

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO



FACULTAD DE INGENIERÍA

**HERRAMIENTAS DE COMPUTACIÓN APLICADAS
A LA EXPLORACIÓN PETROLERA**

MATERIAL DIDÁCTICO

Que para obtener el título de

INGENIERA GEÓLOGA

P R E S E N T A

Fanny Astrid Barragán Gasca

ASESOR DE MATERIAL DIDÁCTICO

Ing. Javier Arellano Gil



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2017

	Página
ÍNDICE	
RESUMEN	1
ABSTRACT	2
CAPITULO I. GENERALIDADES	
I.1 Introducción	3
I.2 Objetivo	4
I.3 Metas	4
I.4 Metodología	4
I.5 Importancia del tema	4
I.6 Trabajos antecedentes	5
CAPÍTULO II. CONCEPTOS FUNDAMENTALES	
II.1 Estudios geofísicos	9
II.1.1 Teoría de la onda	9
II.1.2 Geofísica y exploración	11
II.1.3 Sismología	12
II.1.4 Sonar	13
II.1.5 Teledetección remota	13
II.1.6 Levantamientos gravimétricos	14
II.1.7 Registros geofísicos de pozos	15
II.1.7.1 Registro de resistividad (<i>Resistivity log</i>)	17
II.1.7.2 Registro del potencial espontáneo SP(<i>Spontaneous Potential log</i>)	18
II.1.7.3 Registro de rayos gama (<i>Gamma Ray log</i>)	19
II.1.7.4 Registro de neutrón (<i>Neutron log porosity index %</i>)	20
II.1.7.5 Registro sónico (AT) (<i>Sonic velocity log (Km / seg)</i>)	21
II.1.7.6 Registro de echados (<i>Pitch log borehole</i>)	21
II.2 Electrofacies	22
II.3 Sísmica	23
II.3.1 Métodos sísmicos	23
II.3.2 Sísmica de reflexión	23
II.3.3 Sísmica de refracción	24
II.3.4 Prospección sísmica	24
II.3.5 Información adquirida y procesada	26
CAPÍTULO III. EL SOFTWARE EN LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO	
III.1 Definiciones	29
III.1.1 Hardware	29
III.1.1.1 Unidad central de procesamiento	29
III.1.1.2 Supercomputadora	29
III.1.1.3 Estaciones de trabajo (<i>Work stations</i>)	31
III.1.2 Software	31
III.1.2.1 Software de sistema	31
III.1.2.2 Software de programación	31
III.1.2.3 Software de aplicación	31
III.2 Utilidad del software en la exploración y explotación (<i>exploration and production E&P</i>)	32
III.3 Capacidades tecnológicas para uso del software aplicado	32
III.4 Sistemas de información geográfica SIG (<i>Geographical Information System, GIS</i>)	33
III.5 Empresas fabricantes de <i>hardware</i> y <i>software</i>	34
III.6 Software para la industria petrolera (<i>Exploration and Production E&P</i>)	35
III.7 Empresas desarrolladoras de <i>software</i> y software más relevantes	36

CAPÍTULO IV. INTERPRETACIÓN ESTRATIGRÁFICA DE SECCIONES SÍSMICAS	
IV.1 Breve historia	39
IV.2 Definiciones de la estratigrafía secuencial	41
IV.3 Tipos de terminaciones de secuencias estratigráficas	42
IV.4 Parámetros relativos del mar	42
IV.5 Tectónica y eustasia	43
IV.6 Acomodo de sedimentos y preservación de secuencias	44
IV.7 Principales sistemas de depósito o Secuencias depositacionales (<i>Systems tract ST</i>)	45
IV.7.1 Sistema depositacional inferior (<i>Lowstand Systems Tract LST</i>)	47
IV.7.2 Sistema depositacional transgresivo (<i>Transgressive Systems Tract TST</i>)	48
IV.7.3 Sistema depositacional superior (<i>Higtstand Systems Tract HST</i>)	49
IV.7.4 Superficie de máxima inundación (<i>Maximum Flooding Surface MFS</i>)	49
IV.7.5 Superficie transgresiva (<i>Trangressive Surface TS</i>)	50
IV.7.6 Límites de secuencia (<i>Sequence Boundary SB</i>)	50
CAPÍTULO V. INTERPRETACIÓN ESTRUCTURAL DE SECCIONES SÍSMICAS	
V.1 Uso del software y metodología	53
V.1.1 Filtrado de señales	54
V.1.2 Sismogramas sintéticos	55
V.2 Atributos sísmicos	57
V.3 Interpretación de horizontes	59
V.4 Cubo sísmico (<i>3D Seismic</i>)	61
V.5 Interpretación de estructuras geológicas secundarias	62
V.5.1 Pliegues	63
V.5.1.1 Clasificación de pliegues	64
V.5.1.2 Pliegues y la sísmica	66
V.5.2 Fallas	67
V.5.2.1 Definición y partes de las fallas	67
V.5.2.2 Clasificación de las fallas	68
V.5.2.3 Fallas y la sísmica	69
V.5.3 Estructuras salinas	74
V.5.3.1 Tectónica salina o halocinesis	75
V.5.3.2 Evaporitas	76
V.5.3.3 Diapiro	76
V.5.3.4 Domo salino	76
V.5.3.5 Toldos (<i>Canopy</i>)	76
V.5.3.6 Estructuras salinas y la sísmica	77
V.6 Calidad de la información	77
CAPÍTULO VI. INTERPRETACIÓN PETROFÍSICA	
VI.1 Breve historia	83
VI.2 Trabajo petrofísico	84
VI.2.1 Utilidad de las muestras de núcleos	84
VI.2.2 Utilidad de los registros geofísicos	85
VI.3 Parámetros petrofísicos	87
VI.3.1 Textura	87
VI.3.2 Fábrica	87
VI.4 Petrografía	87
VI.5 Propiedades físicas de las rocas	87

VI.5.1 Composición mineralógica	87
VI.5.2 Densidad	88
VI.5.3 Magnetismo	88
VI.5.4 Conductividad eléctrica	88
VI.5.5 Radioactividad	88
VI.5.6 Capacidad térmica	88
VI.5.7 Resistencia	88
VI.6 Propiedades petrofísicas	88
VI.6.1 Porosidad	88
VI.6.1.1 Tipos de porosidad	89
VI.6.1.2 Métodos para determinación de porosidad	90
VI.6.2 Granulometría	90
VI.6.3 Saturación	91
VI.6.4 Permeabilidad	92
VI.6.4.1 Métodos para determinar la permeabilidad	92
VI.6.5 Factor de formación	92
VI.6.6 Tortuosidad	93
VI.6.7 Cementación	93
VI.6.8 Presión capilar	93
VI.6.9 Salinidad	93
VI.6.10 Contenido de agua	94
VI.6.11 Contenido de hidrocarburos	94
VI.7 Modelos de caracterización de yacimientos	94
VI.7.1 Dimensiones para caracterizar yacimientos	95
VI.7.1.1 Microscópica	95
VI.7.1.2 Mesoscópica	95
VI.7.1.3 Macroscópica	95
VI.7.1.4 Megascópica	95
VI.8 Metodología de caracterización del Play	95
CAPÍTULO VII. INTERPRETACIÓN DEL SISTEMA PETROLERO	
VII.1 Breve reseña	97
VII.2 Cuencas sedimentarias (<i>Sedimentary basins</i>)	98
VII.3 Sistema petrolero (<i>Petroleum system</i>)	99
VII.3.1 Clasificación de sistemas petroleros por su arquitectura	100
VII.3.1.1 Sistemas puros	100
VII.3.1.2 Sistemas híbridos	100
VII.3.2 Clasificación de los sistemas petroleros de acuerdo a su nivel de documentación	100
VII.3.2.1 Sistemas conocidos (!)	100
VII.3.2.2 Sistemas hipotéticos (.)	100
VII.3.2.3 Sistemas son especulativos (?)	100
VII.3.3 Modelado de sistema petrolero	101
VII.3.4 Tablas de eventos genéricos	101
VII.3.5 Identificación y correlación de horizontes de interés	101
VII.3.5.1 Secciones sísmicas	102
VII.3.5.2 Correlación con registros de pozos	102
VII.4 Tipos de exploración	102
VII.4.1 Play basado en exploración (<i>Play Based Exploration PBE</i>)	102
VII.4.2 Proyecto exploratorio	103
VII.5 Clasificación de los depósitos petroleros económicos	103
VII.5.1.1 Yacimiento (<i>reservoir</i>)	103
VII.5.1.2 Campo (<i>field</i>)	103

VII.5.1.3 Provincia	103
VII.5.1.4 Play	103
VII.5.1.5 Prospecto (<i>prospect</i>)	103
VII.6 Uso del software para pronosticar el contenido de hidrocarburos	104
VII.6.1 Clasificación de reservas en la industria de los hidrocarburos	105
VII.7 Agrupación de información para interpretación del prospecto	105
VII.7.1 Acceso a la información por medio del software	106
VII.7.2 Ensamble de información	106
VII.7.3 Tabla de probabilidad de éxito	106
VII.8 Oportunidades exploratorias	107
CONCLUSIONES	109
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	111
APENDICE	
1. Cronología del desarrollo de las ciencias y las tecnologías aplicadas a la Industria del petróleo	117
2. Estudios Geofísicos	120
3 Acrónimos de organizaciones y sociedades de la industria de los hidrocarburos	122
4 Acrónimos en inglés de terminología geológica de la industria petrolera	123
5 Acrónimos en inglés de terminología geofísica de la industria petrolera	124
6 Software de Sísmica de Simulación tiene términos y expresiones nuevos	125
7 Prefijos pertenecientes al SI	126
8 Convención de medidas de computo	127
9 Atributos sísmicos más comunes usados en la industria petrolera	128

RESUMEN

El contenido de este trabajo tiene la finalidad de exponer de manera didáctica las aplicaciones de las herramientas de computación empleadas para exploración y explotación de hidrocarburos; además pretende resaltar que estos sistemas son por el momento herramientas de uso cotidiano de gran confiabilidad y muy precisas.

Los fundamentos de las computadoras son concebidos en sus inicios como una idealización de equipos que desarrollaran gran cantidad de cálculos matemáticos, posteriormente utilizados para aprovechar su potencial de cálculo automatizado para descifrar códigos y codificar planes bélicos en la Segunda Guerra Mundial; esto detonó gran cantidad de aplicaciones y descubrimientos en la tecnología de predicción y análisis de datos. Como consecuencia, todas las ramas de la ingeniería y en particular las Ciencias de la Tierra se beneficiaron al aprovechar todos estos adelantos tecnológicos mediante equipos especializados que permitían procesar y analizar gran cantidad de datos, los cuales mejoran los resultados en la exploración y explotación de recursos naturales como el petróleo.

La importancia de los recursos económicos petroleros permitieron estudiar e innovar tecnológicamente y de forma trascendental la manera de visualizar el subsuelo. Con el desarrollo de la tecnología en los campos de la sísmica y la geología, las empresas de exploración petrolera, dedicada a la interpretación de esta información pudieron desarrollar una disciplina llamada “estratigrafía secuencial”, la cual permite definir a gran escala los sistemas de depósitos sedimentarios, analizar pliegues, fallas, domos y diapiros. También cabe destacar que hubo avances significativos en estudios de sísmica bidimensional y tridimensional, que mejoraron la caracterización de la estratigrafía y la interpretación estructural.

Este trabajo resalta el uso de la terminología relacionada a la industria de los hidrocarburos, incluyendo acrónimos y palabras del idioma inglés; por convención internacional y por que el desarrollo tecnológico ocurrió en empresas con inversión de capital de Estados Unidos e Inglaterra principalmente.

En general el software que se utiliza en Ciencias de la Tierra para exploración y explotación de recursos naturales es desarrollado en gran proporción por empresas de la industria petrolera. En el mercado relacionado con los programas de caracterización de yacimientos, existe una gran variedad de productos especializados tales como: software para Geociencias, software esencial para análisis de pozos, software para la visualización del subsuelo, programa para mapeo, análisis y modelado de datos, software para completar la interfaz gráfica, software aplicados a estudios petrofísicos, geoquímicos y geofísicos, así como enlaces entre mapas, retículas, etc.

La finalidad del presente trabajo, es el apoyar el proceso de enseñanza de los profesores y aprendizaje a los alumnos; y consiste en presentar material didáctico que consta de unidades teóricas, ejemplos, ejercicios y presentaciones en formato digital que estarán a disposición de profesores y alumnos de la asignatura de Geología del Petróleo, Geología del Subsuelo, Estratigrafía, etc.

ABSTRAC

The endless task of this information is expose as chronologic and didactic way, authors, retributions and applications, of computing tools used for hydrocarbon's exploration and production, *E&P*; over the less, set off the software systems are reliable quotidian uses and accurate tools.

At the beginning, the computers are an idealization of devices to development a huge amount of mathematical calculus, then were used to take advantage of decoding and coding top secret information at the Second World War; this detonate multiples applications and technologic discoveries to processing big data analysis. In effect, engineering and earth sciences profit the technologic advantage, using specialized devices to process and analyzed hydrocarbon's logs and data, those results improve trade on petroleum's exploration and production.

The prominent economics resources from de oil and gas industry, permitted the underground studies and innovate technological way, to appreciate the reservoirs. The oil's business researches company, made significative contributions at geology and seismic development to interpret at great scale the deposition's systems, this let born a new discipline of stratigraphic knowledge named: "sequential stratigraphy":

The sequential stratigraphy allows characterize biggest sedimentary deposits, analyzed folds, faults, domes and diapiric structures below surface. Also, is important overemphasize the advance in the bidimensional (*2D*), and tridimensional (*3D*) seismic characterization, and the accurate underground stratigraphic imagens and big geological structures.

In this work remarks the English language as jargon hydrocarbon's industry, specialized technical terminology and acronyms, all due respect an international convention, because the technological development was supported by American and English investment and resources concern mainly.

Briefly, the software applied for Earth Sciences to exploration and production for natural resources is develop in a great proportion by Oil and Gas Companies; in the market as profitable business are there many products specialized like; software to geosciences, essential analysis well's software and log data, subsurface visualization software, mapping analysis software, geochemistry and petrophysics software, grids, big data base, etc.

The goal of this work is support the teaching process to the professors and the knowledge to the students; is available and composed of didactic material with theory, examples, exercises and digital presentations.

CAPITULO I. GENERALIDADES

I.1 INTRODUCCION

Este trabajo denominado “*Herramientas de Computación Aplicadas a la Exploración Petrolera*”, incluye 7 capítulos en los que, con fundamentos de la exploración geofísica y geológica expone el desarrollo y funcionamiento de los sistemas de visualización del subsuelo, útiles en la interpretación en la industria de los hidrocarburos.

La observación de las características y fenómenos de la Tierra aplicado al método científico, aunado a conocimientos objetivos y lógicos, mediante procesos ordenados, permiten su explicación y el avance del conocimiento en el tema; la metodología que se utiliza en exploración petrolera considera el trabajo multidisciplinario de diferentes especialistas en Ciencias de la Tierra; el objetivo es generar un modelo geológico, el cual se soporta en la exploración geofísica, estudios estratigráficos, sedimentológicos o de caracterización de facies, en la geología estructural, continua con la caracterización del sistema petrolero, pronóstico de reservas y si es apropiado el proyecto, se lleva a cabo la perforación del pozo exploratorio.

El proceso para explorar petróleo se basa en la recopilación y análisis de datos en las modernas computadoras con los *Sistemas de Información (SI)*, los cuales son un conjunto de elementos orientados al tratamiento y administración de datos. En un principio, la exploración se concentra en la identificación de cuencas sedimentarias, las cuales son espacios susceptibles de éxito en el contenido de hidrocarburos, posteriormente se examinan los procesos relacionados a su almacenamiento, así como la dinámica que presentan en el transcurso del tiempo geológico; para estos propósitos las empresas petroleras hacen uso de recursos económicos encaminados a estudios de visualización del subsuelo, que permiten la objetiva interpretación de estructuras e identificación de trampas con el contenido de aceite y gas convencional y no convencional, potencialmente explotable.

El pronóstico previo a perforar un área de estudio tiene procesos probabilísticos que involucran múltiples variables relacionadas a la generación, migración, preservación y entrapamiento de hidrocarburos; por lo que el uso de las “Herramientas de Computación Aplicadas a la Exploración Petrolera” (“*software*”) permiten trabajar con gran cantidad de datos y proponer estrategias de exploración y explotación en el desarrollo de “*plays*” en sistemas petroleros, además emiten imágenes que son susceptibles de análisis, diseño, interacción, gestión, comunicación en tiempo real de registros muy robustos de información que reducen el riesgo geológico y el gasto innecesario de recursos.

En general, el éxito de cualquier proyecto de exploración petrolera depende de la convergencia de elementos y procesos geológicos en una cuenca sedimentaria donde las computadoras, el *software* aplicado y los conocimientos de los especialistas permiten realizar interpretaciones objetivas que en la actualidad culminan en el descubrimiento de nuevos yacimientos de hidrocarburos.

I.2 OBJETIVO

El objetivo del presente trabajo es la elaboración de material didáctico del tema 10 Titulado: "Herramientas de Computación Aplicadas a la Exploración Petrolera", el cual forma parte del plan de estudios de la asignatura de Geología del Petróleo de las carreras de ingeniería geológica y geofísica que es de utilidad tanto para los alumnos, para profesores y profesionistas de geociencias interesados en el tema.

I.3 METAS

Las metas alcanzadas en la elaboración de este trabajo son la elaboración de textos, imágenes, presentaciones en "PowerPoint" para favorecer el aprendizaje significativo al disponer del material didáctico para fácil comprensión de los usos y beneficios del tema del software aplicado a la industria de exploración y explotación del petróleo.

I.4 METODOLOGÍA

La información que se ha reunido en este trabajo fue recabada de diversas fuentes de información referentes a la Industria del petróleo; los datos han sido soportados por documentos realizados por investigadores, científicos, profesores, ingenieros, técnicos de universidades y de compañías que han dedicado su esfuerzos y tiempo al estudio, investigación y enseñanza de la exploración y explotación de hidrocarburos.

El presente trabajo inició con la recopilación bibliográfica, después se analizó y se elaboró la síntesis de información; posteriormente se llevó a cabo la evaluación y elaboración de conceptos obtenidos; finalmente se diseñó material didáctico, se elaboraron textos, figuras y presentaciones digitales.

I.5 IMPORTANCIA DEL TEMA

Es un tema de vanguardia ya que el software es una herramienta de uso cotidiano en la industria de los hidrocarburos para definir la existencia, las reservas y factibilidad de explotación de los recursos petrolíferos a menor costo y con mayor precisión y éxito.

El uso de herramientas de computación por las compañías dedicadas a la explotación de los hidrocarburos, han reportado el 30% de ahorro de recursos económicos direccionados a la exploración, y en ingresos económicos han registrado en promedio hasta un 45% de ganancias en la explotación de estos recursos.

En resumen, el uso de estas herramientas se traduce en un ahorro bastante apreciable, además que permite a los científicos tener explicaciones en el estudio de la Tierra y sus procesos geológicos, así como la toma de decisiones pertinentes a la perforación de un pozo en busca de un yacimiento petrolero que puede explotarse con rendimiento económico.

I.6 TRABAJOS ANTECEDENTES

Posterior a la Revolución Industrial (1820-1840), Europa Occidental y Norteamérica vivieron transformaciones tecnológicas, económicas y sociales; sobre todo los cambios en el uso y tipo de energía para consumo doméstico e industrial. La economía anterior a este fenómeno social, estaba basada en el trabajo de la tierra y el comercio principalmente; y pasó a ser a una economía basada en la producción industrializada, la cual abarataba y minimizaba los tiempos de elaboración de productos y servicios. El carbón rápidamente en esta época fue desplazado por el petróleo y sus derivados, comenzando entonces una megaindustria que transformaría a gran velocidad el estilo de vida de la humanidad.

En 1870 John D. Rockefeller fundó la *Estándar Oil* en América y en 1907 Jean Kessler, Henri Deterding y Hugo Loudon en Europa fundaron la compañía anglo-holandesa *Royal Dutch Shell*; estas dos grandes empresas en un inicio fueron de refinación, distribución y comercialización; posteriormente el uso de motores de combustión interna incrementó el consumo de diésel; además el desarrollo de la industria ferroviaria, marítima, y aérea, requerimiento de gasolina y turbosina, los lubricantes para la maquinaria; también se incrementó el uso de hidrocarburos para el alumbrado doméstico y la calefacción con keroseno. El automóvil barato y popular fabricado en Detroit por Henry Ford (1908 Modelo T conocido como "Jeep"), propiciaron la demanda a gran escala de los derivados de hidrocarburos.

