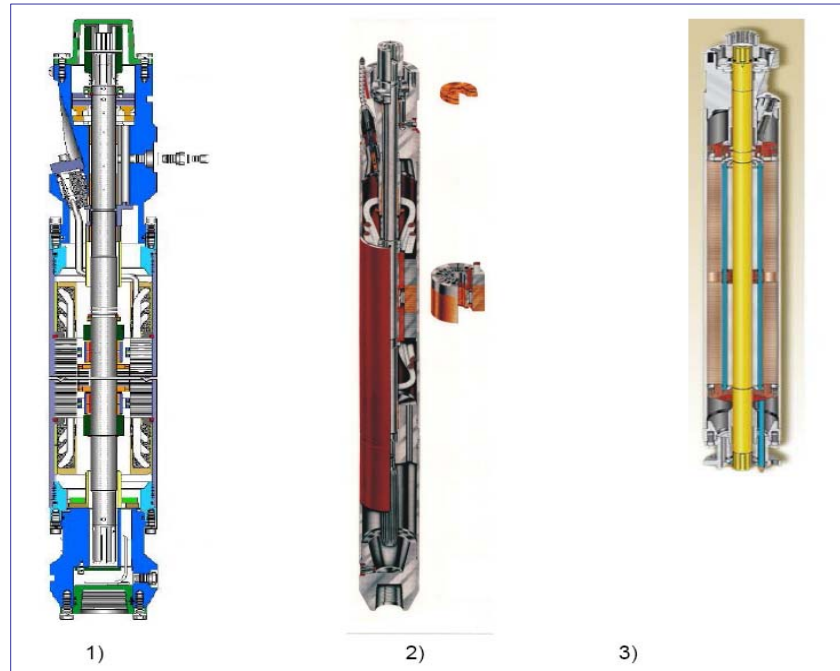


Figura 5.24. Motores eléctricos comerciales de las compañías: 1) Centrilift, 2) Reda Y 3) weatherford (Francisco Hernández, 2007).

➤ **Protector o Sección Sello.**

Se ubica entre la bomba y el motor, este componente (Figura 5.25) es una pieza vital en el ensamblaje y de no ser seleccionada apropiadamente puede reducir la vida útil del equipo. Una de las funciones del protector es evitar el ingreso del fluido del pozo al motor donde podría causar daños irreparables al sistema. Esto se logra al equilibrar la presión en el interior del protector con la presión externa del fluido del pozo. Puesto que la base del protector esta abierta al motor, la presión en el interior del motor se equilibra con la presión del ambiente externo del fluido que rodea a la unidad. Para lograr esta función, el protector debe permitir que el fluido del pozo se comunique con el aceite en el interior del protector, con la peculiaridad de que no se mezclen, lo cual se logra al tener diferentes densidades los fluidos. Otra función de gran importancia que el protector lleva a cabo es la transmisión de Torque del motor a la bomba, puesto que esta físicamente localizado entre los dos. Aunque esto puede parecer trivial, en el proceso de selección necesitamos asegura que el eje del protector, sea capaz de transmitir todo el Torque requerido, sin exceder su resistencia máxima lo que podría resultar en un eje roto. En resumen las funciones básicas del protector son:

- Evita que los fluidos del pozo entren en el motor.
- Proporciona un depósito para la expansión y la contracción del aceite del motor causado por los cambios de la temperatura y de la presión.

- Igualar la presión interna del motor con la presión externa del fluido del pozo
- Soportar la carga axial (empuje) desarrollada por la bomba.
- Transmite el Torque desarrollado en el motor hacia la bomba, a través de la flecha del motor.

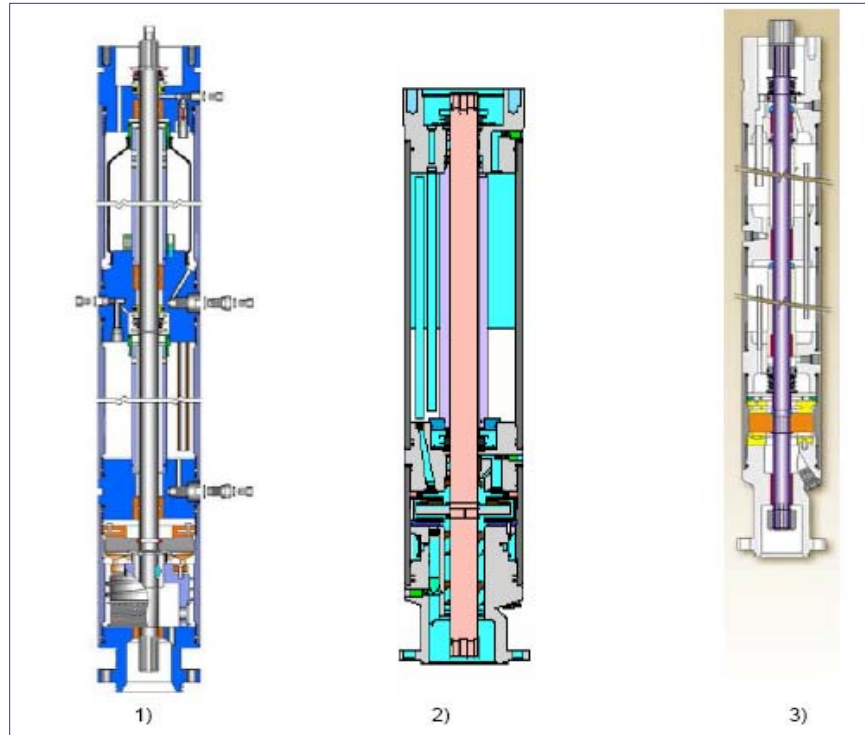


Figura 5.25. Protectores comerciales para BEC de las compañías: 1) Centrilift, 2) Reda Y 3) weatherford (Hernández, 2007).

➤ Separadores de Gas.

Es un componente opcional del aparejo de producción de BEC y se encuentra ubicado entre la sección de sello y la bomba; están diseñados para evitar el paso de gas libre hacia la bomba, desviando el gas libre de la succión al espacio anular. El uso de este dispositivo permite operaciones de bombeo eficientes en pozos gasificados.

➤ Bomba Centrífuga.

Es el principal elemento del sistema y su función substancial es la de convertir energía, es decir transformara la energía mecánica en energía cinética, generando energía de presión y velocidad en el fluido para que este sea impulsado hacia la superficie. Las bombas centrífugas son de multi-etapas, cada etapa de una bomba centrífuga consiste en un impulsor que rota y un difusor estacionario, el impulsor al rotar agrega velocidad a la corriente del fluido por la fuerza centrífuga. El difusor estacionario por su parte, convierte esta energía de la alta velocidad a energía de presión, mientras que vuelve a dirigir el flujo al impulsor siguiente. Habitualmente se escoge la bomba de mayor diámetro que pueda ser instalada libremente en la tubería de revestimiento, para manejar el gasto de diseño previsto, ya que en general las bombas de mayor diámetro son las más eficientes y menos costosas. Adicionalmente las etapas más grandes podrían tener mejor comportamiento con fluidos viscosos.

➤ Curvas Características del Comportamiento de la Bomba.

Para determinar las posibilidades de operación de una bomba en lo que respecta al gasto que pueda manejar, es necesario determinar mediante pruebas prácticas en el taller sus curvas características de comportamiento, las que indican cuales son los valores de eficiencia y desarrollo longitudinal de la columna hidrostática, que es capas de desarrollar la bomba, al variar los gastos, así como la potencia al freno en cada caso.

