



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“EVALUACIÓN PETROLERA Y MÉTODOS
DE EXPLOTACIÓN EN LA CUENCA DE
SABINAS, COAHUILA”**

T E S I S
**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO**

PRESENTA:
FÉLIX ALBERTO GALINDO IXPANGO

DIRECTOR DE TESIS
ING. JAVIER ARELLANO GIL



MÉXICO, D.F.

OCTUBRE, 2010

EVALUACIÓN PETROLERA Y MÉTODOS DE EXPLOTACIÓN EN LA CUENCA DE SABINAS, COAHUILA.

Félix Alberto Galindo Ixpango

Director: Ing. Javier Arellano Gil.



**UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO**

**Universidad Nacional Autónoma de México
Facultad de Ingeniería
División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra
Octubre de 2010.**



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
60-I-015

SR. FÉLIX ALBERTO GALINDO IXPANGO
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 DE LA CUENCA DE SABINAS,
COAHUILA**

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

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

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

Atentamente

“POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU”

CD. Universitaria, D. F., a 14 de Enero de 2010

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

DR. RICARDO JOSÉ PADILLA Y SÁNCHEZ

RJPYS*RGTS*srs

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

**“EVALUACIÓN PETROLERA Y MÉTODOS DE
EXPLOTACIÓN EN LA CUENCA DE SABINAS,
COAHUILA”**

TESIS PRESENTADA POR:

FÉLIX ALBERTO GALINDO IXPANGO

DIRECTOR DE TESIS:

ING. JAVIER ARELLANO GIL

JURADO DE EXAMEN PROFESIONAL:

PRESIDENTE	ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS.
VOCAL	ING. JAVIER ARELLANO GIL.
SECRETARIO	DR. RAFAEL RODRÍGUEZ NIETO.
1o. SUPLENTE	M.I. ALBERTO HERRERA PALOMO.
2o. SUPLENTE	ING. CARL ANTHONY SERVIN JUNGDORF.

AGRADECIMIENTOS

Esta tesis está dedicada especialmente a mis padres por darme la vida, su dedicación y amor: Leonila Ixpango y Santos Galindo.

Porque la ilusión de su vida ha sido convertir a mis hermanos y a mí, en personas de provecho. A quienes nunca podré pagar todos sus desvelos ni aún con las riquezas más grandes del mundo.

Porque gracias a su apoyo, esfuerzo y consejos, he llegado a realizar la más grande de mis metas. La cual constituye la herencia más valiosa que pudiera recibir. Deseo de todo corazón que mi triunfo profesional lo sientan como suyo. Con Amor, Admiración y Respeto.

Para mis Hermanos: Raúl y Héctor.

A ti Héctor, por brindarme tu apoyo incondicional y respeto en todo momento.

A ti Raúl, por ser un ejemplo de fortaleza, perseverancia y superación profesional.

Con mucho cariño para Valentina y nuestros hijos: Valeria, Sheyla y Alberto.

A ti “Chiquita Bonita”, por dejarme formar parte de tu vida y de tu corazón, por inspirarme a seguir superándome en todos los aspectos, te amo. Deseo que la superación profesional sea en beneficio de nuestro hogar y a la vez, que sea un estímulo para nuestros hijos, para que ellos logren sus más caros anhelos.

A mis abuelos maternos, sé que desde el cielo me están cuidando siempre, Francisco Ixpango e Irene Ramírez gracias por sus consejos y enseñanzas.

A mis abuelos paternos, a “Don Delfino Galindo” por que en vida siempre se preocupo por el bienestar de toda su familia y a “Doña Josefina Rangel” que siempre me recibe contenta y con gran alegría en su casa.

A mis suegros, Severa y Eusebio, por toda su confianza y apoyo brindado. Y a mis cuñados (Esteban, Cecilio, Andrés, Pedro, Margarito) y cuñada Balbina (“Bibi”), ya que siempre puedo contar con todos ellos.

A todos mis tíos y tías, por todo su apoyo, amor y enseñanzas, y en especial a mi tío Humberto Ixpango el cual es para mí, un ejemplo a seguir en cuanto a la superación personal y profesional ya que, gracias a él, decidí estudiar una carrera en Ingeniería.

A mis compadres: Maribel y Javier.

Por compartir momentos importantes de la vida, por su gran sinceridad, conversaciones, consejos, apoyo y amistad que me brindan.

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 uno y una de ellos saben de las aventuras y momentos 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, gracias por todas las enseñanzas.

Al Ing. Javier Arellano Gil, por su dedicación y tiempo en la asesoría del presente trabajo, especialmente le agradezco su apoyo, motivación, confianza, amistad, paciencia y consejos sinceros. Con mucho respeto Gracias.

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

*Ing. Manuel Villamar Viguera.
Dr. Rafael Rodríguez Nieto.
M.I. Alberto Herrera Palomo.
Ing. Carl Anthony Servin Jungdorf.*

Finalmente, agradezco a todos mis profesores de la Facultad de Ingeniería y en especial a los de ingeniería petrolera, grandes personas que colaboraron y contribuyeron en mi desarrollo profesional.

ÍNDICE

Página

ÍNDICE.....	i
RESUMEN.....	ix
1. GENERALIDADES	1
1.1 OBJETIVOS.....	2
1.2 METAS.....	2
1.3 UBICACIÓN.....	3
1.4 VÍAS DE ACCESO.....	3
1.4.1 Carreteras.....	4
1.4.2 Ferrocarriles.....	7
1.4.3 Aeropuertos.....	8
1.4.4 Red de telecomunicaciones.....	9
1.5 FISIOGRAFÍA.....	9
1.6 GEOMORFOLOGÍA.....	11
1.7 OROGRAFÍA.....	11
1.8 HIDROGRAFÍA.....	14
1.8.1 División hidrológica.....	14
1.8.2 Corrientes y cuerpos de agua.....	16
1.8.3 Principales presas.....	19
1.9 CLIMA.....	20
1.10 CARACTERÍSTICAS DE ALGUNOS MUNICIPIOS DE COAHUILA.....	24
1.10.1 Estado de Coahuila.....	24
1.10.2 Cuatro Ciénegas.....	26
1.10.3 Frontera.....	27
1.10.4 Lamadrid.....	27
1.10.5 Monclova.....	28
1.10.6 Nadadores.....	29
1.10.7 Sabinas.....	30
1.10.8 Sacramento.....	31
1.11 ANTECEDENTES PETROLEROS DE LA CUENCA DE SABINAS, COAHUILA.....	32
1.12 IMPORTANCIA ECONÓMICA DE LA CUENCA DE SABINAS, COAHUILA.....	34

	Página
2. MARCO GEOLÓGICO	35
2.1 EVOLUCIÓN GEOLÓGICA.....	36
2.2 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL.....	39
2.2.1 Fallas principales en el Noreste de México.....	42
2.2.1.1 La falla (megacizalla) Mohave-Sonora.....	42
2.2.1.2 Falla La Babia.....	43
2.2.1.3 Falla de San Marcos.....	43
2.2.2 Estilos estructurales de la Cuenca de Sabinas.....	43
2.3 ESTRATIGRAFÍA.....	46
2.3.1 Formaciones de la Cuenca Sabinas.....	52
2.3.1.1 Mesozoico.....	53
2.3.1.1.1 Complejo Basal.....	53
2.3.1.1.2 Jurásico.....	53
2.3.1.1.2.1 Formación Grupo Zuloaga.....	53
2.3.1.1.2.2 Formación Minas Viejas.....	54
2.3.1.1.2.3 Formación La Casita.....	54
2.3.1.1.3 Cretácico.....	55
2.3.1.1.3.1 Formación Arcosa San Marcos.....	55
2.3.1.1.3.2 Formación Menchaca.....	55
2.3.1.1.3.3 Formación Barril Viejo.....	56
2.3.1.1.3.4 Formación Padilla.....	56
2.3.1.1.3.5 Formación La Mula.....	57
2.3.1.1.3.6 Formación La Virgen.....	57
2.3.1.1.3.7 Formación Taraises.....	57
2.3.1.1.3.8 Formación Cupido.....	58
2.3.1.1.3.9 Formación La Peña.....	58
2.3.1.1.3.10 Formación Acatita.....	59
2.3.1.1.3.11 Formación Aurora.....	59
2.3.1.1.3.12 Formación Cuesta del Cura.....	60
2.3.1.1.3.13 Formación Kiamichi.....	60
2.3.1.1.3.14 Formación Grupo Washita indiferenciado.....	60
2.3.1.1.3.15 Formación Georgetown.....	61
2.3.1.1.3.16 Formación Del Río.....	61
2.3.1.1.3.17 Formación Buda.....	61
2.3.1.1.3.18 Formación Indidura.....	62
2.3.1.1.3.19 Formación Agua Nueva ó Eagle Ford.....	62
2.3.1.1.3.20 Formación Austin.....	62
2.3.1.1.3.21 Formación Upson Clay.....	63
2.3.1.1.3.22 Formación San Miguel.....	63
2.3.1.1.3.23 Formación Olmos.....	63

	Página
2.3.1.1.3.24 Formación Escondido.....	64
2.3.1.2 Cenozoico.....	64
2.3.1.2.1 Sistema Terciario.....	64
2.3.1.2.1.1 Conglomerado Sabinas.....	64
2.3.1.2.2 Sistema Cuaternario.....	64
2.3.1.2.2.1 Aluvión.....	64
2.4 MARCO TECTÓNICO.....	65
3. SISTEMA PETROLERO	67
3.1 METODOLOGÍA PARA EVALUAR EL RECURSO DE GAS NO ASOCIADO BASADO EN EL SISTEMA PETROLERO.....	70
Riesgo Geológico.....	72
3.2 ELEMENTOS DEL SISTEMA PETROLERO.....	75
3.2.1 Roca Generadora.....	75
3.2.2 Roca Almacén.....	83
3.2.3 Roca sello.....	91
3.2.4 Trampas.....	97
3.2.4.1 Trampas estratigráficas.....	97
3.2.4.2 Trampas estructurales.....	98
3.2.5 Migración y Sincronía.....	100
3.3 PETROFÍSICA DE LOS PLAYS LA CASITA, PADILLA Y LA VIRGEN.....	102
3.3.1 Área de los campos.....	102
3.3.2 Profundidad de los cuerpos productores.....	102
3.3.3 Espesor de los cuerpos productores.....	102
3.3.4 Porosidad de cuerpos productores.....	102
3.3.5 Saturación de agua.....	103
3.3.6 Presión estática.....	103
3.3.7 Relación volumétrica del gas.....	103
3.3.8 Permeabilidad.....	103
4. GAS GRISÚ	104
4.1 RECURSOS DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES.....	104
4.2 GAS METANO DE CARBÓN.....	107
4.3 ANTECEDENTES DEL GAS GRISÚ.....	108

	Página
4.4 COMPOSICIÓN DEL GAS GRISÚ.....	109
4.5 ORIGEN DEL GAS GRISÚ.....	109
4.6 EL GAS GRISÚ EN EL CARBÓN.....	109
4.7 EL GAS GRISÚ EN LA MINA.....	110
4.8 PROPIEDADES DEL GAS GRISÚ.....	110
4.9 EXPLOSIONES DEL GAS GRISÚ.....	111
4.10 MEDIDAS DE SEGURIDAD.....	112
4.11 CONSECUENCIAS DEL EFECTO INVERNADERO.....	113
4.12 UTILIZACIÓN DEL GAS GRISÚ.....	114
4.13 ORIGEN DE LOS YACIMIENTOS DE CARBÓN.....	114
4.13.1 Ciclotemas.....	116
4.13.2 Deltas.....	117
4.13.3 Tipos de carbón.....	117
4.13.4 Carbonización o Coalificación.....	118
4.14 POTENCIAL DE GAS GRISÚ COMO UNA FUENTE DE ENERGÍA EN MÉXICO.....	120
4.15 LAS COMPLEJIDADES DE LA PRODUCCIÓN DE METANO EN CAPAS DE CARBÓN.....	120
4.16 YACIMIENTOS DE CARBÓN EN MÉXICO.....	122
4.16.1 Antecedentes.....	122
4.16.2 Localización de las Cuencas Carboníferas de México.....	124
4.17 REGIÓN CARBONÍFERA DE COAHUILA.....	125
4.17.1 Historia geológica de la Región Carbonífera de Coahuila.....	129
4.17.2 Recursos en la Región Carbonífera de Coahuila.....	130
4.18 APLICACIÓN DE TECNOLOGÍAS EN CUENCAS SIMILARES EN EE.UU. PARA LA EXPLOTACIÓN DEL GAS GRISÚ.....	135
4.19 IMPACTO DE LA EXPLOTACIÓN DEL METANO EN CAPAS DE CARBÓN EN LA GENERACIÓN DE ENERGÍA.....	139
 5. MÉTODOS DE PERFORACIÓN	 141
5.1 DESARROLLO DE LA PERFORACIÓN DE POZOS EN MÉXICO.....	142
5.1.1 Periodo 1900 –1937 (la perforación en México por compañías privadas).....	144
5.1.2 Periodo 1938 –1960 (maduración de la perforación nacionalizada).....	146
5.1.3 Periodo 1961 –1980 (la perforación de los grandes yacimientos).....	147

	Página
5.1.4 Periodo de 1981 –1998 (incorporación de tecnologías y creación de la Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos, UPMP).....	148
5.1.5 Periodo de 1999 –2010 (aplicación de nuevas tecnologías y trabajo de Pemex con compañías).....	149
5.2 DESARROLLO DE LA PERFORACIÓN DE LA CUENCA DE SABINAS.....	150
5.3 INGENIERÍA DE PERFORACIÓN.....	154
5.3.1 Perforación Rotatoria.....	154
5.3.2 Objetivo de los pozos.....	156
5.4 TRABAJOS ESTRUCTURALES, ESTRATIGRÁFICOS Y SEDIMENTOLÓGICOS.....	158
5.5 REGISTROS GEOFÍSICOS DE HIDROCARBUROS.....	160
5.5.1 Tipos de Registros Geofísicos.....	161
5.5.2 Tipos de herramientas que se utilizan en la toma de registros.....	163
5.5.3 Registros Resistivos.....	164
5.5.3.1 Doble Inducción Fasorial.....	165
5.5.3.2 Doble Laterolog Telemétrico.....	166
5.5.3.3 Microesférico Enfocado.....	167
5.5.4 Registros Nucleares.....	168
5.5.4.1 Neutrón Compensado.....	168
5.5.4.2 Litodensidad Compensada.....	170
5.5.4.3 Espectroscopia de Rayos Gamma.....	171
5.5.4.4 Rayos Gamma Naturales.....	172
5.5.5 Registros Acústicos.....	173
Sónico Digital.....	173
5.6 TECNOLOGÍA DE LA PERFORACIÓN.....	174
5.7 PERFORACIÓN DIRECCIONAL.....	175
5.7.1 Antecedentes.....	175
5.7.2 Definición.....	176
5.7.3 Herramientas para direccionar los pozos.....	178
5.7.3.1 Cuña de Desviación (Cucharas Desviadoras).....	178
5.7.3.2 Motores Direccionales.....	178
5.7.3.3 Sistemas Rotativos Direccionales (RSS).....	178
5.7.4 Aplicación de los Pozos Direccionales.....	179
5.7.5 Factores a considerar en la planeación de la Perforación Direccional.....	180
5.7.5.1 Tamaño y Forma del Objetivo a Perforar.....	180
5.7.5.2 Selección de la ubicación óptima del Equipo de Perforación.....	180
5.7.5.3 Programa de Tuberías de Revestimiento (TR´S) y de Lodo.....	181

	Página
5.7.5.4 Efecto del Magnetismo.....	181
5.7.5.5 Selección del Punto Inicial de Desviación.....	181
5.7.5.6 Desplazamiento Lateral.....	182
5.8 PERFORACIÓN HORIZONTAL.....	182
5.8.1 Pozos Horizontales.....	182
5.8.2 Métodos de Perforación Horizontal.....	183
5.8.3 Aplicación de los Pozos Horizontales.....	184
5.8.3.1 Yacimientos Estrechos.....	184
5.8.3.2 Yacimientos Naturalmente Fracturados.....	184
5.8.3.3 Formaciones con Conificación de Agua y Gas.....	185
5.8.3.4 Yacimientos de Aceite Pesado.....	185
5.8.3.5 Aplicación en la Recuperación Mejorada.....	185
5.9 POZOS MULTILATERALES.....	187
5.9.1 Aplicaciones y Beneficios de los Pozos Multilaterales.....	187
5.9.2 Clasificación de los Pozos Multilaterales.....	189
5.10 POZOS DE ALCANCE EXTENDIDO.....	193
Aplicaciones y Beneficios.....	193
5.11 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....	193
Objetivos del Fracturamiento Hidráulico.....	194
5.12 AGENTE SUSTENTANTE.....	196
Transporte del agente sustentante.....	197
5.13 DESCUBRIMIENTOS EXPLORATORIOS.....	200
5.14 CAMPO PIRINEOS.....	200
5.14.1 Pozo Pirineo-1.....	200
Objetivo.....	201
5.14.2 Pozo Pirineo-21.....	203
5.14.2.1 Diseño del Estado Mecánico del Pozo Pirineo-21.....	204
5.14.2.2 Densidad del lodo de perforación.....	206
5.14.2.3 Tiempo de perforación.....	207
5.15 CAMPO FORASTERO.....	208
5.15.1 Pozo Forastero-1.....	208
5.15.1.1 Objetivo.....	208
5.15.1.2 Características geológicas.....	209
5.15.1.3 Características del yacimiento.....	210
5.15.2 Experiencia del Pozo Forastero-2.....	211

	Página
6. RESERVAS Y DESARROLLO DE CAMPOS	212
6.1 VOLUMEN ORIGINAL DE HIDROCARBUROS.....	214
6.2 RECURSOS PETROLEROS.....	214
6.2.1 Volumen original de hidrocarburos total in-situ.....	215
6.2.1.1 Volumen original de hidrocarburos no descubierto.....	216
6.2.1.2 Volumen original de hidrocarburos descubierto.....	216
6.2.2 Recursos prospectivos.....	216
6.2.3 Recursos contingentes.....	216
6.3 RESERVAS.....	217
6.3.1 Reservas probadas.....	218
6.3.1.1 Reservas desarrolladas.....	220
6.3.1.2 Reservas no desarrolladas.....	220
6.3.2 Reservas no probadas.....	221
6.3.2.1 Reservas probables.....	221
6.3.2.2 Reservas posibles.....	222
6.4 PETRÓLEO CRUDO EQUIVALENTE.....	222
6.5 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DE LA CUENCA SABINAS.....	224
6.6 DESARROLLO DE CAMPOS DE LA CUENCA DE SABINAS, COAHUILA.....	225
6.7 PRODUCCIÓN EN LOS PLAY DE LA CUENCA DE SABINAS, COAHUILA.....	227
6.8 ESTIMACIÓN DE RECURSOS POTENCIALES DE GAS DE LA CUENCA DE SABINAS, COAHUILA.....	228
6.9 OPORTUNIDADES PARA LAS FUTURAS EXPLORACIONES.....	229
6.9.1 Campo Monclova-Buena Suerte (Plays La Casita, Padilla y La Virgen).....	229
6.9.2 Campo Huerta (Play La Casita).....	229
6.9.3 Campo Lampazos (Play La Casita, La Gloria).....	230
6.9.4 Campo Zuloaga (Play La Casita).....	230
6.9.5 Campos Cuatro Ciénegas (Play Cupido), Candelilla y Noralta (Play La Casita).....	230
6.9.6 Campo Bura (Play La Casita).....	230
6.9.7 Campo Garza (Play La Casita).....	231
6.9.8 Campo Merced (Play La Casita).....	231
6.9.9 Campo Minero (Play La Casita).....	231
6.9.10 Estructuras perforadas por pozos con problemas mecánicos.....	231
6.9.11 Bloques Estructurales.....	233
6.10 RECURSOS DE METANO DE LAS CAPAS DE CARBÓN.....	234
6.11 RECURSOS PROSPECTIVOS.....	235

	Página
7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	237
7.1 CONCLUSIONES.....	237
7.2 RECOMENDACIONES.....	240
 BIBLIOGRAFÍA	 241

RESUMEN

Este trabajo presenta un panorama geológico-petrolero general de La Cuenca de Sabinas, Coahuila, que pretende ser una guía general para el conocimiento geocientífico de la zona y el estado que guardan los campos petroleros, para a partir de este, planear y abordar estrategias que den lugar a una mejor explotación de los hidrocarburos y obtener los mayores beneficios económicos.

En el Capítulo 1, se presentan datos generales de la Cuenca de Sabinas, Coahuila, desde el objetivo, la ubicación del área de estudio, distribución de los campos, las vías de comunicación a través de las cuales se tiene acceso y los municipios que comprende esta cuenca. Cada uno de éstos, son descritos por medio de sus características demográficas y climáticas que nos presentan un panorama general del aspecto social y económico, que tiene la región. Además de datos históricos referentes al descubrimiento y producción, tipo y distribución de los hidrocarburos.

En el Capítulo 2, se ubica a la Cuenca de Sabinas, Coahuila en su contexto geológico, que determina muchas de las características importantes a considerar para el desarrollo y explotación de sus campos de gas. Se describe el marco geológico de la cuenca, la estratigrafía a través de una descripción en estricto orden y manera en que cada una de las formaciones se depositó, el marco tectónico estructural que presenta la cuenca, para posteriormente abordar la evolución geológica de la cuenca y de la misma forma, la estratigrafía, geología estructural y de manera implícita los modelo de sedimentación, que determinan las características de los yacimientos de hidrocarburos que se encuentran dentro de las secuencias de areniscas del Jurásico y Cretácico.

El Capítulo 3, aborda el Sistema Petrolero, que estudia los elementos y procesos necesarios para que sea posible la presencia de acumulaciones comerciales de hidrocarburos, y así poder cuantificar los recursos posibles de descubrir; su definición y la descripción de cada uno de sus elementos y procesos involucrados en la generación, migración y almacenamiento de los mismos. Se describe el sistema petrolero de la Cuenca a través de cada uno de los elementos que lo conforman; con una descripción de los plays de la cuenca lo que permite cuantificar el recurso de gas no asociado y evaluar el riesgo geológico. En la cuenca de Sabinas, Coahuila, se tienen tres subsistemas generadores de hidrocarburos: Kimmeridgiano-Tithoniano (Formación La Casita), en el Jurásico Superior, Aptiano (Formación La Peña) y Turoniano (Formación Eagle Ford). Además se presentan datos petrofísicos de los principales plays de las formaciones La Casita, Padilla y la Virgen los cuales pertenecen a rocas de Kimeridgiano-Tithoniano, Hauteriviano Superior y Berriasiano Inferior, respectivamente.

En el Capítulo 4, se desarrolla lo más relevante de un recurso no convencional como se considera el “Gas Grisú”, conocido también como gas metano de capas de carbón (MCC), ó en inglés como coalbed methane (CBM); el cual es un gas natural generado dentro del carbón mineral y almacenado muy eficazmente dentro de la microestructura del carbón (in-situ), por lo que se pueden considerar como “yacimientos de gas no convencional”, ya que la región carbonífera del Estado de Coahuila esta ubicada dentro de la Cuenca de Sabinas, Coahuila. En los últimos años, dado el aumento de la demanda y del precio del crudo y gas explotado de yacimientos convencionales, se han estado desarrollando tecnologías en varios países para extraer hidrocarburos de acumulaciones no convencionales, con buenos resultados técnicos y económicos. El aprovechamiento de este recurso, antes, durante y

después de la explotación de la mina podría ayudar a disminuir los problemas que se presentan en la explotación de los cuerpos de carbón, debido al gran riesgo de explosión del gas grisú.

El Capítulo 5, se refiere a los métodos de perforación que se utilizan en la Cuenca de Sabinas, Coahuila, como son la perforación vertical, direccional y multilateral, específicamente como se han planificado y diseñado la perforación de pozos de desarrollo en el área del Campo Pirineo, sus principios, ventajas de aplicación en las condiciones características de las formaciones a perforar; tratando de aprovechar la orientación y densidad de las fracturas y una metodología orientada a la optimización de la perforación que permite reducciones importantes de tiempos y costos de perforación; teniendo como base el estudio de pozos de campos vecinos.

En el Capítulo 6, se trata el tema de la clasificación de las reservas petroleras; sus principales características y criterios para definir las, ya que el conocimiento de las reservas del campo posee un valor económico asociado a las inversiones. Así que, se presentan las estimaciones de las reservas remanentes en la Cuenca de Sabinas, Coahuila; de acuerdo a sus campos petroleros y a los plays en los que producen hidrocarburos, a si mismo se analizan las posibilidades de encontrar más reservas en los pozos que por alguna u otra razón no tuvieron éxito, ya que se perforaron con lodos pesados; provocando daño a la formación, pozos que se ubicaron flanqueados a estructuras y trampas estructurales con buenas posibilidades de contener hidrocarburos; y además que si tuvieron manifestaciones. PEMEX, 2009, reporta 88 oportunidades exploratorias de las cuales sea estimado un recurso prospectivo de 300 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Además, en la región Carbonífera de Coahuila se cuenta con la posibilidad de extraer el gas metano ó grisú, el cual esta asociado a los horizontes de carbón.

En el Capítulo 7, se presentan las conclusiones de este trabajo y recomendaciones sugeridas en la explotación de la Cuenca de Sabinas, Coahuila.

La disminución de la inversión y por consiguiente de las actividades de exploración y producción en la Cuenca de Sabinas, Coahuila, y a demás de la fuerte declinación de los pozos, ocasionó que en el año 2001, la producción de la cuenca se abatiera a 12 MMpcg/d; sin embargo, se reactivo con nueva inversión, encontrándose importantes volúmenes de gas en yacimientos de los Campos Pirineos y Forastero.

La evaluación de los yacimientos utilizando a las ingenierías petrolera, geológica y geofísica, implican estudios integrales necesarios que tienen que realizarse, previo a las fuertes inversiones que se efectúan en un campo petrolero para su exploración y desarrollo; además de que 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 la producción de hidrocarburos. 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, permite prolongar la vida productiva de los yacimientos, aumentando el factor de recuperación. En este sentido, este trabajo pretende mostrar las principales características de la Cuenca de Sabinas, Coahuila, para la evaluación petrolera y análisis de los métodos de explotación implementados en los campos que se encuentran actualmente en explotación o en desarrollo.



CAPÍTULO 1

Generalidades



En la última década, la geología petrolera en México ha evolucionado de manera sorprendente; ha pasado de ser una ciencia aplicada de forma cualitativa, a ser en la actualidad, una ciencia aplicada de manera cuantitativa para la exploración y explotación de hidrocarburos.

La misión de la actividad de exploración es incorporar volúmenes de hidrocarburos, para mantener o incrementar las reservas probadas de la preciada sustancia. La incorporación de reservas puede provenir de áreas con un conocimiento geológico maduro, en donde existen yacimientos en explotación y una infraestructura que haga rentable los proyectos de inversión, como es el caso de las cuencas ubicadas en la provincia geológica del Golfo de México (GdM), o bien, puede evaluar recursos de áreas con un grado de conocimiento incipiente en cuencas o provincias geológicas nuevas, pero que por la carencia de infraestructura y la incertidumbre de sus recursos petrolíferos, su inversión y desarrollo son postergados, y por lo tanto, en *sensus strictus* de la exploración petrolera, no han incorporado reservas.

Los cambios eustáticos que han regido durante la formación del GdM se han manifestado en el Noreste de México como etapas periódicas de transgresiones y regresiones. De esta manera, se propició la depositación de secuencias sedimentarias compuestas principalmente de depósitos clásticos de ambientes costeros, depósitos evaporíticos de sabkha, y depósitos de carbonatos, tanto de ambientes de plataforma somera y profunda como en complejos arrecifales. Tales secuencias fueron depositadas ininterrumpidamente desde el Jurásico Medio hasta el Cretácico Superior, tiempo en el que la Orogenia Larámide detonó el cambio en el régimen de depósito para esta zona, originando grandes depósitos de materiales clásticos.

La evolución tectono-sedimentaria del Noreste de México y, en específico, el área ocupada por el denominado Golfo ó Cuenca de Sabinas, Coahuila, ha estado ligada de una manera muy estrecha a la apertura y desarrollo del GdM.

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

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

1.1 OBJETIVOS

El objetivo de este trabajo es evaluar el potencial petrolero de la Cuenca de Sabinas, Coahuila, tanto de recursos convencionales como de los no convencionales y analizar los métodos de explotación que actualmente se están implementando para conocer sus ventajas y desventajas en el desarrollo de campos.

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

1.2 METAS

La principal meta de este trabajo es lograr que el interesado en conocer los yacimientos de la Cuenca de Sabinas, Coahuila, tenga a su entera disposición, un documento completo que al mismo tiempo corresponderá a una herramienta didáctica y confiable para consultar información referente a la Cuenca, en lo que respecta a la evaluación petrolera, geológica y a los métodos de explotación.

Una segunda meta es conocer los avances, limitantes e información con la que actualmente se están desarrollando los yacimientos de gas de la Cuenca de Sabinas, Coahuila.

1.3 UBICACIÓN

La Cuenca de Sabinas, Coahuila, se encuentra en la Región Norte, posee un área aproximada de 37,000 km², está situada en el Noreste de México, en la parte central del Estado de Coahuila y occidental de Nuevo León (**Figura 1.1**). Es una cuenca sedimentaria mesozoica, con un espesor de más de 5,000 m de rocas sedimentarias depositadas en ambiente marino y su columna estratigráfica comprende desde el Triásico al Cretácico Superior, la cual esta deformada por los efectos de sistemas de esfuerzos compresionales en el Cretácico Superior; su génesis está relacionada con la apertura del protogolfo de México, en el Jurásico Medio y su extinción y deformación principal se debió al levantamiento tectónico laramídico, en el Paleógeno (Eguiluz, 2005).

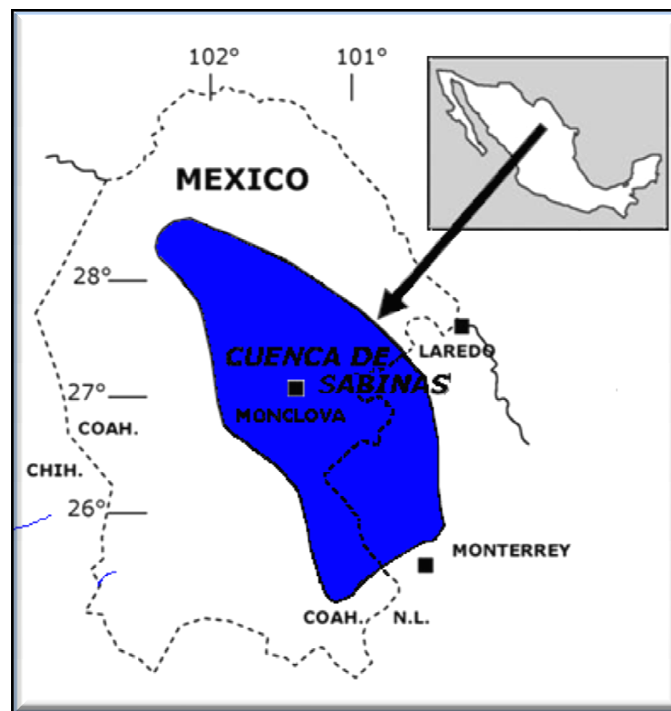


FIGURA 1.1 Localización del área de la Cuenca de Sabinas, tomada de la Revista “GeoCiencia”, Eguiluz de Antuñano, 2005.

1.4 VÍAS DE ACCESO

El Estado de Coahuila está localizado en la porción Centro-Norte de la República Mexicana y colinda al Norte con los Estados Unidos de Norteamérica, al oriente con el estado de Nuevo León, por el Sureste con el estado de San Luis Potosí, al Sur con el estado de Zacatecas, por el Suroeste con el estado de Durango y al poniente con el estado de Chihuahua. Tiene una superficie de 150,611 km² que corresponde al 7.6% del área total del país y su altitud fluctúa entre 200 y 2,500 m

snm. Coahuila está constituido por 38 municipios. Las principales ciudades y por consiguiente los centros de mayor concentración de población son: Saltillo (Capital), Torreón, Monclova, Sabinas, Piedras Negras y Ciudad Acuña, (SGM, 2010).

El Estado de Coahuila cuenta con una excelente red de carreteras, caminos, vías férreas y aeropuertos que permiten una buena comunicación tanto en el interior del Estado como con el resto del país. Así mismo el Estado posee muy buena infraestructura para la aeronavegación y la telecomunicación (**Figura 1.2**).

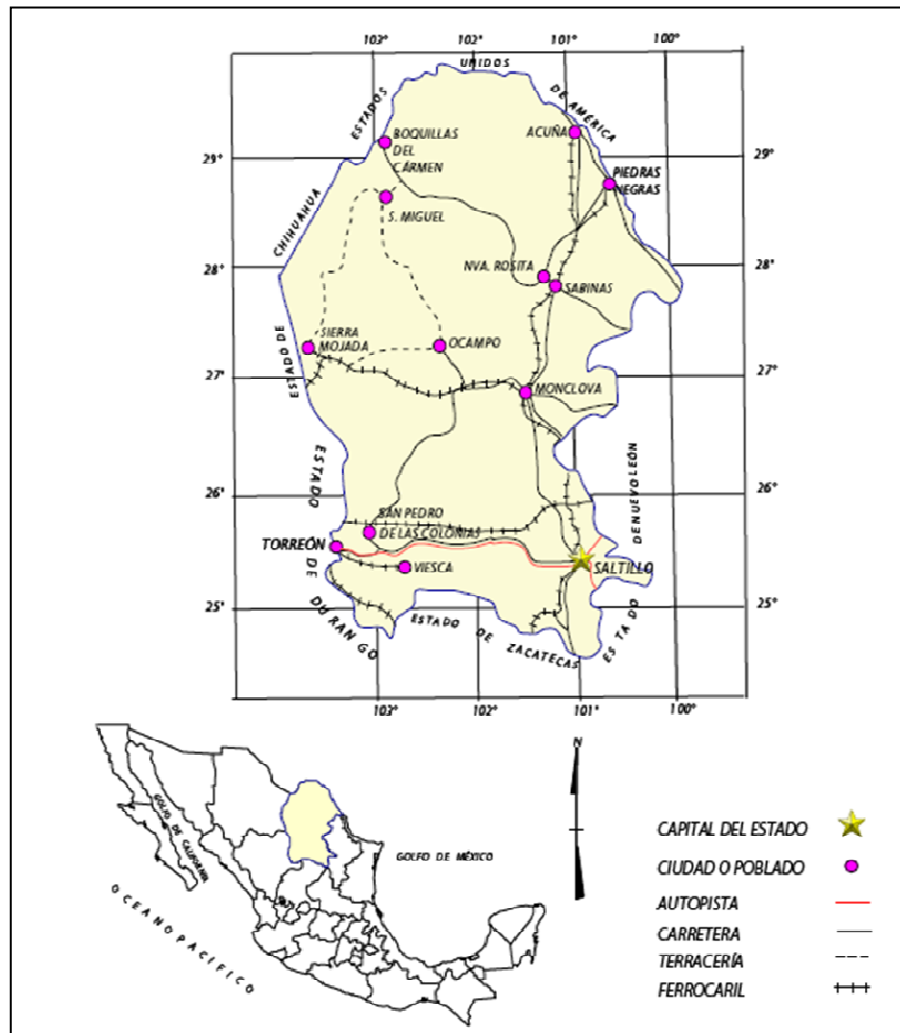


FIGURA 1.2 Vías de Comunicación en el Estado de Coahuila, (tomada de SGM, 2010).

1.4.1 Carreteras

La red carretera de Coahuila está bien integrada a la del país, pues la entidad se comunica con la ciudad de México a través de la carretera federal No. 57, que

pasa por los estados de Nuevo León, San Luis Potosí, Guanajuato y Querétaro. Con el Noroeste, por medio de la carretera Saltillo-Torreón; con Guadalajara, mediante la carretera que pasa por Zacatecas; y con Monterrey, por dos vías, la de Saltillo y la de Monclova. Cuenta también con buena comunicación hacia el exterior del país, tanto en la frontera coahuilense, a través de Piedras Negras y Ciudad Acuña; como por Nuevo Laredo y Reynosa, Tamaulipas.

La entidad se encuentra además, internamente bien articulada. La carretera que va de Torreón-San Pedro hasta Cuatrociénegas-Monclova, es una de las más importantes, debido a que conecta a la región agrícola-industrial de La Laguna con las zonas minerometalúrgicas del Centro y Norte del estado; además, permite a la región lagunera tener acceso a la puerta fronteriza de Piedras Negras.

La comunicación entre Múzquiz y Boquillas del Carmen, mediante la carretera federal No. 53, permite la fácil transportación de la fluorita que se explota en esta zona; otra carretera importante es la fronteriza, que va de Ciudad Acuña a Piedras Negras.

Coahuila tiene dos ejes carreteros principales, uno es la carretera federal 40 que va de Matamoros a Mazatlán y pasa por Saltillo y Torreón; el otro es la carretera federal 57 que va de la Ciudad de México a Piedras Negras y pasa por Saltillo, Monclova y Sabinas. Hay otras carreteras federales importantes, una de ellas comunica al centro del estado con la Comarca Lagunera y otra a las ciudades fronterizas con los Estados Unidos.

El estado cuenta con un total de 7 carreteras federales de primer orden (**Tabla 1.1**).

No.	CARRETERAS	TRAMO
57	(México-Piedras Negras)	Saltillo-Piedras Negras
40	(Reynosa, Tam.-Mazatlan, Sin.)	MTY.-Salt-Torreón
2	(L. Villar, Tam.-Tijuana, B.C.)	N. Laredo-Acuña
30	(Monclova-Torreón)	Monclova-Torreón
29	(Morelos-Cd. Acuña)	Morelos-Cd. Acuña
54	(Colima, Col.-Cd. Mier, Tam.)	C. del Oro-Saltillo
53	(Monterrey-Monclova)	Monterrey-Monclova

TABLA 1.1 Red de Carreteras Federales en Coahuila, tomada del CRM, 1993.

De las carreteras estatales y federales parten diversos ramales pavimentados y de terracería que comunican a las demás localidades de la entidad (**Figura 1.3**).

La red de carreteras tiene una longitud pavimentada de 3,890 km y 4,446 km revestidos. La red de caminos rurales tiene un desarrollo pavimentado de 240 km y 4,206 km están revestidos. La longitud total de la red carretera en el estado es de 8,336 km (SGM 2010).

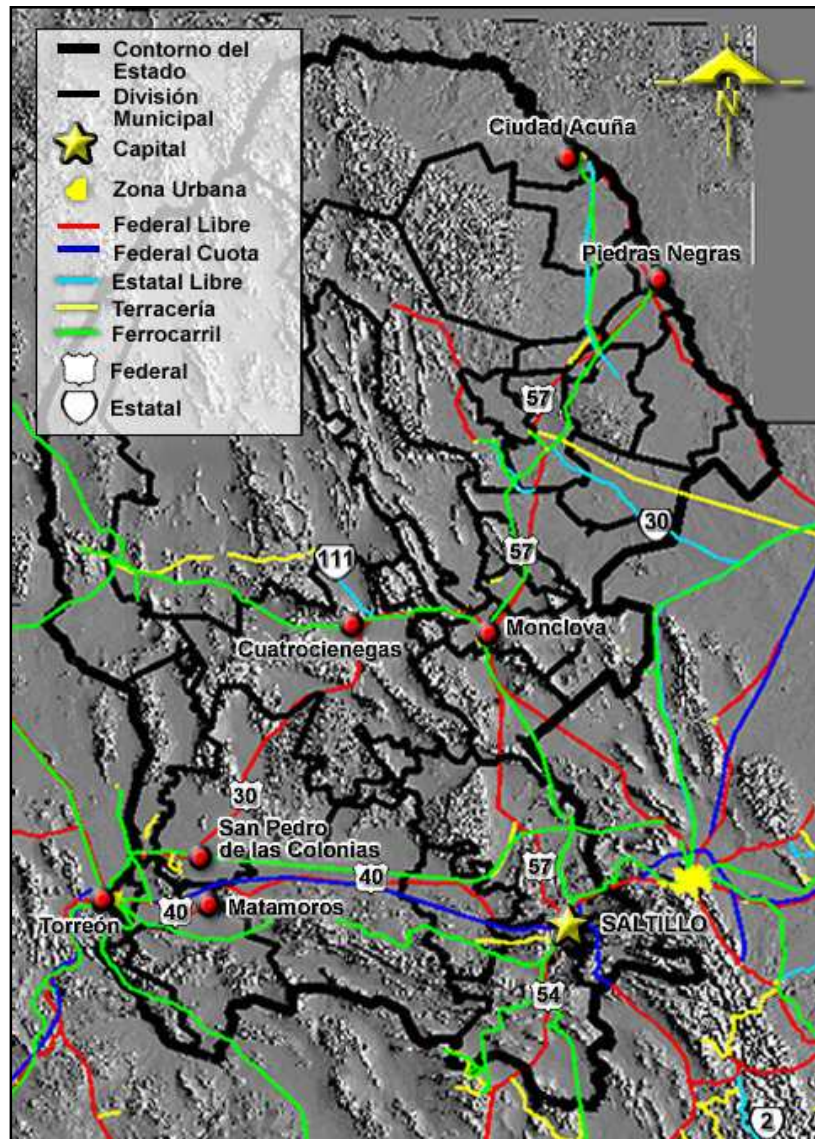


FIGURA 1.3 Red de Carreteras del Estado de Coahuila, tomada de INEGI, 2009.

1.4.2 Ferrocarriles

En el Estado de Coahuila, la extracción de minerales pesados es grande, por lo que la infraestructura ferrocarrilera es de vital importancia para su desarrollo, (SGM 2010).

Los ejes medulares del desarrollo del estado; se encuentran ubicados en Saltillo, Torreón y Monclova. De la capital estatal parte un tren a Piedras Negras, que se conecta en Paredón a trenes con destino a Matamoros, Tampico y Torreón; así mismo comunica también a Monclova, a través de la estación localizada en Ciudad Frontera, donde parte otra vía que se dirige hacia el Oeste y llega a Sierra Mojada. De Saltillo parten otras dos vías, una angosta con rumbo a Concepción del Oro, Zacatecas; y la otra con destino a Torreón, pasando por Parras. Por Torreón pasa también la ruta México-Ciudad Juárez, Coahuila, y el ferrocarril Durango-Monterrey. Además se encuentran otros ramales, como el de Sabinas Sabinas-Nueva Rosita-Melchor Múzquiz y el de Allende a Ciudad Acuña.

La infraestructura ferroviaria del Estado tiene un desarrollo total de 2,218 km (SCT, 2008). Las líneas ferroviarias que se tienen dentro del Estado se presentan en la **Tabla 1.2** y su ubicación se muestra en la **Figura 1.3**.

FERROCARRIL	TRAMO
México-Piedras Negras	Saltillo-Piedras Negras
Torreón-Monterrey	Torreón-Paredón
Monclova-Sierra Mojada	Frontera-S. Mojada
México-Cd. Juárez	Torreón-Est. Rivas
México-Laredo	La Ventura-Saltillo Higueras
Allende-Cd. Acuña	Allende-Cd. Acuña
Coahuila-Pacífico	Torreón-Viesca
Coahuila y zacatecas	Gómez Farías-S. Carlos
Mexicano del Norte	El Oro-Guimbalete
Barroterán-Múzquiz	Barroterán-Múzquiz
Sabinas-Rosita	Sabinas-Rosita
El Rey-Química del rey	Est. El Rey-Química del rey

TABLA 1.2 Red Ferroviaria del Estado de Coahuila, tomada del CRM, 1993.

1.4.3 Aeropuertos

Coahuila posee cinco aeropuertos internacionales, que se localizan en Torreón, Saltillo, Piedras Negras, Monclova y Ciudad Acuña (Figura 1.4). La entidad cuenta además con aeropistas como la de Parras de la Fuente y Cuatrociénegas, entre otras.

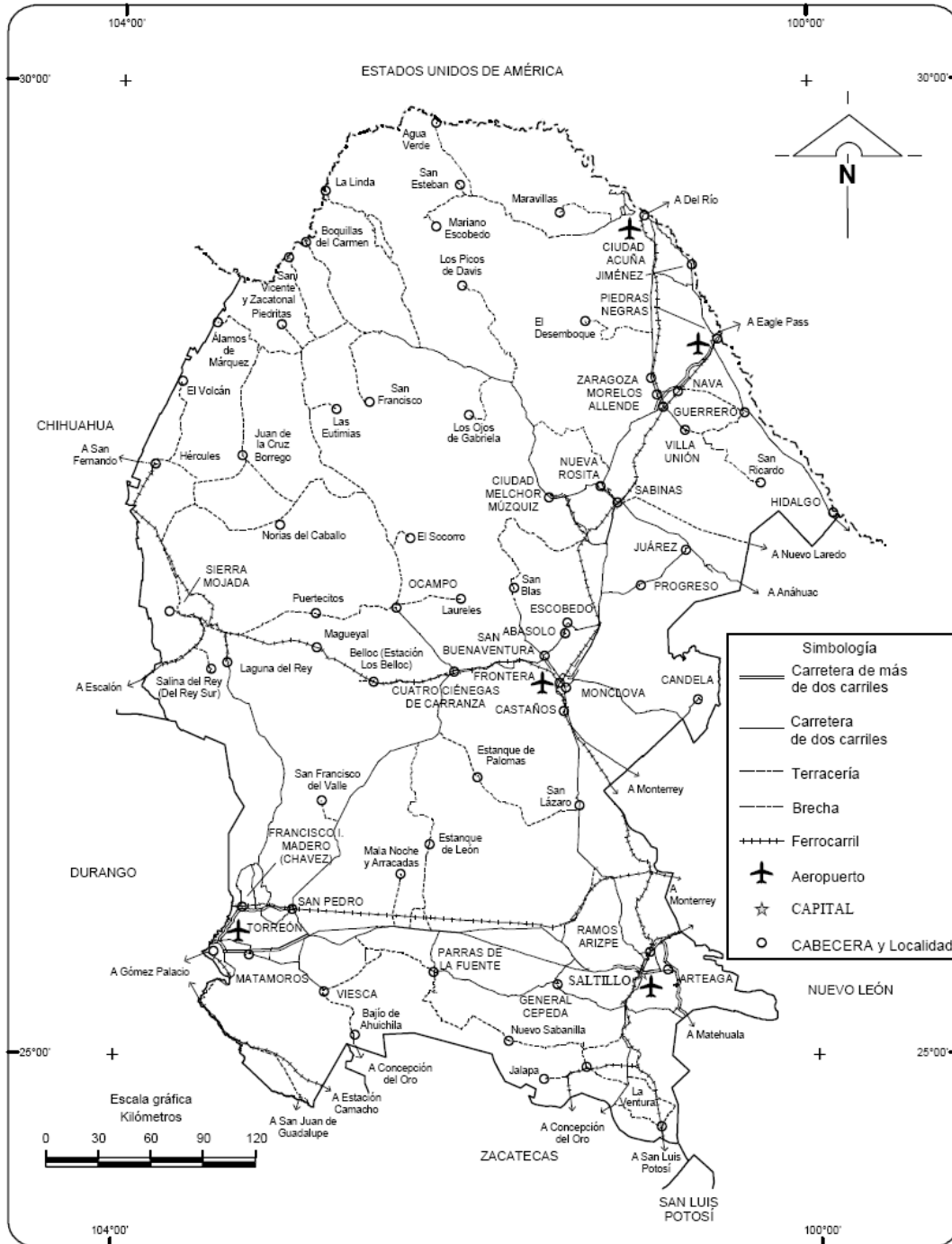


FIGURA 1.4 Localización de los aeropuertos en el Estado de Coahuila, tomada del anuario estadístico de Coahuila de Zaragoza, 2009.

1.4.4 Red de telecomunicaciones

Los servicios que ofrece la delegación de telecomunicaciones en Coahuila son muy variados, se cuenta con teléfono, telex, telepac, facsímil, telefax, telégrafo y correo. Para proporcionar estos servicios de la Red Federal de Telecomunicaciones cuenta con ocho estaciones terminales, nueve estaciones repetidoras y seis estaciones terrenas para la recepción de señales vía satélite.

1.5 FISIOGRAFÍA

Dentro del Estado de Coahuila se localizan porciones de 3 Provincias Fisiográficas que son: las de Sierras y Llanuras del Norte, Sierra Madre Oriental y Grandes Llanuras de Norteamérica (**Tabla 1.3**).

Fisiografía				
Provincia		Subprovincia		% de la superficie estatal
Clave	Nombre	Clave	Nombre	
IV	Sierras y Llanuras Del Norte	20	Del Bolsón de Mapimí	2,83
		21	Llanuras y Sierras Volcánicas	9,35
		22	Laguna de Mayrán	5,08
V	Sierra Madre Oriental	23	Sierras y Llanuras Coahuilenses	28,61
		24	Serranía del Burro	8,87
		25	Sierra de la Paila	12,61
		26	Pliegues Saltillo-Parras	6,38
		27	Sierras Transversales	7,76
		28	Gran Sierra Plegada	1,41
		29	Sierras y Llanuras Occidentales	0,05
VI	Grandes Llanuras de Norteamérica	31	Llanuras de Coahuila y Nuevo León	17,05
				100

TABLA 1.3 Fisiografía del Estado de Coahuila, tomada del anuario estadístico de Coahuila de Zaragoza, 2009.

La Provincia de Sierras y llanuras del Norte (IV), se caracteriza por una alternancia de sierras y llanuras donde las primeras son abruptas con altitudes que varían de 2 000 a 3 000 msnm, mientras que las llanuras tienen de 800 a 1 400 msnm. Los llanos están cubiertos de aluviones y ocasionalmente se localizan acumulaciones salitrosas. El drenaje es de tipo dendrítico.

La Provincia Fisiográfica de la Sierra Madre Oriental (V) cruza de Norte a Sur el Estado de Coahuila y su principal característica es la curvatura que presenta a la altura de Monterrey, N.L., hacia el Oeste para extenderse en ese sentido en la parte Sur del Estado, hasta conectar con la Sierra Madre Occidental al Norte de Cuencamé, Dgo. Consiste de un conjunto de sierras menores, orientadas con el mismo rumbo de la gran sierra y que están constituidas básicamente por calizas y en menor proporción por areniscas y lutitas. Las altitudes máximas de esta provincia oscilan entre los 2 000 y 3 000 msnm, estando localizada su parte de mayor altitud entre Saltillo, Coah. y Ciudad Victoria, Tamps. (**Figura 1.5**).

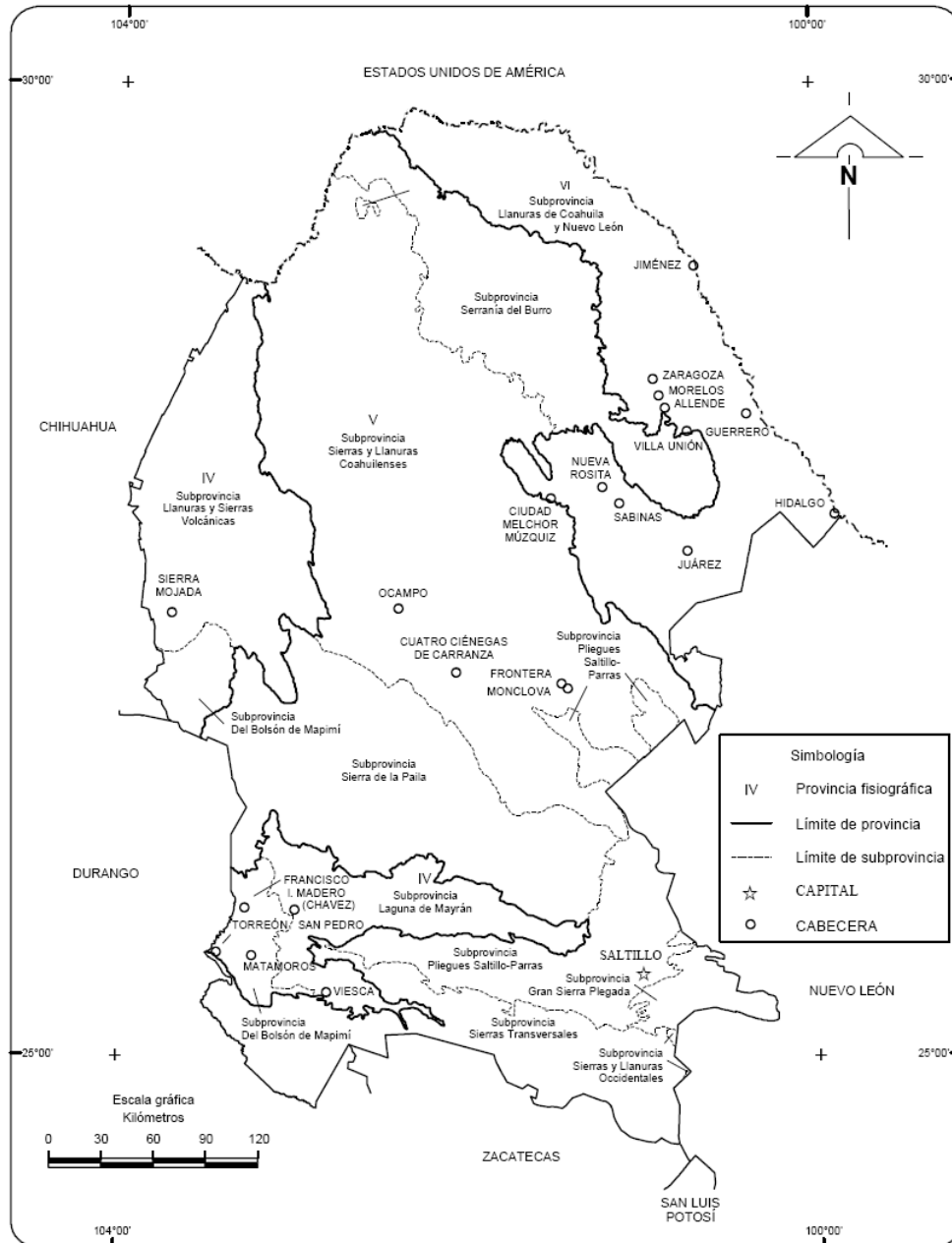


FIGURA 1.5 Fisiografía del Estado de Coahuila, tomada del anuario estadístico de Coahuila de Zaragoza, 2009.

La Provincia de las Grandes Llanuras de Norteamérica (VI), se caracteriza por llanuras muy planas con declives graduales al oriente, con grandes llanos interrumpidos por lomeríos dispersos constituidos por material conglomerático.

1.6 GEOMORFOLOGÍA

En la cuenca de sabinas los rasgos geomorfológicos de la zona son el resultado de la deformación tectónica de la Orogenia Laramide durante el Cretácico Superior-Terciario Temprano, que dio forma original al relieve, el cual posteriormente ha sido modificado por procesos exógenos de intemperismo y erosión.

La unidad montañosa en el Golfo de Sabinas está conformada principalmente por las rocas calizas del Cretácico Inferior, que forman estructuras plegadas, falladas, fracturadas y modeladas por los agentes de intemperismo.

Las partes montañosas presentan laderas generalmente de fuerte pendiente topográfica y profundos cañones de paredes escarpadas. En algunas sierras que geológicamente corresponden con anticlinales, la intensidad de la erosión ha sido tal, que se formaron porteros en los núcleos de las estructuras mayores, como el de “Menchaca”, “Agua Chiquita”, “San Marcos y Pinos”. La red hidrográfica dominante es de tipo dendrítico, aunque localmente existe del tipo rectangular controlada por los sistemas de fracturamiento.

1.7 OROGRAFÍA

El territorio de la entidad está dividido por una gran cordillera que lo atraviesa en toda su longitud con dirección Sureste-Noreste; parte de la Sierra Madre Oriental. Esta cadena separa dos regiones con distintas características: al oriente, la gran llanura del Golfo, en su sección más ancha; y al poniente, el altiplano constituido en parte por las llanuras boreales.

La Sierra madre Oriental está formada por un gran número de serranías conocidas por sus nombres regionales. Las montañas del estado que no se encuentran en el núcleo o eje del sistema son ramificaciones de ella o plegamientos que constituyen lejanas estribaciones. El aspecto de la sierra cambia a lo largo de su trayecto (Monografía, Estado de Coahuila, 2009).

El paisaje tiene sierras conformadas por rocas sedimentarias (se formaron en las playas, ríos, océanos y llanuras de inundación). En el Suroriente se encuentra el

cerro El Morro con 3 710 metros sobre el nivel del mar (msnm), es la zona de mayor altitud, (**Figura 1.6**).

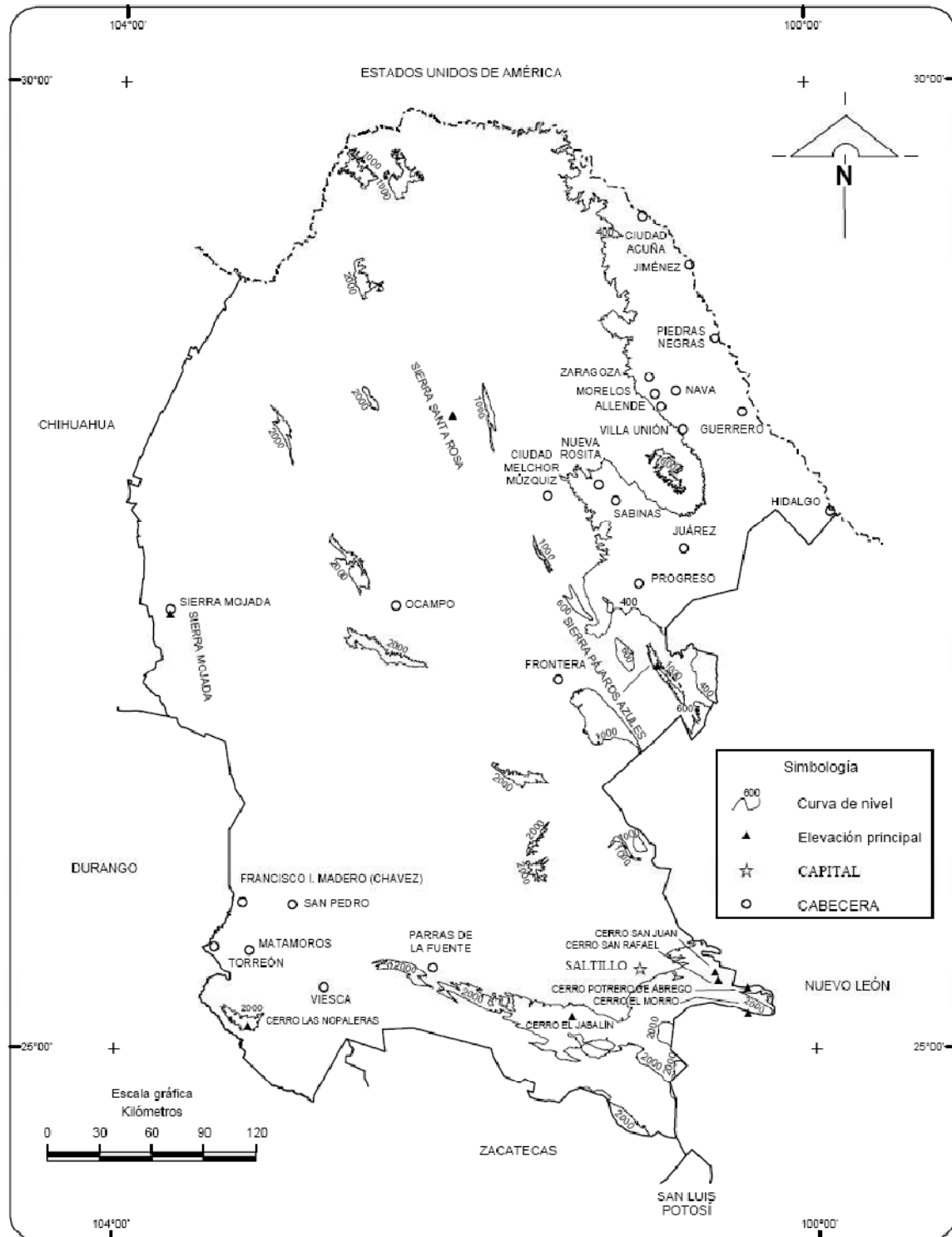


FIGURA 1.6 Elevaciones principales del Estado de Coahuila, tomada del anuario estadístico de Coahuila de Zaragoza, 2009.

Se han desarrollado extensas llanuras, siendo las más representativas el Desierto (Laguna) de Mayran y donde están asentadas las poblaciones de Piedras Negras y Nueva Rosita.

En el Noreste hay una serie de lomeríos de gran extensión, y al Oeste un campo de dunas (montañas de arena), la zona más baja es de 200 m y está localizada al Este de la entidad. Sus elevaciones principales se encuentran en la **Tabla 1.4**.

Elevaciones principales					
Nombre	Latitud norte		Longitud oeste		Altitud
	Grados	Minutos	Grados	Minutos	Metros sobre el nivel del mar
Cerro El Morro	25	12	100	23	3 710
Cerro San Rafael	25	22	100	33	3 700
Sierra Potrero de Ábrego	25	20	100	23	3 460
Cerro El Jabalín	25	11	101	23	3 440
Cerro Las Nopaleras	25	08	103	14	3 120
Cerro San Juan	25	25	100	34	3 120
Sierra Mojada	27	16	103	42	2 450
Sierra Santa Rosa	28	18	102	04	2 120
Sierra Pájaros Azules	27	00	100	53	1 930

TABLA 1.4 Elevaciones Principales del Estado de Coahuila, tomada del anuario estadístico de Coahuila de Zaragoza, 2009.

En las subprovincia que corresponde a la Plataforma de Coahuila, las sierras muestran una tendencia a formas dómicas, con flancos de pendientes más suaves, con mayor amplitud y cierta disarmonía en su orientación; en tanto que en la que corresponde al Golfo de Sabinas, las sierras están dispuestas sensiblemente paralelas entre sí, de forma estrecha y alargada, con marcada orientación NW-SE; comúnmente bifurcadas y separadas por extensos valles.

Las sierras que comprenden al Golfo de Sabinas, tienen altitudes que varían entre 500 y 3000 m, sobre el nivel del mar, con longitudes que van de 12 a 80 km, y amplitudes entre 6 a 15 km, aproximadamente, mientras que en la Plataforma de Coahuila las sierras tienen longitudes que varían entre 40 y 80 km, y amplitudes entre 40 y 60 km, aproximadamente.

1.8 HIDROGRAFÍA

1.8.1 División hidrológica

Si se toma en cuenta en donde descargan las aguas de los ríos colectores y corrientes principales, el estado queda comprendido en cuatro regiones hidrológicas: Región 24 Río Bravo, 35 Mapimí, 36 Nazas-Aguanaval y 37 Río Salado. Estas regiones hidrológicas están divididas en cuencas (**Figura 1.7**).

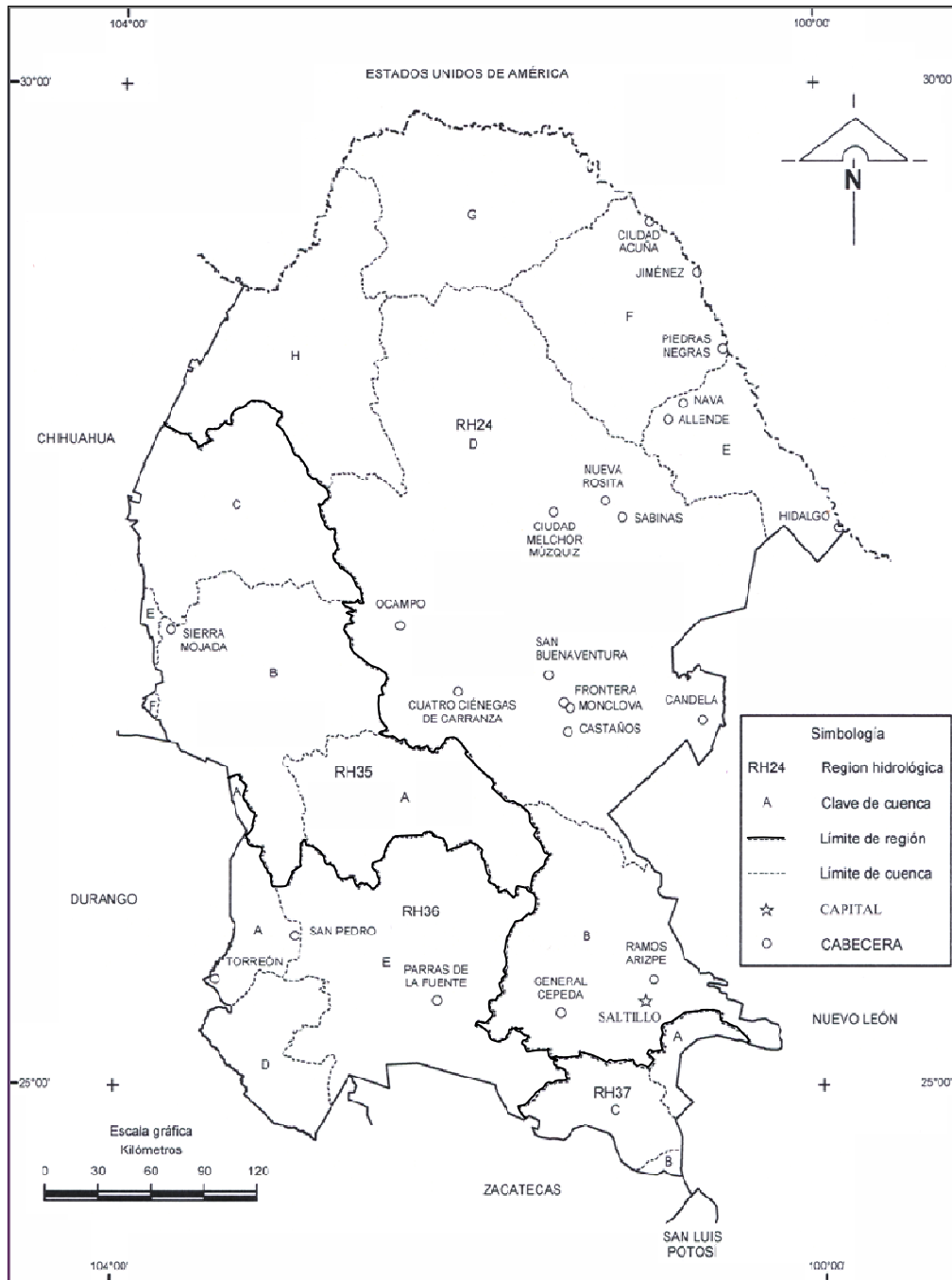


FIGURA 1.7 Regiones y cuencas hidrológicas del Estado de Coahuila, tomada del anuario estadístico de Coahuila de Zaragoza, 2009.

Cada una de las cuencas ocupa un porcentaje de la superficie estatal como se muestra en la **Tabla 1.5**.

Regiones y cuencas hidrológicas				
Región		Cuenca		% de la superficie estatal
Clave	Nombre	Clave	Nombre	
RH24	Bravo-Conchos	B	R. Bravo-San Juan	7,75
		D	P. Falcón-R. Salado	30,37
		E	R. Bravo-Nuevo Laredo	3,73
		F	R. Bravo-Piedras Negras	6,41
		G	R. Bravo-P. de la Amistad	7,00
		H	R. Bravo-Ojinaga	7,47
RH35	Mapimí	A	Valle Hundido	5,14
		B	L. del Rey	8,05
		C	L. del Guaje-Lipanes	6,33
		E	El Llano-L. del Milagro	0,19
		F	A. La India-L. Palomas	0,06
RH36	Nazas-Aguanaval	A	R. Nazas-Torreón	1,81
		D	R. Aguanaval	2,61
		E	L. de Mayrán y Viesca	9,99
RH37	El Salado	A	Sierra Madre Oriental	0,76
		B	Matehuala	0,17
		C	Sierra de Rodríguez	2,15
		D	Camacho-Gruñidora	0,01

TABLA 1.5 Regiones y cuencas hidrológicas del Estado de Coahuila, tomada del anuario estadístico de Coahuila de Zaragoza, 2009.

Hidrológicamente el Golfo de Sabinas se encuentra situado en la región Bravo-Conchos, en la cuenca P. Falcón-R. Salado. Todas las corrientes superficiales en esta cuenca drenan hacia el Río Sabinas, el cual es un afluente del Río Bravo.

Parte de las lluvias es infiltran, mientras que otra escurre a niveles topográficos más bajos formando patrones de drenaje principalmente detrítico y en ocasiones radial y paralelo. Las aguas de infiltración forman acuíferos, que en ocasiones constituyen manantiales perennes, algunos de éstos de aguas termales (Uribe y Cuevas, 1979).

Generalmente las corrientes en estas sierras son de régimen intermitente debido a la escasa precipitación. El agua potable que consumen algunos poblados de esta región se obtiene mediante pozos que se localizan en las vecindades de las

corrientes principales, donde el nivel freático tiene una profundidad promedio de 2 metros. En las zonas retiradas de los cauces, se construyen bordos para almacenar agua de escurrimiento durante la época de lluvias.

1.8.2 Corrientes y cuerpos de agua

A pesar de las condiciones de aridez que caracterizan a la entidad, numerosas corrientes fluviales cruzan el estado, alimentadas principalmente por aguas subterráneas, las que, por accidentes geológicos, afloran a la superficie; igualmente, algunos cuerpos naturales de aguas son alimentados por aguas subterráneas, como ocurre en el Valle de Cuatrociénegas y en la zona denominada de los Cinco Manantiales, que abarca los municipios de Zaragoza, Morelos y Allende, principalmente; aunque éstos son de poca extensión. Otros cuerpos naturales de agua (lagos), que se localizan en la zona del Bolsón de Mapimí, son de carácter intermitente, porque solo en temporadas extraordinariamente lluviosas almacenan los escurrimientos que sus tributarios les aportan; entre ellos, son de mencionarse los lagos, por citar los más importantes, El Guaje, El Rey, Viesca y Mayrán.

Los principales ríos se tienen en la **Tabla 1.6** los cuales se tienen ubicados de acuerdo a la región hidrológica y clave de la cuenca.

Corrientes de agua			
Nombre	Ubicación	Nombre	Ubicación
Bravo	RH24H,G,F,E	El Caballo	RH24G
Sabinas-Álamos	RH24D	La Zorra	RH24G
Nazas	RH36A,E	San Juan	RH24D
Aguanaval	RH36D,E	El Aura	RH24D
Salado de Nadadores	RH24D	Las Cabras	RH24D
Los Patos	RH24B	La Leona	RH24D
Monclova	RH24D	El Mulato	RH24F
Salado	RH24D	El Pino	RH24D
Santa Elena	RH24D	Escondido	RH24F
San Antonio	RH24F	Pájaros Azules	RH24D
San Diego	RH24F	Candela	RH24D
San Rodrigo	RH24F	La Boquilla	RH24H
La Canasta	RH24H	Las Vegas	RH24B
El Amole	RH24E	Salado	RH24F
El Mimbres	RH24B	La Potasa	RH24F
Palma Gorda	RH24B		

TABLA 1.6 Corrientes de Agua del Estado de Coahuila, tomada del anuario estadístico de Coahuila de Zaragoza, 2009.

Río Bravo.- Esta corriente nace en las montañas Rocallosas de Colorado, en los Estados Unidos de América, y sirve de límite con este país, desde Ciudad Juárez, Chih., hasta su desembocadura en el Golfo de México. En el estado fluye en dirección general hacia el oriente en una longitud de unos 740 kilómetros, desde Boquillas del Carmen, hasta el municipio de Hidalgo, pasando por los de Ocampo, Acuña, Jiménez, Piedras Negras, Nava y Guerrero.

Río Nadadores.- Este río nace en las inmediaciones de la población de Cuatrociénegas; sus primeros afluentes bajan de las sierras de San Marcos y de la Fragua, de una altitud de 2,000 msnm corre en dirección Este, pasa por la población de Cuatrociénegas, sale a la planicie por el puerto del Carmen en la sierra de Nadadores, pasa luego cerca del poblado de Nadadores y San Buenaventura y de ahí cambia de dirección para correr hacia el Noreste, hasta su confluencia con el Río Sabinas en la presa Venustiano Carranza.

Río Sabinas.- Este río (**Figura 1.8**), en su inicio se le conoce como Río Alamos, se forma en la Sierra de Múzquiz, a una altitud de 2,000 msnm, al descender de la montaña se le une por su margen izquierda el arroyo de Santana, que se forma en la Sierra de la Encantada y atraviesa la Sierra Hermosa de Santa Rosa por el Cañón de La Alameda, en dirección Este aproximadamente hasta la población de Nueva Rosita por donde se le une por la margen izquierda el Río San Juan.



FIGURA 1.8 Río Sabinas del Estado de Coahuila. Tomada de Instituto Nacional para el Federalismo y el Desarrollo Municipal, Gobierno del Estado de Coahuila, 2005.

Río Nazas.- El Río Nazas esta formado por los Ríos Sextín o de El Oro y el de Ramos, que lo constituyen a su vez los Ríos Santiago y Tepehuanes. Se inicia en el estado de Durango, y concluye en el estado de Coahuila.

Río Aguanaval.- Otra cuenca de importancia en la Región Lagunera es la del Río Aguanaval, el cual nace en la confluencia de los Ríos Chico y de Los Lazos, en el

1.8.3 Principales presas

Por otra parte los cuerpos artificiales de agua (**Tabla 1.7**), corresponden a los embalses de las presas que se han construido para el aprovechamiento y control de las aguas en algunas de las corrientes principales, como la presa La Amistad y la Venustiano Carranza o "Don Martín".

Cuerpos de agua			
Nombre	Ubicación	Nombre	Ubicación
Presa Internacional La Amistad	RH24G	Presa San Miguel	RH24F
Presa Venustiano Carranza (Don Martín)	RH24D	Lago La Leche	RH35B
Presa El Entronque	RH24B	Lago El Rey	RH35B
Presa El Tulillo (Hipólito)	RH24B	Lago El Coyote	RH35B
Presa El Centenario	RH24F	Presa Alto de Norias	RH24B

TABLA 1.7 Cuerpos de Agua del Estado de Coahuila, tomada del anuario estadístico de Coahuila de Zaragoza, 2009.

Cuenta con presas que atiende la demanda de riego de los productos agrícolas y pecuarios, así como la práctica deportiva, tales como:

La Amistad. Es una obra internacional ejecutada conjuntamente por los Gobiernos de México y los Estados Unidos de América, que se localiza a 20 kilómetros aguas arriba de la ciudad de Acuña, sobre el Río Bravo.

Venustiano Carranza ("Don Martín"). Con objeto de aprovechar en riego las aguas del río Salado, se construyó esta presa en el municipio de Juárez, a unos 70 kilómetros al Sureste de la ciudad de Sabinas en Coahuila, y a 70 kilómetros al Noroeste de Anáhuac, Nuevo León.

La Fragua. Esta presa se construyó para controlar el régimen del Río San Rodrigo aprovechando sus aguas para el riego de una superficie de 3,600 hectáreas en los municipios de Jiménez y Piedras Negras; se localiza a unos 61.5 kilómetros al Sureste de la ciudad de Acuña.

Noche Buena. Se construyó para aprovechar los escurrimientos del arroyo Noche Buena, afluente del Río Bravo, en la región semi-árida del municipio de Ocampo, para regar una superficie de 1,300 hectáreas; se ubica a unos 220 kilómetros al Noreste de la población de Ocampo.

Centenario. Esta presa, junto con la "San Miguel", se construyó para regular los escurrimientos del Río San Diego para ser aprovechados en el Distrito de Riego 006 "Palestina"; se ubica sobre el arroyo El Salado, afluente del propio Río San Diego a unos 20 kilómetros al Sur de la ciudad de Acuña.

San Miguel. Junto con la Presa "Centenario" regula los escurrimientos del Río San Diego para el riego en el Distrito de Riego 006 "Palestina"; se ubica sobre un arroyo afluente del de Las Vacas a unos 50 kilómetros al Sur de la ciudad de Acuña.

Además, existen dos arroyos importantes en el estado porque captan el agua de lluvia y la distribuyen en una gran extensión de tierra.

- Arroyo Patos.- Esta corriente tiene su formación en la parte alta de la Sierra la Concordia a una altura de 3 000 msnm, siguiendo una trayectoria Sur a Noreste, pasando por el poblado de General Cepeda con un recorrido de 190 km hasta los límites con el estado de Nuevo León.
- Arroyo La Encantada.- Esta corriente tiene su formación en la parte Sur del Municipio de Saltillo en el poblado denominado la Encantada y en las sierras del municipio de Arteaga, siguiendo una trayectoria hacia el Este pasando por la ciudad de Saltillo y Ramos Arizpe y el poblado de Paredón, con una longitud de 77 km hasta su confluencia con el arroyo Patos y sus escurrimientos se aprovechan para riego, principalmente en el municipio de Ramos Arizpe.

1.9 CLIMA

Debido a su extensión, en Coahuila se distinguen diferentes tipos de climas distribuidos en la superficie de la entidad (**Tabla 1.8**).

Climas		
Tipo o subtipo	Símbolo	% de la superficie estatal
Templado subhúmedo con lluvias en verano	C(w)	0,09
Templado subhúmedo con lluvias escasas todo el año	Cx	1,82
Semifrío subhúmedo con lluvias escasas todo el año	C(E)x	0,16
Semiseco semicálido	BS1h	5,45
Semiseco templado	BS1k	7,77
Seco muy cálido y cálido	BS(h')	4,85
Seco semicálido	BSh	25,85
Seco templado	BSk	4,64
Muy seco muy cálido y cálido	BW(h')	0,18
Muy seco semicálido	BWh	47,37
Muy seco templado	BWk	0,32
Semicálido subhúmedo con lluvias en verano	Acw	1,50

TABLA 1.8 Climas del Estado de Coahuila, tomada del anuario estadístico de Coahuila de Zaragoza, 2009.

El estado de Coahuila está situado, en su mayor parte, en el oriente de una gran área climática denominada como Desierto de Chihuahua, o Desierto del Norte de México. Se caracteriza por poseer climas continentales, secos y muy secos, que van desde los semicálidos, predominantes en los bolsones coahuilenses, hasta los templados de las partes más altas y las más septentrionales.

Tres son las áreas en las que puede dividirse al estado por sus climas, de un modo general: El Occidente muy seco; el Centro y Sur, en los que se asocian climas desde los muy secos y secos semicálidos de sus bolsones y valles hasta los semisecos templados y los templados subhúmedos de las cumbres serranas, con predominancia de climas secos y por último el Noreste semiseco y seco con influencia marítima más notoria (Monografía, Estado de Coahuila, 2009).

La temperatura media anual es de 18 a 22°C. La temperatura más alta, mayor de 30°C (**Figura 1.11**), se presenta en los meses de mayo a agosto y la más baja en enero, que es alrededor de 4°C.

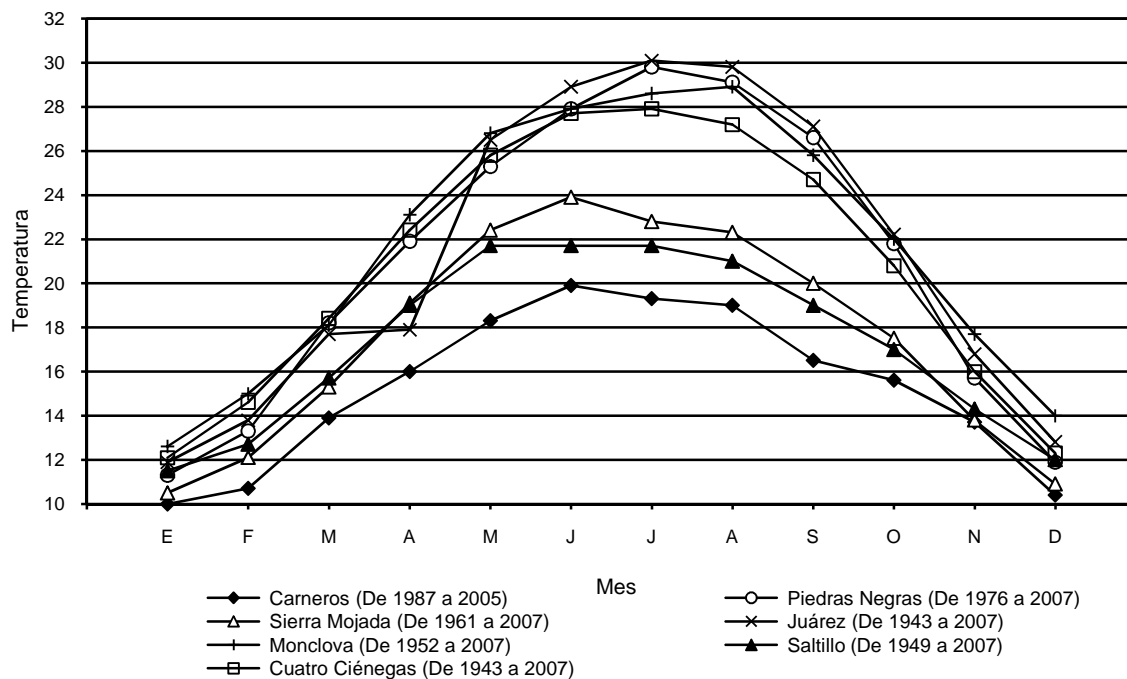


FIGURA 1.11 Temperaturas del Estado de Coahuila, tomada del anuario estadístico de Coahuila de Zaragoza, 2009.

Las lluvias son muy escasas, se presentan durante el verano; la precipitación total anual es alrededor de 400 mm.

En la región lagunera predomina un clima seco, debido a su escaso régimen de lluvias, aunque tiene intensidad en ciertas épocas del año; dentro de esa región se registran algunas variedades de climas, como el caso de la sierra de Jimulco, que en su parte baja es semiseco y en lo alto es templado.

En el Noreste del país predominan los climas secos y muy secos, la temperatura media anual supera los 22 °C y su precipitación pluvial es del orden de los 350 a

500 mm al año. En la región Sureste, Saltillo y sus alrededores, varía de seco, árido y semicálido a semiseco, semiárido y templado, donde el régimen de lluvias es intermedio. La precipitación media anual es de 450 a 500 mm.

En la región carbonífera, al centro de la entidad, prevalece un clima semiseco, semiárido y semicálido, con un régimen de lluvias escaso.

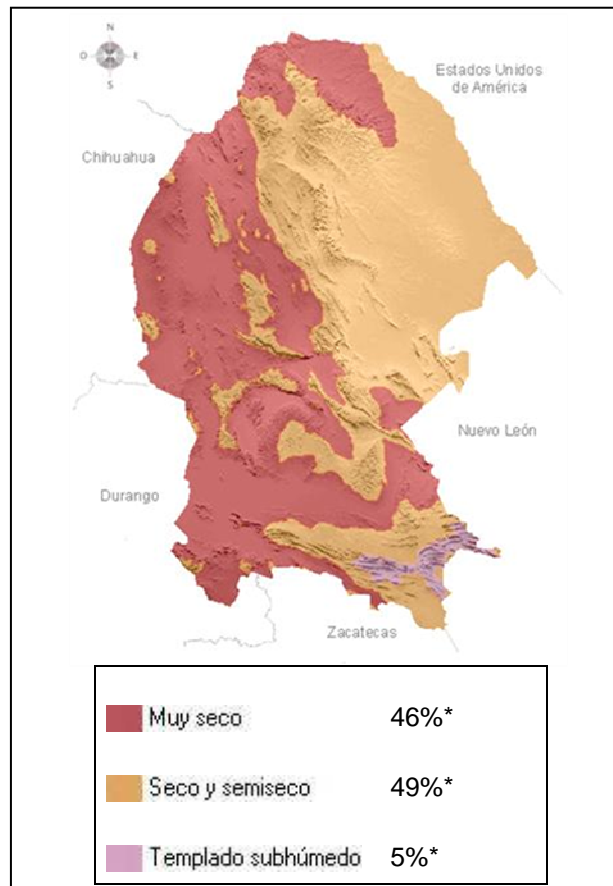


FIGURA 1.12 Climas del estado de Coahuila, (*Referido al total de la superficie estatal 2009, INEGI).

En las regiones Centro-Norte existen diversas variedades de climas, tales como seco, árido y semicálidos. En algunas partes predomina el semiseco o semiárido con régimen de lluvias intermedio. En la región Norte predominan los tipos de clima semiseco, semiárido y semicálidos con un régimen de lluvias intermedio, y el clima seco, árido y semicálido.

En el estado de Coahuila, la mitad de su territorio (49%) presenta clima seco y semiseco (**Figura 1.12**), el 46% tiene clima Muy seco donde hay desarrollo de sistemas de dunas (**Figura 1.13**); y el 5% restante registra clima Templado subhúmedo, localizado en las partes altas de las sierras del Sur: San Antonio y Tampiquillo.



FIGURA 1.13 Dunas del estado de Coahuila. Tomada cuéntame de México 2009, INEGI.

En la región Bolsón de Mapimí se localizan grandes áreas dedicadas a la agricultura de riego, de hecho, la Comarca Lagunera es la zona agrícola más importante de la entidad. Los principales cultivos (algodón, alfalfa y vid) son de ciclo anual y su producción se destina al comercio regional, nacional y autoconsumo.

1.10 CARACTERÍSTICAS DE ALGUNOS MUNICIPIOS DE COAHUILA

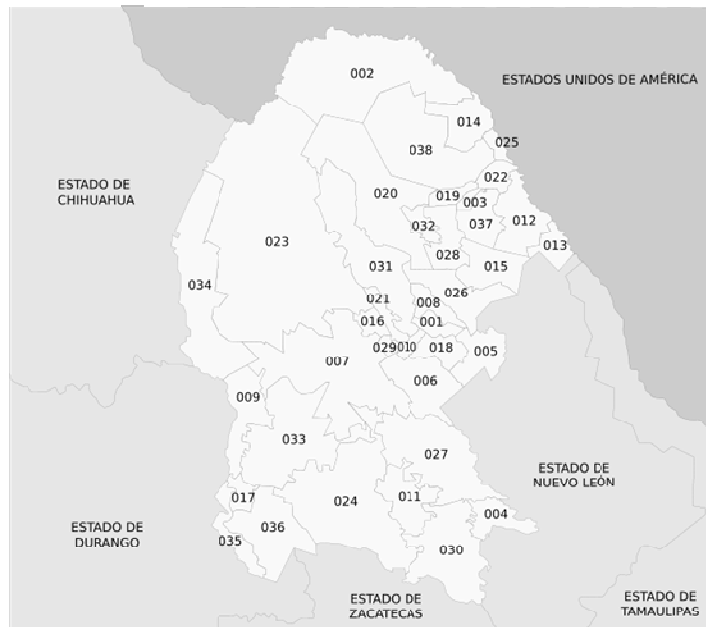
1.10.1 Estado de Coahuila

En Coahuila, Petróleos Mexicanos realiza investigaciones exploratorias y trabajos de perforación, que han dado como resultado el descubrimiento de grandes yacimientos de gas contenidos en rocas mesozoicas intensamente fracturadas. Estos yacimientos se localizan en la provincia paleogeográfica denominada "**Golfo de Sabinas**".

Coahuila es un Estado grande por su gente y su territorio, en el que se encuentra desde los valles del Sureste, pasando por el desierto y semidesierto. Se conjugan actividades tan diversas como la agricultura y la alta tecnología automotriz.

El origen del nombre Coahuila, se remonta a los inicios del siglo XVI, cuando los españoles que llegaron a este territorio se encontraron con naturales de estas tierras que se hacían llamar coahuiltecos; de ahí se derivaron diversos nombres como Cuagüila o Cuauila. Algunos historiadores piensan que significa "víbora que vuela", "lugar de muchos árboles" y otros señalan que quiere decir "el lugar en donde se arrastran las serpientes". El nombre oficial del Estado es Coahuila de Zaragoza, en honor del General Ignacio Zaragoza.

La población total de Coahuila, conforme al conteo poblacional del 2005 del Instituto Nacional de Geografía y Estadística (INEGI), es de 2,495,200 habitantes. La densidad demográfica es de 14.6 habitantes por Kilómetro cuadrado. El número de municipios registrados en el estado es de 38 (**Figura 1.14**), las principales ciudades y por consiguiente los centros de mayor concentración y poblaciones son: Saltillo (Capital), Torreón, Monclava, Sabinas, Piedras negras y ciudad Acuña.



