



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**CARACTERIZACIÓN INTEGRAL DE YACIMIENTOS:
OBTENCIÓN DE LA INFORMACIÓN REQUERIDA
POR LOS SIMULADORES NUMÉRICOS DE
YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS**

T E S I S

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO PETROLERO**

P R E S E N T A:

ULISES ORTIZ GALICIA



DIRECTOR DE TESIS:

ING. MANUEL JUAN VILLAMAR VIGUERAS

MÉXICO D.F., CIUDAD UNIVERSITARIA 2014



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.

AGRADECIMIENTOS

A Dios. Por ser mí guía.

A mis padres Raquel Galicia y José Miguel Ortiz. Siempre me apoyaron y han estado conmigo en todos los momentos.

A mi hermano y amigo Ing. Juan Miguel Ortiz Galicia. Por tu apoyo y creer en mí.

A mi director de tesis Ing. Manuel Villamar Viguera. Por su tiempo dedicado, sus conocimientos y su paciencia.

A la Facultad de Ingeniería de la UNAM. Por darme la oportunidad de terminar esta hermosa carrera y permitirme conocer a través de sus profesores lo que implica ser un ingeniero.

A los profesores de la Facultad de Ingeniería de la UNAM. Por ser formadores de ingenieros.

CONTENIDO

RESUMEN	VII
ABSTRACT	VIII
LISTA DE TABLAS Y FIGURAS	IX
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO 1. GEOLOGÍA	6
1.1 Generalidades del Capítulo	6
1.1.1 Objetivo	6
1.1.2 Introducción.....	6
1.1.3 Roca generadora	7
1.1.4 Migración.....	8
1.1.5 Roca Almacenadora y Roca Sello	9
1.1.6 Ambientes Sedimentarios.....	11
1.1.7 Fallas y Fracturas.....	13
1.1.8 Secciones Estratigráficas.....	16
1.2 Localización de la Zona de Estudio	18
1.3 Marco Geológico	18
1.3.1 Estratigrafía.....	18
1.3.2 Evolución Tectónico-Sedimentaria del Área de Estudio	19
1.4. Metodología de Trabajo	30
1.5 Desarrollo y Análisis	31
1.5.1 Compilación	31

1.5.2 Integración.....	32
1.5.3 Interpretación.....	33
1.5.4 Análisis y Resultados	33
CAPÍTULO 2. GEOFÍSICA	34
2.1 Generalidades del Capítulo	34
2.1.1 Objetivo.....	34
2.1.2 Introducción.....	34
2.2 Prospección Sísmica	34
2.2.1 Principios Básicos	35
2.2.2 Sísmica de Refracción.....	41
2.2.3 Sísmica de Reflexión.....	42
2.2.4 Producción de la Señal Sísmica, Fuente de Energía.....	46
2.2.5 Procesado de los Registros Sísmicos	46
2.2.6 Fase	50
2.3 Interpretación sísmica.....	51
2.3.1 Sismograma Sintético.....	52
2.3.2 Inversión Sísmica.....	52
2.3.3 Atributos Sísmicos para la Caracterización de Yacimientos.....	52
2.3.4 Aplicación de los Atributos	55
2.3.5 Atributos Pre-Apilamiento.....	56
2.3.6 Atributos Pos-Apilamiento.....	56
2.4 Conversión a Profundidad.....	56
2.4.1 Determinación de la Velocidad.....	56
2.4.2 Conversión a Profundidad	57
2.5 Sísmica de Pozo (<i>borehole seismic Profile</i>)	58
2.5.1 Perfil Sísmico Vertical (VSP).....	59
Nomenclatura del Capítulo.....	63
CAPÍTULO 3. PETROFÍSICA.....	65
3.1 Generalidades del Capítulo	65

3.1.1	Objetivo	65
3.1.2	Introducción.....	65
3.2	Sistema Primario.....	70
3.2.1	Porosidad de Matriz	71
3.2.2	Factor de Formación de Matriz.....	71
3.2.3	Exponente de Cementación de Matriz	72
3.2.4	Radio de Garganta de Poro (<i>Pore Through Radius</i>).....	72
3.3	Sistema de Doble Porosidad.....	72
3.3.1	Porosidad Total	72
3.3.2	Factor de Formación del Sistema de Doble Porosidad (Sistema Equivalente).....	73
3.3.3	Exponente de Cementación del Sistema de Doble Porosidad	73
3.3.4	Sistema Secundario.....	74
3.3.5	Porosidad Secundaria con Registros	75
3.4	Exponente de Cementación de la Matriz.....	76
3.5	Radio de Canal Equivalente (<i>Equivalent Channel Radius</i>).....	77
3.6	Permeabilidad.....	78
3.6.1	Permeabilidad de Matriz	78
3.6.2	Permeabilidad del Sistema de Doble Porosidad	80
3.6.3	Vector de Permeabilidades.....	80
3.6.4	Permeabilidad Vertical	81
3.7	Modelo del Mezclado de Permeabilidades.....	81
3.7.1	Permeabilidad Intrínseca Secundaria	82
3.8	Saturación de Agua	83
3.8.1	Saturación de Agua en Matriz.....	83
3.8.2	Índice de Resistividad de la Matriz.....	83
3.8.3	Exponente de Saturación en Matriz	83
3.8.4	Saturación de Agua del Sistema de Doble Porosidad.....	84
3.8.5	Índice de Resistividad del Sistema de Doble Porosidad.....	84
3.8.6	Exponente de Saturación del Sistema de Doble Porosidad	84
3.8.7	Saturación de Agua en Presencia de Arcillas	85
3.9	Compresibilidad.....	86

3.9.1 Modelo de Mezclado de Compresibilidades.....	86
3.9.2 Compresibilidad del Sistema Secundario.....	86
3.10 Presión Capilar	86
3.10.1 Presión Capilar en la Matriz	86
3.10.2 Saturación Residual de Agua.....	86
3.11 MÉTODO DE INTERPRETACIÓN PETROFÍSICA	86
Nomenclatura del capítulo	88
CAPÍTULO 4. INGENIERIA DE YACIMIENTOS.....	91
4.1 Generalidades del Capítulo	91
4.1.1 Objetivos.....	91
4.1.2 Introducción.....	91
4.2 Tensión Interfacial (TIF).....	92
4.3 Mojabilidad.....	92
4.4 Presión Capilar	93
4.5 Contactos de Fluidos	94
4.5.1 Determinación de Contactos	95
4.6 Inicialización Vertical de la Presión	95
4.7 Curvas de Permeabilidad Relativa	100
4.7.1 Modelos de Permeabilidades Relativas	102
4.7.2 Permeabilidad Relativa en Fracturas.....	105
4.8 Propiedades de los Fluidos.....	107
4.8.1 Análisis PVT.....	107
4.8.2 Propiedades de los Fluidos	111
4.8.3 Ecuaciones de Estado	118
4.8.4 Pruebas de Consistencia	119
4.9 Caracterización Dinámica de Yacimientos	120
4.9.1 Pruebas de Presión.....	121

4.9.2 Modelos Matemáticos para Diferentes Regímenes y Geometrías de Flujo.....	124
4.9.3 Diagnóstico de Flujo	130
4.9.4 Modelos de Interpretación	132
4.9.5 Métodos para Analizar Pruebas de Presión	133
4.9.6 Metodología General de Interpretación.....	138
4.9.7 Tipos de Pruebas de Presión.....	139
4.9.8 Datos de Producción	141
Nomenclatura del Capítulo	143
CAPÍTULO 5. CARACTERIZACIÓN ESTÁTICA DE YACIMIENTOS.....	147
5.1 Generalidades del Capítulo	147
5.1.1 Objetivo	147
5.1.2 Introducción.....	147
5.2 Modelo Estático	147
5.2.1 Modelo Determinista	148
5.2.2 Modelo Estocástico	148
5.2.1 Población	148
5.2.3 Geofísica de Yacimientos.....	149
5.2.4 Geoestadística.....	152
5.2.5 Modelado Geoestadístico.....	153
5.3 Aspectos Metodológicos del Modelado Geoestadístico de Yacimientos	157
5.3.1 Preparación de Datos	158
5.3.2 Análisis de Calidad de Datos	158
5.3.3 Modelado Geológico	159
5.3.4 Modelado Petrofísico	164
5.3.5 Escalamiento a la Malla de Simulación.....	165
Nomenclatura del Capítulo	168
CAPÍTULO 6. INFORMACIÓN REQUERIDA POR LOS SIMULADORES NUMÉRICOS DE YACIMIENTOS.....	169
6.1 Generalidades del Capítulo	169
6.1.1 Objetivos.....	169

6.1.2 Introducción.....	169
6.2 Modelo de Simulación Numérica de Yacimientos Naturalmente Fracturados	170
6.4 Información Necesaria para el Simulador.....	173
Nomenclatura del Capítulo	179
CONCLUSIONES	181
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	185

RESUMEN

Un aspecto fundamental en el proceso de Simulación Numérica de Yacimientos es la calidad de la información de entrada al Simulador, la cual debe de ser representativa del yacimiento, esto es, que las propiedades del sistema roca-fluido distribuidas en cada una de las celdas en las que fue discretizado el yacimiento mantengan las características del mismo, de lo contrario, el resultado será un errado pronóstico de producción, aún y cuando el modelo de simulación represente “perfectamente” los procesos de flujo de fluidos en el yacimiento. Dicha información, es el resultado de un exhaustivo trabajo multidisciplinario

Las disciplinas involucradas en el proceso de obtención de información representativa y necesaria para llevar a cabo una Simulación Numérica de Yacimientos: Geología, Geofísica, Petrofísica e Ingeniería de Yacimientos, deben de trabajar de manera sinérgica. Es así, que **el conocimiento práctico** de las disciplinas mencionadas, esto es: los conceptos involucrados, la información proporcionada y la forma en la que interactúan y dependen entre sí, **resulta imprescindible para la formación que el Ingeniero Petrolero**, de acuerdo a los planes de trabajo que actualmente se desarrollan en la industria petrolera a nivel mundial y en particular en Pemex.

El presente trabajo comprende de -manera práctica- los procesos y metodologías que las disciplinas: Geología, Geofísica, Petrofísica e Ingeniería de Yacimientos realizan de manera multidisciplinaria en el proceso de Caracterización Integral de Yacimientos, de la cual se obtendrá el conjunto de datos necesarios y representativos para llevar a cabo la Simulación Numérica del yacimiento de estudio, orientando los esfuerzos de este trabajo a los yacimientos naturalmente fracturados de la Sonda de Campeche.

Las metodologías de trabajo descritas en la presenta tesis están basadas en el análisis de los Estudios Integrales que Pemex o sus prestadoras de servicios, realizaron a los campos petroleros: Zaap (2007) (perteneciente al Activo Integral Ku-Maloob-Zaap); Caan (2008) (perteneciente al Activo Integral Abkatún-Pol-Chuc); Kutz (2009) y Sihil (2012) (pertenecientes Activo Integral Cantarell) a nivel Cretácico y Jurásico.

ABSTRACT

A fundamental aspect in the process of Numerical Reservoir Simulation is the quality of input information to the simulator, which should be representative of the reservoir, that is, that the properties of rock-fluid system distributed in each of the cells in which was discretized the reservoir remain the same characteristics of it, otherwise, the result is a wrong production forecast, even if the simulation model represents "perfectly" the processes of fluid flow in the reservoir. This information is the result of a thorough multidisciplinary work.

The disciplines involved in the process of obtaining representative information and necessary to carry out a Numerical Reservoir Simulation: Geology, Geophysics, Petrophysics and Reservoir Engineering, must work synergistically. Thus, ***the practical knowledge*** of the disciplines mentioned, that is: the concepts involved, the information provided and the way they interact and depend on each other, is ***essential for the formation of the Petroleum Engineer***, according to work plans that currently being developed in the oil globally industry and particularly in Pemex.

This work includes -in a practical way- the processes and methodologies that disciplines: Geology, Geophysics, Petrophysics and Reservoir Engineering perform in a multidisciplinary way in the process of Integrated Reservoir Characterization from which we will get the required data set and representatives to perform a Numerical Simulation of the reservoir under study, focusing the efforts of this work to naturally fractured reservoirs of the Sonda of Campeche.

The working methods described in the present thesis are based on the analysis of integrated studies that Pemex or its service providers carried out at the oil fields: Zaap (belonging to the Integrated Active Ku-Maloob-Zaap, 2007); Caan (belonging to the Integrated Active Abkatún-Pol-Chuc, 2008) and Kutz (2009), Sihil (2012), Akal (2012), Nohoch (2012) and Chac (2012), belonging to Cantarell; at Cretaceous and Jurassic level.

LISTA DE TABLAS Y FIGURAS

LISTA DE TABLAS

TABLA 5-1 Reglas de dedo de Craig para la determinación de la Mojabilidad.....	92
TABLA 5-2 Ejemplos de EoS cúbicas.....	118
TABLA 5-3 Geometrías de Flujo.....	130
TABLA-5-4 Componentes Básicos Intrínsecos de un Modelo de Interpretación	133

LISTA DE FIGURAS

Fig. 1.1 Migración Del Petróleo (Tissot y Welte).....	9
Fig. 1.2 Ambientes Sedimentarios Continentales.....	12
Fig. 1.3 Ambientes Sedimentarios Transicionales o Mixtos	12
Fig. 1.4 Ambientes Sedimentarios Marinos	13
Fig. 1.5 Tipos de Fallas: a) normal, b) inversa, c) Lateral izquierda (sinestral).	15
Fig. 1.6 Tipos de fallas normal e inversa: a) Fallas homotéticas y antitéticas, b) fallas lístricas.....	15
Fig. 1.7 Tipos de Falla inversa. Décollement.....	16
Fig. 1.8 Cabalgamiento de Akal sobre Sihil.....	16
Fig. 1.9 Columna estratigráfica tipo de la Sonda Marina de Campeche, APC 2009. Modificada por el autor del presente trabajo.....	17
Fig. 1.10 Localización de la Sonda Marina de Campeche, APC 2009.	18
Fig. 1.11 Tectónica de la apertura del Golfo de México. Las fallas del Jurásico prevalecieron activas desde el Triásico al Cretácico temprano. Muestra el estilo estratigráfico/estructural característico de la tectónica Jurásica, Pimenta/Lugo, et al, 1995.....	21
Fig. 1.12 Núcleo de la brecha calcárea del límite Cretácico - Terciario, se observa la porosidad, cavidades de disolución y fracturamiento.....	24
Fig. 1.13 Paleogeografía del Mioceno tardío (modificada de Padilla y Sánchez, 2007)	26

Fig. 1.14 Representación esquemática de la Región Marina Noreste (Ángeles Aquino, 2005)28

Fig. 1.15. Mapa tectónico estructural del sureste de México. CSI, Cuenca Salina del Istmo; CC, Cuenca de Comalcalco; CM, Cuenca de Macuspana; SZ, Sierra de Zongólica; SCH, Sierra de Chiapas. Modificado de Padilla y Sánchez 200728

Fig. 1.16 Secciones geológicas de la cadena plegada de Chiapas-Reforma-Akal y de la Cuenca de Comalcalco (Modificado de Padilla y Sánchez, 2007).29

Fig. 1.17 Sección geológica de la Cuenca de Macuspana (Modificado de Padilla y Sánchez, 2007).....29

Fig. 1.18 Principales eventos tectónicos sedimentarios del Golfo de México, APC 200730

Fig. 2.1 Conversión de una onda incidente P. Las ondas sísmicas que viajan por subsuelo se reflejan y se refractan siguiendo la ley de Snell. La cantidad de energía de las ondas incidentes se reparte entre las ondas reflejadas, las refractadas y la absorción natural del terreno.36

Fig. 2.2 Atenuación de la señal sísmica.36

Fig. 2.3 Frentes de onda reflejados y refractados.37

Fig. 2.4 Parámetros básicos de señales.....39

Fig. 2.5. La resolución vertical (x) de la sísmica en Abkatun OBC en al campo CAAN es de aproximadamente 140m.40

Fig. 2.6 La sísmica de refracción utiliza los tiempos de primeras llegadas del sismograma que corresponden a las ondas refractadas críticamente en las distintas capas del subsuelo. Cada una de estas capas se distingue por su impedancia acústica y se le llama refractor. El resultado de este método es una imagen sísmica del terreno en forma de campo de velocidades $[V(x,z)]$; que posteriormente será interpretado geológicamente.....42

Fig. 2.7 Esquema básico de la emisión y recepción de los rayos reflejados en las distintas capas reflectoras.42

Fig. 2.8 a) Esquema del recorrido de los rayos reflejados en tres capas para una posición de tiro y dos estaciones receptoras. Debido al retardo “natural de las ondas entre cada geófono, las reflexiones quedan marcadas en el registro sísmico como trayectorias hiperbólicas. b) Se agrupan las trazas de un mismo CMP para cada reflector. c) Una vez todas las reflexiones de

un mismo CMP se han agrupado, se corrigen, se suman y se obtiene una sola traza para para cada reflector, las trazas CMP proporcionan la imagen sísmica del terreno, llamada sección sísmica.	43
Fig. 2.9 Sección Sísmica en profundidad.	45
Fig. 2.10 Diagrama de flujo del procesado Sísmico.	47
Fig. 2.11 a) Punto de Reflejo Medio (CMP), b) Hipérbola de Reflexión, c) corrección NMO; d) Apilamiento.....	49
Fig. 2.12 Corrección NMO, DMO y Migración.	49
Fig. 2.13 a) fase mínima y b) fase cero	50
Fig. 2.14 Convenciones de polaridad.	51
Fig. 2.15 Relación de Atributo amplitud con factores geológicos	53
Fig. 2.16 Relación del atributo amplitud con el sistema roca - fluido.....	53
Fig. 2.17 Propiedades sísmicas de las rocas	54
Fig. 2.18 Relación de las velocidades de las ondas compresiva (V_p) y de cizalla (V_s) con la litología, porosidad y sistema roca fluido.	54
Fig. 2.19 Conversión a profundidad mediante el empleo de distintos softwares.....	57
Fig. 2.20 Geometría de adquisición en sísmica de superficie (izq.) y en sísmica de pozo (der.).....	58
Fig. 2.21 Esquema de las ondas ascendentes y descendentes registradas en un VSP.	59
Fig. 2.22 Arreglo VSP cero offset	61
Fig. 2.23 Arreglo VSP de desplazamiento largo: 1) LVSP; 2) Walkaway; 3) Walkabove. ...	61
Fig. 2.24 Arreglo 3D VSP masivo.....	62
Fig. 3.1 Láminas delgadas con diferentes tipos de porosidades de la formación BTPKS del campo Caan, Núcleos 1 y 2. Caan-96,	68
Fig. 3.2. Discretización visual de núcleos con baja porosidad secundaria o alta.	69
Fig. 3.3 Comportamiento de la producción de aceite en función del radio de canal equivalente.	78

Fig. 3.4 Comportamiento de permeabilidad de matriz en función de la porosidad matricial utilizando el radio de garganta de poro, ajustando el coeficiente matricial.79

Fig. 4.1 Ilustra las curvas de presión capilar 1) drene, 2) imbibición natural, y 3) imbibición forzada, para una roca mojada por agua.94

Fig. 4.2 Ilustra distribución de saturaciones y presiones en dirección vertical: a) Distribución vertical de saturaciones; b) Distribución vertical de presiones considerando presiones capilares; y c) Distribución vertical de presiones sin considerar presiones capilares. (A=zona de casquete de gas, B= zona de transición aceite-gas, C= zona de aceite, D=zona de transición aceite-agua, y E=zona de agua). (Modificada por el autor de este trabajo de Ertekin et al., 2001).....96

Fig. 4.3 Ilustra las curvas de las permeabilidades relativas en un sistema agua-aceite, con mojabilidad neutra 102

Fig 4.4 Ilustra las curvas de permeabilidad relativa de fractura para un sistema aceite-agua. 106

Fig. 4.5 Ilustra el procedimiento de laboratorio para la separación Flash..... 109

Fig. 4.6 Ilustra el procedimiento de laboratorio para la separación Diferencial. 110

Fig. 4.7 Ilustra la variación de B_o contra P , para un yacimiento bajosaturado. 112

Fig. 4.8 Ilustra el comportamiento típico de la curva R_s vs. P 114

Fig. 4.9 Ilustra la forma típica de curva de la viscosidad del aceite como una función de la presión a una temperatura de yacimiento constante. 115

Fig. 4.10 Ilustra el comportamiento típico de la curva μ_w vs. P 116

Fig. 4. 11 Ilustra el proceso de registro de presión en un pozo con el tiempo a determinado(s) gasto(s), es decir una Prueba de Presión. (Modificada de Cinco Ley, 2006) 123

Fig. 4. 12 Ilustra la geometría de flujo en un yacimiento: A) radial infinito; B) lineal; C) bilineal a) pozo “fracturado”, b) en un canal..... 126

Fig. 4.13 Ilustra la geometría de flujo en un yacimiento: A) Esférico, B) Semiesférico..... 128

Fig. 4.14 Pendientes características de las distintas geometrías de flujo que ocurren en un yacimiento al graficar $\text{Log } t\Delta p'$ vs $\text{Log } t$ 132

Fig. 4.15 Ilustra el proceso de obtención de parámetros mediante gráficas especializadas.	134
Fig. 4.16 Ilustra el proceso de obtención de parámetros mediante el ajuste de Curvas Tipo.	136
Fig. 4.17 Ilustra el proceso General de análisis de una prueba de presión.	137
Fig. 4.18 Pruebas de Decremento e Incremento de presión.	140
Fig. 4.19 Pruebas de Interferencia.	141
Fig. 20 Datos de producción de un pozo: gasto de aceite, de agua y relación gas – aceite con respecto del tiempo.	142
Fig. 5.1 Reconocimiento de patrones de facies mediante el uso de atributos sísmicos.	150
Fig. 5.2 Ilustra las diferencias entre las escalas de los registros geofísicos de pozo (1 a 3 metros) y los datos sísmicos interpretados (10 a 30 metros).....	151
Fig. 5.3 Flujo de trabajo de la caracterización Sísmica de Yacimientos.	151
Fig. 5.4 Ejemplo de Semivariograma.....	153
Fig. 5.5 Rasgos importantes en un semivariograma	154
Fig. 5.6 Construcción de horizontes	159
Fig. 5.7 Fallas modeladas del campo Kutz.....	160
Fig. 5.8. Ilustra la geometría de las capas internas para dos unidades en que se dividió al yacimiento (unidad A y unidad B).	162
Fig. 5.9. Ilustra el modelo estructural, conteniendo fallas y la geometría de las capas internas de las dos unidades en que se dividió al yacimiento.	162
Fig. 5.10 Modelo de facies. Los códigos de las litofacies son valores enteros asignados a cada facies. Los códigos de facies inician en la base del registro. La información petrofísica puede ser un registro continuo, o medidas discretas a varias profundidades (núcleos).	163
Fig. 5.11 Ilustra un modelo Estático 3D.....	164
Fig. 5.12 Ilustra el escalamiento vertical unidad por unidad.	165
Fig. 5.13. Vista del mapa de la malla reticular escalada, con un refinamiento local de la malla.	166

Fig. 5.14 Ilustra: a) Modelo Estático (malla fina) y b) Modelo Estático escalado.....	167
Fig. 6.1. Malla cartesiana de tres dimensiones (x, y, z).....	170
Fig. 6.2 Diagrama de flujo del proceso de modelado de un yacimiento naturalmente fracturado.....	171
Fig. 6.3 Comparación de las soluciones para un yacimiento de aceite negro usando una malla 3D. (Aziz, S. Odeh, 1981)	174
Fig. 6.4 Modelo Cartesiano 3D.....	175

INTRODUCCIÓN

Los grandes yacimientos de hidrocarburos en la llamada Sonda de Campeche se encuentran en rocas carbonatadas que poseen alta porosidad secundaria y gran permeabilidad debido a la presencia de cavidades de disolución e intenso fracturamiento; se caracterizan por un fuerte contraste entre su permeabilidad y su capacidad de almacenamiento entre los medios porosos primario y secundario. La Brecha del Terciario-Paleoceno Cretácico Superior (BTPKS), productora de la zona marina, puede considerarse como un yacimiento carbonatado naturalmente fracturado excepcional, ya que presenta un *fuerte contraste* de permeabilidad y *mediano contraste* de capacidad de almacenamiento entre los dos medios. La unidad productora de mayor importancia en la Sonda de Campeche es la Brecha (BTPKS o K/T), la cual tiene una distribución regional, desde la sierra de Chiapas (donde aflora), hasta la Zona Marina en la Sonda de Campeche.

La **Simulación Numérica de Yacimientos (SNY)** es una herramienta clave para la toma de decisiones en la administración moderna de yacimientos, ya que permite determinar el comportamiento de los yacimientos petroleros bajo diferentes esquemas de explotación, tales como: la localización de los pozos productores (e inyectores); tipos de terminación; gastos de producción (e inyección); uso de sistemas artificiales de producción; recuperación secundaria y mejorada, entre otros, todo esto con objeto de determinar cuál de los esquemas de explotación es el más apropiado, para de esta manera lograr un mejor aprovechamiento del yacimiento, en otras palabras, maximizar las ganancias.

Todos los simuladores necesitan información detallada de las características del yacimiento para cada una de las partes en que fue discretizado, independientemente de si el simulador las calcula o el usuario las proporciona como datos discretos. El número de parámetros necesarios para el simulador está dado por el nivel de detalle e información disponible, aumentando los parámetros requeridos al aumentar: el nivel de detalle del modelo de flujo, la complejidad del yacimiento y tipo de producción.

Anteriormente se consideraba que la importancia del proceso de obtención del conjunto de datos representativos y necesarios para llevar a cabo una SNY, recaía únicamente en la determinación de la distribución inicial de fluidos dentro del yacimiento (proceso denominado *Inicialización de Yacimientos*), en el cual se consideraban tres métodos: inicialización sin zonas de transición; inicialización por balance gravitacional e inicialización con la función "J"

de Leverett (toma en cuenta las propiedades de la roca porosidad y permeabilidad). El primer método es aplicable únicamente a yacimientos “hipotéticos”; el segundo es más realista pues considera la existencia de zonas de transición (gas-aceite y aceite-agua); el tercer método, aunque considera las propiedades de la roca, necesita obtener el parámetro “J” de Leverett para cada litología en el yacimiento. Sea cual fuere el método seleccionado, los resultados estarían en función del Modelo Estático del yacimiento (tratado a detalle en el tema 6), del cual se da por hecho su existencia, sin invertir el mínimo esfuerzo en la comprensión básica del mismo.

Dichos procesos, minimizan la importancia de las contribuciones que las disciplinas: Geología, Geofísica, Petrofísica e Ingeniería de Yacimientos, tienen en el proceso de obtención de propiedades representativas para la SNY. Por si fuera poco, las prácticas realizadas con anterioridad no consideraban el trabajo multidisciplinario ya que, por ejemplo, los especialistas en las áreas de Geología y Geofísica determinaban la geometría del yacimiento dejando a un lado la contribución que el Ingeniero Petrolero -mediante la Caracterización Dinámica de Yacimientos- puede hacer en la validación, ajuste, o incluso redefinición de tal geometría (en ocasiones la sísmica no “ve” o tiene incertidumbre en la determinación local de fallas; o bien, para el caso concreto de la Sonda de Campeche, el ingeniero petrolero dejaba a consideración de los ingenieros geólogo y geofísico la determinación de las trampas estratigráficas-estructurales que compartimentalizan a los yacimientos del JSK (Jurásico Superior Kimeridgiano) de la Sonda de Campeche; sin embargo, el trabajo multidisciplinario realizado en la actualidad permite que el ingeniero petrolero valide tal compartimentalización, determinando los contactos agua-aceite (CWO) y la distribución de presiones para cada compartimento.

En la actualidad, los modelos de simulación numérica desarrollados para yacimientos naturalmente fracturados están basados en los Modelo Estático y Dinámico, compuestos por interpretaciones multidisciplinarias de tipo: geológico, geofísico, petrofísico y de yacimientos. La información es integrada y afinada durante el proceso del modelado numérico del flujo de fluidos en el yacimiento, así, el concepto de yacimiento es cuantificado mediante la SNY.

Es evidente que resulta imprescindible conocer los conceptos básicos, su importancia, interacción y tipo de información proporcionada (tanto de manera particular como integral) de

cada disciplina; así como de la construcción general del Modelo Estático, con objeto de llevar a cabo una simulación exitosa.

Modelo Estático

El *Modelo Estático* también conocido como *Modelo Geológico de Alta Resolución* o *Modelo Geológico-Petrofísico*, representa la integración de datos multidisciplinarios. Los horizontes sísmicos convertidos a profundidad y los datos estratigráficos son usados para construir la arquitectura del yacimiento. Dentro de este marco de trabajo son simuladas tanto la geometría como las facies de los ambientes de depósito; los atributos sísmicos son usados a menudo durante este paso. A continuación se define la distribución de las propiedades petrofísicas dentro de las facies apropiadas. Los atributos sísmicos son usados para auxiliar a la Geoestadística (tratada en el tema 6) en la interpolación de estas propiedades entre los pozos. Los modelos de alta resolución pueden contener decenas de millones de celdas en la malla, requiriendo un escalamiento previo a la simulación del flujo de fluidos en el yacimiento. El modelo geológico de alta resolución usa la tecnología Geoestadística como la entrada hacia un SNY. El proceso involucra la integración de los modelos estructural, estratigráfico y petrofísico, dentro de una representación numérica tridimensional del yacimiento.

El modelo Estático 3D, provee la distribución de las propiedades petrofísicas en cada celda de la malla en que fue discretizado el yacimiento (malla fina); de esta manera, el grueso de la información necesaria para llevar a cabo una SNY es obtenida del Modelo Estático (escalando las propiedades, ya que la malla fina es demasiado grande), el resto de la información es proporcionada principalmente por la ingeniería de yacimientos. La ventaja de esta metodología, radica en que las propiedades petrofísicas del yacimiento son obtenidas multidisciplinariamente, lo cual implica que la información es validada por las ingenierías: Geológica, Geofísica, Petrofísica y de Yacimientos. Lo anterior tiene por resultado una menor incertidumbre y menor tiempo de simulación, ésto es debido a que con anterioridad el simulador era usado para ajustar los datos de entrada y no para realizar su objetivo, *obtención de pronósticos de producción*.

De esta manera, los retos asociados a la obtención del Modelo Geológico-Petrofísico, pueden ser agrupados en: obtención de parámetros representativos a nivel de pozo, construcción de la geometría del yacimiento y distribución de propiedades petrofísicas en

cada celda de la malla fina del yacimiento (Población). La metodología empleada en este trabajo para la caracterización a nivel de pozo (Petrofísica Avanzada), toma en cuenta la heterogeneidad del yacimiento, pues tradicionalmente las propiedades dinámicas del sistema de doble porosidad (porosidad, permeabilidad, compresibilidad, tamaño de bloque, apertura de fractura y sigma) se proporcionaban como valores constantes (presuponía homogeneidad del yacimiento), para ser determinadas por ensayo y error en la simulación numérica. La variabilidad de las propiedades basada en el *exponente de cementación variable*, m , “refleja” la heterogeneidad del yacimiento y evita recurrir a múltiples corridas para afinarlas por ensayo y error; proporciona el tamaño de bloque y sigma (parámetro de interacción matriz fractura) *variable*; permite obtener ajustes de historia con mayor rapidez y aumentar la confiabilidad de resultados de la simulación.

La metodología descrita para la distribución de propiedades petrofísicas del yacimiento en cada una de las celdas de la malla fina (Población), está basada en los métodos aplicados actualmente en la Industria Petrolera y está sustentada en Informes Integrales de distintos campos de la Sonda de Campeche.

Si bien, muchos trabajos resaltan las disciplinas que contribuyen en la obtención de la información representativa y necesaria para el Simulador Numérico de Yacimientos, son pocos los que desarrollan de manera comprensible -para los no profesionales en las áreas involucradas (Geología, Geofísica, Petrofísica e Ingeniería de Yacimientos)-, la importancia de los conceptos, herramientas y técnicas propias de cada área. Todas las disciplinas tienen un grado elevado de complejidad y se requeriría toda una vida para ser experto en una sola de ellas, no obstante, la integración de equipos multidisciplinarios requiere la comprensión de los conceptos de cada área.

El presente trabajo está orientado principalmente al desarrollo del Modelo Estático como principal fuente de información (y base para la obtención de la faltante), necesaria para llevar a cabo una exitosa Simulación Numérica de Yacimientos.

Las metodologías de trabajo descritas en la presenta tesis, están basadas en el análisis de los estudios integrales realizados en los campos petroleros: Kutz y Sihil (pertenecientes Activo Integral Cantarell); Caan (perteneciente al Activo Integral Abkatún-Pol-Chuc) y Zaap (perteneciente al Activo Integral Ku-Maloob-Zaap) a nivel Cretácico y Jurásico.

Los Objetivos de este trabajo son:

- Presentar de manera comprensible los conceptos fundamentales de las disciplinas que participan en la obtención de la información representativa y necesaria para llevar a cabo una Simulación Numérica de Yacimientos.
- Presentar los métodos generales de trabajo (multidisciplinario) que cada una de las disciplinas: Geología, Geofísica, Petrofísica e Ingeniería de Yacimientos realiza en la obtención de los modelos necesarios para generar el Modelo Estático 3D representativo del yacimiento y de Fluidos, fundamentales para llevar a cabo una Simulación Numérica de Yacimientos.
- Mostrar la información necesaria y representativa que las disciplinas: Geología, Geofísica, Petrofísica e Ingeniería de Yacimientos de manera particular e integral proporcionan para llevar a cabo una Simulación Numérica de un Yacimiento Petrolero y en particular de un Yacimiento Naturalmente Fracturado (YNF) de la Sonda Marina de Campeche.

CAPÍTULO 1. GEOLOGÍA

1.1 GENERALIDADES DEL CAPÍTULO

1.1.1 OBJETIVO

El trabajo desarrollado en el presente capítulo, se basa en los métodos y técnicas que actualmente se llevan a cabo en el campo, en el área geológica, específicamente en México. Tiene como objetivo sentar las bases y presentar los conceptos asociados a la obtención del modelo sedimentario-estructural; mismo que permite definir los parámetros sedimentológicos y estratigráficos, y que de manera conjunta con las disciplinas geofísica y petrofísica, permiten la construcción del modelo geológico-petrofísico de alta resolución (modelo estático), así mismo auxilia en la población (distribución de propiedades petrofísicas en cada celda de la malla estática 3D) de propiedades de dicho modelo.

1.1.2 INTRODUCCIÓN

La Geología es una disciplina necesaria e imprescindible en la industria petrolera, su aplicación está involucrada de forma permanente durante toda la vida de un proyecto petrolero, esto es, desde el descubrimiento de un yacimiento petrolero, pasando por su explotación, hasta su abandono.

La información geológica que se debe obtener para estudios de geología petrolera aplicados a la explotación de yacimientos comprende lo siguiente:

- Ambiente sedimentario
- Estructuras sedimentarias
- Procesos diagenéticos
- Estratigrafía
- Estructuras geológicas
- Facies
- Características geológicas locales

La exploración de hidrocarburos es el inicio de la cadena de valor de la industria petrolera.

Una de las tareas fundamentales en la exploración de hidrocarburos es el análisis de las rocas sedimentarias. Su descripción meticulosa a diferentes escalas, las inferencias, tanto de la edad de su formación como de sus cambios a través del tiempo, su distribución y variaciones en los ambientes de depósito de origen, su contenido paleontológico y

propiedades geofísicas, geológicas y su relación con las acumulaciones de hidrocarburos son aspectos fundamentales, cuyo propósito es guiar las decisiones técnicas.

La producción de hidrocarburos proviene principalmente de las brechas del Cretácico, carbonatos oolíticos del Jurásico Superior Kimeridgiano, en forma aislada arenas del Jurásico Superior Oxfordiano; sin embargo, la producción registra ya una tendencia a la declinación por lo que es imperativo revitalizar las reservas mediante la realización de estudios exploratorios que incorporen nuevas perforaciones, que en el corto plazo equilibren la relación entre la producción y el incremento de nuevas reservas.

En la estrategia de explotación, hasta hace poco tiempo se habían privilegiado los trabajos en búsqueda de los hidrocarburos en las brechas carbonatadas del Cretácico Superior; sin embargo, dada la tendencia de incorporación de reservas, se requiere hacer una evaluación integral que considere toda la columna Mesozoica.

1.1.3 ROCA GENERADORA

La roca generadora es aquella secuencia sedimentaria que ha generado o es potencialmente generadora de petróleo y/o gas; la distribución de este tipo de roca en una cuenca sedimentaria depende de las condiciones del relieve y del clima reinante durante la época del depósito (Paleogeografía).

La mayor parte de las rocas generadoras están conformadas principalmente por:

- Lutitas
- Calizas arcillosas
- Lutitas Calcáreas
- Margas

El Petróleo se genera en lugares donde se tiene una abundante masa de agua en un ambiente reductor. Estas zonas pueden ser:

- Lagos
- Deltas
- Cuencas marinas semicerradas
- Cuencas marinas abiertas
- Plataformas y Cuencas Profundas

Características biológicas de la roca generadora

El análisis óptico permite definir cualitativa y cuantitativamente cuatro tipos de materia orgánica:

- Algácea
- Herbácea
- Leñosa
- Carbonosa

El sur del Golfo de México produce más del 65% de petróleo en México. En esta región se presentan varios horizontes generadores de aceite crudo y gas asociado: Oxfordiano, (confirmado en la región de Ek-Balam) Titoniano, (confirmado en la mayoría de los yacimientos de la Sonda de Campeche), Turoniano-Cenomaniano (con indicios por presentar algunos afloramientos en la planicie costera y confirmado en la parte norte) y Mioceno (también con indicios por extrapolaciones de regiones cercanas y confirmado en la parte norte).

Estos periodos coinciden con intervalos generadores reportados en otras provincias petroleras del mundo. El horizonte más prolífico (generador) de petróleo en esta región es el Titoniano. Las diferencias entre los petróleos derivados de estas rocas se deben básicamente al grado de madurez alcanzado por las rocas titonianas, desde poco maduras (generadoras de aceite con densidades menores a 10 °API, con contenidos de azufre mayores de 4%) hasta muy maduras (generadoras de aceites con valores de densidad superiores a 45°API con contenidos de azufre menores de 0.5%), aunque también son influenciados desde su origen por los ambientes de depósito que propiciaron el desarrollo y la acumulación de una gran cantidad de materia orgánica precursora (clima cálido en una plataforma calcárea de condiciones restringidas).

1.1.4 MIGRACIÓN

Las acumulaciones de petróleo que forman las yacimientos petroleros, por lo general, se encuentran en rocas permeables y porosas, de grano relativamente grueso, que contienen poco o nada de materia orgánica, por lo que es improbable que las enormes cantidades de petróleo encontradas en estas rocas (almacenadoras) se hayan originado en las mismas a partir de materia orgánica sólida, de la cual ahora no existe ningún rastro.

El petróleo que se genera, migra a zonas de menor presión por alguno de los siguientes mecanismos:

- Conmigración
- Dismigración
- Migración primaria
- Migración secundaria

Conmigración. Son todos los desplazamientos de hidrocarburos que conducen (más o menos rápida y directamente) a la formación de un yacimiento por acumulación y segregación en una trampa.

Dismigración. Son los desplazamientos de hidrocarburos a la superficie terrestre conducentes a la formación de manifestaciones superficiales.

Migración primaria. Designa los movimientos de los fluidos de la roca madre hacia la roca almacén, a través de los capilares y poros estrechos de las rocas de grano fino, Fig. 1.1.

Migración secundaria. Es el desplazamiento de los hidrocarburos en el interior de los horizontes permeables de una serie estratigráfica, hacia las trampas donde se tiene la acumulación. Es el movimiento del aceite después de su expulsión de la roca generadora a través de poros más grandes. Fig. 1.1.

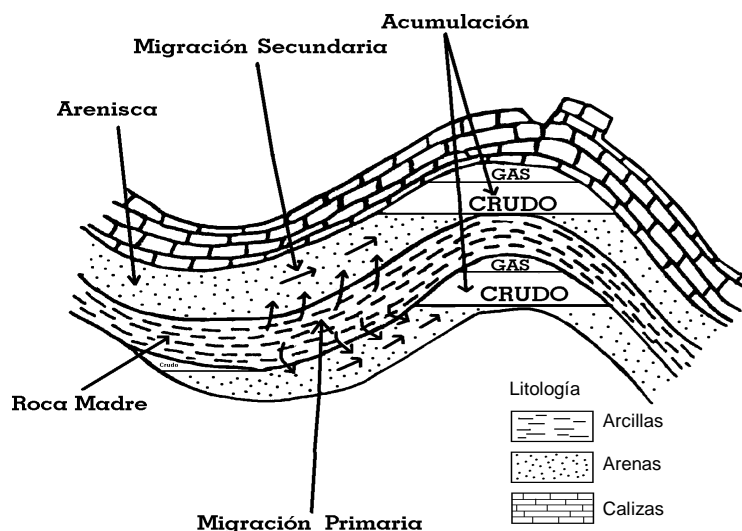


Fig. 1.1 Migración Del Petróleo (Tissot y Welge)

1.1.5 ROCA ALMACENADORA Y ROCA SELLO

Roca Almacenadora. Este tipo de roca permite el almacenamiento de hidrocarburos debido a sus características:

- Porosas
- Permeables
- Poseen continuidad lateral y vertical

Tipos de Roca Almacenadora

Rocas Siliciclásticas

- Areniscas
- Conglomerado

Rocas Carbonatadas

- Calizas
- Dolomías

Roca Sello. Para que los hidrocarburos puedan quedar confinados en las rocas almacenadoras es necesario que los límites del depósito estén sellados de manera efectiva. Por lo tanto, resulta obvio la importancia de las rocas sello, las cuales constituyen el cierre de los yacimientos. Son rocas sello aquellas que por su escasa permeabilidad o por contener poros de tamaño subcapilar, no permiten el paso de los hidrocarburos, sirviendo como barrera o cierre a su migración.

Tipos de Roca Sello

- Lutitas
- Limolitas
- Calizas arcillosas
- Lutitas calcáreas
- Margas
- Evaporitas: Sal, yeso, anhidrita
- Calizas (Mudstone, Wackestone).

Trampas. Es una característica geológica que permite que los hidrocarburos se acumulen y conserven de manera natural durante un cierto periodo de tiempo. Son “receptáculos” cerrados en la corteza terrestre que se componen de rocas almacenadoras y rocas sello, en posición tal que permiten la acumulación de dichos hidrocarburos. Las trampas petroleras tienen una determinada forma, así como tamaño, geometría, cierre y área de drene. La trampa fue formada antes y durante la migración de los hidrocarburos. La forma común de clasificar las trampas se muestra a continuación:

Trampas estructurales

- Pliegues anticlinales
- Fallas normal e inversa
- Domos

Trampas por variación de permeabilidad (incluyen trampas estratigráficas)

- Serie detrítica
- Serie Carbonatada
- Serie Combinada

Trampas mixtas

- Combinación de elementos estructurales con combinación de permeabilidad
- Hidrodinámicas

1.1.6 AMBIENTES SEDIMENTARIOS

Un ambiente sedimentarios se define como un lugar de la superficie terrestre que cumple con un conjunto de condiciones físicas, químicas y biológicas que determinan las características particulares de un sedimento o roca sedimentaria y se diferencia de los ambientes adyacentes (Reineck, 1975). Se clasifican de la siguiente manera:

Ambientes Sedimentarios Continentales, Fig. 1.2.

- Glaciares
- Eólicos
- Lacustres
- Abanicos aluviales
- Fluviales
- Kárstico

Ambientes Sedimentarios Mixtos, Fig. 1.3.

- Palustres
- Costeros
- Deltas
- Estuarios
- Lagunas

Ambientes Sedimentarios Marinos, Fig. 1.4.

- Plataforma Clástica
- Plataforma Carbonatada
- Rampas
- Talud Continental
- Planicies Abisales (cuencas)

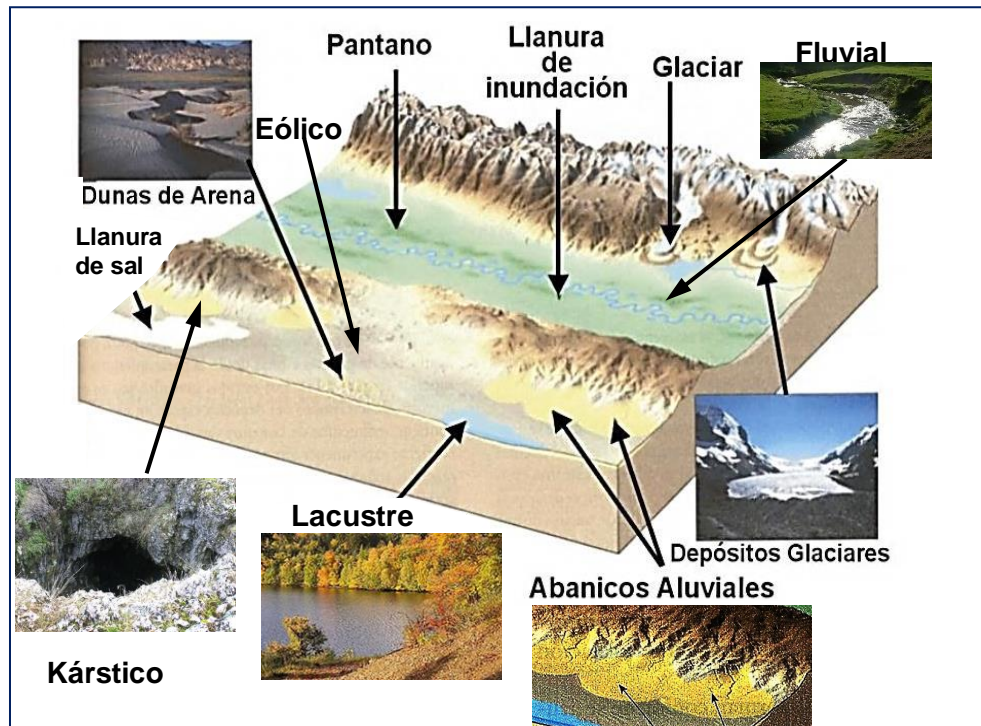


Fig. 1.2 Ambientes Sedimentarios Continentales

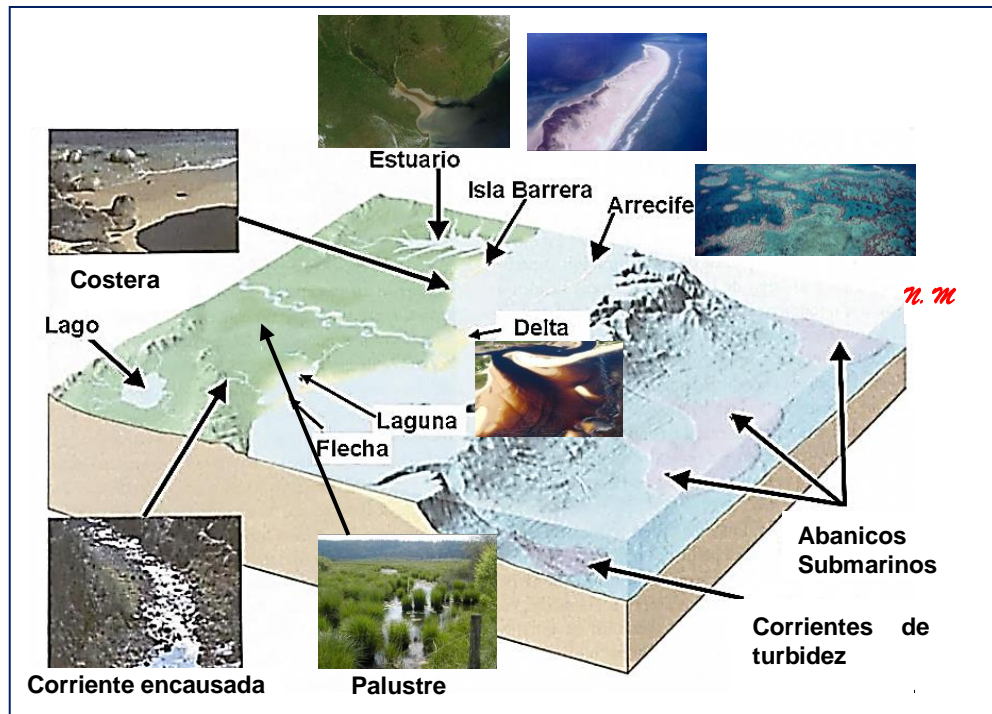


Fig. 1.3 Ambientes Sedimentarios Transicionales o Mixtos

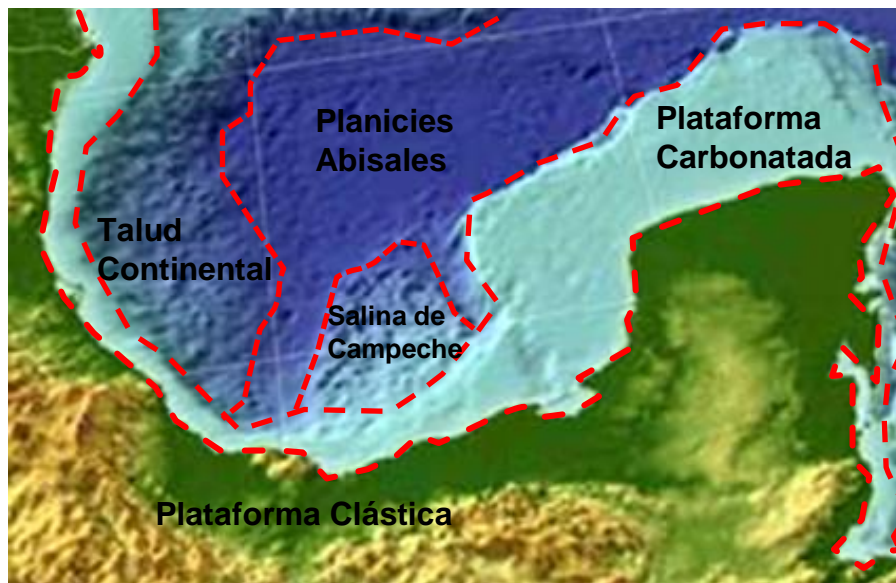


Fig. 1.4 Ambientes Sedimentarios Marinos

1.1.7 FALLAS Y FRACTURAS

Las **fracturas** son discontinuidades aproximadamente planas que separan bloques de roca con desplazamiento perpendicular al plano de ruptura. La discontinuidad es ocasionada por esfuerzos que exceden el límite elástico de la roca. Cada una de las zonas o ámbitos que resultan de una superficie de ruptura se denominan bloque. Si existe y es perceptible un desplazamiento a lo largo del plano de fractura, esto es, donde la roca ha tenido un movimiento relativo a lo largo del plano de la fractura, tiene lugar una **falla**. La inclinación del plano de falla es llamado echado.

Esta distinción es un tanto artificial y depende de la escala de observación; en la práctica la mayoría de las fracturas no muestran, o es insignificante el desplazamiento, son clasificadas como juntas o diaclasas

1.1.7.1 TIPOS DE FALLAS

Las fallas se describen y clasifican generalmente por el echado de la falla, la dirección y el sentido del movimiento.

Fallas Verticales Son fallas en dirección del echado de la falla, pueden ser:

- **Falla normal.** El desplazamiento es tal que el bloque de techo se desliza hacia abajo con relación al bloque de piso. Fig. 1.5a.
- **Falla inversa.** El bloque de techo se desliza hacia arriba con relación al bloque de piso. Fig. 1.5b.

Fallas transcurrentes (laterales)

El movimiento de los bloques se presenta en dirección del rumbo del plano de falla. Pudiendo ser lateral izquierda (sinestral) o lateral derecha (dextral). 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 *sinestral*, Fig. 1.5c

Fallas antitéticas y homotéticas

Pertenecen a las fallas verticales (normales e inversas). En la falla antitética el plano de falla y los estratos se inclinan hacia direcciones opuestas. La falla homotética tiene su plano de fractura en la misma dirección de inclinación que los estratos. Fig. 1.6a

Fallas lístricas. Son una variedad de fallas normales, que en superficie son verticales y cambian su inclinación a horizontal. Fig. 1.6b

Décollement. Falla inversa, en la cual el desplazamiento se debe a un proceso gravitatorio. Las deformaciones estructurales resultan en dos estilos diferentes de deformación por arriba y por abajo del plano de fractura. Fig. 1.7

Cabalgadura. Falla inversa, en la cual el desplazamiento neto es de uno a diez km. Fig. 1.8

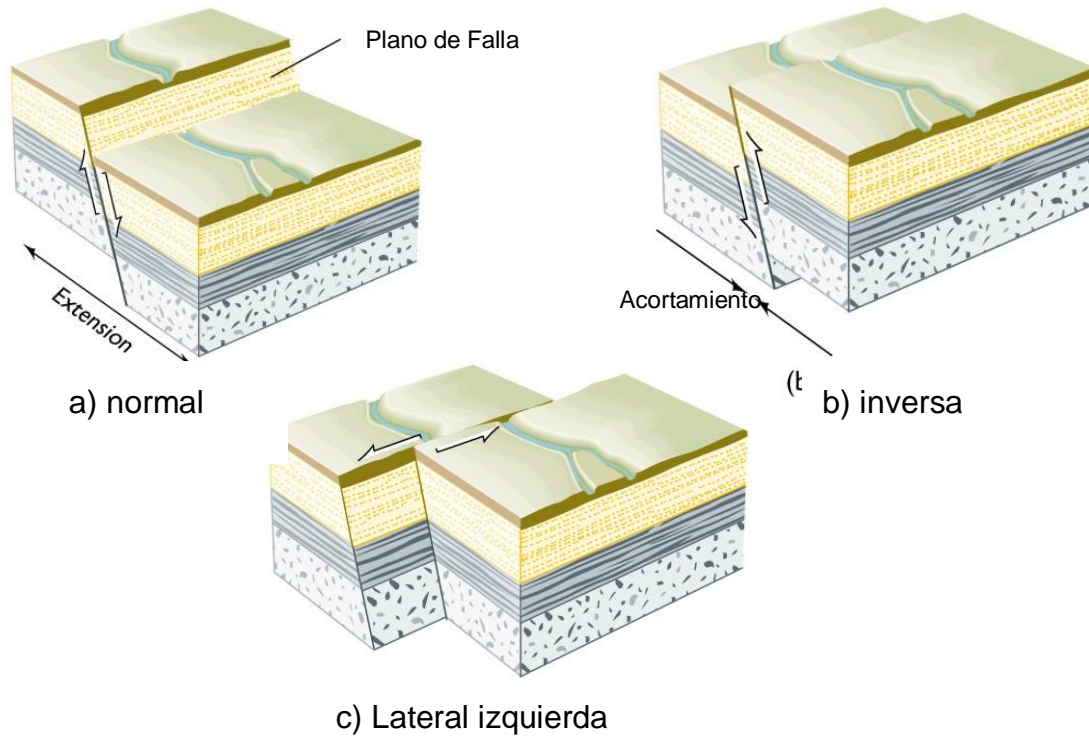


Fig. 1.5 Tipos de Fallas: a) normal, b) inversa, c) Lateral izquierda (sinistral).