El desempeño de una bomba electrocentrífuga para una velocidad dada de rotación del impulsor, involucra tres parámetros básicos:

- Gasto, expresada en unidades de volumen por unidad de tiempo.
- Carga, expresado en unidades de longitud de una columna del líquido a ser bombeado.
- Velocidad a la cual opera la bomba, expresada generalmente en revoluciones por minuto (RPM).

Generalmente las características o desempeño de una bomba son presentados por el fabricante. Las curvas se obtienen de forma experimental, y son válidas para un diseño específico del difusor e impulsor y para una velocidad rotatoria constante (rpm), la carga y eficiencia son válidas para cualquier líquido independiente de la densidad del fluido, no así la resistencia al freno de las curvas, ya que estas son válidas solamente para el agua y se tiene entonces que corregir por la gravedad específica del fluido bombeado.

En la curva característica de la figura 5.26, muestra la zona "rango de operación" que nos indica el rango recomendado de la bomba por el fabricante. Si la bomba opera muy a la derecha se encuentra en la zona "Up Thrust" (severo impulso) y si está muy a la izquierda en la zona "Down Thrust" (bajo impulso); si la bomba trabaja en estas zonas el equipo puede sufrir desgaste en los impulsores y difusores, ya que cuando opera por arriba de su capacidad el impulsor roza con la parte superior del difusor y cuando la bomba trabaja por debajo de su capacidad, ahora el impulsor roza con la parte inferior del difusor.

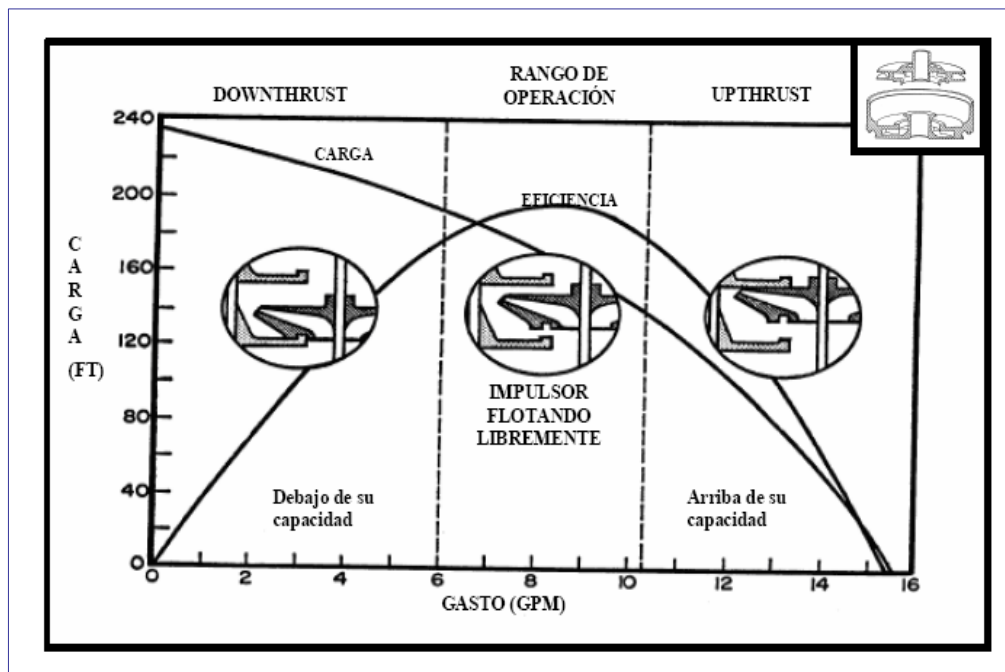


Figura 5.26. Curva característica de la Bomba, donde se presentan el rango óptimo de operación (Hernández, 2007).

➤ Ventana de operación de la Bomba.

Los fabricantes consideran que para que trabaje una bomba eficientemente, el rango de operación es del 75 % del punto de máxima eficiencia; la intersección de dicho rango con la curva de capacidad genera dos puntos. En una gráfica en la que se representen las diferentes curvas de capacidad de carga, para una misma bomba a diferentes frecuencias contra el gasto, la zona comprendida entre las líneas generadas por dichos puntos y el rango de operación es llamada ventana de operación. La zona amarilla de la grafica de la figura 5.27 representa la zona en la cual debe de operar la bomba cuando se realicen los cambios de velocidad y la que indica el comportamiento de la bomba a su más alta eficiencia. Para hacer la ventana de operación se usan las leyes de afinidad, con el fin de poder utilizar un controlador de velocidad variable, el cual nos sirve para cambiar la frecuencia suministrada al motor y variar los gastos de producción.

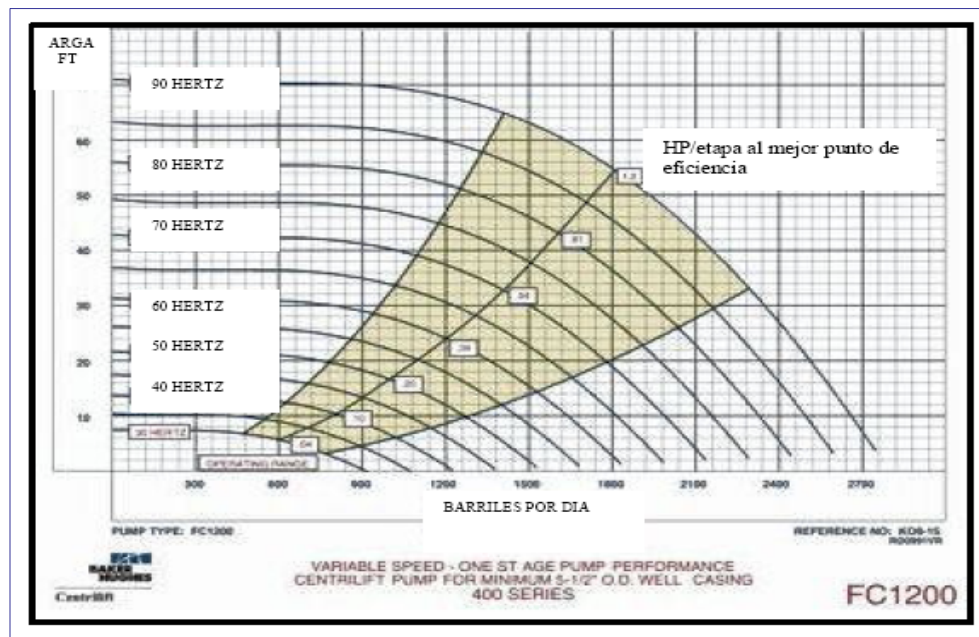


Figura 5.27. Ventana de operación de la Bomba. (Hernández, 2007).

➤ Selección de la bomba

La selección de una bomba depende de varios factores entre los que se encuentran:

- El tamaño máximo de la bomba, que depende del diámetro interno de la tubería de revestimiento.
- La frecuencia y energía eléctrica disponible
- El gasto deseado, la bomba seleccionada debe ser la de mayor eficiencia en cuanto a manejo de aceite y menor admisión de gas para que no se dañe.
- Las condiciones especiales, como ocurren en pozos gaseosos, líquidos viscosos, líquidos corrosivos, líquidos abrasivos.

➤ Cable Eléctrico.