La modernización tecnológica usada por los equipos de la armada real británica y alemana a principios del siglo XX, que se disputaban la supremacía naval en esa época; se percataron del valor estratégico de tener suministros de petróleo y comenzaron la investigación y las concesiones de campos petroleros alrededor del mundo.

En esta época, muchas mentes inconformes, inquietas y con gran curiosidad del mundo tecnológico cada vez más cambiante, incitó el desarrollo de la ciencia con gran fuerza; en 1920 Conrad Schulmberger publica los resultados de *Experimental Surface Resistivity Measurements*, trabajo que le toma 9 años en desarrollo; este trabajo incitó a que en el mismo año, junto a su hermano Marcel, abrir su primer negocio en París (30, rue Fabert). Conrad Schulmberger había sido durante mucho tiempo consciente del potencial comercial de sus investigaciones y sus descubrimientos; el patento en varios países el estudio de su método de prospección eléctrica, convirtiéndose en una aplicación industrial, primero enfocado a la exploración de minerales y con el tiempo, su trabajo fue dirigido a la exploración de hidrocarburos, ya que en esa época comienza la demanda a gran escala de los mismos.

El siglo XIX fue de grandes cambios e ideas, mentes de ese tiempo comenzaron a idealizar soluciones tecnológicas prácticas a sus necesidades intelectuales; hacia 1822, el matemático británico y científico de la computación Charles Babbage (1791-1871) conceptualizó el uso de las interacciones de las entradas y salidas de datos matemáticos, él idealizó la estructura de la calculadora, que fue el inicio de las computadoras; diseñó una máquina analítica, ideó un equipo para calcular valores de funciones polinómicas mediante el método de las diferencias; pero el no materializo su diseño; Posteriormente, la matemática inglesa Lady Ada Lovelance promovió la máquina analítica de Babbage, sugirió tarjetas perforadas como método de entrada de información e instrucciones de la máquina e introdujo una notación para escribir programas; las notas de Ada se publicaron en la revista *Scientific Memoirs* en septiembre de 1843, con el título de "*Sketch of the Analytical Engine Invented by Charles Babbage*"; y esto hace que los historiadores la reconozcan como la primera persona programadora de la historia.

En 1930, el desarrollo de la electrónica permite diseñar equipos de grabación y transmisión de datos; rápidamente la electrónica fue incorporada a las herramientas de exploración y explotación de recursos minerales y energéticos a causa de la industrialización.

Para 1940, Alan Turing (1912-1954) descifró códigos de los alemanes en la Segunda Guerra Mundial. La *Bombe* es el nombre de una máquina de cifrado rotatorio; era un dispositivo electromecánico que usaba una combinación de partes mecánicas y eléctricas con la finalidad de descifrar mensajes. Turing diseñó los procesos y las máquinas que permitían los cálculos más rápidos para la ruptura del código de la máquina Enigma de los nazis. Se estima que el trabajo de Turing acortó la duración de la guerra entre dos y cuatro años.

Después de la Segunda Guerra Mundial, los ingenieros petroleros perfeccionaron las técnicas del análisis de yacimientos y petrofísica. Uno de los más importantes eventos en la evolución tecnológica fue en 1950 con la perforación en costas marinas (*offshore oil industry*); terminada la Segunda Guerra Mundial, se perforó en el Golfo de México en la zona marina, incentivando aún más la evolución de la ingeniería del petróleo las áreas de especialización en perforación, producción, ingeniería de yacimientos y petrofísica; se fundamentaron con disciplinas tales como la mecánica, ingeniería civil, eléctrica, electrónica, geológica, química y la oceanografía. Estas integraciones de las especializaciones mantienen hasta la fecha un sistema eficiente en la perforación, producción y procesado del gas y aceite.

Con respecto a la cartografía, el Departamento Federal de Silvicultura y Desarrollo Rural, en Ottawa, Canadá, en 1962 al 1990 operó un Sistema de Información Geográfica de Canadá, desarrollado por Roger Tomlinson, considerado como el padre de los Sistema de Información Geográfica o "SIG" o *Geographic Information System (GIS)*, este sistema se usaba para almacenar, analizar y manipular datos adquiridos para el inventario de tierras de Canadá. Este sistema fue desarrollado en un sistema de coordenadas que abarcaba todo el continente, trabajaba con información cartográfica a escala 1:50,000, con temas tales como: tipos y uso de suelo, agricultura, espacios de recreo, vida silvestre, aves acuáticas y silvicultura. Este sistema superponía capas de información, realizaba mediciones, digitalizaba y escaneaba datos. La computadora central en donde corría el software CGIS permitía hacer análisis complejos de conjuntos de datos (Tomlinson R.F., 1967).

Dick Banks, graduado de "Colorado School of Mines", y Ph.D Joe Sukkar, en 1969 fundaron una empresa llamada "Scientific Computer Applications Inc." y desarrollaron un software de mapeo (*contour mapping software package*), basado en la triangulación topográfica; esta empresa a la fecha ofrece soporte de software a las tres áreas de la industria del petróleo.

El desarrollo de las herramientas de computación "*software*" enfocada a hidrocarburos se fortalece aún más en el siglo pasado, en la década de los 1990, con el inicio del software PETREL de la Compañía Schulmberger, "herramienta de flujo de trabajo integrado que permite a las compañías de exploración y producción desarrollar crítica y creativamente acerca de sus procedimientos de modelado de reservas de hidrocarburos".

En la década de los 80's del siglo pasado, *Enviromental System Research Institute (ESRI)* surge como proveedor de sistemas SIG junto con otras empresas, incorpora características de CGIS, organiza y estructura los atributos de la información espacial en base de datos. En 1990 inicia la fase comercial de los programas de tipo SIG, se comercializa a nivel usuario doméstico debido a la generalización de computadoras personales. Al inicio de 2002 surge el programa QGIS con su versión de visualización, que es un programa libre de código abierto. La expansión y desarrollo de programas de tipo SIG libres y código abierto impulsa el uso de este tipo de programas en diversos sistemas operativos y se genera un rápido crecimiento tecnológico migrando su concepto de visualización al internet con los programas de tipo SIG en el concepto de "las nubes".

Los SIG fueron desarrollados en su primera fase para trabajar con inventarios muy robustos de datos y realizar consultas, en la segunda fase ya eran capaces de resolver cuestiones complejas, relacionar capas de información utilizando técnicas estadísticas y análisis espacial; y en la tercera fase el desarrollo fue orientado hacia gestiones y decisiones con un énfasis en el análisis espacial sofisticado y en la modelización.

La invención de la primera computadora moderna fue concebida para propósitos generales por científicos con ideas y requerimientos de muchas áreas del conocimiento como las matemáticas, los métodos numéricos, probabilidad, estadística, electrónica, mecánica, semiconductores, lógica, programación entre otros. En cuanto a los estudios geofísicos se iniciaron a principios del siglo pasado, y fueron los impulsores del desarrollo de los registros de mediciones y cálculos de gran cantidad de datos, por lo cual el uso de las computadoras fue más demandado en el campo de la industria petrolera.

Los desarrolladores de softwares especialistas en la exploración de hidrocarburos unificaron los criterios en herramientas de computación para esquematizar el subsuelo con posibles sistemas petroleros que acumulan naturalmente hidrocarburos que están conectados en tiempo y espacio, susceptibles a ser explotados con rendimiento económico.

El tipo de computadoras que se usaban en sus inicios para obtener registros geofísicos y de pozos, eran comerciales basadas en sistemas rápidos, de operación simple, eficiencia y rentabilidad para la adquisición, que con el paso del tiempo se fue tornando en una rutina exitosa en la industria de los hidrocarburos. El equipo que se utilizaba era una *Hewlett Packard 9845B* minicomputadora con un lenguaje de programación "BASIC", de 318 *bytes of core memory* y un tubo de rayos catódicos (*CRT cathode ray tube*), graficadoras e impresores de información. Los programas y la información eran guardados en un cartucho de cinta magnética (magnetic tapes) o discos flexibles y eran leídos en una computadora con teclado (Moseley,1976; Kincade and others, 1978; Best and others,1978). Los programas operaban en una computadora dentro de un camión adaptado para analizar y los registros (*replot*) en el sitio de estudio.

Las minicomputadoras sirven para controlar y digitalizar, contabilizar y registrar datos durante la adquisición de registros geofísicos. Los programas analíticos son coordinados con los programas de adquisición de información en un sistema flexible que permite al operador hacer cambios rápidos y fáciles en programas variables tales como la calibración de coeficientes, unidades de medida y escalas de ploteo (*plotting scales*). Todos los programas comenzaban con la lectura de secciones en cintas magnéticas o discos flexibles donde almacenaban datos en bruto sin ningún tipo de mejora digital para editar. Posteriormente los sistemas de computación permitieron tomar datos de forma continua por lo que fue utilizado por compañías dedicadas al análisis digital de registros de pozos y para la interpretación de secciones sísmicas. El uso de softwares en sus inicios fue en computadoras adaptadas a un camión o barco, en donde adquirían y analizaban múltiple información obtenida durante la perforación de pozos.

Con el paso del tiempo se invierten cuantiosos recursos para el desarrollo del software y de las herramientas; tales que mejoran y permiten realizar simulaciones como las que hace "ECLIPSE" y *streamline*, PETREL; aplicaciones más completas en la "Sísmica de Simulación", visualización en 3D, mapeo en 3D, Interpretación sísmica en 3D y 2D, correlación de pozos, diseño de retículas 3D para geología y simulación de reserva, conversión de profundidad, modelado de reserva 3D, diseño 3D del pozo, cálculo de volumen, procesamiento posterior, simulación (*stream line*), etc.(www.slb.com/sis, 2006).

El lenguaje de los sistemas de computación aplicados a la exploración y explotación de hidrocarburos es en general en el idioma inglés, además de estar fundamentados en la terminología de los análisis matemáticos, geofísicos, geológicos y geoquímicos y con sus respectivos acrónimos también de palabras en inglés.

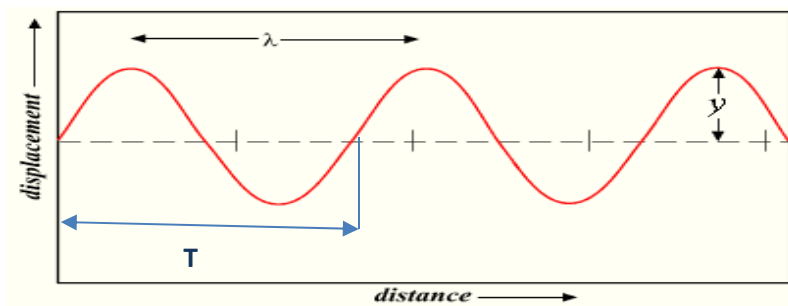
CAPÍTULO II. CONCEPTOS FUNDAMENTALES

II.1 ESTUDIOS GEOFÍSICOS

II.1.1 Teoría de la onda

La onda es una perturbación que transporta energía, y que se propaga en el tiempo y espacio.

La onda tiene una vibración de forma ondulada que se inicia en un punto y continúa hasta que choca con otro cuerpo. Una onda está conformada por el periodo T ; el cual es el tiempo requerido para el movimiento de oscilación de la onda describa un ciclo completo; La frecuencia f , es el número de ciclos completos transcurridos en la unidad de tiempo (t) y es medida en Hertz.



Donde:
Longitud de onda (wave length) = (λ)
Amplitud (amplitude) = (y)
Desplazamiento (displacement)
Distancia (distance)
Periodo (T)
Tiempo (t)
Frecuencia (f) = $1/t$

Figura 2.1. Esquema de la arquitectura de la onda (<https://commons.wikimedia.org/w/index.php?curid=426301>)

Las ondas se pueden clasificar según por el medio de propagación, pueden ser electromagnéticas las cuales se propagan en el vacío a velocidad constante, ya que son producto de oscilaciones de un campo eléctrico que se relaciona con uno magnético asociado (figura 2.2); las ondas mecánicas se propagan en medios elásticos tales como los sólidos (tabla 2.1), líquidos y gases y las ondas gravitacionales que son perturbaciones que afectan la geometría espacio temporal que viajan a través del vacío. Su velocidad es equivalente a la de la luz* (299,792,458 m/s), (figura 2.3).

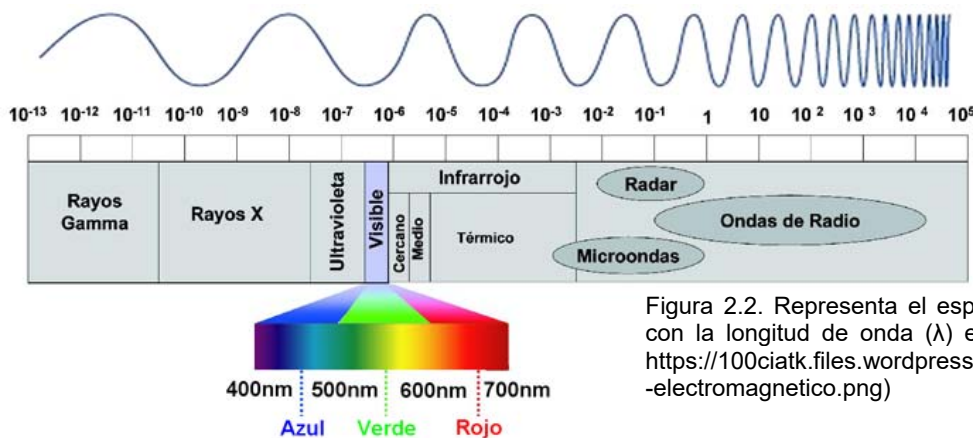


Figura 2.2. Representa el espectro electromagnético con la longitud de onda (λ) en metros (Tomada de <https://100ciatk.files.wordpress.com/2012/11/espectro-electromagnetico.png>)

Ondas sísmicas (mecánicas)	Cuerpo de ondas Las ondas P y S son el cuerpo de onda que atraviesan la Tierra	Ondas – P secundarias	Longitudinal (compresional) P viajan a través de todos los medios y son muy rápidas (4+ Km/s)
		Ondas – S primarias	Transversal NO pueden propagarse en los líquidos y son más lentas (3+ Km/s)
	Ondas superficiales	Ondas LOVE	Transversal Vibración en plano horizontal
		Ondas Rayleigh	Transversal Vibración en planos horizontal y vertical

Tabla 2.1 Clasificación de las ondas sísmicas.

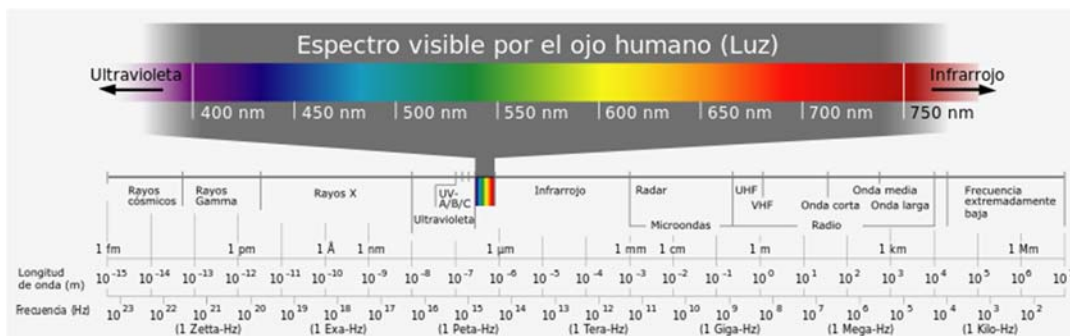


Figura 2.3. Diagrama de las dimensiones de la longitud de onda de la energía y su clasificación. (https://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/thumb/b/b6/Electromagnetic_spectrum-es.svg/800px-Electromagnetic_spectrum-es.svg.png)

También las ondas pueden clasificarse por su tipo de propagación como unidimensionales, bidimensionales y tridimensionales (Tabla 2.4).

- Clasificación de las ondas por tipo de propagación
- 1) Ondas unidimensionales: viajan en una única dirección espacial y sus frentes son planos y paralelos.
 - 2) Ondas bidimensionales: viajan en dos direcciones cualesquiera de una determinada superficie.
 - 3) Ondas tridimensionales: viajan en tres direcciones conformando un frente de esférico desde la fuente de generación, desplazándose en todas las direcciones.

II.1.2 Geofísica y exploración

La exploración Geofísica se fundamenta en el uso de equipos eléctricos, mecánicos, electrónicos para medir las propiedades físicas de las rocas; los usos de instrumentos de medición son desarrollados con la intención de detectar y cuantificar las características, respuestas, fenómenos físicos y químicos del subsuelo a fin de identificar anomalías características de yacimientos de interés económico y/o científico.

Los estudios geofísicos se dividen en dos tipos de métodos, pasivos y activos; los métodos pasivos son de gravimetría, magnetometría y radioactividad; y son fundamentados en medidas de las variaciones espaciales de los campos de fuerza naturales de la Tierra; en cuanto a los métodos activos tales como la sismología, métodos eléctricos y electromagnéticos son los que se soportan con las mediciones de las características de las ondas (tiempo de viaje de las ondas elásticas, la amplitud y la fase).

El análisis geofísico son técnicas que estiman la configuración del subsuelo, estas se realizan cuando no se puede tener acceso directo a las rocas, cuando se necesita un modelo a gran escala rápidamente y cuando no se sabe que hay en el lugar. En cuanto a los análisis geofísicos existen dos escalas; la escala pequeña, cuando el estudio se hace en un solo pozo o de penetración somera; y la escala grande la cual estudia sedimentos de cuencas de gran dimensión.

Las compañías que brindan el servicio usan un camión, barco con una estación de trabajo, en donde el uso de software es en computadoras adaptadas a estos fines, en donde adquieren y analizan múltiples registros obtenidos durante la perforación de pozos; el software es para analizar y dar seguimiento a la toma de medidas, registrándolas y generando base de datos tales como: *Gamma-ray, neutrón-,neutrón, dual detector, densidad con bcaliper, magnetic suceptibility, single point of resisytence, self potential, resistivity (normal and Wener configurations),* polarización inducida, temperatura, *Sonic delta-t y sonic amplitude.*

El software es diseñando para hacer correcciones básicas, por desplazamientos en profundidad, características de respuesta de la herramienta, diámetro del pozo y los efectos de los fluidos en la perforación.

Las etapas de la prospección geofísica son la planeación, operación, observación del campo, preparación de datos, determinación y distribución de parámetros representativos.

Las herramientas e información hasta la fecha de mayor uso para la modelación de yacimientos petroleros son equipos de teledetección, sonares, levantamientos gravimétricos, registros de pozos, sondeos electromagnéticos y levantamientos sísmicos principalmente.

II.1.3 Sismología

La sismología trata de las ondas que viajan a través de la Tierra. Estas vibraciones pueden ser naturales, como en los sismos, o producidas artificialmente por medio de explosiones u otras fuentes; la energía sísmica liberada por un sismo o por una explosión, se propaga en forma de ondas elásticas, llamadas *ondas sísmicas*.

Las ondas sísmicas se dividen en dos grandes grupos: ondas de cuerpo, que se propagan por el interior del planeta; y ondas superficiales, que se generan por la interacción de las anteriores con la superficie de la Tierra, y se propagan por esta última como de observa en la figura 2.4.

