



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

“ CARACTERIZACIÓN DE TRAMPAS PETROLERAS
ESTRUCTURALES ”

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

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

P R E S E N T A :

JÁCOME HERNÁNDEZ LUCÍA BEATRIZ



DIRECTOR: ING. JAVIER ARELLANO GIL

MÉXICO, D.F. CD. UNIVERSITARIA

OCTUBRE DE 2004



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



ESTADO LIBRE Y SOBERANO DE
QUERÉTARO
SECRETARÍA DE EDUCACIÓN
Y CULTURA

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN
60-1-270

SRITA. LUCÍA BEATRIZ JÁCOME HERNÁNDEZ
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:

CARACTERIZACIÓN DE TRAMPAS PETROLERAS ESTRUCTURALES

- I INTRODUCCIÓN**
- II TIPOS DE TRAMPAS PETROLERAS**
- III TRAMPAS ESTRUCTURALES**
- IV CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS DE LAS TRAMPAS ESTRUCTURALES**
- IV CALCULO DE RESERVAS EN TRAMPAS ESTRUCTURALES**
- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**
- BIBLIOGRAFÍA**

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

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

Atentamente

"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"
Cd. Universitaria, D. F., a 10 de marzo de 2004
EL DIRECTOR


M. en C. GERARDO FERRANDO BRAVO

GFB/JAGC*gtg


UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

"CARACTERIZACIÓN DE TRAMPAS PETROLERAS ESTRUCTURALES"

Tesis presentada por:

Jácome Hernández Lucía Beatriz

Dirigida por: **Ing Javier Arellano Gil**

Jurado del examen profesional:

PRESIDENTE: Ing. Manuel Villamar Viguera

Vocal: Ing. Javier Arellano Gil

SECRETARIO: Dr. Rafael Rodríguez Nieto

1er. SUPLENTE: Ing. Edgar Antonio Meza Pérez

2do. SUPLENTE: Ing. Martín Terrazas Romero

The image shows five horizontal lines, each with a handwritten signature above it. The signatures are: 1. A signature that appears to be 'Manuel Villamar Viguera'. 2. A signature that appears to be 'Javier Arellano Gil'. 3. A signature that appears to be 'Rafael Rodríguez Nieto'. 4. A signature that appears to be 'Edgar Antonio Meza Pérez'. 5. A signature that appears to be 'Martín Terrazas Romero'.

GRACIAS.....

A tí mamá por darme la vida, por tener fé en mí, por tu cariño incondicional, apoyo, comprensión y sobre todo por tu insistencia para obtener el éxito en la vida. Te quiero mucho.

A tí papí que entregaste los mejores años de tu vida en la carretera para darme una carrera profesional y sé que eres el único hombre que siempre estará conmigo a pesar de todo, gracias por tu amor hacia tu pequeña. Te quiero mucho.

A tí abuelita Juanita que me cuidaste desde siempre y me enseñaste a trabajar; a saber que cada día tiene algo bueno, a valorar a toda persona que esta a mí alrededor, gracias por tu cariño, por enseñarme ser una persona independiente a través de tus conocimientos y sabios consejos, siempre estás en mi corazón. †

A mis latosos hermanos Marco Antonio, Moisés y Roberto que sin ustedes no sabría con quien pelear y pasar los mejores momentos de hermandad y diversión.

A tí . . . Gracias.

A mi Alma Mater por darme la oportunidad de tener una carrera profesional y no te defraudare.

Al Ing. Javier Arellano Gil por apoyarme incondicionalmente durante el servicio social, el asesoramiento de esta tesis y por tener el gusto de trabajar con usted que es un profesionista dedicado a la excelencia académica.

A los sinodales: Ing. Manuel Villamar Viguera, Dr. Rafael Rodríguez Nieto y al Ing. Martín Terrazas Romero por el tiempo y conocimiento que dedicaron a este trabajo de tesis.

A mis amigas Amelia, Claudia Sotelo y Fabiola, por dejarme entrar en su corazón y tener con quien compartir mis alegrías.

A mis amigos Daniel Juárez, Oscar Dimas, Ricardo Montoya que me ayudaron en programación avanzada durante la carrera.

A los geólogos Mario, Alexis, Diana y Cuahutli por ser tan cuates y apoyarme en el examen de inglés.

A todos los amigos de la carrera: Fraternos (Claudio, Melisa, Israel, Henry, Añadí, Armando, Lucy, Jorge †, sul, Oscar), Anexo (Jorge, Miguel (oso), Miguel (chabelo), Edgar (toro),) petroleros(Keyla, Carmen, Mary, Daniel Juárez, Alberto Chávez, Oscar Dimas, Rey David, León, Gabriel, Ramiro, Oscar Castillo, Vladimir) por compartir la vida universitaria y las clases con todos ustedes nos vemos.

ÍNDICE

	Resumen	1
	Introducción	1
	Capítulo 1. TIPOS DE TRAMPAS PETROLERAS	2
1.1	ANTECEDENTES.	2
1.1.1	<i>Partes de una Trampa Petrolera.</i>	2
1.1.2	<i>Clasificación de Trampas Petroleras.</i>	4
1.1.3	<i>Propuesta.</i>	6
1.1.4	Definición de los Diferentes Tipos de Trampas Petroleras.	7
1.1.4.1	Trampas por Variación de Permeabilidad.	7
1.1.4.2	Trampas Mixtas.	7
1.1.4.3	Trampas Vacías	7
	Capítulo 2 TRAMPAS ESTRUCTURALES	8
2.1	PLIEGUES ANTICLINALES.	8
2.1.1	<i>La Teoría Anticlinal.</i>	8
2.1.2	<i>Plegamiento (Anticlinales y Sinclinales).</i>	9
2.1.2.1	Definición.	9
2.1.2.2	Partes de un Plegue.	10
2.1.2.3	Conceptos Asociados a Estructuras Plegadas.	11
2.1.3	<i>Varietades Mecánicas de los Plegues.</i>	12
2.1.4	<i>Trampas Provocadas por Plegamiento.</i>	12
2.1.5	<i>Causas de Plegamiento.</i>	14
2.1.6	<i>Cambios con la Profundidad.</i>	14
2.1.6.1	Convergencia de los Estratos Intervinientes.	15
2.1.6.2	Plegamiento Repetido.	16
2.1.6.3	Plegamiento Paralelo.	16
2.1.6.4	Plegamiento Discordante o Diapírico.	17
2.1.6.5	Paleo-Relieves.	18
2.1.6.6	Plegamientos Asimétricos.	19
2.1.6.7	Fenómenos de Meteorización poco Profundos o de Superficie.	20
2.1.6.8	Deformación Previa a la Discordancia.	20
2.1.6.9	Pliegues Sepultados por Sobrecojamiento.	21
2.1.6.10	Yacimientos Desplazados.	22
2.2	TRAMPAS PROVOCADAS POR FALLAMIENTO.	23
2.2.1	<i>Definición.</i>	23
2.2.1.1	Componentes de una Falla.	23
2.2.1.2	Fracturas.	24
2.2.1.3	Conceptos Asociados a Fallas.	25

2.2.1.4	Rasgos Especiales Importantes de las Fallas.	26
2.2.2	<i>Tipos de Fallas.</i>	27
2.2.2.1	Fallamiento Normal.	27
2.2.2.2	Fallamiento Inverso.	29
2.2.2.3	Fallas Laterales y Oblicuas.	31
2.2.2.4	Falla Rotacional o de Tijera.	33
2.2.2.5	Falla de Crecimiento.	33
2.3	DOMOS SALINOS.	34
2.3.1	<i>Origen.</i>	34
2.3.2	<i>Mecánica de la Formación de los Domos Salinos.</i>	35
2.3.3	<i>Los Núcleos de Sal de la Costa del Golfo de México.</i>	37
2.3.4	<i>Trampas Petroleras Asociadas con Domos de Sal.</i>	40
2.4	EJEMPLOS DE TRAMPAS PETROLERAS ESTRUCTURALES DE MÉXICO.	41
2.4.1	<i>Cuencas Geológicas de México.</i>	41
2.4.2	<i>Golfo de Sabinas.</i>	42
2.4.2.1	Ejemplo de Cuenca de Sabinas	43
2.4.3	<i>Cuenca de Burgos.</i>	46
2.4.3.1	Ejemplo de Cuenca de Burgos	48
2.4.4	<i>Cuenca de Veracruz y Plataforma de Córdoba.</i>	51
2.4.4.1	Ejemplos de Cuenca de Veracruz	54
2.4.5	<i>Cuenca Salina del Istmo y Cuenca de Macuspana.</i>	56
2.4.5.1	Ejemplos de la Cuenca de Salina del Istmo y Cuenca de Macuspana.	58
2.4.6	<i>Área Chiapas-Tabasco.</i>	66
2.4.6.1	Ejemplos del Área Chiapas-Tabasco	67
2.4.7	<i>Sonda De Campeche.</i>	71
2.4.7.1	Ejemplos de Sonda de Campeche	72
2.4.8	<i>Cuenca de Tampico-Misantla.</i>	77
2.4.8.1	Ejemplos de la Cuenca de Tampico-Misantla	80
	Capítulo 3 CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA DE LAS TRAMPAS ESTRUCTURALES.	84
3.1	POROSIDAD (ϕ).	84
3.1.1	<i>Porosidad Primaria.</i>	86
3.1.1.1	Porosidad Intergranular.	86
3.1.1.2	Porosidad Intrapartícula.	86
3.1.1.3	Porosidad Intercristalina.	87
3.1.1.4	Porosidad Fenestral.	87
3.1.2	<i>Porosidad Secundaria.</i>	87
3.1.2.1	Porosidad Vugular.	87

3.1.2.2	Porosidad de Fracturas.	87
3.1.3	<i>Medición.</i>	88
3.1.3.1	El Perfil Eléctrico.	88
3.1.3.2	Perfiles Radioactivos.	88
3.1.3.3	Otros Perfiles.	88
3.1.3.4	Examen Microscópico de los Recortes de Perforación.	88
3.1.3.5	Laminas Delgadas.	89
3.1.3.6	Perfiles del Tiempo de Perforación.	89
3.2	PERMEABILIDAD (k).	89
3.2.1	<i>Permeabilidad Absoluta</i>	90
3.2.2	<i>Permeabilidad Efectiva</i>	90
3.2.3	<i>Permeabilidad Relativa</i>	90
3.2.1	<i>Medición.</i>	90
Capítulo 4. CÁLCULO DE RESERVAS EN TRAMPAS ESTRUCTURALES		91
	Introducción.	91
4.1	<i>DISTRIBUCIÓN DE LOS FLUIDOS EN EL YACIMIENTO.</i>	91
4.1.1	<i>Agua.</i>	93
4.1.2	<i>Agua Meteórica.</i>	93
4.1.3	<i>Agua Fósil.</i>	93
4.1.4	<i>Aguas Mixtas.</i>	93
4.1.5	<i>Agua Libre.</i>	93
4.1.6	<i>Agua Intersticial.</i>	94
4.2	<i>CARACTERIZACIÓN DE FLUIDOS DE YACIMIENTOS PETROLEROS.</i>	95
4.2.1	<i>Yacimientos de Aceite y Gas Disuelto de Bajo Encogimiento.</i>	96
4.2.2	<i>Yacimientos de Aceite y Gas Disuelto de Alto Encogimiento.</i>	97
4.2.3	<i>Yacimientos de Gas y Condensados.</i>	98
4.2.4	<i>Yacimientos de Gas Húmedo.</i>	100
4.2.5	<i>Yacimientos de Gas Seco.</i>	100
4.3	PARÁMETROS DE CLASIFICACIÓN.	101
4.3.1	<i>Parámetros de Campo.</i>	101
4.3.1.1	<i>Temperatura del Yacimiento.</i>	101
4.3.1.2	<i>Presión del Yacimiento.</i>	102
4.3.1.3	<i>Volumen de Aceite.</i>	102
4.3.1.4	<i>Relación Gas-Aceite de Producción.</i>	102
4.3.1.5	<i>Densidades de los Fluidos Producidos.</i>	102
4.3.1.6	<i>Color del Líquido.</i>	102

4.3.2	<i>Parámetros de Laboratorio.</i>	102
4.3.2.1	Presencia o Ausencia de Punto de Burbuja o Punto de Rocío.	102
4.3.2.2	Variación del Porcentaje de Líquido.	103
4.3.2.3	Relación de Solubilidad.	103
4.3.2.4	Densidad y Viscosidad.	103
4.3.2.5	Factores de Volumen.	103
4.4	DEFINICIÓN Y CLASIFICACIÓN DE RESERVAS.	103
4.4.1	<i>Reservas Probadas.</i>	107
4.4.2	<i>Reservas Probadas Desarrolladas.</i>	108
4.4.3	<i>Reservas Probadas No Desarrolladas.</i>	108
4.4.4	<i>Reservas No Probadas.</i>	108
4.4.5	<i>Reservas Probables.</i>	108
4.4.6	<i>Reservas Posibles.</i>	109
4.5	CÁLCULO DE RESERVAS.	110
4.5.1	<i>Método Volumétrico.</i>	111
4.5.1.1	Interpretación Geológica.	112
4.5.1.2	Interpretación Sísmica.	112
4.5.1.3	Interpretación Estructural.	112
4.5.1.4	Interpretación Petrofísica.	112
4.5.1.5	Análisis de Fluidos.	113
4.5.2	<i>Análisis de Curvas de Declinación.</i>	115
4.5.3	<i>Balance de Materia.</i>	116
4.5.4	<i>Simulación Numérica de Yacimientos.</i>	117
4.5.5	<i>Aspectos Económicos.</i>	118
4.5.6	<i>Cálculo de Petróleo Crudo Equivalente.</i>	119
	Conclusiones y Recomendaciones.	121
	Nomenclatura	123
	Esquema de Fallas y Pliegues	125
	Bibliografía.	126

Resumen.

En este trabajo se investigó la clasificación de Trampas Petroleras, tomando como base las diferentes clasificaciones publicadas por diversos autores, con este análisis previo, se desarrolló el tema de tesis de "Trampas Petroleras Estructurales".

En el Capítulo 1 se desarrolla la clasificación de los diferentes tipos de trampas petroleras propuesta y se definen cada tipo de trampa petrolera.

En el Capítulo 2 se describen con detalle las Trampas Petroleras Estructurales, que es el tema principal de este trabajo, donde se dan ejemplo específicos de pozos exploratorios perforados (2003) en distintos yacimientos de México, estos ejemplos se tienen en las diferentes cuencas petroleras de México, donde se han realizado trabajos exploratorios en los últimos 10 años y enfatizando la importancia para la localización de los yacimientos de hidrocarburos, dentro de la trampa petrolera estructural.

En el Capítulo 3 se describen Las Propiedades Petrofísicas de las Trampas Petroleras Estructurales, siendo las más importante de ellas el incremento de la porosidad y de la permeabilidad por causa de Domos Salinos y de los diferentes tipos de fallamiento y plegamiento.

Por último, en el Capítulo 4 se desarrolla el tema de Cálculo de Reservas en Trampas Estructurales, donde se da una introducción de la distribución de fluidos y la clasificación de los diferentes tipos de yacimientos que se pueden encontrar en las trampas petroleras estructurales.

Se describe con detalle las definiciones y la clasificación de las diferentes reservas petroleras, como también los diferentes métodos utilizados en la Industria Petrolera para el cálculo de reservas.

Introducción

La existencia de aceite en una cuenca sedimentaria está condicionada a la existencia de series estratigráficas de ciertas facies (principalmente rocas generadoras, almacén y sello); su acumulación en yacimientos explotables, indica además, la presencia de una trampa capaz de detener la migración de los hidrocarburos.

Desde 1884, Logan¹³ descubrió que los indicios superficiales de aceite, se encontraban principalmente en los anticlinales. En 1885, White²², el "padre" de la teoría anticlinal sobre la acumulación de los hidrocarburos, reportaba que en los Apalaches, sólo se producía aceite o gas en los pozos perforados en las proximidades de los ejes anticlinales. Aunque muy discutida al principio, la teoría de White se convirtió en una de las grandes reglas de la prospección en la búsqueda de "estructuras productoras"; fue y es todavía, uno de los objetivos principales en la industria petrolera.

Una de las grandes objeciones a la teoría de White, fue la existencia comprobada de yacimientos en los flancos de algunos anticlinales cuya cresta era estéril, ya que no se analizaban y no se conocían todos los parámetros que se pueden tener en una trampa petrolera.

A medida que se desarrollaron las investigaciones, se vio que tales anomalías eran debidas al desarrollo sobre los flancos de la estructura, de una roca-almacén ausente en su eje, pero que los yacimientos estaban sin embargo siempre localizados en la zona más alta del horizonte-almacén. En otros casos, la presencia de fallas aislaba bloques dentro del pliegue y en otros casos más, la presencia de acuíferos activos es la responsable de desplazar a los hidrocarburos.

Fue entonces cuando se comenzó a estudiar con más detalle a los receptáculos que contenían aceite y apareció por primera vez, en 1943, el término "trampa", concepto más extenso introducido por Mc Collough¹⁵, preferible a estructura o anticlinal, para designar las zonas más favorables para las acumulaciones de hidrocarburos.

Una trampa petrolera es una característica geológica que permite que el aceite y/o gas se acumule y conserve de manera natural durante un cierto periodo de tiempo. Es un receptáculo cerrado formado de manera natural en la corteza terrestre que, cuentan con rocas almacén y rocas sello, en posición tal que permiten se acumulen y preserven los hidrocarburos.

Las trampas se pueden originar por la deformación total o parcial de la roca almacén debido a plegamiento, fallamiento o ambos, y pueden haberse formado en uno o varios episodios. También se pueden originar total o parcialmente por variaciones de carácter sedimentológico de la roca almacén; estos cambios pueden ser cambios primarios como son los cambios de facies, distribución irregular de las partículas minerales o solución diagenética y cementación; o bien se pueden deber a causas secundarias como fracturamiento, disolución, cementación o se pueden asociar con superficies de erosión o truncamiento y traslape en las discordancias.

Capítulo 1

TIPOS DE TRAMPAS PETROLERAS

1.1 ANTECEDENTES.

Una trampa petrolera es cualquier anomalía geológica, cuyo origen puede ser tectónico (pliegue, anticlinal, domo, flexión, falla etc.), estratigráfico (acuñamiento, canal, arrecife, etc.) o litológico (cambio de permeabilidad), que da al techo del almacén, donde la dad y permeabilidad desaparece y la porosidad no necesariamente; en general presentan una forma cóncava hacia la base y se forman por cualquier proceso geológico, puede constituir una trampa petrolera (Levorsen, 1956).

1.1.1 Partes de una Trampa Petrolera.

Una trampa petrolera tienen características distintivas; cada una de ellas tiene una determinada forma, tamaño, geometría, cierre y área de drenaje.

CIERRE: es la longitud vertical máxima en la que los hidrocarburos pueden acumularse en la trampa.

El cierre de una *trampa* puede medirse de forma precisa; también es posible conocer otros factores independientes (geometría, espesor, calidad del almacén, saturación en fluidos, presión, etc.), parámetros que son utilizados en el cálculo del volumen total de hidrocarburos en el yacimiento.

Se distingue un *cierre estructural*, independiente de la presencia de aceite o gas en el yacimiento, y un *cierre práctico*, llamado también *altura de aceite o de gas*, correspondiente al volumen realmente impregnado por los hidrocarburos.

El *cierre estructural*, se define sobre el mapa estructural que caracteriza a la trampa (mapa de contornos estructurales). El cierre es igual al desnivel entre el punto más alto de la trampa, su techo, y la isolínea (líneas en un mapa que unen puntos de un mismo valor alturas, espesores, etc.) más baja que se cierra alrededor de él (Fig. 1.1) el cierre estructural es igual a F_s .

El *cierre práctico*, que se utiliza más directamente en el cálculo de las reservas, es igual al desnivel entre el techo del almacén y la superficie de separación agua-aceite o agua-gas en la Fig. 1.1, el cierre práctico está representado por F_p corresponde a la altura máxima de la zona impregnada, susceptible de ser atravesada por un sondeo implantado en el techo de la trampa, suponiendo que el almacén sea ilimitado hacia la base.

Salvo en ciertos casos excepcionales de yacimientos en régimen hidrodinámico activo, donde las superficies de contacto están inclinadas, el cierre práctico es como máximo, igual al cierre estructural.

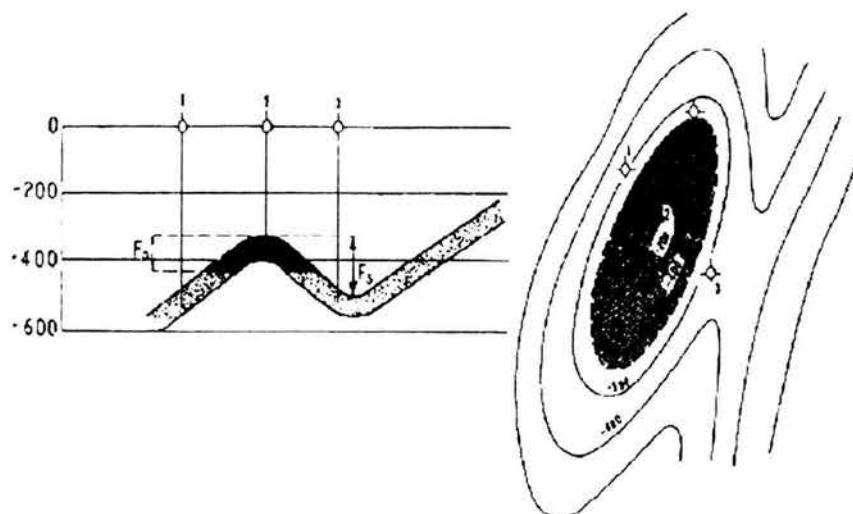


Fig. 1.1 Cierre Estructural de una trampa petrolera.

Las Figs. 1.2 y 1.3 muestran que esta noción de cierre definida para el caso de un pliegue anticlinal, puede ser extendida a diferentes tipos de trampas, si las isolineas se consideran como cerradas sobre sí mismas aunque se encuentren cortadas por algún accidente tectónico (falla) o estratigráfico (acuñamiento del almacén).

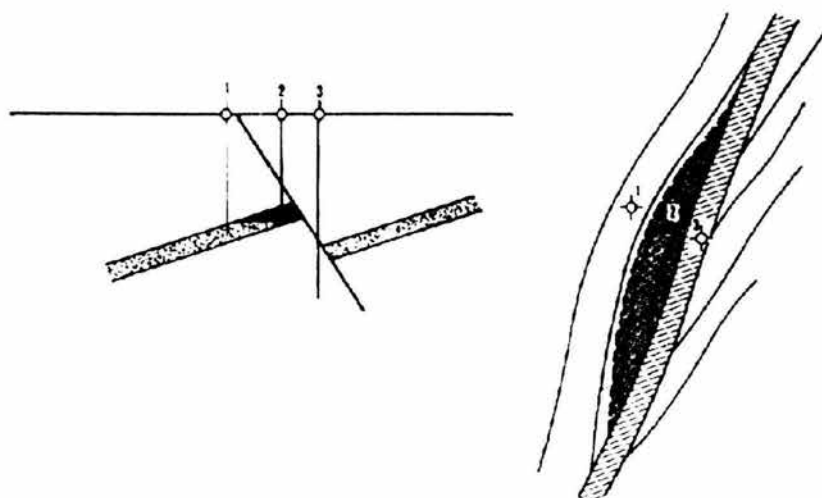


Fig. 1.2 Cierre Estructural por falla.

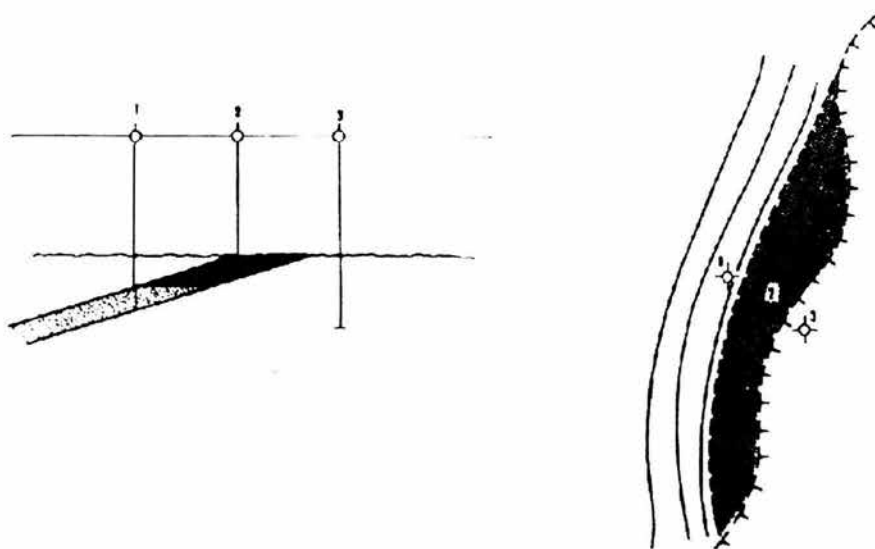


Fig. 1.3 Cierre Estructural por acuífamiento de almacén.

El conocimiento del valor del cierre estructural, permite antes de la perforación valorar el volumen máximo del fluido, que puede ser almacenado en la trampa, y llegado el caso, elegir para un primer sondeo de exploración.

1.1.2 Clasificación de Trampas Petroleras.

El primero de los elementos esenciales de un yacimiento es la roca almacén y el segundo, la existencia de espacios porosos conectados capaces de contener y permitir el paso de los fluidos (conductividad). El tercer elemento son los fluidos; los más comunes son el aceite, el gas y el agua -en movimiento o capaces de entrar en movimiento- que ocupan los espacios porosos. El cuarto elemento es la trampa, el receptáculo natural que impide que el aceite y el gas sigan fluyendo.

Cuando hablamos de una "trampa" nos referimos por lo general a sus límites rocosos y utilizamos términos tales como "trampa estructural", "trampa estratigráfica", "trampa anticlinal" o "trampa combinada", cuando deseamos indicar su origen o alguna característica distintiva.

La ubicación del yacimiento dentro de la trampa puede depender en parte del movimiento del agua de la formación; cuando no hay movimiento, el yacimiento está controlado por el gradiente de potencial de fluido en la roca almacén que contiene la trampa. Por lo tanto, una trampa puede llegar a ser ineficaz como tal debido a las condiciones peculiares de flujo, de temperatura y de presión en el presente o en el pasado geológico.

Ninguna clasificación es enteramente satisfactoria, ya que muchas trampas son únicas y no entran en ninguno de los grupos de las clasificaciones poco detalladas.

Se han propuesto numerosas clasificaciones de las trampas; aquí sólo se citan las que más se han utilizado:

Clapp⁶ (1929), incluía los siguientes tipos básicos:

1. Estructuras anticlinales
2. Estructuras sinclinales
3. Estructuras homoclinales
4. Estructuras periclinales o domos
5. Discordancias
6. Arenas lenticulares
7. Grietas o cavidades independientes de otra estructura
8. Estructuras debidas a fallas

Wilson²⁴ (1934), las clasifica como:

1. Yacimientos cerrados
 - a) Yacimientos cerrados por deformación local de los estratos
 - b) Yacimientos cerrados debido a una variación en la porosidad de la roca (no hace falta otra deformación de estratos que la inclinación regional)
 - c) Yacimientos cerrados por combinación de plegamiento y variación de porosidad
 - d) Yacimientos cerrados por combinación de fallamientos y variaciones de porosidad
2. Yacimientos abiertos
Ninguno tiene importancia comercial.

Sanders (1943), considera la siguiente clasificación:

1. Trampas estructurales (anticlinales y fallas).
 - a) Normales
 - b) Modificadas estratigráficamente
2. Trampas estratigráficas.
 - a) Verdaderas o simples
 - b) Complejas
 - c) Modificadas estructuralmente
 - d) En el interior de una trampa estructural
3. Combinación de trampas estructural y estratigráfica.

Wilhelm²³ (1945), propone una clasificación mucho más completa, que permite clasificar a la mayoría de las trampas.

1. Indicaciones de trampa
 - a) Trampa convexa
 - b) Trampa de permeabilidad
 - c) Trampa de pinzamiento
 - d) Trampa por falla
 - e) Trampa por agujero o perforación
2. Indicaciones estructurales
 - a) Domo y anticlinal
 - b) Saliente estructural (pico, arco, promontorio)

- c) Terraza estructural o plataforma
- d) Monoclinales, homoclinales, flexiones
- e) Sinclinal cubierto
- f) Ausencia de control estructural

J. Flandrin¹³ (1955), clasifica las trampas de la siguiente forma:

- I. Trampas estructurales
 - 1. Formas anticlinales
 - a. Anticlinales simples
 - b. Anticlinales fallados
 - c. Anticlinales complejos
 - d. Repliegues sinclinales
 - 2. Fracturas
 - a. Monoclinales fallados
 - b. Pliegues-talla
 - 3. Diapiros
 - a. Domos de sal
 - b. Anticlinales diapíricos
- II. Trampas paleogeográficas
 - a. Anticlinales erosionados bajo discordancia
 - b. Acuñaientos
 - c. Relieves fósiles

1.1.3 Propuesta.

La clasificación que se propone en este trabajo considera prácticamente todas las posibilidades, por lo que los divide en los siguientes tres grandes grupos:

- 1. Trampas estructurales
- 2. Trampas por variación de permeabilidad
- 3. Trampas mixtas (La combinación de elementos estructurales y estratigráficos).

Al desarrollar los temas de las Trampas Petroleras se subdividen y se clasifican con criterios basados por la descripción y el análisis que se llevó a cabo durante el trabajo y con el apoyo de recopilación de material bibliográfico.

TRAMPAS ESTRUCTURALES

- a) Pliegues anticlinales
- b) Domos
- c) Falla normal
- d) Falla inversa

TRAMPAS POR VARIACIÓN DE PERMEABILIDAD

- a) Trampas estratigráficas
 - 1. Cambios de facies
 - 2. Acuñaiento
 - 3. Discordancias angulares
- 4. Discordancias basales (paleogeomórficas)

- b) Variación causada por aguas subterráneas
- c) Variación causada por truncamiento y sello

TRAMPAS MIXTAS

- a) Combinación de elementos estructurales con variación de permeabilidad
- b) Hidrodinámicas

TRAMPAS VACIAS

1.1.4 Definición de los diferentes Tipos de Trampas Petroleras

1.1.4.1 Trampas por variación de permeabilidad.

Una trampa por variación de permeabilidad es aquella en la que el principal elemento conformador de la trampa es alguna variación en la estratigrafía (*ciencia que estudia la sucesión de los depósitos sedimentarios generalmente ordenados en capas o estratos*) o en la porosidad y/o permeabilidad de la roca almacén; cambia la litología o las propiedades petrofísicas de la roca almacén a la roca sello. Pueden ser cambios de facies, variaciones locales en la porosidad y en la permeabilidad o un cierre en la parte alta de la estructura, independientemente del factor estructural.

1.1.4.2 Trampas Mixtas.

Entre ambos extremos –formando una gradación casi continua- se encuentran las trampas en las que se da casi cualquier combinación imaginable de estructura y estratigrafía. Resulta fácil clasificar como estratigráficas o estructurales las trampas en las que es evidente que el factor estratigráfico o el estructural es el predominante. Pero cuando se llega al terreno compartido entre trampa estratigráfica y la estructural, resulta sumamente difícil decidir la importancia relativa de ambos factores. Una trampa mixta o combinada suele tener una historia en dos o tres etapas:

1. Un elemento estratigráfico que provoque el borde de permeabilidad del yacimiento.
2. Un elemento estructural que provoque la deformación, que se combina con el elemento estratigráfico para completar la porción rocosa de la trampa.
3. Un flujo del agua de la formación donde aumenta el efecto de entrapamiento.

1.1.4.4 Trampas Vacías.

Algunas trampas presentan características adecuadas para almacenar hidrocarburos, con una buena relación entre la roca almacén y la roca sello; sin embargo se encuentran sin aceite y/o gas; las principales causas por las que una trampa no contiene hidrocarburos son:

1. No existió materia orgánica (roca generadora)
2. No hubo generación de petróleo
3. El petróleo no alcanzó la trampa
4. El petróleo migró
5. El petróleo se destruyó
6. La trampa se formó tardíamente

Capítulo 2

TRAMPAS ESTRUCTURALES

En este capítulo se explican con detalle las principales características de las trampas estructurales, como son pliegues anticlinales, fallas inversas, fallas normales, domos salinos; se dan ejemplos de yacimientos descubiertos en el año 2003 se describen los más importantes en las diferentes cuencas de México,

Una **trampa estructural** es aquella en la que el límite superior de la o las unidades estratigráficas se han vuelto cóncava, vistas desde abajo, por efecto de alguna deformación local; como puede ser plegamiento, fallamiento, o ambos, tanto en la roca almacén como en la roca sello. Los límites de un yacimiento que se da en una trampa estructural están determinados total o parcialmente por la intersección del nivel de agua inferior con el techo de la roca almacén deformada.

2.1 PLIEGUES ANTICLINALES.

2.1.1 La Teoría Anticlinal.

De acuerdo a las primeras crónicas escritas por el hombre, sólo se comenzó a pensar seriamente el por qué, cómo y dónde se acumulaba el petróleo cuando este adquirió importancia económica. El descubrimiento de un yacimiento de petróleo que hizo E. L. Drake²², en el oeste de Pensilvania, en 1859, señaló el comienzo de la moderna industria petrolera, aun cuando ya se había extraído petróleo de varios yacimientos someros en diversas regiones del mundo.

Drake demostró que la perforación de pozos, en busca de petróleo era la mejor forma de explotarlo, aunque por la tecnología de su tiempo, sólo se perforaba a profundidades someras y la cantidad de petróleo extraído era pequeña, si se le compara con la producción actual; esto sirvió para demostrarle al mundo que la mejor manera de extraer petróleo era con la perforación de pozos.

Desde entonces, la pregunta esencial en la mente de todos los exploradores de petróleo, fue dónde hacer la perforación con cierta garantía de encontrar hidrocarburos. La pregunta sigue vigente dada la creciente demanda de aceite y sigue siendo una interrogante de la geología del petróleo.

Durante mucho tiempo han surgido diversas teorías, para tratar de explicar las condiciones que producen un yacimiento de aceite y gas; para predecir dónde existen esas condiciones y por lo tanto dónde hay que perforar para encontrar petróleo. De las teorías que surgieron a finales del siglo XIX y principios del siglo XX, la teoría anticlinal es la que mereció más atención durante mucho tiempo.

Una de las primeras referencias a la relación entre el petróleo y el plegamiento anticlinal data de un tiempo anterior al postulado de Drake (1959), cuando Sir William Logan en 1842, visitó las manifestaciones naturales (manaderos) de petróleo de las cercanías de Gaspé, en la desembocadura del río Sap Lorenzo en el este de Canadá, y los describió en 1844 como ubicados en anticlinales.

C. White (1975), uno de los muchos estudiosos de las acumulaciones de petróleo y gas, que participó en el segundo levamiento geológico de Pensilvania, describió que los pozos de gas del oeste de Pensilvania estaban ubicados en las cercanías de anticlinales y dedujo que debería existir alguna conexión entre la ubicación del yacimiento de gas y esta estructura geológica. Su formulación de la teoría anticlinal, publicada en 1885, sigue en la actualidad tan vigente como en su época.

Debido a la atención que suscitó su artículo sobre la presencia de gas en los que se ocupaban de explorar y producir petróleo en la época, White fue llamado a menudo, para dar opiniones sobre posibles yacimientos, por lo que se le conoce como, "el padre de la teoría anticlinal". En diversas publicaciones científicas de la década de los noventa en el siglo antepasado aparecieron múltiples argumentos a favor y en contra de la teoría anticlinal. El éxito práctico que logró White aconsejando la perforación de pozos de gas en las estructuras anticlinales fue muy grande.

En 1934 se empezó a utilizar el término "teoría estructural", en lugar de "teoría anticlinal", señalando que el término "era lo suficientemente amplio como para incluir los casos de petróleo en los flancos de anticlinales, en capas lenticulares, en sinclinales, así como la presencia de petróleo en fallas y domos". Actualmente es más frecuente el empleo del término "teoría de las trampas" y suele denominarse "trampa" a la configuración geométrica que contiene o puede contener hidrocarburos, cualquiera sea su forma o su origen. Su característica esencial es que tiene la posibilidad de acumular y retener en su interior a los fluidos por un cierto periodo de tiempo.

2.1.2 Plegamiento (Anticlinales y Sinclinales).

2.1.2.1 Definición.

El *plegamiento* es el resultado de la aplicación de un sistema de esfuerzos sobre una secuencia estratificada, que provoca un cambio permanente en las rocas en forma de arcos; por lo general el esfuerzo principal mayor es compresivo y es horizontal o subhorizontal.

Un *pliegue* es una estructura secundaria producida cuando una superficie originalmente plana es inclinada o curveaba como resultado de deformación dúctil heterogénea, la cual se manifiesta como una o varias ondulaciones de sus elementos originales.

Los pliegues son estructuras que involucran aspectos litológicos y estratigráficos (cronológicos); se componen de varias partes que los caracterizan: flanco, cresta, punto de charnela, línea de charnela, superficie de charnela, longitud de onda, amplitud de onda, eje y punto de inflexión.

En la Figs. 2.1 y 2.2 se ilustran las partes que componen a los pliegues mediante un bloque diagramático y una sección esquemática.

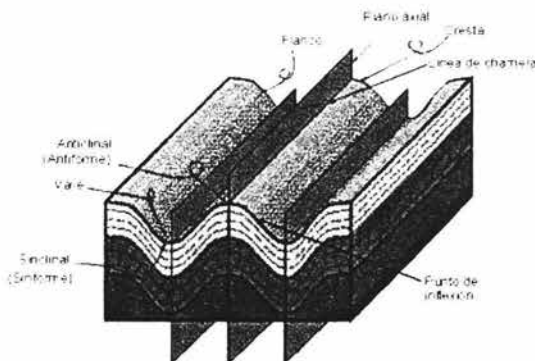


Fig. 2.1 Bloque diagramático de las partes que componen un pliegue (Tomada de Ejercicios de Geología Estructural 2002).

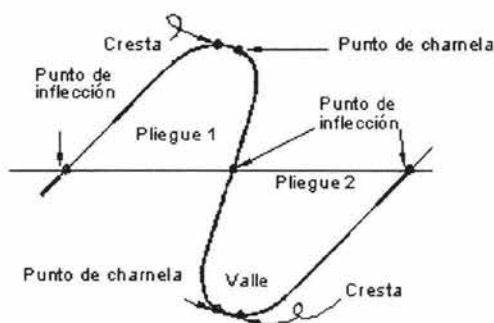


Fig. 2.2 Sección esquemática de las partes que componen un pliegue (Tomada de Ejercicios de Geología Estructural 2002).

2.1.2.2 Partes de un Pliegue.

Las partes que componen a cualquier pliegue son:

Flanco o limbo: es la superficie de uno de los lados del pliegue. Cada pliegue tiene dos flancos.