Es el medio por el cual la energía eléctrica necesaria para impulsar al motor, es transportada desde la superficie al fondo del pozo; dicho conductor debe ser especialmente elegido para que satisfaga los requisitos

de voltaje y amperaje del motor en el fondo, resista las temperaturas y presiones, y reúna las propiedades de aislamiento que le permitan tolerar a los fluidos producidos. El cable es fijado a la parte externa de la tubería de producción con flejes, a nivel del aparejo; se recomienda que el espaciado entre ellos sea de un metro, adicionalmente el cable es reforzado con una protección llamada guarda cable, debido a que el mayor diámetro de cable (cable redondo) corre el riesgo de dañarse durante las operaciones de instalación en el pozo.

Existen diferentes tamaños de cable y se clasifican en configuración plana y configuración redonda (Figura 5.28), ambos con conductores de cobre y aluminio. El voltaje y amperaje del motor, así como el espacio disponible entre las tuberías de producción y revestimiento, determinan el tamaño y tipo de cable.

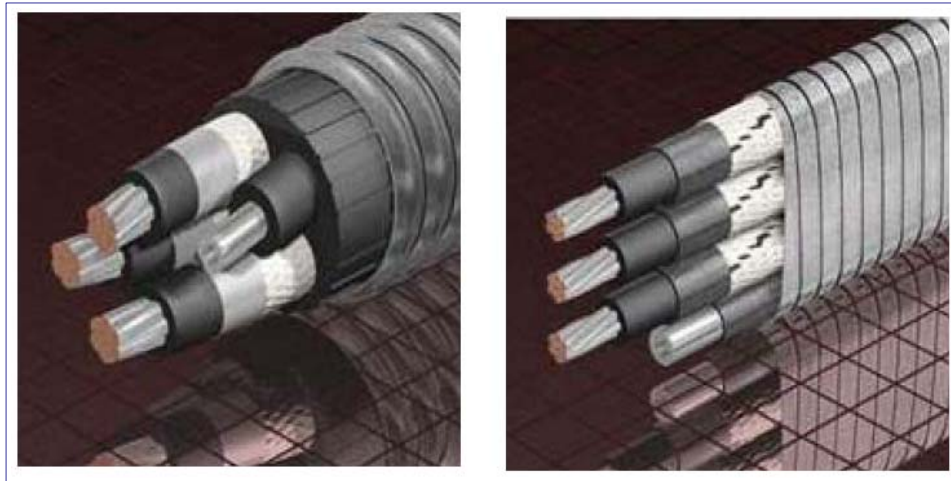


Figura 5.28. Cable utilizado en el BCE, se observa el aislamiento y arreglo de los conductores (Prado, 2003).

- **Cable Redondo:** Esta compuesto de tres conductores equidistantes, que pueden ser sencillos o de varios cordones, la forma de este arreglo proporciona igual capacitancia entre cada pareja de conductores, y por lo tanto, envían un voltaje balanceado que puede ser recibido en el motor. Por sus características el cable redondo es utiliza lo más posible, ya que la limitante en volumen no le permite ser usado totalmente. El aislamiento eléctrico alrededor de cada conductor es normalmente probado a 3,000 V y es diseñado para mantener fuera el fluido del pozo; este aislamiento es rodeado por un material de relleno llamado "chaqueta" que mantiene los conductores separados adecuadamente y los protege del posible daño mecánico; una armadura de metal enrollada cubre la chaqueta para proporcionar una protección mecánica adicional.
- **Cable Plano:** Consiste de tres conductores, pero a diferencia del cable redondo, el arreglo lado por lado, por lado, de los tres conductores, ocasiona que la capacitancia entre cada par de ellos no sea la misma, y por lo tanto exista un desequilibrio en el voltaje hacia el extremo del cable y del motor. El cable plano es usado donde existen restricciones de espacio, es decir, entre la TP y la TR, entre la bomba y la TR, entre el sello y la TR, y la parte superior del motor y la TR. La longitud más corta del cable plano para transmitir la potencia eléctrica al motor es generalmente usada para mantener el desequilibrio de voltaje a menos de 2% del voltaje de placa del motor.

El dispositivo que se utiliza para la conexión entre cable plano y el motor se le llama Extensión de Mufa, la cual se presenta en la en la figura 5.29.



Figura 5.29. Dispositivo de conexión Mufa-Motor, así como el revestimiento metálico que le da mayor resistencia mecánica al cable conductor (Schlumberger 2003).

➤ **Guía o Centralizador.**

Son accesorios utilizados para evitar que el equipo se vaya golpeando con las paredes de la tubería de revestimiento durante la instalación, si existiera una obstrucción, el impacto primero ocurre en la guía, protegiendo de esta manera el sensor de fondo.

➤ **Sensor de Fondo.**

Este dispositivo es muy importante en los equipos de BEC, envía información de los parámetros de operación del equipo y del pozo, como son temperatura, y presión, datos que son utilizados para determinar las condiciones a las cuales está operando el equipo, y de esta manera realizar acciones correctivas si son necesarias. La información es enviada a través del cable de potencia como una señal digital, la cual es decodificada en superficie por una computadora para mostrar los valores y tendencias; los parámetros que registra comúnmente son: presión de succión, temperatura de succión, temperatura del motor y aislamiento del cable.

5.8.2 Ventajas del BEC.

- Es un método flexible para producir en el rango de bajos a altos gastos de flujo.
- Puede manejar altos gastos de flujo y altas proporciones de agua.
- Normalmente el costo de bombeo por barril decrece conforme se incrementa el gasto de flujo.
- Mínimo equipo requerido en superficie.
- La ausencia de ruido en superficie produce un bajo impacto ambiental.
- Es fácil la automatización, supervisión y control.
- Es aplicable en pozos horizontales y desviados (dependiendo del ángulo de construcción. Normalmente <math><90/100</math> pies).

5.8.3 Desventajas del BEC.

- El costo inicial del equipo de BEC es relativamente alto.
- El cable eléctrico tiene muchos problemas de operación.
- Es aplicable a profundidades medias.
- Está limitado a ciertas temperaturas de operación (por el rango de temperatura del motor y el cable).
- La eficiencia de la bomba es afectada por el gas libre, por lo que en pozos con alta RGA requiere especial atención.
- Los problemas de incrustaciones son fatales para la Operación, ya que se tiene que sacar todo el aparejo para su mantenimiento.
- Requiere fuentes económicas de suministro de energía.

5.8.4 Mejoras en el BEC Para Ser Utilizado en Pozos de Aceite Pesado.

El aceite pesado para ser impulsado del fondo del pozo a la superficie, requiere mayor energía, esto debido principalmente a su alta viscosidad y densidad; este requerimiento adicional de energía incrementa los costos operativos del BEC, por lo que se han desarrollado técnicas de reducción de viscosidad. Uno de estos métodos de mayor éxito es el de inyección de diluyentes (H. Aponte, 2001).

➤ Inyección de de diluyentes a pozos con BEC.

Esta técnica consiste en la inyección de crudo de alta densidad API que mezclado con el crudo de baja densidad API del yacimiento, disminuye la viscosidad del fluido a producir. Inicialmente el hidrocarburo diluyente era inyectado en la cabeza del pozo reduciendo la viscosidad en la línea de producción, con lo cual se generaba un abatimiento de presión en la cabeza del pozo, que en la mayoría de los casos aumenta la producción. Sin embargo, una nueva técnica se ha desarrollado en los campos de Venezuela, la cual consiste en inyectar el diluyente en el fondo del pozo permitiendo una mejora significativa en la técnica (H. Aponte, 2001). La inyección de diluyente en el fondo del pozo puede ser realizada a través de tuberías capilares desde la cabeza del pozo, o simplemente inyectando el diluyente desde el espacio anular.