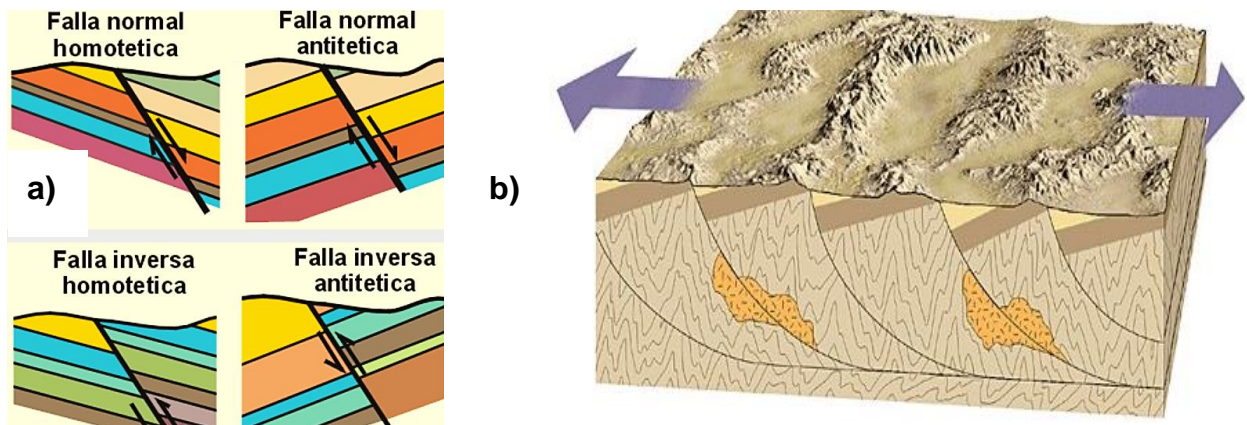


Fig. 1.6 Tipos de fallas normal e inversa: a) Fallas homotéticas y antitéticas, b) fallas lístricas

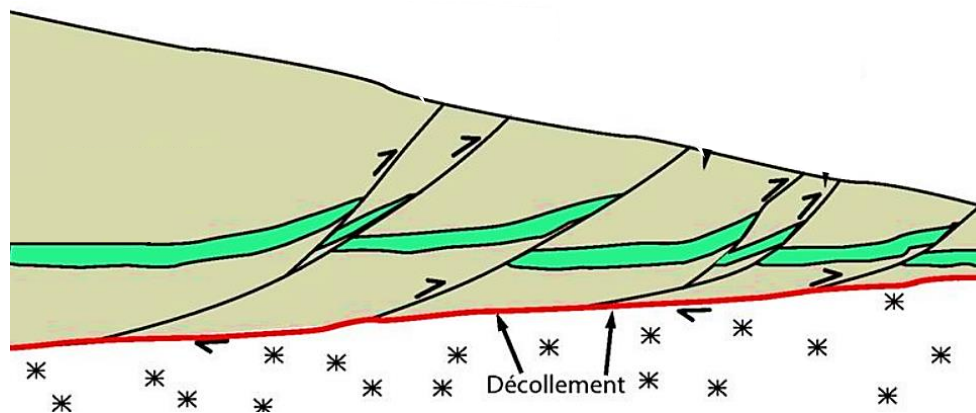


Fig. 1.7 Tipos de Falla inversa. Décollement

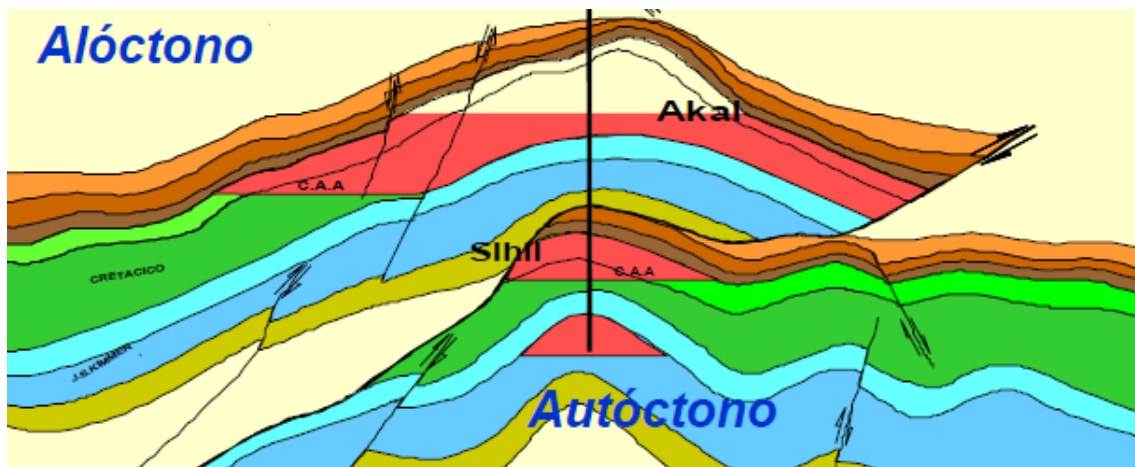


Fig. 1.8 Cabalgamiento de Akal sobre Sihil

1.1.8 SECCIONES ESTRATIGRÁFICAS

Una sección estratigráfica es la sucesión cronológica de todas la unidades estratigráficas presentes en una región, ordenadas de más antiguas a más recientes, esto es, en el orden en el que ocurrió su depósito, Fig. 1.9.

Tipos de Secciones Estratigráficas

Se trata de una clasificación en función de la extensión areal de su representatividad y comprende cuatro rangos, que de menor a mayor son: local, regional, a nivel de cuenca y global.

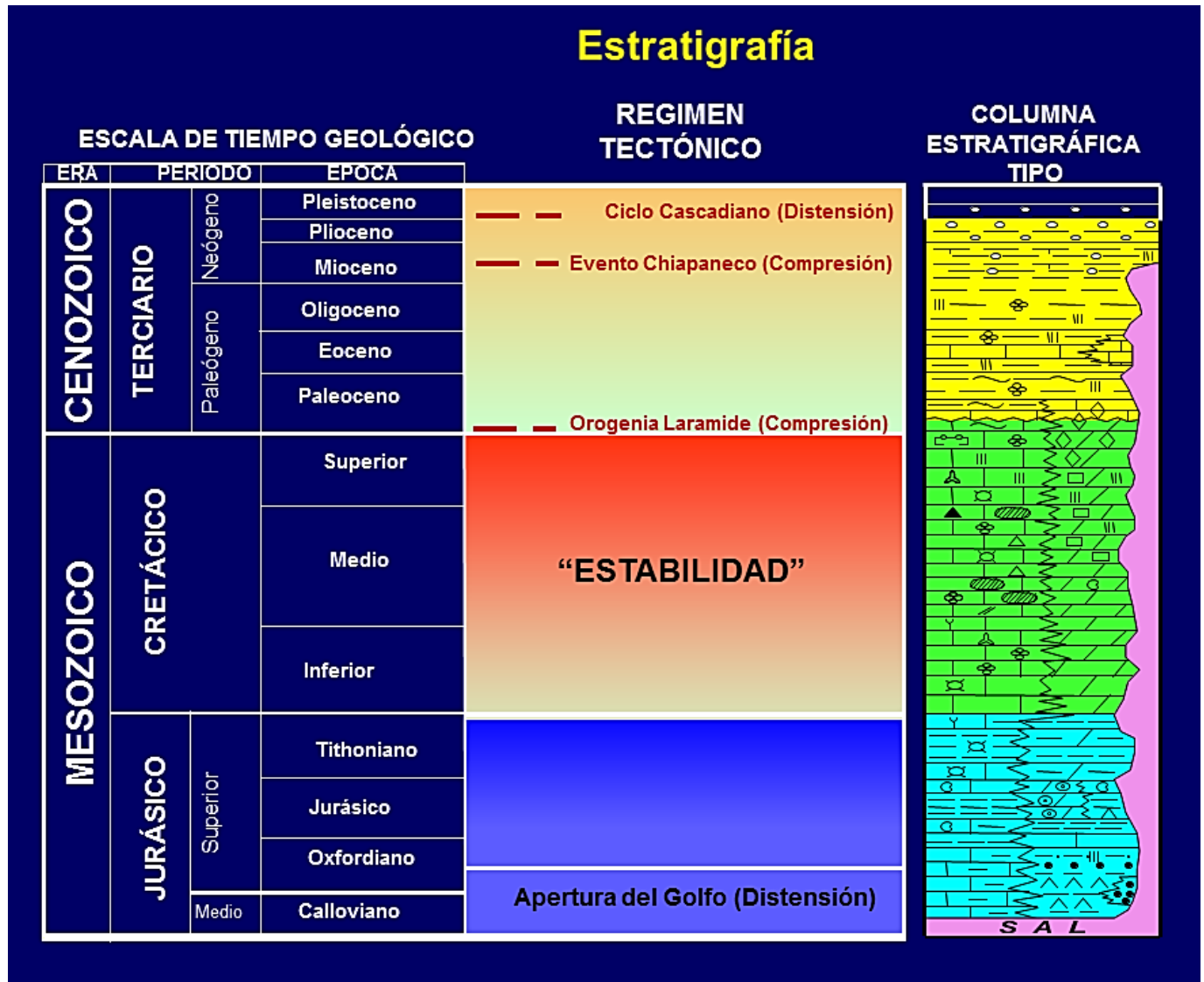


Fig. 1.9 Columna estratigráfica tipo de la Sonda Marina de Campeche, APC 2009. Modificada por el autor del presente trabajo.

1.2 LOCALIZACIÓN DE LA ZONA DE ESTUDIO

El presente trabajo se enfoca principalmente a los yacimientos naturalmente fracturados de la sonda de Campeche. Está sustentado en la información de diversas publicaciones, modelos geológicos, estudios integrales y modelos estáticos de campos maduros.

La Sonda Marina de Campeche se encuentra ubicada en la porción Sureste de la República Mexicana entre las coordenadas geográficas 91° 40' - 90° 00' de longitud Oeste y 18°30' - 20° 00' de latitud Norte, dentro de las aguas territoriales del Golfo de México,. Fig. 1.10.

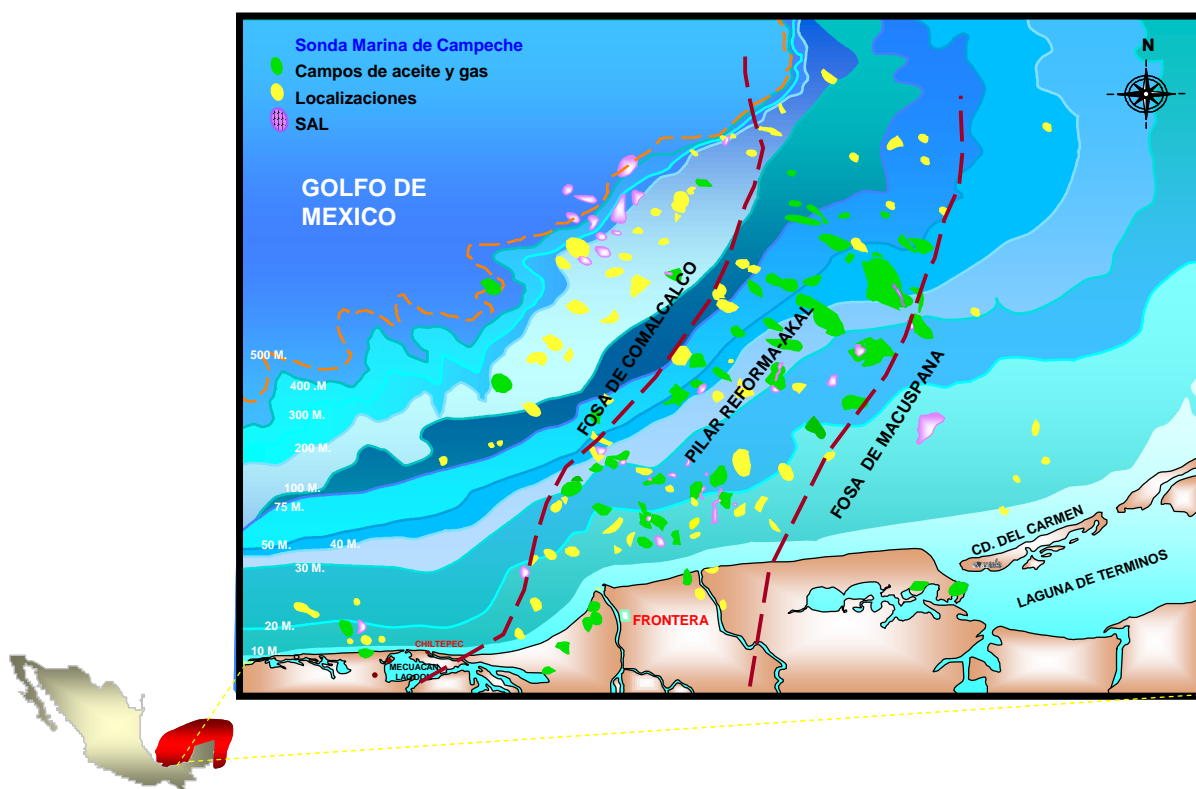


Fig. 1.10 Localización de la Sonda Marina de Campeche, APC 2009.

1.3 MARCO GEOLÓGICO

1.3.1 ESTRATIGRAFÍA

Las unidades que integran la Zona Marina desde el basamento hasta el Jurásico Superior no son del todo conocidas y han sido descritas apoyadas en datos indirectos pero confiables. Es a partir del Oxfordiano que se tienen datos precisos cualitativa y cuantitativamente hablando, por tales razones, se parte del Oxfordiano hasta llegar al reciente. Fig. 1.9.

El paquete de rocas sedimentarias está constituido por rocas que incluyen evaporitas para el Jurásico Superior Oxfordiano, rocas carbonatadas para el Jurásico Superior Kimeridgiano, calizas arcillosas y bituminosas en el Jurásico Superior Titoniano, dolomías y calizas arcillosas en el Cretácico Inferior y Medio y una brecha sedimentaria formada por clastos angulosos de caliza y dolomía de edad Cretácico Superior - Paleoceno Inferior (límite Cretácico - Terciario). El Terciario lo constituyen grandes espesores de arcillas alternadas con limolitas, areniscas y carbonatos. El Reciente está formado por una alternancia de capas de arcillas y arenas poco consolidadas. La columna sedimentaria descansa sobre un basamento de tipo ígneo-metamórfico.

1.3.2 EVOLUCIÓN TECTÓNICO-SEDIMENTARIA DEL ÁREA DE ESTUDIO

La evolución geológica del sureste mexicano es analizada en el contexto regional del Golfo de México, y por lo tanto del área de estudio. Inicia su apertura con la fragmentación y dispersión de la Pangea. La sedimentación en esta depresión empieza con el depósito de lechos rojos continentales durante el Triásico Tardío y el Jurásico Medio, después de lo cual, durante el Calloviano, se produce una invasión por aguas marinas provenientes del Pacífico que cubren una extensa zona con poca circulación, poco tirante de agua y alta evaporación, condiciones que favorecen el depósito de grandes volúmenes de sal en la zona central de la cuenca. Desde el Jurásico Tardío hasta el Cretácico Tardío la sedimentación estuvo dominada por carbonatos, cambiando a clásticos a principios del Paleógeno (Paleoceno) a causa de la Orogenia Laramide. Durante el resto del Paleógeno (Oligoceno) la sedimentación clástica se fue alojando en grandes depocentros en las porciones sur y suroccidental del Golfo de México, en donde el Macizo de Chiapas aportó un gran volumen de sedimentos, mientras que sobre el Bloque de Yucatán continuaba el depósito de carbonatos. En el Mioceno medio, durante el Serravaliano, la compresión derivada del movimiento lateral del Bloque Chortis y de la subducción de la Placa de Cocos contra la terminación meridional de la Placa de Norteamérica, formó los pliegues y fallas de la cadena de Chiapas-Reforma-Akal sobre un décollement al nivel de la sal calloviana; posteriormente estas estructuras se bascularon hacia el NW cuando la sal se movilizó hacia el norte. El cambio de posición de la masa de sal generó nuevos depocentros y minicuevas, controlados por fallas con vergencia hacia las partes más profundas del Golfo de México y por fallas antitéticas regionales, que limitan las Cuencas del Sureste. El movimiento gravitacional de los depósitos cenozoicos

causó finalmente inversión tectónica en las cuencas neógenas, siendo esta más evidente en la Cuenca de Macuspana.

Se identifica tres eventos tectónicos deformacionales que han tenido mayor influencia en la región:

1. Evento de *Rifting*, Tectónica Jurásica (apertura del Golfo de México y desplazamiento del bloque de Yucatán)
2. Periodo Tectónico de Marguen Pasiva, Jurásico Superior hasta el Cretácico Superior
3. Etapa de deformación y sedimentación durante el Cenozoico

1.3.2.1 EVENTO DE RIFT, TECTÓNICA JURÁSICA (APERTURA DEL GOLFO DE MÉXICO)

La tectónica Jurásica distensiva (Triásico Tardío – Jurásico Medio Tardío) del Golfo de México propició un estilo estructural y estratigráfico único que generó bloques, *horts* (altos estructurales) y *grabens* (bajos estructurales) ligeramente ladeados, delimitados por fallas normales prácticamente verticales con orientación norte-sur; controló la sedimentación de toda la columna estratigráfica Jurásica originando trampas mixtas, estratigráficas y estructurales que compartimentalizan a los yacimientos en la actualidad, afectando principalmente a los contactos agua aceite. Lo anterior ha sido corroborado en estudios recientes donde se ha podido identificar que las fallas del Jurásico estuvieron activas hasta el Cretácico Inferior temprano (nivelador), estas fallas prácticamente verticales controlaron la sedimentación de facies de las rocas (espesores) de toda la secuencia jurásica desde las arenas del Oxfordiano a los bancos oolíticos del Kimeridgiano. Fig. 1.11

En el caso de las arenas del Oxfordiano que no son de espesores potentes, la tectónica Jurásica de *horts* y *grabens*, facilita que los yacimientos presenten potenciales compartimientos generando trampas combinadas estratigráficas-estructurales.

A nivel Jurásico Kimeridgiano los bancos oolíticos fueron controlados en gran medida por esta tectónica, cuya distribución de dichos bancos oolíticos es muy amplia en dirección Este-Oeste, de aproximadamente 80 kilómetros; los espesores son muy importantes, en algunos de los campos alcanzan hasta 600 metros.

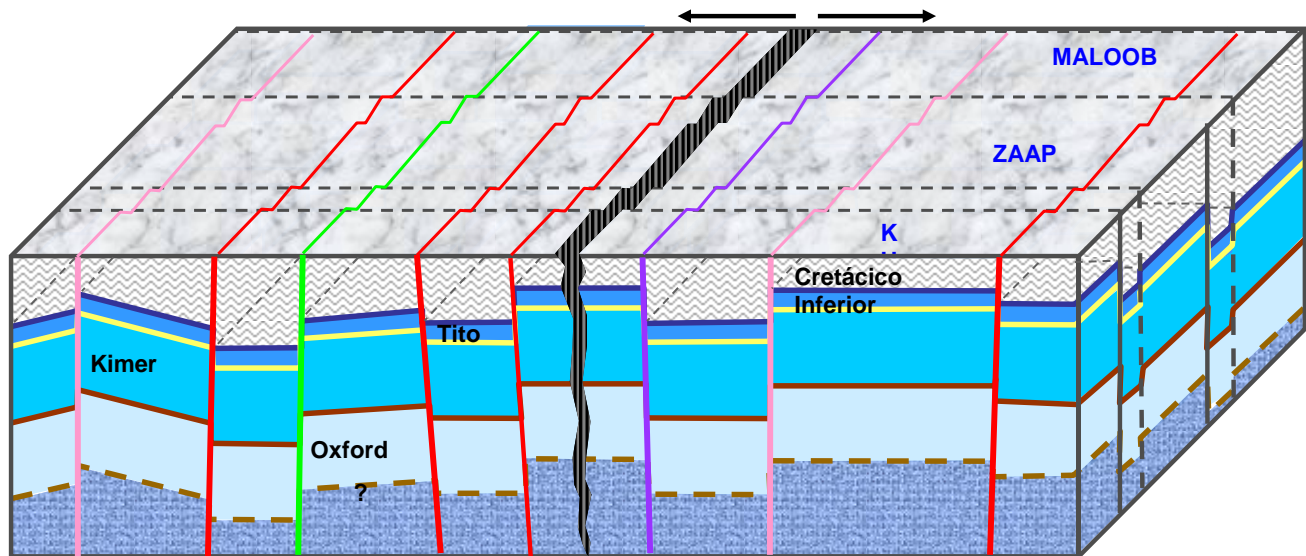


Fig. 1.11 Tectónica de la apertura del Golfo de México. Las fallas del Jurásico prevalecieron activas desde el Triásico al Cretácico temprano. Muestra el estilo estratigráfico/estructural característico de la tectónica Jurásica, Pimienta/Lugo, et al, 1995.

Por otra parte, en el mismo periodo, el avance transgresivo de las aguas del Pacífico hacia el oriente fue invadiendo el área del actual Golfo de México para formar extensos cuerpos de aguas hipersalinas, con una circulación sumamente restringida y, quizá también un clima de tipo desértico, favoreció el depósito de grandes volúmenes de evaporitas en la parte central del Golfo de México. Es muy probable que durante la etapa temprana del proceso de *Rifting*, la corteza continental sólo haya estado sujeta a hundimientos lentos y a ensanchamiento de los sistemas de *graben*s que poco a poco fueron inundados por las aguas del Pacífico. La evidencia con que se cuenta en la actualidad indica que toda la sal del Golfo de México se depositó durante el Calloviano (164-159 Ma) (Salvador, 1991).

El movimiento del bloque de Yucatán hacia el sur se realizó a lo largo de dos sistemas de fallas transformantes que han recibido diferentes nombres por diversos autores, quienes también las han ubicado en sitios distintos. El sistema occidental fue denominado *Falla Transformante Tamaulipas-Golden Lane-Chiapas* por Pindell (1985), *Falla Tamaulipas-Oaxaca* por Robin (1982) y Padilla y Sánchez (1986) y denominado solamente como la “*Transformante*” por Salvador (1991c).

Al terminar el Calloviano el Bloque Yucatán alcanzó la posición que ocupa actualmente y desde entonces sólo estuvo sujeto a una subsidencia lenta pero continua, hasta la época del Plio-Pleistoceno, cuando comenzó a emerger favoreciendo la subsidencia de bloques de

basamento. En el sureste mexicano es particularmente importante ésta época porque es entonces cuando el Macizo de Chiapas, junto con el Bloque Yucatán, comienza a recibir sedimentos marinos en su porción norte. El Período Jurásico Tardío se caracterizó por ser una época de tranquilidad tectónica en la que una subsidencia lenta, asociada al desplazamiento divergente de las Placas de Norteamérica de las de Laurasia y Gondwana, propició las condiciones necesarias para el depósito de carbonatos y lodos calcáreos intercalados.

1.3.2.2 PERIODO TECTÓNICO DE MARGEN PASIVA, JURÁSICO SUPERIOR - CRETÁCICO SUPERIOR

El proceso tectónico de *Rifting* que dio paso a la apertura del Golfo de México terminó al final del Calloviano, después de lo cual, durante el Oxfordiano, se desarrollaron amplias plataformas de aguas someras a todo lo largo de los bordes del protogolfo (golfo primitivo) de México, en las que se depositaron grandes volúmenes de carbonatos, con extensas barras oolíticas en los bordes de plataforma (Salvador, 1991c; Winker y Buffler, 1988; Williams-Rojas y Hurley, 2001). Este período se caracteriza, por la abundancia de carbonatos en las plataformas y por el depósito de menores espesores de lutitas y carbonatos con intercalaciones delgadas de calizas argiláceas en las zonas de cuenca. De hecho, estas asociaciones litológicas formaron bandas concéntricas muy bien definidas en los bordes del Golfo de México (Salvador, 1991b). Los bloques de basamento emergidos que formaban las paleoislas en el occidente del protogolfo (golfo primitivo) de México continuaban afectando la sedimentación de la región, siendo el mayor aporte de clásticos los provenientes del área del Bloque Yucatán. Estas condiciones de subsidencia lenta y continua prevalecieron durante todo el Kimeridgiano (Salvador, 1987a, 1991b, 1991c).

Para el Titoniano, la velocidad de subsidencia se hizo más lenta y predominó la sedimentación de secuencias de estratificación delgada de lutitas y carbonatos, en las cuales aumentó considerablemente la presencia de organismos, probablemente favorecido por un clima templado. Las condiciones de estabilidad tectónica y climática fueron máximas, favoreciendo así la proliferación de vida. En este período se depositaron en la cuenca lutitas muy ricas en materia orgánica, con delgadas intercalaciones de carbonatos, que son las rocas generadoras de la mayoría de los inmensos volúmenes de hidrocarburos que existen en el Golfo de México, especialmente en el sureste mexicano (González y Holguín, 1992).

La estabilidad tectónica fue tan grande que las rocas depositadas conservaron características litológicas muy similares en toda la cuenca del Golfo de México; las islas que bordeaban el occidente del Golfo todavía estaban emergidas y continuaban aportando sedimentos clásticos a las zonas litorales, mientras que en las plataformas predominaba el depósito de calizas. Las condiciones tectónicas estables persistieron en la región durante el Cretácico Temprano. El Turoniano (Cretácico Superior) marca otro cambio importante en los patrones de sedimentación del Golfo de México, porque termina el predominio del depósito de carbonatos. Este cambio fue más evidente en las porciones occidental y noroccidental de la cuenca, pero no lo fue tanto en la parte meridional de la misma, en donde la sedimentación de carbonatos continuó prácticamente invariable hasta el término del Cretácico.

1.3.2.3 ETAPA DE DEFORMACIÓN Y SEDIMENTACIÓN DURANTE EL CENOZOICO

Otro cambio importante en la evolución tectónica del Golfo de México ocurre en el límite entre el Cretácico Superior y el Período Paleógeno, cuando se ha postulado que en el área de Chicxulub, en la costa norte de Yucatán, ocurrió el impacto de un cuerpo extraterrestre al que se considera responsable de la extinción de numerosas especies animales y vegetales, entre las que destacan los dinosaurios y las amonitas (Álvarez *et al.*, 1992). Coincidente con esta edad, existe una brecha en carbonatos que tiene una gran extensión en el sur del Golfo de México y tiene también una gran importancia económica para el país, por ser la roca almacén de los grandes campos petroleros del área marina del sureste de México (Figura 1.12).

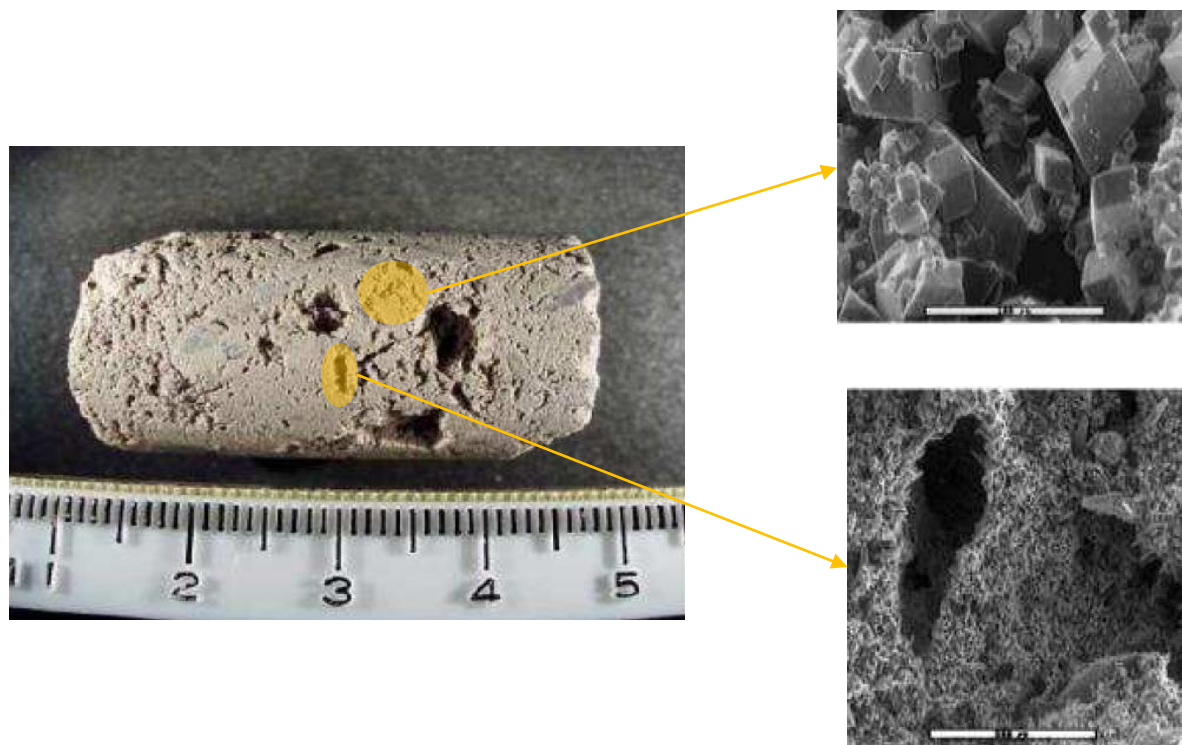


Fig. 1.12 Núcleo de la brecha calcárea del límite Cretácico-Terciario del campo Caan, se observa la porosidad, cavidades de disolución y fracturamiento.

Esta brecha denominada internamente en Pemex como “Brecha K/T” o “BTPKS” es inusual porque tiene una extensión de miles de kilómetros cuadrados y gruesos espesores que alcanzan hasta los 350 m en algunas localidades (Ek y Balam). Además, en gran parte de su espesor carece de matriz, por lo que su permeabilidad es asombrosamente alta. No es una tarea fácil explicar el origen de un cuerpo sedimentario de esas dimensiones, formado por fragmentos angulares de caliza de diversos tamaños, sin matriz en la mayoría de las localidades conocidas, aunque en algunas (Akál y Ku), en unos cuantos horizontes, la matriz tiene la misma litología que los clastos. Sin embargo, su origen ha sido explicado de varias formas, de las cuales tres son las más aceptadas: la primera aduce que el impacto de un cuerpo extraterrestre en Chicxulub fue la causa de la formación de la brecha (Grajales-Nishimura *et al.*, 2000), lo cual implica que el tamaño de grano de los depósitos en su eyecta, fueran menores a una distancia mayor del sitio del impacto, condición que no se cumple; la segunda, argumenta que la brecha fue el producto de un derrumbe submarino de los fragmentos de caliza que descansaban en el talud del Escarpe de Campeche, tal derrumbe

fue ocasionado por eventos tectónicos regionales hace 65.5 Ma (Ángeles - Aquino *et al.*, 1992; Limón-González *et al.*, 1994), pero si esta fuera la causa del depósito de la brecha, entonces su forma y distribución deberían ajustarse a una morfología alargada, paralela al escarpe y con una variación del tamaño de grano de la brecha, de mayor a menor, en dirección de la cuenca; por último, la tercera atribuye el origen de la brecha a condiciones de casticidad (meteorización química que afecta a rocas carbonatadas), lo cual explicaría la extensión territorial, aunque el espesor requeriría un movimiento de subsidencia súbito del orden de 700 metros para justificar la edad de la brecha (65.5 Ma). Por lo tanto, es insuficiente para explicar las dimensiones volumétricas de la brecha, así como las condiciones físicas de su depósito, pero quizá las tres hipótesis juntas pudieran justificar el origen de la misma (Padilla y Sánchez, 2007).

A fines del Cretácico, el aporte de sedimentos clásticos provenientes del noroeste y del occidente del Golfo de México se incrementó notablemente durante las primeras pulsaciones de la Orogenia Laramide (Paleoceno Temprano). La orogenia fue el resultado de la convergencia de la Placa Farallón por debajo de la Placa Norteamericana, en la que el fragmento de corteza oceánica que estaba en subducción tuvo un ángulo muy bajo, causando así una deformación a mayor distancia de la zona de la trinchera y elevando una porción considerable de la parte meridional de la Placa de Norteamérica. Esta condición tectónica favoreció el incremento del aporte de grandes volúmenes de sedimentos clásticos, así como durante el Cretácico la forma y el tamaño de la cuenca del Golfo de México estuvieron determinados por las plataformas carbonatadas, a partir del Eoceno tardío la nueva forma de la cuenca dependió totalmente del gran flujo de la sedimentación clástica. Durante este tiempo se depositaron gruesos espesores de arenas finas en la Planicie Costera del Golfo, al tiempo que los sedimentos más finos iban rellenando las partes más profundas (Goldhammer, 1999). Como consecuencia del aporte masivo de sedimentos la sal y la arcilla de la parte meridional del Golfo de México empezaron a movilizarse, formando “*rollers*” (estructura asimétrica de sal formada por dos flancos unidos), diapiros, lenguas (estructura alargada y asimétrica de sal) y canopies (*canopy*, estructuras diapíricas formadas por uniones de bulbos o láminas de sal o arcilla), así como también contribuyendo a la sobrepresurización de las masas de arcilla.

De acuerdo con Ambrose *et al.* (2003), durante el Oligoceno continuó el depósito de clásticos en todo el sureste mexicano, aunque en el área de Macuspana se empezó a desarrollar un

depocentro en donde se depositaron gruesas secuencias de arcillas. Al mismo tiempo, sobre la Cadena Chiapas-Reforma-Akal se depositaron espesores menores de arenas y arcillas, mientras que en el área de Comalcalco-Salina del Istmo comenzó la movilización hacia el norte, de grandes volúmenes de sal en forma de almohadillas y “rollers” (Ángeles Aquino *et al.*, 1992). Los mismos patrones sedimentarios continuaron hasta el Mioceno temprano, pero en el Mioceno medio (Serravaliano, 12.0 Ma) ocurrió la máxima etapa de deformación (compresiva) que plegó y cabalgó las rocas de la cadena de Chiapas-Reforma-Akal, con un nivel de *décollement* en la cima de la sal calloviana y una vergencia hacia el norte. Sánchez-Montes de Oca (1980) denominó a esta orogenia como Evento Chiapaneco, Figuras 1.8 y 1.13.

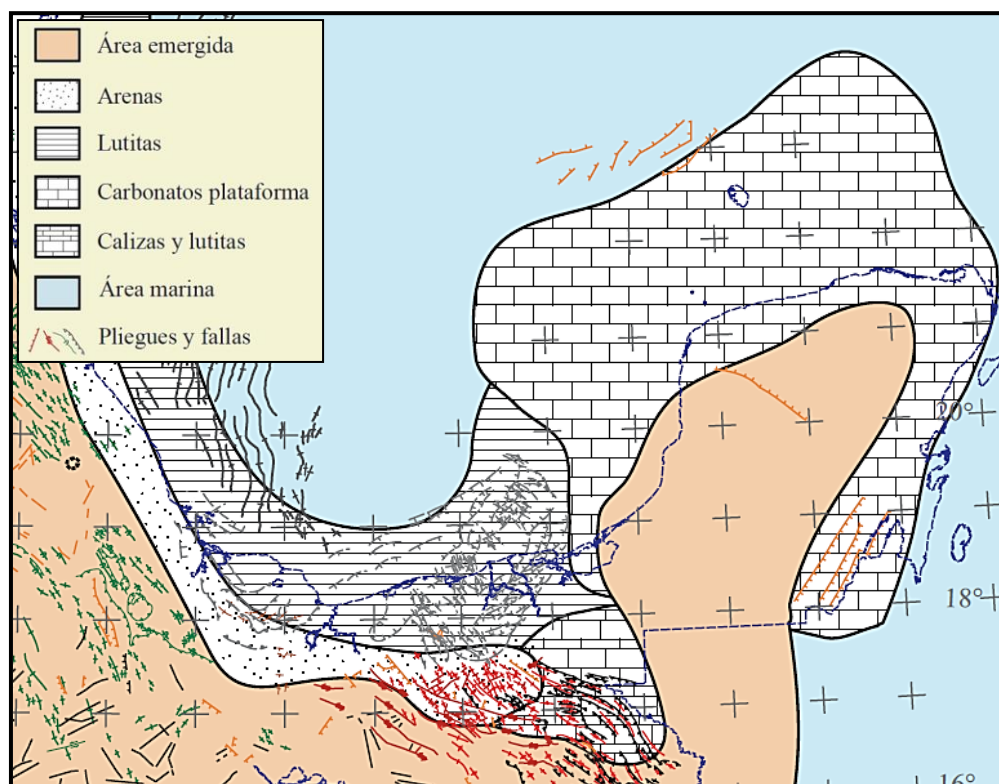


Fig. 1.13 Paleogeografía del Mioceno tardío (modificada de Padilla y Sánchez, 2007)

Hacia fines del Mioceno (tardío) e inicios del Plioceno, después de la deformación compresiva del Evento Chiapaneco, se inició el basculamiento hacia el norte de la Cadena de Chiapas-Reforma-Akal, como una respuesta al desalojo de la sal calloviana en la misma dirección. El gran aporte de clásticos provenientes del Macizo de Chiapas durante el

Plioceno y el Pleistoceno, causó el depósito de varios kilómetros de espesor de sedimentos, cuya sobrecarga empezó a generar grandes fallas de crecimiento orientadas NE-SW, con sus bloques caídos hacia el norte. Las mayores fallas lístricas normales del Plioceno-Pleistoceno se formaron en las cuencas de Macuspana y de Comalcalco¹, mientras que espesores menores de sedimentos clásticos eran depositados también sobre la Cadena Chiapas-Reforma-Akal; tales fallas lístricas delimitan la continuidad hacia el mar de las cuencas de Macuspana y Comalcalco, esto generó una topografía muy irregular que condicionó los depósitos que constituyen los yacimientos del Terciario Tardío. Dicha topografía dio lugar a la clasificación de la Sonda de Campeche en seis Provincias Morfoestructurales a saber: Zona de Domos Salinos, Fosa de Macuspana, Fosa de Comalcalco, Zona de Talud, Plataforma de Yucatán y Pilar de Akal (Ángeles-Aquino, 1982). Fig. 1.14. Una diferencia notable entre las cuencas de Macuspana y Comalcalco-Salina consiste en que, mientras en la cuenca de Comalcalco-Salina del Istmo se desalojaba sal (Ricoy, 1989), en la de Macuspana se desalojaba arcilla (Ambrose *et al.*, 2003). Las secciones geológicas regionales de las Figuras 1.15, 1.16 y 1.15, 1.17 muestran las estructuras de las cuencas de: Comalcalco-Salina del Istmo y Macuspana, así como las estructuras de la cadena plegada de Chiapas-Reforma-Akal.

Las secuencias depositadas en la cuenca de Macuspana estuvieron bajo un régimen de extensión así como bajo empujes diapíricos hasta el Pleistoceno, tiempo en el que sufrieron una inversión tectónica (Ciclo Cascadiano según Sánchez-Montes de Oca, 1980), que formó los pliegues anticlinales que hoy constituyen las trampas de los yacimientos de esta zona (Ambrose *et al.*, 2003).

Los principales eventos tectónicos descritos en este capítulo se resumen en la Fig. 1.18.

¹ Se forma la cuenca de Comalcalco (Plioceno). La formación de la cuenca de Macuspana se realiza en dos etapas: las fallas que la limitan al sureste y al noroeste se formaron durante el Plioceno y las fallas oblicuas escalonadas este-oeste se formaron durante el Pleistoceno y hasta el reciente; en ambos casos las arcillas del Mioceno favorecieron el *décollement* de la columna.

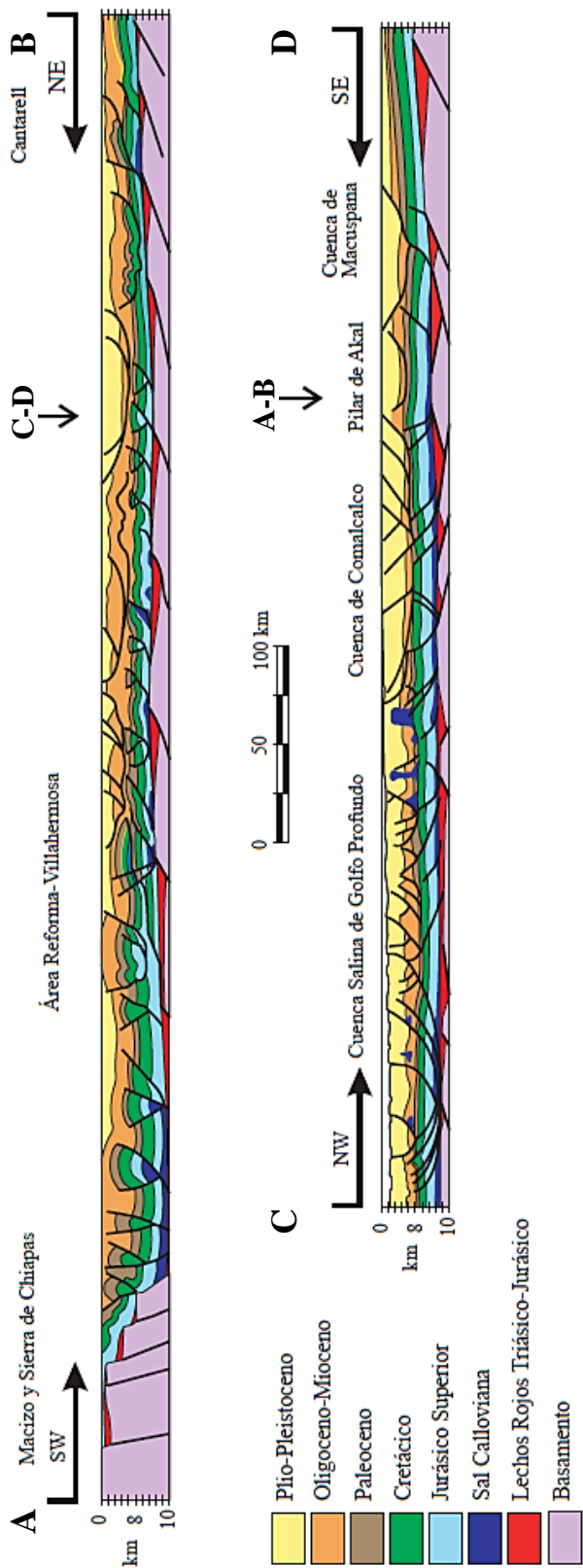


Fig. 1.16 Secciones geológicas de la cadena plegada de Chiapas-Reforma-Akal y de la Cuenca de Comalcalco (Modificado de Padilla y Sánchez, 2007).

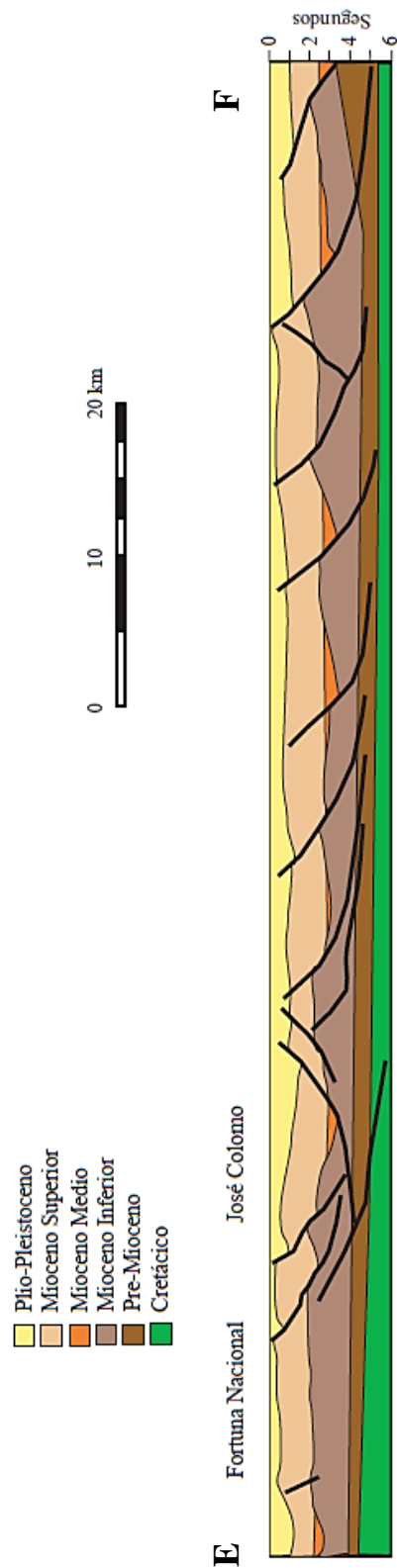


Fig. 1.17 Sección geológica de la Cuenca de Macuspana (Modificado de Padilla y Sánchez, 2007).

Eventos tectónicos sedimentarios

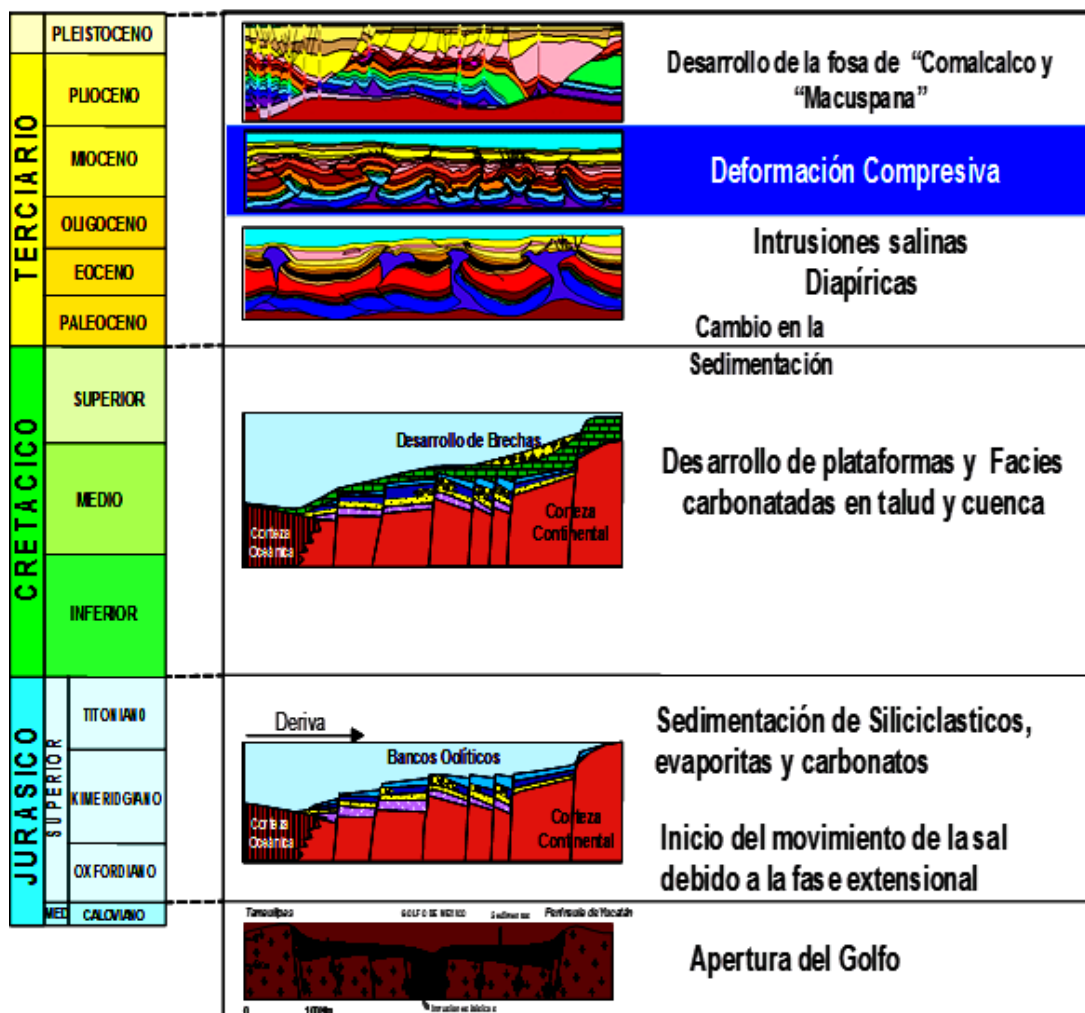


Fig. 1.18 Principales eventos tectónicos sedimentarios del Golfo de México, APC 2007

1.4. METODOLOGIA DE TRABAJO

La metodología de trabajo es la siguiente:

- Establecer en qué consiste el compilado de la información, con el objetivo de revisar la información geológica de todos los pozos, así como la de los estudios geológicos realizados en el área y zonas aledañas.
- Integración de la información geológica con lo que se postulan los modelos sedimentarios para las distintas unidades consideradas en el proyecto, para finalmente elaborar los mapas de distribución de facies para cada unidad litoestratigráfica.

1.5 DESARROLLO Y ANÁLISIS

Se desarrolla y analiza el estudio en función de su Estratigrafía, Sedimentología, Petrografía, Paleogeografía, Geología estructural y finalmente se llega a establecer la evolución geológica del área; apoyándose en el estudio de pozos de desarrollo y exploratorios perforados en los campos de la Región Marina. El método de trabajo está basado en cuatro puntos principales:

- I. Compilación
- II. Integración
- III. Interpretación
- IV. Análisis y resultados

1.5.1 COMPILACIÓN

Como primer paso recabar la información necesaria para integrarla de acuerdo a la metodología seguida para el trabajo, tal como registros geofísicos de todos los pozos, apéndices paleontológicos, descripciones litológicas de campo, informes de pozos, informes de proyectos aledaños, muestras de canal, muestras de núcleos, datos paleo batimétricos, datos topográficos, datos estructurales e información sismológica. A continuación se detalla la información compilada:

Geológica

Reporte de núcleos

Se compila la información de los núcleos que se cortaron en los pozos incluidos en el proyecto.

Descripción de muestras de canal

Se compila y se revisa la información referente a las descripciones de las muestras de canal para seleccionar los cuerpos.

Columna Geológica

También se compilan las columnas geológicas de todos los pozos que se trabajan en el proyecto.

Apéndices Paleontológicos

Se compilan y revisan los apéndices paleontológicos de los pozos del proyecto, mismos que sirven de apoyo para actualizar las columnas geológicas de acuerdo con los nuevos alcances.

Apéndices petrográficos

En algunos pozos existen estudios petrográficos tanto de núcleos como de láminas delgadas, éstas son analizadas para tener un mejor control de las columnas geológicas.

Estudios especiales

Realizar la compilación de informes finales de estudios exploratorios desarrollados, tanto en el área de estudio como en zonas aledañas. La información de estos informes sirve de apoyo en el contexto geológico que se utiliza en el proyecto.

Petrofísica

Registros Geofísicos

Realizar la compilación y revisión de todos los registros geofísicos de los pozos incluidos en el proyecto, los cuales son cargados a la base de datos del proyecto.

Registros editados

Se revisa la base de datos y se compilan los registros editados existentes.

1.5.2 INTEGRACIÓN

Dicha etapa consiste en la integración de la información, con la cual se elaboran planos de localización del área; tablas estratigráficas; tablas de bases de datos; registros geofísicos compuestos, en los cuales se vacía toda la información obtenida tal como: datos mecánicos, datos paleontológicos, contactos paleontológicos, contactos litológicos, manifestación de hidrocarburos descripción petrográfica, ambientes de depósito e imágenes de las muestras de canal y núcleos de algunos pozos representativos estudiados petrográficamente en forma previa. Con dicha información se elaboran: planos de localización; una tabla estratigráfica (conteniendo crono, lito y bioestratigrafía) de la región y por ende del área de estudio; una base de datos conteniendo toda la información compilada misma que debe ser actualizada a medida que avanza el proyecto.

1.5.3 INTERPRETACIÓN

Una vez que se tiene integrada la información anteriormente mencionada, se procede a interpretar la misma y a consignarla en planos y secciones que indicarán su distribución en el área.

1.5.4 ANÁLISIS Y RESULTADOS

Se establecen los modelos sedimentarios de los dos horizontes económicos mediante el análisis de secciones de correlación de ambientes de depósito y diagenéticos, así como la integración de una sección geológica regional.

La información obtenida sirve para definir la evolución geológica y **establecer el modelo geológico** de la misma y a su vez, tener un punto de correlación con los estilos estructurales que rigen en la región y cuya interpretación detallada corre a cargo del área de geofísica.

Los resultados obtenidos de este análisis permiten establecer las mejores áreas para la prospección y apoyo de las localizaciones exploratorias, para lo cual es necesario establecer los planos de riesgo que constituyen el sistema petrolero.

Tomando en consideración los resultados obtenidos se hacen sugerencias que permitan seleccionar las mejores áreas para la prospección, así como mejorar la caracterización de los campos.

CAPÍTULO 2. GEOFÍSICA

2.1 GENERALIDADES DEL CAPÍTULO

2.1.1 OBJETIVO

Presentar de manera práctica las bases y los conceptos involucrados en la obtención del modelo estructural, a partir de los datos sísmicos procesados, información geológica y de registros de pozos perforados en el área; mismo que permite definir los parámetros geométricos y que de manera conjunta con las disciplinas geología y petrofísica, permiten la construcción del Modelo Geológico-Petrofísico, así mismo, mediante el uso de herramientas propias de la Geofísica (atributos sísmicos) y/o de la Geoestadística auxiliar en la población de propiedades de dicho modelo.

2.1.2 INTRODUCCIÓN

El modelo es la representación geométrica y volumétrica 3D del Yacimiento.

Sus principales usos son:

- Definir rasgos estructurales
- Mapear fallas y fracturamientos
- Identificar variaciones estratigráficas y mapeo de facies sedimentarias
- Interpolación de propiedades petrofísicas (poblado)
- Inferir la presencia de hidrocarburos

2.2 PROSPECCIÓN SÍSMICA

La exploración sísmica emplea ondas elásticas que se propagan a través del terreno y que han sido generadas artificialmente. Su objetivo es el estudio del subsuelo en general. La prospección sísmica es una herramienta de investigación poderosa, ya que con ella se puede inspeccionar con buena resolución desde los primeros metros del terreno (sísmica de alta resolución o sísmica superficial; *shallow seismic*) hasta varios kilómetros de profundidad (sísmica profunda; *deep seismic*). Así, para la sísmica profunda se utilizan fuentes de energía muy potentes (explosivos o camiones vibradores) capaces de generar ondas elásticas que llegan a las capas profundas del subsuelo, mientras que para la sísmica superficial se utilizan martillos de impacto, rifles sísmicos y explosivos de baja energía. La liberación instantánea de un pulso de energía mecánica en un punto de la superficie del terreno genera una serie

de ondas de diferentes tipos con diferentes modos y velocidades de propagación. La prospección sísmica consiste en generar ondas sísmicas mediante una fuente emisora y registrarlas en una serie de estaciones sensoras (geófonos) distribuidas sobre el terreno. En lo que respecta a su influencia o a su utilización por las técnicas de prospección geofísica a utilizar son tres los grupos de ondas a considerar: **ondas de compresión o primarias (P)**, se transmiten a través del macizo rocoso produciendo una vibración paralela a la dirección de propagación, su velocidad de transmisión, **V_p** (velocidad de compresión), es la más alta de todas; **ondas de cizalla o secundarias (S)**, también son ondas volumétricas que producen una vibración perpendicular a la dirección de propagación, se propagan únicamente en medios sólidos con una velocidad, **V_s** (velocidad de cizalla), menor que la de las ondas de compresión ($V_p/V_s \approx 1.6$ a 2); **ondas superficiales**, a diferencia de los grupos anteriores que se transmiten a través del subsuelo, las ondas superficiales se propagan por la superficie del terreno y tienen como característica dominante su gran amplitud. En este grupo se incluyen las ondas *Love* y las ondas *Rayleigh*.

Además de las ondas mencionadas, la liberación del pulso de energía produce una señal acústica que se transmite por el aire (onda aérea) a una velocidad promedio de 360 m/s. Esta señal también se manifiesta en los registros geofísicos y tiene influencia en la planificación y ejecución de los estudios sísmicos de reflexión.

2.2.1 PRINCIPIOS BÁSICOS

En lo que respecta al estudio de las ondas, tanto de compresión como de cizalla, la *Refracción* y la *Reflexión* se gobiernan por las leyes de la acústica. El registro de uno u otro tipo de ondas se diferencia básicamente en el tipo de sensores (geófonos) utilizados en cada caso.

Cuando una onda sísmica encuentra un cambio en las propiedades elásticas del material, como es el caso de una interfase entre dos capas geológicas, parte de la energía continúa en el mismo medio (onda incidente), parte se refleja (ondas reflejadas) y el resto se transmite al otro medio (ondas refractadas) con cambios en la dirección de propagación, en la velocidad y en el modo de vibración, Fig. 2.1.

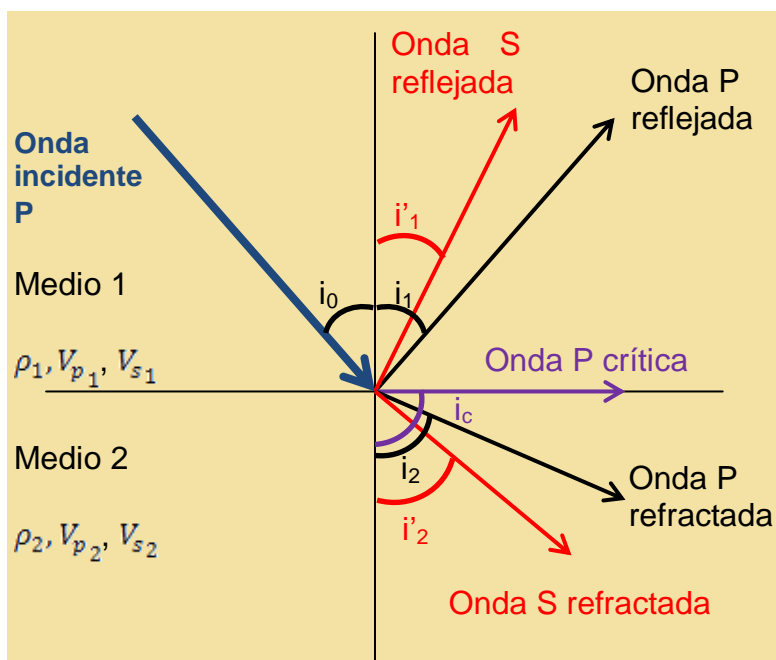


Fig. 2.1 Conversión de una onda incidente P. Las ondas sísmicas que viajan por subsuelo se reflejan y se refractan siguiendo la ley de Snell. La cantidad de energía de las ondas incidentes se reparte entre las ondas reflejadas, las refractadas y la absorción natural del terreno.

Tanto las ondas **P** como las ondas **S** en su tránsito por el subsuelo sufren modificaciones condicionadas por características físicas tales como: su velocidad de transmisión por el subsuelo, la densidad y grado de integridad del macizo rocoso y especialmente por sus discontinuidades más relevantes, es decir, los contactos entre diferentes unidades litológicas, zonas de falla, etc. Fig. 2.2.

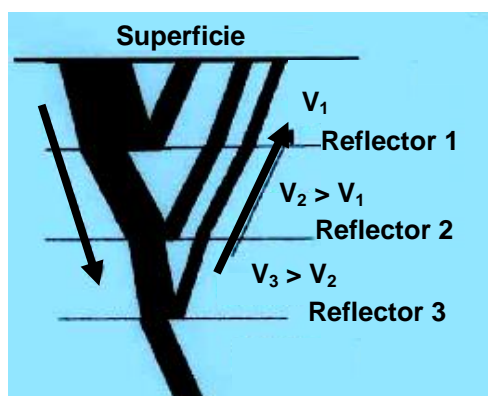


Fig. 2.2 Atenuación de la señal sísmica.