Cresta: es el punto más alto en la superficie plegada (anticlinal).

Valle: es el punto más bajo en la superficie plegada (sinclinal).

Punto de charnela: es el punto de máxima curvatura del pliegue, visto en sección transversal.

Línea de charnela: es la línea que une los puntos de máxima curvatura de un pliegue y pasa por los puntos de charnela.

Superficie o plano de charnela (plano axial): superficie que contiene las líneas de charnela de un pliegue en un mismo plano estructural.

Superficie o plano de charnela (plano axial): superficie que contiene las líneas de charnela de un pliegue en un mismo plano estructural.

Longitud de onda: distancia horizontal entre cresta y cresta en un antiforme o entre valle y valle en un sinforme, considerando siempre pliegues continuos. Es una medida del tamaño del pliegue.

Amplitud de onda: distancia entre el punto de inflexión y la cresta de un antiforme o el punto de inflexión y el valle de un sinforme.

Angulo interlimbos (interflancos): ángulo menor que se forma entre los limbos o flancos de un pliegue.

Eje: es la línea que genera a un pliegue (generatriz). En un mapa se define como la traza del eje del pliegue a la intersección de la superficie axial con el relieve topográfico. El eje del pliegue es el que se dibuja en un mapa geológico para representarlo gráficamente.

Punto de inflexión: punto donde una superficie plegada pasa de un pliegue a otro o visto de otra manera de cóncava a cóncava.

2.1.2.3 Conceptos Asociados a Estructuras Plegadas.

Antiforme: es una estructura geológica cóncava hacia abajo o convexa hacia arriba, sin tomar en consideración la edad de la roca.

Sinforme: es una estructura geológica cóncava hacia arriba o convexa hacia abajo, sin tomar en consideración la edad de la roca.

Anticlinal: el pliegue se denomina anticlinal cuando las rocas más viejas se localizan hacia la zona cóncava del arqueamiento o núcleo del pliegue.

Sinclinal: el pliegue se denomina sinclinal cuando las rocas más jóvenes se presentan en el lado cóncavo o núcleo de la flexión.

Monoclinal: flexión o inclinación estructural en una sola dirección, semejante a un escalón, en zonas donde predominan capas horizontales.

Homoclinal: flexión estructural en una sola dirección, con echado horizontal, en una zona en la que predominan estratos inclinados.

Terraza estructural: área donde localmente se tienen estratos horizontales en una zona en la que predominan estratos inclinados (*Esquema de pliegues en pag. 123*).

Orientación: para los flancos o limbos se miden el rumbo y el echado, al igual que para el plano de charnela. La orientación de un pliegue se mide en el campo obteniendo la actitud ambos limbos, plano y línea de charnela. Para las líneas de charnela, se mide el buzamiento y la dirección del buzamiento.

Las trampas formadas principalmente como resultado de plegamientos y fallamientos son las más fácilmente identificables desde la superficie y las que pueden localizarse mejor en el subsuelo.

Un aspecto importante de las estructurales anticlinales, es que la estructura por lo general se extiende en forma vertical a través de un espesor considerable, en varias formaciones sedimentarias, provocando de ese modo la formación de trampas en todas las rocas almacén en potencia.

En la formación de casi todas las trampas petrolíferas ha habido algún tipo de deformación hay algunas excepciones en trampas estratigráficas (cuerpos lenticulares de areniscas o arrecifes); las trampas sepultadas formadas básicamente por deformación estructural son el resultado de intenso plegamiento, fallamiento y otras deformaciones que pueden cartografiar desde la superficie; estos rasgos estructurales pueden combinarse en formas muy distintas, cuando se combinan fenómenos estructurales y estratigráficos, el número de variaciones posibles es casi infinito.

2.1.3 Variedades Mecánicas de los Pliegues.

Las capas de las rocas sedimentarias pueden doblarse en pliegues de muchas formas, aunque las más importantes son:

1. Flexión transversal
2. Flexión longitudinal

En el primer caso, la capa se flexiona bajo la acción de fuerzas aplicadas en dirección perpendicular al plano (estrato), para que ocurra la flexión deben existir pares de esfuerzos que causen un cambio permanente. Los pliegues que surgen en este caso son pliegues originados por la flexión transversal y por la acción secundaria de fuerzas verticales aplicadas a las capas horizontales.

El pliegue de flexión transversal se forma en las capas que recubren el basamento cristalino, encima del bloque elevado; frecuentemente las capas más plegadas se rompen es decir presentan fracturamiento. Las fuerzas verticales asociadas a la presión litostática son fuerzas dirigidas de arriba hacia abajo y están provocadas por la fuerza de gravedad.

La flexión longitudinal de las capas pueden ocurrir por la acción de la fuerza de compresión de dirección paralela a las capas. Estas últimas, durante la compresión longitudinal, pierden su estabilidad y, en lugar de deformarse engrosando uniformemente, se flexionan.

Durante la flexión longitudinal la estratificación juega un papel importante, ya que una de las condiciones obligatorias para su formación durante la flexión longitudinal es la posibilidad de deslizamiento capa a capa.

El papel de la estratificación de las rocas durante las flexiones transversales y longitudinales no es el mismo. Durante la flexión transversal, incluso si no existen divisiones mecánicas determinadas por la estratificación, la deformación terminará con la generación de uno o varios pliegues.

2.1.4 Trampas Provocadas por Plegamiento.

Las trampas estructurales cuyo origen es el plegamiento tienen formas variadas (Fig. 2.3), incluyen:

1. Domos bajos de planta esencialmente circular
2. Anticlinales estrechos y alargados; pueden ser simétricos o asimétricos o incluso recostados.
3. La medida del cierre estructural –la distancia vertical entre el punto más alto hasta el nivel de cierre más bajo– puede variar entre unos pocos metros, hasta cientos de metros.

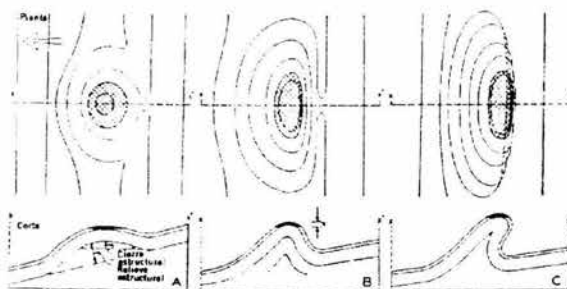


Fig. 2.3. Diferentes formas de plegamiento (Tomada de Levorsen 1977).

La capacidad de una trampa por plegamiento para contener petróleo o gas, depende básicamente del cierre estructural, del espesor de la roca almacén, de la porosidad efectiva de la roca, de la presión del yacimiento y de las condiciones del flujo de fluidos a través de la roca.

El *relieve estructural* de una trampa anticlinal es por lo general mayor que el cierre estructural; se mide del punto más alto hasta la proyección de la pendiente regional por debajo (Fig. 2.3-A).

El volumen real en yacimientos es el del espacio poroso efectivo entre el nivel de agua inferior y la roca techo que lo cubre. Es el espesor vertical máximo del petróleo o del gas o de la combinación de gas y petróleo en el yacimiento (Fig. 2.3-B).

Al determinar el tamaño del yacimiento resulta útil indicar la altura de la columna de aceite o de la columna de gas y aceite; se trata de la distancia vertical entre el contacto aceite-agua o la distancia vertical entre el contacto gas-agua y el punto más alto hasta donde llega el aceite o el gas en la trampa.

El *cierre estructural* de una trampa se mide con referencia al nivel del mar (Fig. 2.4), donde el mismo plegamiento puede tener distintas medidas de cierre estructural, según la inclinación regional de la formación.

Una trampa en la que el plegamiento ha sido el factor predominante en su formación se clasifica como trampa en pliegue, aun cuando el fallamiento y los factores estratigráficos hayan colaborado en mayor o menor medida a conformar el cierre.

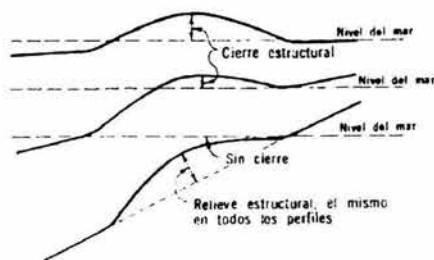


Fig. 2.4 Diferentes medidas del cierre estructural.

2.1.5 Causas de Plegamiento.

Las causas del plegamiento incluyen mecanismos tan variados como compresión horizontal, presiones tangenciales, plegamientos de arrastre (posiblemente en gran escala), inclinaciones iniciales alrededor de una dorsal, asentamiento alrededor de dorsales sepultadas, plegamientos diapíricos y domos provocados por núcleos de sal intrusivos, sepultados a gran profundidad.

El plegamiento puede darse todo al mismo tiempo o puede ser el resultado de una serie de episodios, cada uno de los cuales agudiza el pliegue a medida que aumenta la profundidad. Es poco frecuente que una trampa plegada esté totalmente libre de fallamiento. Un yacimiento puede estar cortado por una falla que no es observable desde la superficie (falla ciega) y a menudo es muy difícil detectar, a menos de que disponga de información geofísica, como la sísmica del subsuelo o por la información de la perforación de un pozo que atraviese precisamente el plano de falla.

Uno de los muchos ejemplos de trampas petroleras en pliegues, es el del Campo Santa Fe Springs del Condado de los Ángeles en California, donde un pliegue en forma de domo suave y casi circular se extiende hacia abajo y forma rampas con veinticinco rocas almacén, cada una de las cuales contiene un yacimiento de petróleo. Los ejemplos de México, se tratan en un apartado posterior.

2.1.6 Cambios con la Profundidad.

Muchos pliegues y otras estructuras cambian en su forma, en su tamaño o en su amplitud, o bien modifican lateralmente su ubicación, al pasar de la superficie o de zonas poco profundas a las zonas de mayor profundidad; ya que a mayor profundidad por el efecto de la presión y la temperatura, las rocas son más dúctiles.

Por lo tanto, el plegamiento de superficie o poco profundo no siempre es una guía segura en la búsqueda de yacimientos petrolíferos atrapados en rocas almacén a mayor profundidad, es frecuente que las flexiones de las capas superiores tengan formas y geometrías muy diferentes a profundidad. En muchos casos resulta imposible prever discrepancias entre las estructuras poco y más profundas, pero en algunas oportunidades es posible anticiparlas o al menos sugerir la posibilidad de su existencia cuando se conoce la historia geológica de la región.

Las desarmonías entre los plegamientos poco y muy profundos, y por ende en la ubicación de un posible yacimiento, pueden ser el resultado de varias causas como:

- 1) Convergencia de los estratos intervinientes.
- 2) Plegamiento repetido.
- 3) Plegamiento paralelo.
- 4) Plegamiento discordante o diapírico.
- 5) Paleo-Relieves
- 6) Plegamiento asimétrico.
- 7) Fenómenos de meteorización poco profundos: o de superficie.
- 8) Deformación previa a la discordancia.
- 9) Pliegues sepultados por sobrecorrimientos.
- 10) Yacimientos desplazados.

2.1.6.1 Convergencia de los Estratos Intervinientes.

Cuando los estratos entre una formación poco profunda o de superficie y la roca almacén convergen regionalmente, es de esperar que el pliegue profundo de la roca almacén corra su cresta a medida que aumenta la profundidad en la dirección de la convergencia y que aumente o disminuya la medida del cierre estructural con respecto al nivel del mar, dependiendo de la dirección de la inclinación regional en comparación con la dirección de la convergencia.

Por ejemplo, un pliegue que se observa como terraza en la superficie puede transformarse en un domo cerrado en el yacimiento, o bien un pliegue señalado como domo en la superficie puede perder su cierre con la profundidad y por lo tanto no ser una trampa.

Los diagramas de la Fig. 2.5 muestran como la estructura puede modificar y desviar su cresta a medida que aumenta la profundidad, aun donde la cantidad de deformación de los estratos poco profunda y de los más profundos sea la misma.

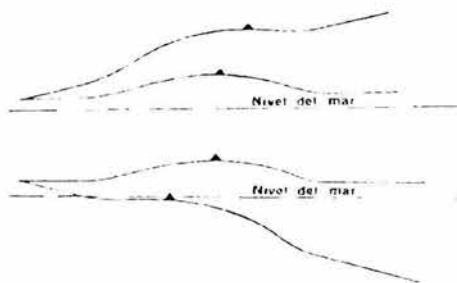


Fig. 2.5 Modificación de la cresta al aumentar la profundidad.

2.1.6.2 Plegamiento Repetido.

Algunos pliegues han aumentado en intensidad la cantidad de deformación en el curso de la vida geológica de la roca almacén o han experimentado más de una fase de deformación. Este tipo de pliegues se hace mucho más agudo a medida que aumenta la profundidad es decir, manifiesta un relieve estructural cada vez mayor a medida que aumenta la profundidad. En esas condiciones, las formaciones suelen hacerse más delgadas en la cresta del pliegue que en los francos; el adelgazamiento puede darse de manera intermitente en varios periodos o puede ser continuo en una porción de la columna geológica.

Es frecuente que se encuentren súbitos aumentos en la magnitud de plegamiento inmediatamente debajo de las discordancias. Los cortes transversales y los mapas de isopacas (mapas que registran la variación en el espesor estratigráfico por medio de contornos de espesor) pueden indicar fácilmente el momento en que se dio el aumento de plegamiento; el indicio de plegamiento es el adelgazamiento de las rocas sobre el pliegue.

La Fig. 2.6 muestra de manera esquemática formas de plegamiento repetido que se encuentran en profundidad. El hecho de que bajo la superficie de la discordancia superior se muestre más plegado que la superficie *abc* demuestra que el plegamiento tuvo lugar en el intervalo de tiempo representado por las rocas intervinientes. Por otra parte, el plegamiento *def* tuvo lugar luego de que las rocas más jóvenes inmediatamente inferiores estaban plegadas, luego truncadas por erosión y finalmente traslapadas por la formación siguiente. El aumento de plegamiento intermitente en dirección hacia abajo que se muestra en este esquema, es común a muchas trampas plegadas.

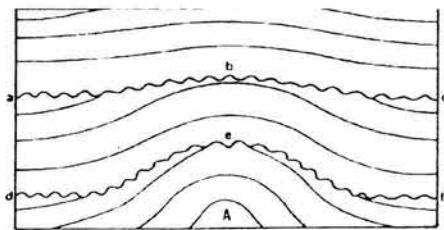


Fig. 2.6. Plegamiento repetido en profundidad. (Tomada de Levorsen 1967).

2.1.6.3 Plegamiento Paralelo.

Es de esperar que secciones gruesas de rocas sedimentarias, especialmente de lutitas que están plegadas en anticlinales y domos de bajo relieve, se plieguen en forma normal; es decir, de modo tal que el pliegue de la roca almacén sea prácticamente paralelo al de la superficie en todas las capas de las formaciones intervinientes. Si el plegamiento es paralelo, significa que el espesor de los estratos no cambió materialmente en el curso del plegamiento y que éste se hace más agudo con la profundidad.

La Fig. 2.7 muestra el efecto del plegamiento paralelo. En zonas donde la roca almacén está entre dos y cuatro kilómetros de la superficie, es muy probable que el plegamiento de este tipo sea mucho más agudo que en las rocas menos profundas.

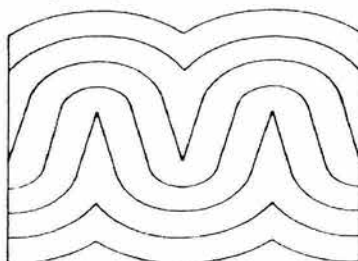


Fig. 2.7 Plegamiento paralelo (Tomada de Levorsen1967).

2.1.6.4 Plegamiento Discordante o Diapírico.

La naturaleza del plegamiento en estos casos depende en parte de que si una formación incompetente (roca evaporítica como sal o yeso) está por debajo o por encima de una formación competente. Cuando una roca almacén competente está cubierta por una capa muy gruesa de rocas blandas, incompetentes, puede haber gran discrepancia entre el plegamiento de la superficie o de poca profundidad con el plegamiento de la roca almacén.

En los casos en que las formaciones incompetentes subyacen a las formaciones competentes, se desarrolla un tipo distinto de plegamiento, caracterizado por un núcleo central de material más viejo, incompetente, que se ha inyectado a través de la cresta anticlinal.

Ese tipo de pliegues, denominado *diapírico* o *de penetración* es común en Europa, en Aquitania y en la región de los Cárpatosm y en la URSS en los Cáucosos (Fig. 2.8). Los de México se encuentran en la Cuenca Salina del Istmo, que se describirán en un capítulo posterior.

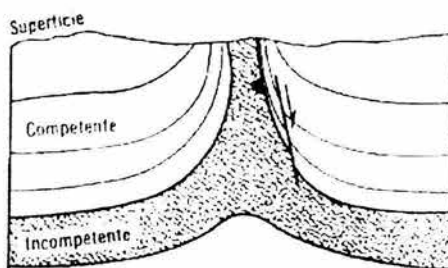


Fig.2.8 Pliegues diapíricos o de penetración (Tomada de Levorsen1967).

El pliegue a través del cual es introducido el material subyacente suele estar muy comprimido y tiene inclinaciones verticales cerca de su eje.

Cuando el material expelido es sal, como sucede normalmente en Rumania, estas estructuras suelen denominarse "anticlinales de sal". Cuando el material expelido es arcilla suele formar volcanes e intrusiones de arcilla (Fig. 2.9). Además pueden inyectarse otros materiales como arenas y arcillas anhidrita, brecha de arcilla y bitumen o asfalto.

El petróleo asociado con los pliegues diapíricos suele estar atrapado en las formaciones de pendiente suave o a lo largo de las rocas de pendiente pronunciada. Solía creerse en el pasado que el petróleo se había escurrido del núcleo central y depositado en los yacimientos de los flancos. Pero actualmente se considera que el plegamiento diapírico es sólo una manifestación de la deformación de un conjunto de rocas competentes e incompetentes y que no tiene una relación genérica con el petróleo. Los plegamientos diapíricos pueden formar trampas en los flancos o en la parte superior de la estructura.

2.1.6.5 Paleo-Relieves.

Algunos pliegues se arquean sobre elevaciones topográficas sepultadas, denominadas "paleo-relieves o colinas sepultadas". Estas elevaciones sepultadas han sido investigadas y se ha explicado de diversas maneras; la función que desempeñan es muy importante en la formación del pliegue anticlinal o en formación del domo ya que las cubre.

Se ha considerado muy a menudo que los sedimentos superiores se habían compactado diferencialmente o escurrido en los flancos formado de ese modo un pliegue más suave que cubría al pliegue más pronunciado de la roca almacén en potencia, más profunda.

En realidad, muchos de los paleo-relieves no fueron colinas o elevaciones topográficas cuando se depositaron los sedimentos superiores. Una observación poco detenida puede llevar a suponer que se trató en algún momento de zonas elevadas alrededor de las cuales los sedimentos se compactaron en domos, pero a menudo se trata en realidad de superficies de discordancias plegadas. Cuando se comprimen los estratos y se los ubica en un corte estratigráfico, la colina desaparece. En muchos casos se trata de anticlinales sepultados, erosionados de modo que les quedó poco o ningún relieve que pudiese ser cubierto por la formación siguiente.

Un auténtico paleo-relieve sepultado puede consistir en una elevación topográfica, en una bioherma (o arrecife orgánico) o en una capa lenticular resistente compuesta de material como arena o grava, rodeado por arcilla y lutitas. Cuando un pliegue cubre una colina sepultada o una capa lenticular no compactable de sedimentos en un corte estratigráfico, el plegamiento puede explicarse de uno de los siguientes modos:

1. Puede deberse a una mayor compactación alrededor de los bordes de la colina, donde las lutitas son más gruesas, que sobre la cima de la colina donde las lutitas son más delgadas. Esto provocaría que los sedimentos superiores se amolden acomodándose los bordes de la colina y formando de ese modo un domo o anticlinal. Resulta difícil ver cómo podría extenderse este plegamiento verticalmente muy por encima de las formaciones lutíticas inmediatamente superiores y de los alrededores, ya que es de esperar que la diagénesis litífique y solidifique las arcillas en lutitas y es

probable que la erosión bisele cualquier zona elevada; de modo que las formaciones posteriores serían de espesor homogéneo y por lo tanto se compactarían en forma homogénea.

2. En una colina puede haber ocurrido un plegamiento posterior en la región. En este caso la forma del plegamiento puede ser el resultado de las inclinaciones iniciales en los alrededores de la colina o la bioherma, que harían que los sedimentos superiores se inclinasen hasta en 30° alejándose del centro o núcleo de la colina; en los casos en que la colina sepultada sea el resultado de un anticlinal o una falla, es de esperar que se localicen plegamientos posteriores y que el pliegue se extienda verticalmente hasta arriba formaciones mucho más jóvenes.

Un mapa de isopacas puede revelar la presencia de un paleo-relieve al señalar el intervalo entre la superficie de discordancia y el primer estrato guía que lo cubre.

En algunos lugares, como en el caso ejemplificado en la Fig. 2.9 B (donde dd') es tan grueso como cc'), se encuentra poca o ninguna evidencia de algún relieve topográfico apreciable sobre las superficies de discordancia. El relieve topográfico aparece, como en la Fig. 2.9 A, como la diferencia entre aa' y bb'. Es probable que se haya puesto un énfasis excesivo en los paleo-relieves como causa del plegamiento por compactación y del acomodo sobre los flancos.

Parece más sensato considerar a muchos de los pliegues asociados con esos rasgos topográficos como debidos principalmente a las irregularidades de las rocas, y a otros rasgos previos como pliegues, fallas, inclinaciones iniciales e intrusiones ígneas.

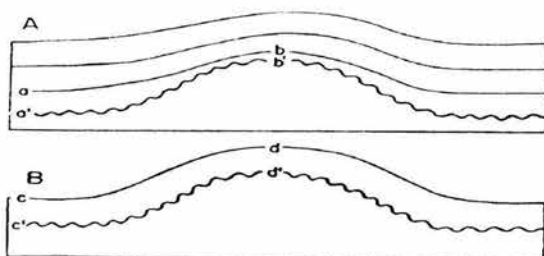


Fig. 2.9 Esquema donde se muestran pliegues con paleo-relieve en el intervalo de una discordancia y un estrato guía (Tomada de Levorsen 1967).

2.1.6.6 Plegamientos Asimétricos.

El plegamiento asimétrico se caracteriza porque uno de los flancos presenta mayor inclinación que el otro; esto provoca una desviación de la cresta del anticlinal a medida que aumenta la profundidad en dirección al flanco con la inclinación inferior. La desviación puede ser considerable en los casos donde se tenga mayor asimetría.

La desviación puede ser importante cuando la profundidad de la formación almacén en potencia es de tres o cuatro kilómetros de espesor y donde hay una gran diferencia de inclinación entre los dos flancos opuestos.

La posición de la cresta a profundidad puede calcularse a partir de los datos de un mapa geológico, por la posición de las capas más superficiales o bien por medio de elevamientos sísmicos.

En los casos en que el plegamiento asimétrico se presente en zonas de rápida convergencia de la formación afectada se provoca una desviación aún mayor que la que produciría cualquiera de ellos en forma aislada, o bien puede suceder que se anulen

2.1.6.7 Fenómenos de Meteorización poco Profundos o de Superficie.

Cuando secuencias sedimentarias con comportamiento plástico se exponen a la erosión o están dentro de una zona en que circula agua freática, suele suceder que la estructura de superficie resultante difiera por completo de la estructura a profundidad.

La disolución de sal y otras secuencias evaporitas puede hacer que las rocas de superficie formen una masa abigarrada de grandes anticlinales, pliegues y estructuras irregulares que no tienen ningún significado en relación con la estructura profunda.

En otros casos las arcillas bentónicas y montomorillonitas hinchadas también pueden provocar pliegues que presentan diferentes características en superficie y a profundidad. Las inclinaciones de superficie se han confundido en algunos casos con inclinaciones auténticas y se han descrito –y perforado- estructuras que no tenían relación con las formaciones profundas.

2.1.6.8 Deformación Previa a la Discordancia.

Es frecuente que los plegamientos y fallamientos por debajo de las discordancias no tenga indicios en la superficie, como lo demuestra el corte esquemático de la Fig. 2.10; esto se interpreta en el yacimiento Apache en el condado de Caddo, en Oklahoma, USA; sus características se ilustran en la sección geológica de la Fig. 2.11.

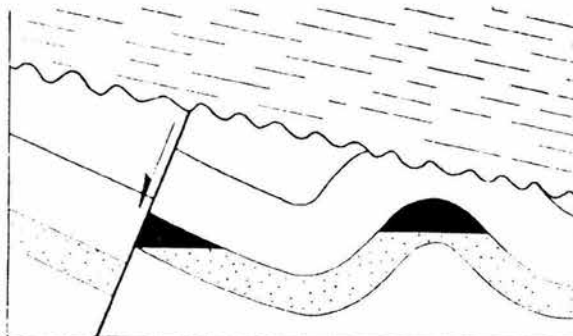


Fig. 2.10 Plegamiento y fallamiento por debajo de una discordancia (Tomada de Levorsen1977).

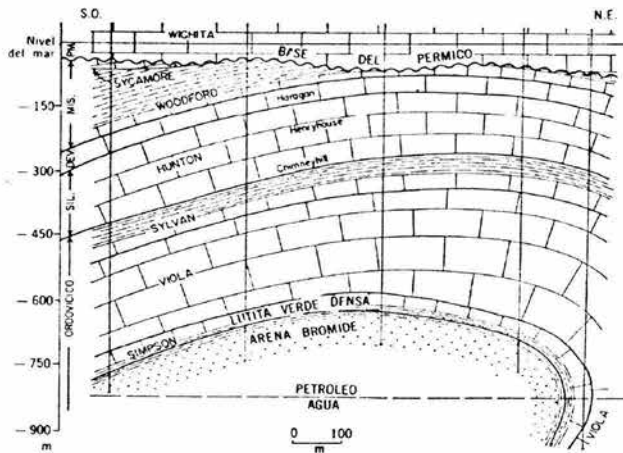


Fig. 2.11 Yacimiento Apache en el condado de Caddo, USA (Tomada de Levorsen 1967).

2.1.6.9 Pliegues Sepultados por Sobrecorrimiento.

Las fallas por sobrecorrimiento pueden ocultar la estructura subyacente y algunos yacimientos se han encontrado en estructuras ocultas por secuencias sobrepuestas.

Un ejemplo de este caso es el del anticlinal Agha Jara en Irán, que aparece ilustrada en la sección de la Fig. 2.12, donde la inclinación casi homoclinal sobre la falla de sobrecorrimiento no da ningún indicio del anticlinal subyacente.

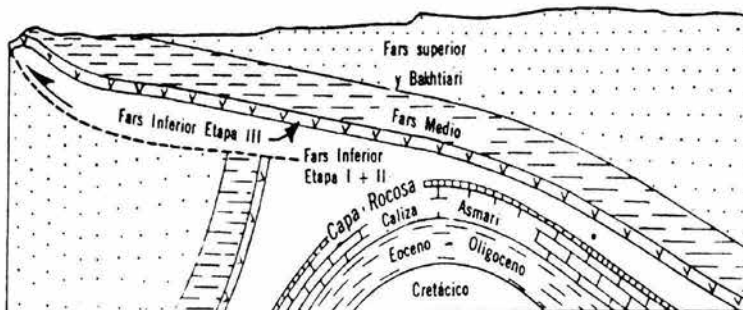


Fig. 2.12 Ejemplo de una Falla de corrimiento en el campo Agha Jara en Irán (Tomada de Levorsen 1967).

2.1.6.10 Yacimientos Desplazados.

En la mayor parte de las trampas en anticlinales, el yacimiento de petróleo o de gas –si lo hay- ocupa la posición más elevada de la estructura, en donde se tiene a la roca almacén; normalmente corresponde con la zona de cresta de un pliegue o el pico de una rampa por falla.

Sin embargo, hay excepciones; son los casos en los que el yacimiento está ubicado hacia un lado de la rampa, es decir en el flanco del pliegue anticlinal.

En la mayor parte de los casos la cresta de la estructura seguirá siendo productiva y la perforación en el punto más alto de la trampa conducirá a un descubrimiento, pero ocasionalmente el desplazamiento del yacimiento por empuje hidráulico (hidrodinámico) es lo suficientemente considerable como para dejar vacía la zona de la cresta de la estructura.

Por lo general el desplazamiento de los yacimientos se debe a los gradientes de fluido que determinan el movimiento del agua a través de la roca almacén; si se sospecha que sea éste el caso, deberán estudiarse los gradientes potenciales de flujo de la zona y las densidades del agua y del petróleo que se espera encontrar; el pozo exploratorio deberá perforarse donde la forma de la trampa indica que, de acuerdo con estas condiciones, puede ubicarse el yacimiento.

2.2 TRAMPAS PROVOCADAS POR FALLAMIENTO.

El fallamiento puede ser la única causa de la formación de una trampa petrolera, pero es más frecuente que las fallas formen trampas en combinación con otros rasgos estructurales, como plegamientos, inclinación y arqueamiento de los estratos o en conjunción con variaciones en la estratigrafía o por cambios en la permeabilidad y la porosidad.

2.2.1 Definición.

Una falla es el rompimiento en un sistema rocoso a lo largo del cual se aprecia que ocurrió movimiento, donde el desplazamiento de los bloques es en ambos lados de la fractura y paralela a ella. Cada una de las zonas o ámbitos que resultan de una superficie de ruptura se denominan **bloque**;

2.2.1.1 Componentes de una Falla.

En la mayoría de las fallas no es posible saber qué movimiento ha ocurrido realmente sobre cualquiera de los lados de la falla; sin embargo, al clasificar los movimientos de los bloques de la falla, se hace referencia al desplazamiento aparente y al desplazamiento relativo, donde la mayor parte de los fallamientos tienen lugar a lo largo de fracturas inclinadas. El **bloque de techo** de una falla inclinada es el bloque que queda encima de la discontinuidad, mientras que el bloque que se encuentra debajo de una falla inclinada es el **bloque de piso**; el vector de desplazamiento que conecta a puntos originalmente contiguos entre el bloque del techo y el bloque de piso se conoce como **desplazamiento neto**; estos términos no se aplican a las fallas que son esencialmente verticales. En las Figs. 2.13 y 2.14 muestran las partes que componen una falla.

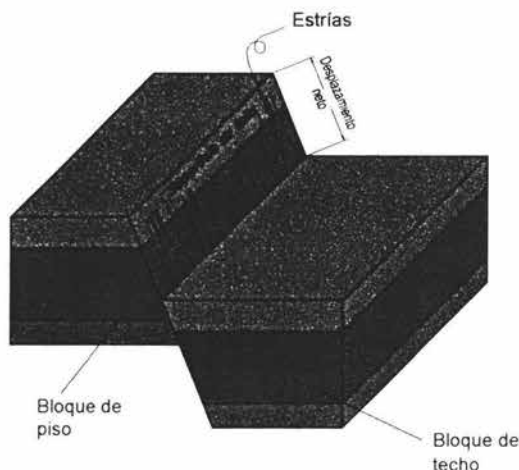


Fig. 2.13 Esquema que muestra las partes que componen una falla (Tomada de Ejercicios de Geología Estructural 2002).

\overline{AC} = Desplazamiento neto	δ = Echado de falla
\overline{AB} = Dirección del desplazamiento neto	ϕ = Cabeceo (pitch)
\overline{AD} = Desplazamiento a rumbo	β = Buzamiento del desplazamiento neto
\overline{DC} = Desplazamiento a echado	α = Hade
AF = Salto vertical	
EF = Salto horizontal	

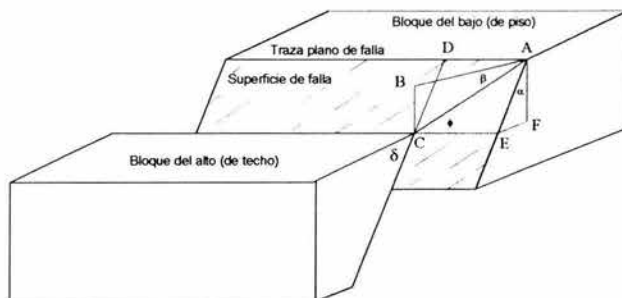


Fig. 2.14. Muestra los diferentes partes de una falla (Tomada de Ejercicios de Geología Estructural).

2.2.1.2 Fracturas.

Las superficies de ruptura se denominan **fracturas** cuando no se aprecia desplazamiento entre los dos ámbitos definidos por la superficie de discontinuidad, en sentido paralelo a la propia superficie.

Las fracturas son discontinuidades aproximadamente planas que separan bloques de roca con desplazamiento perpendicular al plano de ruptura.

Las fracturas y fallas son producto de la deformación frágil en cualquier tipo de roca; se forman por esfuerzos cortantes y en zonas de compresión o tensión.

También se dice que las fallas son las fracturas de las rocas en las que ha habido movimientos de traslación, ya sean verticales u horizontales o bien, combinados. Los desplazamientos de las fallas varían desde centímetros hasta decenas de kilómetros y pueden ser originados por esfuerzos, de compresión, de tensión y torsión.

El **rumbo** y **echado** de una falla son medidos en las mismas formas que en la estratificación: el **rumbo** es la intersección del plano de falla con un plano horizontal. El **echado** es el ángulo entre la superficie horizontal y el plano de falla (perpendicular al rumbo). El **echado verdadero** (δ) corresponde al ángulo de máxima pendiente formado entre el plano horizontal y el plano estructural; la dirección del echado verdadero siempre es perpendicular al rumbo. El valor de echado en el mismo plano estructural es constante y varía entre 0° y 90° . El **echado aparente** (α) es un ángulo cualquiera que no sea el de máxima pendiente; se forma entre el plano estructural analizado y un plano horizontal en una dirección diferente a 90° con relación al rumbo del plano. Un plano estructural inclinado tiene "n" echados aparentes en diferentes "n" direcciones (Fig. 2.15).

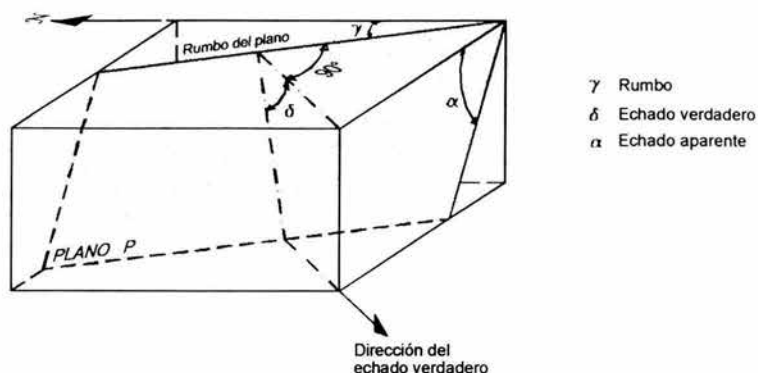


Fig. 2.15 Diagrama que muestra el rumbo y los diferentes echados en un plano estructural como una falla (Tomada de Ejercicios de Geología Estructural).

Las fallas se describen y clasifican generalmente por el echado de la falla, la dirección y el sentido del movimiento. El objetivo principal es definir la altitud de desplazamiento, el sentido de movimiento y la magnitud del desplazamiento neto.

Las fallas normales (o gravitacionales), las fallas inversas y las fallas laterales en la roca almacenadora han sido total o parcialmente responsables de la formación de las trampas de muchos yacimientos de aceite o gas; en realidad la mayor parte de los yacimientos que se encuentran en trampas estructurales han sido modificados por fallas.

La *zona de falla* puede considerarse contenida por numerosas y pequeñas fallas entrelazadas o una zona confusa de brecha o microbrecha (milonita).

2.2.1.3 Conceptos Asociados a Fallas

Horst. Estructura positiva semejante a un pilar (sobre el bloque del piso), delimitada por dos fallas normales.

Graben. Estructura negativa semejante a una fosa (sobre el bloque del techo), delimitada por dos fallas normales.

Cabalgadura. Falla inversa en la cual el desplazamiento neto es de uno a diez Km.

Sobrecorrimiento. Falla inversa en la cual el desplazamiento es de diez a cuarenta Km.

Napa. Falla inversa en la cual el desplazamiento fue mayor a cuarenta Km.

Décollement. Falla inversa en la cual el desplazamiento se debe a un proceso gravitatorio. También se conoce como décollement a las superficies de despegue.

Klippe. Afloramiento aislado del bloque de techo en una falla inversa de ángulo bajo, constituido de rocas alóctonas, rodeado por afloramientos continuos del bloque de piso.

Ventana tectónica. Afloramiento aislado del bloque de piso (autóctono) en una falla inversa de ángulo bajo, rodeado por afloramientos continuos del bloque de techo.

Zona de falla. Es una zona de rompimiento y trituración donde no se observa una superficie en particular; puede corresponder con una región tabular que contenga varias fallas sensiblemente paralelas. (Esquema de fallas y pliegues pag. 123)

2.2.1.4 Rasgos Especiales Importantes de las Fallas.

Las rocas involucradas en un fallamiento en gran escala que implica desplazamiento de dos bloques que presentan fuerte resistencia por fricción, por lo que las superficies que participan del movimiento se pulen, estrián y deforman.

Las superficies bien pulidas que se aprecian en rocas duras sujetas al rozamiento intenso debido al movimiento a lo largo de una falla se llaman relices de falla. Las estriás y canales paralelos que se advierten en dichas superficies indican la dirección del movimiento relativo; se forman por el *arrastre* junto con otros indicadores cinemáticos (Fig. 2.16).

El fallamiento ha sido un factor secundario en la formación de las trampas para muchos yacimientos, ya que en algunos casos modifica la trampa y provoca variaciones locales en las características de producción.

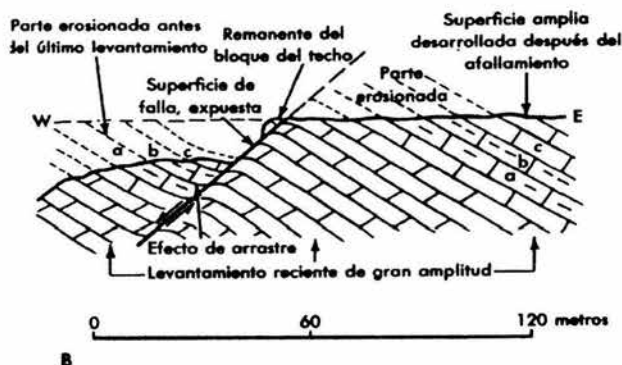


Fig. 2.16. Magnitud del desplazamiento de la falla (Tomada de Geología Física 1978)

Es frecuente que las manifestaciones superficiales de aceite y de gas estén asociados con afloramientos donde hay fallas. Se considera a las fallas, canales que permiten la migración entre los yacimientos y la superficie. La presencia de manifestaciones superficiales de hidrocarburos sugiere que la superficie potenciométrica del acuífero está por encima del nivel del terreno. La ausencia de este tipo de manifestaciones en cambio, puede indicar que la superficie potenciométrica está por debajo del nivel del terreno.