Clave	Municipio	Cabecera Municipal	Clave	Municipio	Cabecera Municipal
1	Abasolo	Abasolo	20	Múzquiz	Ciudad Melchor Múzquiz
2	Acuña	Ciudad Acuña	21	Nadadores	Nadadores
3	Allende	Allende	22	Nava	Nava
4	Arteaga	Arteaga	23	Ocampo	Ocampo
5	Candela	Candela	24	Parras	Parras de la Fuente
6	Castaños	Castaños	25	Piedras Negras	Piedras Negras
7	Cuatro Ciénegas	Cuatro Ciénegas de Carraza	26	Progreso	Progreso
8	Escobedo	Escobedo	27	Ramos Arizpe	Ramos Arizpe
9	Francisco I. Madero	Francisco I. Madero	28	Sabinas	Sabinas
10	Frontera	Frontera	29	Sacramento	Sacramento
11	General Cepeda	General Cepeda	30	Saltillo	Saltillo
12	Guerrero	Guerrero	31	San Buenaventura	San Buenaventura
13	Hidalgo	Hidalgo	32	San Juan de Sabinas	Nueva Rosita
14	Jiménez	Jiménez	33	San Pedro	San Pedro de las Colonias
15	Juárez	Juárez	34	Sierra Mojada	Sierra Mojada
16	Lamadrid	Lamadrid	35	Torreón	Torreón
17	Matamoros	Matamoros	36	Viesca	Viesca
18	Monclova	Monclova	37	Villa Unión	Villa Unión
19	Morelos	Morelos	38	Zaragoza	Zaragoza

FIGURA 1.14 División Municipal del Estado de Coahuila, tomada de la enciclopedia electrónica Wikipedia, 2010.

El estado de Coahuila se encuentra en el centro de la parte septentrional de la República Mexicana, limita al Norte con los Estados Unidos de América; al oriente con el estado de Nuevo León; al Sur con los estados de San Luis Potosí, Zacatecas y Durango, y al poniente con Durango y Chihuahua. Respecto a su

localización, está situado entre los 24°32' - 29° 51' de latitud Norte y entre los 99° 58' - 103°57' de longitud Oeste respecto del Meridiano de Greenwich. Se localiza a una distancia aproximada de 872 km de la capital del País.

Coahuila con sus grandes campos desérticos y semidesérticos cuenta con una extensión de 151,571 kilómetros cuadrados, que representan un 7.74% del total de la superficie del País. Coahuila se sitúa como la tercera entidad de la República, después de los estados de Chihuahua y Sonora.

1.10.2 Cuatro Ciénegas

El municipio de Cuatrociénegas se localiza en el centro del estado, en las coordenadas 102°03'59" longitud Oeste y 26°59'10" latitud Norte, a una altura de 740 metros sobre el nivel del mar. Limita al Norte con el municipio de Ocampo; al Sur con los municipios de Parras y Ramos Arizpe; al Este con el de Castaños; al Noroeste con el municipio de Sierra Mojada y al Oeste con el de Sierra Mojada. Se encuentra a una distancia aproximada de 295 kilómetros de la capital de estado.

De acuerdo a los resultados que presento el II Censo de Población y Vivienda en el 2005, el municipio cuenta con un total de 12,220 habitantes.

Cuenta con una superficie de 7,860.60 kilómetros cuadrados, que representan un 5.19% del total de la superficie del estado. En el municipio Cuatrociénegas se encuentran las sierras La Madera y la de La Fragua, localizadas al Noroeste y al Oeste respectivamente. Existen en el Sur ramificaciones de las sierras de Los Alamillos, de Fraga y San Marcos, las cuales abarcan también los municipios de San Pedro y Parras. Cuenta con diversos manantiales de agua entre los que se encuentran la Poza de la Becerra, Churince, el Anteojo, Escobedo, La Poza de Juan Diego, río Los Mezquites.

Se cuenta con los servicios de teléfono, correo, telégrafo, radio y televisión. Al municipio se puede arribar por carretera o ferrocarril; la transportación se efectúa a través de la carretera federal No. 30 Monclova - San Pedro - Ocampo. También cuenta con una red de caminos rurales que entroncan con la carretera federal, comunicándolo con sus localidades. Las vías férreas comunican al municipio por el oriente con Sierra Mojada y por el poniente con Monclova.

El clima en el municipio es de subtipos secos semicálidos, con una temperatura media anual de 18 a 22°C y la precipitación media anual se encuentra en el rango de los 100 a 200 milímetros, con régimen de lluvias en los meses de mayo, junio, julio, noviembre, diciembre y enero; los vientos predominantes soplan en dirección Noroeste a la velocidad de 8 km/h. La frecuencia de heladas es de 20 a 40 días y granizadas de uno a dos días.

1.10.3 Frontera

El municipio de Frontera se localiza en el centro del estado de Coahuila, en las coordenadas 101°27'9" longitud Oeste y 26°55'36" latitud Norte, a una altura de 590 metros sobre el nivel del mar. Limita al Norte con los municipios de San Buenaventura y Abasolo; al Sur con el de Castaños, al Este con el de Monclova y al Oeste con el municipio de Sacramento. Se localiza a una distancia aproximada de 200 kilómetros de la capital del estado.

De acuerdo a los resultados que presento el II Censo de Población y Vivienda en el 2005, el municipio cuenta con un total de 70,160 habitantes.

Cuenta con una superficie de 506.8 kilómetros cuadrados, que representan el 0.33% del total de la superficie del estado. El suelo es plano, en su mayoría surcado por lomeríos. En cuanto a la hidrografía el arroyo Frontera se encuentra en los límites de Monclova y Frontera, así como varios arroyos de caudal intermitente, los cuáles se distribuyen al poniente y al oriente de la zona conurbada de Monclova-Frontera.

Cuenta con correo, telégrafo, teléfono, televisión, radiocomunicación y télex. El municipio cuenta con las carreteras federales No. 57, 30 y 53 y la carretera estatal Monclova - Candela. Cuenta también con vías de ferrocarril, Saltillo - Piedras Negras y Frontera - Sierra Mojada. Existe pista aérea y transportación foránea; los caminos de terracería convergen con la carretera federal No. 30, comunicando sus localidades.

El clima en el municipio es de subtipos secos semicálidos, con una temperatura media anual de 20 a 22°C y la precipitación media anual se encuentra en el rango de los 300 a 400 milímetros, con régimen de lluvias en los meses de mayo, junio, julio, noviembre, diciembre y enero; los vientos predominantes soplan en dirección Noreste a velocidades de 14 a 28 km/h. La frecuencia de heladas es de 20 a 40 días y granizadas de uno a dos días.

La vegetación la constituyen plantas como agaves, palmas y chaparrales. La fauna está formada por pequeñas especies de mamíferos como tejón, liebre, zorro, coyote, entre otros y aves de rapiña.

El subsuelo es rico en arcilla o carbonatos, y hay agua suficiente para abastecer a Monclova y Frontera.

1.10.4 Lamadrid

El municipio de Lamadrid se localiza en el centro del estado de Coahuila, en las coordenadas 101°47'41" longitud Oeste y 27°2'59" latitud Norte, a una altura de

640 metros sobre el nivel del mar. Limita al Norte con el municipio de Ocampo, al Sur con el de Sacramento, al Este con el de Nadadores y al Oeste con el municipio de Cuatrociénegas. Se localiza a una distancia aproximada de 265 kilómetros de la capital del estado.

De acuerdo a los resultados que presento el II Censo de Población y Vivienda en el 2005, el municipio cuenta con un total de 1,708 habitantes.

Cuenta con una superficie de 506.8 kilómetros cuadrados, que representan el 0.33% del total de la superficie del estado. Se cuenta con una sierra que es denominada "La Sierra de Cristo". En cuanto a la hidrografía, en el Norte surge un arroyo que se prolonga hasta el Sureste del municipio, para entrar luego por el lado Sureste de Nadadores.

El municipio tiene los servicios de teléfono, correo, telégrafo y radio. Cuenta con caminos vecinales de terracería hacia el Norte y con transportación de pasajeros hasta el entronque de la carretera federal No. 30 Cuatrociénegas - Monclova.

Al Noroeste del municipio se registran subtipos de climas muy secos, muy cálidos y cálidos; al Sureste subtipos de clima secos semicálidos; y al Sur y Norte subtipos de clima secos templados, con una temperatura media anual de 14 a 16°C al Noroeste, y en el Norte, Centro y Sur del municipio es de 20 a 22°C; la precipitación media anual se encuentra en el rango de los 300 a 400 milímetros, con régimen de lluvias en los meses de abril, mayo, junio, escasas en julio y noviembre, altas en agosto, septiembre y octubre; los vientos predominantes soplan en dirección Noreste a velocidades de 14 a 25 km/h. La frecuencia de heladas es de 0 a 20 días y granizadas de uno a dos días al Oeste, y al Este, Norte y Sur de 0 a 1 día.

La vegetación en la parte Sur es de tipo estepario, en la parte montañosa hay poca vegetación, pero existen manchones de encino y coníferas. La fauna está formada, principalmente, por roedores y reptiles. El municipio cuenta con riqueza forestal y mineral.

1.10.5 Monclova

El municipio de Monclova se localiza en el Centro-Este del estado de Coahuila, en las coordenadas 101°25'20" longitud Oeste y 26°54'37" latitud Norte, a una altura de 600 metros sobre el nivel del mar. Limita al Norte con el municipio de Abasolo; al Sur con el de Castaños, al Este con el de Candela y al Oeste con el municipio de Frontera. Se localiza a una distancia aproximada de 195 kilómetros de la capital del estado. Cuenta con una superficie de 1,480 kilómetros cuadrados, que representan el 0.98% del total de la superficie del estado. La principal elevación del municipio es la sierra La Gloria.

De acuerdo a los resultados que presento el II Censo de Población y Vivienda en el 2005, el municipio cuenta con un total de 200,160 habitantes.

En cuanto a su hidrografía nace en el Sur el río Monclova para entrar al municipio Castaños por el lado Norte, el río atraviesa el municipio de Monclova de Suroeste a Noroeste, ingresando a Abasolo por el Sur. Al Sureste se encuentra el río Candela. También cuenta con varios pozos para el abastecimiento de agua, distribuidos por el Sur y Suroeste de la ciudad. Existe un ojo de agua al Sur de Monclova y en las faldas del cerro de la Gloria, el cual alimenta al río Monclova, siendo éste el que cruza el área urbana en su parte medio oriental.

El municipio tiene los servicios de teléfono, correo, telégrafo, radio, televisión, radio comunicación y télex. Se puede arribar por la carretera federal No. 57 Piedras Negras - Saltillo, que atraviesa por el poniente de Norte a Sur, y la carretera local No. 30 San Pedro - Monclova; asimismo por el Aeropuerto Venustiano Carranza ubicado en el vecino municipio de Frontera, encontrándose a 15 minutos de Monclova contando con vuelos comerciales a Monterrey y México. También cuenta con una red de caminos rurales que lo comunican con sus localidades y con transportación foránea.

Al Centro-Oeste, Este y Norte del municipio se registran climas de subtipos secos semicálidos, y en la parte Sur se registran subtipos de climas muy secos semicálidos, con una temperatura media anual de 20 a 22°C y la precipitación media anual se encuentra en el rango de los 300 a 400 milímetros; en el Noroeste y en el Norte, Sur y Este del municipio, es del rango de los 400 a 500 milímetros con régimen de lluvias en los meses de Mayo, Junio, Julio, Agosto, Septiembre, Octubre y escasas en Noviembre.

Los vientos predominantes soplan en dirección Noreste a velocidades de 14 a 28 km/h. La frecuencia de heladas es de 0 a 20 días y granizadas de uno a dos días en el Suroeste, y en el Norte, Sur y Este es de 0 a 1 días.

Su vegetación la comprenden, principalmente, pinos, cedros, blancos y encinos. La fauna está constituida por oso, venado, liebre, coyote, reptiles, león americano, y aves como la codorniz, especie muy apreciada.

El recurso natural del que se tiene conocimiento que se explota en la región es la cal, y se hace por conducto de las empresas Refractarios Básicos S.A. (REBASA) y Materiales La Gloria.

1.10.6 Nadadores

El municipio de Nadadores se localiza en el centro del estado de Coahuila, en las coordenadas 101°35'37" longitud Oeste y 27°3'48" la titud Norte, a una altura de 520 metros sobre el nivel del mar. Limita al Norte y al Este con el municipio de San Buenaventura; al Suroeste con el de Lamadrid; al Sur con el de Sacramento y al Oeste con el de Ocampo. Se localiza a una distancia aproximada de 230 kilómetros de la capital del estado. Cuenta con una superficie de 834.7 kilómetros cuadrados, que representan el 0.55% del total de la superficie del estado.

De acuerdo a los resultados que presento el II Censo de Población y Vivienda en el 2005, el municipio cuenta con un total de 5,822 habitantes.

Las montañas que rodean al municipio son las siguientes, al Sur se localiza El Divisadero, Loma Alta, Loma de en Medio, y los Puertecitos; al Norte, El Huarache, y el Cerrito; al Sureste, El Cerro de los Nadadores y; al Oeste la sierra del Carmen. En cuanto a la hidrografía, ingresa por el Sur el río Nadadores, que viene del Sureste de Lamadrid y entra a San Buenaventura por el Sureste. También está el río San Marcos que nace en Cuatrociénegas, pero riega las tierras de Nadadores; además se localiza el manantial del Carmen que produce aguas delgadas; el río Salado pasa por el municipio.

Cuenta con servicio de teléfono, correo, telégrafo, radio y televisión. La carretera de acceso a este municipio es la federal No. 30 Monclova - San Pedro que lo cruza por el Sur de la cabecera municipal, la cual está comunicada hacia el Norte con caminos de terracería hacia sus localidades. Cuenta además con transportación foránea.

El clima en el municipio Nadadores es de subtipos secos semicálidos, con una temperatura media anual de 20 a 22°C y la precipitación media anual se encuentra en el rango de los 300 a 400 milímetros, con régimen de lluvias en los meses de Mayo, Junio, Julio, Agosto, Septiembre, Octubre y escasas en Noviembre y Diciembre; los vientos predominantes soplan en dirección Noreste con velocidades de 12 a 22 km/h. La frecuencia de heladas es de 0 a 20 días y granizadas de cero a un día.

Su vegetación la componen pino, encino, cedro, huizache, mezquite, lechuguilla, maguey, nopal y candelilla. Entre los animales silvestres se cuentan jabalí, oso, venado, burra, tejón, zorro, liebre, conejo, armadillo, coyote y diferentes tipos de reptiles e insectos.

Existen yacimientos minerales y recursos forestales que tal vez no sean muy variados, sin embargo no son fuente de explotación que pueda distinguirse como actividad fundamental.

1.10.7 Sabinas

El municipio de Sabinas se localiza al Este de la región Norte del estado de Coahuila, en las coordenadas 101°7'11" longitud Oeste y 27°51'10" latitud Norte, a una altura de 330 metros sobre el nivel del mar. Limita al Norte con los municipios de Morelos y Allende; al Sur con los de Juárez y Progreso; al Sureste con Juárez; al Este con Villa Unión y al Oeste con los de Múzquiz y San Juan de Sabinas. Se divide en 160 localidades. Se localiza a una distancia aproximada de 310 kilómetros de la capital del estado. Cuenta con una superficie de 2,345.20 kilómetros cuadrados, que representan el 1.55% del total de la superficie del estado.

De acuerdo a los resultados que presento el II Censo de Población y Vivienda en el 2005, el municipio cuenta con un total de 53,042 habitantes.

En el Norte y Este se encuentra el lomerío Peyotes y los cerros El Movimiento y El Pilote. En cuanto a la Hidrografía, el río Sabinas se localiza en el Sur del municipio, juntándose con el río Alamos, formando así el río San Juan. El arroyo La Aguillita se encuentra al oriente de la ciudad.

Cuenta con los servicios de teléfono, correo, telégrafo, radio, televisión, radiocomunicación y telex. Las vías de acceso a este municipio son las carreteras federales No. 57 Piedras Negras - México, interestatal No. 10 Sabinas - Nuevo Laredo, Tamaulipas y la interestatal No. 1 Sabinas - Múzquiz. Además existen caminos de terracería que lo comunican con sus localidades. Líneas de Ferrocarriles Nacionales, con las vías Piedras Negras - México y Ramal, Sabinas Nueva Rosita. También tiene un campo aéreo y cuenta con transportación foránea.

El clima en la parte Oeste del municipio es de subtipos semisecos semicálidos; y en la parte Norte y Este subtipos de climas secos-semicálidos, con una temperatura media anual de 20 a 22°C y la precipitación media anual se encuentra en el rango de los 400 a 500 milímetros, con régimen de lluvias en los meses de Abril, Mayo, Junio, Julio, Agosto, Septiembre y escasas en Noviembre y Diciembre; los vientos predominantes soplan en dirección Noreste con velocidad de 10 km/h. La frecuencia de heladas es de 0 a 20 días y granizadas de 0 a un día.

En cuanto a su vegetación existe el huizache, mezquite, nopal, lechuguilla, chaparro pireto, aguatillo, banderita, irisado, tabasco, alcalino, palma, costilla de vadas, cenizo y gobernadora. En lo que respecta a la fauna, cuenta con coyote, onza, ardilla, tejón, armadillo, zorrillo, gato montés, conejo, liebre, jabalí y víbora de cascabel.

En cuanto a minerales el carbón representa riqueza natural del municipio, también se cuenta con yacimientos de gas natural los cuales nunca se han explotado.

1.10.8 Sacramento

El municipio de Sacramento se localiza en el centro del estado de Coahuila, en las coordenadas 101°43'29" longitud Oeste y 27°00'13" latitud Norte, a una altura de 580 metros sobre el nivel del mar. Limita al Norte con el municipio de Lamadrid; al Noreste con el de Nadadores; al Sur con Cuatrociénegas; al Sureste con el de Castaños, al Este con los de Frontera y Nadadores y al Oeste con el municipio de Cuatrociénegas. Se localiza a una distancia aproximada de 250 kilómetros de la capital del estado. Cuenta con una superficie de 168.90 kilómetros cuadrados, que representan el 0.11% del total de la superficie del estado.

De acuerdo a los resultados que presento el II Censo de Población y Vivienda en el 2005, el municipio cuenta con un total de 2,063 habitantes.

En el Suroeste se ubica parte de la Sierra Madre Oriental. En cuanto a la Hidrografía el municipio solamente cuenta con estanques que sólo sirven para dar de beber agua a los animales.

Tiene los servicios de teléfono, correo, telégrafo y radio. El municipio es atravesado de oriente a poniente por la carretera federal No. 30 Monclova-Cuatrociénegas, pasando por la cabecera municipal; cuenta además con caminos de terracería que lo comunican con sus localidades. La vía férrea Monclova-Cuatrociénegas atraviesa el municipio de oriente a poniente. Existen servicios de transportación foránea.

El clima en el municipio es de subtipos secos semicálidos, con una temperatura media anual de 20 a 22°C y la precipitación media anual se encuentra en el rango de los 300 a 400 milímetros, con régimen de lluvias en los meses de mayo, junio, julio, agosto, septiembre y escasas en noviembre y diciembre; los vientos predominantes tienen dirección Noreste con velocidad de 14 a 25 km/h. La frecuencia de heladas es de 0 a 20 días y granizadas de cero a un día.

Su vegetación está formada por encino, cedro rojo y blanco, palo blanco, hicajillo, chaparro prieto, chapote, granjeno, gatuño, leñoza, tejocote, sotol, nopal y palmas, lechuguilla, fresno, huizache, mezquite, gobernadora, cenizo, huayacán y retoma, suelda, costumate, yerba de la víbora y menta. Sus animales silvestres son: venado, oso, león americano, coyote, zorra, comadrejas, jabalí, ardillones, tejones, talcoyote, tlacuache, liebre, conejo, zorrillo, topo, tuza y gato montés; aves de diversas especies como gavilán, aura zopilote, cuervo, aguililla, zenzontle, faisán, codorniz y otras.

1.11 ANTECEDENTES PETROLEROS DE LA CUENCA DE SABINAS, COAHUILA

La exploración petrolera en la cuenca inició en 1921 por compañías extranjeras, continuando su actividad ya como industria nacional en 1938 (PEP, 2009).

Los primeros trabajos de geología realizados en el Noreste del País se iniciaron en la década de 1920-1930, donde destacan los estudios de reconocimiento llevados a cabo por Emil Bose (1921-1923), quien fue el primero en describir la secuencia Mesozoica general de la Sierra Madre Oriental, llegó a la conclusión de la existencia de tierras positivas emergidas pre-apitanas en el Noreste de México (Uribe y Cuevas, 1979).

Los primeros pozos exploratorios en la Cuenca de Sabinas se perforaron en los años treinta del siglo pasado, los pozos, San Marcos 1 y San Marcos 2, ubicados en el núcleo de los anticlinales de San Marcos y Agua Chiquita respectivamente,

en la margen Sur de la cuenca, penetraron clásticos del Neocomiano sin encontrar manifestaciones de hidrocarburos.

En la década de 1950, Petróleos Mexicanos hizo sus primeras incursiones sobre la Paleo-península de Tamaulipas, en la margen Noreste de la Cuenca de Sabinas; perforó varios pozos con manifestaciones de gas (Peyotes, Chupadero 1, Don Martín 1 y 101, Garza 1, Garza 101). En la década de los años sesentas del siglo pasado, Petróleos Mexicanos realizó una reevaluación de esta cuenca e inició una campaña exploratoria integral.

En el año de 1968, se realizó un análisis de la información existente, para definir un programa de exploración orientado a la evaluación del Golfo de Sabinas. En base a este trabajo se propusieron las primeras localizaciones con un mejor apoyo paleogeográfico y se perforaron los pozos Anhelito 1 y Minas Viejas 1, que resultaron secos.

En 1969 el pozo Gato 1 tuvo manifestaciones de gas en las formaciones Cupido y Taraises; se realizaron tres pruebas en varios intervalos, pero la perforación con lodos pesados y pruebas en agujero entubado pudieron originar que fluyera gas sin presión. En 1971 y 1972 se perforaron los pozos Guaje 1, Baluarte 1, y Sabinas 1, que resultaron el primero con manifestaciones, pero flanqueado estructuralmente y los otros dos secos. El segundo pozo estuvo flanqueado y actualmente, en esta estructura de Baluarte se perforó el pozo Pirineos 1, productor de gas.

Después de 7 pozos perforados en 1972, se tuvieron importantes manifestaciones de gas en el pozo Buena Suerte 1, en varios niveles estratigráficos y posteriormente en el pozo Buena Suerte 2-A, se confirmó la presencia de hidrocarburos en cantidades comerciales.

En 1976 el pozo Monclova 1 quedó productor de gas seco, en ese mismo año, un nuevo éxito exploratorio ocurrió en el pozo Lampazos 1.

Tras una intensa actividad exploratoria realizada entre 1976 y 1985, otros éxitos exploratorios menores se dieron en esa cuenca, los Campos Florida, Huerta, Zuloaga, Maestros, Gato, Escudo y Patricio, en campos de un sólo pozo. En 1986 con el pozo Merced 1, último de los pozos exploratorios perforados durante esta campaña en Sabinas.

Después de un largo tiempo que fue dedicado especialmente a la reinterpretación de la información existente y a la obtención de nuevos datos que respaldaran de una manera sólida las inversiones en ésta cuenca, en el año 2003 Pemex Exploración y Producción realizó la perforación y descubrimiento de gas con el pozo Pirineo-1, en una zona alejada de la tradicionalmente productora de Monclava-Buena Suerte (PEP, 2004).

En el año 2004, se continuó con la campaña de perforación exploratoria, hecho que significó el descubrimiento e incorporación de nuevas reservas de gas no asociado con el pozo Forastero 1 (PEP, 2005).

Hasta el año 2005, en la Cuenca de Sabinas se perforaron 107 pozos exploratorios, en 84 trampas estructurales anticlinales.

1.12 IMPORTANCIA ECONÓMICA DE LA CUENCA DE SABINAS, COAHUILA

Desde la caída de los precios del petróleo en los años ochenta del siglo pasado, las compañías petroleras del mundo enfocaron sus esfuerzos a explorar y explotar las áreas conocidas como maduras; México no fue la excepción y en más de una década disminuyó drásticamente la exploración de nuevas áreas, para concentrar sus esfuerzos en áreas próximas a los campos tradicionales descubiertos.

A mediados de los años noventa del siglo pasado, Petróleos Mexicanos tuvo que enfrentar un nuevo reto: restituir las reservas de petróleo y alcanzar la autosuficiencia en materia de gas natural, para cumplir con las necesidades del país.

Los yacimientos en la Cuenca de Sabinas, Coahuila hasta el año del 2009 han producido 434 miles de millones de pies cúbicos de gas a partir de 23 campos descubiertos, 18 de estos campos se encuentran activos con una reserva total remanente de 53 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (PEP, 2009).

Los descubrimientos en esta década, confirman el potencial que tiene esta Cuenca Gasífera. En la Cuenca de Sabinas se ha estimado un recurso prospectivo total de 300 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Geológicamente, la Cuenca de Sabinas esta constituida, por la Región Carbonífera de Coahuila, en la cual se localizan 8 Subcuencas. En esta Región, el metano o gas grisú es y ha sido un problema grave en la explotación de los cuerpos de carbón, debido tanto a su toxicidad como a su gran riesgo de explosión, por lo que es necesario un mejor control y explotación del gas metano de horizontes de carbón para su aprovechamiento, y aportar riqueza económica suplementaria a ciertas zonas del país. Las cantidades de metano generadas no son suficientes en general como para su explotación comercial a gran escala, aunque si que lo son como fuente local, alternativa y barata de energía para la generación de electricidad dedicada tanto a la industria local, como para las poblaciones localizadas en sus cercanías.

Las estimaciones de gas metano total a partir de los carbones de las Subcuencas Sabinas y Saltillito, son de 1.22×10^{11} y $2.2 \times 10^{11} \text{ m}^3$ respectivamente, lo que indica que son lo suficientemente importantes a nivel local como para que se les de un uso industrial y doméstico, y no se libere a la atmosfera para seguir contaminando.

CAPÍTULO 2

Marco Geológico

La historia geológica de una región se deduce a partir del análisis de la secuencia estratigráfica y del estudio del origen, estructuras y expresión geomorfológica actual de las rocas, producto de la variedad de los eventos geológicos que se han sucedido a través del tiempo.

Casi todas las áreas que actualmente producen hidrocarburos en México, se hallan en la planicie costera y en la Plataforma Continental del Golfo de México, sobre una franja que se extiende desde la frontera con Estados Unidos, hasta la margen occidental de la Península de Yucatán y del frente de la Sierra Madre Oriental Hasta la plataforma Continental del Golfo de México; sin embargo, la cuenca de Sabinas, Coahuila es la excepción (**Figura 2.1**).

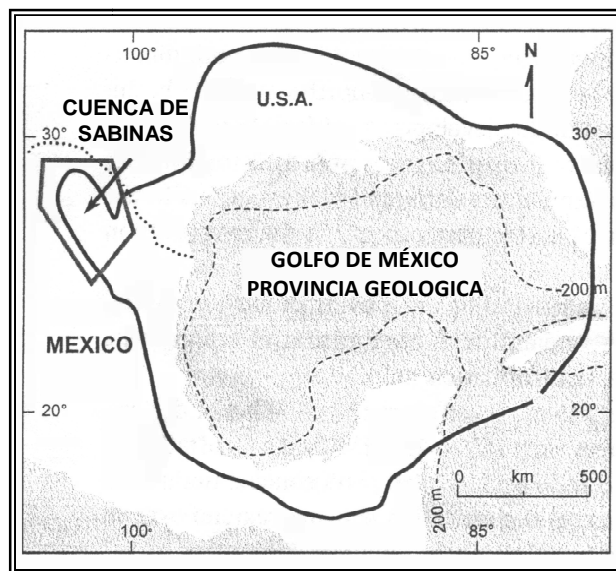


FIGURA 2.1 Localización de la Cuenca de Sabinas, Coahuila y el límite de la provincia geológica del Golfo de México. Tomada de Eguiluz, 2001.

Las cuencas y plataformas de edad Jurásico-Tardío y Cretácico se desarrollaron sobre un sistema de fosas (Grabens) y pilares tectónicos (Horst), como producto de la separación entre América del Norte y África; este fallamiento se produjo durante el Triásico Tardío y dio origen a depresiones en las que ocurrió el depósito de las capas continentales de las formaciones Huizachal y Todos Santos. Al incrementarse la separación de los continentes, ocurrieron en el Jurásico Medio las primeras transgresiones marinas en las fosas tectónicas preexistentes, dieron lugar a los depósitos de secuencias evaporíticas, donde predominó el depósito de sal.

Los elementos geológicos pre-callovianos dieron las bases para la división de zonas, provincias y áreas petroleras. Fuera de las áreas tradicionalmente petroleras, situadas en la planicie costera del Golfo de México, en la porción central del Estado de Coahuila y parte del Estado de Nuevo León, se ha puesto de manifiesto la presencia de hidrocarburos, tanto en secuencias del Cretácico como en el Jurásico Superior; esta área productora de hidrocarburos se encuentra dentro de la unidad geológica denominada Golfo de Sabinas, delimitada al oriente y poniente por los paleoelementos Península de Tamaulipas e Isla o Península de Coahuila, respectivamente.

2.1 EVOLUCIÓN GEOLÓGICA

En el Triásico Tardío - Jurásico Temprano ocurre el rifting que marca el comienzo de rompimiento de la Pangea, la apertura del Atlántico y la generación del Golfo de México, generándose las placas de Norte América, la placa de América del Sur y la Placa de África (Dickinson y Coney, 1980; López Ramos 1981, Padilla Sánchez, 1982). De esta manera, el Noreste de México durante el Mesozoico y Cenozoico está estrechamente relacionado al origen del Golfo de México (Salvador y Green, 1980). La deriva de Yucatán hacia el Sur hasta el Jurásico Tardío (Pindell, 1985, 1993; Goldhammer, 1999) y la separación de las placas debidos a la dispersión del piso oceánico, convirtieron el basamento del actual Noreste de México en altos y bajos estructurales, que corresponden con la Cuenca de Sabinas, El Bloque de Coahuila, el Bloque de la Mula, la Península de Burro-Peyotes-Salado, el Arco ó Archipiélago de Tamaulipas y algunos otros elementos como el Canal de Chihuahua y la Cuenca de Maverick; estos elementos frecuentemente están limitados por fallas laterales izquierdas y por fallas normales, estas últimas conformaron a estos horts y grabens que

controlaron las facies sedimentarias durante el Mesozoico como se muestra en la **Figura 2.2** (Wilson et al., 1984; Salvador, 1987; Salvador 1991a, 1991b, 1991c; Wilson, 1990; Goldhammer et al., 1991; Goldhammer, 1999).

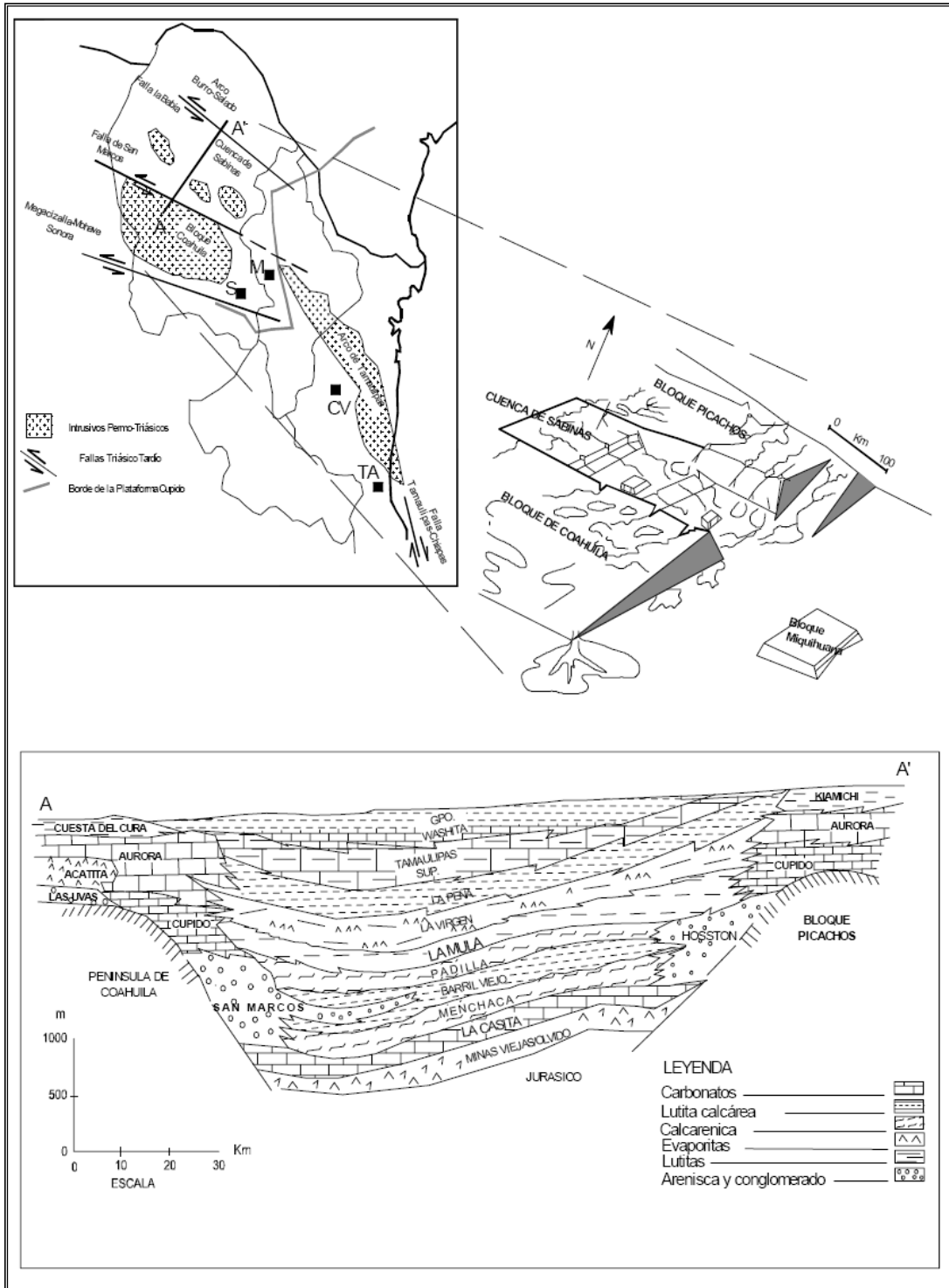


FIGURA 2.2 Mapa paleotectónico en el Noreste de México del Jurásico Tardío, y la relación estratigráfica involucrando los elementos geológicos principales. Tomada de Villareal-Fuentes, 2008.

Las rocas en el Bloque de Coahuila están compuestas en su parte basal de rocas ígneas y metamórficas de bajo grado, que conforman el basamento cristalino de edad Paleozoico Tardío - Mesozoico Temprano, que corresponden a un conjunto de arco (McKee et al., 1988); en la parte superior se tiene un paquete sedimentario marino de calizas de plataforma y evaporitas (Formación Acatita) que sobreyacen discordantemente al basamento y marcan el inicio de la transgresión marina del Aptiano Tardío sobre el bloque (Smith, 1981; Goldhammer 1999; Lehmann et al., 1999).

La evolución tectono-sedimentaria del Noreste de México y en específico, el área que ocupa el denominado Golfo de Sabinas, ha estado ligada de una manera muy estrecha a la apertura y desarrollo del Paleo-Golfo de México. Los cambios eustáticos que han regido durante la formación del GdM se han manifestado en el Noreste de México como etapas periódicas de transgresiones y regresiones. De esta manera, se propició la depositación de secuencias sedimentarias compuestas principalmente de depósitos clásticos de ambientes costeros, depósitos evaporíticos de sabkha, y depósitos de carbonatos tanto de ambientes de plataforma somera y profunda como en complejos arrecifales. Tales secuencias fueron depositadas ininterrumpidamente desde el Jurásico Medio hasta el Cretácico Superior, tiempo en el que la Orogenia Larámide detonó el cambio en el régimen de depósito sedimentario para esta zona.

En el Jurásico Superior ocurrió una transgresión en el Noreste de México que dio lugar a la formación del Golfo de Sabinas y a la Isla de Coahuila; en las primeras etapas de la transgresión se desarrollaron en el Golfo de Sabinas depósitos evaporíticos, terrígenos y calcáreos, sobre todo en el Oxfordiano. A esta época corresponden las formaciones Minas Viejas, Novillo, Olvido, Zuloaga y la Gloria. Con el avance de la transgresión marina, durante el Kimmeridgiano y Tithoniano, se crearon los depósitos de mar abierto, de las formaciones La Caja y Pimienta, constituidos de secuencias calcáreo-arcillosas, con horizontes carbonosos, así como los depósitos detríticos de la Formación La Casita.

Durante el inicio del Cretácico Inferior continuó la transgresión marina, lo cual dio origen al depósito, durante todo el Neocomiano de la Arcosa San Marcos; donde hubo menor influencia de terrígenos se depositó la Formación Menchaca la cual está formada por una secuencia de calizas y algunas intercalaciones de margas y lutitas; esta formación constituye la base de la secuencia de plataforma del Neocomiano. Hacia arriba se tiene a la Formación Patula (areniscas cuarzosas), a la Formación Padilla (calizas y lutitas) y a la Formación La Virgen (calizas, dolomias y yesos).

Desde el Hauteriviano hasta el Aptiano en gran parte del Golfo de Sabinas se depositaron las calizas de la Formación Cupido en un ambiente de plataforma interna. En el límite del Aptiano-Albiano sobreviene un aporte generalizado de terrígenos finos hacia el Golfo de Sabinas que dan lugar a la Formación La Peña

(calizas arcillosas, lutitas y limolitas). Durante el intervalo Albiano-Cenomaniano una importante transgresión marina que cubrió incluso los elementos hasta entonces positivos, originó el desarrollo de gruesas secuencias de carbonatos en todo el Noreste de México. Sobre la Plataforma Coahuila se depositaron secuencias de facies someras y evaporíticas gracias a la presencia de arrecifes que bordeaban a los anteriores elementos positivos; a este intervalo pertenecen las formaciones Aurora y Acatita.

En el Cretácico Superior con la retirada gradual de los mares hacia el oriente se depositaron en toda la región sedimentos fundamentalmente terrígenos provenientes de la porción occidental de México, pertenecientes a las secuencias del Cretácico Superior de las formaciones Georgetown (calizas arcillosas), Del Río (lutitas y calizas arcillosas), Buda (calizas arcillosas) y Eagle Ford (calizas arcillosas y lutitas).

Las deformaciones de la Orogenia Laramide se desarrollaron principalmente en la parte final del Mesozoico e inferior del Cenozoico. A este episodio pertenecen las estructuras anticlinales, sinclinales y fallas inversas tan características de la región. Posterior a la Orogenia Laramide sobrevino un fallamiento normal que favoreció la depositación continental de sedimentos aluviales, lacustres y eólicos en fosas tectónicas.

2.2 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL

La configuración estructural y estratigráfica actualmente reconocible de esta región, inicia con el evento orogénico Ouachita-Marathon durante el Permo-Triásico (Goldhammer, 1999), y posteriormente la evolución paleogeográfica desde el Triásico hasta el Cenozoico del Noreste de México se relaciona estrechamente con la apertura y evolución del Golfo de México (Salvador y Green, 1980; Anderson y Schmidt, 1983; Winker y Buffler, 1988; Wilson, 1990). El origen del Golfo de México se remonta al rompimiento del supercontinente Pangea durante el Triásico Superior-Jurásico Medio, con la separación de las placas Norteamericana, Sudamericana y Africana (Padilla y Sánchez, 1986). Ello condicionó la evolución estratigráfica de la región durante el Cretácico, hasta la Orogenia Larámide, entre el Cretácico Superior y el Terciario Inferior (Goldhammer, 1999).

El rompimiento y separación de Pangea propició la formación de pilares y fosas tectónicas que contribuyeron a la distribución de altos y bajos estructurales que, a su vez, controlaron en adelante los patrones sedimentarios de la región (Padilla y Sánchez, 1986), y posteriormente determinaron los estilos estructurales larámides (Wilson, 1990).

Los principales elementos tectónicos originados en esta región durante la etapa de *rifting* comprenden altos de basamento (horsts), entre los que destacan el Bloque de Coahuila, la Península de Burro–Peyotes, el Archipiélago ó Arco de

Tamaulipas, y las Islas de La Mula y Monclova, así como bloques bajos de basamento (grabens) que conforman la Cuenca de Sabinas (**Figura 2.3**). La composición litológica de los bloques es diferente de un área a otra debido al acomodo de éstos por movimientos de fallas regionales con desplazamiento lateral.

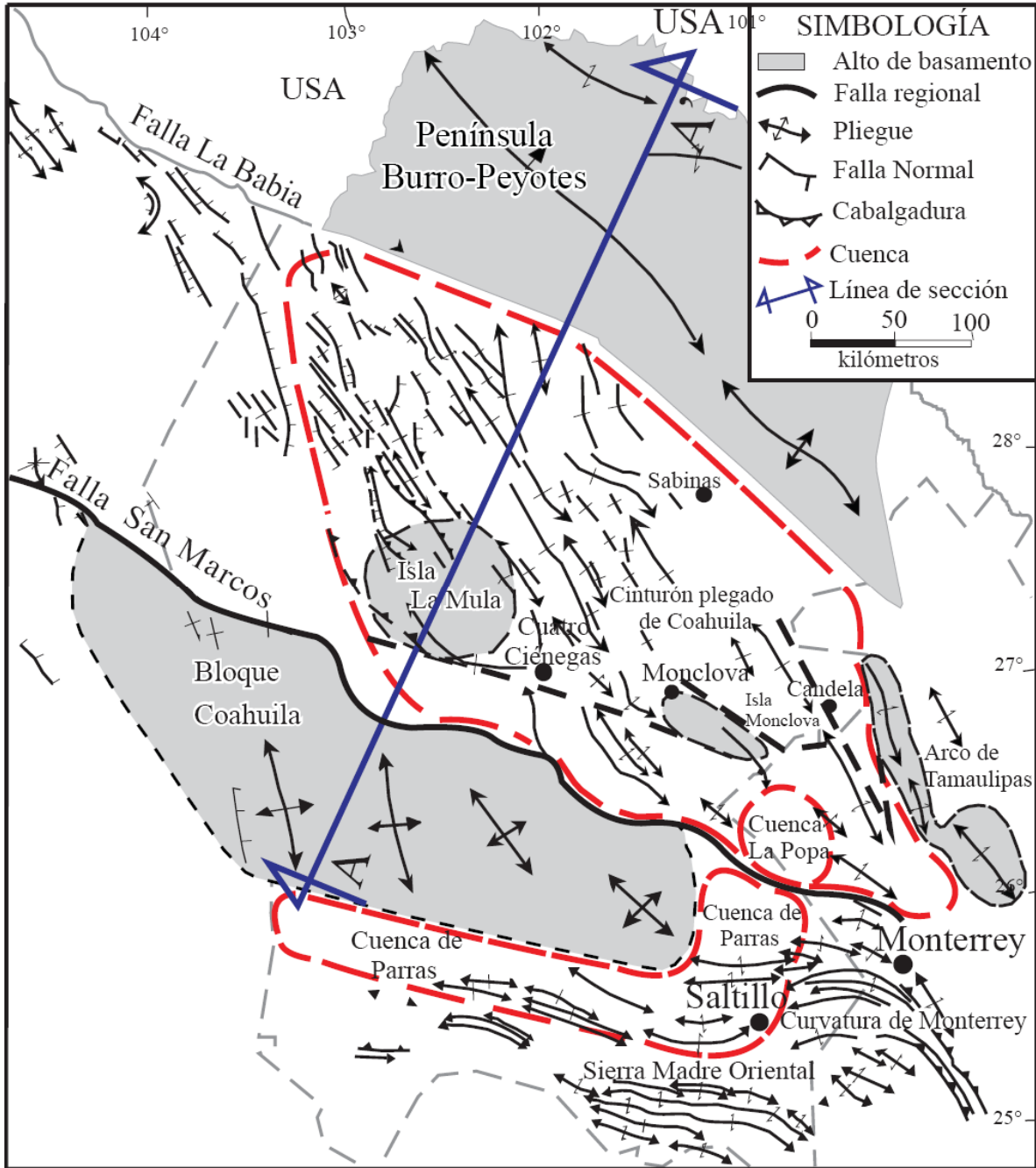


FIGURA 2.3 Configuración estructural y rasgos tectónicos del Noreste de México (Estado de Coahuila y áreas adyacentes). Tomada de González-Sánchez *et al.*, 2007.

El Bloque de Coahuila (**Figura 2.3**) es un alto de basamento que está intrusionado por rocas graníticas a granodioríticas de edad permo-triásica (Wilson *et al.*, 1984). Hacia el Oeste, en el área del Valle Acatita – Las Delicias, el Bloque de Coahuila presenta una sucesión volcanoclástica del Pennsilvánico Medio al Pérmico (McKee *et al.*, 1988; Wilson, 1990). Aunque no aflora su basamento se infiere que probablemente es Proterozoico por las firmas isotópicas de los intrusivos Permo-Triásicos (López *et al.*, 2001). El Bloque de Coahuila está delimitado al Norte por una falla lateral izquierda conocida como Falla San Marcos, que muy posiblemente fue activa durante la etapa de *rifting* del Triásico Tardío al Jurásico Tardío (Charleston, 1981; Chávez-Cabello *et al.*, 2005). Al Sur está delimitado por el lineamiento lateral izquierdo Torreón-Monterrey (Anderson y Schmidt, 1983), a lo largo de la Cuenca de Parras. Actualmente, el área ocupada por el Bloque de Coahuila se caracteriza por la presencia de carbonatos de plataforma del Cretácico ligeramente deformados por la Orogenia Larámide (Imlay, 1936; Charleston, 1981; Johnson, 1989; Johnson *et al.*, 1991).

El Archipiélago ó Arco de Tamaulipas (**Figura 2.3**), se localiza al Este de la Cuenca de Sabinas y presenta una distribución NW-SE. El basamento de este arco está constituido por intrusiones permo-triásicas consideradas como los remanentes de un arco de islas del Paleozoico (Goldhammer, 1999). Su límite oriental lo forma una falla regional lateral derecha, denominada Falla Tamaulipas-Chiapas (Pindell, 1985; Wilson, 1990).

La Península Burro-Peyotes (**Figura 2.3**), constituye un alto de basamento al Norte de la Cuenca de Sabinas, en aparente continuidad con el Arco de Tamaulipas (Wilson, 1990); está formado por rocas metasedimentarias deformadas del Paleozoico Superior. Su límite en su porción Sureste es con la Falla La Babia, la cual es una estructura lateral izquierda que estuvo activa durante la etapa de *rifting* continental del Triásico Superior al Jurásico Medio (Charleston, 1981).

La Cuenca de Sabinas (**Figura 2.3**), es una depresión delimitada por los bloques altos de Coahuila al Sur, Burro-Peyotes al Norte, y el Arco de Tamaulipas al Este. Dentro de la cuenca se conocen dos áreas con intrusiones graníticas de edad permo-triásica, estas corresponden a los altos de basamento de La Mula y Monclova (Jones *et al.*, 1984; Wilson, 1990).

La deformación que caracteriza a la Península Burro-Peyotes, al Arco de Tamaulipas y a la Cuenca de Sabinas, incluyendo las Islas de La Mula y Monclova (**Figura 2.3**), se conoce como la “Faja Plegada de Coahuila”, producida durante la Orogenia Larámide (Goldhammer, 1999). Esta faja plegada consiste en numerosos anticlinales aislados, orientados al NW y separados por amplios valles sinclinales. Los anticlinales se presentan ramificados, tienen núcleos formados por diapiros de evaporitas y pliegues con doble vergencia; estos son rasgos frecuentes y característicos de este estilo de deformación (Padilla y Sánchez, 1986; Goldhammer, 1999).

Otras cuencas aledañas a la Cuenca de Sabinas son las Cuencas de Parras y La Popa (**Figura 2.3**), las cuales tuvieron un mayor desarrollo durante el Cretácico Superior (Campaniano-Maastrichtiano). La primera está limitada al Norte y Noreste por el Bloque de Coahuila y la Falla de San Marcos, y al Sur y Sureste por el frente de la Sierra Madre Oriental. La Cuenca de La Popa está limitada al Norte, Este y Oeste por la Faja Plegada de Coahuila, y al Sur por la Sierra de La Gavia que la separa de la Cuenca de Parras. Ambas cuencas presentan cerca de 5000 m de sedimentos clásticos terrígenos, marinos someros y deltaicos del Campaniano-Maastrichtiano, pertenecientes al Grupo La Difunta (Padilla y Sánchez, 1986; Goldhammer, 1999). La deformación que se observa en la actualidad es producto de la Orogenia Larámide. En las porciones Sur y Este de la Cuenca de Parras, en las zonas próximas al frente de la Sierra Madre, las estructuras son muy alargadas, con vergencia hacia el Norte; presentan pliegues apretados y cabalgaduras menores con ejes paralelos al frente de la sierra. Hacia el Norte de estas áreas de la cuenca, la intensidad de la deformación es menor (Goldhammer, 1999). En La Popa, la deformación se caracteriza por amplias elevaciones dómicas generadas por diapiros de sal y sinclinales erosionados (Johnson, 1989).

El evento orogénico del Cretácico Tardío al Paleógeno dio origen a las estructuras de la Sierra Madre Oriental (**Figura 2.3**), que se caracteriza por ser el área que presenta el más alto relieve en el Noreste de México. La Sierra Madre Oriental está limitada al Este por el Arco de Tamaulipas y al Norte por la Cuenca de Parras (Padilla y Sánchez, 1982); la sección deformada comprende la secuencia sedimentaria del Triásico Superior–Cretácico (Goldhammer, 1999). Las estructuras de esta región se distinguen por su gran variedad de pliegues con orientación E-W, isoclinales, con flancos verticales y pliegues vergentes hacia el Norte, frecuentemente desplazados por nappas, sobrecorrimientos y cabalgaduras (Padilla y Sánchez, 1982, 1986; Johnson, 1989; Eguiluz de Antuñano, 2001).

2.2.1 Fallas principales en el Noreste de México

2.2.1.1 La falla (megacizalla) Mohave-Sonora

La falla Mohave-Sonora (FMS) fue propuesta por Silver y Anderson (1974), como una solución parcial a los problemas geológicos existentes entre el traslape del Sur de México y la parte Norte de Sudamérica en los modelos tectónicos para la reconstrucción de la Pangea (Bullard et al., 1965; Pindell, 1985). Anderson y Schmidt (1983), postularon que la FMS es una falla lateral izquierda de rumbo NW que estuvo activa en el Jurásico Tardío (~150 M.a.) y que posiblemente tiene un desplazamiento de 700 a 800 km. La FMS divide al basamento de Sonora en dos bloques cristalinos con edades aparentemente diferentes; las rocas más antiguas con edades entre 1,800 y 1,700 M.a. corresponden al Bloque Caborca, localizado al Noroeste de la traza propuesta para la FMS; mientras que un basamento un poco más joven denominado Bloque de América del Norte, se localiza al Noreste de la traza de la Megacizalla presenta edades de 1,700 a 1,600 M.a.

2.2.1.2 Falla La Babia

La falla La Babia también es conocida como lineamiento Boquillas-Sabinas (Padilla y Sánchez, 1982, 1986), o falla Sabinas (Alfonso, 1978); esta falla limita en la parte Norte al Cinturón Plegado de Coahuila (CPC) con el Arco de Burro-Salado. Smith 1981, ha considerado que esta falla junto con la falla de San Marcos, que limita al CPC en su parte Sur; tuvieron desplazamientos laterales izquierdos generando transpresión y como consecuencia acortamiento en el CPC. Yet (1997), sugiere que la deformación presente en el CPC es debido a efectos de compresión NE-SW por esfuerzos sobre el borde continental durante la subducción de la placa Farallón. Aunque no han sido documentadas evidencias estructurales contundentes en afloramientos sobre la traza de la falla, la diferencia de estilos de deformación y un magmatismo Terciario y Cuaternario emplazados en zonas de debilidad son fuertes evidencias de su existencia.

2.2.1.3 Falla de San Marcos

La falla de San Marcos (FSM) fue propuesta por Charleston 1981, quien la identifico al utilizar imágenes de satélite que mostraban diferentes estilos de deformación en el Noreste de México. Padilla y Sánchez 1982, definió sobre esta misma zona un lineamiento con dirección WNW, el cual abarcaba desde la Sierra Mojada, en Coahuila, hasta China Nuevo León, nombrándola por lo mismo lineamiento Sierra Mojada-China. Estos autores sugirieron que la falla es lateral izquierda, con base en las observaciones de los estilos de plegamiento entre el Bloque Coahuila y el Golfo de Sabinas. McKee et al., 1984,1990, realizaron diferentes estudios sobre la falla, principalmente estratigráficos, proponen que la FSM se instauró en el Jurásico como una falla con un movimiento lateral izquierdo predominante, y que tuvo al menos dos reactivaciones, una en el Cretácico Temprano con componente normal y el bloque hundido al N de la traza, y otra en el Terciario Temprano con componente inversa. De acuerdo con Aranda-Gómez et al. 2005, existen dos eventos de reactivación post-Laramide, que se manifiesta en la región Sureste del estado de Chihuahua y en el Noreste de Coahuila.

2.2.2 Estilos estructurales de la Cuenca de Sabinas

En la Cuenca de Sabinas se han definido cinco patrones de fracturamiento asociado a los procesos compresivos, de los cuales solo dos se consideran relevantes para la generación de porosidad secundaria en yacimientos de hidrocarburos naturalmente fracturados, estos son: a) Fracturas resultantes de la compresión, paralelas a la dirección del echado de la capa que se extienden a

grandes distancias, tanto lateral como verticalmente, b) Fracturas causadas por la extensión, perpendiculares al eje de los pliegues (**Figura 2.4**).

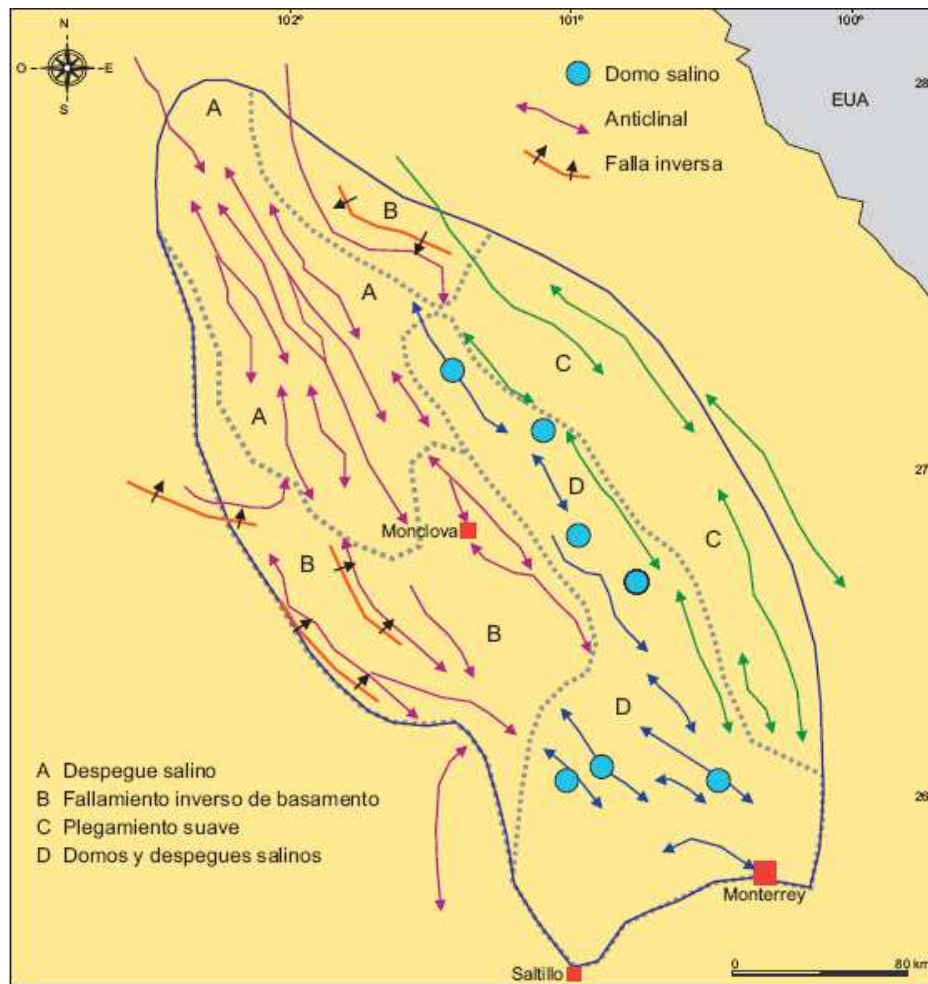


FIGURA 2.4 Estilos estructurales de la Cuenca de Sabinas. Tomada de Reservas de Hidrocarburos 2009, PEMEX.

Humphrey (1956) describe las estructuras del Golfo de Sabinas como anticlinales dómicos alargados (**Figura 2.4**), aislados y erosionados en su porción central, donde forman potreros con anchos valles intermontanos que representan los sinclinales (Uribe y A. Cuevas, 1979). Murray y Díaz (1961) atribuyen la presencia de yesos jurásicos aflorantes en la porción central a procesos diapíricos (Uribe y A. Cuevas, 1979).

Posteriormente Alfonso Z. (1976) explicó el proceso dinámico de los yesos mediante fuerzas de compresión y tensión durante el plegamiento (Uribe y A. Cuevas, 1979).

Las formas estructurales del Golfo de Sabinas se originan por la acción de las fuerzas compresionales provocadas durante la Orogenia Laramide, de tal manera

que es posible distinguir dos grupos principales de estructuras (Uribe y A. Cuevas, 1979).

El primero se caracteriza por contener anticlinales comúnmente alargados, estrechos, moderadamente apilados, altamente comprimidos y frecuentemente afectados por fallas inversas. Dentro de este grupo quedan incluidos: Padilla, La Muía, La Madera, Ovejas, San Marcos, La Purísima, La Gavia y Lampazos, (Figura 2.5).

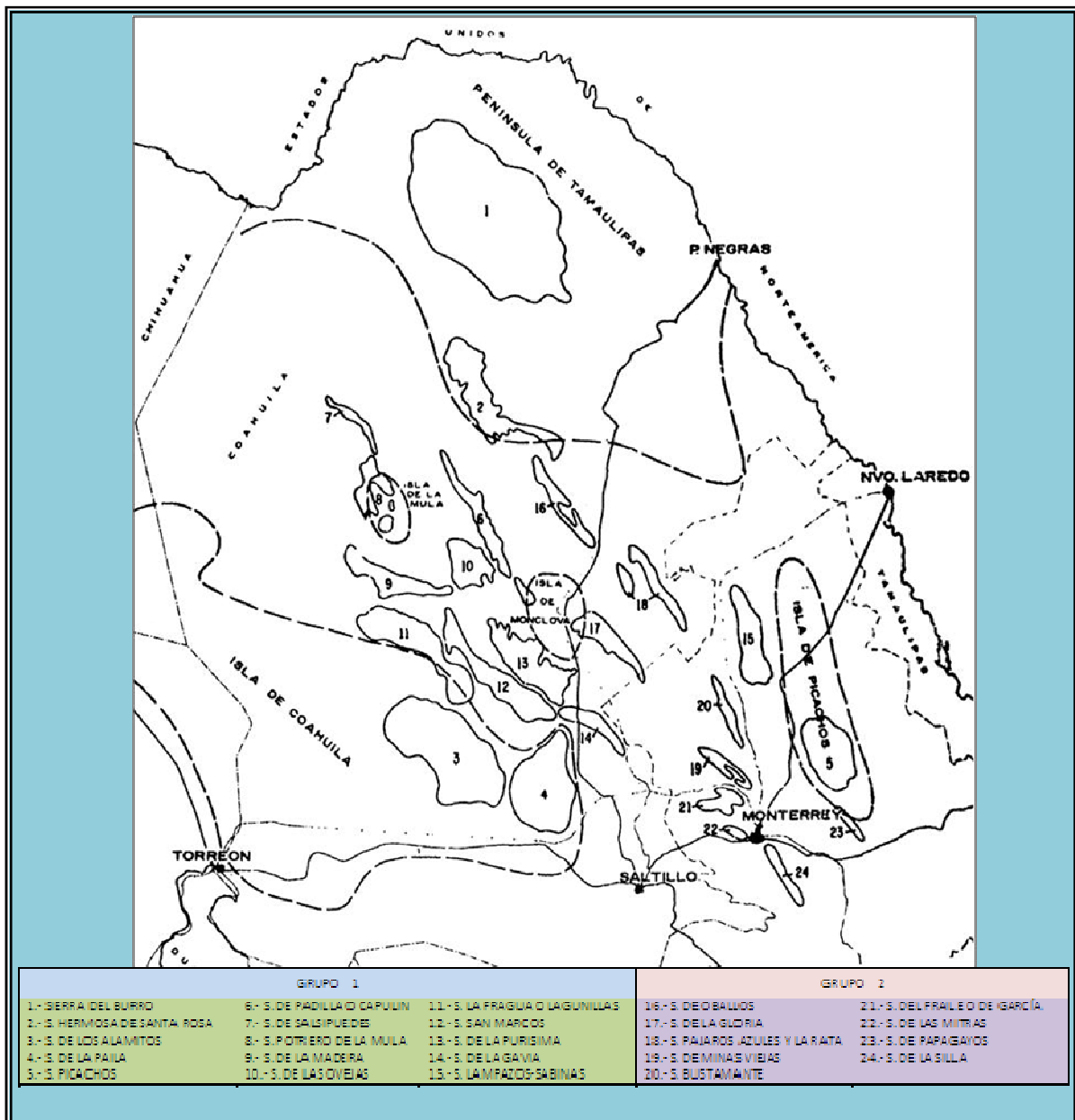


FIGURA 2.5 Formas estructurales de la Cuenca de Sabinas. Tomada de Uribe y A. Cuevas, 1979.

El segundo grupo comprende estructuras generalmente dómicas alargadas y en forma de uso, separadas por amplios valles, en ocasiones afloran yesos jurásicos

en los núcleos de estas estructuras. Pertenecen a este grupo: Oballos, La Gloria, Pájaros Azules, La Rata, Minas Viejas, Bustamante, Sabinas, Del Fraile, Las Mitras, Papagayos y La Silla (**Figura 2.5**).

2.3 ESTRATIGRAFÍA

La secuencia estratigráfica del Golfo de Sabina comprende rocas del Jurásico Tardío y Cretácico cuyos ambientes estuvieron gobernados por elementos positivos como son: La Isla de Coahuila, Monclova, La Mula, Picachos, San Carlos y la Península de Tamaulipas. Particularmente en el Cretácico Inferior (Neocomiano) donde los cambios de facies son muy notables.

El espesor de la columna geológica expuesta en las estructuras del Golfo de Sabinas es de más de 5000 m y está representada en forma generalizada por rocas carbonatadas, evaporíticas, clásticas, dolomías y en ocasiones arrecifales.

Dentro de estas rocas existen aquellas que por sus características litológicas podrían considerarse como generadora de hidrocarburos, probables rocas madre o constituir rocas sello.

A partir de datos indirectos se infiere que en la Cuenca de Sabinas se depositaron capas rojas de grandes espesores del Jurásico Temprano (Grupo Huizachal) (Goldhammer, 1999; Rueda-Gaxiola *et al.*, 1999; Fastovsky *et al.*, 2005). La acumulación de estas secuencias clásicas de *rift* probablemente ocurrió en *grabens* y *semigrabens*. También se produjo probablemente el emplazamiento de rocas volcánicas calcoalcalinas en las etapas iniciales e intermedias del desarrollo del *rift*, intercaladas con los conglomerados continentales (Garrison y McMillan, 1999). Posteriormente, ocurrió el depósito de evaporitas que precipitaron durante la primera transgresión marina (Padilla y Sánchez, 1982, 1986).

En el transcurso del Calloviano al Oxfordiano Inferior, se depositaron secuencias de transgresión compuestas por conglomerados, evaporitas salinas intercaladas con rocas terrígenas de grano fino, evaporitas anhidriticas y carbonatos. Su espesor en conjunto sobrepasa los 2500 m (Eguiluz de Antuñano, 2001). En el centro de la cuenca precipitaron principalmente evaporitas (anhidritas, yeso y sal), correspondientes a la Formación Minas Viejas (Eguiluz de Antuñano, 2001) con un espesor original de 1000 m (Goldhammer, 1999). Hacia el Arco de Tamaulipas, la sal tiende a desaparecer y es reemplazada por anhidrita y carbonatos interdigitados hacia la base de la Formación Olvido, y por carbonatos de alta energía hacia su cima, con un espesor de 500 m en total (Eguiluz de Antuñano, 2001). En las áreas adyacentes a los bloques emergidos de basamento, en cambio, se desarrollan rocas de facies marinas someras compuestas por areniscas cuarzofeldespáticas y conglomerados de la Formación La Gloria (Padilla y Sánchez 1986; Eguiluz de Antuñano, 2001). Esta formación presenta espesores entre 50 y 100 m, y sobrepasa los 600 m en las proximidades de los bloques de basamento. Hacia el centro de la cuenca, la Formación La Gloria cambia

transicionalmente hacia arriba a carbonatos de plataforma de la Formación Zuloaga (Oivanki, 1974), (Figura 2.6).

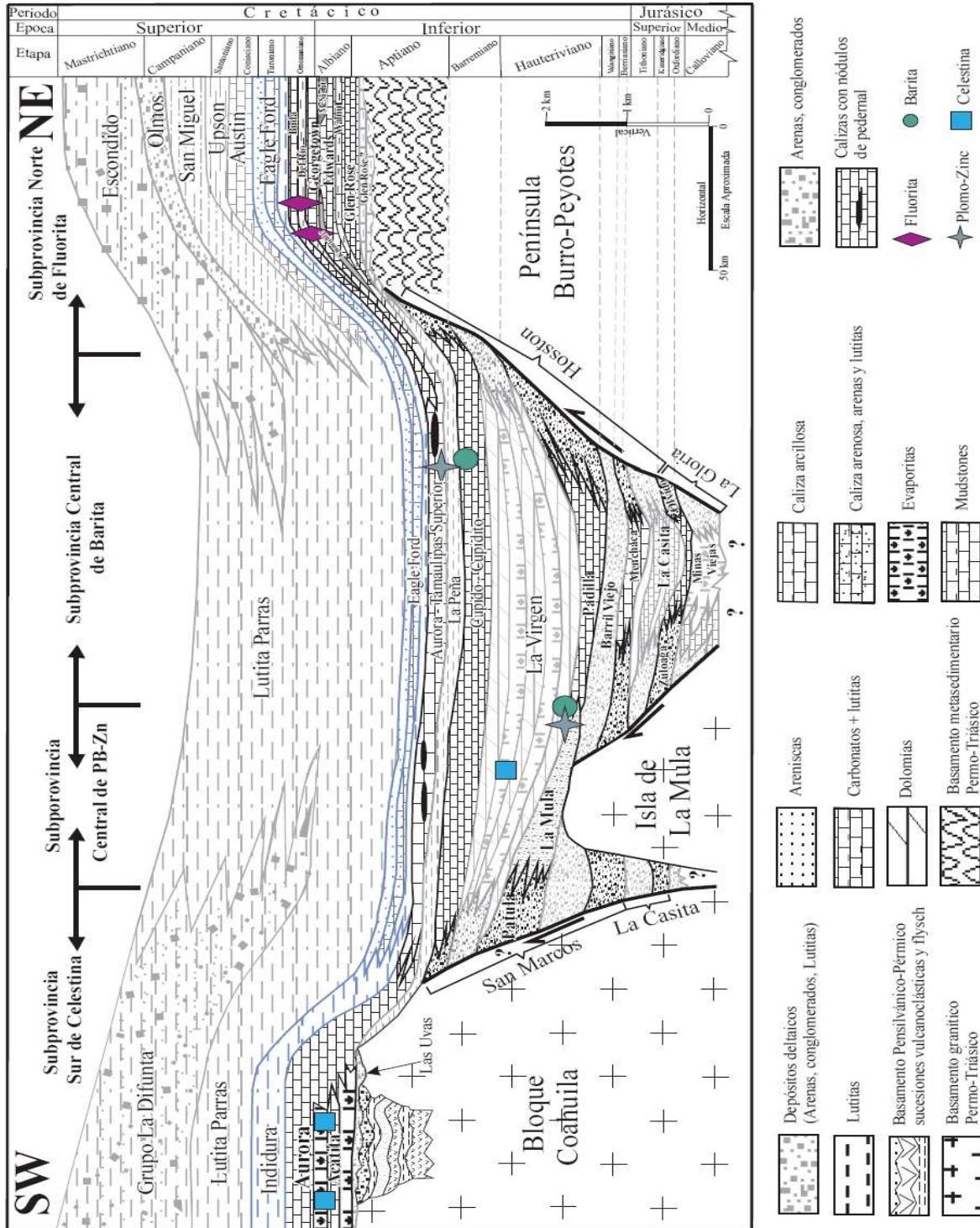


FIGURA 2.6 Sección transversal A-A' (localizada en la Fig. 2.3), mostrando la configuración interna restituida (anterior a la Orogenia Larámide), de la cuenca mesozoica del Noreste de México. Tomada de González-Sánchez et al., 2007.

Durante el Oxfordiano Superior, las facies de arenas de playa de la Formación La Gloria (**Figura 2.6**) continúan depositándose de forma simultánea, con los carbonatos y evaporitas de la Formación Olvido (Padilla y Sánchez 1986; Goldhammer, 1999).

Desde el Kimmeridgiano Inferior al Tithoniano, conforme aumenta la subsidencia de la cuenca, las formaciones Gloria y Olvido son cubiertas por lutitas negras de la Formación La Casita (según Eguiluz de Antuñano, 2001) o Grupo La Casita (según Humphrey, 1956). Ésta está integrada por tres miembros, (1) el inferior con lutitas carbonosas, que cambian a facies de arenas costeras hacia los márgenes de la cuenca, (2) el miembro intermedio contiene areniscas, interestratificadas con carbonatos, cuyo tamaño de grano aumenta hacia las orillas de la formación, y (3) el miembro superior formado por lutitas calcáreas negras y limolitas (Eguiluz de Antuñano, 2001). Los espesores de esta formación en su totalidad varían desde 60 hasta 800 m, y su edad abarca desde el Kimmeridgiano hasta la base del Berriasiano (**Figura 2.6**).

En el Cretácico Inferior se acumularon sedimentos clásticos marinos someros y marginales gruesos, areniscas y lutitas de la Formación Barril Viejo, con espesores de 250 a 350 m y una edad correspondiente al Hauteriviano Inferior (Eguiluz de Antuñano, 2001). Hacia el Sureste, esta formación cambia lateralmente a facies de carbonatos de plataforma marina de alta energía, correspondientes a la Formación Menchaca del Berriasiano (Imlay, 1940), con espesores entre 250 y 300 m. Más hacia el Sureste, el cambio lateral de facies prosigue hacia facies de plataforma abierta y facies de cuenca, representadas por lutitas y carbonatos interestratificados de la Formación Taraises (Imlay, 1936; Goldhammer, 1999), con una edad asignada del Berriasiano al Hauteriviano Inferior y espesores que varían entre 135 y 500 m (Goldhammer, 1999). En las inmediaciones de la Península Burro–Peyotes se depositaron sedimentos terrígenos de la Formación Hosston, en facies fluviales (areniscas y conglomerados) con un rango de edad que abarca desde el Berriasiano hasta el Barremiano Superior. En los alrededores del Bloque de Coahuila y la Isla de La Mula, en cambio, se depositaron conglomerados y areniscas en ambientes terrestres a transicionales y marinos someros de la Formación San Marcos (Eguiluz de Antuñano, 2001), con espesores de 1000 m (Chávez-Cabello *et al.*, 2005), cuya acumulación es sincrónica a la Formación Hosston (Eguiluz de Antuñano, 2001) (**Figura 2.6**).

Durante el intervalo del Hauteriviano Superior al Barremiano, se depositó la Formación Padilla en su facies arrecifal, con un espesor promedio de 150 m (Eguiluz de Antuñano, 2001). Hacia el Noreste la Formación Padilla cambia a

carbonatos de facies lagunar, con predominio de dolomías. Para este tiempo (Hauteriviano Superior), la Península Burro–Peyotes había sido cubierta en gran parte por la Formación Hosston en su facies de llanura aluvial, con alcance temporal hasta el Barremiano Inferior. Sincrónicamente, se depositaron sedimentos clásticos de la Formación La Mula hacia el Noroeste de la cuenca, que cubren la Isla de La Mula (Imlay, 1940). Esta formación se adelgaza hacia mar abierto al Este y Sureste de la cuenca (Eguiluz de Antuñano, 2001), y hacia el Bloque de Coahuila grada a areniscas de la Formación Pátula (**Figura 2.6**).

Durante el Barremiano Superior se desarrolló el arrecife de la Formación Cupido, cuya formación se extiende hasta mediados del Aptiano. Este arrecife actuó como barrera física, restringiendo la circulación del agua marina hacia la Cuenca de Sabinas, ocasionando la instalación de un ambiente de *sabkha* y la formación alternada de carbonatos y evaporitas de la Formación La Virgen, con espesores entre 600 y 800 m (Eguiluz de Antuñano, 2001). Esta Formación presenta tres unidades dolomíticas separadas por dos unidades de evaporitas y cambia de facies hacia las Formaciones Hosston y San Marcos hacia el Norte y Sur, respectivamente (**Figura 2.6**). Hacia el Este y Sureste del arrecife, se depositaron simultáneamente a la Formación La Virgen carbonatos pelágicos de la Formación Tamaulipas Inferior (Eguiluz de Antuñano, 2001).

El crecimiento del arrecife de la Formación Cupido continuó durante el Aptiano Inferior, mientras que en el lado tras-arrecifal se formaron carbonatos de facies lagunares de alta energía pertenecientes a la Formación Cupido (Wilson y Pialli, 1977), con un espesor de 250 m acuñándose hacia el Noroeste. Hacia el lado Este del arrecife, en la cuenca, continuó la deposición de la Formación Tamaulipas Inferior, en tanto que el Bloque de Coahuila (último rasgo en la región que permanecía emergido como isla) fue bordeado por una franja angosta de arenas de playa perteneciente a la Formación San Marcos (Eguiluz de Antuñano, 2001) (**Figura 2.6**).

El Aptiano Superior se caracteriza por registrar un incremento en el nivel del mar que cubrió inclusive el Bloque (o Isla) Coahuila. Tal transgresión está representada por las lutitas de la Formación La Peña, que es usada como control bioestratigráfico regional, con espesores variables de hasta 200 m, dependiendo de la topografía anterior a su depósito. Hacia el Sur y Este, esta formación cambia lateralmente a facies de cuenca profunda (lutitas negras y calizas arcillosas con pedernal) de la Formación Otates (Tinker, 1985). En las zonas de menor profundidad de los ya sumergidos bloques de Coahuila y Burro – Peyotes, se depositó la Formación Las Uvas, que consiste en areniscas ricas en carbonatos

con espesores de hasta 15 m, descansando discordantemente sobre rocas del basamento (**Figura 2.6**; Lehmann *et al.*, 1999; Eguiluz de Antuñano, 2001).

Durante el Albiano-Cenomaniano la subsidencia del área continúa, y ello creó las condiciones para que en la parte oriental de la cuenca se depositaran capas delgadas y gruesas de *mudstone* a *wackestone* con pedernal de la Formación Tamaulipas Superior del Albiano, con espesores entre 100 y 200 m. Hacia los bordes de lo que fue la Isla de Coahuila, la Formación Tamaulipas Superior cambia a facies de carbonatos de plataforma de la Formación Aurora (Goldhammer, 1999), con espesores entre 500 y 700 m (Vinet, 1975). Sobre el Bloque de Coahuila, la Formación Aurora configuró una laguna en la que se depositó una secuencia que inicia con una caliza masiva de bioclastos, de 60 a 80 m de espesor, que cambia verticalmente a una alternancia de evaporitas con dolomitas de aproximadamente 500 m de espesor, asignada a la Formación Acatita de edad Albiano Inferior-Medio (Lehmann *et al.*, 1999). La Formación Acatita está cubierta por el miembro superior de la Formación Aurora (Goldhammer, 1999), con espesores de 190 a 260 m y alcance temporal hasta el Cenomaniano. La Formación Aurora es equivalente a la Formación Georgetown del Albiano Superior a inicios del Cenomaniano, formada por calizas micríticas con nódulos de pedernal y espesores de 80 a 150 m (Eguiluz de Antuñano, 2001). Padilla y Sánchez 1982, 1986, menciona que es probable que en el Bloque Burro-Peyotes hayan existido condiciones semejantes a las del Bloque de Coahuila, y que la Formación McKnight sea equivalente a La Formación Acatita (**Figura 2.6**).

Hacia la parte Norte-Central de la cuenca, simultáneamente a las formaciones arriba mencionadas, se depositaron las Formaciones Del Río y Buda, equivalentes al miembro superior de la Formación Aurora (**Figura 2.6**). La Formación Del Río se formó del Cenomaniano Inferior al Medio y contiene lutitas y areniscas de grano fino, con espesores desde 40 m en sus porciones Norte y Noreste, y hasta 5 m hacia su porción Sureste. La Formación Buda consiste en lodolitas calcáreas de cuenca, con espesores de 10 a 50 m y una edad correspondiente al Cenomaniano Superior (Eguiluz de Antuñano, 2001).

La Formación Kiamichi (o Formación Sombrerete según Eguiluz de Antuñano, 2001) consiste en una intercalación de lutitas y calizas. En la **Figura 2.6**, esta formación está indicada con una interrogación por el hecho de que existen dudas acerca de su ubicación estratigráfica, ya que Lehmann *et al.* (1999) y Winker y Buffler (1988) consideran que se ubica sobreyaciendo a la Formación Tamaulipas Superior e infrayaciendo a la Formación Georgetown, pero Humphrey (1956), Ramírez (1966), Aguayo (1978) y Eguiluz de Antuñano (2001) consideran que la

Formación Georgetown es sincrónica a las Formaciones Tamaulipas Superior y Aurora.

A fines del Cenomaniano y durante el Turoniano se depositó un paquete de 300 m de espesor de lutitas negras con calizas arenosas y areniscas calcáreas intercaladas, pertenecientes a la Formación Eagle Ford (Eguiluz de Antuñano, 2001). Hacia las porciones Sur y Sureste de la cuenca, esta formación cambia lateralmente a facies de plataforma de las Formaciones Indidura y San Felipe, respectivamente (Eguiluz de Antuñano, 2001) (**Figura 2.6**).

Durante el intervalo del Coniaciano al Santoniano Medio, el nivel del mar descendió, de tal manera que se incrementó la formación de carbonatos y disminuyó la de lutitas. En este contexto se depositó la Formación Austin (**Figura 2.6**), con espesores entre 200 y 300 m. Ésta presenta, además, intercalaciones en capas delgadas de bentonita (Padilla y Sánchez, 1986; Eguiluz de Antuñano, 2001). La Formación Indidura se depositó en un intervalo de tiempo del Cenomaniano Superior al Santoniano, y es correlacionable con las Formaciones Eagle Ford y Austin en la parte Norte de la Cuenca de Sabinas (Goldhammer, 1999).

A partir del Santoniano Medio se empiezan a apreciar los efectos de la Orogenia Larámide, al formarse las cuencas interiores (Área Sabinas–Olmos y las Cuencas Parras y Popa) y al producirse el depósito de formaciones típicas de ambientes de planicies aluviales continentales y complejos deltaicos.

La Formación Upson (**Figura 2.6**), depositada durante el Santoniano Superior-Campaniano Medio (Padilla y Sánchez, 1986), está constituida por lutitas con espesores de 100 a 150 m, formadas en un ambiente de prodelta y correlacionables con la Lutita Parras al Sur (Eguiluz de Antuñano, 2001).

La Formación San Miguel (**Figura 2.6**), del Campaniano Medio-Maastrichtiano Inferior según Padilla y Sánchez (1986), o bien del Santoniano Superior al Campaniano Inferior según Eguiluz de Antuñano (2001), está constituida por una alternancia de sedimentos progradacionales arenosos y arcillosos con un espesor de hasta 400 m, formados en un ambiente de frente de delta (Eguiluz de Antuñano, 2001).

La Formación Olmos (**Figura 2.6**), del Maastrichtiano Medio según Padilla y Sánchez (1986), o bien del Campaniano Superior según Eguiluz de Antuñano (2001), consiste de areniscas y contiene importantes yacimientos de carbón. Esta formación es correlacionable con el Grupo La Difunta de la Cuenca de La Popa, cuya edad es Maastrichtiano-Paleoceno (Padilla y Sánchez, 1986).

Durante el Maastrichtiano Superior, la Formación Escondido acumuló un espesor de 800 m de areniscas conglomeráticas y carbón en su base (Padilla y Sánchez, 1986), y se correlaciona con el Grupo La Difunta de la Cuenca de La Popa (Figura 2.6; Eguiluz de Antuñano, 2001).

2.3.1 Formaciones de la Cuenca Sabinas

A continuación se da una breve descripción de las diferentes secuencias estratigráficas existentes en la región en la que se identifican varios cambios de facies. En la Figura 2.7 se muestra la correlación estratigráfica general del Noreste de México.

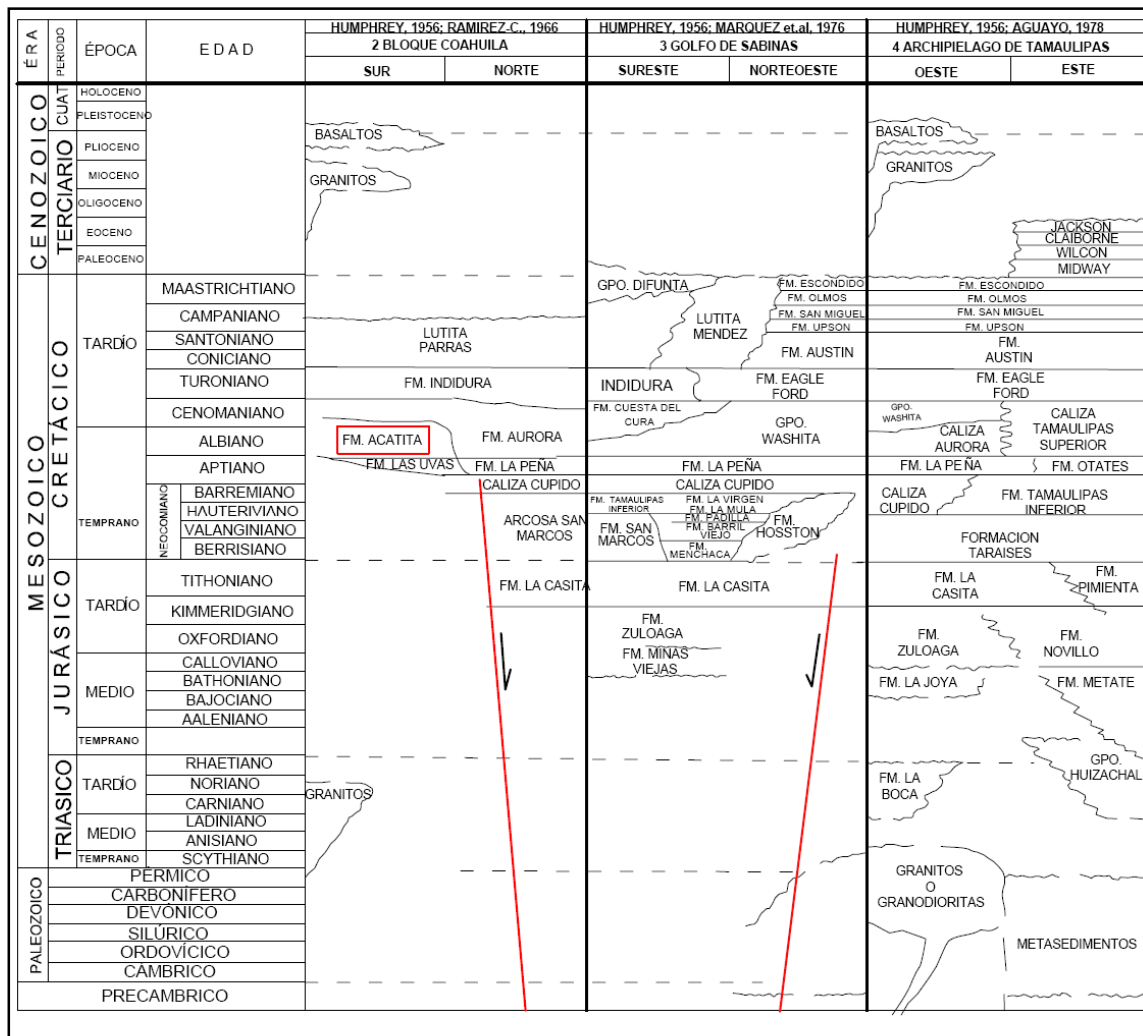


FIGURA 2.7 Relaciones estratigráficas generalizada del noreste de México, tomada de Villareal-Fuentes, 2008.

2.3.1.1 Mesozoico

2.3.1.1.1 Complejo Basal

En la historia regional del complejo basal, se reconocen las siguientes fases: La más antigua, de edad del Paleozoico Tardío y Triásico Temprano, comenzó con sedimentación siliciclásticas marina y vulcanismo andesítico que se comprimieron durante la orogenia Marathon Ouachita y se intrusieron por rocas graníticas de un intermitente y persistente arco magmático. La segunda fase fue el vulcanismo a largo plazo y la actividad plutónica que avanzaba desde el Oeste hacia el Este de México durante el Triásico Tardío al Jurásico Temprano. Este fue sucedido por un nuevo período de compresión (a principios del Jurásico Medio?), que deformó a las Formaciones Zacatecas, Huayacocotla y La Boca (Eguiluz, 2000).

La tercera fase es la fase inicial del Rift, que dio lugar a la deformación y fragmentado extensional, bloques horst inclinados. El bloque de Coahuila se inclinó hacia el Oeste y al Suroeste, como se documenta por los depósitos deltaicos de edad Jurásico-Neocomiano (Eguiluz y Aranda, 1984). Mientras tanto, el bloque de Tamaulipas fue ligeramente deformado e inclinado hacia el Noreste y Sureste, como se observa en datos sísmicos y datos de pozos. Los márgenes de la Cuenca de Sabinas pueden haber tenido paredes escarpadas (Eguiluz, 1984, 1994), lo que sugiere un rápido hundimiento a lo largo de un margen estrecho de cuenca.

El magmatismo calcoalcalino producido durante las etapas tempranas e intermedias de desarrollo del Rift, sucedido por el depósito de los conglomerados continentales, luego por evaporitas (sal) durante la incursión inicial marinos en las partes más profundas de la cuenca, y finalmente por vulcanismo basáltico durante la etapa más avanzada y final del rift. El rifting, el magmatismo basáltico y el primer depósito marino están asociados con la formación del Golfo de México Temprano (Eguiluz, 2001).

2.3.1.1.2 Jurásico

2.3.1.1.2.1 Formación Grupo Zuloaga

Imlay (1938), definió como Caliza Zuloaga a una secuencia de rocas carbonatadas que afloran en el Noreste de México, que anteriormente habían sido denominadas como Calizas de Nerineas por Burckhardt (1930). Su localidad tipo queda situada en la Sierra de Sombreretillo al Norte de Melchor Ocampo, Zacatecas, sin embargo en el Prospecto Cedros (F.I. UNAM, 1975) se dio a conocer la presencia de un horizonte evaporítico ubicado dentro de la localidad tipo (Uribe y Cuevas, 1979).

Humphrey y Díaz (1956), propusieron elevar el término Zuloaga al rango de Grupo para incluir todas facies del área del Golfo de Sabinas y del Este de la Sierra Oriental. Al mismo tiempo retener el término de Caliza Zuloaga como nombre

formacional para los carbonatas descritos en su localidad tipo. Quedan incluidos dentro de este Grupo las Formaciones Zuloaga, Olvido, La Gloria, Novillo y Minas Viejas.

Existen en el Cañón de San Marcos conglomerados polimíoticos que Humprey (1956), los menciona como Grupo Zuloaga indiferenciado.

Esta formación se encuentra aflorando en la pared occidental del cañón de San Marcos, debido a efectos producidos por una falla inversa de tipo regional. La secuencia está constituida por conglomerado polimíoticos compuestos principalmente por rocas ígneas, donde destacan los granitos y en menor cantidad rocas metamórficas, estos clásticos se encuentran cementados por material areno-arcillosos.