El registro sísmico obtenido mediante un arreglo de *geófonos* acoplados al terreno durante un intervalo de tiempo suficientemente largo a partir del instante de generación de la señal

acústica manifiesta la llegada de una serie de ondas que pueden incluir todos o algunos de los tipos de onda ya mencionados. De aquí, nace la dificultad de este método para registrar las ondas que interesan, para identificarlas y para aislarlas de forma fiable del resto de las señales. Fig. 2.3.

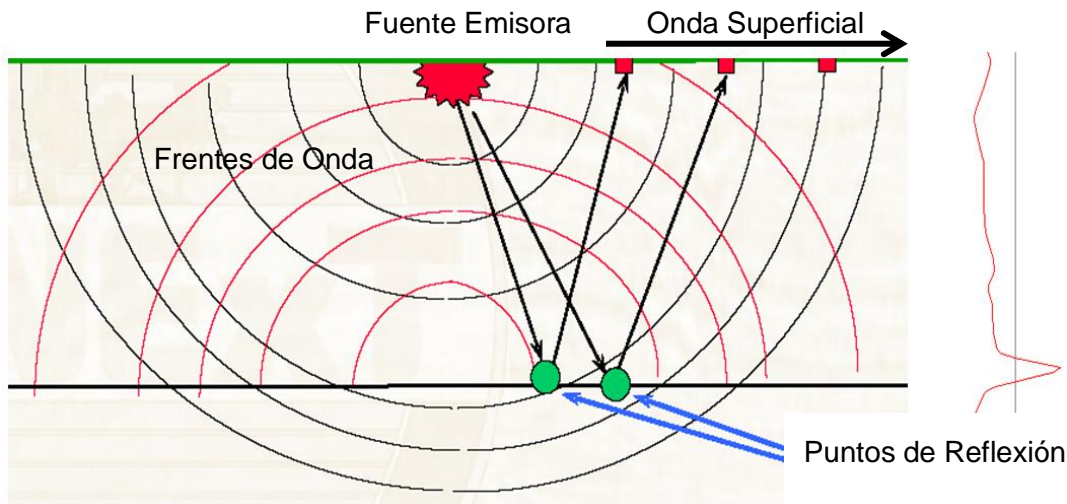


Fig. 2.3 Frentes de onda reflejados y refractados.

Las reflexiones de las ondas de compresión se producen en las interfases del subsuelo donde existe suficiente contraste en los valores de **impedancia acústica**, definida como el producto de la velocidad de transmisión de la onda en el medio rocoso, **V**, por la densidad del medio rocoso, **ρ**. La **impedancia acústica** es una propiedad elástica que determina los rasgos litológicos de un medio. Si las impedancias acústicas entre dos medios son similares, casi no ocurre reflexión. La impedancia acústica tiene la siguiente expresión:

$$i = V \rho \tag{2.1}$$

Donde:

- i = Impedancia acústica del medio
- V = Velocidad de la onda en el medio
- ρ = Densidad del medio

Movimiento Armónico Simple. De acuerdo a la teoría de las ondas elásticas, cuando estas se propagan en un medio homogéneo lo hacen en forma esférica. A este tipo de vibración se le conoce con el nombre de movimiento armónico simple. Estas ondas son llamadas propiamente ondas elásticas debido a que dependen de la elasticidad de los materiales a través de los cuales se propagan.

Frente de onda. Es una superficie que pasa por todos los puntos del medio alcanzados por el movimiento ondulatorio en el mismo instante. La perturbación en todos esos puntos tiene la misma fase. Las líneas perpendiculares a los sucesivos frentes de onda se denominan **rayos** y corresponden a las líneas de propagación de la onda.

Principio de Huygens. Cada punto de un frente de onda se comporta como un nuevo frente de onda.

Principio de Fermat. Una onda se propaga en aquella trayectoria que requiere el mínimo tiempo de viaje posible.

Ley de Reflexión. El ángulo de reflexión es igual al ángulo de incidencia.

Ley de Snell o ley de refracción. Indica la relación entre el ángulo de incidencia y el ángulo refractado (Fig. 2.1):

$$\frac{\text{sen}\alpha i_0}{V_{i_1}} = \frac{\text{sen}\alpha i_2}{V_{i_2}} \quad 2.2$$

Donde:

αi_0 = ángulo de incidencia

αi_2 = ángulo refractado

V_{i_1} = velocidad de la capa superior

V_{i_2} = velocidad de la capa inferior

Difracción. Está definida como la dispersión de la energía sísmica causada por una discontinuidad en el medio. Las causas geológicas pueden ser las siguientes:

- Corte de horizontes por fallamiento
- Discontinuidades
- Truncamiento de horizontes por intrusiones
- Cambios laterales en la litología

Coefficiente de Reflexión

Es una relación de impedancias entre dos medios adyacentes. Está definido por la siguiente expresión:

$$CR = \frac{i_2 - i_1}{i_2 + i_1} = \frac{V_2 \rho_2 - V_1 \rho_1}{V_2 \rho_2 + V_1 \rho_1} \quad 2.3$$

Donde:

CR= Coeficiente de reflexión
 i = Impedancia acústica del medio
 V = Velocidad del medio
 ρ = Densidad del medio

Subíndices:

1 = medio uno
 2 = medio dos

Esta fórmula pone de manifiesto una característica específica del método *Sísmico de Reflexión*. Este método puede ver cualquier interfase o contacto entre dos unidades del subsuelo entre las que exista suficiente contraste en sus valores de la impedancia acústica.

Los coeficientes de reflexión representan la magnitud y ubicación de los cambios litológicos del subsuelo, por lo que constituyen el modelo geológico del mismo. Es evidente que si dos medios adyacentes tienen la misma impedancia acústica, no ocurre reflexión visible en las secciones sísmicas.

Parámetros Básicos de Señales

Los parámetros básicos de señales son los siguientes: periodo, T [s]; frecuencia, f [Hz]; longitud de onda, λ [m]; número de onda, k [ciclo/m] y velocidad, V en m/s.

La siguiente figura ilustra los conceptos de parámetros básicos de señales, Fig. 2.4

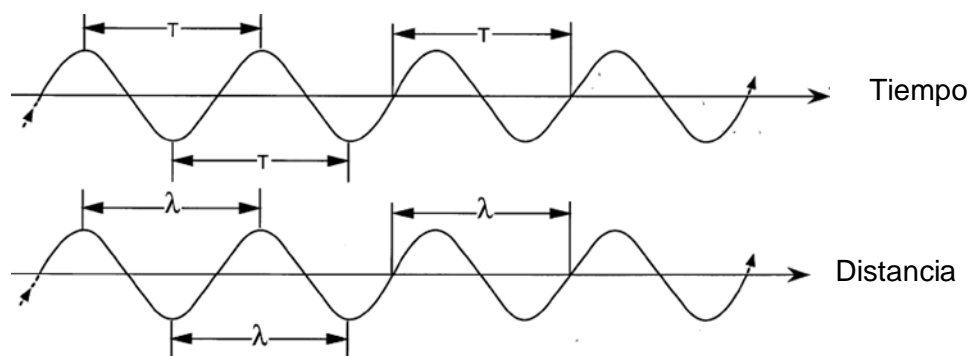


Fig. 2.4 Parámetros básicos de señales

Otro concepto importante desde el punto de vista práctico es la *resolución vertical* del método *Sísmico de Reflexión* o, dicho en otros términos, su capacidad para manifestar de forma individualizada las reflexiones producidas por discontinuidades del subsuelo muy próximas

entre sí. Para las reflexiones que provienen de la superficie superior e inferior de determinada capa existe una distancia límite por debajo de la cual es imposible identificar ambos contactos como dos reflexiones independientes. Esta distancia definida como *resolución vertical* x o $\lambda/4$, (m), es función de la frecuencia de la onda de compresión y de la velocidad característica del medio rocoso. La distancia máxima está dada por

$$\lambda/4 = V / F$$

2.4

Donde:

V = velocidad del intervalo objetivo en m/s.

F = frecuencia dominante de la zona de interés en Hz.

Esta ecuación es la que se graficó en la siguiente figura dejando fija la velocidad y variando las frecuencias para cada curva, Fig. 2.5.

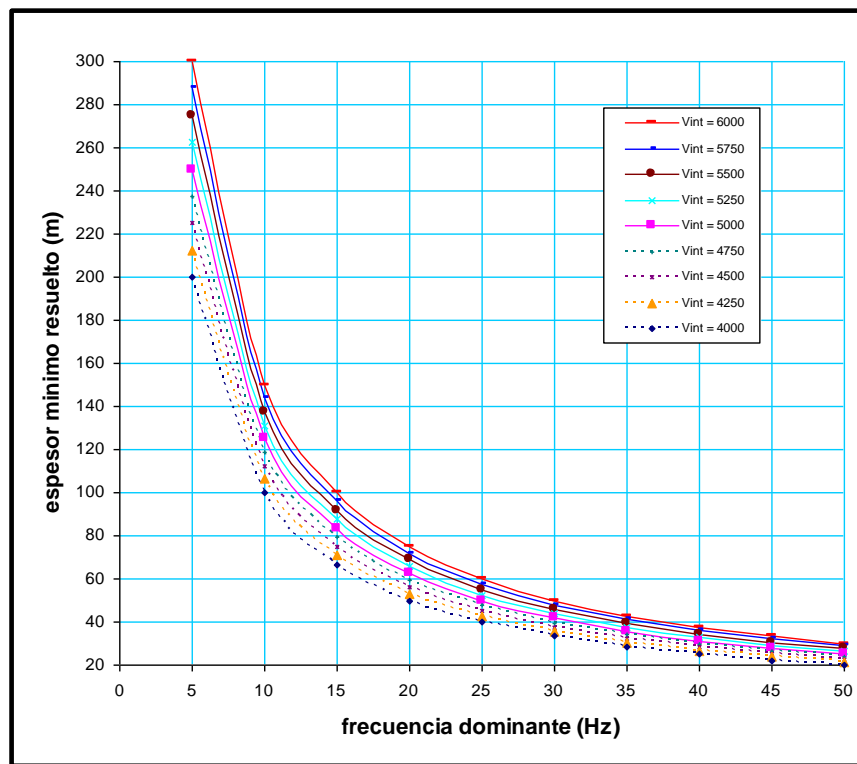


Fig. 2.5. Ilustra la variación de la resolución vertical con a frecuencia.

La dependencia entre la resolución vertical y la frecuencia de la onda de compresión pone de manifiesto la importancia de algunos aspectos de la señal sísmica, la cual no sólo debe ser

suficientemente intensa (de gran amplitud) sino que también debe incluir en su espectro altas frecuencias para aumentar la resolución vertical.

2.2.2 SISMICA DE REFRACCIÓN

La sísmica de refracción realizó grandes aportaciones a la prospección sísmica en sus comienzos. Hasta la década de los 60 fue extremadamente popular, especialmente en la exploración de cuencas sedimentarias donde condujo al descubrimiento de grandes campos de hidrocarburos; posteriormente quedó relegada por los avances del método de reflexión que proporcionaba una información más detallada.

El método se basa en la medición del tiempo de viaje de las ondas refractadas *críticamente* en las interfaces entre las capas con diferentes propiedades físicas; fundamentalmente por contraste entre impedancias acústicas. La energía sísmica se genera mediante un impacto controlado en superficie (o a una determinada profundidad) que va propagándose en forma de onda elástica a través del subsuelo interaccionando con las distintas capas, de manera que una parte de la energía se refleja y permanece en el mismo medio que la energía incidente, y el resto se transmite al otro medio con un fuerte cambio de la dirección de propagación debido al efecto de la interfase (refracción). De esta interacción, la sísmica de refracción solo considera las refracciones con ángulo crítico (ángulo mínimo de incidencia en el cual se produce la reflexión interna total.) ya que son las únicas ondas refractadas que llegan a la superficie y pueden ser captadas por los geófonos, Fig. 2.

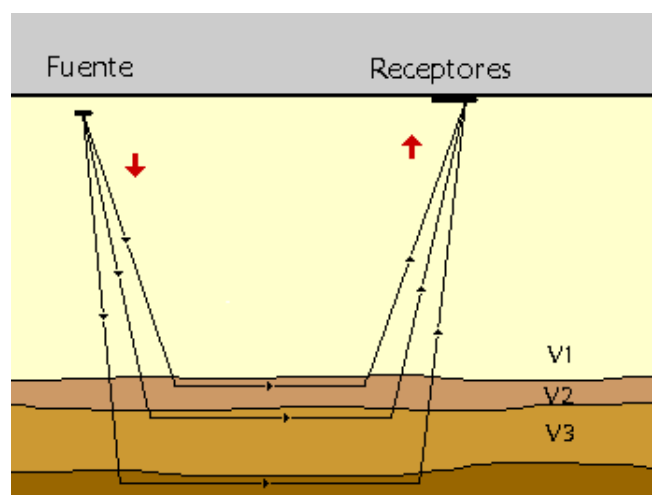


Fig. 2.6 La sísmica de refracción utiliza los tiempos de primeras llegadas del sismograma que corresponden a las ondas refractadas críticamente en las distintas capas del subsuelo. Cada una de estas capas se distingue por su impedancia acústica y se le llama refractor. El resultado de este método es una imagen sísmica del terreno en forma de campo de velocidades $[V(x, z)]$; que posteriormente será interpretado geológicamente

2.2.3 SÍSMICA DE REFLEXIÓN

El método sísmico de reflexión se basa en las reflexiones del frente de onda sísmico sobre las distintas interfases del subsuelo. Estas interfases (reflectores) responden -al igual que en la refracción- a contrastes de impedancia que posteriormente se relacionarán con las distintas capas geológicas. Las reflexiones son detectadas por los receptores (geófonos) que se ubican en superficie y que están alineados con la fuente emisora. Dado que las distancias entre la fuente y los geófonos son pequeñas respecto a la profundidad de penetración que se alcanza, Fig. 2.7, el dispositivo experimental soporta que se esté operando en "corto ángulo"; asegurando así la obtención de reflexiones y, distinguiéndose de la sísmica de refracción o de "gran ángulo".

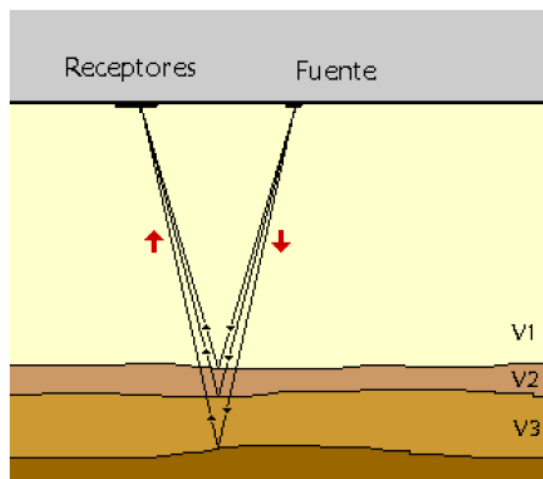


Fig. 2.7 Esquema básico de la emisión y recepción de los rayos reflejados en las distintas capas reflectoras.

Con el fin de conseguir un mejor reconocimiento de la zona de estudio, se realiza un número de disparos mayor y se aumenta la cantidad de geófonos en comparación con los empleados en un perfil de refracción de longitud equivalente. El resultado es un grupo de trazas sísmicas procedentes de todos los tiros, Fig. 2.8a, que se analizan, se corrigen, se procesan y luego se agrupan en conjuntos de puntos de reflectores comunes (CMP), los cuales contienen la información de todas las reflexiones halladas para cada reflector, Fig. 2.8b. Una vez que

todas las trazas de un mismo CMP se han agrupado, se corrigen por tiempo de retardo entre geófonos, se suman o “apilan” con objeto de que el CMP de cada reflector sea más visible y se obtiene una sola traza para cada reflector, en otras palabras, un único CMP de cada reflector, Fig. 2.8c. El conjunto de todas las trazas para cada reflector existente, es decir, los CMP corregidos y apilados de cada reflector, constituye la denominada sección sísmica de reflexión, que es el resultado final de este método, Fig. 2.9.

Una sección sísmica es una imagen del subsuelo en donde las reflexiones se ven en forma de lóbulos negros de mayor amplitud y definen las capas reflectoras que después se asociarán a las estructuras geológicas.

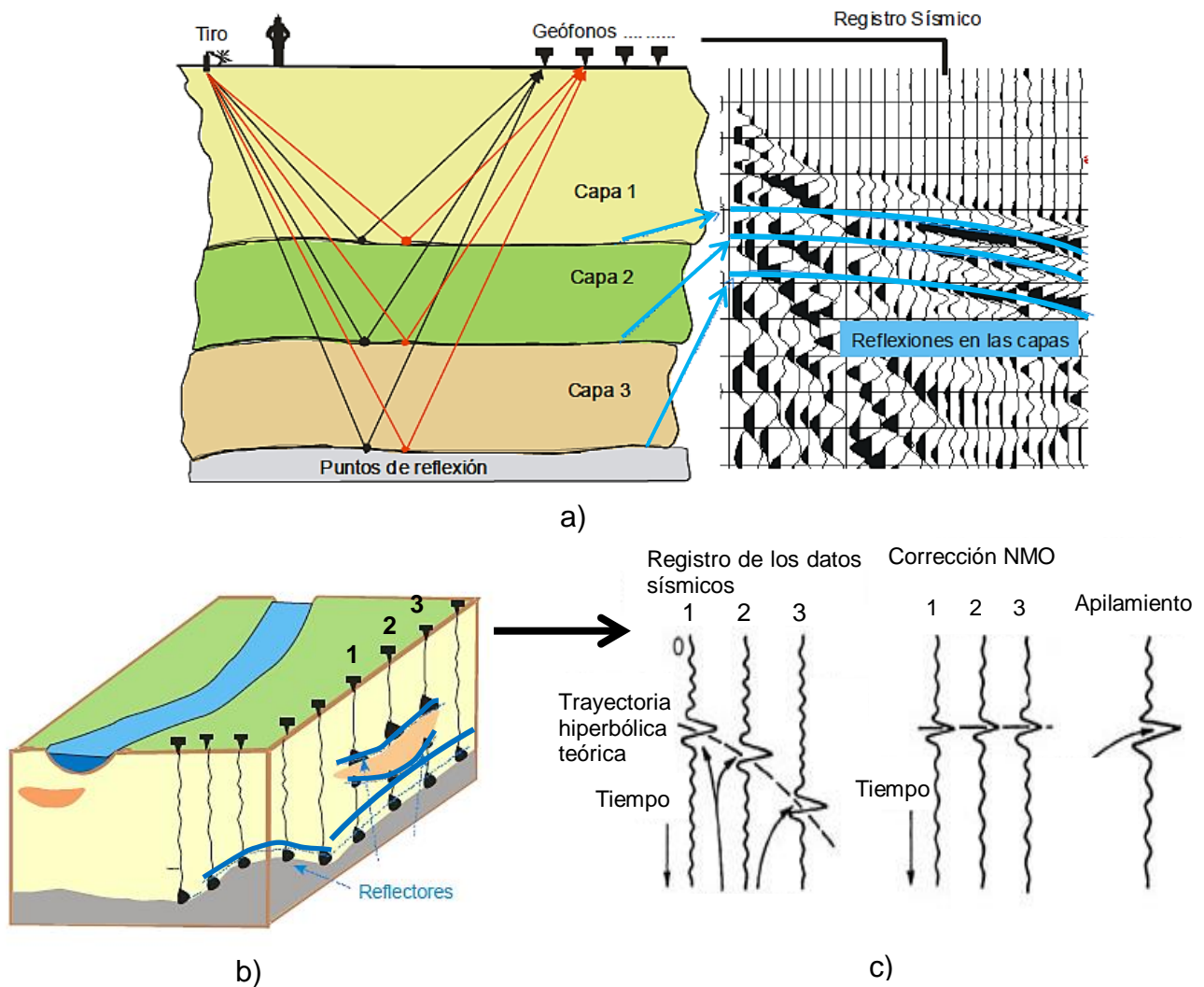


Fig. 2.8 a) Esquema del recorrido de los rayos reflejados en tres capas para una posición de tiro y dos estaciones receptoras. Debido al retardo “natural” de las ondas entre cada geófono, las reflexiones quedan marcadas en el registro sísmico como trayectorias hiperbólicas. b) Se

agrupan las trazas de un mismo CMP para cada reflector. c) Una vez todas las reflexiones de un mismo CMP se han agrupado, se corrigen, se suman y se obtiene una sola traza para para cada reflector, las trazas CMP proporcionan la imagen sísmica del terreno, llamada sección sísmica.

El tratamiento de los datos en sísmica de reflexión es más laborioso y delicado que el procesado de refracción; donde uno de los retos más importantes es eliminar las ondas indeseadas (onda directa, refracciones, ruido, entre otras). Esta tarea implica la aplicación de tratamientos multiseñal (filtros, deconvoluciones, etc.) que si no se hacen cuidadosamente, pueden crear falsos registros e interpretarlos consecuentemente como falsos reflectores. Otro punto conflictivo del procesado es que en las secciones sísmicas de reflexión las capas reflectoras están en modo de tiempo doble, debido a que cada rayo reflejado ha hecho el viaje de ida (incidencia) y vuelta (rebote). A los intérpretes que están acostumbrados a trabajar con secciones sísmicas les es fácil pasar mentalmente del tiempo doble en donde se detecta un reflector a la profundidad que le tocaría (profundidad equivalente), pero en muchos casos se facilita esta tarea automáticamente y se presentan las secciones sísmicas de reflexión convertidas a una profundidad aproximada. Este método es una de las técnicas de prospección geofísica más utilizada debido a que su resultado es una imagen denominada sección sísmica en donde se aprecia la geometría de las estructuras geológicas, Fig. 2.9.

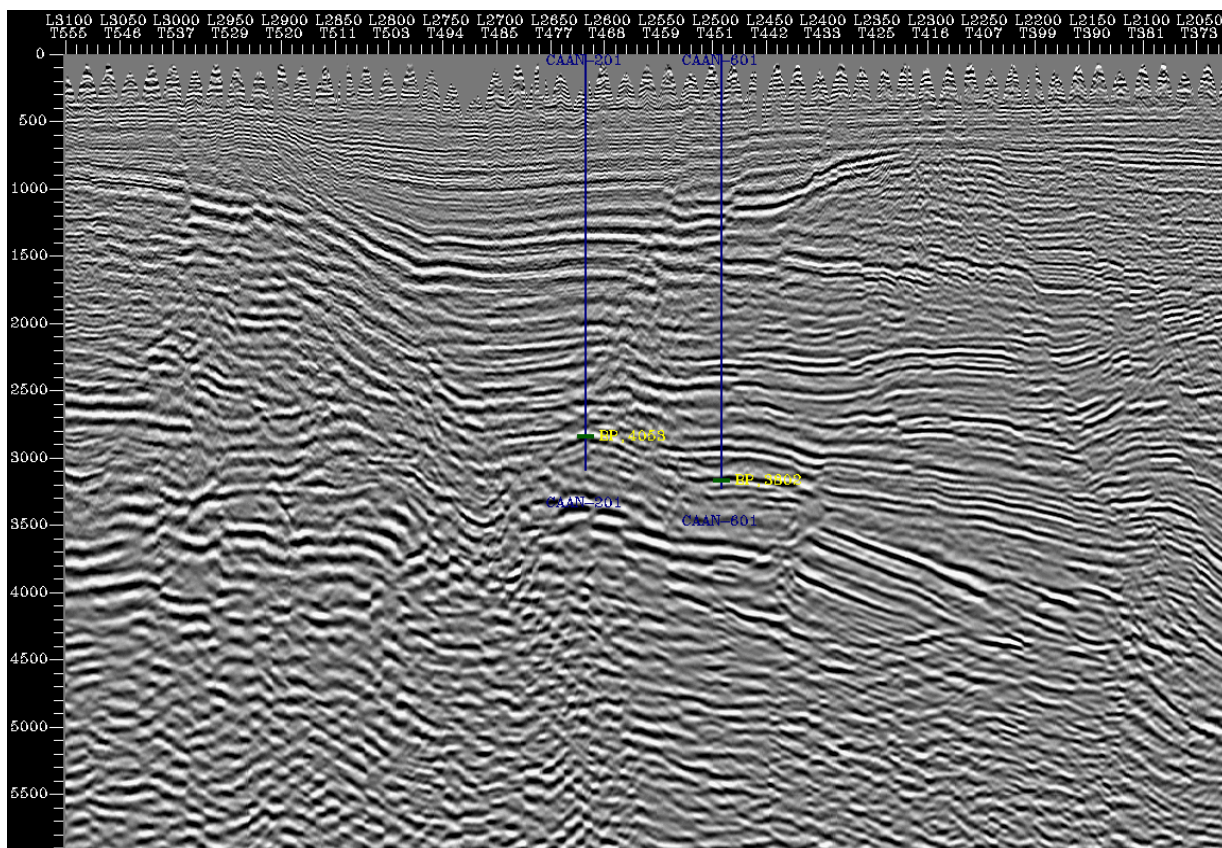


Fig. 2.9 Sección Sísmica en profundidad.

Posición del punto de tiro

La distancia entre el punto de tiro y el primer geófono activo del dispositivo de registro (*offset*) es un factor de fundamental importancia en la fase de trabajo de campo, de este modo se pueden distribuir los geófonos activos en la posición que permita la mejor visualización de las reflexiones.

La posición de punto de tiro debe determinarse en cada caso en función de: la profundidad a investigar, velocidad de las capas del subsuelo, longitud del dispositivo de medida y espaciado entre geófonos. En todo caso, la determinación del *offset* ha de hacerse mediante ensayos de campo al inicio de los trabajos, seleccionando un valor con el que se evite la superposición del ruido (ondas superficiales o *ground roll* y ondas aéreas) con las reflexiones significativas de las ondas de compresión.

2.2.4 PRODUCCIÓN DE LA SEÑAL SÍSMICA, FUENTE DE ENERGÍA

En su tránsito por el subsuelo las ondas de compresión sufren una atenuación que reduce progresivamente su amplitud. En consecuencia la profundidad de investigación que se puede alcanzar en un estudio sísmico de reflexión está obviamente condicionada por la atenuación de la señal. Tal hecho lleva de inmediato a constatar la importancia de la amplitud de la señal original, es decir la importancia de la fuente de energía.

2.2.5 PROCESADO DE LOS REGISTROS SÍSMICOS

No es objetivo de esta tesis hacer una descripción pormenorizada de las diferentes fases del tratamiento de los datos sísmicos que lleva desde los registros brutos hasta la sección sísmica. Es un proceso relativamente sencillo en sus conceptos pero complejo en su ejecución. En todo caso el *resultado final* de un estudio sísmico de reflexión es una *sección sísmica* en la que se puedan observar los diversos reflectores del subsuelo.

Diagrama de Flujo del Procesado Sísmico

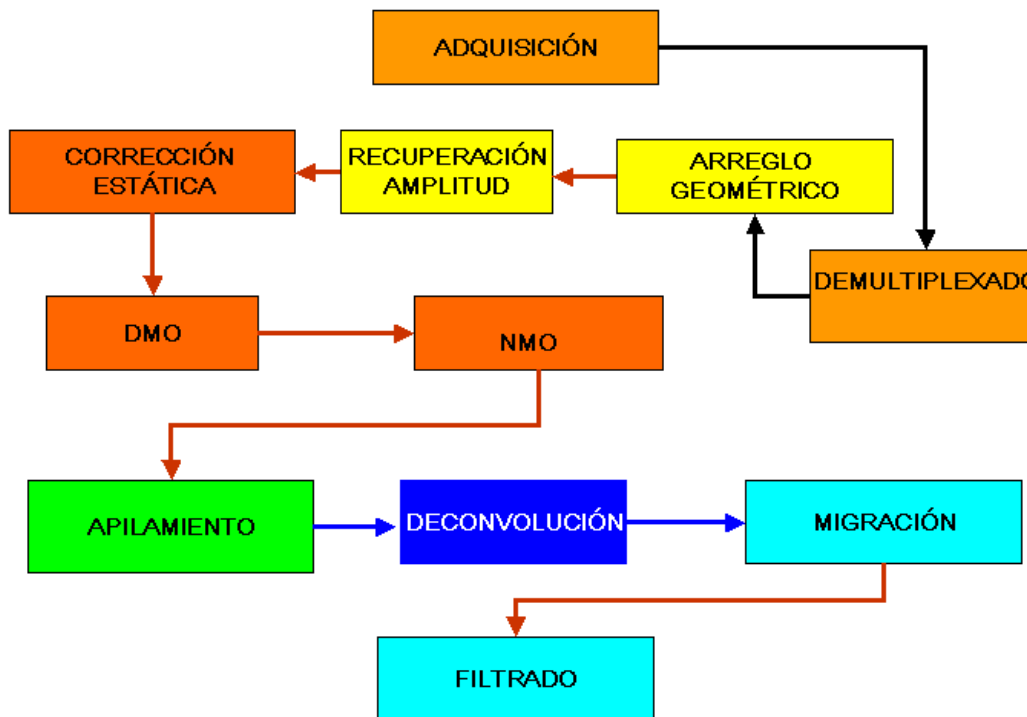


Fig. 2.10 Diagrama de flujo del procesamiento Sísmico.

Adquisición. De acuerdo a los objetivos del estudio es necesario hacer un análisis minucioso de los parámetros de adquisición que brinden los mejores resultados del levantamiento sísmico. Esto es, sabiendo en términos generales el tipo de estructuras probables que se espera encontrar, orientar la dirección del cubo de datos sísmicos para que la recuperación de amplitudes sísmicas sea la más eficiente.

Demultiplexado. Es una reordenación de los datos grabados en cinta, los cuales se encuentran originalmente en forma demultiplexada, es decir, se encuentran formando una matriz; el demultiplexado cambia ese ordenamiento por líneas y trazas.

Arreglo geométrico. Método de grabación de datos sísmicos donde los datos de cada disparo son grabados en un determinado número de geófonos y cada geófono es usado para grabar un determinado número de disparos. Mejora la relación señal-ruido aprovechando la multiplicidad de datos para incrementar la confiabilidad de los mismos. En otras palabras es el agrupamiento de trazas en familias de CDP (Punto de Reflejo Común).

Recuperación de la amplitud. Es un proceso opcional, pero en la mayoría de los procesamientos se lleva a cabo, consiste en aplicar una corrección de amplitud por la

divergencia esférica y absorción en el subsuelo. Trata de compensar al inicio del procesamiento, la pérdida de amplitud observada en la adquisición de datos sísmicos, con el fin de obtener amplitudes que sean indicativas sólo de las características geológicas del subsuelo.

Corrección estática (*Static Correction*). Corrige los valores observados como si se hubieran tomado sobre un plano de referencia horizontal. En el caso de levantamientos marinos es innecesario, ya que la fuente de referencia es la superficie marina o el fondo marino.

DMO (*Dip Moveout*). En estratos con buzamientos mayores a 35° es necesaria la aplicación de la corrección por buzamiento, ya que en dichos estratos el DMO enfoca las trazas en el punto de reflejo común, transformando las trazas sísmicas ordenadas por el punto medio común (CMP), Fig. 2.11a, a punto de reflejo común (CDP).

NMO (*Normal Moveout*). Conocida en español como corrección por sobretiempo normal, corrige las diferencias del tiempo de viaje entre la fuente y el receptor, Fig. 2.11b, transformando trazas grabadas con una distancia FR finita a una distancia $FR=0$, Fig. 2.11c.

Apilamiento. Es la suma de todas las trazas que conforman una familia de PDC, (puntos de reflector común) o *gathers*, para formar una sola traza la cual tendrá la amplitud de reflejos mucho más grande, Fig. 2.11d.

Deconvolución. En términos generales se puede resumir en filtros inversos para remover o reducir ruidos indeseables. Recupera las altas frecuencias que la señal ha perdido durante su trayectoria. El colapso de ondículas variables y dispersivas a ondículas consistentes y de fase cero, es trabajo de la deconvolución.

Migración. Es la colocación de los eventos sísmicos en su posición real, considerando el echado aparente y la velocidad. Uno de los objetivos principales de la Migración es poner el punto de reflejo en la posición horizontal correcta, y determinar su tiempo vertical verdadero, generando datos de ubicación correcta de reflectores y buzamiento verdadero de los mismos. Fig. 3.12.

Filtrado. Durante la migración del dato sísmico se originan eventos de baja frecuencia, existen procesos que eliminan dichos eventos tratando de conservar la señal verdadera.

El orden de la secuencia de los procesos anteriores puede variar dependiendo de la calidad de la información y de las necesidades de otros procesos adicionales de acuerdo a los objetivos del estudio.

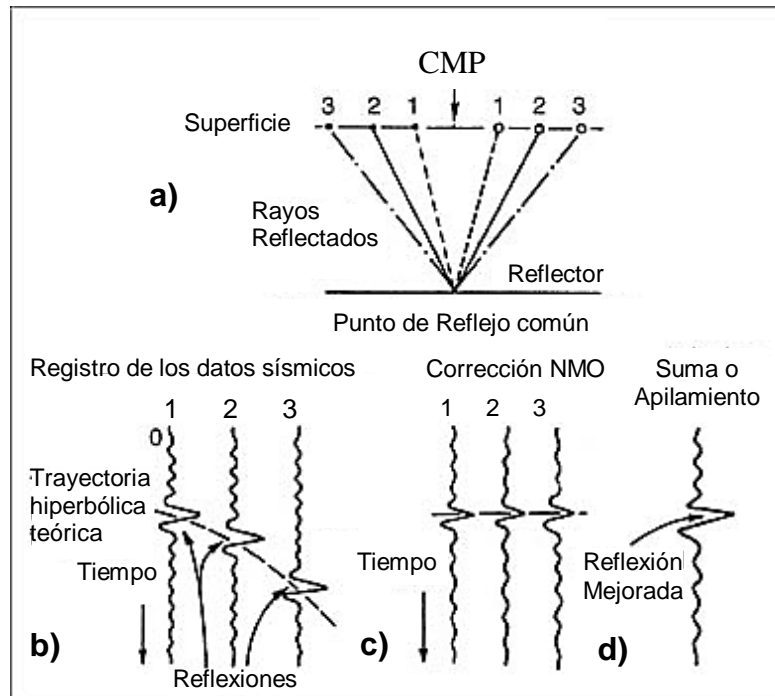


Fig. 2.11 a) Punto de Reflejo Medio (CMP), b) Hipérbola de Reflexión, c) corrección NMO; d) Apilamiento

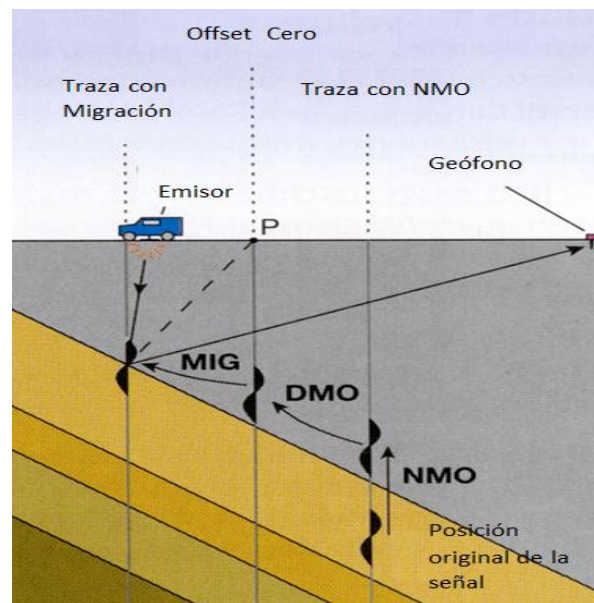


Fig. 2.12 Corrección NMO, DMO y Migración.

2.2.6 FASE

La fase es un atributo muy difícil de controlar, describe la forma, polaridad y posición del pulso en la traza sísmica, depende de la frecuencia de los datos. En otras palabras es la medida de atraso de una senoide relativa al tiempo de comienzo del pulso sísmico.

Existen cuatro tipos de fases: mínima, máxima, mixta y cero. La fase mínima es aquella que tiene concentrada su energía cerca del tiempo cero, también se le conoce como fase de mínimo retraso. La fase máxima es aquella que concentra su energía alejada del tiempo cero (máximo retraso). Las ondículas de fase mixta no son ni de fase mínima ni de fase máxima.

En la fase cero, un horizonte marcado a través del centro de la ondícula, coincide con el tiempo de viaje a la interfase del subsuelo que causa la reflexión. La máxima amplitud, o concentración de energía del pulso de la ondícula ocurre en el centro de la forma de onda, y coincide con el tiempo al horizonte.

Por supuesto que para llevar los datos a fase cero, es necesario procesarlos a través de la *Deconvolución*, la cual “aplana” las ondículas múltiples y dispersivas (ruido, por ejemplo) a ondículas consistentes y de fase cero. Los intérpretes siempre prefieren y solicitan datos sísmicos consistentes y de fase cero.

Una diferencia entre un cubo en fase cero y un cubo en fase mínima es que en éste último, la energía concentrada en un lóbulo positivo o negativo, respectivamente, puede ser descompuesto en dos lóbulos, positivo y negativo, de menor energía. Fig. 2.13.

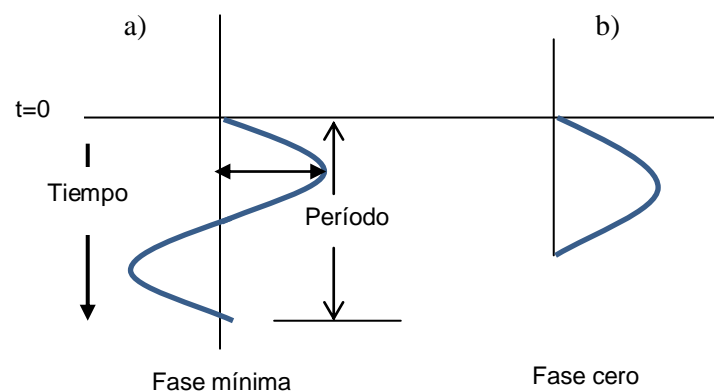


Fig. 2.13 a) fase mínima y b) fase cero

La fase mínima es un pulso bimodal, significa que tiene dos ciclos. La fase cero tiene sólo un ciclo. Esto por una parte hace que los reflectores principales en un cubo en fase mínima pierdan continuidad y amplitud, y por otra, pueden ocasionar suma constructiva o destructiva de eventos, generando posibles eventos ficticios o enmascarando eventos verdaderos interpretados como ruido. En esto radica su importancia.

Polaridad. Dirección del desplazamiento del primer medio ciclo. La polaridad convencional utilizada por Pemex desde siempre es la Americana, con lóbulos positivos (a la derecha) asociados a coeficientes de reflexión con impedancias acústicas que van de menores a mayores. La siguiente figura representa la convención, Fig. 2.14.

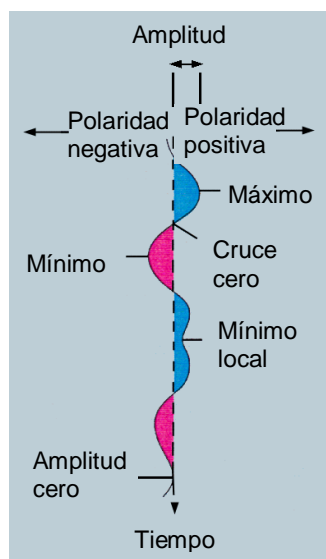


Fig. 2.14 Convenciones de polaridad.

2.3 INTERPRETACIÓN SÍSMICA

Después del procesado, los datos sísmicos deben cargarse en **amplitud verdadera** y con el **menor corte de información posible**. La sísmica se adquiere en un formato de 32 bits, por lo que se tiene que escalar para manejarse en el formato estándar de 8 bits. El valor de escalamiento debe ser considerado cada vez que se abra una sesión sísmica, por lo que dicho valor debe conocerse bien. *La fase y la polaridad* en que fueron procesados los datos sísmicos, son parámetros que deben conocerse antes de construir sismogramas sintéticos y hacer interpretaciones.

2.3.1 SISMOGRAMA SINTÉTICO

El sismograma sintético tiene como objetivo conocer la respuesta sísmica de las diferentes litologías identificadas por el pozo. El segundo objetivo del sismograma sintético es obtener una ley de velocidad que transforme adecuadamente los datos que se encuentran en profundidad obtenidos de la perforación de un pozo (Registros geofísicos, núcleos, muestras de canal, pruebas de producción, etc.) a tiempo doble de reflejo de la sísmica. Los datos de entrada para realizar un sismograma sintético son: registro sísmico (DTC), registro de densidad (RHOB), *Check Shot* y/o VSP. Un tercer objetivo es el de estimar la ondícula representativa (Amplitud, Frecuencia y Fase) de la sísmica en la zona de interés.

2.3.2 INVERSIÓN SÍSMICA

Es el proceso extracción información litológica (petrofísica) y/o de fluidos (S_w) contenida en las trazas sísmicas. Desde el punto de vista Sísmico es un promedio debido a la pobre resolución.

2.3.3 ATRIBUTOS SÍSMICOS PARA LA CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS

Los atributos sísmicos son toda aquella información obtenida a partir de datos sísmicos, mediante mediciones directas, razonamiento y lógica basada en la experiencia. El estudio e interpretación de los atributos sísmicos proporciona información cualitativa y cuantitativa de la geometría y de las propiedades elásticas del yacimiento.

La amplitud es la principal herramienta para la determinación de las propiedades elásticas (impedancia coeficiente de reflexión, V_p , V_s , V_p/V_s , IDH, absorción, tipo de fluido, etc.), Figuras 2.15 y 2.16. Los atributos sísmicos estructurales proporcionan información confiable sobre las imágenes estructural, estratigráfica y litológica del yacimiento.

Las propiedades petrofísicas del sistema roca-fluido se correlacionan con las velocidades de las ondas compresionales (V_p) y de cizalla (V_s). Figuras 2.17 y 2.18

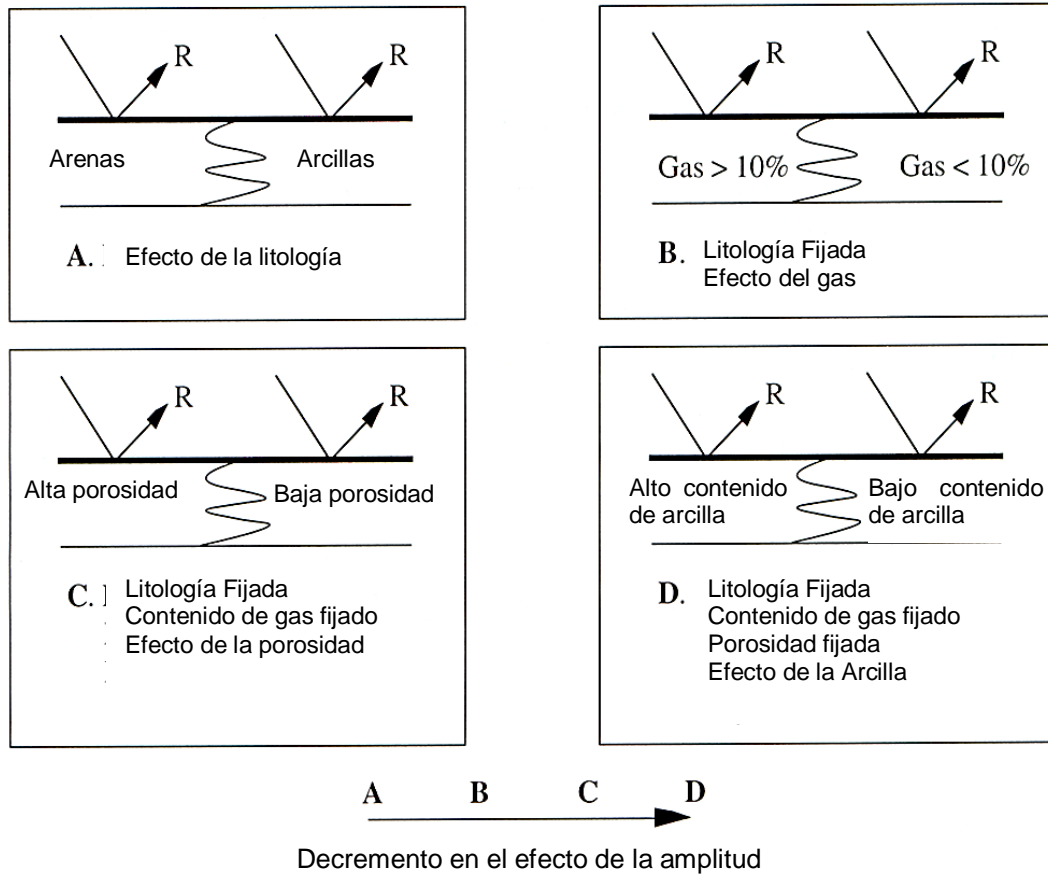


Fig. 2.15 Relación de Atributo amplitud con factores geológicos

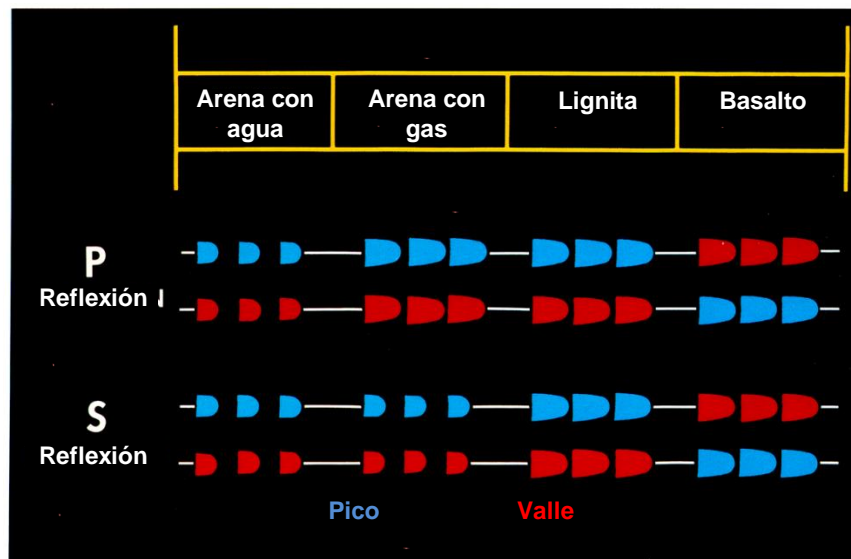


Fig. 2.16 Relación del atributo amplitud con el sistema roca - fluido

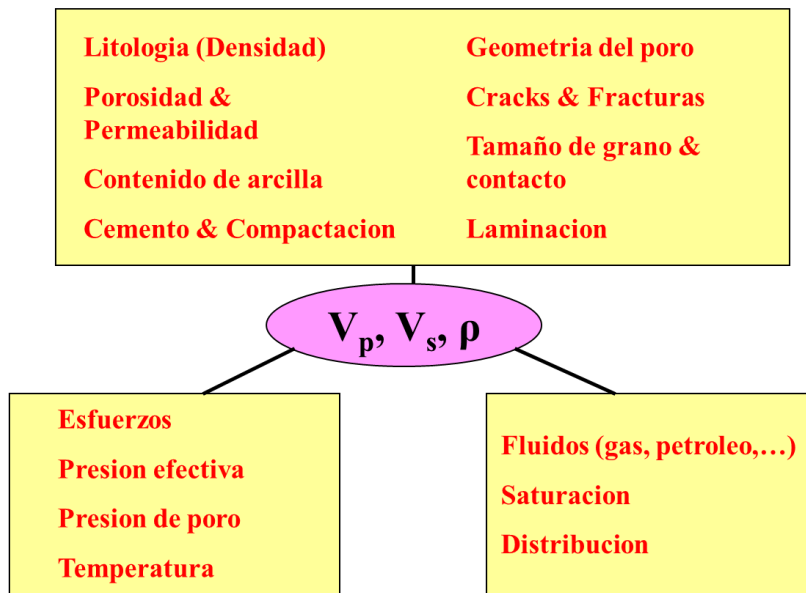


Fig. 2.17 Propiedades sísmicas de las rocas

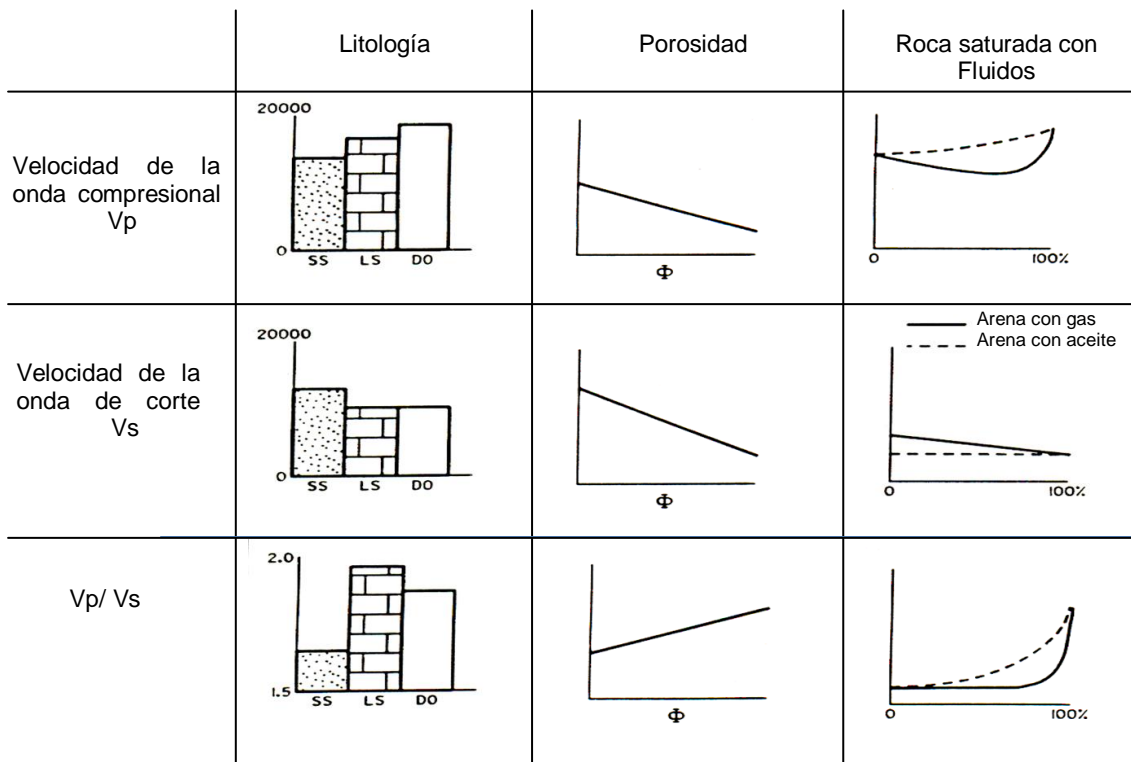


Fig. 2.18 Relación de las velocidades de las ondas compresiva (V_p) y de cizalla (V_s) con la litología, porosidad y sistema roca fluido.

2.3.4 APLICACIÓN DE LOS ATRIBUTOS

Nombre del Atributo	Relacionado a
Amplitud instantánea	Cambios litológicos, discontinuidades, acumulación de gas.
Derivada de la envolvente	Absorción (atenuación)
Fase Instantánea	Configuración estructural y estratigráfica
Frecuencia instantánea	Espesor y absorción del fracturamiento
Aceleración instantánea	Efecto de capa delgada; posible indicador de porosidad
Frecuencia dominante	Similar a frecuencia instantánea. Herramienta de correlación
Ancho de banda instantánea	Absorción. Herramienta de correlación
Q instantáneo	Estimado directo de absorción, fracturas, zona de gas; posible indicador de permeabilidad
Polaridad aparente	Discriminador de puntos brillantes (<i>bright spots</i>); polaridad
Amplitud normalizada	Correlación y seguimiento (<i>tracking</i>) de eventos, indicador de terminaciones.
Detección de borde (<i>Edge</i>)	Detección de canales
Gradiente direccional	Cartografía de fallas y canales
Relieve sombreado (<i>shaded relief</i>)	Similar al atributo gradiente
Inclinación (Dip)	Cartografía de Estructuras
Acimut (<i>Azimuth</i>)	Cartografía de Estructuras
Coherencia	Tipo de laminación (paralela, divergente o convergente), indicador de zonas caóticas, cartografía de fallas y canales, detección de textura

2.3.5 ATRIBUTOS PRE-APILAMIENTO

Se obtienen de *gathers* CDP (*trazas sísmicas con un parámetro común, en este caso CDP*), contienen dirección del acimut y *offset*, generan grandes volúmenes de datos, contienen considerable información relacionada directamente al contenido de fluido y orientación de fracturas. No son prácticos para etapas iniciales del proyecto. Se incluyen en este grupo:

- Amplitud instantánea
- Acimut
- Análisis de Velocidad y variación acimutal

2.3.6 ATRIBUTOS POS-APILAMIENTO

Se obtienen de *gathers* CDP apilados y/o migrados (en tiempo y profundidad), no contienen información sobre dirección y *offset* pues el proceso de apilamiento elimina esta información, generan volúmenes manejables de datos y permiten un reconocimiento rápido del comportamiento de las propiedades elásticas dentro del volumen. Son comúnmente usados para definir zonas de interés que requieran estudios detallados de atributos sísmicos pre-apilamiento. Se incluyen en éste grupo:

- Atributos instantáneos
- Atributos de ondícula
- Atributos físicos
- Atributos geométricos

2.4 CONVERSIÓN A PROFUNDIDAD

2.4.1 DETERMINACIÓN DE LA VELOCIDAD

La velocidad de transmisión de las ondas de compresión por el subsuelo constituye la mayor indeterminación del método Sísmico de Reflexión. Sin embargo, el cálculo de la velocidad es importante no solamente para poder pasar de la sección sísmica distancia-tiempo a una sección distancia-profundidad interpretable en términos geológicos sino, también para realizar la corrección NMO (*normal moveout*) que es fundamental en el proceso de agrupamiento y suma de trazas (apilamiento).

Entre las modelos más habituales conviene conocer los siguientes:

- Velocidad instantánea a una profundidad, P; $V = \Delta P / \Delta t$. 2.5
- Velocidad media a una profundidad P; $V = P / t$. 2.6
- Velocidad media cuadrática ; $V_{RMS} = \sqrt{(\sum V_i^2 \times t_i) / \sum t_i}$. 2.7
- Velocidad de intervalo; $V_{int} = \Delta P / \Delta t$. 2.8
- Velocidad aparente ($V_{aparente}$). Corresponde a la velocidad de desplazamiento del frente de onda a lo largo de la línea de geófonos. Es la inversa de la pendiente de las dromocrónicas (curva tiempo-distancia para el conjunto de puntos que pertenecen a un refractor) en Sísmica de Refracción o la derivada del análisis de la curvatura de las hipérbolas de reflexión. 2.9

En un medio homogéneo se cumple que:

$$V_{instantánea} < V_{RMS} < V_{aparente} \tag{2.9}$$

2.4.2 CONVERSIÓN A PROFUNDIDAD

Habiendo obtenido el modelo de velocidades (las velocidades verdaderas de las ondas reflejadas en todo el yacimiento para cada reflector “verdadero”), así como el modelo en tiempo (tiempo de viaje de las ondas). La conversión a profundidad se realiza mediante el producto de la velocidad (del modelo de velocidades) por el tiempo (del modelo en tiempo).

Fig. 2.19

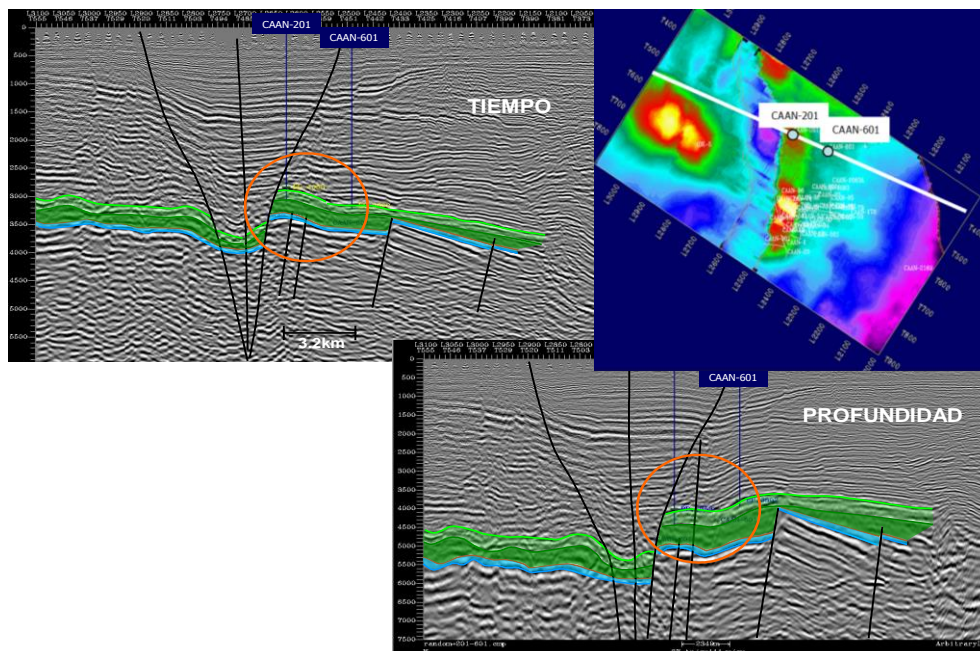


Fig. 2.19 Conversión a profundidad mediante el empleo de distintos softwares

2.5 SÍSMICA DE POZO (BOREHOLE SEISMIC PROFILE)

El propósito fundamental de la sísmica de pozo es proveer una imagen sísmica con alta resolución de la sección geológica que va desde la superficie hasta delante de la profundidad total del pozo. Para ello, se utiliza una geometría de adquisición diferente a la sísmica de superficie: los receptores (geófonos) se colocan dentro del pozo, Fig. 2.20.