Muchas fallas forman mediante un plano o superficie el límite de un yacimiento de aceite o gas, y esto puede deberse al hecho de que la falla tiene material sello que evita que se siga migrando; también es frecuente que los potenciales de fluidos sean más elevados dentro de los canales de la falla y echado arriba a través de la falla, lo cual es una barrera para el movimiento echado arriba del aceite.

La conjunción de la falla y las condiciones hidrodinámicas pueden formar trampas, que contienen y retienen importantes yacimientos de hidrocarburos.

2.2.2 Tipos de Fallas.

Las fallas pueden ser normales, inversas, transcurrentes, rotacionales y de crecimiento. Sus principales características se describen a continuación:

2.2.2.1 Fallamiento Normal.

Una falla normal es una falla inclinada en la que el bloque de piso sufre un movimiento aparente hacia abajo y es producida por esfuerzos que tienden a separar dos o más bloques de roca. Cuando dos fallas de este tipo se produce en sentido contrario limitando a un bloque de rocas, entonces se produce un pilar tectónico o Horst. Cuando las fallas normales se presentan en el mismo sentido y limitan un bloque hundido, entonces forman una fosa tectónica o graben.

El fallamiento normal o gravitacional (falla de crecimiento), combinado con un echado homoclinal regional, puede formar trampas. Puede tratarse de una única falla curva como en la Fig. 2.17 A, de la intersección de dos fallas (Fig. 2.17 B) o de la combinación de varias fallas (Fig. 2.17C).

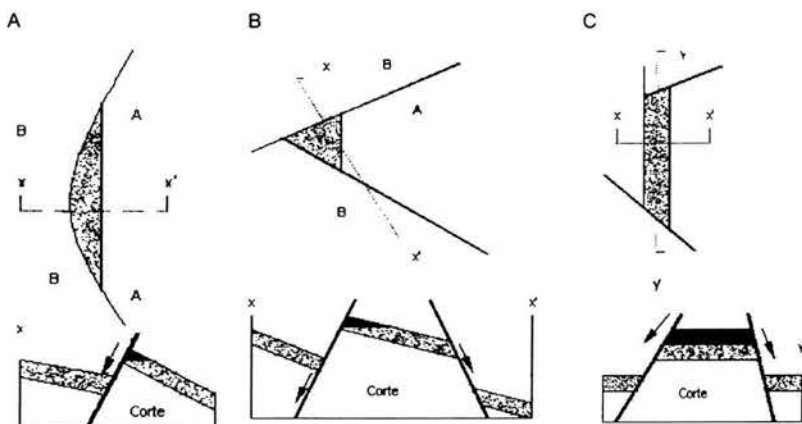


Fig. 2.17 Muestra de diferentes yacimientos formados por fallas con leve plegamiento. (Modificada de Levorsen 1967)

El fallamiento normal, combinado con leves plegamientos, forma muchos yacimientos, como se muestra en la Fig. 2.18 A. A medida que el plegamiento se hace más agudo, la trampa se hace más definida (Fig. 2.18 B); las trampas de este tipo son muy frecuentes en anticlinales alargados y en domos.

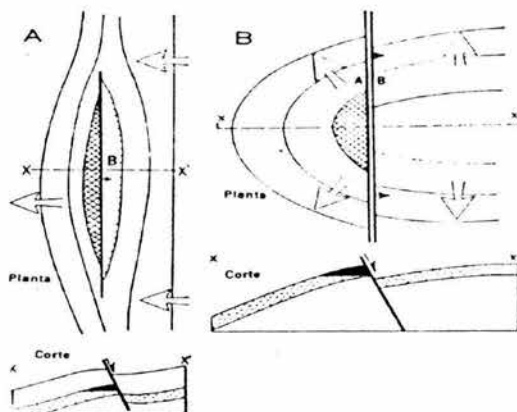


Fig. 2.18 Muestra la combinación de pliegues con fallas de tipo normal (Tomada de Levorsen 1967)

A menudo, un sistema de fallas divide a un campo petrolero en yacimientos separados; cuando sucede esto, los planos de falla pueden transformarse en los límites de un yacimiento y sellarlo al tener materiales impermeables.

En algunos casos puede darse el fallamiento secundario, como resultado de fracturamiento incipiente y por el efecto de los esfuerzos relacionados con el plegamiento; como la erosión y la pérdida de la sobrecarga hacen que estas rocas tensionadas se acerquen a la superficie, el fallamiento secundario puede aliviar la presión provocada por el plegamiento.

Es común encontrar que muchas trampas plegadas están acompañadas de fallas, que pueden o no llegar hasta la roca almacén, y de fallas que llegan al yacimiento y simplemente modifican el contorno del mismo sin afectar al contacto aceite-agua, que sigue siendo una superficie laminar a través del yacimiento.

Los yacimientos entrampados por fallamiento normal están por lo general en el bloque superior de la falla (bloque de techo).

Sería de esperar al ver un corte transversal que el bloque inferior de la falla (bloque de piso) formase una trampa; pero es muy raro que suceda, aparentemente debido al escape, hacia arriba del aceite y del gas por los extremos de la falla, aprovechando la inclinación de la misma.

Los yacimientos en los que el aceite está entrampado en el bloque de piso de la falla son escasos y por lo general se los puede explicar por una combinación de fallamiento secundario, variaciones de permeabilidad, fuerzas hidrodinámicas e inclinación de las capas a lo largo del bloque de piso de la falla.

Sin embargo, de forma particular, muchos de los yacimientos petroleros que se ubican a lo largo de la costa del Golfo de México, al sureste de Texas y Luisiana, están ubicados en el bloque de piso de fallas normales. Estos yacimientos se hallan inmediatamente al sur de una serie de fallas normales de inclinación sur paralelas al Golfo y que se inclinan como las rocas de la región hacia el Golfo; al observar estos yacimientos en detalle, se encuentra que casi todos están entrampados por anticlinales cerrados y dislocados, que se dan a lo largo y en forma paralela al bloque de piso de estas fallas (Fig. 2.19)

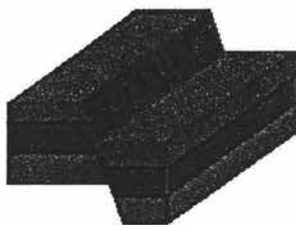


Fig. 2.19 Muestra una falla normal.

En general el cierre hacia el norte de las trampas de la parte norte del Golfo de México, son generalmente por fallas con inclinación al norte, lo cual es en sí muy poco frecuente, y rara vez tiene relación la falla con los límites reales del yacimiento; las trampas están formadas por una combinación de anticlinales y fallas. Sin embargo, el fallamiento debe vincularse genéricamente con el plegamiento, por lo que se han elaborado varias teorías para explicar esta relación inusual. Algunas de las explicaciones sugeridas son las siguientes.

1. Hundimiento del basamento a lo largo de charnelas paralelas a la costa, lo que provocó una abrupta inclinación más pronunciada, a lo largo de la cual las formaciones competentes superiores fueron separadas por tracción.
2. Deslizamiento de las formaciones hacia la costa a lo largo de los planos de estratificación, lo cual provocó rupturas hacia las que se inclinan los estratos del flanco inferior.
3. Intrusiones de sal muy profundas paralelas a la costa que deformaron plásticamente a las formaciones superiores, provocando fallas normales. La mecánica de la intrusión y de la formación de fallas es similar a la que se cree que provoca el fallamiento de fosa tectónica sobre los núcleos de sal. Estas fracturas y fallas pueden corresponder con el borde de deslizamiento de las secuencias sedimentarias hacia el Golfo de México.

2.2.2.2 Fallamiento Inverso.

Una falla inversa es una falla inclinada que muestra un aparente movimiento ascendente del bloque del techo, y es producida por esfuerzos compresivos; preferentemente en rocas competentes. Las grandes fallas inversas con echados o buzamientos considerablemente menores de 45° son conocidas como cabalgaduras. Las trampas asociadas con fallamiento inverso (cuando el bloque superior se ha movido hacia arriba con relación al bloque de piso), se asocian frecuentemente con trampas petroleras.

Lo más frecuente son los que están formadas por plegamiento, asociado con él, una o más fallas. En la Fig. 2.20 se muestra un diagrama de falla inversa.

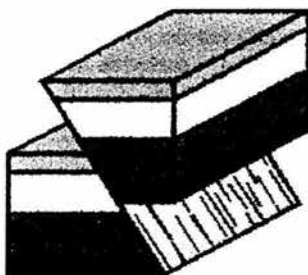


Fig. 2.20 Muestra una falla inversa

Una falla de empuje o cabalgadura, sobrecorrimiento o napa es una falla inversa de ángulo bajo en relación con el horizonte; se considera dentro de una clase especial por ser muy importantes en las zonas montañosas, donde el movimiento del bloque de techo sobre el piso a través de una distancia horizontal es de 1 kilómetro o más (Fig. 2.21).

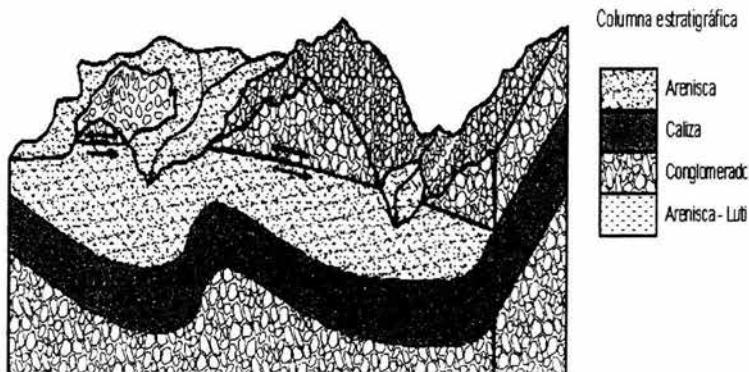


Fig. 2.21 Muestra una cabalgadura o secuencia plagada (Modificada de Ejercicios de Geología Estructural 2002).

Algunas cabalgaduras, sobrecorrimientos o napas de gran desplazamiento, tienen encima capas casi paralelas a las que yacen debajo, dando una apariencia de una secuencia ininterrumpida; pero generalmente, el movimiento que se realiza bajo gran resistencia por fricción que pliega y rompe a las capas de arriba y debajo de la superficie de la cabalgadura.

En la mayoría de los casos la masa que está sobre la superficie de la cabalgadura, con cientos o miles de metros de espesor, está formada por rocas mucho más antiguas que las que se encuentran directamente debajo de dicha superficie.

La relación *entre cabalgadura y pliegues* parecen reflejar grandes esfuerzos que comprimieron las rocas horizontalmente, muchas cabalgaduras en rocas sedimentarias se desarrollaron a partir de anticlinales que se recostaron y rompieron debido al esfuerzo a que quedaron sujetos.

Los pliegues sobre los cuales pasaron las masas de cabalgaduras están intensamente volcados y son aún recumbentes, acortados aparentemente por el peso que se movió sobre ellos. Cuando quedan sujetos a una compresión continua en las zonas montañosas, muchas de las mismas cabalgaduras llegan a plegarse enérgicamente.

2.2.2.3 Fallas Laterales y Oblicuas.

Si el movimiento de los bloques se da en dirección del rumbo del plano de falla, corresponde a una falla de transcurrencia o falla lateral, pudiendo ser lateral izquierda o lateral derecha. La falla es derecha cuando el observador identifica que el bloque de enfrente se desplaza en forma dextral, y es izquierda cuando dicho bloque se desplaza de manera sinistral.

Una falla de desplazamiento oblicuo es aquella en la cual el movimiento tiene una componente vertical y una componente horizontal (Fig. 2.22),

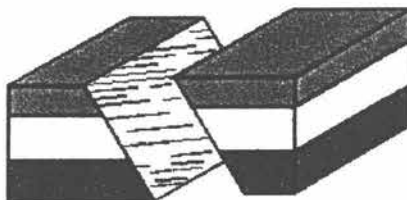


Fig. 2.22 Desplazamiento oblicuo de una falla.

Cuando el desplazamiento es efectuado principalmente a lo largo del rumbo del plano de falla se produce una falla de desplazamiento lateral (Fig. 2.23).

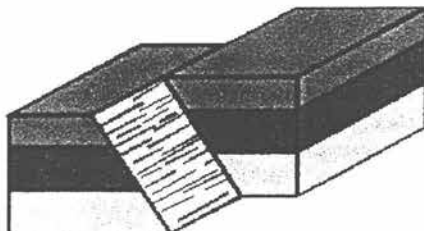


Fig. 2.23 Desplazamiento a lo largo del rumbo de la falla (falla lateral izquierda).

Las capas horizontales de roca no permiten calcular la medida del movimiento, pero el desplazamiento de un dique casi vertical podría registrar tanto la dirección como la cantidad del desplazamiento.

Si un observador se coloca en uno de los bloques, ve evidencias de que el bloque del lado opuesto se ha movido a la derecha, se trata de una *falla lateral derecha*; si el bloque se ha movido a su izquierda, es una *falla lateral izquierda*. Las capas y otros rasgos de las rocas generalmente están más o menos inclinados y así quedarán probablemente después de ser desplazados, ya sea por un movimiento vertical u horizontal.

Un desplazamiento con una componente vertical forma un acantilado o una escarpe (Fig. 2.24 B), donde muchos frentes de montaña de cientos o miles de metros de altura se reconocen como escarpes de falla; pero es muy improbable que se hayan formado por un solo movimiento; las fallas activas indican que el esfuerzo que causa el movimiento se libera temporalmente produciendo desplazamientos de centímetros o excepcionalmente metros y después se acumula lentamente durante decenas o cientos de años antes de que el movimiento se repita, en consecuencia puede representar una serie incontable de desplazamientos, cada uno acompañado por terremoto; esto ocurre en un intervalo muy largo de tiempo desde el punto de vista humano pero en un corto tiempo dentro de la escala del tiempo geológico.

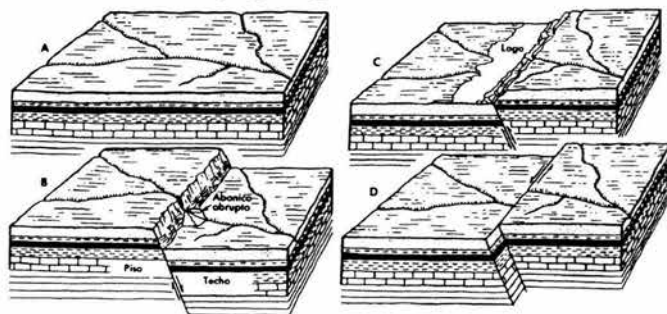


Fig. 2.24. Principales tipos de fallas A. Bloque completo. B. Falla normal. C. Falla inversa. D. Falla de rumbo o lateral (Tomada de Longwell y Flint Geología Física 1988).

El curso de la falla de San Andrés, en California, sigue una faja topográficamente baja por cientos de kilómetros; esta falla no es una simple fractura sino un grupo de fracturas casi paralelas que separan bloques largos; corresponde con una zona de falla que tiene una anchura hasta de 1.5 kilómetros; el movimiento irregular de bloques adyacentes ha formado prominencias separadas por depresiones, algunas de las cuales están ocupadas por lagunas y lagos pequeños.

2.2.2.4 Falla Rotacional o de Tijera. Si el movimiento entre los bloques es rotacional, se dice que es una falla rotacional, cilíndrica o de tijera (Fig. 2.25).

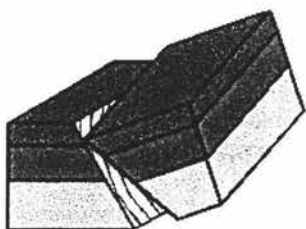


Fig. 2.25 Falla rotacional o de tijera.

Una *falla de charnela* es aquella en la cual el desplazamiento se acuña de manera perceptible a lo largo del rumbo y finaliza en un punto definido, algunas de estas fallas se convierten gradualmente en pliegues monoclinales (Fig. 2.26).

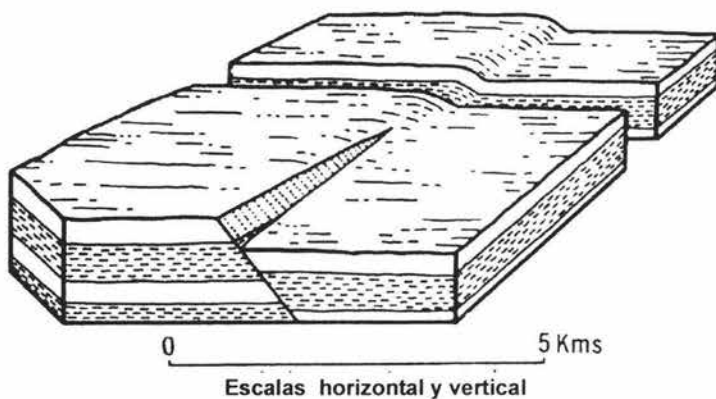


Fig. 2.26. Falla de charnela (Tomada de Geología Física 1987)

2.2.2.5 Falla de Crecimiento. Tienen una componente de desplazamiento similar a una falla normal, a través de cuya superficie de falla existe un incremento del espesor de unidades litoestratigráficas. En este caso la gravedad, el agua, la composición, la cantidad (volumen) y tipo de sedimento influyen para que se formen. Estas fallas son comunes en la Cuenca de Burgos y en la Cuenca de Veracruz.

2.3 DOMOS SALINOS

2.3.1 Origen.

Desde que se descubrieron los domos salinos, se han formulado una serie de explicaciones sobre su origen; algunas se han descartado y otras siguen vigentes.

Una de las primeras teorías ya descartada, es la "teoría volcánica", postulaba una intrusión ígnea a gran profundidad. El cuerpo intrusivo de emplazamiento profundo habría emitido gases volcánicos, que a su vez habrían hecho que la sal se precipitara de las soluciones; esta sal habría luego empujado hacia arriba los estratos superiores y formando el domo. Como no hay evidencia de actividad volcánica, esta teoría ha quedado abandonada.

Otra teoría fue la que explicara que la intrusión de la sal era el resultado de la precipitación de la sal disuelta en las aguas circulantes; al filtrarse siguiendo la inclinación, se calentaban por un aumento de la temperatura que corresponde al aumento en la profundidad y concentraba grandes cantidades de sal en solución.

Siempre que esas soluciones saturadas de sal cruzaban por líneas de debilidad, como fallas que se interceptaban, causaban el levantamiento. Al elevarse, se habrían enfriado a un ritmo promedio de aproximadamente 1°C por cada 30 metros de elevación, y por lo tanto habrían precipitado parte de la sal disuelta. La sal se habría cristalizado al precipitarse y los cristales en crecimiento son los responsables de formar el domo; se calculó que esa fuerza era capaz además de levantar un sobrepeso de más de 900 metros de cubierta de roca. Esta teoría quedó refutada por la abundante evidencia de la estructura de flujo dentro de los núcleos salinos, que indica que la sal se movió.

Actualmente por los geocientíficos creen que el crecimiento de los núcleos salinos se explica mejor por la teoría del flujo plástico. Los experimentos clásicos de Netteon que consistían en colocar una capa de aceite asfáltico pesado, con una densidad de alrededor de 1.0 sobre una capa de jarabe espeso, con una densidad de alrededor de 1.4, dentro de una jarra de vidrio, y cubrirla con una hoja de goma, es lo que se utilizaba para simular la sal, se da vuelta la jarra y se coloca sobre una superficie que tiene proyecciones irregulares que distorsionan la goma y empuja el movimiento ascendente del aceite más liviano a través del jarabe. Por medio de fotografía tomadas a intervalos regulares puede verse el movimiento del aceite a través del jarabe y las formas resultantes se parecen mucho a los núcleos salinos.

La teoría del flujo plástico se basa en la idea de que tanto los sedimentos como la sal se comportan como líquidos muy viscosos o como sustancias plásticas capaces de fluir. La sal, bajo condiciones estándar, tiene una densidad de 2.2 que no aumenta materialmente cuando aumenta las presiones por sobrepeso en enterramientos profundos.

En la Fig. 2.27 se puede observar la diferencia en densidad específica de la sal y los sedimentos a medida que aumenta la altura; esta diferencia es también la base para hacer prospecciones de núcleos salinos mediante el uso de relevamientos de densidad.

Algunas combinaciones de condiciones críticas, que afectasen a la sal durante largo tiempo, tendrían a hacerla más plástica y eventualmente harían que superase su estado crítico y que fluya hacia zonas de presión menor.

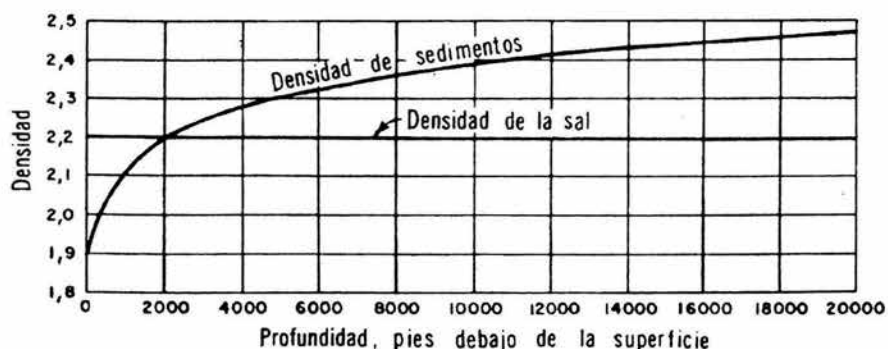


Fig. 2.27 Se observa la diferencia en densidad específica de la sal y los sedimentos a medida que aumenta la altura (Tomada de Levorsen 1967)

2.3.2 Mecánica de la Formación de los Domos Salinos.

Es necesario distinguir entre domos y anticlinales salinos, ya que el origen de los últimos se asocia más directamente a la acción de esfuerzos tangenciales, semejantes a los que originan las demás estructuras anticlinales; estos anticlinales se forman cuando el espesor de la sal es reducida.

La mayor parte de los emplazamientos que ocurren en rocas evaporíticas son de tipo dómico diapírico, en cuyo núcleo predomina la sal.

La gran mayoría de las trampas de importancia comercial de este tipo están en sedimentos asociados con las intrusiones de sal de roca, de modo que los yacimientos de este grupo se denominan por lo general yacimientos de núcleos de sal o yacimientos de domos de sal.

Las estructuras salinas se han estudiado desde el siglo pasado en Estados Unidos, Alemania, Persia, etc. Se han formulado varias teorías acerca de su formación, teorías que se han documentado mejor a medida que ha progresado el conocimiento sobre los ambientes sedimentarios, esfuerzo-deformación y las secuencias sedimentarias.

La primera teoría fue propuesta por Donald C. Barton (1933-1936), quien explica de manera satisfactoria la mecánica de la formación de los domos salinos del subsuelo de la costa del Golfo de México.

Esta teoría sostiene que la sal se depositó originalmente en estratos horizontales; pero después, ya sea por ligeros esfuerzos tangenciales o por erosión, se forman pequeñas elevaciones que serán el punto de partida del domo.

Considera que la cuenca de depositación comienza a hundirse más rápidamente que cuando se precipita la sal y de la misma manera recibe sedimentos siliciclásticos que van cubriéndola; la acumulación de dichos sedimentos es un poco más notoria en los flancos, pues la sal tiende a sostenerse en alto como si flotase; posteriormente y de manera sucesiva, la sal se mueve alimentando al domo por abajo con movimiento preferentemente horizontal, en tanto que los sedimentos van aumentando la diferencia de la carga sobre el domo y sus alrededores por hundimiento del basamento.

La alimentación del domo termina cuando el espesor del lecho se aproxima a cero en los flancos del domo, cuando alcanza el equilibrio isostático entre la columna de la sal y la de sedimentos o bien cuando cesa el hundimiento de la cuenca.

Para que se inicie el movimiento, dado que la sal tiene una densidad de 2.2 g/cm^3 y la de los sedimentos siliciclásticos sin litificar varían de 1.7 a 2.7 g/cm^3 en la superficie y de 2.4 a 2.8 g/cm^3 en la profundidad (subsuelo, ya litificados), es necesario un volumen inicial considerable de rocas evaporíticas (sal, yeso y anhidrita). Lo más ventajoso de esta teoría sobre otras, es que exige esfuerzos mucho menores para vencer la fricción entre la sal y los sedimentos siliciclásticos.

La segunda teoría fue propuesta por L.L. Nettleton en (1934-1936), teoría que está soportada por experimentos de laboratorio. Dicha teoría sostiene que la fuerza creadora del domo se deriva de la diferencia de densidad entre la sal y los sedimentos, la cual impulsa a la primera capa a plegarse e intrusionar los sedimentos que la cubren, elevándose sobre el lecho madre después que éste alcanza una profundidad suficiente para que dicha fuerza pueda vencer la resistencia que le opone la cubierta sedimentaria.

Es necesario también que la superficie original del lecho madre presente algunas elevaciones o irregularidades. La forma final del domo dependerá de la configuración inicial de la sal, de su espesor, de la resistencia de las rocas subyacentes y de la viscosidad de la sal.

No todas las trampas formadas por intrusiones salinas son productivas, ya que se han formado gran cantidad de trampas de este tipo que no tienen importancia económica petrolera, ya sea porque no hay asociaciones con rocas generadoras o porque no tienen buenos sellos.

Cuando se inició el estudio de los domos salinos a principios del siglo pasado, se pensó que eran de origen volcánico; se creía que se debían únicamente a depositaciones de sales en solución y ahora, las explicaciones más acertadas consideran que se debe al movimiento de sal o bien, debido a actividad tectónica. Actualmente las estructuras de tipo dómico-diapírico se explican satisfactoriamente por escurrimiento de la sal bajo la acción de esfuerzos verticales, con base en una o combinando las teorías explicadas anteriormente (la de crecimiento descendente y la de crecimiento ascendente intrusivo).

Ambas teorías parten de la existencia de un depósito salino de volumen considerable en el que la sal, bajo la influencia de presiones originadas por diferencias de densidad entre ellas y los sedimentos subyacentes, así como de la temperatura, la presencia de fluidos

y el transcurso del tiempo, se comporta plásticamente y escurre para el restablecimiento de las condiciones de equilibrio.

Las estructuras producidas de acuerdo con ambas teorías son semejantes y no se excluyen mutuamente, sino que es probable que en ciertas condiciones predomine la primera y en otras la segunda; tomando en consideración la relación fricción fuerza, es probable que la primera teoría se aplique a la formación de los domos salinos pequeños, ya que los explica de forma satisfactoria.

Los esfuerzos asociados a la tectónica regional, también contribuyen en la formación de los domos salinos.

2.3.3 Los Núcleos de Sal de la Costa del Golfo de México.

Los enormes núcleos de sal que se desarrollaron a lo largo de la Costa del Golfo de México, se han elevado a través de los sedimentos superiores, a lo largo de miles de metros. En realidad, todavía se están moviendo, ya que la tierra es dinámica.

Se han formado muchas trampas en los sedimentos a lo largo de estos núcleos de sal y también en los sedimentos superiores fallados y plegados; se tienen muchas trampas que contienen o contenían importantes volúmenes de gas y/o aceite.

Las cimas de los domos de sal cercanos a la Costa del Golfo de México yacen a diversas profundidades Fig. 2.28 y Fig. 2.29 y aparecen las diferentes formas típicas de domos de sal de la Costa del Golfo de México.

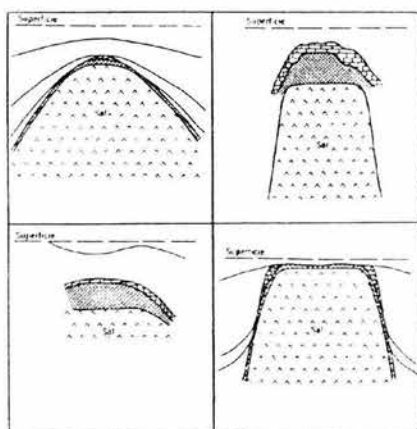


Fig. 2.28 Muestra 4 formas típicas de Domos Salinos (Tomada de Levorsen 1967).

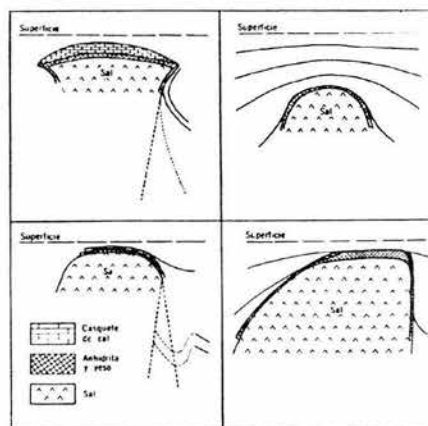


Fig. 2.29 Muestra 4 formas típicas de Domos Salinos (Tomada de Levorsen 1967).

Algunos núcleos de los domos de sal de dichas estructuras se han perforado por completo, partiendo de los sedimentos superiores; en algunos casos la sal aflora, está en la superficie y ha sido lavada; otros son muy profundos y los sedimentos que los

recubren sólo se arquearon y fallaron. Por lo tanto, los domos pueden clasificarse de acuerdo con la profundidad a que se encuentra su cima, en:

1. Entre la superficie y los primeros 600 metros de profundidad: domos de penetración.
2. Entre los 600 y los 1800 metros de profundidad : domos intermedios.
3. A más de 1800 metros de profundidad: domos profundos.

También es posible clasificar a los domos de sal de acuerdo con la edad en que se formaron, esta clasificación los considera como:

1. Jóvenes: caracterizados por anticlinales y domos bajos, en los cuales hay núcleos de sal. En este caso la deformación es pequeña.
2. Maduros: los núcleos de sal se transforman en cuerpos de paredes verticales sobre los cuales se tiene con casquete rocoso (cap rock).
3. Viejos: Se han formado asociados a un espeso casquete rocoso, que por lo general presenta una saliente, y hay un volumen importante de brecha de disolución a lo largo de las paredes. Los sedimentos adyacentes están muy fracturados y fallados y un borde bien definido de sinclinal rodea al domo

Las evidencias superficiales que indica la existencia de domos de sal, tanto de penetración como intermedios en la planicie costera próxima al Golfo de México, son:

1. Montículos topográficos (como lomeríos)
2. Depresiones superficiales (lagos o pantanos)
3. Montículos con una depresión central
4. Manantiales de agua sulfurosa o ácida
5. Manifestaciones de hidrocarburos o arenas bituminosas
6. Presencia de aceite, gas o de sal en los pozos de agua.

La mayoría de los núcleos de los domos de sal de la Costa del Golfo de México están formados por halita (NaCl) y cantidades variables de material insoluble que varía entre 5 y un 10 por ciento sobre el peso; en menores cantidades se encuentran también dolomita, calcita, pirita, cuarzo, limonita y azufre, además pueden presentarse otros minerales solubles en forma esporádica.

La disposición en capas de la masa salina permite estudiar a la estructura completa, incluyendo a las paredes y el cap rock. Los estratos se yerguen verticales alrededor de los bordes de la masa de sal, pero en el interior del domo se distribuyen en un notable arreglo de pliegues, grandes y pequeños, tanto abiertos como isoclinales.

Las formaciones superiores a los núcleos de sal, con excepción de los núcleos de penetración, están cortadas por numerosas fallas normales, que a menudo se irradian desde el centro del domo y que provocan desplazamientos verticales de hasta 300 metros dependiendo de las dimensiones del domo.

La mayor parte de las fallas tienen una inclinación que varía entre 45° y 65° y separan los yacimientos dividiéndolos en muchos bloques es característico que de las formaciones que cubren a los domos de sal se tengan una o más fosas tectónicas (grabens), que se caracterizan por bloques hundidos en la parte central (Fig. 2.30).

En la Fig. 2.30 se pueden reconocer distintos tipos de domos donde se muestran secuencias de crecimiento y desarrollo a partir de las formas tensionales creadas por la intrusión de un núcleo de sal.

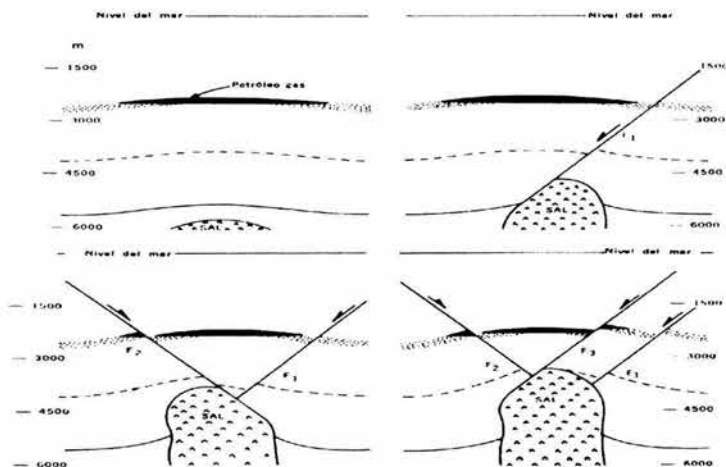


Fig. 2.30 Muestra secuencia de crecimiento y desarrollo a partir de formas tensionales creadas por los domos salinos (Tomada de Levorsen 1967).

En muchos domos de sal de la Costa del Golfo de México, los sedimentos que los rodean y cubren se adelgazan hacia el núcleo. Esto puede deberse a una disminución en la cantidad de material depositado a medida que el domo se acerca a la superficie, a la erosión en el curso del crecimiento del domo, o al escurrimiento de las formaciones más blandas por acción de la intrusión de la masa salina.

Se ha encontrado en algunos casos, que el casquete rocoso de la parte superior de los núcleos salinos, y a veces incluso la sal, *sobresale* sobre las paredes de la masa de sal principal.

La importancia de estas salientes es que muchos yacimientos se encuentran en trampas formadas por areniscas apoyadas contra los núcleos salinos o por debajo de esta saliente en los francos del domo, y sólo puede llegarse a ellos en la perforación después de atravesar o rodear la saliente.

Se han explicado brevemente varios mecanismos que favorecen se formen las salientes de los casquetes de sal; los más importantes son los siguientes:

1. Podría deberse a una inclinación del eje del domo de sal en el curso de su crecimiento.

2. Podrían formarse por el peso estático del casquete rocoso desde la cima del núcleo, los estratos se desplazan sobre el costado a medida que se eleva el núcleo salino.
3. Podrían formarse por cizallamiento de losas del casquete rocoso desde la cima del núcleo, con estratos que se desplazan sobre el costado a medida que se eleva el núcleo salino.
4. Se pueden formar por la disolución de la sal por acción de las aguas circulantes, que tendría a producir una saliente en cualquier lugar en que la parte superior de la sal estuviese protegida por un casquete rocoso y la sal de abajo estuviese expuesta a las aguas circulantes

2.3.4 Trampas Petroleras Asociadas con Domos de Sal.

En los casos en que los núcleos salinos se elevaron a través de lutitas y arenas incompetentes y blandas del Cenozoico, como sucedió en la Costa del Golfo de México, afectaron la estratigrafía y la estructura de los sedimentos adyacentes de diversas formas y permitieron que éstos atrapasen al aceite en yacimientos, en la parte superior del domo o en los flancos.

La combinación de fallamiento, intrusión y truncamiento de las arenas origina que la zona de los alrededores de los flancos de la mayor parte de los domos de sal de la Costa del Golfo de México, presenten una gran complejidad estructural.

Un campo de domo de sal puede contener de forma contigua cinco, diez o más yacimientos distintos. La complejidad de la geología de los alrededores de los domos de sal es conocida como resultado de los datos detallados provistos por los perfiles eléctricos, perfiles sísmicos, junto con un cuidadoso muestreo, análisis paleontológicos y minerales detallados.

Un problema difícil que se presenta al explotar yacimientos de hidrocarburos en muchos domos de sal de la Costa del Golfo de México, es el de las *lutitas no compactas (desmoronables)* -lutitas que están bajo tal presión que se incrustan en las paredes del pozo o caen al mismo hasta perderlo-.

Se ha eliminado en parte el problema utilizando lodos o inyecciones modernas y perforando bajo presiones muy altas.

Se considera que el problema se debe en parte a las características primarias de las formaciones perforadas, a la adsorción de agua y a los fenómenos de intercambio de base en los minerales de arcilla; ya que el problema se confina a varias zonas estratigráficas separadas que se extienden paralelas a la línea de costa y a lo largo de los antiguos límites de playa.

Se debe parcialmente a las presiones excesivamente altas que se desarrollan donde los bloques de falla que contienen a estas formaciones están comprimidos y encerrados alrededor de la masa salina intruyente. La menor presión que hay dentro del pozo de perforación permite que la lutita de los alrededores, con su contenido de gas de alta presión, se inyecte en el agujero.

2.4 EJEMPLOS DE TRAMPAS PETROLERAS ESTRUCTURALES DE MÉXICO.

2.4.1 Cuencas Geológicas de México.

Uno de los fundamentos de la industria petrolera nacional es la actividad exploratoria; su objetivo es comprender todos los factores que gobiernan la ocurrencia de hidrocarburos, modelarlos y utilizar ese conocimiento para descubrir nuevos yacimientos, e incluirlos en el intervalo de campos descubiertos, junto con sus reservas en las categorías de probadas, probables y posibles.

En el país se han identificado diferentes Cuencas petroleras, las cuales pueden clasificarse por la edad de depósito, por el tipo predominante de roca que en ella se encuentra, por los procesos tectónicos que actuaron y por el tipo de trampa. Las Cuencas productivas actuales están ligadas a la historia del Golfo de México, aunque existen otras que están relacionadas con las Cuencas del Pacífico y Golfo de California.

Las Cuencas (*receptáculo donde se deposita una columna sedimentaria, y que comparte en varios niveles estratigráficos una historia tectónica común*) en las que se centran los esfuerzos para encontrar y explotar acumulaciones de hidrocarburos son: Sabinas, Burgos, Tampico-Misantla (donde se incluye a Chicontepec y la Faja de Oro), Veracruz (donde se incluye a la Plataforma de Córdoba), Frente de la Sierra Madre Oriental y Cuenca del Sureste (que incluye las Cuencas terciarias de Salina del Istmo, Comalcalco y Macuspana, y la mesozoica de Chiapas-Tabasco en su porción terrestre y Sonda de Campeche-Litoral de Tabasco en la parte marina). La Fig. 2.31 indica de manera esquemática las Cuencas que han sido identificadas.

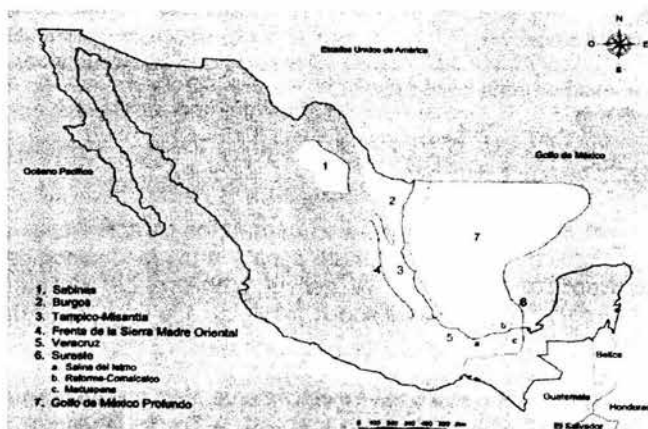


Fig. 2.31 Cuencas Geológico-Petroleras de México que se encuentran relacionadas a la mega Cuenca del Golfo de México (Tomada de las Reservas de Hidrocarburos de México 2001).