Su contacto inferior supuestamente es discordante con el basamento y su contacto superior con el grupo La Casita es transicional y concordante. Por la litología que presenta indica que su origen varía de continental a marino de aguas someras (Uribe y A. Cuevas, 1979).

2.3.1.1.2.2 Formación Minas Viejas (Oxfordiano)

Esta unidad fue reportada primeramente por Díaz (1951), y posteriormente Humprey y Díaz (1956), propusieron este término para la unidad de evaporitas (anhidritas, yeso, halita, etc.), con intercalaciones aisladas de lutitas, calizas y areniscas fuertemente deformadas que conforman varios anticlinales en la zona de Coahuila, particularmente en el anticlinal Minas Viejas (Villarreal F.J., 2008). PEMEX en su pozo Minas Viejas No.1, penetró cerca de 3 km en esta Formación, sin atravesarla totalmente.

Su contacto superior con la Formación Zuloaga es concordante y posiblemente transicional mientras que su contacto inferior no ha sido posible determinarlo, ya que se ha encontrado intrusionando a algunas formaciones como son la Taraisea y Zuloaga.

2.3.1.1.2.3 Formación La Casita (Kimmeridgiano – Tithoniano – Portlandiano)

La Formación La Casita, fue designada por Imlay (1936), para sedimentos de aguas someras del Jurásico Superior, sobreyace a la Formación Zuloaga. La localidad tipo aparece en el Cañón de La Casita perteneciente a la Sierra de Parras, alrededor de 16 km., al Sur del poblado de General Cepeda, Coah.; su litología consiste de 60 m de lutitas fosilíferas, de color gris oscuro a negro, interestratificada con capas delgadas de caliza y arenisca amarillenta.

Esta Formación tiene un espesor de 85 m en el flanco Norte de la Sierra de Presitas, al Sur de Bisecas, Coah., además, en la parte central de Cañón del

Álamo tiene un espesor de 86 m, en donde consiste de lutitas de color rojizo y pardo amarillento, ligeramente yesífera, con capas delgadas de caliza nodular. En la parte media y superior de esta unidad, se presentan intervalos de 3 a 20 m de lutita, limonita, caliza y fragmentos de amonitas.

El contacto inferior con La Formación Zuloaga es concordante. El contacto superior con la Formación Taraises es también concordante, marcado litológicamente por el término de las lutitas rosáceas y el inicio de calizas de estratos medios de la Formación Taraises.

La Formación La Casita, de acuerdo con su posición estratigráfica se correlaciona con la formación La Caja, por su contenido faunístico se le considera una edad Kimmeridgiano-Tithoniano; se acumuló en un ambiente de aguas de costa, a facies infralitorales, en las cuales existía cierta concentración de sulfatos de calcio, que al precipitarse formaron las laminillas de yeso que se encuentran en las lutitas de esta Formación.

Humphrey y Díaz (1956) elevaron al rango de Grupo esta Formación para evitar la confusión por la variación litológica que presenta.

2.3.1.1.3 Cretácico

2.3.1.1.3.1 Formación Arcosa San Marcos (Neocomiano-Berriasiano Tardío-Valanginiano Tardío)

Fue descrita por Kane (en Imlay 1940), en el potrero de San Marcos donde tiene un espesor total de 744 m., la cual consiste en la base de 80 m de espesor de conglomerados arcósicos color rojo; el miembro medio tiene 510 m de arcosas y subarcosas con granos angulosos, pobremente clasificados, de estratificación gruesa y contiene algunas intercalaciones de guijarros; el miembro superior consiste de 154 m de arcosa conglomerática con estratificación media. Humphrey y Díaz (1956), reportan un espesor de más de 1000 m para la arcosa San Marcos en el Pozo Ohio-Mex-San Marcos N° 2, perforado sobre la plataforma de Coahuila. El medio ambiente de depósito se le considera de abanicos y planicies aluviales marginales.

En el Cañón de San Marcos su contacto superior con la Formación Cupido es transicional y su contacto inferior no se observa, mientras que en el Potrero de Menchaca esta unidad se encuentra limitada hacia su parte superior por la Formación Padilla y hacia la parte inferior por la Formación Menchaca, siendo sus contactos concordantes (Uribe y A. Cuevas, 1979).

2.3.1.1.3.2 Formación Menchaca (Berriasiano-Valanginiano)

Descrita por Kane (en Imlay 1940), quien estudio los afloramientos a lo largo del Potrero de Menchaca, a 25 km al Noreste de Cuatro Ciénegas, Coahuila (Uribe y

A. Cuevas, 1979). El espesor medio en el Potrero Menchaca fue de 250 m, y está formado por wackestone y limonitas calcáreas de color gris oscuro, con margas nódulares oscuras que contienen abundantes *Exogyras* y fragmentos de amonitas. La estratificación es de gruesa a media.

En la parte central del Potrero de La Virgen hay un pequeño afloramiento de dolomías arenáceas de color rojizo y wackestone con fragmentos de conchas. Humphrey y Díaz (1956), consideran que los sedimentos se acumularon en un ambiente transicional entre el Jurásico tardío y el Neocomiano.

El contacto inferior con la Formación La Casita se le considera concordante y transicional. Su contacto superior también es concordante y transicional con la Formación Barril Viejo.

2.3.1.1.3.3 Formación Barril Viejo (Valanginiano Tardío - Hauteriviano Temprano)

Kane denominó como Lutitas Barril Viejo a una secuencia arcillosa que posteriormente fue introducida por Imlay, tomando como localidad tipo el Potrero de Barril Viejo, localizado aproximadamente a 35 km al Sureste de Cuatro Ciéngas, Coahuila (Uribe y A. Cuevas, 1979).

Consiste de margas nodulares y lutitas, intercaladas con wackestone y limonitas, como restos orgánicos (pelecípodos, gasterópodos, tubos de anélidos equinoides y corales solitarios y algunos amonitas), esta unidad presenta pendientes topográficas características cuyos estratos cubren a las capas dolomíticas de la Formación Sacramento. El espesor máximo de la Formación Barril Viejo es de 350 m, y aparece en la esquina N-W de Potrero de Oballos, de aquí se adelgaza hacia el SW y está ausente en el Potrero de San Marcos. Se considera el ambiente de depósito perteneciente a aguas marinas marginales.

2.3.1.1.3.4 Formación Padilla (Hauteriviano)

Definida por Charleston (1973), consiste de lutitas en la parte inferior, cubierta por sedimentos calcáreos (mudstones), de la parte superior. El espesor total es de 674 m, en el Potrero de Padilla. La formación Padilla tiene dos miembros, el inferior llamado Agua Chiquita que consiste de 59 m, de dolomía gris oscuro con estratificación gruesa a muy gruesa, que en ocasiones gradúa lateralmente a wackestone; el miembro superior, llamado Oballos, aflora en el Potrero del mismo nombre y tiene 101 m de espesor, consiste de margas nodulares intercaladas con wackestone. De acuerdo con su posición estratigráfica (yacen sobre la Formación Barril Viejo), la Formación Sacramento (Padilla) es de edad Hauteriviano. Su ambiente de depósito es de aguas marinas someras claras y de gran movimiento.

2.3.1.1.3.5 Formación La Mula (Barremiano)

Definida por Imlay (1940), quien designó al Potrero de La Mula 30 km, al N-W de Ocampo, Coahuila, como localidad tipo. La característica distintiva para esta unidad es la presencia de lutitas en la parte inferior, cubierta por sedimentos calcáreos (mudstones), de la parte superior; el espesor total es de 674 m, en el Potrero de Padilla. Generalmente subyace a la Formación Cupido aunque lateralmente puede ser equivalente a facies profundas de esta Formación. Hacia las partes más someras la formación gradúa a sedimentos terrígenos de la Formación Pátula y también a las evaporitas de la Formación La Virgen. Se considera se forma en porciones internas de la plataforma marina, que en un tiempo estuvo influenciada por sedimentos terrígenos finos.

2.3.1.1.3.6 Formación La Virgen (Neocomiano Superior)

Definida por Humphrey (1956) para designar a los yesos, anhidritas y calizas del Cretácico Inferior que afloran en la porción central del estado de Coahuila. Su localidad tipo fue asignada en el Potrero de la Virgen, en la Sierra de las Ovejas, que se localiza aproximadamente 10 km al Noreste de Cuatro Ciénegas, Coahuila. Constituida predominantemente por evaporitas, con algunas intercalaciones de mudstone y calizas arcillosas en capas delgadas, lutitas y un cuerpo potente de grainstone de peletoides y oolitas; en su parte media, hacia la parte superior de la Formación, los yesos son más limpios y las capas de caliza dejan de ser arcillosas. Estratigráficamente se encuentra subyaciendo a la Formación Cupido con un contacto nítido y concordante que se marca donde terminan los yesos; se encuentra sobreyaciendo a la Formación la Mula. Se le asigna una edad del Neocomiano Superior con base en su posición estratigráfica y debido a la ausencia de fósiles. Se correlaciona parcialmente con la Formación Taraises y con la Formación Las Vigas de la Cuenca de Chihuahua, así como con la Formación Tamaulipas Inferior. Se considera que los sedimentos de esta Formación fueron depositados en un ambiente de plataforma somera cercano a la costa con circulación restringida, cuyas aguas contenían un alto contenido de CaSO_4 y CaCO_3 , enmarcadas dentro de un clima desértico con precipitación pluvial muy inferior al grado de la evaporación.

2.3.1.1.3.7 Formación Taraises (Berriasiano-Hauteriviano Inferior)

El nombre de Formación Taraises fue denominado por Imlay (1936) para una secuencia de calizas fosilíferas y calizas arcillosas que afloran en el Cañón de Taraises, situado en la porción occidental de La Sierra de Parras, Coahuila. También esta formación se encuentra aflorando en la Sierra de Lampazos.

Esta constituida por calizas arcillosas de estratos medios que se encuentran interestratificados con lutitas calcáreas de color gris oscuro a pardo, mientras que otras calizas son de color gris claro que intemperizan en color gris oscuro y

presentan concreciones en el área. De acuerdo a su fauna se ha determinado una edad del Berriasiano al Hauteriviano inferior y se correlaciona con la Formación Menchaca, con la Arcosa San Marcos y con el Grupo Durango en Texas. Los sedimentos de esta formación fueron depositados en un ambiente de aguas someras, claras y que en algunos lugares estas aguas estuvieron estancadas, dando lugar a un ambiente reductor que se manifiesta por la presencia de nódulos de pirita (Uribe y A. Cuevas, 1979).

2.3.1.1.3.8 Formación Cupido (Barremiano Superior)

Fue descrita por Imlay (1937) y por Humphrey (1956), como una unidad de calizas de estratificación gruesa, media y delgada, de color gris oscura a negra, presentando fractura subconcoidal; debido al intemperismo toma un color gris azulado. Sus capas son más gruesas hacia la cima donde alcanza espesores de 2 a 3 m, las cuales contienen líneas estilolíticas, se encuentra en la Sierra de Parras, encajonada por la Formación La Peña arriba y Taraises abajo. La localidad tipo fue designada en la pared Norte del Cañón del Mimbres, alrededor de 60 km al Sureste de Parras, Coahuila.

Presenta tres facies bien determinadas: la facies de plataforma, la facies arrecifal y la facies pelágica (Zwanzinger, 1979), presentando un dominio costero hasta el dominio de cuenca (Zwanzinger, 1979). El espesor es variable y está en función de su ambiente de depósito, aumentando conforme aumenta la distancia de las costas de la Isla de Coahuila hacia el Golfo de Sabinas (Humphrey y Díaz, 1956). Por su posición estratigráfica y el contenido faunístico presenta una edad del Hauteriviano Tardío- Aptiano Temprano. La sedimentación de la Formación Cupido durante el Hauteriviano al Aptiano Inferior, forma un complejo sedimentario llamado Complejo Cupido (Zwanzinger, 1979), que marca un cambio notable de sedimentación predominantemente clástica a sedimentos calcáreos.

2.3.1.1.3.9 Formación La Peña (Aptiano Superior)

Definida por Imlay (1936), quien describe una secuencia construida por dos miembros: el inferior calcáreo y el superior arcillo-calcáreo. Su localidad tipo se encuentra en el flanco Norte de la Sierra de Taraises, aproximadamente a 40 km al Suroeste de Parras, Coahuila.

Consiste de dos unidades, la parte inferior está formada por capas delgadas a medias de caliza color gris claro con nódulos de pedernal y escasas interestratificaciones de material arcilloso. En la parte superior son más abundantes las capas de caliza las cuales se adelgazan y toman un aspecto lajoso, presentando transiciones a limonita calcárea; esta unidad adopta tonos ligeramente rojizos por el intemperismo. La Formación La Peña descansa concordantemente sobre la Formación Cupido y subyace también concordantemente con las calizas de la Formación Aurora. Por su contenido

faunístico y posición estratigráfica, se le ha asignado una edad del Aptiano Superior. Es correlacionable con la Formación Cuchillo, con la Formación Otates y con la Formación Uvas. Estas secuencias arcillosas indican la máxima transgresión marina iniciada durante el Jurásico Superior y cubre totalmente los elementos positivos (Paleo isla de Coahuila y la Paleo península de Tamaulipas). Se depositó en un medio de plataforma homogénea con sedimentación pelágica y terrígena en aguas no muy profundas (Humphrey y Díaz, 1956).

2.3.1.1.3.10 Formación Acatita (Albiano Inferior-Medio)

El término Formación Acatita fue propuesto por Humphrey (1956), para una unidad sedimentaria de facies lagunar del Albiano Inferior y Medio, que encuentra sobre un área considerable del Sur-Centro de Coahuila y Noreste de Durango; consiste de interestratificaciones de caliza, yeso, dolomía y anhidrita. Como localidad tipo fue asignado el frente Suroeste de la Sierra de Acatita, entre el Cañón Grande y Las Uvas, Coahuila, y la sección tipo se considera la medida por Kelly, justamente al Oriente del Cañón de Pezuña, aproximadamente a 3 km, del Rancho Acatita. En la localidad tipo, la Formación descansa sobre un miembro basal calcáreo potente, que forma de escarpes, sobre calizas arcillosas y clásticos de la Formación Las Uvas; a la vez es cubierta por estratos con rudistas referenciados a la Formación Aurora. A la Formación Acatita, se le considera del Albiano Inferior y Medio, siendo correlacionable con la parte media y superior de la Formación Aurora.

2.3.1.1.3.11 Formación Aurora (Albiano-Cenomaniano)

Esta unidad fue definida por Burrows (1910), para una secuencia predominantemente calcárea, cuya localidad tipo se encuentra en la Sierra del Cuchillo Parado, situada al Noroeste del estado de Chihuahua. En general esta unidad se encuentra distribuida en todo el Noreste de México.

Litológicamente está constituida por calizas de color gris claro, en estratos gruesos a masivos, tipo mudstone con nódulos de pedernal; es fosilífera y presenta estilolitas paralelas a la estratificación. Su espesor no es muy variable oscilando entre 400 a 600 m. por su posición estratigráfica y por su contenido faunístico se considera esta Formación del Albiano (De Cserna, 1956). Se correlaciona con la Formación Acatita, parte inferior de la Formación Gleen Rose y la parte media de la Formación el Abra.

Por su litología y contenido faunístico esta facies calcárea se depositó en un medio de plataforma carbonatada, de aguas profundas (Golfo de Sabinas) y con un desarrollo arrecifal (Toucasia, caprina y miliólidas), bordeando la ya sumergida Isla de Coahuila.

2.3.1.1.3.12 Formación Cuesta del Cura (Albiano Medio - Cenomaniano Temprano)

Imlay (1936) describió por primera vez la Caliza Cuesta del Cura, lo que se compone de calizas delgadas ondulantes con bandas de pedernal negro, que aflora en casi toda la Sierra de Torreón-Monterrey, aunque con espesores de no más de 300 m. Consiste principalmente de capas medianas a delgadas y onduladas de caliza gris oscura a negra, compacta, un poco arcillosa. Contiene además, nódulos, lenticulos y bandas de pedernal negro y amonitas junto con microfauna que corresponde a una edad del Albiano-Cenomaniano.

La Formación Cuesta del Cura es correlacionable con las siguientes Formaciones: con la caliza Sierra Madre en Tabasco y el Istmo de Tehuantepec, Tamaulipas Superior y Caliza el Abra de la Provincia Tampico-Misantla. También se correlaciona con la parte inferior con la Formación Kiamichi y el Grupo Washita indiferenciado del Noreste de México y Oriente de Texas.

2.3.1.1.3.13 Formación Kiamichi (Albiano Medio y Superior)

Primeramente fue denominada como Arcillas Kiamitia por Hill (1891), siendo su localidad tipo las planicies del Rio Kiamichi, Fort Towson, Oklahoma (Uribe y A. Cuevas, 1979).

En esta formación tiene tres miembros, hacia la cima se presenta un miembro de calizas arcillosas de estratos que van de delgados a laminares de color gris a café, el cuerpo intermedio es calcáreo arcilloso de textura fina y estratificación de mediana a gruesa. El miembro inferior lo forma una alternancia de calizas arcillosas de color gris y estratos delgados con lutitas grises que contienen fragmentos de amonitas y equinodermos.

Sus contactos tanto superior con el Grupo Washita e inferior con la formación Aurora son concordantes y transicionales. Es correlacionable con la Formación Sombrerillo de la Sierra de Picachos, N.L., y con la Formación Cuesta del Cura del Noreste de México.

2.3.1.1.3.14 Formación Grupo Washita indiferenciado (Cenomaniano Inferior)

Humphrey (1956) utilizó este término para designar rocas del Albiano Superior que consisten en una alternancia de clásticos finos y rocas carbonatadas impuras. Esta formación la constituyen sedimentos calcáreo-arcillosos compuestos de calizas de estratificación mediana a gruesa de color gris que tienen un alto contenido de miliolídos y rudistas hacia su cima y generalmente son comunes los nódulos y lentes de pedernal gris y negro. Algunas ocasiones presentan horizontes de dolomitas de color gris oscuro de estratificación gruesa.

Su contacto superior con la Formación Eagle Ford es brusco y probablemente discordante, su contacto inferior es concordante y transicional con la formación Kiamichi. Estos sedimentos tuvieron su depósito en medios neríticos de alta energía.

2.3.1.1.3.15 Formación Georgetown (Albiano Superior-Cenomaniano Inferior)

Esta Formación se encuentra ampliamente distribuida en el Golfo de Sabinas, solo se encuentra ausente en las áreas donde se encuentra el Grupo Washita Indiferenciado, como Sierra de San Marcos y La Fragua. La unidad la constituyen calizas de color gris a gris claro y tiene una estratificación de mediana a gruesa con textura fina y abundantes nódulos y lentes de pedernal gris y negro, así como microfósiles.

Sus contactos tanto superior como inferior con las formaciones Del Río y Kiamichi respectivamente, son concordantes y transicionales. Esta formación se depositó en ambientes neríticos de aguas tranquilas (Uribe y A. Cuevas, 1979).

2.3.1.1.3.16 Formación Del Río (Cenomaniano Temprano)

Fue descrita por Humphrey (1956) como lutitas de color gris a verde, nodular y laminado con estratos arcillosos calcáreos intercalados, los cuales contienen amonites y equinoideos que intemperizan a un material tipo caliche blanquecino. Su localidad tipo se encuentra hacia el Sur en el Valle del Río Grande cerca del Río Texas, E.U.A.; estratigráficamente yace concordantemente sobre la caliza Georgetown y subyace a una delgada sección de calizas correspondientes a la Formación Buda. Por su posición estratigráfica y su contenido de amonites y equinoideos se le atribuye una edad del Cenomaniano Temprano. Según Humphrey y Díaz (1956) los sedimentos se depositaron en un ambiente de plataforma abierta pelágica con subsidencias lentas y continuas.

2.3.1.1.3.17 Formación Buda (Cenomaniano Temprano)

Fue descrita por Hill (1891) como calizas de color gris claro de estratos delgados de 0.30 m de espesor, con algunos estratos de calizas arcillosas (Villarreal-Fuentes, 2008). Presenta intercalaciones delgadas de lutitas arcillo-arenosas regularmente estratificadas, compactas y con pequeños nódulos de hematita y amonites, que cubren a La Lutita Del Río. Por su posición estratigráfica se le asignó una edad del Cenomaniano Temprano, correlacionable a los cuerpos superiores del Grupo Washita y de la Formación Cuesta del Cura, (Humphrey y Díaz, 1956). Los sedimentos se depositaron en un ambiente de plataforma abierta pelágica con subsidencias lentas y continuas.

2.3.1.1.3.18 Formación Indidura (Cenomaniano Tardío-Turoniano)

Redefinida por Kelly (1936), en la localidad de Delicias, Coahuila, quien la describió por los afloramientos localizados en el flanco oriental del Cerro de La Indidura. Se observan tres miembros diferentes de la Formación en las dos Sierras al SE de Torreón. Sobre el flanco Norte y Sur de la Sierra de Mayrán se tienen areniscas de grano fino, de color gris oscuro a pardo, la cual intemperiza a blanco y amarillo claro. En la parte Sur del sinclinorio la Peña, se observan dos miembros, el miembro Inferior aflora en la parte Sur del Cañón sin Nombre, se encuentra constituido por Lutitas calcáreas resquebrajadas y calizas nodulares color gris que intemperizan a color amarillo; en esta unidad no se recolectaron fósiles. El miembro superior se observó sobre el flanco Norte del Cañón constituido por lutitas laminares de color oscuro, las que intemperizan a café rojizo, éstas se encuentran interstratificadas con lutita que contiene fósiles (*Inoceramus labiatus*).

2.3.1.1.3.19 Formación Agua Nueva ó Eagle Ford (Cenomaniano Tardío-Turoniano)

Hill (1887) definió a la unidad, la cual esta formada de lutitas y su localidad tipo se encuentra en Tagle Ford, Texas (Villarreal-Fuentes, 2008). Se encuentra constituida por una alternancia de capas de lutita calcárea gris oscuro y calizas con estratificación delgada; tanto la lutita calcárea como la caliza se caracterizan por su estructura laminada que al intemperizar produce lascas muy peculiares por lo que está Formación también ha sido llamada "Lajas de Boquillas", además son fácilmente erosionables debido a su poca dureza. Se le ha determinado un espesor de 200 m, en la localidad de Cedral, Coahuila. Se encuentra subyaciendo a la Formación Austin y suprayaciendo a la Formación Aurora. Se depositó en un ambiente nerítico.

2.3.1.1.3.20 Formación Austin (Campaniano Inferior)

Se usó este nombre por primera vez para definir a las calizas típicamente expuestas en Austin, Texas. Se encuentra aflorando al Sur de la Sierra de La Madera, al oriente de la Sierra del Cristo y Sardinias, en la Sierra de Pájaros Azules y en la Sierra de Lampazos.

Esta unidad consiste en una secuencia de lutitas grises, en ocasiones carbonosas que intercalan con calizas delgadas de color gris, tiene semejanza litológica con la Formación Eagle Ford pero difiere en que las calizas de la Formación Austin no presentan estructuras de lutitas calcáreas y margas con lentes de calizas.

Sus contactos tanto inferior como superior con las formaciones Eagle Ford y Upson Clay respectivamente, son concordantes y transicionales. Esta formación se correlaciona con el grupo Taylor del Estado de Texas y la Formación Méndez de la Provincia Tampico-Misantla. Se depositó en un ambiente nerítico con gran aporte de terrígenos (Uribe y A. Cuevas, 1979).

2.3.1.1.3.21 Formación Upson Clay (Campaniano Inferior)

Su base esta constituida por lutitas calcáreas de color gris oscuro a negro que intemperizan en gris verdoso, de estratificación laminar. En su parte media aflora una secuencia de lutitas calcáreas y margas de estratos laminares. Hacia su cima hay un predominio de estratos arcillosos de color gris verdoso y de apariencia masiva.

Aflora en el Potrero Oballos, en la Sierra de Pájaros Azules y en la de Lampazos. Su contacto inferior con la formación Austin es concordante y transicionalal igual que su contacto superior con la formación San Miguel. Se depositó en un ambiente nerítico profundo de mar abierto y de buena circulación. Se le ha correlacionado con la Lutita Méndez y el Grupo Taylor de Texas (Uribe y A. Cuevas, 1979).

2.3.1.1.3.22 Formación San Miguel (Campaniano Tardío)

Se encuentra aflorando en la Cuenca Carbonífera de Sabinas. Esta formación ha sido dividida en 5 miembros que en forma generalizada consta de concreciones fosilíferas que cambian gradualmente a fangolitas, limolitas y areniscas calcáreas de color gris claro a blanca.

Esta formación se encuentra suprayaciendo concordante y transicionalmente a la formación Upson y subyaciendo de manera concordante y brusca a la formación Olmos. Se depositó en un ambiente nerítico y litoral durante una etapa regresiva (Uribe y A. Cuevas, 1979).

2.3.1.1.3.23 Formación Olmos (Maestrichtiano Temprano)

Esta unidad fue primeramente llamada por Dumble (1892), como "Series de Carbón". Posteriormente Stephenson (1927) definió la formación Olmos en el Arroyo Olmos en el Condado de Maverick en Texas (Uribe y A. Cuevas, 1979). Aflora en el área de la Cuenca Carbonífera de Sabinas.

Al igual que la formación San Miguel, la Formación Olmos ha sido dividida en cinco unidades, las cuales en forma generalizada constan de: rocas arcillosas, donde se encuentran interestratificados los mantos de carbón, arenisca de grano fino a medio, con capas delgadas que contienen madera petrificada; limolitas y fangolitas con algo de areniscas y limolitas de estratificación delgada.

Se encuentra suprayaciendo concordante a la formación San Miguel y subyaciendo de igual manera a la formación Escondido.

Esta formación se depositó primeramente en un ambiente palustre, donde la flora que se desarrolló fue suficientemente abundante para la formación de turba de espesor y calidad no uniforme, posteriormente vino una transgresión que produjo

condiciones neríticas y de litoral que prevalecieron durante el depósito de la parte superior de esta formación (Uribe y A. Cuevas, 1979).

2.3.1.1.3.24 Formación Escondido (Maestrichtiano Tardío)

Esta formación fue descrita por Dumble (1892), su localidad tipo esta en la confluencia del Río Escondido y el Río Bravo cerca de Piedras Negras, Coahuila (Uribe y A. Cuevas, 1979). Está aflorando en el área de la Cuenca Carbonífera de Sabinas, al igual que la formación San Miguel y la Formación Olmos.

Esta formación está dividida en 7 unidades y consiste en forma generalizada de limolitas, lutitas con algunos lentes calcáreos fosilíferos, arenisca gris claro, lutitas y arcillas rojas.

Se encuentra suprayaciendo discordante y transicionalmente a la formación Olmos y subyaciendo de manera discordante al Conglomerado Sabinas. Esta formación se originó en un ambiente donde fluctuaron condiciones marinas neríticas y continentales costeras, al término de esta finaliza la sedimentación del Mesozoico (Uribe y A. Cuevas, 1979).

2.3.1.2 Cenozoico

2.3.1.2.1 Sistema Terciario

2.3.1.2.1.1 Conglomerado Sabinas (Plioceno)

Fue definido por Robeck, Pesquera y Ulloa (1936), en la Región Carbonífera de Sabinas, como un depósito del tipo de los conglomerados, se encuentra ampliamente distribuido en el Golfo de Sabinas.

Se encuentra suprayaciendo de manera discordante a las formaciones Austin, Upson, San Miguel, Olmos y Escondido. Esta formación se originó por el ataque de los agentes erosivos a las crestas de los anticlinales y ocasionó el depósito de clastos en las cuencas o sinclinales.

2.3.1.2.2 Sistema Cuaternario

2.3.1.2.2.1 Aluvión

Los valles sinclinales se encuentran casi totalmente cubiertos por una capa de depósitos aluviales cuaternarios que consisten principalmente de gravas, caliche, limos y algunos conglomerados recientes.

Estos depósitos se originaron principalmente por la acumulación de acarreos aluviales.

2.4 MARCO TECTÓNICO

Desde el punto de vista tectónico, el Paleo-Golfo de Sabinas es una cuenca intracratónica cuya historia geológica esta estrechamente ligada a la apertura del Golfo de México y al cinturón orogénico de la Sierra Madre Oriental. Está limitado por dos grandes unidades positivas que corresponden a los elementos paleogeográficos de principios del Jurásico Tardío, denominados Península de Tamaulipas y Península o Isla de Coahuila. Su apertura se considera íntimamente ligada con los movimientos de los grande accidentes transcontinentales.

El desarrollo Tectónico que es posible reconstruir, principia a fines del Pérmico, donde el Geosinclinal Apalachiano queda destruido por la unión de las placas Norteamericana, Europea y Gondwana, produciéndose así la formación de las montañas Apalaches, originadas por fuerzas de compresión. Al disminuir estas fuerzas, dio como resultado esfuerzos de tensión que provocaron una tafrogenia, donde se produjeron fallas normales a manera de horts (pilares tectónicos) y grabens (fosas tectónicas), en las que, al ser erosionados los horts, se depositaron los clásticos de la formación Nazas.

Como consecuencia de esta tafrogenia se originó la Cuenca de Sabinas, que se cree que es una gran fosa tectónica. Para el Jurásico Medio con la separación de Pangea se forma el Geosinclinal Mexicano y se crean las placas Farallón y Americana que provocan los movimientos pirogénicos en el Golfo de Sabinas y en el Geosinclinal Mexicano debido a la subducción de la primera bajo segunda.

Los elementos tectónicos más importantes durante el Jurásico Superior fueron la Isla de Coahuila, la Cuenca de Sabinas y la Plataforma de Tamaulipas. Según Álvarez (1969), estos elementos correspondían a una faja plegada del Sistema Orogénico Permo-Carbonífero del Noreste de México, que es la continuación del segmento Occidental del Sistema Orogénico Ouachita.

Las evidencias son sedimentos correspondientes al Pérmico de facies miogeosinclinales en Delicias-Acatita. Según Alvares Jr. (1969) el Golfo de Sabinas puede corresponder a una fosa de hundimiento debida a una tafrogenia de principios del Jurásico Superior.

Durante el Cretácico Temprano, hay una estabilidad relativa que se manifiesta por el constante hundimiento de la Cuenca, y es hasta Aptiano, cuando se manifiesta un breve movimiento tectónico que es representado por los sedimentos de la formación La Peña.

Para fines del Cretácico Tardío, existe un cambio en el patrón sedimentológico que se manifiesta por depósitos flysch (Tardy 1973) marcando el principio de la Orogenia Laramide, que se caracteriza por esfuerzos compresionales

provenientes del W-SW que pliegan y cabalgan el paquete sedimentario del Geosinclinal Mexicano hacia la zona del Antepaís (Isla de Coahuila).

La Cuenca de Sabinas según la clasificación de Stille (1936) de elementos Tectónicos, quedaría incluida dentro de los llamados Parageosinclinales que se caracterizan por ser comúnmente ovalados, de hundimiento menos activo y de vida más corta que los Ortogeosinclinales, y los Parageosinclinales a su vez quedan ubicados dentro del cratón o adyacentes al mismo (Uribe y A. Cuevas, 1979).

Posteriormente Kay (1947) amplió la clasificación hecha por Stille y definió a los Exogeosinclinales como aquellos Parageosinclinales que tienen apariencia de leguas procedentes del Ortogeosinclinal, los cuales son una transición entre éste y el cratón (Uribe y A. Cuevas, 1979). Tomando en cuenta lo anteriormente mencionado podemos concluir que la Cuenca de Sabinas, fue un Exogeosinclinal derivado del llamado Geosinclinal Mexicano.

En el Golfo de Sabinas dadas sus características de Exogeosinclinal los esfuerzos actúan de manera diferente, reduciéndose de tal forma que los plegamientos fueron menos intensos y más espaciados.

Posterior a la Orogenia viene una última etapa llamada Tafrogenia, donde nuevamente se crean grabens y horts provocados por fuerza de tensión donde se depositan sedimentos molasse representados por la Formación Ahuichila.



CAPÍTULO 3

Sistema Petrolero



En la historia de la exploración sistemática de hidrocarburos, pueden reconocerse tres estados evolutivos caracterizados por la naturaleza de los criterios que guiaron a la selección de los sitios de perforación en las áreas en prospección. En el primer estado de desarrollo, los principales criterios para selección de perforación, eran la existencia de indicadores superficiales de hidrocarburos, ya fuera en forma de gas o de emanaciones líquidas, esto se presenta cuando se combina la existencia de rocas generadoras activas con la presencia de sellos deficientes (Guzmán y Holguín, 2001). Los exploradores observaron que algunas de estas manifestaciones superficiales estaban también asociadas con estructuras anticlinales, con esta observación empírica comenzó el segundo estado de desarrollo de la explotación petrolera, en donde los criterios de selección de los sitios de perforación, se orientaron fundamentalmente hacia las zonas con existencia de trampas estructurales, principalmente anticlinales (Guzmán y Holguín, 2001).

El tercer y más reciente estado de desarrollo tiene que ver con el estudio del concepto de sistema petrolero, el cual ha evolucionado desde los años 1970's (Dow, 1974; Perrodon, 1980; Demaison, 1984; Magoon, 1987 y 1988; Demaison y Huizinga, 1991; Magoon y Dow, 1994 y 2000).

La existencia de un yacimiento petrolero de interés comercial es el resultado de un sin número de eventos naturales en la historia geológica de una cuenca petrolera.

Para su estudio, los geólogos han implementado el concepto de sistema petrolero, cuyos subsistemas más importantes se indican en la **Figura 3.1**.

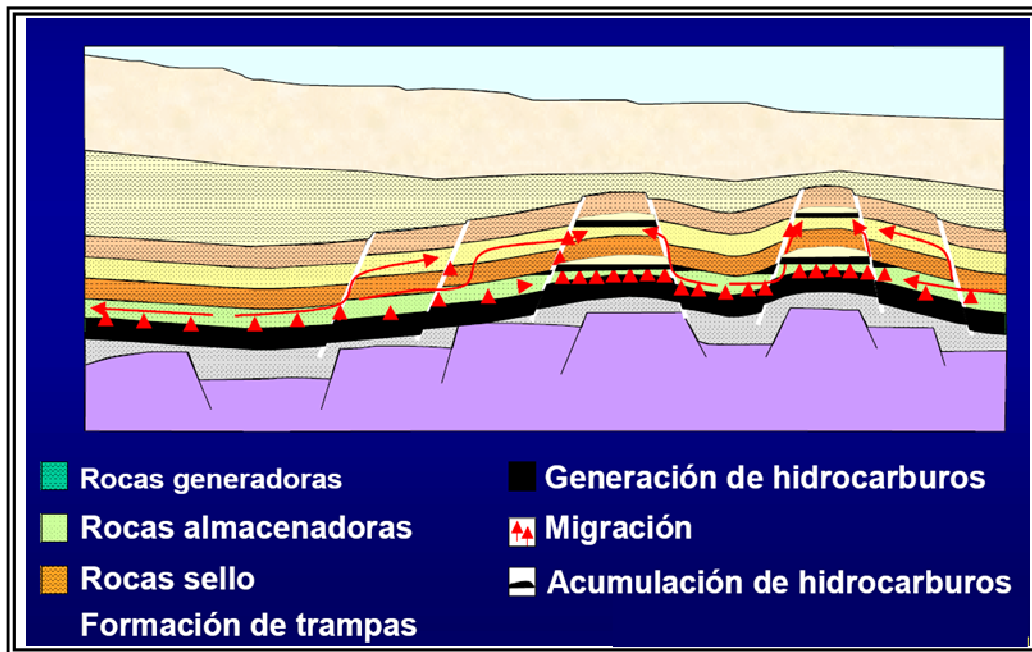


FIGURA 3.1 El Sistema Petrolero en una cuenca sedimentaria, (tomada de Oviedo, 2008).

Un sistema petrolero involucra un conjunto de elementos y procesos que tienen lugar en una cuenca sedimentaria, geológicamente entrelazados, que dan lugar a la generación, migración y entrapamiento de hidrocarburos, y por ende, a la existencia de yacimientos de interés comercial. Sus elementos son la roca generadora de hidrocarburos, roca almacén que son las rocas donde se encuentra el aceite o gas; las rocas sello que evitan la migración, así como la trampa de hidrocarburos, ya sea estructural, estratigráfica o la combinación de ambas, que permitan la acumulación dimensional del energético y las series sedimentarias que componen toda la columna estratigráfica.

Por otro lado, los llamados procesos, son los eventos que tienen lugar en el ámbito geológico y cuyo resultado es la conformación de yacimientos cuando hay sincronía, es decir, que todos los elementos estén concatenados en tiempo y espacio. Estos procesos son: la generación, la expulsión, la migración, el entrapamiento y la preservación de hidrocarburos. Asimismo, son fundamentales los procesos geológicos que llevan a la formación de trampas petroleras en los estratos litológicos almacenadores y sellos; su conformación debe ser anterior o contemporánea a los procesos de formación de hidrocarburos. Estos elementos y procesos del sistema petrolero son ponderados, medidos y estudiados por los geólogos y geofísicos, tanto por métodos directos como indirectos, con la finalidad

de evaluar las probabilidades de la existencia de un yacimiento petrolero, procediendo luego a su cuantificación volumétrica.

Los sistemas petroleros se encuentran en cuencas sedimentarias, las cuales corresponden con depresiones en la corteza terrestre que a través del tiempo geológico (millones de años) es rellenada por sedimentos, los cuales por efecto de presión, temperatura y otros factores se transforman en rocas. Las cuencas sedimentarias son el hábitat natural de ocurrencia de los hidrocarburos. El conocimiento de una cuenca sedimentaria, requiere de varios años de trabajo multidisciplinario, inversiones sostenidas y creación de múltiples modelos predictivos que deben ser continuamente calibrados en función de la información adquirida, lo que incluye la perforación de pozos de comprobación (exploratorios).

Sin embargo, para que en una cuenca sedimentaria ocurra una acumulación de hidrocarburos en el subsuelo, deben coexistir en tiempo y espacio los siguientes cinco elementos:

- Roca generadora, con alto contenido de materia orgánica.
- Roca almacenadora, porosa y permeable para permitir almacenar hidrocarburos.
- Roca sello, impermeable para detener el movimiento ascendente, descendente y lateral de los hidrocarburos.
- Trampa, receptáculo natural que ocurre en algunas rocas del subsuelo durante la evolución de la cuenca y que contiene a los hidrocarburos.
- Generación-Migración, proceso a través del cual la materia orgánica que se encuentra en la roca generadora se transforma en hidrocarburos, que se mueven por diferencia de presiones hasta alojarse y contenerse en la roca almacén y en la trampa.

El proceso exploratorio se basa en el análisis de los elementos del Sistema Petrolero, en una cuenca sedimentaria.

Cuando se enfatiza en la génesis y evolución de una depresión rellena por sedimentos y se esbozan genéricamente los elementos del Sistema Petrolero, el análisis se realiza a la escala de la **Cuenca**. La extensión de una cuenca es por lo general de decenas o centenas de miles de kilómetros cuadrados.

Cuando en una cuenca sedimentaria se pone énfasis en las rocas generadoras (edad, distribución, ambiente de depósito, contenido y tipo de materia orgánica), se realiza el análisis a la escala del **Subsistema generador**, el cual existe en una porción específica de la cuenca.

Cuando en una porción específica de la cuenca donde se ha identificado la presencia de un subsistema generador se detallan las características de la roca almacén (edad, distribución, ambiente de depósito, porosidad, permeabilidad, espesor, etc.) el análisis se realiza a la escala del **Play**.

Cuando en una porción específica de la cuenca donde se ha identificado tanto la presencia de un subsistema generador y de un play, se enfatiza en las características de la trampa (geometría, edad, mecanismo de formación, características del sello, etc.), el análisis se realiza a la escala del **Prospecto**, el cual por lo general tiene decenas de kilómetros cuadrados de extensión.

Cuando en una porción específica de la cuenca donde se ha identificado la presencia de un subsistema generador, un play y un prospecto que, al ser perforado encuentra una acumulación comercial de hidrocarburos en el subsuelo, el análisis se realiza a la escala del **Yacimiento**. En esta ocasión se vuelve a poner énfasis en la roca almacén pero a la escala de sus características tanto petrofísicas, como de los fluidos contenidos en ella, es decir, se consideran por primera vez condiciones dinámicas.

Una vez descubierto el yacimiento, su comportamiento hidráulico estará definido por los siguientes parámetros:

- i) Porosidad, relación entre el volumen de poros existentes en una roca respecto al volumen total de la misma.
- ii) Permeabilidad, facilidad de una roca para dejar pasar fluidos a través de ella.
- iii) Saturación de fluidos, porción del espacio poroso de una roca ocupada por un fluido en particular.
- iv) Presión del yacimiento, presión que prevalece en un yacimiento de hidrocarburos.
- v) Espesor, grueso del yacimiento expresado en metros.

Dado que al iniciar la perforación de pozos de explotación, se empieza a alterar la presión del yacimiento, los fluidos contenidos fluyen con un comportamiento directamente proporcional a la caída de presión (Ley de Darcy), es decir, la permeabilidad es el elemento más importante en el comportamiento hidráulico de un yacimiento.

3.1 METODOLOGÍA PARA EVALUAR EL RECURSO DE GAS NO ASOCIADO BASADO EN EL SISTEMA PETROLERO

El proceso para evaluar cuantitativamente la exploración es tomado de la experiencia adquirida por la compañía Chevron Overseas Petroleum Inc., transferida a Petróleos Mexicanos y publicada por Otis y Schneidermann (1997).

En 1989, Chevron Overseas Petroleum, Inc., desarrolló un proceso para que la alta dirección de la empresa pueda comparar una amplia variedad de oportunidades de exploración global de manera uniforme y consistente. En los próximos cinco años, el proceso se convirtió en un método eficaz para planificar programas de exploración en una base de valoración la incorporación de perspectivas de clasificación, la asignación de presupuesto y gestión de la

tecnología. El producto final es un proceso continuo e incluye, dentro de una unidad de organización, la integración de la evaluación de riesgo geológico, la distribución probabilística de los volúmenes de hidrocarburos recuperables, la planificación del desarrollo de ingeniería, y las perspectivas económicas (Otis y Schneidermann, 1997). El proceso inicialmente está basado en la evaluación del *Sistema Petrolero* y el concepto del *play*, desarrollados en los años setentas por diferentes autores (Dow, 1974; Nederlof, 1979; Demaison, 1984; Magoon, 1989).

Actualmente como continuidad del proceso inicial se incluye la evaluación del riesgo geológico, la estimación de volúmenes de hidrocarburos recuperables, el análisis económico y el análisis de los resultados después de ejecutarse el estudio *o post mortem de éste*. (**Figura 3.2**).

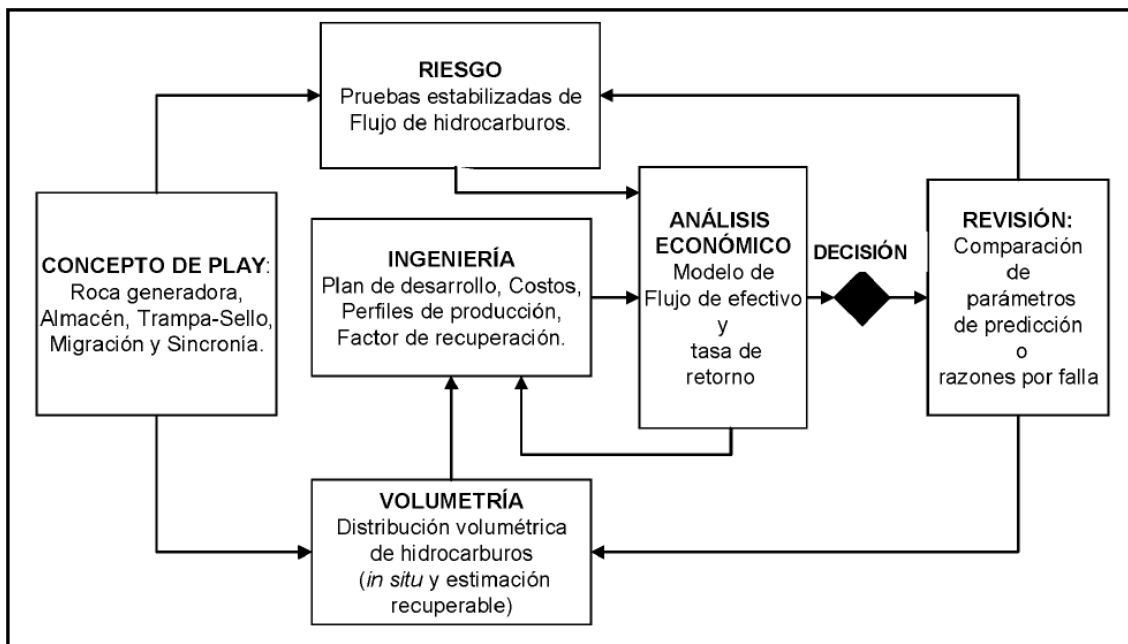


FIGURA 3.2 Diagrama del flujo del proceso de evaluación de Otis y Schneidermann (1997). Tomada de Eguiluz, 2007.

El proceso ilustrado por Otis y Schneidermann (1997), inicia con establecer el concepto de la existencia del *play* (**Figura 3.2**), apoyado en la presencia de los Elementos del Sistema Petrolero: roca generadora, almacén, trampa, sello y en la dinámica de los procesos de este sistema (migración y sincronía), combinados como una máquina para “cocinar” hidrocarburos. Con base en sus propiedades, se evalúa el riesgo y la probabilidad de encontrar producción de hidrocarburos, entre valores de 0.01 y 0.99. Así mismo se estima el volumen de hidrocarburos posibles, como una distribución de probabilidades de volúmenes recuperables. La ingeniería de yacimientos provee estimaciones de perfiles de producción y costos de transporte, que se incorporan a un análisis económico que genera una distribución

de riesgo y sus opciones de estimación: pesimistas, optimistas y medias. Sí la decisión es aceptada, pasa a una cartera de oportunidades para su posterior ejecución, determinada por la alta dirección de la empresa.

Riesgo Geológico

Otis y Schneidermann (1997) definen el *play* como el resultado de la presencia de todos los elementos del Sistema Petrolero que funcionan integradamente, y se reconoce por tener presencia de hidrocarburos identificada por características geológicas comunes de: acumulación, trampa y sello, generación, migración y preservación; aunadas a características de ingeniería compartida de ubicación, ambiente y propiedades de flujo de fluidos, o la combinación de éstos.

El prospecto representa una acumulación potencial individual, cada prospecto se percibe como perteneciente a un *play*, caracterizado por componentes de riesgo y un margen de distribución probabilística de su potencial de volumen de hidrocarburos, confinado en la trampa. En áreas de avanzada de exploración, los análogos geológicos proveen los mejores parámetros para estimar la capacidad de evaluación de cuencas, que contengan acumulaciones comerciales de hidrocarburos. En áreas maduras la presencia del Sistema Petrolero ha sido probada y la evaluación se enfoca sobre los tipos de *plays* que pueden existir. El riesgo geológico se evalúa considerando que cuatro factores independientes del concepto del *play*, tengan la probabilidad de existir.

- 1.- Presencia de roca generadora madura (Pg).
- 2.- Presencia de roca almacén (Pa).
- 3.- Presencia de trampa y sello (Pt).
- 4.- Dinámica del play (Pd), o sea la sincronía apropiada entre la formación de la trampa por las vías de migración de hidrocarburos, desde la roca generadora hacia la roca almacén y la preservación del hidrocarburo en la actualidad.

Para Otis y Schneidermann (1997), la probabilidad del éxito geológico (Pe) se obtiene, multiplicando las probabilidades de ocurrencia de cada uno de los cuatro factores del concepto del *play*.

$$Pe = Pg \times Pa \times Pt \times Pd$$

Si alguno de estos factores es cero, la probabilidad de éxito geológico será nula, con la premisa de que para considerar un éxito geológico, también se requiere que el descubrimiento mantenga, en las pruebas de producción un flujo estable de hidrocarburos.

Esta definición elimina yacimientos de muy baja permeabilidad, yacimientos de extensión de área muy limitada, aceites biodegradados y los casos que no pueden

mantener estabilizado el flujo de hidrocarburos. La probabilidad de ocurrencia de los factores del *play* se estima por análisis de la información disponible, mediante una lista diseñada para integrar la información, asignando una serie de valores que son desfavorables, dudosos, neutrales, aceptables y favorables para las características de cada elemento. La probabilidad de presencia de los factores se califica con valores de 0.5 a 0.7 (datos positivos), los valores dudosos varían de 0.5 a 0.3 (datos negativos), factores con igual probabilidad (positiva o negativa) toman probabilidad de ocurrencia de 0.5. Los datos directos, tales como producción estabilizada, índice de potencial moderado o alto de roca generadora, basado en datos de Rock-Eval, etc., apoyan la probabilidad de existencia del *play*. Datos desfavorables como pozos secos, en estructuras definidas con una buena sísmica, carencia de almacén definido con registro de pozos y bajos índices de potencial de roca generadora, confirman datos negativos. Los datos directos que apoyan al *play* tienen valores entre 0.7 y 0.99, mientras que los datos directos que condenan la existencia del *play*, tienen valores entre 0.01 y 0.3.

Valores en donde todos los factores de riesgo son favorables (muy bajo riesgo), en donde P_e varía entre 0.5 a 0.99, el riesgo es de 1:2. La categoría de bajo riesgo se encuentra en donde hay factores de aceptables a favorables, con resultados de P_e entre 0.25 y 0.5, la probabilidad de éxito se estima de 1:4 a 1:2. Riesgo moderado es la categoría en donde dos o tres factores son aceptables o favorables, o uno neutral, con valores de P_e entre 0.125 a 0.25, el éxito se estima entre 1:8 y 1:4. Alto riesgo se define entre valores P_e de 0.063 y 0.125, con éxito estimado entre 1:16 y 1:8. Muy alto riesgo con valores de P_e entre 0.01 y 0.063 en donde tres factores de riesgo son menores a neutral, con uno o dos factores inciertos o desfavorables, tienen una probabilidad de éxito mayor a 1:16. Otis y Schneidermann (1997) refieren que los volúmenes de hidrocarburos, se representan como una distribución que se asume generalmente lognormal, estos volúmenes corresponden al producto de parámetros individuales.

La distribución representa la variación de los volúmenes recuperables o reservas. El método utilizado para obtener esta distribución es la Simulación Monte Carlo, o una alternativa de la citada simulación denominada de los tres puntos, desarrollada en los años ochentas por personal de la compañía petrolera Gulf (Ross, 2001). En PEMEX se realiza con un programa de cómputo denominado CALRES (cálculo de reservas), para un prospecto y CALPOT (cálculo de potencial), para los recursos de *plays*.

La distribución de Monte Carlo se obtiene especificando cada valor individual de parámetros y luego, multiplicando aleatoriamente todos los valores seleccionados muchas veces, por este medio se crea un histograma con valores altos de muestreo que se aproxima a la distribución actual. El número de interacciones necesarias para obtener una representación satisfactoria de los rangos de variación, puede ser de cientos a miles de datos. El éxito de este método consiste

en especificar correctamente los rangos, mínimo, medio y máximo, de los parámetros dados con el criterio del intérprete.

Cuando la distribución final de las reservas se obtiene, ésta se transfiere a los especialistas en análisis de costos de ingeniería y economía, para modelar el prospecto como un proyecto de inversión económica. Los resultados de este modelado se ensayan las veces necesarias con la participación de ingenieros, economistas y geocientíficos, para obtener como producto final la evaluación económica del prospecto.

Por último, este prospecto se incluye en un portafolio de oportunidades, que competirá con otros proyectos de inversión, y se tomará la decisión de realizarlo de acuerdo a las estrategias de la alta dirección de la empresa.

El análisis anterior requiere de recursos humanos técnicamente maduros, con experiencia que se adquiere con el conocimiento teórico y su aplicación respecto al tiempo. El uso de tecnología moderna interactiva, no sustituye el criterio y madurez que da la experiencia de trabajo, para decidir si los resultados mecanizados son correctos con la naturaleza de la geología.

La compleja metodología arriba señalada, contrasta notablemente con las formas anteriores de explorar. La localización de pozos de exploración podía realizarse con geología superficial, con geofísica o con integración de ambas disciplinas. La configuración de la cima del cuerpo con objetivo económico, regularmente la realizaba el geofísico, tomando en cuenta la profundidad en tiempo sísmico, desde un nivel de referencia. La profundidad del objetivo petrolero era calculada por el geólogo, tomando en cuenta la correlación de registros de pozos o de secciones de superficie, el promedio de espesores y con el criterio del intérprete. Regularmente se trabajaba de manera desvinculada; el geólogo no participaba con el geofísico y viceversa, por lo tanto, el trabajo en equipo interdisciplinario era mínimo o nulo.

La exploración se limitaba a dar localizaciones de pozos, en áreas nuevas o conocidas y los departamentos de ingenieros en perforación y de yacimientos, realizaban, tanto la evaluación cuantitativa del volumen descubierto, como el desarrollo del campo. Este desarrollo del campo se sustentaba con una malla geométrica de pozos, convenientemente espaciados, de acuerdo a las propiedades petrofísicas del cuerpo o cuerpos productores y a la experiencia de ingeniería petrolera en el área, por su parte el geólogo participaba de manera marginal en estas actividades.

Desde principios del siglo veinte, se conoció que para tener acumulaciones comerciales de hidrocarburos, debían existir los elementos del Sistema Petrolero, tales como la existencia de rocas que fueran capaces de generar hidrocarburos, rocas almacén que fueran receptáculo para el aceite o gas; rocas que sirvieran de sello y evitaran la migración y consiguiente pérdida del recurso petrolero y la trampa; estructural, estratigráfica o la combinación de ambas, que permitieran la

acumulación dimensional del energético (Levorsen, 1954; Russell, 1960). Los exploradores del petróleo en México siempre tuvieron presentes estos conceptos de manera cualitativa, pero no existía la tecnología capaz de cuantificar integralmente estos elementos. Fue hasta la última década del siglo pasado en que se han podido evaluar cuantitativamente e integrar de manera sistemática, con el juego o concurso de elementos y procesos del *Sistema Petrolero*, a la que se le da el nombre de *play*.

Varios trabajos han descrito la historia de la exploración y explotación del petróleo en este país (González, *et al.*, 1999; Meneses, 1999), y desde su descubrimiento en el siglo XIX, ha pasado por las vicisitudes de explotación del recurso en su etapa inicial, la nacionalización con sus retos y consecuencias, la etapa de consolidación de la industria y actualmente su disyuntiva y debate político económico (Bartlett, 2004; Téllez; 2004).

3.2 ELEMENTOS DEL SISTEMA PETROLERO

3.2.1 Roca Generadora

En los estudios de evaluación petrolera de cuencas, la caracterización geoquímica de las rocas generadoras, tiene vital importancia debido a que el tamaño de los campos y su localización dentro de la cuenca, está directamente relacionado con el potencial generador y los procesos de madurez y migración de los hidrocarburos, desde los focos de generación, hasta las trampas. Los parámetros a considerar son el potencial generador, madurez, focos de generación, tipo de materia orgánica, contenido de gases húmedos, contenido de gas seco, gradiente geotérmico regional, isotopía de gases y rutas de migración.

En la cuenca de Sabinas, Coahuila, se tienen tres subsistemas generadores de hidrocarburos: Kimmeridgiano-Tithoniano (formación La Casita), en el Jurásico Superior, Aptiano (La Peña) y Turoniano (Eagle Ford). El gas seco de los yacimientos de la Cuenca de Sabinas fue generado durante el Cretácico Tardío-Paleoceno por las rocas del Jurásico Superior y probablemente por intervalos arcillosos de las evaporitas del Barremiano. Los gases acumulados remigraron desde trampas estratigráficas preexistentes hacia trampas estructurales durante la Orogenia Laramide (Román-Holguín, 2001).

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

La Cuenca de Sabinas tiene una madurez muy elevada, indicada por el contenido de isótopos de Carbono-13 en metano y el contenido de isótopos de Carbono-13 y Deuterio (Eguiluz, 2007), como se muestra en la **Figura 3.3**, en la cual se tienen las características isotópicas del metano de los plays La Casita, Padilla y La Virgen. Los pozos que se muestran son: 1.- Amuleto; 2 al 8.- Buena Suerte; 9.- Florida; 10 al 15.- Merced; 16 al 23.- Monclova; 24.- Progreso 1 A.

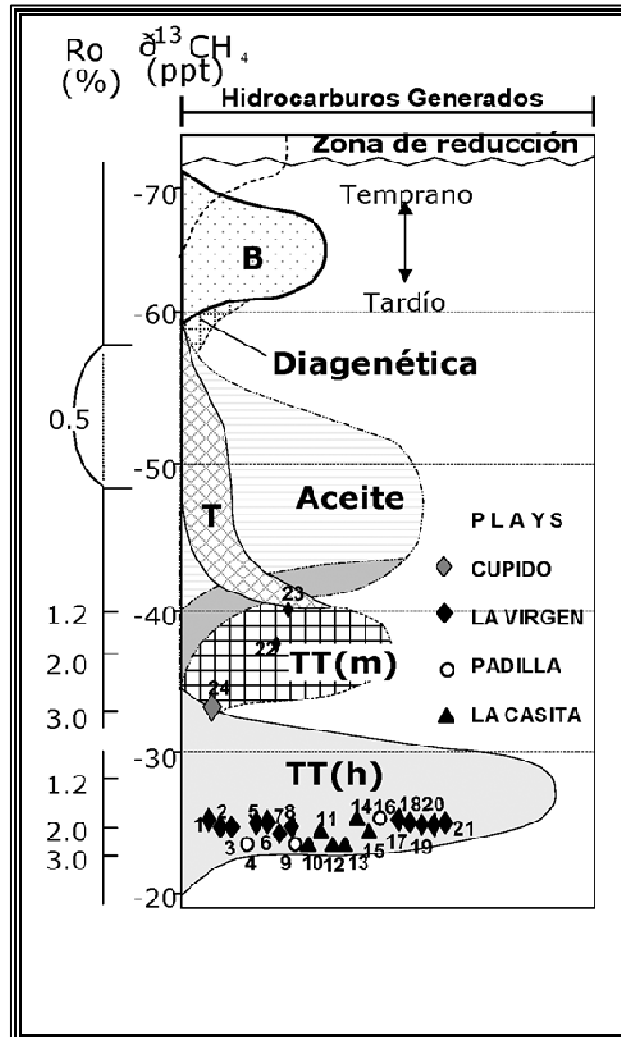


FIGURA 3.3 Características isotópicas del metano (tomada de Eguiluz, 2007).

Donde: B.- gas biogénico, T.-gas termogénico asociado, TT.- gas termogénico no asociado, materia orgánica sapropelítica lipnítica (m), materia orgánica húmica (h), ppt.- partes por millar.

Y en la **Figura 3.4**, se muestra la relación de isótopos de Carbono-13 en metano y deuterio, que definen a los gases de la Cuenca de Sabinas como termogénicos no asociados, derivados de kerógenos tipo I y II, con alteración de reflectancia de vitrinita (R_o), de 2 a 3% en los pozos: 1.- Merced 31 A; 2.- Anáhuac 102; 3.- Lampazos 13; 4.- Cadena 1.

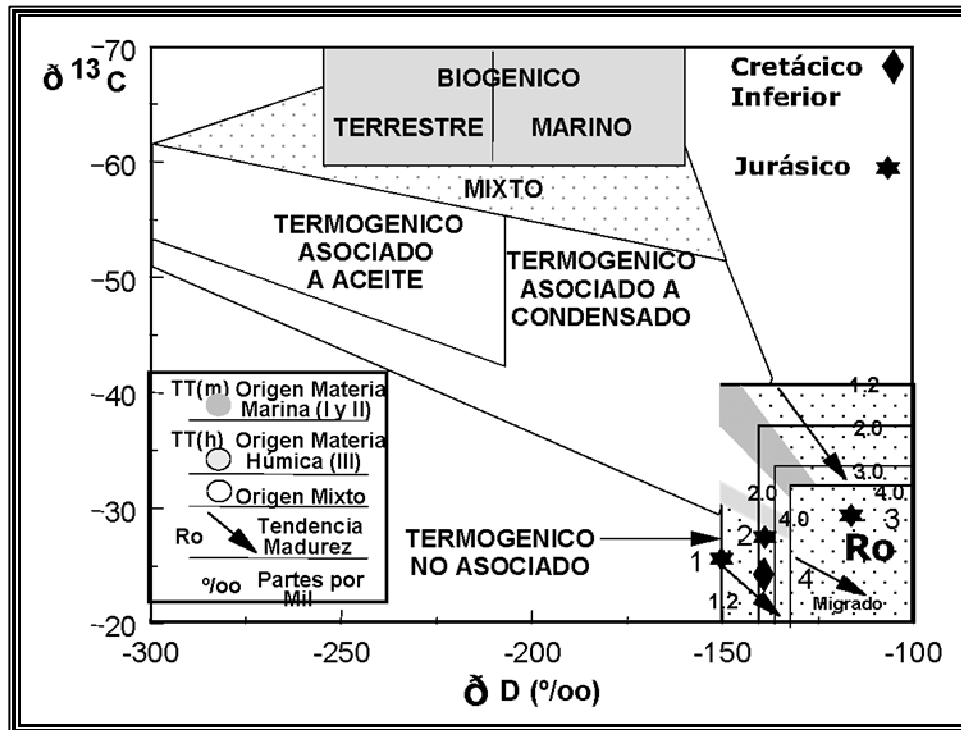


FIGURA 3.4 Relación de isótopos de Carbono-13 en metano y deuterio. Tomada de Equiluz, 2007.

Estos componentes, definen a los gases como termogénicos no asociados (TNA) o gas seco, generados por rocas con una madurez que varía entre 2 a 3% de reflectancia de vitrinita (R_o) y materia orgánica sapropélica, kerógeno tipo I y II (Equiluz, 2007).

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

determinaron gases termogénicos asociados a aceite, pues este campo genético está vacío (Eguiluz, 2007). En la **Figura 3.5**, se tiene la relación de isótopos de Carbono-13 en Etano, en la cual se muestra que los gases de los Campos Merced, Lampazos, Monclova, Buena Suerte, Cadena y Anáhuac, en los pays Jurásicos, son gases termogénicos no asociados.

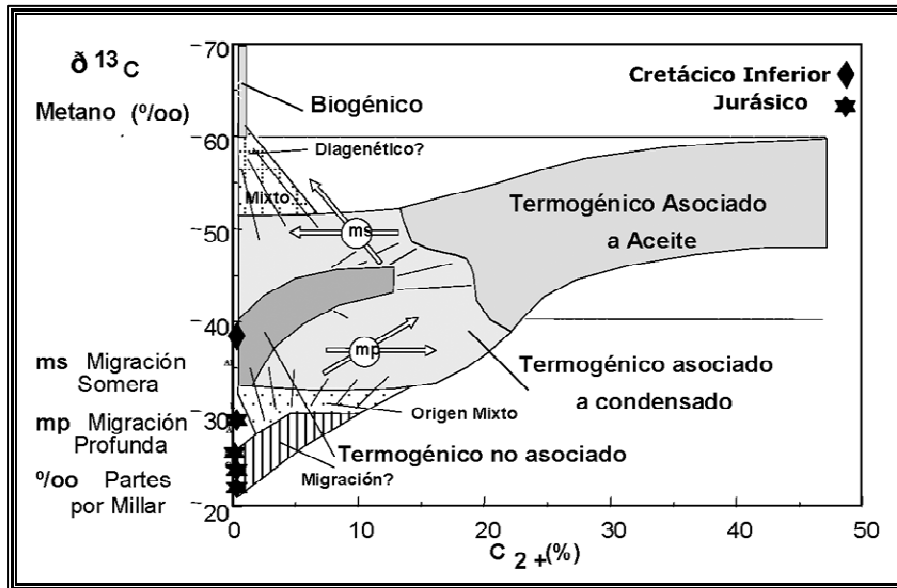


FIGURA 3.5 La relación de isótopos de Carbono-13 en Etano (Tomada de Eguiluz, 2007).

Además de los hidrocarburos, existen otros fluidos relacionados (**Figura 3.6**), como ácido sulfhídrico (Campos Totonaca y Ulúa), que indican condiciones de destrucción de los hidrocarburos, por una madurez muy elevada y por tener buenas rutas de migración (fallas), desde los horizontes mesozoicos evaporíticos (formaciones Olvido y Novillo) profundos, hasta su posición de almacenamiento en las formaciones Cupido o La Virgen.

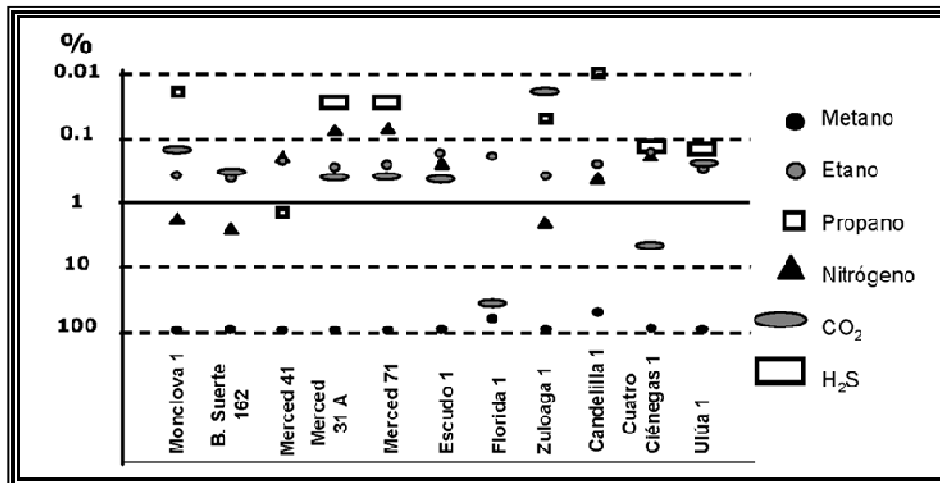


FIGURA 3.6 Composición química de los gases en campos productores de la Cuenca de Sabinas (Tomada de Eguiluz, 2007).

El otro contaminante que se encuentra en algunos yacimientos, son cantidades variables de CO₂, que se formó como resultado de alteración de rocas evaporíticas, como ocurre en los pozos Kakanapo 1, Cuatro Ciénegas 1, Piedra 1, Cloete 1, Florida 1, entre otros. Los subsistemas generadores están identificados por la caracterización isotópica de gases, tipo de materia orgánica, contenido de carbono orgánico total (COT) y su grado de alteración por reflectancia de vitrinita (Ro), los datos están resumidos en la **Tabla 3.1**.

Subsistema generador	% mgHC/gr COT	% Ro	Tipo de materia org.	Isótopos δ - ¹³ Co/oo/C2+%	Ambiente
La Casita	1>2	2 >4	II - III	-25-30/0	Plataforma abierta
La Virgen	.11-.28	2-3.5	II	-25-40/0	Sabkha

TABLA 3.1 Propiedades de los subsistemas generadores de gas, en la Cuenca de Sabinas (Tomada de Eguiluz, 2007).

Las rocas de la Formación La Casita, poseen condiciones favorables para generar gas, mientras que el contenido bajo de COT en carbonatos de la Formación La Virgen, la coloca desfavorablemente para generar hidrocarburos líquidos.

Las rocas generadoras del Kimeridgiano-Tithoniano fueron depositadas en ambientes euxínicos, con materia orgánica de tipo algácea y maderácea, que indica ambientes marinos y deltáicos de plataforma abierta. Su contenido de material orgánico es rico a muy rico con valores de 2 a más de 4 HC mg/gr COT, pero con transformación de este material en grado alto a severamente alto (Eguiluz, 2007). Los isótopos de gas indican una transformación de su paso por la ventana del aceite. La Formación La Virgen, fue depositada en un ambiente evaporítico, salobre, con material algáceo tipo II, en un ambiente de sabkha, su contenido de carbono orgánico es pobre a regular, con Ro de 2 a 3.5. Regionalmente el Mesozoico tiene una madurez alta, encontrada en los yacimientos Jurásicos de Lampazos (Formaciones La Gloria y La Casita), Anáhuac (Formación Novillo), y Cadena (Formación Taraises), las cuales poseen kerógenos húmicos y madurez que varía entre 2 %, 3% y >4 % de Ro, respectivamente (**Figura 3.4**).

Los carbonatos de la Formación Padilla carecen de potencial generador, por su contenido de COT menor a 0.12 %. De los datos anteriores se desprende que las rocas del Jurásico Superior, son las más adecuadas para considerarlas como la fuente generadora de los hidrocarburos, en los plays Jurásicos y neocomianos (Eguiluz, 2007). Por consiguiente, la Formación La Virgen, no es suficientemente apta para haber generado hidrocarburos, para cargar a la misma unidad o a la

Formación Padilla. Como se aprecia en la **Tabla 3.1**, el sistema generador La Virgen tiene contenidos de COT menores que las rocas jurásicas y la evolución de materia orgánica es ligeramente menor, con predominio de materia orgánica de tipo algáceo (II).

Los isótopos de ambas unidades provienen de una fuente original, que induce a pensar que es jurásica (**Figuras 3.3, 3.4, 3.6 y Tabla 3.1**). La distribución de la roca generadora para los plays La Casita, Padilla y La Virgen, está representado por ambientes de depósito e isopacas, alteración de la materia orgánica, por medio de reflectancia de vitrinita y contenido de COT (**Figuras 3.7, 3.8 y 3.9**).

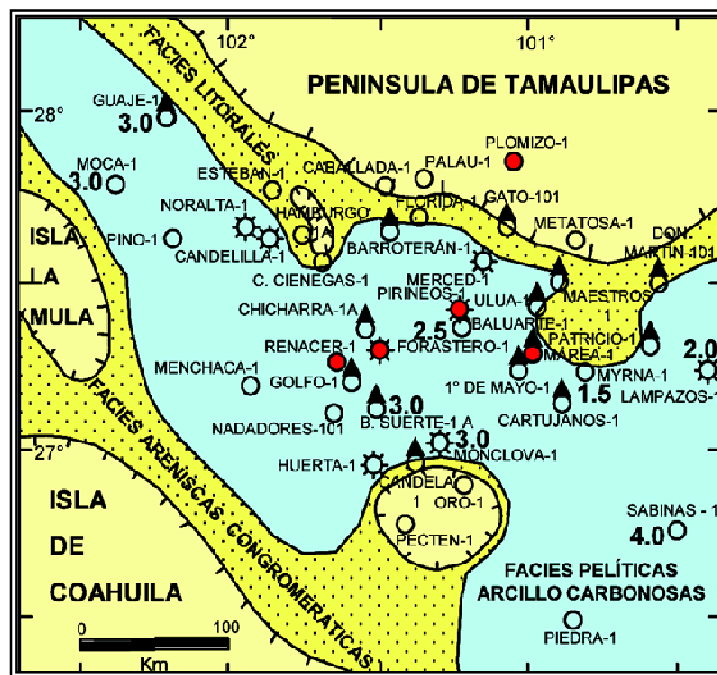


FIGURA 3.7 Distribución de facies de la roca generadora en la Formación La Casita, Tomada de Eguiluz, 2007.

Los elementos paleogeográficos de las islas de Coahuila, La Mula, Hamburgo, Monclova y Península de Tamaulipas, son fuente del aporte arenoso, mientras que hacia la parte central de la cuenca, las facies arcillosas, ricas en materia orgánica, tienen amplia distribución. Los números grandes indican datos del valor de reflectancia de vitrinita, los círculos rojos indican pozos perforados, después de la evaluación y elaboración de los mapas de riesgo.

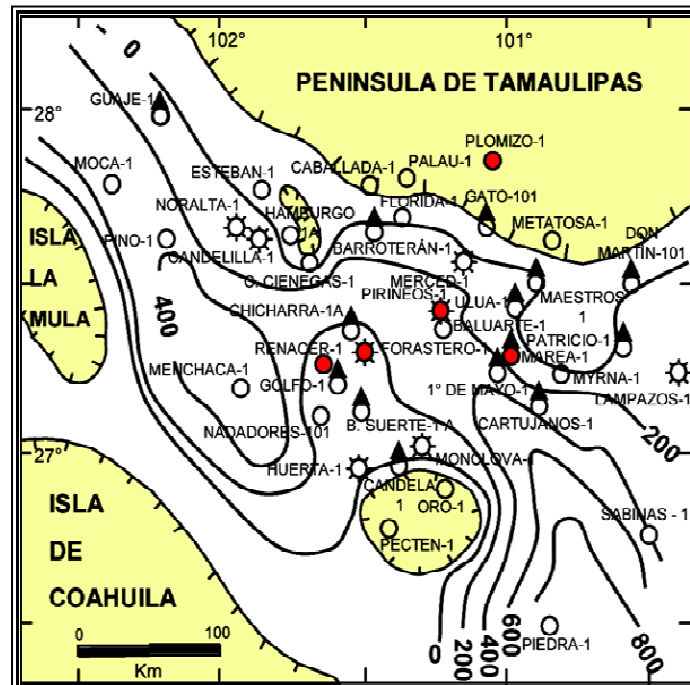


FIGURA 3.8 Distribución de isopacas de las facies pelíticas, arcillo carbonosas, de la roca generadora, en la Formación La Casita. Tomada de Eguiluz, 2007.

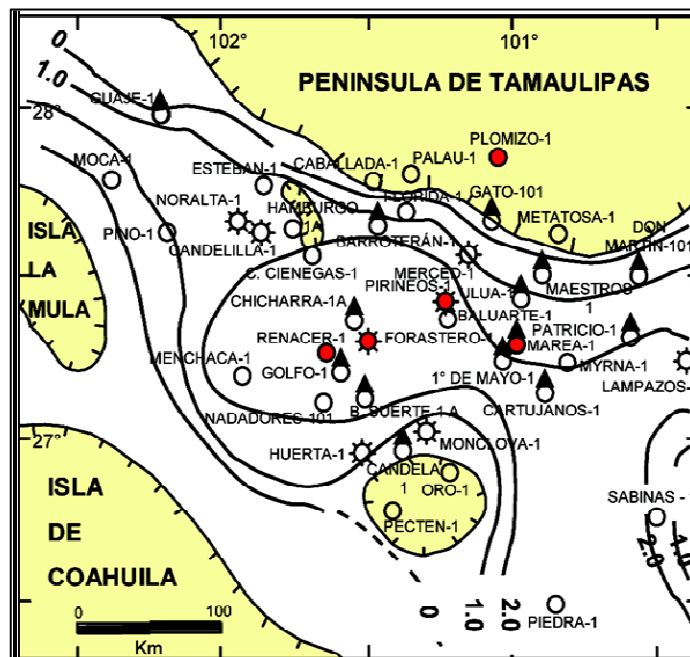


FIGURA 3.9 Distribución de COT en la roca generadora de la Formación La Casita (Tomada de Eguiluz, 2007).

La integración de los datos proporciono elementos para la elaboración del mapa de riesgo de la roca generadora (**Figura 3.10**), la cual cargó de hidrocarburos a los plays en La Casita, Padilla y La Virgen (Eguiluz, 2007). El espesor más grueso de roca generadora se ubica en la parte central de la cuenca y disminuye hacia la margen de los elementos insulares, al acuñarse y pasar a facies arenosas y rudíticas en su porción Suroeste, y psamíticas en su porción Noreste.

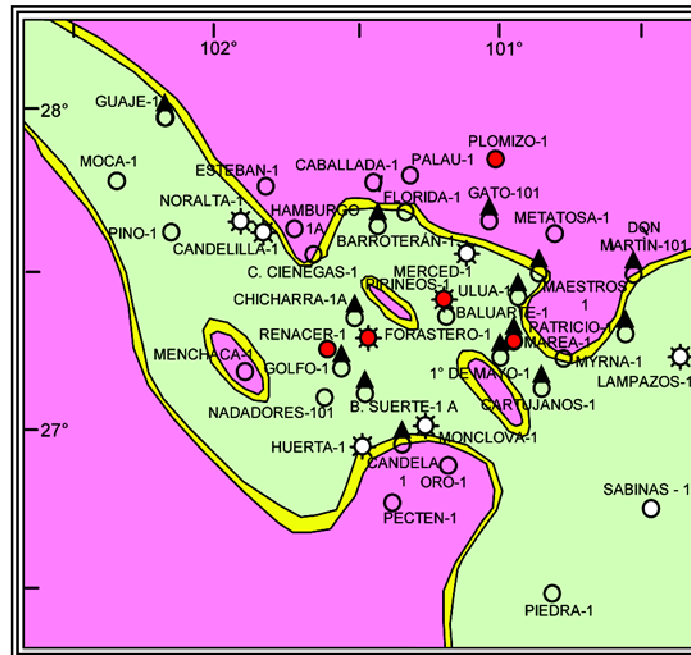


FIGURA 3.10 Mapa de riesgo de la distribución de la roca generadora en la Cuenca de Sabinas (Tomada de Eguiluz, 2007).

En la figura anterior, el riesgo alto (color rojo), con probabilidad de éxito de 0.063 y 0.01, se encuentra en dónde las facies apropiadas están ausentes o erosionadas. El riesgo moderado (franja amarilla), con probabilidades de éxito entre 0.125 a 0.25, se localiza marginal a la zona de riesgo bajo (probabilidades de 0.5 a 0.25), caracterizada por el ambiente apropiado y espesor más grueso de la facies generadora.

La base de la sección estratigráfica del Kimeridgiano Inferior, corresponde con una zona de inundación, seguida de un ciclo de nivel alto, que prograda hacia la parte central de la cuenca, seguido nuevamente por otro sistema de depósito transgresivo-regresivo durante el Tithoniano. El Kimeridgiano representa una secuencia transgresiva y el Tithoniano una secuencia de nivel alto, colmatada por

carbonatos de la base de la Formación Menchaca, que en su parte inferior tiene el límite de secuencias 128.5 millones de años (**Figura 3.11**).

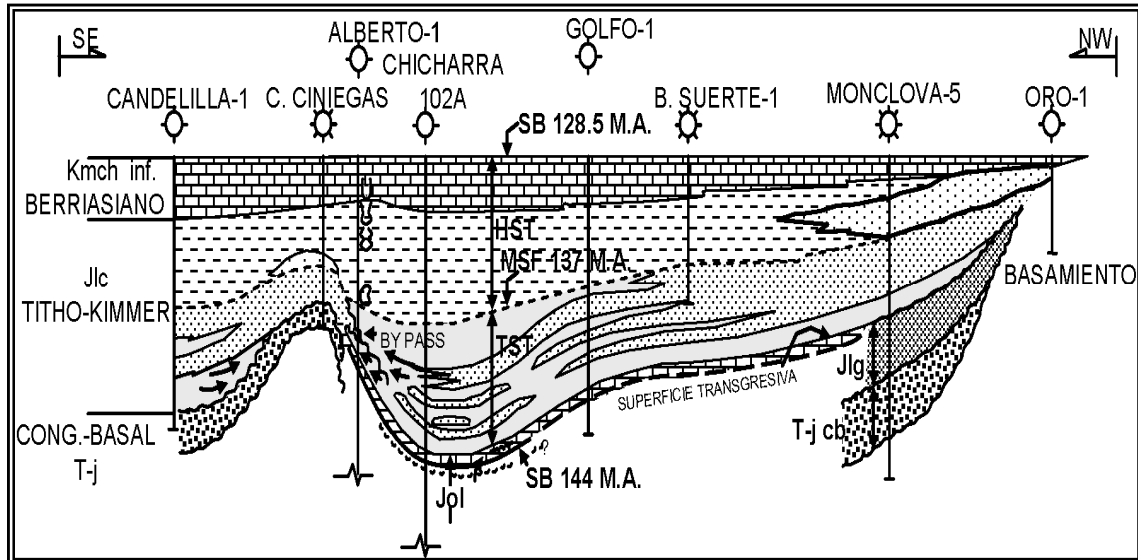


FIGURA 3.11 Sección de correlación entre los bloques de Cuatro Ciénegas y el Oro, donde se muestran los cambios de facies y espesores de rocas arcillosas generadoras (color gris y trama raya discontinua) y a su vez, areniscas como rocas almacén (tramas de puntos), en facies proximales litorales y abanicos distales (pozo Chicharra 102 A), tomada de Eguiluz, 2007.

3.2.2 Roca Almacén

La distribución y calidad de la roca almacén, durante el Kimeridgiano y Tithoniano, está influenciada por la naturaleza del aporte de los terrígenos, que provienen de los elementos insulares que rodean a la cuenca, por la subsidencia tectónica y por cambios relativos del nivel del mar. Su depósito ocurrió en ambiente de plataforma clástica, que varía de facies desde plataforma interna a cuenca. Para el Kimeridgiano medio y superior hay mayor diversidad de ambientes de depósito (desde plataforma interna, hasta abanicos distales), dentro del sistema transgresivo, mientras que en el Tithoniano inferior a medio posiblemente la normalización paleobatimétrica dentro del sistema de depósito de nivel alto, lo que permitió menos cambios de ambientes sedimentarios (**Figuras 3.11, 3.12 y 3.13**).

En la **Figura 3.12** se muestra la distribución de facies de la roca almacén en el Kimeridgiano medio a superior, en la Formación La Casita. Facies de conglomerados fluviolitorales bordeando a los elementos insulares, cambian de facies a una franja de terrígenos y carbonatos y éstos, a terrígenos de grano fino (Eguiluz, 2007). La parte profunda de la cuenca aloja pelitas carbonosas y abanicos clásticos profundos (pozos Chicharra 1 A y Forastero 1).

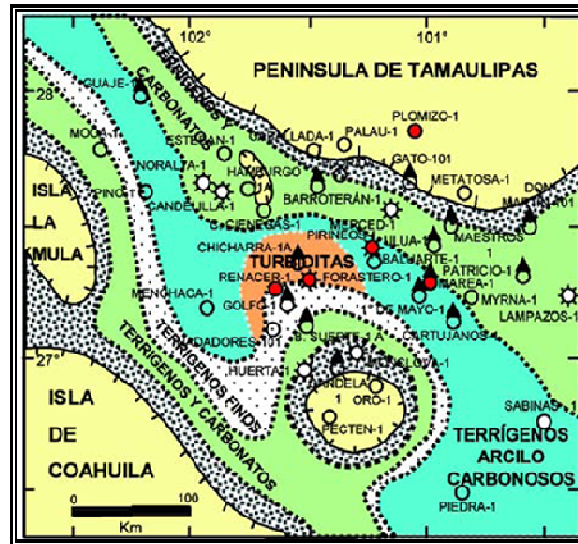


FIGURA 3.12 Distribución de facies de la roca almacén en el Kimeridgiano medio a superior, en la Formación La Casita. Tomada de Eguiluz, 2007.

También en la **Figura 3.13**, se muestra la distribución de facies de la roca almacén en el Tithoniano inferior a medio. Facies fluviolitorales en las márgenes de la Península de Tamaulipas y de las islas de Coahuila y La Mula, terrígenos litorales proximales y distales, echado abajo, mientras que el centro de la cuenca contiene lutitas pelágicas (Eguiluz, 2007).

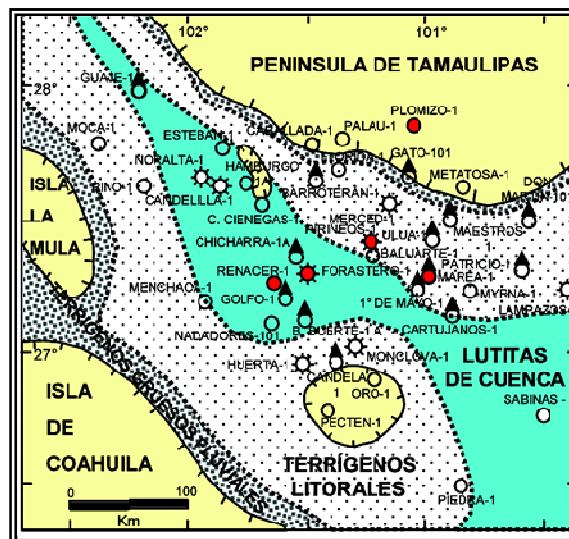


FIGURA 3.13 Distribución de facies de la roca almacén en el Tithoniano inferior a medio. Tomada de Eguiluz, 2007.

Los cambios de espesor de roca almacén son notables, entre la parte central de la cuenca y sus márgenes. Los paquetes de areniscas se acuñan echado arriba de la cuenca y se adelgazan e interdigitan cambiando a facies pelítico-carbonosas, hacia el interior de la cuenca (**Figuras 3.14 y 3.15**).

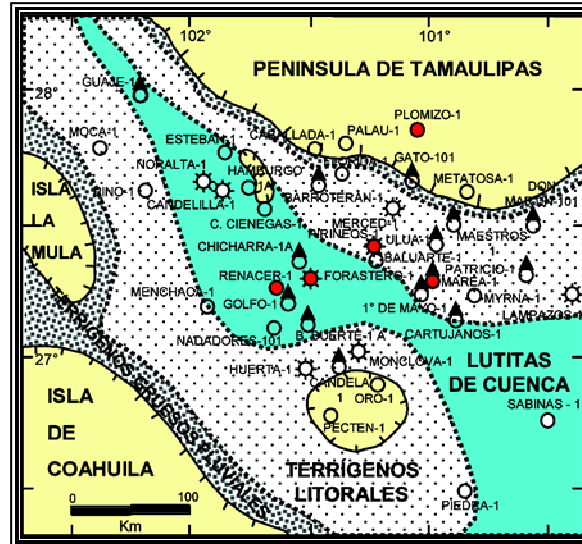


FIGURA 3.14 Espesor bruto de la roca almacén para el Kimeridgiano medio y superior de la Formación La Casita (Tomada de Eguiluz, 2007).

En la **Figura 3.15** se muestra la distribución de espesores brutos para la roca almacén, en el Tithoniano inferior a medio, en la Formación La Casita. La porosidad de la roca almacén es muy baja (5% en promedio) y la permeabilidad está dada por la densidad de fracturas naturales por deformación de las rocas (Eguiluz, 2007).

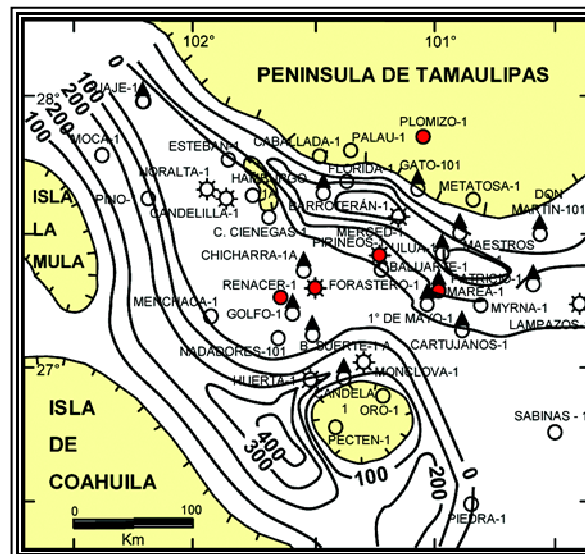


FIGURA 3.15 Distribución de espesores brutos para la roca almacén, en el Tithoniano inferior a medio, en la Formación La Casita (Tomada de Eguiluz, 2007).

La Península de Tamaulipas estuvo constituida por esquistos paleozoicos y rocas ígneas, principalmente intrusivas, de composición intermedia, ambos prejurásicos (Eguiluz, 2001). El tipo de areniscas que se formaron como producto de la erosión y transporte de terrígenos hacia la cuenca, son litarenitas y menor proporción de cuarzoarenitas, de grano fino a medio, de facies litorales. Las islas de Coahuila, Monclova y La Mula, estuvieron constituidas por intrusivos de composición granitoide y sedimentos paleozoicos (Eguiluz, 2001), por lo que el tipo de sedimentos que posteriormente formaron de areniscas, se depositaron en la margen de la cuenca; son litarenitas feldespáticas, de grano grueso y conglomeráticas, inmaduras y poco seleccionadas, echado arriba de la cuenca, e invierten sus características echado abajo de la misma.

Según Eguiluz, 2007, la integración de distribución de facies y espesores brutos de arenisca, proporciona los mapas de riesgo para la roca almacén, de los plays La Casita, durante el Kimeridgiano medio-superior (**Figura 3.16**) y durante el Tithoniano inferior-medio (**Figura 3.17**).