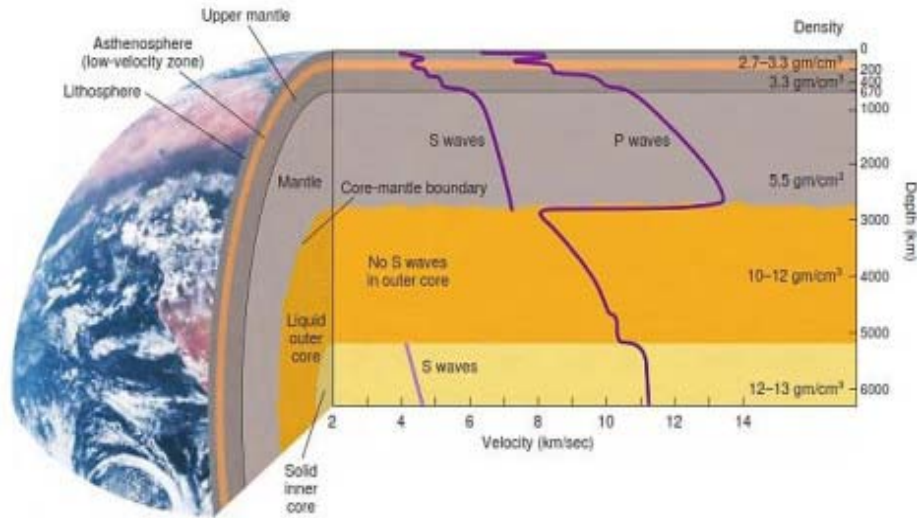


Figura 2.4. Ilustración de la velocidad de propagación de las ondas sísmicas que están en función de los módulos elásticos de los materiales por los que viajan (<https://bibliotecadeinvestigaciones.files.wordpress.com>)

Las ondas producidas por cualquier fuente son reflejadas por las discontinuidades del subsuelo (planos de estratificación, discordancias, fallas, etc.) (tabla 2.3) y refractadas al pasar de una capa a otra de distinta densidad y al cambiar su velocidad; Los reflejos son captados por detectores de sonido muy sensibles situados sobre la superficie terrestre.

CAPA	ESPESOR (Km)	DENSIDAD (g/cm ³)	VELOCIDAD DE ONDAS P (Km/seg)
Corteza continental	Promedio 35	2.6-2.8	6
Corteza Oceánica	5-12	3.0-3.5	7
Discontinuidad de Mohorovicic (Moho)			
Manto	2885	4.5-10	8-12
Discontinuidad de Gutenberg			
Núcleo	3470	10.7-12	-
Núcleo Externo (líquido)	2250	-	8-10
Núcleo Interno (sólido)	1220	13.5	11.12

Tabla 2.3. Velocidades de propagación de las ondas en capas internas de la Tierra y sus discontinuidades.

II.1.4 Sonar

La primera patente registrada el SONAR en *The British Patent Office*, por el meteorólogo inglés Lewis Richardson en 1912 y el físico alemán Alexander Behm, quienes obtuvieron la patente del ECO SOUNDER en 1913.

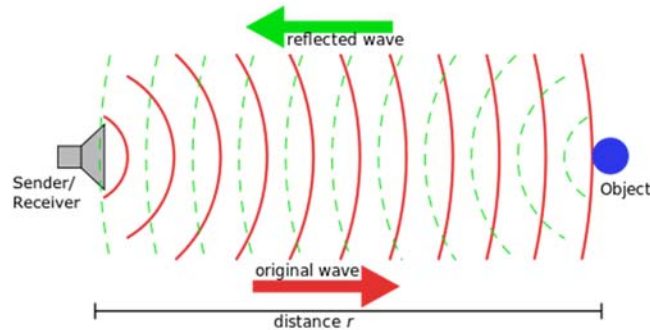


Figura 2.5. Esquema del principio del SONAR

By Georg Wiora (Dr. Schorsch) - Self drawn with Inkscape, CC BY-SA 3.0,
<https://commons.wikimedia.org/w/index.php?curid=353362>

SONAR es el acrónimo de *Sound Navigation and Ranging*, o sea navegación por sonido y sirve para comunicarse o detectar objetos sumergidos; hay diferentes tipos, pero de los más importantes son los sonares de baja frecuencia como GLORIA *Geological Long Range Inclined*, que se usa para la exploración de la plataforma continental; esta tecnología permite hacer un mapeo en profundidades mayores a 400 m y puede delinear la topografía del fondo marino; definir el tipo de material como arena, grava, limos, etc.; además de ser muy eficiente haciendo levantamientos para mapeo 22 Km² por día.

El sonar activo usa un emisor de sonido y un receptor. Las frecuencias usadas en los sistemas de sonar van desde las intrasónicas a las extrasónicas (entre 20 Hz y 20 000 Hz), la capacidad del oído humano. Sin embargo, en este caso habría que referirse a un hidrófono y no a un sonar. El sonar tiene ambas capacidades: puede ser utilizado como hidrófono o como sonar.

El sonar activo crea un pulso electromagnético de sonido, llamado a menudo un «ping», y entonces oye la reflexión (eco) del mismo. Este pulso de sonido suele crearse electrónicamente usando un proyecto sonar formado por un generador de señal, un amplificador de potencia y un transductor o matriz electroacústica, posiblemente un conformador de haces (USGS, 2016).

II.1.5 Teledetección remota

A partir de la llegada de hombre a la Luna, el 20 junio de 1969 y por consecuencia del desarrollo tecnológico implementó instrumentos puestos en órbita por agencias gubernamentales para la exploración y control de recursos en la Tierra y el espacio exterior. *The United States Geological Survey* USGS, ha puesto en órbita en convenio con la *National Aeronautics and Space Administration* NASA tecnologías como la serie de sondas espaciales y teledetectores (*Landsat*). Con estos equipos se realizan muchos estudios y de entre los más importantes es el de investigar zonas de importancia económica. Estos detectores usan imágenes en formatos raster que son compuestas de una matriz de celdas, a cada celda se le conoce como píxel y a este se le asigna un valor digital en correspondencia a la reflectividad tomada por el sensor.

Estos sensores que se incorporan a los satélites artificiales puestos en la órbita terrestre, generan capturan datos reflejados por la superficie Terrestre. Los datos son enviados a una estación en la Tierra en donde se procesan y se convierten en imágenes.

Estos equipos trabajan con elementos, tales como una fuente de energía o iluminación que provea energía electromagnética al objeto de interés, comúnmente es el Sol; la Atmósfera, es energía que interactúa con este elemento al viajar del sensor al objeto y viceversa; zonas de estudio, dependiendo de sus propiedades es la interacción o respuesta a la energía recibida y reflejada; Sensor remoto, que recoge y graba la radiación electromagnética reflejada o emitida por el objeto y la atmósfera. La transmisión, recepción y procesamiento, que en suma es energía grabada por el sensor y se transmite a una estación receptora, en donde los datos se procesan y son convertidos a imágenes digitales. La interpretación y análisis es hecha por el usuario final que le da una aplicación a la información extraída de las imágenes para un mejor conocimiento de los objetos de interés (INEGI, 2015).



Figura 2.6. Sonda Landsat 8 OLI/TIRS, comenzó a funcionar en febrero 2017 (Tomado USGS, 2016).

II.1.6 Levantamientos gravimétricos

El método gravimétrico está fundamentado en la variación del campo gravitatorio de la Tierra; los estudios de geodesia y geofísica utilizan los cambios de la fuerza de gravedad (g) que están relacionadas a la latitud y con la altura. Bouguer estableció la relación entre la densidad media de la Tierra y la densidad de áreas particulares.

Esta prospección utiliza el gravímetro, que es una balanza extremadamente sensible, que detecta las diferencias en el peso de una masa situada dentro del aparato, protegido de los esfuerzos de la presión y/o la temperatura. Las unidades usadas son las de la aceleración de la gravedad (g) o miligales, una unidad de aceleración de la gravedad corresponde a 0.1 mGal o 10^{-6} m/s^2 . Esto es que $1 \text{ Gal} = 1 \text{ cm/s}^2 = 10^{-2} \text{ m/s}^2$. En la prospección gravimétrica se utilizan medidas con una resolución de 0.01 mGal , lo que representa $1/108$ del “Campo Gravitatorio Total”. Cabe señalar que el valor de la gravedad se obtiene con seis decimales de 0.2 mm/s^2 por ejemplo: $9.783372 \pm 0.0002 \text{ m/s}^2$, lo que obviamente es insuficiente en trabajos de prospección gravimétrica, pero no deja de ser un buen punto de referencia. El Sistema SIS se basa en modelos matemáticos geodésicos que utilizan una malla de cerca de 150 puntos para determinar la gravedad en un punto dado sobre la superficie terrestre (latitud, longitud y altitud). (Cantos, 1974).

La Corrección de Bouguer CB, pretende llevar las mediciones a nivel del mar. Luego, si las mediciones se realizan a nivel del mar y si el terreno es homogéneo con una densidad igual a la

media, la CB debe ser exactamente cero. Normalmente ninguno de estos dos supuestos se cumple a la perfección, de modo que ni siquiera a nivel del mar la CB tendrá un valor igual a cero. Además, es muy posible que el mapa de anomalías que hayas examinado correspondiera a la Anomalía de Bouguer, definida como:

$$AB = [g(\text{medido}) + \text{corrección de Bouguer} + \text{otras correcciones}] - g(\text{teórico})$$

Las correcciones pretenden llevar g medido a topografía plana a nivel del mar en una situación "ideal". Por otro lado, $g(\text{teórico})$ depende del modelo de geoide que se utilice.

En la exploración petrolera se caracteriza el uso extensivo de la balanza de torsión (Von Eötvös, 1896 y 1908); una prospección gravimétrica es capaz de detectar anomalías de gravedad que se traducen en diferencias de densidad del terreno. Por ejemplo, un déficit de gravedad (baja densidad) puede corresponder a domos de sal e hidrocarburos, mientras que un exceso de gravedad (alta densidad) puede corresponder a un cuerpo altamente mineralizado; también sirve para definir la geometría de cuencas sedimentarias, para la evaluación de campos petroleros con apoyo de información sísmica.

El Instituto de Metrología de Alemania (PTB, 1887) ha desarrollado un Sistema de Información sobre la Gravedad que permite obtener la aceleración de gravedad en cualquier lugar del mundo mediante un modelo basado en la misión SRTM del Transbordador Espacial (Shuttle Radar Topography Mission), (www.ptb.de/cartoweb3/SISproject.php, 2013)

II.1.7 Registros geofísicos de pozos

Los registros geofísicos sirven para determinar propiedades físicas de las rocas, además de ser utilizados para diferenciar la litología; se emplean principalmente para la interpretación de la secuencia vertical a gran escala (Walter & James, 1992).

Los registros geofísicos de pozos son la representación digital o analógica de una propiedad física que se mide contra la profundidad; son de mediciones tomadas durante la perforación o del fondo de la perforación, y estos registros son transmitidos a través de un cable (sonda) asociado a un instrumento en la superficie, también se obtienen de fondo del pozo, se transmiten a la superficie a través de pulsos de lodo o bien se registran en el fondo del pozo y se recuperan posteriormente cuando el instrumento se lleva a la superficie. Las sondas son cilindros de metal que contienen circuitos electrónicos sofisticados que varían dependiendo del tipo de registro que se va a tomar. Su aplicación actualmente es el determinar el contenido de hidrocarburos, agua, minerales y la competencia de la roca sometida a esfuerzos, localizar formaciones con alta o baja porosidad, etc. (Arollo, A., Roing; F. 1987).

La correlación de estratos entre pozos es el uso más importante que tienen estos registros; los registros de pozos más usados son de resistividad, gravimétricos, potencial espontáneo, de rayos gamma, espectral, de echados y de imagen de pared de pozo.

En 1975 Shell desarrolló un esquema de clasificación de arenas basado en su respuesta de perfiles eléctricos (SP y GR), algunas veces apoyado en los registros de resistividad; con finalidad de dar una clasificación a las formas de registros y lograr una correcta correlación de arenas.

Los registros geofísicos de pozo son obtenidos por herramientas muy sofisticadas, que incluyen sensores (*logging tools*) (figura 2.7), las cuales se introducen en el pozo con ayuda de cables hasta el fondo del mismo, esta herramienta comienza a transmitir información a la superficie a una computadora o a un laboratorio que se encuentra en un camión (figura 2.8) o en la plataforma en caso de estar en el mar, cuando comienza la extracción de dicha herramienta hacia la superficie.



Figura 2.7. Herramientas utilizadas para toma de registros de pozos. (tomado de Signum Instruments, 2017, <http://www.signuminstruments.com/micro-slim>).

Figuras 2.8. Camión laboratorio de alta tecnología que está equipado con equipo de cómputo para registrar y analizar el proceso de los registros de pozos o *well logging* (Tomado de Halliburton, 2015).



Las propiedades físicas de las rocas son recopiladas continuamente en función de la profundidad cuando las herramientas son sacadas del pozo.

Las herramientas que se utilizan básicamente para los registros de pozos son:

- Cable de registro (*Logging cable*)
- Generador eléctrico de 120Volts (*Self contained 120volt AC generator*)
- Panel de control (Set of surface control panels)
- Sondas y cartuchos (Set of downhole tools (sondes and cartriges))
- Sistema de grabación de información (Digital recording system)

Estos registros ayudan a distinguir las formaciones sedimentarias (figura 2.9), tales como la acumulación de hidrocarburos en rocas sedimentarias porosas y suficientemente permeables; con estos registros podemos determinar intervalos de contenido de hidrocarburos.

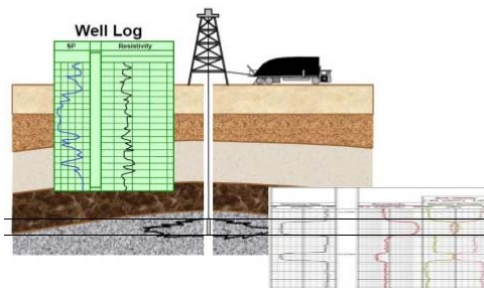


Figura 2.9. Los registros de pozo son respuestas físico-químicas de las rocas en el subsuelo producto de estimulaciones energéticas hechas con las herramientas que se introducen a los pozos de exploración o producción. (Tomado de <https://www.slideshare.net/knigh7/a-well-logging-exercise>,2012).

II.1.7.1 Registro de resistividad (*Resistivity log*)

La resistividad es la propiedad física-química de la roca de oponer el flujo de la corriente eléctrica y es el inverso de la conductividad.

Este registro define la litología, y es muy utilizado para evaluar la composición del fluido en el yacimiento, controla la salinidad de la formación, volumen y geometría del poro, temperatura de la zona, morfología y tipos de superposiciones, fases de los fluidos contenidos en los poros. Se detecta con las herramientas LATEROLOG y de inducción, hidrocarburos, hidrocarburos móviles, invasión ($R_{xo} \neq R_t$), diámetro de invasión, espesor de capas, saturación de agua, resistividades (R_m , R_{mf} , R_w), figura 2.10.

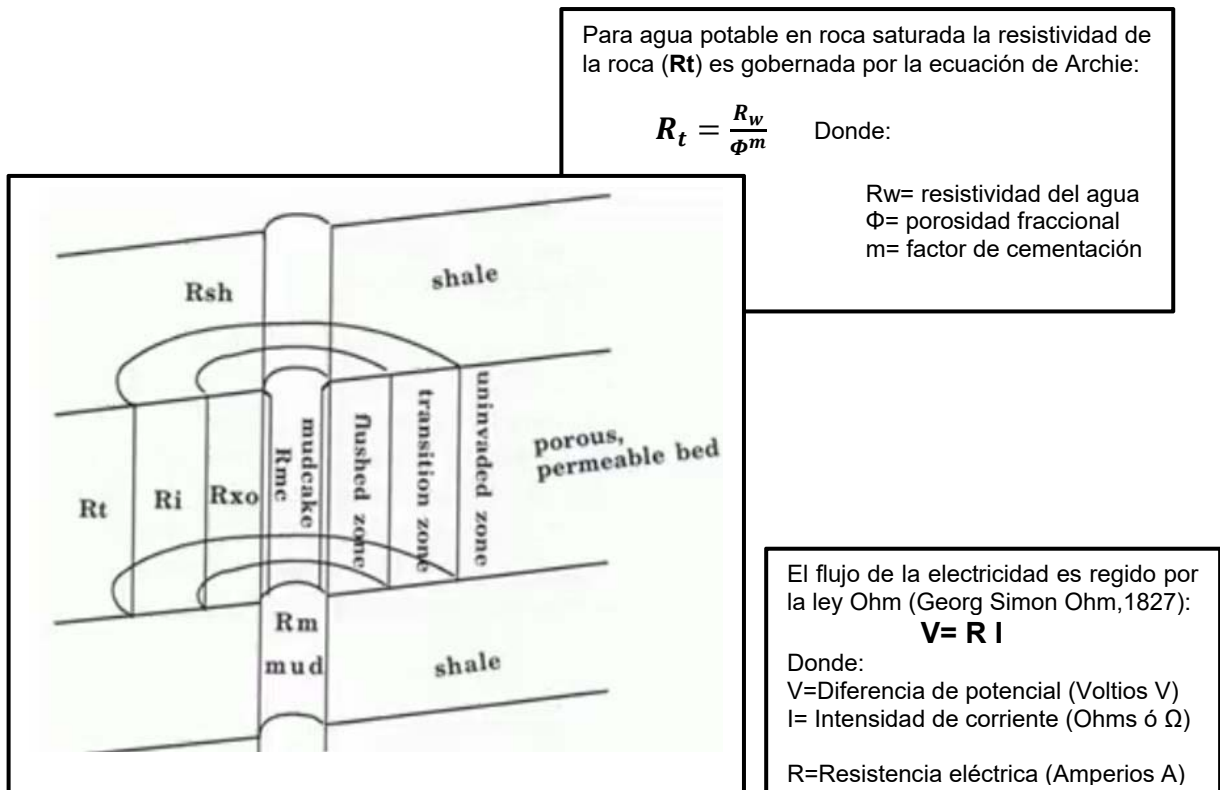


Figura 2.10. Esquema de los registro de resistividades por zonas en un pozo (Tomado de Doveton, J.H., 1994. Geological Log)

Donde:

R_m : Resistividad de lodo (*mud*)

R_{mc} : Resistividad de zona de revestimiento de lodo (*mudcake zone*)

R_{xo} : Resistividad de zona de flujo (*flushed zone*)

R_i : Resistividad de zona de transición (*transition zone*)

R_t : zona no invadida (*uninvaded zone (Porous bed, permeable bed)*)

R_{sh} : Resistividad de lutita (*Shale*)

R_{mf} : Resistividad de zona de flujo de lodo (*mudflow*)

Litología	Resistividad (Ohm x m)
Arenas	1000-5000
Gravas	5000-10000
Arenas y gravas con agua dulce	50-500
Arenas y gravas con agua salada	0.5-5.0
Arcillas saturadas	0.2-2.0
Arcillas no saturadas	20-40
Arenisca arcillosa	50-300
Areniscas cuarcíticas	300-10000
Calizas	20-100
Margas	300-10000

Las resistividades de:
 Aceite 1×10^8 ohm x m =100,000,000 ohm x m
 Agua dulce 26 ohm x m
 Agua marina 0.18 ohm x m

Los materiales aislantes (*insulators*) son cuarzo, calcita y dolomita con una resistividad mayor de 1×10^8 ohm x m

Tabla2.3. Relación de medidas de resistividad de cada litología

La resistividad de la roca es R_t y es controlada por la salinidad de formación poro agua, el volumen del poro, la geometría del poro, temperatura de la zona en registro, morfología y tipos de arcillas (*clays*) y las fases de los fluidos en el poro.

II.1.7.2 Registro del potencial espontáneo (*SP Spontaneous Potential log*)

Es el potencial eléctrico natural (estático) de la Tierra. Los potenciales espontáneos son causados generalmente por la separación de la carga en la arcilla u otros minerales, por la presencia de una interfase semipermeable que impide la difusión de los iones a través del espacio poroso de las rocas, o por el flujo natural de un fluido conductor (agua salada) a través de las rocas. Las variaciones del SP pueden ser medidas en el campo y en los pozos para determinar las variaciones de la concentración iónica de los fluidos intersticiales de las rocas.

Un registro de la diferencia natural en el potencial eléctrico está en milivoltios, y se toma entre un electrodo del pozo y un electrodo de referencia fijo en la superficie. El componente más útil de esta diferencia es el potencial electroquímico ya que puede causar una deflexión significativa frente a las capas permeables. La magnitud de la deflexión depende principalmente del contraste de salinidad entre el lodo de perforación y el agua de formación, y del contenido de arcilla de la capa permeable. Por lo tanto, el registro de potencial espontáneo (*SP*) se utiliza para detectar las capas permeables y estimar la salinidad del agua de formación y el contenido de arcilla de la formación. El registro SP no puede ser registrado en el lodo no conductor. El SP puede ser afectado por diversos factores que dificultan la interpretación.

Existen otras fuentes posibles de potencial eléctrico no relacionadas con el efecto electroquímico, por ejemplo, el potencial electrocinético y el bimetalismo. Muchas de éstas son pequeñas y constantes a lo largo de todo el registro y pueden agruparse en la línea de base de la lutita.