2.4.2 Golfo de Sabinas.

El término de Golfo de Sabinas fue introducido en 1956 y se describe como elemento paleogeográfico de principios del Jurásico Superior, limitado por las Penínsulas de Coahuila y Tamaulipas; se localiza en la porción noreste del país donde comprende parte de los Estados de Coahuila y Nuevo León y está limitada al noreste de la Península de Tamaulipas, al Sureste, por la Sierra Madre Oriental, al Suroeste por la Península de Coahuila (Fig. 2.32).



Fig. 2.32 Estructuras del Golfo de Sabinas (Tomada de Evaluación de formaciones de México 1984).

La Cuenca tiene una superficie aproximada de 40,000 Km²; corresponde con una Cuenca intracratónica; esta limitado por 2 grandes unidades positivas que corresponden a los elementos paleogeográficos de principios del Jurásico Tardío, denominados Península de Tamaulipas y Península o Isla de Coahuila, donde su apertura se considera íntimamente ligada con los movimientos de los grandes accidentes transcontinentales; esta Cuenca limita al Noroeste con la Cuenca de Chihuahua.

La estructura en general corresponde con un sistema de pliegues que en general presenta dos estilos de deformación; el primero consiste de anticlinales alargados, relativamente angostos, de flancos, con buzamientos suaves paralelos a los bordes de los antiguos elementos paleogeográficos del Jurásico Tardío.

El segundo tipo de plegamiento se caracteriza por anticlinales amplios, ligeramente cóncavos, a veces bifurcados, de rumbo predominante NW-SE. La deformación de estas estructuras está relacionada con el movimiento vertical de sal o anhidritas.

Los yacimientos de hidrocarburos se encuentran en trampas de tipo estructural, principalmente en anticlinales, en cierres contra falla y en menor proporción en trampas estratigráficas.

Los anticlinales de mayor interés exploratorio son aquellos que aún están cubiertos por la gruesa secuencia de evaporitas de la formación La Virgen, que al actuar como sello, ayudan a entrapar a los hidrocarburos generados en sedimentos subyacentes e impiden el barrido vertical por aguas meteóricas.

2.4.2.1 Ejemplo de Cuenca de Sabinas

Pozo Pirineo-1.

El año 2003 ha significado el regreso de Pemex Explotación y Producción a la actividad de perforación en esta parte del país, 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 esta 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.

Este pozo se localiza en la porción Norte de la Cuenca de Sabinas, a 166 kilómetros al Suroeste de Nuevo Laredo, Tamaulipas (Fig. 2.33).

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 y Lampazos.

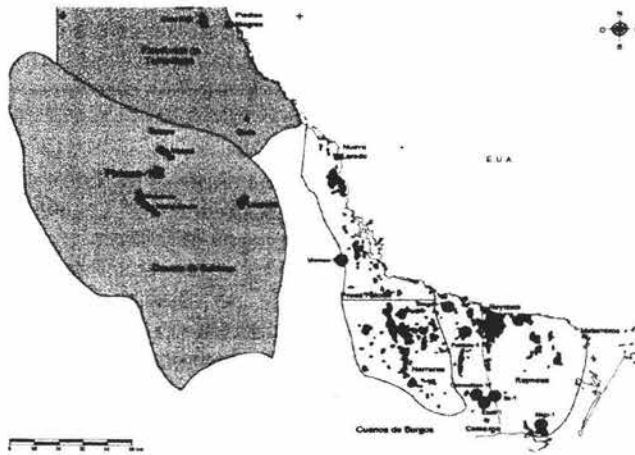


Fig. 2.33 Pozo Pirineo-1 que se localiza a 166 Km al Suroeste de Nuevo Laredo, Tamaulipas, geológicamente se ubica en la Cuenca Mesozoica de Sabinas (Tomada de Reservas de México 2004).

A fin de ubicar la estructura potencialmente productora, información gravimétrica y sísmica fueron adquiridas, resaltando en la identificación de la zona de mayor productividad a lo largo del eje de la estructura, donde se estima encontrar la mayor densidad de fracturamiento y por consiguiente, la zona de mayor aporte de flujo (Fig. 2.34).



Fig. 2.34 Muestra el Modelado de mapas de segunda derivada sobrepuesto al plano estructural. La zona de mayor fracturamiento se considera a lo largo del eje de la estructura (Tomada de Reservas de México 2004).

La sección sísmica de la Fig. 2.35, 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 buza hacia el Noroeste, y convergencia hacia el Suroeste.

El pozo perforado alcanzó 2,330 m verticales y la columna estratigráfica corresponde con rocas que van del Cretácico Inferior La Virgen al Cretácico Superior Agustín 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, y se relaciona genéricamente a un ambiente de plataforma carbonatada de circulación restringida, en sus facies inframarea supramarea. La litología en el intervalo productor está constituido básicamente por carbonatos con textura de wackestone 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.

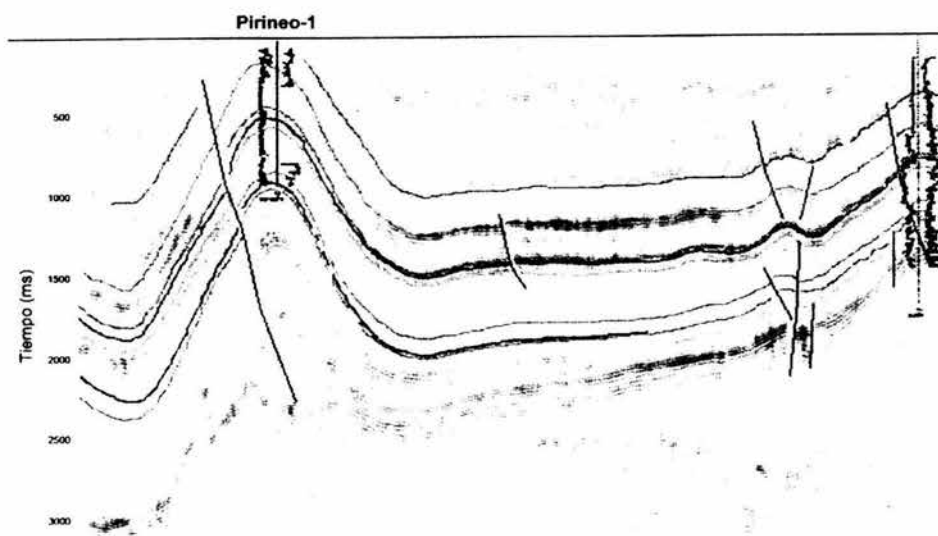


Fig. 2.35 Sección sísmica con orientación Noroeste-Suroeste mostrando la estructura del pozo Pirineo-1 y la falla inversa con inclinación hacia el noroeste, así como el intervalo productor (Tomada de Reservas de México 2004).

En el play (*grupo de prospectos de campo que comparten similitudes geológicas y donde el yacimiento y la trampa controlan la distribución del aceite y gas*) La Virgen se han interpretado yacimientos naturalmente fracturados, donde la porosidad primaria alcanza valores de 4 a 9 por ciento. Sin embargo, en la porción cretal o de máxima deformación del anticlinal, el fracturamiento induce porosidades mayores a 12 por ciento. La roca almacén la constituyen las dolomías y calizas fracturadas de la formación La Virgen, y el sello está compuesto por evaporitas.

El análisis petrofísico indica que el yacimiento tiene porosidad promedio de 4 por ciento, el monto de la producción inicial que alcanzó fue de 12.7 millones de pies cúbicos por día, lo que 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. El volumen original 3P (*suma de las reservas probadas más las reservas probables mas las reservas posibles*) de gas natural es de 176.5 miles de millones de pies cúbicos, en tanto las reservas originales 1P (*es la reserva probada*), 2P(*suma de las reservas probadas más las reservas probables*) y 3P estimadas son de 15.0, 47.4 y 150.0 miles de millones de pies cúbicos de gas, respectivamente.

2.4.3 Cuenca de Burgos.

La Cuenca Terciaria de Burgos ubicada en el noreste de México, cubre un área aproximada de 50, 000 Km²; geológicamente tiene continuidad al Norte con el embahamiento del Río Grande; en la región Sur de Texas EUA; al Sur esta limitada por la presencia de la Cuenca Tampico Misantla; al oriente se continúa hacia la plataforma Continental del Golfo de México y al Occidente la delimitan afloramientos que marcan el contacto Cretácico Terciario.

La Cuenca de Burgos es estructural y estratigráficamente una continuación del miogeocinclinal del Golfo de México, el cual alcanza su máximo desarrollo en los estados de Louisiana y Texas; localmente constituye el flanco Suroeste del embahamiento del Río Grande.

Los sedimentos del Mesozoico del Occidente fueron plegados y levantados para formar los grandes pliegues de la Sierra Madre Oriental. Sus límites geográficos son: por el Norte, el Río Bravo; por el Oriente el Golfo de México, por el Sur y Suroeste el Río Soto la Marina y el flanco Oriental de la Sierra de Cruillas.

Las formaciones tienen un echado regional hacia el Oriente, con deformaciones suaves formando terrazas estructurales y pequeños anticlinales con rumbo de NNO-SSE. La mayoría de las secuencias sedimentarias están cortadas por abundantes fallas de crecimiento y posdeposicionales.

Las fallas de crecimiento tienen un alineamiento con rumbo Norte-Sur y un desarrollo de muchos kilómetros de longitud, en donde el conjunto forma una serie de bloques subparalelos, con la caída del bloque bajo en dirección de la Cuenca.

Las principales trampas son del tipo estratigráfico-estructural, ya que existe una estrecha relación entre los depósitos de areniscas de ambientes profundos y fallamiento de tipo normal, provocadas por gravedad, formando una serie de bloques delimitados por fallas sintéticas y antitéticas.

La combinación de ambos factores originan yacimientos bastante complejos y difíciles de interpretar; es importante señalar que los sistemas de fallas fueron los conductos mediante los cuales se efectuó la migración de los hidrocarburos, probablemente a partir del Paleoceno Superior (Fig. 2.36).

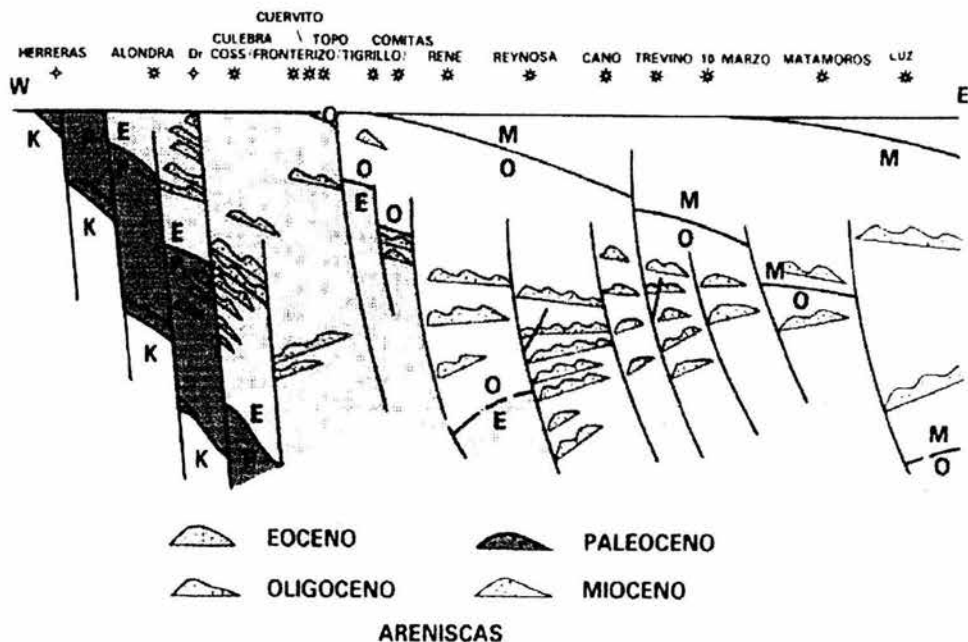


Fig. 2.36 Sección esquemática de la Cuenca de Burgos, mostrando fallas de crecimiento y su relación con la sedimentación (Tomada de Evaluación de Formaciones de México, 1984).

2.4.3.1 Ejemplos de la Cuenca de Burgos

Pozo Patriota-1

Geológicamente se ubica en la porción Oriente de la Cuenca de Burgos; su objetivo fue evaluar el potencial de hidrocarburos en los sistemas deltaicos progradantes, correspondientes al Play Vicksburg del Oligoceno (Fig. 2.37).

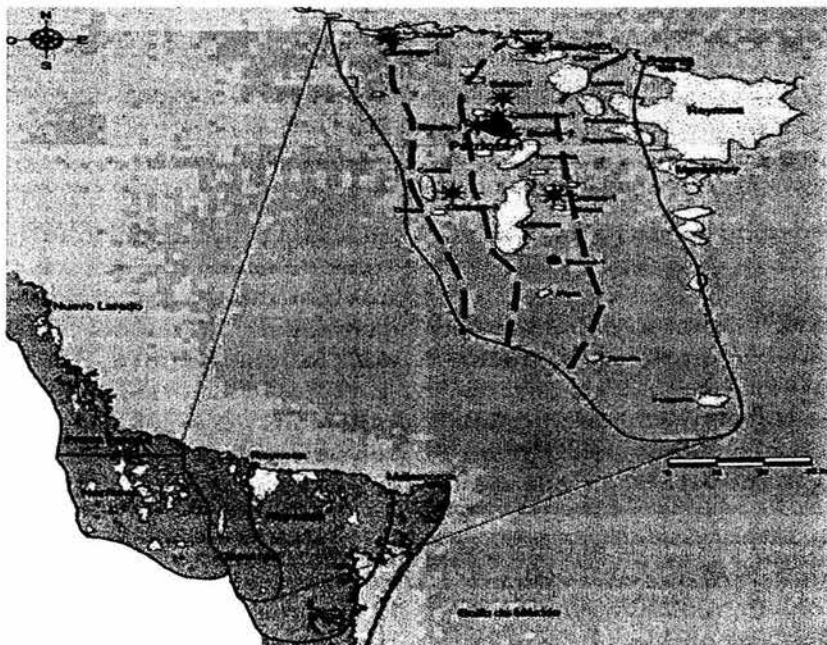


Fig. 2.37 Ubicación del pozo Patriota-1 al Suroeste de Reynosa, Tamaulipas (Tomada de Las reservas de hidrocarburos de México evaluación al 1 de enero de 2004).

El pozo alcanzó 3,530 m verticales, y la columna estratigráfica abarca del Eoceno Medio al Mioceno Catahoula. La litología en los yacimientos está constituida por areniscas de grano medio a fino, intercaladas en sedimentos arcillosos.

El yacimiento productor está constituido por areniscas de grano medio a fino, con una porosidad promedio de 16 por ciento y una saturación de agua de 46 por ciento. La prueba de producción realizada aportó un gasto inicial de 6.1 millones de pies cúbicos por día de gas.

El volumen original de la prueba de producción realizada y los valores petrofísicos calculados permiten estimar que el volumen original 3P de gas natural es de 145.6 miles de millones de pies cúbicos, en tanto las reservas originales 1P, 2P y 3P estimadas son de 2.0, 45.1 y 56.6 miles de millones de pies cúbicos de gas, respectivamente.

En la sección sísmica-estructural mostrada en la Fig. 2.38, se observan trampas estratigráficas y combinadas, las cuales muestran cierre contra falla en la dirección Oeste-Este y cambios laterales de facies en dirección Norte-Sur. Las fallas principalmente son de crecimiento con caída al Oriente y las fallas menores son normales y antitéticas.

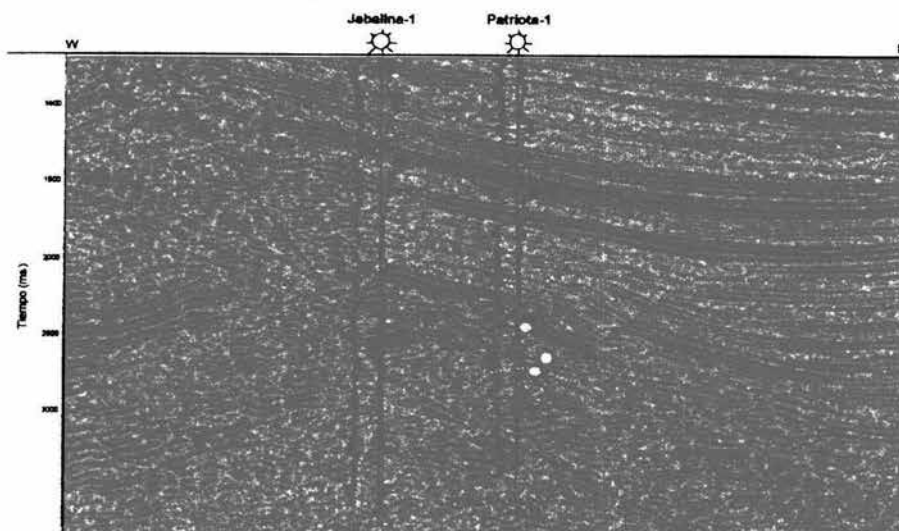


Fig. 2.38 Interpretación sísmica mostrando los reflectores que identifican horizontes de arenas asociados a las trampas estratigráficas de los yacimientos descubiertos por el pozo Patriota-1 (Tomada de Las reservas de hidrocarburos de México evaluación al 1 de enero de 2004).

Nejo-1.

Este pozo se ubica en la porción Sur-Oriental de la Cuenca de Burgos, a 15 kilómetros aproximadamente al Suroeste de San Fernando, Tamaulipas, Fig. (2.39) aunque el objetivo inicial fue identificar la presencia de gas en cuñas arenosas de facies deltaicas del Play Frío, descubrió también la existencia de aceite superligero.

El pozo perforó 3,709 m verticales y la columna estratigráfica cortada va del Oligoceno Frío Marino al Plioceno-Pleistoceno que aflora. Los yacimientos están constituidos por areniscas de grano medio a fino y areniscas limolíticas, y corresponden al Play Frío de edad Oligoceno.

Para el Play Frío, la distribución y el espesor de las areniscas indican que existieron dos principales aportes sedimentarios: el más importante es el asociado con la evolución del ancestro del Río Bravo, y otro de menor magnitud proveniente

del Suroeste, a la altura de la Ciudad de San Fernando, que se considera como el principal alimentador de clásticos de la porción Sureste del área.

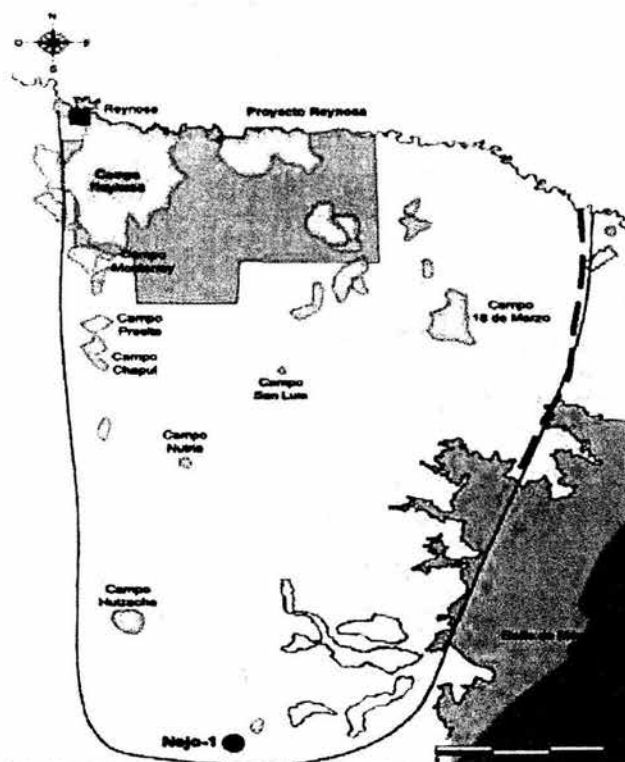


Fig. 2.39 El campo Nejo se ubica en la porción Sur-Oriental de la Cuenca de Burgos (Tomada de Las reservas de hidrocarburos de México evaluación al 1 de enero de 2004).

Cabe hacer mención que este pozo es el descubrimiento más importante de los últimos cinco años en la Cuenca de Burgos, identificado durante la etapa de terminación de cinco intervalos productores, notablemente dos de arenas limolíticas con presencia de aceite superligero de 46 grados API. Las arenas productoras tienen porosidad promedio de 14 por ciento y una saturación de agua que va del 48 al 56 por ciento.

El volumen original 3P de aceite es 45.2 millones de barriles y el gas natural es 484.7 miles de millones de pies cúbicos, en tanto las reservas originales de petróleo crudo equivalente (definida en la pag 119) 1P, 2P y 3P estimadas son de 4.6, 35.4 y 81.0 millones de barriles respectivamente.

La Fig. 2.40 muestra como la tectónica del área es muy semejante a la porción Norte de la Cuenca de Burgos, donde es de tipo estensional, predominando las grandes fallas regionales lístricas de extensión que buzan al Oriente y que dan origen a estratos de crecimiento.

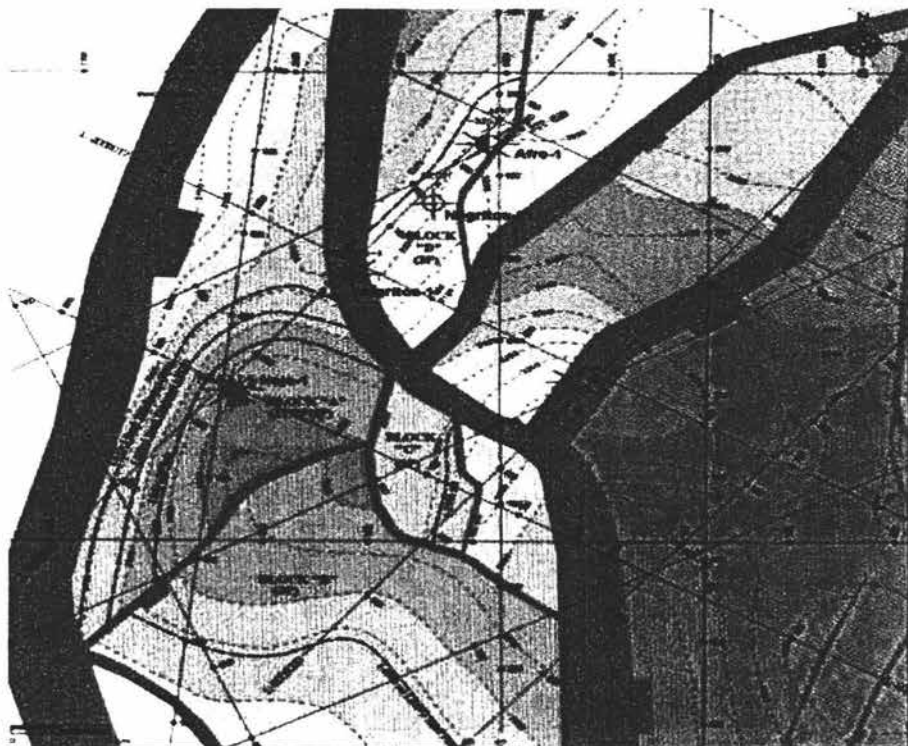


Fig. 2.40 Configuración estructural en profundidad del pozo Nejo-1, en donde se identifica el fallamiento de crecimiento asociado (Tomada de Las reservas de hidrocarburos de México evaluación al 1 de enero de 2004).

2.4.4 Cuenca de Veracruz y Plataforma de Córdoba.

La Cuenca de Veracruz y la Plataforma de Córdoba, se localizan en la porción central del Estado de Veracruz, parte Oriental del Estado de Puebla y extremo Noreste de Oaxaca (Fig. 2.41).

La Plataforma de Córdoba se halla al Poniente de la Cuenca de Veracruz, es un área positiva cubierta por mares someros, que existió desde el Jurásico Tardío al Cretácico Tardío Maestrichtiano (Fig. 2.42); su importancia petrolera radica en que incluye abundantes formaciones porosas y permeables que sirvieron de entrapamiento a los hidrocarburos generados en las Cuencas que la rodean.

Esta plataforma tiene su borde Oriental bajo sedimentos del Terciario y su borde Occidental se encuentra aflorado, constituyendo parte de la Sierra Madre Oriental.

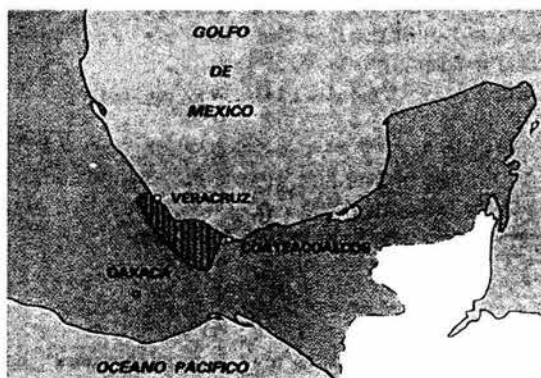


Fig. 2.41 Localización de la Cuenca de Veracruz y Plataforma de Córdoba (Tomada de evaluaciones de las formaciones de México 1984).



Fig. 2.42 Campos petroleros de la Cuenca de Veracruz y plataforma de Córdoba (Tomada de evaluaciones de las formaciones de México 1984).

La Cuenca de Veracruz se localiza al Oriente de la Plataforma de Córdoba; abarca parte de la Planicie Costera del Golfo y otra porción se desarrolla debajo de la Plataforma Continental del Golfo de México. Su importancia petrolera esta basada en que dentro de su contenido de secciones arcillosas, existen intercalados, abundantes cuerpos arenosos y conglomerados con buena porosidad y permeabilidad que sirven de entrapamiento de hidrocarburos.

La Cuenca de Zongólica se localiza al Occidente de la Plataforma de Córdoba; consiste en sedimentos depositados en mares profundos que existieron desde el Jurásico al Cretácico Superior, actualmente se encuentra expuesta formando parte de la Sierra Madre Oriental, se considera que contiene rocas generadoras de hidrocarburos, los mismos que deben haber migrado hacia las zonas porosas de la Plataforma de Córdoba y borde de la Paleopenínsula de Oaxaca.

Las unidades conocidas son producto del plegamiento y fallamiento de grandes bloques ocurridos durante el Triásico y principio del Jurásico, relacionados con la formación del Golfo de México. En la Fig. 2.43 se muestra el modelo esquemático del ambiente sedimentario antes de la deformación.

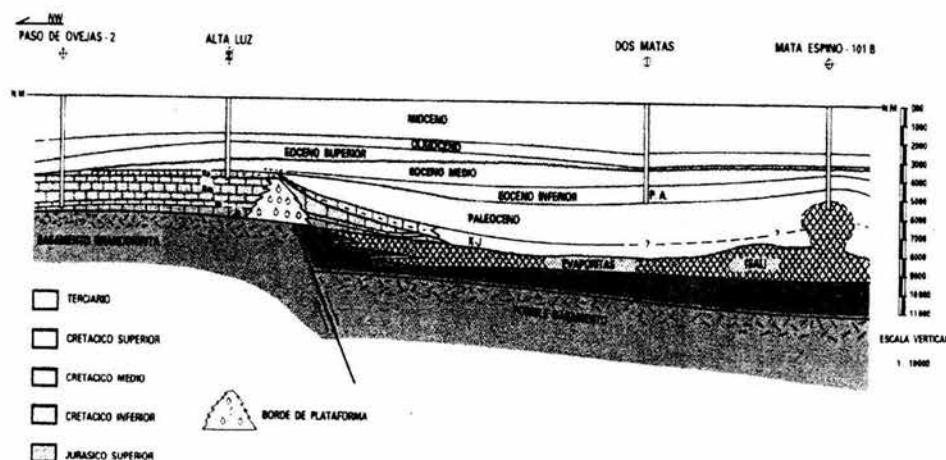


Fig. 2.43 Sección transversal a la plataforma de Córdoba-Cuenca de Veracruz (Tomada de evaluaciones de las formaciones de México 1984).

La Plataforma de Córdoba, por tener rocas más competentes del Jurásico y Cretácico y participó en la Orogenia laramida, presenta plegamiento discontinuo, con fallas inversas escalonadas que forman bloques cada vez más profundos hacia el Oriente; su inclinación es acentuada por un substrato plástico de anhidritas, que actuó como lubricante en el desplazamiento de los bloques (Fig. 2.44).

Su objetivo estuvo dirigido a probar el potencial de hidrocarburos en la porción central de la Cuenca, a partir de interpretaciones del Mioceno Inferior y Medio, que se relacionan genéticamente con los Campos productores Cocuite, Playuela y Vistoso.

La estructura corresponde a un anticlinal de bajo relieve estructural, observándose la presencia de un pliegue buzante que buza hacia el Noroeste y que se caracteriza por mostrar una tendencia a tener un relieve estructural más abrupto hacia el Sur-Sureste.

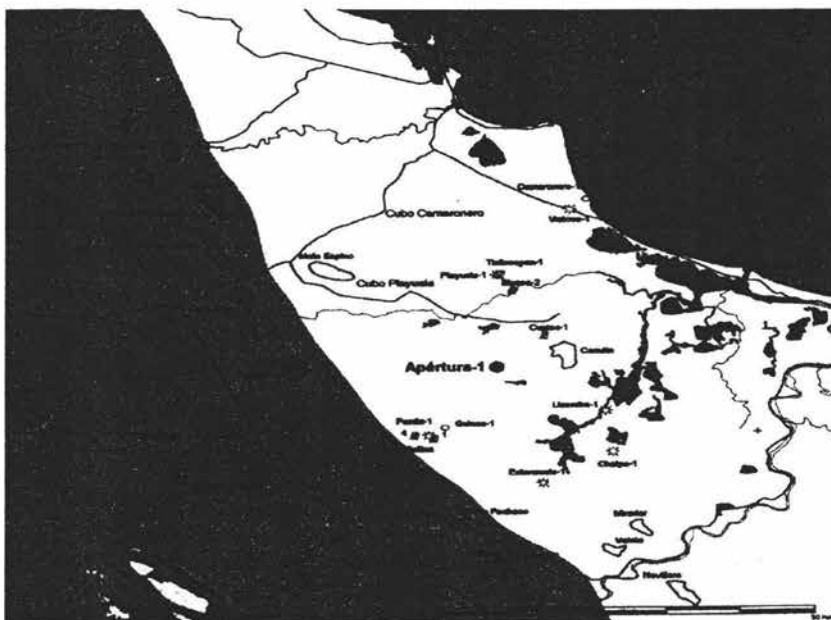


Fig. 2.45 Ubicación del pozo Apertura-1. Geológicamente se localiza hacia la porción central de la Cuenca Terciaria de Veracruz (Tomada de Las reservas de hidrocarburos de México evaluación al 1 de enero de 2004).

En la Fig. 2.46 muestra una sección sísmica que muestra una sección de la estructura que abarca 2.8 kilómetros de largo por 1.6 kilómetros en su eje menor.

La estructura en su flanco alargado, está representado por una pendiente extendida hacia el Noreste, y un flanco corto que buza al Suroeste. De acuerdo con la configuración estructural del Mioceno Medio, las trampas son de tipo combinado.

La componente sedimentaria, está conformada por lóbulos correspondiente a abanicos de piso de Cuenca y la componente estructural está representada por un anticlinal de bajo relieve; como roca sello actúan potentes paquetes arcillosos que confinan los cuerpos arenosos.

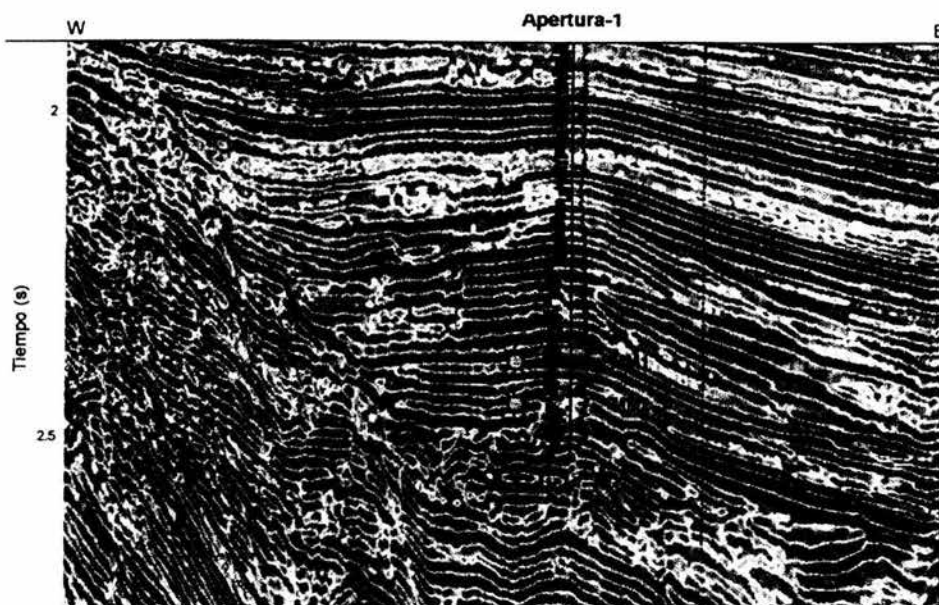


Fig. 2.46 Línea sísmica de la estructura Apertura, mostrando la posición de los horizontes productores del Mioceno y registros del pozo (Tomada de Las reservas de hidrocarburos de México evaluación al 1 de enero de 2004).

Durante la etapa de terminación del pozo, se probaron cuatro intervalos que resultaron productores de gas seco. Estos intervalos quedaron definidos en dos yacimientos identificados como MM1 y MM2. No se ha registrado ningún contacto agua-gas, y con la interpretación y evaluación de los registros geofísicos, se calculó una porosidad promedio de 17 por ciento y 38 por ciento de saturación de agua.

El volumen original 3P de gas natural que se calculo es de 66.8 miles de millones de pies cúbicos, en tanto las reservas originales 1P, 2P y 3P estimadas son de 35.3, 47.1 y 47.1, miles de millones de pies cúbicos de gas, respectivamente.

2.4.5 Cuenca Salina del Istmo y Cuenca de Macuspana.

Esta provincia se localiza en la porción SE de la República Mexicana, abarca el SE del estado de Veracruz y casi todo el estado de Tabasco; comprende la

Cuenca Salina del Istmo con la Subcuenca de Comalcalco y la Cuenca de Macuspana (Fig. 2.47).

Limita al Norte con el Golfo de México, al Sur con los plegamientos de la Sierra de Chiapas y al este con la Plataforma Yucateca. Los elementos estructurales que limitan a la Cuenca de Macuspana, son: por el oriente la falla de Macuspana y por el occidente la falla de Frontera.

La Cuenca Salina del Istmo, está limitada estructuralmente son por el Oriente, la falla de Comalcalco y por el Occidente la falla del Istmo.

Ambas Cuencas tienen como límite por el Sur al frente de la Sierra de Chiapas, sin embargo, la dirección de las fallas y los ejes estructurales en la Sierra de Chiapas es de NW a SE y en las Cuencas Terciarias las fallas tienen una dirección nornoreste-SurSuroeste y el límite Norte se encuentra en el actual Golfo de México (Fig. 2.48).

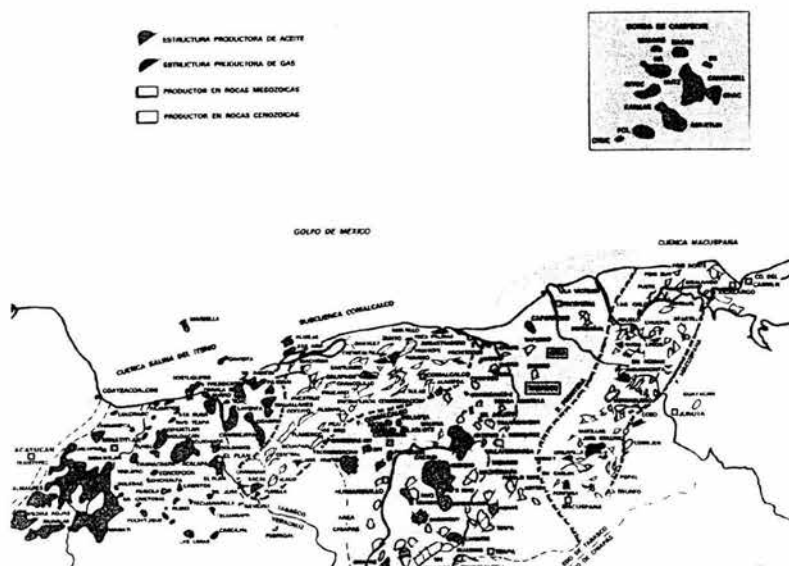


Fig. 2.47 Campos petroleros de las Cuencas Terciarias del Sureste y de las áreas de Chiapas-Tabasco y de Campeche (Tomada de Evaluación de Formaciones de México 1984).

Las trampas estratigráficas se encuentran representadas por acuñamientos de arenas y discordancias. Los yacimientos de hidrocarburos en el área están asociados principalmente a trampas estructurales y en segundo lugar a trampas estratigráficas.

Las trampas estructurales son de tipo anticlinal, a consecuencia de los plegamientos del área y a la asociación de las intrusiones de masas salinas, con las deformaciones dómicas que caracterizan a tales estructuras.

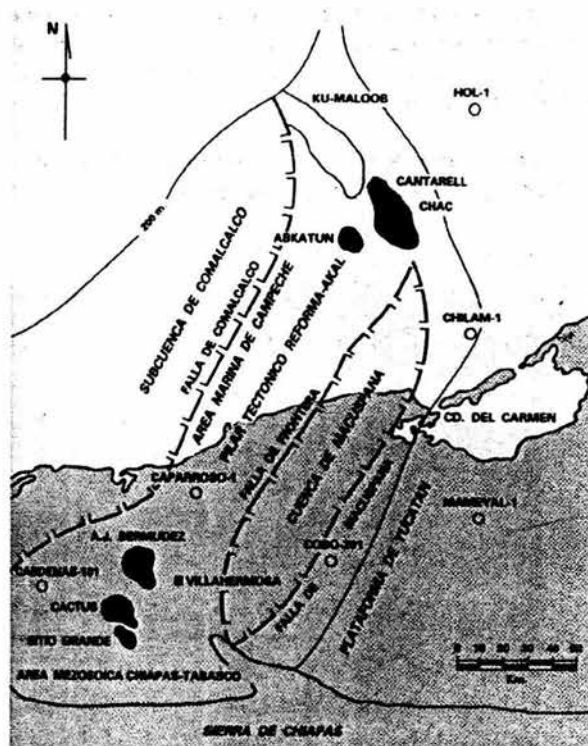


Fig. 2.48 Unidades estructurales el Sureste de México (Tomada de Evaluación de formaciones de México 1984).