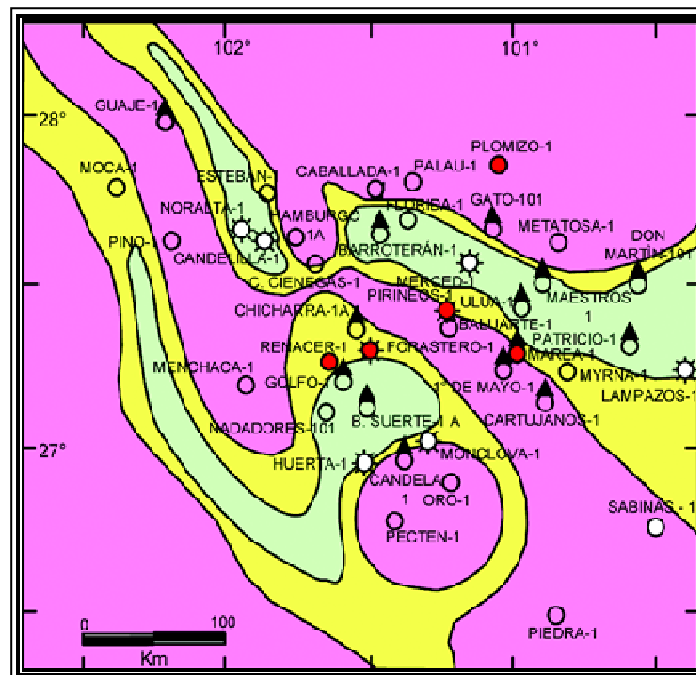


FIGURA 3.16 Mapa de riesgo para la roca almacén en plays de la Formación La Casita, durante el Kimeridgiano medio y superior (Tomada de Eguiluz, 2007).

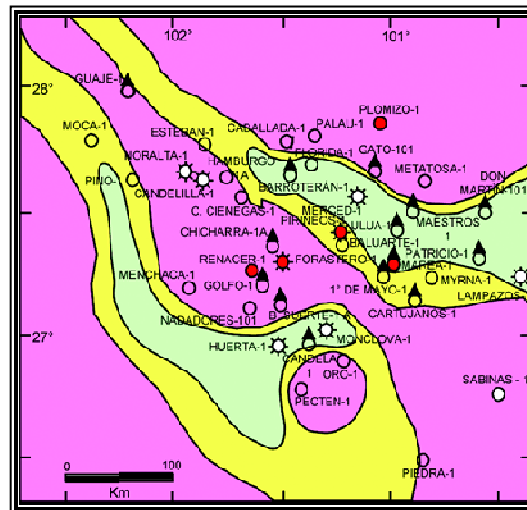


FIGURA 3.17 Mapa de riesgo para la roca almacén, en plays de la Formación La Casita, durante el Tithoniano inferior y medio (Tomada de Eguiluz, 2007).

En ambas figuras el color rojo indica alto riesgo (probabilidad de éxito de 0.063 y 0.01), por inexistencia del depósito o por aflorar la roca almacén. El color amarillo indica riesgo moderado (probabilidades de éxito entre 0.125 a 0.25), por adelgazamiento o cambio de facies de la roca almacén. El color verde indica riesgo bajo (probabilidades de 0.5 a 0.25), por presencia adecuada de facies y espesor de almacén. La calidad por distribución de litología, porosidad y permeabilidad no está evaluada en estos casos.

Las formaciones Padilla y base de la formación La Virgen también son potenciales rocas almacén. La Formación Padilla consiste de carbonatos dolomitizados, en facies arrecifales y lagunares (Charleston, 1973), que presenta amplia distribución en la parte central de la cuenca, con espesores gruesos de 100 a 200 m de espesor, aumentando hacia la zona de arrecife hasta 300 m (Figuras 3.18).

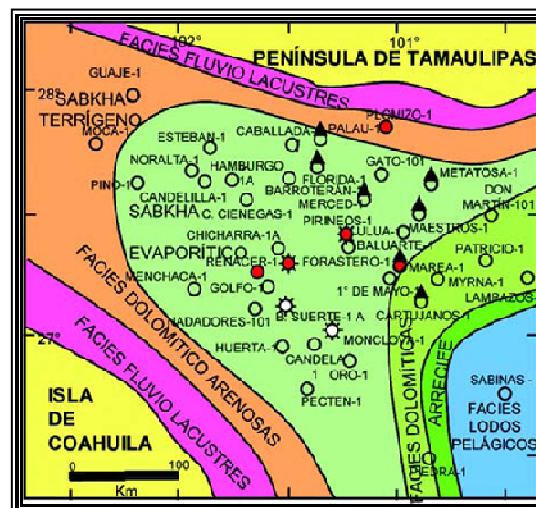


FIGURA 3.18 Distribución de facies para el play Padilla (Tomada de Eguiluz, 2007).

En la distribución de facies para el play Padilla, los elementos insulares forman cinturones de depósitos siliciclásticos en sus márgenes, que gradúan a carbonatos con terrígenos de sabkha mixto y a su vez, pasan al centro de la cuenca a carbonatos (Eguiluz, 2007). El borde está limitado por una franja post-arrecifal y complejo arrecifal, que separa a facies de micritas pelágicas de cuenca.

Hacia los bordes de la cuenca se acuña y cambia a facies fluvio-litorales, de las formaciones San Marcos, hacia la Isla de Coahuila y hacia la península de Tamaulipas. En el depósito de esta unidad se identifica una secuencia de tercer orden, dentro de un ciclo de nivel alto y termina al inicio de un ciclo transgresivo (Formación La Mula). Por posición estratigráfica, su depósito se sitúa en el Hauteriviano Superior, sobre la Formación Barril Viejo, que posee fósiles del Hauteriviano Inferior (Imlay, 1940).

Se observa un sello regional del miembro evaporítico en la Formación La Virgen, los límites de secuencias de segundo orden de 128.5 ma y 112 ma y dos zonas de inundación de tercer orden en las unidades La Virgen y Barril Viejo (**Figura 3.19**).

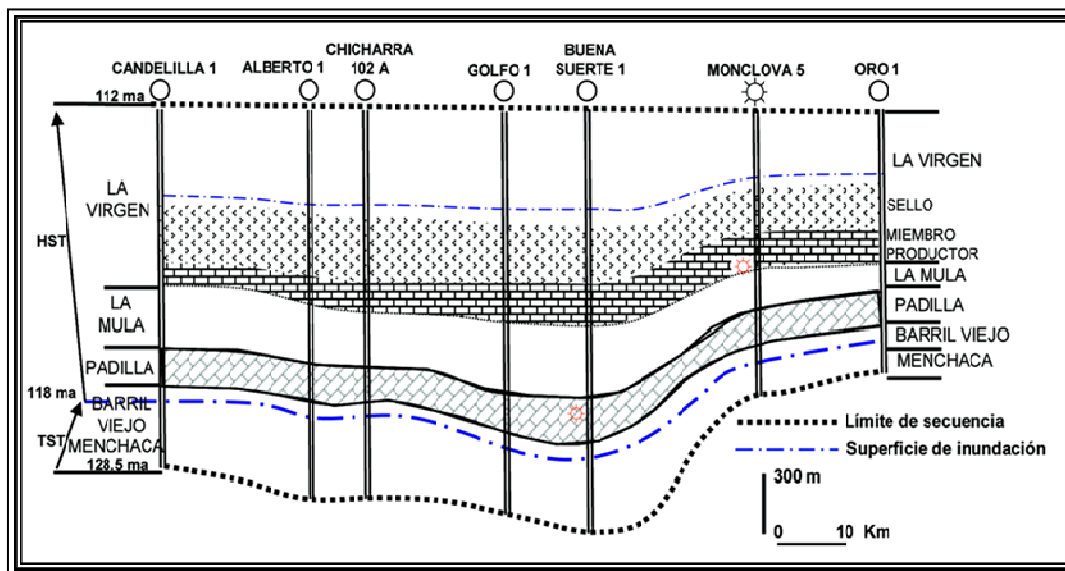


FIGURA 3.19 Correlación de facies en las Formaciones Padilla y Miembro Productor de La Virgen, entre los pozos Oro-1 y Candelilla-1 (Tomada de Eguiluz, 2007).

La base de la Formación La Virgen corresponde a un ciclo de nivel alto, que corresponde con el miembro productor (Márquez, 1979), posee facies de carbonatos dolomitizados de amplia distribución con espesores de 200 m en el centro de la cuenca. Cambian de facies lateralmente hacia el arrecife o hacia los altos paleogeográficos de Coahuila y Tamaulipas, en donde se acuña y por consiguiente su espesor disminuye (**Figuras 3.18 y 3.19**). Por posición estratigráfica, la edad de este depósito se asigna al Berriasiano Inferior (Imlay, 1940).

Los cambios de espesor y facies, para las formaciones Padilla y el miembro productor de La Virgen, controlan el riesgo de la roca almacén de ambos *plays* (**Figuras 3.20 a 3.23**). La roca almacén tiene porosidades de 2 a 12%, con promedio de 7% y la calidad de permeabilidad de la roca almacén está dada por fracturas naturales, ocurridas durante el plegamiento.



FIGURA 3.20 Distribución de facies para el miembro productor del play La Virgen y sus cambios hacia el borde de la plataforma lagunar, contra los elementos insulares de Coahuila, Tamaulipas y del Arrecife Cupido (Tomada de Eguiluz, 2007).

En la **Figura 3.21** se muestra el mapa de Isopacas de espesor bruto del miembro productor del play La Virgen, donde se observa que el cambio de facies de carbonatos dolomitizados, interdigitados con la facies de evaporitas, determinan la pérdida del espesor de la roca almacén, hacia las facies terrígenas y arrecifales (Eguiluz, 2007).

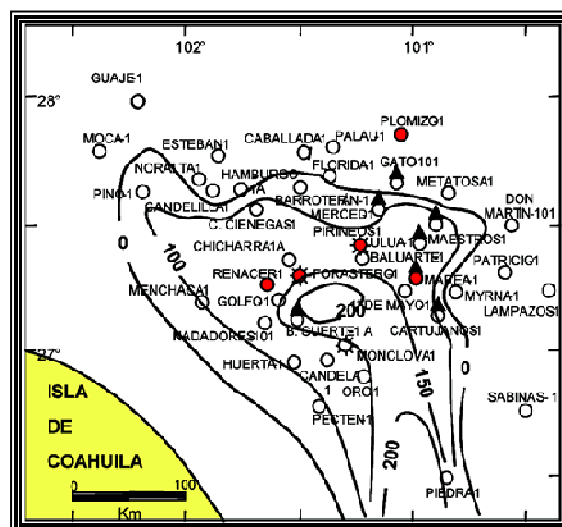


FIGURA 3.21 Isopacas de espesor bruto del miembro productor del play La Virgen (Tomada de Eguiluz, 2007).

En las **Figuras 3.22 y 3.23** según Eguiluz, 2007, en ambos casos la zona roja indica riesgo alto, por ausencia o exposición de roca almacén. El color amarillo indica riesgo moderado, por disminución de espesor de roca almacén, mientras que el color verde indica riesgo bajo, por presencia de facies favorables y espesores brutos mayores de 100 metros de roca almacén. Como probabilidad de éxito en alto riesgo, los valores varían entre 0.01 y 0.125, en riesgo moderado entre 0.125 y 0.25 y en riesgo bajo entre a 0.25 a 0.5.

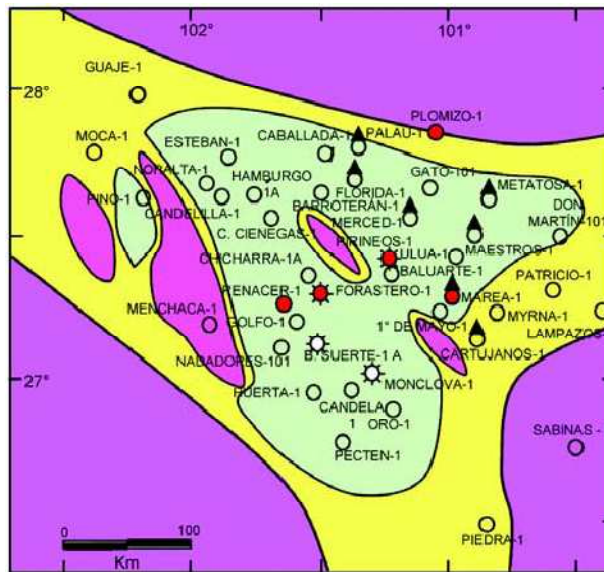


FIGURA 3.22 Mapa de riesgo de la roca almacén, para el play Padilla (Tomada de Eguiluz, 2007).

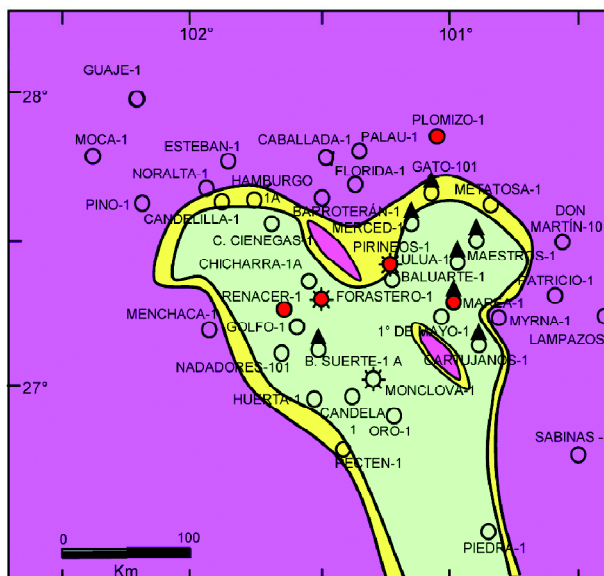


FIGURA 3.23 Mapa de riesgo de la roca almacén, para el miembro productor del play La Virgen (Tomada de Eguiluz, 2007).

3.2.3 Roca sello

La correlación de secciones estratigráficas y litologías, permitió identificar rocas sello de distribución regional. En la **Figura 3.24**, se muestra la distribución de facies de la Formación Menchaca (Berriasiano), como roca sello para los plays La Casita, los altos insulares de Tamaulipas, La Mula y Coahuila, están rodeados por facies fluvio-litorales de las formaciones San Marcos, mientras que en el resto de la cuenca, se depositaron facies arcillosas y carbonatos pelágicos, en una plataforma de rampa que se profundizó al Sureste del área.



FIGURA 3.24 Distribución de facies de la Formación Menchaca (Berriasiano), como roca sello para los plays La Casita (Tomada de Eguiluz, 2007).

Según Eguiluz, 2007, la cima de la Formación La Casita son lutitas de espesor menor a 100 metros, y en conjunto con calizas arcillosas de la base de la Formación Menchaca, con espesor mayor a 100 metros, hacen ambas unidades un buen sello, para los *plays* La Casita (**Figura 3.25**).

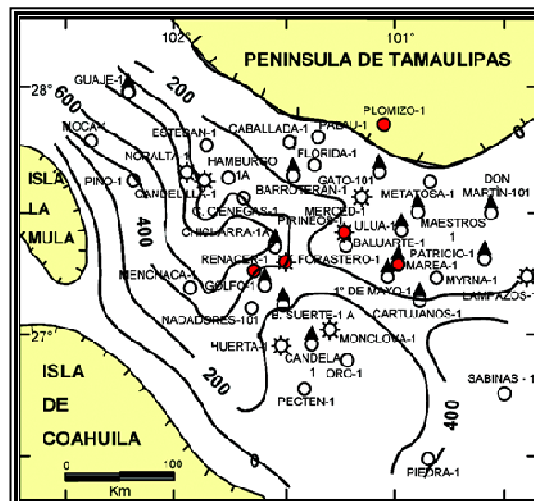


FIGURA 3.25 Isopacas e espesor bruto de roca sello para los plays La Casita, espesores mayores a 100 metros son adecuados para preservar a los hidrocarburos (Tomada de Eguiluz, 2007).

Las anhidritas y arcillas con más de 200 metros de espesor de la Formación La Mula, constituyen el sello para el *play* Padilla (**Figuras 3.19, 3.26 y 3.27**).

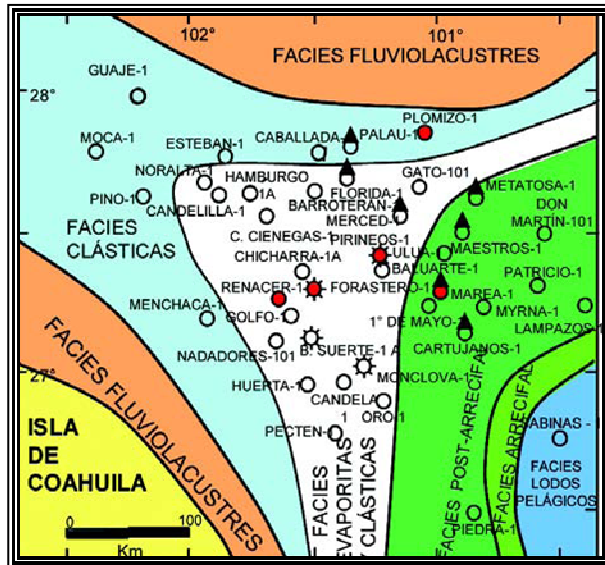


FIGURA 3.26 Distribución de evaporitas y arcillas de la Formación La Mula, como facies de roca sello para el *play* Padilla, (Tomada de Eguiluz, 2007).

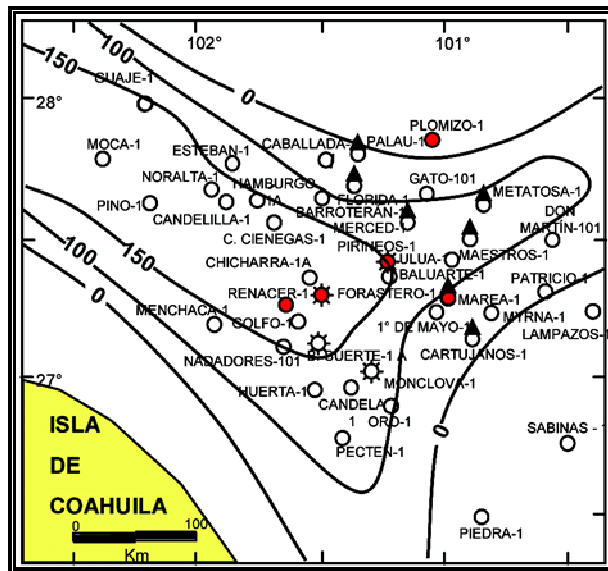


FIGURA 3.27 Espesor bruto de la Formación La Mula para el *play* Padilla. La zona post arrecifal parcialmente carece de evaporitas suficientes para ser rocas sello mientras que los cinturones clásticos tienen lutitas que son sello, (Tomada de Eguiluz, 2007).

Para el miembro productor de La Virgen, se tomó como espesor de roca sello, la distribución del miembro evaporítico de la misma formación La Virgen, que sobryace inmediato al miembro productor (**Figuras 3.19, 3.28 y 3.29**).

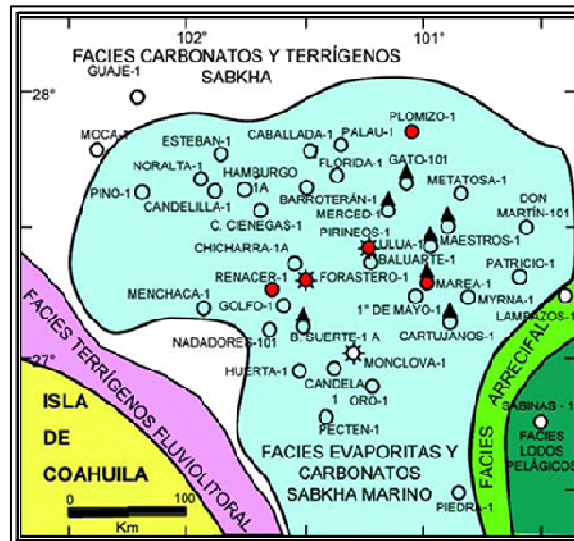


FIGURA 3.28 Distribución de facies de la roca sello, para el Play del miembro productor La Virgen (Tomada de Eguiluz, 2007).

En la **Figura 3.29**, se muestran las isopacas de la roca sello, para el miembro productor del play la Virgen, en donde el contenido de anhidrita controla la calidad de la roca sello y éstas se acuñan con los cambios de facies hacia el arrecife y al exterior de la laguna.

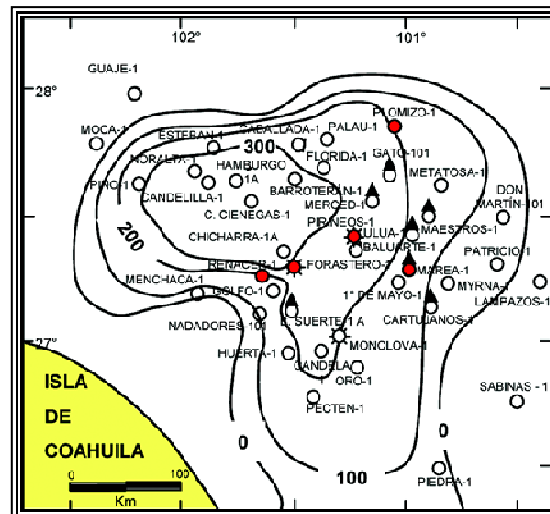


FIGURA 3.29 Isopacas de la roca sello, para el miembro productor del play La Virgen, (Tomada de Eguiluz, 2007).

Los sellos se pierden con el cambio de facies hacia terrígenos marginales, principalmente en la Isla de Coahuila, mientras que también se pierde el sello hacia el borde de la plataforma lagunar, limitada por el Arrecife Cupido; el sello deja de ser efectivo por que en ambos casos separa a rocas que se acumularon

en zonas de alta energía. La combinación de distribución de facies y los espesores totales mayores a 100 metros, permiten elaborar mapas de riesgo de la roca sello para los *plays* La Casita, Padilla y el miembro productor de La Virgen (Eguiluz, 2007). Según Eguiluz, 2007, el riesgo alto (color rojo), con probabilidad de éxito de 0.063 y 0.01, se encuentra en dónde las facies apropiadas están ausentes o erosionadas, mientras que el riesgo moderado (franja amarilla), con probabilidades de éxito entre 0.125 a 0.25, se localiza marginal a la zona de riesgo bajo (color verde), la cual cuenta con probabilidades de éxito entre 0.5 a 0.25, caracterizada por el ambiente apropiado y espesor más grueso de la facies conveniente de acuerdo a los parámetros establecidos por Otis y Schneiderman (1997), (**Figuras 3.30, 3.31 y 3.32**).

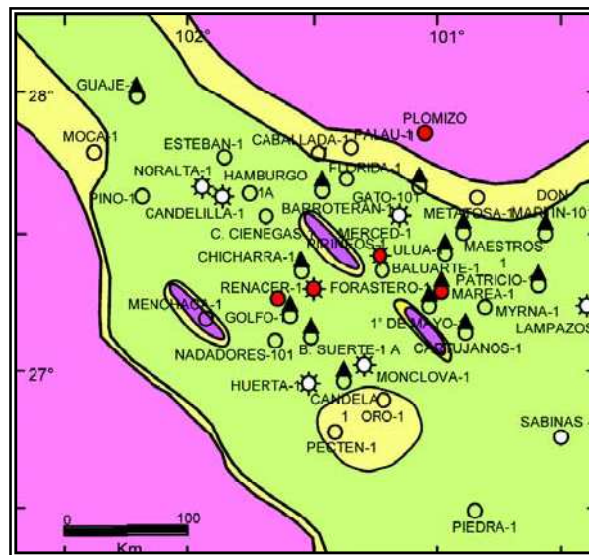


FIGURA 3.30 Mapa de riesgo de la roca sello para los plays La Casita, (Tomada de Eguiluz, 2007).

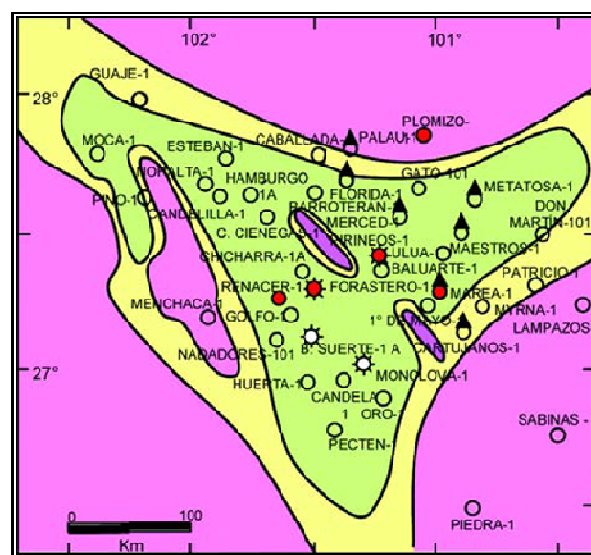


FIGURA 3.31 Mapa de riesgo de la roca sello para el play Padilla, (Tomada de Eguiluz, 2007).

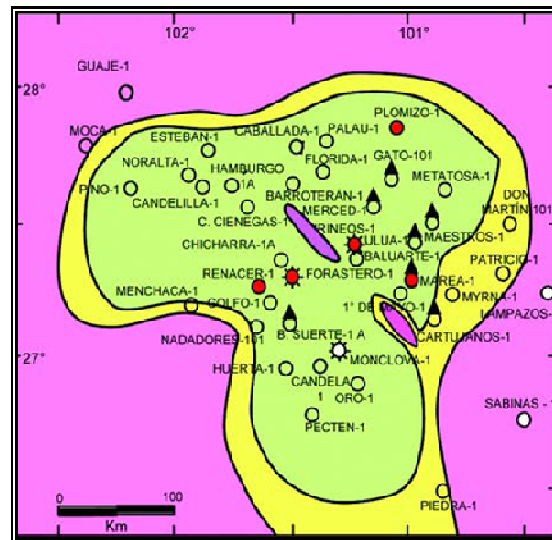


FIGURA 3.32 Mapa de riesgo de la roca sello del play La Virgen, (Tomada de Eguiluz, 2007).

Los elementos de roca generadora, almacén y sello, representados por mapas de riesgo individual, pueden sobreponerse para cada intervalo de análisis y discriminar zonas, para evaluar el riesgo total de cada uno de los *plays* La Casita, Padilla y La Virgen (Figuras 3.33, 3.34 y 3.35), (Eguiluz, 2007).

En la **Figura 3.33**, se muestra el mapa de riesgo compuesto de los plays de la formación La Casita; los colores rojos indican riesgo alto por ausencia o erosión de los elementos del Sistema Petrolero. El color amarillo tiene riesgo medio y el color verde riesgo bajo, de acuerdo a valores de probabilidad de éxito establecidos por Otis y Schneiderman (1997).

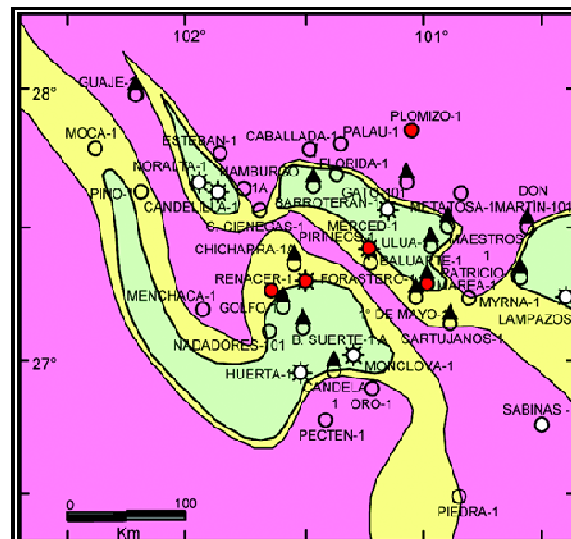


FIGURA 3.33 Mapa de riesgo compuesto de los plays La Casita, (Tomada de Eguiluz, 2007).

En la **Figura 3.34**, se muestra el mapa de riesgo compuesto del play Padilla, y en la **Figura 3.35**, se muestra el mapa de riesgo compuesto del miembro productor La Virgen, en ambas los colores rojos indican riesgo alto por ausencia o erosión de los elementos del Sistema Petrolero. El color amarillo tiene riesgo medio y el color verde riesgo bajo, de acuerdo a valores de probabilidad de éxito establecidos por Otis y Schneiderman (1997).

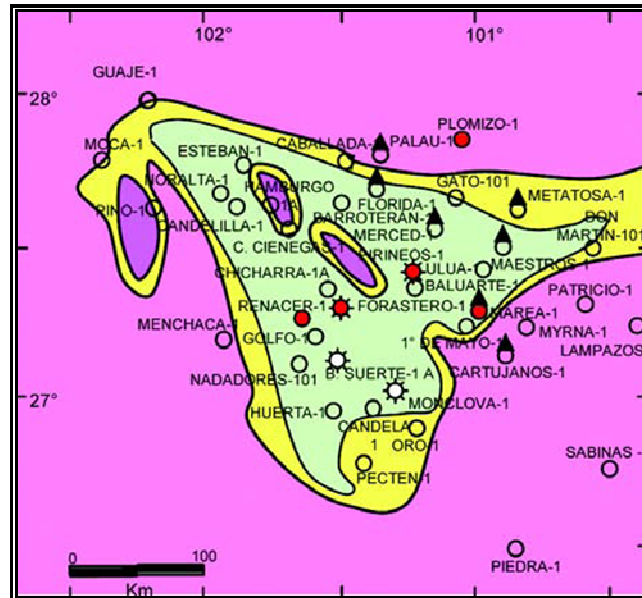


FIGURA 3.34 Mapa de riesgo compuesto del play Padilla, (Tomada de Eguiluz, 2007).

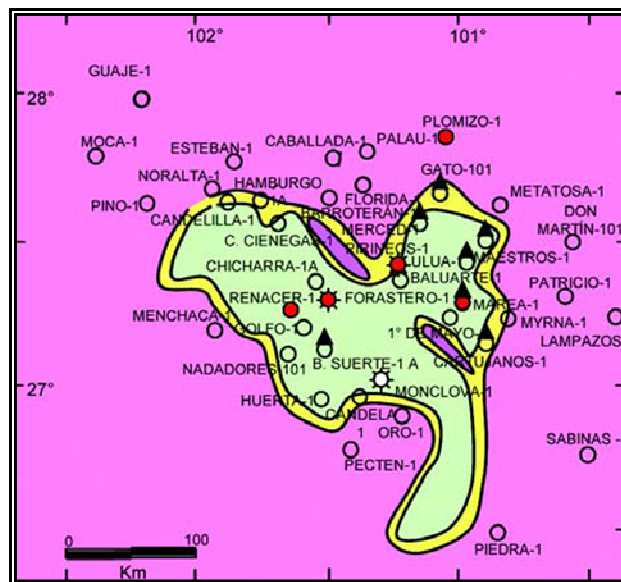


FIGURA 3.35 Mapa de riesgo compuesto del miembro productor La Virgen, (Tomada de Eguiluz, 2007).

A este proceso se le denomina “*play fairway*” (Allen y Allen, 1990), en el que no se incluye el aspecto de deformación. En estos casos, cuando se realizaron estos mapas de la Cuenca de Sabinas, se observó consistencia de datos, entre las zonas de riesgo favorables y la posición de campos productores y de pozos con manifestaciones de gas (Eguiluz, 2007). En los últimos años de la evaluación en el 2007, se habían perforado cinco pozos exploratorios, que demuestran la validez de la evaluación (**Figura 3.33**). El pozo Plomizo 1, resultó seco por estar en una zona de alto riesgo, por ausencia de uno o más elementos del Sistema Petrolero. El pozo Renacer 1, se localiza en zona de moderado a alto riesgo para la roca almacén, en un *play* de abanicos distales de la Formación La Casita, que se encuentran en la parte central de la cuenca. De manera similar también ocurre esto en el pozo Marea 1, al disminuir el espesor de roca almacén en el mismo *play*. Los pozos Pirineos 1 y Forastero 1 son productores en los *plays* La Virgen (**Figura 3.35**) y La Casita (**Figura 3.33**) respectivamente, ambos demuestran la validez del estudio de *plays* al evaluar un riesgo de 1:4 y 1:3 respectivamente. En todos los casos se requiere considerar, que la calidad de la roca almacén, depende del grado de densidad de fracturas y ésta es función del tipo de roca y el radio de curvatura de la estructura mientras mayor es la deformación, mayor será el fracturamiento por lo que se requiere un mejor sello para el *play* La Casita, ya que cuando hay fracturamiento puede ceder y dar paso a migración de gas hacia la roca almacén en Padilla o La Virgen, en donde el sello de este último *play* es tan potente que difícilmente puede romperse.

3.2.4 Trampas

En la Cuenca de Sabinas existen trampas estructurales, estratigráficas y trampas mixtas o combinadas.

Las trampas estructurales son las que han tenido el éxito para ubicar los pozos exploratorios en estructuras anticlinales con algunas formaciones naturalmente fracturadas, sin las cuales no fluiría el gas.

3.2.4.1 Trampas estratigráficas

Los ambientes de depósito ilustrados en las **Figuras 3.11, 3.12, 3.13, 3.18 y 3.20**, indican cambios de facies y consecuentes cambios de espesor, entre el ambiente de cuenca y los elementos insulares relativos; estos cambios de facies y espesores, forman trampas estratigráficas por acuñamiento o por cambios de facies.

El aspecto más importante radica en considerar que la migración y acumulación primaria de hidrocarburos se realizó durante el sepultamiento de la carpeta sedimentaria, de acuerdo al modelado de subsidencia con respecto a la ventana de generación de hidrocarburos, y por consecuencia, es en los *plays* de La Casita, en dónde se acumularon los hidrocarburos bajo el sello de la Formación Menchaca. Como se mencionó en el capítulo correspondiente, en las formaciones Padilla y La Virgen no hay condiciones favorables ni suficientes para generar hidrocarburos (Eguiluz, 2007), por lo tanto, aunque existen trampas estratigráficas éstas posiblemente no se cargaron de hidrocarburos en una etapa temprana.

3.2.4.2 Trampas estructurales

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

El marco estructural regional corresponde a un dominio de pliegues anticlinales y fallas inversas (**Figura 3.36**), orientadas sensiblemente Noroeste-Sureste (Eguiluz *et al.*, 2000).

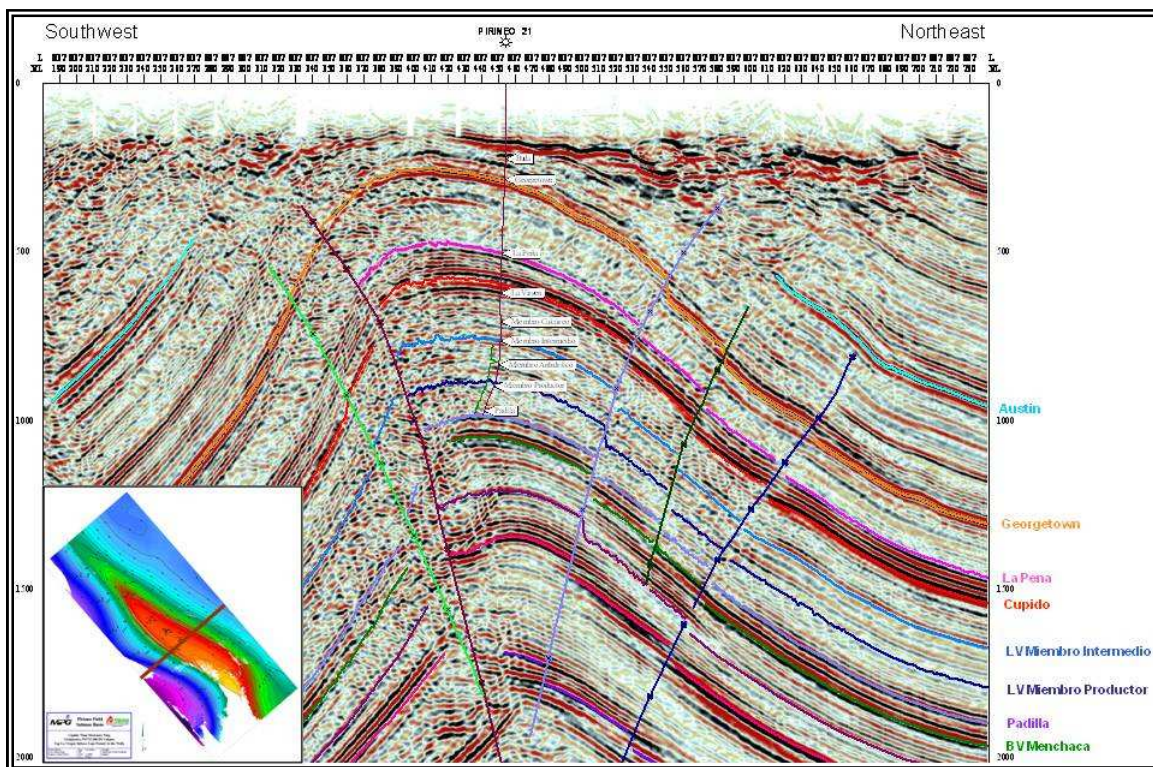


FIGURA 3.36 Estructura del Campo Pirineo, en la Cuenca de Sabinas Coahuila, (Tomada de Ferdinand, 2007).

Dependiendo del radio de curvatura de los pliegues y los desplazamientos relativos de las fallas inversas, se desarrollan fracturas naturales con diferentes orientaciones. Predominan las fracturas orientadas normales y paralelas a σ_1 (esfuerzo principal), pero también hay fracturas sintéticas asociadas (**Figura 3.37**). Esta característica de fracturamiento hace que los yacimientos de gas, tengan la permeabilidad suficiente para permitir la transmisibilidad del fluido.

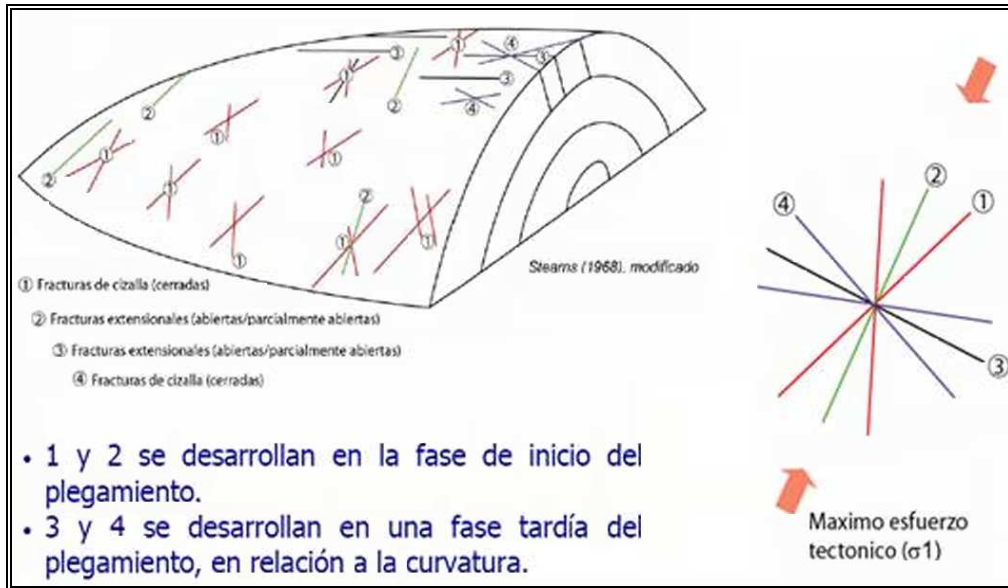


FIGURA 3.37 Estructura del Campo Pirineo, en la Cuenca de Sabinas Coahuila, (Tomada de Ferdinand, 2007).

Cuando los radios de curvatura máxima son menores, existe mayor densidad de fracturas, en areniscas con mayor contenido de cuarzo y en dolomías de la roca almacén (**Tabla 3.2**), pero también las calizas arcillosas se tornan frágiles y se fracturan, la roca sello pierde su cualidad, y el hidrocarburo migra hacia niveles estratigráficos superiores en donde se almacena cuando existen sellos dúctiles, como las evaporitas de la Formación La Virgen.

AREAS	Lampazos	Merced	Monclova B Suerte
Estilo estructural	Anticlinal suave	Anticlinal suave fallado	Pliegue de Propagación de falla.
Densidad relativa de fracturas (x 50 cm de longitud de núcleo)	Mínima 3, Máxima 10 Promedio 6.5 fracturas X 50 cm	Mínima 4 Máxima 12 Promedio 8 Fracturas X 50 cm	Mínima 12, Máxima 30 Promedio 21 Fracturas X 50 cm
Amplitud de fracturas	1 a 2 mm	0.5 a 1.5 mm	0.5 a 3 mm
Relleno de fracturas	Parcial de sílice	Parcial de calcita	calcita
% de densidad respecto al Campo Monclova B.S.	21%	28%	100%
Porosidad del intervalo Productor.	Min 3%, Max 10% Promedio 7%	Min. 1.8%, Máx. 4 Promedio 3.8%	Min 2%, Max 12% Promedio 7%
Roca del Yacimiento	siliciclásticos	siliciclásticos	Dolomías y siliciclásticos

TABLA 3.2 Características de las fracturas en estructuras de la Cuenca de Sabinas. Tomada de Eguiluz, 2007.

En la **Tabla 3.2** se sintetiza las relaciones entre las características de las fracturas naturales, el tipo de pliegue, su litología y porosidad de matriz. La densidad de fracturas es en términos relativos, con respecto al yacimiento Cretácico del Campo Monclova-Buena Suerte. La apertura de fracturas es muy pequeña, casi capilar y fuertemente inclinada respecto a los planos de estratificación. Para evaluar cuantitativamente a la trampa, se requiere que tenga una definición sísmica aceptable, con la que se realice una configuración estructural confiable, con cierre en todas direcciones. La deformación con echados fuertes ha sido una limitación para adquirir buena calidad sísmica. Según el área, hay buenos resultados y calidad de información hacia la margen Noreste de la cuenca, que presenta una deformación más suave, que el de la parte Central y Sureste de la misma cuenca. De acuerdo a este aspecto la calificación cuantitativa del riesgo varía desde 0.5 a 0.8, en las mejores condiciones.

3.2.5 Migración y Sincronía

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

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

Los carbonatos dolomitizados de roca almacén en las Formaciones Padilla y La Virgen, se depositaron primero, seguidas por evaporitas de la roca sello, las que recibieron hidrocarburos posteriormente. (Tabla 3.3).

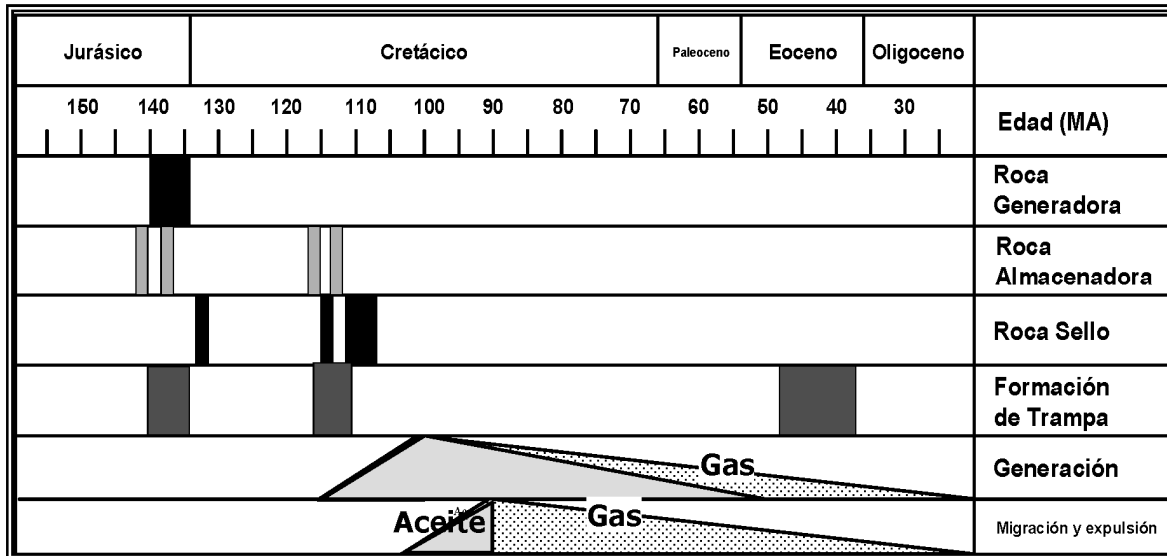


TABLA 3.3 Cronología de aparición de los elementos y procesos del Sistema Petrolero en la Cuenca de Sabinas, Coahuila (Tomada de Eguiluz, 2007).

La deformación de edad Laramide, en el Eoceno (Eguiluz et al., 2000), comprimió a la carpeta sedimentaria y formó trampas estructurales (anticlinales), su grado de deformación permitió la comunicación de poro por fracturas naturales en las trampas estratigráficas de los *plays* La Casita, pero a mayor deformación también fracturó su sello, y el hidrocarburo nuevamente migró a niveles superiores, a rocas almacén más jóvenes (Eguiluz, 2007), quedando sellado por un potente espesor de evaporitas regionalmente distribuidas de la Formación La Virgen. Éste es el momento crítico en dónde se formaron y conservaron las características de los yacimientos del Jurásico y Cretácico Inferior de la Cuenca de Sabinas.

Por las características de producción establecida en la cuenca, se considera que los valores de riesgo de la sincronía y migración, son bajos, pudiendo calificar a estos procesos con probabilidades de 0.8 a 0.9, de acuerdo a valores de probabilidad de éxito establecidos por Otis y Schneiderman (1997).

3.3 PETROFÍSICA DE LOS PLAYS LA CASITA, PADILLA Y LA VIRGEN

Los siguientes datos fueron publicados Eguiluz y de Antuñano, 2007, donde se indican las principales características de los plays productores de la Cuenca de Sabinas, recabados de informes de perforación (porosidad y permeabilidad de registros geofísicos, núcleos de pared y fondo, espesor impregnado, presión estática y dinámica, saturación de agua de formación y relación volumétrica de gas). La medición de áreas de las trampas se obtuvo de mapas de desarrollo de los campos y configuraciones sísmicas.

3.3.1 Área de los campos

En la cuenca de Sabinas se han descubierto al 2005, 20 campos de gas no asociado, las áreas de estos campos varían desde 1.5 km² en campos de un solo pozo, hasta 32 km² como el Campo Merced. El Campo Lampazos posee áreas de 10 km² para el *play* La Gloria y de 15 km² para el *play* La Casita. El promedio de área para los campos gasíferos de Sabinas es de 15 km². La longitud de las estructuras varía desde 10 km hasta 30 km, mientras que su amplitud varía de 1.5 a 5 km.

3.3.2 Profundidad de los cuerpos productores

Los yacimientos de gas de esta cuenca se encuentran en profundidades de 2,500 (Campo Lampazos) a menos de 4,000 metros (Campos Monclova y Merced), pueden ser yacimientos simples o múltiples como los Campos Monclova y Lampazos. El promedio de profundidad se encuentra en 3,000 metros (yacimientos Cretácicos en el Campo Monclova y Buena Suerte).

3.3.3 Espesor de los cuerpos productores

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

3.3.4 Porosidad de cuerpos productores

Las porosidades son muy pobres, desde 2 a 3%, hasta 12% en los mejores casos, en dolomías fracturadas. Las areniscas jurásicas poseen las porosidades más

pobres, con promedio de 5%. Las dolomías son pobres también, el promedio se sitúa en 4% (Campos Florida y Buena Suerte).

3.3.5. Saturación de agua

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

3.3.6. Presión estática

Las presiones de poro son muy altas, en promedio se encuentran con 300 kg/cm², a 2,000 metros de profundidad, pero llegan hasta 450 kg/cm² como máxima y a 60 kg/cm² como mínima.

3.3.7. Relación volumétrica del gas

Los valores de la relación volumétrica de gas se encuentran entre 0.00485, para los Campos Monclova-Buena Suerte y Lampazos y de 0.00301 a 0.00270, para los Campos Florida y Merced respectivamente. Factores de recuperación de 90% de gas son aceptables en todos los campos.

3.3.8. Permeabilidad

La permeabilidad es muy baja en matriz, desde 0.0024 mD en el *play* La Virgen, del Campo Monclova-Buena Suerte, a 0.12 y 0.15 mD en los *plays* La Gloria y La Casita respectivamente, en el Campo Lampazos y de 0.015 a 0.085 mD, en el *play* La Casita, del Campo Merced. Por lo tanto, la conductividad del gas en los yacimientos es por fracturas.



CAPÍTULO 4

Gas Grisú



En este capítulo se desarrolla lo más relevante de un recurso no convencional que corresponde al “Gas Grisú”, conocido también como gas metano de capas de carbón (MCC), ó en inglés como *coalbed methane* (CBM); es un gas natural generado dentro del carbón mineral y almacenado muy eficazmente dentro de la microestructura del carbón (in-situ), por lo que se pueden considerar como “yacimientos de gas no convencional”.

4.1 RECURSOS DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES

Los hidrocarburos convencionales son aquellos que se pueden extraer de yacimientos naturales en el subsuelo, que reúnen los siguientes factores: rocas que dieron origen al petróleo (*roca generadora*), rocas que pueden almacenar el petróleo (*roca almacenadora*), una secuencia que puede entrapar el petróleo (*trampa*), rutas de migración efectiva, una secuencia sello que impida su movilidad (*roca sello*), además de la sincronía; estos factores conforman el llamado sistema petrolero.

El hidrocarburo no convencional es aquel que se puede extraer de depósitos que tienen solamente uno o dos de los factores que componen el sistema petrolero. Se caracterizan además por tener un elevado costo de extracción con la tecnología y los recursos actuales, sin embargo, los últimos años, dado el aumento en el precio del crudo y gas explotado de yacimientos convencionales, se han estado desarrollando tecnologías en varios países para extraer hidrocarburos de acumulaciones no convencionales, con buenos resultados técnicos y económicos.

Se han identificado por lo menos 6 tipos de yacimientos de hidrocarburos no convencionales en distintas condiciones geológicas, de estos, cuatro son de gas natural, de los cuales tres tipos están en operación con producción económica y uno bajo investigación; los otros dos corresponden a yacimientos de aceite crudo, del cual uno está en operación y uno bajo investigación. Los 6 tipos de recursos

petroleros no convencionales son: aceite de lutitas, bitumen en arenas, gas en arenas compactas, hidratos de gas, gas metano del carbón y gas de lutitas, mismos que han aportado volúmenes muy importantes de hidrocarburos a la producción mundial a partir de 1994, (**Figura 4.1**).

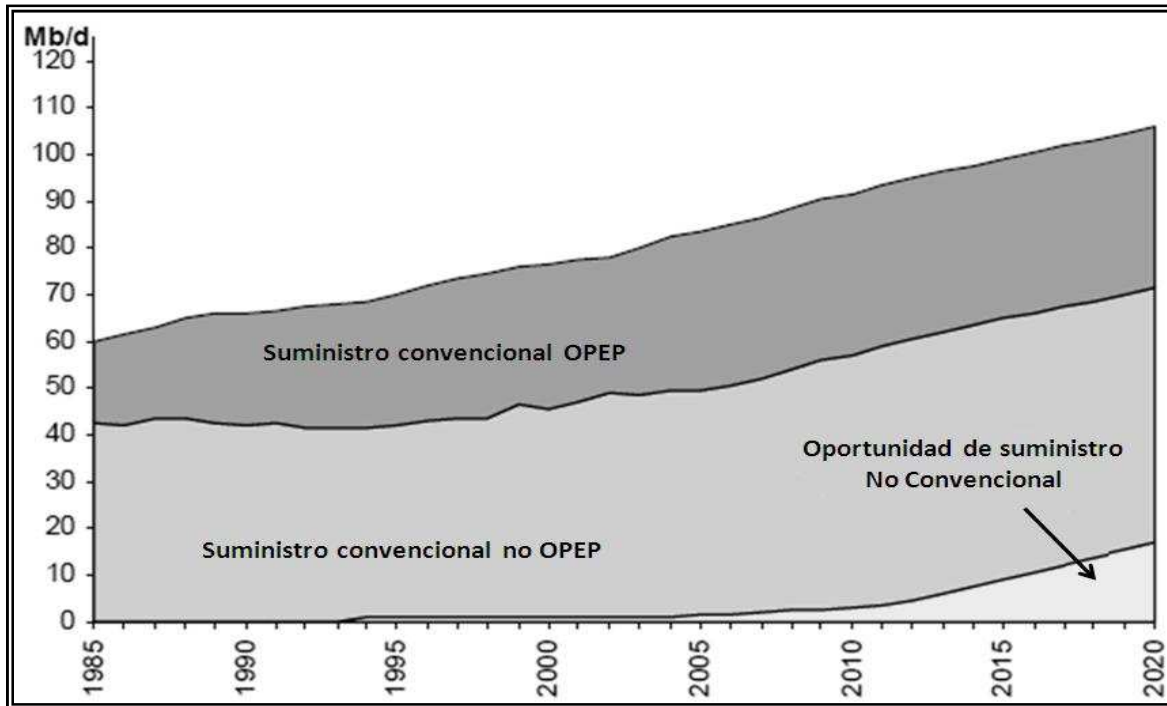


FIGURA 4.1 Producción y pronóstico de producción mundial de hidrocarburos convencionales y no convencionales al 2020 (tomada de Oscar D. Hernández, 2009).

El gas y el aceite de yacimientos convencionales de hidrocarburos han dominado la producción de los últimos 150 años. Si bien la producción de hidrocarburos líquidos y el gas natural se mantiene o sigue en aumento, la tasa de descubrimiento de nuevos yacimientos convencionales a nivel mundial alcanzó su nivel máximo en la década de 1960 para el petróleo y a principios de 1970 para el gas natural, sin embargo la máxima producción se ha tenido en los últimos diez años, aunque la declinación está ocurriendo en todos los campos petroleros grandes, como ocurre en México en el Complejo Cantarell y otros campos gigantes del Sureste mexicano.

La disminución de la tasa de descubrimientos de acumulaciones de tipo convencional ha renovado el interés en las formas de exploración y producción de petróleo y gas no convencionales. La producción anual de gas en EUA demuestra

que este tipo de recurso está tomando un mayor porcentaje del total de la producción de gas natural de ese país (**Figura 4.2**).

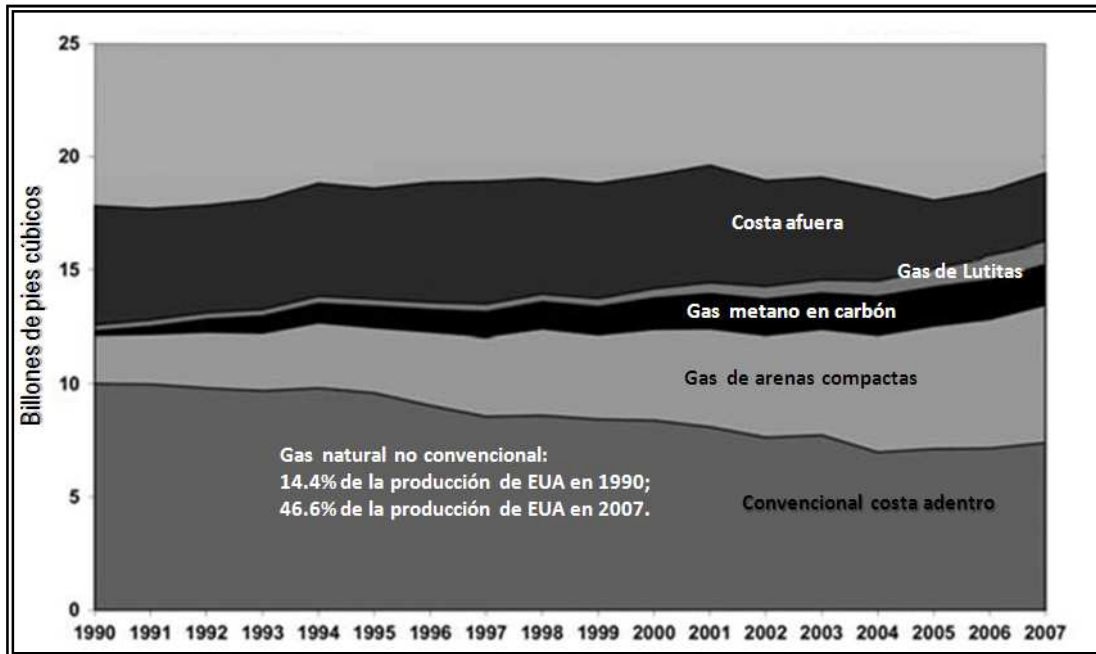


FIGURA 4.2 Producción por tipo de recurso de gas natural en EUA (tomada de Oscar D. Hernández, 2009).

Se ha producido en Estados Unidos de Norteamérica (USA), gas asociado a horizontes de carbón desde 1926 en Oklahoma, y desde 1951 en la Cuenca de San Juan, Nuevo México; sin embargo el gran desarrollo comenzó en 1988. Esto se debió a incentivos tributarios implementados por el Congreso de USA para impulsar la exploración de recursos energéticos alternativos. En los últimos 20 años, se han desarrollado tecnologías en Canadá y Estados Unidos para aislar el agua subterránea y fracturar los depósitos de carbón para liberar su contenido de gas metano.

El gas metano del carbón (CH_4), es generado en forma natural, junto a pequeñas cantidades de otros hidrocarburos y otros gases distintos a los hidrocarburos, contenidos en los mantos de carbón como resultado de un proceso físico y químico en materia orgánica derivada de plantas continentales; este proceso comienza con material orgánico de plantas vasculares con lignina y material herbáceo que se convirtió en carbón y gas natural al mismo tiempo durante la catagénesis. A medida que las plantas se fueron cubriendo de sedimentos e incrementando su profundidad, el calor y la presión aumentaron, causando cambios físicos y químicos en la materia orgánica. Es sobre todo el incremento térmico y la presión, la que transforma el material orgánico en carbón, expulsando el agua y otros constituyentes volátiles fuera de la masa orgánica y concentrando el carbón y gas metano.

Los recursos potenciales de gas en capas de carbón documentados en EUA y Canadá son enormes, estimado en 770 billones de pies cúbicos, siendo la Cuenca Sedimentaria Oeste de Canadá la más grande con más de 500 millones de millones de ft³ (**Figura 4.3**).

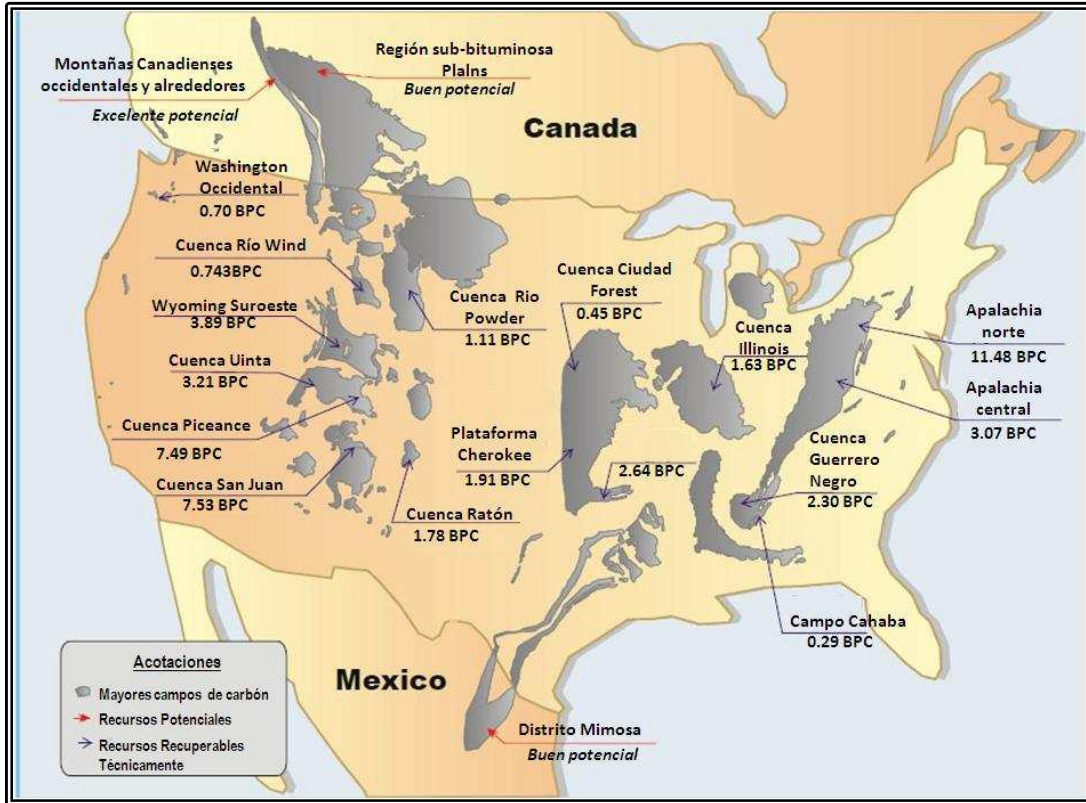


FIGURA 4.3 Mapa de Norteamérica mostrando los principales campos y cuencas de gas metano en carbón (tomada de Oscar D. Hernández, 2009).

Las reservas probadas de esta fuente de gas en Estados Unidos son aproximadamente de 20 billones de pies cúbicos. Muchas compañías están invirtiendo en tecnología para explotar esos recursos de tal manera que la producción de gas de esta fuente en Estados Unidos ha superado 4,800 millones de pies cúbicos de gas por día (MMpcg/d).

4.2 GAS METANO DE CARBÓN

El gas metano que se libera del carbón en minas es llamado gas grisú, es un gas natural inflamable, que puede encontrarse en las minas subterráneas de carbón, se desprende sobre todo durante la excavación, durante el minado y a través de fisuras abiertas en las rocas que contienen carbón. Es capaz de formar atmósferas altamente contaminantes y explosivas.

Según etimologias.dechile.net la palabra grisú proviene del francés grisou (se lee grizu), que sería la forma picarda (Norte de Francia), de *grégeois*, voz utilizada en la locución *feu grégeois* (fuego griego) que se refería a una composición de materias combustibles que prendían fuego en la superficie del agua, que antiguamente los griegos utilizaron durante las guerras.

El metano que compone al gas grisú es y ha sido un problema para la explotación de los cuerpos de carbón, debido al gran riesgo de explosión, ya que ha ocasionado la muerte de muchos mineros. Una de las posibilidades que se ha manejado es el “drenado” de dicho gas previo a la explotación de los mantos de carbón, o su explotación “a posteriori” una vez abandonada la mina. Las cantidades de metano que se encuentran junto al carbón no son suficientes en general como para su explotación comercial a gran escala, aunque si que lo son como fuente local, alternativa y barata de energía para la generación de electricidad dedicada tanto a la industria local (para la minería), como para las poblaciones localizadas en sus cercanías. En épocas recientes, la ley en México sobre la explotación del gas grisú no permitía que otra compañía que no fuera PEMEX, explotara dichos recursos, aunque a esta última no le interese en absoluto la explotación a pequeña escala de recursos que, de otra forma, se están liberando a la atmósfera. Esta liberación incontrolada de gases de efecto invernadero, dentro de los cuales se encuentra el metano, origina que México en estos momentos sea un país contaminador neto y que, a la vez, se esté malgastando un potencial recurso energético que podría aportar riqueza económica suplementaria a ciertas zonas donde hay minas de carbón en el país (Corona-Esquivel *at al.*, 2006).

4.3 ANTECEDENTES DEL GAS GRISÚ

Desde el punto de vista energético, el aprovechamiento del gas metano de las minas de carbón es una realidad desde hace más de medio siglo. Desde el siglo XIX se inicio la desgasificación de las minas de carbón en Inglaterra y al gas obtenido se utilizaba para iluminar la ciudad de Londres. En 1931 se perforó el primer pozo para extraer el gas grisú en West Virginia, EE. UU. En Alemania, desde 1950 se inicio la construcción de gasoductos para transportar el gas grisú, siendo su uso principalmente para la energía térmica y eléctrica (Querol, 2005).

En la producción de gas natural en Estados Unidos, la aportación de las fuentes no convencionales de gas se vuelve cada vez más importante, principalmente la que proviene de la recuperación de depósitos de carbón, conocida como gas grisú ó “coalbed methane” (SENER, 2009).

En la región de Asia-Pacífico, China se consolidó como el principal productor de gas natural en 2008 y produjo 7,341 millones de pies cúbicos por día (MMpcd), esto fue 9.6% mayor respecto al año anterior. Cabe señalar que el desarrollo de la industria de gas en China se realiza por tres compañías

petroleras nacionales: CNPC (también conocido como PetroChina), Sinopec y CNOOC. De acuerdo con los reportes anuales de las tres compañías, la producción de gas natural en 2008 se integró de la siguiente manera: 79.7% CNPC, 9.9% Sinopec y 9.9% de CNOOC; el resto provino del gas grisú, dado que China cuenta con grandes reservas de carbón. En 1996 el gobierno fundó China United Coalbed Methane Corporation (CUCBM) con el fin de desarrollar el aprovechamiento de este recurso, y en 2007 esta compañía se abrió a la inversión extranjera para intensificar su desarrollo. El Gobierno está promoviendo el desarrollo del gas grisú con incentivos fiscales, e incluso se ha planteado aprovechar 960 MMpcd para 2010. A finales de 2007, China obtuvo un certificado de crédito de carbón colocado por las carboeléctricas (SENER, 2009). El uso del gas grisú es muy eficiente para reducir los gases de efecto invernadero ya que el metano liberado por las minas de carbón es más dañino que los que provienen del CO₂.

4.4 COMPOSICIÓN DEL GAS GRISÚ

El gas de las minas es prácticamente idéntico al gas natural en su composición, por lo que puede ser utilizado como combustible. El contenido y la composición química del gas grisú es variable, según los yacimientos, aunque en la mayoría de los casos el componente principal del gas grisú es el metano(CH₄), con cantidades menores aparecen otros gases, principalmente dióxido de carbono (CO₂), nitrógeno (N₂), oxígeno (O₂), agua (H₂O), ácido sulfhídrico (H₂S) y otros hidrocarburos (Querol, 2005); también puede venir asociado en menor proporciones, argón, helio e Hidrogeno.

4.5 ORIGEN DEL GAS GRISÚ

El gas grisú tiene el mismo origen que el carbón y se forman al mismo tiempo, son el producto de la descomposición lenta de materia orgánica continental de plantas superiores. En el proceso de carbonización, el carbón desprende diversos elementos, como hidrogeno, carbono y oxígeno, también desprende agua y otros gases como el dióxido de carbono y el metano, siendo estos los más importantes.

Una parte de estos gases en parte quedan retenidos en la capa de carbón y estratos adyacentes, mientras que el resto migra.

4.6 EL GAS GRISÚ EN EL CARBÓN

La mayor parte del gas grisú, aproximadamente el 95%, se encuentra adsorbido sobre la superficie interna del carbón. Esta adsorción es debida a las Fuerzas de Van der Waals entre las moléculas del gas y las partículas de

carbono. Se estima que el carbón tiene una superficie interna de 20 a 200 m^2/g , con lo cual puede adsorber una cantidad importante de gas grisú.

El resto del gas grisú, alrededor del 5%, está en forma libre en las grietas, fisuras y fracturas que existen en el interior de la capa y del propio carbón, este se puede explotar con pozos que corten a esas discontinuidades geológicas.

También es posible la presencia de gas grisú en otros tipos de secuencias sedimentarias, como lutitas, yeso y caliza; su contenido ocurre en los poros de las rocas a diferencia de los mantos de carbón que corresponde con una sustancia adsorbente.

4.7 EL GAS GRISÚ EN LA MINA

Cuando se crea un socavón en la mina para la explotación del carbón, se produce una zona de relajación de presiones alrededor del hueco, que a su vez está rodeada por otra zona de sobrepresiones.

Estos cambios pueden originar la aparición de fracturas en ambas zonas, permaneciendo abiertas únicamente en la zona distendida (extensión). Si en esta zona existe carbón con gas grisú, éste fluirá hacia el hueco. En primer lugar lo hará el gas libre de las fisuras y después, el gas adsorbido se desplaza lentamente hacia las fisuras y de ellas al hueco; este fenómeno se denomina desgasificación.

Cuando se explota el carbón, éste suele estar parcialmente desgasificado y continua desgasificándose mientras se transporta hacia el exterior. La velocidad con que se desgasifica depende de diversos factores como la granulometría del carbón, la temperatura en el interior de la mina y la composición del gas grisú, el cual puede contener cantidades menores de etano, propano y butano.

Cuando el gas grisú llega a un hueco natural o artificial se diluye en la atmósfera, mezclándose con el aire de la ventilación de la mina.

4.8 PROPIEDADES DEL GAS GRISÚ

Desde el punto de vista de la seguridad en las minas subterráneas de carbón, las propiedades más importantes del gas grisú son su inflamabilidad y su densidad, éstas dependen del componente principal, que es el metano.

En cuanto a la inflamabilidad, la mezcla de metano y aire (con oxígeno), es explosiva entre el 5% y el 15%, siendo estos porcentajes límite inferior de explosividad (LIE) y límite superior (LSE), respectivamente. Por encima del 15% la mezcla arde pero sin explotar y por debajo del 5% ni arde ni explota.

Con respecto a la densidad del metano, este es más ligero que el aire, por lo cual puede flotar. Por las condiciones de baja velocidad de la ventilación, el gas grisú puede acumularse en las zonas más altas de las galerías de las minas en concentraciones inflamables. A altas velocidades el gas grisú se mezcla con el aire no siendo posible su separación posterior debido a la diferencia de densidades.

4.9 EXPLOSIONES DEL GAS GRISÚ

Cuando la concentración de metano se encuentra entre los límites de explosividad, puede producirse una explosión si en la zona existe una fuente de energía suficiente. Ésta puede ser:

- Llamas desnudas.
- Chispa de origen mecánico.
- Compresiones adiabáticas u ondas de choque.
- Superficies o gases calientes.

La concentración más peligrosa es la correspondiente al 9.5%, que es la que corresponde a la mezcla que menor energía se necesita para provocar una explosión.

En caso de producirse una explosión de gas grisú en una mina de carbón, los resultados pueden ser catastróficos en pérdidas de vidas humanas y materiales. Además, una explosión de gas grisú puede iniciar una explosión de polvo de carbón, de consecuencias mucho más catastróficas.

Una explosión de gas grisú se desarrolla como una onda de choque (un aumento repentino de presión) seguido de un frente de reacción (una llama). En el caso de que exista polvo de carbón depositado en las paredes de las galerías, la onda de choque provoca que el polvo se ponga en suspensión en la atmosfera, incendiándose con el paso de la llama y provocando una explosión de polvo de carbón. Esta explosión progresará por las diferentes partes de la mina donde haya suficiente polvo de carbón depositado en las paredes. La mayor catástrofe minera en Europa ocurrió en Francia el 10 de marzo de 1906, en la denominada Catástrofe de Corrurieres. Oficialmente murieron 1099 personas, debido a una explosión de polvo de carbón que recorrió 110 km de galerías, probablemente originada por una explosión de gas grisú.

En México, el gas metano o grisú, está asociado con las grandes tragedias mineras que han ocurrido en Coahuila, ya que el gas grisú es el responsable de explosiones en las minas de carbón al encontrarse adsorbido en los yacimientos de carbón.

La ventilación en las minas no a sido suficiente, ya que la madrugada del 19 de Febrero del 2006, una explosión ocurrida en la mina de carbón Pasta de Conchos, en San Juan de Sabinas, en la región de Nueva Rosita de Coahuila, México, provoco la muerte de 65 trabajadores mineros por no llevar acabo un control estricto de los niveles de acumulación de gas metano en el interior de la mina; es recomendable antes de explotar el carbón, extraer el gas grisú y aprovecharlo, como fuente de energía.

4.10 MEDIDAS DE SEGURIDAD

El gas metano es producido por los métodos de desgasamiento del carbón, lo cual permite mantener las operaciones mineras con los rangos de seguridad requeridos.

Las medidas de seguridad relacionadas con el gas grisú se diseñaron con la finalidad de evitar las explosiones o minimizar sus efectos. Para evitar las explosiones es posible actuar de dos maneras:

- Mantener la concentración de metano por debajo del 5%.
- Evitar las fuentes energéticas capaces de inflamar el metano.

Para el primer caso se recurre a la ventilación, así el aire limpio que se introduce del exterior diluye el metano en el interior de la mina de manera que su concentración sea inferior al 5%. La medida con la que se obtiene la concentración se realiza con unos aparatos llamados metanómetros o grisúómetros.

En el segundo caso se debe utilizar en el interior de las minas subterráneas de carbón equipos y materiales especialmente diseñados para utilizarse en atmósferas explosivas. Esto incluye equipos, maquinaria y materiales eléctricos, explosivos y accesorios de voladura.

Como medidas de seguridad extremas se recurre a sistemas que eviten que una explosión se propague. En el caso de que se requiera utilizar alguna maquinaria eléctrica se recurre a envolventes capaces de soportar una explosión en su interior sin propagarla; es lo que se conoce como envolventes antideflagrantes.

También se usan dispositivos colocados en las galerías que impiden que una explosión se propague al resto de la mina, estas se denominan barreras. Su funcionamiento se basa en la dispersión de agua o polvo de roca inerte en la atmósfera para enfriar la explosión y extinguirla.

En México, el Reglamento para la Recuperación y Aprovechamiento del Gas Asociado a los Yacimientos de carbón de la industria minera, entró en vigor en diciembre de 2008. Se diseñó el reglamento para recuperar y aprovechar el

Gas Asociado a los Yacimientos de Carbón Mineral, por lo que hubo un cambio importante en la ley, la cual contempla también mejorar la seguridad de los trabajadores, reducir la contaminación del medio ambiente y buscar la disminución de los riesgos de los accidentes en las minas; todo esto ocurrió a raíz de la explosión de la Mina Pasta de Conchos, donde fallecieron 65 trabajadores mineros (Coronado, 2009).

La Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos de América, reconoce que el venteo del gas grisú (liberado a la atmósfera), conlleva un grave problema ambiental, ya que el metano ocupa el segundo lugar en contribución al efecto invernadero, debido a que es veinte veces más efectivo que el bióxido de carbono, para retener el calor terrestre.

México está obligado a reducir emisiones de efecto invernadero conforme al Protocolo de Kyoto, firmado en Japón el 11 de Diciembre de 1997 y aprobado por la Cámara de Senadores el 29 de Abril de 2000, según Decreto publicado en el Diario Oficial de la Federación el 1 de Septiembre de 2000, el cual entró en vigor el 16 Febrero de 2005.

4.11 CONSECUENCIAS DEL EFECTO INVERNADERO

Los expertos en el cuidado del medio ambiente consideran que entre las principales consecuencias del efecto invernadero está el cambio climático, que incluye: incrementos en la temperatura, propagación de plagas como dengue y paludismo, inundaciones y pérdida de la capa de ozono. También trae como consecuencia que ocurran fenómenos climáticos más frecuentes, como los ciclones y huracanes, que han ocasionado lamentables desastres naturales, como el caso del huracán Katrina en Nueva Orleans; igualmente acelera la desertificación y las sequías, se pierden costas por el aumento del nivel del mar; todo lo cual ocasiona un incremento de enfermedades y una disminución significativa en la calidad de vida de la población, entre otros impactos. Los fenómenos meteorológicos como el huracán Katrina, que son causados por el calentamiento global, a su vez incrementan el precio de los hidrocarburos, como es el caso del gas natural, esto ocurre por la interrupción de las actividades de explotación de hidrocarburos en el Golfo de México y otras regiones petroleras afectadas.

En cuanto a las áreas forestales, las modificaciones en el uso del suelo, la deforestación y los incendios acentuarán los efectos del cambio climático, particularmente en aquellas áreas de clima templado. Por lo que corresponde a la sequía meteorológica y su severidad, un tercio del país ya presenta erosión hídrica severa. Esta es mucho más intensa en la región Norte y en las zonas densamente pobladas.

El incremento de los costos económicos y sociales relacionados con los daños ocasionados por los efectos del cambio climático nos debe impulsar, por una

parte, a adoptar políticas de mitigación, entre las que debe incluirse la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, particularmente el gas grisú. Por otra parte, nos debe alertar sobre el alto grado de vulnerabilidad que tiene México, esto forzosamente deberá traducirse en políticas más estrictas que contribuyan a reducir los efectos negativos de este problema ambiental.

De acuerdo con un informe del Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático, formado en 1988 por el Programa Ambiental de las Naciones Unidas y la Organización Mundial Meteorológica, la concentración del metano en el último siglo se ha incrementado en un 151%. También un informe de México ante el Secretariado de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático, revela que en tan sólo tres años, del total de las emisiones nacionales, una cuarta parte correspondió al metano.

Por lo que anterior, es necesario seguir reformando a la Ley Minera para evitar el desperdicio económico de un recurso no renovable, evitar el venteo de metano que contamina y contribuye al efecto invernadero, y evitar más pérdidas humanas por la falta de desgasificación adecuada de las minas de carbón mineral.

No se puede seguir deteniendo el desarrollo nacional al seguir desperdiciando recursos no renovables como el gas grisú, recurso natural de gran importancia; se debe contribuir a minimizar el cambio climático e implementando medidas correctivas que cuiden la vida e integridad física de los trabajadores en las minas de carbón mineral (grupo parlamentario del PRI, 2005).

4.12 UTILIZACIÓN DEL GAS GRISÚ

El gas grisú puede ser aprovechado como fuente de metano, para ello se recurre a recuperarlo del interior de las minas o de las capas de carbón que están en el subsuelo.

En México, las cantidades de metano ó gas grisú generadas no son suficientes como para su explotación comercial de grandes empresas como PEMEX, pero si lo son como fuentes locales, alternativas y baratas de energía para la generación de electricidad dedicada tanto a la industria local (para la misma minería), como para las poblaciones localizadas en sus cercanías (Corona-Esquivel *at al.*, 2006).

4.13 ORIGEN DE LOS YACIMIENTOS DE CARBÓN

Debido a que el gas grisú tiene el mismo origen que el carbón mineral y se forma al mismo tiempo que este, se hablara en este trabajo del carbón, ya que

en la Cuenca de Sabinas, Coahuila, se encuentran yacimientos importantes de Carbón Mineral en explotación.

Generalmente se define al carbón como una roca sedimentaria de origen orgánico que se genera por la diagénesis, a cierta presión y temperatura, a partir de la transformación de la materia vegetal procedente de pteridofitas, gimnospermas y angiospermas. La composición del carbón incluye carbono, hidrógeno, oxígeno, así como pequeñas cantidades de azufre y nitrógeno: contiene además, dióxido de carbono y metano: compuestos aceitosos, como alquitrán y brea, que a su vez contienen amoniaco, tolueno, naftas y creosotas (Wilkins y George, 2002). La mayoría de los yacimientos de carbón mineral se generan en paleoambientes pantanosos asociados a lagunas, deltas o estuarios.

La formación de yacimientos económicamente rentables ocurre cuando se cumplen las siguientes cuatro condiciones:

1. Presencia de vegetación muy abundante, normalmente en un ambiente tropical, cálido y húmedo.
2. Ambiente tectónico de subsidencia balanceado con el crecimiento y sepultamiento de la vegetación.
3. El sepultamiento de la vegetación muerta debe ser rápido, de tal manera que ésta no quede expuesta a la oxidación en la superficie. Bajo estas condiciones, la descomposición de la materia orgánica sepultada ocurre muy lentamente o no sucede, permitiendo que se forme la turba, en una primera fase de cambio.
4. Todas las condiciones anteriores deben presentarse juntas durante intervalos de tiempo prolongados, alternados con lapsos durante los que se depositen otro tipo de sedimentos.

La acumulación de la turba se lleva a cabo in situ, en el propio medio de vida de las plantas como pantanos, deltas, estuarios o lagunas costeras y, muy pocas veces, por transporte fluvial desde medios distintos. Estas características permiten diferenciar los carbones autóctonos, formados por el propio ecosistema y los carbones alóctonos, formados en un medio diferente al ecosistema original; en estos casos la materia vegetal ha sufrido un transporte más o menos largo. Según el medio en que se formó, también es posible diferenciar entre los carbones hímnicos, formados en medios lacustres o pantanos, y parálidos, formados en ambientes transicionales como deltas, estuarios o lagunas (Piedad-Sánchez, 2005).

Así los medios más propicios en los que pueden darse procesos de acumulación de materia vegetal que pueden formar carbón son:

- Lagunas, estuarios y marismas, saladas o salobres. Éstas son zonas con comunicación ocasional con el mar, en las que se produce una importante actividad biológica vegetal.
- Zonas pantanosas, ciénagas, canales, lagos y charcas intracontinentales, con vegetación de tipos diversos (Herbácea o leñosa), controlada por la profundidad del medio, sus condiciones del fondo, temperatura de las aguas, etc.
- Manglares de las zonas tropicales que se encuentran bordeando a las lagunas y a los estuarios.
- Ambientes fluviales y deltaicos.

Un factor también importante es el clima (paleoclima), imperante durante la época de formación de la materia orgánica que después se transforma en carbón; los más favorables son los paleoclimas tropicales, generadores de vegetación exuberante. Asimismo, es importante considerar la edad de las series sedimentarias en las que aparece, ya que las plantas vasculares aparecieron en el Silúrico, y poblaron la mayor parte de la superficie de la tierra durante el Devónico, originándose entonces la materia orgánica que formó los depósitos de carbón más antiguos conocidos en las secuencias paleozoicas de Europa y Norteamérica. Posteriormente, se formaron yacimientos de carbón de todas las edades, aunque existen períodos especialmente favorables que se explican por factores fundamentalmente tectónicos, paleoclimáticos y de tipo de vegetación predominante en cada uno de dichos períodos (Piedad-Sánchez, 2005).

4.13.1 Ciclotemas

Desde el punto de vista estratigráfico, el carbón es una roca sedimentaria organoclastica de grano fino, compuesta esencialmente de restos carbonizados de plantas. Estas rocas organoclasticas suelen constituir secuencias estratigráficas características que reciben el nombre de *ciclotemas*, es decir, una secuencia litológica que se repite en el tiempo.

Los ciclotemas están típicamente constituidos, de la base a la cima, por capas de: (1) arcillas (lacustres o marinas), (2) areniscas y limolitas, (3) conglomerados, y (4) carbón. Aunque no todos los ciclotemas contienen yacimientos de carbón económicamente explotables; el estudio de estas secuencias ha llevado a un mejor entendimiento de la formación de tales yacimientos (Prothero y Schwab, 1996). Debido a esta condición estratigráfica, con frecuencia el carbón forma mantos de gran extensión, cuyo espesor varía desde pocos milímetros hasta varios metros. En otros casos, los estratos de carbón aparecen intercalados aleatoriamente con areniscas, limolitas, margas o calizas. Es de destacar que la zona de transición continental/marina constituye

el ambiente sedimentario más frecuente asociado a la génesis de yacimientos de carbón.

La mayoría de los ciclotemas con carbón se extienden a través de grandes regiones continentales formando series, aunque raramente pueden también presentarse aislados. En Norteamérica, los ciclotemas portadores de carbón se extienden por miles de kilómetros cuadrados, son notablemente uniformes en espesor y en organización interna. Durante el Carbonífero, gran parte de Norteamérica Oriental era una enorme planicie que yacía casi al nivel del mar, similar a la actual planicie costera del Golfo de México. El apilamiento de estos ciclotemas carboníferos indica frecuentes y repetidos ascensos y descensos del nivel del mar que favoreció el crecimiento masivo de plantas continentales en los descensos del nivel del mar (Prothero y Schwab, 1996).

4.13.2 Deltas

Otro de los ambientes sedimentarios favorables para la formación de yacimientos de carbón es el deltaico. La distribución, orientación y arquitectura de los deltas depende de varios factores, como son el clima, el caudal del río y la dinámica de éste en la desembocadura, el aporte de sedimentos, el oleaje, los vientos; así como la pendiente, configuración y “movilidad tectónica” de la cuenca de depósito. Por lo general, los sedimentos deltaicos presentan grandes espesores (varios cientos de metros), principalmente areniscas, limolitas y lutitas. Las capas de carbón que se forman en estos ambientes suelen contener fauna en las unidades inter-estratificadas que pueden indicar ambientes de aguas marinas o continentales que, junto con las estructuras sedimentarias, sugieren condiciones de depósito en aguas poco profundas o transicionales, cuyos cambios se explican por fluctuaciones menores del nivel medio del mar, (Diessel, 1992; Prothero y Schwab, 1996).

4.13.3 Tipos de carbón

La formación del carbón se inicio durante el periodo carbonífero, conocido como la primera era del carbón, que comprende desde hace 360 millones de años a hace 290 millones de años.

La calidad de cada depósito de carbón se determina por la temperatura y la presión a la que se sometió la materia orgánica leñosa, así como por el tiempo de formación, todo esto proporciona cierta madurez orgánica.

De acuerdo a las presiones y temperaturas que los hayan formado se pueden tener distintos tipos de carbón: turba, lignito, hulla (carbón bituminoso) y antracita. Cuantas más altas son las presiones y temperaturas, se origina un carbón más compacto y rico en carbono y con mayor poder calorífico.

La turba es poco rica en carbono y muy mal combustible. El lignito ó “carbón marrón” viene a continuación en la escala de riqueza, pero sigue siendo mal combustible ya que tiene una madurez térmica baja, aunque se usa en algunas centrales termoeléctricas; en comparación con otros carbones el lignito es bastante blando y su color puede variar de negro oscuro a diferentes tonalidades de marrón. La hulla es mucho más rica en carbono y tiene un alto poder calorífico por lo que es muy usada en las plantas de producción de energía eléctrica. En algunos casos la hulla está impregnada de sustancias bituminosas de cuya destilación se obtienen interesantes hidrocarburos aromáticos y un tipo de carbón muy usado en siderurgia llamado coque, pero también contiene elevadas cantidades de azufre que son una fuente muy importante de contaminación del aire. La antracita es el mejor de los carbones, muy poco contaminante y tiene un alto poder calorífico.

4.13.4 Carbonización o Coalificación

El índice de cambio sufrido por un carbón al madurar desde la turba hasta la antracita, es conocido como carbonización, tiene una gran importancia en las propiedades físicas y químicas, y se denomina “nivel” del carbón.

Hace más de 100 años se utilizaba la llamada regla de Hill, según la cual a medida que se profundiza en una explotación del carbón, el contenido en volátiles disminuye. Esta idea simple es la base conceptual en la que se apoya la evolución de la materia orgánica durante el enterramiento subsiguiente a la sedimentación. Es un proceso esencialmente físico-químico, con participación biológica en las primeras etapas, que se conoce con el nombre de carbonización o coalificación.

Los factores que influyen en este proceso son: temperatura, presión y tiempo. Los dos primeros están relacionados con el enterramiento y con el gradiente geotérmico; en condiciones normales el enterramiento progresivo produce un aumento de presión debido al peso de los sedimentos suprayacentes, y un aumento de temperatura del orden de 33°C/Km (gradiente geotérmico medio), si bien en zonas concretas este gradiente puede ser mucho más alto o mas bajo.

El factor tiempo tiene una importancia extraordinaria en los cambios que experimenta la materia orgánica junto con los sedimentos, ya que ocurren cambios en la materia orgánica que origina geles (geopolímeros), que sufren procesos de envejecimiento que les llevan primero a deshidratarse, luego a reordenarse y formar moléculas con mayor grado de orden, hasta dar formas cristalinas incipientes. Este proceso puede tener lugar independientemente de la temperatura y de la presión, siendo por tanto, solamente función del tiempo. Esto explica la formación de carbones en cuencas antiguas que no han sufrido enterramientos importantes, como es el caso de la de Puertollano, Ciudad Real, España.

El principal cambio que se produce en la coalificación es el incremento del contenido en carbono frente a volátiles y humedad, acompañado de pérdida de oxígeno en forma de H_2O y CO_2 (desde valores por encima del 20% hasta valores próximos a cero en las antracitas) y pérdida de hidrógeno en forma de agua e hidrocarburos ligeros (desde valores del orden del 5.5% a contenidos entre el 2.5 y el 4%). El contenido en carbono pasa de valores del orden del 65% a por encima del 95%.

En los primeros estadios del proceso (transformación de la materia vegetal en turba) juega un papel importante la actividad biológica - bacteriana. En estadios sucesivos los cambios son ya de tipo físico - químico.