El SP puede medir sólo la caída de potencial en el pozo, y no el potencial electroquímico completo. El SP ideal frente a una capa limpia se conoce como potencial espontáneo estático

(SSP), y frente a una capa arcillosa, como potencial espontáneo pseudoestático (PSP). El SP siempre es menor que el SSP o el PSP y más redondeado en los límites entre las lutitas y las capas permeables. El SP fue reconocido por primera vez por C. Schlumberger, M. Schlumberger y E.G. Leonardo en el año 1931, y los primeros ejemplos publicados provinieron de campos petroleros rusos.

Este registro comúnmente es medido con un electrodo que va en contacto con las paredes del pozo y otro electrodo colocado en la presa de lodo, la diferencia de potencial de los electrodos se registra en función de la profundidad. El potencial que se desarrolla en el pozo es el resultado de la salinidad entre el fluido de perforación y el agua de saturación.

Esta curva permite diferenciar las capas impermeables y eléctricamente conductoras como las lutitas de las que no lo son. Las capas impermeables tienen una tendencia de ser estables.

II.1.7.3 Registro de rayos Gama (*Gamma Ray log*)

Los registros de porosidad-neutrón fueron introducidos a comienzos de la década de 1940. Las primeras herramientas se denominaron herramientas de neutrón-rayos gamma ya que el detector medía los rayos gamma emitidos en el momento de la captura. Las herramientas de neutrón-neutrón, que utilizan un detector de neutrones térmicos, hicieron su aparición en la década de 1950.

Los registros de densidad (RhoB) contienen la información de la densidad total de las formaciones y hace uso de la respuesta de la materia ante el bombardeo de rayos gamma (efecto Compton) (figura 2.10), que se define como el aumento en la longitud de la onda de un fotón de rayos X cuando choca con un electrón libre y pierde parte de su energía; al rayo gamma dispersado posee menor energía que el rayo original, el rayo finalmente es absorbido por un electrón (efecto fotoeléctrico).

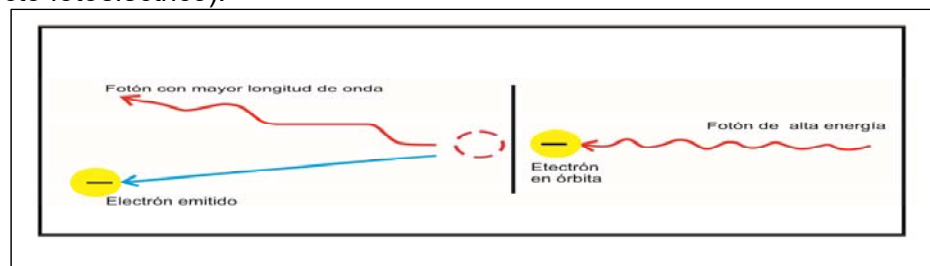


Figura 2.10. Diagrama del mecanismo del efecto Compton.

Este es un registro radioactivo de pared, mide la densidad total de la formación; la herramienta toma los datos en una fuente emisora de los dos detectores de rayos gamma; los rayos gamma viajan en línea recta hasta no sean desviados, alentados o absorbidos por la formación. La intensidad de rayos gamma registrada por el detector es inversamente proporcional a la densidad de formación. Puesto que la densidad de formación está en función de la densidad del material, de la porosidad y de la densidad de los fluidos contenidos en ella.

Es un registro de porosidad basado en el efecto de la formación sobre los neutrones rápidos emitidos por una fuente, donde el hidrógeno produce el mayor efecto a la captura de neutrones.

El hidrógeno se encuentra principalmente en los fluidos intersticiales, el registro de porosidad-neutrón responde principalmente a la porosidad.

El registro se calibra para obtener la lectura correcta de la porosidad, asumiendo que los poros se encuentran rellenos con agua dulce y para una matriz como caliza, arenisca o dolomía. Los registros son tomados en unidades API. La profundidad de investigación es de varias pulgadas, de modo que el registro proporciona lecturas principalmente en la zona lavada.

Litología/ Lithology	(°) API American Petroleum Institute
Caliza	<20
Dolomía	<30
Arenisca	<30
Sal	<10
Anhidrita	<10

Tabla 2.4. Medidas de densidad de las rocas asociadas a los yacimientos de hidrocarburos.

La curva de este registro (GR) representa la radioactividad natural de las rocas por el contenido de (U) Uranio, (Th) Torio y (K) Potasio, el decaimiento isotópico de estos emiten rayos gamma, los que penetran varias centímetros de roca.

Este registro se utiliza para identificar zonas de arena y arcilla, dado que los elementos radioactivos tienen tendencia a concentrarse en las rocas de grano fino como las arcillas o limos; y son menos susceptibles encontrar estos elementos en arenas o rocas carbonatadas.

El registro de porosidad-neutrón es muy afectado por la presencia de arcilla y gas. El hidrógeno se encuentra presente en las arcillas y en los minerales hidratados y además en los fluidos intersticiales. El gas posee una baja densidad de hidrógeno, de modo que las zonas de gas exhiben una porosidad aparente muy baja. La medición se basa en la detección de neutrones termales o bien epitérmicos. Los neutrones termales tienen aproximadamente la misma energía que la materia adyacente, en general inferior a 0,4 eV, en tanto que los neutrones epitérmico es poseen una energía más alta, oscilante entre 0,4 y 10 eV. Dado que se trata de una medición estadística, la precisión es mayor con velocidades de conteo altas, que en este caso se da con un nivel bajo de porosidad.

II.1.7.4 Registro de neutrón (*Neutron log, Porosity Index %*)

Los detectores del registro neutrón (*neutron porosity index %*) miden el flujo de neutrones a nivel energético ya que la energía de los neutrones disminuye por la colisión de los núcleos atómicos de varios elementos en la formación. Los elementos de masa atómica cercana a los neutrones tienden a detenerse, como el caso del hidrógeno. Entonces la herramienta mide el contenido de hidrógeno que es proporcional a la porosidad.

La calibración de estas herramientas es en secuencias de calizas en unidades API. Existen curvas de corrección disponibles para areniscas y dolomías, pero este registro funciona mejor en formaciones no arcillosas y con rangos de porosidad menor al 25%.

Las aplicaciones principales de los rayos gamma son el correlacionar e identificar la litología presente, evaluar la arcilla de las capas de forma cuantitativa, correlacionar pozos vecinos y interpretar ambientes con las Electro- facies son deducida con los registros GR; además el análisis de las respuestas de los registros SP y GR se emplean para definir las secuencias estratigráficas sencillas, estas se repiten a lo largo de una sección.

II.1.7.5 Registro sónico (AT) (*Sonic velocity log (Km / seg)*)

Este registro sirve para medir el tiempo que tarda un pulso acústico en atravesar la capa de roca. La distancia que recorre varía dependiendo la herramienta y su ubicación.

Este registro es efectivo en capas de roca consolidada, ya que el tiempo de transito de la onda está influenciado por los fluidos de la formación y por la arcillosidad; el rango de efectividad de este registro es de entre 5 % y 20% de porosidad.

II.1.7.6 Registro de echados (*Pitch log borehole*)

Este registro mide las inclinaciones y la dirección de las capas que intersecta el pozo; permite determinar las estructuras y obtiene información estratigráfica. Con el uso de las computadoras y los softwares la interpretación de los registros se hace con mucho más detalle. Los echados se calculan con intervalos cortos, aproximadamente de 1 a 3 pies y definen características estratigráficas como barreras, lentes, canales, etc. Y los intervalos largos de 10 a 12 pies permiten obtener características estructurales como fallas.

La interpretación de este registro se hace a partir de la agrupación de flechas con las que se muestran en la figura 2.11.

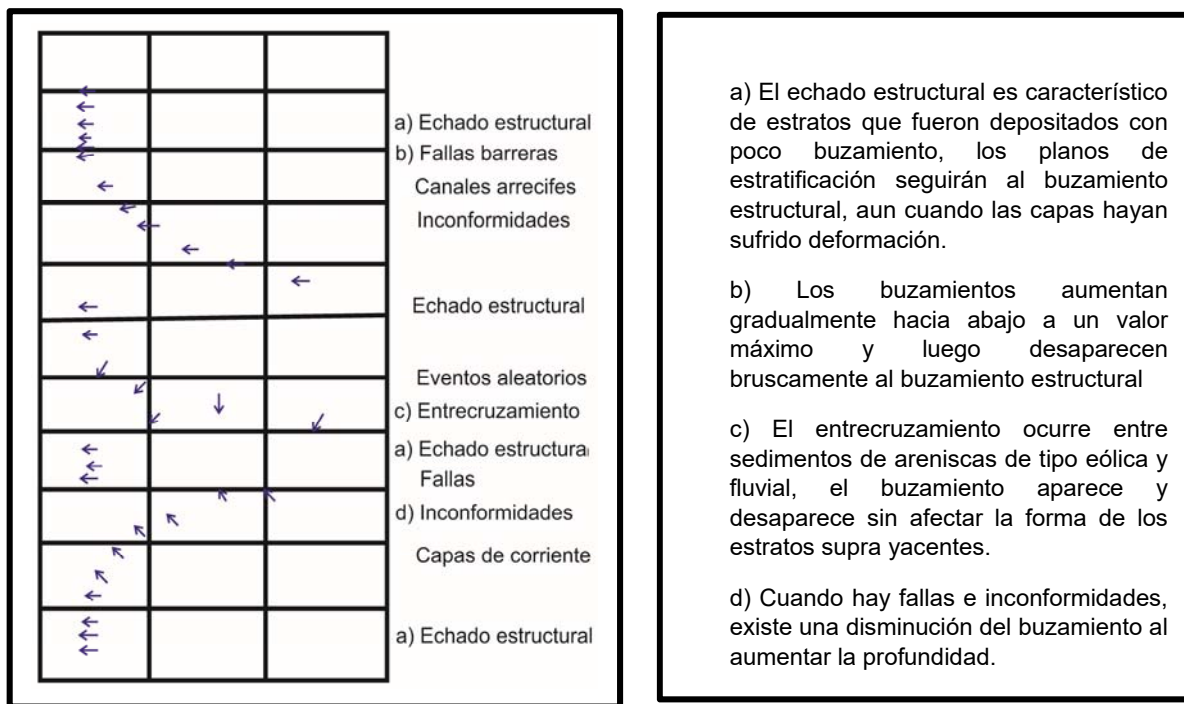


Figura 2.11. Esquema del comportamiento estructural en el registro de echados (Modificado de Hilchie, 1978).

Para la interpretación de este registro tiene que ser complementado con un estudio geológico del área; y con este registro es factible caracterizar la inclinación de los estratos, las fallas y las fracturas.

II.2 Electrofacies

Un electrofacie son respuestas de los registros geofísicos que caracterizan un estrato y permiten que este pueda ser diferenciado de otros (Serra & Abbot, 1980).

Las electrofacies permiten establecer un patrón de respuestas a ciertas condiciones de depositación, lo cual permite correlacionar de manera directa las respuestas de los registros con las facies depositacionales específicas (Jageler & Matuszak, 1972).

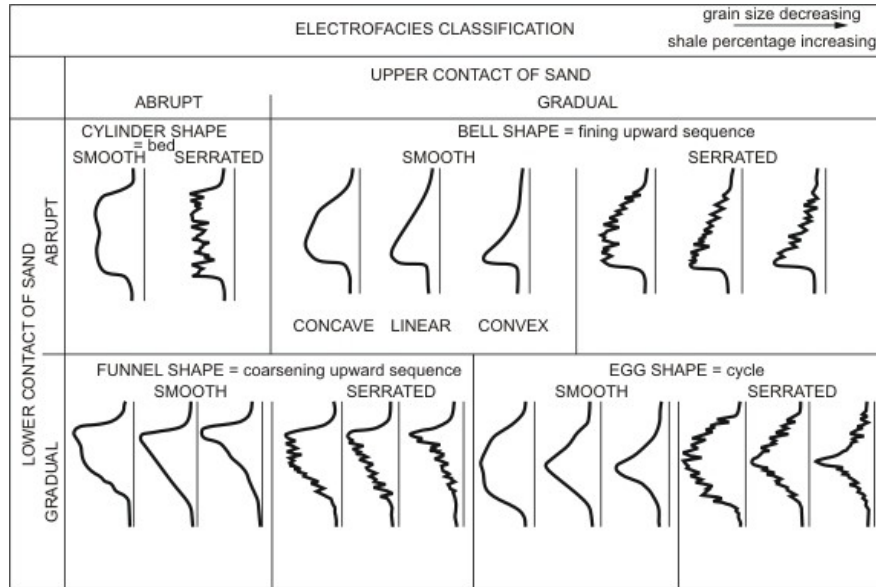


Figura 2.12 Diagrama muestra en rango generalizado de las curvas de los registros de rayos gamma (*gamma-ray*) o de potencial espontáneo (*spontaneous potential SP*). Con este sistema se puede interpretar el ambiente depositacionales en una secuencia vertical. (<https://booksite.elsevier.com>).

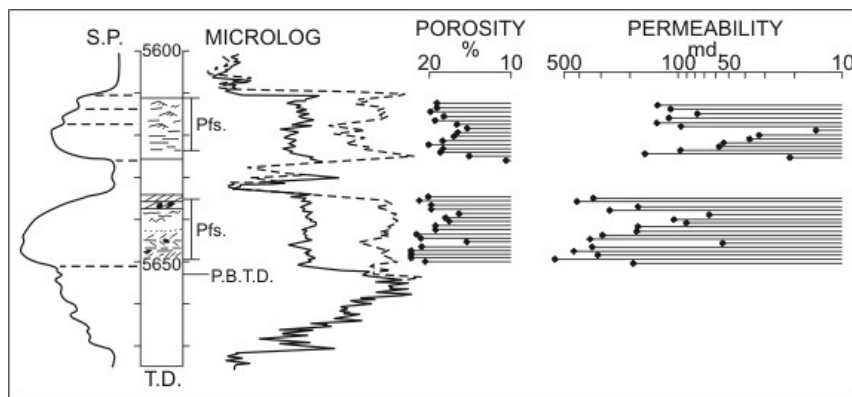


Figura 2.13. Representación de una columna estratigráfica elaborada a partir de registros geofísicos. https://booksite.elsevier.com/9780444528186/html/reschar_chapter_01/figure_1_14.htm

II.3 Sísmica

II.3.1 Métodos Sísmicos

Los métodos sísmicos constituyen el conjunto de pruebas que se realizan en un terreno para determinación de la profundidad y posición de los estratos, así como estructuras geológicas, relativamente proximas a la superficie terrestre.

Consiste en la generación de energía acústica producida por la fuente, que se propaga a través de las diferentes capas del subsuelo, para luego realizar una medición del tiempo transcurrido durante su propagación, es decir, desde que la onda es generada por la fuente hasta que es captada por los sensores en la superficie.

El método sísmico (sísmica de reflexión y sísmica de refracción) reconstruye la disposición de las rocas en el subsuelo y muestra sus características físicas (litología, porosidad, fluidos. etc.) con la información de los tiempos de recorrido, las amplitudes, cambios de fase y frecuencia.

La respuesta sísmica a una secuencia muestra reflejos concordantes, algunos de los cuales se originan en los planos de estratificación, pero en su mayoría son reflejos compuestos, generados por varios planos de estratificación. Aunque todos los planos de estratificación sean reflejos potenciales, su distancia es generalmente demasiado pequeña para que puedan distinguirse separadamente. Las frecuencias utilizadas en los trabajos sísmicos son bajas y las longitudes de onda son de algunas decenas de metros a baja profundidad; a mayor profundidad son de unos centenares de metros. La resolución varía entre $1/4$ y $1/8$ de la longitud de onda, sin embargo, es variable ya que depende del ruido, de la calidad de la grabación y de otros factores.

A baja profundidad la velocidad varía entre 1,500 y 2,000 m/s, la frecuencia es alrededor de los 50 Hz (50 oscilaciones/s) y la longitud de onda es de 30 a 40 m.

A mayor profundidad la densidad de las rocas aumenta y la velocidad de las ondas aumenta hasta 5,000 - 6,000 m/s. Ya que los reflejos profundos tienen menor frecuencia (unos 20 Hz) se tienen longitudes de onda de 250-300 m. La resolución es también menor a mayor profundidad.

La traza sísmica es una línea quebrada en la cual se notan picos a la derecha y valles a la izquierda.

Los picos y valles están agrupados en ondículas (*wavelets*), cada una de las cuales comprende uno o dos picos y valles en un intervalo de 50 a 100 milisegundos.

II.3.2 Sísmica de reflexión

Cuando una fuente emite una señal a través del subsuelo parte de esta energía reflejada en la interfaz de cada capa, volviendo a la superficie donde es captada por un receptor, el cual registra, dicha señal como ondas con amplitudes que varían con el tiempo y que a través del procesamiento son convertidas directamente de tiempo a profundidad a menos que se conozca con certeza la velocidad de propagación en cada una de sus capas.

Es el único método de prospección que permite la recolección de datos detallados del subsuelo, para el estudio y reconstrucción de las estructuras geológicas de interés económico del sistema petrolero, que se encuentran a grandes profundidades, tales como yacimientos de hidrocarburos o procesos sedimentarios que indican la existencia de rocas almacenadoras.

II.3.3 Sísmica de refracción

La refracción es el cambio de dirección que experimenta una onda al pasar de un medio material a otro. La onda se produce si la onda incide oblicuamente sobre la superficie de separación de los dos medios y si éstos tienen índices de refracción distintos. La refracción se origina en el cambio de velocidad de propagación de la onda (Bello.G,2006)

Este método está fundamentado en la variación de la velocidad de las ondas sísmicas dependiendo del tipo de roca que conforma el medio a través del cual dichas ondas viajan; con este método se determinan los tipos de suelos y la profundidad aproximada de los diferentes estratos.

El cuerpo de la onda se propaga desde su fuente de generación y se le conoce como *damaged zone*, los frentes de onda son esféricos y consiste en partículas que vibran todas igual.

En el estudio de la sísmica se asume que:

1. El medio donde se propaga las ondas es heterogéneo, pero se considera que el paquete de rocas dispuestas tabularmente está constituido por capas de rocas de homogéneas de diferentes materiales.
2. El comportamiento de las ondas es elástico al atravesar materia a partir de movimiento sísmico ya sea natural o inducido.

II.3.4 Prospección sísmica

La Prospección Sísmica tiene como objetivo principal obtener una imagen del subsuelo de la manera más rápida y económica, para llegar a esto se necesita seguir un flujo de trabajo:

- i. **Exploración geológica;** es la selección del área con características y probabilidades propias a las formaciones del sistema petrolero, generando cartografía, analizando imágenes y estructuras, revisando documentos, estudiando afloramientos.
- ii. **Programación del trabajo de campo geofísico (sísmico);** ya seleccionada el área de interés, se planea el tipo de datos que se quieren registrar.
- iii. **Adquisición de datos;** esta etapa consiste en llevar a cabo la toma de datos con equipos tales como el sismógrafo (*seismograph*), fuentes de energía, receptores (*geófonos e hidrófonos*), equipos de almacenaje de información.
- iv. **Procesamiento sísmico:** es el tratamiento matemático de las señales obtenidas en campo para producir una imagen o sección sísmica, que represente la estructura geológica que se encuentra en el subsuelo.
- v. **La interpretación geológica** es el objetivo de esta imagen resultante del procesado sísmico.

El estudio sísmico consiste en generar ondas mecánicas que se propagan en el subsuelo y a partir de los tiempos registrados de las trayectorias de las ondas, se determina de manera indirecta las características estructurales y geológicas de las rocas. Está fundamentada en los siguientes principios y leyes: principio de Fermat, principio de Huygens, ley de Hooke, y leyes de Snell.

La adquisición de datos sísmicos puede ser en el mar (*offshore*) figura 2.14 (a) o en el continente (*onshore*) figura 2.14 (b); en el mar se realiza en barco con cables con receptores remolcados

en el océano, las señales en el mar son hechas con las pistolas de aire operan con una presión de 2000-2500 libras/plg², con volúmenes de 4000-6000 plg³, disparos cada 25 m para un registro simultaneo de 2 líneas con datos de reflexión en el subsuelo. (www.kgs.ku.edu, 2016)

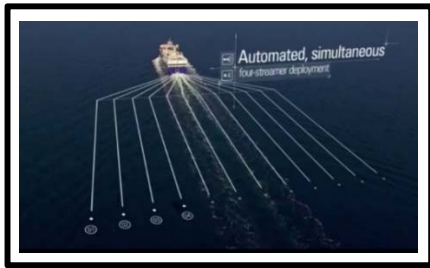


Figura 2.14 (a) Fotografía de barco con equipo de adquisición de datos sísmicos marino (*seismic offshore*) (www.slb.com, 2016)



Figura 2.14 (b) Esquema del arreglo del equipo para toma de datos sísmicos en continente (*seismic onshore*) (www.kgs.ku.edu,2016)

En cuanto al medio terrestre se hace un tendido de geófonos en 2D ó 3D, y la señal que es provocada por explosivos o camiones vibradores.