2.4.5.1 Ejemplo la Cuenca de Salina del Istmo y Cuenca de Macuspana.

Durante el año 2003 se descubrieron yacimientos de aceite ligero en rocas carbonatadas del Mesozoico del Campo Malva, y aceite ligero y gas seco en siliciclásticos del Terciario con la perforación de los pozos Rasha-1, Shishito-1, Guaricho-1, Gubicha-1 y Viche-1, reactivándose de esta manera la producción de esta Cuenca y confirmándose el enorme reto y potencial exploratorio para los años que siguen.

Amoca-1.

En la Subcuenca de Salina del Istmo, es notable la incorporación de reservas realizadas por el pozo Amoca-1, mismo que incorporó reservas de aceite y gas en rocas siliciclásticas presentes en el Campo terrestre Cinco Presidentes.

El pozo se perforó en Aguas Territoriales del Golfo de México, alcanzando una profundidad de 4,000 m verticales y resultando productor de aceite ligero. El objetivo fue evaluar el potencial de las rocas siliciclásticas del Terciario que producen en el Campo terrestre Cinco Presidentes. En la Fig. 2.49 se muestra la localización del mismo.

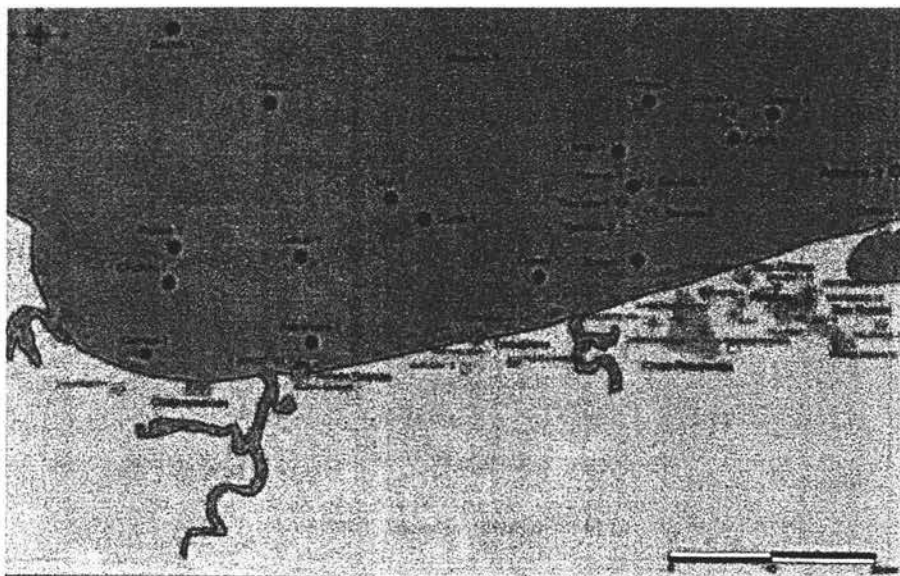


Fig. 2.49 El campo Amoca-1 se ubica en Aguas Territoriales del Golfo de México, frente a las costas del Estado de Tabasco (Tomada de Las Reservas de Hidrocarburos de México evaluación al 1 de enero de 2004).

La estructura corresponde a un anticlinal que se encuentra afectada por la intrusión de un cuerpo salino de grandes dimensiones, con una orientación preferencial Noroeste-Sureste, el cual generó una serie de fallas normales que afectan los diferentes niveles estratigráficos del Terciario, segmentando el campo en varios bloques.

En la sección sísmica mostrada en la Fig. 2.50 se han identificado atributos de amplitud asociados a la profundidad donde se efectuaron las pruebas de producción correspondientes.

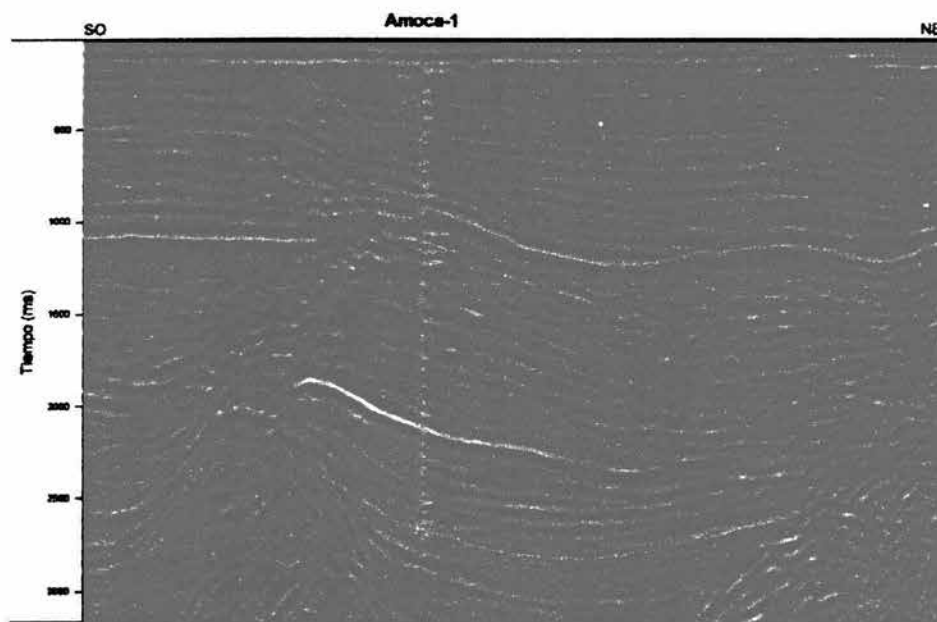


Fig. 2.50 Sección sísmica mostrando el sismograma sintético del pozo Amoca-1 y los horizontes interpretados (Tomada de Las Reservas de Hidrocarburos de México evaluación al 1 de enero de 2004).

La columna geológica atravesada por el pozo es del Plioceno al Reciente. La zona productora comprende cuerpos alternantes de arenas, areniscas y lutitas compactas, ligeramente calcáreas de edad Plioceno Superior e Inferior.

La roca almacén está constituida por areniscas de cuarzo, feldespatos y fragmentos de roca de color gris claro, de grano medio a grueso, subredondeados y mal seleccionados.

Los ambientes sedimentarios en que se depositan los paquetes arenosos mostrados en la Fig. 2.51, corresponden a lóbulos de canal y barras transgresivas asociadas a un frente deltaico.

La trampa que se tiene en el intervalo productor más profundo corresponde a las arenas productoras del Play Cinco Presidentes, que se acuñan contra la sal y se encuentran afectadas por dos fallas normales paralelas entre sí, orientadas sensiblemente Este-Oeste.

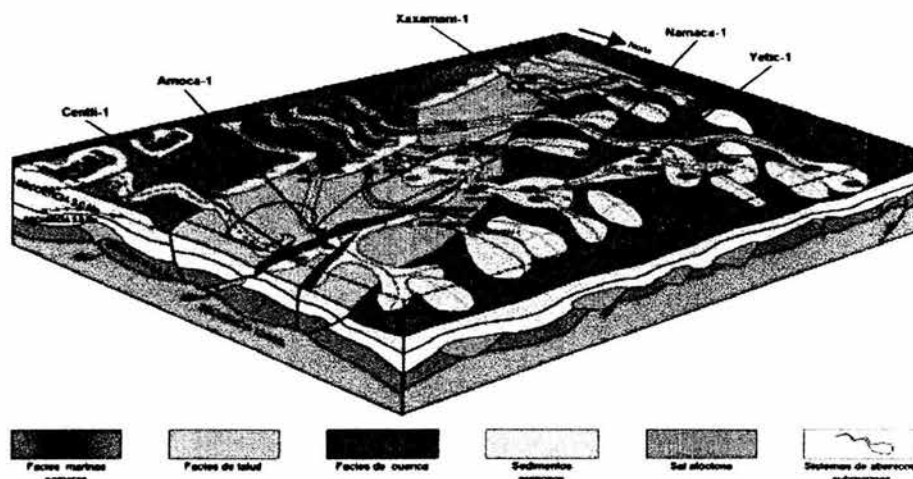


Fig. 2.51 Modelo sedimentario del Plioceno Inferior-Medio, mostrando el depósito de arenas en los lóbulos asociados a sistemas de abanicos submarinos (Tomada de Las Reservas de Hidrocarburos de México evaluación al 1 de enero de 2004).

Estas fallas segmentan al campo en tres bloques, siendo el bloque central el más alto, que origina que el pozo se ubique en el bloque bajo del Norte a profundidad del orden de 3,000 m. La estructura se profundiza hacia el Norte hasta alcanzar cotas de 3,850 m, mientras que en la porción Norte y Sur, la estructura se profundiza hasta los 4,000 m; las arenas productoras más someras son genéticamente equivalentes a las arenas productoras del Play Orca identificadas en el Campo Cinco Presidentes.

La roca generadora de los hidrocarburos es de edad Jurásico Superior Tithoniano y se conforma de materia orgánica en las lutitas bituminosas de color negro y calizas arcillosas, de color gris oscuro con abundante materia orgánica, con distribución regional y espesor mayor de 250 m.

A nivel regional, el sello está constituido por lutitas equivalentes a la formación Concepción Superior; adicionalmente, se tiene como sello las lutitas que se encuentran interestratificadas entre los cuerpos de arenas productoras.

Xaxamani-1.

El pozo se encuentra ubicado en las Aguas Territoriales del Golfo de México dentro de la plataforma continental, aproximadamente a 3 kilómetros al Norte del campo Rabón Grande, y a 35 kilómetros al Oeste del campo Cinco Presidentes Fig. 2.52 el pozo alcanzó una profundidad total de 1,990 m verticales, en un tirante de agua de 19.5 m. Resultó productor en tres intervalos de edad Terciario, los cuales resultaron productores de gas seco y aceite pesado.

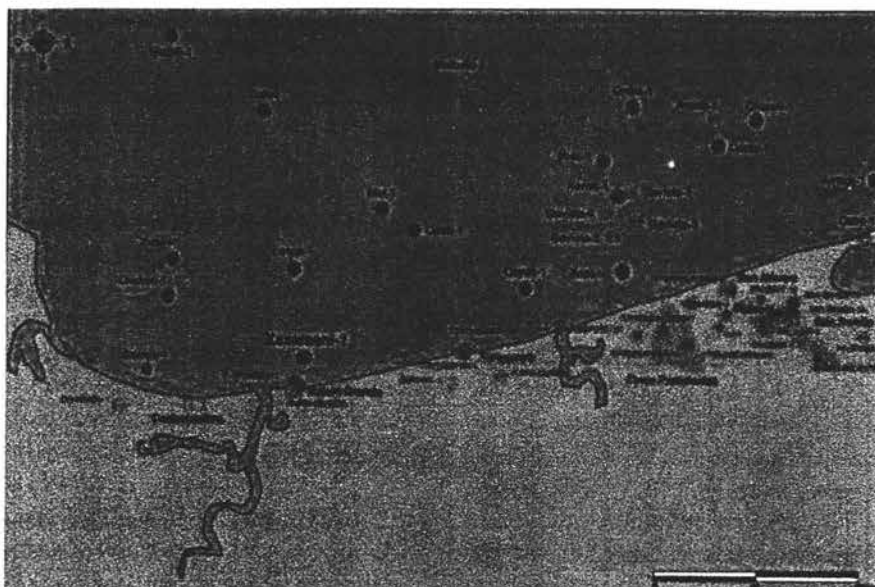


Fig. 2.52 Localización del pozo Xaxamani-1 que se encuentra en Aguas Territoriales del Golfo de México, en las cercanías a la línea de costa del Estado de Veracruz (Tomada de Las Reservas de Hidrocarburos de México evaluación al 1 de enero de 2004).

La estructura del campo es suave y de poco relieve debido a la poca deformación existente en el área. Los yacimientos están ubicados en el anticlinal cuyo eje principal tiene un rumbo Noreste-Suroeste, limitado en su franco Noroeste por una falla de crecimiento normal, con un salto de aproximadamente 100 m, y en el flanco Suroeste, por otra falla de crecimiento normal. El límite Sur de la estructura es una falla normal con dirección casi Este-Oeste, y de 25 m de desplazamiento vertical promedio.

La columna geológica cortada por el pozo comprende rocas del Pleistoceno-Reciente al Mioceno Inferior, siendo las más importantes desde el punto de vista económico petrolero las rocas siliciclásticas de edad Plioceno Inferior y Medio, que están constituidas por una secuencia de arenas de grano muy fino a medio, lutitas calcáreas y lutitas arenosas.

El ambiente sedimentario en el que se depositaron las arenas productoras está asociado a depósitos de antiguas barras y lóbulos de canal. El primer intervalo productor de aceite, está representado litológicamente por arenas de cuarzo blanco traslúcido y gris verdoso de grano muy fino a fino, subangulosas, mal seleccionadas, deleznable con porosidad primaria intergranular.

El segundo intervalo productor de gas seco, litológicamente está constituido por arena de cuarzo blanco traslúcido y gris verdoso, de grano fino, subanguloso, mal seleccionada, deleznable, con porosidad primaria intergranular. El tercer intervalo productor de gas seco, está constituido por una arena de cuarzo de grano medio, subredondeada a subangulosa, con fragmentos de lutita café oscuro y microorganismos.

La trampa es de carácter combinado y puede observarse en la línea sísmica de la Fig. 2.53 cómo se encuentra limitada en sus flancos por fallas de tipo normal.

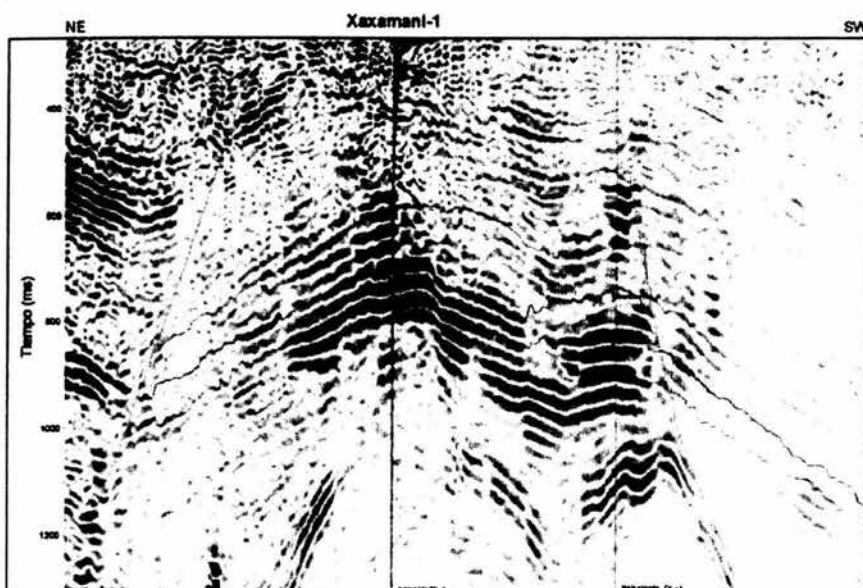


Fig. 2.53 Línea sísmica donde se localiza el pozo Xaxamani-1, mostrando una estructura de tipo anticlinal, limitada en sus flancos por fallas de tipo normal (Tomada de Las Reservas de Hidrocarburos de México evaluación al 1 de enero de 2004).

La roca sello está constituida por una secuencia potente de lutitas bentónicas intercaladas con horizontes delgados de areniscas extendidas ampliamente en toda la Cuenca.

Los yacimientos son arenas de cuarzo con porosidades que varían de 25 a 31 por ciento, con saturaciones de agua de 23 a 27 por ciento. Se efectuaron tres pruebas de producción, observándose en la prueba más profunda la presencia de aceite de 24.5 grados API.

La prueba intermedia resultó con gas seco y un gasto que ascendió a 12.2 millones de pies cúbicos por día, y finalmente en el último intervalo, el resultado fue de gas seco con 2.8 millones de pies cúbicos por día.

El volumen original 3P de aceite es 73.6 millones de barriles, en tanto las reservas originales de petróleo crudo equivalente 1P, 2P y 3P estimadas son de 1.6, 9.9 y 18.9 millones de barriles, respectivamente.

Los yacimientos están constituidos por arenas de cuarzo, cuya porosidad varía de 18 a 27 por ciento y saturación de agua de 20 a 31 por ciento, en promedio, con una producción de aceite de 645 a 2,393 barriles por día, y de 0.25 a 1.2 millones de pies cúbicos de gas por día.

El volumen original 3P de aceite es 347.7 millones de barriles, en tanto las reservas originales de petróleo crudo equivalente 1P, 2P Y 3P estimadas son de 29.2, 34.8 y 75.6 millones de barriles respectivamente.

Shishito-1

Está ubicado administrativamente en el Activo Integral Macuspana de la Región Sur; el pozo se localiza a 36 kilómetros al Sureste de la Ciudad de Villahermosa, Tabasco, Fig. 2.54.

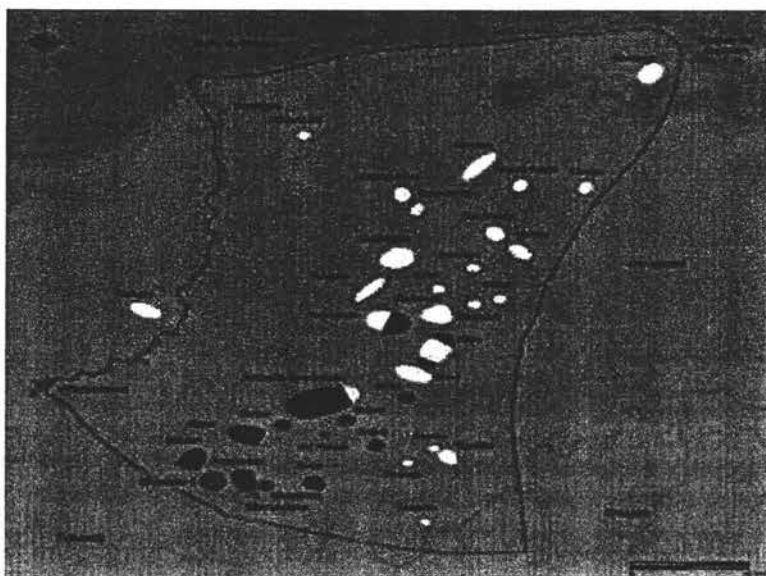


Fig. 2.54 El pozo Shishito se ubica en el activo Integral Macuspana de la Región Sur (Tomada de Las Reservas de Hidrocarburos de México evaluación al 1 de enero de 2004).

Cubre un área de 2.7 kilómetros cuadrados y actualmente cuenta con dos pozos productores perforados. Se identificaron siete horizontes de arenas que incorporan reservas dentro de la secuencia sedimentaria denominada formación Zargazal del Neógeno.

El pozo se perforó en una estructura de forma anticlinal simétrico, seccionada en su límite buzante al Noroeste por una falla normal.

Su eje principal está orientado de Noroeste a Sureste y en su flanco Suroeste está afectado por una falla inversa, (Fig. 2.55).

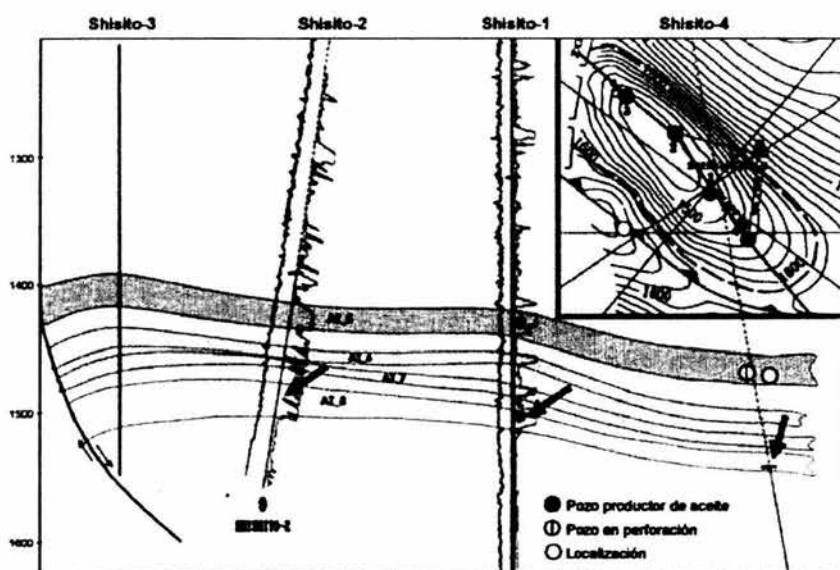


Fig. 2.55 Correlación de pozos de las arenas productoras a lo largo de la estructura de forma anticlinal simétrico, pertenecientes al campo Shishito (Tomada de Las Reservas de Hidrocarburos de México evaluación al 1 de enero de 2004).

Presenta cierre normal por buzamiento estructural y cierre estratigráfico por acuñamiento de las arenas. Las trampas, como se puede observar en la Fig. 2.56, tienen una componente principalmente estructural, en tanto la roca sello está constituida por cuerpos de lutitas plástica, en donde se intercalan los cuerpos de arena, formando paquetes permeables que están confinados por cuerpos impermeables de lutitas.

Todos los yacimientos se encuentran en la formación Zargazal del Terciario. Las arenas tienen una porosidad promedio de 26 por ciento y saturación de agua de 25 por ciento, con un espesor promedio de 9 m. El pozo identificó e incorporó nuevas reservas a través de la realización de pruebas de producción, produciendo más de 1,300 barriles de petróleo crudo por día, y hasta 11 millones de pies cúbicos de gas seco.

El volumen original 3P de aceite es de 158.2 de millones de barriles, en tanto las reservas originales 1P, 2P y 3P estimadas son de 21.2, 42.1 y 42.1 millones de barriles, respectivamente.

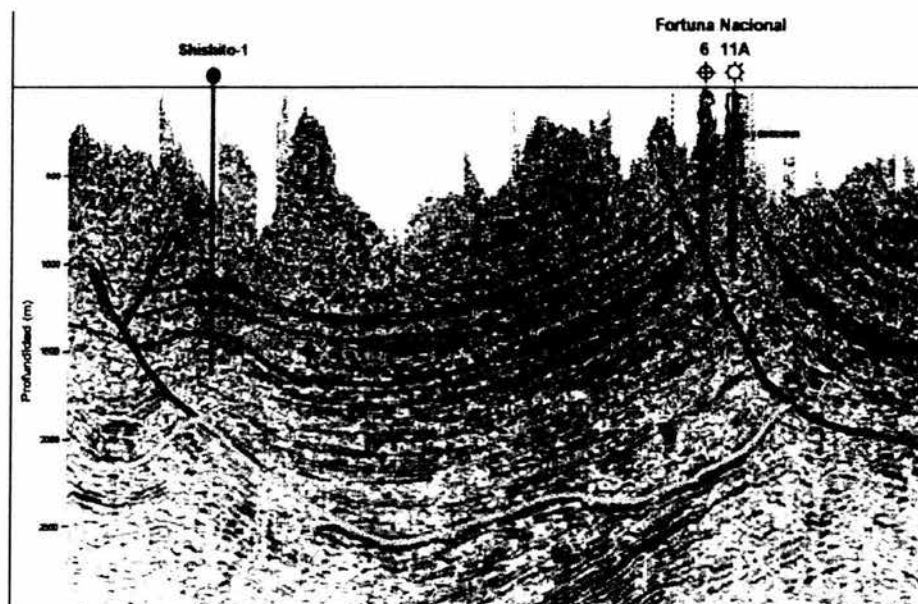


Fig. 2.56 Sección sísmica del pozo Shishito-1. Las trampas de tipo estratigráfico tienen una fuerte componente estructural (Tomada de Las Reservas de Hidrocarburos de México evaluación al 1 de enero de 2004).

2.4.6 Área Chiapas-Tabasco.

Esta área cubre un área aproximada de 9,000 Km² y está localizada entre las Cuencas de Macuspana y Salina de Istmo. Al Sur se encuentra limitada por la Sierra de Chiapas y al Norte por la costa del Golfo de México (Fig. 2.57).

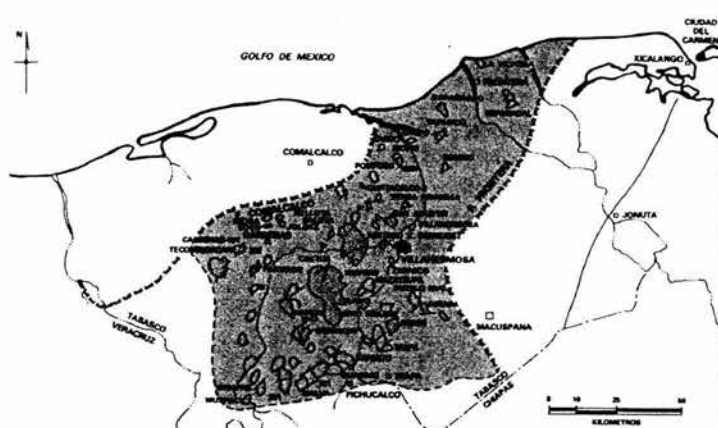


Fig. 2.57 Muestra el área Mesozoica Chiapas-Tabasco (Tomada de Evaluación de Formaciones de México 1984).

Las estructuras de los campos descubiertos son de tipo anticlinal elongado y dómico; generalmente están limitadas en forma irregular por fallas de tipo normal e inverso, de diferentes saltos verticales, que las dividen en bloques de diferentes tamaños.

Con base en el tipo de fallamiento y considerando la orientación irregular de las fallas, se estima que el origen de dichas estructuras se debe a intrusiones de masas salinas profundas, aunque por la forma alargada y la orientación que guardan los ejes de algunas de ellas, se establece que tienen relación con el origen de la Sierra de Chiapas.

Las trampas son estructurales de tipo anticlinal, alargadas y de forma dómica, con orientaciones generales de sus ejes de NW a SE y paralelas al Anticlinorio de la Sierra de Chiapas, del cual constituyen su buzamiento hacia el NW. En la mayoría de los casos en dirección NW, no se aprecian los sinclinales respectivos entre los anticlinales, sino que se forman grupos de 3 o 4 separados entre sí por fallas normales e inversas.

2.4.6.1 Ejemplo de Chiapas-Tabasco.

Malva-1

El pozo se localiza a 48 kilómetros al Suroeste de la Ciudad de Villahermosa, Tabasco, Fig. 2.58, teniendo como objetivo cumplido al resultar productor de aceite ligero de 35 grados API en rocas carbonatadas del Cretácico Superior.

la cima el Cretácico Superior, en donde las fallas se intersectan y conforman un bloque en donde se aloja la trampa de tipo estructural.

El volumen original 3P de aceite es de 15.4 de millones de barriles, en tanto las reservas originales 1P, 2P y 3P estimadas son de 5.9 millones de barriles, en todos los casos.

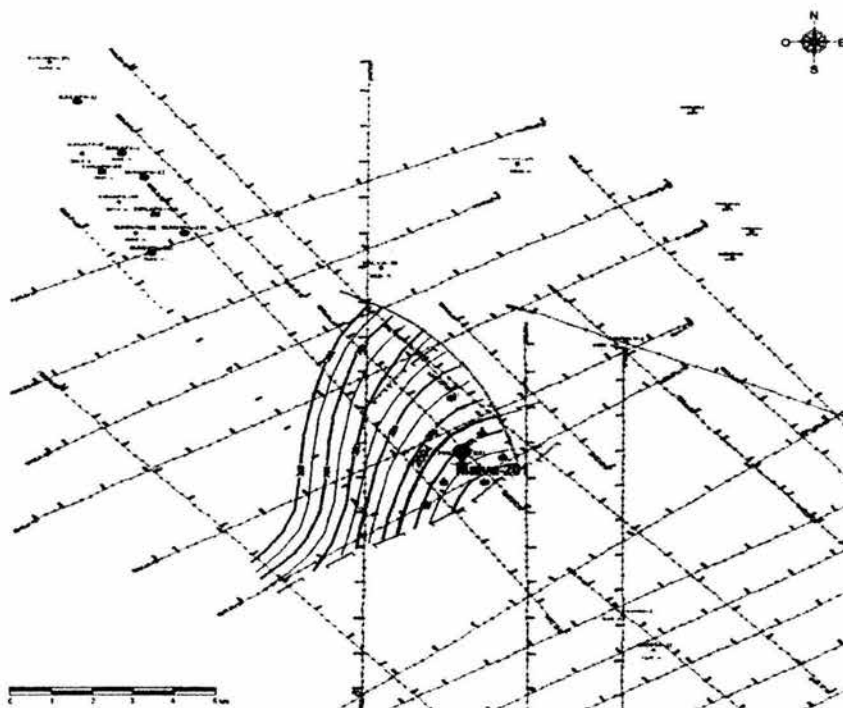


Fig. 2.59 Configuración estructural del pozo Malva-201. Se muestra una estructura de tipo homoclinal con cierre contra las fallas normal e inversa (Tomada de Las reservas de hidrocarburos de México evaluación al 1 de enero de 2004).

Naranja-1

El pozo se localiza a 38 kilómetros al Suroeste de la Ciudad de Frontera, Tabasco y tuvo como objetivo comprobar la existencia de hidrocarburos en los llamados bloques V y VI, al Noreste del Campo Sen, Fig. 2.60.

El resultado fue la identificación de aceite volátil en rocas carbonatadas del Cretácico Medio y Superior, con una densidad de 40 grados API.

La estructura corresponde a un anticlinal angosto, originada por tectónica de compresión, orientado de Noroeste a Sureste; limitada al Norte y Sur por fallas inversas, y se encuentra dividida en bloques por la presencia de fallas normales transversales. Fig. 2.61.

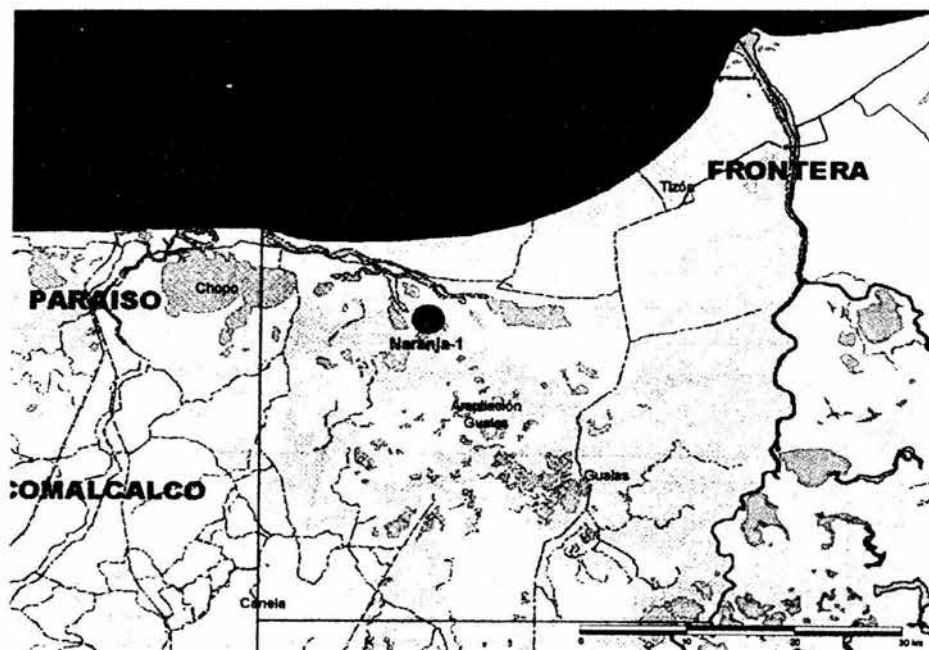


Fig. 2.60 El pozo Naranja-1 se localiza a 38 km al Suroeste de la ciudad de Frontera, Tabasco (Tomada de Las reservas de hidrocarburos de México evaluación al 1 de enero de 2004).

El yacimiento de aceite volátil comprende rocas carbonatadas del Cretácico Medio y Superior, con una porosidad promedio de 5 por ciento y saturación de agua promedio de 18 por ciento. Su espesor neto es de 169 m y la profundidad promedio del yacimiento se ha establecido a 4,780 m bajo el nivel del mar.

El volumen original 3P de aceite es de 511.0 de millones de barriles, en tanto las reservas originales de petróleo crudo equivalente 3P estimada es 36.0 millones de barriles. La reserva fue clasificada como posible por no contar con información sísmica y geológica altamente resolutive.

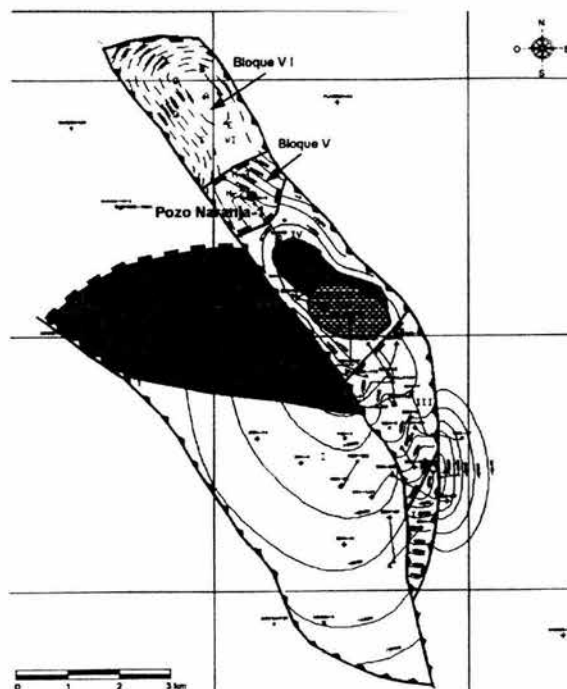


Fig. 2.61 Configuración estructural del Campo Sen, observándose el comportamiento por fallas normales. Hacia el Norte se encuentra la extensión de la estructura en que se ubica el pozo Naranja-1 (Tomada de Las reservas de Hidrocarburos de México evaluación al 1 de enero de 2004).

2.4.7 SONDA DE CAMPECHE.

La Sonda de Campeche se localiza en el Golfo de México, hacia la porción occidental de la Península de Yucatán y frente a los estados de Campeche y Tabasco, aproximadamente a 80 Km de la costa; queda situada en la Plataforma Continental, con una superficie aproximada de 15,000 Km². Geológicamente se ubica al occidente de la Plataforma Cretácica de Yucatán y tiene rasgos estructurales parecidos a la de la región de Chiapas-Tabasco (Fig. 2.62).

La acumulación de hidrocarburos en la Sonda de Campeche, está controlada principalmente por el factor estructural; los plegamientos del área fueron el resultado de los eventos laramídicos y todo indica que fue sometido nuevamente a esfuerzos durante el Terciario, en el Mioceno.

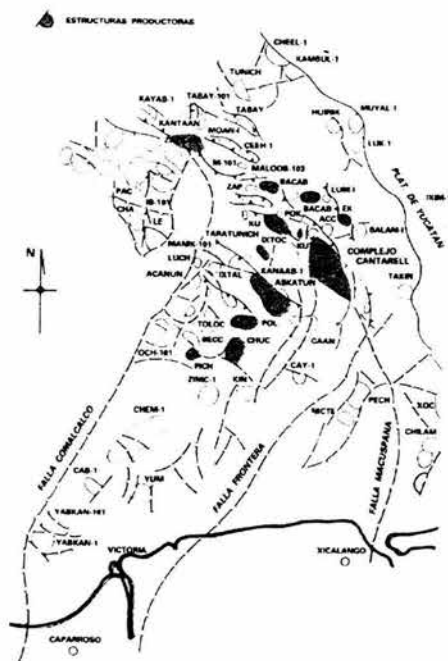


Fig. 2.62 Estructuras de la Sonda de Campeche (Tomada de Evaluación de formaciones de México 1984).

La sal que se ha encontrado en algunos pozos, también parece tener influencia en la modelación del área, tal como la que ha tenido en la tierra hacia el Sur, en la zona de Jalpa, Tabasco.

Los alineamientos estructurales son de gran extensión y con una orientación aproximada NW-SE, similar a la tendencia de los ejes de la Sierra de Chiapas.

2.4.7.1 Ejemplo de Sonda de Campeche.

Nak-1

El pozo exploratorio Nak-1, (Fig. 2.63) se localiza en las Aguas Territoriales del Golfo de México, aproximadamente a 73 kilómetros de Ciudad del Carmen y a 7.2 Kms al Noreste del pozo Misón-1 A. El objetivo fue evaluar las reservas de aceite y gas en rocas de edad Cretácico y Jurásico Superior (Kimmeridgiense).



Fig. 2.63 El pozo Nak-1 se encuentra ubicado en Aguas territoriales frente a las costas del Estado de Campeche (Tomada de Las reservas de hidrocarburos de México evaluación al 1 de enero de 2004).

La profundidad total perforada fue de 6,100 m en un tirante de agua de 31.6 m, con producción de aceite volátil y gas en secuencia del Cretácico Medio.

A nivel del Cretácico Medio, la estructura corresponde a un anticlinal que muestra rasgos de una deformación tectónica compresiva (Fig. 2.64). Esta estructura tiene una orientación sensiblemente Norte-Sur, asociada a fallamiento inverso al Norte y por fallamiento de desplazamiento lateral con orientación Noroeste-Suroeste preferentemente.

La columna geológica intersectada por el pozo Nak-1, comprende rocas del Jurásico Superior Kimmeridgiano al Reciente, observándose una discordancia a nivel Oligoceno Superior. Las rocas del yacimiento corresponden a brechas dolomitizadas y fracturadas del Cretácico Medio.

El ambiente sedimentario corresponde con depósitos de brechas de colapso, derivados posiblemente de plataforma, y redepositados en ambientes de aguas profundas de plataforma externa. Asociado a estas secuencias, se han identificado turbiditas, flujo de detritos, y secuencias de mudstone a wackestone, con faraminíferos planctónicos de plataforma externa.

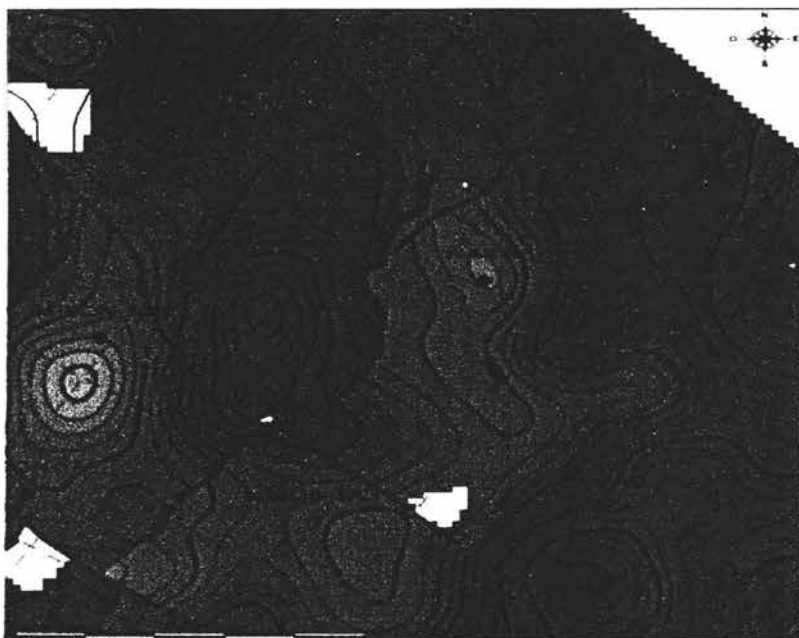


Fig. 2.64 Configuración estructural en profundidad del pozo Nak-1. la estructura se encuentra compartamentada por las fallas inversas (Tomada de Las Reservas de Hidrocarburos de México evaluación al 1 de enero de 2004).