Según www.carbunion.com, los carbones de rango bajo, como el lignito y los carbones subbituminosos son normalmente más blandos y desmenuzables, con un aspecto más mate y terroso. Se caracterizan por niveles de humedad altos y bajo contenido en carbono, por lo que su contenido energético también es bajo. Los carbones de nivel alto suelen ser más duros y resistentes, y a menudo tienen un color más negro y aspecto vítreo. Contienen más carbono, menos humedad y producen más energía. La antracita se encuentra en el rango superior de la escala de categorías, tiene un contenido superior de carbono y energía, y un nivel inferior de humedad (**Figura 4.4**).

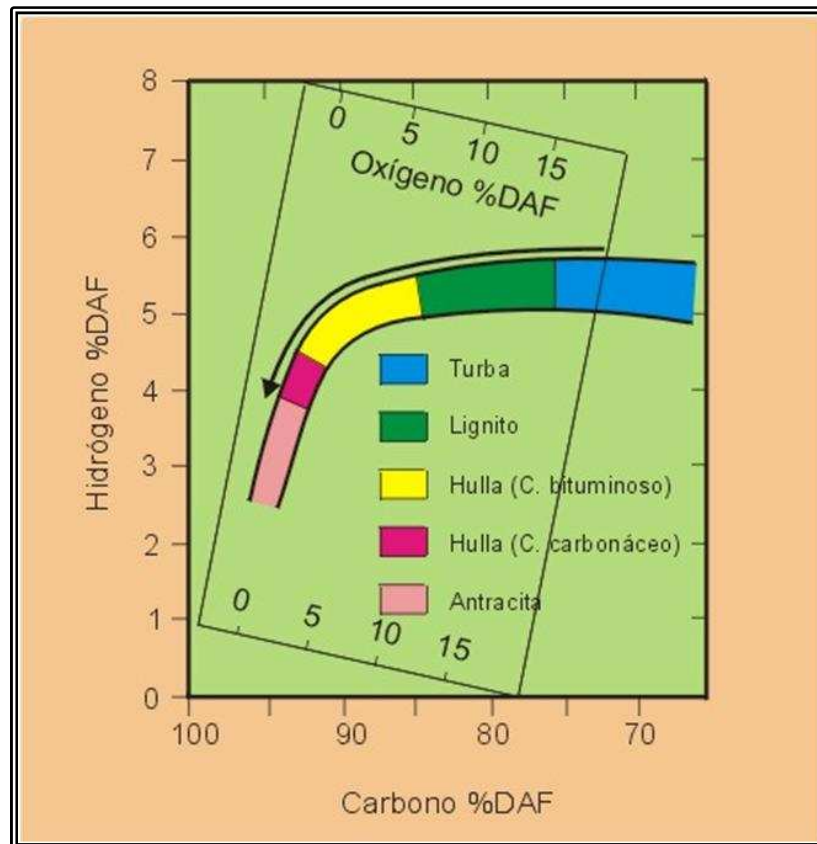


FIGURA 4.4 Cambios que se producen en la carbonización como producto del sepultamiento y los incrementos de temperatura (Tomada de Higuera *et al.*, 2010).

4.14 POTENCIAL DE GAS GRISÚ COMO UNA FUENTE DE ENERGÍA EN MÉXICO

En la Cuenca Sabinas el promedio de las tasas de producción de gas diaria por pozo es de 0.5 a 2.0 millones de pies cúbicos por día (MMpc/d), lo que indica una alta probabilidad de factibilidad comercial. La Formación Olmos (incluidos los plays La Gloria, La Casita y Padilla-Virgen), en la actualidad produce el 96% de gas seco proveniente de la Cuenca de Sabinas. El potencial de gas adicional es de más de 147 MMMpc que puede existir en los horizontes de carbón en el Noreste de la cuenca, que abarca una superficie de 6,900 km² (Suro y Roca, 2005).

Usando modelos geoestadísticos y las Cuencas de San Juan y Greater Green River en el Oeste de EE.UU., como puntos de comparación, la Cuenca de Sabinas, que es una fuente de gas natural, puede contener 1,000 MMMpc de nuevos recursos de gas metano de capas de carbón, que pueden proporcionar gran parte de las necesidades de gas metano para la industria local por más de 20 años (Suro y Roca, 2005).

4.15 LAS COMPLEJIDADES DE LA PRODUCCIÓN DE METANO EN CAPAS DE CARBÓN

El carbón se forma a partir de la turba con el tiempo, por el incremento de temperatura y la presión. Las capas de carbón existentes en los yacimientos que son geológicamente complejos, por lo general en ambientes sedimentarios que son los pantanos fluviales o fluvio-deltaicos y lagos.

Ellos son la fuente, el yacimiento y la trampa, todo en uno. Los carbones son naturalmente fracturados y friables. El mecanismo de almacenamiento de gas es por adsorción de una capa monomolecular de metano en la superficie del carbón. El contenido de gas, en pies cúbicos por tonelada estándar de carbón, se puede determinar por una prueba de desorción. La producción de gas es una función de la reducción de la presión del yacimiento, lo cual causa la desorción del metano.

Los carbones existen dentro de una geometría de fracturas de alta complejidad. Además, las fracturas en el sistema pueden tener hasta seis ó siete componente por separado. Esta geometría de fractura intrincada y la presión del yacimiento hace la producción de gas altamente variable. Una capa de carbón típica libera el 80% de gas a baja presión (100 psi). A modo de comparación, un yacimiento de arenisca convencional liberaría el 80% de gas libre a 1000 psi. En cualquier caso, una presión de desorción crítica se debe alcanzar antes de que la desorción pueda ocurrir.

En la **Figura 4.5** se muestra una sección delgada (fotomicrografía del microscopio petrográfico), de sistemas de fracturas naturales, en el carbón. Las fracturas naturales pueden ser muy heterogéneas y tienen muchas extremidades potenciales de finos de carbón para tender un puente.

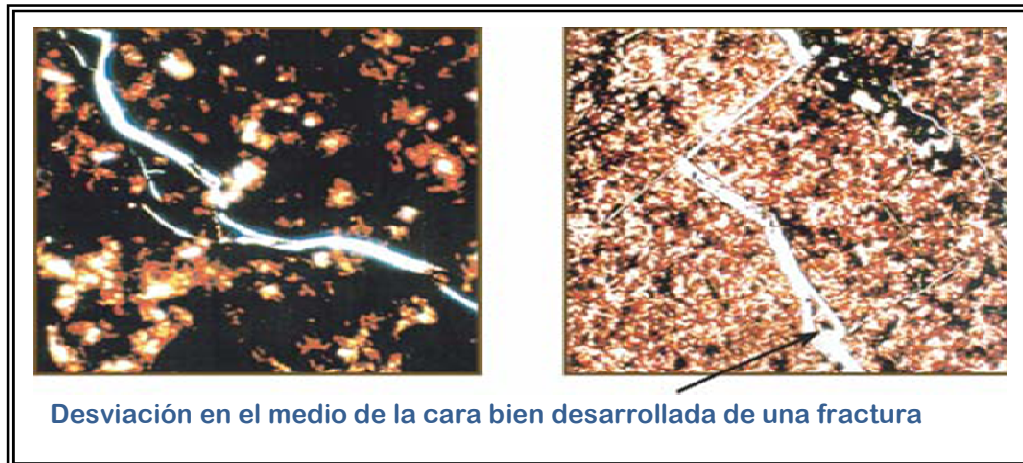


FIGURA 4.5 Ilustración de fracturas naturales (cleating), en una capa de carbón (tomada de Suro-Pérez, 2005).

El mecanismo de producción de metano en capas de carbón se lleva a cabo en tres etapas. Dentro de la red de fracturas naturales, el gas se desorbe desde el interior del carbón, a continuación, fluye a través de la matriz del propio carbón, y finalmente, fluye a través de la red de fracturas (**Figura 4.6**).

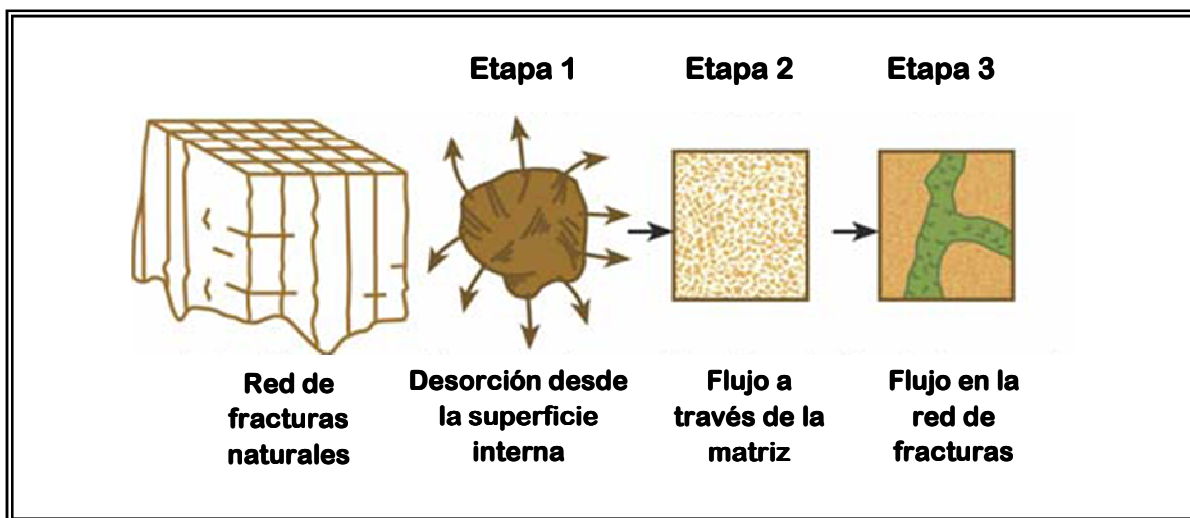


FIGURA 4.6 Mecanismo de producción de metano en capas de carbón (tomada de Suro-Pérez, 2005).

Los factores que afectan la productividad en capas de carbón incluyen:

- Permeabilidad (en relación con el sistema de fractura).
- Contenido de gas.
- Espaciamiento del pozo.

- Saturación gas/agua inicial. (también en relación al sistema de fractura).
- Baja presión en la cabeza del pozo para maximizar la producción y la recuperación.

Normalmente, la producción de gas en yacimientos de carbón al principio es máxima (menos de tres años), luego se disminuye un poco. La disminución de la tasa de producción esta influenciada por el espaciamiento del pozo dentro del yacimiento. Al mismo tiempo, la producción de agua se reduce significativamente en el mismo periodo, y luego disminuye gradualmente con el tiempo (**Figura 4.7**).

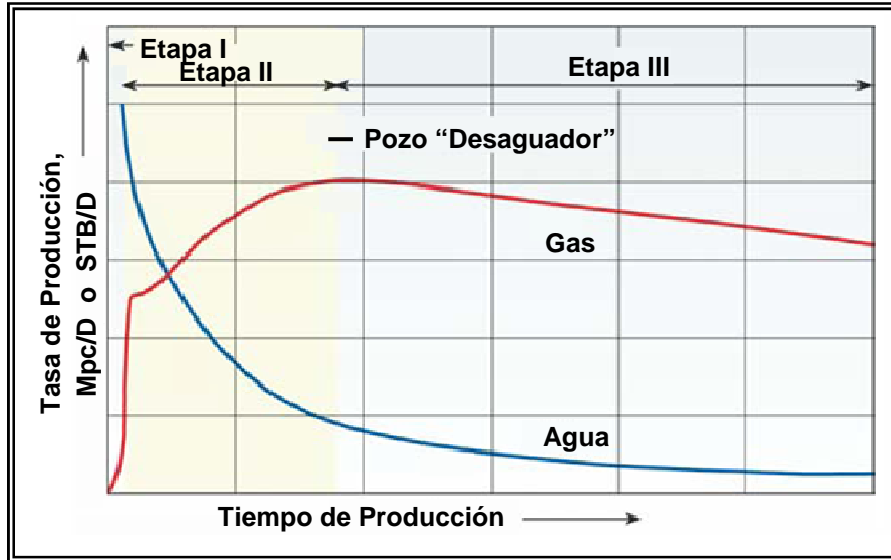


FIGURA 4.7 Típico perfil de producción de un pozo de metano en capas de carbón (Tomada de Suro-Pérez, 2005).

4.16 YACIMIENTOS DE CARBÓN EN MÉXICO

4.16.1 Antecedentes

En México, se conoce el carbón mineral como un recurso económicamente rentable desde 1850, cuando Birkinbine publicó algunos datos sobre el hierro y carbón de Oaxaca, redescubiertos por Camacho Jiménez, en el año de 1921.

Las primeras concesiones para la explotación del carbón en México, se llevaron a cabo en 1828, otorgando a la antigua población de Rosita, privilegios para explotar hierro y carbón. Sin embargo, los métodos primitivos, los altos impuestos y la falta de comunicación impidieron su desarrollo.

Cabe destacar que los primeros trabajos exploración sistemática los realizó en 1860 el Ingeniero Jacobo Küchler, cuando presentó la primera descripción fisiográfica y geográfica del área de San Felipe El Hondo, población cercana a Sabinas, Coahuila (Salas y Benavides, 1976). También las primeras noticias serias respecto a la Cuenca Carbonífera de Sabinas fueron del Ingeniero Küchler quien en 1866, menciona la existencia de dos capas de carbón

aflorando con un espesor de 1.22 m y lo clasifica de buena calidad y apto para coquizar.

La primera fase de producción comercial de la que se tiene referencia se inició en 1884, en un socavón excavado cerca del pueblo de San Felipe, al Sur de la Estación Sabinas, en el estado de Coahuila. El carbón se utilizó primero para fundir cobre en las minas de Pánuco (al Suroeste de la Estación Candela en Coahuila), después para proveer de combustible a los ferrocarriles y hacia finales del Siglo XIX, para las nacientes industrias metalúrgicas y del acero.

Durante el período de 1910-1930, el uso del carbón fue desplazado por el petróleo y gas natural, sin embargo, continuó siendo un factor indispensable en la industria siderúrgica, minero-metalúrgica y en la generación de energía eléctrica, originando un sólido mercado interno y externo. Durante esta época, los subproductos de los materiales volátiles fueron desaprovechados. A partir de 1930 y hasta 1959 la explotación del carbón fue esencial para el desarrollo cada vez más estable de las industrias impulsadas desde 1910, contrastando con la forma muy limitada en que fue aprovechado para la generación de energía eléctrica. Se estima que por esos años el porcentaje máximo utilizado en este servicio no sobrepasaba a las 250,000 ton/año. En este mismo periodo se establecieron las primeras plantas para obtener los subproductos de los materiales volátiles del carbón (Salas y Benavides, 1976).

Las estadísticas muestran que de 1902 a 1910 se produjeron 10.08 millones de toneladas de carbón “todo uno”, es decir como viene de las minas y el cual no ha sufrido ningún tipo de transformación. De 1911 a 1921 la producción bajó a 3.97 millones de toneladas debido a los disturbios durante la Revolución Mexicana. De 1921 a 1940, época en que proliferaron las compañías carboníferas pequeñas y se iniciaron algunas mayores, la producción acumulada fue de 31.99 millones de toneladas de carbón “todo uno”, casi todo coquizable. Este carbón se explotó de las subcuencas de Sabinas, Esperanza y otras, en el estado de Coahuila (Salas y Benavides, 1976).

A partir de 1954 se instalaron en el país plantas coquizadoras de capacidad suficiente para recuperar hasta el 85% de los subproductos de carbón. En 1959 se instaló en Monclova, Coahuila, la primera planta de fertilizantes que utilizó gas de la coquizadora construida por Mexicana de Coque y Derivados S.A. de C.V. con una capacidad de 560,000 ton/ año (Piedad-Sánchez, 2005). En la actualidad, la mayor parte de la producción de carbón en México es para abastecer el mercado interno (electricidad y siderúrgica).

La industria del carbón en nuestro país es primordial como generadora de empleos, inversiones y de electricidad con bajos costos. Sin embargo, la participación de México con respecto a los países más importantes en la exportación del carbón hacia Estados Unidos de América (el principal mercado mundial) es nula, no pudiendo competir con China y Canadá, que son los principales productores de carbón en los últimos años (Gobierno del Estado de Coahuila, 2003; Piedad-Sánchez, 2005).

Hasta el año 2004 y de acuerdo con la Dirección General de Minas de la Secretaría de Economía, la Región Carbonífera de Coahuila sigue teniendo el primer lugar en el país en la producción de carbón, con un estimado de 11, 305, 022.50 toneladas anuales, señalándose que Coahuila registró un valor de la producción minera para el año 2003 de 2, 293, 050, 400 millones de pesos para el carbón (Piedad-Sánchez, 2005).

4.16.2 Localización de las Cuencas Carboníferas de México

Si bien se conoce la presencia de indicios de carbón mineral en varios estados de la República Mexicana, los principales yacimientos de este recurso natural se localizan en 3 regiones que, citadas en orden de importancia actual, corresponden a los estados de Coahuila, Oaxaca y Sonora.

Actualmente, el mayor conocimiento tanto geológico como económico se tiene en las Subcuencas del distrito Monclova-Sabinas del Estado de Coahuila, Las Subcuencas en el distrito Tezoatlán-Mixtepec, Oaxaca, y las de San Javier-San Marcial en la Cuenca de Barrancas, Sonora.

En otros estados de la República como Colima, Chihuahua, Chiapas, Durango, Guerrero, Hidalgo, Jalisco, Nuevo León, Michoacán, Puebla, San Luis Potosí, Tabasco y Veracruz, también se encuentran evidencias de carbón, aunque de menor volumen y menor calidad, por lo general son de menor importancia económica (**Figura 4.8**).

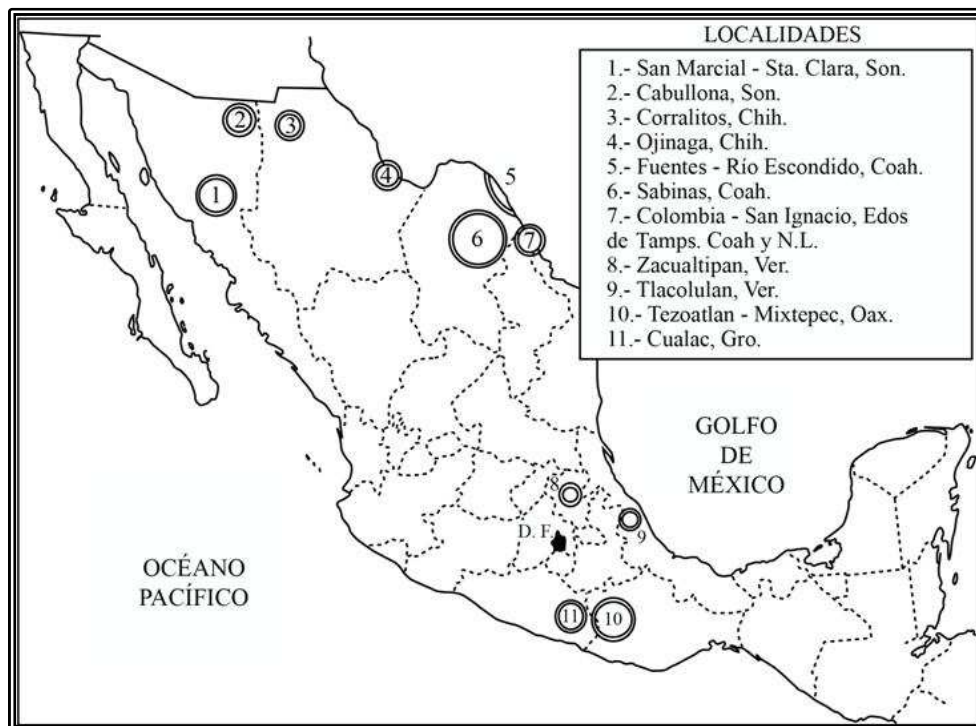


FIGURA 4.8 Localización de los principales yacimientos de carbón en México (tomada de Salas y Benavides, 1976).

4.17 REGIÓN CARBONÍFERA DE COAHUILA

La Región Carbonífera de Coahuila, también conocida como “Cuenca de Sabinas”, es la más importante del país, aportando más del 90% de la producción nacional de carbón, de acuerdo a las cifras indicadas por el Consejo de Recursos Minerales (2003), que ahora corresponde con el Servicio Geológico Mexicano. Esta región se ubica en la porción Norte-Central del estado de Coahuila y se extiende al oriente hasta incluir una pequeña área del estado de Nuevo León (**Figura 4.9**), (Flores-Espinoza, 1989; Brizuela, 1992).

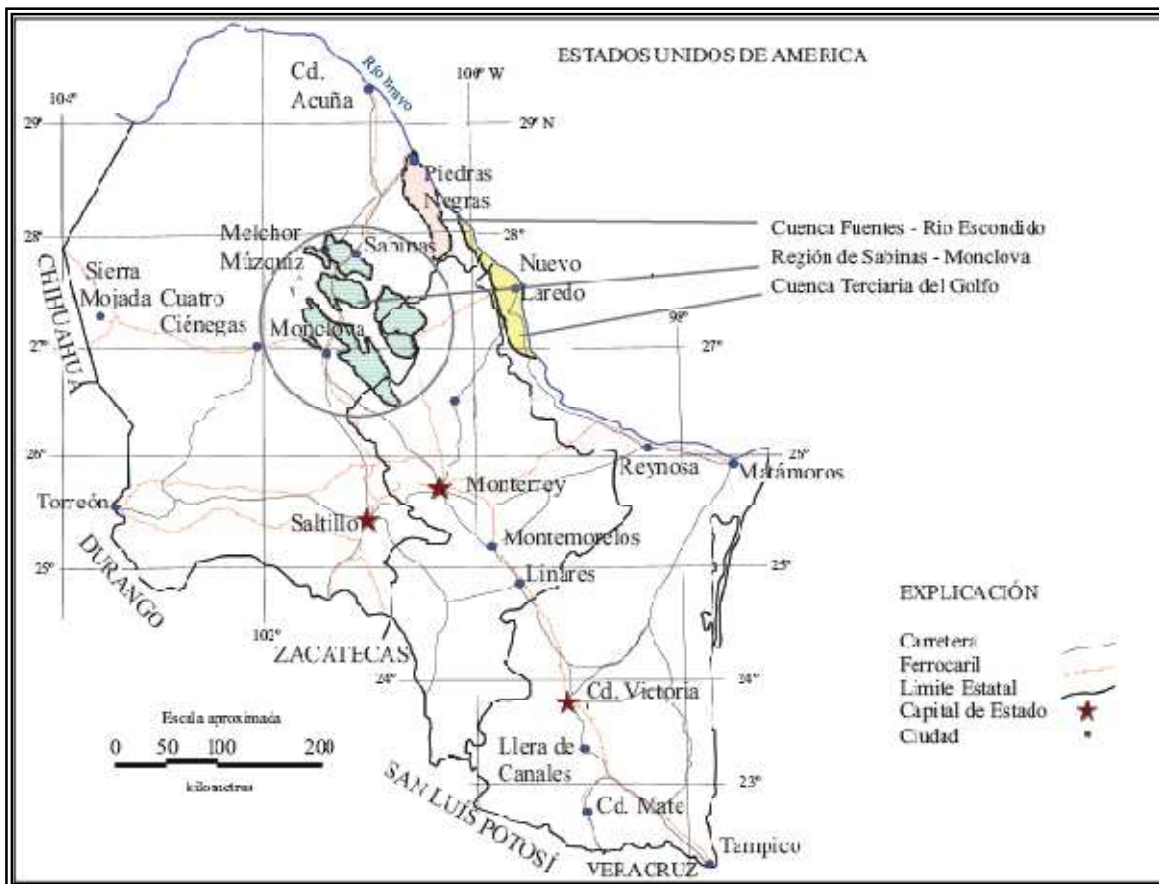


FIGURA 4.9 Mapa de localización de las Cuencas Carboníferas de los estados de Coahuila, Nuevo León y Tamaulipas, (tomada de Corona, 2006).

Dumble (1892) y Vaughan (1900), realizaron los primeros estudios geológicos en la región carbonífera de Coahuila, describiendo las formaciones de la región. Böse y Cavins (1927), con base en la bioestratigrafía europea, asignaron la edad a estas unidades. Finalmente, Stephenson (1927) definió las formaciones tal y como se conocen hasta ahora. El estudio geológico más completo de mediados del siglo pasado fue el de Robeck et al. (1956), en el que se describe detalladamente la estratigrafía y estructura de la región de Sabinas, y se

estiman las reservas de carbón. Otros trabajos más recientes han sido publicados por Flores-Galicia (1988), Consejo de Recursos Minerales (1994) y Rivera-Martínez y Alcocer-Valdés (2003), quienes han actualizado el cálculo de las reservas.

La Región Carbonífera de Coahuila o “Cuenca de Sabinas”, como se ha indicado anteriormente, comprende una cierta parte del territorio de Nuevo León, se divide en dos sub-regiones. La primera se localiza al Sur de las poblaciones de Múzquiz, Nueva Rosita y de Sabinas (**Figura 4.10**).

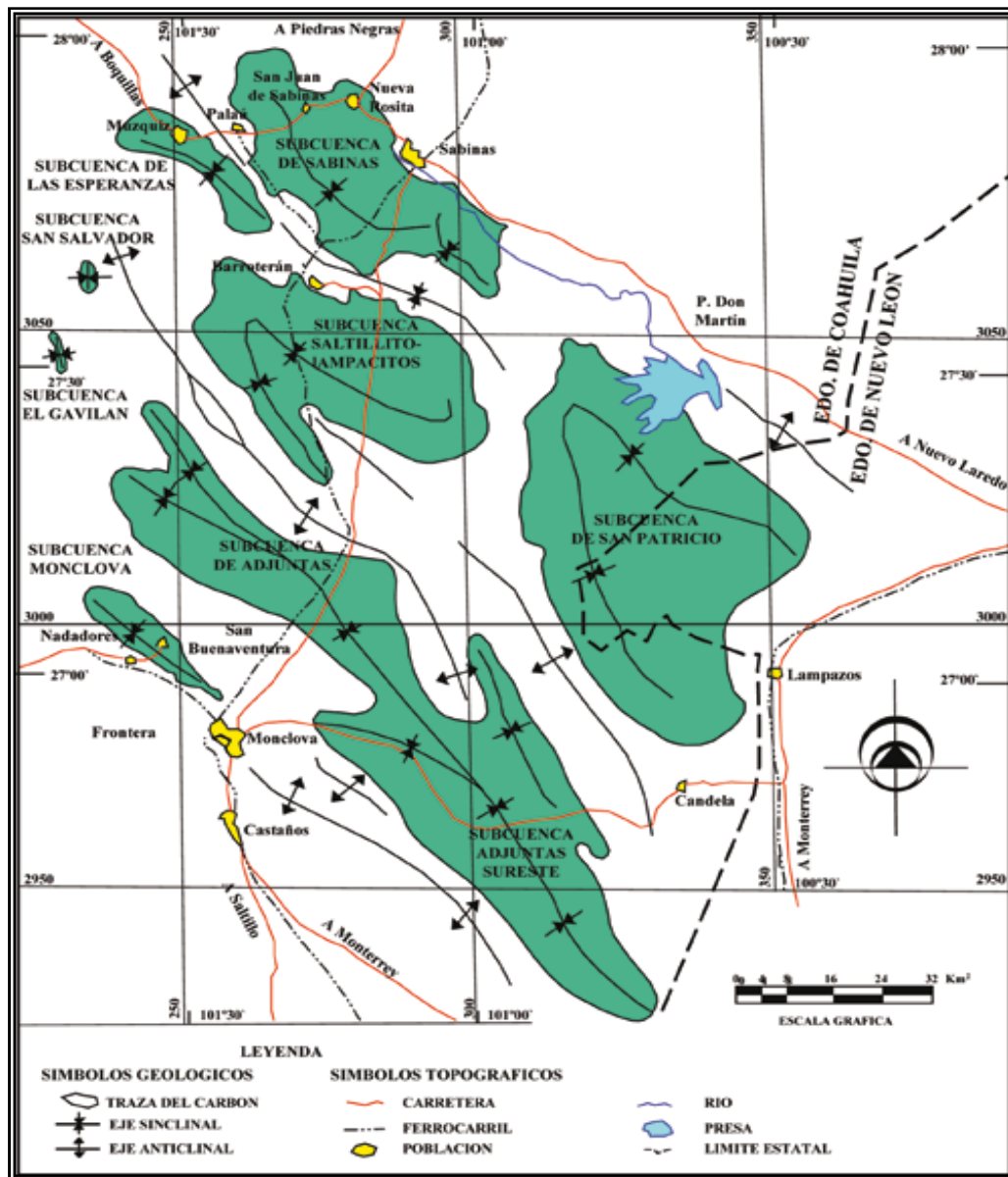


FIGURA 4.10 Mapa de localización de la Cuenca de Sabinas-Monclova, incluyendo las 8 subcuencas de la región (Tomada de Corona, 2006).

La cuenca de Sabinas se extiende hasta las cercanías de Monclova; cubre una superficie del orden de 6,877 Km², ubicada en los municipios de Sabinas, San Juan de Sabinas, Múzquiz, Progreso, Juárez, San Buenaventura, Escobedo y Abasolo. Geográficamente queda comprendida en las coordenadas 100° 30' a 101° 41' de longitud Oeste y 26° 10' a 26° 45' de latitud Norte.

Las vías de acceso corresponden a las carreteras federal No. 57 en su tramo Monclova-Nueva Rosita, federal No. 30 tramo Monclova-San Buenaventura y los tramos estatales Nueva Rosita-Múzquiz, El Sauz-Palaú y Sabinas Presa Don Martín. Otro acceso importante lo constituyen las vías férreas Monclova-Piedras Negras y Nueva Rosita-Múzquiz. Una ruta más de acceso la representan los aeropuertos de Frontera y Piedras Negras.

En esta sub-región se han podido delimitar ocho pequeñas “subcuencas” que corresponden con sinclinales amplios, cuya orientación NW-SE se ajusta a la estructura regional. Estas subcuencas localmente se designan como Sabinas, Esperanzas, Saltillitos-Lampacitos, Adjuntas, San Patricio Monclova, San Salvador y El Gavilán, cubriendo una superficie aproximadamente de 10,000 Km².

La segunda se localiza en el área Nava-Piedras Negras, en la región Noreste del estado de Coahuila, se extiende en una franja paralela al Río Bravo del Norte, cubre una superficie de aproximadamente 2,000 Km², en parte de los municipios de Piedras Negras, Jiménez, Nava, Morelos, Villa Unión y Guerrero, se le designa “Zona de Fuentes-Río Escondido”, nombre tomado de una pequeña mina del área (Flores-Espinoza, 1989; Brizuela, 1992). El principal acceso lo representa la carretera federal No. 57 en su tramo Sabinas-Piedras Negras, que cruza toda la parte central de la zona carbonífera. Otros accesos importantes son la vía férrea Saltillo-Piedras Negras y el aeropuerto de esta última ciudad.

Las rocas que afloran dentro de la Región Carbonífera de Coahuila varían en edad del Jurásico Tardío al Cuaternario (Flores-Galicia, 1988; Eguiluz de Antuñano, 2001). Los materiales mesozoicos están esencialmente representados por rocas sedimentarias de ambientes marinos, las rocas sedimentarias cretácicas están representadas principalmente por lutitas, limolitas y areniscas, que pertenecen a las formaciones Upson, San Miguel, Olmos y Escondido; de éstas, las de mayor importancia son las de Olmos y San Miguel, lo anterior debido a que en su contacto se tienen los principales mantos de carbón que se explotan en la región (Rivera-Martinez, Alcocer Valdés, 2003). Cubriendo a estas formaciones se tiene un conglomerado terciario (Conglomerado Sabinas), sobre el cual discordantemente y de manera irregular y se depositan los basaltos cuaternarios que constituyen la unidad denominada Lava Esperanzas; estas rocas han sido estudiados por varios autores, entre

ellos Robeck *et al.* (1956, 1960). La **Figura 4.11** corresponde con la columna estratigráfica de la Cuenca Carbonífera de Sabinas, Coahuila, destacando en color negro la unidad donde se tienen a los horizontes de carbón perteneciente a la Formación Olmos.

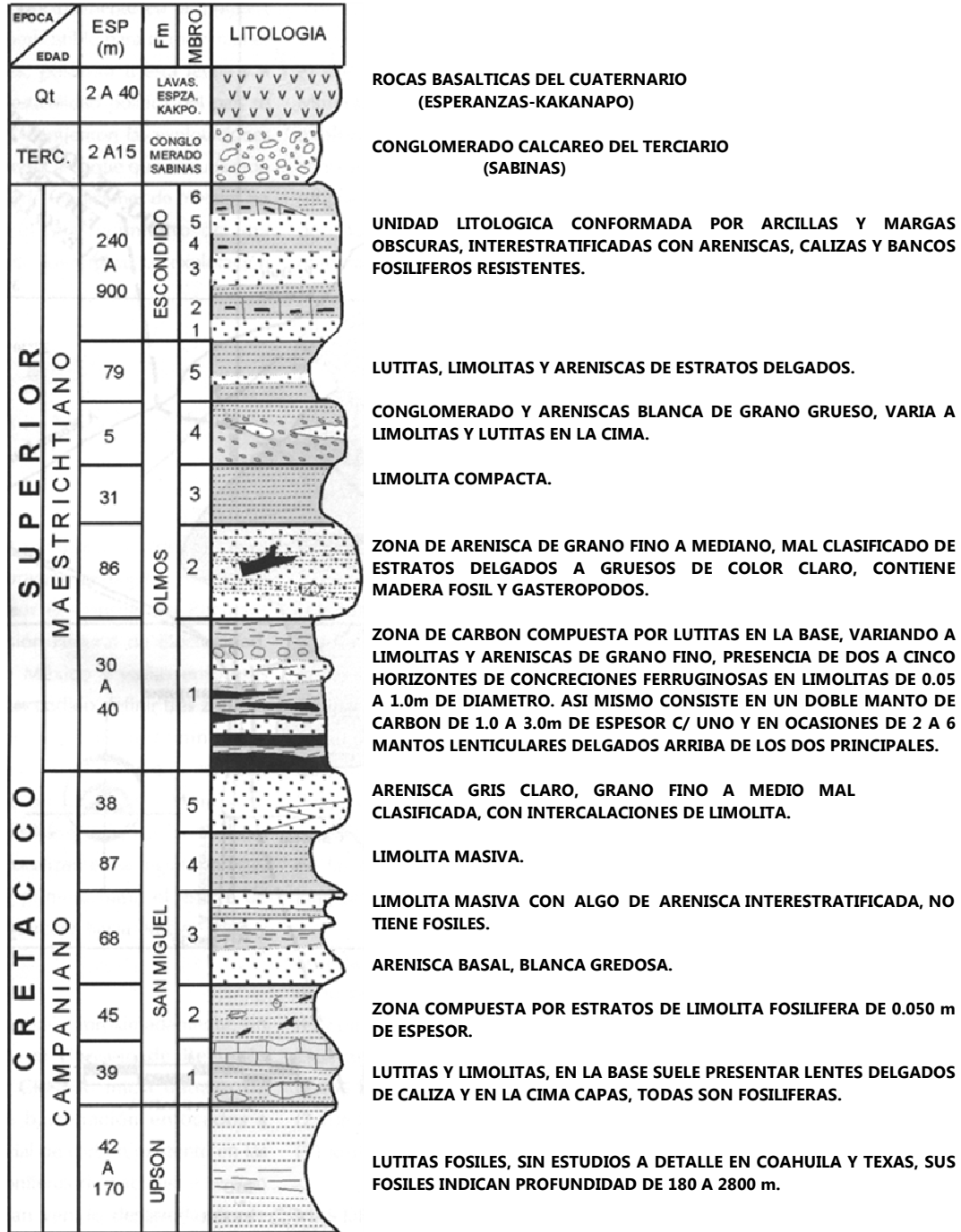


FIGURA 4.11 Columna geológica de la región carbonífera del estado de Coahuila (tomada de Rivera Martínez, 2003).

Estructuralmente, las rocas sedimentarias de la región corresponden con anticlinales y sinclinales de dimensiones relativamente grandes, estructuras que presentan complicaciones locales tales como recostamientos, plegamientos subordinados en las calizas de estratificación delgada y adelgazamiento de las formaciones lutíticas; estas rocas están también afectadas por diapiros de yeso, cuerpos ígneos intrusivos y algunas fallas. Las rocas plegadas más jóvenes son del final del Cretácico y sobre ellas descansa en posición discordante el conglomerado Sabinas, considerado como perteneciente al Plioceno.

De todas las estructuras, la más larga es el anticlinal de la Sierra de Santa Rosa, la cual tiene 120 kilómetros de longitud; la más corta es el anticlinal de Metatosa, que tiene tan sólo 10 Km de longitud. El anticlinal de la Sierra de la Gloria se levanta hasta unos 2,200 metros sobre el nivel del mar y 1,540 metros sobre el nivel de los valles adyacentes, y es el que exhibe el mayor relieve estructural en la región; el de menor relieve es el anticlinal de Metatosa, con 700 m (Robeck *et al.*, 1956).

Todos los anticlinales buzan en sus extremos hacia las depresiones adyacentes (valles). Por lo regular la cresta de los anticlinales mantiene la misma elevación por varios kilómetros, tal como se observa en la Sierra de Santa Rosa, pero en sus extremos buzan bruscamente hacia las depresiones (valles). En otros, como en la Sierra de la Laja, la cresta presenta una curvatura continua entre uno y otro extremo (Robeck *et al.*, 1956).

Los anticlinales son por lo regular más inclinados en su flanco Noreste, donde es común encontrar estratos con echados de 70° , aunque también hay lugares donde las capas son verticales o ligeramente recostadas. En los flancos Suroeste, de la mayoría de este tipo de estructura la inclinación de los estratos varía desde 20° hasta 60° (Robeck *et al.*, 1956).

Los sinclinales son depresiones estructurales que se reflejan fisiográficamente en formas de cuencas topográficas, estas cuencas que existen al Noreste de la Sierra de Las Hermanas son por lo regular poco profundas y de forma elíptica, en tanto que las que se encuentran hacia el Suroeste son profundas, alargadas y angostas.

4.17.1 Historia Geológica de la Región Carbonífera de Coahuila

La historia geológica de esta región forma parte de los eventos geológicos ocurridos durante el Jurásico y Cretácico en la Región Carbonífera de Coahuila y

en la Paleopenínsula de Coahuila localizadas hacia el Este. Por los estudios estratigráficos realizados en el área, se sabe que esta última península actuó como la fuente principal de los sedimentos depositados en la Cuenca de Sabinas, principalmente durante el Jurásico Tardío y el Cretácico Temprano, ya que a partir del Albiano-Cenomaniano la continua transgresión marina se extendió considerablemente hacia el Oeste y cubrió los últimos vestigios de la Península de Coahuila (Robeck. et al., 1956; Salas y Benavides, 1976).

Al terminó del Cretácico Tardío (Campaniano), la región experimentó los primeros efectos, de la deformación Larámide, lo que motivó una regresión general del mar hacia el oriente. Finalmente en el Maastrichtiano, la zona que corresponde en la actualidad a la Región Carbonífera (**Figura 4.11**), formaba parte de una extensa planicie deltaica, caracterizada por una vegetación exuberante y la presencia de amplias e irregulares zonas palustres, en las cuales se acumuló y preservó la materia orgánica. Inicialmente este material se transformó en productos carbonosos de bajo grado, como turba y lignito; sin embargo, los eventos tectónicos de la deformación Larámide, motivaron su conversión en carbones de grado más elevado, carbón bituminoso y carbón sub-bituminoso, que se explotan hoy en día en la mencionada Región Carbonífera de Coahuila (Salas y Benavides, 1976).

4.17.2 Recursos en la Región Carbonífera de Coahuila

Dentro de las ocho subcuencas de la región, la de Sabinas es la mejor conocida debido a su intensa explotación de carbón, tiene 62 km de longitud, con anchura máxima de 24 km. La profundidad máxima a la que se encuentra uno de los mantos de carbón es de 490 metros en un sitio que está a 6 km al oriente de Los Piloncillos. La segunda subcuenca en importancia es la de Esperanzas, localizada al poniente de la subcuenca de Sabinas, también ha sido objeto de exploración y explotación; tiene 34 km de longitud, con una anchura máxima de 7 km (Robeck et al., 1956).

El carbón explotable se encuentra principalmente en las “subcuencas” de Sabinas y de Esperanzas, donde se presenta como un doble manto separado por un cuerpo arcillo-limolítico. En los demás depósitos conocidos localizados en las otras subcuencas, no siempre se encuentra el segundo manto. En la cima del segundo manto, se presenta un horizonte de arcilla refractaria de 25 a 30 cm de espesor, que corresponde probablemente a una toba volcánica transformada parcialmente en bentonita. Este horizonte es un índice confiable

para la correlación de los mantos de carbón de una mina a otra, así como para la correlación de áreas próximas entre sí (**Figuras 4.12 y 4.13**).



FIGURA 4.12 Vista panorámica del tajo La Florida, ubicado en la subcuenca Saltillo-Lampacitos; donde se ha explotado el manto superior de carbón (tomada de Benavides L, 1972).



FIGURA 4.13 Fotografía del detalle del tajo La Florida, donde se muestra el horizonte principal de Carbón (tomada de Benavides L, 1972).

En la **Figura 4.12**, se muestra una fotografía panorámica del tajo La Florida, ubicado en la subcuenca Saltillo-Lampacitos, donde en la parte baja, en color negro se observa el manto principal de carbón de edad cretácica, el cual tiene en promedio de 1.6 a 1.8 m de espesor. La **Figura 4.13** corresponde con una fotografía del mismo tajo, que muestra la parte superior del manto principal de carbón (color oscuro), arriba, también se observan dos capas delgadas de carbón con impurezas.

El carbón de estas subcuencas (**Tabla 4.1**) es de tipo sub-bituminoso, apropiado para su transformación en coque: tiene volatilidad media a baja, presenta vitrinita preponderante como constituyente y un poder reflector de la vitrinita de 0.6 - 1.2 % (Piedad-Sánchez et al., 2005); valores que corresponden con la ventana formación de gas catagenético. En cuanto a las reservas, al año de 1993 se estimó un potencial total de 1, 387, 622, 586 toneladas (Rivera-Martínez y Alcocer-Valdés, 2003).

En la subregión “Zona de Fuente-Río Escondido”, la litología de las unidades estratigráficas del Cretácico Tardío que contienen los horizontes de carbón es prácticamente la misma que la secuencia sedimentaria contemporánea de la Cuenca de Sabinas. La diferencia está en el tipo de carbón que se tiene, ya que se trata de carbón sub-bituminoso “C”, de alta volatilidad (de flama larga), poco apropiado para que se le pueda transformar en coque (**Tabla 4.1**).

	Sabinas-Monclova, Coah. Rivera y Alcocer (2003)	Fuentes-Río Escondido, Coah. Verdugo y Ariciaga (1998)
Reservas (Toneladas)	538'234,684*	419'000,000*
Carbón fijo (%)	45.61	36
Materia volátil (%)	45.61	27
Ceniza (%)	40.43	
Azufre (%)	01	01
Poder calorífico	-	4,400 cal/kg
Gas metano (m/tn)	-	5
Hidrógeno (%)	-	-
Nitrógeno (%)	-	-
Oxígeno (%)	-	-
Temp. de fusión de ceniza (°C)	-	-

*Probadas

TABLA 4.1 Estimación de reservas y características del carbón de las principales cuencas de México (tomada de Corona-Esquivel, 2006).

De acuerdo con las normas de la Sociedad Americana para Pruebas de Materiales (ASTM), el carbón de la zona Fuentes-Río Escondido, corresponde al tipo de alta volatilidad bituminoso "C", y tomando como referencia la clasificación de combustibles fósiles sólidos, este carbón queda clasificado como tipo vítrico con más de 65% de vitrinita y de facies mixta cuya materia mineral excede el 20% (Verdugo y Ariciaga, 1988a, b).

Desde el punto de vista estructural, las rocas donde se encuentran los horizontes de carbón de esta zona, forman un monoclinal continuo, buzando hacia el Noreste, por lo cual dichas unidades quedan pronto cubiertas por las formaciones marinas del Terciario que afloran hacia el Este y constituyen la Planicie Costera del Golfo de México (**Figuras 4.14 y 4.15**).



FIGURA 4.14 Fotografía que muestra una vista panorámica del tajo de carbón Piedras Negras, Coahuila (tomada de Corona-Esquivel, 2006).



FIGURA 4.15 Fotografía que muestra el detalle del tajo de carbón en Piedras Negras, Coahuila (tomada de Corona-Esquivel, 2006).

El la **Figura 4.14** se muestra el tajo de carbón Piedras Negras, Coahuila incluido en la sub-región de Fuentes-Río Escondido; abajo el color negro

corresponde a la cima de la capa principal de carbón, la cual esta dentro de la formación Olmos del Cretácico. En la **Figura 4.15** también se muestra el detalle del tajo de carbón en Piedras Negras, Coahuila y en la cual se observa el manto principal con una capa de limonita intercalada.

De acuerdo con Rivera-Martínez y Alcocer-Valdés, (2003), los mantos de carbón detectados en esta zona se encuentran aflorando desde la superficie hasta los 250 m de profundidad, tienen espesores de 0.10 a 2.50 m, presentándose por lo general de dos a seis mantos, con separaciones de 0.50 a 20 m entre ellos.

Los mantos de carbón están asociados a un sistema deltaico que se desarrolló durante el Maastrichtiano-Campaniano, el cual ha sido clasificado como del tipo constructivo lobulado. Sus facies están representadas por las formaciones Upson (prodelta), San Miguel (frente deltaico) y Olmos (planicie deltaica); siendo esta última la que contiene, los principales mantos de carbón con espesores económicos (Verdugo y Ariciaga, 1988).

Los trabajos exploratorios realizados en forma coordinada por la Comisión Federal de Electricidad y por Minera carbonífera Río Escondido, S.A. (Micare, 1982), permitieron cuantificar reservas para ese tiempo del orden de 600 millones de toneladas de carbón sub bituminoso, de flama larga, cuyas características se pueden consultar en la **Tabla 4.1**.

De acuerdo con el programa de diversificación energética, la Comisión Federal de Electricidad desarrollo en el año 1982 un proyecto termo-eléctrico, para generar 1,200 MW que consumirían 4.3 millones de toneladas de carbón por año, extraído de la cuenca carbonífera Fuentes-Río Escondido.

Otra fuente de energía importante, es el aprovechamiento del gas grisú asociado al carbón mineral de las cuencas carboníferas de Coahuila; su ocurrencia es de abundancia debida tanto a las características bituminosas del carbón como a las condiciones estructurales de sus capas. La mina Pasta de Conchos, en el mismo Estado, inició un programa de desgasificación a principios de los 90's, debido a que se detectaron valores >1% en el aire de retorno de la ventilación; para lo cual utilizó barrenación horizontal de los mantos previo la minado. El proyecto logro bajar las concentraciones de gas en el aire de 1.5% a 0.4% (Querol, 2005).

Minerales Monclova en sus minas, reporta un contenido de gas grisú en la Subcuenca de Sabinas de 10 a 14 m³/t, y de 12 a 18 m³/t en los horizontes de carbón de la Subcuenca Saltillito. Como sería de esperar, el contenido de gas varía con la profundidad, por lo que a 180 m, dicho contenido disminuye hasta 8 m³/t en la Subcuenca de Sabinas. Este gas presenta una composición, en promedio, de más del 97% de metano, con cantidades menores y variables de etano, propano y dióxido de carbono (Querol, 2005).

Actualmente la empresa minera MIMOSA genera en sus minas subterráneas en promedio $65 \cdot 10^3 m^3$ de gas por año, de los cuales el 86% es drenado a través de la ventilación a la atmósfera, el 6% a través de los barrenos horizontales, y el 8% a través de barrenos verticales en los caídos.

El cálculo basado en los recursos totales de los carbones Maastrichtianos de Coahuila y en su contenido de gas, con respecto a las subcuenca de Sabinas y Saltillo, indican recursos de gas metano total entre 1.22×10^{11} y $2.2 \times 10^{11} m^3$ respectivamente (Querol, 2005).

Se estima que en el subsuelo de la Cuenca Carbonífera de Coahuila, es donde se encuentra el 95% del carbón de todo el país; se podrán extraer 500 millones de pies cúbicos diarios de metano, pues las reservas representan el 8 por ciento del total de gas que hay en los yacimientos a nivel nacional.

Este volumen es el equivalente a las importaciones de gas que hace México y significa que, en un momento determinado, el país podría ser autosuficiente en la producción de este hidrocarburo y dejar de traerlo del extranjero.

4.18 APLICACIÓN DE TECNOLOGÍAS EN CUENCAS SIMILARES EN EE.UU. PARA LA EXPLOTACIÓN DEL GAS GRISÚ

Para tener claridad del potencial de producción de la Formación de Olmos en México, se han comparado las cuencas Raton y Maverick de EE.UU. Aunque las capas de carbón de la Formación Olmos se distribuyen en un intervalo menor, sin embargo, tanto las capas de carbón de EE.UU., y las de Olmos tienen delgadas discontinuidades de las capas de carbón que son separados por arenas y lutitas impermeables. Las características geológicas son esencialmente las mismas en los ambientes tectónicos, el ambiente de depósito y la edad, y todas son formaciones permeables. Comparando las capas de carbón de Vermejo en la Cuenca de Raton, las capas carbón de Olmos en la Cuenca de Sabinas tienen más alto contenido de gas pero menos de la mitad del espesor neto de carbón que tiene Vermejo. Las capas de carbón de Olmos contienen un estimado de 3.8 billones de pies cúbicos (MMMMpc) de gas (in-situ), con una recuperación potencial de un típico pozo de hasta 0.8 miles de millones de pies cúbicos (MMMpc), ó aproximadamente el 60% de un típico pozo de Vermejo en la Cuenca de Raton.

Según la experiencia de EE.UU., la producción de metano en capas de carbón es muy variable y por lo tanto difícil de cuantificar. La evaluación también se ve obstaculizada por el ambiente geológico típicamente complejo y en general se beneficia de la utilización de herramientas de alta tecnología para la caracterización del yacimiento tales como:

- La sonda wireline ECS* Elemental Capture Spectroscopy, para medir las concentraciones elementales de gas así como el contenido de cenizas.

- El DSI* Dipole Sonic Imager, para calcular la orientación de esfuerzos presentes en las rocas.
- El FMI* Fullbore MicroImager, útil para investigar las características de las fracturas tectónicas en las fuentes de carbón muy profundos.

Determinar la cifra promedio y el rango de producción son consideraciones importantes que sólo pueden conocerse perforando los pozos sobre un área grande. La geología regional debe entenderse bien, basada en los núcleos de las minas y en los registros convencionales de pozos. Reuniendo la información sobre el yacimiento y comparándola con otros yacimientos que tienen las propiedades similares son los pasos importantes hacia cuantificar las reservas y proyectar las tasas de producción.

En el diseño de una prueba piloto de un yacimiento dado, solo los pozos pueden proporcionar y verificar los datos sobre las propiedades del yacimiento y pueden permitir la evaluación de áreas subalternas dentro de un área de exploración potencial más grande. Los pozos también son útiles para probar las varias estrategias de terminación de pozos. En general son necesarios múltiples pozos (en 3-, 4- ó 5-puntos patrón), para evaluar la capacidad del yacimiento al desagüe. El menor espaciamiento de los pozos proporciona una determinación más rápida de la capacidad del yacimiento al desagüe.

Las pruebas piloto para la producción de gas metano en capas de carbón deben centrarse en la adquisición de datos útiles, tales como el aislamiento de la zona, recuperación de núcleos y estimulaciones simples. De acuerdo con los datos de la prueba de producción respecto a la condición bomba desconectada, la quema de gas y la medición de la producción diaria de gas, agua, la presión y el nivel de los fluidos son componentes que deben tomarse en cuenta cuando se realiza una prueba piloto.

Las pruebas piloto exitosas deben reunir los datos en cinco áreas importantes:

- Los núcleos para describir el gas contenido, la capacidad de adsorción, descripción de la fractura, la química y la categoría del carbón.
- Los registros geofísicos de pozos para determinar el espesor y estructura de la capa del carbón y su sistema de fractura de origen natural.
- Las pruebas de permeabilidad para cuantificar presión y permeabilidad del yacimiento.
- Los registros de producción para cuantificar la contribución de zonas relativas.
- Las pruebas de producción para cuantificar el potencial para la entregabilidad.

La meta de una prueba piloto es tener más información para realizar la caracterización del yacimiento calibrada, que pueda usarse para abordar cuestiones de desarrollo y de optimización. El ajuste histórico (integra todos los

datos disponibles de la geología, los núcleos, los registros geofísicos, los datos de pozos, etc.), es aplicado para calibrar la caracterización del yacimiento (**Figura 4.16**).

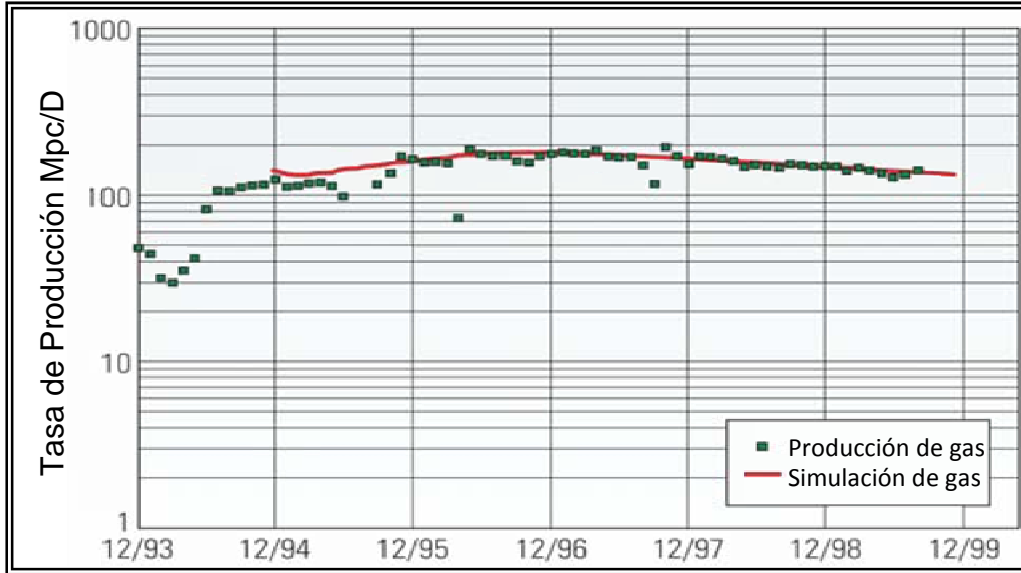


FIGURA 4.16 Simulación del Ajuste histórico (tomada de Suro Pérez, 2005).

Un diseño de la perforación y terminación integral se enfoca en la máxima recopilación de datos del yacimiento y de la producción a la vez que minimiza los costos operativos.

Un método probado para desarrollar un diseño exitoso, es a través del uso de un programa de caracterización de Schlumberger; este programa ha demostrado que reduce significativamente los costos de extracción de núcleos, de pruebas de pozos y los costos asociados con tiempo del equipo de perforación. Calibra los datos para las operaciones de terminación y producción, y proporciona una comprensión completa de condiciones estáticas y dinámicas del yacimiento. La caracterización combina un selectivo programa de extracción de muestras, pruebas de presión y permeabilidad del yacimiento con un programa de registros completo, que lleva a una simulación integral del yacimiento. Esta simulación lleva finalmente a un programa basado en optimizar las operaciones de perforación, terminación y producción. Todo el proceso incorpora las herramientas state-of-the-art de Schlumberger, como la serie de registro Platform Express y el software de simulación de yacimiento ECLIPSE.

Se obtienen los datos de caracterización de yacimiento a través del uso de fluidos de perforación optimizado, orientados a las actividades perforación y producción bien definidas. Los mejores resultados de la prueba piloto en una calibración de caracterización del yacimiento son los que con precisión prevén la productividad y hacen las recomendaciones sobre la orientación del pozo (horizontal o vertical) y el espaciamiento entre pozos.

Los pozos de gas metano en capas de carbón son poco profundos y bastante fáciles de terminar, solo requiere de fluido y potencia hidráulica, que puede proporcionarse por unidades de tubería flexible. En la terminación de los pozos de gas, la actividad inicial consiste en la deshidratación del yacimiento. La densidad de las perforaciones y la colocación dentro de las fracturas de mayor conductividad deben diseñarse para dar lugar primero a la producción de agua. Las bombas de la cavidad progresiva como DuraLift se usan extensivamente para las necesidades de deshidratación (desagüe) en los proyectos de gas metano en capas de carbón. Son ideales para desaguar pozos de gas sin sufrir de la interrupción del funcionamiento de la bomba causado por la intromisión excesiva de gas o burbujas de gas (gas-lock), como ocurre con otras bombas. La producción de agua en el pozo es considerado a menudo una molestia y puede ser un problema costoso para hacer frente en áreas donde el agua debe ser tratada y transportada a grandes distancias. En el paisaje desértico del Norte de México, sin embargo, el agua es un bien escaso. El agua de los pozos de gas metano en capas de carbón podría ser fácilmente tratada y por lo tanto un beneficio para el medio ambiente. Con la producción de agua se lleva a cabo el movimiento de finos, los cuales deben ser controlados para asegurar una producción continua a través de las perforaciones, por lo que se puede lograr un buen rendimiento de los métodos de producción artificial, los que deben ser usados para mantener el nivel del líquido en o por de bajo de las perforaciones.

Los pozos deben ser fracturados artificialmente ya que el gas se libera sólo después de que el carbón adquiere fracturas abiertas. El ancho de la fractura de la fractura principal a menudo excede las 3 pulgadas, por lo que se crea cavitación mecánica a través de la cual el gas puede moverse. Estas grandes fracturas pueden traducirse en mayores presiones, movilidad rápida de los fluidos, longitudes de fracturas efectivas más cortas y otras cuestiones o problemas que afectan la producción de gas. Para hacer frente a estos desafíos, se puede utilizar un aditivo para que el metano en capas de carbón se libere y se pueda explotar. Este aditivo debe mantener la mojabilidad natural de la superficie del carbón para mejorar la capacidad del carbón para desaguar. También minimiza el movimiento de finos a través de las fracturas.

Cuando se usan aditivos para explotar el metano en capas de carbón, los volúmenes de tratamiento deben ser optimizados para bombear la cantidad mínima necesaria, ya que estos agentes alteran la mojabilidad natural del carbón y reducen la permeabilidad relativa al agua. Debido a que el sistema de fracturas en el carbón es muy heterogéneo, presenta muchas extremidades potenciales de finos de carbón para tender un puente y así limitar la producción de agua, reducir la presión del yacimiento y evitar la adsorción del metano. Por lo tanto los volúmenes de aditivo deben ser optimizados para minimizar el daño al sistema de fracturas del carbón (Suro-Pérez, Roca-Ramisa, 2005). La potencia más alta de las bombas se utiliza generalmente para aumentar la eficiencia de fluidos y el ancho de la fractura durante el bombeo.

4.19 IMPACTO DE LA EXPLOTACIÓN DEL METANO EN CAPAS DE CARBÓN EN LA GENERACIÓN DE ENERGÍA

Los yacimientos de gas natural puro son poco común y pequeños, ya que en la mayoría de los casos vienen con otras sustancias asociadas. Mientras la calidad de los yacimientos de gas disminuye, el tamaño de los yacimientos aumenta. Para producir yacimientos de baja calidad se requiere ya sea el aumento de precios de los productos o el aumento de la aplicación y nivel de tecnología.

El éxito de la producción comercial de gas grisú se lleva a cabo en yacimientos de excepcional calidad (alta permeabilidad), o en circunstancias excepcionales, de alto precio en el mercado.

El gas metano en capas de carbón (gas grisú ó Coalbed Methane CBM), se ha convertido en un importante segmento de la producción de gas en EE.UU., en cambio en México no se ha explotado intensamente por lo que sólo ahora se considera como un activo importante, ya que se continúa con la importación de gas para satisfacer sus necesidades; el desarrollo de los campos descubiertos y la ubicación de los pozos de exploración no han sido suficientes. Las operaciones han tenido los problemas de lodos de perforación pesados, pruebas de pozos no óptimas, y frecuentes problemas mecánicos durante la perforación.

Mediante el aprovechamiento de los conocimientos previos y la aplicación de nuevas tecnologías, la Cuenca de Sabinas podría aportar una producción adicional de los campos previamente desarrollados y no desarrollados, sobre todo en los pozos problema que fueron abandonados. Se deben realizar nuevas exploraciones y específicamente para encontrar gas metano en capas de carbón. Las pruebas piloto, serán importantes para proporcionar una caracterización del yacimiento integrada y la optimización del diseño de la terminación y espaciamiento entre pozos en este ámbito donde la economía es muy sensible a los costos del pozo.

Los aspectos económicos de la producción de gas metano en capas de carbón en México son difíciles, con altos costos, ya que por ejemplo los pozos de gas convencional que se han perforado en la Cuenca de Burgos, que han tenido en promedio un costo de 1.5 MM US de dólares cada uno. En la formación Olmos, se considera que cerca de 7000 pozos deberán ser perforados para explotar el yacimiento (Suro-Pérez, Roca-Ramisa, 2005). Un buen análisis económico debe tomar en cuenta cuando menos las siguientes variables:

- La volatilidad de los precios del gas.
- Los costos de perforación, terminación y producción, para construir la infraestructura y para tratar el agua de producción.
- Costos versus eficiencia de varias alternativas de la terminación de pozos.
- Riesgo geológico.
- Reservas.

- Número de pozos.
- Oportunidades para el éxito.
- Productividad
- Eficiencia de elevación de la bomba en el fondo del pozo.

A pesar de las incógnitas, se ha estimado que 3.8 MMMMpc de gas metano en capas de carbón es un gran activo a la espera de convertirse en una oportunidad. La inversión necesaria es significativa, pero el retorno de esa inversión se cree que es también considerable; ya que se estima que se tiene en promedio un 42% de retorno de la inversión (**Figura 4.17**).

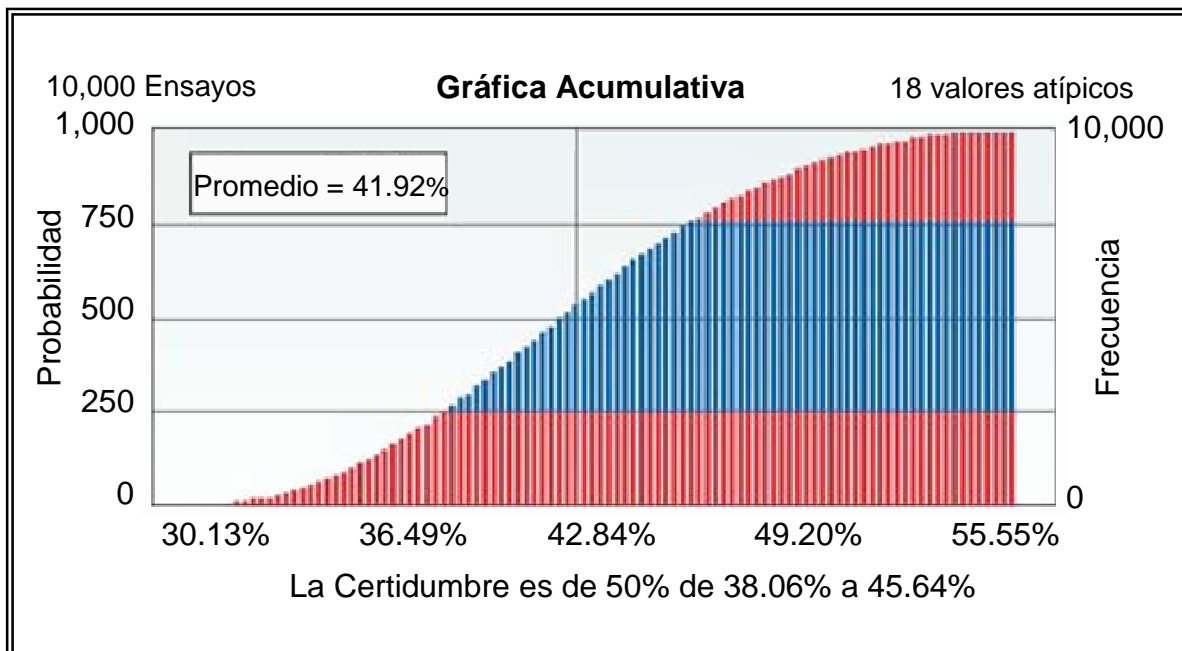


FIGURA 4.17 Ilustración de un potencial retorno de la inversión sobre un proyecto de gas metano en capas de carbón, (Tomada de Suro-Roca, 2005).

Como ya se ha comentado, en los EE.UU., el gas metano en capas de carbón tiene gran relevancia económica. En México, para obtener un mayor éxito comercial de este importante activo se deben aplicar los conocimientos geológicos modernos y la tecnología disponible en el mercado y una mayor inversión en exploración.



CAPÍTULO 5

Métodos de Perforación



Para perforar un yacimiento de gas, se utiliza la misma tecnología de perforación aplicada para el hidrocarburo líquido, sin embargo, en la perforación de los yacimientos de gas, se presentan mayores riesgos operacionales que en los de crudo. La baja densidad del gas le permite mezclarse con mayor facilidad con el lodo de perforación, lo que tiende a reducir la densidad de este, por lo cual hay que tomar mayores precauciones en dichas operaciones.

Como resultado de la integración de la información Geológica de Superficie con la Geofísica, se obtienen las localizaciones que indican una alta probabilidad de encontrar o desarrollar un yacimiento petrolero, por lo que la siguiente fase consiste en la perforación de pozos, evento que se puede considerar quizás el más importante en la evaluación de las posibilidades petroleras de un área, ya que con los resultados de los mismos se ven coronados los esfuerzos desarrollados por una empresa en una nueva provincia.

A partir del año de 1962, Petróleos Mexicanos inició los trabajos exploratorios en el área de la Cuenca de Sabinas, Coahuila, en forma sistemática; seis años más tarde, se realizó un análisis de la información geológica existente diseñando un programa integral de perforación y con ocho pozos perforados se logró el descubrimiento de importantes yacimientos. La producción comercial de la Cuenca de Sabinas inició en 1974, al descubrirse el campo Monclova-Buena Suerte, con producción de gas no asociado en rocas del Cretácico Inferior.

Los yacimientos descubiertos en la Cuenca de Sabinas, Coahuila, corresponden a rocas del Jurásico y Cretácico naturalmente fracturadas de muy baja porosidad y permeabilidad, las cuales presentan alta productividad inicial pero muy rápida declinación.

5.1 DESARROLLO DE LA PERFORACIÓN DE POZOS EN MÉXICO

La cadena de explotación de la industria petrolera abarca varias especialidades. Una de las más importantes, por el monto de la inversión y el alto riesgo que presenta, es la “perforación”, esta actividad nació a mediados del siglo XIX y se convirtió en generadora de riqueza y efervescencia tecnológica y comercial en una buena parte del mundo durante el siglo XX y lo que va del siglo XXI; genera, además una gran cantidad de puestos laborales y por lo tanto propicia polos de desarrollo en los puntos geográficos en donde se asienta.

La perforación petrolera nació con otros fines, fue la búsqueda de agua y minerales. El primer pozo perforado con el propósito de producir petróleo desde el punto de vista comercial fue el que perforo Edwin Laurentine Drake, pozo que se terminó de perforar el 27 de agosto de 1859, en Estados Unidos de América, con una profundidad de 22.4 metros. Sin embargo, se tiene antecedentes de perforación petrolera en China y Egipto, aunque fue hasta finales del siglo XIX y a lo largo del XX, cuando se lograron los principales avances tecnológicos que hoy utilizamos.

En México, el desarrollo de la industria de perforación ha respondido históricamente a factores de tipo económico, político y social, que se han visto reflejados en la oferta y demanda de este servicio.

Durante las últimas dos terceras partes del siglo XX, la explotación de hidrocarburos estuvo enfocada principalmente a la extracción de grandes volúmenes por medio de la perforación intensiva. Al disminuir los yacimientos fáciles y someros, y debido a las condiciones económicas cambiantes, la perforación se convirtió en una actividad estratégica que debió apoyarse en otras disciplinas para obtener el éxito deseado y el descubrimiento de nuevas reservas.

A lo largo del tiempo esta actividad se ha visto afectada por un sin número de factores políticos, económicos y sociales que han propiciado una serie de repuntes; el primero, debido al incremento del precio del petróleo, lo que favoreció la actividad de perforación hasta alcanzar en el año de 1926 la cuota de 808 pozos perforados, sin duda alguna la mayor del siglo pasado.

El segundo repunte se presentó en 1960, con 762 pozos perforados. Este fenómeno se debió a los problemas entre naciones del Medio Oriente, que propiciaron un alza en el precio del barril de crudo que llegó a los 3.1 dólares por barril.

En 1966, se presentó una drástica caída en la actividad perforadora, ocasionada por la disminución del gasto público; así sólo se perforaron 296 pozos. Un tercer

repunte se presentó en 1968 debido a la perforación de 612 pozos que mantuvieron el costo del crudo en un promedio de 3 dólares por barril.

En 1980, cuando el precio del barril del petróleo mexicano alcanzó casi los 40 dólares, se inició el cuarto repunte que propició el retorno de la actividad, con la perforación de 422 pozos en ese año (**Figura 5.1**).

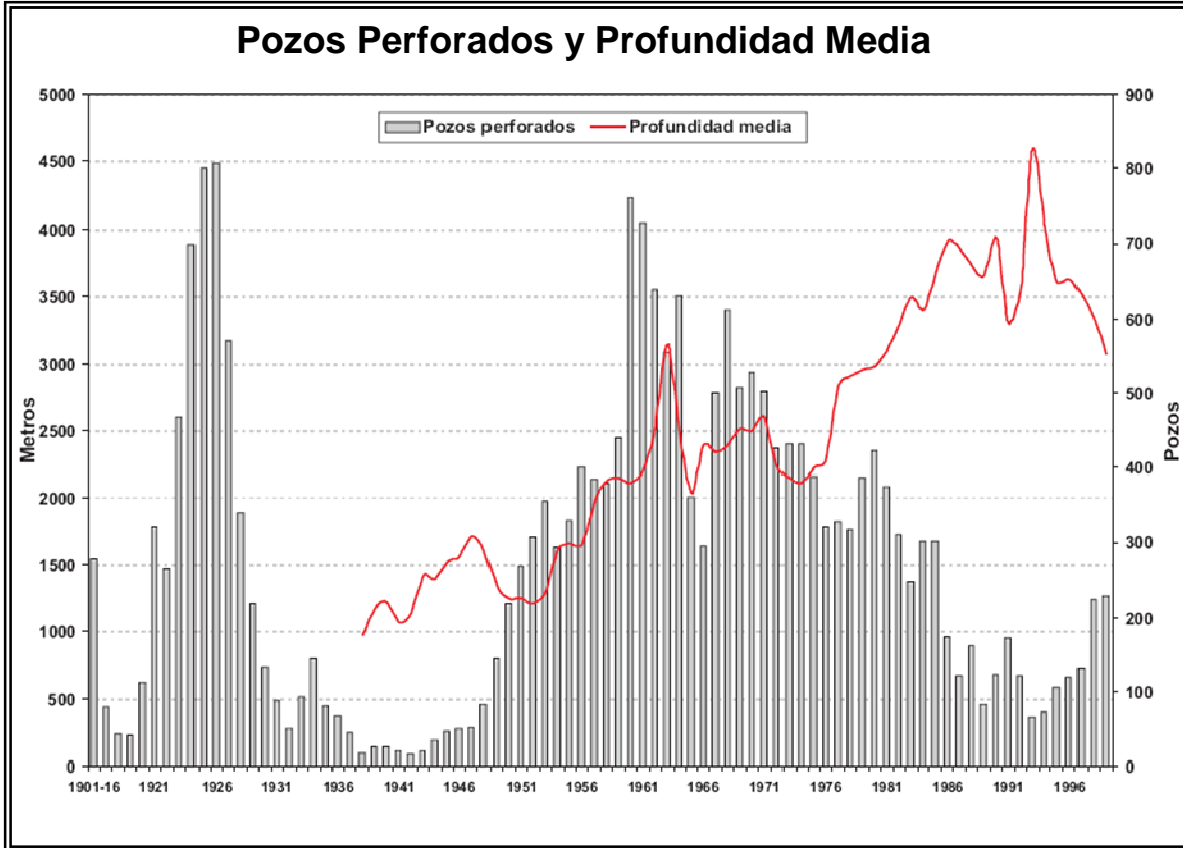


FIGURA 5.1 Pozos Perforados y Profundidad Media (tomada de Un Siglo de la Perforación en México, PEMEX, 2000).

A principios del siglo pasado, los pozos perforados no alcanzaban más allá de los 100 metros, a finales del mismo el promedio nacional era de 3 mil 477 m, y en las divisiones geográficas Norte, Sur y Marina, se tenían profundidades de 3 mil 054, 4 mil 543 y 3 mil 550 m, respectivamente, para pozos de desarrollo. Se puede concluir que para diciembre de 1999 se habían perforado 23,156 pozos para la búsqueda o explotación de yacimientos de hidrocarburos con fines comerciales.

De acuerdo con acontecimientos que han marcado los grandes cambios en PEMEX y , por consiguiente, en la perforación de pozos, se tienen marcados cuatro periodos, en este trabajo se agrega un quinto periodo para hacer referencia a la Cuenca de Sabinas, Coahuila:

- 1900-1937 La perforación en México por compañías privadas.
- 1938-1960 Maduración de la perforación nacionalizada.
- 1961-1980 Perforación de los grandes yacimientos.
- 1981-1998 Incorporación de tecnologías y creación de la Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos.
- 1999-2010 Aplicación de nuevas tecnologías y trabajo de Pemex con Compañías.

5.1.1 Periodo 1900-1937 (la perforación en México por compañías privadas)

En México la perforación de pozos se inició a principios del siglo XX; sin embargo, como ya se señaló, el primer pozo petrolero en América fue el “Drake”, perforado en 1859, en Titusville, Pensilvania EU, a una profundidad de 22.4 m, y con una producción de 20 barriles diarios. En México, la perforación del primer pozo con fines petroleros se realizó en el Cerro del Tepeyac, en 1862. A inicios del siglo XX, se descubrió “La Faja de Oro”, uno de los mejores campos petroleros del mundo. A raíz de esto y de las concesiones petroleras otorgadas por el gobierno a las compañías, en 1901, se inició la perforación de un mayor número de pozos en México y la producción de hidrocarburos con carácter industrial.

En ese mismo año, se descubrió y empezó a desarrollar el campo El Ebano, en San Luis Potosí. El pozo Doheny No. 1, de los 19 que fueron perforados, alcanzó una profundidad de 165 m y su producción fue de 50 barriles diarios; en ese tiempo se perforaron cuatro pozos más que resultaron productores: tres, con 100 barriles por día y uno con escasos diez barriles diarios.

De 1901 a 1917 la información disponible sobre la cantidad de pozos perforados por año, es escasa; sin embargo, se sabe que el pozo La Pez 1, perforado en 1904 en el Cerro de La Pez en las proximidades de Ebano, San Luis Potosí, en 1904, a una profundidad de 501 m, tuvo una producción de 1,500 barriles diarios.

El año de 1918, fue crucial para la industria petrolera, cuando se concedió a las compañías la explotación del subsuelo, a cambio del 5% en regalías; esto mantuvo el nivel de actividad de perforación en 42 pozos productores y 13 improductivos por año en promedio.

Para esta época, la actividad perforadora se había incrementado y la explotación de los yacimientos se realizaba al máximo de la producción, hasta agotarse; por esta razón las cuotas de producción eran enormes y declinaban rápidamente. El gas era prácticamente quemado en su totalidad.

En 1920 los precios promedio de crudo alcanzaron los valores más elevados, después hubo variaciones importantes, tal como se muestra en la **Tabla 5.1**. Este fenómeno motivó un incremento notable en la perforación que pasó de 43 pozos perforados en 1919, hasta alcanzar 808 en 1926: su valor más alto antes de la expropiación petrolera y con un crecimiento promedio anual de 110 pozos.

Años	Dólares/Barriles
1892	0.51
1920	5.07
1929	1.67
1930	1.39
1931	1.91
1932	1.02
1933	0.87
1934	1.21
1935	1.17
1936	1.30

TABLA 5.1 Costo del Barril de crudo en el periodo 1900-1937 (tomada de Un Siglo de la Perforación en México, PEMEX, 2000).

Los porcentajes de éxito que se alcanzaron en el periodo que antecedió a la expropiación petrolera, fluctuaban en una banda del 40 al 60% (**Figura 5.2**).

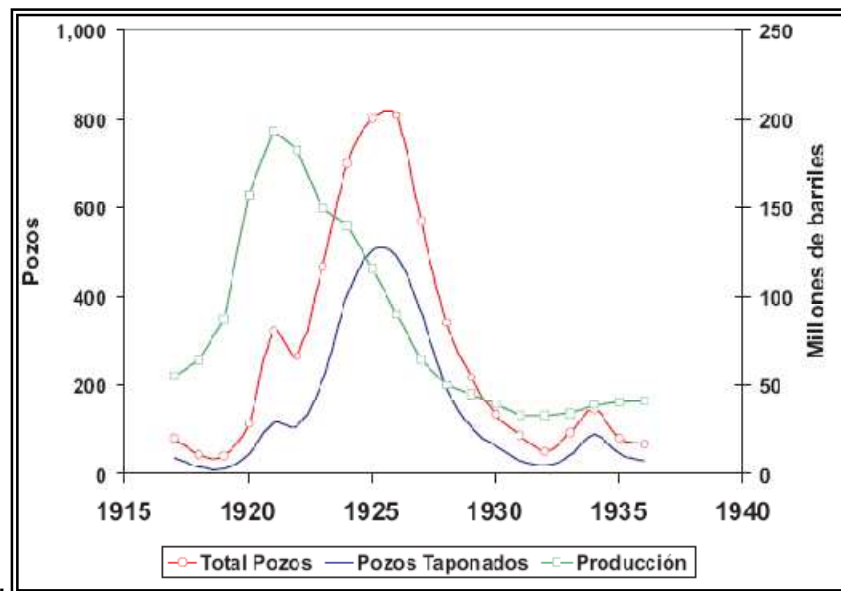


FIGURA 5.2 Éxito de la perforación y producción que antecedió a la expropiación (tomada de Un Siglo de la Perforación en México, PEMEX, 2000).

5.1.2 Periodo 1938-1960 (maduración de la perforación nacionalizada)

En el primer año de la industria nacionalizada se perforaron solamente 17 pozos; de éstos, 11 resultaron productivos y 6 improductivos. La carencia de personal capacitado para la operación de los equipos y el bloqueo decretado por las compañías extranjeras a quienes les fue expropiadas instalaciones, obligaron a reducir la perforación en ese tiempo (**Tabla 5.2**).

años	Productivos	Improductivos	Total
1938	11	6	17
1942	7	8	15
1946	31	18	49
1950	133	85	218
1954	193	100	293
1958	286	93	379

TABLA 5.2 Número de pozos en el periodo 1938-1960 (tomada de Un Siglo de la Perforación en México, PEMEX,

En 1950 empezó a consolidarse la industria de perforación en México; se obtuvo un vigoroso crecimiento propiciado en gran parte por dos factores: un mayor número de pozos exploratorios perforados gracias a la capacitación del personal dedicado al trabajo de perforación, y por la localización de reservas que crecieron a una tasa de 6% anual gracias a los trabajos geológicos y geofísicos realizados (**Figura 5.3**).

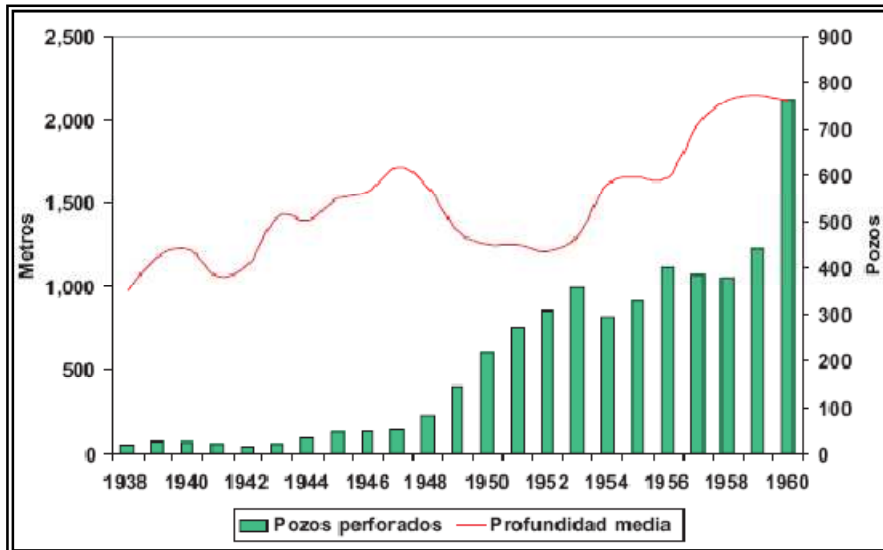


FIGURA 5.3 Número de pozos perforados y la profundidad media en el periodo 1938-1960 (tomada de Un Siglo de la Perforación en México, PEMEX, 2000).

A este periodo se le ha denominado “Maduración de la perforación nacionalizada”, aunque es importante señalar que a finales de la década de los 40, incursionaron nuevamente las compañías perforadoras contratadas por Petróleos Mexicanos, con cero participaciones en los beneficios obtenidos de la producción de crudo.

Otro factor importante en el incremento de la perforación de pozos, fue el precio internacional del crudo que llegó a 3.1 dólares por barril, debido principalmente a los problemas de Irán y a la crisis ocasionada por el cierre del Canal de Suez.

De 1938 a 1960, se perforaron un total de 4 mil 669 pozos, de los que 1,036 fueron exploratorios y 3 mil 633 para desarrollos de campos, con una longitud perforada de 8 mil 6 km. El total de pozos acumulados al año de 1960, fue de 10 mil 412.

5.1.3 Periodo 1961 – 1980 (la perforación de los grandes yacimientos)

Los cambios ocurridos en el escenario internacional originaron ajustes en los objetivos y estrategias de la actividad exploratoria, la cual se orientó hacia áreas de mayor potencial y con mejores perspectivas en términos económicos-financieros. Consecuentemente, Petróleos Mexicanos, reorientó sus trabajos de exploración y perforación hacia zonas de mayor potencial productivo.

En 1972, se descubrió el área cretácica de Chiapas-Tabasco, con los pozos “Sitio Grande No. 1” y “Cactus No. 1”; en 1976 se perforó el pozo “Páramo 1”, el más profundo del periodo, en el entonces Distrito Villahermosa, a una profundidad de 7 mil 300 m; también se descubrió el campo “Chac” en la Sonda de Campeche, con el cual se iniciaron las operaciones marinas en el Sureste.

En desarrollo de campos, se perforaron 7 mil 143 pozos, con una profundidad promedio de 2 mil 900 m y un 85% de éxito en pozos productores (**Figura 5.4**). Por lo que se refiere a kilómetros perforados, se alcanzaron 24 mil 588 que corresponden a un 285% de incremento con respecto al periodo anterior.

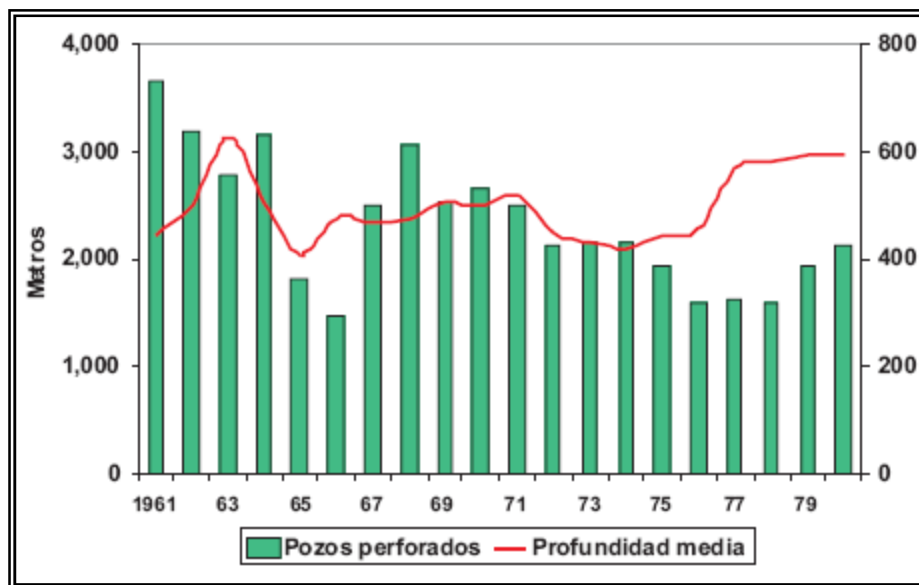


FIGURA 5.4 Pozos perforados y profundidad media en el periodo 1961-1980 (tomada de Un Siglo de la Perforación en México, PEMEX, 2000).

Gracias a la evolución de la tecnología y del personal calificado para perforar a profundidades mayores, se descubrieron los yacimientos más grandes e importantes del país, por lo que México paso de importador a exportador de aceite crudo. La fundación del Instituto Mexicano del Petróleo fortaleció la capacitación de los trabajadores a todos niveles; logró disminuir la frecuencia de accidentes, al mismo tiempo que procuró la preservación del medio ambiente.

5.1.4 Periodo de 1981 – 1998 (incorporación de tecnologías y creación de la Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos, UPMP)

El desarrollo de la perforación y exploración en tirantes de agua cada vez mayores, marcó el inicio de la explotación en la Sonda de Campeche.

En la década de los 80 se registraron cambios importantes en el escenario del mercado petrolero internacional, esto mantuvo los niveles de perforación con un promedio de 327 pozos/año de 1980 a 1985.

En 1986, al producirse un drástico abatimiento del precio del crudo por debajo de los 10 dólares, se inicio un periodo de incertidumbre con crisis recurrentes, que obligó a bajar los niveles de perforación a un promedio de 136 pozos/año, hasta 1992. A partir de 1996 la actividad tiende a recuperarse con un crecimiento anual de 25%.

La perforación a finales de este último periodo, llegó a 3 mil 467 pozos de los cuales 702 fueron exploratorios. Uno de ellos, el “Jolosín 1”, alcanzó la profundidad de 7 mil 615 m, que representa el récord nacional de este periodo.

En lo referente a desarrollo de campos, se perforaron 2 mil 765 pozos a una profundidad promedio de 3 mil 323 m, entre los que estan incluidos los pozos inyectores, horizontales y multilaterales.

A finales del periodo se habían perforado 12 mil 320 kilómetros, y de la expropiación a finales de este periodo, se tenía un total acumulado de 44 mil 887 kilómetros, incluidos los de exploración y desarrollo.

Tambien, al final del periodo, debido al incremento de la demanda de gas, su producción adquiere gran importancia, por esta razón se incrementa la actividad de perforación principalmente en la cuenca de Burgos, en donde las profundidades medias son del orden de 3,000 m.

Es importante señalar que en la búsqueda de alternativas para optimizar la perforación, se realizó un estudio comparativo (Bench-marking), de Perforación y Mantenimiento de Pozos con las compañías internacionales de perforación que operaban en el Norte del Golfo de México, denominado por sus siglas en inglés OFSE (Oil Field Services and Equipment), y cuyas conclusiones permitieron reorientar los esfuerzos de la perforación en México.

Con estos antecedentes, se generó el programa denominado OTP (Optimización de Tiempos de Perforación) que se aplicó en todo el sistema en PEMEX, tanto para la perforación propiamente dicha, como para la reparación y el mantenimiento de pozos.

El énfasis en el mejoramiento de la competitividad ha derivado en procesos generalizados para capitalizar el conocimiento, de tal forma que al cerrar el siglo XX, los indicadores señalaron que la perforación llegó a obtener tales niveles de eficiencia operativa que la ubican a nivel internacional.

5.1.5 Periodo de 1999-2010 (aplicación de nuevas tecnologías y trabajo de Pemex con compañías)

En este periodo sea logrado en la Cuenca de Sabinas, Coahuila el descubrimiento de nuevos yacimientos en zonas proximas en campos que ya tienen producción historica y en zonas alejas de la tradicionalmente productora Monclova-Buena Suerte, como es el caso de los campos Pirineos y Forastero, descubiertos en los años 2003 y 2004, respectivamente, los cuales han incorporado reservas y producción de gas seco.