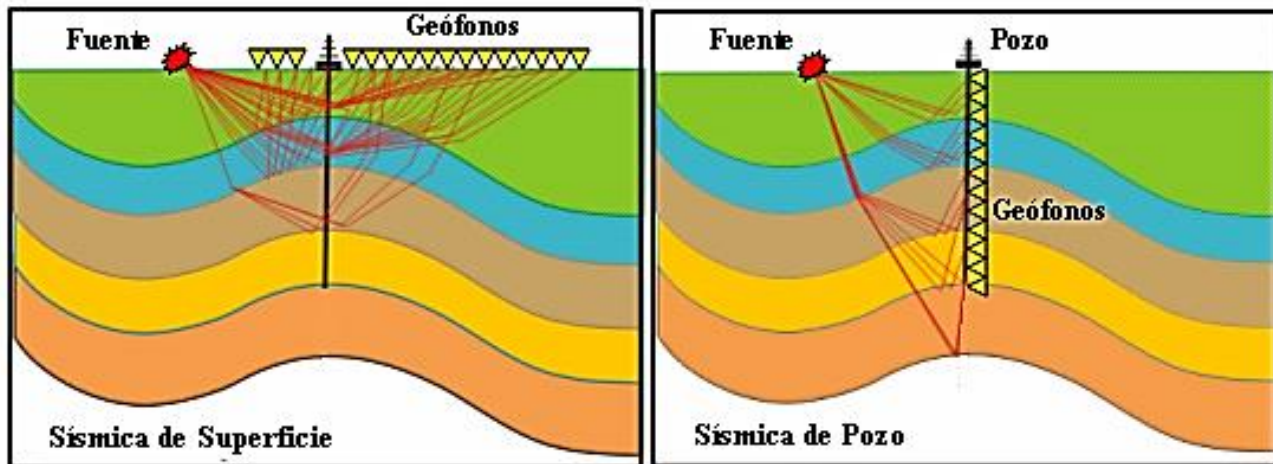


Fig. 2.20 Geometría de adquisición en sísmica de superficie (izq.) y en sísmica de pozo (der.).

Hoy en día, los avances tecnológicos en materia de adquisición, procesamiento e interpretación de los datos sísmicos de pozo, permiten obtener información en el punto de ubicación del pozo con alta resolución vertical, relativa cobertura lateral y alta calidad de la información litológica, tanto a lo largo del pozo como por debajo de la profundidad total.

Entre las técnicas que constituyen la sísmica de pozo se pueden mencionar los siguientes:

- Tiros de Verificación (Perfil Sónico mediante una prueba de velocidad) y
- Perfil Sísmico Vertical.

Estas técnicas ayudan a optimizar la perforación, reducir el riesgo y costo de la misma, ayudan a tener una relación tiempo-profundidad exacta, obtener velocidades del intervalo en profundidad, conocer la relación V_p/V_s y obtener el atributo Q.

Gracias a la sísmica de pozo se pueden disminuir los costos de exploración y producción, al permitir reducir la incertidumbre inherente a la sísmica 3D, disminuir el número de pozos de delimitación, alcanzar una buena ubicación de éstos, monitorear el movimiento de los fluidos con el tiempo y mejorar la evaluación de reservas.

2.5.1 PERFIL SÍSMICO VERTICAL (VSP)

El Perfil Sísmico Vertical, *vertical seismic profile* (VSP), es una de las técnicas más utilizadas en la sísmica de pozo, la cual consiste en generar una señal sísmica desde la superficie de la tierra, que viaja por el interior de la misma, hasta alcanzar las distintas profundidades de los geófonos, acoplados a la pared del pozo, en donde es grabada. La sección sísmica generada es de alta calidad, alta resolución y buena penetración en el punto de ubicación del pozo, abarcando una región de varios cientos de metros alrededor de éste.

En un VSP los niveles de los receptores están separados aproximadamente cada $\lambda/2$ (usualmente son espaciamientos constantes de 50 pies). Debido a esta geometría los geófonos responden a eventos sísmicos ascendentes y descendentes. Las ondas ascendentes y descendentes son detectadas simultáneamente para cada emisión de la fuente. El campo de onda descendente contiene las llegadas directas y señales múltiples (múltiples) descendentes, originados en capas superiores al nivel de los receptores; esto implica que dicho campo no contiene reflexiones primarias, Fig. 2.21 (1) y (2). El campo de ondas ascendentes contiene reflexiones y múltiples ascendentes, originadas por debajo de los niveles de receptores y más allá de la profundidad total, Fig. 2.22 (3) y (4).

Estas reflexiones poseen información estructural del subsuelo, en términos de impedancia acústica.

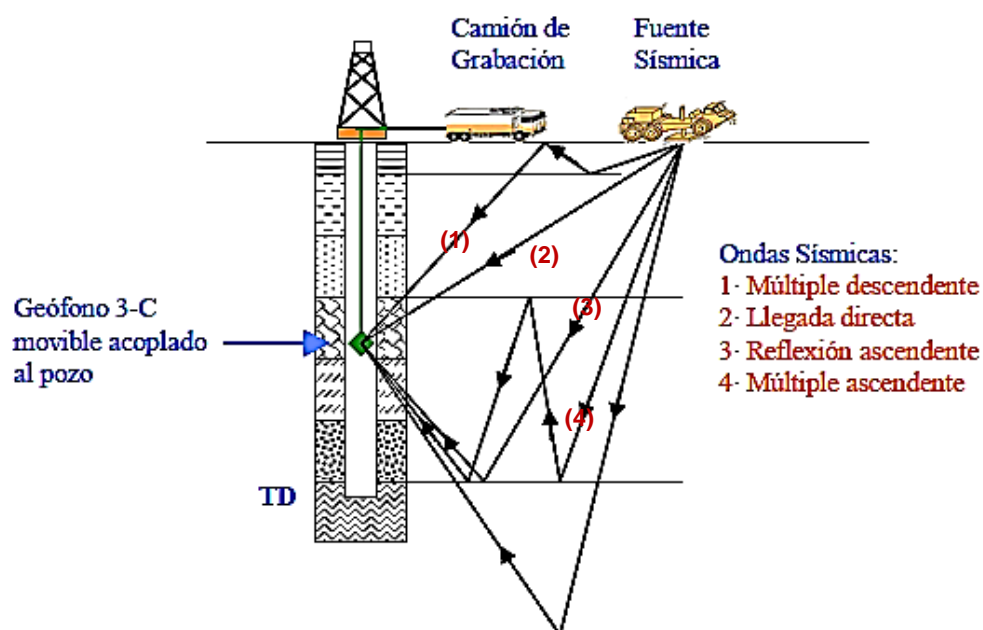


Fig. 2.21 Esquema de las ondas ascendentes y descendentes registradas en un VSP.

Una de las ventajas del estudio VSP sobre la sísmica de superficie, es que el recorrido de las ondas sísmicas es más reducido, por consiguiente, la energía que viaja por el subsuelo es menos atenuada que en la sísmica de superficie, es decir, las frecuencias altas se conservan más, obteniéndose una mejor relación señal-ruido (S/N), mejor resolución vertical y horizontal.

No está de más mencionar, que de forma similar a la sísmica de superficie, los VSP pueden ser afectados por diversos factores, causando la atenuación de la onda sísmica. Entre los más comunes tenemos: variaciones en la fuente, interferencia desde reflectores, acoplamiento variable de geófonos e inadecuado ancho de banda de la fuente.

A continuación se mencionan algunas de las aplicaciones más comunes de los VSP en las áreas de exploración, desarrollo y perforación:

- Calibración de sísmica de superficie: Identificación de horizontes, dentro y por debajo del pozo.
- Determinación de los parámetros de procesamiento de las líneas sísmicas: velocidades, recuperación de amplitud y deconvolución.
- Identificación de reflexiones múltiples.
- Conversión tiempo a profundidad, de alta precisión.
- Determinación de propiedades del sistema roca-fluido, mediante el análisis de la amplitud, contenido de frecuencias y determinación de anisotropías de velocidades.
- Estimación de un perfil de impedancia acústica por debajo de la profundidad total.
- Calibración de registros de pozo.
- Caracterización de yacimientos naturalmente fracturados.
- Predicción de condiciones geológicas adversas a la perforación.
- Monitoreo del movimiento de fluidos en el yacimiento.

Además de las aplicaciones tradicionales de las ondas P, los VSP multicomponente (3C), miden las ondas S que resultan muy útiles en la validación de: las interpretaciones estructurales y estratigráficas (a partir de las imágenes independientes de las ondas P y S); la discriminación de la litología y los fluidos y la determinación de la dirección de las fracturas y de los esfuerzos.

Dependiendo de la posición de la fuente, se tienen varios tipos de arreglos VSP, entre los más comunes están:

- VSP de desplazamiento corto: cero offset VSP, Fig. 2.22.
- VSP de desplazamiento largo: LVSP, *Walkaway*, *Walkabove*, Fig. 2.23.
- 3D VSP masivo, Fig. 2.24.

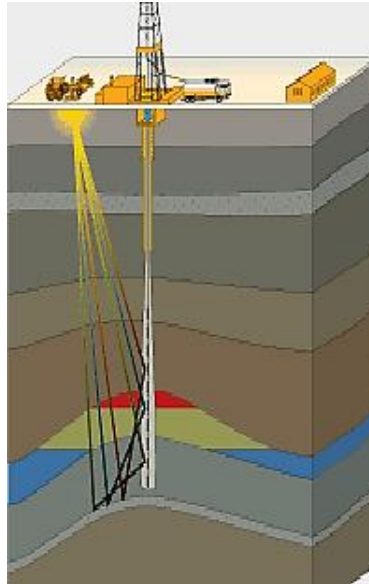


Fig. 2.22 Arreglo VSP cero offset

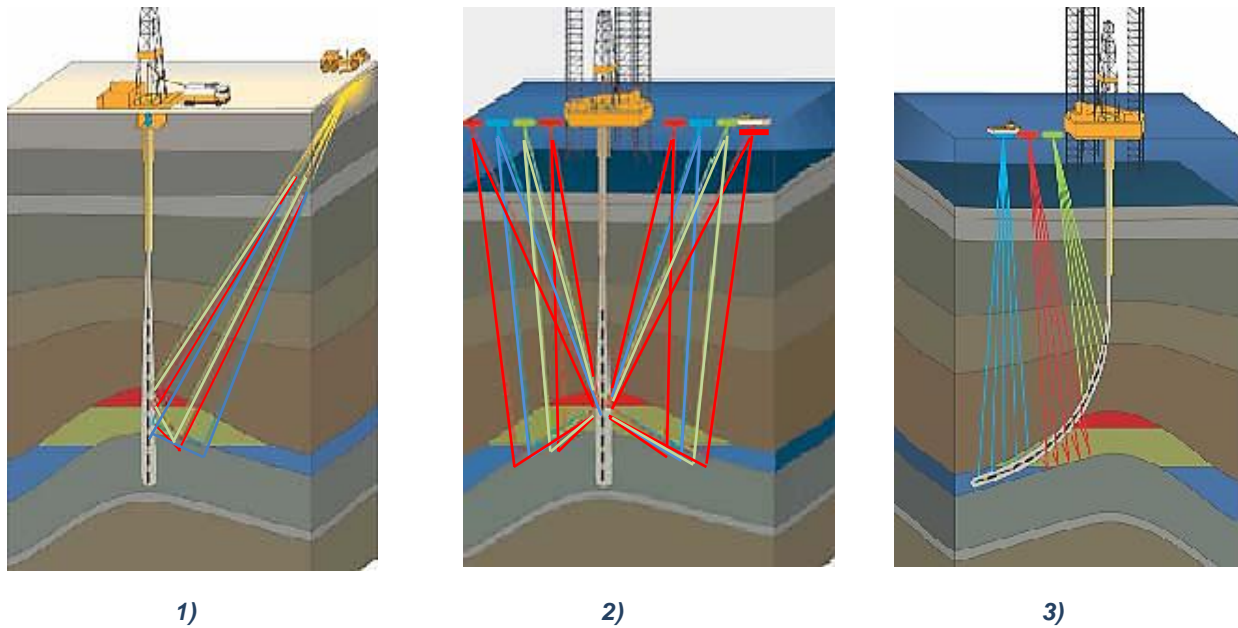
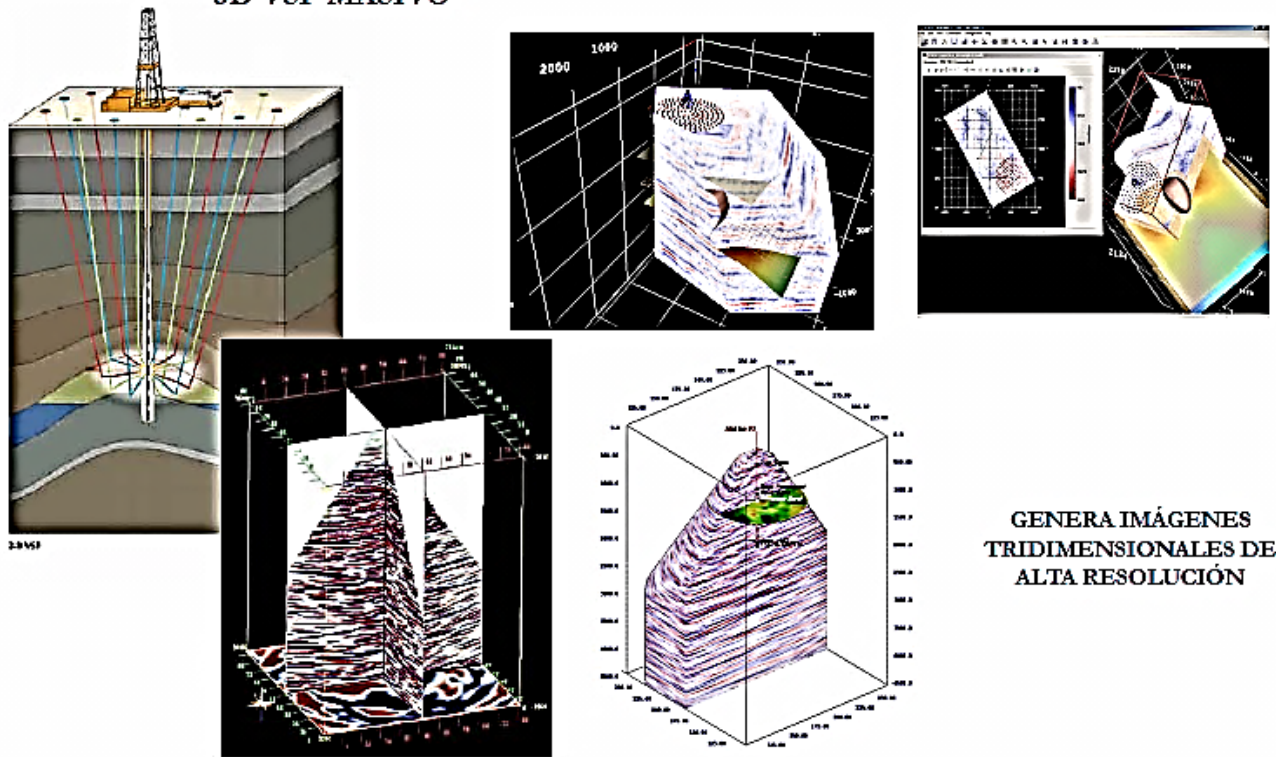


Fig. 2.23 Arreglo VSP de desplazamiento largo: 1) LVSP; 2) *Walkaway*; 3) *Walkabove*.

3D VSP MASIVO



GENERA IMÁGENES
TRIDIMENSIONALES DE
ALTA RESOLUCIÓN

Fig. 2.24 Arreglo 3D VSP masivo.

NOMENCLATURA DEL CAPÍTULO

CR= Coeficiente de reflexión (adimensional)

F = frecuencia dominante de la zona de interés en (Hz)

i = impedancia acústica del medio (m/s)

K = número de onda (ciclo/m)

T = periodo (s)

V = velocidad del intervalo objetivo en (m/s)

V_{aparente} = Velocidad aparente (m/s)

V_p = velocidad de compresión ($\text{kg}\cdot\text{s}^{-1}\cdot\text{m}^{-2}$)

V_{RMS} = Velocidad media cuadrática (m/s)

V_{i_1} = velocidad de la capa superior (m/s)

V_{i_2} = velocidad de la capa inferior (m/s)

Griegos

αi_0 = ángulo de incidencia (radianes)

αi_2 = ángulo refractado (radianes)

λ = longitud de onda metro (m)

ρ = densidad del medio (kg/m^3)

Subsubíndices:

1 = medio uno

2 = medio dos

P = ondas de compresión o primarias

S = Ondas de Cizalla o secundarias

CAPÍTULO 3. PETROFÍSICA

3.1 GENERALIDADES DEL CAPÍTULO

3.1.1 OBJETIVO

Sentar las bases y presentar una metodología de Caracterización Petrofísica Avanzada orientada a los Yacimientos Naturalmente Fracturados (YNF) de la Sonda de Campeche, que de manera conjunta con las disciplinas geología y geofísica, permite la construcción del Modelo Estático, que de acuerdo a la metodología adoptada en esta tesis permite obtener el grueso de la información necesaria para llevar a cabo una Simulación Numérica de Yacimientos

3.1.2 INTRODUCCIÓN

Un yacimiento carbonatado naturalmente fracturado es tal que su sistema multiporoso está integrado por: microfracturas, fracturas, microvúgulos, vúgulos, macrovúgulos, canales de disolución, cavernas, poros y varios tipos de redes de fracturas que coexisten simultáneamente saturados de fluidos.

El yacimiento carbonatado naturalmente fracturado se conceptualiza como un modelo de doble porosidad, debido a que los resultados de su caracterización petrofísica deben ser incorporados dentro de un modelo de doble porosidad para el simulador numérico.

Dicha conceptualización del modelo de doble porosidad consiste en separar y agrupar la porosidad en: la *porosidad micro*: microfracturas, microvúgulos, cristalina, intercrystalina, intergranular, en un medio poroso denominado **porosidad primaria**; en tanto que la porosidad *macro*: asociada a vúgulos y fracturas, se agrupa en otro medio poroso denominado **porosidad secundaria**. Lo anterior requiere analizar y definir modelos petrofísicos para todas las propiedades de ambos medios, así como para un tercer medio, es decir, el sistema de interacción de los medios primario y secundario, el **sistema de doble porosidad**.

La caracterización petrofísica de yacimientos carbonatados naturalmente fracturados es la metodología que se elaboró para obtener el conjunto de parámetros petrofísicos del sistema primario, secundario y de doble porosidad, aplicando el conjunto de modelos petrofísicos de mezclado y de transición alternante.

Uno de los objetivos de la caracterización petrofísica es obtener los perfiles de propiedades del sistema primario, del sistema secundario y del sistema de doble porosidad, tales como

porosidad, permeabilidad, compresibilidad, tamaño de bloque, entre otros, que son la base para la población 3D. Además, dar soporte a las áreas geológica, geofísica y de yacimientos, con los registros corregidos e interpretados (corregidos por correcciones ambientales y de agujero), y las **propiedades variables** de la caracterización.

En este capítulo, se analizan las propiedades petrofísicas obtenidas de dicha caracterización petrofísica, así como la obtención de los parámetros involucrados para cada medio poroso agrupado, es decir, del sistema primario, del sistema secundario y del sistema de doble porosidad.

La Petrofísica Convencional (clásica), analiza a los yacimientos carbonatados naturalmente fracturados, *altamente heterogéneos*, como yacimientos homogéneos, lo que es incorrecto. Adicionalmente, durante las evaluaciones petrofísicas se consideran constantes propiedades tales como, los exponentes de cementación y de saturación, la compresibilidad de la formación y el tiempo de tránsito.

Para construir un modelo que represente correctamente las características físicas de los yacimientos carbonatados naturalmente fracturados, es necesario conceptualizar sus propiedades en dos grupos: el primero, una *pseudomatriz* y el segundo, asociado a la porosidad secundaria. Esta conceptualización del **sistema multiporoso** de los yacimientos carbonatados naturalmente fracturados *permite discretizarlo* en dos pseudo-medios porosos. El primer medio, la *porosidad primaria*, constituido por la porosidad inter e intracristalina y por la porosidad de las microfracturas, -que contienen la mayoría de los fluidos almacenados en el yacimiento y que presenta baja capacidad de flujo-. El segundo medio, la *porosidad secundaria*, constituida por redes de fracturas y vórgulos, que actúan como medio conductor de fluidos de alta permeabilidad y de baja a mediana capacidad de almacenamiento.

Los yacimientos carbonatados naturalmente fracturados, “*de la Sonda Marina de Campeche*”, se caracterizan por un fuerte contraste entre su permeabilidad y su capacidad de almacenamiento -entre los dos medios-. La Brecha del Terciario-Paleógeno Cretácico Superior (BTPKS) productora de la zona marina puede considerarse como un yacimiento carbonatado naturalmente fracturado excepcional, ya que presenta un *fuerte contraste* de permeabilidad y *mediano contraste* de capacidad de almacenamiento entre los dos medios. Cada medio poroso tiene sus características propias, la interacción de los elementos del

sistema primario y secundario define una nueva característica (propiedad equivalente), es decir, una propiedad del *sistema de doble porosidad*.

No existen relaciones directas para obtener las características petrofísicas de la roca debido a su complejidad, variación composicional, estructura interna y otras características intrínsecas. Debido a lo anterior se utilizan *modelos petrofísicos* que representan los *elementos*, sus *características* y su *interacción entre ellos*.

Un **modelo petrofísico** representa la interacción entre las propiedades físicas de los *elementos del medio poroso*, generalmente descrita por funciones de tipo *ley de potencias*.

Una gran cantidad de publicaciones han demostrado que los *modelos petrofísicos* basados en Archie representan correctamente las características petrofísicas de la matriz, del sistema secundario y del sistema de doble porosidad.

La ecuación de Archie es un modelo petrofísico en la que *el factor de formación* depende de la *porosidad* y del *exponente de cementación*. Se aplica a cada sistema poroso (primario, secundario y *de doble porosidad*). En cada sistema poroso, su propiedad correspondiente tiene sus propios parámetros

Las *variables* de un modelo petrofísico son: factor de formación, porosidad, permeabilidad, compresibilidad, índice de resistividad, exponente de saturación; sus **parámetros** son los coeficientes y exponentes que implícitamente contienen: la tortuosidad, exponente de cementación, garganta de poro, tamaño de poro, espesor de fractura y diámetro de vugulos, pero que son difíciles de cuantificar u obtener su representatividad. En muchos casos varias características desconocidas son agrupadas en una sola incógnita.

Un **modelo de mezclado petrofísico** es una regla que representa la interacción entre dos sistemas que generan un *sistema completo*. Una propiedad del *medio poroso primario* interactúa con su análoga del *medio poroso secundario*, para generar una propiedad equivalente del sistema de doble porosidad, en la cual, cada propiedad del elemento a mezclar está afectada por una función de peso que depende del volumen presente de cada uno de ellos. Por ejemplo: la *permeabilidad del sistema primario* interactúa con la *permeabilidad del sistema secundario*, para generar la *permeabilidad del sistema de doble porosidad*, con funciones de peso sobre cada medio mezclado, que dependen de su cantidad correspondiente.

Estos modelos no dependen del tiempo. Los *modelos dinámicos* representan las variables petrofísicas en función del tiempo, involucran variables estáticas, así como otras variables dinámicas, de los cuales se puede obtener un parámetro estático conociendo los restantes.

Los **modelos de transición** relacionan las *variables petrofísicas estáticas* y *valores de pruebas dinámicas*, para determinar propiedades dinámicas. Son la base para caracterizar el yacimiento. Estos modelos pueden ser reversibles.

Los **modelos de transición reversible** son modelos que utilizan variables dinámicas y estáticas para determinar nuevas variables *estáticas*. Con estas últimas se determinan de nuevo variables dinámicas.

Debido a que es más difícil de evaluar directamente al sistema secundario, por medio de la *caracterización petrofísica del sistema primario*, del *sistema de doble porosidad* y del *modelo de mezclado*, se obtiene la caracterización petrofísica del *sistema secundario*.

La caracterización petrofísica del *sistema multiporoso*, es un proceso que se puede aplicar a las mediciones de los registros geofísicos convencionales y que proporciona: la porosidad total, exponente de cementación *del sistema de doble porosidad*, *radio equivalente de canal* (*una garganta de poro ampliada por los vúgulos y fracturas*), factor de formación, permeabilidad, compresibilidad, exponente de saturación, saturación de agua y velocidades sónicas.

En laboratorio, al núcleo se le mide: la porosidad, permeabilidad, gargantas de poro, se observa al microscopio. De láminas delgadas se miden las fracturas marcadas, o se realiza la construcción de espacios vacíos por tomografía y se cuantifica su porosidad secundaria, Fig. 3.1.

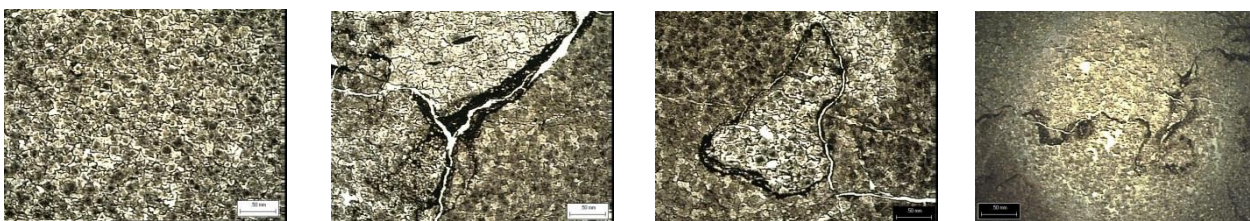


Fig. 3.1 Láminas delgadas con diferentes tipos de porosidades de la formación BTPKS del campo Caan, Núcleos 1 y 2. Caan-96,

Los núcleos que *contienen baja porosidad secundaria* con respecto a los que contienen alta porosidad secundaria, se separan con los criterios anteriormente mencionados, para ser considerarlos matriciales, tomando un límite dominado por la escala, Fig. 3.2.



Fig. 3.2. Discretización visual de núcleos con baja porosidad secundaria o alta.

Un indicador de alta *porosidad secundaria* consiste en observar el porcentaje del núcleo recuperado.

La caracterización petrofísica *del sistema primario*, obtenida en laboratorio a partir de núcleos, proporciona: porosidad, factor de formación, exponente de cementación, radio de garganta de poro, saturación de aceite móvil, saturación de agua irreducible, permeabilidad, compresibilidad, saturaciones, presión capilar y velocidades sísmicas.

La discretización de la porosidad total en porosidad de matriz y porosidad secundaria, se obtiene aplicando la caracterización petrofísica a registros geofísicos convencionales considerando dentro del proceso los conceptos de geología, geofísica, petrofísica de núcleos e ingeniería de yacimientos. Todos los resultados de la caracterización petrofísica se representan en forma de registros (perfiles), éstos son los datos de mayor confiabilidad (duros) en el proceso de **población** (guiada por atributos o multiatributos sísmicos y delimitada por las facies sedimentológicas e influenciadas por el aspecto estructural).

En yacimientos carbonatados naturalmente fracturados, las fallas están relacionadas con la tectónica Jurásica. En zonas cercanas a fallas se generan zonas de corredores de fracturas, que en adición a los procesos de dolomitización y disolución incrementan la *intensidad de porosidad secundaria*, lo que significa el incremento de las propiedades secundarias. En

zonas lejanas a las fallas, la porosidad secundaria, generada por diagénesis química, no se altera, las propiedades petrofísicas secundarias son menores a las zonas cercanas a las fallas.

Estos conceptos se consideran en la metodología de población de propiedades; los registros geofísicos que están cercanos a las fallas también se ven afectados, por lo que simultáneamente se evalúan con la *interpretación estructural* del **modelo de velocidades** y de la construcción del *modelo sedimentario* -dentro del contexto de la evolución del Golfo de México-. Las diferentes poblaciones se denominan comúnmente *realizaciones*.

Un requisito de la simulación numérica de yacimientos carbonatados fracturados naturalmente es incorporar los parámetros más importantes y representativos del conjunto de datos técnicos, por lo que una vez obtenidas las propiedades petrofísicas, se modela su variabilidad tridimensional para utilizarla en simuladores numéricos de doble porosidad. *Tradicionalmente* las propiedades del sistema de doble porosidad (porosidad secundaria, permeabilidad, compresibilidad, tamaño de bloque, apertura de fractura y sigma) se proporcionaban como valores constantes por regiones, para ser determinadas en simulación numérica por ensayo y error.

Esta metodología proporciona valores para cada celda (variabilidad 3D de la permeabilidad, compresibilidad, sigma, etc.) para iniciar el proceso y disminuir del número de ensayos en los ajustes de historias de producción.

La caracterización petrofísica es una metodología enfocada a disminuir el riesgo de perforación de pozos con baja o nula productividad.

La localización de un nuevo pozo a perforar requiere definir las zonas de mayor potencial acumulativo y productivo, así como definir las zonas de migración y se debe mostrar en los simuladores numéricos de yacimientos.

3.2 SISTEMA PRIMARIO

Los factores que influyen la matriz son: el grado de cementación de la roca, la forma, tipo y empacamiento de granos, el tipo del sistema de poros (intergranular, intercrystalino y vugular), la tortuosidad, la presencia de sólidos conductores, la compactación por esfuerzo de sobrecarga, la compresibilidad de la roca, superficies de contacto mineralógico y la expansión térmica.

Modelo Matricial. Es la representación geométrica de la matriz, la cual involucra geometría, volúmenes y dimensiones de partículas, de poro y de garganta de poro, su relación y distribución de las mismas, así como su población.

3.2.1 POROSIDAD DE MATRIZ

La porosidad de matriz (ϕ_{ma}) se define como *el volumen poroso de matriz (V_{pma}), entre el volumen total de roca*, se determina de los núcleos y tapones por métodos volumétricos en el laboratorio.

$$\phi_{ma} = \frac{V_{pma}}{V_s + V_{psec} + V_{pma}} \quad 3.1$$

3.2.2 FACTOR DE FORMACIÓN DE MATRIZ

La resistividad de la matriz totalmente saturada con agua (R_{oma}), es proporcional a la resistividad del agua salada (R_{wma}), su constante de proporcionalidad es el factor de formación de la matriz (F_{ma}):

$$R_{oma} = F_{ma} R_{wma} \quad 3.2$$

En la matriz, si la interconexión de los poros disminuye, la *porosidad efectiva* disminuye, entonces el *factor de formación* aumenta. El *factor de formación de la matriz* es función de la porosidad de matriz y del *exponente de cementación de la matriz* (m_{ma}), se representa con el modelo de Archie:

$$F_{ma} = \frac{1}{\phi_{ma}^{m_{ma}}} \quad 3.3$$

A medida que se incrementa el *esfuerzo efectivo* sobre la matriz, la *interconexión de los poros* (garganta de poro) disminuye, la *porosidad efectiva de matriz* disminuye y el *factor de formación* de la matriz aumenta, tal como se constató en los núcleos analizados.

3.2.3 EXPONENTE DE CEMENTACIÓN DE MATRIZ

Es un indicador de la intensidad de interconexión de los poros de la matriz y del tamaño de poro, por lo que es importante considerar que *no es representativo del sistema poroso total*.

Se calcula al despejar del modelo de Archie:

$$m_{ma} = \frac{\ln(F_{ma})}{-\ln(\phi_{ma})} \quad 3.4$$

Su valor oscila en un rango de 1.8 a 3. Valores cercanos a dos indican una matriz con garganta de poro entre 100 y 500 μm , valores cercanos a 3.0 indican una roca compacta y de baja porosidad, es decir una garganta de poro de 1 μm . (Pulido, *et al*, 2011)

3.2.4 RADIO DE GARGANTA DE PORO (PORE THROUGH RADIUS)

Al reducirse las microfracturas, el radio de garganta de poro y el radio de poro; la matriz es más compacta y el exponente de cementación de la matriz aumenta.

Con base a los datos de núcleos (JSK-C, JSK-E), se obtuvo la correlación siguiente para el radio de garganta de poro (*PTR*), en función del exponente de cementación de matriz:

$$PTR = 10^9 m_{ma}^{-20} \quad 3.5$$

3.3 SISTEMA DE DOBLE POROSIDAD

3.3.1 POROSIDAD TOTAL

La porosidad total (ϕ_t), se define como el volumen poroso total dividido entre el volumen total de roca:

$$\phi_t = \frac{V_{pma} + V_{psec}}{V_s + V_{psec} + V_{pm}} \quad 3.6$$

Una vez interpretada la litología de la formación atravesada, la porosidad total es obtenida a partir de los registros geofísicos neutrón y densidad, se coteja con la porosidad obtenida en laboratorio de los núcleos o tapones y recortes. Los atributos sísmicos, tales como la impedancia acústica, generalmente responden bien a la porosidad total, por lo que servirán como registro de calibración en la población 3D.

3.3.2 FACTOR DE FORMACIÓN DEL SISTEMA DE DOBLE POROSIDAD (SISTEMA EQUIVALENTE)

En el sistema de doble porosidad, si los *canales de flujo* (gargantas de poro, tamaños de poro, espesores de fractura y diámetros de vórgulos) disminuyen, la *porosidad total* disminuye, entonces el *factor de formación* del sistema de doble porosidad aumenta.

El *factor de formación del sistema de doble porosidad* (F_{DP}) en función de la *porosidad total* y del *exponente de cementación del sistema de doble porosidad* (m_{DP}) se representa con el *modelo de Archie*:

$$F_{DP} = \frac{1}{\phi_t^{m_{DP}}} \quad 3.7$$

A medida que se incrementa el *esfuerzo efectivo* sobre los canales de flujo, la *porosidad total efectiva* disminuye y el *factor de formación* del sistema de doble porosidad aumenta.

3.3.3 EXPONENTE DE CEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE DOBLE POROSIDAD

Exponente de cementación del sistema de doble porosidad, m_{DP} , es un indicador de la intensidad de los elementos siguientes: espesores promedio de fracturas, diámetros de vórgulos, número de vórgulos, interconexión de fracturas, *interconexión de los poros* de la matriz y del tamaño y número de poros. Si aumentan los vórgulos y la intensidad fracturas, entonces el exponente de cementación disminuye. En términos generales, es un indicador de la cantidad de porosidad secundaria y calidad de matriz. Se calcula al despejar el modelo del Archie:

$$m_{DP} = \frac{\ln(F_{DP})}{-\ln(\phi_t)} \quad 3.8$$

El valor del exponente de cementación del sistema de doble porosidad se encuentran en el rango de 1.2 a 2.0, valores cercanos a 1.5 indican *canales de flujo equivalente* de 500 a 3000 μm . debido a que considera tanto la porosidad primaria (rango del exponente de cementación 1.8 a 3) como la porosidad secundaria (rango del exponente de cementación 1.0 a 1.3). (Pulido, *et al*, 2011)

En algunos casos se obtienen núcleos de diámetro completo de zonas deleznales, pero no son representativas de las zonas altamente productivas donde se tiene mayor cantidad de

fracturamiento y no se pueden obtener núcleos, el exponente de cementación de doble porosidad es cercano a 1.4.

Cuando no hay sistema secundario, es decir, se presentan zonas compactas, las porosidades de los registros: sónico, neutrón y densidad, deben ser iguales, y corresponden sólo a matriz. El exponente de cementación de doble porosidad es igual al exponente de cementación de matriz. Valores mayores a 2.0 indican una roca sin fracturas, compacta y de porosidad matricial, es decir, un radio de garganta de poro de 100 a 200 μm .

Tradicionalmente, en la evaluación de yacimientos se utiliza el valor de $m_{DP} = 2$, que ocasiona predicciones desacertadas de saturación de aceite en los pozos perforados. Lo anterior ha reflejado resultados no concordantes con las pruebas de producción donde los pozos evaluados clasificados como invadidos por agua, contenían aceite. Se ha reconocido en varias publicaciones que *exponentes de cementación constantes* no refleja la estratificación y cuellos lutíticos, encontrados regionalmente en las formaciones carbonatadas y genera valores incorrectos de saturación de agua y, por lo tanto, errores en la saturación de aceite.

La *curva generada* del exponente de cementación de doble porosidad se obtiene con los registros geofísicos: neutrón, densidad, sónico, y con los nuevos modelos petrofísicos que dependen de propiedades del medio poroso primario y del de doble porosidad.

3.3.4 SISTEMA SECUNDARIO

El *factor de formación del sistema de doble porosidad* fue deducido considerando un modelo conectado en paralelo (Presentado por Pirson, 1967, documentado por Aguilera, 1976 y, reutilizado por Elkewidy, 1998), en términos de Archie:

$$\phi_t^{-m_{DP}} = \frac{1}{F\phi_{sec}^{m_{sec}} + [1-F]\phi_{ma}^{m_{ma}}} = \frac{1}{F\phi_t^1 + [1-F]\phi_{ma}^{m_{ma}}} \quad 3.9$$

Se observa que cuando solo se tiene porosidad secundaria:

$$\phi_{sec}^{m_{sec}} = \phi_t^1 \quad 3.10$$

Despejando m_{sec} :

$$m_{sec} = \frac{\ln(\emptyset_t)}{\ln(\emptyset_{sec})} \quad 3.11$$

Modelo de *porosidad secundaria* implícito (Elkewidy, 1998 SPE 40038)

$$\emptyset_{sec} = \frac{[\emptyset_t - 1]\emptyset_t^{m_{DP}}}{\emptyset_t^{m_{DP} - 1}} \quad 3.12$$

Modelo de *porosidad secundaria* explícito (Pulido, *et al.*, 2005)

$$\emptyset_{sec} = [1 - 0.74\emptyset_t]\emptyset_t^{m_{DP}} \quad 3.13$$

3.3.5 POROSIDAD SECUNDARIA CON REGISTROS

Si se conoce la *porosidad total* (a partir de registros de neutrones y densidad), se puede estimar el **índice de porosidad secundaria (SPI)**:

$$SPI = PHIT - SPHI \quad 3.14$$

Esta diferencia no es la porosidad secundaria, debido a que los registros para obtener la porosidad total y el de tiempo de tránsito están afectados por el pozo, el filtrado del lodo, por arcillas y por introducción de parámetros de caliza a la herramienta cuando se miden otras litologías (parametrización) y requieren la aplicación de criterios para representar la litología atravesada (fijar las curvas). Por las razones mencionadas anteriormente, debe usarse el *índice de porosidad secundaria corregido (SPIC)*.

Despejando el *exponente de cementación del sistema de doble porosidad* (ecuación 3.13)

$$m_{DP} = \frac{\ln\left(\frac{SPIC}{1 - 0.74\emptyset_t}\right)}{\ln(\emptyset_t)} \quad 3.15$$

Pero:

$$SPIC = \emptyset_{ND} - \emptyset_s - \Delta\emptyset_{sh} \quad 3.16$$

Por lo que el exponente de cementación del sistema de doble porosidad utilizando registros puede obtenerse de la siguiente forma:

$$m_{DP} = \frac{\ln\left(\frac{\phi_{ND} - \phi_s - \Delta\phi_{sh}}{1 - 0.74\phi_{ND}}\right)}{\ln(\phi_{ND})} \quad 4.17$$

La **porosidad secundaria** se calcula con el exponente de cementación de doble porosidad y la porosidad total (ecuación 3.13).

3.4 EXPONENTE DE CEMENTACIÓN DE LA MATRIZ

Coefficiente de partición de Pirson, f

Es la relación entre la porosidad secundaria debido a los poros más grandes (cavidades de disolución, fisuras y fracturas, etc.) *sin considerar la matriz*, dividido entre la porosidad total:

$$f = \frac{\frac{V_{psec}}{V_{psec} + V_s}}{\frac{V_{pm} + V_{psec}}{V_b}} = \frac{\frac{V_{psec}}{V_b - V_{pm}}}{\frac{V_{pm} + V_{psec}}{V_b}} = \frac{\frac{V_{pt}/V_b - V_{pm}/V_b}{V_b/V_b - V_{pm}/V_b}}{\phi_t}$$

$$f = \frac{\phi_t - \phi_{ma}}{\phi_t[1 - \phi_{ma}]} = \frac{\phi_{sec}}{\phi_t[1 - \phi_{ma}]}$$

La fracción volumétrica, f_v , se define como:

$$f_v = \frac{V_{psec}}{V_{pm} + V_{psec}} = \frac{\phi_{sec}}{\phi_t}$$

Por lo tanto, la fracción volumétrica en términos del coeficiente de partición de Pirson es:

$$f_v = f[1 - \phi_{ma}]$$

Una vez obtenida la porosidad total, el *exponente de cementación de doble porosidad* y el coeficiente de partición, puede calcularse el exponente de cementación de la matriz con el siguiente modelo (Galicia-Muñoz *et al.*, 2007):

$$m_{ma} = \frac{\ln\left(\frac{\phi_t^{m_{DP}} - f\phi_t}{1 - f}\right)}{\ln(\phi_{ma})} \quad 3.18$$

Si no hay porosidad secundaria $f = 0$, por lo tanto, $\phi_{ma} = \phi_t$, entonces, el exponente de cementación doble porosidad es igual al exponente cementación matricial, ($m_{DP} = m_{ma}$)

3.5 RADIO DE CANAL EQUIVALENTE (*EQUIVALENT CHANNEL RADIUS*)

Al reducirse las microfracturas, el radio de garganta de poro, el radio de poro, el espesor de fracturas y el radio de los vórgulos, el sistema de doble porosidad se vuelve más compacto y el exponente de cementación del sistema de doble porosidad aumenta, es decir, al aumentar el *exponente de cementación del sistema de doble porosidad*, el *radio de canal equivalente* disminuye. El radio de canal equivalente de flujo (*ECHR*) se define por:

$$ECHR = \sqrt[3]{[1 - f_v]PTR^3 + f_v h_f^3} \quad 3.19$$

Los *canales equivalentes del sistema de doble porosidad* se cierran fácilmente a medida que se incrementa *el esfuerzo efectivo*, por lo que se reduce la porosidad total y la permeabilidad del sistema de doble porosidad (Pulido, *et al*, 2011).

$$m_{DP} = \left(\frac{ECHR}{10^9} \right)^{-0.05} \quad 3.20$$

Despejando a *ECHR*:

$$ECHR = 10^9 m_{DP}^{-20}$$

Substituyendo la ecuación 3.5 en 3.20, igualando con la ecuación anterior y elevando al cubo:

$$10^{27} m_{DP}^{-60} = [1 - f_v]10^{27} m_{ma}^{-60} + f_v h_f^3 \quad 3.21$$

Despejando el espesor promedio de fractura (h_f):

$$h_f = 10^{9^3} \sqrt[3]{\frac{1}{f_v} m_{DP}^{-60} - \left(\frac{1-f_v}{f_v} \right) m_{ma}^{-60}} \quad 3.22$$

Una de las aplicaciones es correlacionar el *canal equivalente* con la *producción de aceite* como se muestra en la Figura 3.3.

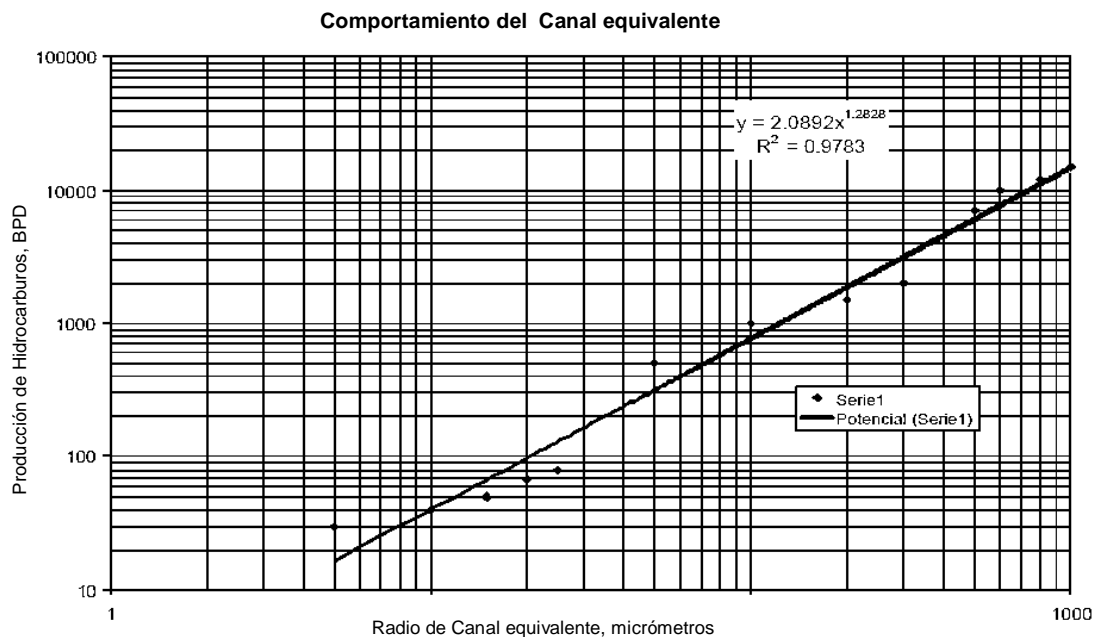


Fig. 3.3 Comportamiento de la producción de aceite en función del radio de canal equivalente.

3.6 PERMEABILIDAD

3.6.1 PERMEABILIDAD DE MATRIZ

Una matriz con *porosidad alta* puede tener *permeabilidad baja*, si los poros están pobremente conectados. Una matriz con *porosidad baja* puede tener *permeabilidad alta*, si los poros están bien conectados, es decir, la permeabilidad depende de la interconexión entre poros (garganta de poros). Los datos medidos en núcleos de diámetro completo de zonas de regular fracturamiento muestran que la matriz de la Brecha (BTPKS) tiene *porosidad alta* y una *permeabilidad intermedia* de 0.1-10 mD (Pulido, et al, 2011).

Un *modelo* para predecir permeabilidad de matriz se presenta en función de la porosidad de matriz y del radio de garganta de poros, aunque también depende del *tamaño y número de poros* (implícitos en el coeficiente del modelo). La permeabilidad de matriz puede obtenerse de la siguiente manera (Pulido, et al, 2011):

$$K_{ma} = B\phi_{ma}^{2 \times 10^{0.45(PTR^{-0.05})}} \tag{3.23}$$

O bien en forma de recta:

$$\log(K_{ma}) = \log(B) + 2x(10^{-9}PTR)^{-0.05}\log(\phi_{ma}) \tag{3.24}$$

Donde **B** es el coeficiente *matricial* de ajuste.

El *coeficiente matricial de ajuste* con pocas mediciones matriciales de porosidad, permeabilidad y garganta de poro:

$$\log(1/k_{ma}) = -M_p \log(1/\phi_{ma}) + \log(1/B) \tag{3.25}$$

Donde $M_p \approx 2m_{ma}$

El valor de permeabilidad de matriz disminuye debido al cierre de microfracturas y disminución del radio de garganta de poro y del diámetro de microvúgulos. Los decrementos se ubican en el rango de 5 a 18 por ciento aproximadamente.

La Fig. 3.4 muestra la *curva construida de predicción de permeabilidad de matriz* utilizando el *coeficiente matricial*, la porosidad de matriz y el *exponente de cementación matricial*, así como los *datos de núcleos para observar la calibración*.

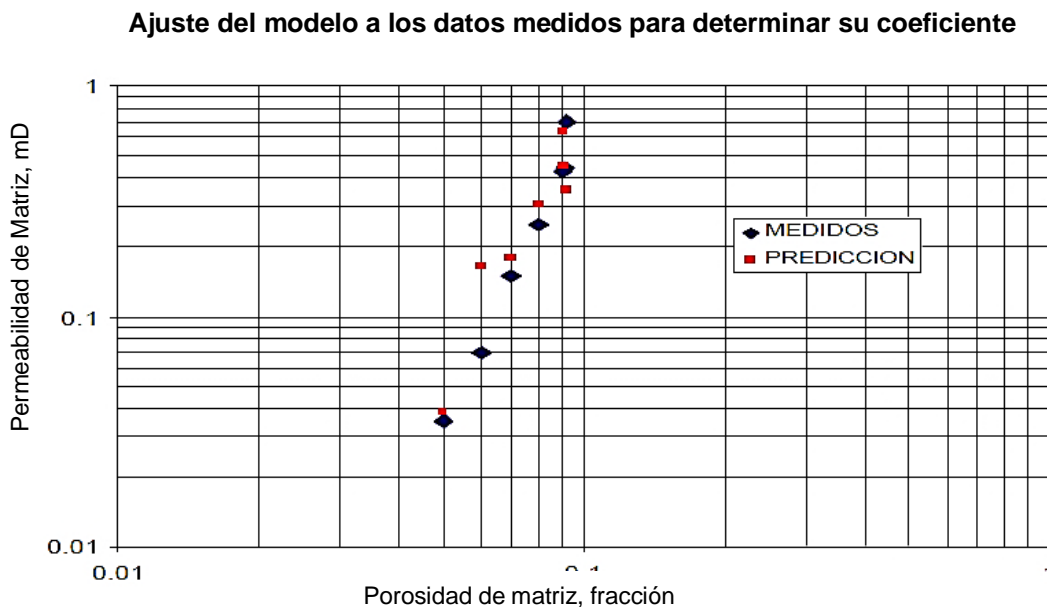


Fig. 3.4 Comportamiento de permeabilidad de matriz en función de la porosidad matricial utilizando el radio de garganta de poro, ajustando el coeficiente matricial.

3.6.2 PERMEABILIDAD DEL SISTEMA DE DOBLE POROSIDAD

El modelo para obtener la *permeabilidad del sistema de doble porosidad* es posible si se considera *el canal equivalente promedio de flujo* en conjunto con la *porosidad total*, extendiendo lo expuesto por Pittman. El modelo para obtener la permeabilidad del sistema de doble porosidad es función de la *porosidad total* y del *exponente de cementación de doble porosidad*. En el coeficiente del modelo se incluyen los tipos de redes de canales equivalentes.

La interpretación de pruebas de presión-producción realizada a pozos, es una herramienta para calcular la permeabilidad del sistema de doble porosidad y validar la permeabilidad predicha por el modelo.

El modelo propuesto y validado de **permeabilidad del sistema de doble porosidad** es:

$$k_{fb} = A \phi_t^{m_{DP}} \quad 3.26$$

Donde **A** es el *coeficiente del modelo*, se obtiene con: la permeabilidad del sistema de doble porosidad obtenida de la interpretación de pruebas de presión, el promedio de porosidad total y el exponente de cementación de doble porosidad.

$$A = \frac{k_{fb}}{\phi_t^{m_{DP}}} \quad 3.27$$

3.6.3 VECTOR DE PERMEABILIDADES

La prueba de presión-producción proporciona *el promedio geométrico* de la permeabilidad del sistema de doble porosidad para calibrar la zona que fluyó:

$$k_{fb} = \sqrt{k_{fbx} k_{fby}} \quad 3.28$$

El modelo de interpretación de la prueba de presión y las técnicas de caracterización dinámica permiten discretizar la permeabilidad en la zona del disturbio con lo cual el simulador numérico de yacimientos puede reproducir el comportamiento de presión similar al de la prueba de presión en el pozo.

3.6.4 PERMEABILIDAD VERTICAL

La permeabilidad vertical se ajusta, en simulación numérica, con el avance de agua; en algunos casos se puede utilizar la *permeabilidad perpendicular* igual a la permeabilidad dominante. Basado en la respuesta de registros geofísicos en un mismo campo comparando pozos verticales con los altamente inclinados se ha observado que:

$$k_{fbz} = k_{fby} \quad 3.29$$

3.7 MODELO DEL MEZCLADO DE PERMEABILIDADES

Conocidos la permeabilidad de la matriz -basado en núcleos- y del sistema -con pruebas de presión- es necesario utilizar un modelo de mezclado entre los sistemas primario y secundario, para despejar el sistema secundario, que es el más difícil de caracterizar. Basados en el siguiente modelo de permeabilidad del sistema de doble porosidad:

$$k_{fb} = k_{ma}[1 - \phi_{sec}] + \phi_{sec}k_{sec} \quad 3.30$$

Despejando la *permeabilidad intrínseca secundaria*:

$$k_{sec} = \frac{k_{fb} - k_{ma}[1 - \phi_{sec}]}{\phi_{sec}} \quad 3.31$$

El modelo anterior es aplicable a la formación del Cretácico Inferior donde se puede modelar como matriz y fracturas dado que el sistema petrofísico es *microporoso y microfracturado*.

Un modelo para la Brecha de Cantarell basado en análisis de resultados de tomografía en núcleos de diámetro completo y con geometría fractal más cercano a la realidad es el siguiente:

$$k_{sec} = 150000 \left(\left[\frac{k_{fb}}{35000} \right]^{1/m_{DP}} - \left[\frac{k_{ma}}{10000} \right]^{1/2m_{ma}} \right)^{m_{sec}/2} \quad 3.32$$

Además se requiere discretizar la **porosidad secundaria**.

$$\phi_{sec} = \phi_f + \phi_v \quad 3.33$$

Cálculos de la Brecha del Paleoceno muestran 80% de porosidad vugular:

3.7.1 PERMEABILIDAD INTRÍNSECA SECUNDARIA

Un modelo de mezclado para vóculos y fracturas es el siguiente (Pulido, *et al*, 2011):

$$k_{sec} = k_v[1 - \phi_f] + \phi_f k_f \quad 3.34$$

3.7.1.1 PERMEABILIDAD INTRÍNSECA DE VÓGULOS

$$k_v = 25(10^9)r_v^2 \quad 3.35$$

Si los vóculos están muy grandes:

$$k_v = L_c(10^9)r_v^2 \quad 3.36$$

3.7.1.2 PERMEABILIDAD INTRÍNSECA DE FRACTURA

El modelo de placas paralelas permite extraer el *ancho promedio de la fractura*:

$$k_f = 8.44(10^9)h_f^2 \quad 3.37$$

Despejando la permeabilidad intrínseca de fractura de la ecuación 3.34:

$$k_f = \frac{k_{sec} - k_{vug}[1 - \phi_f]}{\phi_f} \quad 3.38$$

Igualando las ecuaciones 3.37 y 3.38, y despejando el espesor de fractura, h_f

$$h_f = \sqrt{\frac{k_{sec} - k_{vug}[1 - \phi_f]}{8.44(10^9)\phi_f}} \quad 3.39$$

Análogamente se obtiene r_v :

$$r_v = \sqrt{\frac{k_{sec} - \phi_f k_f}{(10^9)\phi_v L_c}} \quad 3.40$$

Para el **ancho equivalente (w)** se tiene el siguiente modelo de mezclado:

$$w = \phi_v r_v + \phi_f h_f \quad 3.41$$

3.8 SATURACIÓN DE AGUA

3.8.1 SATURACIÓN DE AGUA EN MATRIZ

Se define como el volumen poroso de matriz saturado de agua, entre el volumen poroso total de matriz. Se obtiene de evaluaciones petrofísicas, y se requiere de mediciones de laboratorio para calibrar los modelos.

$$S_{wma} = \frac{V_{pma(\text{saturado de agua})}}{V_{pma}} \quad 3.42$$

3.8.2 ÍNDICE DE RESISTIVIDAD DE LA MATRIZ

El índice de resistividad de matriz (I_{ma}), es la *resistividad de la roca y su volumen de aceite* (R_{tma}) entre la *resistividad de la roca saturada 100 % de agua* (R_{oma}). Basado en el *factor de formación de matriz* se define como:

$$I_{ma} = \frac{R_{tma}}{R_{oma}} = \frac{R_{tma}}{F_{ma} R_{wma}} \quad 3.43$$

El Índice de resistividad de matriz, en función de la saturación de agua en matriz y del exponente de saturación en la matriz (n_{ma}), representado con el modelo de Archie es:

$$I_{ma} = S_{wma}^{-n_{ma}} \quad 3.44$$

3.8.3 EXPONENTE DE SATURACIÓN EN MATRIZ

La resistividad total de los núcleos probados es medida en diversas ocasiones a diferentes saturaciones de aceite, con lo que calculan e índice de resistividad, una gráfica log-log de I vs. *Saturación de agua*, debe satisfacer el punto teórico que consiste en [1,1]. Esto permite calcular el *exponente de saturación* (n_{ma}).

$$n_{ma} = \frac{\ln(I_{ma})}{-\ln(S_{wma})} \quad 3.45$$

Un alto índice de resistividad implica generalmente que los canales de conducción de fluido (radio de garganta de poro) son estrechos, exponente de saturación alto, por lo que la saturación de agua es mayor debido al efecto capilar.