➤ Inyección anular de diluyentes.

Esta técnica es recomendada en los casos donde los pozos tienen altas relaciones gas-aceite, en crudos pesados y extra pesados, y/o cuando el pozo presenta un bajo nivel de fluido. El principal objetivo es mejorar las condiciones de operación subsuperficiales mediante el incremento en el nivel del fluido. Una bomba podría estar operando por debajo de su nivel óptimo a causa de un mal diseño, daño en el yacimiento o declinación, con la inyección anular del diluyente se incrementa el fluido total de producción, mejorando el sistema de bombeo electrocentrífugo y, así aumentando la vida útil del mismo. Algunos de los efectos positivos que conlleva la aplicación de esta técnica son:

- Mejora el nivel de bombeo operacional, debido a que lo aproxima al punto óptimo
- Reduce la presencia de gas dentro de la bomba, debido al incremento de la presión de succión.

➤ Inyección capilar de diluyentes.

Se basa en la inyección de diluyente a través de una pequeña tubería (3/4 de pg) llamada tubería capilar, la cual va unida al cable del motor de la cabeza del fondo del pozo terminando debajo de la succión de la

bomba. La viscosidad del aceite se reduce dramáticamente si el diluyente se inyecta a un ritmo adecuado por debajo de la succión de la bomba. La inyección capilar de diluyentes debe ser tomada en cuenta al momento de su diseño, esto es, antes de que el equipo de bombeo sea instalado en el pozo. Gracias a la reducción de la viscosidad por efecto del diluyente, se requieren equipos de menor costo y tamaño, disminuyendo costos de inversión y operativos.

5.9 SITUACIÓN DEL BEC EN EL ACTIVO KMZ.

Este sistema artificial de producción se encuentra actualmente operando por lo menos en los pozos de la plataforma Ku-F, donde tienen resultados satisfactorios, con el fin de evaluar el potencial del BEC (año 2006); en los pozos de la plataforma Zaap-C se instalaron equipos similares a los que operan en la plataforma K-F en pozo con BN, es decir, se integro un esquema de producción dual (BN y BEC) con las características siguientes:

Pozo Zaap 25 D

Bombas 120 KC 11000 KPXMARM 1:3
 Motores de 550HP / 3482 voltios / 94 amperios
 Sellos en Tandem series 538
 Profundidad a 2591 MVD
 Camisa de enfriamiento 7"
 Sistema dual incluye BN
 Fecha instalación: 21 de enero de 2006
 Fecha recuperación: 20 de Junio de 2006
 Vida operativa: 92 días.

Pozo Zaap 27D

Bombas 120 KC 11000 KPXMARM 1:3
 Motores de 550HP / 3482 voltios / 94 amperios
 Sellos en tandem series 513
 Profundidad a 2762 MVD
 Ingreso en liner 7 5/8"
 Sistema dual incluye BN
 Fecha instalación: 19 de Diciembre de 2005
 Fecha recuperación: 8 de Junio de 2006
 Vida operativa: 105 días.

Ambos equipos tenían como fuente de energía eléctrica un Motogenerador Caterpillar 3412 de 456 Kwatts por cada pozo; los equipos operaron en condiciones adecuadas y dentro del rango con un crudo de 13 °API, se operaron a bajas velocidades (frecuencias) cuidando no sobrepasar el 85% de carga de los motogeneradores (limite de operación del equipo). Los motores de fondo estaban equipados con el sistema ESP Global que permite acceder por medio de una página web a datos operacionales en tiempo real del equipo de fondo; en ningún momento los motores presentaron incrementos de temperatura que pudieran activar alguna de las alarmas. Ambos equipos indicaron que tenían un problema eléctrico (corto eléctrico) por lo que en algún momento se iban a parar, lo que después sucedió. Posteriormente se realizó la recuperación de ambos equipos para se enviados a Centrilift en Claremore (compañía especializada en equipos de BEC), con el fin de descubrir la falla prematura. Junto con las bombas, sellos y motores, se enviaron los cables de extensión del motor (Motor Lead Cable o MLE), ya que eran la causa inmediatamente aparente del corte eléctrico. En resumen, se descubrió que los cables estaban dañados en varios puntos de su longitud y que efectivamente estos eran la causa de la falla prematura de los sistemas BEC de los pozos KMZ 25 y 27. Los problemas de los cables MLE se catalogaron como fallas de manufactura, correspondiendo a un exceso de presión durante la aplicación de la armadura protectora sobre los conductores aislados y enchaquetados con plomo. Habiendo descubierto la falla se procedió de todas maneras con el análisis de los equipos restantes, ya que se esperaba obtener información adicional que pudiera servir para predecir una falla posterior, así como información para realizar modificaciones futuras a los equipos de BEC, destinados a ser instalados en ku Maloob Zaap. De esta información recopilada se tienen las siguientes observaciones y sugerencias:

- Se detecto un factor que no estaba considerado en el diseño original de los equipos de BEC, este factor fue la precipitación de asfaltenos que se encontraron en los sellos y que pueden contribuir a

que estos equipos no tengan una vida promedio normal dentro de las aplicaciones típicas para estos sistemas, situación que se debe considerar en el futuro.

- En el interior de las bombas se encontró basura de naturaleza orgánica e inorgánica que sugieren la necesidad intervención de pozos y/o limpieza de los mismos antes de realizarse la instalación del sistema BEC.
- Se halló la presencia significativa de arena muy fina en el interior de las etapas de las bombas, pero se pudo observar que el utilizar carburo de tungsteno sobre las flechas en el diseño de las bombas, permite resistir el efecto abrasivo de dichas arenas, con lo cual se logra una vida útil normal del equipo; por lo que en el futuro el diseño de BEC tendrá que incluir el efecto no despreciable de la abrasión de las arenas.
- El defecto mecánico durante la manufactura provocó una falla eléctrica que se vio maximizada por el efecto del H₂S, presente en este yacimiento.

Finalmente se puede decir de esta experiencia que el BEC se puede considerar como una alternativa buena como sistema artificial de producción.

5.9.1 Sistema Artificial de Producción Combinado (BEC y BN).

De acuerdo a un estudio realizado por Franco H. (2006), en los campos de KMZ, una alternativa para los pozos de Ku-Maloob-Zaap, es un sistema artificial de producción combinado que unifica las bondades de los sistemas BEC y BN.

El sistema consiste de un doble sistema artificial de producción (BEC y BN), instalado en un mismo pozo y operando al mismo tiempo, donde la idea es maximizar los beneficios de cada una de estas tecnologías para incrementar la recuperación y producción de hidrocarburos. El objetivo de este método es minimizar los requerimientos totales de energía y maximizar la producción, esto se puede lograr en la siguiente forma: el equipo electrocentrífugo es diseñado con el propósito de ayudar a bajar la contra presión de los fluidos para tener menos requerimientos de presión en la optimización del bombeo neumático; el bombeo neumático por su parte es usado para aligerar o disminuir la densidad del fluido y así reducir el tamaño de la bomba de BEC, obteniéndose un caso particular de sinergia que maximiza las bondades de cada SAP.