La trampa es de tipo estructural, y está conformada en un anticlinal limitado en sus francos Sureste y Noreste por fallas inversas, y hacia el Suroeste por una falla de desplazamiento lateral, con orientación Noroeste-Sureste; hacia el flanco Noroeste presenta cierre por fallamiento inverso.

La roca sello está constituida por una secuencia de aproximadamente 40 m de lutitas, en parte bentoníticas y calizas arcillosas de edad Paleoceno Inferior de amplia distribución regional.

El yacimiento está constituido por rocas de dolomía microcristalina a mesocristalina, fracturadas con porosidad intercristalina y vugular, y con intercalaciones de mudstone a wackestone de foraminíferos plantónicos. La porosidad promedio estimada es de 6.8 por ciento y la saturación promedio de agua es de 23 por ciento.

Durante la etapa de terminación del pozo se identificó un intervalo productor de aceite de 42 grados API, reportándose una producción de hasta 2.7 miles de barriles de aceite por día. El volumen original 3P de aceite es 27.0 millones de barriles, en tanto las reservas originales de petróleo crudo equivalente 1P, 2P Y 3P estimadas son de 4.7, 4.7 y 14.9 millones de barriles, respectivamente

Pakal-1

El pozo exploratorio Pakal-1, se localiza en las Aguas Territoriales del Golfo de México, aproximadamente a 98 kilómetros de Ciudad del Carmen, Campeche, dentro del Complejo Ku-Maloob-Zaap, Fig. 2.65. Los objetivos fue alcanzar el bloque autóctono en el Campo Ku, evaluar las reservas de aceite y gas en rocas de edad Cretácico y determinar con precisión el contacto agua-aceite del Campo Ku. Se perforó en un tirante de agua de 47 m.

La profundidad total perforada fue de 4,223 m desarrollados bajo mesa rotatoria donde suspendió perforación por presencia de sal. Resultó productor de aceite pesado en el yacimiento de la Brecha del Cretácico Superior, con una producción de 6,421 barriles de aceite por día en el bloque alóctono.

En el Campo Ku, la estructura es de tipo anticlinal, limitado al Oeste y al Norte por fallas inversas. Al Sur y Este, el cierre de la estructura es por buzamiento suave que alcanza al contacto agua-aceite, el cual y de acuerdo con los datos proporcionados por el pozo Pakal-1, se ubica a 3,190 m verticales bajo nivel del mar. Fig. 2.66.



Fig. 2.65 El pozo exploratorio Pakal-1 se localiza en Aguas Territoriales del Golfo de México, aproximadamente a 98 kilómetros de Ciudad del Carmen Campeche, dentro del Complejo Ku-Maloob-Zaap (Tomada de Las Reservas de Hidrocarburos de México evaluación al 1 de enero de 2004).

La columna estratigráfica está constituida por sedimentos que van del Cretácico al Reciente. En el Cretácico predominan los carbonatos, principalmente mudstone a wackstone arcilloso y fracturado, dolomía microcristalina y nódulos aislados de pedernal. En el Cretácico Superior se encuentran brechas derivadas de calizas dolomitizadas, con cementante arcilloso y calcáreo.

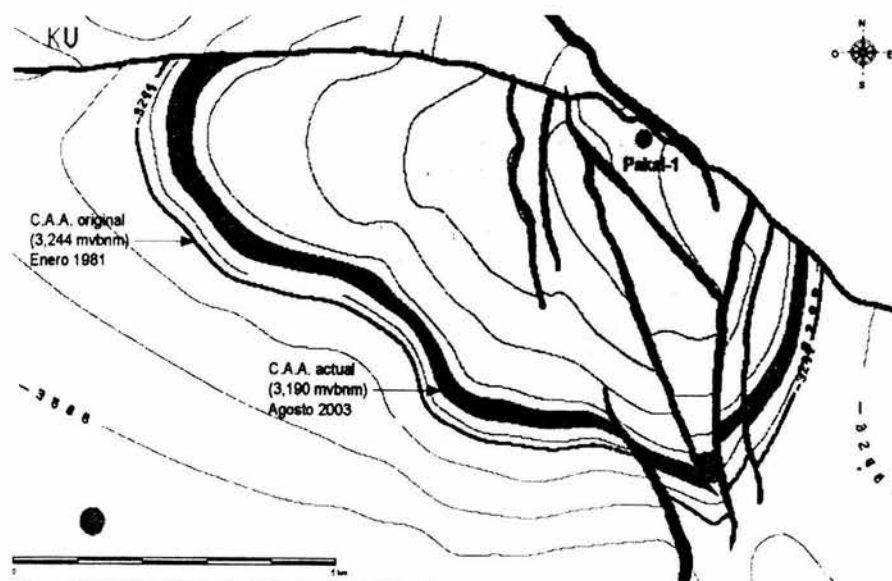


Fig. 2.66 Configuración estructural de la cima del Cretácico Superior del campo Ku. El pozo Pakal-1 se ubica en la culminación de la estructura, y se muestran los contactos agua-aceite original y actual (Tomada de Las Reservas de Hidrocarburos de México evaluación al 1 de enero de 2004).

El Terciario se encuentra representado por intercalaciones de lutitas con intercalaciones de arenisca de grano fino a medio y el Reciente se compone de arcillas poco consolidadas y arenas.

La información obtenida por sísmica y los datos del pozo, la identifican en la cima del Cretácico Superior en el bloque alóctono. La trampa es de tipo estructural y se encuentra afectada por la presencia de dos fallas inversas. Las rocas que actúan como sellos de las brechas del Paleoceno Inferior y Cretácico Superior corresponden con las lutitas calcáreas del Paleoceno Inferior.

El yacimiento se compone de una brecha originalmente de calizas, que por procesos diagenéticos ha sido transformada a una dolomía. Su porosidad es tanto primaria como secundaria, producto esta última de los procesos de disolución de los carbonatos.

La porosidad promedio es de 7 por ciento y la saturación de agua promedio es de 11 por ciento. Se efectuaron cuatro pruebas de producción, resultando las dos primeras improductivas por presencia de agua salada, la tercera con aporte de aceite y agua salada y la cuarta productora, con un gasto de 6,421 barriles de aceite. En la Fig. 2.67 se presenta una sección geológica-estratigráfica entre el pozo Pakal-1 y pozos del Campo Ku.

Con base en la nueva ubicación del contacto agua-aceite, se tiene una incorporación adicional de reservas clasificadas como probables en un volumen de 99.5 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

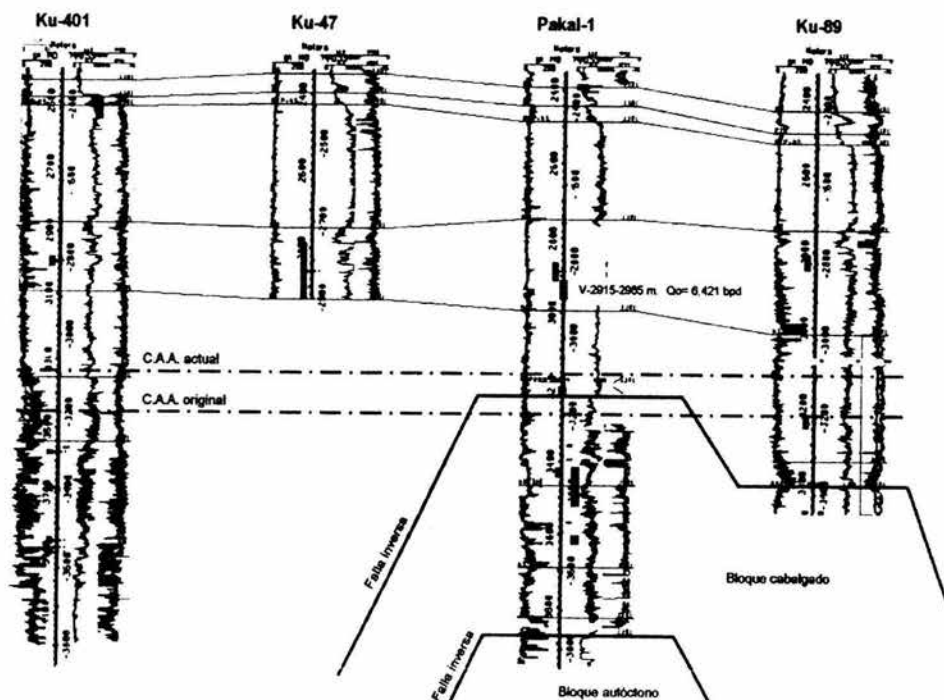


Fig. 2.67 Registros Geofísicos de los pozos Ku-401, Ku-47, Pakal-1 y Ku-89, mostrando la correlación estratigráfica y el contacto agua-aceite (Tomada de Las Reservas de Hidrocarburos de México evaluación al 1 de enero de 2004).

2.4.8 CUENCA DE TAMPICO-MISANTLA.

La Cuenca de Tampico-Misantla está localizada principalmente en la parte Norte del Estado de Veracruz y se extiende en el extremo Sur del Estado de Tamaulipas y las porciones más Orientales de San Luis Potosí, Hidalgo y Norte de Puebla (Fig. 2.68).

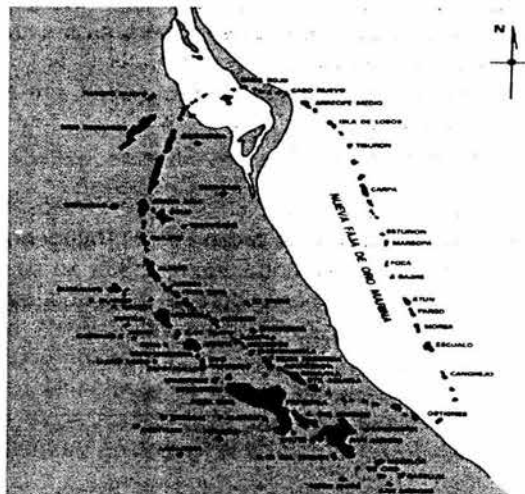


Fig. 2.68 Campos petroleros de la Cuenca de Tampico-Tuxpan (Tomada de Evaluación de Formaciones de México 1984).

El carácter de Cuenca de esta región obedece al hundimiento del área ocupada por el Archipiélago Tamaulipas, provocado en gran parte por los esfuerzos que plegaron y fallaron la Sierra Madre Oriental, a finales del Cretácico y principios del Terciario.

En forma generalizada, se presentan tres modelos de deformación:

1. En la porción Norte de la Cuenca, entre el río Pánuco y la Sierra de Tamaulipas; está constituido por anticlinales alargados, pliegues buzantes y sinclinales, asociadas al buzamiento Sur del Arco de Tamaulipas donde dichos plegamientos se hallan cortados por numerosas fallas normales de poco desplazamiento a los ejes estructurales.
2. En la porción media Oriental o zona estable de la Cuenca, consiste en anticlinales suaves más o menos simétricos.
3. Plegamientos asimétricos, recostados y fallas inversas se localizan en el frente de la Sierra Madre Oriental y que afectan en menor medida a los sedimentos del Terciario Temprano y en mayor magnitud a las secuencias más antiguas, que se ubican debajo de las Subcuencas de Chicontepec y Magiscatzin.

Las acumulaciones de hidrocarburos en el área están asociadas por trampas de:

-Paleo-relieves cubiertos transgresivamente por sedimentos jurásicos por ejemplo se encuentran los campos de Tamaulipas-Constituciones y Arenque.

- Plegamientos de tipo anticlinal pliegues buzantes, fuertemente fracturados asociados con plegamientos mayores y se encuentra en los campos del área de Ebano-Pánuco.
- Trampas de tipo estratigráfico asociadas a las zonas pre-arrecifal así como anticlinales suaves de la Faja de Oro.
- Trampas estratigráficas asociadas con superficies de erosión y con rellenos de canales en abanicos submarinos (Cuenca de Chicontepec).

La Cuenca de Tampico-Misantla que se originó en el Paleoceno, al principiar los levantamientos de la Sierra Madre Oriental, fue afectada en su margen occidental y suboccidental por una depresión de considerable magnitud, denominada Cuenca de Chicontepec; en ella se depositó un gran volumen de sedimentos arcillo-arenoso de tipo turbidítico, correspondiente a las formaciones Chicontepec Inferior y Chicontepec Medio. Simultáneamente, en la porción Noroeste de la citada región, se desarrolló la Subcuenca de Magiscatzin, que fue rellenada por sedimentos arcillo-arenosos y arcillosos de la formación Velasco.

Durante el Eoceno Temprano se mantuvo una continuidad en las condiciones de depósito, representándose éstas por una facies arenosa de tipo "Fliessh" (formación Chicontepec Superior) y una secuencia arcillosa (formación Velasco Superior).

Al poniente del área ocupada por el Atolón de la Faja de Oro, se desarrolló la Cuenca de Chocontepec que fue rellenada por sedimentos arcillo-arenosos de tipo turbidítico (Fig. 2.69).

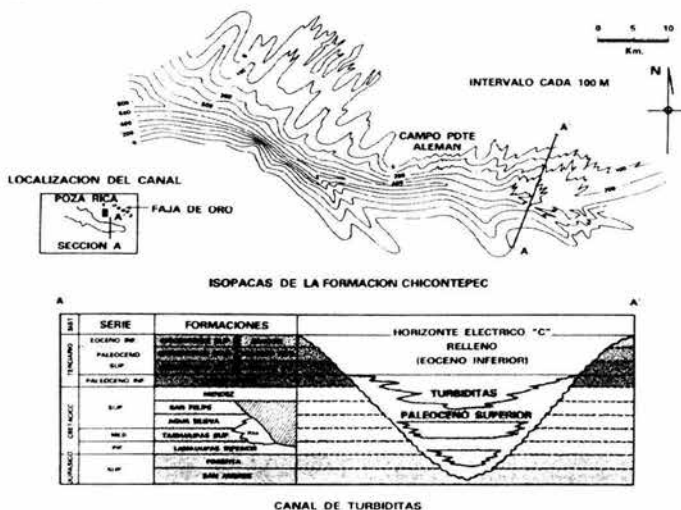


Fig. 2.69 Muestra el Paleocanal de Chicontepec (Tomada de Evaluaciones de Formaciones de México 1984).

2.4.8.1 Ejemplos de la Cuenca de Tampico-Misantla.

En esta Cuenca se ha hecho un esfuerzo significativo de exploración para incorporar nuevas reservas de hidrocarburos mediante nuevas técnicas de interpretación y mediante la adquisición de información sísmica. Así los resultados obtenidos han permitido la incorporación de un volumen de 91.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente de reservas 3P.

Lobina-1

El pozo exploratorio Lobina-1 se localiza geográficamente en Aguas territoriales del Golfo de México, en su porción de la Plataforma Continental, a 33.5 kilómetros al Sureste de Tampico, Tamaulipas, Fig. 2.70, habiéndose perforado en un tirante de agua de 59 m. El objetivo de la perforación fue evaluar una zona ubicada a 7.8 kilómetros al Sur del campo Arenque, e identificada con sísmica tridimensional. Geológicamente, se ubica en la porción marina de la Cuenca Tampico-Misantla, principal productora de aceite y gas asociado en la Región Norte. Su profundidad total fue de 3,447 m verticales.

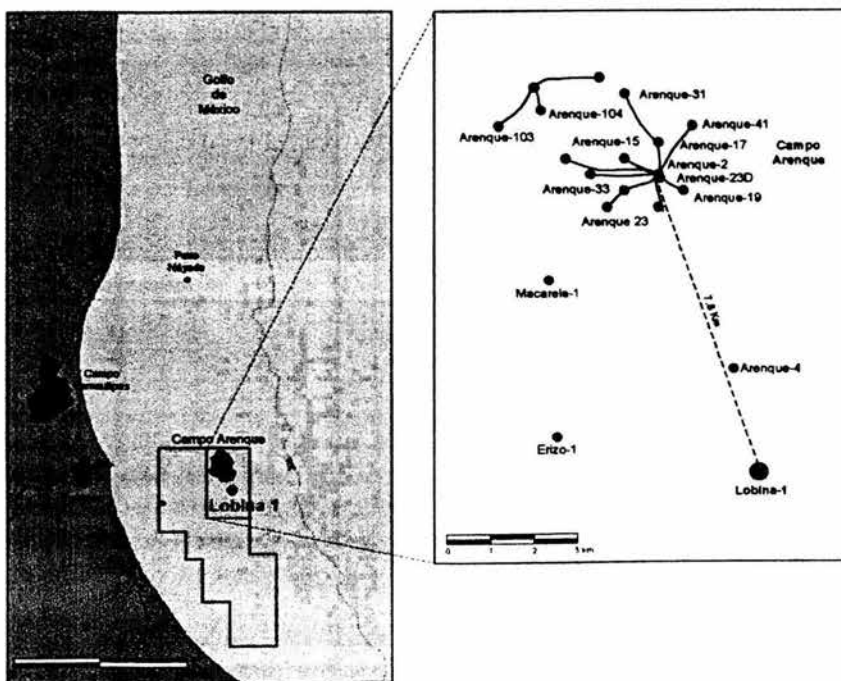


Fig. 2.70 El pozo Lobina-1 se localiza a 7.8 km del pozo Arenque-2 al Sur del campo Arenque dentro de las Aguas Territoriales del Golfo de México (Tomada de Las Reservas de Hidrocarburos de México evaluación al 1 de enero de 2004).

La interpretación en la información sísmica tridimensional, permitió visualizar las condiciones estructurales del campo, como parte del levantamiento regional hacia el Sur de la Isla Jurásica de Arenque.

La estructura está asociada a los altos de basamentos que dieron origen al depósito de rocas carbonatadas del Jurásico San Andrés y Tamaulipas Inferior.

El factor estratigráfico más significativo está representado por cambios de facies que controlaron la porosidad y permeabilidad dentro de la estructura, por lo cual se considera como una trampa combinada.

La Fig. 2.71 muestra una línea sísmica y la relación estructural entre el campo Arenque y Lobina-1.

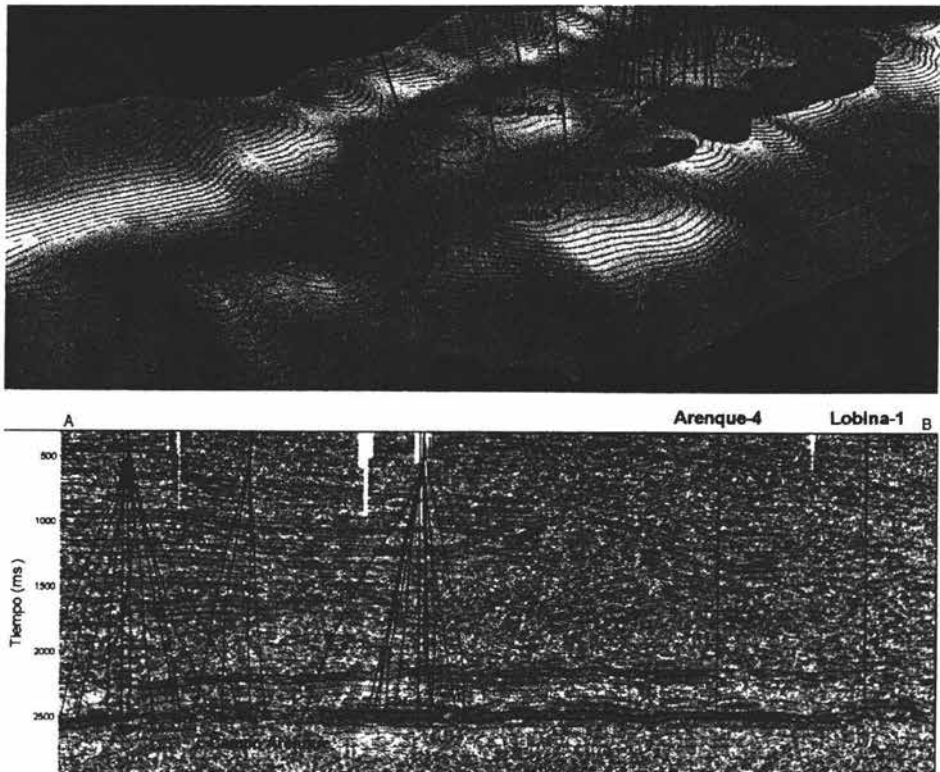


Fig. 2.71 La Fig. muestra el horizonte del Jurásico Superior San Andrés interpretado del cubo sísmico. Abajo se muestra la proyección de los pozos sobre una línea sísmica del campo.

La columna sedimentaria en el pozo esta en el Jurásico Superior (Kimmeridgiano) se efectuó bajo condiciones transgresivas, desarrollándose plataformas someras con ambientes de depósito lagunares, que dan origen a packstones de pellets y bioclastos. Por su posición cercana al nivel del mar y por estar acuñándose contra un alto de basamento, estas rocas fueron alteradas con procesos diagenéticos, principalmente disolución, resultado altamente Karstificadas. El Cretácico Inferior se compone de sedimentos de wackestone fracturados, depositados en ambientes de Cuenca cuya edad varía del Beriasiano al Huateriviano.

La porosidad observada es de carácter secundario producto principalmente de procesos diagenéticos de disolución, motivo por lo que los carbonatos muestran abundantes Karstificación. El tipo de porosidad predominante corresponde a vugular e intercristalina.

La configuración estructural a nivel del Jurásico Superior Kimmeridgiano muestra una trampa de tipo combinado dentro de una estructura anticlinal, con orientación Noreste a Suroeste y cierre estratigráfico por los cuatro lados (Fig. 2.72). A nivel del Cretácico Inferior la trampa es de tipo estructural.

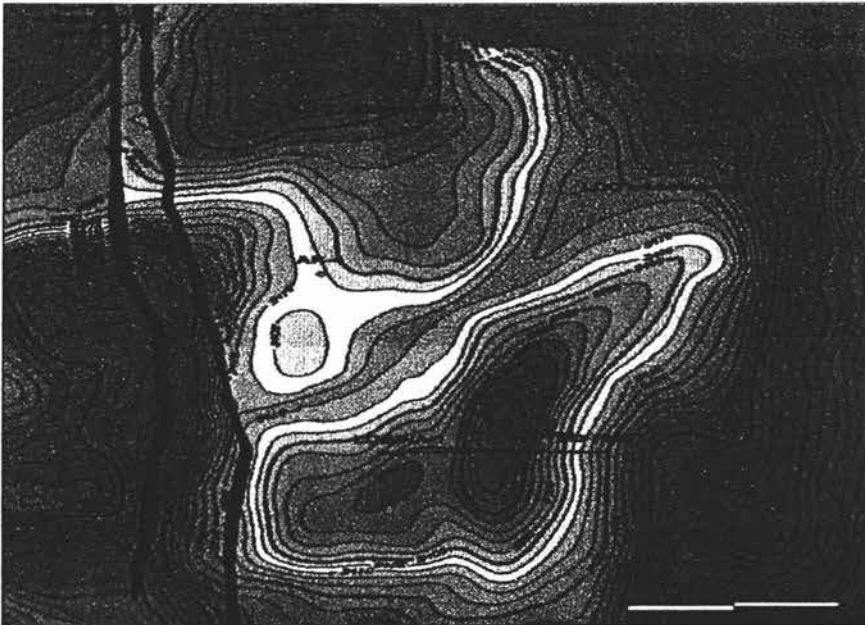


Fig. 2.72 Mapa estructural del Jurásico Superior San Andrés (Kimmeridgiano), principal objetivo del pozo Lobina-1 (Tomada de Las Reservas de Hidrocarburos de México evaluación al 1 de enero de 2004).

El sello está representado por la formación Pimienta del Jurásico Superior Tithoniano, la cual constituye un excelente sello que se caracteriza por su composición de sedimentos arcillo-calcáreo-carbonoso, que descansa directamente sobre la roca almacén.

El yacimiento de la formación San Andrés del Jurásico Superior está constituido por packstones de pelotoides y bioclástos café oscuro, parcialmente dolomitizados. La porosidad promedio de este yacimiento es de 14 por ciento, con una saturación de agua promedio de 11 por ciento y una densidad de aceite de 24 grados API.

El yacimiento en el Cretácico Inferior se compone de sedimentos de wackestone con presencia de fracturas. La evaluación de registros geofísicos y descripción de núcleos en estas facies, permitieron inferir porosidades que varían de 10 a 29 por ciento, mientras que la permeabilidad varía de 0.4 a 592 milidarcies.

El pozo es clasificado como productor de aceite y gas de acuerdo a los resultados de dos pruebas de presión-producción.

En la primera, realizada en el Jurásico Superior Kimmeridgiano, se obtuvo una producción de más de 7,500 barriles de aceite por día y más de 2.0 millones de pies cúbicos por día de gas. La segunda prueba aportó un gasto inicial de 1,915 barriles de aceite por día y 0.43 millones de pies cúbicos por día de gas en carbonatos de la formación Tamaulipas Inferior del Cretácico Inferior.

En reservas el volumen original 3P de aceite es 286.1 millones de barriles, en tanto las reservas originales de petróleo crudo equivalente 1P, 2P y 3P estimadas son de 12.1, 31.9 y 91.4 millones de barriles, respectivamente.

Capítulo 3

CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA DE LAS TRAMPAS ESTRUCTURALES.

Las propiedades petrofísicas de las rocas tales como la porosidad y la permeabilidad, son sumamente importantes para determinar la capacidad de almacenamiento y la capacidad de producción del hidrocarburo.

Las "rocas-almacén" son las que presentan características adecuadas para la acumulación del petróleo por un cierto periodo de tiempo. Las características más importantes son la porosidad y la permeabilidad.

La *porosidad* es la relación entre el volumen de poros existentes en una roca con respecto al volumen total de la misma. Es una medida de la capacidad de almacenamiento de la roca.

La *permeabilidad* es la facilidad de una roca para permitir el paso de fluidos existentes entre los poros interconectados. Es un factor que indica si el yacimiento es, o no, de buenas características productoras.

3.1 POROSIDAD (ϕ).

Como parámetro esencial para que ocurra un depósito de petróleo, es la roca almacén cuyo rasgo más importante es la *porosidad*, ya que debe tener poros, o huecos de determinado tamaño y naturaleza para permitir el almacenamiento de petróleo y gas en yacimientos; estos deben ser suficientemente amplios y distribuidos en un volumen de roca importante para que se justifique su explotación.

La porosidad de la roca no es suficiente, porque los poros deben estar interconectados para permitir el paso del aceite y gas a través de la roca, por lo tanto, se necesita que las secuencias (*sucesión de niveles sedimentarios de diferente naturaleza, que se presentan siempre en el mismo orden*) también sea permeable.

Todas las secuencias varían en el tamaño de sus poros; estas variaciones se denominan *primarias* si dependen de:

1. El ambiente de deposición de la roca.
2. El grado de uniformidad del tamaño de la partícula
3. La naturaleza de los materiales que componen la roca.

Las variaciones se denominan *secundarias*, si dependen de acontecimientos que tuvieron lugar después, de que ocurrió la sedimentación de la roca como:

1. Fracturamiento.
2. Disolución.
3. Resedimentación y cementación.
4. Compactación debida a un aumento en la carga.

La porosidad es el cociente del espacio total de huecos en la roca o poros entre su volumen total. Convencionalmente la porosidad se expresa en porcentajes que se determinan con la siguiente relación:

$$\text{porosidad} = \frac{\text{volumen del espacio total de poros}}{\text{volumen de roca}} \times 100$$

$$\phi = \frac{V_p}{V_r} \times 100$$

La razón entre el volumen total del espacio que ocupan los poros y el volumen total de la roca se denomina *porosidad absoluta o total*, donde se incluyen a todos los intersticios o huecos interconectados o no; la medida de la porosidad que se usa comúnmente en los estudios sobre yacimientos petroleros es la razón entre los espacios que ocupan los poros interconectados y el volumen total de la roca, razón a la que se determina *porosidad efectiva*, que por lo general es de un 5 a un 10 %, inferior en casi todos los casos a la porosidad total. La permeabilidad de una roca depende de la porosidad efectiva.

La porosidad de la mayor parte de las secuencias sedimentarias almacenadoras varía entre un 5 y un 30 % y una porosidad inferior al 5 % es descartable para una explotación comercial, que es marginal, a no ser que existan factores de compensación, como pueden ser fracturas, fisuras, oquedades y cavernas, que no se revelen en los recortes pequeños de la roca.

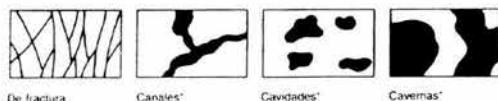
Los yacimientos en carbonatos tienen, por lo general, una porosidad ligeramente inferior que los yacimientos de areniscas, pero la permeabilidad de las rocas carbonatadas puede ser superior como producto del fracturamiento o la disolución.

En la Fig. 3.1 se muestra los diferentes tipos de porosidad.

Dependiente de la fábrica de la roca



No dependiente de la fábrica de la roca



*El término caverna se aplica a los poros de grandes dimensiones (del tamaño de una persona o mayor), tengan morfología de canales o de cavidades.

Dependiente o no de la fábrica de la roca

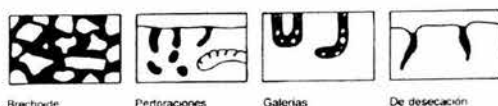


Fig. 3.1 Clasificación de la porosidad (Tomada de Atlas de rocas sedimentarias 1997)

3.1.1 Porosidad Primaria.

La porosidad primaria se forma cuando un sedimento se deposita en una cuenca sedimentaria. Los tipos principales de porosidad primaria es la porosidad intergranular, intrapartícula, mólida, inter cristalina, fenestral.

3.1.1.1 Porosidad Intergranular

Esta porosidad ocurre entre los espacios de los granos detríticos que forman a la roca, los cuales forman la fábrica (conjunto de caracteres estructurales de una roca) de un sedimento; ésta es una porosidad muy importante ya que está inicialmente presente en todas las rocas sedimentarias. La porosidad intergranular es reducida progresivamente por la diagénesis en carbonatos, pero es el tipo de porosidad dominante en areniscas y conglomerados.

3.1.1.2 Porosidad Intrapartícula

En arenas carbonatadas, particularmente en aquellas con restos de fósiles, la porosidad primaria puede estar presente dentro de los granos detríticos.

3.1.1.3 Porosidad Intercristalina

La porosidad intercristalina ocurre entre los cristales individuales de una roca cristalina; es el tipo de porosidad típica en las rocas ígneas, metamórficas de alto grado y para algunas evaporitas, donde tal porosidad es de origen primario, y es la característica de los carbonatos los cuales han sufrido la cristalización y es importante particularmente en dolomías recristalizadas. Los poros en rocas cristalizadas son esencialmente cavidades planas que se cortan oblicuamente una con otra sin estrechamientos de las gargantas entre los poros adyacentes. Tales rocas son muy importantes en algunos yacimientos de aceite y/o gas.

3.1.1.4 Porosidad Fenestral.

El término de porosidad "fenestral" fue propuesta primero por Tebbutt et al, para describir una "cavidad casi contemporánea en el armazón de la roca, más grande que los intersticios de una roca soportada por granos". Este tipo de porosidad es típica de carbonatos, también se encuentra en rocas compuestas de fragmentos de arenas carbonatadas en donde ocurre graduación a porosidad secundaria ; esta porosidad se forma por la deshidratación contemporánea y la litificación por lo que se forman poros fenestrales horizontales paralelos a los estratos.

3.1.2 Porosidad Secundaria.

La porosidad secundaria o de post-depósito, es aquella que por definición, es formada después de que un sedimento fue depositado; los principales tipos de porosidad secundaria son:

3.1.2.1 Porosidad Vugular

Es porosidad secundaria que es formada por la solución en rocas carbonatadas, como moldes cortan transversalmente a la fábrica del depósito primario de la roca y se encuentran típicamente en carbonatos rodeados por cristales.

Con el incremento de tamaño del vugulo, se gradúa al término de porosidad de caverna; los vugulos son de dimensiones pequeñas y las cavernas están comúnmente desarrolladas debajo de las inconformidades; este sirve como depósito petrolero en un gran número de Campos como Abqaiq en Arabia Saudita y el Campo Dollarhide de Texas.

3.1.2.2 Porosidad de Fracturas.

Las fracturas corresponden con un tipo de porosidad secundaria; éstas ocurren frecuentemente en las rocas que presentan comportamiento frágil, las fracturas en el sentido de ruptura en la laminación (*disposición de los elementos detríticos de una capa en bandas finas a menudo onduladas, paralelas u oblicuas, cada una de*

estas bandas se denomina *lámina*) del depósito, pueden ocurrir al mismo tiempo con la sedimentación.

Esto produce a menudo microfallas, las cuales son originadas principalmente por hundimiento, deslizamiento y compactación. Las fracturas en sedimentos plásticos son selladas instantáneamente; sin embargo, en rocas duras pero quebradizas, las fracturas pueden permanecer abiertas después de su formación, por lo que da lugar a la porosidad de fracturas.

Cualquier descripción de una roca debe incluir una estimación de la cantidad y tipo de la porosidad que tenía el sedimento original. La porosidad puede ser primaria- es decir, estaba presente ya en el sedimento original- o secundaria, desarrollada por la génesis en el ámbito petrolero.

3.1.3 Medición.

Las mediciones necesarias para el cálculo de la porosidad se efectúan en el laboratorio, usando trozos de núcleos o recortes de perforación; también se utilizan varios métodos cualitativos para hacer una estimación de la porosidad, cuando se quiere correlacionar estos análisis. Los métodos disponibles más utilizados son los siguientes:

3.1.3.1 El Perfil Eléctrico. Es una medición en milivoltios del potencial eléctrico natural de las rocas (el potencial espontáneo, o SP). Los potenciales bajos se registran normalmente donde se tienen estratos impermeables, en tanto que los potenciales altos corresponden a los estratos porosos.

3.1.3.2 Perfiles Radioactivos. Los perfiles de rayos gama miden la emisión natural de rayos gama de las formaciones en cuestión, y los perfiles neutrónicos miden la emisión de rayos gama inducida por la acción de los neutrones sobre las formaciones; el perfil neutrónico es, condicionado esencialmente por la presencia de hidrógeno y en consecuencia por la presencia de fluidos (gas, petróleo y agua en la formación). La presencia de fluidos indica que la roca tiene porosidad.

3.1.3.3 Otros Perfiles. Las mediciones de microperfiles y perfiles por calibrador ofrecen a menudo una indicación cualitativa de las zonas porosas y proporcionan datos para las determinaciones cuantitativas de la porosidad, que se obtienen por medio de otros perfiles.

3.1.3.4 Examen Microscópico de los Recortes de Perforación. Si no se dispone de núcleos, a menudo el único modo de observar en forma directa la porosidad es examinando los recortes de perforación, con la ayuda de un microscopio binocular, con luz ultravioleta es posible ver el petróleo en pequeñas grietas, que se torna fluorescente.

3.1.3.5 Láminas Delgadas. Cuando se tienen pequeñas muestras de los recortes de perforación, se pueden hacer láminas delgadas con un espesor aproximado de 30 micras; en estas láminas es posible observar utilizando microscopios petrofísicos la porosidad y hacer estimaciones cualitativas.

3.1.3.6 Perfiles del Tiempo de Perforación. Un aumento súbito en el avance o velocidad de la perforación, indica a menudo una formación porosa; cuando más porosa sea la roca es más fácil la perforación y donde esta variación es considerada a menudo como indicio de formación explotable, se extrae un testigo para determinar la naturaleza de la roca.

3.2 PERMEABILIDAD (k).

La *permeabilidad* es la capacidad que tiene un fluido a fluir a través de un medio poroso interconectado de una roca. La presencia de la porosidad efectiva da a la roca la propiedad de permeabilidad; también se puede expresar como la medida de la conductividad de fluidos que tiene una roca.

La permeabilidad es controlada por varias variables; estas incluyen la porosidad efectiva de la roca, la geometría de los poros, incluyendo su tortuosidad, y la medida de las gargantas entre los poros, la fuerza capilar entre la roca y los fluidos que las invaden se pueden determinar por la ley de Darcy usando la siguiente ecuación:

$$q = \frac{kA}{\mu} \times \frac{dp}{dx}$$

donde:

- q** Es el volumen del flujo (volumen por unidad de tiempo), en centímetros cúbicos por segundo para el flujo horizontal.
- k** Es la constante de permeabilidad, en darcys
- A** El área total de la sección transversal en centímetros cuadrados
- μ Es la viscosidad del fluido, en centipoises
- $\frac{dp}{dx}$ Es el gradiente hidráulico (la diferencial de presión entre la diferencial de x en la dirección del flujo (x)), que se mide en atmósferas por centímetro.

La unidad de medida de la permeabilidad de una roca es el sistema CGS se denomina *darcy* en honor a Henri Philibert Gaspard Darcy (1856), quien llevó a cabo experimentos con la circulación de líquidos a través de medios porosos.

Un medio poroso tiene una permeabilidad de un darcy cuando un fluido monofásico de un centipoise de viscosidad, que llena por completo los huecos del medio a una velocidad de un centímetro por segundo por centímetro cuadrado de

sección, bajo una presión o gradiente hidráulico equivalente a una atmósfera (76.0 cm de Hg) por centímetro.

La permeabilidad de la mayoría de las rocas se considera menor que un darcy y generalmente usado en milidarcy (1 md=0.001 darcy). La permeabilidad de las rocas es altamente variable y su rango de la permeabilidad va de 10 a 100 milidarcys, el cual es considerado bueno; arriba de este rango son consideradas excepcionalmente altas.

La porosidad y permeabilidad son propiedades dependientes de un sedimento o secuencia sedimentaria. La permeabilidad es baja, si la porosidad no está interconectada, por lo contrario la permeabilidad es alta cuando la porosidad está interconectada y efectiva.

3.2.1 Permeabilidad Absoluta. Cuando un medio poroso está saturado por un solo fluido o existen 2 fases, pero una de ellas es inmóvil, a la facilidad con que se puede fluir la otra fase a través del medio poroso se le denomina permeabilidad absoluta.