3.8.4 SATURACIÓN DE AGUA DEL SISTEMA DE DOBLE POROSIDAD

Se define como el volumen poroso del sistema de *doble porosidad* saturado de agua ($V_{pDP_satagua}$), entre el volumen poroso del sistema de doble porosidad (V_{pDP}). Se obtiene de evaluaciones petrofísicas y se requiere de mediciones de laboratorio para calibrar los modelos.

$$S_{wDP} = \frac{V_{pDP_satagua}}{V_{pDP}} \quad 3.46$$

3.8.5 ÍNDICE DE RESISTIVIDAD DEL SISTEMA DE DOBLE POROSIDAD

El índice de resistividad sistema de doble porosidad (I_{DP}) basado en el factor de formación del sistema de doble porosidad se define como:

$$I_{DP} = \frac{R_t}{R_{oDP}} = \frac{R_{tDP}}{F_{DP}R_w} \quad 3.47$$

El Índice de resistividad en el sistema de doble porosidad en función de la saturación de agua en el sistema de doble porosidad y del **exponente de saturación** en el sistema de doble porosidad (n_{DP}) se representa con el modelo de Archie:

$$I_{DP} = S_{wDP}^{-n_{DP}} \quad 3.48$$

3.8.6 EXPONENTE DE SATURACIÓN DEL SISTEMA DE DOBLE POROSIDAD

Cualitativamente, un índice de resistividad alto significa un alto exponente de saturación:

$$n_{DP} = \frac{\ln(I_{DP})}{-\ln(S_{wDP})} \quad 3.49$$

Con un procedimiento análogo al de Aguilera se obtiene el modelo siguiente que permite calcular el exponente de saturación en forma variable a través de todo el registro:

$$n_{DP} = \frac{\ln(FS_{wDP} + [1-F]S_{wma}^{n_{ma}})}{\ln(S_{wDP})} \quad 3.50$$

El **índice de fracturamiento** (*FII*) en términos del coeficiente de partición de Pirson:

$$FII = f\phi_t \quad 3.51$$

3.8.7 SATURACIÓN DE AGUA EN PRESENCIA DE ARCILLAS

$$S_w^n = \frac{1}{1-F_{sh}} \left[\frac{FR_w}{R_t} \right] - \frac{F_{sh}}{1-F_{sh}} \left[\frac{EFR_w}{R_{sh}} \right] \quad 3.52$$

Donde:

$$E = \frac{S_{wsh}^{n_{sh}}}{F_{sh}} \quad 3.53$$

La roca es caliza y dolomía, con agua salada característica:

$$F = \frac{R_o}{R_w} \quad 3.54$$

La roca es la arcilla, con agua salada característica:

$$F_{sh} = \frac{R_{osh}}{R_w} \quad 3.55$$

La saturación de agua sin presencia de arcilla, ($F_{sh} = 0$) es el caso del modelo de Archie:

$$S_{wnsh}^n = \frac{FR_w}{R_t} \quad 3.56$$

O bien

$$S_{wnsh} = \left(\frac{FR_w}{R_t} \right)^{1/n} \quad 3.57$$

3.9 COMPRESIBILIDAD

3.9.1 MODELO DE MEZCLADO DE COMPRESIBILIDADES

$$C_{PDP} = [1 - f_v]C_{pma} + f_v C_{psec} \quad 3.58$$

Donde:

$$f_v = \frac{\phi_{sec}}{\phi_t} \quad 3.59$$

3.9.2 COMPRESIBILIDAD DEL SISTEMA SECUNDARIO

La compresibilidad de la formación asociada al sistema secundario es función de la compresibilidad del sistema de la matriz y de la **fracción volumétrica** secundaria:

$$C_{Psec} = \frac{C_{PDP} - [1 - f_v]C_{pma}}{f_v} \quad 3.60$$

3.10 PRESIÓN CAPILAR

3.10.1 PRESIÓN CAPILAR EN LA MATRIZ

La saturación residual de agua se determina de la curva de presión capilar P_c vs S_w .

$$P_{cma} = P_{ema} \left[I_{ma}^{\left(\frac{-1}{n_{ma}}\right)} \right]^{\lambda_{ma}} \quad 3.61$$

3.10.2 SATURACIÓN RESIDUAL DE AGUA

La saturación residual de agua está en función de la porosidad, permeabilidad y exponente de cementación de matriz:

$$S_{wr} = \frac{10\phi_{ma}^{m_{ma}}}{\sqrt{K_{ma}}} \quad 3.62$$

3.11 MÉTODO DE INTERPRETACIÓN PETROFÍSICA

El Método de Interpretación Petrofísica consta de los siguientes puntos:

1. Recopilación y revisión de la información de campo

2. Normalización y edición de registros
3. Datos de la formación para la de evaluación
4. Análisis mineralógico
5. Cálculo del volumen de arcillosidad
6. Porosidad total de registros geofísicos.
7. Porosidad secundaria de registros
8. Conceptos sobre la discretización de porosidad total efectiva de yacimientos carbonatados:
 - i. Porosidad primaria
 - ii. Porosidad secundaria
 - iii. Exponente de cementación variable de doble porosidad
 - iv. Saturación de agua

NOMENCLATURA DEL CAPÍTULO

B = coeficiente matricial de ajuste

C_p = compresibilidad (psi^{-1})

$ECHR$ = radio de canal equivalente de flujo (mm)

f = coeficiente de partición

F = factor de formación

FII = índice de fracturamiento

f_v = fracción volumétrica

h_f = espesor de fractura (μm)

l = índice de resistividad

k = permeabilidad (mD)

k_f = permeabilidad intrínseca de fractura (mD)

k_{fd} = permeabilidad del sistema de doble porosidad (mD)

k_v = permeabilidad intrínseca de vóculos (mD)

L_c = longitud característica de alargamiento del vóculo (μm)

m = exponente de cementación

n = exponente de saturación

P_c = presión capilar (psi)

$P_{c_{ma}}$ = presión capilar de matriz (psi)

$P_{\epsilon_{ma}}$ = presión capilar de matriz al inicio del desplazamiento (psi)

$PHIT$ = porosidad total (Promedio de Densidad-Neutrón)

SPI = índice de porosidad secundaria.

$SPHI$ = porosidad obtenida usando el tiempo de tránsito del registro sísmico.

PTR = radio de garganta de poro (μm)

R_o = resistividad de la roca totalmente saturada con salmuera (ohm- m)

R_t = resistividad de la salmuera a saturación S_w (ohm-m)

r_v = radio del vùgulo (μm)

R_w = resistividad de la salmuera (ohm-m)

S_w = saturación de agua (fracción)

S_{wr} = saturación residual de agua (fracción)

V_p = volumen poroso (m^3)

V_s = volumen de solidos (m^3)

w = ancho equivalente (m)

Griegos

λ_{ma} = exponente de distribución de poro en matriz de Corey

\emptyset = porosidad (fracción)

\emptyset_f = porosidad de fractura

\emptyset_{ND} = porosidad total obtenida de los registros geofísicos de pozo neutrón y densidad

\emptyset_s = porosidad del registro geofísico de pozo sísmico

\emptyset_t = porosidad total

\emptyset_v = porosidad de vùgulo

σ = parámetro de interacción matriz fractura, adimensional

Subíndices

DP = sistema de doble porosidad

nsh = sin arcilla

ma = sistema Primario (Matriz)

sec = sistema Secundario

sh = con arcilla

x, y, z = direcciones x, y, z, respectivamente

CAPÍTULO 4. INGENIERIA DE YACIMIENTOS

4.1 GENERALIDADES DEL CAPÍTULO

4.1.1 OBJETIVOS

Presentar la información representativa -y forma de obtenerla- que complementa a la del Modelo Estático escalado necesaria para llevar a cabo una Simulación Numérica de Yacimientos (SNY), así como sentar las bases y presentar los conceptos asociados a la Caracterización Dinámica de Yacimientos, con énfasis en las pruebas de presión-producción, misma que permite afinar al modelo estático.

4.1.2 INTRODUCCIÓN

Con frecuencia, la información necesaria para obtener los parámetros representativos, tanto estructurales como petrofísicos, no está disponible o bien no existe. De esta manera, es importante tener presente alternativas para obtener tales parámetros, que si bien presentarán alta incertidumbre, permitirán llevar a cabo una SNY, la cual podrá ser utilizada para ajustar dichos parámetros de forma más rápida respecto al ajuste realizado con parámetros constantes.

La Ingeniería de Yacimientos, en el contexto de este trabajo, permite afinar (o incluso redefinir) al Modelo Estático, y completa el conjunto de datos necesarios para llevar a cabo una Simulación Numérica de Yacimientos.

Los valores de los parámetros obtenidos mediante la Ingeniería de Yacimientos suelen ser los más representativos y permiten calibrar a los modelos petrofísico y estructural.

Partiendo de uno de los objetivos de este trabajo (mostrar la forma de obtener la información necesaria para llevar a cabo una SNY) se presentarán métodos² que permitan obtener los parámetros que rigen la distribución de fluidos en el yacimiento³, y correlaciones que proporcionan la información complementaria a la del Modelo Estático escalado, necesaria para llevar a cabo una SNY.

² Considerados pertenecientes a la Ingeniería de Yacimientos, que como se mencionó suelen ser los más confiables y permiten ajustar o redefinir a los obtenidos por otras disciplinas.

³ Base para la aplicación de las técnicas, tanto tradicionales como actuales, de distribución de fluidos en el yacimiento.

4.2 TENSIÓN INTERFACIAL (TIF)

Es el resultado de efectos moleculares por los cuales se forma una interfase o superficie que separa dos fluidos. En el caso de líquidos, si TIF es nula, se dice que los líquidos son miscibles entre sí. En el caso de que se tenga una interfase líquido-gas, al fenómeno se le llama tensión superficial. También se puede considerar como el trabajo por unidad de área que hay que desarrollar para desplazar las moléculas de la interfase (Rodríguez *et al.*, 1980)

4.3 MOJABILIDAD

La mojabilidad se define como la tendencia de un fluido a expandirse o adherirse a una superficie sólida en presencia de otros fluidos inmiscibles. En un sistema aceite/salmuera/roca, es una medida de la preferencia que la roca tiene por alguno de los dos -agua o aceite-. Es el mayor factor que controla la localización, flujo y distribución de los fluidos en el yacimiento. Los cambios en ésta afectan a la presión capilar, permeabilidad relativa, comportamiento del flujo de agua, saturación de agua irreductible, saturación de aceite residual y propiedades eléctricas (Anderson, 1986).

Existen métodos empíricos que permiten determinar si la formación es mojada por agua o por aceite, una de las más utilizada es expresada por las conocidas *reglas de dedo de Craig* (Craig *et al.*, 1971), la cual indica las diferencias en las características de las curvas de permeabilidad relativa para núcleos fuertemente mojados por aceite y núcleos fuertemente mojados por agua. La siguiente tabla, Tabla 5-1, muestra las reglas de *dedo* o de *pulgar* de Craig (Anderson, 1987).

TABLA 5-1 REGLAS DE DEDO DE CRAIG PARA LA DETERMINACIÓN DE LA MOJABILIDAD

CARACTERISTICAS	MOJADO POR AGUA	MOJADO POR ACEITE
Saturación de agua irreductible	Usualmente mayor al 20%	Generalmente menor del 15%
Saturación a la cual $K_{rw} = K_{ro}$	Generalmente mayor del 50% de S_w	Menor del 50% de S_w
Permeabilidad relativa al agua a la máxima saturación de agua	Generalmente menor al 30%	Mayor de 50% y aproximándose al 100%

4.4 PRESIÓN CAPILAR

Es la diferencia de presiones que existe en la interfase que separa dos fluidos inmiscibles, uno de los cuales moja preferentemente a la roca. También se define como la capacidad que tiene el medio poroso de succionar al fluido que la moja y de repeler al no mojante. La diferencia de presión es

$$P_c = p_{nm} - p_m$$

Donde:

P_c , presión capilar (psi)

p_{nm} , presión de la fase no mojante (psi)

p_m , presión de la fase mojante (psi)

Las curvas de presión capilar se determinan de dos maneras:

1. De análisis especiales de núcleos, determinadas en el laboratorio y
2. de datos de S_w vs Profundidad obtenidas de registros de pozos (Capítulo 4).

Dependiendo de la mojabilidad de la roca, un proceso de inyección de agua puede originar un incremento o un decremento de la fase mojante. Si el proceso de desplazamiento se lleva a cabo en la dirección en la cual disminuye la saturación de la fase mojante, se denomina como proceso de **drene**. Si por el contrario, dicho proceso ocurre en el sentido creciente de la fase mojante, se tiene un proceso de **imbibición**. Figura 4.1.

Los análisis especiales de núcleo, cuando están completos, tienen la ventaja de que proporcionan tanto la saturación de agua irreductible (S_{iw}) (drene) y la saturación de aceite residual (S_{or}) (imbibición forzada), Figura 4.1. Estos puntos (S_{wi} y $1-S_{or}$) son los puntos de “saturación extrema” de las curvas de permeabilidades relativas agua-aceite.

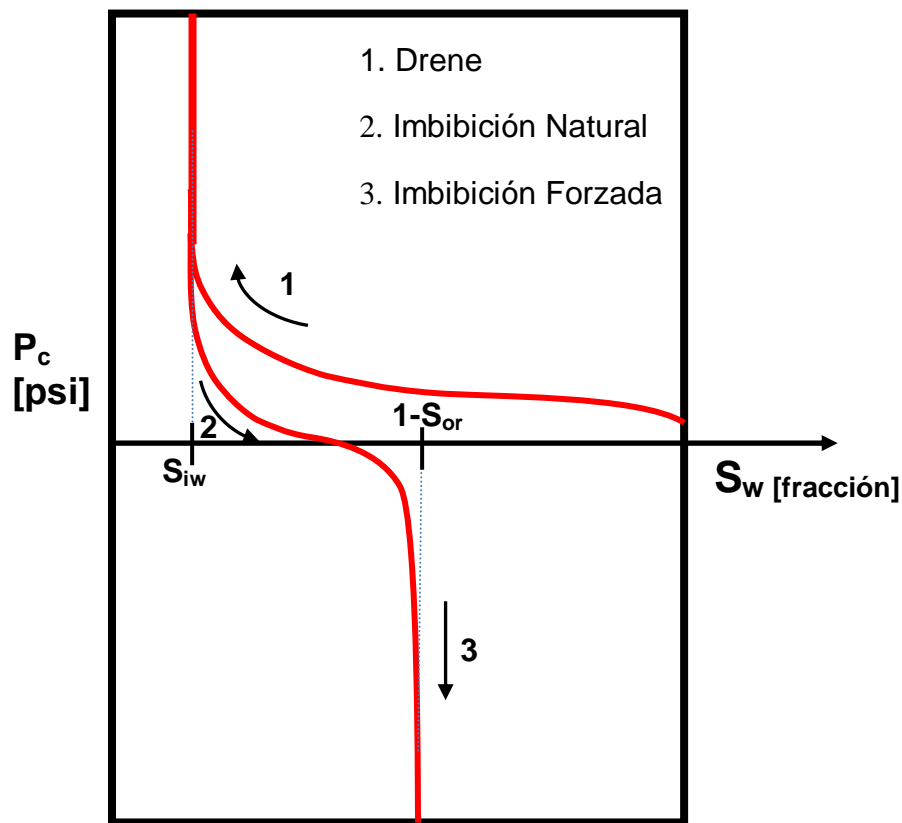


Fig. 4.1 Ilustra las curvas de presión capilar 1) drene, 2) imbibición natural, y 3) imbibición forzada, para una roca mojada por agua.

4.5 CONTACTOS DE FLUIDOS

La profundidad de los contactos suele ser definida según su propósito, algunas veces son definidas según las profundidades donde el gas, aceite o agua son producidos. Para fines de la distribución vertical de presiones en el yacimiento tratada en este trabajo, tales profundidades de los contactos se definirán de la siguiente manera:

Contacto Gas-Aceite (GOC). En un yacimiento saturado, se define como la máxima profundidad de máxima saturación de gas ($S_{g_{max}}$), debajo de esta profundidad empieza la zona de transición gas-aceite. Delimita la zona del casquete de gas (la saturación de agua es la irreductible).

Contacto Aceite-Gas (OGC). En un yacimiento saturado, se define como la profundidad a la cual la zona de transición gas-aceite termina, la saturación de aceite es máxima, no existe gas libre, (la saturación de agua es la irreductible).

Contacto Aceite-Agua (OWC).

Se define como la profundidad a la cual comienza la zona de transición aceite-agua. La saturación de aceite comienza a disminuir y la saturación de agua empieza a incrementarse.

Contacto Agua-Aceite (WOC). Se define como la profundidad donde la saturación de agua es igual al cien por ciento ($S_w=100\%$)

La Figura 4.2, muestra esquemáticamente la distribución vertical de presiones en el yacimiento de acuerdo a las definiciones anteriores, al tiempo $t=0$.

4.5.1 DETERMINACIÓN DE CONTACTOS

La determinación de los contactos se lleva a cabo principalmente mediante el empleo de registros geofísicos de pozo y muestras tomadas con herramientas especializadas como la herramienta FST-IV de la compañía Halliburton la cual está diseñada básicamente para obtener pequeñas muestras de fluido en alguna zona específica de las formaciones que atraviesa el pozo. Está equipada con un sensor que le permite registrar el comportamiento de la presión en el punto de prueba durante y después de la obtención de la muestra de fluido. La herramienta permite realizar un número ilimitado de pruebas a diferentes profundidades en una sola operación, además las muestras pueden ser sometidas a estudios PVT para caracterizar el fluido de las formaciones de las zonas probadas.

Mediante el uso de esta herramienta es posible determinar con mayor exactitud la distribución vertical de presiones en las zonas de transición en las cuales hay incertidumbre en la definición estas ya sea con registros geofísicos de pozo o más aun con la tradicional herramienta de muestreo que permite una limitada toma de muestras.

4.6 INICIALIZACIÓN VERTICAL DE LA PRESIÓN

El primer paso para llevar a cabo la distribución inicial de presiones en el yacimiento es el realizar un análisis de las presiones estáticas disponibles de los yacimientos del área, esto, con la intención de definir si el yacimiento de estudio se puede simular en forma independiente o si se tiene que simular en conjunto con otro(s) yacimiento(s) que pudieran estar comunicados.

Los contactos definidos con anterioridad dividen verticalmente al yacimiento hasta en cinco zonas (yacimiento saturado); comenzando desde la cima del yacimiento y moviéndonos hacia abajo tenemos: zona de casquete de gas, zona de transición gas-aceite, zona de

aceite, zona de transición aceite-agua y zona de agua. Fig. 4.2. Apoyándonos en las zonas anteriores, la distribución vertical de presiones se determinará de acuerdo a cada zona. La distribución de presiones dentro del yacimiento, esta regida por las características del sistema roca-fluido⁴, ya que la presión en el yacimiento varía de acuerdo a la columna hidrostática, por lo tanto, varía en función de las propiedades de los fluidos y de las alturas de las zonas de transición (gas-aceite y aceite-agua); de aquí la relevancia de una buena caracterización de los fluidos de la formación.

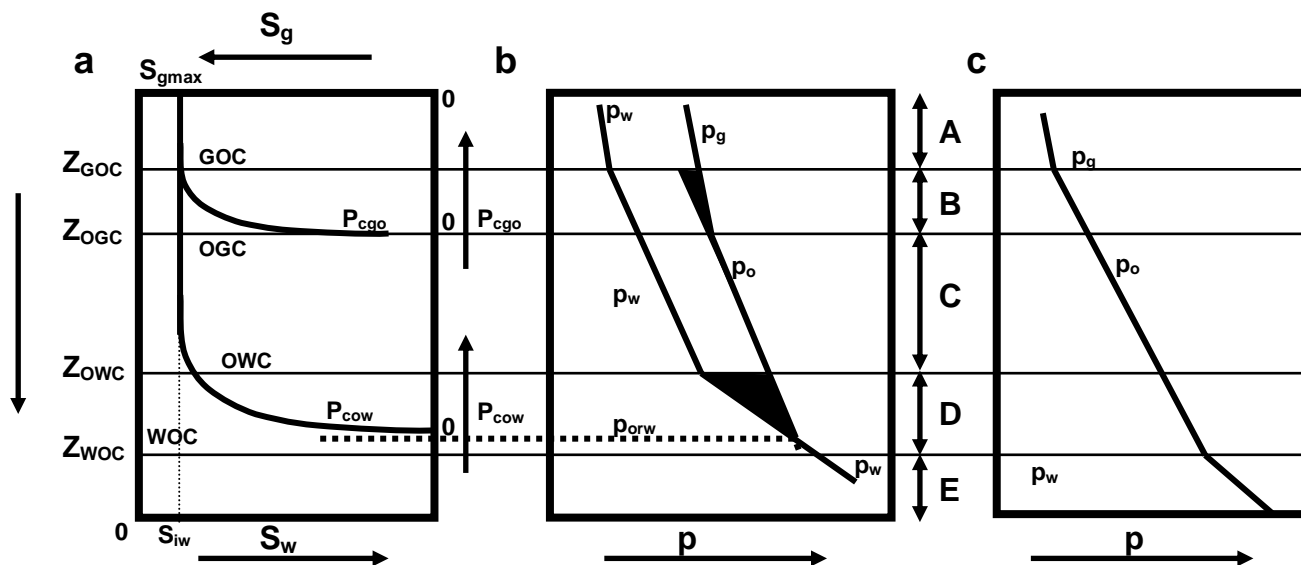


Fig. 4.2 Ilustra distribución de saturaciones y presiones en dirección vertical: a) Distribución vertical de saturaciones; b) Distribución vertical de presiones considerando presiones capilares; y c) Distribución vertical de presiones sin considerar presiones capilares. (A=zona de casquete de gas, B= zona de transición aceite-gas, C= zona de aceite, D=zona de transición aceite-agua, y E=zona de agua). (Modificada por el autor de este trabajo de Ertekin et al., 2001)

Zona del casquete de gas

En la capa original de gas, el gas es la única fase continua, por lo tanto, la distribución vertical de presión del gas puede ser determinada a partir de consideraciones de presión hidrostática.

⁴ La mojabilidad es la principal propiedad del sistema, ya que esta afecta directamente a la otra propiedad determinante de la distribución de fluidos en el yacimiento, la presión capilar (Anderson, 1986)

$$\frac{dp_g}{dz} = \gamma_g \quad 4.1$$

Con $S_o = 0$ y $S_w = S_{iw}$,

Adicionalmente podemos calcular para el contacto GOC la presión de la fase aceite,

$$p_o = p_g - P_{cgo}(S_{g_{max}}) \quad 4.2$$

Donde P_{cgo} , es la presión capilar gas/aceite y S_{iw} es la saturación de agua irreductible

A partir de la cual podemos calcular la presión de la fase agua,

$$p_w = p_o - P_{cow}(S_{iw}) \quad 4.3$$

Donde P_{cow} , es la presión capilar aceite/agua

Finalmente

$$S_g = 1 - S_{iw}, \quad 4.4$$

Zona de transición gas-aceite

En la zona de transición gas-aceite ambas fases -gas y aceite- son continuas, por tanto, la distribución vertical de presión de estas fases puede ser determinada a partir de consideraciones de presiones hidrostáticas.

$$\frac{dp_o}{dz} = \gamma_o \quad 4.5$$

$$\text{y } \frac{dp_g}{dz} = \gamma_g \quad 4.1$$

De las presiones de las fases aceite y gas, podemos calcular la presión capilar gas/aceite

(P_{cgo})

$$P_{cgo}(S_g) = p_g - p_o \quad 4.6$$

Que nos permite calcular la distribución de la saturación de gas (S_g). Se cumple también,

$$S_w = S_{wi}$$

La presión de la fase agua puede ser calculada como,

$$p_w = p_o - P_{cow}(S_{iw}) \quad 4.3$$

Finalmente

$$S_o = 1 - S_g - S_{iw}, \quad 4.7$$

Zona de aceite

En la zona de aceite, la fase aceite es la única fase continua, por lo tanto, la distribución vertical de presión puede ser determinada a partir de consideraciones de presión hidrostática.

$$\frac{dp_o}{dz} = \gamma_o \quad 4.5$$

Se cumple:

$$S_g = 0 \quad \text{y} \quad S_w = S_{iw}$$

La presión de la fase agua es entonces

$$p_w = p_o - P_{cow}(S_{iw}) \quad 4.3$$

Finalmente

$$S_o = 1 - S_g - S_{iw}, \quad 4.8$$

Zona de transición aceite-agua

En la zona de transición aceite-agua ambas fases –aceite y agua- son continuas, por tanto, la distribución vertical de presión de estas fases puede ser determinada a partir de consideraciones de presiones hidrostáticas.

$$\frac{dp_o}{dz} = \gamma_o \quad 4.5$$

$$\text{y } \frac{dp_g}{dz} = \gamma_w \quad 4.9$$

De las presiones de las fases aceite y gas, podemos calcular la presión capilar aceite/agua (P_{cow})

$$P_{cow}(S_w) = p_o - p_w \quad 4.10$$

La cual nos permite calcular la distribución de la saturación de agua (S_w). Se cumple que

$$S_g = 0$$

Finalmente

$$S_o = 1 - S_w \quad 4.11$$

Zona de agua

En la zona de agua, el agua es la única fase continua, por lo tanto, la distribución vertical de presión puede ser determinada a partir de consideraciones de presión hidrostática.

$$\frac{dp_o}{dz} = \gamma_w \quad 4.9$$

Se cumple:

$$S_g = 0, S_o = 0 \text{ y } S_w = 1$$

Para el caso en el que se requiera trabajar con la saturación de aceite residual en el sistema aceite/agua (S_{orw}), (línea punteada en Figura 4.2) la presión del aceite se determinará con la ecuación:

$$p_o = p_w + P_{cow}(S_w) \quad 4.12$$

Donde $S_w = 1 - S_{orw}$

En resumen, los cálculos realizados durante la inicialización de presiones están basados en el equilibrio capilar/gravitacional y son dependientes de la naturaleza de los fluidos que ocupan diferentes zonas en el yacimiento. Para una sola fase continua de fluido (yacimiento bajosaturado), la distribución inicial de presiones es determinada a partir de consideraciones hidrostáticas, mientras que para el yacimiento que presente fases discontinuas de fluidos, la distribución de presiones es determinada a partir de relaciones de presiones capilares, evaluadas en los puntos de saturación extremos. En todas las ecuaciones se considera que la fase mojanante es el agua.

Dadas las profundidades de los contactos agua-aceite (WOC), Z_{WOC} , de la profundidad del contacto aceite-gas (OGC), Z_{OGC} , y las curvas de presión capilar, la distribución inicial de presiones puede ser definida con exactitud, si una presión de referencia y su correspondiente profundidad son proporcionadas. Para yacimientos bajosaturados, la profundidad y presión de referencias, pueden ser especificadas en cualquier punto del yacimiento. Para yacimientos saturados, el dato de la profundidad debe ser Z_{OGC} y el dato de presión debe ser la presión de saturación, si cualquier otro valor es seleccionado, el modelo de simulación no inicializará en condiciones de equilibrio (Ertekin *et al.*, 2001)

Todas las ecuaciones asumen equilibrio capilar/gravitacional. Sin embargo, en ocasiones el equilibrio inicial es hidrodinámico. Estos yacimientos caracterizados por un WOC “movible”, son causados por el avance del acuífero. Desafortunadamente no existe un método universal para inicializar este tipo de yacimientos (Ertekin *et al.*, 2001).

4.7 CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA

La permeabilidad relativa se utiliza para describir el flujo multifásico de un fluido en el medio poroso. La definición general de la permeabilidad relativa es la siguiente.

La permeabilidad relativa a un fluido (k_{rf}), es la relación de la permeabilidad efectiva a ese fluido (k_f) a la permeabilidad absoluta (k):

$$k_{rf} = \frac{k_f}{k} \quad 4.13$$

Las permeabilidades para las fases aceite, agua y gas son respectivamente:

$$k_{ro}=k_o/k, \quad k_{ra}=k_a/k, \quad k_{rg}=k_g/k,$$

Las curvas de permeabilidades relativas se determinan de dos formas:

1. En el laboratorio como parte de los estudios especiales de núcleo, utilizando diferentes métodos (centrífuga, desplazamiento en régimen permanente, entre otros.)
2. Conociendo los puntos extremos (S_{wirr} y $1-S_{or}$), las curvas se puede calcular usando varios modelos existentes, de los cuales el más conocido es el método de Corey (drene, dos fases) y Naar, Henderson y Wygal para un sistema de tres fases.

Idealmente, la permeabilidad relativa debería medirse en el laboratorio bajo las mismas condiciones de mojabilidad que existen en el yacimiento. Una manera de aproximarse a este ideal es utilizar las muestras en estado nativo. En la práctica, los datos de permeabilidad relativos se obtienen utilizando núcleos en estado restaurado (Anderson ,1986).

Los datos de permeabilidad relativa deben obtenerse a través de experimentos que representen mejor el tipo de desplazamiento que se cree domina el flujo de fluidos en el yacimiento, por ejemplo, las curvas de imbibición agua-aceite son representativas de la inyección de agua (recuperación secundaria), mientras que las curvas de drene agua-aceite describen el movimiento del aceite en una zona de agua. La dependencia de la permeabilidad relativa en los cambios de la historia de saturación se llama histéresis.

El aceite móvil, es el aceite que teóricamente se podría extraer del yacimiento. Esta dado por la siguiente expresión

$$\text{Aceite móvil} = 1 - S_{wi} - S_{or} \quad 4.14$$

El aceite móvil en el yacimiento, considerando las curvas de permeabilidad relativa, se presenta en forma esquemática en la Figura 4.3.

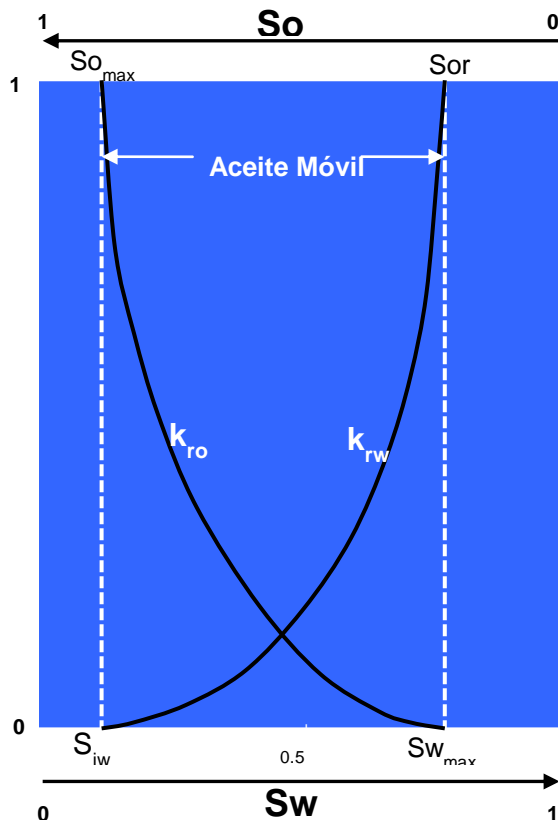


Fig. 4.3 Ilustra las curvas de las permeabilidades relativas en un sistema agua-aceite, con mojabilidad neutra

Los modelos de la permeabilidad relativa que a continuación se presentan son de los más usados en la industria petrolera.

4.7.1 MODELOS DE PERMEABILIDADES RELATIVAS

4.7.1.1 MODELOS PARA SISTEMAS DE DOS FASES

Modelo de Corey (1954). Este modelo es aplicable para el procesos de **drene** en rocas consolidadas. La fase saturación de la fase normalizada (S_{wn}), es definida como:

$$S_{wn} = \frac{S_w - S_{iw}}{1 - S_{iw}} \tag{4.15}$$

Donde S_w y S_{iw} , son la saturación de agua y saturación de agua irreductible, respectivamente, la permeabilidad relativa de la fase mojante es

$$k_{rw} = S_{wn}^4 \quad 4.16$$

Mientras que la permeabilidad a la fase no mojante está dada por

$$k_{rnw} = (1 - S_{wn})^2 (1 - S_{wn}^2)$$

Modelo de Naar y Henderson (1961). El modelo de Naar-Henderson es un modelo estadístico derivado de procesos de imbibición en sistemas aceite-agua. Las permeabilidades del aceite y agua son funciones de S_{wn} ,

$$S_{wn} = \frac{S_w - S_{iw}}{1 - S_{iw}} \quad 4.17$$

La permeabilidad relativa a la fase agua es

$$k_{rw} = S_{wn}^4$$

Mientras que la permeabilidad de la fase aceite está dada por:

$$k_{row} = (1 - 2S_{wn})^{3/2} [2 - (1 - 2S_{wn})^{1/2}] \quad 4.18$$

Para $S_{wn} \geq 0.5$, $K_{row} = 0$

4.7.1.2 MODELOS PARA SISTEMAS DE TRES TASES

La dependencia funcional de las tres permeabilidades relativas puede ser aproximada por (Corey, 1956; Snell 1961):

$$k_{rw} = f(S_w) \quad 4.19$$

$$k_{rg} = f(S_g) \quad 4.20$$

$$\text{y } k_{ro} = f(S_w, S_g) \quad 4.21$$

Las suposiciones en las ecuaciones 4.19, 4.20, 4.21, asumen que la fase mojante es el agua, el gas es la fase no mojante, y el aceite es la fase de mojabilidad intermedia, en un sistema de tres fases, De ahí que, $k_{rw} = f(S_w)$ representa la permeabilidad relativa a la fase mojante

(obtenida de mediciones o modelos de sistemas de dos fases), y $k_{rg} = f(S_g)$ representa la permeabilidad relativa a la fase no mojante (obtenida también de mediciones o modelos).

Modelo de Naar, Henderson y Wylang 1(1961)

Las permeabilidades relativas para cada fase son expresadas de la siguiente manera:

$$k_{rw} = \left(\frac{S_w - S_{iw}}{1 - S_{iw}} \right)^4 \quad 4.22$$

$$k_{ro} = \frac{S_o^3 (1 - S_g + 2S_w - 3S_{iw})}{(1 - S_{iw})^4} \quad 4.23$$

$$k_{rg} = \frac{S_g^3 (2 - S_g - 2S_{iw})}{(1 - S_{iw})^4} \quad 4.24$$

Debido a que estos modelos no incorporan a S_{or} o S_{gc} , las siguientes consideraciones deben ser impuestas:

$$k_{ro} = 0 \quad 4.25$$

Para $S_o \leq S_{or}$ y

$$k_{rg} = 0$$

Para $S_g \leq S_{gc}$ y

Modelo de Stone (1970)

El modelo de Stone es un modelo probabilístico basado en consideraciones de canales de flujo. El modelo es:

$$k_{ro} = k_{rocw} \left[\left(\frac{k_{row}}{k_{rocw}} + k_{rw} \right) \left(\frac{k_{rog}}{k_{rocw}} + k_{rg} \right) - (k_{rw} + k_{rg}) \right] \quad 4.26$$

Se considera que

$$k_{rocw} = k_{rocw}|_{s_w=s_{iw}} = k_{rog}|_{s_g = 0}$$

Donde:

k_{ro} = Permeabilidad relativa al aceite

k_{rocw} = Permeabilidad relativa al aceite a la saturación de agua irreductible (adimensional)

k_{rog} = Permeabilidad relativa al aceite en un sistema aceite-gas (adimensional)

k_{row} = Permeabilidad relativa al aceite en un sistema aceite-agua (adimensional)

k_{rw} = Permeabilidad relativa de la fase mojante (adimensional)

$k_{ro} \geq 0$, k_{row} y k_{rw} son obtenidas a una S_w mediante el uso de datos de permeabilidad relativa, obtenidos del sistema de dos fases aceite-agua; k_{rog} y k_{rg} son obtenidas a S_g mediante el uso de datos de permeabilidad relativa obtenidos del sistema de dos fases aceite-gas, en presencia de agua irreductible.

4.7.2 PERMEABILIDAD RELATIVA EN FRACTURAS

Las aberturas de fractura pueden variar en tamaño desde muy pequeñas a muy grandes. Cuando las aberturas de las fracturas son muy pequeñas, la rugosidad y tortuosidad de la pared pueden afectar el flujo de fluidos. En este caso, es razonable suponer que dos o más fases pueden interferir entre sí, como si se formara en el espacio de la fractura un espacio "poroso". Las curvas de permeabilidad relativa resultantes de la fractura serán funciones no lineales de la saturación de la fase mojante (Preuss y Tsang, 1990). Las relaciones no lineales entre la permeabilidad relativa y saturación han sido observados por varios autores, incluyendo a: Persoff, *et al.*, 1991; McDonald *et al.*, 1991; Akin, 2001; y Deghmoum, *et al.*,

2001. Si el tamaño de abertura de fractura es grande, dos o más fases pueden fluir en la fractura sin interferir de manera significativa una con otra. Las curvas de permeabilidad relativa resultan aproximadamente en líneas rectas. En ausencia de datos experimentales es común suponer que la permeabilidad relativa de fracturas es funciones lineal de la saturación de la fase mojante. Las curvas de permeabilidad relativa de fractura se ilustran en la Figura 4.4, para un sistema aceite-agua.

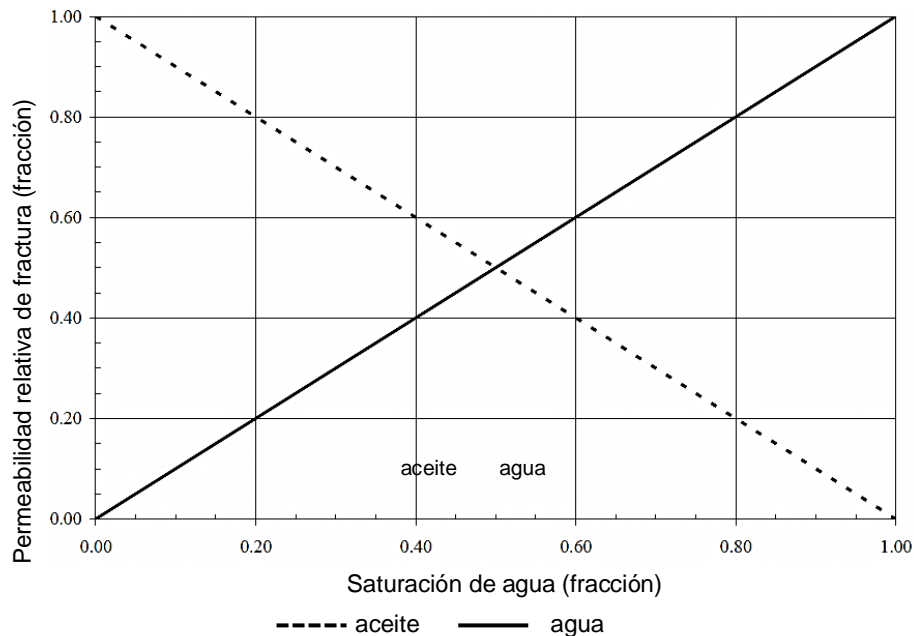


Fig. 4.4 Ilustra las curvas de permeabilidad relativa de fractura para un sistema aceite-agua.

Los datos de permeabilidad relativa son obtenidos de muestras de núcleos de más de un pozo en un campo. El conjunto de curvas de permeabilidad relativa debe ser ordenado por litología y promediar para determinar el conjunto representativo de curvas para cada tipo de roca. Existen varios procedimientos para promediar los datos de permeabilidad relativa, por ejemplo: Schneider, 1987; Mattax y Dalton, 1990; Blunt, 1999; Fanchi, 2000; o utilizando métodos geostatísticos (tratados en el capítulo 6)

4.8 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

Las Propiedades de los fluidos también deben introducirse en un SNY. Lo ideal sería que tales propiedades sean obtenidas a partir de análisis de muestras representativas en laboratorio. Si las muestras no están disponibles o bien, no son representativas, las correlaciones a menudo son lo suficientemente precisas para describir el comportamiento de los fluidos. McCain (1991) analiza el estado del arte del uso de correlaciones para describir las propiedades de fluidos.

Las propiedades de los fluidos de interés en los yacimientos de estudio son:

- Densidades relativas del aceite y del gas (γ_o , γ_g).
- Factores de volumen del aceite, gas y agua (B_o , B_g , B_w).
- Relaciones de solubilidad del aceite y agua (R_s , R_{s_w})
- Viscosidades del aceite, gas y agua (μ_o , μ_g , μ_w)
- Compresibilidades del aceite, gas, y agua (C_o , C_g , C_w).
- Presión de saturación del aceite (P_b).

4.8.1 ANÁLISIS PVT

Los análisis PVT son una serie de procedimientos de laboratorio diseñados para obtener los valores de propiedades físicas de los fluidos involucrados en la producción de hidrocarburos. Estos procedimientos son realizados con muestras de fluidos del yacimiento de estudio.

Las propiedades correspondientes a los análisis PVT discutidos en esta sección están enfocadas a los yacimientos de aceite negro, los cuales son representativos de los yacimientos de la Sonda de Campeche (desde el punto de vista de clasificación de los yacimientos según el tipo de hidrocarburo y no del tipo de SNY).

Las propiedades físicas que pueden determinarse a través de este tipo de estudios son:

- *presión de burbuja, P_b ,*
- *factor de volumen de formación del aceite, B_o ,*
- *relación de solubilidad, R_s ,*
- *factor de volumen total o de la fase mixta, B_t ,*
- *compresibilidad del aceite, C_o y*
- *viscosidad del aceite, μ_o ,*

También se determina en estos estudios:

- el *factor de compresibilidad* z ,
- *factor de volumen de formación del gas*, B_g
- y *viscosidad del gas*, μ_g .

Los cinco principales procedimientos o análisis PVT son:

- medición de la composición (análisis composicional),
- separación flash
- separación diferencial,
- pruebas del separador y
- medición de la viscosidad del aceite.

La interpretación PVT consiste en realizar una serie de análisis analíticos, numéricos y gráficos para diagnosticar el modelo numérico que debe ajustarse para reproducir las mediciones basadas en la composición.

4.8.1.1 COMPOSICIÓN

Determinar la composición de cada una de las diversas especies químicas presentes en un aceite negro es imposible, incluso la determinación de una fracción importante y representativa es difícil. En cada caso, la composición de los componentes ligeros se determina, y todos los componentes más pesados se agrupan en un componente plus. Los componentes plus consisten de la agrupación de diferentes especies químicas; a estos se les mide el peso *molecular aparente* (M_a) y la densidad relativa del gas (también conocida como gravedad específica), γ_g , en una tentativa de caracterizar sus propiedades. El análisis de una muestra de aceite negro, nos da la composición en fracción mol o en porcentaje mol.

4.8.1.2 VAPORIZACIÓN FLASH

También conocida como *liberación flash*, *expansión a composición constante* o *expansión flash*. Una muestra del fluido es colocada en una celda en el laboratorio. La presión es ajustada a una igual o mayor que la del yacimiento, la temperatura es la del yacimiento y permanece constante. La presión es disminuida mediante incrementos controlados del volumen, de esta manera es determinada la *presión de burbuja*, P_b . La celda se agita regularmente para asegurar que el contenido esté en equilibrio. Ninguna cantidad de gas o líquido es removida de la celda. En cada paso, se mide la presión y el volumen de la celda.

El procedimiento se ilustra en la Figura 4.5. El volumen total, V_t , determinado a partir de una presión menor a la P_b , es entonces

$$\text{Volumen total} = \text{el volumen de gas} + \text{el volumen de líquido.}$$

El volumen en el punto de burbuja es el volumen del líquido a la presión de burbuja, a este volumen se le llama *volumen de burbujeo*, V_b . Todos los valores del *volumen total*, V_t , se dividen por el volumen en el punto de burbuja, V_b , y se reportan como un volumen relativo $(V_t/V_b)_F$. El subíndice F indica que los parámetros son obtenidos a partir de la separación flash.

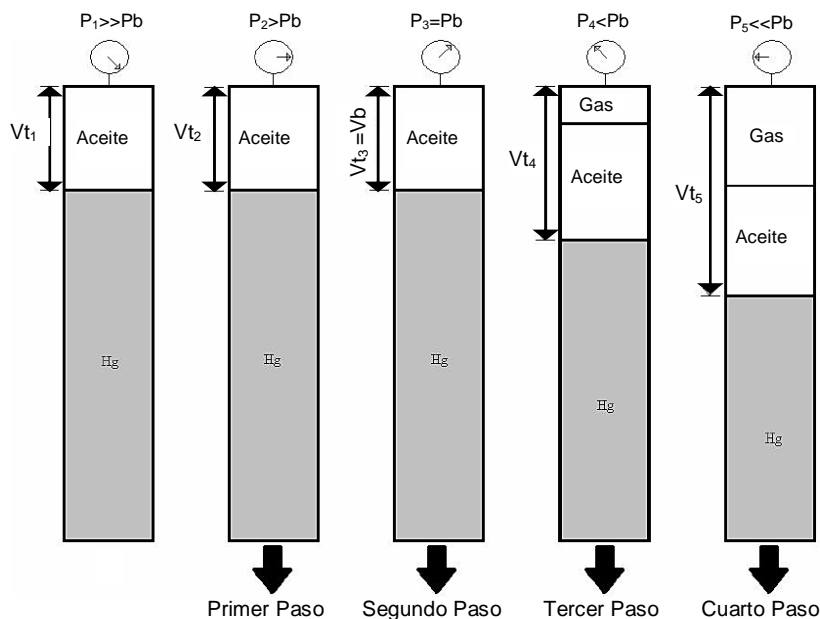


Fig. 4.5 Ilustra el procedimiento de laboratorio para la separación Flash.

4.8.1.3 SEPARACIÓN DIFERENCIAL

También conocida como *vaporización diferencial*, *liberación diferencial* o *expansión diferencial*. Se lleva a cabo en una serie de decrementos de presión, iniciando a partir de la presión de burbuja. En cada etapa del experimento el gas liberado en el decremento específico de presión se extrae totalmente a presión constante (sirve para determinar las propiedades del gas asociado), dejando únicamente a la presión correspondiente, el volumen de líquido en la celda con su gas disuelto. Al gas extraído, se le mide tanto la cantidad de gas, como su densidad relativa, también se cuantifica el volumen del líquido remanente en la celda, V_o . Los pasos de este procedimiento se van repitiendo hasta alcanzar la presión atmosférica. El procedimiento se ilustra en la Figura 4.6

La temperatura se disminuye hasta 60°F y el volumen remanente de líquido se mide; este se llama *aceite residual de separación diferencial* o *aceite residual*. Cada uno de los valores del volumen de líquido en la celda, V_o , se divide por el volumen de aceite residual; al resultado se le llama *volumen relativo de aceite* y está dado por B_{oD} .

El factor de volumen total de la formación (factor de la fase mixta).obtenido de la separación diferencial, B_{tD} , a una presión se calcula como

$$B_{tD} = B_{oD} + B_g(Rs_{Db} - Rs_D) \tag{4.27}$$

El subíndice D , indica que fueron obtenidos en la separación diferencial.

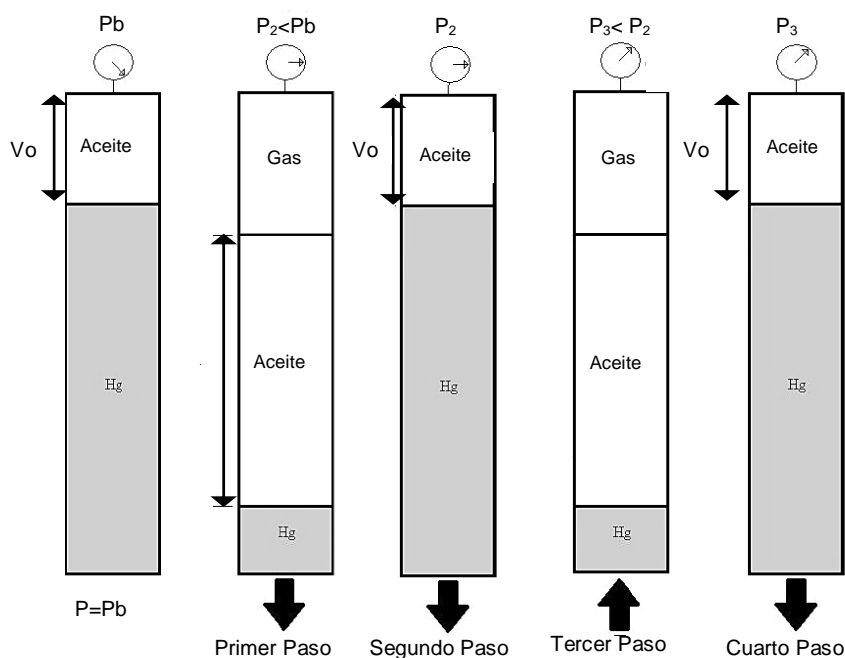


Fig. 4.6 Ilustra el procedimiento de laboratorio para la separación Diferencial.

4.8.1.4 PRUEBAS DEL SEPARADOR

En una celda para análisis PVT se coloca una muestra líquida de aceite a presión de burbuja y temperatura del yacimiento. Luego, el líquido se extrae de la celda en dos etapas de separación. El tanque de almacenamiento, es una etapa de separación si la presión es más baja que la presión del separador. La presión en la celda se mantiene constante en el punto de burbuja reduciendo el volumen de la celda mientras se extrae el líquido. Las temperaturas del separador y del tanque de almacenamiento en el laboratorio generalmente se fijan de tal

manera que representen las condiciones promedio del campo. El tanque de almacenamiento esta siempre a presión atmosférica. La presión en el separador es seleccionada por el operador. Lo que se determina aquí es el rendimiento de los fluidos a las condiciones de separación en superficie, para el cálculo del factor de encogimiento y Rsi.

El factor de volumen de formación del aceite se calcula como:

$$B_{O_{Sb}} = \frac{\text{Volumen de líquido extraído de la celda}}{\text{Volumen de líquido entrando en el tanque de almacenamiento}} \quad 4.28$$

La relación de solubilidad se calcula como:

$$R_{S_{Sb}} = \frac{\text{Volumen de gas en el separador} + \text{Volumen de gas en el tanque de almacenamiento}}{\text{Volumen de líquido en el tanque de almacenamiento}} \quad 4.29$$

El subíndice S indica que estos resultados fueron obtenidos en las pruebas del separador

4.8.2 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

4.8.2.1 DENSIDAD RELATIVA DEL ACEITE

La densidad relativa del aceite es definida como la relación entre la densidad del aceite entre la densidad del agua (ambas densidades medidas a la misma presión y temperatura), esta es

$$\gamma_o = \frac{\rho_o}{\rho_w} \quad 4.30$$

La densidad relativa es adimensional y normalmente se reporta como 60°/60°, en otras palabras, el aceite y agua fueron medidos a 60 °F y 14.7 psia. En la industria petrolera es común utilizar la densidad relativa en °API (American Petroleum Institute), la cual esta definida como:

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5 \quad 4.31$$

4.8.2.2 DENSIDAD RELATIVA DEL GAS

Se define como la densidad de un gas entre la densidad del aire, ambas medidas a las mismas condiciones de presión y temperatura. Se expresa como como:

$$\gamma_g = \frac{\rho_g}{\rho_{aire}} \quad 4.32$$

Considerando que el comportamiento tanto del gas como del aire pueden representarse mediante la ecuación de los gases ideales, se tiene:

$$\gamma_g = \frac{\frac{PM_g}{RT}}{\frac{PM_{aire}}{RT}} = \frac{M_g}{M_{aire}} = \frac{M_g}{29} \tag{4.33}$$

Para el caso en que se tenga una mezcla de gases, esta ecuación se define como:

$$\gamma_g = \frac{M_a}{29} \tag{4.34}$$

Donde **Ma** es el peso molecular de la mezcla de gases.

4.8.2.3 FACTOR DE VOLUMEN DEL ACEITE

La relación del volumen de aceite con su gas disuelto medido a condiciones de yacimiento entre el volumen de aceite medido a condiciones estándar (también llamado aceite muerto), se le conoce como el *factor de volumen del aceite*. La forma de expresarlo es la siguiente

$$B_o = \frac{vol_{(o+gd)} @ c.y.}{vol_o @ c.s} \tag{4.35}$$

En la Figura 4.7., se observa la forma típica de Bo en función de la presión a la temperatura del yacimiento.

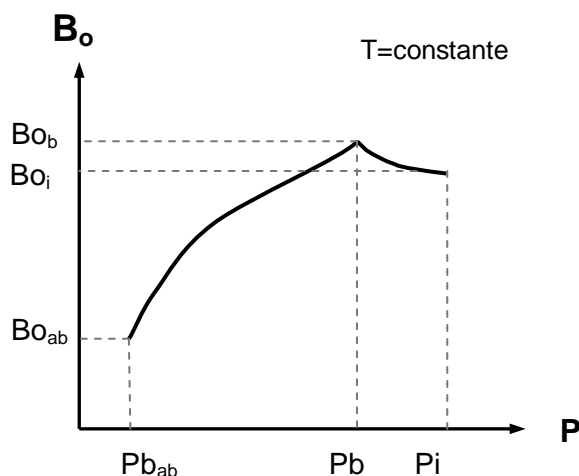


Fig. 4.7 Ilustra la variación de Bo contra P, para un yacimiento bajosaturado.

Obtención

Caso $P > P_b$. El factor de volumen de formación es calculado con una combinación de los datos de la separación flash y los datos obtenidos de las pruebas del separador.

$$B_o = B_{o_{sb}} \left(\frac{V_f}{V_b} \right) \quad 4.36$$

Caso $P \leq P_b$. El factor de volumen de aceite se calcula con la combinación de datos de la separación diferencial y los datos obtenidos de las pruebas del separador.

$$B_o = B_{o_D} \left(\frac{B_{o_{sb}}}{B_{o_{Db}}} \right) \quad 4.37$$

4.8.2.4 FACTOR DE VOLUMEN DEL GAS

Se define como el volumen ocupado por el gas medido a condiciones de yacimiento entre el volumen ocupado por la misma masa de gas medido a condiciones estándar. Se expresa de la siguiente manera

$$B_g = \frac{\text{Vol. de gas @ c.y.}}{\text{Vol. de gas @ c.s.}} \quad 4.38$$

Obtención

Considerando la ecuación de estado para los gases reales y despejando el volumen

$$V = \frac{z n R T}{P} \quad 4.39$$

Sustituyendo las condiciones de yacimiento las condiciones estándar ($P = 14.7$ psia, $T = 520$ °R y $Z_{cs} = 1$), se tiene que:

$$B_g = \frac{V_g @ c.y.}{V_g @ c.s.} = \frac{\frac{z n R T}{P}}{\frac{z_{cs} n R T_{cs}}{P_{cs}}} = \frac{z T P_{cs}}{z_{cs} T_{cs} P} \quad 4.40$$

$$B_g = 0.0282 \frac{z_y T_y}{P_y} \quad 4.41$$

donde las unidades de B_g son ft³/scf.

4.8.2.5 FACTOR DE VOLUMEN DE FORMACIÓN DEL AGUA, B_w

El factor de volumen del agua de formación representa los barriles de agua en el yacimiento que se requieren para producir un barril de agua en la superficie, se expresa como:

$$B_w = \frac{V_w @ c.y}{V_w @ c.s} \tag{4.42}$$

Su obtención es similar a la de B_o . Debido a la baja solubilidad del gas en el agua (respecto a la del aceite), puede aproximarse a uno, esto es, $B_w=1$.

4.8.2.6 RELACIÓN GAS DISUELTO-ACEITE

Es la cantidad de gas que se libera del aceite desde el yacimiento hasta la de superficie. La Figura 4. 8, ilustra el comportamiento típico de R_s vs. P . Se expresa como:

$$R_s = \frac{(V_{gd} \text{ en el aceite. a } P \text{ y } T) @ c.s.}{V \text{ aceite muerto @ c.s.}} \tag{4.43}$$

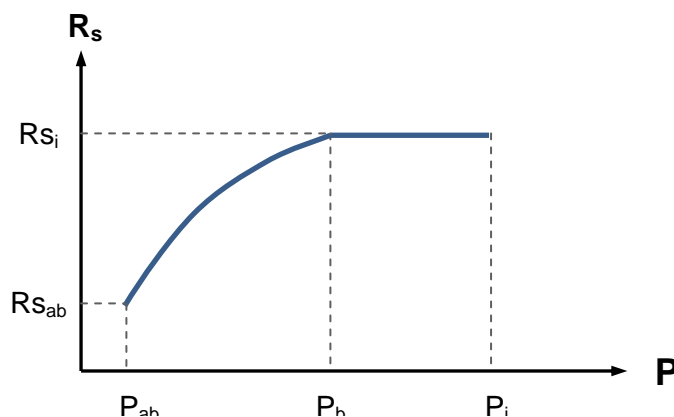


Fig. 4.8 Ilustra el comportamiento típico de la curva R_s vs. P

Obtención

Caso $P \geq P_b$. Es una constante igual a la relación de solubilidad en el punto de burbujeo.

$$R_s = R_{s_{sb}} \tag{4.44}$$

Caso $P < P_b$

$$R_s = R_{s_{sb}} - \left(\frac{B_{o_{sb}}}{B_{o_{D_b}}} \right) (R_{s_{D_b}} - R_{s_D}) \tag{4.45}$$

4.8.2.7 RELACIÓN GAS DISUELTO-AGUA

El gas también puede disolverse en el agua de formación del yacimiento. La relación gas en solución-agua es el volumen de gas producido a condiciones estándar entre el volumen de agua de formación producida en el tanque de almacenamiento:

$$R_{S_w} = \frac{V_g @ c.s}{V_w @ c.s} \quad 4.46$$

La curva R_{S_w} vs. P , es muy similar a la R_s . La R_{S_w} es mucho menor que la R_s .