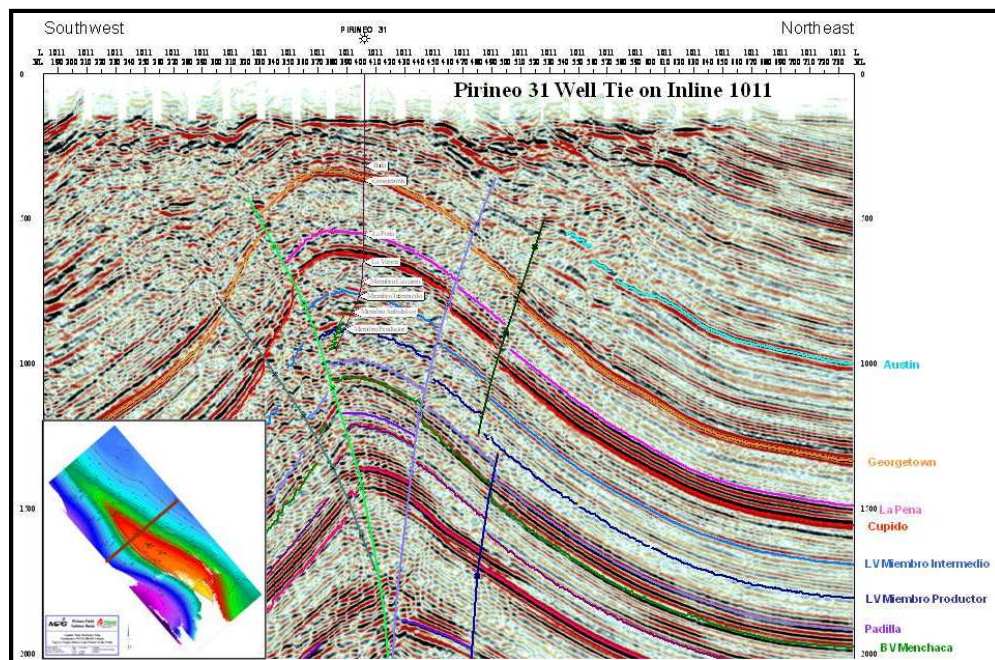


FIGURA 5.5 Diagrama Estructural del Campo Pirineo en la Formación La Virgen donde se esquematiza la construcción del Pozo Pirineo 31 y su trayectoria desviada, tomada de Monclova Pirineos Gas, S.A. de C.V., Inédito.

Estos yacimientos se están desarrollando con la perforación de pozos direccionales (**Figura 5.5**), y se ha sugerido en algunos casos la perforación de pozos horizontales, esto gracias al desarrollo y aplicación de nuevas tecnologías. En este periodo PEMEX ha realizado contratos con compañías privadas para desarrollar campos en la Región Norte (Contratos de Servicios Múltiples).

5.2 DESARROLLO DE LA PERFORACIÓN DE LA CUENCA DE SABINAS

Los primeros pozos exploratorios en la Cuenca de Sabinas fueron perforados durante la década de 1930, estos fueron San Marcos 1 y San Marcos 2, en los anticlinales San Marcos y Agua Chiquita respectivamente; en la margen Sur de la cuenca. Los pozos penetraron clásticos del Neocomiano sin encontrar manifestaciones de hidrocarburos. En la década de 1950, Petróleos Mexicanos hizo sus primeras incursiones sobre la Península de Tamaulipas, en la margen Noreste de la Cuenca de Sabinas, perforó varios pozos, algunos tuvieron manifestaciones de gas, uno de ellos fue el Peyote 1. Posteriormente se perforó el Chupadero 1, que fue un pozo seco, y los pozos Don Martín 1 y 101 que manifestaron gas, durante la prueba, sin embargo no fueron productivos ya que fueron invadidos de agua salada. El pozo Garza 1 tuvo indicios de gas a 2188 m, en la Formación La Casita y estableció la primera producción de gas y condensado a 475 m de profundidad en la Formación Eagle Ford. La producción estimada de gas fue de 84,753 pc/d, a través de un estrangulador ¼". El pozo Garza 101 obtuvo una producción de gas seco de 2,322 a 2,430 m y de 2,360 a 2390 m de la Formación La Gloria, de 32,036 pc/d y 14 kg/cm² a través de un estrangulador ¼ pulgada. El yacimiento en Garza-101 es una trampa combinada estratigráfica/anticlinal, orientada de Noroeste a Sureste, que abarca 24 km². La porosidad oscila entre el 3% al 6% en areniscas fracturadas, con un espesor productor neto de 20-40 m.

En la década de los años sesentas del siglo pasado, Petróleos Mexicanos realizó una nueva evaluación de esta cuenca e inició una campaña exploratoria integral. En 1968 se perforaron los pozos Anhelito 1 y Minas Viejas 1, que resultaron secos; en 1969 el pozo Gato 1 tuvo manifestaciones de gas en las formaciones Cupido y Taraises; se realizaron tres pruebas de producción en varios intervalos, dos de las cuales fluían hidrocarburos. Otra prueba se realizó en la Formación Tamaulipas Superior, pero la perforación con lodos pesados y pruebas en agujero entubado pudieron causar que fluyera gas sin presión.

En 1971 y 1972 se perforaron los pozos Guaje 1, Baluarte 1 y Sabinas 1, que resultaron, el primero con manifestaciones de gas en una trampa estructural y los otros dos secos. El segundo pozo tiene control estructural, resultó seco, sin embargo a principios de este siglo se perforó el pozo Pirineos 1 en otra parte de la estructura, resultando productor de gas.

En 1972 se inició la perforación del pozo Buena Suerte 1, que duró más de 36 meses, tuvo manifestaciones de gas en varios niveles estratigráficos y quedó terminado como pozo invadido. Simultáneamente se perforaron los pozos Buena Suerte 1A, 2 y 2A, los dos primeros tuvieron accidente mecánico y no cumplieron sus objetivos, el pozo Buena Suerte 1A presentó alentadoras manifestaciones de gas, en las formaciones Padilla y La Virgen; después de muchos problemas de perforación y 18 meses de operación, el pozo Buena Suerte 2A se terminó en 1975 como productor de gas seco (984 Btu/pie³), en el intervalo 2,495 - 2,515 m, en carbonatos fracturados de la Formación Padilla, con una producción estimada de 1.345 MMpcg/d, fluyendo con 62 kg/cm² por estrangulador de ¼". Este campo

tiene una superficie de 13.4 km². El éxito del pozo Buena Suerte 2A, abrió las puertas a una nueva provincia gasífera mesozoica estructuralmente compleja.

En 1976 el pozo Monclova 1 quedó productor con 3.655 MMpcg/d de gas seco, fluyendo con una presión de 170 kg/cm² por estrangulador de ¼", en el intervalo 2,120 - 2,173 m, en dolomías de la base de la Formación La Virgen, con porosidad de matriz de 4 a 7%, donde la calidad del yacimiento se ve incrementada por las fracturas naturales, abarca una superficie de 25 Km². El campo también produce en areniscas fracturadas de la Formación La Casita del Jurásico Superior y carbonatos de las formaciones Padilla y La Mula del Cretácico Inferior. En estudios anteriores, las reservas originales de esos plays se estimaron en 192.5 MMMpc, de los cuales 164 MMMpc han sido producidos a partir de 11 pozos en 23 años de explotación. El desarrollo de explotación de los campos Buena Suerte y Monclova, ha demostrado que es una sola estructura, compartimentada, que produce principalmente de tres yacimientos (Padilla, La Mula y La Virgen), y con sólo dos pozos de producción del yacimiento La Casita.

En ese mismo año, un nuevo éxito exploratorio ocurrió en el pozo Lampazos 1, a la profundidad de 2,400 - 2,425 m, en areniscas fracturadas, con porosidades tan bajas como 5 a 8% de la Formación La Gloria del Jurásico Superior, fluyó con 4.357 MMpc/d de gas seco a la presión de 180 kg/cm² por estrangulador de ¼". El campo Lampazos ha producido en las formaciones La Gloria, La Casita, Taraises y Georgetown; la producción más importante está en las formaciones La Gloria y La Casita del Jurásico Superior, en un área de 11 km². De las reservas originales de 71.8 MMMpc, se ha recuperado 52.6 MMMpc en 23 años a partir de 15 pozos.

Tras una intensa actividad exploratoria realizada entre 1976 y 1985, otros éxitos exploratorios menores se dieron en esa cuenca, los campos Florida, Huerta, Zuloaga, Maestros, Gato, Escudo y Patricio, productores en las Formaciones La Casita y Austin, en campos de un sólo pozo, han producido un total de 7.7 MMMpc de la reservas calculada en 136 MMMpc.

En 1986 se perforó el pozo Merced 1, que fue el último de los pozos exploratorio exitosos perforados durante esta campaña, se obtuvo una producción estimada inicial de 4.400 MMpcg/d, con una presión de 206 kg/cm² fluyendo por estrangulador de ¼", a una profundidad de 3,765 – 3,767 m, en areniscas de la Formación La Casita, con porosidades de matriz tan bajas como 3 a 5%, sin embargo, una vez más, las fracturas naturales aumentan notablemente la porosidad y permeabilidad en estos yacimientos, que han producido 69.5 MMMpc en 12 años. Las reservas del campo Merced se estimaron en 1997 en 161 MMMpc (Vázquez y Eguiluz, 1997). Entre 1995 a 1997 se desarrolló este campo con seis pozos y volvió a repuntar la producción de gas en la cuenca alcanzando 50 MMpcd.

Los campos Noralta, Ulúa, Candelilla, Cuatro Ciénegas, Kakanapo y Progreso no han sido desarrollados, su gas tiene cantidades variables de CO₂ y H₂S (gas amargo al 0.1 %), y sus reservas globales se estiman en cerca de 136 MMMcf (Eguiluz, 2001). En 1999, el pozo Minero se terminó con éxito, con reservas de 55 millones de pies cúbicos. Hasta el año 2005, en la Cuenca de Sabinas se habían

perforado 107 pozos exploratorios, en 84 trampas estructurales anticlinales (Figura 5.6).

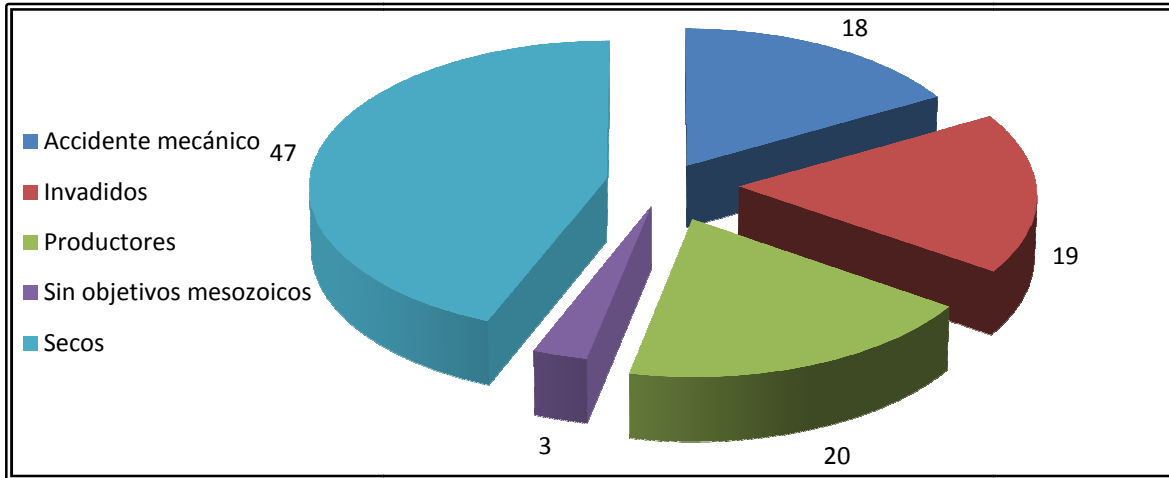


FIGURA 5.6 Resultado de 107 pozos perforados, en 84 trampas anticlinales, en la Cuenca de Sabinas, al año 2005 (tomada de Eguiluz, 2007).

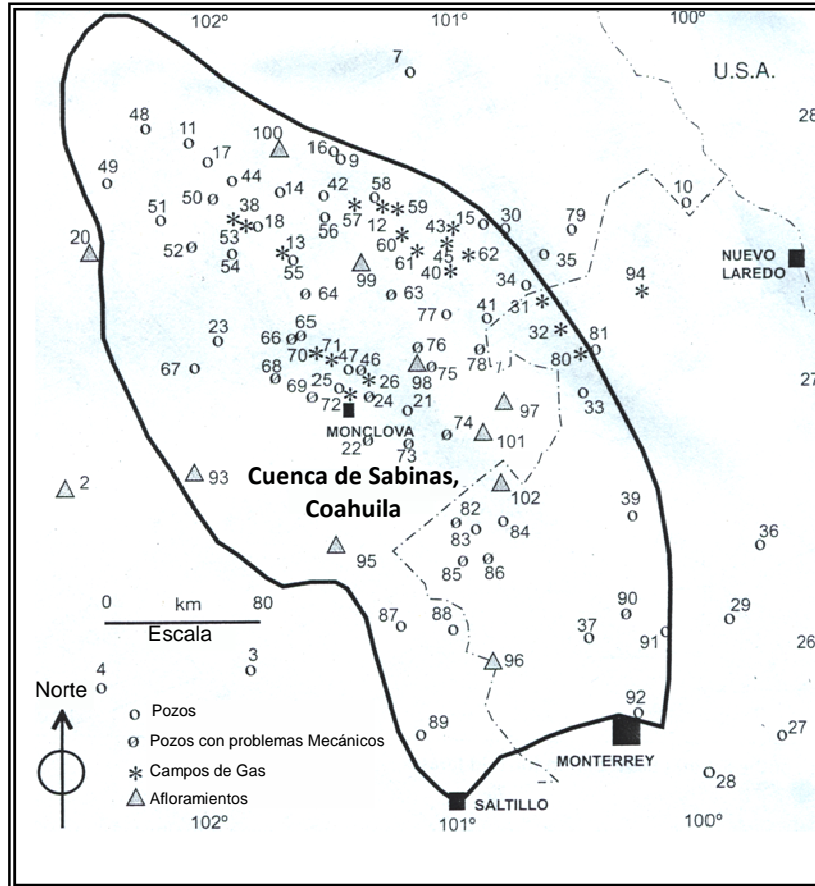
En las 84 trampas, 20 pozos son descubridores de campos (dos pozos en los últimos cinco años), 11 de ellos han acumulado producción y el resto no ha tenido vida productiva. 48 pozos quedaron oficialmente terminados como secos (tres pozos en objetivos mesozoicos, Minas Viejas 1, Menchaca 1 y 1 A), 18 pozos con accidente mecánico y 19 pozos invadidos de agua salada.

De los 18 pozos con accidente mecánico, 13 se reperfilaron (Amuleto 1, 1A, Baluarte 1, Barroterán 1, Carroza 1, Chicharra 1A, Gerardo 1, Hacienda 1, Jurásico 1, Menchaca 1, Myrna 1, Noralta 1 y Relámpago 1) y evaluaron 12 estructuras, dos quedaron productoras (Noralta 1A y Amuleto 1B) y 5 estructuras se evaluaron parcialmente (Alberto 1, Bernardino 1, Golfo 1, Jardines 1 y Popa 1). La estructura donde se perforó el pozo Golfo 1, la reevaluó el pozo Renacer 1, el pozo Popa 1 encontró en la Formación Olvido 94% de CO₂, el pozo Bernardino está fuera del *play*, en el mapa de riesgo compuesto para la Formación La Casita y el pozo Alberto tiene posibilidades al estar en zona de riesgo bajo a moderado en el mapa de riesgo compuesto del *plays* La Casita.

El análisis de 16 pozos invadidos y secos, indica que los sondeos están flanqueados por fallas, por lo que existen posibilidades de investigar 15 estructuras, en las que se perforaron esos pozos (Barroterán1, Cartujanos 1, Casita 1, Colombo 1, Cristo 1, Esteban 1, Fluorita 1, Guaje 1, Jurásico 1, Mercado 1, Nadadores 1, San Ambrosio 1, San Blas 1, Chicharra 1, Rata 1 y Rayo 1), pero que considerando el modelo estructural tienen posibilidades en bloques delimitados por fallas.

De los 107 pozos exploratorios, diez se han perforado sobre estructuras productoras; cinco pozos en la estructura Monclova-Buena Suerte (Amuleto 1, 1A y 1B, Inés 1 y Dolomita 1), uno (Ciega 1) en la estructura del campo Lampazos, uno (Colombo 1) sobre el campo Huerta y tres terminados como accidente mecánico o secos (Baluarte 1, 1A y 101), que están en la estructura actualmente productora de Pirineos.

Trece campos han descubierto gas en los *plays* La Casita (Monclova, Merced, Escudo, Zuloaga, Lampazos, Noralta, Minero, Forastero, Candelilla, Cacanapo, Huerta, Gato y Maestros), cinco campos han descubierto gas en los *plays* Padilla-La Virgen (Monclova, Buena Suerte, Ulúa, Florida, y Pirineos), dos campos en el *play* Cupido (Cuatro Ciénegas y Progreso) y uno en el *play* Austin (Patricio), (Figura 5.7).



1* Tarahumara-1 (27°1' 41", 103° 25' 35")	18 Hamburgo-1-A	39 Sabinas-1	62 Campo Maestros	84 Carroza-1-A
2 Las Delicias Valley (26° 22', 102° 55')	19* Concordia-1	40 Campo Ulúa	63 Baluarte-101	85 Popa-1
3 Paila-1-A	20 Potrero de La Mula (27° 30', 102° 45')	41 Myrna-1-A	64 Chicharra-102-A	86 Estacas-1
4 Mayrán-1	21 Oro-1	42 Caballada-1	65 Golfo-1	87 Hacienda-1
5* Ceballos-1 (26° 24' 49", 104° 6' 18")	22 Pécten-1	43 Campo Progreso	66 Tordillo-1	88 Anhele-1
6* El Diablo Range (27° 10', 104° 10')	23 Menchaca-1-A	44 Esteban-1	67 Virgen-1	89 Encinas-1
7 Perla-1	24 Candela-1	45 Campo Gato	68 Nadadores-1	90 Jardines-1
8* El Carmen Range (29° 15', 102° 50')	25 Colombo-1	46 Inés-1	69 Mercado-1	91 Higuera-1
9 Carbón-1	26 Campo Moclova	47 Dolomita-1	70 Campo Buena Suerte	92 Silla-1
10 Magvi-1	27 Linares-1	48 Guaje-1	71 Amuleto-2-A	93 San Marcos Range (26° 30', 102° 00')
11 Yerbabuena-1	28 Terán-1	49 Moca-1	72 campo Huerta	94 Campo Garza
12 Campo Cacanapo	29 Benemérito-1	50 Bura-1	73 Bernardino-1	95 La Gavia Range
13 Campo Cuatrociénegas	30 Metatosa-1	51 Pino-1	74 Relámpago-101	96 La Popa
14 Cierardo-1	31 Campo Patricio	52 Cristo-1	75 Rata-1	97 Pájaros Azules Range
15 Metatosa-101	32 Campo Zuloaga	53 Campo Candelilla	76 Rayo-1	99 La Rata Range
16 Palau-1	33 Marco-1	54 San Blas-1	77 Primero de Mayo-1	100 Santa Rosa Range
17 Nazca-1	34 Jurásico-1	55 Alberto-1	78 Cartujanos-1	101 Bolsa de Judas
	35 Don Martín-1	56 Barroterán-1-A	79 Don Martín-101	102 El Venadito
	36 Ramones-1	57 Campo Florida	80 Campo Lampazos	
	37 Minas Viejas-1	58 Hulla-1	81 Ciega-1	
	38 Campo Noralta	59 Campo Minero	82 Lorencillo-1	
		60 Campo Merced	83 Piedra-1	
		61 Campo Escudo		

*Fuera del Mapa.

FIGURA 5.7 Mapa que localiza los pozos y campos de gas en la Cuenca de Sabinas (tomada de Eguiluz, 2001).

Al considerar que se han descubierto 13 campos en los *plays* La Casita, que de los 107 pozos perforados en la cuenca, 22 pozos no cortaron al *play*, 15 pozos quedaron flanqueados o fuera del *play* y seis pozos sobre las estructuras descubiertas por pozos anteriores; podemos decir que el éxito global en el *play* La Casita fue de 20%, con una producción acumulada hasta el año 2005, cercana a los 150 MMMpc.

En los *plays* Padilla y La Virgen se han descubierto cinco campos, 15 pozos exploratorios han estado flanqueados por fallas, seis sobre la misma estructura, cuatro no cortaron al *play* y tres pozos están fuera del área del *play*, por lo que se considera que el éxito en este *play* fue de 6%. La producción acumulada al 2005 en ambos *plays* es de 250 MMMpc.

La disminución de la inversión y por consiguiente de las actividades en la Cuenca de Sabinas, aunado a fuerte declinación de los pozos, ocasionó que en 1999, la producción de la Cuenca de Sabinas, se abatiera a 20 MMpcd.

5.3 INGENIERÍA DE PERFORACIÓN

La perforación de un pozo en tierra o en mar, consiste en la penetración de las diversas capas de roca hasta llegar al yacimiento. Antiguamente este proceso se hacía mediante el golpeteo del suelo y la roca con algún material duro (barrena) hasta desgastarlos, se retiraban los recortes de material con alguna cubeta y se continuaba con la operación de golpeo.

5.3.1 Perforación Rotatoria

En 1859 se desarrolló la teoría de perforar manteniendo la barrena todo el tiempo en contacto con la roca y no en forma intermitente como el método anterior (por percusión) y que el corte de roca se hiciera mediante la rotación continua de la barrena (**Figura 5.8**).

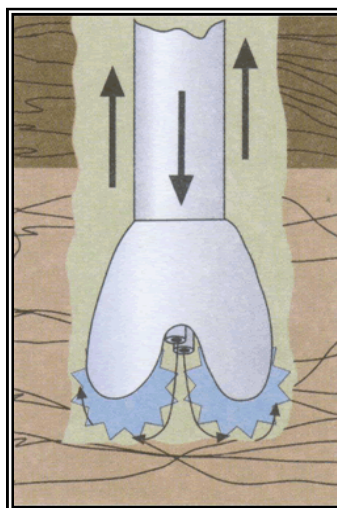


FIGURA 5.8 Barrena de Perforación Rotatoria, tomada de publicación PDVSA, 2010.

Una forma utilizada actualmente para perforar un pozo, utiliza de manera general, un sistema rotatorio que consiste en hacer girar una barrena conectada al extremo inferior de una tubería de acero (sarta de perforación) a una velocidad determinada, con una fuerza de apoyo sobre las rocas; para cortar o triturar la formación penetrando el subsuelo terrestre, y para ir profundizando, se va enroscando más tubería por el extremo superior (**Figura 5.9**).

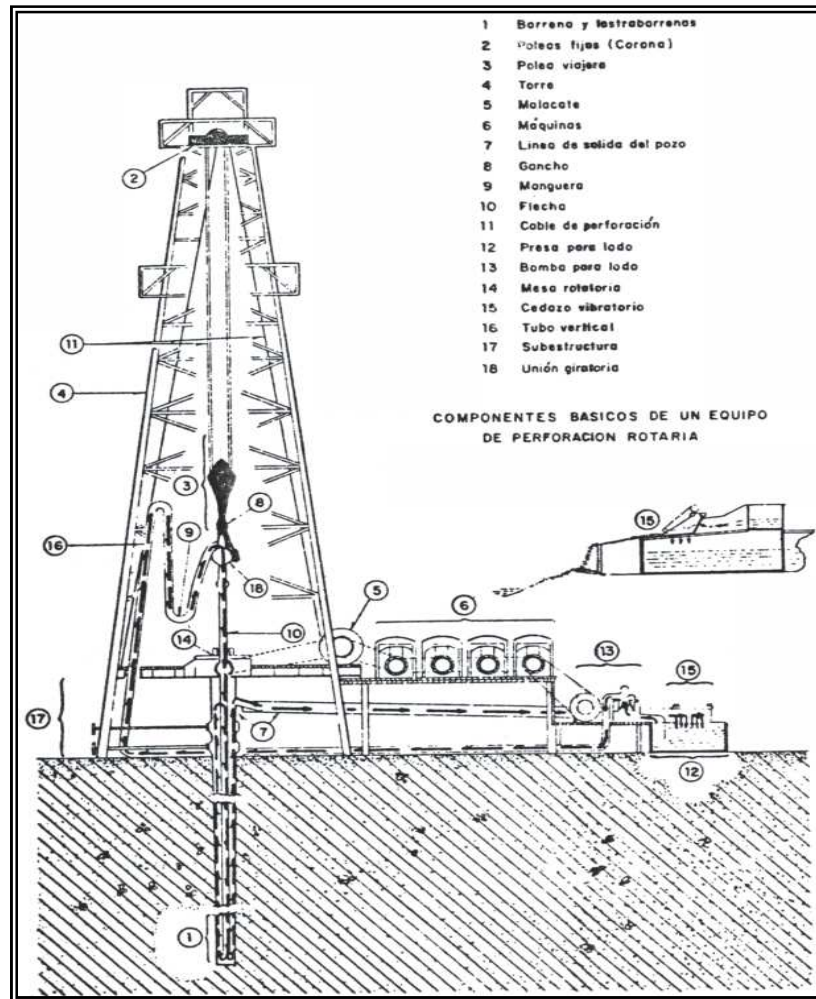


FIGURA 5.9 Esquema de un equipo de perforación rotatoria (tomada de Uribe y A. Cuevas, 1979).

Los fragmentos resultantes son llevados a la superficie a través del espacio anular formado por las paredes de la formación rocosa y la tubería de perforación suspendidos en un fluido (lodo de perforación) diseñado especialmente para esta operación.

La acción de corte de los dientes de la barrena, el movimiento rotatorio, la carga ejercida por las tuberías que soporta, el flujo de fluido a alta velocidad son los elementos que provocan cortar las diferentes capas de rocas (**Figura 5.10**).



FIGURA 5.10 Imágenes de algunos tipos de Barrenas utilizadas en la Industria Petrolera, tomada de Bahamon, 2010.

La recuperación litológica se hace por medio de muestras tomadas de los recortes, comúnmente llamados de canal, o bien de núcleos de fondo o de pared, también se auxilian los geólogos y los petroleros de la información obtenida por medio de los análisis desarrollados en las muestras y lodo por unidades mecánicas-manuales operadas en superficie, y finalmente el empleo de los registros geofísicos de pozos viene a constituir un valiosísimo complemento en la información recuperada en los pozos que es utilizada para la elaboración de trabajos estructurales, estratigráficos y en la evaluación de las posibilidades productoras de las formaciones atravesadas.

5.3.2 Objetivo de los pozos

La industria petrolera clasifica a los pozos en función de sus objetivos como "pozos exploradores", "pozos delimitadores" y "pozos de desarrollo".

Un pozo explorador es aquel que se utiliza para determinar en donde se encuentra el aceite o gas en formaciones dentro del subsuelo ó para investigar las posibilidades productoras de las formaciones por atravesar. Si un pozo explorador descubre aceite y/o gas se puede perforar más pozos para verificar el tamaño del yacimiento y por consiguiente su reserva y producción, estos pozos se conocen como pozos delimitadores. Un pozo que encuentra aceite y gas puede no justificar la explotación del yacimiento ya que saldría más cara la inversión que las ganancias.

Un pozo de desarrollo es perforado en campos petroleros existentes; se perfora este tipo de pozos para sacar la mayor cantidad de hidrocarburos del campo petrolero al menor costo posible, ya que son programados precisamente para lograr el desarrollo de los yacimientos descubiertos.

Los ingenieros estudian cuidadosamente las características productoras del campo, entonces determinan el número de pozos requerido para explotar dicho campo eficientemente. Si se perforan pozos en los límites del campo productor para determinar las fronteras del campo, dichos pozos se les da el nombre de pozos delimitadores.

El número de pozos de desarrollo en un yacimiento en particular depende de su tamaño y características. Un yacimiento puede tener varios kilómetros cuadrados de superficie y varios metros de profundidad. En general, entre más grande es el tamaño del yacimiento, se necesitarán más pozos de desarrollo para su explotación.

Las características del yacimiento como su porosidad y permeabilidad también juegan un papel importante. Por ejemplo, un yacimiento con alta porosidad y permeabilidad puede dejar fluir los hidrocarburos con mayor facilidad y no necesita de muchos pozos productores como lo requeriría un yacimiento productor con baja porosidad y permeabilidad.

Estos diferentes tipos de pozos se pueden perforar en dos ambientes principales: el Terrestre y el Marino, para cada uno, existen diferentes conjuntos de equipos y herramientas que permiten la perforación de los pozos. La clasificación de los equipos es la siguiente:

- Terrestres.
 - ✓ Convencionales.
 - ✓ Móviles.

La diferencia entre estos es que los primeros tienen una capacidad mayor en la profundidad de perforación y los segundos disponen de un conjunto de malacates y motores de combustión interna montados sobre un remolque que se autotransporta más fácilmente. Así, cuenta con mayor facilidad de transporte de una localización a otra, pero con menor capacidad en la profundidad de perforación.

- Marinos.
 - ✓ Fijos:
 - Plataformas fijas ancladas.
 - Plataformas autoelevables.
 - Plataformas de piernas tensadas.
 - Sumergibles.
 - ✓ Flotantes:
 - Semisumergibles.
 - Barcos.
 - Barcazas.

Anteriormente, los equipos de perforación marina fueron equipos de perforación terrestre colocados sobre una embarcación para perforar y utilizaban las mismas técnicas que en tierra. Se les denominaban móviles de perforación a los equipos convencionales montados sobre plataformas autoelevables, semisumergibles y barcos perforadores; estas técnicas se utilizaron algún tiempo, mas la necesidad de perforar en aguas más profundas creó al nuevo ingeniero de diseño de estructuras costa afuera. Junto con los nuevos conceptos de ingeniería, se creó una nueva generación de equipos de perforación, ahora ya conocidos como: sumergible, barcaza, plataforma autoelevable, semisumergible y barco perforador.

5.4 TRABAJOS ESTRUCTURALES, ESTRATIGRÁFICOS Y SEDIMENTOLÓGICOS

Generalmente, con los datos obtenidos con los pozos exploratorios se retroalimenta la información geológica geofísica; por ejemplo, se hacen ajustes en sismología y esto hace que se generen nuevos trabajos sismológicos, como son los trabajos de detalle que sirven de apoyo para la programación de los pozos de desarrollo. La interpretación obtenida por los pozos da por resultado trabajos que regeneren información detallada sobre la estratigrafía, sedimentología y geología estructural.

Los trabajos desarrollados por el personal de Geología de Subsuelo no se limitan únicamente a llevar, el control operacional y estadístico de los pozos, sino que en coordinación con otros departamentos se hace acopio de la información geofísica y de geología superficial para mejorar los trabajos de interpretación.

Estos trabajos se efectúan con base en las observaciones, estudios y análisis realizados a las muestras de canal, núcleos y registros geofísicos de pozos, y con apoyo de la información geológica y geofísica existente. Los trabajos comúnmente realizados son de tipo estructural, estratigráfico y sedimentológico, en los cuales interviene naturalmente los estudios de tipo faunístico (paleontológico) y los de petrofísica.

Estos trabajos tienen como finalidad llevar el control estructural durante la perforación de cada pozo haciendo secciones con apoyo geofísico, hasta la detección de anomalías estructurales o estratigráficas (fallas, discordancias, etc.) que no son en ocasiones detectadas por los trabajos geológicos y geofísicos previos; además se determinan espesores, cambios de facies, extensión de los horizontes de interés, etc. que hacen posible la confirmación y/o corrección de las interpretaciones con las cuales se apoyaron los primeros pozos.

Las configuraciones de las cimas formacionales, planos de isopacas, porcentaje de arenosidad, isolitas, isosamas, etc. son producto de estas interpretaciones, los que aunados a trabajos de litofacies y modelos sedimentarios hacen posible el conocimiento verdadero de la distribución y comportamiento de los horizontes de interés económico y dan apoyo a las localizaciones de pozos delimitadores y de desarrollo para la explotación óptima de los yacimientos.

Naturalmente que el enriquecimiento de la información para estos trabajos está en función del número de pozos perforados principalmente, por ejemplo, para realizar los trabajos sedimentológicos, se utiliza un círculo de retroalimentación de información entre pozos y trabajos de reinterpretación. Uno de los resultados de mayor interés es la obtención de planos paleogeográficos en los cuales se pueden señalar áreas nuevas con interés petrolero.

La utilización de estos trabajos es de grandes beneficios en el área denominada Geología de Yacimientos, la cuál se responsabiliza de la distribución de pozos de desarrollo y que con apoyo de los estudios de petrofísica (porosidad, permeabilidad, presión capilar, etc.) se puede planificar la explotación racional y óptima de los yacimientos.

A través de los trabajos estructurales, estratigráficos y sedimentológicos, se logra obtener conclusiones de interés tales como: verdaderos espesores de las formaciones, cambios de facies, comportamiento estructural, tipos de fallas, saltos de las mismas, establecimiento del marco tectónico, génesis de las rocas, procesos diagénéticos que actuaron, establecimiento del origen de la porosidad y zonas más atractivas para el desarrollo de la misma. Como ejemplo de estos estudios se presentan las **Figuras 5.11** y **5.12**, en las cuales se muestran la configuración estructural de dos campos productores Buena Suerte-Monclova y Lampazos (Uribe y A. Cuevas, 1979), mapas que proporcionan información del tipo estructural geológica, del contacto entre la roca almacenadora y sello, del tamaño del yacimiento, etc.

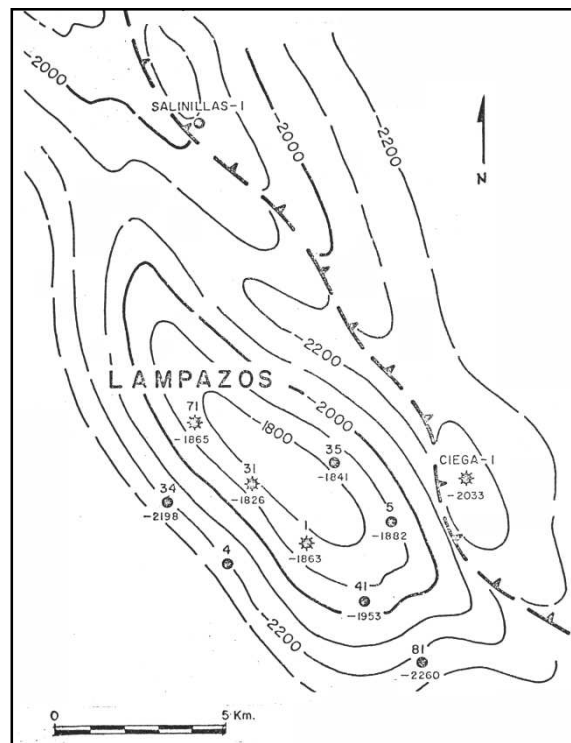


FIGURA 5.11 Configuración Estructural del Campo Lampazos (tomada de Uribe y A. Cuevas, 1979).

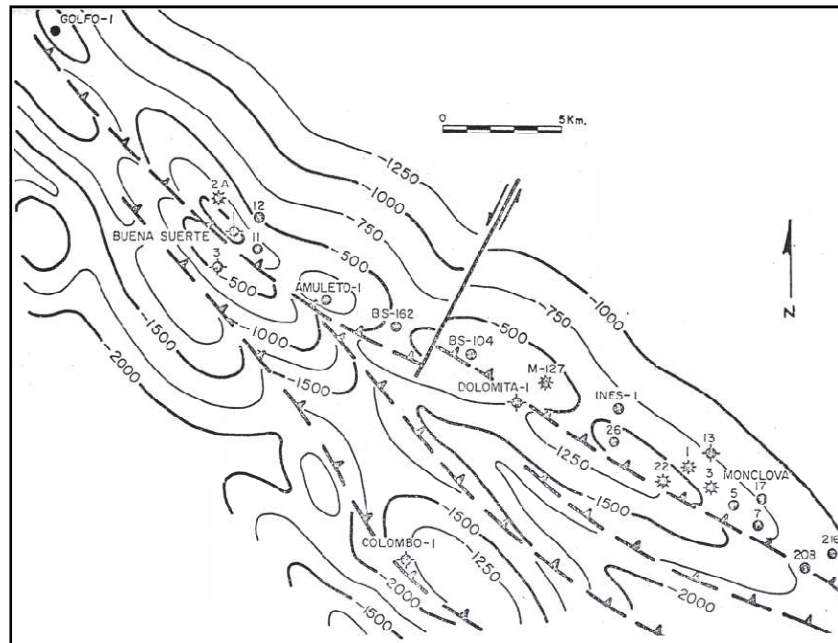


FIGURA 5.12 Configuración Estructural del Campo Buena Suerte-Monclova, tomada de Uribe y A. Cuevas, 1979.

5.5 REGISTROS GEOFÍSICOS DE HIDROCARBUROS

El conocer las características de las formaciones atravesadas por los pozos, tanto en su naturaleza litológica, como en lo relativo a su contenido de fluidos (agua o hidrocarburos), es motivo de profundo interés tanto en la exploración como en el desarrollo de los campos. Del conocimiento de los diferentes parámetros que tal información proporciona, dependerá la extracción eficiente de los hidrocarburos.

Para ello se cuenta con el muestreo de los pozos, es decir, del registro de lo que la barrena atraviesa; este muestreo se hace en forma directa: estudiando muestras de la formación, mediante el análisis continuo del fluido de perforación y por la introducción mediante cables con conductores eléctricos de dispositivos medidores de los distintos parámetros característicos de las formaciones atravesadas y de su contenido. De estos métodos de muestreo, el que mayores avances tecnológicos ha reportado es el originalmente conocido como registro eléctrico. Actualmente, a éste se le han sumado una serie numerosa de registros de otros parámetros y se les denomina genéricamente registros geofísicos.

Un registro geofísico es un gráfico X-Y en donde el eje Y representa la profundidad del pozo y el eje X representa el o los valores de algunos parámetros del pozo como son: porosidad, densidad, tiempo de tránsito, resistividad, diámetro del agujero, etcétera. Estos parámetros se obtienen mediante mediciones eléctricas, acústicas, radioactivas, etc. Con dichos registros se pueden definir las siguientes características:

- Tipo de fluidos (hidrocarburos, agua salada y agua dulce).
- Litología.
- Minerales.
- Porosidad (primaria y secundaria).
- Echados, discordancias, fallas, distribuciones de facies, etc.
- Determinar el nivel de agua-aceite.
- Temperaturas.
- Presiones anormales para el control de la perforación de los pozos.
- Inspección de tuberías.
- Calibración de los diámetros de los pozos.

5.5.1 Tipos de Registros Geofísicos

Para determinar algunas características de las formaciones del subsuelo, es necesario llevar a cabo la toma de registros. Para esto se utiliza una unidad móvil (o estacionaria en pozos costafuera), que contiene un sistema computarizado para la obtención y procesamiento de datos. También cuenta con el envío de potencia y señales de comando (instrucciones) a un equipo que se baja al fondo del pozo por medio de un cable electromecánico. El registro se obtiene al hacer pasar los sensores de la sonda frente de la formación, moviendo la herramienta lentamente con el cable (**Figura 5.13**).

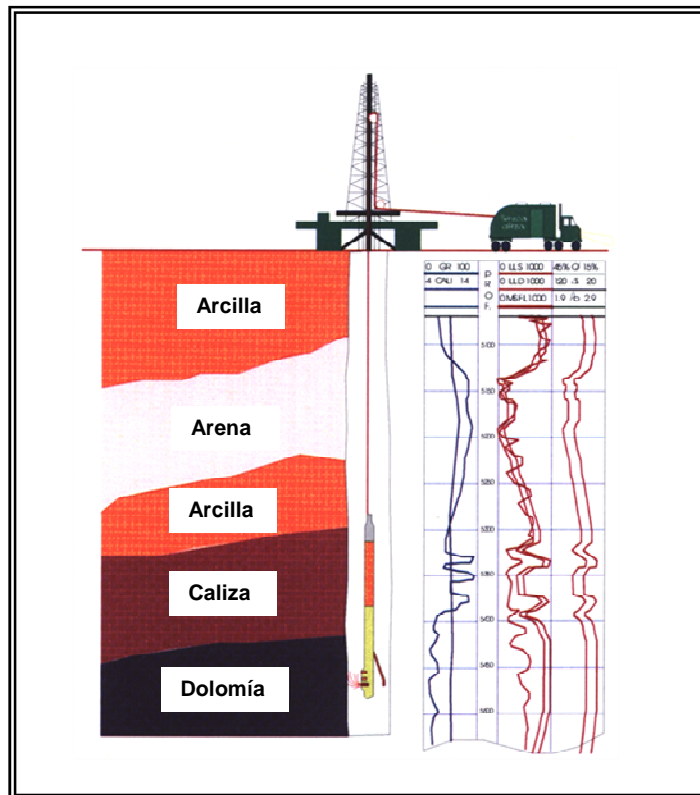


FIGURA 5.13 Diagrama esquemático de la toma de registros geofísicos, (tomada de Un Siglo de la Perforación en México, PEMEX, 2000).

Dentro de los objetivos del registro geofísico podemos mencionar:

- Determinación de las características de la formación: porosidad, saturación de agua/hidrocarburos, densidad.
- Delimitación (cambios) de litología.
- Desviación y rumbo del agujero.
- Medición del diámetro de agujero.
- Dirección del echado de formación.
- Evaluación de la cementación.
- Condiciones mecánicas de la TR.

En agujero descubierto proporcionan información sobre varios parámetros, tales como espesor del yacimiento, porosidad, saturación de fluido, litología, ambiente sedimentario, condiciones de depositación, presión, permeabilidad, etc. Los registros en agujero abierto son:

- Inducción.
- Doble Laterolog.
- Neutrón compensado.
- Densidad compensada.
- Sónico digital.
- Imágenes de pozo.

En agujeros revestidos o entubados, los registros permiten efectuar con rapidez y buen control de profundidad, operaciones de disparo, colocación de instrumentos (tapones, empaques) y diversas operaciones de control (evaluación de cementación, producción, reevaluación de intervalos). Los registros en agujero entubado son:

- Evaluación de la cementación.
- Pruebas de formación.
- Desgaste de tubería.

Los principales parámetros físicos que se evalúan en un yacimiento son:

- a) Saturación de agua.
- b) Porosidad (primaria y secundaria).
- c) Espesor permeable.
- d) Permeabilidad.
- e) Litología.

5.5.2 Tipos de herramientas que se utilizan en la toma de registros

El equipo de fondo consta básicamente de la sonda. Este es el elemento que contiene los sensores y el cartucho electrónico, el cual acondiciona la información de los sensores para enviar a la superficie, por medio del cable. Además, recibe e interpreta las órdenes de la computadora en superficie. Las sondas se clasifican en función de su fuente de medida en:

- ✓ Resistivas (Fuente: corriente eléctrica).
- ✓ Porosidad (Fuente: cápsulas radiactivas).
- ✓ Sónicas (Fuente: emisor de sonido).

En la **Figura 5.14** se muestran de manera esquemática los tres tipos principales de herramientas para la obtención de registros geofísicos de pozo.

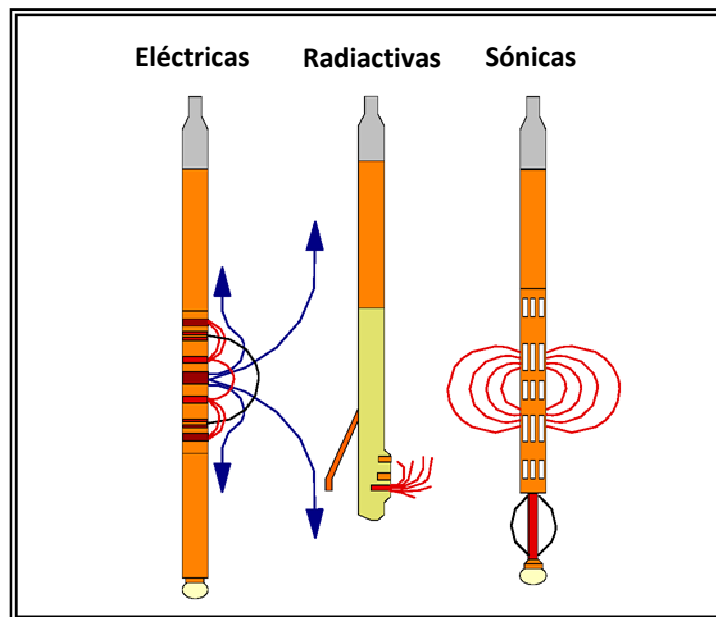


FIGURA 5.14 Esquema de las principales herramientas de fondo, (tomada de Un Siglo de la Perforación en México, PEMEX, 2000).

De acuerdo con lo anterior tenemos a los siguientes tipos de herramientas:

Herramientas de registros con principio resistivo (*eléctrico*):

- Inducción.
- Doble inducción.
- Doble Laterolog.
- Microesférico.
- Medición de echados.
- Microimágenes resistivas de formación.

Herramientas de registros radiactivos.

- Neutrón compensado.
- Litodensidad compensada.
- Espectroscopía de rayos gamma.
- Rayos Gamma naturales.

Herramientas de registros con principio acústico.

- Sónico de porosidad.
- Sónico dipolar de imágenes.
- Imágenes ultrasónicas.

Mediante una cuidadosa interpretación de la respuesta de los registros, es posible evaluar el potencial productivo de la formación. Además, se tienen sistemas de cómputo avanzados para la interpretación.

5.5.3 Registros Resistivos

La cantidad de aceite o gas contenido en una unidad de volumen del yacimiento, es el producto de su porosidad por la saturación de hidrocarburos.

Para deducir la resistividad de la formación en la zona no invadida, las medidas de resistividad se usan, solas o en combinación, es decir, atrás de la zona contaminada por los fluidos de control del pozo. También se usan para determinar la resistividad cercana al agujero. Ahí, en gran parte, el filtrado del lodo ha reemplazado los fluidos originales.

Las medidas de resistividad junto con la porosidad y resistividad del agua de formación, se usan para obtener la saturación de agua. La saturación obtenida de las resistividades somera y profunda se compara para evaluar la productividad de la formación.

La resistividad de una formación saturada con agua, es proporcional a la resistividad del agua con la que se encuentra saturada.

$$R_o \propto R_w$$

$$R_o = F * R_w$$

$$F = \frac{R_o}{R_w}$$

En donde: F = Factor de formación, R_w = Resistividad del agua de formación, y R_o = Resistividad de la roca saturada 100% con agua.

La resistividad de una formación depende del fluido contenido en la misma y del tipo de formación. Para medir la resistividad de la formación se cuenta con dos herramientas: Inducción y Doble Laterolog.

En general, se prefiere usar la herramienta de inducción cuando la resistividad de la formación es baja, del orden de 500 ohms. Cuando se tienen formaciones altamente resistivas la herramienta de doble Laterolog proporciona información más confiable. En las formaciones de carbonatos de baja porosidad se tienen resistividades muy altas, por lo que se requiere hacer una interpretación cuantitativa, se debe tomar un registro doble Laterolog. Sin embargo, se necesita de un medio conductor entre la herramienta y la pared del pozo. Por ello, no es posible tomar un registro doble Laterolog en lodos no conductivos, como los que son a base de aceite.

5.5.3.1 Doble Inducción Fasorial

La herramienta doble inducción fasorial realiza medidas de resistividad a tres diferentes profundidades de investigación, de esta manera, proporciona información para determinar las resistividades de la zona virgen, la zona barrida y la zona de transición (en su caso); con esta información se pueden obtener datos de saturación y movilidad de fluidos (complementada con información de otras herramientas).

El sistema fasorial permite obtener datos más exactos para diferentes valores de resistividad, ya que la herramienta cuenta con un sistema de autocalibración que mejora la precisión de la respuesta y reduce el efecto de las condiciones ambientales. Además, el sistema de transmisión de datos en forma digital del fondo a la superficie permite una mayor capacidad de señales libres de ruidos. La **Figura 5.15** muestra un ejemplo representativo de este tipo de registro.

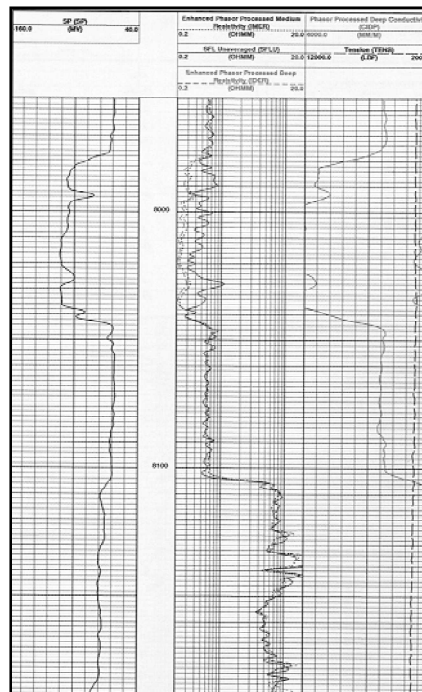


FIGURA 5.15 Registro Doble Inducción Fasorial, (tomada de Un Siglo de la Perforación en México, PEMEX, 2000).

Las principales aplicaciones de esta herramienta son:

- Interpretación de formaciones con diámetros grandes de invasión.
- Formaciones con contraste medio-alto de resistividades.
- Gráficos de invasión.
- Pozos con lodos no conductivos.

5.5.3.2 Doble Laterolog Telemétrico

La herramienta Doble Laterolog proporciona dos mediciones con la mayor profundidad de investigación, de tres mediciones necesarias que se requieren para tratar de determinar la resistividad de la zona invadida (R_{xo}) y de la zona virgen (R_t); a éstas se les conocen como Lateral Somera (LIs) y Lateral Profunda (LId).

La tercera medición requerida se puede obtener de correr la herramienta de Enfoque Esférico o Microesférico (MSFL) en forma independiente o combinada. En la herramienta DLL se permite que varíe tanto el voltaje emitido como la corriente (pero manteniendo el producto potencial constante), con lo cual brinda un rango de mediciones. La **Figura 5.16** muestra un ejemplo característico de este tipo de registro.

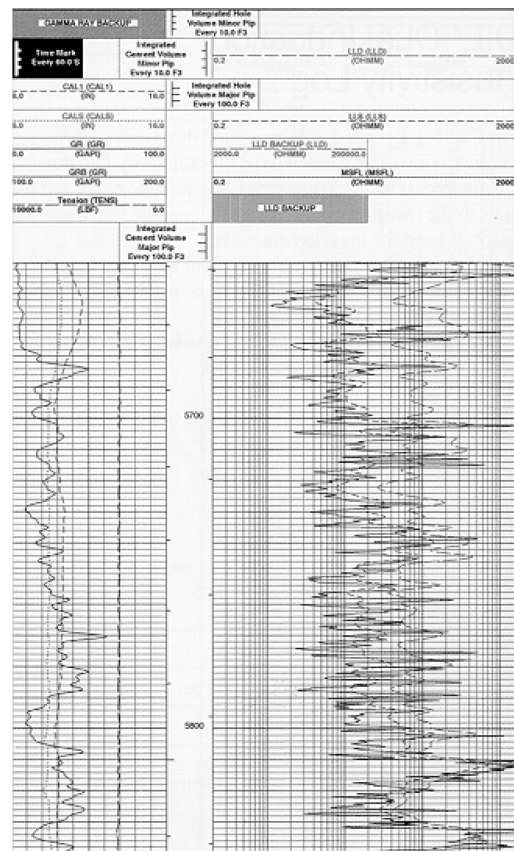


FIGURA 5.16 Registro Doble Laterolog Telemétrico, (tomada de Un Siglo de la Perforación en México, PEMEX, 2000).

Las principales aplicaciones de esta herramienta son:

- Resistividad en la zona virgen y en la zona lavada.
- Perfiles de invasión.
- Correlación.
- Detección de vista rápida de hidrocarburos.
- Control de profundidad.
- Indicador de hidrocarburos móviles.

5.5.3.3 Microesférico Enfocado

Esta herramienta surge de la necesidad de conocer R_{xo} para realizar correcciones a las lecturas de otras herramientas y tener un valor adecuado de R_t .

Durante el desarrollo de las herramientas de registros se han pasado por varias etapas hasta llegar al SRT (Spherically Focused Resistivity Tool). Previos a esta generación podemos citar microlog, microlaterolog y proximidad.

La herramienta actual se conoce genéricamente como registro microesférico (Micro Spherical Focused Log). Se basa en el principio de enfoque esférico usado en los equipos de inducción pero con un espaciamiento de electrodos mucho menor. En este caso los electrodos se ubican en un patín de hule que se apoya directamente sobre la pared del pozo. El arreglo microesférico reduce el efecto adverso del enjarre del fluido del pozo. De esta manera se mantiene una adecuada profundidad de investigación. La **Figura 17** muestra un ejemplo del registro. Las principales aplicaciones de esta herramienta son:

- Resistividad de la zona lavada.
- Localización de poros y zonas permeables.
- Indicador de hidrocarburo móvil.
- Calibrador.

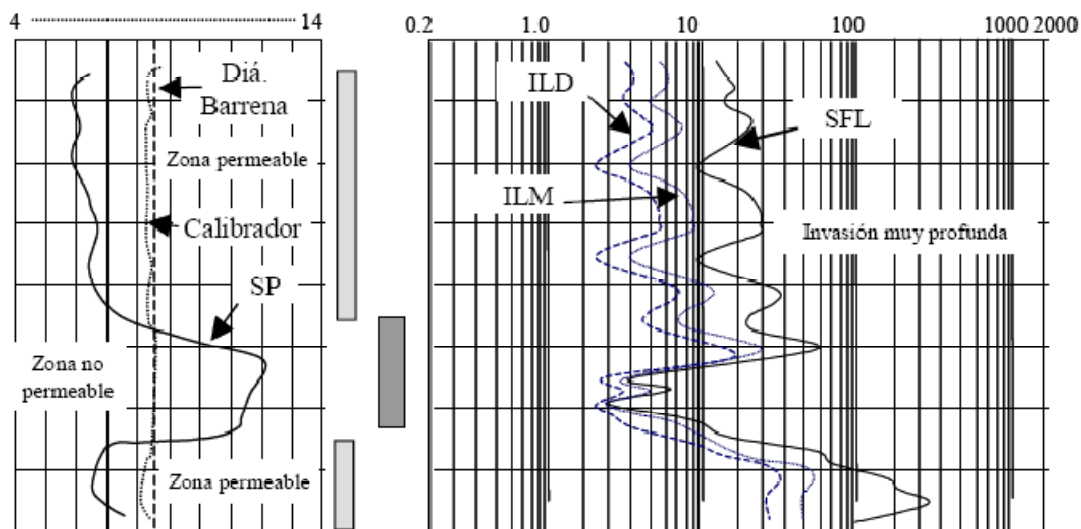


FIGURA 5.17 Registro Microesférico Enfocado, (tomada de Un Siglo de la Perforación en México, PEMEX, 2000).

5.5.4 Registros Nucleares

La determinación de la porosidad de la formación se puede hacer de manera indirecta a través de las medidas obtenidas de herramientas nucleares o acústicas; Las herramientas nucleares utilizan fuentes radiactivas. Mediante la medición de la forma de interactuar con la formación de las partículas irradiadas por la fuente, se pueden determinar algunas características importantes de los yacimientos. Se tienen tres tipos de herramientas nucleares:

<i>Radiación natural</i>	Rayos Gamma, espectroscopia
<i>Neutrones</i>	Neutrón compensado
<i>Rayos gamma</i>	Litodensidad compensada

Las herramientas para medir la radiación natural no requieren de fuentes radiactivas y la información que proporcionan es útil para determinar la arcillosidad y contenido de minerales radiactivos de la roca. Las herramientas de neutrón compensado y litodensidad requieren de fuentes radiactivas emisoras de neutrones rápidos y rayos Gamma de alta energía, respectivamente.

Dada la forma diferente en que las partículas interactúan con la materia, resulta útil la comparación directa de las respuestas obtenidas para la detección de zonas con gas, arcillosas, etc. De manera general, tenemos que podemos obtener información de la presencia de:

$\Phi_N \approx \Phi_D$	Caliza
$\Phi_N \gg \Phi_D$	Arcilla
$\Phi_N \ll \Phi_D$	Gas
$\Phi_N > \Phi_D$	Arenas
$\Phi_N < \Phi_D$	Dolomías

En donde:

Φ_N	Porosidad del registro de neutrón compensado.
Φ_D	Porosidad del registro de litodensidad compensada.

5.5.4.1 Neutrón Compensado

La herramienta de neutrón compensado utilizan una fuente radiactiva (emisor de neutrones rápidos) y dos detectores, su medición se basa en la relación de conteos de estos dos detectores. Esta relación refleja la forma en la cual la densidad de neutrones decrece con respecto a la distancia de la fuente y esto depende del fluido (índice de hidrógeno) contenido en los poros de la roca y por lo

tanto, de la porosidad. La **Figura 5.18** muestra un ejemplo característico de este tipo de registro.

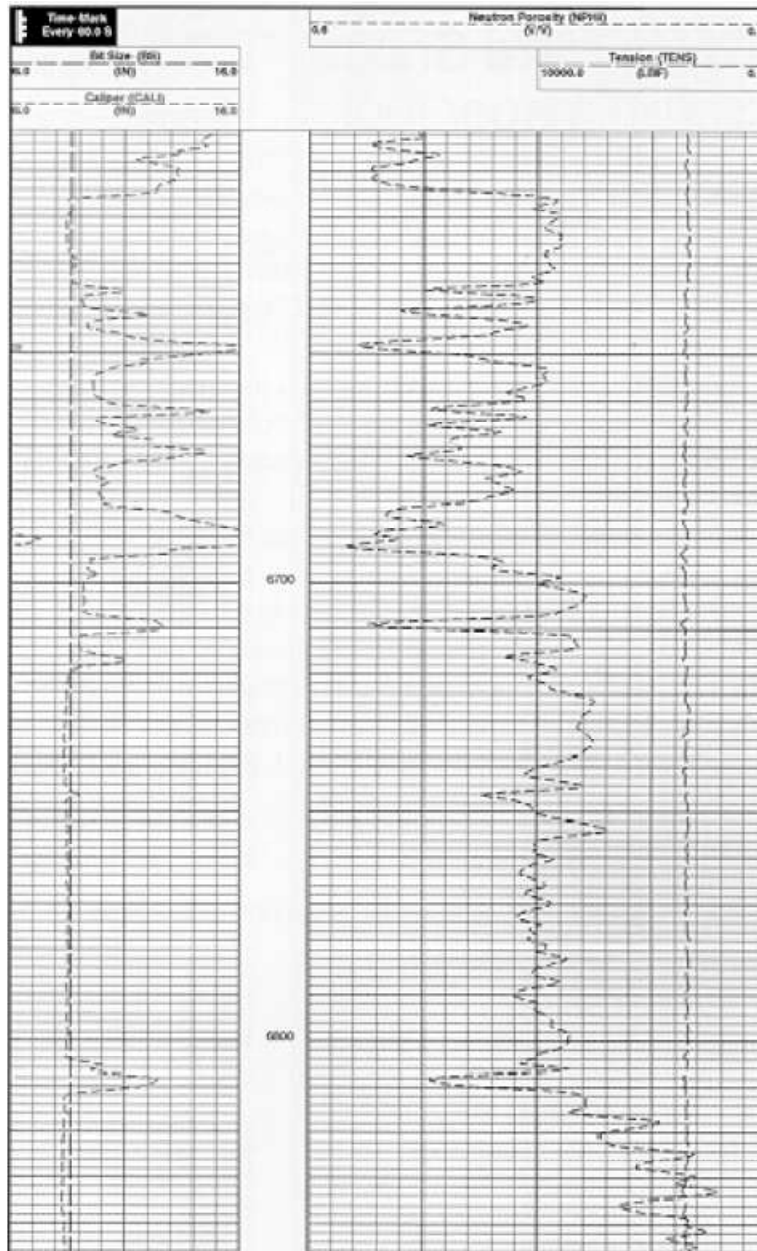


FIGURA 5.18 Registro Neutrón Compensado, (tomada de *Un Siglo de la Perforación en México*, PEMEX, 2000).

La herramienta es útil como indicador de gas, esto es porque mide el índice de hidrógeno considerando que el gas contiene un bajo índice, entonces, la porosidad aparente medida será baja. Al comparar esta porosidad aparente con la determinada por otras herramientas tales como el litodensidad o el sónico, es posible determinar la posible presencia de gas.

Las principales aplicaciones de la herramienta son:

- a) Determinación de la porosidad.
- b) Identificación de la litología.
- c) Análisis del contenido de arcilla.
- d) Detección de gas.

5.5.4.2 Litodensidad Compensada

El equipo de litodensidad es una herramienta que utiliza una fuente radiactiva emisora de rayos gamma de alta energía, que se usa para obtener la densidad de la formación e inferir con base en esto la porosidad y el tipo de litología.

Para obtener la densidad, se mide el conteo de rayos gamma que llegan a los detectores después de interactuar con el material; el conteo obtenido es función del número de electrones por cm^3 y éste se relaciona con la densidad real del material, lo que hace posible la determinación de la densidad. La identificación de la litología se hace por medio de la medición del “índice de absorción fotoeléctrica”, éste representa una cuantificación de la capacidad del material de la formación para absorber radiación electromagnética mediante el mecanismo de absorción fotoeléctrica. La **Figura 5.19** muestra un ejemplo característico de este tipo de registro.

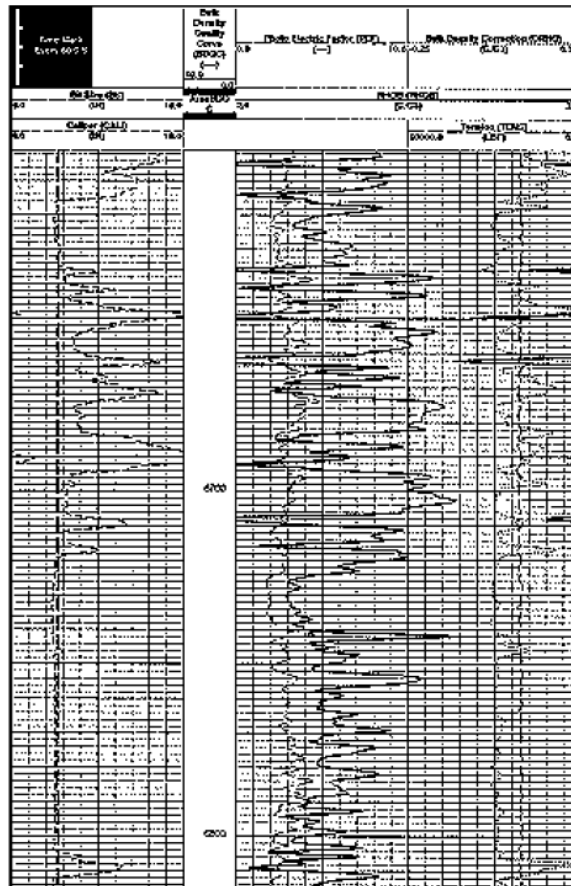


FIGURA 5.19 Registro Litodensidad Compensada, (tomada de Un Siglo de la Perforación en México, PEMEX, 2000).

Las principales aplicaciones de la herramienta son:

- Análisis de porosidad.
- Determinación de litología.
- Calibrador.
- Identificación de presiones anormales.

5.5.4.3 Espectroscopia de Rayos Gamma

La respuesta de una herramienta de Rayos Gamma depende del contenido de arcilla en una formación, sin embargo, la herramienta de Rayos Gamma Naturales no tiene la capacidad de diferenciar el elemento radiactivo que produce la medida. La mayor parte de la radiación gamma natural encontrada en la tierra es emitida por elementos radiactivos de la serie del uranio, torio y potasio. El análisis de las cantidades de torio y potasio en las arcillas ayudan a identificar el tipo de arcillas, mientras que el análisis del contenido de uranio puede facilitar el reconocimiento de rocas generadoras.

En rocas de carbonatos se puede obtener un buen indicador de arcillosidad si se resta de la curva de rayos gamma la contribución del uranio. La **Figura 5.20** muestra un ejemplo característico de este tipo de registro.

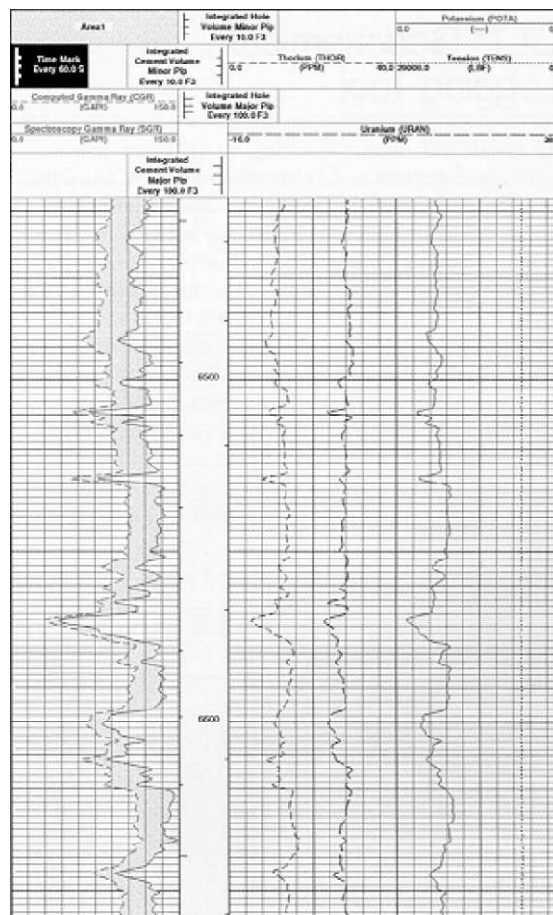


FIGURA 5.20 Registro Espectroscopia de Rayos Gamma, (tomada de Un Siglo de la Perforación en México, PEMEX, 2000).

Las principales aplicaciones de la herramienta son:

- a) Análisis del tipo de arcilla.
- b) Detección de minerales pesados.
- c) Contenido de potasio en evaporitas.
- d) Correlación entre pozos.

5.5.4.4 Rayos Gamma Naturales

La herramienta de Rayos Gamma mide la radiactividad natural de las formaciones y es útil para detectar y evaluar depósitos de minerales radiactivos tales como potasio y uranio. En formaciones sedimentarias el registro refleja normalmente el contenido de arcilla de la formación, esto se debe a que los elementos radiactivos tienden a concentrarse en las arcillas. Las formaciones limpias usualmente tienen un bajo nivel de contaminantes radiactivos, tales como cenizas volcánicas o granito deslavado o aguas de formación con sales disueltas de potasio.

La herramienta se corre normalmente en combinación con otros servicios y reemplaza a la medida del potencial espontáneo en pozos perforados con lodo salado, lodo con base de aceite, o aire. La **Figura 5.21** muestra un ejemplo característico de este tipo de registro.

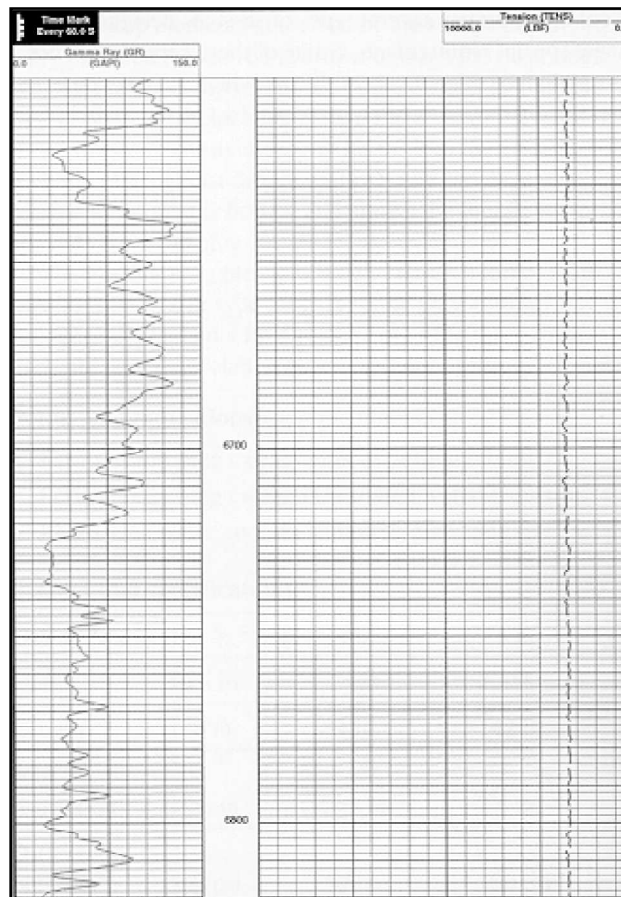


FIGURA 5.21 Registro Rayos Gamma Naturales, (tomada de Un Siglo de la Perforación en México, PEMEX, 2000).

Las aplicaciones principales de la herramienta son:

- a) Indicador de arcillosidad.
- b) Correlación.
- c) Detección de marcas o trazadores radiactivos.

5.5.5 Registros Acústicos

El equipo sónico utiliza una señal con una frecuencia audible para el oído humano, tomando como base que el sonido es una forma de energía radiante de naturaleza puramente mecánica; es una fuerza que se transmite desde la fuente de sonido como un movimiento molecular del medio. Este movimiento es vibratorio debido a que las moléculas conservan una posición promedio, donde cada molécula transfiere su energía (empuja) a la siguiente molécula antes de regresar a su posición original. Cuando una molécula transfiere su energía a otra, la distancia entre ellas es mínima, mientras que entre la primera y la anterior a ella, la distancia es mayor que la normal. Las áreas de distancia mínima entre moléculas se llaman "áreas de compresión" y las de mayor distancia se llaman "áreas de rarefacción". Un impulso de sonido aparecerá como un área de compresión seguida por un área de rarefacción.

En el equipo sónico los impulsos son repetitivos y el sonido aparecerá como áreas alternadas de compresiones y rarefacciones llamadas ondas; esta es la forma en que la energía acústica se transmite en el medio.

Sónico Digital

La energía sónica emitida desde el transmisor impacta la pared del pozo, esto origina una serie de ondas en la formación y en su superficie. El análisis del tren de ondas complejo, proporciona la información concerniente a la disipación de la energía de sonido en el medio.

La herramienta Sónico Digital permite la digitación del tren de ondas completo en el fondo, de tal manera que se elimina la distorsión del cable. La mayor capacidad de obtención y procesamiento de datos permite el análisis de todos los componentes de la onda de sonido (ondas compresionales, transversales y Stoneley). Las aplicaciones principales de la herramienta son:

- a) Correlación de datos sísmicos.
- b) Sismogramas sintéticos.
- c) Determinación de porosidad primaria y secundaria.
- d) Detección de gas.
- e) Detección de fracturas.
- f) Características mecánicas de la roca.
- g) Estabilidad del agujero.
- h) Registro sónico de cemento.

La **Figura 5.22** muestra un ejemplo representativo del registro Sónico Digital.

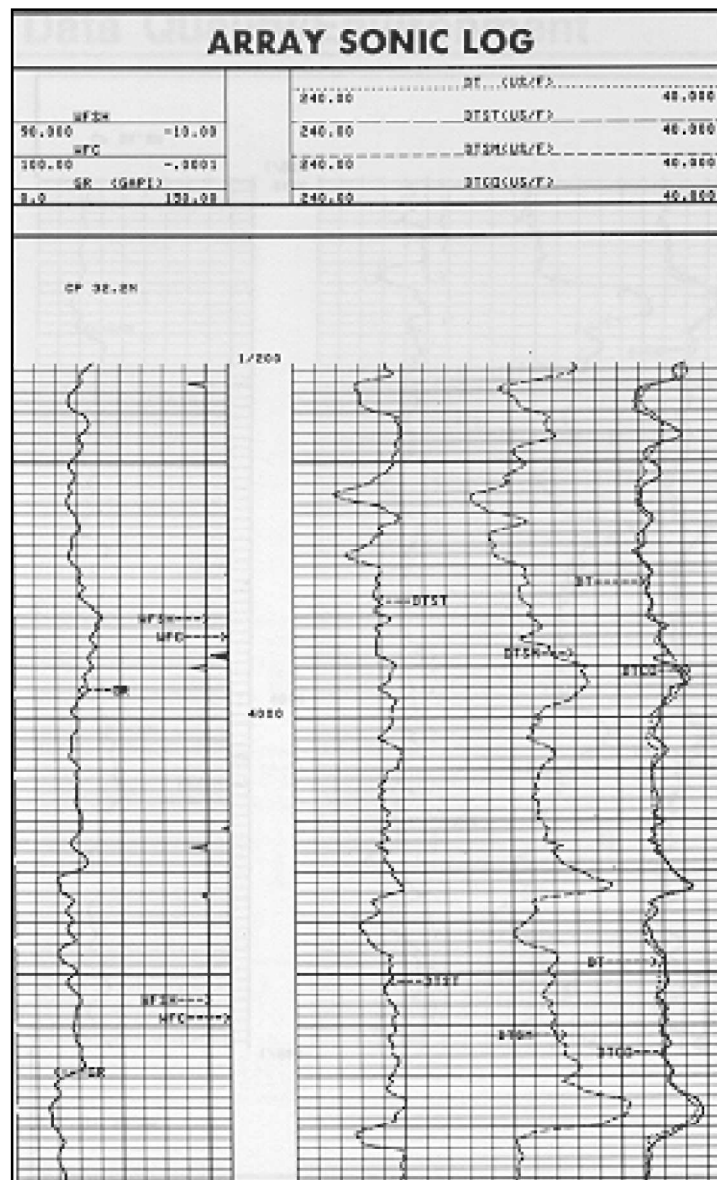


FIGURA 5.22 Registro Sónico Digital, (tomada de Un Siglo de la Perforación en México, PEMEX, 2000).

5.6 TECNOLOGÍA DE LA PERFORACIÓN

Durante mucho tiempo se consideró a la perforación de pozos en la industria petrolera como una labor artesanal o simplemente un "arte", en lugar de una Ingeniería; fue hasta en los 40's en que se desarrolló la *Tecnología de la Perforación de Pozos* de una manera acelerada tomando en cuenta diferentes aspectos como son: desarrollo, tecnología, investigación, modernización, etc.

Para llegar al estado actual de desarrollo, se tuvieron que incorporar varias ramas de la ingeniería petrolera, obteniéndose una verdadera tecnología propia de la

perforación por el camino de la ingeniería, esto no implica que el antiguo arte que se aplicaba dejó de existir, por el contrario, se tuvo que conformar con las demás disciplinas de una manera interna.

Como toda ingeniería, debe contar con un objetivo específico para saber cual es el fin que se quiere alcanzar. El objetivo fundamental de esta tecnología de perforación es: Lograr perforar pozos petroleros en forma eficiente, segura, económica y que permita la explotación adecuada de los hidrocarburos. El objetivo anterior nos indica que se debe estar renovando continuamente esta tecnología de acuerdo a las situaciones que se vayan presentando, por lo tanto, se necesita de una optimización que tiene que contar con su propio objetivo, este objetivo de la Optimización de la Perforación es "Incrementar la eficiencia de las operaciones involucradas en la Perforación de Pozos".

La operación de perforación de un pozo puede ser definida tan simple, como el atravesar las diferentes capas de roca terrestres por medio del proceso de hacer un agujero, sin embargo, esta es una tarea compleja y delicada que necesita ser planteada y ejecutada de una manera tal, que produzca un pozo útil y económicamente atractivo en una forma segura, que no afecte negativamente a las personas ni al medio ambiente.

Las acciones empleadas durante el diseño y la operación de un pozo, son determinadas en la mayoría de las veces, por prácticas y costumbres comunes al área, la experiencia y la habilidad del personal, procedimientos y políticas de la empresa que lleva a cabo la operación de perforar el pozo. Todo esto se debe revisar, estudiar y comprender por todo el personal involucrado en la operación, con el fin de cumplir el objetivo especificado.

Un factor que se debe tomar en cuenta desde el inicio del diseño y hasta la conclusión de la operación es el factor seguridad, este en todos sus aspectos como lo son: el personal, las instalaciones, el medio ambiente, etc. Ya que en la actualidad existen disposiciones y normas que rigen las actividades industriales, además de que siempre se tiene que vigilar por el bienestar de los involucrados en el trabajo y en el medio ambiente que nos proporciona las fuentes de trabajo.

5.7 PERFORACIÓN DIRECCIONAL

5.7.1 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 mejoro aun más el control direccional, sin embargo, esta tecnología siguió siendo ineficaz y riesgosa por que el esfuerzo de torsión y el arrastre extremo 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.

5.7.2 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 5.23**).

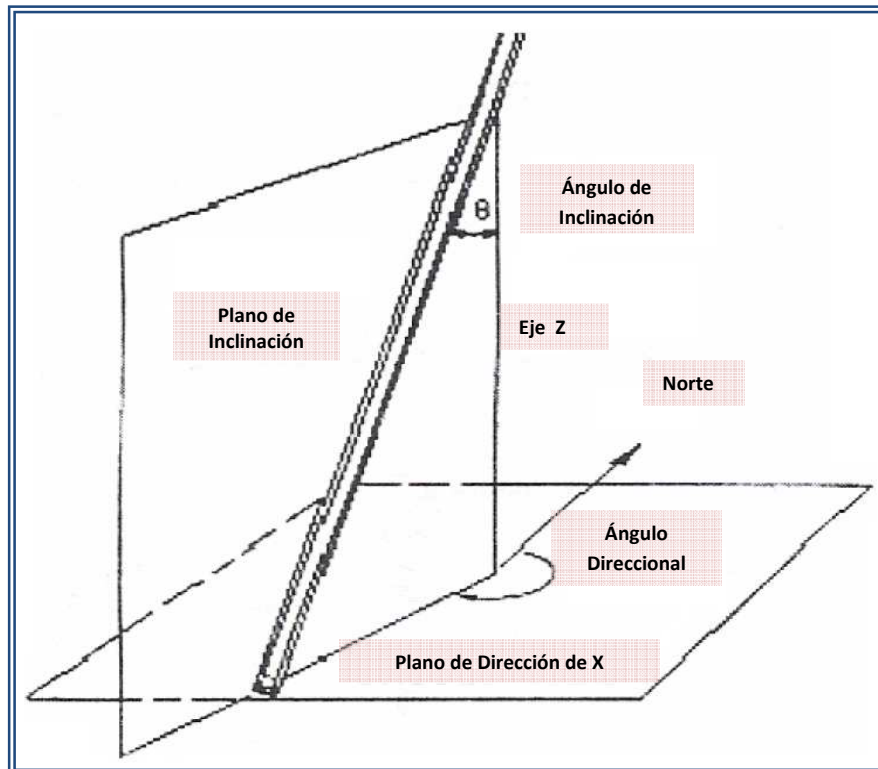


FIGURA 5.23 Planos de inclinación en un pozo direccional, (Tomada de Cárdenas, 2008).

Los pozos direccionales considerando el objetivo planteado pueden tener un sinfín 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 5.24**), 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.

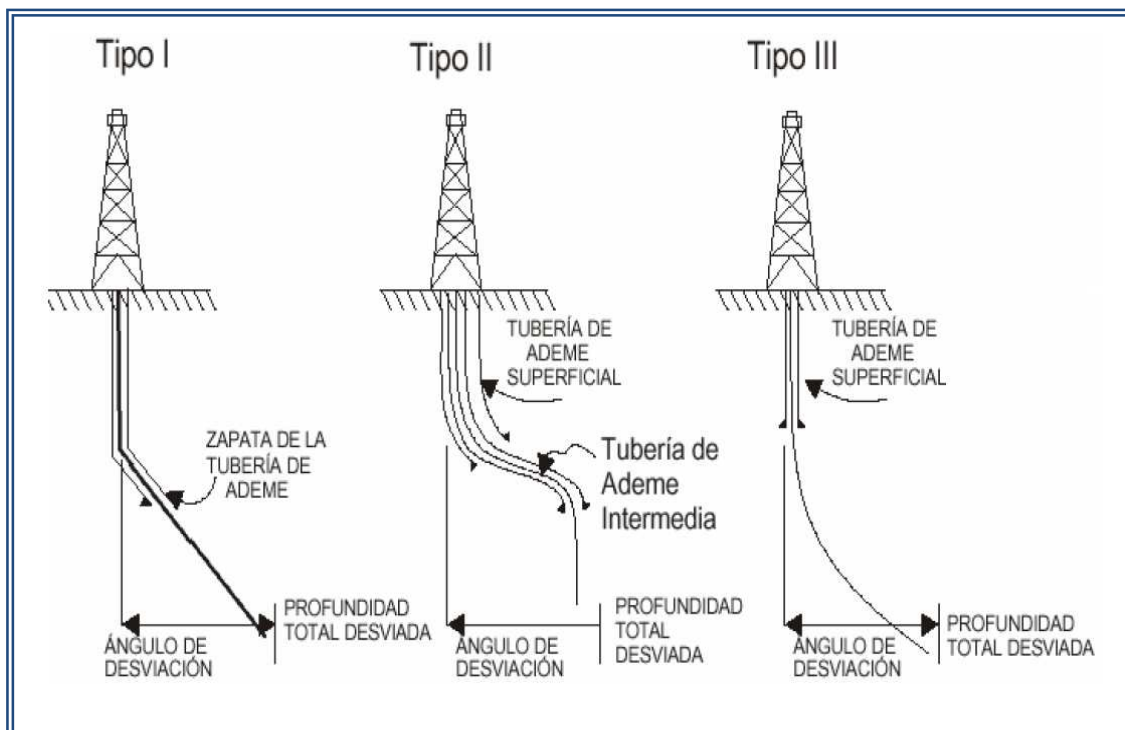


FIGURA 5.24 Patrones de desviación típicos de la perforación direccional, (Tomada de Cárdenas, 2008).

- ✓ **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 reperfilar o reubicar la sección inferior del pozo.

5.7.3 Herramientas para direccionar los pozos

5.7.3.1 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.

5.7.3.2 Motores Direccionales

Estos motores fueron desarrollados a comienzos de la década de los 60's del siglo pasado, hoy en día un motor direccional típico consta de una sección para generación de potencia a través de la cual se bombea el fluido de perforación que hace girar la barrena de perforación, una sección curva de 0 a 3°, un dispositivo de ajuste angular en superficie, un eje propulsor y una barrena. La perforación direccional con motor direccional se logra en dos etapas, rotación y deslizamiento. En el modo de rotación, la totalidad de la sarta de perforación rota, como ocurre en la perforación rotativa convencional y tiende a perforar hacia delante, para realizar un cambio en la dirección del 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.

5.7.3.3 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 continua 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.

5.7.4 Aplicación de los Pozos Direccionales

Esta tecnología en fechas recientes tiene un sinnúmero de aplicaciones, a continuación se mencionan las más trascendentes:

- A. 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.
- B. Perforación en fallas geológicas:** Esta aplicación se utiliza para el control de fallas, en este caso el pozo es desviado a través de la falla o en paralelo con ella para obtener mayor producción. 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 revestidoras, 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.
- C. 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.
- D. 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.
- E. 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.
- F. Pozos Exploratorios:** También se usa la perforación direccional controlada en la perforación de pozos exploratorios, para localizar el contacto de fluidos, y la localización exacta de un plano de falla.
- G. 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.

H. 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.

5.7.5 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 para desarrollar la explotación de un campo utilizando pozos direccionales, es necesario considerar los siguientes factores:

5.7.5.1 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 al impacto social y ecológico.

5.7.5.2 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 lastrarbarrenas y tuberías más pequeñas y más flexibles. Por consiguiente, en pozos de diámetro reducidos las características de las formaciones ejercen un efecto más pronunciado en la perdida de rumbo del pozo.

5.7.5.3 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.

5.7.5.4 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 lastrarbarrenas 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 sartas 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.

5.7.5.5 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°.

5.7.5.6 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.

5.8 PERFORACIÓN HORIZONTAL

5.8.1 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, y a yacimientos naturalmente fracturados (como es el caso de los yacimientos de la Cuenca de Sabinas, Coahuila) 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:

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

- C. Reduce los problemas de arenamiento y de conificación de agua y/o gas.
- D. Justifica comúnmente los costos de perforación con mayor gasto de producción y recuperación de la inversión en menor tiempo que en pozos verticales.
- E. 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.
- F. Produce en zonas de poco espesor donde la perforación vertical es antieconómica.
- G. Inyección de fluidos como método de recuperación mejorada (recuperación térmica), recuperación de petróleo en yacimientos de baja permeabilidad.

5.8.2 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 costa fuera, para minimizar los impactos ambientales y reducir los costos de campos en desarrollo. Las herramientas que se utilizan para alcanzar la horizontalidad en el pozo son, aparejos de fondo convencionales con montajes de cucharas convencionales, uso de motores de fondo, perforación direccional rotatoria, etc.
- ✓ **Radio de curvatura mediano:** Esta técnica es la más utilizada en pozos terrestres, la técnica debe ser primordialmente aplicada en formaciones objetivo donde sus límites son estrechos, por ejemplo dentro de los yacimientos con propiedades especiales tales como fracturas naturales que requieren de un agujero horizontal para incrementar la productividad, pero cuyas capas adyacentes de gas y subyacentes de agua se encuentran a una distancia estrecha. La ejecución de radio medio requiere de soportes técnicos, aparejos de fondo flexible y tecnología más especializada; la razón del ángulo de desviación con respecto a la profundidad perforada es del orden de 6 a 20° por cada 100 pies, alcanzando radios de curvatura de 290 a 950 pies. Las principales ventajas de esta tecnología son, menores profundidades desarrolladas, menos torque y arrastre, bajos costos, y utilización de herramientas convencionales.

- ✓ **Radio de curvatura cortó:** La tecnología de radio corto ha sido aplicada en la perforación de pozos en donde las formaciones tienen problemas por encima de la dirección del yacimiento o bien, por razones económicas. De esta manera el agujero se comunica y se extiende dentro del yacimiento; también suele utilizarse esta técnica, para una sección horizontal en pozos ya existentes con baja productividad y por cambio de objetivo. Rigurosamente se utilizan herramientas articuladas y especializadas en la sarta de perforación como es el Top Drive; la relación del ángulo de desviación con respecto a la longitud perforada para obtener un radio cortó es del orden de 1.5° a 3° por pie, con lo cual se forman radios de curvatura de 20 a 40 pies.
- ✓ **Radio de curvatura ultracorto:** Esta técnica es muy apropiada en la aplicación de inyección de agua en formaciones blandas, no consolidadas y depresionadas. La aplicación más común de la perforación radial ultra corta dentro del yacimiento, se usa para reducir el depresionamiento del yacimiento por segregación gravitacional o para la inyección de vapores u otros fluidos dentro del yacimiento. La relación del ángulo de inclinación con respecto a la profundidad perforada es superior a los 3° por pie, con lo que se logran radios de curvatura de hasta un pie.

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

5.8.3 Aplicación de los Pozos Horizontales

5.8.3.1 Yacimientos Estrechos

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

5.8.3.2 Yacimientos Naturalmente Fracturados

La utilización de pozos horizontales en yacimientos naturalmente fracturados como son los yacimientos de la Cuenca de Sabinas, Coahuila, permiten un

aumento en la productividad por encima de los pozos verticales debido a la alta probabilidad de intersectar las fracturas y drenarlas efectivamente.

5.8.3.3 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.

5.8.3.4 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 los pozos horizontales en el Lago Maracaibo en Venezuela producen a una tasa de más del doble de los pozos verticales.

5.8.3.5 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:

➤ **Drene Gravitacional Asistido por Vapor (Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD)):** Este proceso se está convirtiendo en una tecnología dominante empleada en la recuperación de aceite pesado, donde Canadá ha jugado un papel líder en el desarrollo y aplicación del proceso. 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. El pozo horizontal superior es utilizado para inyectar vapor, el cual se eleva bajo fuerzas de expansión y forma una cámara de vapor arriba del pozo, el pozo inferior por su parte, es usado para coleccionar los fluidos producidos (agua de formación, condensado y aceite). El vapor es alimentado continuamente dentro de una

creciente cámara de vapor y al elevarse se condensa en el límite de la cámara, calentando y llevando al aceite al pozo productor (**Figura 5.25**).