5.10 INYECCIÓN DE NITRÓGENO (N₂) COMO MANTENIMIENTO DE PRESIÓN.

Como se ha mencionado, en los yacimientos de KMZ de la Brecha K-T, están ligados a un esquema de mantenimiento de presión, el cual permitirá una óptima recuperación de las reservas que de no ser implementado no podrán ser explotadas. En un estudio realizado por PEP en enero de 1996 utilizando simulación de yacimientos, bajo diferentes condiciones de explotación y considerando diferentes fluidos para mantenimiento de presión (agua, gas natural y nitrógeno), así como en estudios subsecuentes realizados en los siguientes 7 años, coincidieron en que la mejor alternativa para mantener la presión en KMZ, era la inyección de gas en lo alto de la estructura. El uso del agua fue descartado debido a que no es un método eficiente en yacimientos altamente fracturados como son los de KMZ, e implica un mayor riesgo por su rápida canalización a través de las fracturas (mayor movilidad que el aceite), disminuyendo la eficiencia de barrido conforme avanza el contacto agua aceite.

Finalmente, entre los diferentes gases que podrían ser inyectados se optó por utilizar nitrógeno y no gas natural, ya que se consideró como la mejor opción técnica y de menor costo, además de que el nitrógeno es

un gas inerte no contamine al ambiente, se tiene la infraestructura para producir los volúmenes requeridos, se conoce la tecnología gracias a las experiencias recopiladas durante casi 9 años de utilizar este método de mantenimiento de presión en Cantarell, por citar algunas ventajas adicionales.

Actualmente en los yacimientos de la Brecha K-T de KMZ, se implementó el método de recuperación secundaria o mantenimiento de presión por medio de inyección de nitrógeno, con un volumen inicial promedio de 120 millones de pies cúbicos de gas por día, que se obtiene en la planta de producción de nitrógeno, Atasta ubicada en la ciudad de Nuevo Progreso (Figura 5.30). Esta planta inicialmente fue creada para producir nitrógeno para inyectarlo en Cantarell, y en fechas recientes surte nitrógeno no solo a KMZ, sino también, a Jujo-Tecominuacan (90 mmpcpd) y al Complejo Antonio J Bermúdez (190 mmpcpd), campos aledaños a la planta de nitrógeno.

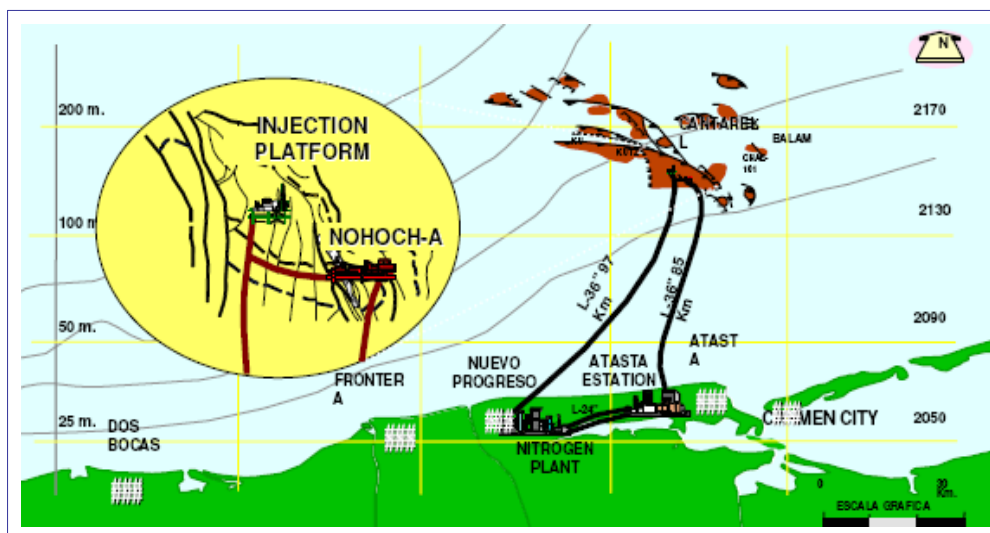
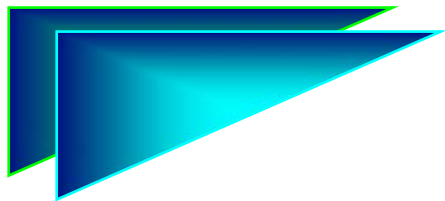


Figura 5.30. Ubicación de la planta de Nitrógeno Atasta (Cinco Ley, 2007).

El nitrógeno es transportado de la planta de nitrógeno a la estación de bombeo Atasta, para ser transportado por medio de los nitrógenoductos de 36" y de 97 km de longitud a las plataformas de inyección, como es la plataforma KU-S, para finalmente ser inyectada al campo Ku por medio de pozos inyectoros.

5.10.1 Situaciones Desfavorables de la Inyección de Nitrógeno.

La inyección de nitrógeno como método de recuperación secundaria, únicamente tiene la finalidad de mantener la presión en los yacimientos, es decir es, un método no misible, esto quiere decir que aparentemente el nitrógeno no se mezcla con el aceite, sin embargo si ha llegado a mezclarse como ocurrió en Cantarell, no obstante las altas presiones que necesita el N_2 para ser misible, con lo que conforme avance la saturación de N_2 en el yacimiento, se tendrán que instalar equipos que separen este gas del hidrocarburo para su comercialización, aumentando los costos de producción. Otro punto desfavorable es que con este método disminuye el factor de recuperación en comparación relativa con otros fluidos como es el caso del gas natural. La inyección de nitrógeno no permite recuperar el aceite que se encuentra en los poros de la matriz que es donde se tienen las mayores concentraciones de aceite; en su mayoría con este método se recupera el aceite que se encuentra en conductos preferenciales al flujo (fracturas y Vugulos conectados). Finalmente podemos decir que la recuperación con este método sumada a la recuperación primaria apenas obtiene el 47 % del volumen que se puede extraer del yacimiento, esto ocasionara que a futuro se tenga que utilizar otro método de recuperación mejorada que aumente el factor de recuperación, y que además tenga que contemplar en su esquema de producción las altas saturaciones de N_2 .



VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES



6.1 CONCLUSIONES.

1.- El Complejo Ku-Malobb-Zaap juega un papel estratégico en la industria petrolera de México, en especial por la actual capacidad de producción y por lo que producirá en los próximos dos años, la cual servirá para contrarrestar en parte la declinación de la producción de de aceite en Cantarell y por lo menos mantener la plataforma de producción del país.

2.- La administración y responsabilidad del Activo Integral Ku-Maloob-Zaap le corresponde a la Región Marina Noreste, que hasta el 1 de enero de 2008 administra veintitrés campos petroleros, de los cuales cinco se encuentran en el Activo Integral Ku Maloob Zaap, siendo los más importantes y los tratados en este trabajo.

3.- El marco geológico regional de los campos de KMZ, es el mismo que el de la Sonda de Campeche, controlado por los elementos que constituyen el Golfo de México y elementos próximos del sureste mexicano, como son la plataforma de Yucatán, las Cuencas Cenozoicas del Sureste y la Sierra de Chiapas.

4.- La columna estratigráfica de KMZ, está constituida por secuencias que van del Mesozoico (Jurásico) al Cenozoico; son principalmente carbonatos y terrígenos, los primeros primordialmente depositados en el Mesozoico y los segundos en el Cenozoico; la principal fuente de aporte de sedimentos fue la plataforma de Yucatán y la Sierra de Chiapas.