4.8.2.8 VISCOSIDAD DEL ACEITE

En términos generales, la viscosidad es una medida de la resistencia al flujo ejercida por un fluido, la viscosidad depende de la presión y la temperatura. La unidad de medida de la viscosidad (μ) es el centipoise o poise.

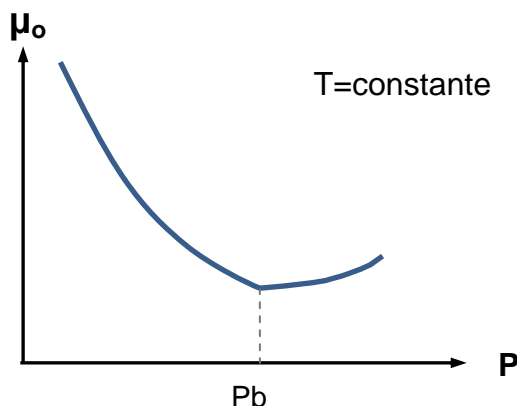


Fig. 4.9 Ilustra la forma típica de curva de la viscosidad del aceite como una función de la presión a una temperatura de yacimiento constante.

La viscosidad del aceite se mide en un viscosímetro rotacional o en un viscosímetro capilar, ambos diseñados para simular la liberación diferencial. Las medidas se hacen a varios valores de presión en un proceso paso a paso. El líquido que se utiliza en cada medición es el líquido remanente después de haber removido el gas a la presión correspondiente. La Figura 4. 9, ilustra el comportamiento típico de μ_o vs. P .

4.8.2.9 VISCOSIDAD DEL GAS

Las mediciones de la viscosidad del gas son muy tediosas. Obtener mediciones precisas en una rutina base es difícil. Es así que la viscosidad del gas se estima a partir de correlaciones usando valores de las densidades relativas del gas medidas en el proceso de separación diferencial.

4.8.2.10 VISCOSIDAD DEL AGUA

La viscosidad del agua es una medida de la resistencia del agua a fluir, decrece cuando la presión decrece tanto para $P \geq P_b$, como para $P < P_b$. Existe un pequeño cambio en la pendiente de la grafica de μ_w vs. P en el punto de burbuja. La a condiciones de yacimiento son bajas, casi siempre $\mu_w < 1$ cp. La μ_w no presenta la forma de la μ_o debido a que la pequeña cantidad de gas disuelto en el agua proporciona un efecto pequeño sobre su viscosidad. La Figura 4.10 muestra el comportamiento típico de la curva μ_w vs. P .

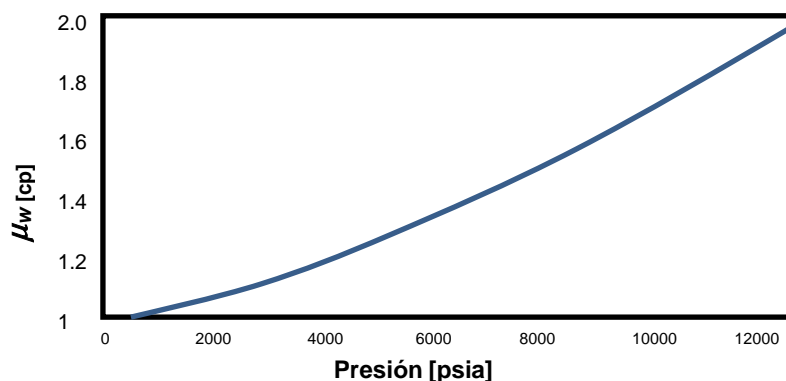


Fig. 4.10 Ilustra el comportamiento típico de la curva μ_w vs. P .

4.8.2.11 COMPRESIBILIDAD DEL ACEITE

Obtención

Caso $P > P_b$. La siguiente ecuación puede utilizarse con los datos de separación flash para calcular el factor de compresibilidad a presiones por arriba de la presión de burbuja.

$$Co(P_2 - P_1) = -\ln\left(\frac{V_2}{V_1}\right) \quad 4.47$$

Esto es

$$C_o = \frac{\ln \frac{(V_t/V_b)_{F_2}}{(V_t/V_b)_{F_1}}}{(P_b - P)} \quad 4.48$$

Algunas aplicaciones requieren de un valor promedio de compresibilidad del aceite entre la presión y la presión de burbuja, en estos casos:

$$C_o = \frac{\ln \frac{V_t}{V_b}}{(P_b - P)} \quad 4.49$$

Caso $P < P_b$, El volumen relativo del aceite y la relación de solubilidad de la separación diferencial pueden usarse también para calcular el factor de compresibilidad del aceite a presión por debajo de la presión de burbuja (McCain, 1991):

$$C_o = -\frac{1}{B_{oD}} \left[\left(\frac{\partial B_{oD}}{\partial P} \right)_T - B_g \left(\frac{\partial R_{sD}}{\partial P} \right)_T \right] \quad 4.50$$

y

$$C_o = -\frac{1}{B_{oD}} \left(\frac{\partial R_{sD}}{\partial P} \right)_T \left[B_g - \left(\frac{\partial B_{oD}}{\partial R_{sD}} \right)_T \right] \quad 4.51$$

La derivada de B_o con respecto a P es la pendiente de la grafica de B_o vs P , la pendiente se mide a la presión de interés. La derivada de R_s respecto a P se obtiene graficando R_s vs P .

4.8.2.12 COMPRESIBILIDAD DEL GAS, C_g

Obtención

$$C_g = \frac{1}{P} - \frac{1}{z} \left(\frac{\partial z}{\partial P} \right)_T \quad 4.52$$

En la ecuación anterior se puede aplicar la ley de los estados correspondientes con la finalidad de expresar la ecuación en forma reducida (McCain, 1991)

$$C_{pr} = C_g P_{pc} = \frac{1}{P_{pr}} - \frac{1}{z} \left(\frac{\partial z}{\partial P_{pr}} \right)_{T_{pr}} \quad 4.53$$

Donde

La compresibilidad pseudoreducida es una función del factor de desviación z y de la presión pseudoreducida.

Existen diferentes gráficas que permiten calcular el factor de desviación (z), la más utilizada es la de Standing y Katz (1942); así mismo existen muchos métodos disponibles para la generación de curvas de Standing y Katz. El método más robusto usado está basado en la EoS de Benedict-Webb-Rubin, BWR (1951).

4.8.2.13 COMPRESIBILIDAD DEL AGUA, C_w

Obtención

Caso $P > P_b$

$$C_w = -\frac{1}{B_w} \left(\frac{\partial B_w}{\partial P} \right)_T \quad 4.54$$

Caso $P < P_b$ (McCain, 1991):

$$C_w = -\frac{1}{B_w} \left[\left(\frac{\partial B_w}{\partial P} \right)_T - B_g \left(\frac{\partial R_{s_w}}{\partial P} \right)_T \right] \quad 4.55$$

O bien

$$C_w = -\frac{1}{B_w} \left(\frac{\partial B_w}{\partial P} \right)_T - \frac{B_g}{B_w} \left(\frac{\partial R_{s_w}}{\partial P} \right)_T \quad 4.56$$

4.8.3 ECUACIONES DE ESTADO

Una ecuación de estado (*EdE* o *EoS* en Inglés) es una expresión analítica que relaciona la presión respecto a la temperatura y el volumen.

En general, el comportamiento de fluidos se modela mejor usando una ecuación de estado. La Tabla 5-2 muestra algunas ecuaciones cúbicas de estado que se utilizan en los simuladores composicionales comerciales (Fanchi, 2006). Además de la presión, P , volumen, V , y la temperatura, T , las *EoS* contienen la constante de los gases R y un conjunto de parámetros ajustables (a , b) que son función de la temperatura. Las *EoS* en la Tabla 5-2 se llaman "cúbicas".

TABLA 5-2 EJEMPLOS DE EOS CÚBICAS

Redlich-Kwong	$P = \frac{RT}{V - b} - \frac{a/T^{1/2}}{V(V + b)}$
Soave-Redlich-Kwong	$P = \frac{RT}{V - b} - \frac{a(t)}{V(V + b)}$
Peng-Robinson	$P = \frac{RT}{V - b} - \frac{a(t)}{V(V + b) + b(V - b)}$
Zudkevitch-Joffe	$P = \frac{RT}{V - b} - \frac{a(T)/T^{1/2}}{V[V + b(T)]}$

Agrupando términos, las ecuaciones anteriores pueden ser expresadas de forma general como:

$$V^3 + B_1V^2 + B_2V + B^3 = 0 \tag{4.57}$$

Donde: B₁, B₂, B₃ son los coeficientes que dependen de la presión, temperatura, composición y la cantidad de moles del fluido.

Al encontrar las raíces de la ecuación anterior (ecuación), la raíz mayor corresponde al volumen de la fase gaseosa, mientras que la raíz menor corresponde al volumen de la fase líquida.

4.8.4 PRUEBAS DE CONSISTENCIA

Las pruebas de consistencia tienen por objeto verificar que los datos reportados del análisis PVT sean concurrentes con los parámetros determinados por diferentes métodos. Entre estas pruebas se tienen:

Temperatura de la prueba. Se refiere a validar que la prueba se haya realizado a la temperatura estática del yacimiento. En general, para la determinación de la temperatura de yacimiento se pueden considerar los datos de perforación y los registros geofísicos tomados en los pozos del campo para estimar una temperatura al nivel del plano de referencia de cada yacimiento.

Prueba de densidad. En esta prueba se compara la densidad del aceite saturado con gas a la presión de burbujeo obtenida en la liberación diferencial con la densidad calculada a partir de los datos de la prueba de separador.

Prueba del balance de materiales. En esta prueba, se compara si la relación de solubilidad gas-aceite, R_s , reportada de la liberación diferencial es igual a la calculada con Balance de Materia empleando los valores de factor de volumen del aceite (B_o), densidad del aceite (ρ_o), y gravedad específica del gas (γ_g)

Prueba de la desigualdad. Esta prueba mide la consistencia de los datos de la prueba diferencial para el cálculo de la compresibilidad del aceite por debajo de la presión de burbujeo.

La compresibilidad del aceite para presiones por debajo de la presión de burbuja viene dada por

$$C_o = -\frac{1}{B_o} \left[\frac{dB_o}{dp} - B_g \left(\frac{dR_s}{dp} \right) \right] \quad 4.58$$

Como C_o siempre debe ser positiva, el término en paréntesis debe ser menor de cero y de allí que se deba cumplir la siguiente desigualdad.

$$B_o/P < B_g * R_s/P$$

4.9 CARACTERIZACIÓN DINÁMICA DE YACIMIENTOS

El presente tema tiene por objetivo establecer los principales conceptos, características, herramientas e importancia de la *Caracterización Dinámica de Yacimientos* (debido a que este trabajo está principalmente orientado a la caracterización estática únicamente se tratará el tema de *Pruebas de Presión*), mismo que permite afinar al Modelo Estático, retroalimenta a la Ingeniería de Yacimientos y complementa, ajusta y valida a parámetros tanto Petrofísicos como Sísmicos. De esta manera, la información requerida para llevar a cabo la construcción del Modelo Estático y el posterior modelo de Simulación Numérico de Yacimientos posee menor incertidumbre. Es así, que la información requerida por un SNY es obtenida a través de un proceso integral de yacimientos, en otras palabras, proviene de la *Caracterización Integral de Yacimientos*.

Caracterización de un Yacimiento

Consiste en detectar y evaluar los elementos que constituyen y afectan el comportamiento de un yacimiento. Se divide en forma general en dos tipos que son: la Caracterización Estática y la Caracterización Dinámica.

Caracterización Estática de Yacimientos. Proceso de detección y evaluación de los elementos que *constituyen* un yacimiento.

Caracterización Dinámica. Proceso de detección y evaluación de los elementos que afectan el *comportamiento* de un yacimiento.

Las prácticas tradicionales consideraban el inicio de la caracterización dinámica solo hasta el final de la Caracterización Estática (obtenida de la integración de la información geológica, geofísica, petrofísica y de yacimientos), por lo que ambos procesos se consideraban piezas independientes de un rompecabezas altamente complejo; actualmente estas áreas entrelazan conceptos, conocimientos y resultados desde el inicio, y a través de todo el proceso de trabajo, enriqueciendo de manera sustancial los resultados, es decir, representando con mucho mayor certidumbre la física y el comportamiento del yacimiento y sus de propiedades.

La **Caracterización Dinámica de Yacimientos** detecta y evalúa los elementos que afectan los procesos de flujo de fluidos presentes durante la explotación de un yacimiento, tales como fallas geológicas, acuñamientos, estratificación, discordancias, volumen poroso, doble porosidad, permeabilidad, doble permeabilidad, anisotropías, compresibilidad total del sistema, entrada de agua, presencia de casquete de gas, fracturas de flujo dominante y fallas, compartimentalización, entre otros. La identificación y evaluación de tales elementos se realiza a través del análisis de las variables que indican el comportamiento del sistema (yacimiento), tales como: presión, temperatura, patrones de flujo, entre otros. La información de tales variables se obtiene del análisis e interpretación de: **Pruebas de Presión** (que destacan por su versatilidad y capacidad de análisis), datos de producción, registros de molinete hidráulico, registros de temperatura, pruebas de trazadores y del comportamiento del yacimiento.

4.9.1 PRUEBAS DE PRESIÓN

La idea original de analizar los datos de presión contra tiempo, de un pozo produciendo o cerrado, para obtener información de los estratos productores apareció primero en la hidrología. Poco después, **Theis** publicó un trabajo pionero en el flujo de fluidos a través del medio poroso. **Muscat** estudió el problema más enfocado hacia los yacimientos de hidrocarburos, el comportamiento eventual de la presión estática de un pozo cerrado de un

yacimiento; desde entonces, gran cantidad de trabajos de investigación se han publicado en el análisis de pruebas de presión de pozos. Esta “explosión” en la literatura fue debida básicamente a la facilidad con la cual el comportamiento de la presión puede ser medida y la valiosa información de los parámetros calculados de esas pruebas. Los análisis modernos de pruebas de pozos comenzaron cuando **Horner** y **Miller** presentaron sus famosos trabajos de investigación donde la línea recta en gráficas semi-log fue introducida como la primera técnica de análisis de las pruebas de pozos. En pocos años otros desarrollos fundamentales fueron presentados por **Van Everdingen**, **Hurst** y **Moore** introduciendo el concepto del almacenamiento o flujo posterior “*wellbore storage*” o “*after flow*”. Poco después **Matthews** introdujo una aproximación analítica para el cálculo de la presión promedio del yacimiento, extrapoliéndola de las curvas de presión contra el tiempo, la solución era en función del área, forma y localización de los pozos.

4.9.1.1 ¿QUÉ SON LAS PRUEBAS DE PRESIÓN?

Son un medio de evaluar el “rendimiento” del yacimiento mediante la perturbación del yacimiento -gasto(s) o caudal(es)- y la medición de su respuesta –presiones-, para luego aplicar técnicas de análisis al conjunto de datos obtenidos para determinar el comportamiento del yacimiento y los factores que afectan tal comportamiento. En la mayoría de las pruebas de pozos, una cantidad limitada de fluido fluye de la formación se está probando, durante este período de flujo, la presión en la formación es monitoreada con el tiempo, Fig. 4.11. El análisis de estos cambios de presión puede proporcionar información sobre el tamaño y la forma de la formación, así como las variables que determinan su capacidad para producir fluidos. Los diferentes tipos de pruebas de presión, bajo sus análisis respectivos, proporcionan diferente tipo de información que va desde su comportamiento hasta su *geometría física*.

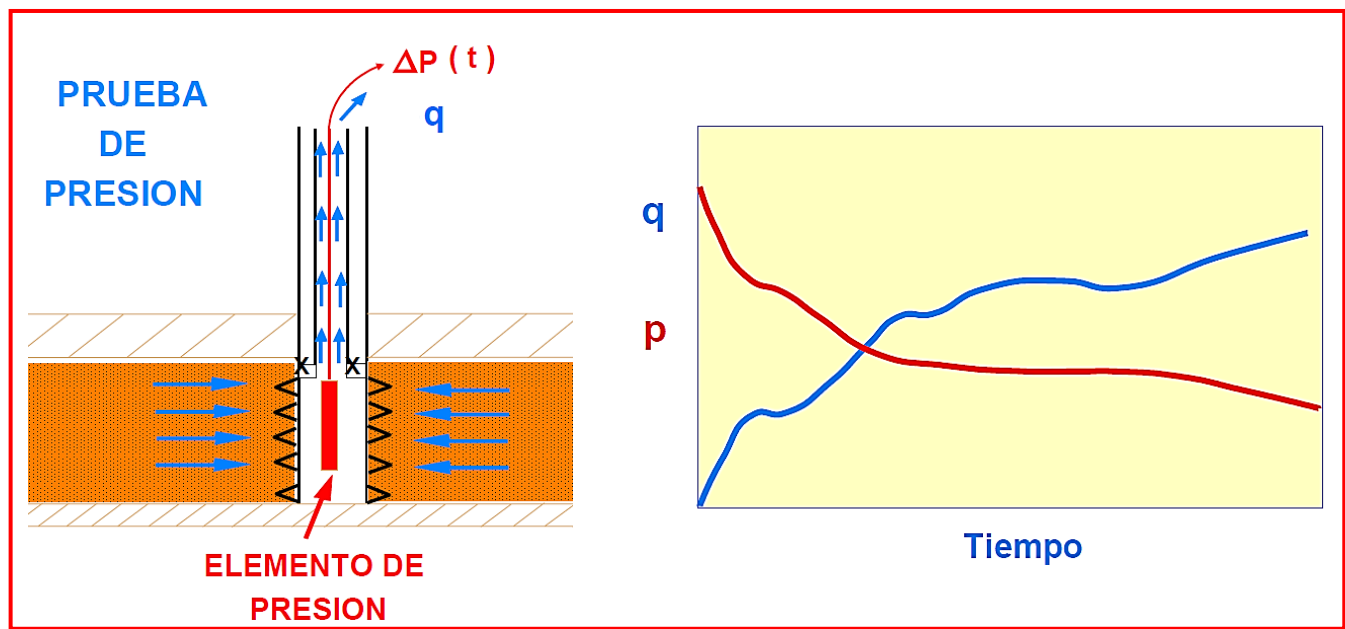


Fig. 4. 11 Ilustra el proceso de registro de presión en un pozo con el tiempo a determinado(s) gasto(s), es decir una Prueba de Presión. (Modificada de Cinco Ley, 2006)

4.9.1.2 OBJETIVOS DE LAS PRUEBAS DE PRESIÓN

Los principales objetivos de las pruebas de presión en la caracterización Dinámica de Yacimientos son:

1. Calcular la presión promedio del área de drene.
2. Determinar el grado de comunicación entre zonas del yacimiento: vertical y horizontalmente.
3. Estimar las características de las fallas que intersectan al pozo: longitud, distancia al pozo, permeabilidad, entre otras.
4. Estimar las características de las fracturas que intersectan al pozo: longitud, distancia al pozo, permeabilidad, entre otras.
5. Estimar el volumen poroso del yacimiento.
6. Estimar los parámetros de doble porosidad de una formación.
7. Estimar cuan eficiente ha sido terminado un pozo.
8. Estimar el grado de conectividad de un pozo a otro.
9. Determinar las condiciones de entrada de agua.
10. Confirmar la presencia de un casquete de gas.

11. Establecer el grado de comunicación de varios yacimientos a través de un acuífero común.
12. Estimar el coeficiente de alta velocidad en pozos de gas.
13. Estimar los factores de pseudo-daño: penetración parcial, disparos, desviación, eficiencia de fracturamiento, entre otros.
14. Estimar el avance del frente de desplazamiento en procesos de inyección.

4.9.1.3 DATOS PARA EL ANÁLISIS DE UNA PRUEBA DE PRESIÓN

La principal información necesaria para llevar a cabo una PP es la siguiente:

- Presión vs Tiempo
- Producción vs Tiempo
- GOR, WOR
- Temperatura vs Tiempo
- Condiciones Mecánicas del Pozo
- Análisis PVT
- Registro de Flujo
- Muestras de Roca
- Datos Geológicos
- Datos Geofísicos
- Información de otros Pozos

4.9.2 MODELOS MATEMÁTICOS PARA DIFERENTES RÉGIMENES Y GEOMETRÍAS DE FLUJO

Los modelos matemáticos que describen los cambios de presión para diferentes regímenes y geometrías de flujo son el pilar fundamental de los análisis de pruebas de presión.

Los siguientes modelos matemáticos son necesarios para ilustrar el sentido del método de primera derivada (o simplemente derivada) para la obtención del régimen de flujo.

4.9.2.1 FLUJO RADIAL INFINITO

Por la geometría cilíndrica característica de los sistemas pozo-yacimiento la geometría de flujo que se presenta mayormente es la radial, en la cual las ondas de presión se propagan en cilindros concéntricos y las líneas de flujo establecen una trayectoria que se aproxima radialmente hacia el pozo, Fig. 4.12. En tanto la onda de presión no llegue hasta alguno de los límites del yacimiento, la propagación de la onda en un yacimiento real no se verá

afectada por las dimensiones del mismo, así que se comportará igual a que si se propagará en un medio infinito de las mismas características. En la práctica, la etapa inicial de la prueba está influenciada principalmente por el *efecto de almacenamiento* (se tratará más adelante), también llamado *periodo de almacenamiento*, y posteriormente se observa el periodo de flujo radial.

Modelo de Miller, Dyes & Hutchinson (MDH). Esta técnica se aplica para curvas de decremento y establece que bajo condiciones de flujo radial infinito, la presión del pozo se comporta según el modelo matemático:

$$p_{wf} = p_i - 162.6 \frac{qB\mu}{kh} \left(\text{Log}t + \text{Log} \frac{k}{\phi\mu C_t r_w^2} + 0.8686s - 3.2274 \right) \quad 4.59$$

Si se realiza un ajuste lineal a este modelo:

$$p_{wf} = p_{1hr} - m \text{Log}t \quad 4.60$$

Se podrá estimar la permeabilidad de la formación y el daño del pozo:

$$k = 162.6 \frac{qB\mu}{m h} \quad 4.61$$

$$s = 1.151 \left[\frac{p_i - p_{1hr}}{m} - \text{Log} \frac{k}{\phi\mu C_t r_w^2} + 3.2274 \right] \quad 4.62$$

Método de Horner. Esta técnica “aplica” para curvas de incremento y establece que bajo condiciones de flujo *radial infinito*, la presión del pozo se comporta según:

$$p_{ws} = (p_{wf}@Tp) - 162.6 \frac{qB\mu}{kh} \left(\text{Log}t \frac{Tp + \Delta t}{\Delta t} \right) \quad 4.63$$

Si se realiza un ajuste lineal a estos datos

$$p_{ws} = p^* - m \text{Log}t \frac{Tp + \Delta t}{\Delta t} \quad 4.64$$

p^* es la presión al tiempo de Horner igual a 1, se le llama presión falsa.

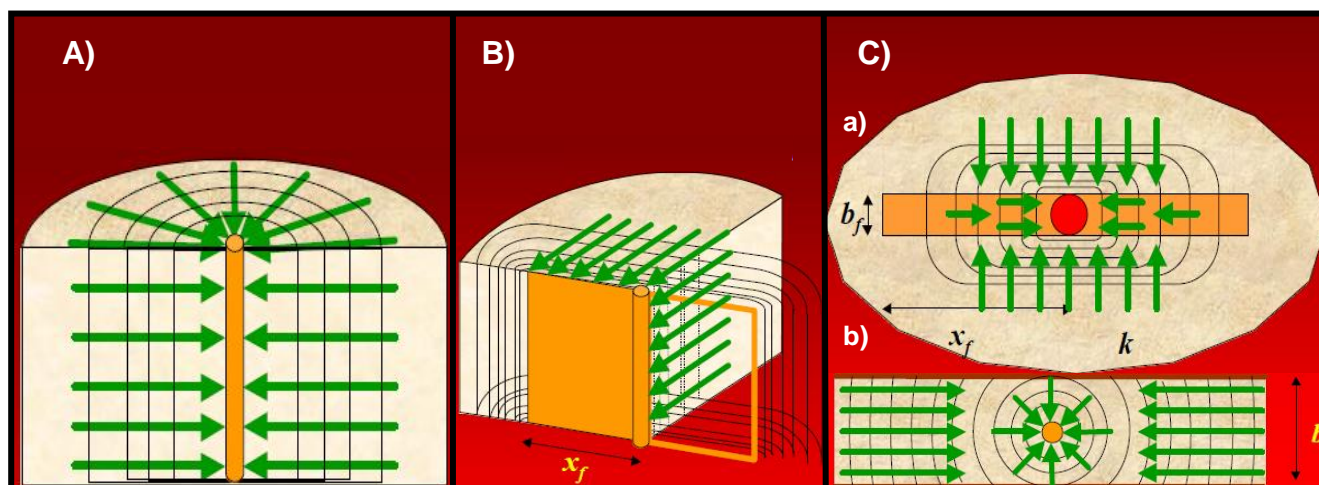


Fig. 4. 12 Ilustra la geometría de flujo en un yacimiento: A) radial infinito; B) lineal; C) bilineal a) pozo “fracturado”, b) en un canal

4.9.2.2 FLUJO LINEAL

En ciertos sistemas de pozo-yacimiento, como por ejemplo en pozos con fracturas verticales, se pueden desarrollar periodos de flujo lineal, que son etapas de la prueba donde la onda de presión se propaga en forma de planos, y por tanto las líneas de flujo desarrollan trayectorias paralelas entre sí. Fig. 4.12

El comportamiento de la presión en el pozo cuando se desarrolla un período de flujo lineal está gobernado por la siguiente ecuación:

$$\Delta p_{wf} = p_i - p_{wf} = 16.25 \frac{q_B}{A} \left(\frac{\mu}{k \phi C_t} \right)^{1/2} t^{1/2} \tag{4.65}$$

Donde A representa el área de flujo, cuya definición depende de la situación bajo estudio, por ejemplo:

$$A=4hx_f \quad \text{Pozo fracturado}$$

$$A=2bh \quad \text{Pozo en un canal}$$

Si se realiza un ajuste lineal a estos datos:

$$\Delta p_{wf} = C + m t^{1/2} \tag{4.66}$$

Se podrá determinar el área de flujo:

$$A = 16.25 \frac{qB}{m} \left(\frac{\mu}{k\phi C_t} \right)^{1/2} \quad 4.67$$

4.9.2.3 FLUJO BILINEAL

Cuando dos flujos lineales se superponen dan lugar a una geometría o periodo de flujo Bilineal. El caso típico de este tipo de flujo se encuentra en pozos con fracturas de conductividad finita. Fig. 4. 12

El comportamiento de la presión en el pozo cuando se desarrolla un período de Flujo Bilineal está gobernado por la siguiente ecuación:

$$\Delta p_{wf} = p_i - p_{wf} = 44.08 \frac{qB\mu}{h(k_f b_f)^{1/2} (\phi C_t \mu k)^{1/4}} t^{1/4} \quad 4.68$$

Si se realiza un ajuste lineal a estos datos:

$$\Delta p_{wf} = C + m t^{1/4} \quad 4.69$$

Se podrá determinar la conductividad de la Fractura:

$$k_f b_f = \left(\frac{44.08 q B \mu}{m h (\phi C_t \mu k)^{1/4}} \right)^2 \quad 4.70$$

4.9.2.4 FLUJO ESFÉRICO

En pozos con entrada limitada, con ciertas condiciones específicas, se puede observar al termino de los efectos de almacenamiento, el desarrollo de una geometría de flujo esférico donde la onda de presión se propaga esféricamente y la líneas de flujo convergen hacia un punto imaginario situado a la mitad del intervalo disparado. Fig. 4.13

En pozos con penetración parcial, donde el intervalo disparado está en la cima de la formación, lo que se desarrollará será un flujo semiesférico. Fig. 4.13.

El comportamiento de la presión en el pozo cuando se desarrolla un período de flujo esférico está gobernado por la siguiente ecuación:

$$\Delta p_{wf} = p_i - p_{wf} = \frac{70.6 q B \mu}{k r_{wsp} h} - \frac{70.6 q B \mu^{3/2} (\phi C_t \mu k)^{1/2}}{0.0288 k^{3/2}} \frac{1}{t^{1/2}} \quad 4.71$$

Donde r_{wsph} es el radio de la esfera al pozo. Aquí, k es la permeabilidad esférica. (Para flujo semiesférico cambiar $q \rightarrow 2q$)

Si se realiza un ajuste lineal a estos datos:

$$\Delta p_{wf} = C + m t^{-1/2} \tag{4.72}$$

Se podrá determinar la permeabilidad esférica del yacimiento y la r_{wsph} del pozo

$$k = \left(-\frac{70.6qB\mu^{3/2}(\phi C_t\mu)^{1/2}}{0.0288 m} \right)^{2/3} \tag{4.73}$$

$$r_{wsph} = \frac{70.6qB\mu}{k C} \tag{4.74}$$

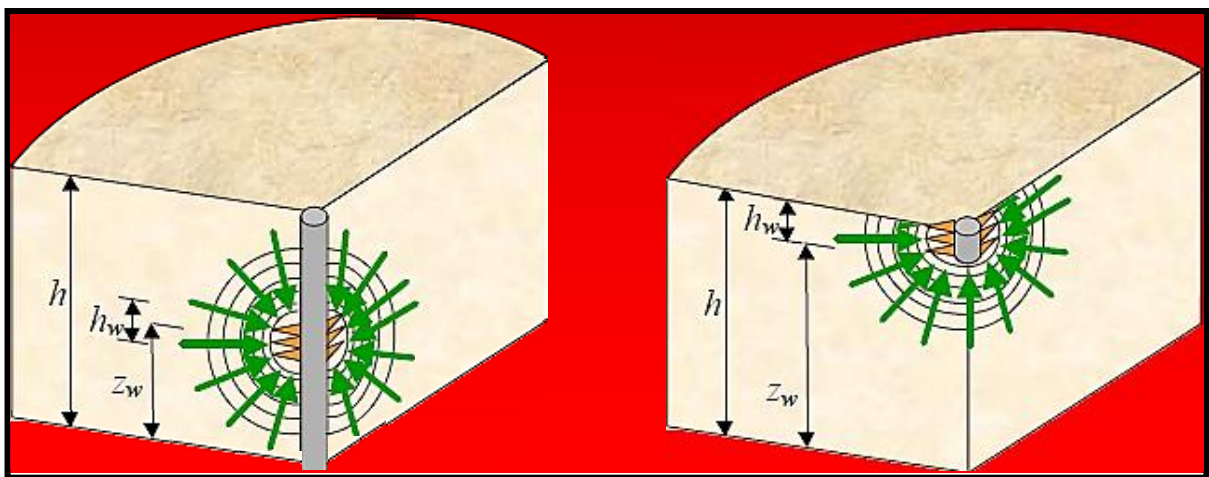


Fig. 4.13 Ilustra la geometría de flujo en un yacimiento: A) Esférico, B) Semiesférico.

4.9.2.5 FLUJO PSEUDOESTACIONARIO

El periodo transitorio termina hasta que la onda de presión alcanza por primera vez la frontera del yacimiento, a continuación sigue un periodo de transición que termina cuando la onda de presión ha llegado hasta todas las fronteras, dando con ello inicio al periodo de Flujo Pseudoestacionario, de esta manera es determinada y caracterizada el área de flujo. La característica de este tipo de flujo es que el ritmo de la caída de presión es el mismo en cualquier punto del yacimiento

$$\left. \frac{\partial p}{\partial t} \right|_r = \text{constante} \quad 4.75$$

El comportamiento de la presión en el pozo cuando se alcanza el periodo de flujo pseudoestacionario está gobernado por la siguiente ecuación:

$$\Delta p_{wf} = \frac{0.234 qB}{\phi C_t hA} - \frac{141.2 qB \mu}{2kh} \left[\ln \left(\frac{A}{r_w^2} \right) + \ln \left(\frac{2.2458}{C_A} \right) + 2s \right] \quad 4.76$$

Donde C_A es el factor de eficiencia de drene y su valor depende de la posición del pozo dentro del yacimiento. Si se realiza un ajuste lineal a estos datos:

$$\Delta p_{wf} = C + m t \quad 4.77$$

Se podrá determinar el volumen poroso del yacimiento y el Factor de Eficiencia de Drene:

$$\phi hA = \frac{0.234 qB}{m C_t} \quad 4.78$$

$$C_A = \frac{2.2458 A}{r_w^2} \exp \left(2s - \frac{2kh}{141.2 qB \mu} C \right) \quad 4.79$$

4.9.2.6 PERIODO DE ALMACENAMIENTO

Las realización de una prueba de presión exige el someter a la formación a un cambio súbito en su gasto de producción, sin embargo muchas veces sólo se dispone de las válvulas superficiales para controlar el gasto, por lo que al abrir un pozo el caudal producido es una combinación de la expansión de los fluidos dentro del mismo más el gasto proveniente de la formación. Este efecto es más crítico al inicio de la prueba. El coeficiente de Almacenamiento del Pozo, C , es un parámetro usado para cuantificar estos efectos y se define como el *volumen de fluido que hay que añadir o remover del pozo para modificar la presión de fondo en una unidad.*

En este periodo el comportamiento de la presión está gobernado por la siguiente ecuación:

$$\Delta p_{wf} = \frac{qB}{24C} t \quad 4.80$$

Donde **C** es el coeficiente de almacenamiento.

Si se realiza un ajuste lineal a estos datos:

$$\Delta p_{wf} = m t \tag{4.81}$$

Se podrá determinar el coeficiente de almacenamiento del pozo:

$$C = \frac{qB}{24 m} \tag{4.82}$$

A partir de las ecuaciones linealizadas, queda claro el porque las gráficas de análisis de flujo debe ser según la siguiente tabla, Tabla 5-3:

TABLA 5-3 GEOMETRÍAS DE FLUJO	
Tipo de Flujo	Gráfica de Análisis
Flujo Radial Infinito	ΔP_w vs. $\text{Log } t$
Flujo Lineal	ΔP_w vs. $t^{1/2}$
Flujo Bilineal	ΔP_w vs. $t^{1/4}$
Flujo Esférico	ΔP_w vs. $t^{-1/2}$
Flujo Pseudoestacionario	ΔP_w vs. t (Tiempos Largos)
Periodo de Almacenamiento	ΔP_w vs. t (Tiempos Cortos)

4.9.3 DIAGNÓSTICO DE FLUJO

El objetivo del diagnóstico de es detectar los diversos regímenes y geometrías de flujo presentes en una prueba de presión. La geometría y el régimen de flujo definen la función del tiempo que controla el cambio de presión. El comportamiento de presión de un pozo puede exhibir varios tipos de flujo durante la prueba los cuales ocurren a diversos tiempos, por consiguiente no se traslapan. El diagnóstico de flujo es una etapa indispensable para lograr un análisis confiable de una prueba de presión y se lleva a cabo con las técnicas conocidas como funciones de primera y segunda derivada.

Motivado por identificar el periodo de la prueba gobernando por flujo radial infinito, a fin de determinar los puntos sobre los que debería aplicarse el ajuste semilogarítmico, Bourdet

propuso el uso de la *función derivada o función de la primera derivada función derivada de Bourdet*:

$$t \frac{d}{dt} \Delta p_{wf} \quad 4.83$$

Como se vio anteriormente, bajo condiciones de flujo radial infinito la ΔP_{wf} sigue un comportamiento logarítmico similar a la siguiente ecuación donde C, C' y D son constantes:

$$\Delta p_{wf} = C \text{Log} t + D = C \frac{\ln t}{\ln 10} + D = C' \ln 10 + D \quad 4.84$$

Obteniendo la Función Derivada para esta expresión obtenemos:

$$t \frac{d}{dt} \Delta p_{wf} = t \frac{d}{dt} (C' \ln 10 + D) = t \left(\frac{C'}{t} \right) = C' \quad 4.85$$

Esto significa que si tenemos una prueba y graficamos la función derivada con los datos de la misma, donde exista un periodo de flujo radial la gráfica de la función derivada presentara un comportamiento constante.

Procediendo similarmente con los demás tipos de flujo se llega a la siguiente forma general:

$$t \frac{d}{dt} \Delta p_{wf} = C t^n \quad 4.86$$

Donde

Tipo de Flujo	n
• Flujo Radial Infinito	0
• Flujo Lineal	1/2
• Flujo Bilineal	1/4
• Flujo esférico	-1/2
• Flujo Pseudoestacionario	1
• Periodo de Almacenamiento	1

Obteniendo logaritmos (ecuación anterior):

$$\text{Log} \left(t \frac{d}{dt} \Delta p_{wf} \right) = \text{Log}(C t^n) = \text{Log} C + n \text{Log} t \quad 4.87$$

Lo que significa que si tenemos una prueba y con los datos de la misma calculamos y graficamos el logaritmo de la función derivada contra el logaritmo del tiempo, entonces donde

se presentó un régimen de flujo particular, se observará un comportamiento lineal con pendiente característica. Fig. 4.14

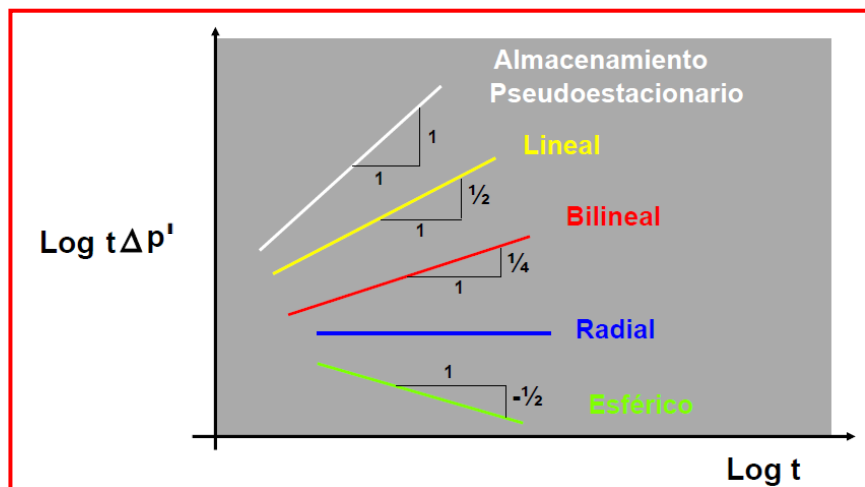


Fig. 4.14 Pendientes características de las distintas geometrías de flujo que ocurren en un yacimiento al graficar $\text{Log } t \Delta p'$ vs $\text{Log } t$

4.9.4 MODELOS DE INTERPRETACIÓN

Los modelos originales de yacimientos para pruebas de pozos, fueron sistemas homogéneos, isotrópicos y bajo condiciones de flujo radial, como ejemplo de estos tenemos la ecuación de difusión.

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{\partial p}{\partial t} \left(\frac{\phi \mu C_t}{k} \right) \tag{4.88}$$

Ecuación de Difusión en coordenadas cilíndricas

La solución de esta ecuación será una función que describa el comportamiento de la presión en cualquier punto del yacimiento y en cualquier instante a partir de que el pozo se ponga a producir, una solución en particular constituye lo que es conocido como un **Modelo de Interpretación**.

Con el empleo de la Transformada de Laplace y el método de Inversión numérica de Stepphst (Método numérico de Inversión de la solución de la ecuación diferencial en el espacio de Laplace), se obtuvieron una gran variedad de soluciones para diferentes modelos de flujo de fluidos en medios porosos, los cuales constan básicamente de tres componentes, los cuales se ilustran en la siguiente tabla, Tabla 5-4.

TABLA-5-4 COMPONENTES BÁSICOS INTRÍNSECOS DE UN MODELO DE INTERPRETACIÓN

Tipo de Terminación del Pozo <i>(Condición de Frontera Interna)</i>	Tipo de Yacimiento <i>(Ecuación de Difusión a por Resolver)</i>	Tipo de Frontera <i>Condición de Frontera Externa</i>
<ul style="list-style-type: none"> •Almacenamiento y Daño •Fracturado •Fractura Conductividad Finita •Penetración parcial •Línea Fuente •Pozo Horizontal •Otros 	<ul style="list-style-type: none"> • Yacimiento. Homogéneo • Yacimiento Doble Porosidad • Yacimiento Dos Capas • Yacimiento Radial Compuesto • Yacimiento Lineal Compuesto •Otros. 	<ul style="list-style-type: none"> • Yacimiento Infinito • Cercano a una Falla • Circular (Cerrado, P cte) • Fallas Paralelas • Fallas Intersectantes • Yacimiento Rectangular •Otros.

La solución de una combinación particular constituye un Modelo de Interpretación.

4.9.5 MÉTODOS PARA ANALIZAR PRUEBAS DE PRESIÓN

4.9.5.1 GRÁFICAS ESPECIALIZADAS

A partir de la identificación de la geometría de flujo, existe la posibilidad de aplicar las ecuaciones correspondientes (para la obtención de parámetros) para cada geometría de flujo mediante el uso de gráficas del tipo indicado en la Tabla 5-3. La siguiente figura (Fig. 4.15) muestra esquemáticamente el proceso de obtención de parámetros mediante gráficas especializadas.

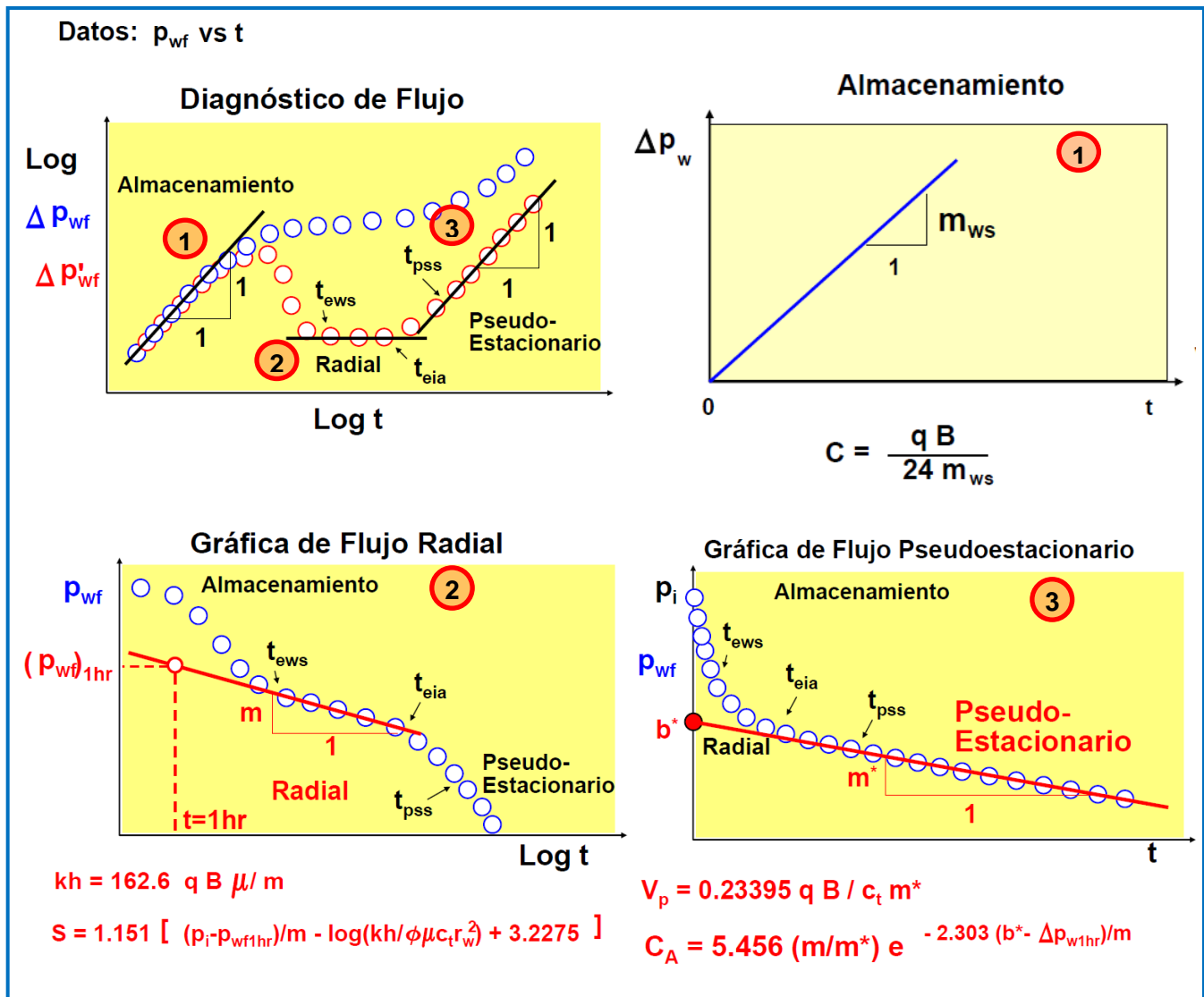


Fig. 4.15 Ilustra el proceso de obtención de parámetros mediante gráficas especializadas.

4.9.5.2 AJUSTE POR CURVAS TIPO

La *Curva Tipo* es una gráfica que representa el comportamiento de presión en un pozo o en un punto de observación expresada en términos de variables adimensionales, generalmente se usan escalas logarítmicas.

Las *variables adimensionales* son una combinación de variables que forman grupos sin dimensiones. Su *objetivo*, es eliminar la presencia de variables del yacimiento en la solución, tienen la ventaja de ser directamente proporcionales a las variables reales. Se tienen diferentes tipos (tiempo, distancia, gasto, cambio de presión y almacenamiento) para cada geometría de flujo en particular.

Cuando una prueba de decremento o incremento de presión es muy corta para poder desarrollar la línea recta en el gráfico semi-log (graficas especializadas), no se puede analizar los datos con este tipo de método. El método de ajuste por *curvas tipo* es la respuesta, ya que puede ser empleado en cualquier sistema pozo-yacimiento con datos de P_D vs t_D para pruebas de interferencia, incremento y decremento de presión.

Curvas Tipo

1. Flujo radial con almacenamiento y daño
2. Prueba de interferencia (Flujo lineal, radial y esférico)
3. Prueba de 1 pulso (Flujo Radial)
4. Prueba de 1 pulso (Flujo Lineal)
5. Prueba de 1 pulso (Flujo Esférico)
6. Yacimiento de doble porosidad (Pozo, Modelo de Flujo Transitorio)
7. Yacimiento de doble porosidad (Pozo, Modelo de Flujo Pseudoestacionario)
8. Yacimiento de doble porosidad (Interferencia, Modelo de Flujo Transitorio)
9. Yacimiento de doble porosidad (Interferencia, Modelo de Flujo Pseudoestacionario)
10. Pozo Hidráulicamente fracturado
11. Pozo cercano a una falla

Procedimiento

1. Seleccionar la curva tipo
2. Graficar datos de la prueba en un papel semitransparente usando la escala de la curva tipo.
3. Ajustar datos a la curva tipo deslizando la hoja con datos sobre la curva tipo.
4. Seleccionar un punto de ajuste.
5. Estimar los parámetros usando el punto de ajuste y las definiciones de las variables adimensionales que representan los ejes de la curva tipo.

El proceso se ilustra en la siguiente figura, Fig. 4.16

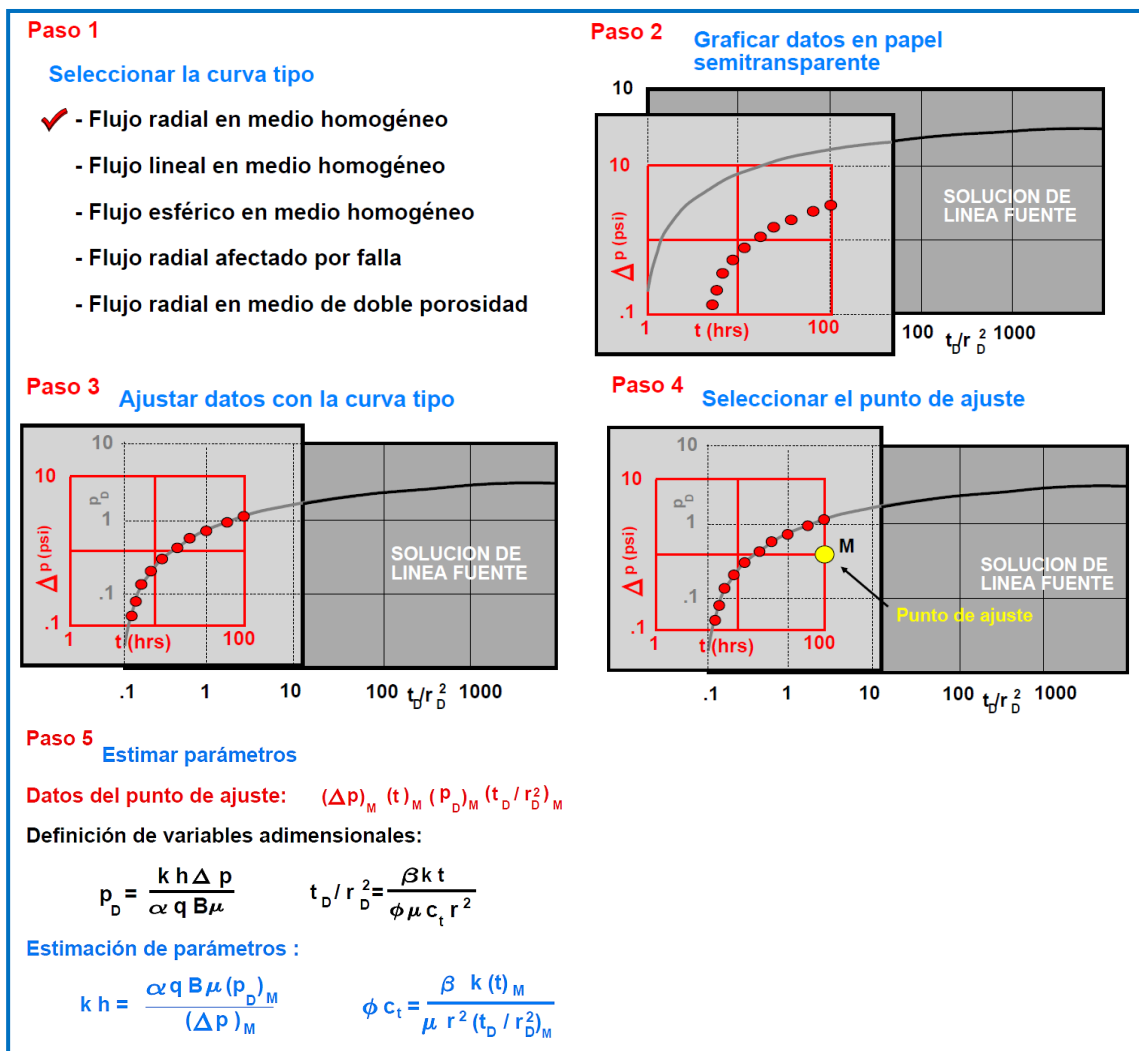


Fig. 4.16 Ilustra el proceso de obtención de parámetros mediante el ajuste de Curvas Tipo.

La Figura 4.17, ilustra el proceso general de análisis de una prueba de presión.

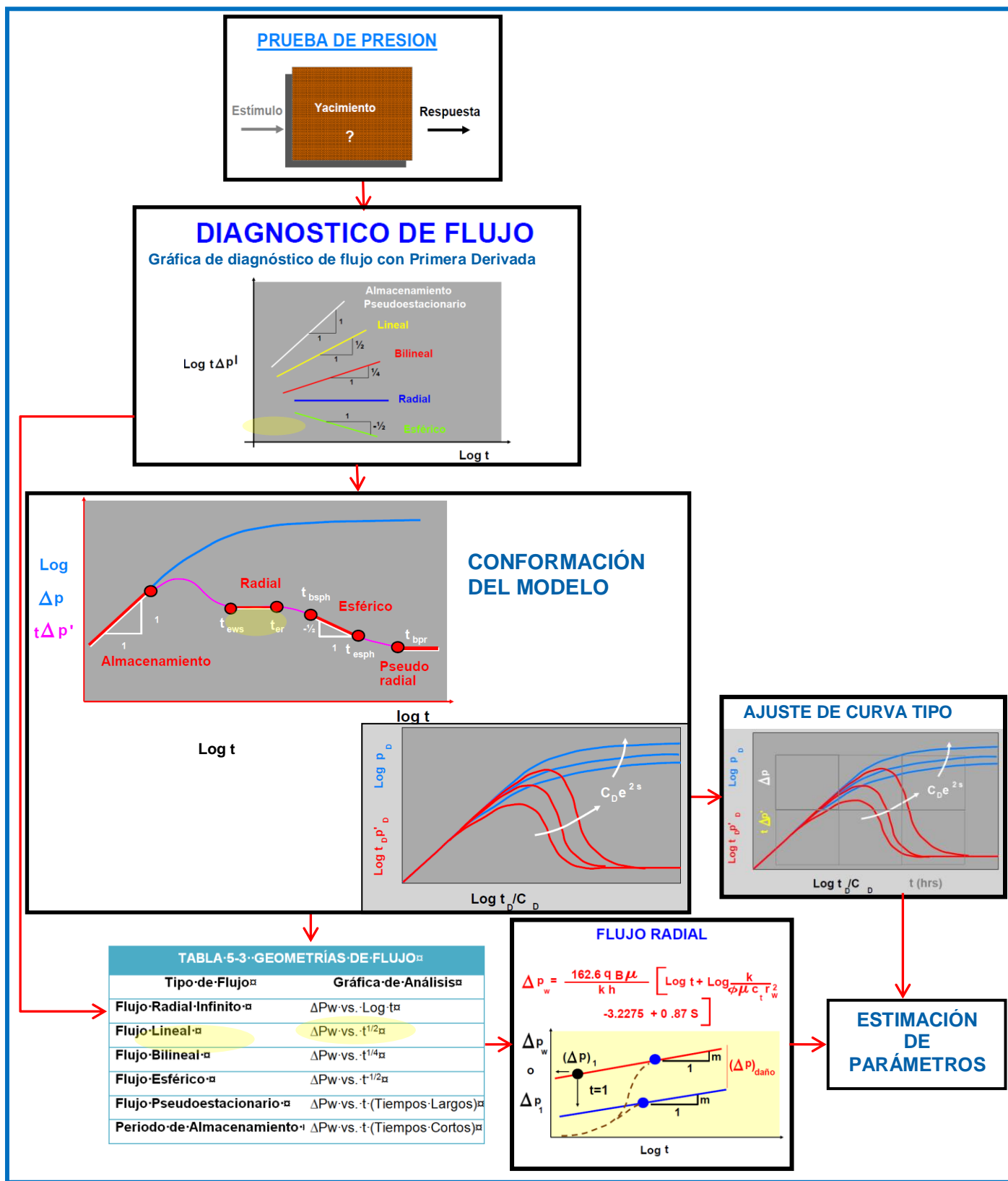


Fig. 4.17 Ilustra el proceso General de análisis de una prueba de presión.

4.9.6 METODOLOGÍA GENERAL DE INTERPRETACIÓN

1. DIAGNOSTICO DE PRUEBA

- Consistencia de datos
- Tipo de prueba
- Condiciones de prueba
- Estrategia de interpretación

2. FILTRADO DE DATOS

El análisis de datos no filtrados puede producir resultados erróneos. Los datos de presión medidos en un pozo están afectados por:

- Ruido generado en el yacimiento
- Ruido causado por la herramienta
- Efectos de marea

3. NORMALIZACION

La normalización es la estimación de la respuesta de presión correspondiente a un gasto constante (unitario). Las técnicas de análisis y de diagnóstico son aplicables a pruebas realizadas con un cambio de gasto constante, en la práctica las pruebas se realizan bajo condiciones de gasto variable.

MÉTODOS

- Normalización. Es un método aproximado. Produce resultados aceptables para variaciones suaves del gasto
- Convulación. Supone un modelo de flujo. Superpone los efectos de cambios del gasto.
- Deconvulación. No supone modelo de flujo. Calcula la respuesta de presión para un gasto base.

4. DIAGNOSTICO DE FLUJO

HERRAMIENTAS

- **Pruebas de un solo pozo.** Función de primera derivada.
- **Pruebas multipozos.** Ajuste de curva tipo.

5. CONFORMACION DEL MODELO

6. GRAFICAS ESPECIALIZADAS

7. AJUSTE DE CURVA TIPO**8. ESTIMACION DE PARAMETROS****9. VALIDACION DEL MODELO**

Comparar respuesta de presión calculada con la respuesta de presión medida.

10. INFORME DE RESULTADOS**CONTENIDO**

- Resumen de prueba y resultados
- Bitácora de la prueba
- Diagrama del pozo con herramienta
- Datos medidos
- Secuencia de análisis
- Gráficas de interpretación
- Validación de modelo(s)
- Conclusiones y recomendaciones.