Los reflejos sísmicos son recibidos con geófonos mediante un cable de conexión a la unidad de amplificación y recopilada en la unidad de adquisición de datos o computadora. La herramienta de cómputo sirve para convertir la información analógica adquirida a un formato digital compatible con las necesidades de análisis y presentar los registros sísmicos. El desarrollo de programas de cómputo para el análisis e interpretación de los registros sísmicos provienen de los trabajos de refracción sísmica.

Los programas operan en una computadora dentro de un camión o barco, adaptado para analizar los registros en el sitio de estudio. Las minicomputadoras sirven para controlar y digitalizar, contabilizar y registrar datos durante la adquisición de registros geofísicos figura 2.15. Los programas analíticos son coordinados con los programas de adquisición de información en un sistema flexible que permite al operador hacer cambios rápidos y fáciles en programas variables tales como la calibración de coeficientes, unidades de medida y escalas de ploteo (plotting scales).

El bloque de información de calibración normalmente es almacenado al final de la grabación de los registros, era leída verificada y almacenada para su próximo uso.

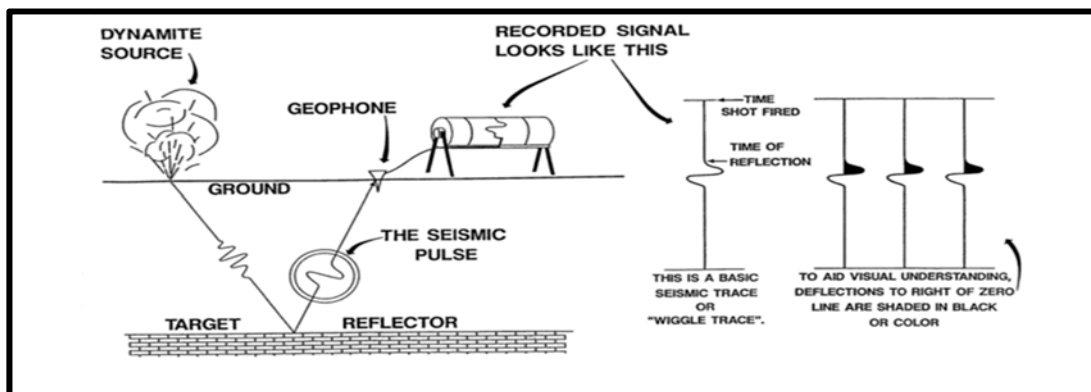


Figura 2.15. Diagrama que representa el proceso de toma de un dato sísmico, desde la generación de la onda hasta la deflexión visual de esta (AAPG, 2005) (Tomado de http://archives.aapg.org/slide_resources/schroeder/5/index.cfm)

II.3.5 Información adquirida y procesada

El procesamiento de datos sísmicos se realiza con el propósito de atenuar el ruido y mejorar la señal sísmica, aislando las reflexiones de los otros eventos que se superponen a ella como el ruido ambiental y presentándolas en su posición real.

Los fundamentos teóricos de la secuencia básica de proceso son las mismas, pero se han implementado algoritmos en herramientas de computación, lo cual ha mejorado la resolución; además ya existen procesos adicionales programados en el software que mejoran la calidad de los datos y proporcionando información óptima (Yilmaz, Özdogân, 1988).

Los procesos fundamentales para el análisis de datos sísmicos son:

A) Preproceso. Los datos son convertidos a un formato conveniente y el cual es utilizado durante todo el proceso. Este formato se determina por el tipo del sistema de procesamiento y la compañía que analiza los datos. Se realiza en varias etapas:

- a) Demultiplexado, los datos son registrados en un modo multiplexado por lo que se realiza una operación algebraica que consiste en transponer los datos de campo, de tal manera que las columnas sean leídas como trazas sísmicas registradas con diferentes *offsets* con un punto de tiro común.
- b) Edición de las trazas, se elimina o corrigen las trazas con ruido, o las señales de monofrecuencia.
- c) Ganancia, se usa para corregir los efectos en la amplitud debido a la divergencia esférica. Se utiliza una función exponencial para compensar las pérdidas.
- d) Corrección a fase cero, corrige la distorsión de fase de la señal debido a las características del registro de campo.
- e) Geometría de campo, se incorpora la geometría de adquisición basándose en la información del prospecto.
- f) Primera corrección estática, determina el espesor de la capa por medio de la reducción en los tiempos de viaje.

B) Deconvolución. Es un proceso que mejora la resolución temporal de los datos sísmicos comprimiendo la onda sísmica básica. Normalmente se aplica a los datos antes de apilar pero también se puede aplicar a datos ya apilados. Se clasifica en:

- Predictiva es cuando se conoce la forma de la ondícula
- Impulsiva no se conoce la forma de la ondícula

C) Apilamiento. Es la suma horizontal de todas las trazas sísmicas tomadas de diferentes registros y que pertenece a un conjunto de trazas (*gather* CMP) de punto medio común (*Common Mid Point*) determinado. Se realiza conforme a las siguientes etapas:

- a. Arreglo CMP, consiste en ordenar las trazas sísmicas y requiere de cierta información geométrica. La adquisición de datos sísmicos se encuentran en coordenadas del receptor (s,g), sin embargo en el procesamiento de datos sísmicos se trabaja con las coordenadas del punto medio del *offset* (y,h). A cada traza individual se le asigna el punto medio de la distancia entre el punto de tiro y el receptor. Las trazas que tienen el mismo punto medio se agrupan para formar un conjunto CMP. La técnica de registro CMP se usa para mejorar la relación Señal/Ruido.
- b. Análisis de velocidad, se aplica a un conjunto CMP. La salida de un tipo de análisis de velocidades está en función de la velocidad versus dos veces el tiempo recorrido en el *offset* cero (espectro de velocidades). Estos números representan las mediciones de señal coherente a lo largo de la

trayectoria de hipérbolas las cuales gobiernan la velocidad, el *offset* y el tiempo de viaje. Las parejas velocidad-tiempo son seleccionadas del espectro de velocidades basado en los picos máximos coherentes. Estas funciones de velocidades son especialmente interpoladas entre el análisis de puntos a través del perfil entero, para suplir la función de velocidad de cada conjunto CMP a lo largo del perfil.

- c. Corrección NMO (*Normal MoveOut*), es la transformación, en el eje de tiempo, de las trayectorias hiperbólicas de los eventos de reflexión en líneas horizontales (*offset* cero). El campo de velocidad se usa en la corrección NMO del conjunto CMP. Los eventos son virtualmente aplanados a través del rango del *offset*, por ejemplo, el efecto del *offset* ha sido removido por el tiempo de viaje. Sin embargo, como resultado de la corrección NMO las trazas son extendidas en el tiempo, causando que el contenido de frecuencia cambia en dirección a las más bajas frecuencias del espectro. La distorsión de la frecuencia se incrementa con respecto al tiempo y al tamaño del *offset*. Para prevenir la degradación de eventos especialmente someros, la zona distorsionada es borrada antes del apilamiento.
- d. Apilamiento CMP.
- e. Filtrado; se aplica un filtro pasa-bandas para eliminar las altas y bajas frecuencias y se lleva a cabo post apilamiento.

D) Ganancia. Es una función de escalamiento en el tiempo la cual está basada en un criterio deseado. Frecuentemente la ganancia es aplicada a datos sísmicos por desplegarse. Una aplicación de ganancia es la corrección por divergencia esférica (Yilmaz, Özdogân, 1988).

E) Migración. Es un proceso que se aplica a los datos sísmicos, con el objetivo de remover los efectos de la propagación de las ondas. Corrige las difracciones que se producen en una sección sísmica, debido a un relieve brusco en algún reflector, además, reubica la energía a su verdadera posición, mejora la resolución de eventos cruzados aplicando un colapso de estas difracciones actuando en sentido opuesto, aumenta la resolución lateral, elimina ruido coherente, mejora la relación señal-ruido. La migración puede ser pre y post apilamiento en tiempo y en profundidad.

CAPÍTULO III. EL SOFTWARE EN LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO

III.1 DEFINICIONES

III.1.1 *Hardware*

El *hardware* (Hw) son los equipos físicos de los sistemas informáticos, tales como los componentes eléctricos, electrónicos, electromecánicos y mecánicos; el Hardware básico; es el necesario para el funcionamiento normal del equipo, el Hardware complementario realiza funciones específicas.

III.1.1.1 Unidad central de procesamiento

La unidad central de procesamiento (*Central Processing Unit*, CPU por su acrónimo en inglés), se encargada de procesar los datos, uno o varios periféricos de salida, los que posibilitan dar salida de audio y/o video; el teclado, mouse, pantalla, impresoras, cables, gabinetes, todo elemento físico involucrado es el hardware.

La Real Academia Española lo define como “el conjunto de los componentes que integran la parte material de una computadora”.

El Hardware realiza las 4 actividades fundamentales:

- Entrada
- Procesamiento
- Salida
- Almacenamiento secundario

Para soportar la cantidad de datos y procesar imágenes y video en la exploración y explotación de hidrocarburos de importantes requerimientos de memoria RAM, capacidad de almacenaje, procesador de alta velocidad. En la actualidad existen diferentes tipos de computadoras, cada uno tiene un propósito dentro de la industria en general.

III.1.1.2 Supercomputadora

Una supercomputadora es el tipo de computadora más potente y más rápido que existe al momento (figura 3.1), estas máquinas son diseñadas para procesar enormes cantidades de información en poco tiempo, y son dedicadas a una tarea específica; los precios de estas máquinas alcanzan los 30 millones de dólares y más; estas deben estar en instalaciones especiales con control de temperatura y ambiente especial.

Los usos de las supercomputadoras principalmente son:

1. Búsqueda y estudio de la energía y armas nucleares.
2. Búsqueda de yacimientos petrolíferos con grandes bases de datos sísmicos.
3. El estudio y predicción de tornados.
4. El estudio y predicción del clima de cualquier parte del mundo.
5. La elaboración de maquetas y proyectos de la creación de aviones, simuladores de vuelo.



Figura 3.1 Foto de supercomputadora de investigación en la “King Abdullah University of Science and Technology (<https://www.kaust.edu.sa/en/research>),2017 Arabia Saudita).

Estas “súpercomputadoras” han avanzado conforme los requerimientos de la sociedad los países desarrollados demandan, la tecnología bélica propicia que estas herramientas sean cada vez más precisas. A continuación, se indican con algunas características relevantes de las principales supercomputadoras que están operando en el mundo:

Sunway TaihuLight	93.0 petaflops	National Super Computer Center in Guangzhou, China
Tianhe-2	33.8 petaflops	National Super Computer Center in Guangzhou, China
Titan	17.6 petaflops	Oak Ridge National Laboratory, United States
Sequoia	17.2 petaflops	Lawrence Livermore National Laboratory, United States
Cori	14.0 petaflops	Lawrence Berkeley National Laboratory, United States
Oakforest-PACS	13.6 petaflops	Joint Center for Advanced High Performance Computing, Japan
K computer	10.5 petaflops	RIKEN Advanced Institute for Computational Science, Japan
Piz Daint	6.3 petaflops	Swiss National Supercomputing Centre, Switzerland
Mira	8.6 petaflops	Argonne National Laboratory, United States
Trinity	8.1 petaflops	Los Alamos National Laboratory, United States

Tabla 10 supercomputadoras más modernas a la fecha.
(Tomado de ISC High performance, 2017), Consultar anexos 6 y 7.

III.1.1.3 Estaciones de trabajo

Las estaciones de trabajo son computadoras que están conectadas a una red de área local comúnmente; se utilizan para aplicaciones que requieran de poder de procesamiento moderado y relativamente capacidades de gráficos de alta calidad. Son usadas para aplicaciones de ingeniería diseño asistido por computadora CAD, manufactura asistida por computadora CAM, publicidad creación de software en redes, entre otras (HP, 2017).

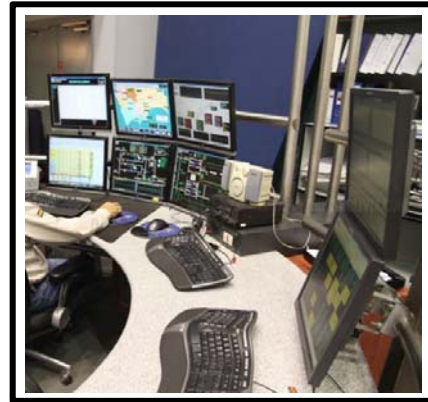


Figura3.2 Estación de trabajo enfocada al monitoreo de la producción de hidrocarburos (Tomado www.slb.com).

III.1.2 Software

El software (Sw), son las instrucciones que las computadoras necesitan para funcionar; se clasifica en tres categorías:

- 1) Software de sistema
- 2) Software de programación
- 3) Software de aplicación

III.1.2.1 Software de sistema son las interfaces de alto nivel, controladores, herramientas y utilidades de programación y mantenimiento del sistema global e incluye: Sistemas operativos, controladores de dispositivos, herramientas de diagnóstico, herramientas de corrección y optimización, servidores y utilidades.

Sistemas Operativos: Tienen como misión que la computadora gestione sus recursos de manera eficiente permitiendo la comunicación con el usuario. Las marcas de los principales sistemas operativos se muestran en la figura 3.3.



Figura 3.3. Sistemas operativos: GNU/Linux, BSD, Unix, Mac OSX, Windows y Android.

III.1.2.2 Software de programación son las herramientas que permiten al programador desarrollar programas informáticos, con lenguajes de programación de forma práctica; estos softwares de programación incluyen editores de texto, compiladores, interpretes, enlazadores, depuradores y entornos de desarrollo integrados (IDE) que es habitualmente una interfaz gráfica del usuario.

III.1.2.3 Software de aplicación es el que permite a los usuarios llevar a cabo una o varias tareas específicas, en otras palabras, las aplicaciones son los programas informáticos que tratan de resolver necesidades del usuario de forma mecanizada; hay infinidad de aplicaciones y de las más importantes son para el control de sistemas y automatización industrial, aplicaciones

ofimáticas, software educativo, bases de datos, telecomunicaciones, videojuegos, software médico, software para cálculos numéricos, diseño asistido por computadoras (CAD), sistema de información geográfica (SIG), software de control numérico (CAM) (<https://www.computer.org/web/csdl/libraries-institutions,2017>).

III.2 Utilidad del software en la exploración y explotación (*Exploration and Production E&P*)

En particular el software que se utiliza en la exploración del petróleo es una infografía que de manera rápida y muy atractiva da a conocer los detalles que la industria requiere, se enfoca en la administración efectiva de datos sobre las operaciones de gas y petróleo, así como también facilita el acceso a múltiples bases de datos de manera fácil desde una computadora.

El software en la industria de los hidrocarburos tiene la finalidad de:

- Detectar problemas rápidamente y responder con rapidez.
- Reemplazar hojas de cálculo dispersas por un proceso formal.
- Revisar datos históricos para identificar cuellos de botella críticos.
- Enviar reportes automáticos a socios y administradores.
- Simular de los procesos geológicos, térmicos y de flujo de fluidos en las cuencas sedimentarias a través del tiempo.
- Modelar cuencas y sistemas petroleros (BPSM, Basin and Petroleum System Modelin).
- Reconstruir la arquitectura de las trampas, rocas generadoras, yacimiento, sello y rocas de sobrecarga.
- Visualizar la formación de las trampas y generación, migración y acumulación de hidrocarburos desde el pasado hasta el presente.

III.3 Capacidades tecnológicas para uso del software aplicado

Las capacidades mínimas tecnológicas para el trabajo eficiente en la industria del petróleo, son requerimientos de *Hardware* tal como una computadora personal con un mínimo de 2GB de memoria RAM, sin embargo, es recomendable 64 GB en RAM para un óptimo rendimiento. Para Petrel 32-bit: Microsoft XP, para Petrel 64-bit: Vista 64 o XP 64 y Tarjeta gráfica compatible.

En caso de otros softwares comúnmente son compatibles con Windows XP SP3, Vista, 7, 8, y 10, y es factible trabajar con Macs que tienen instalado Windows virtual. NET framework 4.0 o superiores en Windows XP, y NET Framework 4.5.2 en Windows Vista y superiores. Requiere de Framework 4.0 o mayor a Windows XP, y por lo menos se requiere 2GB de RAM, hasta 3 GB, si es mayor a 3GB es más recomendable.



Figura 3.4 Ejemplo de estación de trabajo HP Z240 SFF Workstation (Tomado, HP,2017) (<http://www8.hp.com/us/en/workstations/z240.html,2017>)

III.4 Sistemas de información geográfica SIG (*Geographical Information System GIS*)

De las aplicaciones del software más usadas en la industria del petróleo es el Software de sistemas de información geográfica (SIG) o *Geographical Information System (GIS)* son herramientas de la informática que permiten la organización, almacenamiento, edición, análisis y modelado de datos en mapas con referencia geográfica.

La tecnología de los SIG es usada en la investigación científica, en la cartografía, en los desastres naturales, en la gestión de recursos, en estudios de impacto ambiental, entre otros. La información geográfica puede ser consultada, transferida, transformada, superpuesta y mostrada utilizando esta herramienta.

Los GIS son herramientas de cartografía que tienen como objetivo el poder del análisis espacial, el conectar a la gente con mapas, información y aplicaciones. En la industria los usos de los SIG permiten conocer su negocio y tener éxitos en la organización; contribuyen al análisis de usuarios para poder ver las relaciones y patrones, da respuestas a preguntas complejas y se realizan mejores decisiones; provee perspectiva geográfica para encontrar prospectos, construir infraestructura, mantener activos, proyecto de negocios, ayuda a clientes y gestión de riesgos.

En la Industria petrolera los SIG contribuyen desde localización y extracción de nuevos recursos para mejorar la eficiencia y la línea de fondo (*bottom line*).

Los *geodatos* de accesos al público están denominados recursos en línea de manera gratuita para consultar información geográfica como el *Google Earth* y otros basados en tecnología *web mapping*.

Las empresas desarrolladoras de SIG (Sistema de Información Geográfico) o GIS más destacadas hasta el momento son ESRI, INTERGRAPH, MAPINFO, BENTLEY, AUTODESK y SMALLWORLD.

ArcGIS es el nombre de un conjunto de productos de software en el campo de los Sistemas de Información Geográfica o SIG. Producido y comercializado por *Environmental System Research Institute (ESRI)*, empresa fundada por Jack Dangermond en 1969, bajo el nombre genérico ArcGIS se agrupan varias aplicaciones para la captura, edición, análisis, tratamiento, diseño, publicación e impresión de información geográfica. Estas aplicaciones se engloban en familias temáticas como *ArcGIS Server*, para la publicación y gestión web, o *ArcGIS Móvil* para la captura y gestión de información en campo.

Además de ArcMap, se pueden contar con las extensiones 3D Analyst, Geostatistical Analyst, Maplex, Network Analyst, Schematics, Spatial Analyst, Tracking Analyst y ArcScan.



Figura 3.5. Representación del software que opera en forma de vectores y rasters (Tomado de ESRI, 2015).

El análisis espacial (*Spatial Analyst*) proporciona una amplia posibilidad de recursos relacionados con la investigación espacial de datos. Con esta herramienta se pueden crear, consultar y analizar datos raster; combinar varias capas raster; aplicar funciones matemáticas, construir y obtener nueva información a partir de datos ya existentes, etc.; también permite:

- Obtener información nueva de los datos existentes;
- Hallar ubicaciones adecuadas;
- Realizar análisis de distancia y costo del trayecto;
- Identificar la mejor ruta existente entre dos puntos;
- Realizar análisis estadísticos e Interpolar valores de datos para un área de estudio determinada.

La extensión 3D Analyst de ArcGIS proporciona herramientas para la creación, visualización y análisis de datos SIG en un contexto tridimensional; la función *ArcScene* por ejemplo permite crear y animar ambientes 3D. Por ejemplo, un uso común de esta herramienta es el modelado de capas geológicas y datos de agua subterránea relacionada a las captaciones de hidráulica subterránea (ESRI,2016).