5.- Se consideraron en este trabajo 4 los eventos geológicos que explican el origen de las estructuras de Ku-Maloob-Zaap: 1) Rifting durante el Triásico y Jurásico Medio, 2) Empuje salino sin-sedimentario (Oxfordiano Cretácico), 3) Periodo tectónicamente pasivo durante el Jurásico Tardío al Cretácico Tardío, 4) Compresión desde finales del Cretácico hasta el reciente.

6.- Las estructuras generadas en KMZ se agruparon para su mejor entendimiento en siete categorías: fallas de desplazamiento lateral, estructuras de cabalgamiento, fallas Antitéticas, fallas inversas y pliegues, superficie de erosión, fallas normales, estructuras producidas por gravedad.

7.- Se tienen presentes y caracterizados todos los elementos que integran el Sistema Petrolero del área de Ku-Maloob-Zaap, roca generadora, almacén, sello, trampa, migración y sincronía de eventos.

8.- En la región de la Sonda de Campeche y naturalmente en KMZ, se han definido cuatro subsistemas generadores de hidrocarburos: 1) Subsistema Generador Oxfordiano (Romero, 1995), 2) Subsistema Generador Kimmeridgiano (Vera, 1995), 3) Subsistema Generador Tithoniano (Medrano, 1994), 4) Subsistema Generador Terciario (Eoceno-Mioceno), hipotético.

Las principales rocas generadoras de hidrocarburos de KMZ son las calizas arcillosas del Tithoniano y las lutitas calcáreas bituminosas del Oxfordiano.

9.- Son cinco las secuencias potencialmente almacenadoras de hidrocarburos en Ku-Malob-Zaap y la Sonda de Campeche: 1) Areniscas del Jurásico Superior Oxfordiano (JSO), 2) Bancos oolíticos (calizas greinstone) del Jurásico Superior Kimeridgiano (JSK), 3) Carbonatos fracturados del Cretácico Inferior y Cretácico Superior (KI y KS), 4) Brecha calcárea del Cretácico Superior-Paleoceno (K-T) y 5) Rocas Cenozoicas, las Calcarenitas del Eoceno y los cuerpos arenosos del Mioceno-Plioceno (Unidad V).

10.- Son cinco las secuencias sedimentarias que funcionan como sellos regionales para el área de la Sonda de Campeche incluyendo Ku-Maloob-Zaap: 1) Roca sello de edad Oxfordiano, es el sello de las arenas productoras del Jurásico Superior Oxfordiano; 2) Roca sello de edad Tithoniano, es el sello de los bancos oolíticos productores del Jurásico Superior Kimeridgiano; 3) Roca sello de edad Cretácico, KI y KS, es el sello de los carbonatos fracturados productores del Cretácico Inferior y Cretácica Medio; 4) Roca sello de edad Paeoceno, es el sello de la brecha calcárea productora del Cretácico Superior-

Paleoceno (K-T) y 4) Roca sello de edad Cenozoico, es el sello las secuencias productoras Calcarenititas del Eoceno y los cuerpos arenosos del Mioceno – Plioceno.

11.- Se considera que la migración de los hidrocarburos ocurrió principalmente a lo largo de fallas, fracturas y de capas de rocas sedimentarias permeables; también contribuyo la flotabilidad de flujos gaseosos de fase continua a través de poros y fracturas " húmedas" o impregnadas de fluidos, siendo predominantemente la migración en forma vertical, aunque también se presento migración horizontal.

12.- Las trampas petroleras en los campos de KMZ, son trampas combinadas que presentan mayor tendencia a ser de tipo estructural, se asocian a fallamientos por corrimiento lateral en la porción sur y fallamientos inversos en la porción Norte. El Campo Ku se trata de una estructura anticlinal con cierre estructural hacia el sur y contra falla inversa en el norte. El campo Maloob se trata de una estructura de tipo anticlinal con cierre estructural y contra falla inversa hacia el sur y con otra falla inversa en el norte. Campo Zaap, se trata de una estructura de tipo anticlinal con cierre contra dos fallas inversas tanto al norte como al sur de la estructura, y una falla antitética casi en el centro de las dos fallas.

13- Todos los elementos del sistema petrolero se dieron en un orden espacio-tiempo tal que es posible decir que se formaron en sincronía, lo cual hace que el sistema petrolero este completo.

14- El Complejo Ku-Maloob-Zaap, es el segundo más importante del país después de Cantarell, debido a sus reservas 3P (6,218.2 mmbpce) así como a su producción (superior a los 500 000 bpd) que en general corresponde a aceite pesado entre 13 y 22 °API.

15.- La máxima producción de hidrocarburos en los tres campos se obtiene de los yacimientos de la Brecha Cretácico Superior-Paleoceno Inferior, los cuales se encuentran en una etapa de saturación y declinación de la presión; adicionalmente estos campos están comunicados hidráulicamente por un acuífero común, por lo que se comportan como un yacimiento es decir la producción en uno afecta a los demás.

16.- Debido a la pérdida total de circulación durante la perforación del horizonte Brecha Cretácico Terciario, se implemento el método do de perforación bajo balance con éxito, disminuyendo tiempo y costos de perforación.

18.- Durante los siguientes años, KMZ tiene la posibilidad producir el aceite que Cantarell deje de aportar al país, al incrementar su producción a su máximo, que se estima por arriba de los 800,000 bpd, la cual se alcanzará en el año 2010.

19.- Para lograr su máxima producción el Complejo KMZ, ha implementado un proyecto de desarrollo de campos desde el año 2002 denominado "Proyecto Integral Ku-Maloob-Zaap", el cual esta enfocado principalmente a: a) Aumentar en número de pozos de explotación y con SAP, incorporando nuevas tecnologías como son los pozos horizontales y multilaterales. b) Desarrollar la infraestructura en costa afuera para la perforación y manejo de la nueva producción mediante fuertes inversiones para los siguientes 3 años. c) Optimizar la producción de los pozos ya perforados mediante la implantación de SAP principalmente BN, BEC y/o la combinación de ambos, así como programas para incrementar la productividad de los pozos (estimulación de pozos, lavado de pozos, deshidratación, etc). d) Implementa y optimizar la inyección de nitrógeno a los yacimientos de la Brecha K-T en un esquema similar al de Cantarell, como mantenimiento de presión, con lo cual se pretende aumentar el factor de recuperación y la producción de aceite pesado.

6.2 RECOMENDACIONES.

Se recomienda realizar un levantamiento sísmico 3D con objetivos específicamente Jurásicos, que coadyuve a minimizar el error en la interpretación y en el riesgo geológico, ya que hasta la fecha los

levantamientos sísmicos del Jurásico han sido adecuados, con lo que se podría encontrar nuevos yacimientos muy profundos.

Incorporar tecnologías emergentes en la exploración y explotación en zonas no exploradas y de producción en Ku-Maloob-Zaap, con el fin de aumentar las reservas probadas, probables y posibles. En especial las reservas probadas, ya que con los ritmos de producción actuales sólo alcanzan para los próximos diez años.

Ampliar la utilización de la técnica de perforación bajo balance, en la etapa productora de la Brecha Terciario Paleoceno Superior y Cretácico Inferior, debido a que es un método que PEMEX domina en gran medida (sobre todo en la Región Sur) y a que disminuye costos por pérdidas de circulación y reduce el daño a la formación; con lo cual aumenta la rentabilidad del pozo.