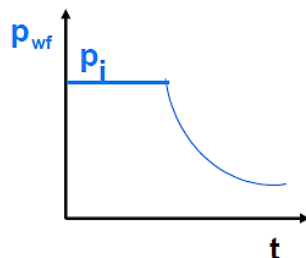
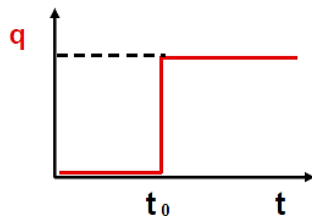
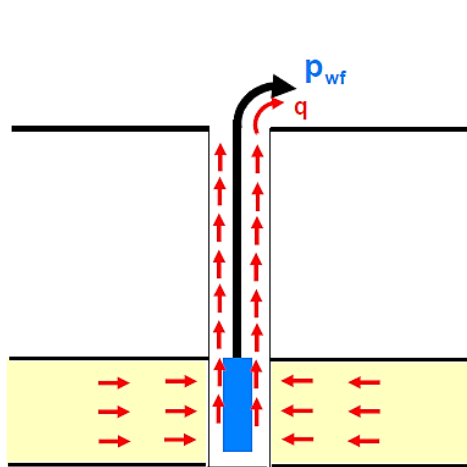
4.9.7 TIPOS DE PRUEBAS DE PRESIÓN

Las Pruebas de Presión se dividen de acuerdo al número de pozos analizados, estas son: pruebas de *un pozo* y pruebas *multipozos*. Las pruebas de *un pozo* se clasifican en: pruebas de decremento, incremento, inyección, decaimiento, interferencia vertical y gasto variable; estas, permiten evaluar las condiciones del yacimiento alrededor del pozo y dan como resultado los patrones de flujo y valores promedio de las propiedades en las vecindades del pozo, así como las condiciones de la eficiencia de la terminación del pozo (factor de daño). Las *pruebas multipozos* (interferencia horizontal y pulsos) proporcionan información sobre el grado de conectividad entre diversas partes del yacimiento y sobre la capacidad de almacenamiento de la formación. Las Figura 4.18 y 4.19 muestran algunos de los tipos de pruebas de presión más comunes.

PRUEBA DE DECREMENTO

(Drawdown Test)

Medición continua de la presión de fondo de un pozo durante un período de flujo



Objetivos

Estimar:

- Volumen Poroso de drene
- Forma del área de drene
- Posición del pozo dentro de área de drene.
- Límites del yacimiento

Ventajas:

- Estimación de la capacidad de flujo del pozo.
- Análisis simple de datos.

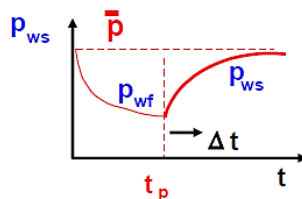
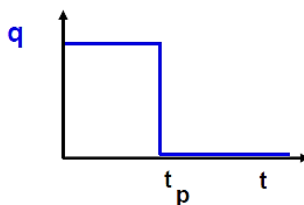
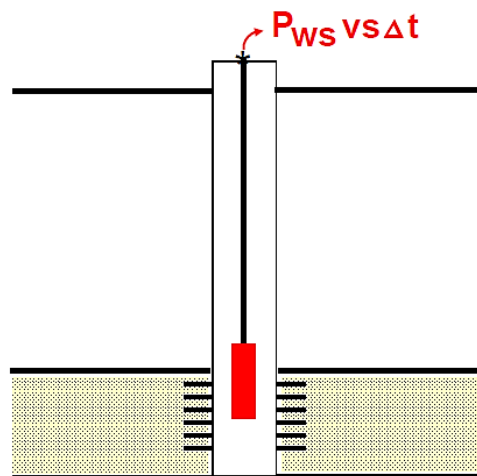
Desventajas

- Variación del gasto (caudal) durante la prueba.

PRUEBA DE INCREMENTO

(Buildup Test)

Medición continua de la presión de cierre de un pozo después de un período de Flujo



Objetivos

Estimar:

- Parámetros del yacimiento
- Factor de daño del pozo
- Presión media del área de drene
- Presión Dinámica de bloque

Ventajas:

- Mediciones suaves de presión
- Gasto constante ($q=0$)

Desventajas

- Producción diferida de hidrocarburos
- Análisis de datos complejo.

Fig. 4.18 Pruebas de Decremento e Incremento de presión.

PRUEBAS DE INTERFERENCIA

(Interference test)

Medición continua en un pozo de observación (cerrado) de la respuesta de presión causada por un cambio del gasto en otro pozo o intervalo disparado (activo).

Objetivos

Estimar

- Grado de comunicación entre estratos y entre pozos, interferencia vertical y horizontal, respectivamente
- Determinación de parámetros

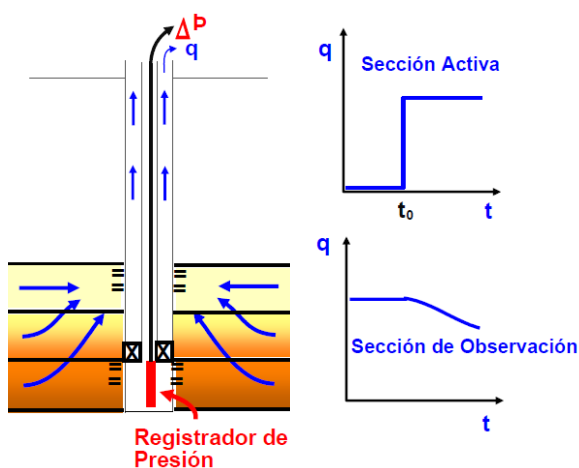
Ventajas:

- Caracterización de la zona localizada entre el pozo activo y el pozo de observación

Desventajas

- Producción diferida en varios pozos
- Respuesta de presión pequeña

Interferencia Vertical (Un Pozo)



Interferencia Horizontal (Dos Pozos)

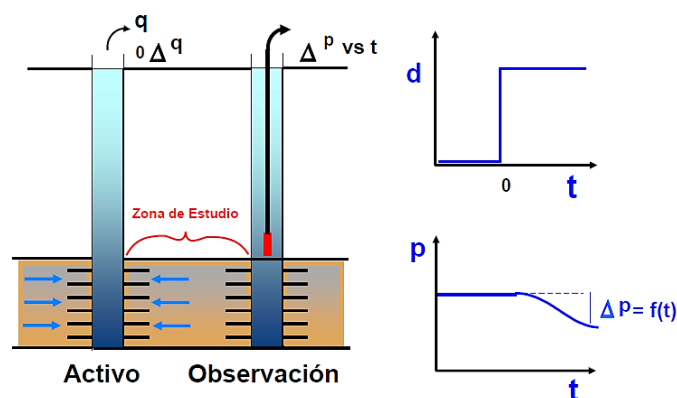


Fig. 4.19 Pruebas de Interferencia.

4.9.8 DATOS DE PRODUCCIÓN

El análisis de los datos de producción no solo permite determinar el grado de declinación, sino que también puede proporcionar información sobre el volumen poroso, radio de drene, patrones de flujo y las fronteras que lo limitan. La historia de producción de un pozo (o de un yacimiento) puede considerarse como una prueba de decremento con gasto variable.

Fig. 4.20.

El análisis de la producción total de un campo y de su historia de presión estática da como resultado la evaluación del volumen original de hidrocarburos así como el modelo de entrada de agua.

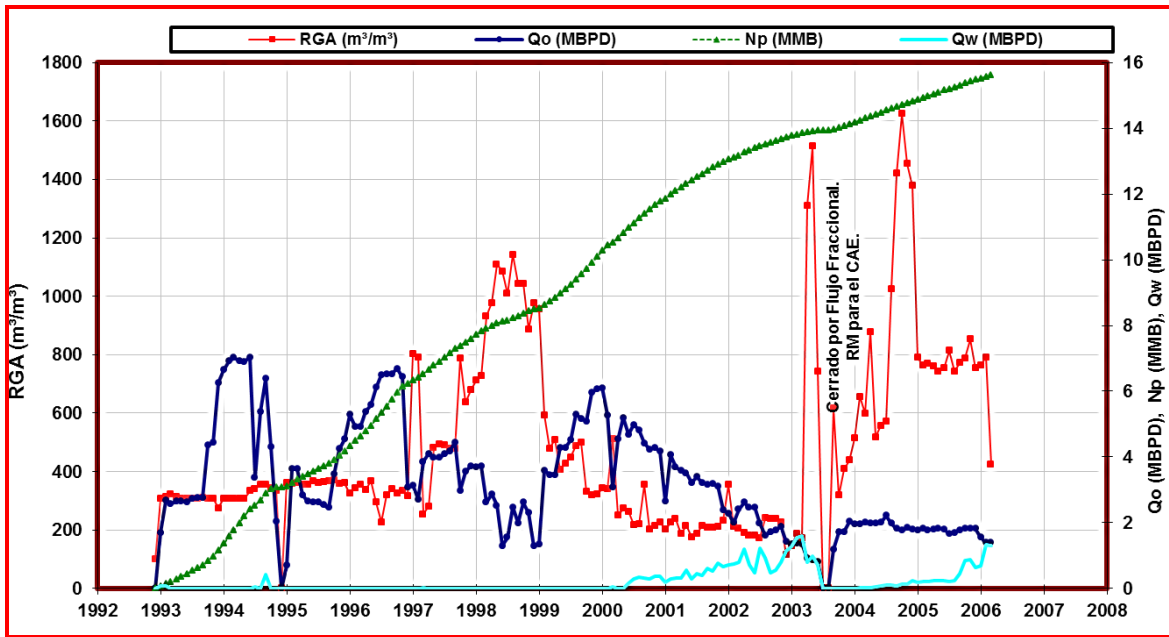


Fig. 20 Datos de producción de un pozo: gasto de aceite, de agua y relación gas – aceite con respecto del tiempo.

NOMENCLATURA DEL CAPÍTULO

A = área (pie²)

b = ancho del canal de flujo

B_g = Factor de volumen de formación del gas ($m^3_g @ c.y. / m^3_g @ c.s$)

B_o = Factor de volumen de formación del aceite ($m^3_{(o+gd)} @ c.y. / m^3_o @ c.s$). Tema 4.8

B_o = Factor de volumen de formación del aceite (STB). Tema 4.9

B_w = Factor de volumen de formación del agua ($m^3_{(w+gd)} @ c.y. / m^3_w @ c.s$)

B_t = Factor de volumen de formación de la fase mixta (total) ($m^3_{(o+gd+gl)} @ c.y. / m^3_o @ c.s$)

c = Compresibilidad promedio de fluido dentro del pozo (psi⁻¹)

C = coeficiente de almacenamiento

C = ordenada al origen en los gráficos especializados (psi⁻¹)

C_g = Compresibilidades del gas (psi)⁻¹

C_o = Compresibilidades del aceite (psi)⁻¹

C_w = Compresibilidades del agua (psi)⁻¹

g = aceleración de la gravedad (pie/seg²)

g = constante de conversión de unidades (32.17)

k = permeabilidad absoluta (adimensional)

k_f = permeabilidad efectiva a un fluido (adimensional)

k_{rf} = la permeabilidad relativa a un fluido (adimensional)

k_{rw} = Permeabilidad relativa a la fase mojante (adimensional)

k_{rnw} = permeabilidad relativa a la fase no mojante (adimensional)

k_{ro} = Permeabilidad relativa al aceite (adimensional)

$k_{r_{ocw}}$ = Permeabilidad relativa al aceite a la saturación de agua irreductible (adimensional)

$k_{r_{og}}$ = Permeabilidad relativa al aceite en un sistema aceite-gas (adimensional)

$k_{r_{ow}}$ = Permeabilidad relativa al aceite en un sistema aceite-agua (adimensional)

$k_{r_{ocw}}$ = Permeabilidad relativa al aceite a la saturación de agua irreductible (adimensional)

P_b = Presión de saturación del aceite (psi)

P_c = presión capilar (psi)

P_{cgo} = presión capilar gas/aceite (psi)

P_{cow} = presión capilar aceite/agua (psi)

P_i = presión inicial del yacimiento (psi)

P_m = presión de la fase mojante (psi)

P_{nm} = presión de la fase no mojante (psi)

P_{wf} = presión de fondo fluyendo (psi)

P_{ws} = presión estática del yacimiento (psi)

$Q_o = q = \text{STBPD}$

r_{wsph} = radio de la esfera en el flujo esférico al pozo (pie)

R_s = Relación de solubilidad del aceite ($\text{m}^3\text{g}@ \text{c.s.} / \text{m}^3\text{o}@ \text{c.s}$)

R_{sw} = Relaciones de solubilidad del agua ($\text{m}^3\text{g}@ \text{c.s.} / \text{m}^3\text{w}@ \text{c.s}$)

S_{iw} = saturación de agua irreductible (fracción)

S_{or} = saturación de aceite residual (fracción)

S_{orw} = saturación de aceite residual en el sistema aceite/agua (fracción)

t = tiempo (horas)

V = Volumen de espacio anular por unidad de longitud (bbl/pie)

V_b = volumen a la presión de burbuja (m^3)

V_t = Volumen total en la celda PVT (m^3)

V_w = Volumen del pozo (pie)

x_f = ancho de fractura

GOC = contacto gas-aceite

OGC = contacto aceite-gas

OWC = aceite-agua

WOC = contacto agua-aceite

Griegos

γ_g = Densidad relativa del gas (adimensional)

γ_o = Densidad relativa del aceite (adimensional)

ρ = densidad (lb/pie^3)

μ_g = Viscosidades del gas (cp)

μ_o = Viscosidades del aceite (cp)

μ_w = Viscosidades del agua (cp)

Subíndices

D = parámetro adimensional

eia = final del comportamiento radial infinito, *end infinite acting*

ews = final del efecto de almacenamiento, *end wellbore storage*

f = de fractura

gd = Gas disuelto

g = gas

gl = gas libre

o = aceite

pss = comienzo del flujo pseudoestacionario

w = agua

ws = efecto de almacenamiento, *wellbore storage*

CAPÍTULO 5. CARACTERIZACIÓN ESTÁTICA DE YACIMIENTOS

5.1 GENERALIDADES DEL CAPÍTULO

5.1.1 OBJETIVO

El presente capítulo tiene por objetivo establecer las bases de la obtención del Modelo Estático de un Yacimiento de Hidrocarburos Geoestadísticamente orientado, mismo que al ser escalado y complementado con la Ingeniería de Yacimientos proporciona los datos de entrada al Simulador Numérico de Yacimientos (SNY).

5.1.2 INTRODUCCIÓN

La obtención del Modelo Estático de Yacimientos es la culminación de los esfuerzos multidisciplinarios durante la Caracterización de Yacimientos, en el que los resultados obtenidos por las disciplinas: Geología, Geofísica, Petrofísica e Ingeniería de Yacimientos son integrados de manera conjunta, validando y complementándose unas a otras. Por ejemplo, la Geología de manera coordinada con la Geofísica y la Ingeniería de Yacimientos (caracterización dinámica) proporcionan y validan el modelo estructural (fallas, fracturas y horizontes); la distribución de litofacies y su correspondiente población es llevada a cabo por la Petrofísica, considerando el marco geológico regional (Geología), auxiliada por métodos geoestadísticos y validada con atributos sísmicos (Geofísica).

Este capítulo muestra los requerimientos de datos y los pasos básicos para la generación del Modelo Geológico de Alta Resolución (Modelo Estático) Geoestadísticamente orientado, que mejor represente al yacimiento (la Geoestadística permite la obtención de múltiples modelos o realizaciones), que al ser escalado proporciona los datos “estáticos” de entrada hacia un SNY. El proceso involucra la integración de los modelos: geológico (modelo estructural y sedimentario) y petrofísico dentro de una representación numérica tridimensional del yacimiento.

5.2 MODELO ESTÁTICO

El proceso de elaboración de un modelo geológico de alta resolución (Modelo Estático) requiere el desarrollo de un marco estructural y sedimentario con disposición de los datos sísmicos y de pozos. Los múltiples modelos pueden ser generados y utilizados para

cuantificar la incertidumbre en el modelo geológico. El proceso de transformación entre los datos observados (núcleos, registros geofísicos de pozo) y el modelo geológico conceptual (múltiples modelos) es un proceso secuencial.

El ajuste del modelo final del yacimiento mediante el uso de una propiedad dependiente del tiempo (dinámica) es también un proceso iterativo

5.2.1 MODELO DETERMINISTA

Es una “única representación”, de la Geología del yacimiento, no existe una distribución espacial de propiedades (sísmicas, petrofísicas y geológicas), solo considera valores promedio no representativos en todo el yacimiento. La incertidumbre asociada con un modelo determinista se puede aproximar mediante la estimación de la sensibilidad del modelo desarrollado a las incertidumbres de los datos disponibles.

5.2.2 MODELO ESTOCÁSTICO

Es un conjunto de “representaciones” o “realizaciones” obtenidas a partir de la distribución de probabilidades (desarrolladas durante el análisis geoestadístico de los datos). La forma de una distribución de probabilidad se define por la proximidad y calidad de los datos locales, dentro del contexto de un modelo de correlación espacial. Por su propia naturaleza, el modelado estocástico propaga la incertidumbre de los parámetros de entrada.

Los modelos estocásticos tienen dos objetivos. El primer objetivo es preservar la heterogeneidad inherente del sistema geológico, como un medio para crear modelos de simulación más realistas. El segundo objetivo es cuantificar la incertidumbre en el modelo geológico, mediante la generación de múltiples escenarios posibles. El modelo estocástico debe incorporar varios tipos de datos con diferentes grados de calidad y cantidad. Los datos deben de representar las diferentes escalas de medida.

5.2.1 POBLACIÓN

La **Población** es la parte de un estudio de Caracterización Integral de Yacimientos que tiene por objetivo la distribución de las propiedades petrofísicas del yacimiento a todas y cada una de las celdas del Modelo Estático 3D (propiedades variables).

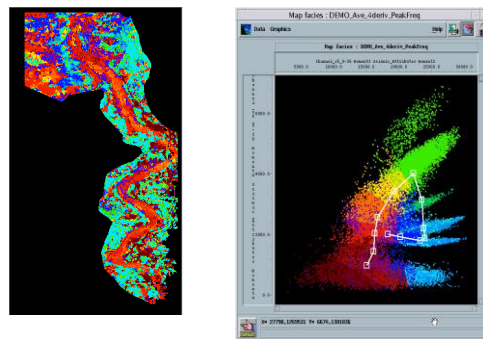
La distribución espacial de las propiedades petrofísicas del yacimiento de estudio (Población) es un aspecto fundamental en el proceso de caracterización de yacimientos. Los procedimientos para la distribución espacial de dichas propiedades son: *Geofísica de Yacimientos y Geoestadística*

La información obtenida de la *Geofísica de Yacimientos* está mejorando nuestra capacidad de "ver" entre pozos en un sentido determinista. Por el contrario, la *Geoestadística* proporciona una caracterización estadística del yacimiento (estocástica). Muchos autores consideran a la Geoestadística como el método más adecuado para representar las propiedades petrofísicas a nivel de yacimiento. Sin embargo, ambas técnicas se complementan y validan, de esta manera se determina el modelo que mejor representa al yacimiento de estudio. De esta manera la Geoestadística determina la distribución espacial de propiedades petrofísicas, sin embargo, el uso de dicha técnica implica la generación de múltiples modelos (se verá más adelante), tomando como criterios de elección para una representación más realista del yacimiento: los atributos sísmicos, el marco geológico regional, los registros geofísicos de pozo, y la distribución de probabilidades (inherente al uso de los métodos estocásticos).

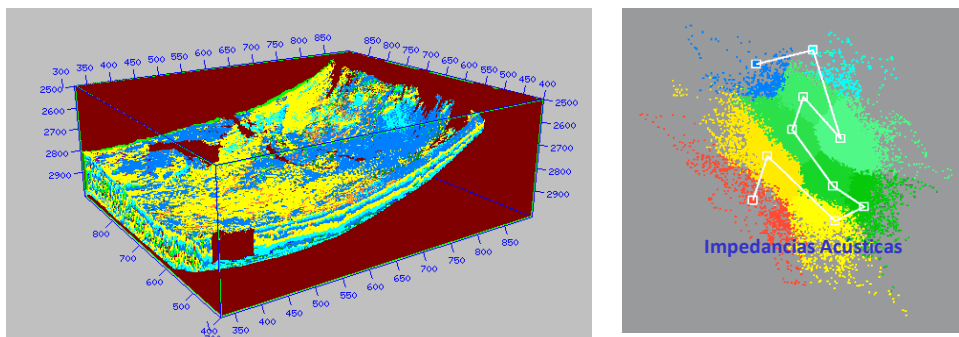
5.2.3 GEOFÍSICA DE YACIMIENTOS

El principio básico de la Caracterización Geofísica de yacimientos consiste en determinar las propiedades geofísicas de la roca y del sistema roca-fluido, esto es: V_p (velocidad de la onda compresional en el medio), V_s (velocidad de cizalla en el medio), y ρ , densidad de la roca y del sistema roca-fluido, y valiéndose del reconocimiento de patrones de facies mediante el análisis multiatributo (atributos sísmicos) entre los cuales se tiene:

- Uso de la forma de la traza (redes neuronales). Fig. 5.1
- Creación de mapas de atributos. Fig. 5.1
- Uso de múltiples volúmenes de atributos. Fig. 5.1



Usando mapas de diferentes atributos



Usando múltiple volúmenes de atributos sísmicos

Fig. 5.1 Reconocimiento de patrones de facies mediante el uso de atributos sísmicos.

El reto de la caracterización sísmica de yacimientos es el de las escalas, las cuales son controladas en la sísmica por la frecuencia o la longitud de onda. Los levantamientos sísmicos convencionales utilizan frecuencias de 10 a 90 Hertz, esto se traduce en que la escala de muestreo en la sísmica es de 10 a 30 metros, mientras que en los registros geofísicos de pozo es de 1 a 2 metros, Fig. 5.2.

La Figura 5.3 ilustra el flujo de trabajo de la Caracterización Geofísica de Yacimientos.

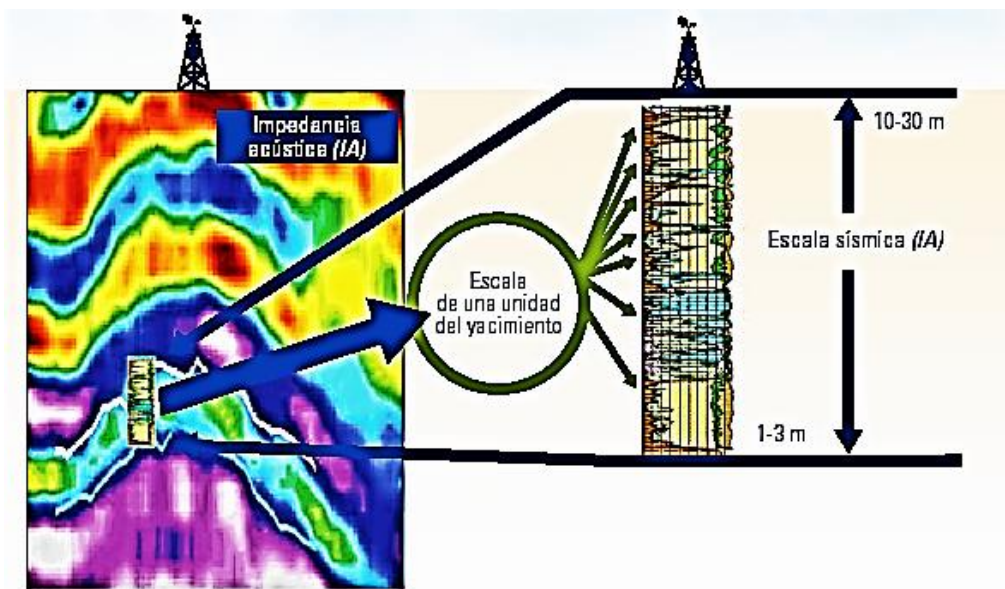


Fig. 5.2 Ilustra las diferencias entre las escalas de los registros geofísicos de pozo (1 a 3 metros) y los datos sísmicos interpretados (10 a 30 metros)

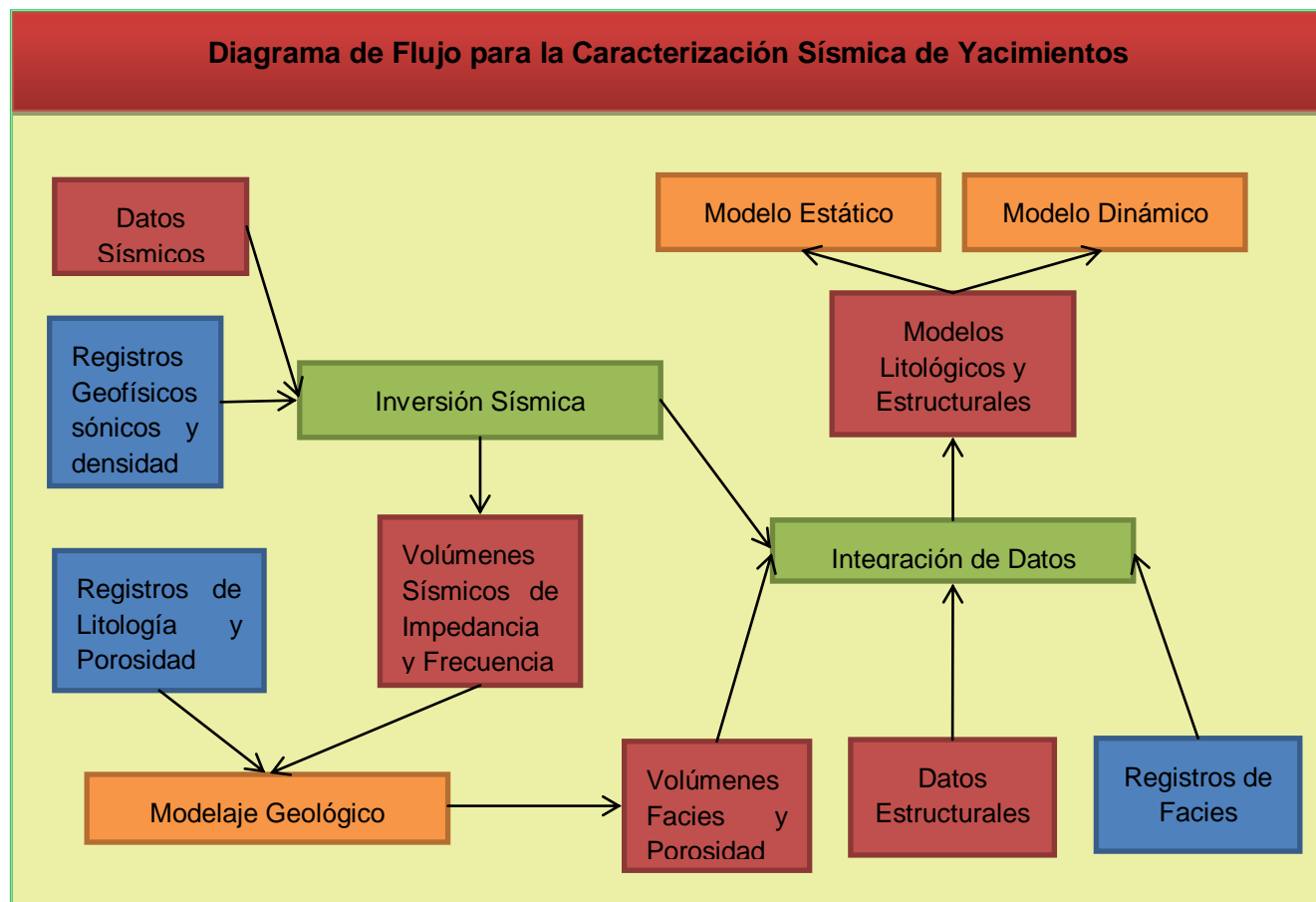


Fig. 5.3 Flujo de trabajo de la caracterización Sísmica de Yacimientos.

5.2.4 GEOESTADÍSTICA

La Geoestadística tiene su origen en la industria minera, D. G. Krige, ingeniero minero sudafricano y el estadístico H. S. Sichel, desarrollaron un nuevo método de estimación en la década de 1950 cuando la estadística clásica era inconveniente para la estimación de reservas de minerales. La Geoestadística fue introducida en la comunidad petrolera a mediados de los años 70, sin embargo, no fue sino hasta la mitad de los años 80 cuando las técnicas Geoestadísticas fueron utilizadas extensivamente en la industria petrolera.

La Geoestadística es una rama de la estadística aplicada, que intenta describir la distribución de una propiedad en el espacio, también se conoce como *estadística espacial*. Se supone que una propiedad distribuida espacialmente exhibe algún grado de continuidad. La porosidad y la permeabilidad son ejemplos de propiedades espacialmente dependientes que son adecuadas para la descripción Geoestadística.

La Geoestadística consta de un conjunto de herramientas matemáticas que emplean la suposición de que las propiedades están correlacionadas en espacio y que no son distribuidas al azar. El contexto geológico de los datos (porosidad o permeabilidad) debe ser considerado, además de las relaciones espaciales entre tales datos. Los algoritmos geoestadísticos proporcionan métodos formales para la integración de datos de diversa tipo, calidad y cantidad. Un análisis geoestadístico tiene varios objetivos, entre ellos tenemos:

- Adquirir una comprensión de las relaciones espaciales entre las propiedades del yacimiento;
- Modelado matemático de dichas relaciones;
- Desarrollar un entendimiento de la incertidumbre asociada con las propiedades del yacimiento y el modelo geológico conceptual,
- La determinación de si un enfoque determinista o estocástico es apropiado para la creación del modelo del yacimiento en estudio.

La columna vertebral del análisis geoestadístico es la determinación del tipo de autocorrelación entre los datos y su uso en la predicción a través de las técnicas conocidas como kriging (krigeado) y cokriging (cokrigeado).

5.2.5 MODELADO GEOESTADÍSTICO

El modelado geoestadístico se refiere al procedimiento para determinar un conjunto de representaciones (realizaciones) del yacimiento. Las representaciones del yacimiento dependen tanto de las relaciones espaciales (separación) entre los datos medidos y su correlación estadística, como una función de separación en el espacio. Las relaciones espaciales asociada con los datos se calculan (semivarianzas) y después son modeladas. Este proceso es análogo a: 1) trazar los datos (semivarianzas) en un gráfico XY y 2) ajustar una línea a los datos (regresión lineal o modelización).

Un **semivariograma** es un gráfico de semivarianzas contra espaciamentos. La **semivarianza** es una medida del grado de disimilitud entre los valores de un parámetro Z en dos lugares diferentes, o puntos en el espacio. La línea ajustada es llamado **modelo del semivariograma**. Fig. 5.4

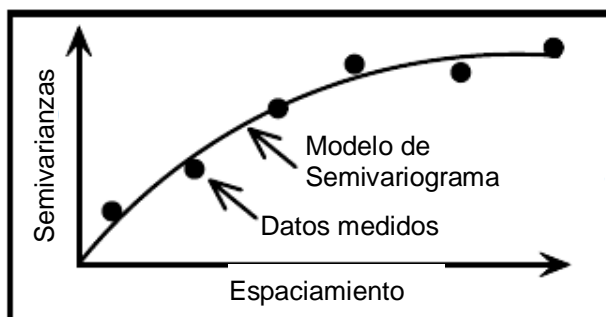


Fig. 5.4 Ejemplo de Semivariograma

La semivarianza $\gamma(h)$ es una función del espaciamiento h o distancia de separación entre las dos observaciones $Z(x)$ y $Z(x + h)$, entonces:

$$\gamma(h) = \frac{1}{2N(h)} \sum_{n=1}^{N(h)} [Z(x_i) - Z(x_i + h)]^2 \tag{5.1}$$

Donde $N(h)$ es el número de datos pares que son aproximadamente separados por el espaciamiento h .

La siguiente figura (Fig. 5.5), ilustra tres características importantes del semivariograma. El **silo** (*sill*), es el valor máximo del semivariograma para el parámetro Z (de este punto en adelante la semivarianza se mantendrá constante). El silo es también la varianza (σ^2) de los

datos medidos, donde σ es la desviación estándar. Al extrapolar la curva del semivariograma para la distancia cero, obtenemos el valor no nulo de semivariancia, la **pepita** (*nugget*); el valor distinto de cero de la pepita se debe a factores tales como errores de muestreo y la variabilidad de corto alcance del parámetro. La distancia entre el inicio del semivariograma y el comienzo del silo recibe el nombre de **rango**. El rango también es visto como una estimación de la longitud de correlación máxima entre dos puntos en una distancia h separación. El espacio correlación entre los valores de parámetro Z existe en los valores de la demora menos que el intervalo.

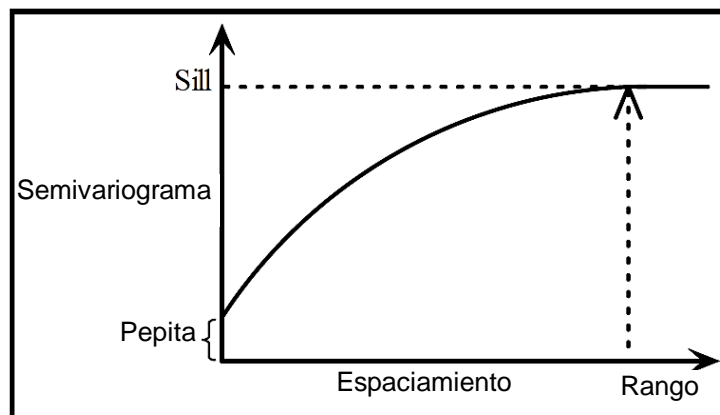


Fig. 5.5 Rasgos importantes en un semivariograma

El modelado del semivariograma resultante (modelo del semivariograma) es una medida de la dependencia espacial de los parámetros del yacimiento tales como la porosidad, la permeabilidad, espesor neto, atributos sísmicos, entre otros. El modelo del semivariograma se utiliza para predecir los valores del parámetro en el modelado de zonas sin muestras (entre pozos).

5.2.5.1 KRIGING

Una técnica muy utilizada es la estimación de krigeado (*kriging*). El *método de Kriging* fue desarrollado por ingeniero minero de Sudáfrica Danie G. Krige, pionero en el desarrollo de métodos geoestadísticos en la década de 1950. El krigeado es un método lineal (rollos) de media ponderada. Las ponderaciones utilizadas en el kriging son basadas en el modelo de semivariograma de correlación espacial.

La ecuación de kriging para estimar el valor del parámetro Z_p el punto P de un conjunto de n puntos de control con valores de los parámetros $\{Z_i | i = 1, 2, \dots, n\}$ es:

$$Z_p = \sum_{i=1}^n w_i Z_i \tag{5.2}$$

El atributo Z_p puede ser una propiedad del sistema roca-fluido (porosidad, permeabilidad, P_c , entre otros). Los pesos w_i , donde $i = 1, 2, \dots, n$, son calculados a partir del conjunto de n ecuaciones:

$$\begin{aligned} w_1\gamma(h_{11}) + w_2\gamma(h_{12}) + \dots + w_n\gamma(h_{1n}) + \lambda &= \gamma(h_{1P}) \\ w_1\gamma(h_{21}) + w_2\gamma(h_{22}) + \dots + w_n\gamma(h_{2n}) + \lambda &= \gamma(h_{2P}) \\ \vdots & \\ w_1\gamma(h_{n1}) + w_2\gamma(h_{n2}) + \dots + w_n\gamma(h_{nn}) + \lambda &= \gamma(h_{nP}) \end{aligned} \tag{5.3}$$

El semivariograma $\gamma(h_{ij})$ es el semivariograma en la separación h_{ij} , de los puntos (P_i, P_j) . El semivariograma $\gamma(h_{iP})$ es el semivariograma en la separación h_{iP} entre el punto de control P_i y el punto P donde el parámetro Z_p se está estimando. La constante λ es el multiplicador de LaGrange para la condición:

$$\sum_{i=1}^n w_i = 1 \tag{5.4}$$

La ecuación 5.2 es considerada la "mejor estimación lineal" de Z_p . El procedimiento para resolver el anterior conjunto de ecuaciones se denomina *kriging* ordinario.

El problema anterior puede ser planteado como una ecuación matricial, reacomodando términos:

$$\begin{aligned}
 \lambda + w_1\gamma(h_{11}) + w_2\gamma(h_{12}) + \dots + w_n\gamma(h_{1n}) &= \gamma(h_{1P}) \\
 \lambda + w_1\gamma(h_{21}) + w_2\gamma(h_{22}) + \dots + w_n\gamma(h_{2n}) &= \gamma(h_{2P}) \\
 \vdots & \\
 \lambda + w_1\gamma(h_{n1}) + w_2\gamma(h_{n2}) + \dots + w_n\gamma(h_{nn}) &= \gamma(h_{nP})
 \end{aligned}
 \tag{5.5}$$

En forma de ecuación matricial:

$$\begin{bmatrix}
 1 & \gamma(h_{11}) & \gamma(h_{12}) & \dots & \gamma(h_{1n}) \\
 1 & \gamma(h_{21}) & \gamma(h_{22}) & \dots & \gamma(h_{2n}) \\
 \vdots & \vdots & \vdots & & \vdots \\
 1 & \gamma(h_{n1}) & \gamma(h_{n2}) & \dots & \gamma(h_{nn}) \\
 0 & 1 & 1 & \dots & 1
 \end{bmatrix}
 \begin{bmatrix}
 \lambda \\
 w_1 \\
 w_2 \\
 \vdots \\
 w_n
 \end{bmatrix}
 =
 \begin{bmatrix}
 \gamma(h_{1P}) \\
 \gamma(h_{2P}) \\
 \vdots \\
 \gamma(h_{nP}) \\
 1
 \end{bmatrix}
 \tag{5.6}$$

Los elementos de la diagonal de la matriz de n x n en el lado izquierdo de las ecuación 5.6 son distintos de cero y se puede utilizar como elementos de pivote para solución numérica de la matriz.

5.2.5.2 COKRIGEADO (COKRIGING)

La estimación conjunta de variables aleatorias regionalizadas, más comúnmente conocida como (Kriging Conjunto), es el análogo natural del Kriging de una función aleatoria.

Mientras que el Kriging utiliza la correlación espacial para determinar los coeficientes en el estimador lineal, el Cokriging utiliza la correlación espacial y la correlación entre funciones aleatorias al mismo tiempo.

5.3 ASPECTOS METODOLÓGICOS DEL MODELADO GEOESTADÍSTICO DE YACIMIENTOS

El Modelo Estático 3D es el paso final en el proceso previo a la simulación numérica de yacimientos (SNY), el cual consiste en la construcción de *múltiples* modelos geológicos de alta resolución (escenarios o realizaciones), de los cuales se elegirá al que mejor represente al yacimiento, tal elección será definida por el grupo multidisciplinario a cargo del proyecto.

Los horizontes sísmicos en profundidad, los datos estratigráficos y los datos de la geometría del yacimiento (obtenidos de sísmica interpretada y de pruebas de presión-producción), son usados para construir la arquitectura del yacimiento. Dentro de este marco de trabajo son interpretados tanto la geometría del yacimiento como los ambientes de depósito; los atributos sísmicos son interpretados y usados para definir con mayor certidumbre tales aspectos. A continuación las propiedades petrofísicas son distribuidas dentro de las facies apropiadas. Actualmente los atributos sísmicos son usados para auxiliar en la interpolación de estas propiedades entre los pozos (anteriormente la población de propiedades se realizaba con promedios aritméticos entre pozos o correlaciones sin sentido físico).

Los modelos de alta resolución pueden contener decenas de millones de celdas en la malla, requiriendo un escalamiento previo a la SNY.

Como se mencionó con anterioridad, es posible evaluar la incertidumbre del modelo y confirmar los hidrocarburos recuperables, de esta manera, la SNY para los modelos geológicos escalados en los percentiles P10, P50 y P90, resultan en unas curvas de producción: pesimista, regular y optimista, respectivamente.

Los puntos más relevantes en la metodología del modelado geoestadístico de yacimientos petroleros son los siguientes:

- Preparación de datos
- Análisis de calidad de datos
- Modelo Geológico:
 - Sedimentario
 - Estratigráfico
 - Estructural
- Modelo Petrofísico

5.3.1 PREPARACIÓN DE DATOS

Esta etapa del proyecto es crítica para la exactitud de los resultados y frecuentemente consume mucho tiempo ya que importa y exporta datos de varios paquetes de software en diferentes formatos. Parte del proceso de la preparación de los datos es un paso de control de calidad; los datos pobres son iguales a resultados pobres.

5.3.2 ANÁLISIS DE CALIDAD DE DATOS

El análisis de calidad de datos es un paso clave en cualquier estudio. En este punto nuevamente se controla la calidad de los datos analizando la información, en primera instancia buscando que las propiedades sean congruentes y realistas en sus rangos y parámetros, y validando con las herramientas que incluyen métodos de análisis tanto clásicos como especiales, tales como:

- **Creación de mapas.** Se elaboran mapas base para identificar: ubicaciones de los horizontes de interés (y sus propiedades: isohidrocarburos, isopacas, entre otros), pozos perforados, verificación de los contactos, distribución de fallas, entre otros.
- **Histogramas.** Proporcionan una idea sobre la distribución, comportamiento y propiedades de los datos.
- **Mapeo de propiedades basadas en atributos sísmicos.** Grafica una distribución de atributos sísmicos contra otra, para determinar con mayor certidumbre características geológicas, tales como fallas y fracturas, difícilmente observadas o caracterizadas con sísmica ordinaria.
- **Gráficos de Dispersión.** Examinan la interrelación entre dos atributos; comparan el coeficiente de correlación.
- **Análisis Espacial.** Emplea el método geoestadístico para cuantificar la continuidad espacial y los aspectos direccionales dentro de los datos usando un variograma. El variograma experimental computado durante el análisis espacial debe ser modelado para usarlo en el Kriging.
- **Mapeo Rápido.** Crea un mapa básico de los datos usando el método geoestadístico de *kriging* ordinario para obtener una vista previa de los datos en la forma de mapa. Este es otro excelente paso de control de calidad.

5.3.3 MODELADO GEOLÓGICO

5.3.3.1 MODELADO ESTRUCTURAL

El modelo estructural es el marco de trabajo grueso del yacimiento, consistente grandes rasgos de dos elementos: superficies limítrofes (horizontes) y fallas. El proceso es ilustrado esquemáticamente en la Figura 5.6. Es importante mencionar que frecuentemente no todos los datos están disponibles.



Fig. 5.6 Construcción de horizontes

Modelado de Fallas y Fracturas

El modelado de fallas es el proceso que construye los “saltos” y/o “desplazamientos” asociados a las fallas dentro de la malla 3D. La definición de las fallas en el modelado es la base para generar la malla 3D.

Para realizar el modelado de fallas, es necesario definir los tipos de fallas a modelar dentro del contexto estructural del área de interés, esto implica definir su geometría y extensión vertical. Dichas fallas definirán saltos y líneas dentro de la malla a través de los horizontes, los cuales serán definidos para representar espaciamientos en el modelo estático. Un modelado de falla nunca debe cruzar otra falla si no están conectadas.

Las fallas se construyen usando un pilar fundamental (*fault stick*); que es una línea descrita por dos, tres o cinco de los llamados *puntos de forma*; dos puntos para fallas lineales, tres para fallas lístricas y cinco para las fallas curvas. Así varios de estos pilares fundamentales unidos por los puntos de forma definen un plano de falla. Fig. 5.7

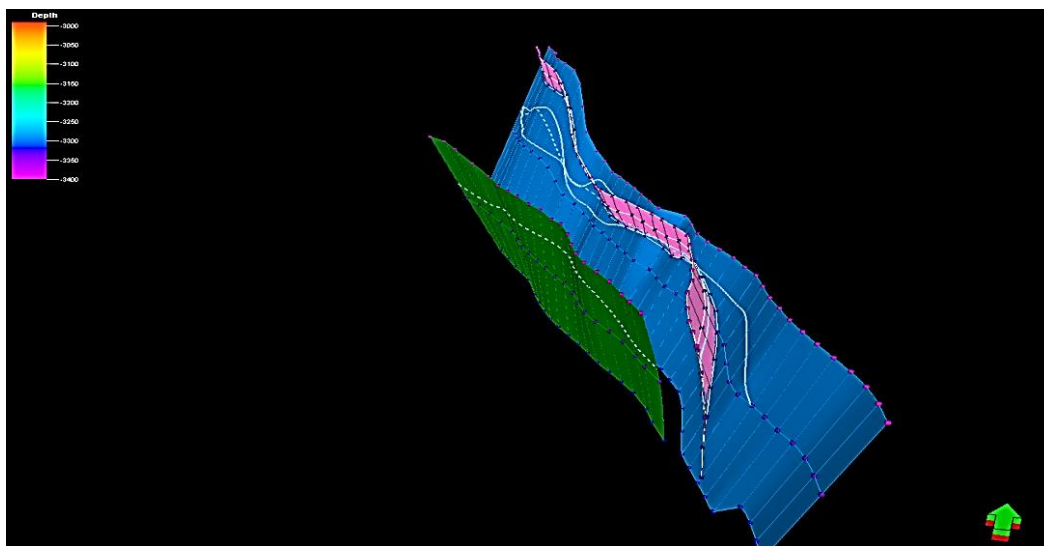


Fig. 5.7 Fallas modeladas del campo Kutz.

Preservar las características de los registros y los datos sísmicos es muy importante para la malla geológica 3D. Estas mallas se designan para preservar la heterogeneidad del yacimiento mediante el mantenimiento de las celdas del mallado tan pequeñas como sea posible. Una malla geológica generalmente tienen alrededor de un millón de celdas. Los cálculos de volúmenes son parte de los resultados de este tipo de mallas, es la razón de intentar representar al yacimiento lo más detalladamente posible, manteniendo intactas las fallas interpretadas (fallas reales) durante el proceso de generación del modelo 3D mediante una adecuada representación de la geometría de tales fallas (dentro del modelo).

El proceso de construcción y distribución espacial de las fallas dentro de la malla geológica 3D en un proceso multidisciplinario, en el cual las disciplinas: Geología, Geofísica, Petrofísica e Ingeniería de Yacimientos aportan principalmente las siguientes herramientas:

- Geología: Marco geológico regional (tipo de roca, efectos diagenéticos, esfuerzos, entre otros).
- Geofísica: Atributos sísmicos.
- Petrofísica: Petrofísica avanzada.
- Ingeniería de Yacimientos: pruebas de presión.

Transferir la malla geológica a la malla de simulación requiere una homogenización de los valores de las propiedades (escalamiento), y al mismo tiempo se requiere una simplificación de la geometría de las fallas. La malla de simulación debe tener una geometría de celdas que se ajusten a los requerimientos del flujo específico del simulador a emplearse. Una malla de simulación tiene alrededor de 50 mil celdas, dependiendo del tipo de modelo numérico del simulador y del hardware usado por el mismo.

Modelado de Horizontes

Es este proceso se integra el modelo geológico-estratigráfico, definido con la evaluación petrofísica de los registros de pozos e interpretación geológica-sísmica, para construir un horizonte que coincida con las dimensiones de la malla, las fallas definidas y las cimas geológicas.

5.3.3.2 MODELADO SEDIMENTARIO

Este proceso permite construir zonas entre cada horizonte a partir de datos de espesores.

El modelo sedimentario consiste de dos elementos primarios: la definición de la geometría de las capas internas y la definición de las facies, Fig. 5.8. El principio clave en este paso es que el modelo sedimentario debe ser definido en términos de la secuencia estratigráfica.

Una vez que el marco de trabajo estructural y estratigráfico es construido, el siguiente paso es modelar las facies y determinar su distribución espacial respetando su continuidad tanto vertical como lateral (basados en sus ambientes de depósito).

Las facies pueden ser definidas con base en: electrofacies, litofacies, métodos de simulación estocástica tales como: monogaussiano, plurigaussiano, booleano, indicador secuencial, entre otros. El método es ilustrado en las Figuras 5.8, 5.9 y 5.10.

Cada secuencia estratigráfica y sus facies asociadas, así como sus propiedades petrofísicas son modeladas independientemente de otras secuencias.

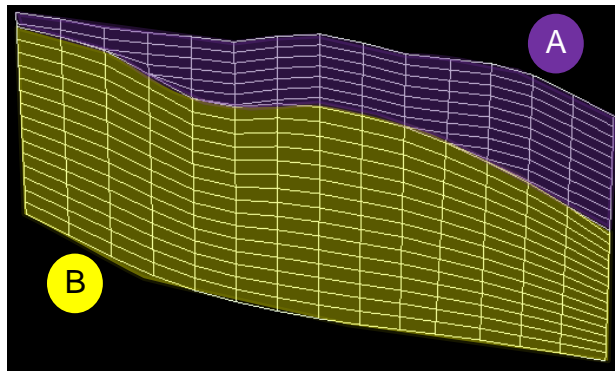


Fig. 5.8. Ilustra la geometría de las capas internas para dos unidades en que se dividió al yacimiento (unidad A y unidad B).

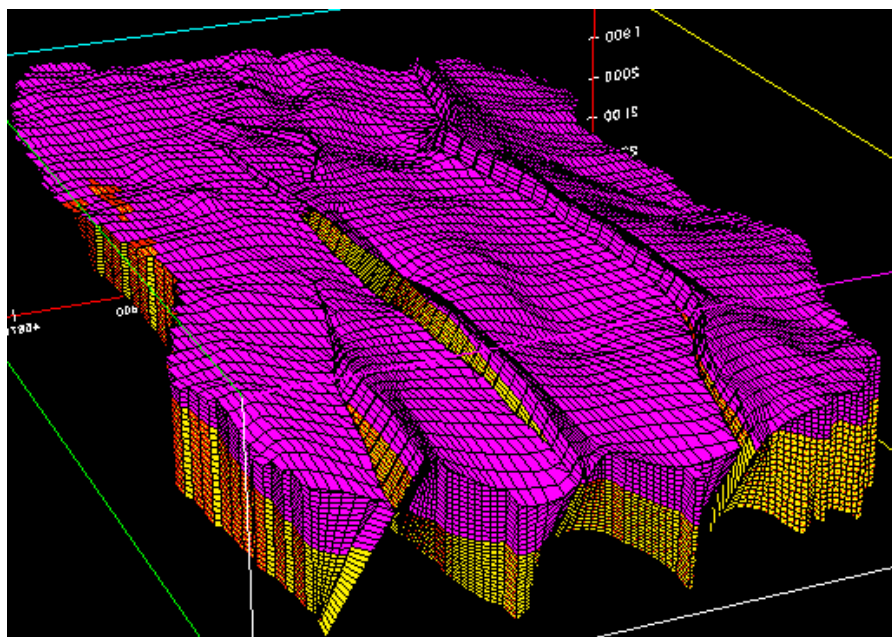


Fig. 5.9. Ilustra el modelo estructural, conteniendo fallas y la geometría de las capas internas de las dos unidades en que se dividió al yacimiento.

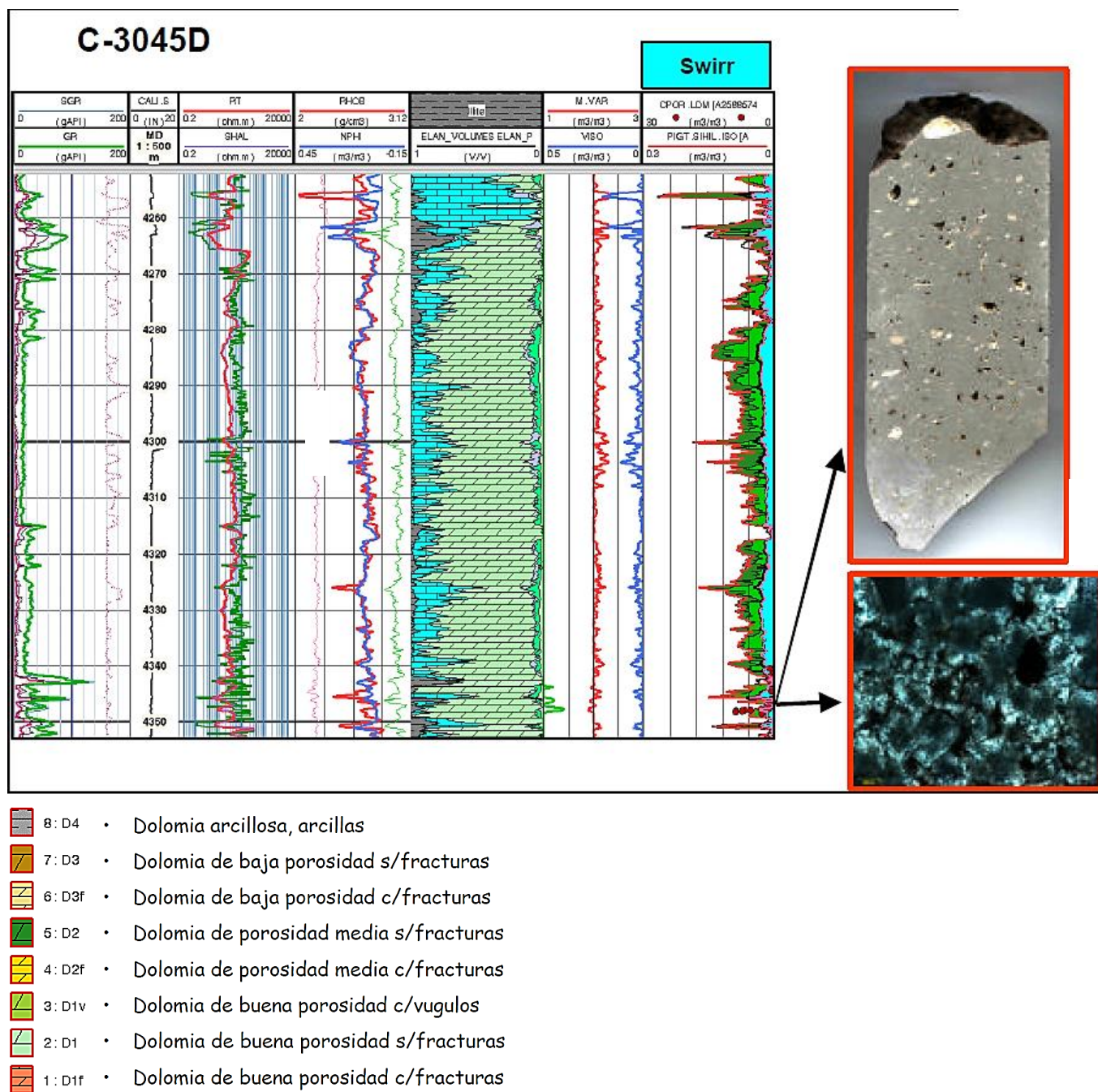


Fig. 5.10 Modelo de facies. Los códigos de las litofacies son valores enteros asignados a cada facies. Los códigos de facies inician en la base del registro. La información petrofísica puede ser un registro continuo, o medidas discretas a varias profundidades (núcleos).

5.3.4 MODELADO PETROFÍSICO

Una vez que el modelo de facies es construido, las propiedades petrofísicas (porosidad, permeabilidad y S_w), son asignadas sobre una base de facies por facies, usando el modelo de roca como una plantilla, Fig. 5.11. Durante este proceso se debe garantizar que la distribución de la propiedad obtenida de la evaluación petrofísica se conserve en la malla, de acuerdo a la escala seleccionada para la misma. Este modelado se inicia con el proceso de escalamiento de registros de pozo a celdas 3D de la malla. Se escalan con fines de población las propiedades de espesor neto, porosidad total, porosidad secundaria y saturación de agua. Finalizada la población de saturación de agua del sistema, se inicia las conversaciones con el grupo de Simulación Numérica para proporcionarles las propiedades necesarias en el Modelo Estático. Se discute desde el punto de vista de simulación, como se percibe el sistema roca-fluido, cuando éste es de doble porosidad.

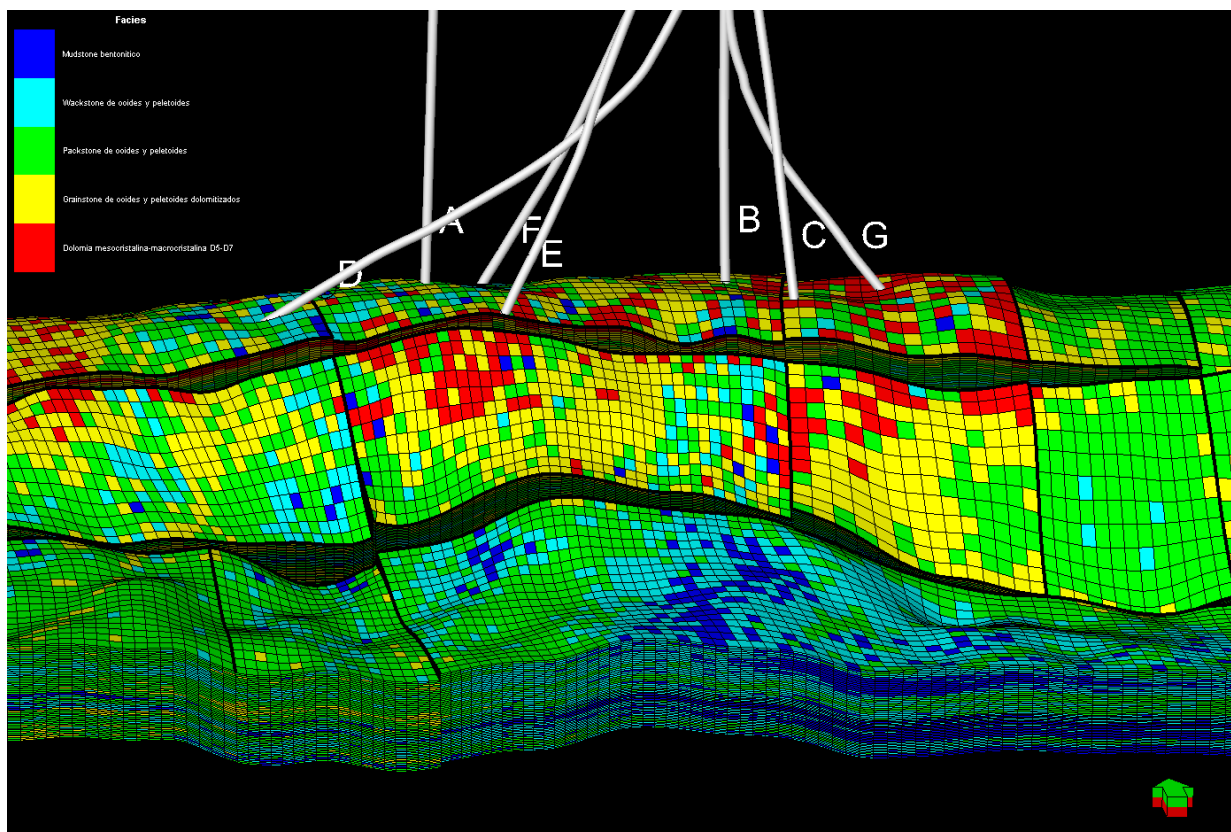


Fig. 5.11 Ilustra un modelo Estático 3D

5.3.5 ESCALAMIENTO A LA MALLA DE SIMULACIÓN

La alta resolución del modelo geológico dinámico, a menudo tiene muchos millones de celdas que deben ser escaladas antes de introducirlas a un simulador de flujo de fluidos. Dado que el modelo geológico es de doble porosidad es necesario proporcionar, por separado, las propiedades correspondientes a la matriz y al sistema secundario.