Por otro lado, *Geostatistical Analyst* es la herramienta que permite la realización de análisis geoestadístico, partiendo del análisis exploratorio de los datos hasta su representación espacial.

Una de las grandes fortalezas de QGIS es que trabaja en cualquiera de los sistemas operativos: GNU/Linux, BSD, Unix, Mac OSX, Windows y Android, funcionando de manera similar en todos ellos.

III.5 Empresas fabricantes de *hardware* y *software*

Las empresas más importantes desarrolladoras de la tecnología a la fecha son Hewlett Packard, Bull atos technologies, Intel, SUPERMICRO, amazon web services, CRAY, DELLEMC, Huawei, Lenovo, Mellanox Technologies, NVIDIA, Samsung, SEAGATE (figura 3.6).



Figura 3.6. Marcas de las principales empresas productoras de hardware y software.

III.6 Software para la industria petrolera (libre y comercial)

Las diferentes empresas dedicadas al estudio, la exploración y explotación de hidrocarburos a alentado con gran fuerza el desarrollo de aplicaciones para dirección de pozos y yacimientos, herramientas que asisten en la optimización del desarrollo del campo de hidrocarburos, con mejores y más robustas bases de datos de producción, *software* para localización de sitios para identificar zonas adecuadas a perforar para localizar reservas adicionales.

Hay también softwares diseñados para visualizar rutas de corrientes y atributos, patrones de desempeño y optimiza inyección basada en conexión de inyección-producción; el uso también es para generar y analizar líneas de flujo (*streamlines*), cuantificar los flujos y visualizar el desarrollo de un yacimiento en 3D y 4D.







El desarrollo de métodos para modelar cuantitativamente los procesos de generación de hidrocarburos implica algoritmos matemáticos a los datos de registros de pozo, sísmicos, estratigráficos, paleontológicos, petrofísicos y más para el explicar la evolución de las zonas de interés económico petrolero; por esta razón el desarrollo y el uso de herramientas de computación cada vez más modernas, óptimas y confiables permiten a los especialistas en el tema el acceso de almacenar, interactuar, unificar información interdisciplinariamente y permiten definir el tipo de sistema petrolero, localizar los yacimientos petroleros, definir la estratigrafía, variables estructurales, caracterizar los plays y estimar las reservas.

En resumen, la integración de conocimientos y equipos geológicos, geofísicos y los sistemas computacionales para la exploración y explotación de hidrocarburos permitido a la industria desarrollar proyectos a mejor precio y en menor tiempo asegurando éxito en el total de los proyectos que se contemplan como potenciales.




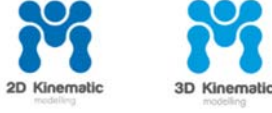



De los programas software más utilizados en la industria petrolera por las compañías, tiene los siguientes: *black oil and compositional simulator, well and reservoir management application, pressure transient analysis package, water flood optimization tool, phase behavior, fluid property data, gas, oil and water simulation, resource analysis an exploration, on line well and field managemet, petrophysical interpretation, reservoir characterization, seismic interpretation*. Cabe mencionar que las aplicaciones son casi las mismas, pero por fines económicos las empresas hacen cierta peculiaridad en su paquetería para patentarla y obtener aún más regalías por el uso de estas herramientas.

III.7 Empresas desarrolladoras de software y software más relevantes

La tabla 3.1 presenta las 17 empresas y software utilizado a la fecha en la elaboración de estudios del subsuelo; estas son las más destacadas por la cantidad de productos patentados y servicios en este rubro.

EMPRESA	Software y módulos de aplicación
<p>1 Schlumberger Francia-USA</p>	<p>Software Integrated Solutions The software packages that support projects include: Petrel*, Techlog*, PetroMod* (*Schlumberger, Petrel, Techlog and PetroMod are trademarks of Schlumberger).</p> <div style="display: flex; justify-content: space-around; align-items: center;">  Petrel  Techlog  PetroMod </div>
<p>2 Royal Duth Shell</p>  <p>Inglaterra-Holanda</p>	<p>GOESING</p> <p>The JewelEarth™ platform can handle multiple solutions – from basin to wellbore scale – using one generic data source.</p>
<p>3 LandMark (1980) USA</p> <p>HALLIBURTON since 1996</p>	<p>Petroleum technology company LMKR software http://www.lmkr.com</p> <p>The entire suite of LMKR SOFTWARE:</p> <ul style="list-style-type: none"> • GeoGraphics • GVERSE <p>LMKR GeoGraphix, http://www.lmkr.com/geographix/ GVERSE http://www.lmkr.com/Gverse/</p> <div style="display: flex; justify-content: space-around; align-items: center;">    </div>
<p>4</p> <p>Patent organisation CGG since 1987</p> <p>Marcas registradas: HAMPSONRUSSELL INSIGHTEARTH JASON POWERLOG EARTHMODEL FT VELPRO ROBERTSON NPA SATELLITE MAPPING</p>	<p>Software provides leading edge reservoir characterization</p>  <p>The entire suite of Hampson-Russell software:</p> <ul style="list-style-type: none"> • AVO • STRATA • EMERGE • ProMC • Pro4D <p>Attributes: ISMap, LithoSI, AFI, Geoview, Seismic, Log Model http://www.cgg.com/</p>

<p>5 IHS</p> 	<p>Engineering and geological products</p> <p>Kingdom PAKaged Suite+</p> <p>2d/3dPAK, GeoSyn1D, GeoSyn2D, EarthPAK, ModPAK, SynPAK, VuPAK, AVOPAK, RSA, LoadPAK</p>
<p>6</p> <p>Ikon RokDoc</p> 	<p>Rock physics package</p> <p>Rock Doc</p> <p>Rock physics inversions to understand the facies and the geology</p> <p>+GTeoPressure & GeoMechanics</p> <p>Safely successful wells basad on robust geomechanics and geopressure prediction</p> <hr/>
<p>7 OpenTect</p>  <p>As it is free, thousands of students worldwide have already downloaded Opentect and installed it on their own personal computer.</p>	<p>Complete open source seismic interpretation package</p> <p>Opentect contains all tools, needed for a 2D and/or 3D seismic interpretation:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Geology: Sequence Stratigraphy • Geophysics: Attributes & Filters • Geophysics: Inversion & Rock Properties • Pro Plus
<p>8 Palisade</p> 	<p>Risk and decision analysis software</p> <p>@RISK</p> <p>PrecisionTree</p> <p>DecisionTools Suite</p> <p>PALISADE's DecisionTools Suite software</p>
<p>9 Paradigm</p>  <p>Since 1996</p>	<p>GOCAD® (2013)</p> <p>SKUA®Suite</p> <p>Geolog® (Gold)</p>
<p>10 Platte River Associates</p> 	<p>Modeling software to the petroleum industry, since 1985</p> <ul style="list-style-type: none"> • BasinMod • BasinMod Modules • BasinView • BasinFlow • BasinMod Risk • BasinMod 2-D • PetroAnalyst
<p>11 Sirius</p>  <p>Since 2014</p>	<p>Novva is 1D</p> <p>Sirius Exploration Geochemistry</p> <p>1D maturity modeling software</p> <p>https://siriusxgc.com/</p>

<p>12 SeisWare</p> 	<p>SeisWare (focus on Geophysics) Recon (3D geological software) Environment powered by its patented Cascade Technology® engine.</p>
<p>13 PETROSIS</p>  <p>Australia (25 years' experience)</p>	<p>tNavigatorsolution Australian petroleum E&P software Independent leader in mapping, modeling and EP data management solutions for over https://www.petrosys.com.au/</p>
<p>14 Move</p> 	 <p>Geostructural software http://www.mve.com/software/move</p>
<p>15 ROCK FLOW DYNAMICS</p>  <p>Rusia, Since 2005 Australian petroleum E&P software</p>	<p>RokDoc Basic +Inversions Rock physics inversions to understand the facies and the geology +GTeoPressure& GeoMechanics Safely successful wells based on robust geomechanics and geopressure prediction</p> <hr/> <p>tNavigator – The dynamic reservoir simulator. (Reservoir simulation software) http://rfdyn.com/</p>
<p>16 BAKER & HUGHES</p>  <p>USA, Since 1985</p>	<p>JewelSuite™ Seismic software package www.bakerhughes.com Baker International and Hughes Tool Company</p>
<p>17 TOTAL</p>  <p>Francia</p>	<p>Sismage® http://www.total.com/en</p>

CAPÍTULO IV

INTERPRETACIÓN ESTRATIGRÁFICA DE SECCIONES SÍSMICAS

IV.1 Breve historia

En la década de 1970 Peter B. Vail fue un geofísico que laboraba en EXXON, en Houston, que como miembro del grupo de la investigación de estratigrafía sísmica de EXXON *Production Research*, tuvo a mano información sísmica de gran parte del mundo, por esta circunstancia; en sus observaciones de esta costosa y exclusiva información, identificó que había cambios del nivel del mar casi al mismo tiempo geológico, consideró que la configuración de los depósitos de los sedimentos era la principal consecuencia. A partir de los perfiles sísmicos permitieron a los científicos reconocer los paquetes de rocas sedimentarias depositadas (*system tracts*) en las mismas condiciones físicas. Posterior a esto, fueron desarrollando la metodología que permite definir un cuadro cronoestratigráfico a escala global basándose en la datación precisa de las líneas de tiempo, controladas por discordancias, que limitan unidades genéticas de depósito en un ciclo del nivel relativo del mar (figura 4.1). En 1985 Hubbard, propuso un mecanismo tectónico para explicar la subdivisión del relleno de cuenca en “megasecuencias”, tomando como base los cambios en procesos tectónicos; sin embargo, se hizo más énfasis en la teoría eustacia por sus efectivas aplicaciones en la prospección petrolera. La carta global del ciclo del nivel del mar de Haq, que fue publicada en 1987, pero estaba incompleta, además de que contenía información que no concordaba para aplicarla a las interpretaciones del levantamiento o la subsidencia tectónica, y la datación de discontinuidades a la exactitud implicada para áreas locales (Miall, 1991).

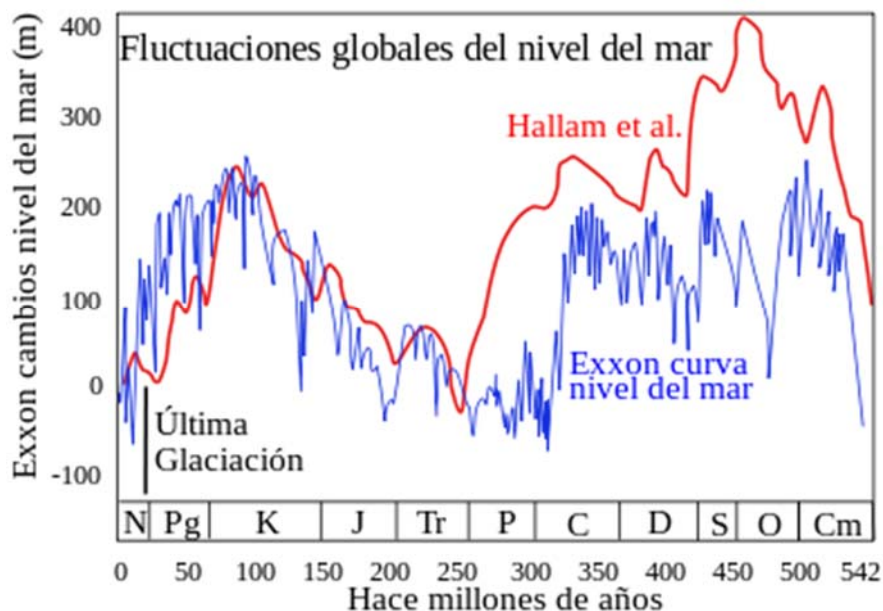


Figura 4.1. Gráfica que muestra la comparación de las curvas del nivel del mar, hechas por científicos y la compañía EXXON (Haq et al. 1987, Ross & Ross 1987, Ross & Ross 1988).

Para 1989 se generó un grupo multidisciplinario en el estudio de la estratigrafía secuencial, este grupo aportó gran información a la ciencia e industria, que tomó en cuenta otros trabajos previos. Los geofísicos que aportaron al conocimiento de la estratigrafía de secuencias se muestran en la figura 4.2.

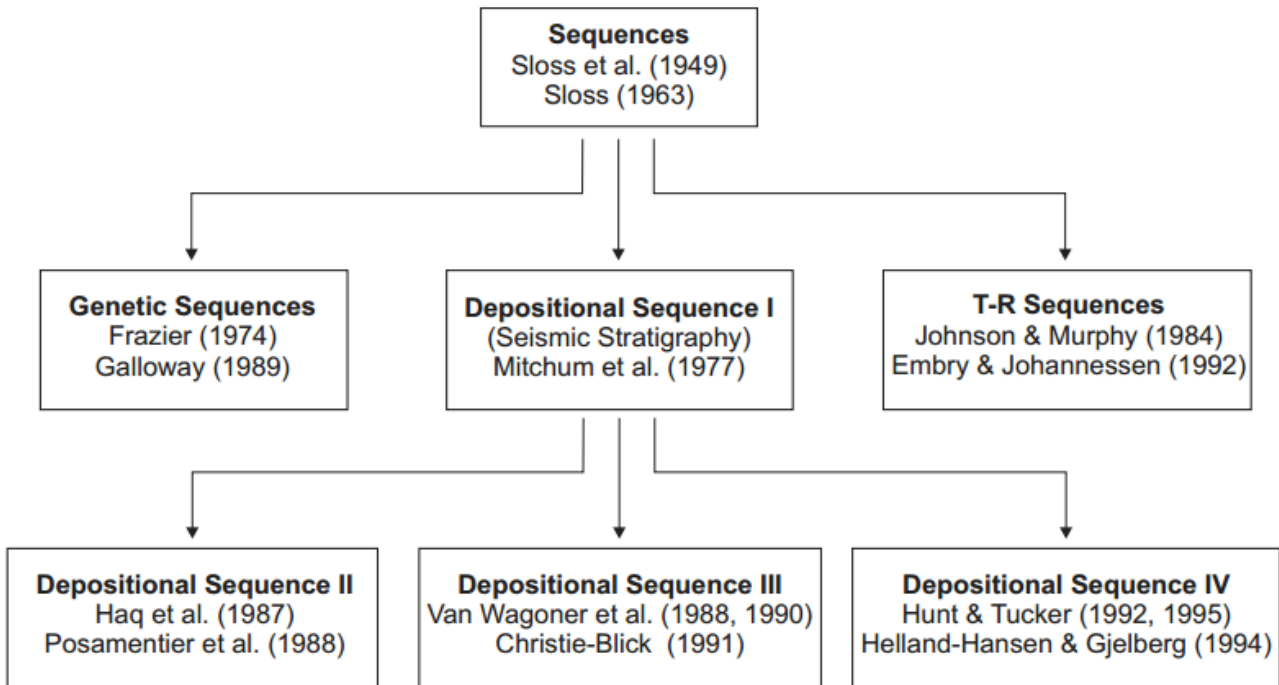


Figura4.2. Diagrama que muestra el desarrollo de la disciplina de estratigrafía de secuencias.
(Tomado de Catuneanu et al. 2010).

Nace entonces, una disciplina la cual es la parte de la estratigrafía que se ocupa del estudio de los rasgos estratigráficos y de las facies sedimentarias a partir de secciones sísmicas, llamada “estratigrafía de secuencias o estratigrafía sísmica”.

Con la estratigrafía sísmica se realiza la interpretación estratigráfica, de las facies sedimentarias y la reconstrucción de su historia geológica, a partir de los datos obtenidos de los perfiles de la sísmica de reflexión, normalmente coordinados con los datos de registros geofísicos de pozos.

El análisis del registro sedimentario se aborda a través de la estratigrafía, rama de la geología que consiste en el reconocimiento y correlación de paquetes de estratos relacionados genéticamente, y que permite delimitar tridimensionalmente la paleogeografía, establecer los modelos de dispersión y reconstruir la historia geológica de los sistemas depositacionales en los márgenes continentales y en las cuencas sedimentarias.

En general gran parte de este estudio deriva directamente del establecimiento del concepto de secuencia y el reconocimiento de unidades limitadas por discontinuidades; esta disciplina se convirtió en una metodología muy acertada que permite a los geocientíficos explicar y predecir la distribución espacial, temporal y composicional de los sedimentos en cuencas de grandes extensiones.

IV.2 Definiciones de la estratigrafía secuencial

La estratigrafía de secuencias es una subdisciplina de la estratigrafía, la cual inicialmente fue definida como “la geología histórica de rocas estratificadas”. Posteriormente se dieron muchas definiciones de estratigrafía de secuencias, pero quizás la más simple, y la más aceptada por los autores se describe a continuación.

“La estratigrafía de secuencias es el estudio de las relaciones de las rocas dentro de un marco cronoestratigráfico, de estratos genéticamente relacionados, limitados por superficies de erosión o no depósito, o sus concordancias correlativas” (Mitchum et al., 1977).

Se define como “secron” al intervalo de tiempo de una secuencia depositacional, donde pueden ocurrir secuencias progradantes (figura 4.3)

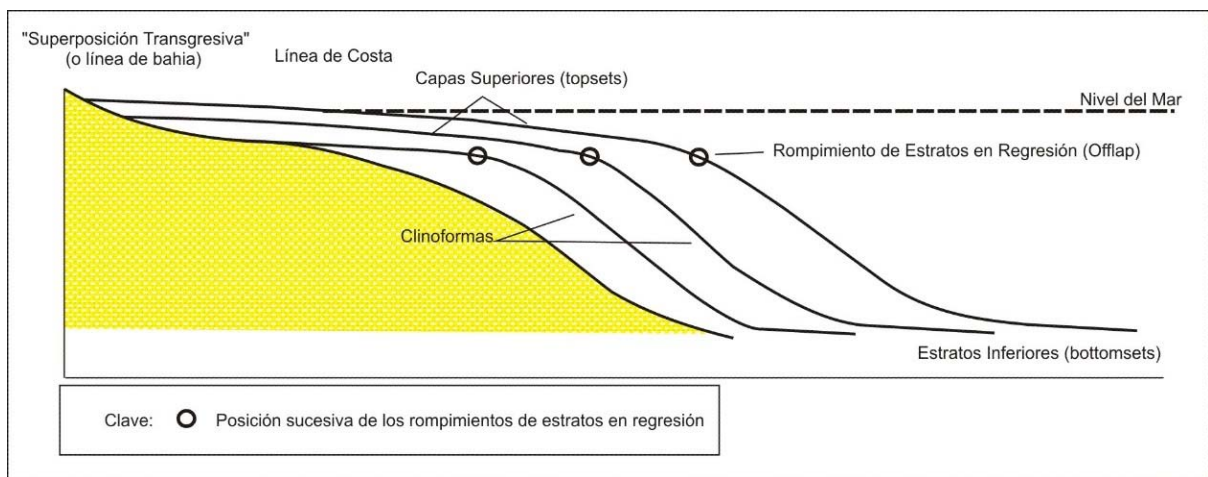


Figura 4.3. Perfil típico de una unidad progradante del borde de la cuenca, incluyendo los topsets y las clinoformas separadas por una discontinuidad en el talud; otras discontinuidades en offlap y en los bottomsets también puede estar presentes (Emery y Myers, 1996).

Las clinoformas representan generalmente la característica de sistemas depositacionales de agua profunda o del talud; la pendiente de las clinoformas generalmente puede ser interpretado a partir de datos sísmicos. El *bottomset* (estratos de la parte inferior) es un término usado a veces para describir la porción del perfil del borde de la cuenca en la base de la clinoforma caracterizada por pendientes bajas y conteniendo los sistemas depositacionales de aguas profundas (Emery y Myers, 1996).

La discontinuidad principal en el talud ocurre entre el *topset* y la clinoforma y se llama la discontinuidad del offlap (Vail, 1991); esta discontinuidad se ha llamado borde de plataforma (Vail y Todd 1981; Vail, 1984), que puede llevar a una confusión con la discontinuidad de la plataforma, que es usualmente un rasgo erosional más que rasgo depositacional. El término discontinuidad de la línea de costa depositacional (Van Wagoner, 1988), también se ha utilizado, pero esto implica que la discontinuidad principal en el talud coincide con la línea de costa. El término discontinuidad del *offlap* no implica la coincidencia de la discontinuidad principal en el talud con la línea de costa.