Ampliar la perforación de pozos horizontales y multilaterales, pues estas tecnologías tienen la suficiente madurez técnica, tecnológica y de personal humano, para ser una opción rentable en los Campos de Ku-Maloob-Zaap. Además de que facilitarán la tarea de llegar al record de producción de 800 000 bpd.

Continuar con la utilización de sistemas artificiales de producción de Bombeo Neumático y Bombeo Electrocentrífugo, e incorporar la combinación ellos, a fin de optimizar la producción de los pozos.

Optimizar el método de mantenimiento de presión "Inyección de Nitrógeno", lo cual es posible ya que se tiene la referencia en Cantarell, por ello se debe tomar la experiencia de este campo, a fin de no cometer los mismos errores y así identificar áreas de oportunidad que originen mayor producción.

Contar con un modelo de simulación óptimo que permita visualizar, analizar y dar respuesta sobre la explotación del yacimiento Brecha K-T, antes, durante y después de la inyección de nitrógeno.

Incrementar la capacitación del personal humano y la incorporación de personal nuevo (en especial los egresados) ya que un gran número de expertos en PEMEX está a punto de jubilarse, por lo que se recomienda aprovechar por una parte la experiencia de los expertos antes de su jubilación y por otra parte brindar oportunidades a los jóvenes profesionales, fructificando su ímpetu y deseos de transformación de la industria petrolera del país.

BIBLIOGRAFÍA.

Administración Portuaria Integral de Dos Bocas, 2008, SCT.

Administración Portuaria Integral de Campeche, 2008, SCT.

Aguilar Areas R., Castro Martínez H., Pong Uzanga B., Gonzáles Monroy Z., 2006, Aplicación de la tecnología de perforación bajo balance en zonas de pérdida total de circulación en campos marinos de la Bahía de Campeche, *Revista Ingeniería Petrolera*, Vol. XLVI No.6, 2006, pp.16-28.

Aguayo J.E.-Camargo, 2005, 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 VI. 1.*, 2005, pp. 19-45.

Arellano Gil J. 2002, "Apuntes de Geología de Yacimientos", Facultad de Ingeniería, UNAM.

Autores Varios, 2000, Desarrollo de la Perforación Bajo Balance (Pbb) en México, COLAPER México 2000.

Autores Varios, 2003, Yacimientos de petróleo pesado, *Oilfield Review*, Invierno de 2002/2003, pp. 32-55.

Autores Varios, 2003, Nuevos aspectos de la construcción de pozos multilaterales, *Oilfield Review*, Invierno de 2002/2003, pp. 55-75.

Autores Varios, 2003, Nuevos rumbos en la perforación rotativa direccional, *Oilfield Review*, Invierno 200, pp. 55-75.

Ángeles- Aquino, F., 1996, Estratigrafía del Jurásico Superior en la Sonda de Campeche, México, Tesis de postgrado (IPN).

Ángeles-Aquino, F. y A. Cantu Chapa, 2001, "Subsurface Upper Jurassic Stratigraphy in the Campeche Shelf, Gulf of Mexico, en C. Bartolini, R.T. Buffler, y Abelardo Cantú Chapa (Eds), *The Western Gulf of Mexico Basin: Tectonics, Sedimentary Basins, and Petroleum Systems*. AAPG Memoir 75, pp.343-352.

Ángeles-Aquino, F.J., Bosquejo Geológico de la Sonda de Campeche, *Ingeniería Petrolera*, vol.XLIV, num 11.

Ángeles-Aquino, F.J., Monografía Petrolera de la zona Marina, Asociación Mexicana de Geólogos petroleros, A.C, Marzo 2006.

Aquino López, J., 2003, El potencial petrolero de las calcarenitas del Paleógeno en la Sonda de Campeche, Tesis Postgrado UNAM.

Aquino, J.,M-Ruiz, J., García, J., Sihil Field: Another giant below Cantarell, offshore Campeche, México, *The leading Edge*, Vol. 20, num 7. pp. 761-762.

Blower, T., C.K. Paull, y R.M Leckie, 1998, " The Cretaceous Tertiary boundary cocktail: Chicxulub impact triggers margin collapse and extensive sediments gravity flows", *Geology*, vol 26, pp 331-334

Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, A.C., 2001, Subsistemas Generadores de México, XLIX, nums. 1-2.

-
- Cantu- Chapa, A., 1977, "Las amonitas del pozo Chac-1, norte de Campeche (Golfo de México)" Revista del Instituto Mexicano del Petróleo, Vol. IX, num. 2.
- Cantú Chapa, A., 2001. "Mexico as the western margin of Pangea base on biogeographic evidence from the Permian to the Jurassic", en C. Bartolini, R.T. Buffler y A Cantú-Chapa (eds), The Western Gulf of Mexico Basin: Tectonics, Sedimentary Basins, and Petroleum Systems. AAPG Memoir 75, p. 1-27.
- Cantú-Chapa, A., y R. Landeros- Flores, 2001, " The Cretaceous-Paleoceno Boundary in the subsurface Campeche Shelf, southern Gulf of Mexico", en C. Bartolini, R.T. Buffler y A.
- Cantú Chapa (eds), The Western Gulf of Mexico Basin: Tectonics, Sedimentary Basins, and Petroleum Systems. AAPG Memoir 75, pp.389-395.
- Cinco Ley H., 2006, PEMEX/PEP: Proyectos e Inversión. Seminario, 2006.
- Cinco Ley H., 2006, Nuevas Tecnologías para la Producción de Hidrocarburos. Seminario Noviembre, 2006.
- Chernikoff, A., García-Hernández, J., Schatzinger, R., 2006, Mesozoic extensional tectonics: its impact on oil accumulations in Campeche Sounds, Gulf of Mexico, The Leading Edge, vol.25, num 10, pp.1124-1234.
- Díaz Zertuche H., 1997, Apuntes del Curso "Producción por Bombeo Mecánico y Bombeo Electrocentrífugo, Facultad de Ingeniería UNAM.
- Ferromex, Ferrocarriles de México, 2006.
- García-Hernández, J., Chernikoff, A., González-Castillo, M., 2005, Structural style of the gulf of Mexico Cantarell Complex, The Leading Edge, vol. 24; num. 2; pp. 136-138
- García Urquiza C., 2007, "Equipos y Herramientas de la Perforación", Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería UNAM.
- Garaicochea Petirena F., 2002, La verdad sobre nuestras reservas y Cantarell, ejemplo de explotación irracional, Grupo de Ingenieros de Pemex-Constitución del 17. México 2002.
- Garaicochea Petirena F., 2001, El costo de oportunidad atribuible a Cantarell, Grupo de Ingenieros de Pemex-Constitución del 17. México 2001.
- Gerardo Figueroa C. (PEP), Enrique Ortuño M. (PEP), Ramón Espinosa L. (IMP) , Martín Jiménez G. (IMP), 2006, Interpretación Sísmica Estructural Jurásico Superior Kimeridgiano, Activo Integral Ku Maloob Zaap.
- Grajales-Nishimura, J.M.,E. Cecilio- Pedro, C. Rosales-Dominguez, D.J. Morán-Zenteno, W. Álvarez, P. Coléis, J. Ruiz-Morales, J. García-Hernández, P. Padilla-Ávila y A. Sánchez- Rios, 2000, "Chicxulub impact: the origin of Reservoir and Seal Facies in the Southeastern Mexico Fields", Geology, vol.28,pp.307-310.
- Gómez Cabrera J. A.1985, Apuntes de Pozos Fluyentes, Bombeo Neumático y Bombeo Hidráulico, Facultad de Ingeniería UNAM.
- Gómez Cabrera J. A.2004, "Apuntes de Sistemas Artificiales de Producción, Facultad de Ingeniería UNAM.