La malla de simulación es definida conforme a los horizontes y fallas del modelo fino (modelo estático), considerando las dimensiones de la celda (x, y, z para mallas cartesianas 3D). Para la construcción de esta malla se debe garantizar la ortogonalidad de las celdas (será necesario modelar las fallas en zig-zag.) y minimizar la presencia de celdas de pequeñas dimensiones, pues esto implicará la inestabilidad del modelo durante la simulación numérica del yacimiento.

El escalamiento de alta resolución de la malla toma en cuenta:

- Estratificación vertical unidad por unidad, Fig. 5.12
 - Definición de los estratos verticales
 - Posible unión de unidades
- Mallado Horizontal, Fig. 5.13.
 - Configuración de la malla horizontal (malla irregular)
 - Refinamiento de celdas
- Control de Calidad:
 - Volumen de referencia de la malla de alta resolución
 - Volumen de la malla del yacimiento escalado

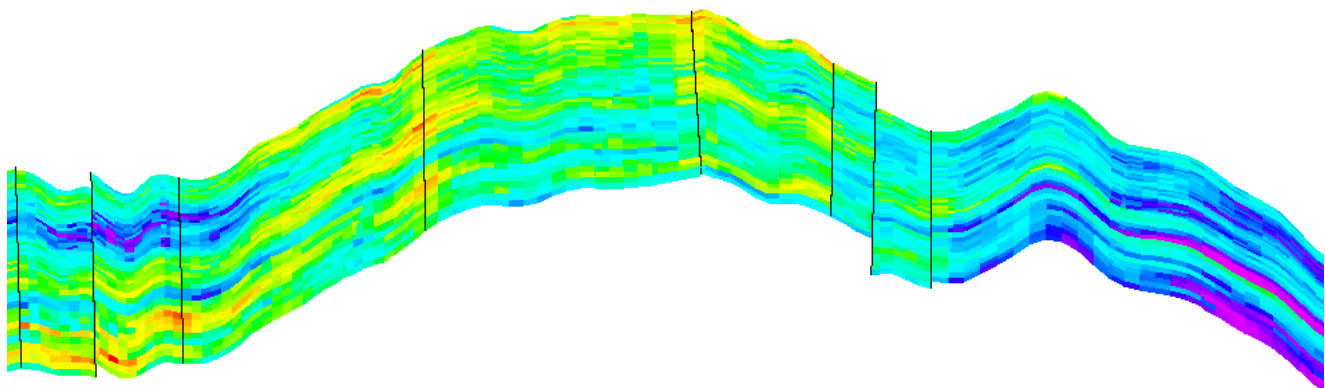


Fig. 5.12 *Ilustra el escalamiento vertical unidad por unidad.*

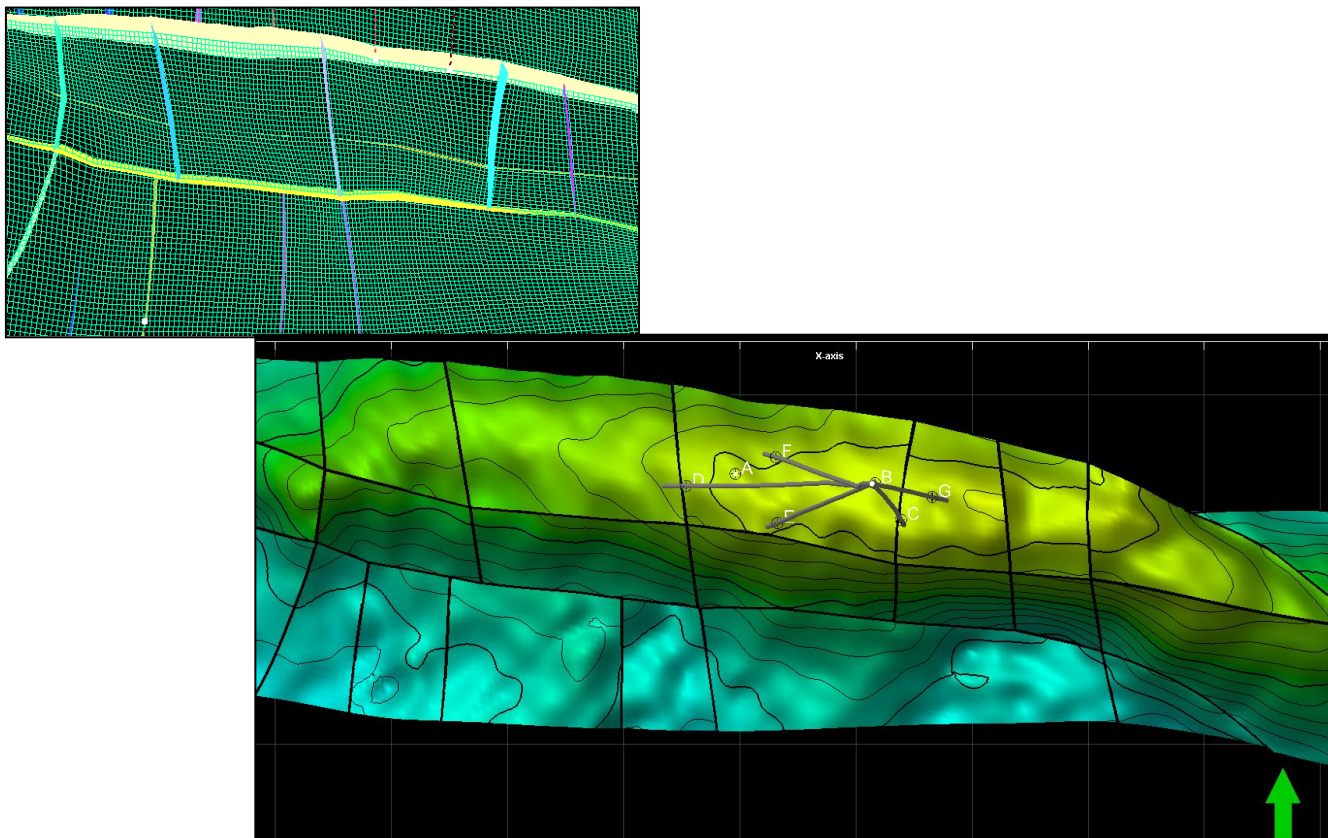


Fig. 5.13. Vista del mapa de la malla reticular escalada, con un refinamiento local de la malla.

Los principales criterios de escalamiento son los siguientes:

- Promedio aritmético. Para porosidades y espesor neto.
- Promedio harmónico. Para permeabilidades.

La siguiente figura (Fig. 5.14) ilustra el resultado final, es decir, el modelo estático escalado.

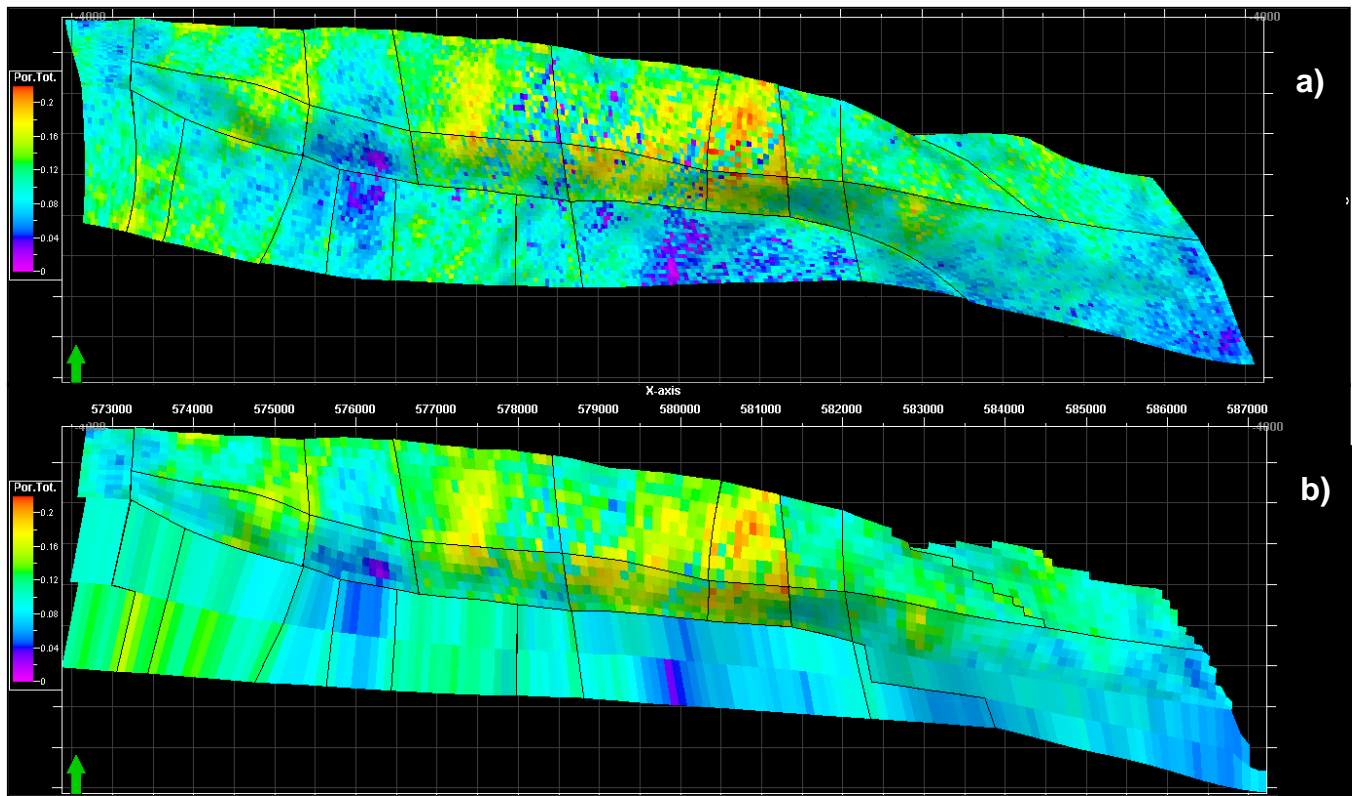


Fig. 5.14 Ilustra: a) Modelo Estático (malla fina) y b) Modelo Estático escalado.

NOMENCLATURA DEL CAPÍTULO

h = espaciamiento entre observaciones (m)

i = número de observación (adimensional)

n = último punto de observación (adimensional)

w = función de peso (adimensional)

Z = observación

Griegos

γ = función de semivarianza

λ = multiplicador de LaGrange

σ = desviación estándar

σ^2 = varianza

CAPÍTULO 6. INFORMACIÓN REQUERIDA POR LOS SIMULADORES NUMÉRICOS DE YACIMIENTOS

6.1 GENERALIDADES DEL CAPÍTULO

6.1.1 OBJETIVOS

Desarrollar de manera práctica y general en que consiste la Simulación Numérica de Yacimientos, así como presentar la información necesaria para llevar a cabo una Simulación Numérica, la cual es “extraída” del Modelo Estático y complementada por la Ingeniería de Yacimientos.

6.1.2 INTRODUCCIÓN

La **simulación numérica de yacimientos (SNY)** es una herramienta clave en la toma de decisiones de la administración moderna de yacimientos, ya que permite determinar el comportamiento de los yacimientos petroleros bajo diferentes esquemas de explotación, tales como: la localización de los pozos productores (e inyectores); tipos de terminación; gastos de producción (e inyección); uso de sistemas artificiales de producción; recuperación secundaria y mejorada, entre otros, todo ésto con objeto de determinar cuál de los esquemas de explotación mencionados es el más apropiado, para lograr un mejor aprovechamiento del yacimiento, en otra palabras, maximizar las ganancias y reducir los costos.

La Simulación Numérica de Yacimientos surge en los años 60 y evoluciona conforme a los avances tecnológicos en materia de recursos computacionales y numéricos.

Todos los simuladores numéricos de yacimientos, desde el más sencillo hasta el más complejo, tienen un mismo principio de operación, el cual consiste en obtener la solución numérica del modelo matemático en derivadas parciales altamente no lineales (que relacionan los cambios de presión y saturación a través del medio respecto al tiempo), mismo que describe los diversos procesos de transporte que ocurren en un yacimiento petrolero. Esto implica que se determinarán los parámetros dependientes (presión y saturaciones) en puntos discretos en espacio y tiempo. La discretización del espacio se hace al dividir al yacimiento en un número determinado de celdas, las cuales son generalmente rectangulares; al proceso anterior se le denomina comúnmente como construcción de la malla de simulación. Fig. 6.1.

Con el advenimiento de equipos de cómputo más poderosos y sofisticados, los simuladores son capaces de manejar cada vez mallas más grandes y más complejas que representen a detalle al yacimiento y presenten menor error de cómputo.

Muchas disciplinas diferentes contribuyen a la preparación del conjunto de datos para un modelo de flujo de un yacimiento. La información es integrada durante el proceso de modelado del flujo del yacimiento, así, el concepto de yacimiento es cuantificado mediante el simulador numérico de yacimientos.

No está de más mencionar que aún el simulador más sofisticado entregará los resultados siempre en función de la información computada, es decir, información mala, entrega resultados malos.

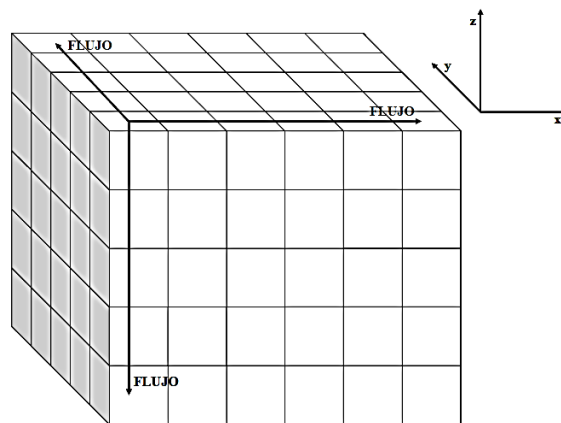


Fig. 6.1. Malla cartesiana de tres dimensiones (x, y, z)

6.2 MODELO DE SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

El modelo de simulación numérica desarrollado para yacimientos naturalmente fracturados **está basado en el modelo estático y dinámico**. Para la construcción del modelo estático se integran datos y resultados de diferentes disciplinas: petrofísica, geología, geofísica e ingeniería de yacimientos, Fig. 6.2.

Petrofísica

Conceptualiza al medio poroso como un modelo de doble porosidad. Dicha conceptualización del modelo de doble porosidad consiste en agrupar a la porosidad *micro*: micro-fracturas, micro-vúgulos, cristalina, intercristalina, intergranular, en un medio poroso denominado **porosidad primaria**; en tanto que la porosidad *macro*: asociada a vúgulos y fracturas, se

agrupa en otro medio poroso denominado **porosidad secundaria**; a partir de las mediciones existentes en núcleos (porosidad y permeabilidad), registros geofísicos convencionales, descripciones litológicas realizadas durante la perforación, láminas delgadas y el cálculo del exponente variable de cementación del yacimiento naturalmente fracturado, “ m_{DP} ”

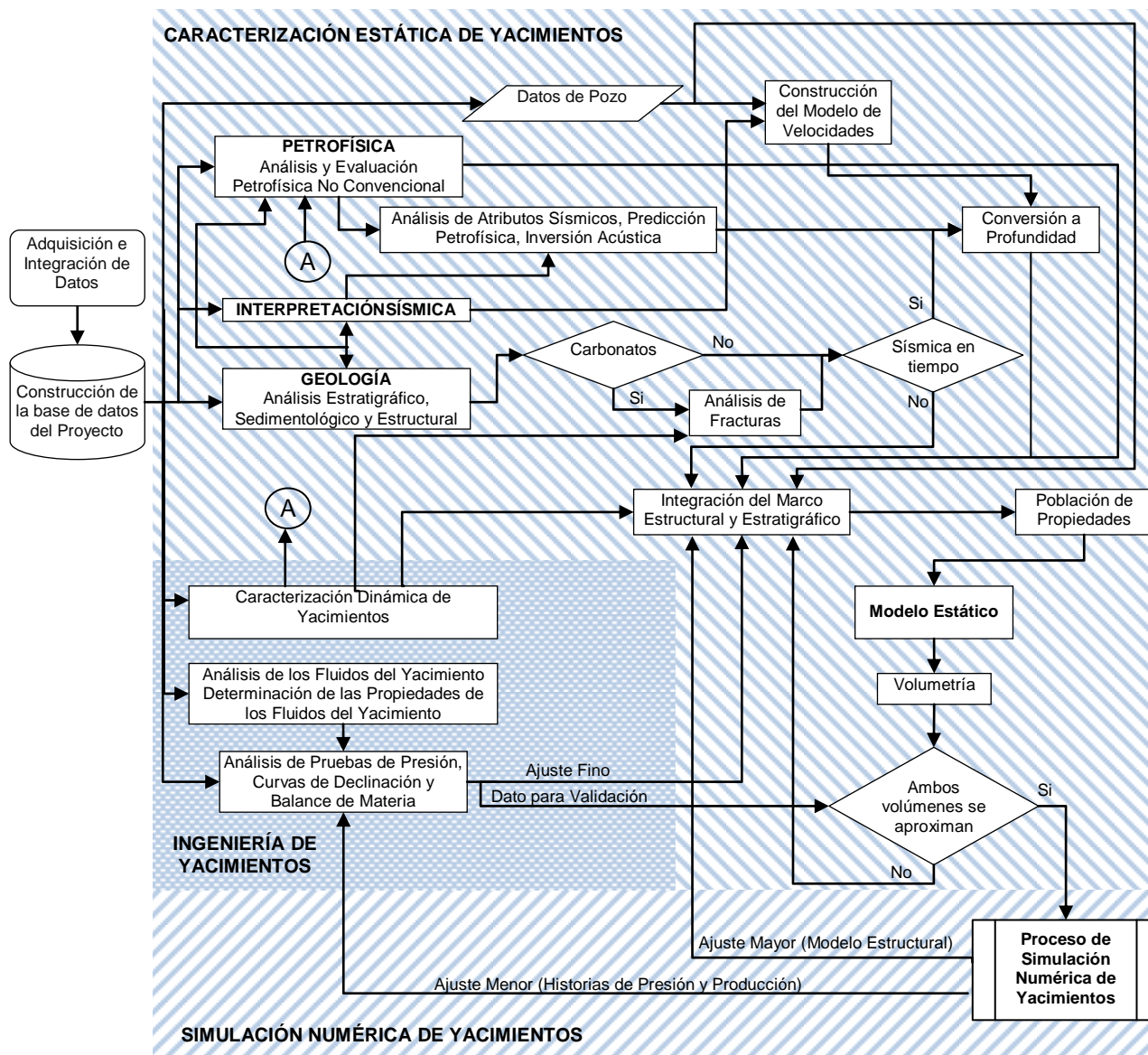


Fig. 6.2 Diagrama de flujo del proceso de modelado de un yacimiento naturalmente fracturado

Ingeniería de Yacimientos

Pruebas de Presión-Producción

El objetivo principal de una prueba de presión-producción es determinar las siguientes propiedades de la formación:

- Almacenamiento y daño en el pozo
- Tipo de flujo en el yacimiento
- Permeabilidad del sistema matriz-fractura
- Presión en el área de drene
- Presión inicial del yacimiento
- Comunicación entre pozos
- Tipo de fronteras
- Identificar el tipo de yacimiento y
- Obtener cuantitativamente sus parámetros de transferencia matriz-fractura (λ , ω).

Caracterización Dinámica

Es la superposición de modelos de flujo obtenidos de pruebas de presión en un campo. Es la herramienta que permite identificar los elementos que afectan el movimiento de los fluidos en el medio poroso tales como:

- Fallas
- Fracturas
- Permeabilidad
- Efectos de doble porosidad, permeabilidad
- Cambios de Facies

Análisis de Mojabilidad

La mojabilidad es un factor que regula la localización, el flujo y la distribución de los fluidos en un yacimiento. Los cambios de la mojabilidad afectan la presión capilar, permeabilidad relativa, comportamiento de los desplazamientos con agua, dispersión de trazadores, recuperación terciaria simulada, saturación de agua irreductible (S_{wi}), saturación del aceite residual (S_{or}) y propiedades eléctricas.

Para los análisis de núcleos que traten de predecir el comportamiento del yacimiento de la forma más apegada a la realidad, la mojabilidad del núcleo deberá ser la misma que la roca del yacimiento sin alterar o bien restaurada.

Mecanismos de Desplazamiento

La recuperación del aceite se obtiene mediante un proceso de desplazamiento. El gradiente de presión obliga al aceite a fluir hacia los pozos, pero este movimiento sólo se presenta si otro material llena el espacio desocupado por el aceite y mantiene, en dicho espacio, la presión requerida para continuar el movimiento de los fluidos. En cierto modo el aceite no fluye del yacimiento, sino que es expulsado mediante un proceso de desplazamiento, siendo los principales agentes el gas y el agua.

Análisis del Comportamiento de Producción

El análisis de la producción total de un campo y de su historia de presión estática proporciona como resultado la evaluación de volumen original de hidrocarburos, así como el nivel de actividad de la entrada de agua.

El análisis de datos de producción de un pozo permite determinar el grado de declinación, así como proporciona información sobre el estado del pozo, el volumen poroso de drenaje, los patrones de flujo y las fronteras que lo limitan.

Balance de Materia

El estudio de Balance de Materia tiene como objetivo determinar el volumen de hidrocarburos del yacimiento naturalmente fracturado, basado en la historia de presión producción, tomando como base la información de entrada del volumen original *in situ* determinado en la etapa de Caracterización Estática.

6.4 INFORMACIÓN NECESARIA PARA EL SIMULADOR

Existen varios simuladores comerciales, cuyos resultados para un mismo caso de estudio y mismas suposiciones difieren debido a: detalle del modelo matemático planteado; exactitud de la solución numérica del simulador; promedios empleados entre celdas; tipo de malla; tiempo pronosticado; intervalos de tiempo para el pronóstico de producción; equipo de cómputo, etc. De esta manera, la diferencia de resultados entre un simulador y otro radica fundamentalmente en: las suposiciones hechas en el modelado matemático del yacimiento,

métodos numéricos empleados, equipo de cómputo, correlaciones, tiempo pronosticado y tipo de malla. Esto es, las hipótesis hechas para el yacimiento de estudio, sus fluidos, modelos de pozos (productores e inyectores) y tipo de malla, Fig. 6.3.

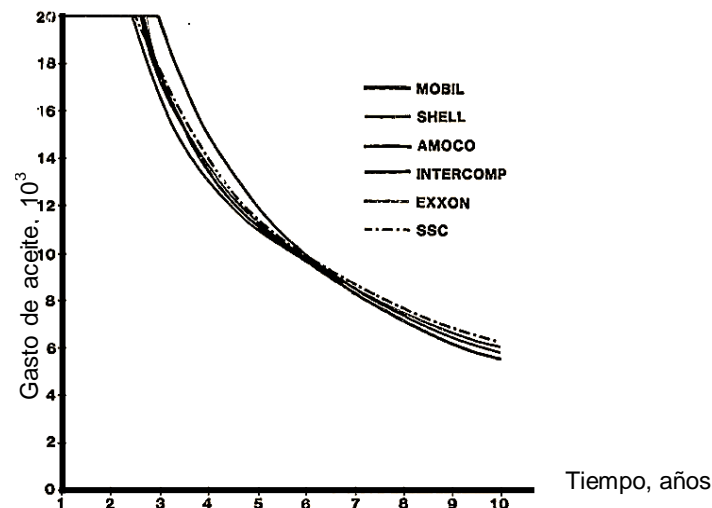


Fig. 6.3 Comparación de las soluciones para un yacimiento de aceite negro usando una malla 3D. (Aziz, S. Odeh, 1981)

La forma en la que se presenta la información en un simulador varía de un software a otro, no obstante, su estructura es muy similar.

Dependiendo del simulador utilizado, las propiedades particulares para cada celda discretizada, podrán ser obtenidas en función de información “básica”, esto se logra con los modelos petrofísicos, modelos de pozo, correlaciones de flujo multifásico, entre otros, contenidos en el programa de simulación. Sin embargo, todo simulador (independientemente de lo básico o sofisticado que sea) tiene la opción de trabajar con la información “calculada” previamente para cada celda. De esta manera, se consideró para este trabajo, que la información requerida por un simulador no se tratará según un simulador en particular, sino de todos.

Todos los simuladores necesitan información de las características petrofísicas para cada una de las partes en que fue discretizado el yacimiento, independientemente de si el simulador las calcula o el usuario las proporciona como datos discretos. Fig. 6.4. El número de parámetros necesarios por el simulador está dado por el nivel de detalle e información

disponible, aumentando los parámetros requeridos al aumentar: el nivel de detalle del modelo de flujo, la complejidad del yacimiento y tipo de producción.

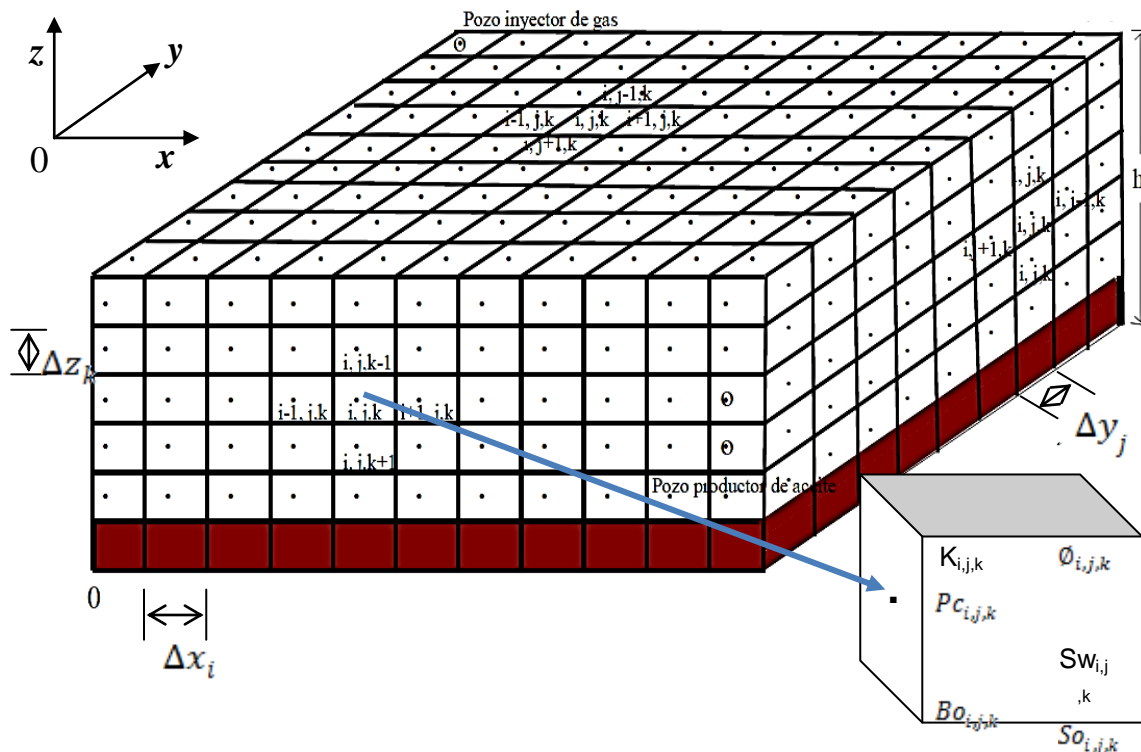


Fig. 6.4 Modelo Cartesiano 3D

Se necesita el juicio de un experto para la selección de la información representativa del yacimiento, ya que rara vez se tiene suficiente información y existen incertidumbres dentro de la que se posee. Para casos de modelos simples, las propiedades pueden seleccionarse aplicando una parte del enfoque utilizado para casos más complejos.

La información que debe tratarse de obtener con mayor detalle es aquella que al ser variada, (al realizar diferentes corridas de simulación) provoque un cambio significativo en los resultados obtenidos. Así por ejemplo, se sabe que si una propiedad determinada varía en un rango específico y al efectuar dos o tres corridas, dicha propiedad varía dentro de este rango aunado a la obtención de resultados similares, podemos tomar como aceptable una de las predicciones, relegando a segundo término los esfuerzos adicionales para medir con buena aproximación dicha propiedad. Si por el contrario, variando esa propiedad se alteran los resultados considerablemente, es necesario incrementar esfuerzos para obtener con mayor aproximación dicha propiedad.

La información requerida para efectuar una simulación se agrupará de la siguiente manera:

- Descripción geológica del yacimiento.
- Propiedades petrofísicas de las capas de interés.
- Ingeniería de yacimientos.

Descripción Geológica del Yacimiento

- Límites del yacimiento.
- Características de la formación productora.
- Características del acuífero.
- Fallas.
- Discontinuidad en las capas.
- Mapa estructural
- Mapa de isopacas

Propiedades Petrofísicas

- Porosidades (ϕ).
- Permeabilidades (k).
- Saturaciones de agua, aceite y gas. (S_w , S_o , S_g).
- Presión capilar entre diferentes interfases ($P_{c_{wo}}$, $P_{c_{go}}$, $P_{c_{gw}}$).
- Permeabilidades relativas al agua, al aceite y al gas (k_{rw} , k_{ro} , k_{rg}).
- Compresibilidad de la formación (C_r).
- Parámetros de transferencia matriz-fractura (σ).
- Mapa de isoporosidades
- Mapa de isopermeabilidades
- Mapa de isosaturaciones

Ingeniería de Yacimientos

Propiedades de la formación:

- Almacenamiento y daño en el pozo.
- Tipo de flujo en el yacimiento.
- Permeabilidad del sistema matriz-fractura.
- Presión en el área de drene.
- Presión inicial del yacimiento.

- Comunicación entre pozos.
- Tipo de fronteras.
- Identificar el tipo de yacimiento.

Propiedades PVT de los fluidos

- Factores de volumen del agua, del aceite y del gas (B_w , B_o , B_g).
- Relaciones de solubilidad del gas en el aceite y en el agua (R_s , R_{sw})
- Viscosidades del agua, del aceite y del gas (μ_w , μ_o , μ_g)
- Compresibilidades del agua, del aceite y del gas (c_w , c_o , c_g).
- Presión de saturación (P_b).

Producción de Pozos

- Historiales de producción
- Índices de Productividad
- Índices de inyectividad (para el caso de pozos inyectoros)
- Flujo de aceite vs. tiempo
- Flujo de gas vs. tiempo
- Flujo de agua vs. tiempo
- Presiones medias vs. Tiempo
- Tipo de flujo en el sistema integral de producción

Otros datos

Además de la información fundamental que se mencionó con anterioridad, existen otros datos con los que es importante contar cuando se realiza una simulación.

Estado Mecánico del Pozo

El estado mecánico de los pozos lo comprende la información siguiente: profundidad máxima del pozo, indicando si es vertical, direccional o desviado; diámetro interior del pozo; características de las tuberías de revestimiento: diámetro, profundidad, peso y grado; características del aparejo de producción; tipo de terminación (diámetro, grado y peso de las tuberías de producción); y, equipo para sistemas artificiales de producción.

Aspecto Económico

En todo trabajo de ingeniería debe ser considerado como un punto primordial el aspecto económico. En la simulación de yacimientos, la información de este tipo que se debe tomar en cuenta es la siguiente:

- Precio del barril de aceite
- Costo del pozo
- Límite económico
- Máximas relaciones agua-aceite y gas-aceite con que se piensa trabajar
- Mínima presión de fondo fluyendo
- Precio del gas
- Gastos de operación

Mapas

En ocasiones se elaboran mapas en los cuales se encuentra la distribución de combinaciones o productos de propiedades como por ejemplo:

- Porosidad-espesor (ϕh)
- Porosidad-saturación-espesor ($\phi S_o h$)

NOMENCLATURA DEL CAPÍTULO

Bg = Factor de volumen de formación del gas ($m^3_g @ c.y. / m^3_g @ c.s$)

Bo = Factor de volumen de formación del aceite ($m^3_{(o+gd)} @ c.y. / m^3_o @ c.s$)

Bw = Factor de volumen de formación del agua ($m^3_{(w+gd)} @ c.y. / m^3_w @ c.s$)

Bt = Factor de volumen de formación de la fase mixta (total) ($m^3_{(o+gd+gl)} @ c.y. / m^3_o @ c.s$)

C = Compresibilidad promedio de fluido dentro del pozo (psi⁻¹)

Cg = Compresibilidades del gas (psi)⁻¹

Co = Compresibilidades del aceite (psi)⁻¹

Cw = Compresibilidades del agua (psi)⁻¹

k = permeabilidad absoluta (adimensional)

k_{ro} = Permeabilidad relativa al aceite (adimensional)

Pb = Presión de saturación del aceite (psi)

P_c = presión capilar (psi)

P_i = presión inicial del yacimiento (psi)

P_{wf} = presión de fondo fluyendo (psi)

P_{ws} = presión estática del yacimiento (psi)

Q_o = q = STBPD

Rs = Relación de solubilidad del aceite ($m^3_g @ c.s. / m^3_o @ c.s$)

Rsw = Relaciones de solubilidad del agua ($m^3_g @ c.s. / m^3_w @ c.s$)

S_{iw} = saturación de agua irreductible (fracción)

S_{or} = saturación de aceite residual (fracción)

Griegos

σ = parámetro de interacción matriz fractura, adimensional

μ_g = Viscosidades del gas (cp)

μ_o = Viscosidades del aceite (cp)

μ_w = Viscosidades del agua (cp)

CONCLUSIONES

En este trabajo se presentan de manera comprensible: los conceptos fundamentales, tipo de información y métodos generales de trabajo de las disciplinas que de manera multidisciplinaria participan en la obtención de la información representativa y necesaria para llevar a cabo una Simulación Numérica de Yacimientos y en particular de los Yacimientos Naturalmente Fracturados (YNF) de la Sonda Marina de Campeche. **Debido a ello, este trabajo resulta de utilidad no solo para los estudiantes y recién egresados de Ingeniería Petrolera sino para cualquier otro interesado en el conocimiento básico y práctico de la Caracterización Integral de Yacimientos.**

Los yacimientos carbonatados de la de la Sonda Marina de Campeche son excelentes productores de hidrocarburos gracias a sus excepcionales características petrofísicas; sin embargo, presentan un problema inherente a la geología de tales características, es decir, su alta complejidad de análisis. Los retos presentados por tales yacimientos crean la necesidad de reducir la incertidumbre propia de la información de dichos yacimientos tan complejos. De esta manera el trabajo multidisciplinario de las áreas: Geología, Geofísica, Petrofísica e Ingeniería de Yacimientos es la clave en el éxito de tal empresa. La información necesaria para llevar a cabo una Simulación Numérica de Yacimientos (SNY) es obtenida a partir del Modelo Dinámico y del escalamiento del Modelo Estático, **por lo cual, es necesario tanto para el área de yacimientos encargada de llevar a cabo la SNY como para los ingenieros de las disciplinas involucradas el poseer los conocimientos básicos**, esto es: conceptos, información proporcionada, interacción, entre otros. Tal información debe ser congruente con la obtenida directa o indirectamente por otra disciplina y ser congruente con el Modelo Geológico, **de lo contrario los pronósticos de producción serán herrados.**

La información proporcionada de manera particular por cada disciplina puede reducir o incrementa los errores del pronóstico de producción y del tiempo de simulación.

Los eventos geológicos ocurridos de manera local, regional, a nivel de cuenca y global determinan las características de yacimiento de estudio, de esta manera, los aspectos cuantificables de interés para la SNY, obtenidos por diversas áreas de estudio, toman sentido al ser validadas por el marco geológico de la zona de interés. Para el área tratada en este trabajo, los eventos geológicos ocurridos determinan la complejidad y al mismo tiempo la

bondad de los yacimientos, ya que determinan desde los ambientes sedimentarios que dan origen a los tipos y subtipos de rocas predominantes, hasta la distribución y calidad de las formaciones (yacimientos estratigráfico-estructurales, fallas, fracturas, corredores de fracturas, entre otros).

Los eventos geológicos más relevantes que determinaron las características sedimentarias y estructurales de los yacimientos del área de estudio son en orden cronológico: Apertura del Golfo de México, formación de la Brecha del BTPKS, Orogenia Laramide, Evento Chiapaneco y Evento Cascadiano.

El conocimiento básico de los conceptos involucrados en la ingeniería geofísica y en particular en la sísmica, permite conocer la importancia de esta disciplina en la SNY, pues es la única manera (hasta el presente) de conocer de manera cuantitativa la geometría completa del yacimiento, es decir, el modelo estructural del yacimiento. Es a través del análisis de las características e interacción de las ondas sísmicas (primarias y secundarias, principalmente) que es posible obtener tal geometría, además, su aplicación no se limita a tal geometría, pues su uso se extiende a la distribución de propiedades a nivel de yacimiento mediante el análisis de las propiedades sísmicas de las rocas (Geofísica de Yacimiento). El desarrollo de nuevos métodos sísmicos tales como son la sísmica de pozo proporcionan información con menor incertidumbre al proveer dos intervalos de análisis, ésto es, las mediciones en superficie y las mediciones en pozo.

Las propiedades físicas de la roca son determinantes para entender, analizar, interpretar y modelar todos los procesos estáticos (incluyendo algunos procesos dinámicos); la petrofísica se encarga de determinar tales propiedades. La petrofísica convencional determinaba únicamente propiedades homogéneas (un solo medio) y con parámetros constantes, siendo que los YNF presentan propiedades altamente heterogéneas, por lo que en este trabajo se presenta la petrofísica avanzada que considera los diferentes medios porosos de la roca agrupándolos en sistema de doble porosidad, sistema primario y sistema secundario, con parámetros variables tales como el exponente de cementación y saturación, con objeto de tener mejor y mayor representatividad de todas y cada una de las propiedades físicas del yacimiento.

Además, teniendo en cuenta que la caracterización petrofísica permite construir la distribución 3D de varias propiedades (para la construcción del Modelo Estático) es necesario utilizar modelos petrofísicos representativos del área de estudio.

La Ingeniería de Yacimientos está presente en los dos tipos, *no excluyentes*, en los que la caracterización de un yacimiento es dividida; es decir, la Caracterización Estática y Dinámica. Tal participación de la Ingeniería de Yacimientos comprende a grandes rasgos los siguientes puntos:

- La caracterización del sistema roca-fluido a nivel mesoscópico. Es llevada a cabo con muestras de roca, núcleos y fluidos, o mediante el uso de correlaciones. La información obtenida sirve para la posterior distribución y ajuste en un modelo espacial. La caracterización del sistema roca fluido a nivel mesoscópico es necesaria sea cual fuere el simulador de yacimientos empleado, de otra manera los resultados obtenidos de la simulación no serán representativos del yacimiento de estudio.
- La caracterización dinámica desempeña un papel imprescindible en la Caracterización de yacimientos. Su participación está incluida aún en la caracterización Estática, en particular en las áreas de Petrofísica y Geofísica pues valida los parámetros obtenidos por registros de pozo y la geometría del yacimiento, cuantificando las características volumétricas y sus efectos en el flujo de fluidos en el yacimiento.
- La distribución vertical de la presión en el yacimiento es necesaria para efectos de llevar a cabo la primera corrida del simulador, la cual es obtenida por diferentes métodos. *Los gravitatorios* necesitan una presión inicial, ya que están basados en el “peso” de la columna hidrostática variable (zonas de transición y de fluido único) siendo la caracterización dinámica la encargada de brindar una presión promedio, o bien, mediante la caracterización dinámica de bloque (obtenida de prueba de incremento de presión) se tiene una presión promedio para cada bloque en que es dividido el yacimiento.

Dentro de la Caracterización Estática, el proceso de distribución de las propiedades petrofísicas del yacimiento (población) en una malla 3D (malla fina) es llevada a cabo principalmente por dos métodos: sísmica de la roca y técnicas Geoestadísticas.

Tradicionalmente se consideraba a los Modelos Estático y Dinámico independientes, obteniendo por resultado inconsistencias al momento de llevar a cabo la simulación del

yacimiento en estudio, **la Caracterización Integral de Yacimientos considera que la retroalimentación de las distintas disciplinas que los conforman debe iniciar desde el primer momento.**

La información requerida para llevar a cabo la Simulación Numérica de un Yacimiento Naturalmente Fracturado es obtenida a través del proceso de Caracterización Integral de Yacimientos, de esta manera, cada una de las disciplinas involucradas proporciona de manera particular e integral información de las características del yacimiento que finalmente al ser integrada obtiene la información total representativa para llevar a cabo una Simulación Numérica de Yacimientos Naturalmente Fracturados.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Tema 1

1. Acero Hernández R. y Vargas del Campo A., “Análisis de oportunidades de los campos petroleros de PEP con un enfoque de negocios”, PEP, 2012
2. Aviu del Puerto L., Pulido Bello H. C., Maldonado Ortuño E. y Antúnez E., “Simulación Numérica Avanzada de Yacimientos Naturalmente Fracturados” Segundo Congreso y Exposición Internacional del Petróleo en México, 2007
3. Ángeles Aquino F. J. “Monografía Petrolera de la Zona Marina” AMGP, 2006
4. Aquino López J. A., “EL Gigante Cantarell: Un Ejemplo de Producción Mejorada”, AMGP–AAPG, 1999
5. Ortega Galindo R., “Modelo Estático-Dinámico del Campo Chac. Integración de Disciplinas”, CREE, 2011
6. Pulido Bello E. C. y Galicia Muñoz M. G., “Manual de Caracterización Petrofísica de Yacimientos Carbonatados Naturalmente Fracturados para uso en Simuladores Numéricos de Doble Porosidad”, Volumen Especial Versión 3, 2011
7. Rodríguez de la Garza F., “Lecciones Aprendidas y Retos de la Explotación de los Yacimientos Naturalmente Fracturados de la Sonda de Campeche”, PEP, 2007

Tema 2

1. Ambrose W. A., et. al., “Geologic framework of upper Miocene and Pliocene gas plays of the Macuspana Basin, Southeastern Mexico” AAPG, 2003
2. Ángeles Aquino F. J. “Evolución Geológica de la Zona Profunda del Golfo de México y sus Posibilidades Económico Petroleras”, Congreso Internacional del Petróleo AIPM, 2009
3. Ángeles Aquino F. J. “Monografía Petrolera de la Zona Marina” AMGP, 2006
4. Ángeles Aquino F. J., “Estudio estratigráfico sedimentológico del Jurásico Superior en la Sonda de Campeche”, AMGP. Vol. XXVIII No. 1, 1988
5. Arellano Gil J. “Apuntes de Geología de Explotación del Petróleo Agua y Vapor”, UNAM Facultad de Ingeniería, 2006

6. Arellano Gil J. "Apuntes de Geología de Yacimientos de Fluidos, UNAM Facultad de Ingeniería, 2006
7. Buffler Y. y Cantú Chapa A., "The western Gulf of Mexico Basin: Tectonics, sedimentary basins and petroleum systems", AAPGM, 2001
8. Enrique Ortuño M., "Potencial Petrolero Del Mesozoico en la Sonda de Campeche", Segundo Congreso y Exposición Internacional del Petróleo en México, 2007
9. González-García R. y Holguín-Quiñónez N., "Las Rocas Generadoras de México", Bol. AMPG Vol. XLII, No. 1, 1992
10. Grajales Nishimura J. M., Cedillo Pardo E., Rosales Domínguez C., Morán Centeno D. J., Álvarez W., Claeys P., Ruiz-Morales J., García Hernández J., Padilla Ávila P., Sánchez Ríos M. A., "Chicxulub Impact: The Origin of Reservoir and Seal Facies in The Southeastern México oil Fields", *Geology*, V. 28, No. 4, 2000.
11. Padilla y Sánchez R.J., "Evolución Geológica del Sureste Mexicano desde el Mesozoico al Presente en el Contexto Regional del Golfo de México" SGM, 2007
12. Pindell J. L., "Alleghenian reconstructions and subsequent evolution of the Gulf of Mexico, Bahamas, and proto-Caribbean", 1985
13. Ricoy S. U., "Tertiary terrigenous depositional systems of the Mexican Isthmus Basins", The University of Texas at Austin, 1990
14. Salvador A., "The Gulf of Mexico Basin: Triassic-Jurassic", GSA, 1991b
15. Salvador A., "The Gulf of Mexico Basin: Origin and development of the Gulf of Mexico Basin", 1991c
16. Salvador A., "The Gulf of Mexico Basin: The Geology of North America", GSA, 1991a
17. Sánchez Montes de Oca R., "Estratigrafía y Paleogeografía del Mesozoico de Chiapas: Seminario Sobre Exploración Petrolera", IMP, 1969
18. Sánchez Montes de Oca R., "Geología petrolera de la Sierra de Chiapas", AMGP, 1980
19. Sánchez Montes de Oca R., "Geología Petrolera de la Sierra de Chiapas", AMGP1980
20. Santiago Acevedo J., Carrillo Bravo J. y Martell Andrade B., "Evaluación de Formaciones en México", SLB, 1993
21. Schlumberger, "Evaluación de Formaciones en México", SLB, 1984
22. Tissot B.P. y Welte D.H. "El petróleo su Formación y Localización" Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología, 1982

Tema 3

1. Artley, "Dip-Moveout Prossesing", 2009
2. Cavada J. M., "Guía de Prospección Sísmica por Refracción", Facultad de Ingeniería UCV, 2000
3. COMESA, "Sísmica de Pozo una Tecnología del Siglo XXI", COMESA, 2011
4. Fanchi J. R., "Principles of Applied Reservoir Simulation", Elsevier Third Edition, 2006
5. Figueroa Correa G., "Construcción de Sismogramas Sintéticos (De la Teoría a la Práctica)", PEP Activo Integral Ku Maloob Zaap, 2007
6. Figueroa Correa G., "Curso: Sísmica", CREE, 2007
7. Figueroa Correa G., Jiménez Pérez M. y Ortuño Maldonado E., "Reactivación de Fallas Jurásicas en el Terciario y su Evaluación en el Riesgo Exploratorio", Activo Integral Ku Maloob Zaap, 2009
8. Figueroa Correa G., Ríos López R., Brandi Purata J. y Pérez Alvis E., "Estudio de Predicción Petrofísica de Porosidad e Inversión Acústica en el Cretácico", Activo Integral Ku Maloob Zaap, 2007
9. González Morales C. A., "Curso: Procesos de Inversión Sísmica para Caracterización de Yacimientos", CREE, 2008
10. Granada Sanz A. y Cambero Calzada J. C. "Comentarios al método Sísmico de Reflexión en sus Aplicaciones en el Ámbito de la Geotecnia", IGT, 2001
11. Mora Cornejo N. y Del Ángel González E., "El Roll del Modelo Sísmico-Estructural en la Evaluación de Reservas de Hidrocarburos, PEP, 2006
12. Murillo A. J. y Figueroa Correa G., "Modelo de Evolución Tectónica Terciaria en los Campos Cantarell-Ku-Zaap-Maloob", AIPM, 2009
13. Schlumberger, "Synthetic Seismogram", SLB, 2003
14. Schlumberger, "Wavelet Separation Techniques", SLB, 2003
15. Sheriff R. y Geldart L., "Exploration Seismology", Cambridge University Second Edition, 1995

Tema 4

1. Bustos Vázquez A. "Caracterización y Modelado de Yacimientos Fracturados en el Campo Cantarell, México", Congreso Internacional del Petróleo AIPM, 2009

2. Garduza Rueda V. M., “Entrenamiento y Actualización en Registros Geofísicos”, PEP Coordinación de Estrategias de Exploración, 2009
3. Garduza Rueda V. M., “Interpretación de Registros Geofísicos”, PEP Coordinación de Estrategias de Exploración, 2008
4. Garduza Rueda V. M., “Procedimientos para el control de Calidad en la Adquisición de Registros Geofísicos”, PEP Coordinación de Estrategias de Exploración, 2003
5. Mahmood Akbar B. V., “Evaluación de Yacimientos Carbonatados”, Oilfield Review SLB, 2009
6. Ortiz Galicia J. M., “Registro Sónico Dipolar Sintético (DSIS) a Partir del Contenido Mineralógico de la Formación”, Congreso Internacional del Petróleo AIPM, 2009
7. Ortuño Maldonado E. y Figueroa Correa G., “Yacimientos del Jurásico en la Sonda Marina de Campeche, CREE, 2007
8. Pulido Bello E. C. y Galicia Muñoz M. G., “Manual de Caracterización Petrofísica de Yacimientos Carbonatados Naturalmente Fracturados para uso en Simuladores Numéricos de Doble Porosidad”, Volumen Especial Versión 3, 2011
9. Warren J. E. y Root P. J., “The Behavior of Naturally Fractures Reservoirs”, SPE, 1963
10. William G. A., “Wettability Literature Survey – Part 5: The Effects of Wettability on Relative Permeability”, SPE, 1987

Tema 5

1. American Chemical Society: “Influence of the Optimized Temperature-Dependent Interaction Parameter on Vapor – Liquid Equilibrium Binary Prediction of Supercritical Methane with some Alkanes by Means of the Soave Equation of State”, ACS, 1987
2. Armin I. y Trygve R., “Mathematical Methods and Modeling in Hydrocarbon Exploration and Production”, SLB, 2000
3. Castro Herrera I. “Apuntes de Caracterización Dinámica de Yacimientos”, Facultad de Ingeniería UNAM, 2007
4. Cinco Ley H. “Caracterización Dinámica de Yacimientos”, DEPMI UNAM, 1998
5. Cinco Ley H., “Análisis Moderno de Pruebas de Presión y Datos de Producción”, DEPMI, 2006
6. Coats K. H., “Three-Dimensional Simulation of Steamflooding”, SPEJ, 1974

7. Corey A. T. "The Interrelation Between Gas and Oil Relative Permeabilities", Producers Monthly, 1954
8. Corey A. T., "Three-Phase Relative Permeability", J. Inst. Petroleum, 1962
9. Craft B. C. y Hawkins M. F., "Applied Petroleum Reservoir Engineering", Prentice Hall, 1959
10. Craft B. C., Hawkins M. F y Terry R.E., "Applied Petroleum Reservoir Engineering", Prentice Hall, 1991
11. Daltaban K., "Relative Permeability and Capillary Pressure", Beicip Fran Lab, 2009
12. Ertekin T., Abou-Kassem J. H. y King R. K. "Basic Applied Reservoir Simulation", SPE Textbook Series, 2001
13. Fanchi J. R., "Principles of Applied Reservoir Simulation", Elsevier Third Edition, 2006
14. Fernández C., Fuentes F. y Samaniego V. "Coeficientes de Interacción Binaria K_{is} 's para el Ajuste de una Ecuación de Estado Generalizada", 1989
15. Halliburton, "Ingeniería de Yacimientos", Halliburton, 2011
16. Halliburton, "Probador Secuencial de Formaciones PFT-IV", Halliburton, 2011
17. Hardage B., "Vertical Seismic Profiling. Seismic Exploration" Pergamon Third Edition, 2000
18. Hernández Hernández J., "Identificación del Modelo de Interpretación en Pruebas de Presión", Halliburton, 2001
19. Hernández Hernández J., "Pruebas de Variación de Presión Diseño y Análisis", Halliburton, 2001
20. McCain W. D., "The Properties of Fluids", PennWell Books Tulsa Oklahoma, 1990
21. Muskat M. "Physical Principles of Oil Production", IHRDC, 1980
22. Muskat M. "The Flow of Homogeneous Fluids Through Porous Media", IHRDC, 1982
23. Naar J. y Henderson J. H., "An Imbibition Model – Its Application to Flow Behavior and the Prediction of Recovery", SPEJ, 1962
24. Naar J., y Wygal R. J. "Three-Phase Imbibition Relative Permeability", SPEJ, 1961
25. Rodríguez Nieto R., "Apuntes de Principios de Mecánica de Yacimientos", FI UNAM, 1980
26. William G. A., "Wettability Literature Survey – Part 5: The Effects of Wettability on Relative Permeability", SPE, 1987
27. Samaniego Verduco F., "Mecánica de Yacimientos", DEPFI, 2007

Tema 6

1. Casar González R., “Modelado Estocástico de Propiedades Petrofísicas en Yacimientos de Alta Porosidad Secundaria”, Tesis de Doctorado en Ingeniería UNAM 2003
2. Chambers R L. y Yarus j. M., “Caracterización de Yacimientos: Modelado Geoestadístico de Yacimientos, Orientado Geológicamente”, QGSI, 2002
3. Deutsch C. V., “Geostatistical Reservoir Modeling”, Oxford University, 2002
4. Díaz Viera M. A., “Modelado Estocástico de Yacimientos Petroleros”, IMP, 2006
5. Díaz Viera M.A. y Casar González R., “Geoestadística Aplicada”, IMP, 2004
6. Dubrule O., “Geostatistics for Seismic Data Integration in Earth Models”, SEG, 2003
7. Fanchi J. R., “Principles of Applied Reservoir Simulation”, Elsevier Third Edition, 2006
8. García Bastante F. “Fundamentos de Geoestadística”, Universidad de Vigo, 2007
9. Giraldo Henao R. “Introducción a la Geoestadística, Teoría y Aplicación”, Departamento de Estadística Universidad Nacional de Colombia, 2007
10. Jiménez Guerrero M., Díaz Viera M. y Casar González R., “Caracterización Integral de Yacimientos: Integración de Datos de Registros de Pozo con Atributos Sísmicos usando Geoestadística”, IMP Vol. 26 No. 1, Octubre, 2006
11. Ortuño Maldonado E., “Modelo Estático Del Campo Caan”, Congreso Internacional del Petróleo AIPM, 2009
12. Ortega Galindo R., “Modelo Estático-Dinámico del Campo Chac. Integración de Disciplinas”, CREE, 2011
13. Pérez Alvis E., “Manual de Población del Modelo Geológico 3D”, CREE, 2009

Tema 7

1. Arana V. H., “Apuntes de Simulación Numérica de Yacimientos”, Facultad de Ingeniería UNAM, 2006
2. Armin I. y Trygve R., “Mathematical Methods and Modeling in Hydrocarbon Exploration and Production”, SLB, 2000

3. Aviu del Puerto L., Pulido Bello H. C., Maldonado Ortuño E. y Antúnez E., "Simulación Numérica Avanzada de Yacimientos Naturalmente Fracturados" Segundo Congreso y Exposición Internacional del Petróleo en México, 2007
4. Aziz K. y Settari A., "Petroleum Reservoir Simulation", Applied Science Publishers, 1979
5. Economides M. J., Hill A.D. y Enligh-Economides C. A., "Petroleum Production Systems", Prentice-Hall, 1994
6. Ertekin T., Abou-Kassem J. H. y King R. K. "Basic Applied Reservoir Simulation", SPE Textbook Series, 2001
7. Fanchi J. R., "Principles of Applied Reservoir Simulation", Elsevier Third Edition, 2006
8. Garaicochea P. F., Bernal H. C. y López O. O., "Transporte de Hidrocarburos por Ductos", CIPM, 1991
9. Hill A. C. y Thomas G. W. "A New Approach for Simulating Complex Fractured Reservoirs" SPE, 1985
10. Odeh A. S., "Comparation of Solutions to a Three Dimensional Black Oil Reservoir Simulation Problem", SPE, 1981
11. Odeh A. S., "Reservoir Simulation: What is it" SPE-AIME
12. Ortega Galindo R., "Modelo Estático-Dinámico del Campo Chac. Integración de Disciplinas", CREE, 2011
13. Osorio Peralta O., "Apuntes de Simulación Matemática de Yacimientos" Facultad de Ingeniería UNAM, 2010
14. Peaceman D. W., "Fundamentals of Numerical Reservoir Simulation", Elsevier, 1977
15. PEP, "Procesado de Sísmica de Reflexión Superficial", PEP, 2009
16. Pulido Bello E. C. y Galicia Muñoz M. G., "Manual de Caracterización Petrofísica de Yacimientos Carbonatados Naturalmente Fracturados para uso en Simuladores Numéricos de Doble Porosidad", Volumen Especial Versión 3, 2011
17. Rodríguez de la Garza F. y Galindo Nava A. P. "Fundamentos de Simulación Numérica de Yacimientos", Facultad de Ingeniería UNAM, 2000
18. Staggs H. M., Herbeck E. F., "Reservoir Simulation Models-An Engendering Overview", SPE, 1971