IV.3 Tipos de terminaciones secuencias estratigráficas

Los tipos de terminaciones estratigráficas definen la relación entre el estrato y la superficie estratigráfica contra la cual termina el estrato (Myers, 1996), las mejores vistas son de gran escala, en particular en secciones sísmicas 2D.

Las principales terminaciones son definidas por truncation, toplap, onlap, downlap y offlap (figura 4.4). El término *truncation* es utilizado en el desarrollo de la estratigrafía sísmica en los años 1970s, para definir la arquitectura de las reflexiones sísmicas (Mitchum and Vail, 1977).

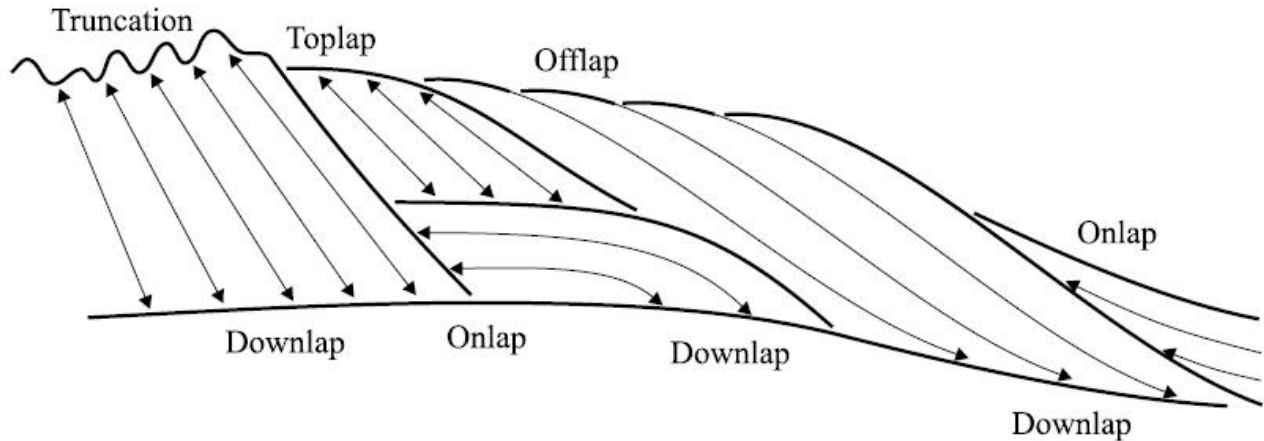


Figura 4.4. Principales tipos de clinoformas (después de Cateneanu, 2002).

IV.4 Parámetros relativos del nivel del mar

El nivel relativo del mar es la posición y la altura a partir de la línea de costa; las fluctuaciones globales del nivel del mar podrían ser la consecuencia del crecimiento y fusión de glaciares continentales, y de cambios a gran escala en la configuración de los márgenes continentales y de los fondos oceánicos por actividad tectónica o volcánica; hay muchos procesos regionales que causan el ascenso o descenso del nivel relativo del mar, y que afectan algunas líneas costeras y a otras no. Estos procesos se pueden explicar por alguno o alguna combinación de los siguientes parámetros: expansión térmica de las aguas oceánicas, variaciones en la carga del agua de fusión, rebote cortical debido a la glaciación, elevación o subsidencia de áreas costeras relacionadas con varios procesos tectónicos (por ejemplo: perturbaciones sísmicas y acción volcánica, extracción de fluidos, depositación y compactación de sedimentos). Las variaciones del nivel relativo del mar también podrían ser el resultado de cambios geodésicos tales como las fluctuaciones en la velocidad angular de la Tierra o la desviación polar (Emery y Myers, 1996).

El estudio de los cambios del nivel del mar alrededor del mundo, se referencia a la posición de la superficie como dato, el centro de la Tierra o en caso de medición por medio de satélites en órbita (Emery, 1996). En la actualidad el nivel del mar es monitoreado por los satélites en la órbita terrestre por medio de sensores remotos.

En resumen, las causas principales del cambio del nivel del mar son:

- Expansión térmica de aguas oceánicas
- Agua de fusión
- Rebote cortical por glaciación
- Elevación o subsidencia por procesos tectónicos

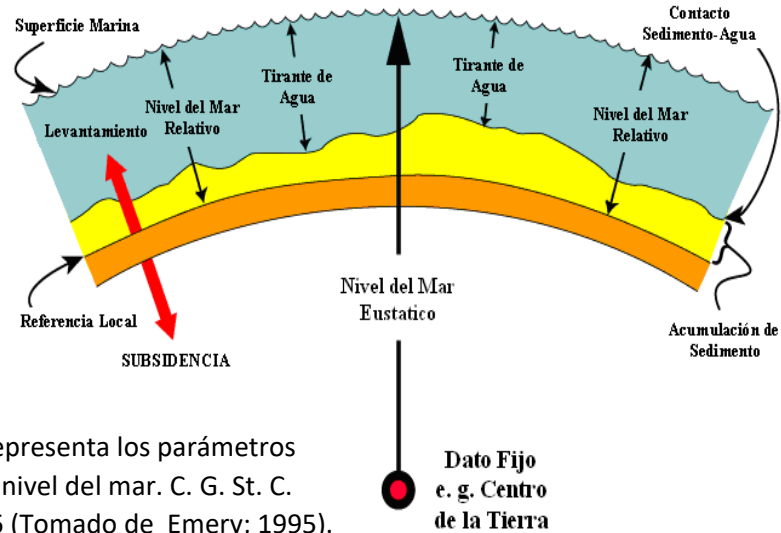


Figura4.5. Representa los parámetros relativos del nivel del mar. C. G. St. C. Kendall 2006 (Tomado de Emery; 1995).

IV.5 Tectónica y eustasia

El espacio de acomodo de los sedimentos fue definido por Jervy (1998), como “el espacio disponible para la acumulación potencial de sedimento”. Este espacio es el producto combinado del movimiento de: la superficie marina (eustasia: nivel del mar global medido para un dato específico como puede ser el centro de la Tierra), el piso marino (tectónica) y el cambio en los ritmos de acumulación de sedimento.

El suministro de sedimento rellena el arreglo creado y está controlado por la profundidad de agua; tal como se muestra en la figura 4.6.

$$\Delta \text{ arreglo} = \Delta \text{ eustasia} + \Delta \text{ subsidencia} + \Delta \text{ compactación}$$

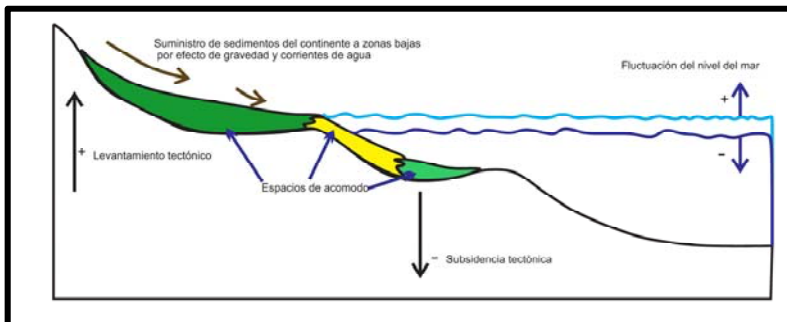


Figura 4.6. Representa los cambios en el nivel relativo del mar balanceado contra los ritmos de acumulación de sedimento; se muestra el espacio de acomodo que es responsable de las transgresiones y las regresiones.

IV.6 Acomodo de sedimentos y preservación de secuencias

La tectónica condiciona principalmente la preservación, geometría y configuración interna de las secuencias sedimentarias; en cuanto a la morfología del medio marino y su evolución temporal también condicionan la preservación, geometría, así como la variabilidad lateral del desarrollo de las secuencias que se van depositando en respuesta a los cambios del nivel del mar.

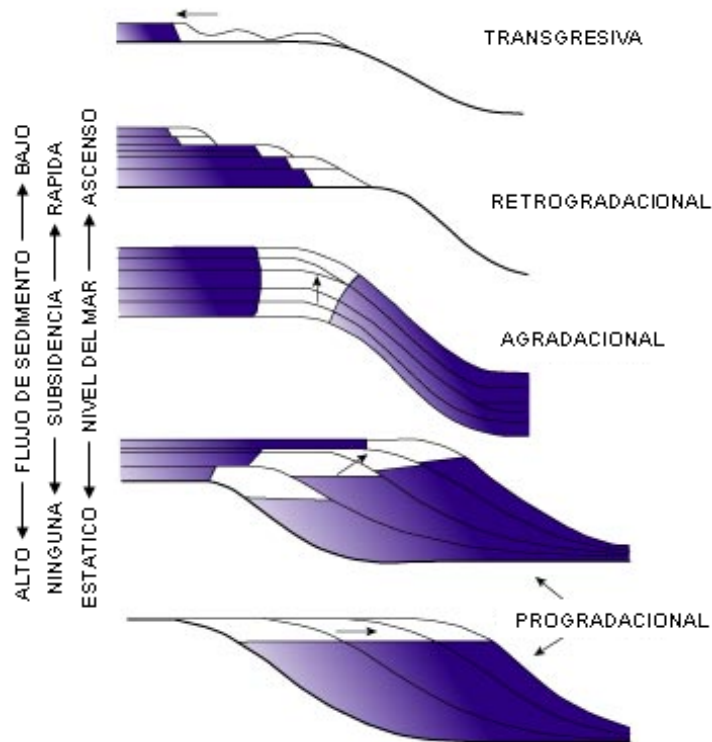


Figura4.7 Representación del suministro del sedimento (Tomado de Galloway, 1989).

De acuerdo a Posamentier y Allen (1999), las condiciones de acomodo y repartición de sedimentos puede originar los siguientes resultados:

- Si asciende el nivel relativo del mar y el flujo de sedimento es nulo o bajo, entonces resulta una transgresión.
- Si asciende el nivel relativo del mar y hay un flujo de sedimento con un ritmo bajo, entonces resulta en una retrogradación de la parasecuencia costera.
- Si asciende el nivel relativo del mar y el ritmo del flujo de sedimento nivela el ascenso del nivel del mar, entonces resulta en una agradación de la parasecuencia costera.
- Si asciende el nivel relativo del mar y el ritmo de flujo de sedimento excede el ascenso del nivel del mar, entonces resulta en una progradación de la parasecuencia costera.

En la figura 4.8 se muestra la relación espacio acomodo de sedimentos en diversas condiciones de cambio del nivel del mar.

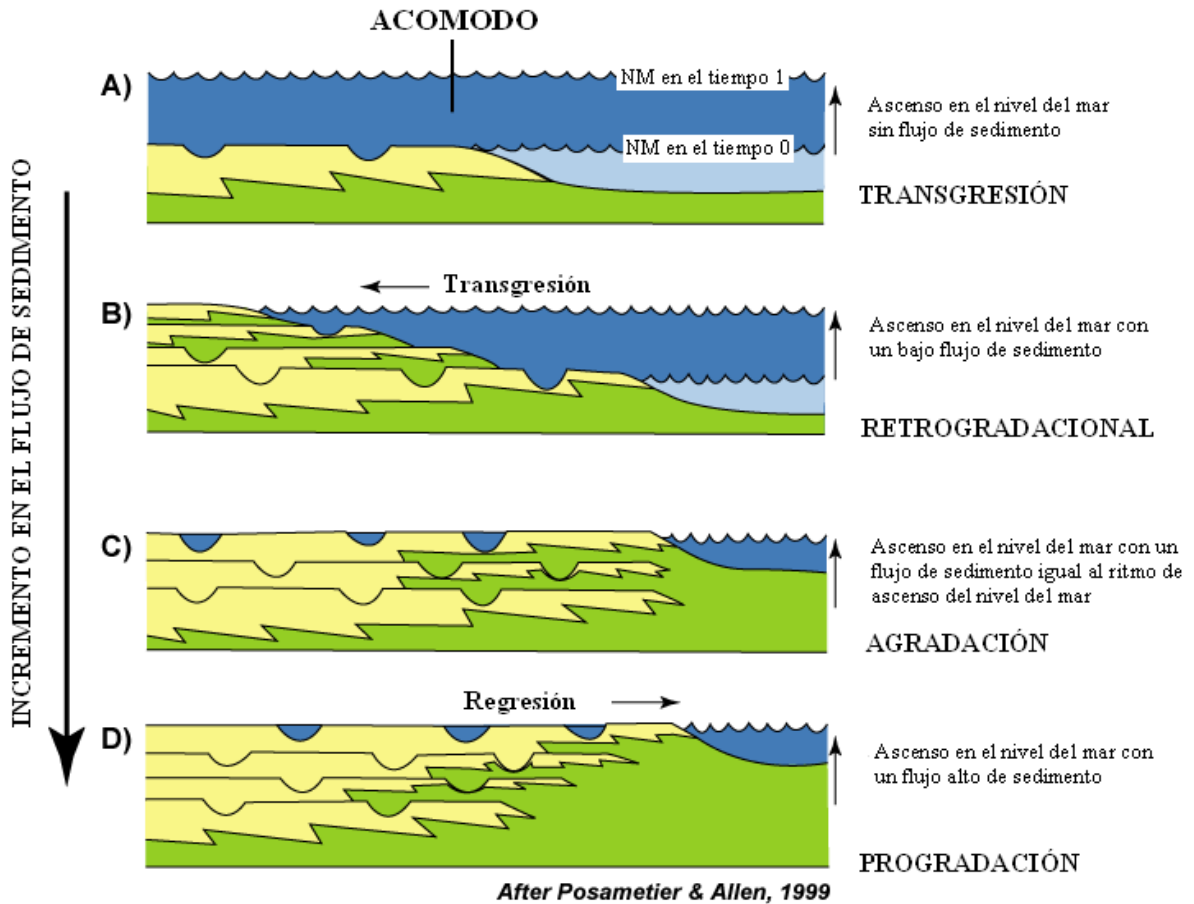


Figura 4.8. Depósitos peculiares a los cambios eustáticos (posterior a Posamentier & Allen, 1999)

IV.7 Principales sistemas de depósito (*Systems tract ST*)

Es una parte de la sucesión estratigráfica relativamente concordante, de estratos genéticamente relacionados, cuya cima y base son discontinuidades o continuidades correlativas (de otra litología), que se dispone dentro de un intervalo de tiempo definido.

Son las unidades estratigráficas genéticamente asociadas que fueron depositadas durante fases específicas del ciclo del nivel relativo del mar no importando el ambiente sedimentario (Posamentier, 1988). Estas unidades se representan en el registro de la roca como ensambles de facies tridimensionales. Se definen con base en las superficies limitantes, de la posición dentro de una secuencia y de la parasecuencia que se acumuló y que tiene un cierto patrón (Van Wagoner, 1988).

Una secuencia representa un ciclo de depositación limitado por una superficie de erosión, depositada durante un "importante" ciclo de descenso y ascenso del nivel base del mar (figura 4.9).

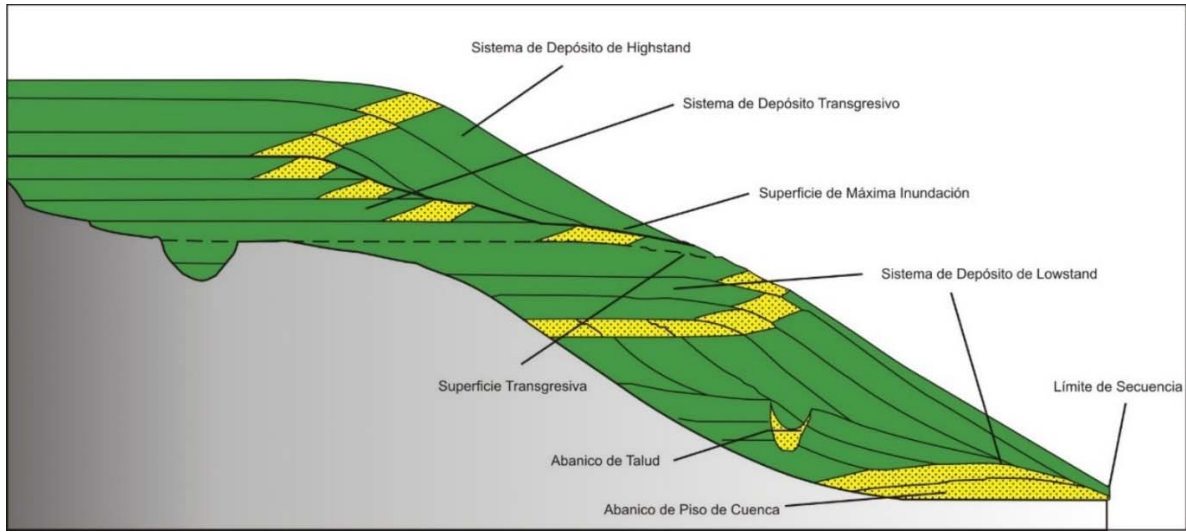


Figura 4.9. Representación las geometrías pertenecientes a un conjunto de estratos en una secuencia de tipo 1, en un margen de discontinuidad de plataforma. Se muestran los paquetes sedimentarios separados, asignados tradicionalmente a tres sistemas de transporte y depósito; el lowstand, el transgresivo y el highstand (Tomado de Emery y Myers, 1996).

En la Tabla 4.1 se muestran los principales tipos de secuencias depositacionales de acuerdo a los cambios del nivel del mar.

Sequence model Events and stages	Depositional Sequence I	Depositional Sequence II	Depositional Sequence III	Depositional Sequence IV	Genetic Sequence	T-R Sequence
HNR end of T	Sequence	HST	early HST	HST	HST	RST
T end of R		TST	TST	TST	TST	TST
LNR end of RSL fall		late LST (wedge)	LST	LST	late LST (wedge)	RST
FR onset of RSL fall		early LST (fan)	late HST	FSST	early LST (fan)	
HNR		HST	early HST	HST	HST	

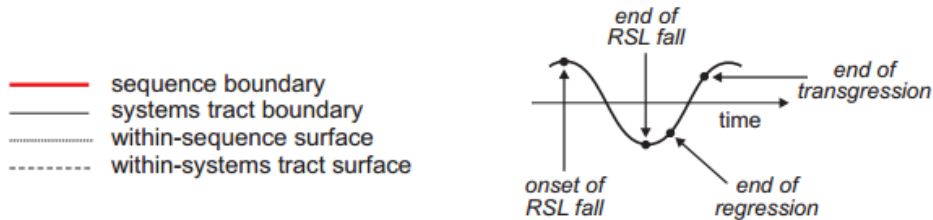


Tabla 4.1. Tipos de secuencias depositacionales (systems track) (Tomado de Posamentier and Allen, 1999 y Hunt and Tucker, 1992)

Nivel relativo del mar	RSL – <i>relative sea level</i>
Trangresión	T – <i>transgression</i>
Regresión	R – <i>regression</i>
Regresión forzada	FR – <i>forced regression</i>
Regresión normal depósito bajo	LNR – <i>lowstand normal regression</i>
Regresión normal depósito alto	HNR – <i>highstand normal regression</i>
Sistema de depósito inferior	LST – <i>lowstand systems tract</i>
Sistema transgresivo	TST – <i>transgressive systems tract</i>
Sistema de depósito superior	HST – <i>highstand systems tract</i>
Periodo de sistema de depósito descenso	FSST – <i>falling-stage systems tract</i>
Periodo de sistema de regresivo	RST – <i>regressive systems tract</i>
Trangresión- Regresión	T-R – <i>transgressive-regressive</i>
Máxima superficie de inundación	MFS – <i>maximum flooding surface</i>
Máxima superficie de regresión	MRS – <i>maximum regressive surface</i>
CC* – correlative conformity in the sense of Posamentier and Allen (1999)	
CC** – correlative conformity in the sense of Hunt and Tucker (1992)	

***tract (n.) (old)**

espacio de tiempo, período, lapso de tiempo, periodo, racha, etapa

***flooding (n.)**

sumergimiento, inundación, sumersión, anegación, anegamiento, aniego, inundado, riada, aluvión, avalancha, diluvio

IV.7.1 Sistemas de depósito inferiores (*Lowstand Systems Tract LST*)

Es el sistema de depósito estratigráficamente más antiguo en una secuencia depositacional de tipo 1. Estos sistemas *Lowstand System tract LST* depositan sedimentos durante un intervalo de descenso del nivel relativo del mar en la discontinuidad de los estratos en regresión y después durante el ascenso lento del nivel relativo del mar subsecuente; el depósito está representado por la acumulación de sedimentos que se sobreponen a la posición más baja de la curva del nivel relativo del mar.