Guzmán Vega, M.A., Mello M. R., 1999, Origin of oil in the Sureste Basin, Mexico, AAPG Bulletin, vol. 83, num 7, pp.1068-1095.

Hernández Oscar F., 2007, "Análisis y Evaluación de Sistemas Artificiales de Producción, Caso de un Capo Petrolero" Tesis de Maestría, Facultad de Ingeniería UNAM.

IMP, 2007.

INEGI, 2003.

INEGI, 2005.

Informe de Play Cretácico Superior, 2006. Coordinación de Plays Establecidos. Activo Regional de Exploración Marina. Región Marina Suroeste).

Informe de Play Jurásico Superior Kimmeridgiano, 2006, Coordinación de Plays Establecidos. Activo Regional de Exploración Marina. Región Marina Suroeste.

Informe de Play Jurásico Superior Oxfordiano, 2006, Coordinación de Plays Establecidos. Activo Regional de Exploración Marina. Región Marina Suroeste.

Informe final del Play Brecha KS, 2006, Coordinación de Plays Establecidos. Activo Regional de Exploración Marina. Región Marina Suroeste.

Instituto Nacional de Geografía Estadística e Informática, 2007.

Las reservas de Hidrocarburos en México, Pemex Exploración y Producción, 1999. Machorro- Jiménez, M., *et al.* 2006, Nuevo Modelo sedimentario del Jurásico Superior Kimmeridgiano en la región de Sihil-Chac-Ixtoc.

León Contreras R.M, 2007, "Pozos Multilaterales: Reto y Oportunidad para la Explotación de Yacimientos Complejos", Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería UNAM.

López Valdez I. 2007, "Apuntes de Elementos de Perforación", Facultad de Ingeniería, UNAM.

Martines Romero. 2005, "Apuntes de Administración Integral de Proyectos", Facultad de Ingeniería, UNAM.

Martínez Salas Federico, 2003, Proyecto integral Ku-Maloob-Zaap diseño de la estrategia de ejecución de obras y servicios. CIPM. E_Exitep 2003.

Meléndez-Arguello, L., García-Hernández, J., Balcazar, R., 2007, La Sal del Calloviano como factor determinante de la evolución de la estructura y distribución de facies prospectivas en el Área Central del Activo Integral Cantarell, Ingeniería Petrolera, Vol. XLVII, num 1.

Meneses de Gyves, J., 1980, "Geología de la Sonda de Campeche", Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, Vol.32, pp.1-26.

Mitra, S., Correa-Figueroa, G., Hernández- García, J., Murillo-Alvarado, A., 2005, Threedimensional structural model of the Cantarell and Sihil structures, Campeche Bay, Mexico.

Morales Gil Carlos A., 2008, Perspectivas de la exploración y producción de hidrocarburos en México. Pemex Exploración y Producción 2008.

Murillo A. (Pémex 2004, Shlumberger 2005), Figueroa C. Modelo de Evolución Tectónica Terciaria Campos Cantarell, Ku, Maloob., (Pémex, AIKMZ, RMNE),

-
- Murillo-Muñeton, G., J. M Grajales-Nishimura, E Cedillo- Pardo, S. García-Hernández, 2002. Stratigraphic Architecture and Sedimentology of the Main Oil- producing Stratigraphic Interval of the Cantarell Oil Field: The k/T boundary Sedimentary Sucesión. Society of Petroleum Engineers.
- 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 Anuario Estadístico, 2008.
- PEMEX Anuario Estadístico, 2007.
- PEMEX Las reservas de Hidrocarburos de México, 2008.
- PEMEX Las reservas de Hidrocarburos de México, 2007.
- PEMEX Exploración y Producción Región Marina Noreste, 2007, Activo Integral Ku-Maloob-Zaap.
- PEMEX Gerencia de Ingeniería, 2002, Guía de Diseño para Estimulaciones de Pozos.
- PEMEX Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos, 2002, Manual para perforador y ayudante (cabo), Capítulo 11, Perforación direccional.
- PEMEX Y Pindell, J., 2002, Origen, evolución e importancia económica Petrolera del Sureste de México (Cuenca de Macuspana), informe técnico interno.
- Peñaloza-Romero, R., 2003, Geometría del fracturamiento y procesos diagenéticos que condicionan las propiedades petrofísicas de la brecha calcárea en el campo Cantarell, Tesis Postgrado, UNAM.
- Petroquímex la revista de la Industria Petrolera, 2008.
- Pong Uzcanga Bonifacio, 2000, Fluido Espumado De Perforación PMPDS, COLAPER México 2000.
- Prado G. Mauricio, 2003, "Apuntes de Sistemas Artificiales de Producción", Facultad de Ingeniería UNAM.
- Publicación del CIPM., 2001.
- Rodríguez González N.L., 2007, "Estudio Geológico Integral del Terciario Tardío en la Sonda de Campeche", Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería UNAM.
- Rosenfeld. H. Joshua, 2002, El potencial económico del Bloque de Yucatán en México, Guatemala y Belice, Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana, Tomo LV, núm. 1, 2002, pp.30-47.
- Schlumberger, 2003.
- Secretaría de Comunicaciones y Transporte, 2008.
- Secretaría de Comunicaciones y Transportes, 2007.
- Secretaría de Comunicaciones y Transportes, 2005.
- TAML. "TAML Multilaterals Classification System", 2004.
- Trejo-Vázquez, 2007, Presentación de los campos de la Región Marina, inédito.

Un siglo de la perforación en México PEMEX, 2000.

REFERENCIAS ELECTRÓNICAS.

PEMEX 2007, "Las reservas de hidrocarburos de México" Evaluación al 1 de enero de 2007".http://www.pemex.com/files/content/Reservas_hidrocarburos_2007_full.pdf

PEMEX 2007, "Indicadores Petroleros Diciembre 2007"
<http://www.pemex.com/index.cfm?action=content§ionID=2&catid=160&contentID=1> 81

PEMEX 2008 "Indicadores Petroleros Enero, 2008" <http://www.pemex.com/files/dcpe/petro/indicador.pdf>

SENER, 2008, "Prospectiva de Petróleo Crudo 2007 - 2016"
http://www.sener.gob.mx/webSener/res/PE_y_DT/pub/Prospectiva%20Petroleo%20Crudo%20Finas.pdf

Sistema de Información Energética, 2007
<http://sie.energia.gob.mx/sie/bdiController?action=login>

Internacional Asociación de Sedimentología, 2001,
<http://www.ias-2001.ethz.ch/>

Aeropuertos Mexicanos,,2008
www.transporte.com.mx

ARTÍCULOS DE PERIÓDICO.

Rodríguez Israel, Ante la declinación de Cantarell, el reto para Pemex es desarrollar Chicontepec, Periodico La Jornada, viernes 21 de abril de 2006.

Rodríguez Israel, Cayó 25% en un año la producción de Cantarell; supera lo proyectado, Periodico La Jornada, martes 30 de enero de 2007.

Rodríguez Israel, Inicia antes de lo previsto declive de la producción en Cantarell Domingo 29 de mayo de 2005, Periodico La Jornada, domingo 29 de mayo de 2005.

Santana Rosa, En Campeche presenta Fox el proyecto Ku-Maloob-Zaap, Proceso, 06 de agosto de 2005.