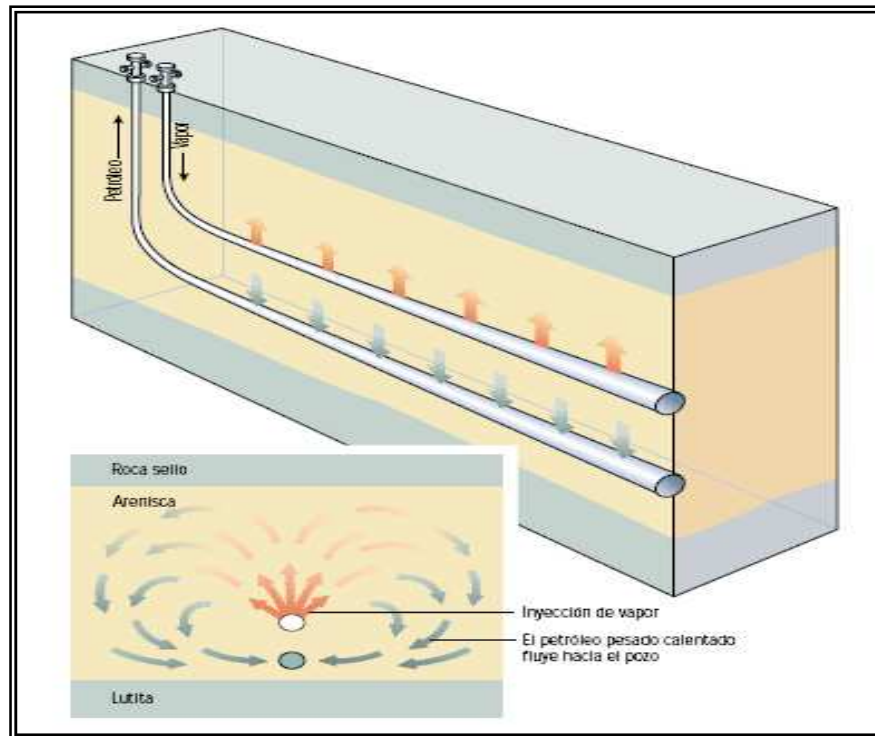


FIGURA 5.25 Esquema que ejemplifica el concepto de drenaje gravitacional asistido por vapor (SAGD), (tomada de Cárdenas, 2008).

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).

5.9 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 5.26**).

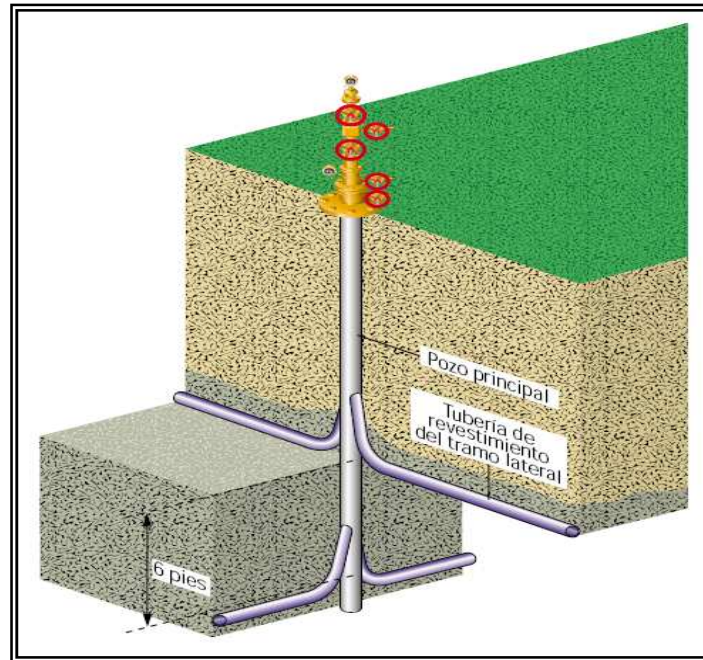


FIGURA 5.26 Representación esquemática de la perforación multilateral (Tomada de Cárdenas, 2008).

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.

5.9.1 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 las siguientes figuras (**Figura 5.27**), se esquematizan las principales aplicaciones de la perforación multilateral en la explotación de yacimientos petroleros.

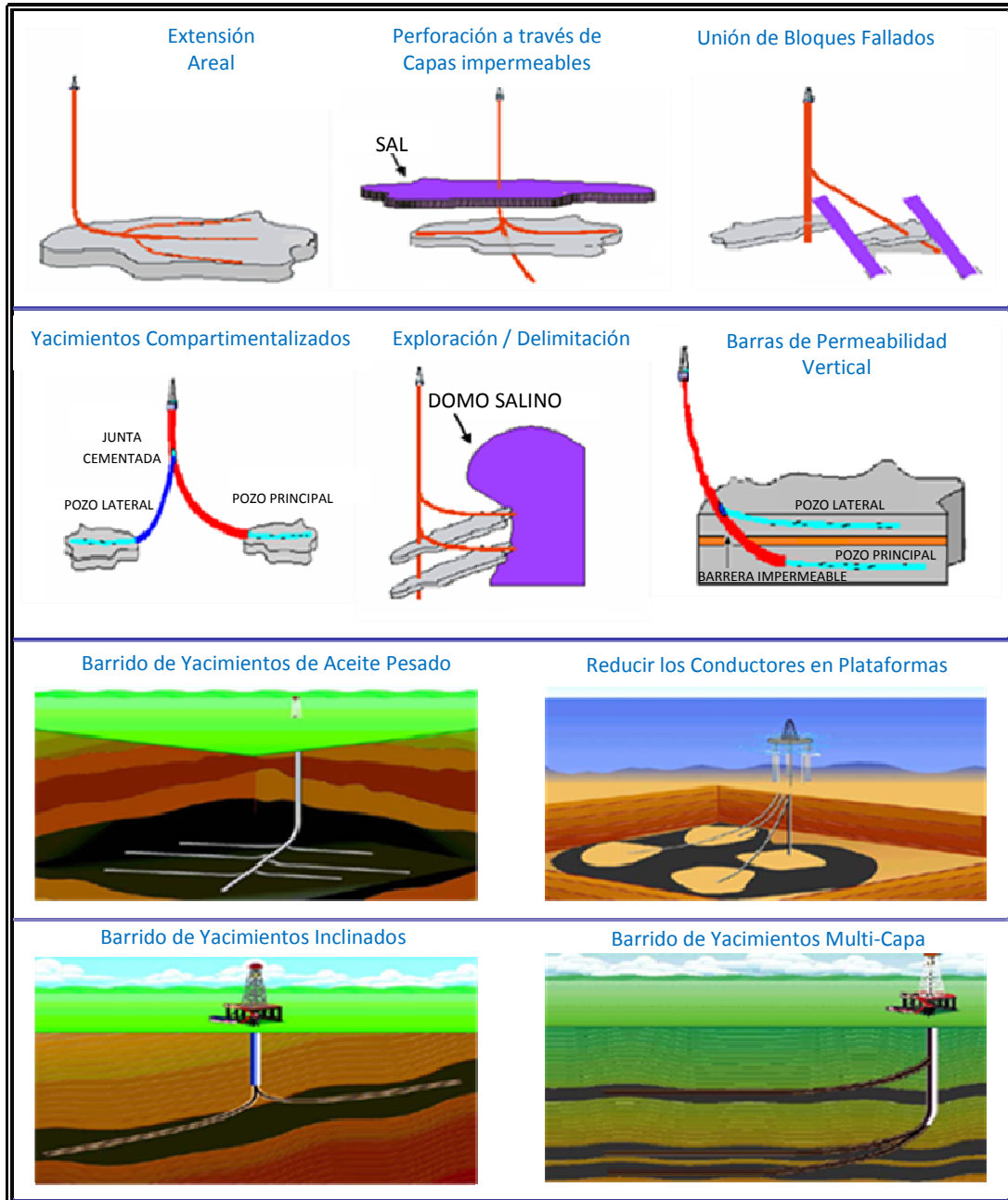


FIGURA 5.27 Principales aplicaciones de pozos multilaterales, (Tomada de Cárdenas, 2008).

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.

5.9.2 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 5.28 y 5.29**, se muestran las formas básicas y con cierto grado de complejidad de los pozos multilaterales:

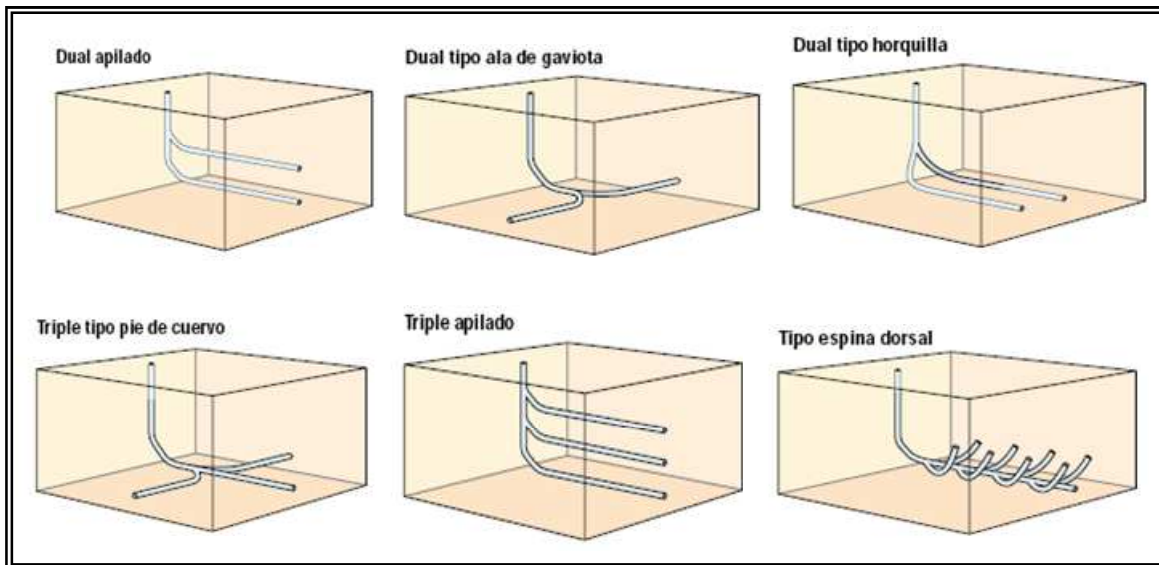


FIGURA 5.28 Formas básicas de los pozos multilaterales, (Tomada de Cárdenas, 2008).

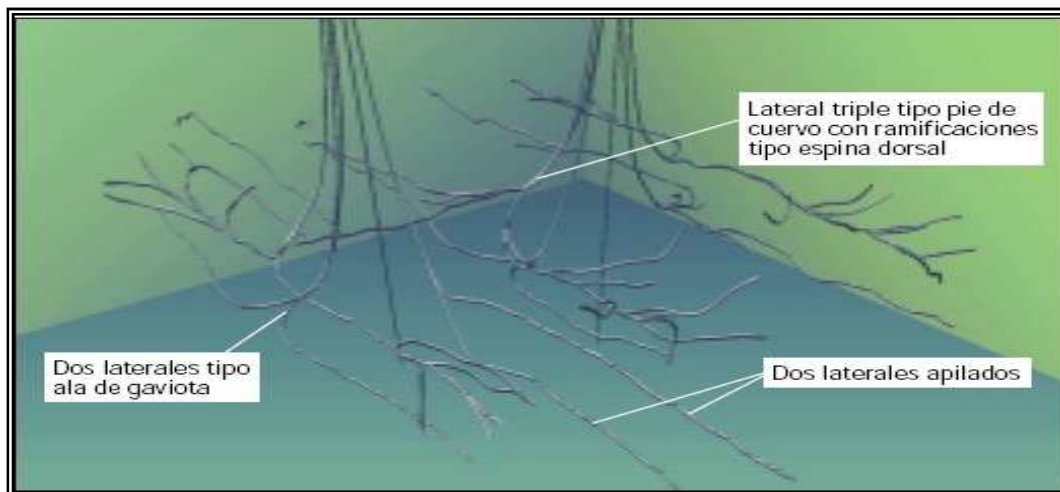


FIGURA 5.29 Trayectoria real de 10 pozos multilaterales donde se observan ramificaciones más complejas, (Tomada de Cárdenas, 2008).

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 interceptar más fracturas que un solo pozo horizontal, especialmente si se conoce la orientación de los esfuerzos en el subsuelo, disminuyendo costos de perforación.

Otra clasificación para los pozos multilaterales se basa en la complejidad del tipo de terminación y conexiones con el pozo primario; es así que los pozos multilaterales se caracterizan de acuerdo con las definiciones establecidas en el foro de Avance Técnico de Pozos Multilaterales (Technical Advancements in Multilaterals (TAML)), celebrado en Aberdeen, Escocia el 26 de julio de 1999 y actualizado en julio de 2002. Estos estándares clasifican a los pozos multilaterales en 6 niveles, estando en ese mismo orden creciente la complejidad en la perforación y la flexibilidad de terminación del mismo, lo que incide directamente en el incremento del costo del pozo (**Figura 5.30**).



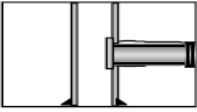
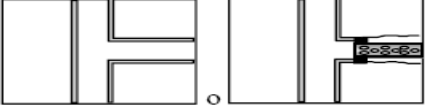
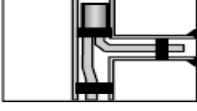
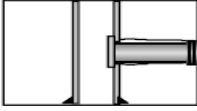

NIVEL	DESCRIPCION	ILUSTRACION
1	Unión abierta/no soportada Pozo principal y lateral en agujero descubierto o con liner colgado en cualquiera de los dos.	
2	Pozo principal revestido y cementado – Lateral descubierto Lateral en agujero descubierto o con liner colgado en agujero descubierto.	
3	Pozo principal 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 5.30 Clasificación de los pozos multilaterales de acuerdo a TAML, (Tomada de Cárdenas, 2008).

Las conexiones laterales constituyen un elemento crítico de las terminaciones de los pozos multilaterales y pueden fallar bajo la acción de esfuerzos existentes en el subsuelo y ante las fuerzas inducidas por la temperatura y las presiones diferenciales que se desarrollan durante la producción del pozo. Las conexiones se dividen en dos grupos generales aquellas que no presentan integridad hidráulica (Niveles 1, 2, 3 y 4) y las que si lo hacen (Niveles 5 y 6) (**Figura 5.31**); 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.

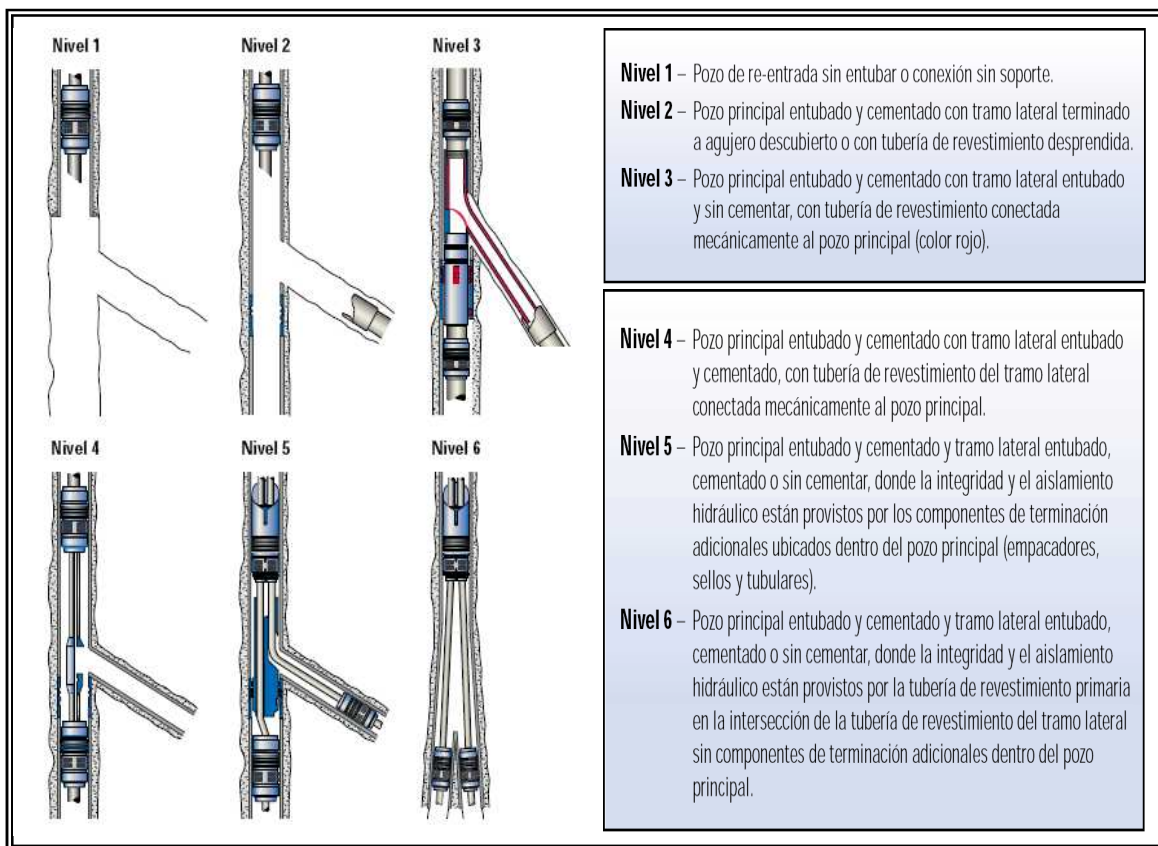


FIGURA 5.31 Clasificación de las conexiones de pozos multilaterales de acuerdo a TAML (Tomada de Cárdenas, 2008).

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.

5.10 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 Cuenca de Sabinas, Coahuila.

5.10.1 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 en ciertas situaciones puede ser un factor decisivo en la explotación del campo.

5.11 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

El trabajo de fracturamiento hidráulico de un pozo consiste en la inyección de un fluido a presión denominado fluido de fractura, hasta la profundidad a la que se encuentra la roca que se quiere fracturar, expuesta en la cara del pozo, para lograr la falla de la misma, es decir, hasta fracturar o hacer fallar la formación, el fluido de fractura es el encargado de transmitir la presión hidráulica al yacimiento. Después de alcanzada la falla, el mantenimiento de la presión del fluido produce la extensión de la fractura más allá del punto de ruptura inicial.

Dicha fractura crea un canal de flujo nuevo y más grande que cualquiera de los preexistentes, estos últimos procedentes de las fracturas naturales o de la comunicación entre los poros; este nuevo canal de flujo puede conectar las fracturas naturales así como proveer un área de drenaje adicional del yacimiento.

La primera cantidad de fluido que entra en la fractura es el encargado de la creación de la misma y del control de la pérdida de fluido dentro de la formación, a lo largo de las superficies de la formación creadas por la fractura, las cuales son las paredes de la misma. Para prevenir el cierre de la fractura, una vez que se detiene el bombeo, se deben adicionar al fluido de fractura los agentes de sostén, los cuales son los encargados de mantener la fractura abierta una vez que el trabajo ha terminado. Ellos también colaboran en el incremento de la conductividad del aceite o gas, a través de la fractura hasta el pozo. A lo largo de los años se han utilizado diferentes tipos de materiales como agentes de sostén, entre los que se encuentran la arena, esferas de aluminio, acero, bauxita, etc. En la actualidad los agentes de sostén están disponibles en diferentes distribuciones de tamaño y se pueden utilizar en cantidades variables.

La capacidad de la fractura para conducir los fluidos hasta el pozo afecta directamente la capacidad de producción del pozo al que se le ha practicado un trabajo de fracturamiento. La conductividad, la longitud y la altura de la fractura a la que se le coloca el agente sustentante, son todos factores importantes. Una alta conductividad de fractura, combinada con una buena longitud de la misma y la correcta colocación del agente sustentante, puede resultar en un buen incremento de la producción para pozos viejos o nuevos y puede convertir un pozo cuya producción no era rentable en uno que sí lo es.

Objetivos del Fracturamiento Hidráulico

Una vez que un pozo es perforado y terminado, se abre a producción, consecuencia de lo cual empieza a disminuir la presión del pozo, hasta que la misma se hace más pequeña que la presión del yacimiento. Ya sea a través de los mecanismos de producción naturales o por procesos de recuperación secundaria, se llega a un nivel de diferencia entre ambas que convierten al pozo en no rentable, debido a la insuficiencia de su producción. Suponiendo que el yacimiento aún contiene cantidades comerciales del hidrocarburo, esto podría estar sucediendo por tres motivos: existe daño alrededor del pozo, la permeabilidad de la formación es baja o la misma no es homogénea.

Los canales de flujo naturales dentro del yacimiento, resultado de la permeabilidad de la formación o de la existencia de fracturas naturales, deberían ser suficientes como para permitir gastos de producción rentables, sin embargo, si existe daño de la formación alrededor del pozo, este se presenta como un taponamiento severo de los canales de flujo en la zona adyacente a la cara del pozo. Este taponamiento puede haber sido causado por los fluidos de perforación o de terminación y la reacción de la roca con los mismos, para la generación del daño. Una posible solución a este problema sería la remoción del daño a través del lavado con un ácido; sin embargo, la solución que mayormente se ha adoptado para traspasar el

daño y llegar a la sección de la formación no afectada, es el fracturamiento hidráulico.

La baja permeabilidad de la formación es la principal causa de la realización de un trabajo de este tipo, entendiéndose por baja permeabilidad aquella que hará que el pozo sea poco productivo, desde el punto de vista económico. En muchos pozos que van a ser perforados en este tipo de formaciones, la propuesta de perforación incluye la planificación de un trabajo de fracturamiento como parte del programa de terminación. Frecuentemente, los detalles de la perforación o terminación están condicionados por factores relacionados con el éxito de futuros trabajos de fracturamiento.

En el caso de las formaciones heterogéneas, la predicción de los resultados de un trabajo de fracturamiento se hace más difícil que en caso de formaciones homogéneas; el modelado de los yacimientos ubicados en este tipo de formaciones, se hace complicado. Frecuentemente, el propósito de un trabajo de fracturamiento hidráulico en este tipo de formaciones es comunicar los estratos entre sí para que todos aporten a la producción y de esta forma se resuelve el problema de la existencia de estratos aislados.

De acuerdo con lo anterior, para resolver los problemas planteados se utiliza la técnica del fracturamiento hidráulico para la estimulación del pozo, cuyo objetivo es incrementar la productividad del mismo a través de la creación de una fractura que va desde la cara del pozo hasta cierta profundidad dentro de la formación y luego se rellena con el agente sustentante; gracias a dicha fractura se aumenta la conductividad, produciéndose el efecto equivalente de un aumento de la permeabilidad del yacimiento.

Una modalidad del fracturamiento hidráulico que también se utiliza con fines de estimulación es el fracturamiento ácido. Este se rige por las mismas consideraciones del fracturamiento hidráulico, con la diferencia de que en el fracturamiento ácido la conductividad se genera a través de la remoción de material de la formación por parte del ácido, quedando canales de flujo después de que la fractura se cierra.

Los primeros trabajos de fracturamiento hidráulico, de tipo comercial, fueron realizados en 1949, la técnica pasó por muchos cambios hasta alcanzar los procedimientos que actualmente se conocen. Desde entonces hasta nuestros días, se han realizado grandes avances en la materia y su optimización en función del logro de sus objetivos ha hecho que tres de cada cuatro pozos fracturados hayan incrementado su producción de un modo rentable y aumentado tremendamente las reservas potenciales.

Los primeros trabajos de fracturamiento hidráulico fueron realizados con pequeños volúmenes de fluidos altamente viscosos, cuando ocasionalmente se realizaron trabajos con mayores volúmenes, para lo cual se requerían mayores gastos de inyección, se descubrió que su resultado eran mayores incrementos sostenidos de producción. Como resultado de esto se comenzaron a aumentar los tamaños de los trabajos así como los gastos de producción. Con el uso de altos gastos de inyección se empezó a considerar que quizás ya no eran necesarios los fluidos de

alta viscosidad y se hicieron pruebas con fluidos menos costosos, de baja viscosidad, obteniéndose buenos resultados.

A finales de 1952 se comenzaron a usar los residuos de la refinación del petróleo como fluido de perforación, así como crudos más pesados e hidrocarburos gelificados; estas alternativas permitieron mayores volúmenes por dólar de costo. Posteriormente se hicieron populares los fluidos en base aceite, mientras que el tamaño de los trabajos se incrementó paulatinamente. Aunque actualmente se siguen realizando trabajos de pequeños volúmenes, es común dedicar varios millones de dólares al fracturamiento hidráulico de un pozo, utilizándose de 200,000 a 500,000 galones de fluido de fractura y 500,000 a 2,000,000 libras de agente sustentante.

Hoy en día la producción de muchos campos petroleros es debida a la aplicación de esta técnica; así mismo, gracias a la posibilidad de uso de la misma, muchos horizontes que serían descartados por los operadores por considerarlos comercialmente no productivos, son explotados actualmente de manera exitosa.

5.12 AGENTE SUSTENTANTE

El objetivo de la colocación del agente sustentante, en el interior de la fractura, es mantener la conductividad deseada de la misma, dentro de los límites económicos pertinentes. La conductividad de la fractura depende de una serie de factores, relacionados entre sí, como son: tipo, tamaño y uniformidad del agente sustentante, grado de empaque del mismo, grado de trituración y/o deformación, cantidad y manera de colocación.

Debido a la interdependencia existente entre todos los elementos que gobiernan el diseño de fracturas, debe tenerse cuidado especial con cada uno de ellos, especialmente cuando se trata del agente sustentante, debido a que el mismo es el responsable de lograr la conductividad final de la fractura. La correcta selección y colocación del agente sustentante gobernará el incremento de la productividad del pozo, después del trabajo de fracturamiento.

Para predecir el comportamiento del agente sustentante, bajo condiciones específicas del pozo en cuestión, se deben medir y comparar las propiedades físicas de varios tipos del mismo, antes de tomar la decisión; las propiedades a considerar son las siguientes:

- a) Redondez y esfericidad.
- b) Tamaño y uniformidad de tamaño.
- c) Permeabilidad.
- d) Gravedad específica.
- e) Densidad total.
- f) Solubilidad en ácido.
- g) Partículas finas.
- h) Resistencia a la trituración.

Transporte del agente sustentante

La conductividad de una fractura rellena con agente sustentante, influencia la efectividad del trabajo de fracturamiento realizado, la conductividad va a depender del tamaño y resistencia del agente sustentante y de la distribución del mismo en la fractura.

Es usual suponer que cualquier parte de la superficie de la fractura que no quede separada por partículas de agente sustentante, se cerrará tratando de volver a su posición original, bajo la influencia del esfuerzo en sitio; por ello, sólo las partes de la fractura rellenas con agente sustentante, estarán disponibles para el flujo de fluido y contribuirán al incremento de la producción esperada después de todo tratamiento de fracturamiento. Es lógico esperar que la fractura en una formación productora resultará en un gasto de producción más grande si una gran parte de la fractura está expuesta, que si sólo una pequeña parte de ella permaneciera abierta, por lo que la predicción de la distribución final del agente sustentante es una parte importante del diseño de un trabajo de este tipo.

En un principio se suponía que el agente sustentante viajaba junto con el fluido, constituyéndose una mezcla entre ambos de forma que la distribución de agente sustentante era siempre la misma que la del fluido, quedando la fractura rellena en un 100%. Esta suposición no estaba fuera de la realidad para el caso de trabajos pequeños y si el fluido era de alta viscosidad, ya que este fluido podía suspender las partículas durante todo el tratamiento. A medida que el tamaño de los trabajos se fue incrementando y se fueron mejorando las características de los fluidos de tratamiento, la suposición de la suspensión del agente sustentante en el mismo, dejó de ser válida. Actualmente las características, tanto de los fluidos de fractura como de los agentes de sostén, presentan una amplia variación, lo que afecta las propiedades de la suspensión del agente sustentante. Recientemente, los operadores han utilizado incluso gas nitrógeno comprimido como fluido fracturante, con concentraciones muy bajas de agente sustentante, sin fase líquida.

En el transporte de las partículas del agente sustentante están involucrados en varios pasos. Primero, las partículas deben pasar por los equipos de superficie y luego por los tubulares del pozo. Adicionalmente, las partículas se mueven y cambian de dirección a través de las perforaciones y finalmente, deben moverse a través de la fractura misma. Puede ocurrir el asentamiento de las mismas mientras la fractura se está cerrando.

Como ya se ha planteado con anterioridad, la fractura puede ser horizontal o vertical; una fractura horizontal es una abertura radial, alrededor del pozo en todas las direcciones, contenida en un plano perpendicular al eje del pozo. Una fractura

vertical es una abertura que se extiende en dos direcciones a partir del pozo; ésta puede ser radial o de forma cercana a la rectangular (**Figura 5.32**).

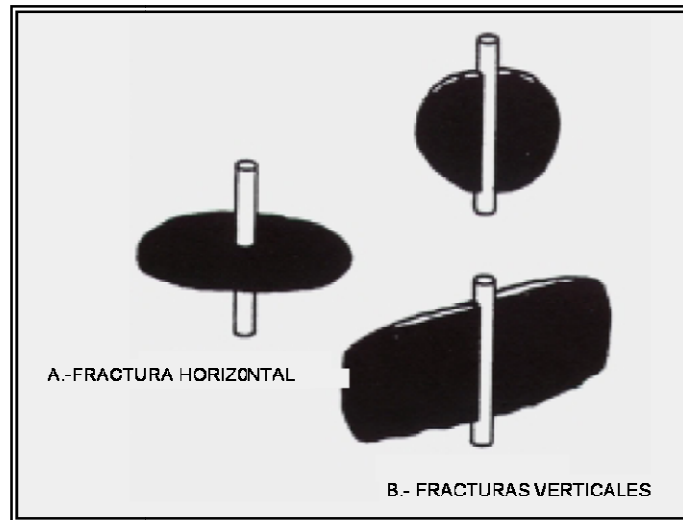


FIGURA 5.32 Forma de las fracturas dependiendo de los esfuerzos principales (Tomada de Vázquez, 2008).

La fractura vertical de forma rectangular es la más comúnmente esperada, en la mayoría de los trabajos de fracturamiento. Las fracturas radiales, ya sean horizontales o verticales, ocurren sólo bajo condiciones muy especiales, en muy pocas áreas.

La forma de la fractura vertical podría ser vista como elíptica, tanto en un corte longitudinal como transversal, por lo tanto, cada una de las dos alas de la fractura puede ser esquematizada como se muestra en la **Figura 5.33**, la cual muestra sólo el ala derecha de la misma.

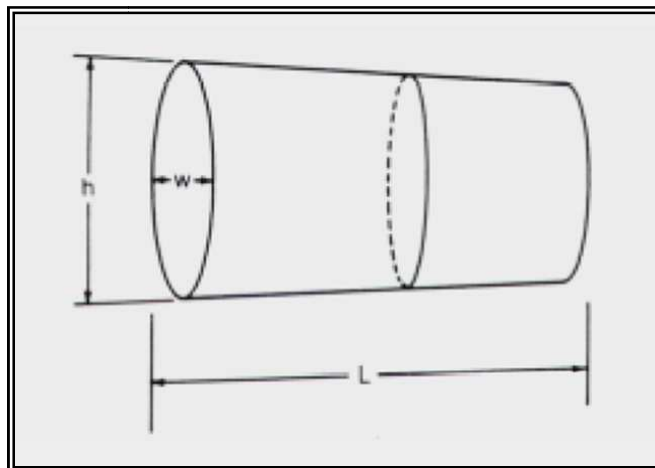


FIGURA 5.33 Representación esquemática de una de las alas de una fractura hidráulica vertical (Tomada de Vázquez, 2008).

Para predecir el movimiento de las partículas en la fractura, se deben determinar las viscosidades y velocidades del fluido a través del sistema (Babcock et al., 1967, Lee et al., 1985). Según se observa en la figura anterior, la sección transversal varía a lo largo de la longitud de la fractura; como resultado de ello, existe una velocidad diferente para cada posición a lo largo de la misma. La forma real de una fractura dada es en verdad desconocida. Para simplificar los cálculos de velocidad, generalmente se puede suponer que la fractura tiene forma rectangular, tal como se muestra en los tres casos de la **Figura 5.34**. Tales representaciones esquemáticas se utilizan para modelado; la forma seleccionada dependerá del grado de precisión y sofisticación del modelo a utilizar. Este tipo de fractura modelada se considera de altura constante con un ancho que varía a lo largo de la longitud, excepto para el modelo más sencillo, en donde el ancho se considera constante (Caso 1). El Caso 3 representa un modelaje más sofisticado en donde la sección longitudinal se considera elíptica, con la mayor variación del ancho de fractura hacia las puntas.

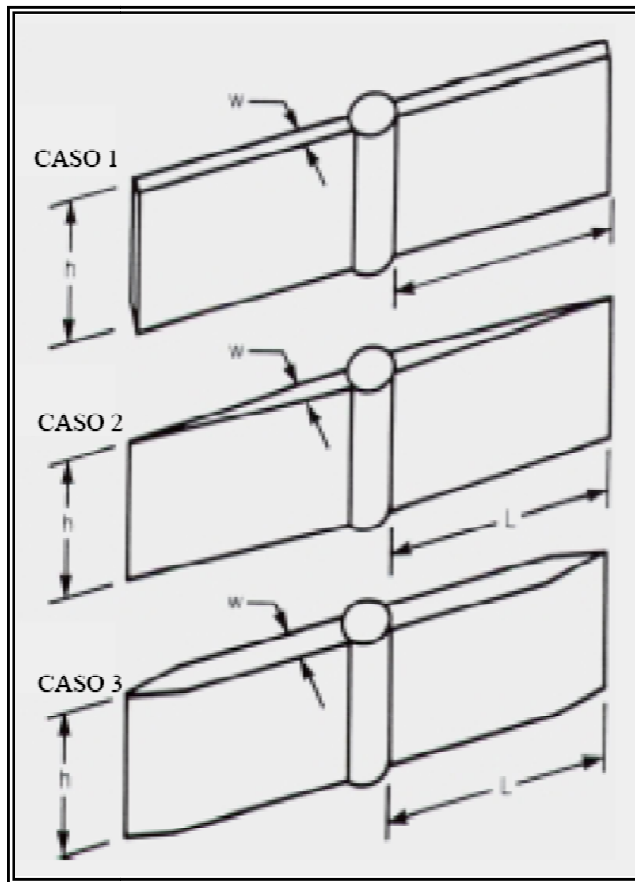


FIGURA 5.34 Modelos de fracturas hidráulicas rectangulares (Tomada de Vázquez, 2008).

Lo que generalmente se supone, es que toda la altura de fractura está abierta a la entrada de fluido y que el agente sustentante entra uniformemente a través de su ancho a nivel de la cara del pozo. Para fluidos de baja viscosidad, esta primera porción de agente sustentante cae al fondo de la fractura y en la medida en que más partículas entran a la fractura, la altura del empaque logrado se va incrementando hasta alcanzar cierto punto de equilibrio. La arena adicional es luego transportada por encima de la zona empacada y depositada más lejos (Allen, 1993). Estas simplificaciones ayudan enormemente en la resolución del modelo matemático del movimiento del agente sustentante, donde el alcance de la estimulación depende de la colocación de agente sustentante en una larga fractura, o donde las fracturas se pueden extender por debajo de la zona productiva, donde la predicción del transporte del agente sustentante cobra importancia. Esto es aún más importante cuando la fractura no se cierra rápidamente, después de la detención de las bombas, y por tanto el agente sustentante tiene más oportunidad de asentarse mientras la fractura se cierra.

El área de la fractura más cercana al pozo, es la de mayor importancia en lo que respecta a la colocación del agente sustentante. Esto es debido a que la eliminación del efecto del daño de formación es la principal razón para la estimulación. Usualmente, el incrementar la concentración de partículas de agente sustentante en esta zona, es la mejor solución.

5.13 DESCUBRIMIENTOS EXPLORATORIOS

Desde el 2001, PEMEX comenzó con trabajos de reevaluación del potencial de gas en nuevos yacimientos de la Cuenca de Sabinas y en el área de Piedras Negras, Coahuila, evaluando los principales sistemas petroleros de la Cuenca, el de La Casita y La Virgen, así como la producción potencial de las formaciones La Peña y Eagle Ford-Austin para un total de 15 objetivos de yacimientos individuales.

En el año 2000, se propusieron varias oportunidades para explorar bloques estructurales y áreas atractivas, las cuales han fructificado con éxitos como son los pozos Pirineo-1 (2003) y Forastero-1 (2004). En el 2009, hubo un nuevo descubrimiento con la perforación del Pozo Cougar-1.

5.14 CAMPO PIRINEOS

5.14.1 Pozo Pirineo-1

El año 2003, significó el regreso de PEMEX Exploración y Producción a la actividad de perforación a la Cuenca de Sabinas, Coahuila, después de un largo tiempo que fue dedicado especialmente a la reinterpretación de la información

existente y a la obtención de nuevos datos que respaldaran de una manera sólida las inversiones en ésta cuenca.

Como un hecho destacable se encuentra la perforación y descubrimiento de gas con el pozo Pirineo-1, en una zona alejada de la tradicionalmente productora de Monclava-Buena Suerte, el cual se terminó en septiembre del 2003. Este pozo se localiza en la porción Norte de la Cuenca de Sabinas, a 166 kilómetros al Suroeste de Nuevo Laredo, Tamaulipas (**Figura 5.35**).

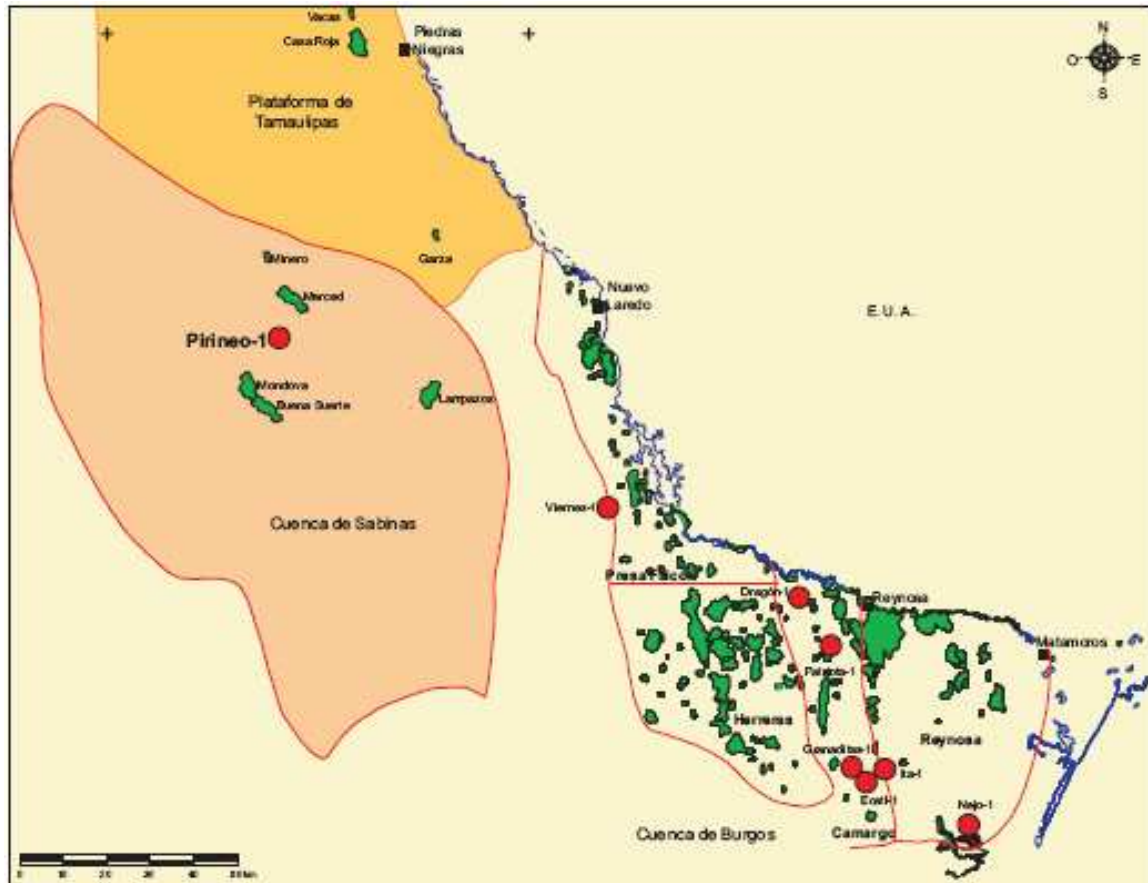


FIGURA 5.35 Localización del pozo Pirineo-1 en la Cuenca de Sabinas (tomada de Reservas de Hidrocarburos 2004, PEMEX).

Objetivo

El objetivo fue establecer producción de gas no asociado en cuerpos de dolomías y calizas fracturadas de la formación La Virgen del Cretácico Inferior, en areniscas de la formación La Casita, y en las calizas arenosas y posibles horizontes carbonatados de la formación Olvido, ambos del Jurásico Superior.

A fin de ubicar la estructura potencialmente productora, se adquirió información gravimétrica y sísmica, resultando en la identificación de la zona de mayor potencial a lo largo del eje de la estructura, donde se estimó encontrar la mayor

densidad de fracturamiento y por consiguiente, la zona de mayor aporte de flujo (**Figura 5.36**).

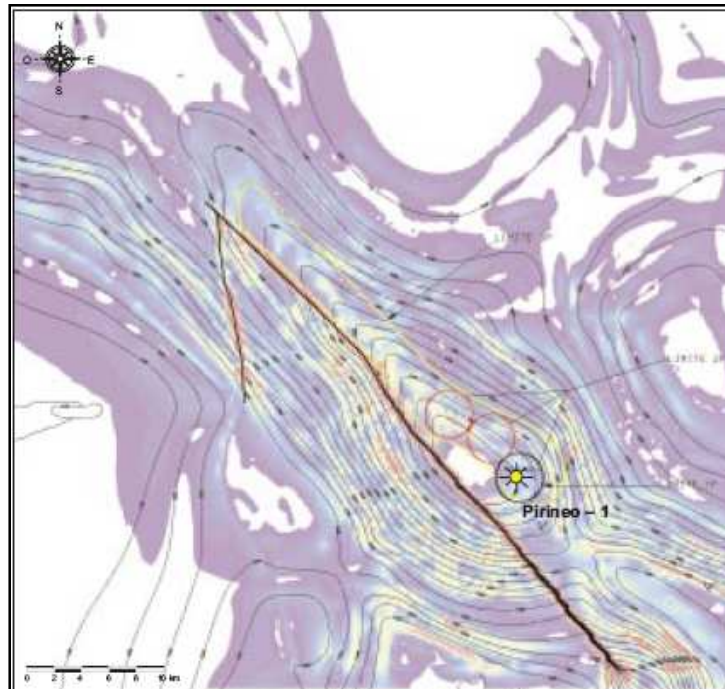


FIGURA 5.36 Modelado de mapas de la segunda derivada superpuestos al mapa de contornos estructurales (tomada de Reservas de Hidrocarburos, PEMEX, 2004).

La sección sísmica (**Figura 5.37**), muestra cómo la estructura está definida por un anticlinal simétrico, con rumbo Noroeste-Sureste, cortado en su flanco Suroeste por una falla inversa de alto ángulo que se inclina hacia el Noreste, con vergencia hacia el Suroeste.

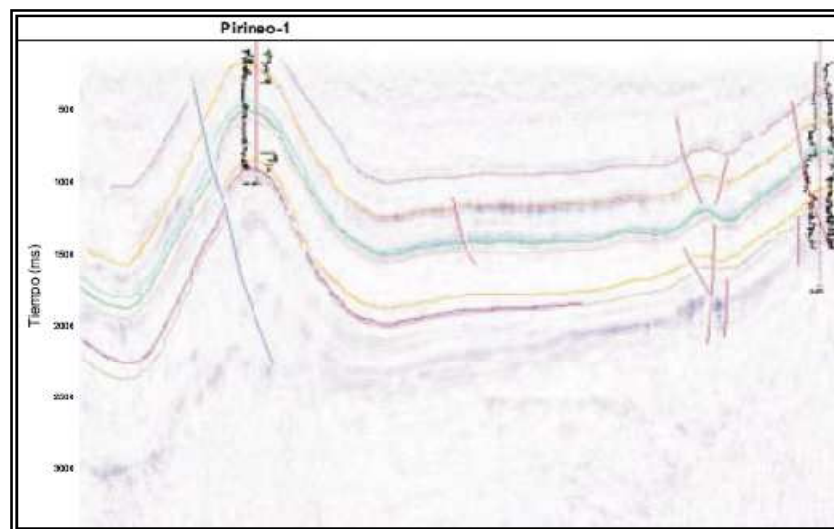


FIGURA 5.37 Sección sísmica con orientación Noreste-Suroeste mostrando la estructura del pozo pirineo-1 y la falla inversa con inclinación hacia el Noreste, así como el intervalo productor (tomada de Reservas de Hidrocarburos, PEMEX, 2004).

El pozo se perforó hasta alcanzar 2,330 metros verticales y la columna geológica estratigráfica va del Cretácico Inferior La Virgen al Cretácico Superior Austin que aflora. El yacimiento de gas detectado con el pozo Pirineo-1 está emplazado dentro de la formación La Virgen, formación en donde no se había establecido producción con anterioridad. Se relaciona genéticamente a un ambiente de plataforma carbonatada de circulación restringida, en sus facies inframarea y supramarea. La litología en el intervalo productor está constituida básicamente por carbonatos con textura de wakestone a packestone de peletoides, miliolidos y bioclastos parcialmente dolomitizados, con presencia ocasional, tanto de cuerpos intercalados de microdolomías de textura sacaroide, así como de paquetes evaporíticos.

En el play La Virgen se han interpretado yacimientos naturalmente fracturados, donde la porosidad primaria de la matriz alcanza valores de 4 a 9 por ciento. Sin embargo, en la posición de la cresta del anticlinal (de máxima deformación), el fracturamiento induce porosidades mayores a 12 por ciento. La roca almacenadora la constituyen las dolomías y calizas fracturadas de la formación La Virgen, y el sello está compuesto de evaporitas.

El análisis petrofísico indica que el yacimiento tiene porosidades promedio de 4 por ciento. Sin embargo, el monto de la producción inicial que alcanzó 12.7 millones de pies cúbicos por día y 2,000 ppm de H₂S en un estrangulador de 26/64", arroja indicios de la existencia de dos sistemas de porosidad/permeabilidad. El primero como un sistema de fracturas con alta permeabilidad, y un segundo denominado sistema de matriz con baja permeabilidad.

5.14.2 Pozo Pirineo-21

En la planificación y el diseño del pozo pirineo-21, se tomaron las siguientes consideraciones.

- a) Que se ubicara en la parte alta del eje del anticlinal, aproximadamente al mismo nivel estructural de los pozos Pirineo-1, Pirineo-101 y pirineo-31.
- b) Buena continuidad lateral y espesores homogéneos a nivel de la formación La Virgen, en los Miembros Productor e Intermedio; de acuerdo a los pozos Pirineo-1, Pirineo-101 y pirineo-31.
- c) Fallas secundarias en dirección paralela al eje del pliegue (NW-SE), con posibles fracturas asociadas en la misma dirección.
- d) Presencia de fracturas abiertas en la parte alta del anticlinal, asociadas a la flexura del pliegue, con dirección paralela al eje del anticlinal (NW-SE).

- e) Perforación direccional al SW, similar al Pirineo-31 de trayectoria perpendicular al eje de la estructura para interceptar la mayor cantidad de fracturas abiertas.
- f) Presencia de fracturas en la zona superior e inferior del miembro Intermedio y en la zona superior del miembro Productor; similar al Pirineo-1 y Pirineo-31 (Figura 5.38).

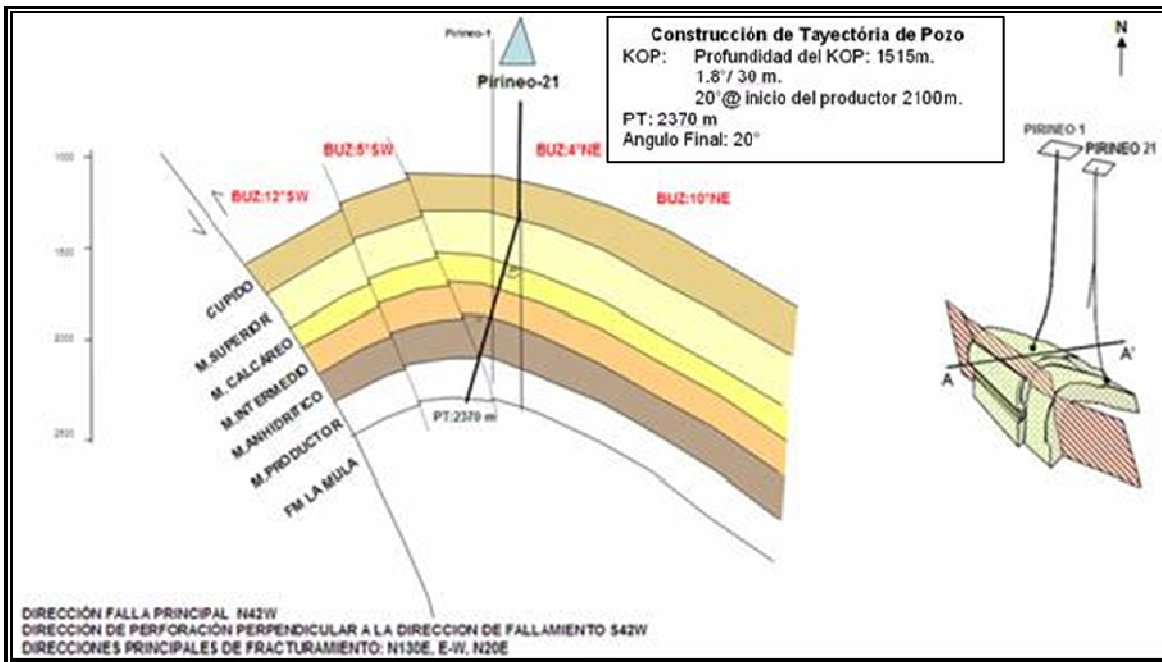


FIGURA 5.38 Diagrama estructural de Pirineo en la formación La Virgen donde se esquematiza la construcción del pozo Pirineo-21 y su trayectoria desviada, tomada de Monclova Pirineos Gas, S.A. de C.V., Inédito.

5.14.2.1 Diseño del Estado Mecánico del Pozo Pirineo-21

Se considero una tubería de revestimiento conductora de 13-3/8" a 20 m; para este agujero conductor se perforo con una barrena de 17-1/2", se realizo el agujero de superficie con una barrena de 12-1/4' hasta los 304 m de profundidad, para el cual se coloco una tubería de revestimiento de 9-5/8'. El agujero intermedio vertical se perforo con una barrena de 8-1/2" a una profundidad de 1300 m, en la cima de la formación la virgen y se cambio la sarta estabilizada a sarta direccional, luego se perforo el agujero intermedio direccional con la barrena de 8-1/2" hasta llegar a la profundidad de 1676 md, en la cima del miembro Intermedio donde se bajo y cemento la tubería de revestimiento de 7", se realizo una reparación de cementación primaria, se continuó la perforación del agujero direccional con una barrena de 6-1/8" en el miembro Intermedio de la formación la Virgen hasta

alcanzar una profundidad de 1950 md, donde se realizo el control del pozo, pruebas DST y prueba de restauración de presión; se continuo perforando el agujero direccional con la barrena de 6-1/8" logrando atravesar los miembros Anhidritico y Productor de la formación la Virgen hasta llegar a la profundidad final de 2400 md, terminando el pozo en agujero descubierto (**Figura 5.39**).

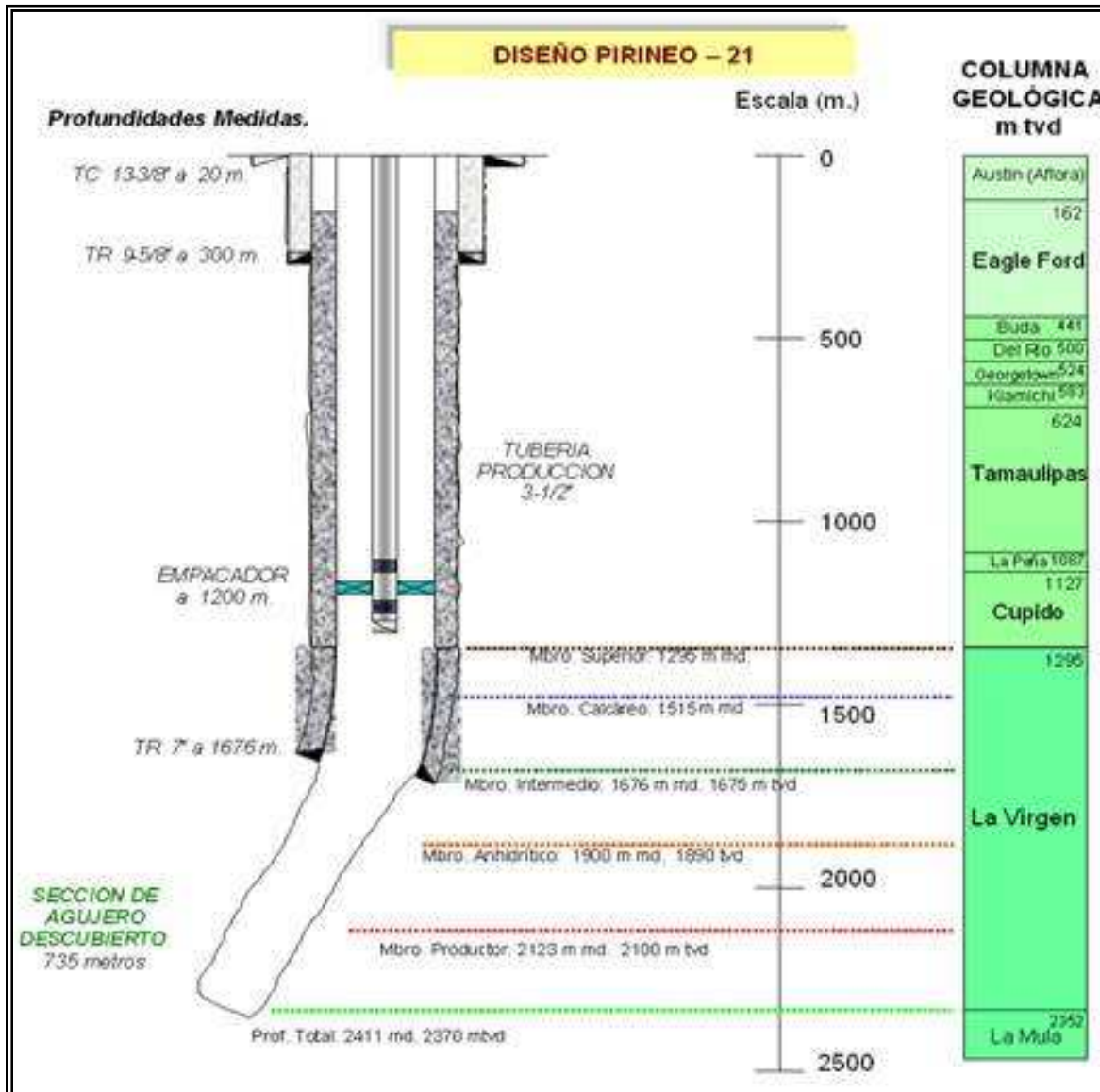


FIGURA 5.39 Diseño del Estado Mecánico del pozo direccional Pirineo-21, tomada de Monclova Pirineos Gas, S.A. de C.V., Inédito.

5.14.2.2 Densidad del lodo de perforación

En la **Figura 5.40** muestra el valor de la densidad del lodo de los pozos Pirineo-21 y Pirineo-31 empleadas en la perforación de cada uno; especificando los valores de la densidad a la entrada y salida durante la perforación. En Ambos pozos presentan en el Miembro Intermedio un corte de lodo, debido a las manifestaciones que presenta la formación, siendo mayor en el pozo Pirineo-21 donde el valor de la densidad a la entrada es de 1.65 y sale con 1.2; en el Miembro productor no manifiesta tanto esta diferencia. Para el pozo Pirineo-31 el mayor corte de lodo se presenta en el Miembro Productor.

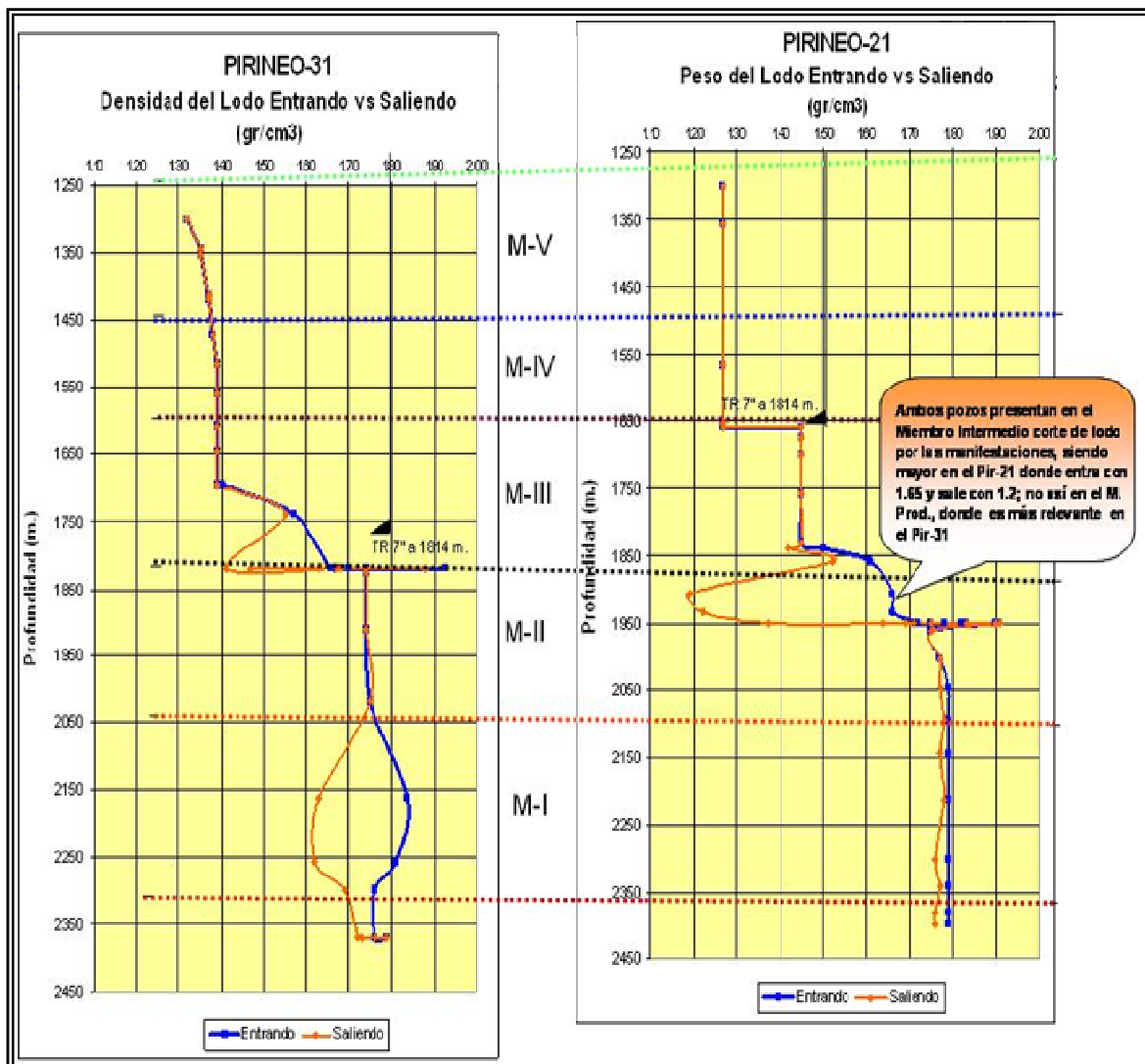


FIGURA 5.40 Densidad del lodo de perforación empleado en el pozo direccional Pirineo-21, tomada de Monclova Pirineos Gas, S.A. de C.V., Inédito.

5.14.2.3 Tiempo de perforación

En la **Figura 5.41** las curvas de profundidad contra el tiempo de perforación de cuatro pozos del Campo Pirineo, en la cual se tiene que la perforación y terminación del pozo Pirineo-71 se realizó con un tiempo menor que el resto de los pozos citados en la gráfica (36 días), el pozo Pirineo-31 presentó algunos problemas de pérdida y control de pozo en el nivel del Miembro Intermedio y el Miembro Productor (55 días), el pozo que más tiempo se tardó en terminarlo fue el Pirineo-1, esto debido a que fue el pozo exploratorio y a la manifestación que presentó; duro 33 días más después de la perforación para el control del pozo y bajar la tubería de revestimiento, cementarla y realizar la terminación del pozo, lo que en total se llevo 123 días.

El pozo Pirineo-21 se llevo a cabo en un tiempo de 66 días, debido a que se realizó una prueba DST (Drill Stem Test), y por lo tanto, tardó más de 10 días la fase de control del pozo.

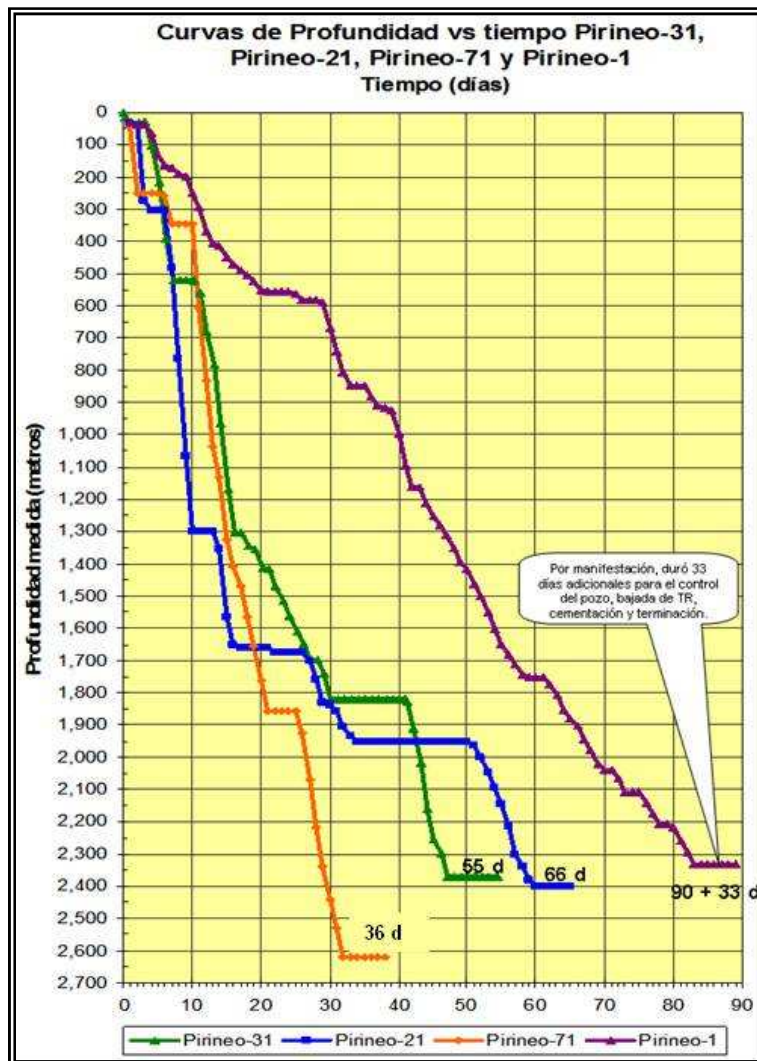


FIGURA 5.41 Tiempos de perforación de pozos en el Campo Pirineo, tomada de Monclova Pirineos Gas, S.A. de C.V., Inédito.

5.15 CAMPO FORASTERO

5.15.1 Pozo Forastero-1

El pozo Forastero-1, se terminó como un descubrimiento de gas en Febrero del 2004. El pozo se localiza en la porción Norte de la Cuenca de Sabinas, aproximadamente a 345 kilómetros al Noroeste de la Ciudad de Reynosa, Tamaulipas y a unos 47 kilómetros al Norte de Monclova, Coahuila (**Figura 5.42**).



FIGURA 5.42 Localización del Pozo Forastero-1 en la Cuenca de Sabinas, Coahuila (tomada de Reservas de Hidrocarburos, PEMEX, 2005).

5.15.1.1 Objetivo

El objetivo fue probar y establecer producción de gas no asociado en rocas clásticas de la formación La Casita del Jurásico Superior, los cuerpos de calizas fracturadas de la formación La Virgen del Cretácico Inferior y los desarrollos arenosos de la formación Olmos del Cretácico Superior.

5.15.1.2 Características geológicas

El método de reflexión sísmica fue empleado para interpretar las características estructurales y los tipos de rocas que se encuentran en el subsuelo, y desde luego la probable existencia de yacimientos de petróleo y gas natural.

El método de reflexión sísmica esta basado en la medición del tiempo que se toma las ondas de sonido en desplazarse desde el origen sísmico a través de la tierra hasta las capas de las rocas que reflejan el sonido de vuelta al dispositivo de grabación. En la **Figura 5.43** corresponde a un mapa de contornos estructurales en el que se puede apreciar que el pozo quedó ubicado en una porción cercana a la parte más alta de la estructura plegada.

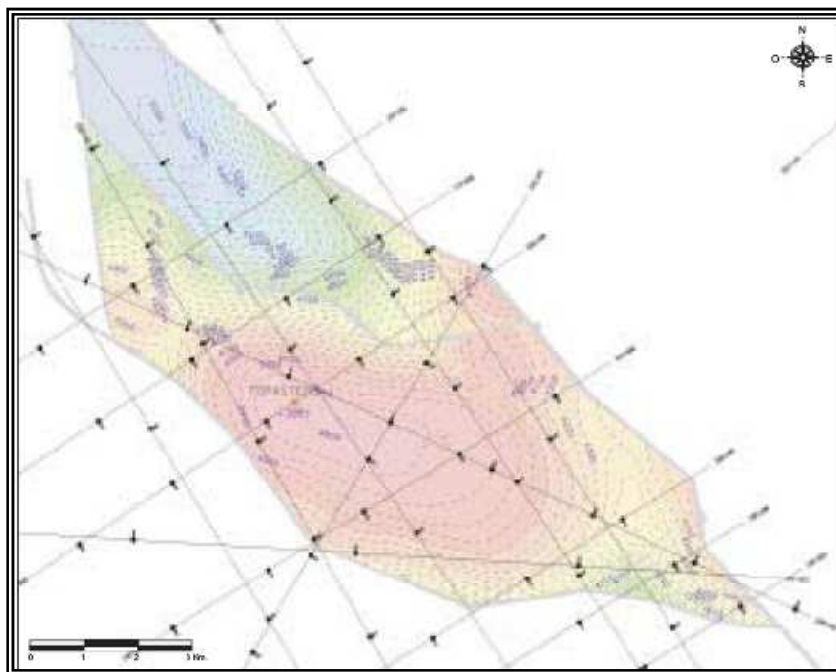


FIGURA 5.43 Configuración en Profundidad de la formación La Casita en el Jurásico Superior (tomada de Reservas de Hidrocarburos, PEMEX, 2005).

Con la ayuda de la interpretación sísmica bidimensional, se pudo establecer la presencia en el subsuelo de una estructura anticlinal de bajo relieve y con una orientación preferencial de su eje del Noroeste al Sureste, y limitado en sus flancos Suroeste y Noreste por fallas de tipo inverso.

El pozo se perforó hasta alcanzar 4,587 metros verticales y la columna geológica atravesada va del Jurásico Medio en la formación La Casita hasta la formación Escondido del Cretácico Superior que aflora en el área. Dentro de la formación La Casita se tienen tres miembros: el superior que es el generador y que sirve de sello, el medio que es el yacimiento y el inferior que es a su vez generador y sello. En cuanto a la formación La Virgen, ésta se encuentra genéticamente relacionada a un ambiente de plataforma carbonatada de circulación restringida con depósito de carbonatos que van de wackestone a packstone de peletoides, miliólidos y bioclastos parcialmente dolomitizados.

5.15.1.3 Características del yacimiento

A nivel de la Formación La Casita, se han interpretado secuencias almacenadoras de gas, contenidas en una trampa de tipo estructural, limitado por fallamiento inverso hacia el Suroeste y Noreste. El sello está compuesto por las evaporitas de los miembros II y V de la formación La Virgen del Cretácico Inferior con 250 y 450 metros, respectivamente.

La roca almacenadora la constituyen las areniscas de la formación La Casita. El análisis petrofísico indica que el yacimiento tiene porosidades promedio que van de 4 a 9 por ciento y que llegan a alcanzar hasta 12 por ciento cerca de la posición de la cresta del anticlinal. La saturación de agua calculada por registros geofísicos es de 16 a 36 por ciento en promedio. La prueba de producción alcanzó una producción inicial de 15.4 millones de pies cúbicos por día con una presión de fondo de 401 kg/cm². En la **Figura 5.44** se observa el registro geofísico interpretado, indicando la ubicación de la prueba de producción realizada y los valores petrofísicos calculados, las posibles fracturas.

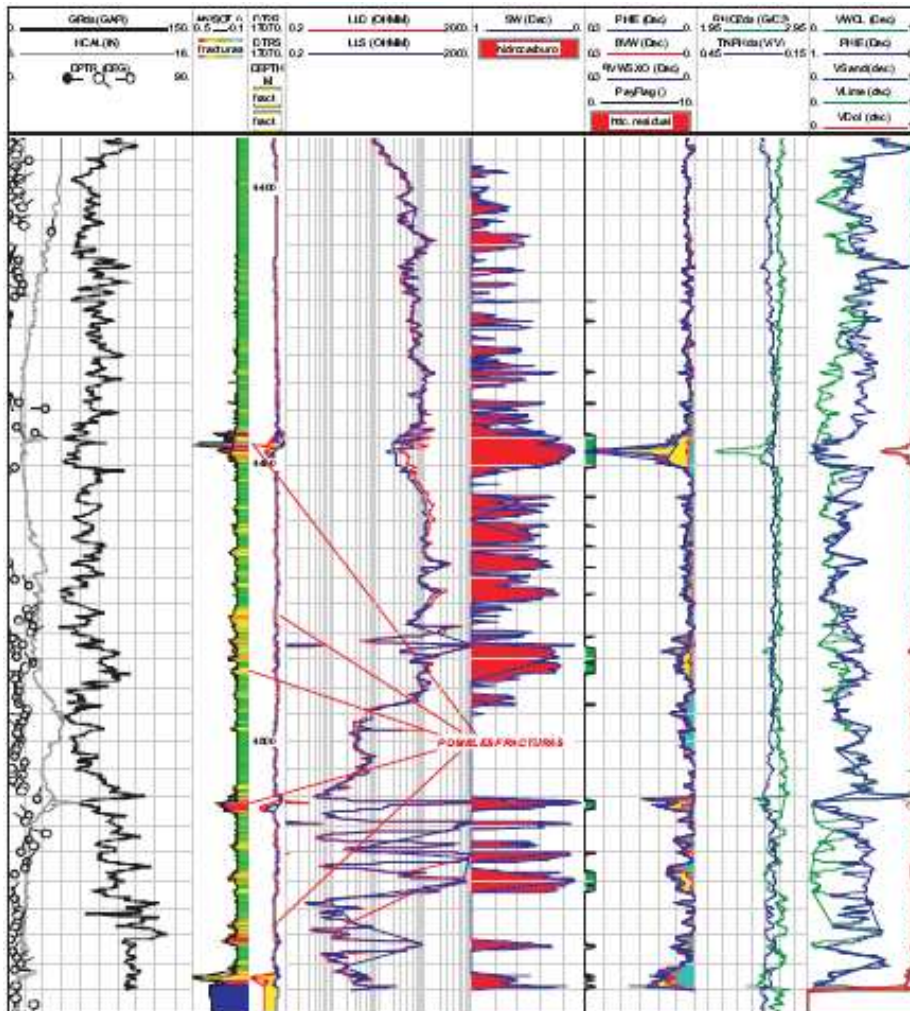


FIGURA 5.44 Registro geofísico mostrando la interpretación petrofísica, de un segmento del pozo Forastero (tomada de Reservas de Hidrocarburos, PEMEX, 2005).

5.15.2 Experiencia del Pozo Forastero-2

El pozo esta ubicado en la estructura de Forastero vecino de Pirineo, similar a éste pero más aplanada, fue perforado hasta la formación La Casita (aproximadamente a 4300 metros); planificado originalmente perpendicular al eje de de la estructura similar al pozo pirineo 31. Se utilizó un fluido de perforación Polimérico base agua; con una densidad máxima de 1.4 gr/cm^3 .

En base en el estudio de geomecánica del pozo Forastero-1, se perforo orientado aproximadamente 40° hacia el SE de la estructura, semi paralelo al eje de la estructura y en el sentido del esfuerzo máximo. La densidad de fracturas que se encontró fue de 5 a 10 fracturas/metro.

El tiempo de perforación duró 136 días de los cuales los primeros 2,200 m se realizaron en 27 días; Las manifestaciones de gas que se presentaron durante la perforación no fueron importantes, la pérdida de lodo hacia la formación fue del volumen de $1,200 \text{ m}^3$, aproximadamente 7,000 barriles.

La producción alcanzada de este pozo fue de 28 mmpcg/d, a una presión 4,700 psi en superficie. La presión de yacimiento fue estimada en 6,200 psi.

CAPÍTULO 6

Reservas y Desarrollo de Campos

Uno de los motivos primordiales que han impulsado a la humanidad a través de la historia, ha sido procurarse de recursos materiales y energéticos que le permitan satisfacer sus necesidades fundamentales y hacer más placentera su estadía en este mundo. Así, el hombre ha llegado a dominar el manejo de algunas formas de energía, entre las que destaca la obtenida de los hidrocarburos. Este tipo de energía, cubre alrededor del 60% del consumo mundial, cifra que los convierte en la principal fuente de energéticos. Por lo cual se requiere incrementar las reservas, ya sea mediante el descubrimiento y desarrollo de nuevos yacimientos o mejorando sustancialmente la explotación de los campos ya desarrollados. Esta última práctica ha sido la preocupación constante durante los últimos años y constituye el punto de partida, de la metodología que hoy en día se conoce como administración de yacimientos.

El concepto moderno de la administración de yacimientos petroleros en el mundo, requiere primeramente de un conocimiento inicial de los volúmenes de aceite y gas que se encuentran en el subsuelo, conocido como el volumen original de aceite in-situ (OOIP, por sus siglas en inglés), o el volumen original de gas in situ (OGIP, también por sus siglas en inglés) del yacimiento o yacimientos que se pretenden explotar. Además de este valor, es necesario conocer cuanto de ese volumen se puede estimar que podría considerarse como reservas probadas.

Esto se debe determinar tan pronto como sea posible en la vida del campo o yacimiento y desde luego, antes de tomar las decisiones importantes de cómo se van a desarrollar y producir. Es decir, técnicamente se requiere conocer estos valores que contiene un yacimiento y con ellos, poder diseñar una estrategia de explotación, dependiendo de las características geológicas y de ingeniería petrolera que tenga el campo.

También es necesario comentar que una buena explotación de un campo se inicia aplicando los conceptos de la Administración Integral de Yacimientos, los cuales incluyen la formación de equipos multidisciplinarios o interdisciplinarios, con

profesionales de varias especialidades, para poder obtener los máximos factores de recuperación posibles. Los casos más exitosos que ha tenido la industria petrolera en la explotación de yacimientos petroleros, son aquellos en los que se empleó un equipo multidisciplinario para administrarlo.

A pesar de lo anterior, conviene recordar que la administración de yacimientos petroleros se inició a fines de la década de 1980, por lo que la industria petrolera mundial hasta antes de ese momento, estaba organizada de manera funcional. Es decir, existían departamentos técnicos como exploración, perforación, producción, yacimientos y otros, que en lo general, operaban como áreas aisladas, la mayoría de las veces autosuficientes y que presentaban poca interacción entre ellas, sobre todo con objeto de explotar un campo integralmente.

Petróleos Mexicanos utiliza para la actualización anual de las reservas de hidrocarburos del país, definiciones y conceptos basados en los lineamientos establecidos por organizaciones internacionales. En el caso de las reservas probadas, las definiciones utilizadas corresponden a las establecidas por la Securities and Exchange Commission (SEC), organismo estadounidense que regula los mercados de valores y financieros de ese país, y para las reservas probables y posibles se emplean las definiciones emitidas por la Society of Petroleum Engineers (SPE), la American Association of Petroleum Geologists (AAPG) y el World Petroleum Council (WPC), organizaciones técnicas donde México participa en forma cotidiana.

El establecimiento de procesos para la evaluación y clasificación de reservas de hidrocarburos acordes a las definiciones empleadas internacionalmente, garantiza certidumbre y transparencia en los volúmenes de reservas reportados, así como en los procedimientos empleados para su estimación.

Las reservas poseen un valor económico asociado a las inversiones, a los costos de operación y mantenimiento, a los pronósticos de producción y a los precios de venta de los hidrocarburos, de acuerdo a PEMEX, 2010.

La explotación de las reservas requiere inversiones para la perforación de pozos, la realización de reparaciones mayores y la construcción de infraestructura entre otros elementos. Así, para la estimación de las reservas se consideran todos estos elementos para determinar su valor económico. Si éste es positivo, entonces los volúmenes de hidrocarburos son comercialmente explotables y, por tanto, se constituyen en reservas. En caso contrario, estos volúmenes pueden clasificarse como posibles si son marginales, es decir, si un ligero cambio en el precio de los hidrocarburos, o una pequeña disminución en sus costos de desarrollo o de operación y mantenimiento, permite que su valuación económica sea positiva. Si tampoco es el caso, los volúmenes se clasifican como recursos contingentes.

Las cifras de reservas probadas al 1 de enero de 2010, son consistentes con los comentarios de las empresas de ingeniería independientes que certifican las reservas. Sin embargo, de conformidad con el Reglamento de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, la Comisión

Nacional de Hidrocarburos se encuentra en proceso de revisión de los reportes de reservas, para que posteriormente la Secretaría de Energía, con base en la información de la referida Comisión, dé a conocer las reservas de hidrocarburos del país (PEMEX, 2010).

6.1 VOLUMEN ORIGINAL DE HIDROCARBUROS

El volumen original de hidrocarburos se define como la acumulación que se estima existe inicialmente en un yacimiento. Este volumen se encuentra en equilibrio, a la temperatura y presión prevalecientes en el yacimiento, pudiendo expresarse tanto a dichas condiciones como a condiciones de superficie, de acuerdo a PEMEX, 2009.

El volumen en cuestión puede estimarse por procedimientos deterministas o probabilistas. Los primeros incluyen principalmente a los métodos volumétricos, de balance de materia y la simulación numérica. Los segundos modelan la incertidumbre de parámetros como porosidad, saturación de agua, espesores netos, entre otros, como funciones de probabilidad que generan, en consecuencia, una función de probabilidad para el volumen original.

Los métodos volumétricos son los más usados en las etapas iniciales de caracterización del campo o el yacimiento. Estas técnicas se fundamentan en la estimación de las propiedades petrofísicas del medio poroso y de los fluidos en el yacimiento. Las propiedades petrofísicas utilizadas principalmente son la porosidad, la permeabilidad, la saturación de fluidos y volumen de arcilla, principalmente. Otro elemento fundamental es la geometría del yacimiento, representado en términos de su área y espesor neto, de acuerdo a PEMEX, 2009.

Dentro de la información necesaria para estimar el volumen original destacan los siguientes:

- i. Volumen de roca impregnada de hidrocarburos.
- ii. Porosidad efectiva y saturación de hidrocarburos correspondiente al volumen anterior.
- iii. Fluidos del yacimiento identificados así como sus propiedades respectivas, con el propósito de estimar el volumen de hidrocarburos a condiciones de superficie, denominadas también condiciones atmosféricas, estándar, base o de superficie.

6.2 RECURSOS PETROLEROS

Los recursos petroleros son todos los volúmenes de hidrocarburos que inicialmente se estiman en el subsuelo, referidos a condiciones de superficie. Sin embargo, desde el punto de vista de explotación, se le llama recurso únicamente a

la parte potencialmente recuperable de esas cantidades. Dentro de esta definición, a la cantidad de hidrocarburos estimada en principio se le denomina volumen original de hidrocarburos total, el cual puede estar descubierto o no. Asimismo a sus porciones recuperables se les denomina recursos prospectivos, recursos contingentes o reservas. En particular, el concepto de reservas constituye una parte de los recursos, es decir, son acumulaciones conocidas, recuperables y comercialmente explotables, de acuerdo a PEMEX, 2009.

6.2.1 Volumen original de hidrocarburos total in-situ

De acuerdo a la **Figura 6.1**, el volumen original de hidrocarburos total in-situ es la cuantificación referida a condiciones de yacimiento de todas las acumulaciones de hidrocarburos naturales. Este volumen incluye a las acumulaciones descubiertas, las cuales pueden ser comerciales o no, recuperables o no, a la producción obtenida de los campos explotados o en explotación, así como también a los volúmenes estimados en los yacimientos que podrían ser descubiertos.

Todas las cantidades que conforman el volumen de hidrocarburos total in-situ pueden ser recursos potencialmente recuperables, ya que la estimación de la parte que se espera recuperar depende de la incertidumbre asociada, de circunstancias comerciales, de la tecnología usada y de la disponibilidad de información. Por consiguiente, una porción de aquellas cantidades clasificadas como no recuperables pueden transformarse eventualmente en recursos recuperables si, por ejemplo, las condiciones comerciales cambian, si ocurren nuevos desarrollos tecnológicos, o si se adquieren datos adicionales, de acuerdo a PEMEX, 2009.

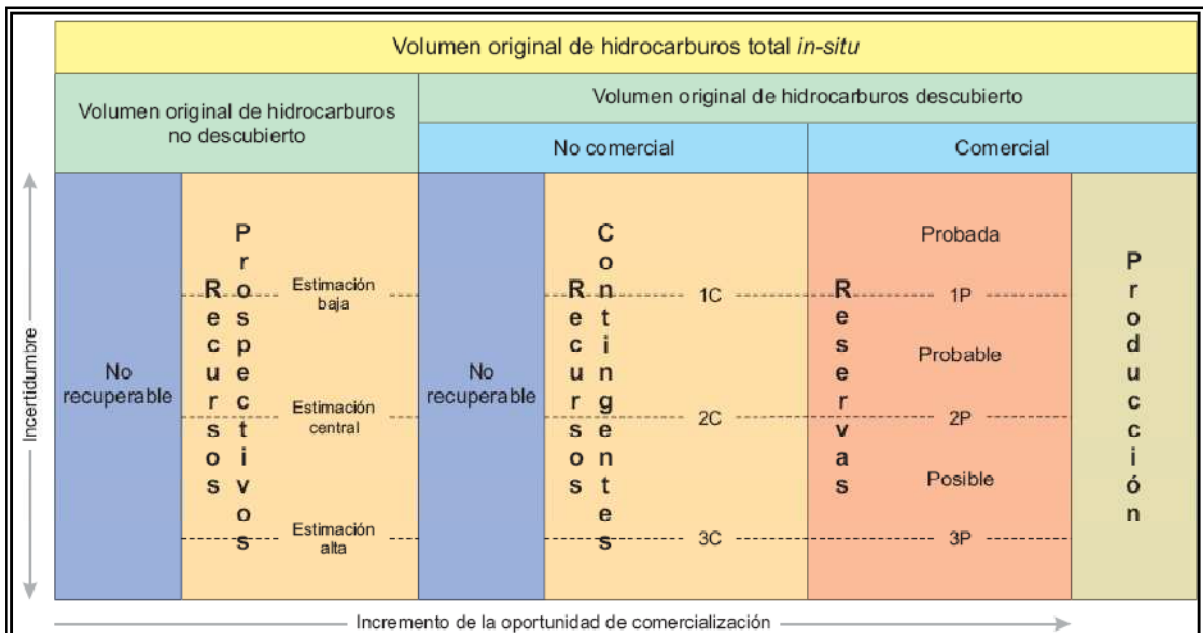


FIGURA 6.1 Clasificación de recursos y reservas de hidrocarburos (tomada de Las Reservas de Hidrocarburos de México, PEMEX, 2009).

6.2.1.1 Volumen original de hidrocarburos no descubierto

Es la cantidad de hidrocarburos que se estima, a una cierta fecha, se encuentra contenida en acumulaciones que todavía no se descubren pero que han sido inferidas. Al estimado de la porción potencialmente recuperable del volumen original de hidrocarburos no descubierto se le denomina recurso prospectivo, de acuerdo a PEMEX, 2009.

6.2.1.2 Volumen original de hidrocarburos descubierto

Es la cantidad de hidrocarburos que se estima, a una fecha dada, está contenida en acumulaciones conocidas antes de su producción. El volumen original descubierto puede clasificarse como comercial y no comercial. Una acumulación es comercial cuando existe generación de valor económico como consecuencia de la explotación de sus hidrocarburos. En la **Figura 6.1** se observa que la parte recuperable del volumen original de hidrocarburos descubierto, dependiendo de su viabilidad comercial, se le denomina reserva o recurso contingente, de acuerdo a PEMEX, 2009.

6.2.2 Recursos prospectivos

Es el volumen de hidrocarburos estimado, a una cierta fecha, de acumulaciones que todavía no se descubren pero que han sido inferidas y que se estiman potencialmente recuperables, mediante la aplicación de proyectos de desarrollo futuros. 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, producido. Los recursos prospectivos tienen tanto una oportunidad de descubrimiento como de desarrollo, además se subdividen de acuerdo con el nivel de certidumbre asociado a las estimaciones de recuperación, suponiendo su descubrimiento y desarrollo, y pueden también sub-clasificarse con base en la madurez del proyecto, de acuerdo a PEMEX, 2009.

6.2.3 Recursos contingentes

Son aquellas cantidades de hidrocarburos que son estimadas, a una fecha dada, para ser potencialmente recuperables de acumulaciones conocidas, pero el proyecto(s) aplicado aún no se considera suficientemente maduro para su desarrollo comercial, debido a una o más razones. Los recursos contingentes pueden incluir, por ejemplo, proyectos para los cuales no existen actualmente mercados viables, o donde la recuperación comercial depende de tecnologías en desarrollo, o donde la evaluación de la acumulación es insuficiente para evaluar claramente su comercialidad. Los recursos contingentes son además categorizados de acuerdo con el nivel de certidumbre asociado a las estimaciones

y pueden sub-clasificarse con base en la madurez del proyecto y caracterizadas por su estado económico, de acuerdo a PEMEX, 2009.

6.3 RESERVAS

Son las cantidades de hidrocarburos que se prevé serán recuperadas comercialmente, mediante la aplicación de proyectos de desarrollo, de acumulaciones conocidas, desde una cierta fecha en adelante, bajo condiciones definidas. Las reservas deben además satisfacer cuatro criterios: deben estar descubiertas, ser recuperables, comerciales y mantenerse sustentadas (a la fecha de evaluación) en un(os) proyecto(s) de desarrollo. Las reservas son además categorizadas de acuerdo con el nivel de certidumbre asociado a las estimaciones y pueden sub-clasificarse en base a la madurez del proyecto y caracterizadas conforme a su estado de desarrollo y producción. La certidumbre depende principalmente de la cantidad y calidad de la información geológica, geofísica, petrofísica y de ingeniería, así como de la disponibilidad de esta información al tiempo de la estimación e interpretación. El nivel de certidumbre se usa para clasificar las reservas en una de dos clasificaciones principales, probadas o no probadas. En la **Figura 6.2** se muestra la clasificación de las reservas, de acuerdo a PEMEX, 2009.

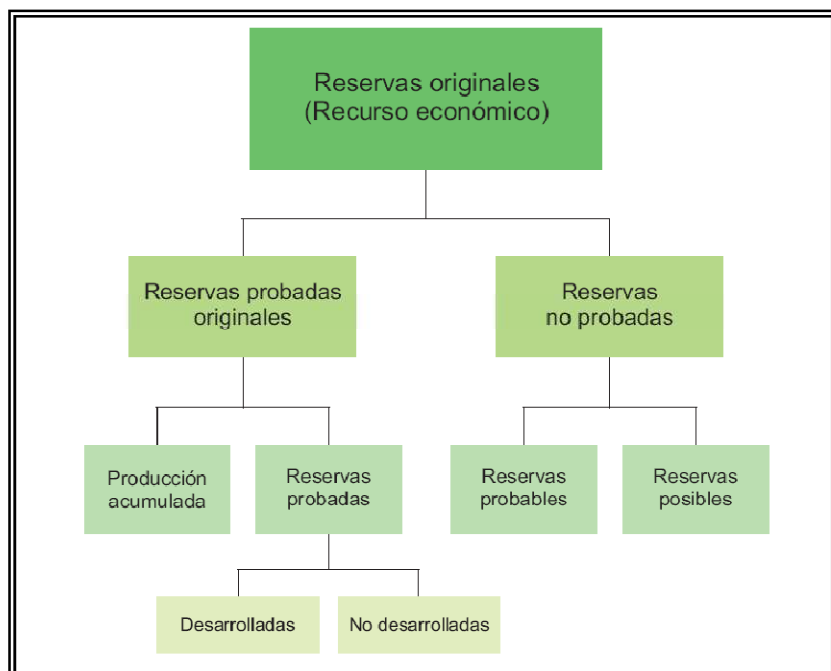


FIGURA 6.2 Clasificación de las reservas de hidrocarburos (tomada de Las Reservas de Hidrocarburos de México, PEMEX, 2009).