3.2.2 Permeabilidad Efectiva: Se le llama permeabilidad efectiva cuando el medio está saturado por 2 o más fases con facilidad de flujo, y cada una de ellas tiene permeabilidad

3.2.3 Permeabilidad Relativa: Se define a la permeabilidad relativa como el cociente de la permeabilidad efectiva con respecto a la permeabilidad absoluta

$$k_i = \frac{k_{i\text{ef}}}{k_{\text{abs}}} \quad i=o,g,w$$

3.2.4 Medición.

La permeabilidad de una roca almacenadora se determina en el laboratorio, mediante el análisis de testigos en un permeámetro; los métodos de laboratorio están estandarizados de modo que las mediciones se efectúan en forma rápida, pero suficientemente exacta en la mayor parte de los casos.

Se pueden simular condiciones de yacimiento para tener mayor información de los yacimientos petroleros.

El fluido que se utiliza para medir la permeabilidad de una roca almacenadora es por lo general aire o gas seco y la presión que se aplica es la menor dentro de las que pueden provocar una velocidad de flujo mensurable.

CAPÍTULO 4.

CÁLCULO DE RESERVAS EN TRAMPAS ESTRUCTURALES.

INTRODUCCIÓN.

La creciente necesidad de energéticos en el mundo, ha dado como resultado la urgente necesidad de incrementar el número y tipo de fuentes de energía. Considerando que en la actualidad la mayor fuente de energéticos, son los hidrocarburos, la búsqueda de nuevos yacimientos se efectúa aceleradamente, tanto en sentido areal, como vertical. A medida que la búsqueda en sentido areal se intensifica, se incrementa también a mayores profundidades.

Al aumentar la profundidad de las acumulaciones de petróleo, éste se encuentra a condiciones de presión y temperatura más elevadas, que influyen en la relación de componentes ligeros y pesados que contiene. En términos generales, el porcentaje de componentes ligeros en un aceite crudo, se incrementa con la temperatura y ésta, a su vez, con la profundidad, dando como resultado que los hidrocarburos líquidos encontrados a mayor profundidad sean fluidos de tipo ligero, con grandes volúmenes de gas en solución y que al llevarse a la superficie exhiban fuertes encogimientos.

Los fluidos provenientes de los yacimientos de hidrocarburos en tales condiciones, son el resultado de la serie de cambios termodinámicos que ha sufrido la mezcla original de hidrocarburos, debido a los cambios en la presión y temperatura, en su trayectoria desde el seno de la roca almacén hasta las estaciones de recolección en la superficie; este proceso da como resultado que los fluidos de dichas estaciones pueden guardar, poca o ninguna semejanza con los fluidos existentes en el yacimiento del cual provienen.

Esto conduce a situaciones en las que los conceptos y procedimientos de análisis PVT convencionales dejan de ser aplicables y se requiere la revisión, tanto de algunos aspectos relativos al uso de técnicas modificadas de obtención de parámetros, como de las consideraciones termodinámicas básicas que fundamentan su interpretación práctica.

4.1 Distribución de los Fluidos en el Yacimiento.

Las propiedades físicas de un mismo fluido varían con la temperatura y la presión: las temperaturas y presiones muy elevadas que prevalecen en los yacimientos más profundos son muy distintas de las que presentan esos mismos fluidos recuperados en la superficie; las dos propiedades físicas primordiales del aceite y el gas son:

- 1) Relativa inmisibilidad con el agua.
- 2) Densidad inferior a la del agua, lo cual permite que el aceite y el gas suban a través del agua y floten en ella.

La distribución de los fluidos en el yacimiento depende de la interrelación de factores como, saturaciones relativas en los poros, presiones capilares y de desplazamiento, condiciones hidráulicas del yacimiento, porosidad, permeabilidad y composición de los fluidos. En las trampas que contienen agua, gas y aceite se distribuyen aproximadamente en estratos; como el gas es el fluido más ligero, éste se acumula cerca del techo de la trampa. Por debajo del gas se encuentra el aceite y por debajo de esta capa se encuentra el agua; en la Fig. 4.1 se muestran las relaciones entre los diferentes fluidos que se encuentran en un yacimiento. El agua intersticial se encuentra presente en todo el yacimiento donde puede ocupar desde un porcentaje reducido hasta el 50 % del espacio poroso y por lo general varía entre 10% y 30%.

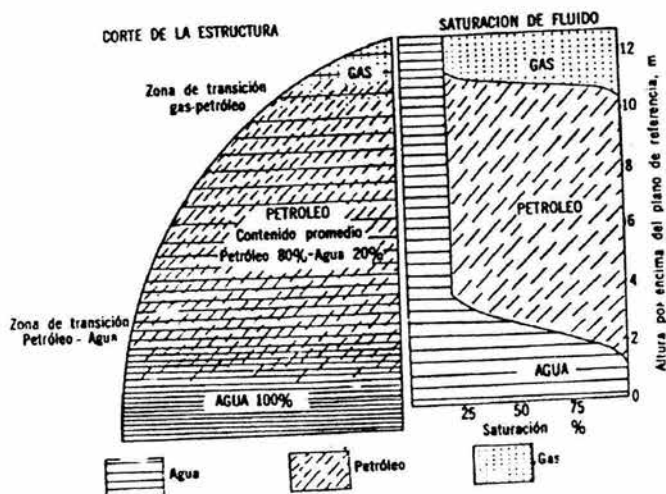


Fig. 4.1 Diagrama de la distribución de fluidos de un yacimiento típico

El agua asociada con los yacimientos de aceite y gas se denomina agua de yacimiento, el borde inferior de la mayor parte de los yacimientos de aceite y gas se caracteriza por el contacto o plano de limitación entre el aceite y el agua o el gas y el agua.

El agua libre que limita el yacimiento y llena los poros por debajo y alrededor del mismo se define como agua de fondo o agua marginal (Fig. 4.2), a medida que declina la producción de aceite y de gas la mayor parte de los pozos produce cantidades de agua libre cada vez mayores.

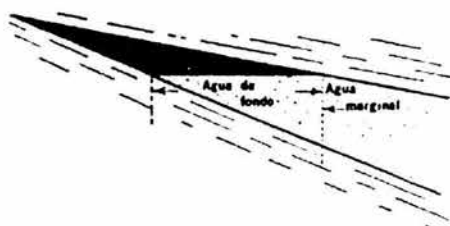


Fig. 4.2 Corte idealizado que muestra la posición de las aguas de fondo respecto al yacimiento.

El agua de los yacimientos se pueden clasificar genéticamente en tres grupos: meteórica, fósil y mixta.

4.1.1 Agua meteórica es la que ha caído en forma de lluvia y ha llegado por infiltración a las rocas poco profundas porosas y permeables, o que se ha filtrado a través de ellas a lo largo de los planos de estratificación, fracturas y capas permeables; su contenido de este tipo de agua es oxígeno combinado principalmente en forma de anhídrido carbónico. Dicha agua meteórica puede estar en vinculación con una superficie de discordancia sepultada que estuvo alguna vez expuesta a la lluvia.

4.1.2 Agua fósil o singenética es el agua de mar en que se depositaron los sedimentos marinos donde, en un determinado momento, llenaba todos los poros; sin embargo, es incierto que las aguas de los yacimientos sean en realidad las aguas originales del lugar. Por lo general se entiende que "agua fósil es el agua intersticial que existe en la roca almacenadora antes de que está resulte perturbada por la perforación".

4.1.3 Agua mixta se caracterizan por tener a la vez un contenido de cloruro y de sulfato-carbonato-bicarbonato, donde se trata de agua meteórica mezclada o reemplazada en parte por el agua fósil de la roca. Las aguas de los yacimientos pueden clasificarse también, según su forma de aparición, en agua libre y agua intersticial.

4.1.4 Agua libre. La mayor parte de los yacimientos de aceite y gas ocurren asociados con acuíferos; es decir, en rocas permeables saturadas de agua, donde el agua puede ser meteórica, fósil o mixta, según su origen, y es la que está lista para fluir hacia cualquier lugar donde se disminuya la presión del yacimiento.

4.1.5 Agua intersticial. Se considera que el agua intersticial a permanecido en la roca desde que la roca fue depositada, y que se ha adherido a ella que no resultó desplazada en el período de acumulación del gas y del aceite; la mayor parte del agua intersticial es absorbida por las superficies minerales o mantenida en las grietas capilares más finas, por causa de la presión capilar.

La vinculación entre el agua intersticial con el aceite y gas tiene una particular importancia para la acumulación y extracción del petróleo y algunos de los efectos sobre los yacimientos son:

1. La relación general entre la porosidad, permeabilidad, el tamaño de los granos del yacimiento y la cantidad de agua intersticial que contiene es directa; en algunos yacimientos generalmente el porcentaje de agua aumenta a medida que disminuye la permeabilidad, también aumenta el agua intersticial cuando disminuye la porosidad. Estos fenómenos pueden deberse en parte al hecho que la mayor parte de los sedimentos está perfectamente humedecido con agua principalmente; los sedimentos finos que tienen una superficie mucho mayor por unidad de volumen, absorben mayor cantidad de agua; por otra parte las presiones capilares que mantienen el agua en su lugar son mayores en los poros más finos.
2. El espacio poroso ocupado por agua reduce las reservas de aceite y gas de un yacimiento; por lo tanto, resulta imprescindible una evaluación del volumen de agua antes de calcular el espacio poroso que queda a disposición del aceite y gas.
3. El agua adherida que hay alrededor de los granos impide que el aceite toque la roca; éste sólo está en contacto con el agua y por ello existe la interfase entre el aceite y el agua (Fig. 4.3).

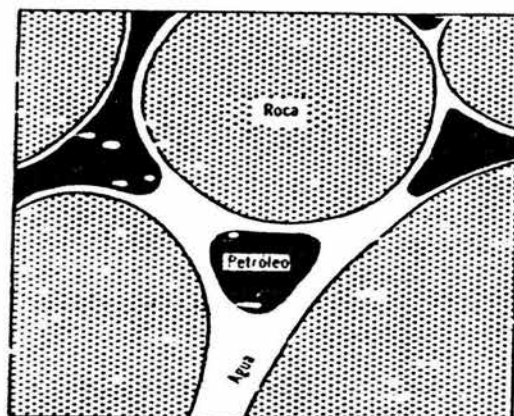


Fig. 4.3. Muestra de los granos de arenas tapizados por una película de agua y el aceite con su gas disuelto ocupando al resto de los espacios porosos

4. Es frecuente encontrar sal en forma de cristales en la mayor parte del aceite extraído; es probable que una parte es por el precipitado del agua intersticial causado por la disminución en la presión del fluido en el curso de la explotación. Una diferencia en la temperatura y en la presión entre el yacimiento y la superficie también permite la precipitación de sal del agua extraída.

4.2 CARACTERIZACIÓN DE FLUIDOS DE YACIMIENTOS PETROLEROS.

El paso siguiente al descubrimiento de un yacimiento de hidrocarburos, es el tratar de colocar los fluidos que contiene dentro de una clasificación preestablecida y confiable, que permita citarlos con propiedad.

El comportamiento termodinámico de una mezcla de hidrocarburos, puede utilizarse para propósitos de clasificación, tomando como base su diagrama de comportamiento de fases, el cual, en una gráfica temperatura-presión (Fig. 4.4), presenta los principales elementos.

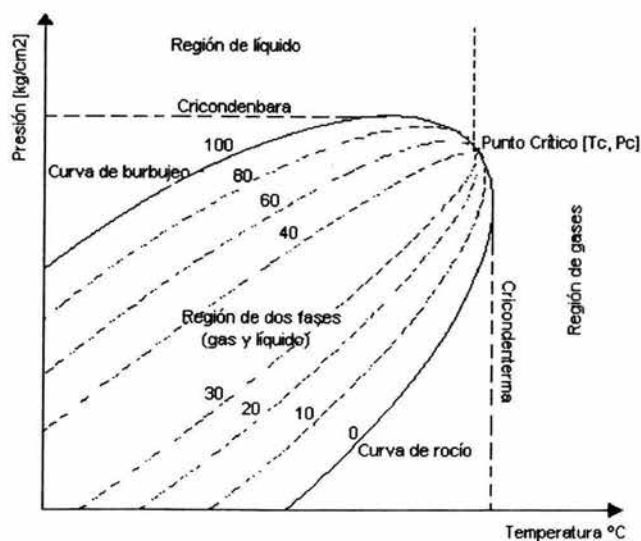


Fig. 4.4 Diagrama de fases temperatura-presión (Tomada de Apuntes de Comportamiento de Yacimientos).

La curva llamada envolvente de fases, resulta de unir las *curvas de puntos de burbuja* y *puntos de rocío* que exhibe la mezcla a diferentes temperaturas; estas curvas se unen en el punto denominado *punto crítico*.

La envolvente de fases divide el diagrama en tres regiones de:

1. Líquidos
2. Gases
3. Dos fases

La primera, llamada región de líquidos, está situada fuera de la envolvente de fases y a la izquierda de la isoterma crítica; la segunda, llamada región de gases, se encuentra fuera de la envolvente de fases y a la derecha de la isoterma crítica la última, encerrada en la envolvente de fases; en esta región, se encuentran todas las combinaciones de temperatura y presión en las que la mezcla de hidrocarburos puede permanecer en dos fases en equilibrio, existiendo dentro de ella, las llamadas curvas de calidad, que indican el porcentaje de hidrocarburos que se encuentran gas o líquido. Todas estas curvas inciden en el punto crítico.

Se distinguen, además, en el mismo esquema, la cricondenterma y la cricondenbara, como la temperatura y presión máximas, respectivamente, a las cuales la mezcla de hidrocarburos puede permanecer en dos fases en equilibrio.

Cada mezcla de hidrocarburos encontrada en un yacimiento, tendrá un diagrama de fases característico, el cual permanecerá constante, mientras permanezca constante la proporción de componentes en la mezcla; sufre modificaciones cuando se altera la proporción de componentes, debido a la extracción preferencial de fluidos o a la inyección de alguno o algunos de ellos.

Las diferentes acumulaciones de hidrocarburos pueden caracterizarse de acuerdo con la posición que toman sus fluidos en el diagrama de fases y a la línea que describe la evolución de los mismos, desde el yacimiento hasta la superficie durante la explotación, y se clasifican en diferentes tipos de yacimientos:

4.2.1 Yacimientos de Aceite y Gas Disuelto de Bajo Encogimiento.

La Fig. 4.5, muestra la envolvente de fases típica de un yacimiento de aceite y gas disuelto de bajo encogimiento, también llamado aceite negro; y que antes del desarrollo del área de Chiapas-Tabasco-Campeche contribuían con la mayor parte de la producción de crudo del país, por lo que su comportamiento es bastante conocido.

Sus líquidos son fluidos cuyo contenido de componentes intermedios, C_3 a C_6 , es comparativamente bajo, y alto el de componentes pesados; la temperatura crítica de la mezcla de hidrocarburos y el punto crítico, generalmente está situado a la derecha de la cricondenbara y las curvas de calidad se cargan predominantemente hacia la línea de puntos de rocío.

Si la presión en el yacimiento es mayor que la presión de burbuja de sus fluidos, a la temperatura del yacimiento, se dice que se trata de un yacimiento bajosaturado; si la presión en el yacimiento es igual o menor que la presión de burbuja de sus fluidos, se dice que el yacimiento es, o está, saturado.

En términos generales, las condiciones de producción en la superficie se localizan en la región de dos fases y dan lugar a relaciones gas-aceite bajas, generalmente menores de $200 \text{ m}^3/\text{m}^3$, con aceites oscuros de alta densidad, más de 0.85 g/cm^3 , siendo el gas generalmente pobre en licuables, de menos de $30 \text{ bl}/10^6 \text{ ft}^3$.

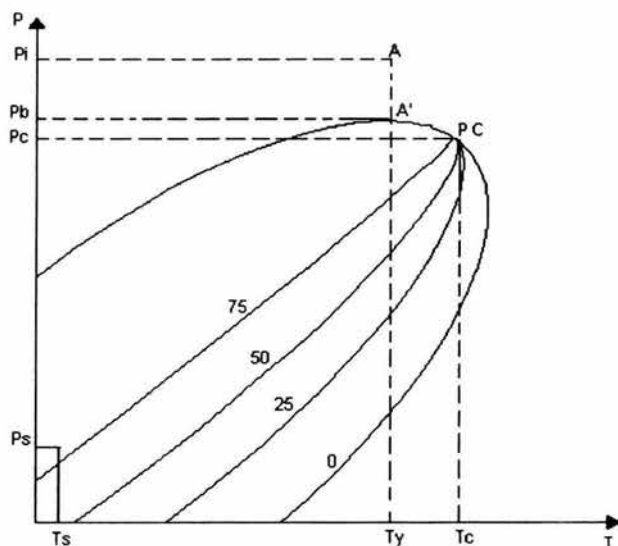


Fig. 4.5. Yacimiento de aceite y gas disuelto de bajo encogimiento

4.2.2 Yacimientos de Aceite y Gas Disuelto de Alto Encogimiento.

En la Fig. 4.6, se muestra el diagrama de fase típico de los yacimientos conocidos como de aceite y gas disuelto de alto encogimiento o volátil. En él se observa que la temperatura de la formación almacenadora, es menor, pero cercana a la temperatura crítica de la mezcla de hidrocarburos que contiene; se observa también que su punto crítico está cerca de la cricondenbara y que las líneas de calidad están relativamente separadas de la línea de puntos de rocío, lo que indica un alto contenido de componentes intermedios.

La denominación de volátiles se deriva de la característica particular de que la temperatura del yacimiento es cercana a la temperatura crítica de la mezcla de hidrocarburos que contiene, lo que hace que el equilibrio de fases sea precario y

que cambios de pequeña magnitud en la presión o en la temperatura, produzcan modificaciones importantes en los volúmenes de líquido y gas coexistentes.

Para este tipo de yacimientos, la proporción de gases y líquidos en la producción se verá fuertemente influenciada por las condiciones de presión y temperatura de separación, así como por el número de etapas que se empleen, condiciones que se situarán siempre, en la región de dos fases del diagrama.

A manera de guía, se puede decir que las relaciones gas-aceite que se obtienen de estos yacimientos están entre 200 y 1000 m_g^3/m_o^3 , y que los líquidos en el tanque de almacenamiento presentan una coloración ligeramente oscura, con una densidad entre 0.85 y 0.75 g/cm^3 ; el contenido de licuables en el gas es fuertemente dependiente de las condiciones y etapas de separación y puede ser tan alto como 70 $bl/10^6 ft^3$ o más, puede tratarse de yacimientos bajosaturados o saturados, dependiendo de si la presión en el yacimiento es mayor, igual o menor que la presión de burbuja de sus fluidos.

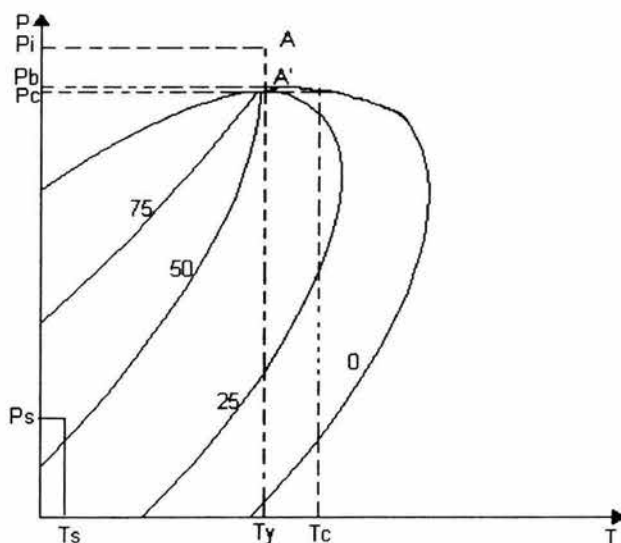


Fig. 4.6. Yacimiento de aceite y gas disuelto de alto encogimiento

4.2.3 Yacimientos de Gas y Condensados.

La Fig. 4.7, corresponde a la envolvente de fases de los fluidos de un yacimiento de gas y condensado; este caso se presenta cuando la temperatura del yacimiento queda entre la temperatura crítica y la cricondenterma de la mezcla de hidrocarburos.

El punto crítico se ubica generalmente hacia la línea de puntos de burbuja. Si la presión del yacimiento es superior a la presión de rocío de la mezcla, los hidrocarburos se encuentran inicialmente en estado gaseoso.

Los fluidos que penetran al pozo hasta el tanque de almacenamiento, sufren una fuerte reducción, tanto en temperatura, como en presión y penetran rápidamente en la región de dos fases, llegando a la superficie con relaciones gas-aceite que varían, aproximadamente entre los 1,000 y 10,000 m^3/m^3 , variando el contenido de licuables en el gas según las condiciones y el número de etapas de separación, pero siendo, generalmente entre 50 y 70 $\text{bl}/10^6 \text{ft}^3$. El líquido recuperable es en general de coloración ligera, con densidades que varían entre 0.8 y 0.75 g/cm^3 .

Cuando en el yacimiento se presenta una reducción isotérmica de la presión y se cruza la presión de rocío, se entra a la región de dos fases, ocurriendo la llamada condensación retrógrada de las fracciones pesadas e intermedias, que se depositan como líquido en los poros de la roca; los hidrocarburos así depositados no logran fluir hacia los pozos, ya que raramente se alcanza la saturación crítica del líquido.

El efecto dañino de permitir la condensación retrógrada, tiene el agravante de que lo que se deposita son las fracciones más pesadas de la mezcla y, por lo tanto, no sólo se pierde la parte de mayor valor en el yacimiento, sino que el fluido que se continúa extrayendo se empobrece en cuanto a su contenido de tales fracciones; además tiende a bloquearse el flujo de gas, por la reducción de la permeabilidad del gas.

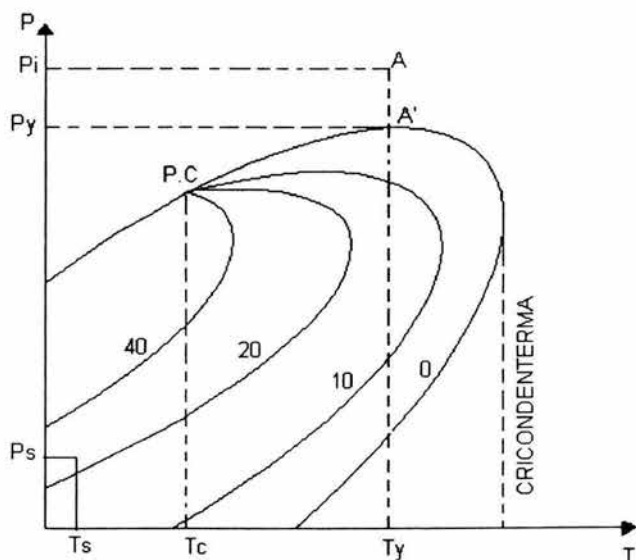


Fig. 4.7. Yacimiento de gas y condensado

4.2.4 Yacimientos de Gas Húmedo.

El diagrama de fase correspondiente a un yacimiento de gas húmedo, se presenta en la Fig. 4.8; en ella puede observarse que la temperatura del yacimiento es mayor que la cricondenterma de la mezcla, por tal razón nunca se tendrán dos fases en el yacimiento, sino únicamente fase gaseosa.

Cuando estos fluidos son líquidos, en la superficie entran a la región de dos fases, generando relaciones gas-aceite que varían entre 10,000 y 20, 000 m^3/m^3 , el líquido recuperable tiende a ser transparente, con densidades menores de 0.75 gr/cm^3 y el contenido de licuables en el gas, generalmente es bajo, menos de $30 \text{ bl}/10^6 \text{ ft}^3$.

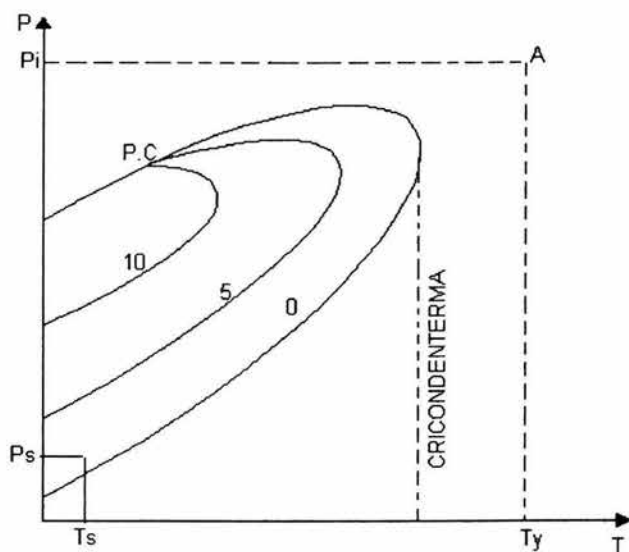


Fig. 4.8 Yacimiento de gas húmedo.

4.2.5 Yacimientos de Gas Seco.

Otro tipo de yacimiento, es el que se conoce como yacimiento de gas seco (Fig. 4.9), cuyo componente principal es metano, con pequeñas cantidades de etano, propano e hidrocarburos más pesados.

Ni a las condiciones de yacimiento, ni a las de la superficie se entra a la región de dos fases, durante la explotación del yacimiento, por lo que siempre se está en la región de estado gaseoso.

Teóricamente, los yacimientos de gas seco no producen líquidos en la superficie; sin embargo, la diferencia entre un gas seco y un húmedo es arbitraria y generalmente un sistema de hidrocarburos que produzca con relaciones gas-aceite mayores de $20,000 \text{ m}^3 \text{ g/m}^3$, se considera gas seco.

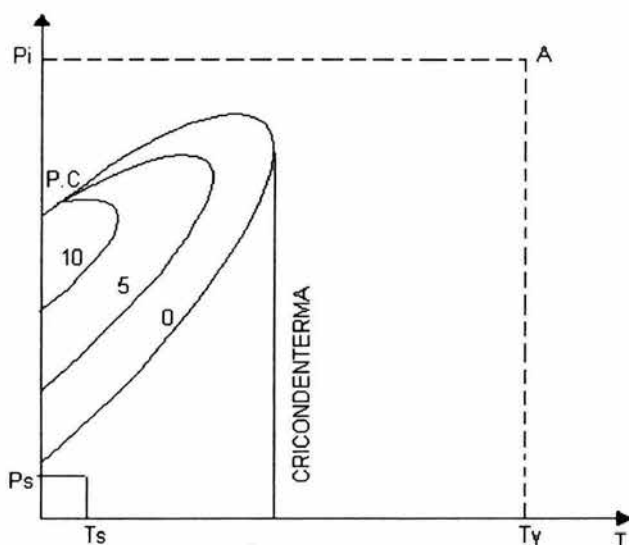


Fig. 4.9. Yacimiento de gas seco.

4.3 PARÁMETROS DE CLASIFICACIÓN.

Los parámetros que se consideran de utilidad para clasificar los fluidos de un yacimiento de hidrocarburos, pueden dividirse en dos grupos: aquellos que se miden en el *campo*, durante las pruebas de producción y aquellos que deben obtenerse en el *laboratorio*, simulando el comportamiento de los fluidos en el yacimiento, al agotarse su presión sobre muestras representativas de los fluidos contenidos por los mismos.

4.3.1 Parámetros de Campo.

Algunas consideraciones acerca de los parámetros de campo son:

4.3.1.1 Temperatura del Yacimiento. Depende de la profundidad y del gradiente geotérmico local y se considera constante durante toda la vida del yacimiento; su medición se hace bajando termómetros de máxima del rango adecuado y debidamente calibrados, a la profundidad del yacimiento, o bien a partir de registros continuos que describan el perfil de temperaturas; dichos registros deben ser igualmente calibrados.

4.3.1.2 Presión del Yacimiento. Depende de la profundidad, del gradiente hidráulico y de si existen o no presiones anormales en la zona de ubicación del yacimiento; varía desde una presión inicial hasta una presión de abandono al final de la vida productiva del mismo; su medición se logra bajando dentro de la tubería de producción un registrador de presión, tipo Amerada, que proporciona una gráfica de la variación de la presión con la profundidad o una gráfica de presión contra tiempo, las que, debidamente interpretadas, proporcionan valores representativos de la presión en el yacimiento.

4.3.1.3 Volumen de Aceite. Producido en un periodo dado, que indica el potencial de un pozo y debe ser medido con equipo debidamente calibrado a condiciones estabilizadas de flujo, las que se logran después de una adecuada preparación del pozo.

4.3.1.4 Relación Gas-Aceite de Producción. Relación del volumen de gas que está disuelto en el aceite comparado con el volumen de aceite que lo contiene, depende del tipo de fluidos contenidos en el yacimiento; para alguno de ellos, su valor es casi independiente de las condiciones de operación en la superficie, en cambio para otros, las condiciones de operación en la superficie influyen grandemente en los valores medidos. Su obtención debe hacerse a condiciones de operación perfectamente controlada y a condiciones de flujo estabilizadas con equipo adecuadamente calibrado.

4.3.1.5 Densidad de los Fluidos Producidos. Depende fundamentalmente de su composición; ocasionalmente se mide la densidad del líquido producido directamente en el campo, utilizando densímetros o termodensímetros; por lo general se colectan muestras del líquido y gas producidos y se envían al laboratorio para obtener esta propiedad.

4.3.1.6 Color del Líquido Producido en el Tanque. Depende del tipo de fluidos de que se trate y generalmente es una apreciación visual la que los califica; generalmente son más oscuros a medida que aumenta su contenido de componentes pesados.

4.3.2 Parámetros de Laboratorio

Con respecto a parámetros que se obtienen en el laboratorio, se puede señalar lo siguiente:

4.3.2.1 Presencia o Ausencia de Punto de Burbuja o Punto de Rocío. Depende totalmente de la composición original de los fluidos contenidos en el yacimiento y de la temperatura del mismo; a medida que aumenta el contenido de componentes pesados en la mezcla natural de hidrocarburos, aumenta la posibilidad de encontrar dichos puntos a la temperatura del yacimiento.

4.3.2.2 Variación del Porcentaje de Líquido. Se considera que a medida que disminuye la presión del yacimiento, que depende de la composición de la mezcla de hidrocarburos y de la cercanía de la temperatura del yacimiento a la temperatura crítica de la mezcla @ T_c , varía de 0 a un valor máximo en yacimientos de gas y condensado y de 100 a un valor mínimo en yacimientos de aceite y gas disuelto.

Para el caso particular de yacimientos de aceite y gas disuelto de alto encogimiento, a presiones ligeramente menores que las del punto de burbuja, los cambios en volumen líquido pueden ser drásticos, en algunos casos del orden del 50%. Debido a la cercanía del punto de burbuja al punto crítico, donde las propiedades intensivas del líquido y el gas tienden a ser iguales, la fase gaseosa liberada, es muy rica en componentes intermedios.

4.3.2.3 Relación de Solubilidad. Se define como la cantidad de gas disuelto por unidad de volumen de líquido, a cualquier condición de presión y temperatura del yacimiento, cuando ambos volúmenes se miden en la superficie; dependerá fundamentalmente del tipo de fluidos que contiene el yacimiento y del método del laboratorio seguido para obtenerla.

4.3.2.4 Densidad y Viscosidad. De las fases líquida y gaseosa a las condiciones del yacimiento, dependerá del tipo de fluidos contenidos en el mismo, y el valor numérico asignado a estos parámetros dependerá del método seguido en el laboratorio, para simular el agotamiento del mismo.

4.3.2.5 Factores de Volumen, Se definen como el volumen ocupado por una o varias fases en el yacimiento, por volumen ocupado por cualquiera de ellas @ T_c , depende como todos los parámetros del segundo grupo, del tipo de fluidos contenidos en el yacimiento y de los valores numéricos que se les asignen; dependerán del método de laboratorio empleado para simular el agotamiento. En el caso de yacimientos de gran espesor, pueden existir variaciones del tipo de fluidos a diferentes profundidades, debido a la estratificación de fluidos por efectos gravitacionales, siendo necesario en tal caso, caracterizar los fluidos existentes a cada profundidad.

4.4 DEFINICIÓN Y CLASIFICACIÓN DE RESERVAS.

De forma anual Pemex Exploración y Producción (PEP) actualiza sus reservas de hidrocarburos de acuerdo a las definiciones empleadas internacionalmente, y aceptadas por la comunidad financiera.

En el caso de las reservas probadas, las definiciones usadas corresponden a las emitidas por la Securities and Exchange Comisión (SEC), organismo estadounidense que regula los mercados de valores y financieros de ese país y para las probables y posibles se aplican las definiciones de la Society of Petroleum Geologists (AAPG) Y World Petroleum Congresses (WPC), organismos técnicos y gremiales donde México participa a través de sus geocientíficos e ingenieros.

Las ventajas de este proceso de normalización, es decir, de aplicar definiciones empleadas en el mundo entero, más allá de las naturales comparaciones, permiten establecer procesos de trabajo auditables que generan magnitudes y clasificaciones de reservas, también auditables. Esto garantiza certidumbre y transparencia, tanto en el volumen de reservas reportado como en los procedimientos empleados en su estimación.

Las reservas representan un valor económico estimado con base en los pronósticos de producción, la inversión, los costos de operación y mantenimiento, y los precios de los hidrocarburos, entre otros.

Un aspecto importante en la evaluación y explotación de las reservas es el tipo de fluidos que contienen los yacimientos. Así, se tienen estructuras geológicas con gas seco, gas húmedo no asociado, gas húmedo no asociado libre, gas y condensado, aceite volátil y aceite negro.

Los yacimientos de gas no asociado húmedo no contienen en general aceite crudo, en tanto que los de gas húmedo asociado libre tienen el gas del casquete que sobreyace a la columna de aceite crudo. De esta manera, las reservas de hidrocarburos también están asociadas a fluidos específicos, tal y como se muestra en el cuadro 4.10

Tipo de yacimiento	Aceite crudo	Gas natural	Condensados	Líquidos de planta	Gas seco	Gas seco equivalente a líquido	Petróleo crudo equivalente
Aceite negro	*	*	*	*	*	*	*
Aceite volátil	*	*	*	*	*	*	*
Gas y condensado	*	*	*	*	*	*	*
Gas húmedo asociado libre		*	*	*	*	*	*
Gas húmedo no asociado		*	*	*	*	*	*
Gas seco		*			*	*	*

Cuadro 4.10. Reservas de hidrocarburos de acuerdo al tipo de fluido y yacimiento.

Al volumen de hidrocarburos que existe originalmente en las rocas del subsuelo se le conoce como recurso, y a la fracción de acumulaciones conocidas de éste, se le conoce como recurso descubierto.

La parte de estos hidrocarburos ya recuperada en la producción, y la que se espera recuperar económicamente, con los métodos y los sistemas de explotación adecuados evaluada a cierta fecha, a condiciones atmosféricas y bajo las normas gubernamentales, se le denomina reserva original.

Las cantidades estimadas en un principio se les denomina volumen original total, el cual puede estar descubierto o no descubierto; a sus porciones recuperables se les denomina recursos prospectivos, recursos contingentes o reservas.

En consecuencia, el concepto de reserva constituye una parte de los recursos, es decir, son acumulaciones conocidas recuperables y comercialmente explotables.

La reserva se refiere únicamente a la parte del aceite o gas que puede ser recuperado económicamente de los yacimientos, mientras que la disponibilidad se refiere a la máxima producción de crudo y gas que físicamente es posible producir de todos y cada uno de los pozos petroleros existentes en un momento dado; es decir, es la capacidad de producir la reserva a un determinado ritmo.

Las reservas de hidrocarburos son acumulaciones conocidas de las que se tiene evidencia física mediante pruebas de producción. La que no tiene evidencia física se le denomina recurso no descubierto, cuya parte recuperable continúa llamándose recurso. La parte recuperable de los recursos no descubiertos se clasifican de acuerdo a su conocimiento geológico en probables, posibles y potenciales.

En la Figura 4.11 se muestra la clasificación de recurso y reservas; se puede observar que existen estimaciones bajas, centrales y altas para los recursos, y para las reservas también, denominándose probada, probada más probable, y probada más probable más posible.

El rango de incertidumbre que se ilustra a la izquierda de esta figura enfatiza que el conocimiento que se tiene de los recursos, o de las reservas, es imperfecto y por ello, se generan diferentes estimaciones que obedecen a diferentes expectativas.

La producción que aparece a la derecha es el único elemento de la figura en donde la incertidumbre no aparece ya que ésta ha sido medida, comercializada y transformada en un ingreso.

Volumen original de hidrocarburos total									
Volumen original de hidrocarburos no descubierto			Volumen original de hidrocarburos descubierto						
			No económico			Económico			
Incertidumbre ↑ ↓	No recuperable	RECURSOS PROSPECTIVOS	Estimación baja	No recuperable	RECURSOS CONTINGENTES	Estimación baja	RESERVAS	Probada	PRODUCCIÓN
			Estimación central			Estimación central		Probada + probable	
			Estimación alta			Estimación alta		Probada + probable + posible	

Figura 4.11 Clasificación de los recursos y reservas de hidrocarburos. Modificado de Petroleum Resources a Classification and Definitions, Society of Petroleum Engineer, 2000 (Tomada de Reservas de Hidrocarburos 2004).

Las reservas se definen como los volúmenes de hidrocarburos que se prevé serán recuperadas comercialmente de acumulaciones conocidas a una fecha dada, todas las reservas estimadas involucran algún grado de incertidumbre.

La incertidumbre depende principalmente de la cantidad y calidad de la información geológica, geofísica, petrofísica y de ingeniería; así como de su disponibilidad al tiempo de la estimación e interpretación de esta información.

El nivel de incertidumbre puede ser usado para colocar reservas en una de dos clasificaciones principales, probadas o no probadas; en la Figura 4.2 se muestra la clasificación de las reservas.

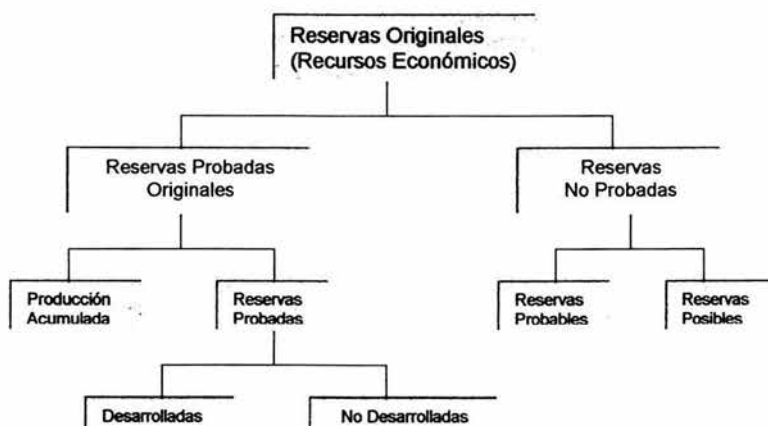


Figura 4.12 Diagrama de Clasificación de Reservas (Tomada de Reservas de Hidrocarburos 2004).

4.3.1 Reservas Probadas

Son los volúmenes de hidrocarburos evaluados a condiciones estándar y bajo condiciones económicas actuales donde se incluye la consideración de los precios, de los costos de operación, y los costos históricos en un periodo de tiempo consistente con el proyecto, que se estima serán comercialmente recuperables en una fecha específica, con una certidumbre razonable, cuya extracción cumple con las normas gubernamentales establecidas, y que han sido identificados por medio del análisis de información geológica y de ingeniería.