Las cantidades recuperables estimadas de acumulaciones conocidas que no satisfagan los requerimientos de comercialización deben clasificarse como

recursos contingentes. El concepto de comercialización para una acumulación varía de acuerdo a las condiciones y circunstancias específicas de cada lugar. Así, las reservas probadas son acumulaciones de hidrocarburos cuya rentabilidad ha sido establecida bajo condiciones económicas a la fecha de evaluación; en tanto las reservas probables y posibles pueden estar basadas en condiciones económicas futuras. Sin embargo, las reservas probables de Petróleos Mexicanos son rentables bajo condiciones económicas actuales, en tanto, una pequeña porción de las posibles es marginal en el sentido que un ligero incremento en el precio de los hidrocarburos o una ligera disminución de los costos de operación, las haría netamente rentables, de acuerdo a PEMEX, 2009.

6.3.1 Reservas probadas

Las reservas probadas de hidrocarburos son cantidades estimadas de aceite crudo, gas natural y líquidos del gas natural, las cuales, mediante datos geológicos y de ingeniería, demuestran con certidumbre razonable que serán recuperadas en años futuros de yacimientos conocidos bajo condiciones económicas y de operación existentes a una fecha específica. Las reservas probadas se pueden clasificar como desarrolladas o no desarrolladas, de acuerdo a PEMEX, 2009.

La determinación de la certidumbre razonable es generada por el sustento de datos geológicos y de ingeniería. De esta forma, tendrá que disponerse de datos que 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.

Las condiciones económicas y operativas existentes son los precios, costos de operación, métodos de producción, técnicas de recuperación, transporte y arreglos de comercialización. Un cambio anticipado en las condiciones deberá tener una certidumbre razonable de ocurrencia; la inversión correspondiente y los costos de operación, para que ese cambio esté incluido en la factibilidad económica en el tiempo apropiado. Estas condiciones incluyen una estimación de costos de abandono en que se habrá de incurrir, de acuerdo a PEMEX, 2009.

La SEC establece que los precios de venta de aceite crudo, gas natural y productos del gas natural a utilizarse en la evaluación económica de las reservas probadas, deben corresponder al 31 de diciembre del año inmediatamente anterior. La justificación se basa en que este método es requerido por consistencia entre todos los productores a nivel internacional en sus estimaciones como una medida estandarizada en los análisis de rentabilidad de proyectos, de acuerdo a PEMEX, 2009.

En general, las reservas son consideradas probadas si la productividad comercial del yacimiento está apoyada por datos de producción reales o por pruebas de producción concluyentes. En este contexto, el término probado se refiere a las

cantidades de hidrocarburos recuperables y no a la productividad del pozo o del yacimiento. En ciertos casos, las reservas probadas pueden asignarse de acuerdo a registros de pozos y análisis de núcleos, los cuales indican 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 comercialización existan, o que se tenga la certeza de que serán instaladas, de acuerdo a PEMEX, 2009.

El volumen considerado como probado incluye aquel delimitado por la perforación y por los contactos de fluidos. Además, incluye las porciones no perforadas del yacimiento que puedan ser razonablemente juzgadas como comercialmente productoras, de acuerdo a la información de geología e ingeniería disponible. Sin embargo, si los contactos de los fluidos se desconocen, la ocurrencia de hidrocarburos conocida más profunda controla el límite de reserva probada.

Es importante señalar, que las reservas que serán producidas a través de la aplicación de métodos de recuperación secundaria y/o mejorada se incluyen en la categoría de probadas cuando se tiene un resultado exitoso a partir de una prueba piloto representativa, o cuando exista respuesta favorable de un proceso de recuperación funcionando en el mismo yacimiento o en uno 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, proporcionando evidencia documental al estudio de viabilidad técnica en el cual se basa el proyecto, de acuerdo a PEMEX, 2009.

Las reservas probadas son las que aportan la producción y tienen mayor certidumbre que las probables y posibles. Desde el punto de vista financiero, son las que sustentan los proyectos de inversión, y por ello la importancia de adoptar definiciones emitidas por la SEC. Cabe mencionar y enfatizar, que para ambientes sedimentarios donde se acumulan sedimentos clásticos, es decir, depósitos arenosos, la aplicación de estas definiciones considera como prueba de la continuidad de la columna de aceite, no sólo la integración de información geológica, petrofísica, geofísica y de ingeniería de yacimientos, entre otros elementos, sino también la medición de presión entre pozo y pozo que es absolutamente determinante. Estas definiciones reconocen que en presencia de fallamiento en el yacimiento, cada sector o bloque debe ser evaluado independientemente, considerando la información disponible, de tal forma que para declarar a uno de estos bloques como probado, necesariamente debe existir un pozo con una prueba de producción estabilizada, y cuyo flujo de hidrocarburos sea comercial de acuerdo a las condiciones de desarrollo, de operación, de precio y de instalaciones al momento de la evaluación. Sin embargo, para el caso de menor fallamiento, las definiciones de la SEC establecen que la demostración concluyente de la continuidad de la columna de hidrocarburos solamente puede ser alcanzada a través de las mediciones de presión mencionadas. En ausencia de estas mediciones o pruebas, la reserva que puede ser clasificada como

probada es aquella asociada a los pozos productores a la fecha de evaluación más la producción asociada a pozos por perforar en la vecindad inmediata, de acuerdo a PEMEX, 2009.

6.3.1.1 Reservas desarrolladas

Son aquellas reservas que se espera sean recuperadas de pozos existentes, incluyendo las reservas detrás de la tubería, que pueden ser extraídas con la infraestructura actual mediante actividades adicionales con costos moderados de inversión. En el caso de las reservas asociadas a procesos de recuperación secundaria y/o mejorada, serán consideradas desarrolladas únicamente cuando la infraestructura requerida para el proceso esté instalada o cuando los costos requeridos para ello sean considerablemente menores, y la respuesta de producción haya sido la prevista en la planeación del proyecto correspondiente, de acuerdo a PEMEX, 2009.

6.3.1.2 Reservas no desarrolladas

Son reservas que se espera serán recuperadas a través de pozos nuevos en áreas no perforadas, o donde se requiere una inversión relativamente grande para terminar los pozos existentes y/o construir las instalaciones para iniciar la producción y transporte. Lo anterior aplica tanto en procesos de explotación primaria como de recuperación secundaria y mejorada. En el caso de inyección de fluidos al yacimiento, u otra técnica de recuperación mejorada, las reservas asociadas se considerarán probadas no desarrolladas, cuando tales técnicas hayan sido efectivamente probadas en el área y en la misma formación, de acuerdo a PEMEX, 2009.

Asimismo, debe existir un compromiso para desarrollar el campo de acuerdo a un plan de explotación y a un presupuesto aprobado. Una demora excesivamente larga en el programa de desarrollo, puede originar dudas acerca de la explotación de tales reservas, y conducir a la exclusión de tales volúmenes de la categoría de reserva probada. Como puede notarse, el interés por producir tales volúmenes de reservas es un requisito para llamarlas reservas probadas no desarrolladas. Si reiteradamente esta condición no es satisfecha, es común reclasificar estas reservas a una categoría que no considera su desarrollo en un periodo inmediato, como por ejemplo reservas probables. Así, la certidumbre sobre la ocurrencia de los volúmenes de hidrocarburos en el subsuelo debe ir acompañada de la certidumbre de desarrollarlas en tiempos razonables. Si este elemento no es satisfecho, la reclasificación de reservas tiene lugar no por una incertidumbre sobre el volumen de hidrocarburos, sino por la incertidumbre de su desarrollo, de acuerdo a PEMEX, 2009.

6.3.2 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 suponer pronósticos de aceite y gas con escenarios tanto técnicos como económicos que no son los que prevalecen al momento de la evaluación. En situaciones que no consideren su desarrollo inmediato, los volúmenes de hidrocarburos descubiertos comercialmente producibles, pueden ser clasificados como reservas no probadas, de acuerdo a PEMEX, 2009.

6.3.2.1 Reservas probables

Son aquellas reservas no probadas para las cuales el análisis de la información geológica y de ingeniería del yacimiento sugiere que son más factibles de ser comercialmente recuperables, que de lo contrario. Si se emplean métodos probabilistas para su evaluación, existirá una probabilidad de al menos 50 por ciento de que las cantidades a recuperar sean iguales o mayores que la suma de las reservas probadas más probables, de acuerdo a PEMEX, 2009.

Las reservas probables incluyen aquellas reservas más allá del volumen probado, donde el conocimiento del horizonte productor es insuficiente para clasificar estas reservas como probadas. También se incluyen en esta clasificación aquellas reservas ubicadas en formaciones que parecen ser productoras y que son inferidas a través de registros geofísicos, pero que carecen de datos de núcleos o pruebas definitivas, además de no ser análogas a formaciones probadas en otros yacimientos.

En cuanto a los procesos de recuperación secundaria y/o mejorada, las reservas atribuibles a estos procesos son probables cuando se asocian a un proyecto o prueba piloto que ha sido planeado pero aún no ha sido implementado, y cuando las características del yacimiento parecen favorables para una aplicación comercial, de acuerdo a PEMEX, 2009.

Las siguientes condiciones conducen a clasificar las reservas como probables:

- i. Reservas localizadas en áreas donde la formación productora aparece separada por fallas geológicas, y la interpretación correspondiente indica que este volumen se encuentra en una posición estructural más alta que la del área probada.
- ii. Reservas atribuibles a futuras intervenciones, estimulaciones, cambio de equipo u otros procedimientos mecánicos; cuando tales medidas no han sido exitosas al aplicarse en pozos que exhiben un comportamiento similar, y que han sido terminados en yacimientos análogos.

- iii. Reservas incrementales en formaciones productoras, donde una reinterpretación del comportamiento o de los datos volumétricos, indica que existen reservas adicionales a las clasificadas como probadas.
- iv. Reservas adicionales asociadas a pozos intermedios, y que pudieran haber sido clasificadas como probadas si se hubiera autorizado un desarrollo con un espaciamiento menor, al momento de la evaluación.

6.3.2.2 Reservas posibles

Son aquellos volúmenes de hidrocarburos cuya información geológica y de ingeniería sugiere que es menos factible su recuperación comercial que las reservas probables. De acuerdo con esta definición, cuando son utilizados métodos probabilistas, la suma de las reservas probadas más probables más posibles tendrá al menos una probabilidad de 10 por ciento de que las cantidades realmente recuperadas sean iguales o mayores, de acuerdo a PEMEX, 2009. En general, las reservas posibles pueden incluir los siguientes casos:

- i. Reservas basadas en interpretaciones geológicas y que pueden existir en áreas adyacentes a las áreas clasificadas como probables dentro del mismo yacimiento.
- ii. Reservas ubicadas en formaciones que parecen estar impregnadas de hidrocarburos, con base en el análisis de núcleos y registros de pozos.
- iii. Reservas adicionales por perforación intermedia, la cual está sujeta a incertidumbre técnica.
- iv. Reservas incrementales atribuidas a esquemas de recuperación mejorada cuando un proyecto o prueba piloto está planeado pero no se encuentra en operación, y las características de la roca y fluido del yacimiento son tales que existe duda de que el proyecto se ejecute.
- v. Reservas en un área de la formación productora que parece estar separada del área probada por fallas geológicas, y donde la interpretación indica que la zona de estudio se encuentra estructuralmente más baja que el área probada.

6.4 PETRÓLEO CRUDO EQUIVALENTE

El petróleo crudo equivalente es una forma utilizada a nivel internacional para reportar el inventario total de hidrocarburos. Su valor resulta de adicionar los volúmenes de aceite crudo, de condensados, de los líquidos en planta y del gas seco equivalente a líquido; este último corresponde, en términos de poder calorífico, a un cierto volumen de aceite crudo. El gas seco considerado en este

procedimiento, 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 corresponde al tipo Maya. Su evaluación requiere de la información actualizada de los procesos a que está sometida la producción del gas natural, desde su separación y medición, hasta su salida de las plantas petroquímicas, de acuerdo a PEMEX, 2009. La **Figura 6.3** ilustra los elementos que se consideran en el cálculo del petróleo crudo equivalente.

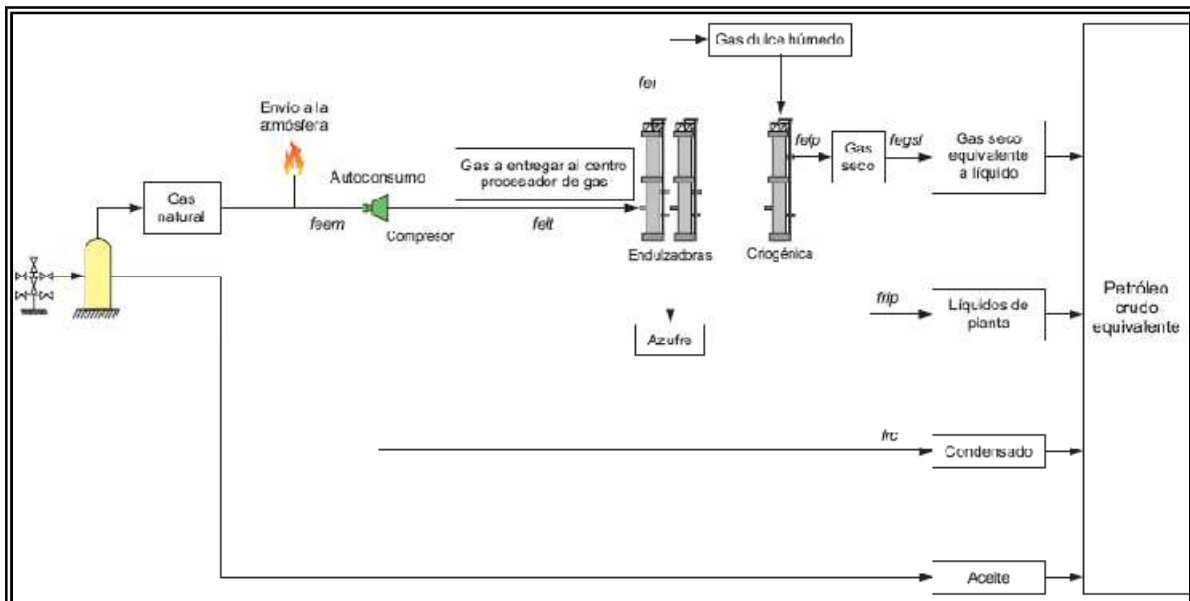


FIGURA 6.3 Procesos a que está sometida la producción del gas natural (tomada de Las Reservas de Hidrocarburos de México, PEMEX, 2009).

El aceite crudo no sufre ninguna conversión para llegar a petróleo crudo equivalente. En tanto, el volumen del gas natural producido se reduce por el autoconsumo y el envío de gas a la atmósfera. Dicha reducción se refiere como encogimiento del fluido y se denomina eficiencia en el manejo, o simplemente “feem”. El transporte del gas continúa y se presenta otra alteración en su volumen al pasar por estaciones de compresión, en donde los condensados son extraídos del gas; a esta alteración en el volumen por el efecto del transporte se le denomina “felt”. De esta forma, el condensado se contabiliza directamente como petróleo crudo equivalente, de acuerdo a PEMEX, 2009.

El proceso del gas continúa dentro de las plantas petroquímicas, en donde es sometido a diversos tratamientos, los cuales eliminan los compuestos que no son hidrocarburos y se extraen licuables o líquidos de planta. Esta nueva reducción en el volumen del gas es conceptualizada a través del encogimiento por impurezas, o “fei”, y por el encogimiento de licuables en planta, “felp”. Debido a su naturaleza, los líquidos de planta son agregados como petróleo crudo equivalente, en tanto el gas seco obtenido a la salida de las plantas, se convierte a líquido con una equivalencia de 5.201 millares de pies cúbicos de gas seco por barril de petróleo crudo. Este valor es el resultado de considerar equivalentes caloríficos de 5.591 millones de BTU por barril de aceite crudo y 1,075 BTU por pie cúbico de gas seco dulce. Por tanto, el factor mencionado es de 192.27 barriles por millón de pies cúbicos, o su inverso dado por el valor mencionado en principio, de acuerdo a PEMEX, 2009.

6.5 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DE LA CUENCA SABINAS

Los yacimientos descubiertos se ubican en general en rocas fracturadas de muy baja porosidad y permeabilidad, las cuales presentan alta productividad inicial pero muy rápida declinación (PEP, 2008).

La producción promedio por pozo es de 1.67 millones de pies cúbicos de gas por día (MMpcg/d), para el campo de Monclova-Buena Suerte, 2.03 MMpcg/d para el campo de la Merced, y 0.50 MMpcg/d para el campo de Lampazos. Estas tasas se comparan favorablemente con el promedio de producción diaria por pozo en la cercana Cuenca de Burgos, donde el rango de la tasa media de producción diaria era típicamente de 0.5 – 0.7 MMpcg/d (Echánove, 1986).

La producción inicial estimadas en los pozos descubiertos de la Cuenca de Sabinas, Coahuila, normalmente son inferiores a la productividad registrada en los pozos de desarrollo del campo. Los pozos de desarrollo en el campo Buena Suerte produjeron inicialmente hasta 27 MMpcg/d (BS-104), 23.3 MMpcg/d (BS-92), y 13.8 MMpcg/d (BS-2A); en el campo de Monclova, 25.2 MMpcg/d (M-3), 22.9 MMpcg/d (M-127), y 8.3 MMpcg/d (M-1); en el campo de Lampazos, 16 MMpcg/d (L-71), 12.6 MMpcg/d (L-31A), y 11.6 MMpcg/d (L-1); y en el campo Merced, el 17.1 MMpcg/d (Me-11), y 16.9 MMpcg/d (Me-21). La producción total máxima alcanzada en la Cuenca de Sabinas fue de aproximadamente 158 MMpcg/d en 1979, con una tasa de disminución del 25% al año.

En 1983, esta se estabilizó en 35 MMpcg/d. En 1991, la cuenca produjo cerca de 9 MMpcg/d, pero en 1995, con el desarrollo del campo de la Merced, la producción de gas de la Cuenca de Sabinas se levantó otra vez a un máximo de 58 MMpcg/d,

con sólo ocho nuevos pozos, más tarde declinó en un promedio del 25% por año. En el 2001, la cuenca produjo cerca de 12 MMpcg/d (Figura 6.4).

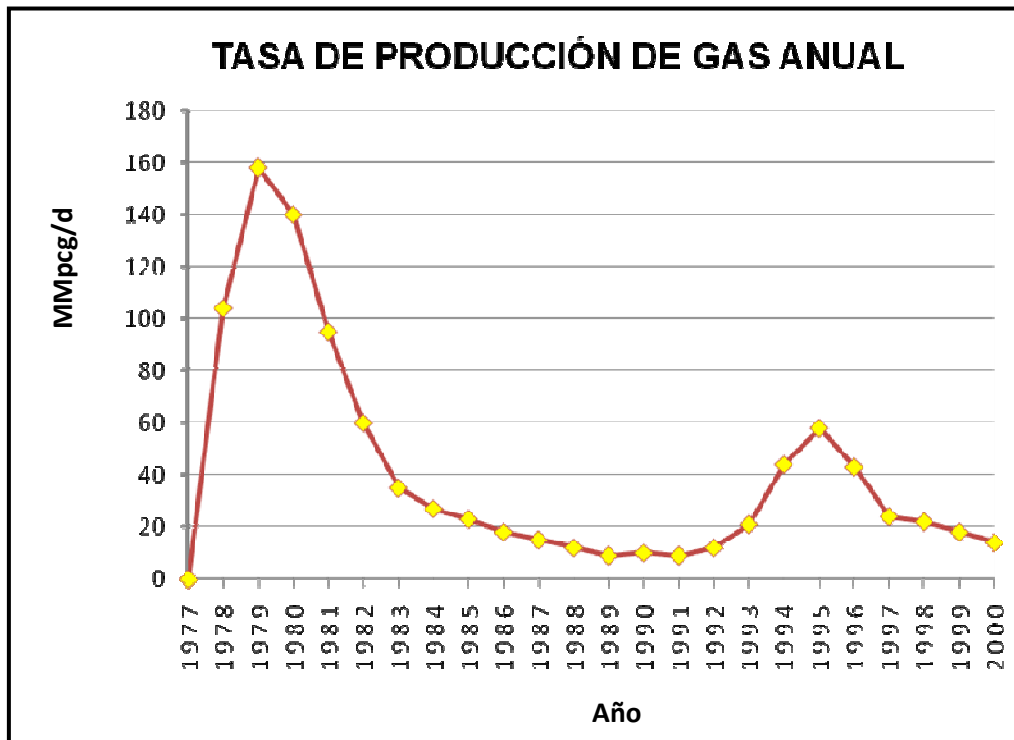


FIGURA 6.4 Historia de producción de la Cuenca Sabinas, 1977-2000 (tomada de Eguiluz de Antuñano, 2001).

6.6 DESARROLLO DE CAMPOS DE LA CUENCA DE SABINAS, COAHUILA

El campo Buena Suerte, se descubrió con el pozo explorador Buena Suerte 2-A, terminado en 1975 como un pozo productor de gas seco, en carbonatos fracturados en la Formación Padilla, la producción diaria estimada fue de 1.345 millones de pies cúbicos (MMpc) de gas, el campo tiene un área de 13.4 km². El yacimiento Padilla-Virgen tenía reservas de 69.7 miles de millones de pies cúbicos (MMMpc), de las cuales hasta el año 1997 se habían producido 68.5 MMMpc, con 10 pozos de desarrollo.

En 1976 el pozo Monclova 1 quedó productor con 3.655 MMpcg/d de gas seco, en dolomías de la base de la Formación La Virgen, abarca una superficie de 25 km². El campo también produce en areniscas fracturadas de la Formación La Casita del Jurásico Superior y carbonatos de las formaciones Padilla y La Mula del Cretácico Inferior. Las reservas originales de esos plays se estimaron en 192.5 MMMpc, de los cuales 164 MMMpc han sido producidos a partir de 11 pozos en 23 años de explotación.

También en el mismo año de 1976, se descubrió el campo Lampazos con el pozo exploratorio Lampazos 1, en areniscas fracturadas de la Formación La Gloria del

Jurásico Superior, la producción diaria estimada fue de 1.345 MMpc de gas seco. El campo Lampazos ha producido en las formaciones La Gloria, La Casita, Taraises y Georgetown; la producción más importante está en las formaciones La Gloria y La Casita del Jurásico Superior, en un área del campo es de 11 km². De las reservas originales de 71.8 MMMpc, al año 2000 se habían recuperado 52.6 MMMpc aproximadamente a partir de 15 pozos de desarrollo.

Entre 1976 y 1985 los éxitos exploratorios, descubrieron los campos Florida, Huerta, Zuloaga, Maestros, Gato, Escudo y Patricio. Estos campos, con un solo pozo de desarrollo, productores en horizontes de las formaciones La Casita, Padilla y Austin han producido un total de 7.7 MMMpc, de una reservas calculada de 136 MMMpc.

En 1986 con el pozo exploratorio Merced 1, se descubre el campo Merced con una producción diaria estimada inicial de 4.4 MMpc de gas, en areniscas de la Formación La Casita. Entre 1995 y 1997 se desarrollo este campo y con 6 pozos volvió a repuntar la producción de gas alcanzando 50 MMpc diarios. Las reservas calculadas de este campo son de 161 MMMpc, de las cuales al año de 1998 se habían recuperado 69.5 MMMpc aproximadamente.

Los campos Noralta, Ulúa, Candelilla, Cuatro Ciénegas, Cacanapo y Progreso no han sido desarrollados, y junto con los campos Garza y Minero, su mayor reserva en el año 2000 era estimada en 136 MMMpc.

En la **Figura 6.5** se muestran los campos descubiertos y la producción acumulada de gas aproximadamente en la Cuenca de Sabinas, Coahuila, hasta el año 2001.

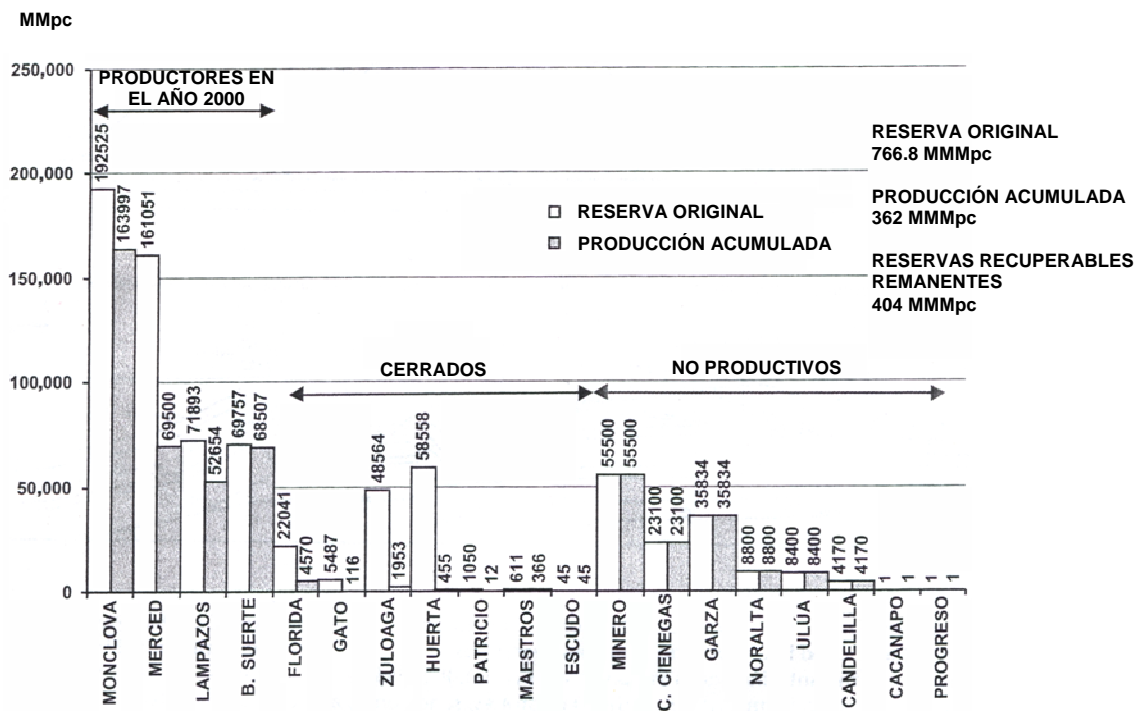


FIGURA 6.5 Campos descubiertos y producción acumulada en la Cuenca de Sabinas, Coahuila (tomada de Eguiluz de Antuñano, 2001).

En septiembre del 2003, se termino de perforar el pozo Pirineo-1, el yacimiento se encuentra dentro de la formación La Virgen, con una producción inicial que alcanzó 12.7 MMpc por día, el cual incorporó una reserva 3P de 130 MMMpc.

El pozo Forastero-1, se terminó como un descubrimiento de gas en Febrero del 2004, el yacimiento de encuentra en la Formación La Casita, este pozo incorporó una reserva 3P, de más de 50 MMMpc.

En el año 2008, en el campo en explotación Forastero, se observo un incremento en su reserva probada de gas por desarrollo de campos en la cuenca de Sabinas, Coahuila, con 28.5 MMMpc (**PEP, 2009**).

Para el año 2009, un nuevo descubrimiento de gas en La cuenca de Sabinas, Coahuila, se da con la perforación del pozo Cougar 1. El campo Cougar aporta una reserva de hidrocarburos 3P de 72.5 MMpc (aproximadamente 14 MMbpce), una reserva 2P de 59 MMMpc y una reserva probada de 49 MMMpc, aproximadamente 9 MMbpce (**PEP, 2009**).

6.7 PRODUCCIÓN EN LOS PLAY DE LA CUENCA DE SABINAS, COAHUILA

Se tienen cuatro plays establecidos, dos de edad Jurásico Superior (La Gloria y La Casita) y dos del Cretácico Inferior (Padilla y La Virgen), los cuales han producido 434 miles de millones de pies cúbicos (MMMpc) de gas a partir de 23 campos descubiertos, 18 de estos se encuentran activos con una reserva total remanente de 53 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (**PEP, 2009**).

Hasta el año 2005, se perforaron un total 107 pozos exploratorios, en 84 trampas estructurales en pliegues anticlinales. En las 84 trampas, 20 pozos son descubridores de campos, de los cuales a esa fecha dos pozos se habían descubierto en los últimos cinco años; estos son el pirineos 1 en el 2003 y el forastero 1 en el 2004. De los 20 pozos descubridores 11 de ellos han acumulado producción, el resto a esa fecha no habían tenido vida productiva. De los 107 pozos exploratorios 47 pozos quedaron terminados como secos, 3 pozos sin objetivos mesozoicos, 18 pozos con accidente mecánico y 19 pozos invadidos de agua salada.

De los 18 pozos con accidente mecánico, 13 se volvieron a perforaron y se evaluaron 12 estructuras, de las cuales 2 quedaron productoras (Noralta 1 y Amuleto 1B) y 5 estructuras se evaluaron parcialmente (Alberto 1, Bernardino 1, Golfo 1, Jardines 1 y Popa 1). El análisis de 16 pozos invadidos y secos, indica que los sondeos están flanqueados y por lo tanto, existen buenas posibilidades de investigar 15 estructuras, ya que 2 pozos de los 16 se perforaron en la misma estructura (Rata 1 y Rayo 1).

De los 107 pozos exploratorios, diez se han perforado sobre estructuras productoras; cinco pozos en la estructura Monclova-Buena Suerte, uno en la estructura del campo Lampazos, uno sobre el campo Huerta y tres terminados como accidente mecánico o secos, que están en la estructura actualmente productora de Pirineos.

Trece campos han descubierto gas en los *plays* La Casita, cinco campos han descubierto gas en los *plays* Padilla-La Virgen, dos campos en el *play* Cupido y uno en el *play* Austin.

La producción acumulada hasta el año 2005 del *play* La Casita, fue cercana a los 150 MMMpc. Mientras que, para el *plays* Padilla y La Virgen La producción acumulada en ambos, es de 250 MMMpc. La producción promedio diaria de la Cuenca de Sabinas, Coahuila, en el año 2000 fue de 20 MMpc, debido a la disminución de inversión y a la fuerte declinación de los pozos.

6.8 ESTIMACIÓN DE RECURSOS POTENCIALES DE GAS DE LA CUENCA DE SABINAS, COAHUILA

Según Eguiluz, 2001, con base en los análisis geoquímicos (González y Holguín, 1992), la Formación La Casita del Jurásico Superior es considerada como la principal roca generadora de hidrocarburos en la Cuenca de Sabinas. Las facies de roca generadora de esta unidad estratigráfica son lutitas carbonosas negras que contienen materia orgánica de tipo III y en menor cantidad el tipo II. En promedio el contenido de carbono orgánico total (COT), es de 2 %, con valores de reflectancia de vitrinita que van de 2 a 3, lo que indica que estas rocas se encuentran actualmente en la ventana de generación de gas seco. La densidad de la roca generadora, calculada a partir de registros geofísicos de pozos, es 2.65 g/cm³. En promedio el espesor neto de la roca generadora es de 70 m, distribuidos en una superficie de unos 20,000 km². Con estos valores, el volumen neto de la roca generadora se calcula en 7.42 x 10¹⁶ t. Suponiendo un índice de hidrógeno estándar inicial para la materia orgánica tipo III de 250 mg HC/g COT y utilizando el índice de hidrógeno de 60 mg HC/g COT determinado de las rocas de la base de la Formación La Casita, la diferencia resultante es de 190 mg expulsados de HC/g COT. Este valor, multiplicado por la masa de hidrocarburos (7.42 x 10¹⁶g) y por la constante de conversión K (10⁻⁶ kg/mg), da un valor de la masa de hidrocarburos de 1.4098 x 10¹³. La relación de la masa de hidrocarburos en kilogramos y la equivalencia en pies cúbicos, indican que se podrían haber generado 930 x 10¹⁴ft³ de gas por la Formación La Casita. De ese volumen total, sin embargo, sólo una fracción de menos del 1% podría haber quedado atrapado (Alien y Alien, 1990).

El trabajo realizado por Eguiluz en el 2000, usando el método estadístico de Monte Carlo, consideró un escenario en donde los plays productores analizados son La Casita, La Gloria, Padilla y La Virgen. Con los datos mínimos y máximos y medios, de sus características petrofísicas de yacimiento (área, porosidad, saturación de hidrocarburos, espesor, factor del volumen y factor de recuperación) y considerando el número de campos a descubrir, así como su reserva máxima esperada se obtuvo un recurso potencial promedio de gas para los plays en las unidades estratigráficas La Casita, La Gloria y Padilla-La Virgen de 1105.9, 830.3 y 646.4 MMMpc, respectivamente, o sea un total de 2500 MMMpc. La aplicación de factores de riesgo geológico de 0.5, 0.5 y 0.4 a los tres plays, respectivamente, podría reducir los recursos de gas potencial a 1,422 MMMpc.

6.9 OPORTUNIDADES PARA LAS FUTURAS EXPLORACIONES

La producción acumulada de la cuenca de Sabinas, Coahuila, es aproximadamente una cuarta parte de las reservas recuperables estimadas. Un análisis de los campos productores y las estructuras no desarrolladas, han permitido realizar las siguientes estimaciones de los recursos potenciales en la Cuenca.

6.9.1 Campo Monclova-Buena Suerte (Plays La Casita, Padilla y La Virgen)

El campo Monclova-Buena Suerte, no se ha explotado a nivel del yacimiento La Casita; donde sólo dos pozos productores han sido terminados en este yacimiento. Varios pozos que se encuentran en el play La Casita fueron abandonados debido a problemas de perforación, invasión de lodo y pruebas en agujero entubado. Además, los pozos de desarrollo fueron perforados con un espaciado regular y no con control geológico sobre la cima de la estructura, que es la zona que presenta mayor densidad y distribución de fracturas naturales. Una revisión de la historia de perforación, pruebas de producción y análisis geológico del campo, indica que el yacimiento La Casita en el campo Monclova-Buena Suerte podría aportar alrededor de 91 MMMpc, en un área de 37 km².

6.9.2 Campo Huerta (Play La Casita)

En el bloque cabalgado de la estructura donde se localiza el campo Huerta, se calcula que existen un recurso remanente adicional de los plays Jurásico y Cretácico de 55 MMMpc.

6.9.3 Campo Lampazos (Play La Casita, La Gloria)

Otra oportunidad de desarrollo es el campo Lampazos, el cual esta separado del campo Zuloaga por un rasgo estructural; la continuidad en el desarrollo de perforación de ambas estructuras no se ha realizado. La asignación de intervalos productores en el campo Lampazos ha sido incongruente, algunos pozos que producen en la Formación La Casita han sido reportados como productores en la Formación La Gloria y viceversa. Además, algunos pozos que fueron reportados como invadidos por agua, echado abajo sobre el mismo intervalo, producen gas, lo que indica que el límite del yacimiento se extiende a un área mayor. Un cálculo y análisis preliminar en el estudio del año 2000, sugiere que la estructura de Lampazos-Zuloaga, puede desarrollarse y que tiene una reservas remanente mínima de 16 MMMpc para el yacimiento La Casita y de 2.9 MMMpc para el yacimiento La Gloria.

6.9.4 Campo Zuloaga (Play La Casita)

La estructura Zuloaga tiene 46 MMMpc de recurso potencial mínimo de reservas remanentes en el yacimiento La Casita.

6.9.5 Campos Cuatro Ciénegas (Play Cupido), Candelilla y Noralta (Play La Casita)

Los campos Cuatro Ciénegas, Candelilla y Noralta están situados en un área cercana entre sí en el Noreste de la cuenca, es necesario para comercializar este gas, la construcción de un gasoducto de 12" de diámetro y 68 km de longitud. El gas en estos tres campos contiene entre 15% y 40% de CO₂. El campo Cuatro Ciénegas produce de la Formación Cupido, y los otros producen en la Formación La Casita. En el campo Cuatro Ciénegas se registro una presión de 75 kg/cm² con 2.6 MMpcg/d, y en los pozos Candelilla y Noralta registraron la presión de 224 kg/cm² y 4.8 MMpcg/d (Linares y Montiel, 1987). Las reservas recuperables en el play Cupido se estiman en 24.5 MMMpc, mientras que para el play La Casita, las reservas recuperables se estiman en 4.1 y 8.8 MMMpc, para las estructuras Candelilla y Noralta, respectivamente.

6.9.6 Campo Bura (Play La Casita)

En la estructura Bura se estima un recurso extraíble de 9.1 MMMpc en el play La Casita, esta estructura es adyacente a Noralta y Candelilla, con las tres forman

una única estructura, compartimentada con una superficie de unos 33 km², las cuales podrían contener reservas mínimas de 22 MMMpc.

6.9.7 Campo Garza (Play La Casita)

El campo Garza no se ha desarrollado aún, ya que carece de infraestructura y requeriría de un gasoducto de 40 kilómetros para conectarse con el campo Lampazos; el campo abarca una superficie de 23 km². El principal yacimiento de la Formación La Casita está situado a 2,100 metros y tiene una porosidad promedio de matriz de 4% en areniscas fracturadas. La presión del yacimiento es baja, a 14 kg/cm². Un cálculo preliminar predice reservas de 35.8 MMMpc de gas seco en este yacimiento (Eguiluz, 2001).

6.9.8 Campo Merced (Play La Casita)

Este campo fue descubierto en 1986 por el pozo Merced-1, un productor de gas seco; esta localizado geográficamente 30 km al Sur de la ciudad de Sabinas, en la carretera a Monclova, en el Estado de Coahuila (Vázquez-Eguiluz). Los factores del éxito en el desarrollo del campo Merced fueron la cobertura de sísmica 2-D adecuada, la ubicación de los pozos en la cresta del pliegue, donde la densidad de fracturas naturales es mayor, y terminar los pozos en agujero descubierto; además, el campo Merced aún tiene potencial de reserva. A pesar de la perforación con lodos pesados (1.98 g/cm² ó más), varios intervalos mostraron indicios de gas por encima del yacimiento desarrollado, pero ninguno aún ha sido probado.

6.9.9 Campo Minero (Play La Casita)

En 1998, el pozo Minero-1 fue perforado con éxito en la tendencia estructural del Campo Merced, el campo minero no sea desarrollado, esta separado por un sinclinal y una falla, de la estructura del Campo Merced. La estructura Minero tiene un área de 20 km² y puede contener más de 55 MMMpc en la formación La Casita.

6.9.10 Estructuras perforadas por pozos con problemas mecánicos

De las estructuras perforadas en la Cuenca de Sabinas, Coahuila, que se consideraron con reservas de hidrocarburos adicionales, cinco estructuras se consideraron de interés para la completa reevaluación de su potencial, que es de más de 271 MMMpc de reservas adicionales, los cuales podrían ser añadidos, del play La Casita en las estructuras Primero de Mayo, Barroterán, Ulúa, Florida y

Chicharra, según Eguiluz, 2001 (**Tabla 6.1**). Un estudio de la Cuenca de Sabinas publicado en el 2007 por Eguiluz, menciona que la reevaluación de cuatro estructuras de las antes mencionadas (excepto la estructura Primero de Mayo), perforadas por pozos con problemas mecánicos, pueden adicionar recursos de 241 MMMpc.

Reevaluando pozos con problemas mecánicos en las estructuras		Recursos Potenciales (MMpc)
1° de Mayo-1 (Play La Casita)		29,000
Barroterán-IA (Play La Casita)		34,000
Ulúa-1 (Play La Casita)		78,740
Florida-1 (Play La Casita)		94,300
Chicharra- 102A (Play La Casita)		35,500
Subtotal		271,500

Campos	Recursos Original (MMpc)	Recursos Remanentes (MMpc)
Monclova (Play Cretácico)	192,525	29,449
Buena Suerte (Play Cretácico)	69,757	1,250
Monclova-Buena Suerte (Play La Casita)	97,385	91,749
Huerta-Colombo (Play La Casita and Cretácico)	58,558	58,103
Noralta-Candelilla-Bura (Play La Casita)	22,013	
Lampazos:		
(Play La Casita)	32,533	16,292
(Play La Gloria)	37,360	2,947
Zuloaga (Play La Casita)	48,564	46,611
Garza (Play La Casita)	35,843	
Cuatrociénegas (Play Cupidito)	23,103	
Merced (Play La Casita)	161,051	91,551
Ulúa (Play Cretácico)	8,400	
Florida (Play Padilla)	22,041	17,471
Minero (Play La Casita)	55,000	
Subtotal		499,782

Oportunidades Exploratorias	Recursos Potenciales (MMpc) (incluyendo el factor de riesgo)
Marea (Plays La Virgen y La Casita)	79,800
Elipsoide (Plays Padilla y La Casita)	35,600
Libertad (Plays La Virgen y La Casita)	19,300
Cimarrón (Plays Padilla y La Casita)	15,300
Nipón (Plays Padilla y La Casita)	42,200
Estancias (Play Padilla)	28,700
Pirinola (Play La Casita)	12,000
Trinchón (Plays Padilla y La Casita)	31,600
Takama (Play La Casita)	25,600
Subtotal	290,100

Desgasificación del Carbón	Recursos Potenciales (MMpc)
Play del Cretácico Superior	147,000
Recursos en estructuras de perforación, pistas y campos	1,061,382 MMpc
Recursos de desgasificación de metano del carbón	147,000 MMpc
RECURSOS TOTALES	1,208,382 MMpc

TABLA 6.1 Recursos potenciales de gas en la Cuenca de Sabinas, Coahuila (tomada de Eguiluz de Antuñano, 2001).

6.9.11 Bloques Estructurales

A pesar de que la Cuenca de Sabinas tiene un cubrimiento por sísmica 2-D del 95% en las planicies y la mayoría de las estructuras ya han sido probadas, todavía en el 2001 había nueve bloques estructurales no probados (Marea, Elipsoide, Libertad, Cimarrón, Nipón, Estancias, Pirinola, Trinchón y Takama), con un recurso medio estimado de 79.8 hasta 12 MMMpc; esas oportunidades se estimaba que podían incorporar un adicional de 290.1 MMMpc, con un riesgo geológico promedio de 0.35 (**Tabla 6.1**).

Hasta el 2007, se habían perforado 5 pozos exploratorios de los cuales, el pozo plomizo 1, resulto seco, las razones fueron que se encontraba en zona de alto riesgo, por ausencia de uno ó mas elementos del Sistema petrolero según su mapa de riesgo (Eguiluz, 2007). El pozo Renacer 1, se localizó en una zona de moderado a alto riesgo para la roca almacén, en un play de abanicos distales de la Formación La Casita, en la parte central de la cuenca y de manera similar también ocurre esto en el pozo exploratorio Marea 1, al disminuir el espesor de la roca en el mismo play. El pozo Pirineos 1 (en el bloque Pirinola) incorporo una reserva 3P de 130 MMMpc en el play La Virgen, acorde a los pronóstico y mapa de riesgo respectivo. El pozo Forastero 1 (en el bloque Libertad) incorporó una reserva 3P, de más de 50 MMMpc del play La Casita.

Ya en el 2007, pocas estructuras sepultadas en las planicies se han detectado y perforado, sin embargo existen cinco prospectos en anticlinales sepultados, con recursos medios mínimos desde 15 a 42 MMMpc, que podrían incorporar cuando menos 148 MMMpc (**Tabla 6.2**).

CAMPOS	Plays	RESERVA 3P MMMpc	RECURSO PROBABLE MMMpc
Monclova-B. Suerte	La Casita	91	
Huerta	La Casita	55	
Noralta-Candelilla	La Casita	22	
Lampazos	La Casita	16	
Zuloaga	La Casita	46	
Minero	La Casita	55	
SUBTOTAL		285	
Reevaluación de pozos			
Barroterán	La Casita		34
Ulúa	La Casita		78
Florida	La Casita		94
Chicharra	La Casita		35
SUBTOTAL			241
Oportunidades			
Cimarrón	La Casita, Padilla-La Virgen		15
Elipsoide	La Casita, Padilla-La Virgen		35
Nipón	La Casita, Padilla-La Virgen		42
Trinchón	La Casita, Padilla Virgen		31
Takama	La Casita		25
SUBTOTAL			148

TABLA 6.2 Las oportunidades exploratorias pueden incorporar 674 MMMpc de gas en la Cuenca de Sabinas, Coahuila (tomada de Eguiluz, 2007).

La revisión de numerosos pozos exploratorios, perforados y terminados de manera inconveniente, puede ser la vía más adecuada de continuar la exploración en la Cuenca de Sabinas, ya que algunos de esos pozos encontraron gas pero no fueron probados o terminados debido a problemas mecánicos, flanqueados, perforados con lodos pesados, terminados y probados en agujero entubado, no hidrofracturados y los campos desarrollados con espaciamentos inconvenientes, los cuales han limitado el entendimiento del área y creado paradigmas difíciles de erradicar. Los problemas inherentes a la perforación de pozos en la cuenca son: las pérdidas de circulación, los flujos de agua y las desviaciones naturales del pozo; estos problemas afectan los tiempos de perforación e incrementan los costos hasta en un 30%.

6.10 RECURSOS DE METANO DE LAS CAPAS DE CARBÓN

El potencial de gas adicional en la Cuenca de Sabinas también puede existir en los recursos de metano de las capas de carbón del Cretácico Superior. De acuerdo con el Consejo Nacional de Recursos Naturales (1994), 12.270 millones de toneladas de carbón bituminosos de media a alta volatilidad existen cerca de la superficie en un área de 6,900 km². El rango de espesor de los mantos de carbón es de 1.5 a 3.0 m. Los análisis de muestras e interpretación de los registros de 12 pozos profundos en el área de Nueva Rosita indican que los mantos de carbón existen a profundidades que varían desde la superficie hasta 900 m. El carbón se intercala con areniscas y tiene un espesor bruto de 30-70 m sobre una amplia superficie explotable de 1000 km². Suponiendo un espesor de carbón neto de 10 m, 14.7 x 10⁹ toneladas de carbón bituminoso existen en esta área (Eguiluz, 1998). Utilizando las cuencas San Juan o Greater Green River del Oeste de Estados Unidos como análogos, con un mínimo de 100 pc de gas in situ por tonelada de carbón (Tyler et al., 1997) y un factor de recuperación del 10%, 147 MMMpc de gas a baja presión puede ser obtenidos por desgasificación del carbón en la Cuenca de Sabinas (**Tabla 6.1**).

La Cuenca de Sabinas cuenta con una infraestructura de gasoductos con capacidad para transportar gas a la instalación de producción de acero de Altos Hornos en la ciudad de Monclova. Esta instalación requiere más de 100 MMpcg/d de gas seco para operar, y consume 36.5 MMMpc al año. Para garantizar el abastecimiento de gas para los próximos 20 años, se requiere un volumen de 730 MMMcf. El desarrollo eficiente de los recursos de gas de la Cuenca de Sabinas, utilizando principios geológicos y la tecnología moderna, podría ofrecer una producción sostenida de 50 MMpcg/d durante 20 años.

6.11 RECURSOS PROSPECTIVOS

Petróleos Mexicanos ha continuado e intensificado sus actividades exploratorias en la planicie costera, en la plataforma continental y en aguas profundas del Golfo de México, donde la adquisición e interpretación de información geológica y geofísica han permitido estimar la magnitud del potencial petrolero de México. De esta forma, se considera que este potencial, también llamado recurso prospectivo, alcanza al 1 de enero de 2009, un volumen de 52,300 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Los recursos prospectivos son utilizados para definir la estrategia exploratoria, y con ello programar las actividades físicas e inversiones dirigidas al descubrimiento de nuevas reservas de hidrocarburos, que permitan restituir las reservas de los campos actualmente en producción y dar sustentabilidad a la organización en el mediano y largo plazo.

En este contexto, la estrategia exploratoria está dirigida hacia las cuencas del Sureste y Golfo de México Profundo en la búsqueda principalmente de aceite, mientras que en las cuencas de Sabinas, Burgos y Veracruz, continúa enfocándose hacia el descubrimiento de nuevos campos de gas no asociado. La distribución de los recursos prospectivos se describe en la **Figura 6.6**.

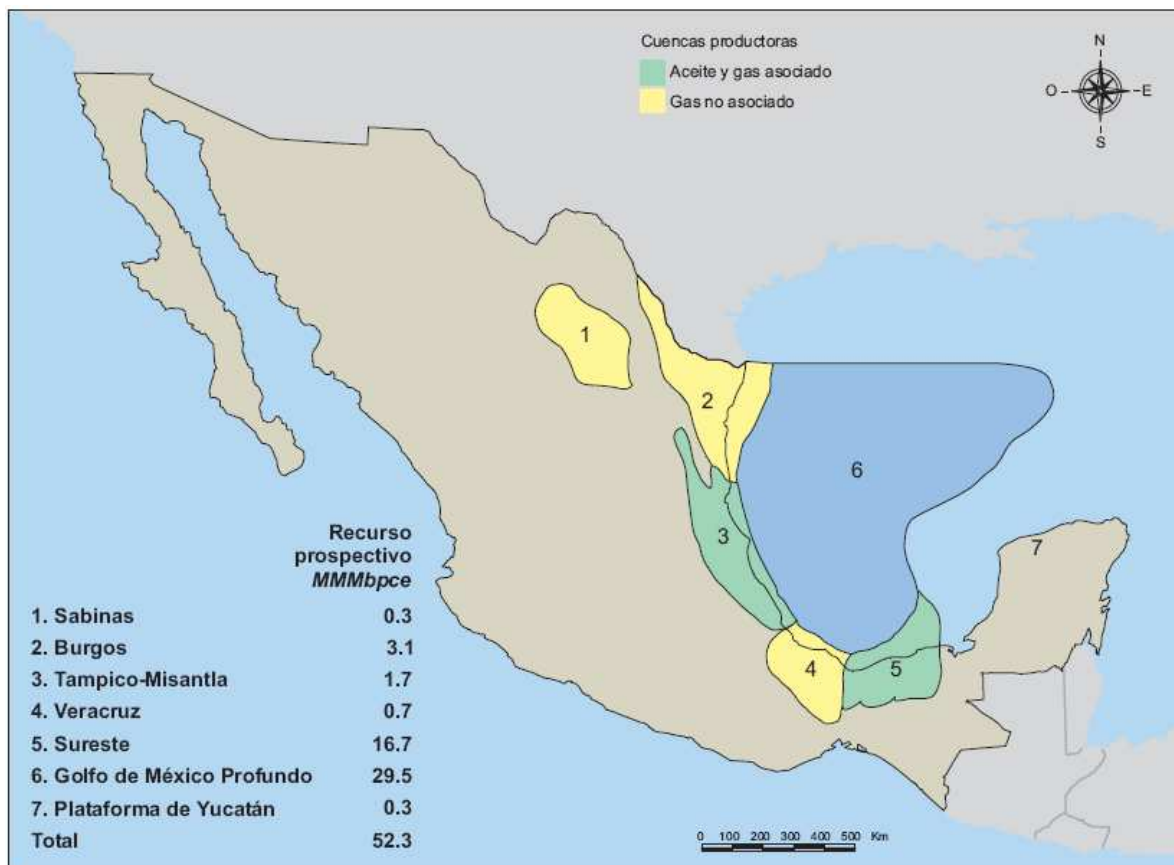


FIGURA 6.6 Distribución de los Recursos Prospectivos de México (tomada de Las Reservas de Hidrocarburos de México, PEMEX, 2009).

En la Cuenca de Sabinas se ha estimado un recurso prospectivo total de 300 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, de los cuales se han documentado 279 millones de barriles, que corresponde al 93 por ciento, y que se encuentra registrado en 88 oportunidades exploratorias, el 7 por ciento restante se encuentra en proceso de documentación (**Tabla 6.3**).

Tipo de hidrocarburo	Oportunidades número	Recursos prospectivos mmbpce
Gas seco	88	279
Total	88	279

TABLA 6.3 Recursos Prospectivos de la Cuenca de Sabinas, Coahuila (tomada de Las Reservas de Hidrocarburos de México, PEMEX, 2009).



CAPÍTULO 7

Conclusiones y Recomendaciones



7.1 CONCLUSIONES

- ✚ Es una cuenca sedimentaria, con un espesor de más de 5,000 m de rocas depositadas en diferentes ambientes sedimentarios, incluyendo los continentales, los transicionales y los marinos de diferente profundidad.
- ✚ La columna geológica está representada en forma generalizada por rocas carbonatadas, evaporíticas, clásticas, dolomías y en ocasiones arrecifales.
- ✚ La Cuenca de Sabinas, se formó en una depresión delimitada por los bloques altos de Coahuila al Sur, Burro–Peyotes al Norte, y el Arco de Tamaulipas al Este. Dentro de la cuenca se conocen dos áreas con intrusiones graníticas de edad Permo-triásica; estas corresponden a los altos de basamento de La Mula y Monclova.
- ✚ La Cuenca de Sabinas, Coahuila, se originó en la Era Mesozoica, en el Jurásico Superior- Cretácico Inferior.
- ✚ La evolución tectono-sedimentaria del área que ocupa el Golfo de Sabinas, ha estado ligada de una manera muy estrecha a la apertura y desarrollo del Paleo-Golfo de México.
- ✚ En el Jurásico Superior ocurrió una transgresión en el Noreste de México que dio lugar a la formación del Golfo de Sabinas, que se ubica entre la Isla de Coahuila y la Península del Burro Peyotes, con algunos altos estructurales como el de la Isla de la Mula.
- ✚ En las primeras etapas de la transgresión se desarrollaron en el Golfo de Sabinas depósitos evaporíticos, terrígenos y calcáreos, sobre todo en el Oxfordiano.

- ✚ Con el avance de la transgresión marina, durante el Kimmeridgiano y Tithoniano, se crearon los depósitos de mar abierto, de las formaciones La Caja y Pimienta, constituidos de secuencias calcáreo-arcillosas, con horizontes carbonosos, así como los depósitos detríticos de la Formación La Casita.
- ✚ Su deformación principal se debió al levantamiento tectónico iaramídico, que ocurrió al final del Cretácico e inicios del Paleógeno.
- ✚ La producción de hidrocarburos en cantidades comerciales de la Cuenca de Sabinas inició en 1974 al descubrirse el campo Monclova-Buena Suerte con producción de gas no asociado en rocas del Cretácico Inferior.
- ✚ En la cuenca de Sabinas, Coahuila, se tienen tres subsistemas generadores de hidrocarburos: Kimmeridgiano-Tithoniano (Formación La Casita), Aptiano (La Peña) y Turoniano (Eagle Ford).
- ✚ El gas seco de los yacimientos de la Cuenca de Sabinas fue generado durante el Cretácico Tardío-Paleoceno por las rocas del Jurásico Superior y probablemente por los intervalos arcillosos de la secuencia cretácica.
- ✚ La Formación La Casita posee espesores hasta de 800 m, excelente riqueza orgánica (COT = 2.6%), kerógeno tipo II y III (IH < 50) sobremaduro (Ro>2.0%), por lo que se tiene gases generados en rocas Jurásicas y del Cretácico Inferior en la cuenca, son de origen termogénicos formados en la metagénesis.
- ✚ La distribución y calidad de la roca almacén, durante el Kimeridgiano y Tithoniano, está influenciada por la naturaleza del aporte de los terrígenos, que provienen de los elementos insulares que rodean a la cuenca, por la subsidencia tectónica y por cambios relativos del nivel del mar.
- ✚ La cima de la Formación La Casita son lutitas de espesor menor a 100 metros, y en conjunto con calizas arcillosas de la base de la Formación Menchaca, con espesor mayor a 100 metros, hacen ambas unidades un buen sello, para los *plays* La Casita.
- ✚ Las anhidritas y arcillas con más de 200 metros de espesor de la Formación La Mula, constituyen el sello para el *play* Padilla.
- ✚ Para el miembro productor de la Formación La Virgen, se considera como roca sello, la distribución del miembro evaporítico de la misma formación La Virgen.
- ✚ En la Cuenca de Sabinas existen trampas estructurales, estratigráficas y trampas mixtas o combinadas, sin embargo las más importantes son las trampas estructurales.
- ✚ Se tienen cuatro plays establecidos, dos de edad Jurásico Superior (La Gloria y La Casita) y dos del Cretácico Inferior (Padilla y La Virgen).
- ✚ En la Región Carbonífera de Coahuila, la más importante del país, se localizan 8 subcuencas de carbón.

- ✚ El gas metano o grisú es y ha sido un problema grave en la explotación de los cuerpos de carbón, debido tanto a su toxicidad como a su gran riesgo de explosión.
- ✚ Las cantidades de metano provenientes de horizontes de carbón generadas no son suficientes en general para su explotación comercial a gran escala como los yacimientos convencionales, aunque si lo son como fuente local, alternativa y barata de energía para la generación de electricidad dedicada tanto a la industria local, como para las poblaciones localizadas en sus cercanías.
- ✚ Los yacimientos de gas descubiertos en la Cuenca de Sabinas, Coahuila, corresponden a rocas naturalmente fracturadas de muy baja porosidad y permeabilidad, las cuales presentan alta productividad inicial pero muy rápida declinación.
- ✚ La disminución de la inversión y por consiguiente de las actividades de exploración y producción en la Cuenca de Sabinas, Coahuila, y a demás de la fuerte declinación de los pozos, ocasionó que en el año 2001, la producción de la cuenca se abatiera a 12 MMpcg/d, sin embargo se reactivó con nueva inversión, encontrándose los yacimientos en los campos Pirineos y Forastero.
- ✚ En el campo Pirineo se diseñó de la perforación direccional al SW, por ejemplo los pozos Pirineo-31 y Pirineo-21 donde la trayectoria es perpendicular al eje de la estructura para interceptar la mayor cantidad de fracturas abiertas.
- ✚ Los problemas inherentes a la perforación de pozos en la cuenca son: las pérdidas de circulación, los flujos de agua y las desviaciones naturales del pozo; estos problemas afectan los tiempos de perforación e incrementan los costos hasta en un 30%.
- ✚ Los plays establecidos en la Cuencas de Sabinas, Coahuila, hasta el primero de enero del 2009 han producido 434 miles de millones de pies cúbicos de gas a partir de 23 campos descubiertos, 18 de estos campos se encuentran activos con una reserva total remanente de 53 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.
- ✚ Los descubrimientos en esta década, confirman el potencial que tiene esta Cuenca Gasífera. En la Cuenca de Sabinas se ha estimado un recurso prospectivo total de 300 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.
- ✚ La estrategia exploratoria en la Cuenca de Sabinas, Coahuila, continúa enfocándose al descubrimiento de nuevos campos de gas no asociado.

7.2 RECOMENDACIONES

- ✚ Implementar un plan de trabajo para la revisión de numerosos pozos exploratorios, perforados y terminados de manera inconveniente, puede ser la vía más adecuada de continuar la exploración en la Cuenca de Sabinas, ya que algunos de esos pozos encontraron gas pero no fueron probados o terminados debido a problemas mecánicos, flanqueados, perforados con lodos pesados, terminados y probados en agujero entubado, no hidrofracturados y los campos desarrollados con espaciamentos inconvenientes, los cuales han limitado el entendimiento del área.
- ✚ Detectar zonas ladronas para tener un mejor control del pozo.
- ✚ Actualizar el modelo geológico de los nuevos campos, reinterpretando la sísmica 3D.
- ✚ Diseñar las terminaciones en agujero descubierto, ya que ha tenido mejores resultados, por lo que se tendría que considerar.
- ✚ Actualizar el modelo de explotación del Campo Pirineo con los estudios realizados para diseñar la orientación óptima de los futuros pozos, considerando la construcción de pozos multi-ramas, lo que ayudaría a disminuir los costos y aumentar la producción.
- ✚ Aprovechar el potencial de gas adicional en la Cuenca de Sabinas que existe en las capas de carbón del Cretácico Superior.
- ✚ Implementar un mejor control y explotación del gas metano de horizontes de carbón para su aprovechamiento, y aportar riqueza económica suplementaria a ciertas zonas del país.
- ✚ Incrementar la capacitación del personal humano y la incorporación de personal recién egresado, ya que un gran número de expertos en PEMEX se están jubilando, 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, para lo cual han enfocado todo su esfuerzo.

BIBLIOGRAFÍA

- Aguayo C.J.E., (1978). Facies Sedimentarias y Diagénesis de la Formación Novillo (Jurásico Superior), Noreste de México: Revista del Instituto Mexicano del Petróleo, X (4), 5-45.
- Alfonso Z.J., (1878). Geología Regional del Sistema Sedimentario Cupido, Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros Boletín, v. 30, n. 1, 2, p. 1-55.
- Allen A.P. y Allen R.J., (1990). "Basin Analysis", Oxford, U.K. Blackwell Scientific Publications. p. 451.
- Álvarez M. Jr., (1969). Geología de México, Facultad de Ingeniería, UNAM. México.
- Anderson T.H. y Schmidt V.A., (1983). The Evolution of Middle America and the Gulf of Mexico-Caribbean Sea Region During Mesozoic Time, Geological Society of American Bulletin, v. 94, p. 941-966.
- Aranda-Gómez J.J., Housh T.B., Luhr J.F., Henry C.D., Becker T. y Chávez-Cabello G. (2005), Reactivation of the San Marcos Fault During Mid-to Late-Tertiary Extension, Chihuahua: México, Geological Society of America Special Paper.
- Bartlett D.M., (2004). "La Fortaleza de su Convicción". Revista Líderes Mexicanos, Tomo 79, edición especial petróleo, octubre 2004, año 13, p. 24-26.
- Böse E. y Cavins O.A., (1927). The Cretaceous and Tertiary of Southern Texas and Northern Mexico: Texas University Bulletin, 2748, p. 7-142.
- Brizuela V.L., (1992). Geología General de la Zona Carbonífera de Monclova-Sabinas, Estado de Coahuila: Minerales Monclova S.A. de C.V. Tomo I, 74 p.
- Bullard E.C., Everett J.E. y Smith A.G., (1965). The Fit of the Continents Around the Atlantic; A Symposium on Continental Drift. Philosophical Transactions of the Royal Society of London, Series A, v. 258, p. 41-51.
- Burrows R.H., (1910). Geology of Northern Mexico: Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana, v. 17, p. 85-103.
- Cárdenas V.G., (2008). Evaluación Petrolera y Métodos de Explotación en el Complejo Ku-Maloob-Zaap. FI-UNAM, Tesis.
- Charleston S., (1973). Stratigraphy, Tectonics and Hydrocarbon Potential of the Lower Cretaceous, Coahuila Series. Coahuila México, University of Michigan [Ph. D. Dissertation], p. 268.
- Charleston S., (1981). A Summary of the Structural Geology and Tectonics of the State of Coahuila, Mexico, en Smith, C.I. (ed.), Lower Cretaceous Stratigraphy and Structure Northern Mexico: West Texas Geological Society Publication, 81-74, 28-36.
- Chávez-Cabello G., Aranda-Gómez J.J., Molina-Garza R.S., Cossío-Torres T., Arvizu-Gutiérrez I.R. y González-Naranjo G.A., (2005). La Falla San Marcos: Una Estructura Jurásica de Basamento Multirreactivada del Noreste de México: Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana, 57, 27-52.

- Comisión Nacional de Hidrocarburos, CNH, (2010). Factores de Recuperación de Aceite y Gas en México. Documento Técnico 1 (Dt-1), 4 de Junio del 2010.
- Consejo de Recursos Minerales, CRM, (1993). "Monografía Geológico-Minera del Estado de Coahuila".
- Corona-Esquivel R., Tritlla J., Benavides-Muños M. E., Piedad-Sánchez N. y Ferrusquia-Villafranca I. (2006). "Geología, Estructura y Composición de los Principales Yacimientos de Carbón Mineral en México". Sociedad Geológica Mexicana, Tomo LVIII, Núm. 1, p. 141-160.
- Coronado R. (2009). "Reglamentan el Uso del Gas; Buscan Evitar Tragedias en Minas". Periódico Milenio Online.
- Cuevas L.J.A., (1984). "Análisis de Subsistencia e Historia Térmica en la Cuenca de Sabinas, Coahuila, México". Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros. V. 34, p. 56-100.
- De Cserna Z., (1956). Tectónica de la Sierra Madre Oriental de México entre Torreón y Monterrey, Publicaciones del XX Congreso Geológico Internacional, Monografía, p. 60.
- Demaison G. y Huizinga B., (1991). Genetic Classification of Petroleum Systems: AAPG Bulletin, v. 75, p. 1626-1643.
- Demaison G., (1984). The Generative Basin Concept in Demaison G.J. y Murriss R.J. (eds.), Petroleum Geochemistry and Basin Evaluation: AAPG Memoir, v. 35, p. 1-14.
- Dickinson W.R. y Coney P.J., (1980). Plate Tectonic Constraints on the Origin of the Gulf of Mexico and the Early Opening of the Central North Atlantic: Baton Rouge, Louisiana State University, 1980, p. 27-36.
- Diessel C.F.K., (1992). Coal-Bearing Depositional Systems: Berlín, Springer, 721 p.
- Dow W.G., (1974). Application of Oil-Correlation and Source-Rock Data to Exploration in Williston Basin: AAPG Bulletin, v. 58, num. 7, p. 1253-1262.
- Dumble E.T., (1892). Notes on the Geology of the Valley of the Middle Rio Grande: Geological Society of America Bulletin, 3, 219-230.
- Eguiluz de A.S., (1984). Tectónica Cenozoica del Norte de México: Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, v.34, p. 41-62.
- Eguiluz de A.S., (1994). La Formación Carbonera y sus Implicaciones Tectónicas, Estados de Coahuila y Nuevo León: Sociedad Geológica Mexicana Boletín, v. 50, p 3-39.
- Eguiluz de A.S., Aranda-García M. y Marret R., (2000). "Tectónica de la Sierra Madre Oriental, México": Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana, 53, p. 1-26.
- Eguiluz de A.S., (2000). Origen y Evolución de una Cuenca Triásico-Jurásica en el Centro de México: Universidad Nacional Autónoma de México, Departamento de Geología, Universidad de Sonora, Publicaciones Ocasionales No. 2, Cuarta Reunión Sobre la Geología del Noreste de México y Áreas Adyacentes, Resúmenes, 27 p.
- Eguiluz de A.S., (2001). Geologic Evolution and Gas Resources of the Sabinas Basin in Northeastern Mexico, en Bartolini C., Buffler R.T. y Cantú-Chapa A., eds., The Western Gulf of Mexico Basin: Tectonics, Sedimentary Basins, and Petroleum Systems: AAPG Memoir 75, p. 241-270.

- Eguiluz de A.S., (2007). "Exploración Petrolera Cuantitativa, Ejemplos y Resultados de los Estudios de Plays en la Cuenca de Sabinas Coahuila., México". Servicio Geológico Mexicano (SGM).
- Eguiluz de A.S. y Aranda G.M., (1984). Economic Oil Possibilities in Clastic Rocks of the Neocomian Along the Southern Margin of the Coahuila Island: Gulf Coast Section, Society for Sedimentary Geology (SEPM) Foundation, Upper Jurassic and Lower Cretaceous Carbonate Platform and Basin Systems Field Trip, p. 43-51.
- Fastovsky D.E.O., Hermes D., Strater N.H., Bowring S.A., Clark J.M., Montellano M. y Hernández R., (2005). Pre-Late Jurassic, Fossil-Bearing Volcanic and Sedimentary Red Beds of Huizachal Canyon, Tamaulipas, Mexico, en Anderson T.H., Nourse J.A., McKee J.W. y Steiner M.B. (eds.). The Mojave-Sonora Megasear Hypothesis: Development, Assessment, and Alternatives: Geological Society of America Special Paper, 393, 259-282.
- Ferdinand K.J., (2007). "Seismic Reinterpretation of the Pirineo Field 3D for Structural Analysis and Fracture Prediction".
- Flores-Espinoza E., (1989). Stratigraphy and Sedimentology of the Upper Cretaceous Terrigenous Rocks and Coal of the Sabinas-Monclova Area, Northern Mexico: Austin, Texas, Tesis de Doctorado, 315 p.
- Flores-Galicia E., (1988). Geología y Reservas de los Yacimientos de Carbón en la República Mexicana, en Salas, G.P. (Ed.) Geología de México: México, Fondo de Cultura Económica, 175-217 p.
- Garrison J.M. y McMillan N.J., (1999). Evidence for Jurassic Continental-Rift Magmatism in NE Mexico: Allochthonous Metavolcanic Blocks in El Papalote Evaporite Diapir, La Popa Basin, Nuevo León, México, en Bartolini C., Wilson J.L. y Lawton T.F. (eds.). Mesozoic Sedimentary and Tectonic History of North-Central Mexico: Boulder, Colorado, EUA, Geological Society of America Special Paper, 340, 319-332.
- Gobierno del Estado de Coahuila, (2003). Programa Regional de Competitividad Sistémica: Coahuila Competitivo 2020: Coahuila, Secretaría de Economía, Gobierno del estado de Coahuila de Zaragoza, p. 167-182.
- Goldhammer R.K., Lehmann P.J., Todd R.G., Wilson J.L., Ward W.C. y Johnson C.R., (1991). Sequence Stratigraphy and Cyclostratigraphy of the Mesozoic of the Sierra Madre Oriental, Northeast Mexico, a Field Guide-Book. Gulf Coast Section, Society of Economic Paleontologists and Mineralogists, p. 85.
- Goldhammer R.K., (1999). Mesozoic Sequence Stratigraphy and Paleogeographic Evolution of Northeast of Mexico, in Bartolini C., Wilson J.L., and Lawton, T.F., eds., Mesozoic Sedimentary and Tectonic History of North-Central Mexico: Boulder, Colorado, Geological Society of North America Special Paper 340, p. 1-58.
- González G.R. y Cruz H.P., (1999). "60 Años de la Exploración Petrolera en México". Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, Boletín, Volumen XLVIII, Núm. 1-2, p. 3-15.
- González S.F., Puente S.R., González P.E. y Camprubí A., (2007). Estratigrafía del Noreste de México y su Relación con los Yacimientos Estratoligados de Fluorita, Barita, Celestina y Zn-Pb. Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana, TOMO LIX, Núm. 1, p. 43-62.

- Guzmán V.M.A. y Holguín Q.N., (2001). El Concepto de Sistema Petrolero y la Geoquímica Orgánica en México. Bol. AMGP, Vol. XLIX, Nums. 1-2, 2001, p. 10-13.
- Humphrey W.E., (1956). Tectonic Framework of Northeast Mexico: Gulf Coast Association of Geologists, Society Transactions, 6, 25-35.
- Humphrey W.E. y Díaz T., (1956). Jurassic and Lower Cretaceous Stratigraphy and Tectonics of Northeastern Mexico: Unpublished Manuscript.
- Imlay R.W., (1936). Evolution of the Coahuila Peninsula, Mexico, Part IV, Geology of the Western Part of the Sierra de Parras: Geological Society of America Bulletin, 47, p. 1091-1152.
- Imlay R.W., (1937). Geology of the Middle Part of the Sierra de Parras. Coahuila, México. Geological Society of American Bulletin, v. 48, p. 587-630.
- Imlay R.W., (1940). Neocomian Faunas of Northern Mexico: Geological Society of America Bulletin, 51, p.117-190.
- Instituto Nacional de Estadística Y Geografía, INEGI, (2009). "Anuario estadístico de Coahuila de Zaragoza".
- Instituto Nacional para el Federalismo y el Desarrollo Municipal, Gobierno del Estado de Coahuila, (2005).
- Johnson C.A., (1989). Structural Analysis of the Fold and Thrust Belt in the Vicinity of Monterrey, Northeastern Mexico: Houston, Texas, EUA, Exxon Productions Research Company Report (inédito), 40 p.
- Johnson C.R., Ward W.C. y Goldhammer R.K., (1991). Mechanisms for High-Frequency Cyclicity in the Upper Jurassic Limestones of Northeastern Mexico: American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 75, p. 603.
- Jones N.W., McKee J.W., Márquez D.B., Tovar J., Long L.E. y Laudon T.S., (1984). The Mesozoic La Mula Island, Coahuila, Mexico: Geological Society of America Bulletin, 95, 1226-1241.
- Kelly W.A., (1936). Evolution of the Coahuila Peninsula, Mexico, part 2, Geology of the Mountains Bordering the Valleys of Acatita and Las Delicias: Geological Society of America Bulletin, v. 47, p. 1009-1038.
- Las Reservas de Hidrocarburos de México (2004). Evaluación al 1 de Enero del 2004, Pemex Exploración y Producción PEP.
- Las Reservas de Hidrocarburos de México (2005). Evaluación al 1 de Enero del 2005, Pemex Exploración y Producción PEP.
- Las Reservas de Hidrocarburos de México (2009). Evaluación al 1 de Enero del 2009, Pemex Exploración y Producción PEP.
- Lehmann C., Osleger D.A., Montañez I.P., Sliter W., Arnaud-Vanneau A. y Banner J., (1999). Evolution of Cupido and Coahuila Carbonate Platforms, Early Cretaceous, Northeastern Mexico. Geological Society of America Bulletin, v. 111, no. 7, p. 1010-1029.
- Levorsen A.I., (1954). "Geology of Petroleum". W.H. Freeman and Company, San Francisco, p. 701.

- López-Ramos E., (1981). Paleogeografía y Tectónica del Mesozoico en México: Universidad Nacional Autónoma de México. Revista del Instituto de Geología, v.5, p. 158-177.
- López R., Cameron K.L. y Jones N.W. (2001). Evidence for Paleoproterozoic, Grenvillian, and Pan-African Age Gondwanan Crust Beneath Northeastern Mexico: Precambrian Research, 107, 195–214.
- Magoon L.B. y Dow W.G., (1994). The Petroleum System from Source to Trap: AAPG Memoir, v. 60, p. 655.
- Magoon L.B., (1987). The Petroleum System- a Classification Scheme for Research, Resource Assessment, and Exploration (abs.): AAPG Bulletin, v. 82, num. 5, p. 587.
- Magoon L.B., (1988). The Petroleum System- a Classification Scheme for Research, Resource Assessment, in L.B. Magoon, Petroleum Systems of the United States: USGS Bulletin 1870, p. 2-15.
- Magoon L.B., (1989). "The Petroleum System- Status of Research and Methods" in L.B., Magoon, Petroleum Systems-Status of Research and Methods, 1990: US Geological Survey Bulletin 1912, p. 1-9.
- Magoon L.B. y Dow W.G., (2000). Mapping the Petroleum System- An Investigative Technique to Explore the Hydrocarbon Fluid System in Mello M.R. y Katz B.J. (eds.), Petroleum Systems of South Atlantis Margins: AAPG Memoir, v. 73, p. 53-68.
- Márquez B., (1979). "Evaluación petrolera de Sedimentos Carbonatados del Cretácico en el Golfo de Sabinas, NE de México": Ingeniería Petrolera, v.19, no. 8, p. 28-36.
- McKee J.W., Jones N.W. y Anderson H.T., (1988). Las Delicias Basin, a Record of Late Paleozoic Arc Volcanism in Northeastern Mexico: Geology, v. 16, p. 37-40.
- McKee J.W., Jones N.W. y Long L.E., (1984). History of Recurrent Activity Along a Major Fault in Northeastern Mexico. Geology, v. 12, 1984, p. 103-107.
- McKee J.W., Jones N.W. y Long L.E., (1990). Stratigraphy and Provenance of Strata Along the San Marcos Fault, Central Coahuila, Mexico, GSA Bulletin, v. 102, p. 593-614.
- Meneses de G.J., (1999). "Breve Reseña de la Exploración Petrolera de México". Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, Boletín, Volumen XLVIII, Núm. 1-2, p. 49-77.
- Minera Carbonífera Río Escondido, MICARE, (1982). Carbón Mineral y Electricidad en México: Dirección de Relaciones Publicas MICARE, Publicación Especial, 54 p.
- Monografía, (2009). "Estado de Coahuila", Mayo de 2009.
- Nederlof M.H., (1979). "The Use of Habitat of Oil Models in Exploration Prospect Appraisal": Proceedings of the 10th World Petroleum Congress. p. 13-21
- Otis R.M. y Schneidermann N., (1997). "A Process for Evaluating Exploration Prospects". AAPG Boletín; Julio de 1997; v. 81; no. 7; p. 1087-1109.
- Oviedo P.A.E., (2008). "Yacimientos Transfronterizos: Negociación, Exploración y Explotación". Foros de Debate Sobre la Reforma Energética, México, D. F., 5 de Junio de 2008.

- Padilla y Sánchez R.J., (1982). Geologic Evolution of the Sierra Madre Oriental Between Linares, Concepción del Oro, Saltillo y Monterrey, México. Austin, Texas, University of Texas [Ph D. Thesis], p. 217.
- Padilla y Sánchez R.J., (1986). Post-Paleozoic Tectonics of Northeast Mexico and its Role in the Evolution of the Gulf of Mexico: *Geofísica Internacional*, 25, p. 157-206.
- Perrodon A., (1980). *Géodynamique Pérolière. Genèse et Répartition des Gisement d'hydrocarbures*: Paris, Masson-Elf-Aquitaine, 381 p.
- Piedad-Sánchez N., (2005). Estudio de la Industria del Carbón en la Región Carbonífera del Estado de Coahuila y del Cluster del Carbón a Nivel Mundial: Corporación Mexicana de Investigación en Materiales, S.A., p. 16-29.
- Pindell J.L. (1985). Alleghenian Reconstruction and Subsequent Evolution of the Gulf of Mexico, Bahamas, and Proto-Caribbean: *Tectonics*, v. 4, p. 1-39.
- Pindell J.L. (1993). Regional Synopsis of the Gulf of Mexico and Caribbean Evolution, in Pindell J.L. y Perkins B.F., eds., *Mesozoic and Early Cenozoic Development of the Gulf of Mexico and Caribbean Region: Gulf Coast Section, SEPM (Society for Sedimentary Geology), Foundation, 13th Annual Research Conference*, p. 251-274.
- Prothero D.R. y Schwab F., (1996). *Sedimentary Geology, an Introduction to Sedimentary Rocks and Stratigraphy*: New York, W.H. Freeman and Company, 575 p.
- Querol S.F., (2005). Desperdicio del Gas Grisú en México. Asociación de Ingenieros de Minas, Metalurgíasta y Geólogos de México, A.C., Convención Internacional de Minería XXVI. Veracruz, Ver. Acta de Sesiones, p. 461-465.
- Ramírez C.J., (1966). Tabla de Correlación Estratigráfica Zona Noreste: Archivos de Pemex, Reporte Inédito.
- Rivera M.J.C. y Alcocer V.C., (2003). La Situación Actual del Aprovechamiento del Carbón en el Estado de Coahuila, *Boletín Técnico de Consejo de Recursos Minerales, COREMI. Año IX, Núm. 54*.
- Robeck R.C., Pesquera V. y Ulloa A., (1956). Geología y Depósitos de Carbón en la Región de Sabinas, Estado de Coahuila, en XX Congreso Geológico Internacional: México, 109 p.
- Robeck, R.C., Pesquera R.V. y Ulloa S.A., (1960). Geología y Depósitos de Carbón de la Región de Sabinas, Estado de Coahuila, en la Sociedad Geológica Mexicana (ed.), *Libreto Guía de la excursión C-3 del XX Congreso Geológico Internacional: Geología a lo Largo de la Carretera entre el D.F. y Saltillo, Coah. Distritos Mineros de Guanajuato y Ávalos Concepción del Oro-Mazapil, Zac. Minas de Carbón de Monclova y Nueva Rosita, Coah.*, 87-115.
- Román R.J.R. y Holguín Q.N., (2001). "Subsistemas Generadores de La Región Norte de México". *Bol. AMGP, Vol. XLIX, Nums. 1-2*, p. 68-84.
- Rose R.P., (2001). "Risk Analysis and Managements of Petroleum Exploration Ventures". *American Association of Petroleum Geologists, Methods in Exploration Series No. 12*, p. 1-163.
- Rueda-Gaxiola J., López-Ocampo E., Dueñas M.A., Rodríguez J.L. y Torres-Rivero A., (1999). The Palynological Method: Basis for Defining Stratigraphy and Age of the Los San Pedros Allogropu, Huizachal-Peregrina Anticlinorium, Mexico, en Bartolini C., Wilson J. y Lawton T. (eds.), *Mesozoic Sedimentary and Tectonic History of North-*

- Central Mexico: Boulder, Colorado, EUA, Geological Society of America Special Paper, 340, 229-269.
- Russell L.W., (1960). "Principles of Petroleum Geology". McGraw-Hill Book Company, Inc. New York, Toronto, London. p. 503.
- Salas G. y Benavides L., (1976). La Exploración y las Reservas Mexicanas de Carbón. Instituto Latinoamericano del Fierro y el Acero (ILAFSA), en Congreso: Usos del carbón en Siderurgia: Abastecimiento y Tecnologías: México DF, 79-90.
- Salvador A. y Green A.R., (1980). Opening of the Caribbean Tethys, in J. Auboin et al., Coordinators, Geologie de Chaines Alpines Issues de la Tethys—Geology of the Alpine Chains Born of the Tethys: Bureau Recherche Geologique Minerieres, Memoir No. 115, p. 224-229.
- Salvador A., (1991). The Gulf of Mexico Basin: Boulder, Colorado, Geological Society of America. Geology of North America, 1991a, p. 568.
- Salvador A., (1991). Triassic-Jurassic: in Salvador A., ed., The Gulf of Mexico basin: Boulder, Colorado. Geological Society of America, Geology of North America, v. J, 1991b, p. 131-180.
- Salvador A., (1991). Origin and Development of the Gulf of Mexico Basin: in Salvador A., ed., The Gulf of Mexico Basin: Boulder, Colorado, Geological Society of America. Geology of North America, 1991c, p. 389-444.
- Secretaría de Energía, SENER, (2009). Prospectiva del Mercado de Gas Natural, 2009-2024. México.
- Servicio Geológico Mexicano, SGM, (2010). "Panorama Minero del Estado de Coahuila". Enero del 2010.
- Smith C.I., (1981). Review of the Geologic Setting, Stratigraphy and Facies Distribution of the Lower Cretaceous in Northern Mexico, en Lower Cretaceous Stratigraphy and Structure, Northern Mexico. West Texas Geological Society Field Trip Guidebook 81-74. p. 1-27.
- Stephenson L.W., (1927). Notes on the Stratigraphy of the Upper Cretaceous Formations of Texas and Arkansas: Am. Assoc. Petroleum Geologist Bull., Vol. 11, No. 1, 1927, p. 1-17.
- Suro P.V. y Roca R.L., (2005). Coalbed Methane Gas: A Nonconventional Source of Energy in Mexico, E-Exitep en Veracruz, CIPM, 2005.
- Tardy M., (1973). Les Phase Tectoniques du Secteur Transverse de Parras, Sierra Madre Oriental (México): Bull. Soc. Geól. France, v. 20.
- Tellez K.L., (2004). "Cambiar no es Privatizar". Revista Líderes Mexicanos, tomo 79, Edición Especial Petróleo, Octubre 2004, año 13, p. 20-21.
- Tinker S.W., (1985). Lithostratigraphy and Biostratigraphy of the Apitan La Peña Formation, Northeast México and South Texas (part I), and the Depositional Setting of the Aptian Pearsall-La Peña Formations, Texas Subsurface and Northeast Mexico: Why is there not another Fairway Field? (part 2): Ann Arbor, University of Michigan, Tesis de Maestría Inédita, 80 p.
- Uribe E.M.S. y Cuevas L.J.A., (1979). "Etapas de Exploración en una Región con Posibilidades Petrolíferas (Área Golfo Mesozoico de Sabinas)". UNAM, Tesis.

- Vaughan T.W., (1900). Reconnaissance in the Rio Grande Coal Fields of Texas: U.S. Geol. Survey Bull. 164.
- Vázquez M.A., (2008). Evaluación Petrolera y Métodos de Explotación en La Cuenca de Chicontepec. FI-UNAM, Tesis.
- Vázquez R. y Eguiluz de A.S., (1997). Development of the Merced Field, Golfo de Sabinas, Northeast Mexico. PEMEX-Exploración y Producción, Región Norte.
- Verdugo D.F. y Ariciaga M.C., (1988). Resumen de la Exploración y Explotación en Río Escondido. En: Salas G. (Editor): Geología Económica de México. Fondo de Cultura Económica. México, p. 171-174.
- Villarreal F.J., (2008). "Depósitos de Celestina en la Zona de Los Alamitos, Estado de Coahuila: Un Ejemplo de Mineralización del Tipo MVT". Centro de Geociencias, Campos Juriquilla UNAM. Tesis.
- Vinet M.J., (1975). Geology of the Sierra of Balauartes and Sierra de Pajaros Azules: New Orleans, Louisiana, EUA, Louisiana State University, Tesis de Doctorado Inédita, 124 p.
- Wilkins R.W.T. y George S.C., (2002). Coal as a Source Rock for Oil: A Review. International Journal of Coal Geology 50, 317-361.
- Wilson J.L., (1990). Basement Structural Controls on Mesozoic Carbonates Facies in Northeastern Mexico: A Review, en Tucker M.E., Wilson J.L., Crevello P.D., Sarg J.R. y Read J.F. (eds.), Carbonate Platforms, Facies, Sequences and Evolution: International Association of Sedimentologists, Special Publication, 9, p. 235-255.
- Wilson J.L. y Piali G., (1977). A Lower Cretaceous Shelf Margin in Northern Mexico, en Cretaceous Carbonates of Texas and Mexico: Applications to Subsurface Exploration: Austin, Texas, EUA, The University of Texas at Austin, Bureau of Economic Geology, Report of Investigations, 89, 286-298.
- Wilson J., Ward W.C. y Finneran J., (1984). A Field Guide to Upper Jurassic and Lower Cretaceous Carbonate Plataform and Basin Systems, Monterrey-Salttillo Area, Northeast Mexico: Gulf Coast Section, Society of Economic Paleontologists and Mineralogists, p.76.
- Winker C.D. y Buffler R.T., (1988). Paleogeographic Evolution of Early Deep-Water Gulf of Mexico and Margins, Jurassic to Middle Cretaceous (Comanchean): American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 72, p. 318-346.
- Yet H., (1997). The Arcuate Sierra Madre Oriental Orogenic Belt, NE Mexico: Tectonic Infilling of a Recess Along the Southwestern North America Continental Margin: En: Structure, Stratigraphy and Paleontology of Late Cretaceous-Early Tertiary Parras-La Popa Foreland Basin Near Monterrey, Northeast Mexico. AAPG Field Trip No. 10.
- Zwanzinger J.A., (1979). Provincias Mesozoicas Productoras en el Noreste de México: Ingeniería Petrolera, v. 19. No. 3, p. 35-40.

PÁGINAS CITADAS EN INTERNET

<http://apuntes.rincondelvago.com/perforacion-para-petroleo.html>

http://bibliotecadigital.ilce.edu.mx/sites/ciencia/volumen3/ciencia3/119/htm/sec_4.htm

[http://boletinsgm.igeolcu.unam.mx/epoca04/5801/\(5\)Corona.pdf](http://boletinsgm.igeolcu.unam.mx/epoca04/5801/(5)Corona.pdf)

http://es.wikipedia.org/wiki/Anexo:Municipios_de_Coahuila

www.carbunion.com

<http://www.aregional.com/doc/pdf/coahuila.pdf>

<http://www.boonic.com/textos/7038578/grisu.html>

<http://www.e-local.gob.mx/work/templates/enciclo/coahuila/mpios/05010a.htm>

<http://www.inegi.org.mx/est/contenidos/espanol/sistemas/sisnav/default.aspx?proy=aee&edi=2009&ent=05>

http://www.mineriaenlinea.com/reportajes/hist_rep.php?id_repo=313

http://www.pdvsa.com/PESP/Pages_pespectostecnicos/produccion/comoseprocesa.html

<http://www.uclm.es/users/higueras/yymm/MarcoNuevo.htm>