Las reservas son consideradas probadas si la productividad comercial del yacimiento está apoyada por datos actuales de presión y producción, donde el término probado se refiere a las cantidades de reservas de petróleo recuperables y no a la productividad del pozo o yacimiento; sin embargo, un requerimiento importante para clasificar a las reservas como probadas es asegurar que las instalaciones para su comercialización existan, o que se tenga la certeza de que serán instaladas.

En ciertos casos, las reservas probadas pueden asignarse de acuerdo a registros de pozos y/o análisis de núcleos, o pruebas de formación que indican que el yacimiento en estudio está impregnado de hidrocarburos, y es análogo a yacimientos que han demostrado la capacidad para producir en pruebas de formación.

Se incluyen también las reservas que serán producidas a través de la aplicación de métodos de recuperación secundaria y/o mejorada.

Por otra parte incluyen en la categoría de reservas probadas, cuando se tiene un resultado exitoso por una prueba piloto representativa, o cuando exista respuesta favorable de un proceso de recuperación funcionando en el mismo yacimiento, con propiedades de roca y fluidos similares que proporcione evidencia documental al estudio de factibilidad técnica, en el cual el proyecto está basado.

4.3.2 Reservas Probadas Desarrolladas.

Son aquellas reservas probadas que puede preverse que serán recuperadas, mediante los pozos e instalaciones existentes y utilizando los métodos de operación existentes. Las reservas de recuperación mejorada solamente se pueden considerar como Reservas Desarrolladas después de que se ha desarrollado e implantado un proyecto de recuperación mejorada.

4.3.3 Reservas Probadas No Desarrolladas.

Son aquellas reservas probadas que puede preverse que serán recuperadas mediante pozos e instalaciones hechas en el futuro o por profundización de pozos existentes para explotar diferentes yacimientos cuya extensión sea "conocida" por métodos geológicos y geofísicos incluyendo los proyectos futuros de recuperación mejorada que se consideren factibles de instalarse con un alto grado de certidumbre.

4.3.4 Reservas No Probadas.

Son volúmenes de hidrocarburos evaluadas a condiciones estándar estimadas en una fecha específica, que resultan de la extrapolación de las características y parámetros del yacimiento, que podrían ser económicamente recuperables considerando parámetros similares de *yacimientos ya descubiertos*, con un cierto grado de certidumbre para sugerir la posibilidad o probabilidad de su existencia. Las *reservas no probadas* pueden clasificarse como *reservas probables* cuando haya probabilidad de su existencia, o *reservas posibles* cuando solamente haya posibilidad de su existencia.

4.3.5 Reservas Probables.

Son volúmenes de hidrocarburos en donde el análisis de la información geológica y de ingeniería de estos yacimientos son más factibles de ser comercialmente recuperables; también se incluyen aquellas reservas en formaciones que parecen ser productoras en base a registros geofísicos pero carecen de datos de núcleos, o pruebas definitivas. También son reservas probables aquellos volúmenes adicionales atribuibles a pozos de relleno.

En cuanto a los procesos de recuperaciones secundaria y/o mejorada, las reservas atribuibles a estos procesos son probables cuando un proyecto o prueba piloto ha sido planeado pero aún no se encuentra en operación, o cuando las características del yacimiento parecen favorables para una aplicación comercial.

Lo siguiente se utiliza para interpretar la existencia de las reservas probables:

- a) Reservas asociadas a áreas donde la formación productora aparece dislocada por fallas geológicas, y la interpretación correspondiente indica que este volumen se encuentra en una posición estructural más alta que la del área probada.
- b) Reservas atribuibles a una intervención exitosa, tratamiento, retratamiento, cambio de equipo u otros procedimientos, donde tales procedimientos no han probado éxito en pozos que exhiben comportamiento similar en pozos análogos.
- c) Reservas adicionales en formaciones productoras donde una reinterpretación del comportamiento o de los datos volumétricos, indican áreas adicionales que pueden ser clasificados como probadas.

4.3.6 Reservas Posibles.

En general, las reservas posibles pueden incluir los siguientes casos:

- a) Reservas que están basadas en interpretaciones geológicas y que pueden existir en áreas adyacentes a las áreas clasificadas como probables y en el mismo campo petrolero.
- b) Reservas en formaciones que parecen estar impregnadas de hidrocarburos, basados en análisis de núcleos y registros de pozos, pero pueden no ser comercialmente productivas.
- c) Reservas por incremento debido a perforación intermedia que está sujeta a incertidumbre técnica.
- d) Reservas adicionales atribuibles a pozos intermedios y que pudieran haber sido clasificadas como posibles, si se hubiera aprobado un desarrollo con espaciamiento menor al tiempo de la evaluación.
- e) Reservas por incremento atribuidas a mecanismos de recuperación mejorada, cuando un proyecto o prueba piloto está planeado pero no en operación.
- f) Reservas donde las características de roca y fluido del yacimiento son tales que una razonable duda existe de que el proyecto será comercial.
- g) Reservas en un área de la formación productora que parece estar separada del área probada por fallas, y que la interpretación geológica indica que el área de estudio está estructuralmente más baja que el área probada.

Un país puede poseer grandes reservas de hidrocarburos y no tener condiciones económicas de disponibilidad para explorarlas al ritmo deseable o lo que es lo mismo, puede ser potencialmente rico y no poder utilizar su riqueza, porque las reservas se tienen en hidrocarburos y no en dinero en efectivo; sólo se podrán aprovechar en función de la magnitud de su disponibilidad.

El interés por conocer las reservas de estos combustibles fósiles y la condición de disponibilidad de las mismas no se puede limitar al futuro inmediato o corto plazo, ya que el desarrollo económico hace necesario identificar tanto los inventarios de operación de los que debe provenir casi toda la producción inmediata.

La precisión de los datos utilizados para el cálculo o estimación de las reservas varía considerablemente; y además variables los criterios que se utilizan para calcularlas. En los cálculos de reservas las principales consideraciones son tanto físicas como económicas.

Las principales consideraciones físicas en la evaluación de las reservas petroleras son dos:

1. El grado de conocimiento geológico que se tenga sobre la naturaleza y el tamaño de los yacimientos.
2. La capacidad en términos de Ingeniería para extraer económicamente el aceite y gas de los yacimientos.

Las consideraciones económicas para el cálculo de reservas también son básicamente dos:

1. El conocimiento y manejo de los precios de los hidrocarburos
2. Conocimiento de los costos de extracción por barril de petróleo en el momento del cálculo.

Las reservas no incluyen los volúmenes de hidrocarburos que se mantienen en inventario ni los hidrocarburos y sustancias asociadas producidas no comercializadas. Incluyen a aquellas que pueden ser producidas por los mecanismos naturales de empuje de los yacimientos, por los procesos de recuperación mejorada y por los sistemas artificiales de producción.

4.5 CÁLCULO DE RESERVAS.

El perfil de producción de los diferentes fluidos producidos refleja la productividad por pozo, la intensidad de su desarrollo y los mecanismos de producción, entre muchos otros aspectos; algunas de las técnicas o métodos de cálculo para el análisis de comportamiento y estimación de reservas comúnmente usadas son:

- Volumétricas
- Curvas de Declinación
- Balance de Materia
- Simulación Numérica

El volumen original corresponde con la cantidad de hidrocarburos a condiciones estándar que se estima existe inicialmente en un yacimiento; este volumen se encuentra en equilibrio, a la temperatura y presión prevaleciente en el yacimiento. Se puede estimar por procedimientos determinísticos o probabilísticos.

En el procedimiento determinístico se incluyen a los cálculos volumétricos, balance de materia y simulación numérica.

En los procedimientos probabilísticos se identifican la incertidumbre de parámetros como la porosidad, saturación de agua, espesores netos, entre otros.

4.5.1 Método Volumétrico.

El método volumétrico es uno de los métodos más usados para el cálculo de reservas, ya que desde la etapa inicial, con el conocimiento del campo o del yacimiento, es empleado; su principio se basa en el conocimiento de las propiedades petrofísicas de la roca y de los fluidos en el yacimiento; las propiedades petrofísicas son porosidad, permeabilidad, saturación de fluidos,

presión capilar y el factor de formación entre otros. Otro elemento fundamental que corresponde con la geometría del yacimiento, así como es su área y el espesor neto.

Dentro de los parámetros útiles que se utilizan para estimar el volumen in situ se consideran los siguientes:

- Determinación del volumen de roca que contiene hidrocarburos.
- Estimación de la porosidad efectiva y de la saturación de hidrocarburos.
- Identificación de los fluidos y de sus propiedades, a fin de estimar el volumen de hidrocarburos a condiciones estándar.

Existen procesos y subprocesos que permiten asegurar la calidad de los productos y se definirán diferentes aspectos relacionados con la estimación del volumen original. Para ello es necesario hacer las interpretaciones geológicas, sísmicas, estructurales petrofísicas y análisis de fluidos. Las características principales de las interpretaciones mencionadas son:

4.5.1.1 Interpretación Geológica.

Este método consiste en la interpretación de información del área de exploración, en la que se determinan los ambientes de depósito, las facies, las etapas de diagénesis, la textura de las rocas, la estructura, etc. Permite inferir entre otros elementos, la distribución de las propiedades petrofísicas dentro del yacimiento.

Los aspectos estratigráficos son empleados para conocer las características de la roca y predecir los posibles valores de porosidad y permeabilidad; la manera de observar estos rasgos es a través de secciones estratigráficas que establecen correlaciones entre pozo y pozo de unidades estratigráficas iguales.

4.5.1.2 Interpretación Sísmica.

El método de interpretación sísmica predice el tipo de trampa para la ocurrencia de los hidrocarburos, también identifica la geometría del yacimiento. Con esta información en conjunción con la información directa de pozos se obtienen modelos conceptuales de las diferentes áreas de interés del yacimiento.

El procesamiento de esta información utiliza correlaciones estadísticas para inferir el comportamiento de la porosidad, los contactos entre los diversos fluidos de un yacimiento y de diferentes unidades geológicas.

Con diferentes métodos se modela el subsuelo, uno de los más importantes son los reflectores sísmicos obtenidos desde la superficie y son usados para determinar las características estructurales o petrofísicas en un yacimiento en exploración o explotación.

4.5.1.3 Interpretación Estructural.

Este método determina la geometría de las áreas que contienen hidrocarburos, así como las tendencias preferenciales de fracturamiento o fallamiento. Las secciones estructurales derivadas de esta interpretación, muestran la forma del yacimiento, los espesores reales de las diferentes unidades, y sus límites verticales y horizontales, entre otros aspectos. Informaciones importantes para realizar esta tarea son la sísmica y los pozos disponibles, que permiten incorporar el estilo estructural de deformación presente en el yacimiento. Los yacimientos más importantes de México se encuentran en pliegues y en fallas.

4.5.1.4 Interpretación Petrofísica.

La interpretación petrofísica permite calcular las propiedades de la roca del yacimiento a través de registros geofísicos, análisis de núcleos y pruebas de producción; los registros geofísicos adquiridos en cada uno de los pozos

perforados proporcionan información indirecta de algunas de las propiedades de la roca.

La litología, la porosidad, la permeabilidad y la saturación de agua son los objetivos principales de interpretar los registros geofísicos y en los análisis de núcleos se realiza la medición directa de estas propiedades.

Las pruebas de producción y de presión son muy útiles para realizar las mediciones del comportamiento dinámico del yacimiento, y para determinar la permeabilidad, fallas, contactos de fluidos, daños a la formación y barreras impermeables. Estos son algunos de los productos de este tipo de pruebas.

4.5.1.5 Análisis de Fluidos.

Para la estimación de reservas no basta con saber que se ha encontrado un yacimiento de hidrocarburos, es importante definir que clase de hidrocarburos se tienen a fin de determinar la mejor manera de extraerlos; es de importancia tomar muestras de fondo, o muestras en el separador con la finalidad de recombinarlas después, para analizarlas y medir propiedades clave del fluido encontrado.

Estos análisis son denominados análisis de Presión, Volumen, Temperatura, (PVT), los cuales determinan parámetros como el factor de formación, la relación gas-aceite, la densidad del aceite, la presión de saturación, el tipo de fluido, y otros. Esta información es usada para determinar el volumen de hidrocarburos a condiciones superficiales, y de esta manera facilitar la agregación de volúmenes de crudo y de gas para diferentes pozos.

El **Método Volumétrico** para la estimación de reservas es muy importante; consiste en la determinación del volumen original de aceite (**N**) multiplicado por un factor de eficiencia de recuperación, el cual es estimado como posteriormente se describirá. El volumen original está dado por el volumen bruto de la roca del yacimiento, la porosidad y saturación de aceite; se obtiene a partir de datos de registros de pozos, análisis de núcleos y el factor de volumen del aceite de análisis PVT o de correlaciones.

Este método se usa hasta tener delimitado la geometría areal y el espesor del yacimiento por medio de los pozos perforados. Después de la terminación del primer pozo, se le estima un área de drenaje razonable; la información es tomada de los registros geofísicos y se realiza con ello el mapeo geológico.

Se calcula en primer lugar el área total encerrada por cada contorno; se grafica en el eje de las abscisas la relación acre-ft contra la profundidad en el eje de las ordenadas. Los contornos gas-aceite y aceite-agua son mostrados como líneas horizontales en el diagrama. Los parámetros que se utilizan son determinados por núcleos, registros o datos de pruebas de producción.

Después de realizar la gráfica acre-pie, los volúmenes de roca impregnada con hidrocarburos se pueden calcular de los siguientes métodos:

1. El volumen puede ser calculado por planimetría del diagrama acre-ft.
2. Si el número de intervalos es uniforme, el volumen puede ser calculado por el método de Simpson, el cual se calcula con la siguiente ecuación:

$$V_r = \frac{1}{3}h[(y_0 + y_n) + 4(y_1 + y_3 + \dots + y_{n-1}) + 2(y_2 + y_4 + \dots + y_{n-2})]$$

3. El volumen puede ser también calculado con menor precisión por la regla del trapecio.

$$V_r = h \left[\frac{1}{2}(y_0 + y_n) + y_1 + y_2 + \dots + y_{n-1} \right]$$

El volumen original (sin gas libre presente) de aceite del yacimiento se calcula con la siguiente formula:

$$N = \frac{7758V_o\phi(1-S_w)}{B_o}$$

Donde:

$$7758 = \frac{43560 \text{ ft}^2 / \text{ac}}{5.615 \text{ ft}^3 / \text{bl}}$$

Para el gas libre sin aceite residual:

$$G = \frac{43560V_g\phi(1-S_w)PT_s}{zTP_s}$$

El volumen del gas disuelto en el aceite original se puede calcular con la siguiente formula:

$$G_s = N * R_s$$

donde:

G_s = gas en solución original

R_s = relación gas-aceite

Por otro lado las reservas de hidrocarburos o simplemente "reservas", definidas como los hidrocarburos económicamente recuperables a partir de un yacimiento, se puede utilizando la siguiente relación:

$$R_F = N * E_r$$

donde:

R_F = Recuperación final o reserva total

N = Volumen original de aceite

E_r = Eficiencia de recuperación

La estimación de la eficiencia de recuperación calculada por correlaciones API considera los siguientes dos casos:

a) Yacimientos con empuje por gas en solución:

$$E_r = 41.815 \left[\frac{\phi(1-S_w)}{B_{ob}} \right]^{-0.1611} * \left(\frac{k}{\mu_{ob}} \right)^{0.0979} * (S_w)^{0.3722} * \left(\frac{P_b}{P_a} \right)^{0.1741}$$

b) Yacimientos con empuje hidráulico (arenas y calizas)

$$E_r = 54.898 \left[\frac{\phi(1-S_w)}{B_{ob}} \right]^{0.0422} * \left(\frac{k\mu_w}{\mu_{oi}} \right)^{0.077} * (S_w)^{-0.1903} * \left(\frac{P_b}{P_a} \right)^{-0.215}$$

4.5.2 Análisis de Curvas de Declinación.

Este método calcula el pronóstico de producción de aceite o gas en el tiempo; es útil para conocer cuál será el volumen de aceite producido. Para esto se requiere información histórica de producción, donde se ve apreciada la tendencia del comportamiento del yacimiento.

Los pronósticos de producción se realizan ajustando a la historia una función no lineal, por ejemplo una exponencial, buscando una discrepancia pequeña entre la historia observada del yacimiento y los valores derivados de la función no lineal elegida.

Los pronósticos de producción son simplemente la evaluación de la función no lineal para el tiempo en donde se desea conocer cuál será la producción, en donde los datos serán evaluados a fin de que la historia de producción tenga un comportamiento lineal. Ese comportamiento evolucionado es extrapolado como una línea recta, cuya extrapolación es el pronóstico de la producción.

La desventaja que tiene utilizar este procedimiento, es que supone que el comportamiento y la explotación del yacimiento, o campo, no cambiará con el tiempo; la predicción está definida únicamente por una expresión matemática que es insensible a las características del yacimiento, excepto por producción.

El método depende de los datos de producción, por lo que es crucial la correcta medición y asignación de producciones por pozo o a un conjunto de pozos; pero hay que considerar que cuando se aplica a un conjunto de pozos, los datos analizados son promedios, que no necesariamente explican el comportamiento de cada uno de los mismos.

El método está basado en la solución de una ecuación diferencial que involucra el gasto, el tiempo y el exponente de declinación. Este exponente caracteriza el cambio en la tasa de declinación con la tasa de producción, por lo que con el valor del exponente se determina la clasificación de la declinación; la cual puede ser de cualquiera de las siguientes tres formas: exponencial, hiperbólica y armónica.

El uso de la declinación para estimar valores futuros de producción debe ser utilizada con precaución, ya que tiende a valores optimistas, cuando esta predicción se hace por un periodo muy largo.

4.5.3 Balance de Materia.

Este método es utilizado para estimar el volumen de hidrocarburos en un yacimiento y las producciones futuras suponen la existencia de información apropiada de laboratorio, de geología, de presión y de producción.

Se basa en la ley de la conservación de la materia; en su forma más simple, la ecuación puede plantearse considerando que el volumen original es igual al volumen remanente más el volumen producido.

Cuando se tienen las fases de aceite, gas y agua en un yacimiento, la ecuación de balance de materia puede escribirse para el total de los fluidos o para cualquiera de los fluidos producidos.

Para realizar cálculos con este método, se requiere de las siguientes fuentes de información: la producción de fluidos, la presión y temperatura del yacimiento, el análisis de los fluidos, el análisis de núcleos y la interpretación de los registros geofísicos.

Esto permite determinar el volumen original de hidrocarburos y predecir la producción. El volumen original se obtiene resolviendo la ecuación de balance de materia para el tipo de fluido, gas o aceite negro, etc.

Los parámetros son conocidos, excepto el volumen original; algunos de estos parámetros son el gas en solución, el factor de volumen, la compresibilidad de la formación, las producciones acumuladas y otros.

Una vez que el volumen original in situ ha sido calculado, el balance de materia puede utilizarse para calcular la producción futura. Esto se hace por medio de las gráficas de presión contra producción acumulada, y la relación gas-aceite contra la producción acumulada. Si la permeabilidad absoluta se conoce, los resultados se pueden proyectar en tiempo. Para efectuar los cálculos de producción futura, las curvas de permeabilidad relativa deben estar disponibles; la predicción de la producción da una estimación del factor de recuperación, ya que se conoce el volumen original.

4.5.4 Simulación Numérica de Yacimientos.

Este método, al igual que las curvas de declinación, determinan directamente las reservas técnicas y a partir de éstas, se infiere el factor de recuperación. Los simuladores numéricos son ampliamente usados, porque son capaces de responder a planteamientos complejos,

En el proceso de simulación numérica se divide al yacimiento en celdas, o bloques, para definir la heterogeneidad del yacimiento. Se considera el espaciado entre pozos, las direcciones de flujo probables, los límites físicos y las fallas. Cada una de estas celdas está asociada a una serie de propiedades petrofísicas, dinámicas y del fluido.

Sobre este modelo, y particularmente para cada celda, se establecen las ecuaciones de balance de materia y flujo de fluidos para las fases de aceite, gas y agua. Los pozos se ubican dentro del arreglo de las celdas, y se les asignan en la etapa de ajuste de la historia, sus gastos de inyección/producción.

Las ecuaciones que se utilizan para este cálculo se resuelven por métodos numéricos, específicamente métodos de diferencias finitas; se determina la nueva presión, saturación, y las producciones de los pozos. Este proceso se repite varias veces hasta reproducir la historia de presión y producción de los pozos.

Los datos requeridos para aplicar el modelo de simulación son: permeabilidad, porosidad, espesor, elevación, saturación inicial de cada fase, presión inicial, propiedades de fluidos, compresibilidades y dimensiones de la rejilla.

Además, se requiere de la siguiente información adicional: los intervalos productores, la pérdida de presión en líneas de flujo y tubería de producción. También, se requiere de la descripción del acuífero, la producción histórica de aceite agua y gas, así como la evolución histórica de la presión en los pozos.

La calibración del modelo se efectúa a través de una etapa denominada ajuste de historia, donde el modelo debe reproducir la historia de producción de los pozos, sus presiones y los movimientos de fluidos; usualmente se utiliza la presión del yacimiento y los datos de producción.

El ajuste de historia es un proceso laborioso donde se varían diversos parámetros del yacimiento en diferentes condiciones. Entre los más comunes se encuentran las permeabilidades absolutas, el tamaño del acuífero y la porosidad. Estos cambios deben estar acordes con las características de los yacimientos.

Una vez que el modelo ha sido calibrado con la producción histórica, puede ser utilizado para predecir el comportamiento del campo y con ello, estimar las reservas de los yacimientos. Asimismo, se puede determinar con el modelo las producciones de aceite, las relaciones agua-aceite y gas-aceite, los requerimientos de reparaciones mayores, el comportamiento de la presión del yacimiento, la posición de los contactos, la eficiencia de recuperación por área, la determinación de requerimientos de instalaciones como el manejo de agua, los sistemas artificiales, la reducción de contrapresión, y el factor de recuperación final de hidrocarburos.

4.5.5 Aspectos Económicos.

La producción del campo está sujeta a aspectos económicos que tienen que ver con el precio de venta de los hidrocarburos producidos y con los costos asociados a la extracción de ellos. La premisa fundamental es que los ingresos superen a los egresos; de esta manera, la operación de producir y vender hidrocarburos debe ser rentable.

Los precios de venta están en función de las diferentes calidades de aceite producidos, en tanto que los costos de extracción son específicos para la operación de cada campo.

Estos últimos son clasificados como fijos y como variables. Los costos variables están asociados a la operación misma de cada uno de los pozos.

Los costos fijos son aquellos relacionados con la operación del campo, por ejemplo, los salarios del personal de geología de desarrollo, de ingeniería de yacimientos y de producción que mantienen las operaciones en el campo.

La aplicación de ambos costos permite conocer en qué momento un pozo debe ser cerrado al no poder soportar económicamente el costo de su operación con la venta de su producción.

Determinado ese momento, el perfil de producción o reserva técnica del pozo, es truncado y corresponde al cierre del pozo

El perfil de producción de éste, ya truncado por los costos variables a nivel de pozo, ahora nuevamente es truncado al tiempo en que los costos fijos superan a los ingresos. La producción acumulada desde la apertura del campo hasta su cierre constituye la reserva que es clasificada de acuerdo a los supuestos con los que el perfil de producción ha sido construido.

La reserva técnica siempre es mayor que la reserva ajustada de acuerdo a las condiciones económicas prevalecientes al momento en el que el análisis es efectuado.

4.5.6 Cálculo de Petróleo Crudo Equivalente.

El petróleo crudo equivalente es la suma de aceite crudo, condensados, líquidos de planta y el gas seco equivalente a líquido.

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 la salida de las plantas petroquímicas.

El aceite crudo no sufre ninguna conversión para llegar a petróleo crudo equivalente.

Este concepto se utiliza con el fin de manejar las reservas de los hidrocarburos líquidos y gaseosos en unidades comparables, la figura 3 ilustra este concepto de agregación.

El gas natural es producido y es disminuido en su volumen por factores como el autoconsumo y su envío a la atmósfera; esta disminución es referida como encogimiento, y es denominada eficiencia en el manejo.

El gas continúa su transporte, y sufre otra reducción al pasar por la estación de recompresión en donde del gas son extraídos los condensados.

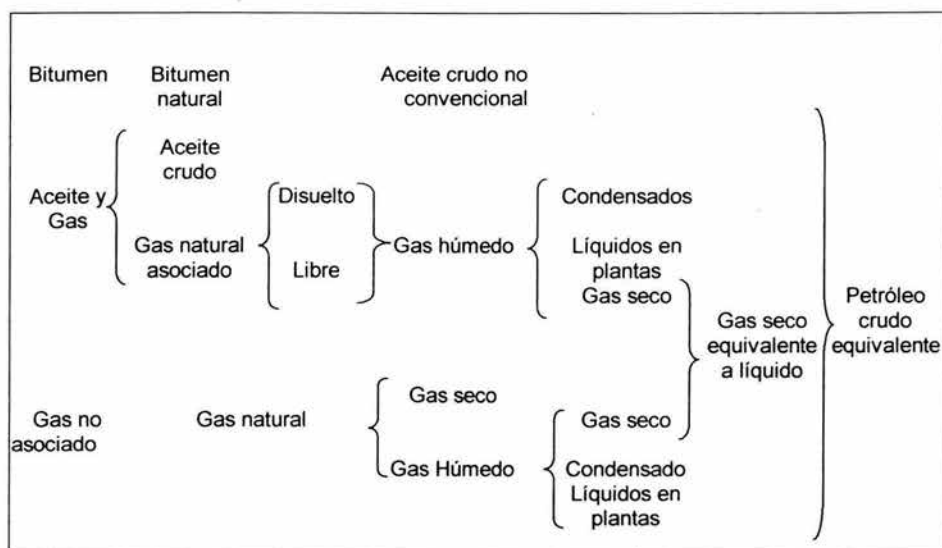


Figura 4.4 Elementos que componen al petróleo crudo equivalente.

El condensado es separado; en tanto que el gas todavía sigue su proceso dentro de las plantas petroquímicas; ahí este gas es sometido a otros procesos en donde, nuevamente, los líquidos de planta son extraídos. Esta nueva reducción en el volumen del gas es conceptualizado a través del encogimiento de líquidos en planta.

Los líquidos de planta son contabilizados como petróleo crudo equivalente y el gas a la salida de las plantas, finalmente seco, es convertido con una equivalencia a líquido de 5.201 millares de pies cúbicos de gas seco por barril de petróleo crudo equivalente.

Este número es el resultado de considerar 5.591 millones de BTU por barril de crudo y 1,075 BTU por millón de pies cúbicos de gas seco dulce, por lo que el mencionado factor es de 192.27 barriles por millón de pies cúbicos, o el inverso que resulta en 5.201 millares de pies cúbicos por barril.

Conclusiones y Recomendaciones.

- La clasificación de trampas petroleras en la industria es de importancia para obtener información sobre las características del yacimiento, y de esta manera tener información más completa de las zonas más favorables para la acumulación de hidrocarburos.
- Aún cuando la trampa es uno de los elementos esenciales para que exista un yacimiento de hidrocarburos, es de los más importantes en cuando a la acumulación, porque es el receptáculo natural que impide que el hidrocarburo siga fluyendo y por lo tanto su migración a otras formaciones.
- Las trampas petroleras se pueden originar por la deformación total o parcial de la roca, por lo que la trampa petrolera se considera como una anomalía geológica, cuyo origen puede ser tectónico, estratigráfico o litológico.
- Las trampas petroleras estructurales se forman por las deformaciones que experimentan las rocas que dan como resultado plegamiento, fallamiento y domos salinos; o bien una combinación de estas estructuras.
- Los pliegues son estructuras que involucran aspectos litológicos y estratigráficos (cronológicos); son estructuras secundarias producidas cuando una superficie originalmente plana es inclinada o curvada como resultado de deformación dúctil heterogénea, la cual se manifiesta como una o varias ondulaciones de sus elementos originales.
- El plegamiento puede ocurrir en un solo proceso de deformación o puede ser el resultado de una serie de episodios, cada uno de los cuales agudiza el pliegue a medida que aumenta la profundidad, es poco frecuente que una trampa plegada esté totalmente libre de fallamiento.
- El fallamiento puede formar trampas petroleras importantes, por la dislocación de una o varias unidades estratigráficas; las fallas que pueden formar trampas son las normales, inversas y fallas laterales.
- Un yacimiento puede estar cortado por una falla que no es observable desde la superficie (falla ciega) y a menudo es muy difícil detectar, a menos de que disponga de información geofísica, como la sísmica del subsuelo o por la información de la perforación de un pozo que atraviese el plano de falla.
- El estudio de las trampas petroleras estructurales nos ayudan a saber como es la geometría de los yacimientos y con ello caracterizar al yacimiento obteniendo la mayor información para tener una producción óptima de los

hidrocarburos; los métodos en donde se observan las dimensiones y la diversidad de las geometrías de las trampas petroleras es con la sísmica en donde esta disciplina realiza interpretaciones de zonas de acumulación de hidrocarburos. Con esta información en conjunción con la información directa de pozos se obtienen modelos conceptuales de las diferentes partes del yacimiento y se utiliza correlaciones estadísticas para inferir el comportamiento de la porosidad, los contactos entre los diversos fluidos de un yacimiento y las características petrofísicas de las diferentes unidades geológicas.

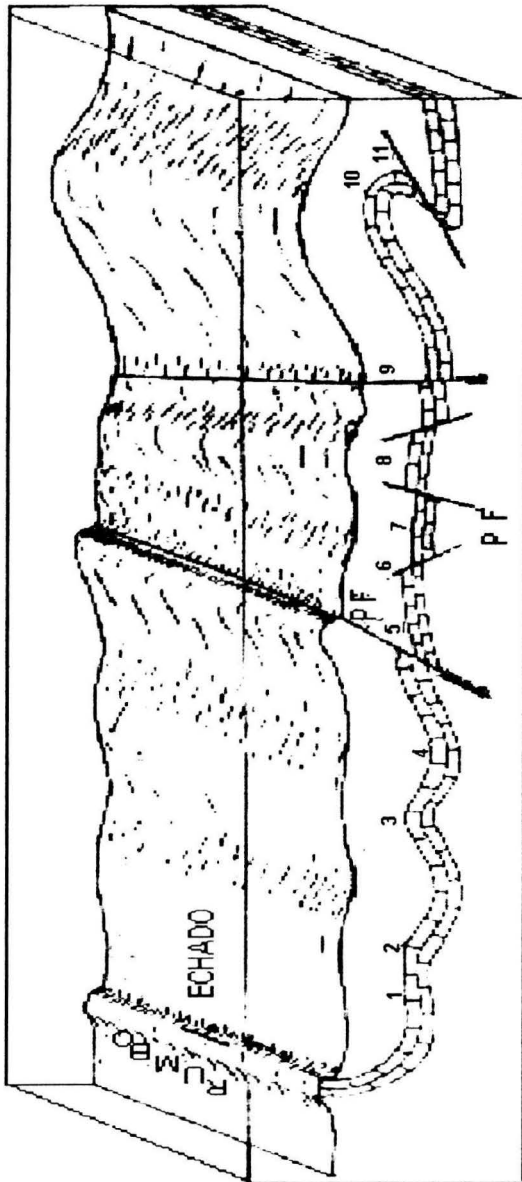
- En cuanto a las propiedades petrofísicas de las trampas petroleras estructuras, son muy importantes en estudio en la acumulación de hidrocarburos, ya que cuando se origina fallamiento y plegamiento se da como resultado una mayor porosidad secundaria, en México la mayoría de los yacimientos del Mesozoico se encuentran fuertemente fracturados, por lo que el estudio de estas estructuras es de vital importancia en el área de perforación, terminación y producción de pozos.
- El obtener y conocer información geológica y geofísica del subsuelo nos ayuda a los Ingenieros Petroleros a la optimización del tiempo de perforación hasta obtener el mayor rendimiento económico al obtener la mayor producción de hidrocarburos.
- En los ejemplos que se exponen en este trabajo, se ve claramente que el descubrimiento de nuevos yacimientos se dirige a aguas profundas, y con la tecnología se puede obtener y enriquecer la información para la explotación de los hidrocarburos, que están en la mayoría de los casos en trampas estructurales.
- Con respecto a las reservas petroleras dependiendo de la cantidad y calidad de la información con que se cuenta, el método volumétrico para el cálculo de reservas petroleras da resultados precisos, pero su aplicación en general es en la etapa inicial del campo petrolero.
- En este trabajo se concluye con la sinergia en donde se conjunta el conocimiento de las diferentes disciplinas como Geología, Geofísica y la Ingeniería Petrolera dando mejores resultados optimizando el uso de la información, logrando la mejor interpretación del subsuelo, con lo que se logra la máxima extracción en la producción de hidrocarburos.

Nomenclatura

A	Área total de la sección transversal en cm^2
atm	Atmósferas
bls	barriles
B_o	factor de volumen del aceite
B_{ob}	factor de volumen del aceite en el punto de burbujeo
B_{oi}	factor de volumen del aceite inicial
$F_{1,2..n}$	Falla $_{1,2..n}$
Fig.	figura
ft	pies
G	gas libre en el yacimiento
G_s	volumen del gas en solución
h	espesor del intervalo, pies
.	inferior, acre
k	permeabilidad, darcy
Km	kilómetros
Km^2	kilómetros cuadrados
m	metros
md	mildarcy
N	volumen original de aceite bls @cs
P	presión del yacimiento (psia)
P_s	presión estándar, (psia)
q	volumen del flujo
R_s	relación de gas-aceite
S_w	saturación de agua intersticial
T	temperatura del yacimiento, grados absolutos
T_s	temperatura estándar, grados absolutos
V_g	volumen de gas producible del yacimiento, acre-pie (m^3)

V_o	aceite producible del yacimiento en acre-pie (m^3)
V_p	volumen del espacio total de poros
V_r	volumen de roca
V_r	volumen del yacimiento acre-pie (m^3)
y_n	área de la cima menos el área de la base del contorno
y_o	área de la cima menos el área de la base del contorno
z	factor de compresibilidad @cs
AAPG	Society of Petroleum Geologists
PEP	Pemex Exploración y Producción
SEC	Securities and Exchange Comisión
WPC	World Petroleum Congresses
ϕ	porosidad
$\frac{dp}{dx}$	gradiente hidráulico
μ	viscosidad centipoises
μ_{ob}	viscosidad del aceite en el punto de burbujeo centipoises
μ_{oi}	viscosidad del aceite inicial centipoises
μ_w	viscosidad del agua centipoises
@cs	a condiciones estándar
@cy	a condiciones de yacimiento
1P	Reserva Probada
2P	Reserva Probada más Reserva Probable
3P	Reserva Probada más Reserva Probable más Reserva Posible
7758	Número de barriles por acre-pie

Esquema de Pliegues y Fallas



FALLAS

- 5 Inversa
- 6 Normal
- 7 Fosa
- 8 Pilar
- 9 Vertical
- P.F. Plano de falla

PLIEGUES

- 1 Terraza estructural
- 2 Monoclinal
- 3 Anticlinal
- 4 Sinclinal
- 10 Pliegue de sobrecorrimiento
- 11 Sobrecorrimiento

Bibliografía.

1. Adams, E. A. Guilford C., Mackenzie W.: Atlas de Rocas Sedimentarias. Masson ed original, Barcelona España, 1997.
2. Arellano G. J.: Ejercicios de Geología Estructural. Facultad de Ingeniería Universidad Nacional Autónoma de México, México 2002.
3. Arthur H.: Geología Física. 8ª ed. Omega S.A., Casanova 220 Barcelona España, 1976.
4. Belousov V. V.: Geología Estructural. Mir Moscu, 2ª ed, Moscu Rusia, 1979,
5. Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros A.C: "Sistemas Generadores de México" volumen XLIX, Nums 1-2 enero-diciembre, México, 2001.
6. Clapp Frederick G., "Role of Geologic Structure in the Accumulation of Petroleum", en Structure of Typical American Oil Fields, Tulsa (Oklahoma), Assoc. Petrol. Geol, 1929, vol2, pags 667-716.
7. Foucault A. y Raoult J.: Diccionario de Geología. Masson, S.A. París, 1986.
8. Garb Forrest A: "Oil and Gas Reserves: Classification, Estimation and Evaluacion. Artículo SPE 13946. JPT Marzo 1985.
9. Garaicochea, P. F.: Apuntes de Comportamiento Primario de los Yacimientos. Universidad Nacional Autónoma de México. México, Facultad de Ingeniería, 1972.
10. Hernández, S. R.: "Desarrollo de Campos Petroleros" Tesis Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería, México 2003.
11. Las reservas de Hidrocarburos de México Evaluación al 1 de enero de 2004 (Pemex Exploración y Producción).
12. Las reservas de Hidrocarburos de México Evaluación al 1 de enero de 2001 (Pemex Exploración y Producción).
13. Levorsen A.I.: Geology of Petroleum, 2ª.ed, W.H. Freeman and Company E.E.U.U, 1967.
14. Logan, W.E., report of Progress, Canada Geol, Surv, pag 41, 1884.

15. Longwell R. C. y Flint F. R.: *Geology of Petroleum* 2ª ed Limusa México. 1978.
16. Mc Collogh, E. H., "Structural Influence on the Accumulation of Petroleum in California" en *Problems of Petroleum Geology*, Tulsa (Oklahoma), Amer, Assoc, Petrol. Geol., 1934, págs 735-760.
17. Mendez T. L., Teyssier S.J.: "Caracterización de Fluidos de Yacimientos Petroleros" Subdirección de Tecnología de Explotación del IMP. Vol XI No.4 Octubre 1979.
18. Pérez S. N. "Apuntes de la asignatura Administración de Yacimientos" Tesis Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería, México, 2000.
19. Reyes E. R.: " Obtención de Litología y Porosidad con Registros Geofísicos de Pozos, Empleando Técnicas de Programación Lineal" Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería, México, 2002.
20. Richard C. S. "Elements of Petroleum Geology" 2ª ed Academic Press, 1998.
21. Rodríguez N. R.: "Evaluación de la Producción" Apuntes de la Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México. México, 1982.
22. Schlumberger, 1984 "Evaluación de Formaciones de México" México.
23. Sylvain J. P.: "Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos" 2ª ed Ediciones Omega, S. A. Barcelona 1992.
24. White I.C.: "They Geology of Natural Gas., vol 10, pág 959.
25. Wihelm, O., "Classification of Petroleum Reservoir", en *Bull, Amer, Assoc, Petrl, Geol.*, vol 29 (noviembre de 1945) págs 1.537-1.579.
26. Wilson W. B., "Proposed Classification of Oil and Gas Reservoirs", en *Problems of Petroleum Geology*, Tulsa (Oklahoma), Amer, Assoc, Petrol. Geol 1934, pags 433-445.