Posamentier y Allen (1999), refieren al sistema de depósito *Lowstand Systems tract LST* como el primer sistema de depósito que ocurre en un área de sedimentación.

Es frecuente encontrar dos unidades distintas de abanicos submarinos, el cual se puede reconocer dentro de los *Lowstand Systems Tract LST*; una unidad inicial de abanicos de piso de cuenca, se presenta separada por el pie del talud y por una unidad subsecuente de abanicos de talud, bordeando el talud.

La formación de los abanicos submarinos en la terminación del talud continental y en el piso de la cuenca, se asocia a la erosión de cañones en la plataforma que originalmente se formaran por la incisión de valles fluviales en la plataforma; esta es la porción que se ubica hacia el mar o hacia la cuenca del sistema de transporte y *Lowstand Systems Tract LST*, donde se encuentran las cuencas más profundas que se caracterizan por la depositación de terrígenos en abanicos submarinos en el talud inferior y en el piso de la cuenca. El sedimento clástico modifica a la morfología de plataforma y del talud a través de los valles y cañones que alimentan el abanico del piso de la cuenca.

El abanico del piso de la cuenca se puede depositar en la desembocadura de un cañón o muy distante de él; en algunos casos el cañón puede no ser evidente. Analizando la pendiente ascendente de la cuenca a la plataforma donde se ha tenido influencia del abanico, esta ha sido dividida en los canales medios del talud, el pie del talud, abanicos proximales, zona media del abanico y abanico distal (Beaubouef, 1999).

Desde el punto de vista de su génesis y por su importancia en los yacimientos petroleros, hay interés en diferenciar los depósitos de abanicos submarinos, del sistema turbidítico. Stelling (2000) y Menard (1955) definen a los abanicos submarinos como sedimentos de aguas profundas expuestos en el actual piso marino que se acumulan por flujos gravitacionales de sedimento mientras que los sedimentos similares que forman depósitos consolidados en el subsuelo y/o afloramientos corresponden de acuerdo a Stelling (2000) y Mutti y Normark (1987, 1991) a sistema turbidítico.

Los abanicos del talud son descritos por Van Wagoner (1988), como turbiditas y deslizamientos de sedimentos depositados en la parte media o la base del talud. La depositación del abanico de talud puede ser contemporánea con el abanico de piso de cuenca o con la parte inferior de la porción del *Lowstand Systems Tract LST*. La cima del abanico del talud puede ser una superficie de downlap para las partes intermedias y superiores de la porción del *Lowstand Systems Tract LST*. Los abanicos de talud se describen típicamente como compuestos por complejos niveles de canal.

La aceleración en el ascenso del nivel relativo del mar resulta en una asociación de facies es indicativa del incremento en el volumen del acomodo, tal como un aumento de carbón hacia la parte superior, arcillas de inundación, facies lagunares, influencia de la marea, etc. También ocurre una disminución de la conectividad de cuerpos de arena fluviales.

IV.7.2 Sistemas de Depósito Transgresivos (*Transgressive Systems Tract TST*)

El sistema de depósito transgresivos es el sistema intermedio de las secuencias de tipo 1 y tipo 2. Se depositan los sedimentos durante un ciclo de ascenso del nivel relativo del mar, cuando el volumen del acomodo de los estratos superiores se incrementa más rápidamente que el ritmo del suministro del sedimento. Ésta es una superficie de inundación marina que forma la primera etapa de inundación significativa en una secuencia. Marcan el inicio del periodo en que el ritmo de creación del espacio de acomodo es mayor que el ritmo de suministro de sedimento. Contiene sobre todo estratos superiores, con pocas clinofomas asociadas, y es enteramente retrogradacional.

Estos sistemas pueden mostrar evidencia de insuficiente sedimento, y pueden ser ricos en carbón, depósitos de inundación y depósitos lagunares o lacustres. Los sistemas de drenaje se pueden inundar para formar los estuarios. Las amplias áreas de la plataforma son características de sistemas de depósito transgresivos, donde la influencia de la marea puede ser extensa (Emery y Myers, 1996).

El ritmo máximo de ascenso del nivel relativo del mar ocurre en algún momento dentro del sistema de depósitos transgresivos, y el final del sistema ocurre cuando el ritmo del volumen del acomodo de los estratos superiores disminuye a un punto donde se iguala el suministro del sedimento, y la progradación comienza otra vez. Este punto se conoce como la superficie de máxima inundación.

El estrato superior del sistema de depósito transgresivos tiende a tener un porcentaje más bajo de arena que los otros sistemas de depósito, porque poco del sedimento de lodo se desvía a los estratos superiores. Los sistemas de depósito transgresivos pueden por lo tanto recibir a menudo horizontes denominados sello a los depósitos de los estratos superiores (Emery y Myers, 1996).

IV.7.3 Sistema de depósito superior (*Highstand Systems Tract HST*)

Son los más jóvenes de los sistemas de depósito de secuencias de un tipo 1 o de tipo 2. Representan a los estratos superiores progradacionales con clinoformas depositados después de la transgresión máxima y antes de un límite de secuencia, cuando los ritmos de creación del acomodo son menores que el ritmo del suministro del sedimento (Emery y Myers, 1996).

Posamentier y Vail (1988), describieron los diversos modelos que implican que sistema de depósito del *highstand system tract* es caracterizado por una depositación fluvial significativa.

IV.7.4 Superficie de Máxima Inundación (*Maximum Flooding Surface MFS*)

Corresponden con una superficie de depósito que se formó en el momento que la línea de costa está en su posición máxima hacia la Tierra, al momento de la transgresión máxima (Posamentier y Allen, 1999).

Esta superficie marca la época de máxima inundación o transgresión de la plataforma y separa el sistema de depósito transgresivo del *Highstand sistema tract HST*; en la sísmica se expresa a menudo como una superficie de downlap. La plataforma marina y los sedimentos de la cuenca asociados con esta superficie son el resultado de bajos ritmos de depositación de sedimentos pelágicos-hemipelágicos y por lo general son delgadas y de grano fino. Estos sedimentos finos forman la sección condensada (Mitchum, 1977).

Una MFS a menudo se caracteriza por la presencia de arcillas, glauconita y suelo endurecido radioactivo que a menudo es rico en organismos. Ocurren de manera común concentraciones extensas de capas finas con gran abundancia y diversidad de fauna (secciones condensadas). Una MFS a menudo puede ser la única parte de un ciclo sedimentario que es rico en fauna. Es común que, en el continente, la superficie de máxima inundación puede coincidir con la superficie transgresiva subyacente formada durante o justo después de la fase transgresiva inicial que siguen inmediatamente al nivel del mar del *lowstand*.

Una MFS a menudo marca la superficie límite entre el engrosamiento y los ciclos ascendentes que se utilizan para relacionar estos ciclos a una profundidad en una sección geológica. Es equivalente con la superficie de máxima transgresión (Helland-Hansen y Martinsen, 1996); superficie transgresiva final (Nummedal, 1993) en la cima de los estratos sean retrogradacionales, downlap de estratos normales o ciclos regresivos del *highstand* (Catuneanu y Eriksson, 2002).

IV.7.5 Superficie Transgresiva (*Transgressive Surface TS*)

Se trata de una superficie de inundación marina que constituye la primera superficie de inundación importante en una secuencia. El TS, en la sucesión se constituye mayoritariamente de terrígenos y algunos carbonatos, marca el inicio de la época en que el ritmo de creación de espacio de acomodo es mayor que el ritmo de suministro de sedimento. Constituye la base de la parasecuencia retrogradacional que apila patrones de los Sistemas de Depósito Transgresivos. En las zonas de alto suministro de sedimentos, por ejemplo, en el borde de las plataformas carbonatadas, el ritmo de suministro de sedimentos puede seguir el ritmo de ascenso del nivel relativo de mar y por lo tanto el TS marcará un cambio de una progradación a una parasecuencia agradacional con patrones de apilamiento. El TS marca a menudo la base del *onlap* más prominente.

Si no se preserva ningún *lowstand* o la caída de facies de sistemas de depósito se mantienen por encima del límite de secuencia, el TS puede coincidir con este límite. Un TS a menudo se caracteriza por la presencia de una superficie marcada por los lodos consolidados de tierra firme o suelo endurecido que se cementó por carbonatos; ambas superficies suelen ser penetradas por las excavaciones de los organismos (Emery y Myers, 1996).

IV.7.6 Límites de Secuencia (*Sequence Boundary SB*)

Los límites de secuencias *Sequence Boundary SB* son discontinuidades erosionales significativas. Estos límites son el producto de un descenso en el nivel del mar que erosiona la superficie de sedimentos subaéreos de la secuencia o de las secuencias anteriores. Estos límites son diacrónicos, cubriendo con los materiales depositados el previo sistema de depósito de Highstand y erosionando la superficie de los sedimentos depositados de manera contemporánea a la regresión forzada asociada al descenso del nivel del mar (Catuneanu y Eriksson, 2002).

Los límites de secuencia se pueden reconocer en las secciones sísmicas cuando se observan contrastes producidos por un movimiento hacia la cuenca en el *onlap* costero, implicando un descenso en el nivel relativo del mar, con la exposición y la erosión de los *topsets* del *highstand*.

En los núcleos, registros geofísicos de pozos o un grupo de datos del afloramiento, el movimiento hacia la cuenca en el *onlap* costero es raramente evidente. La evidencia directa se asocia con la exposición, la erosión y la regresión forzada que debe buscar e interpretar en el límite de secuencias.

En algunos casos se puede observar una dislocación de facies, que corresponde con una superficie donde las rocas de facies más someras descansan directamente sobre rocas de facies significativamente más profundas. Esta dislocación puede ser obvia, por ejemplo, donde una capa de carbón cubre una secuencia de lutitas de plataforma externa, o puede ser sutil, por ejemplo, cuando se tienen facies de plataforma litoral, que cubren la plataforma baja con la plataforma media ausente.

En ambientes marinos someros, las facies de dislocación se asocian a menudo con un aumento abrupto en el tamaño del grano. Una dislocación de facies implica un descenso en el nivel relativo del mar y el desarrollo de una discordancia, aunque ésta podría ser en dirección opuesta al echado donde se observa la dislocación, lo que permite poner un límite de secuencia o su conformidad correlativa.

La dislocación de facies se desarrolla comúnmente sobre las áreas más distales de los *topsets* del *highstand*, y las clinoforamas del *highstand* (Emery y Myers, 1996).

El valle de incisión que representa un límite de secuencias es descrito por Van Wagoner (1990), como sistemas fluviales encajonados que extienden sus canales hacia la cuenca y lo erosionan con el posterior depósito de los estratos subyacentes, en respuesta a un descenso en el nivel relativo del mar. En la plataforma, los depósitos del *lowstand* que rellenan los valles de incisión son limitados debajo por un límite de secuencias y arriba por la superficie transgresiva. Una dislocación de facies puede estar presente en la base del valle de incisión, aunque una rejilla de pozos, o un grupo de datos del afloramiento, puede ser necesario para probar la existencia de un valle de incisión.

Los valles de incisión se pueden diferenciar de los canales distributarios ya que son más profundos y extensos que la escala de un canal individual o una zona de canales. El valle de incisión debajo del nivel de las barras de desembocadura distributarias contiene a menudo facies fluviales más próximas que se depositaron como parte de la agradación del acuífero progradante del último *lowstand*. Pueden contener alternativamente facies de estuario a marinas depositadas como parte del sistema de depósitos transgresivos.

Entre los valles de incisión, en las áreas más próximas de los *topsets* del *highstand*, los límites de secuencia pueden ser muy difíciles de reconocer. Cualquier evidencia de exposición, tal como paleosuelos principales o erosión será bastante superficial ya que se pudo remover por la erosión transgresiva subsecuente; la única evidencia de un límite de secuencias en este caso puede encontrarse en los componentes del depósito residual transgresivo, que podría ser de un grano significativamente más grueso que la sucesión subyacente, o puede contener el material que no se deriva solamente de la sucesión subyacente.

En casos poco comunes, un límite de secuencia se puede reconocer por el truncamiento de las parasecuencias subyacentes, sin embargo, se debe tener cuidado y asegurarse que los límites de las parasecuencias son erosionales no depositacionales.

Algunas secuencias presentan límites bien definidos que corresponden con importantes discordancias erosivas y sus concordancias correlativas; estos límites son el producto de un descenso en el nivel del mar que erosiona la superficie del sedimento subaéreo expuesto de la secuencia o secuencias anteriores. Estos límites son diacrónicos, cubriendo los Sistemas de Depósito de *highstand* previos y erosionando la superficie de los sedimentos anteriormente depositados durante la regresión, asociadas con el descenso del nivel del mar (Catuneau y Eriksson, 2002).

Hunt y Tucker (1992), enfatizan que la superficie superior de "*downlapping*" y la progradación de la costa en una regresión forzada causa erosión y se expresa como una discordancia subaérea diacrónica. Plint y Nummedal (2000), nombran a la discordancia subaérea como aquella que cubre a la regresión forzada como la "superficie de regresión de la erosión fluvial". Hunt y Tucker (1992), coinciden con el origen de esta discordancia en una superficie con echado hacia el mar que denomina conformidad marina correlativa y se relaciona con el final del descenso del nivel base. Hunt y Tucker (1992), sugieren que este "límite de secuencias" producida por una regresión forzada no coincide, la definición original de Mitchum (1977) de un límite de secuencia o de su conformidad marina correlativa equivalente en tiempo está ligado al comienzo de un descenso en el nivel del mar.

Se han reconocido dos tipos de límites de secuencia. Estos términos son redundantes porque los límites de secuencias de tipo 1 equivalen a los que se forman durante una regresión forzada mientras que los límites de secuencias de tipo 2 son aquellos que son forzados durante una regresión normal (Coe, 2003). Se ha demostrado que las discordancias de Tipo 1 y Tipo 2 pueden limitar al mismo tipo de secuencia en distintas localidades y son los productos de diferentes ritmos de sedimentación y distribución en el espacio para el mismo intervalo de tiempo (Posamentier y Allen, 1999).

CAPÍTULO V. INTERPRETACIÓN ESTRUCTURAL DE SECCIONES SÍSMICAS

V.1 Uso del software y metodología

El uso de *software* es fundamental como herramienta de uso cotidiano para el desarrollo los proyectos de la exploración y producción de hidrocarburos alrededor del mundo; sin embargo, el éxito petrolero recae en el talento de interpretación de los registros de datos, imágenes, estadísticos, entre otros. El *software* integral para llevar a cabo el modelado y la interpretación de la trampa petrolera, utiliza la metodología que se realiza en etapas, y estas dependen de las capacidades y características del *software* a utilizar, pero sobre todo del conocimientos y experiencia del interprete.

El proceso de la industria petrolera con respecto a la interpretación estructural del *play* se soporta en una vasta base de datos obtenida por muchos estudios previos geológicos y geofísicos; comienza descartando zonas que no son de probabilidad de contener hidrocarburos. Las zonas definidas como cuencas sedimentarias son las que se caracterizan con estudios sísmicos, puesto que son de gran extensión y los equipos modernos aunados a los atributos sísmicos permiten modelar las estructuras del subsuelo ya con una gran precisión.

El proceso de tratamiento se información sísmica para estudiar las zonas de interés, se soporta en el siguiente orden:

1. Filtrado de señales.
2. Sismogramas sintéticos.
3. Interpretación de horizontes.
4. Control de calidad de la interpretación.
 - a. Construir polígonos de fallas y falta de información sísmica.
 - b. Interpretación automática.
 - c. Realizar copia de los archivos.
 - d. Aplicación del filtro.
 - e. Interpolación en los horizontes.
5. Extracción del atributo sísmico de los horizontes interpretados.
6. Análisis del atributo de los horizontes.
7. Aplanado de las secuencias interpretadas.
8. Extracción de atributo sísmico a la información aplanada del cubo.
9. Extracción del atributo sísmico a la información sin aplanar del cubo.
10. Visualización de estructuras secundarias.
11. Conversión a profundidad.
12. Resultados.

V.1.1 Filtrado de señales

La interpretación sísmica estructural inicia con el análisis de la información sísmica, para determinar si es necesario aplicar algún filtro que permita identificar a los reflectores de interés; considerando que el proceso de adquisición sísmica debe ser la más adecuada (figura 5.1).

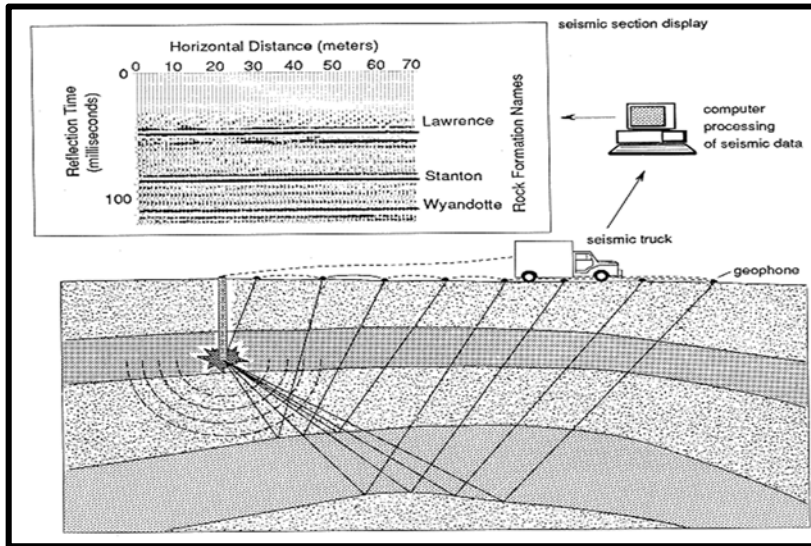


Figura 5.1. Diagrama del proceso de adquisición información sísmica, destinada a interpretación geológica (<http://www.kgs.ku.edu/Publications/Oil/gifs/fig21.gif>, 2015).

Debido a la existencia de gran cantidad de reflectores que enmascaran información se realiza un análisis de frecuencias a los datos sísmicos post apilamiento en tiempo, sin filtro y sin ganancia del cubo 3D.

Es importante destacar que no cualquier filtro es óptimo para resaltar las características estructurales del lugar del estudio; ya que estos son dependientes de las señales obtenidas y la existencia de reflectores que no son apropiados para las secuencias donde existe un fuerte cambio de velocidades.

La eliminación de altas o bajas frecuencias, tiene la intención de definir los reflectores de interés, facilitando así el proceso de interpretación, esto permite la posibilidad de observar la continuidad de los mismos para escoger los más representativos.

Posteriormente al escoger el mejor filtrado, toman varias líneas arbitrarias y se marcan los horizontes de interés.

Es importante remarcar que la interpretación se realiza en la información sísmica original. Como ejemplo en las figuras 5.2 (a), se muestra la sección sísmica sin filtro, la figura 5.2 (b) muestra la misma sección con un filtro inadecuado; y la figura 5.2 (c) muestra la sección sísmica con un filtro que permite apreciar mejor la estructura del subsuelo.

Para evitar que los eventos someros de alta amplitud enmascaren los eventos profundos de baja amplitud se aplicó un Control de Ganancia Automática (*Automatic Gain Control, AGC*), con una normalización del valor medio y la longitud de ventana de 250 milisegundos y un Mezclado de Trazas (*TraceMix*) con un peso de tipo triangular tomando en cuenta 7 trazas. Estos procesos no afectan el contenido de frecuencias y permite observar los eventos más profundos.

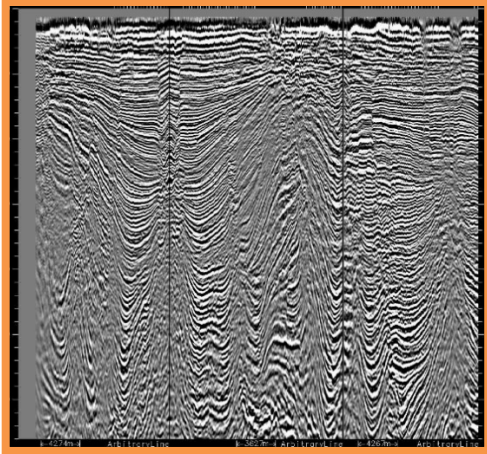


Figura 5.2 (a). Sección sísmica sin aplicación de filtro (Tomado de PEMEX, 2010).

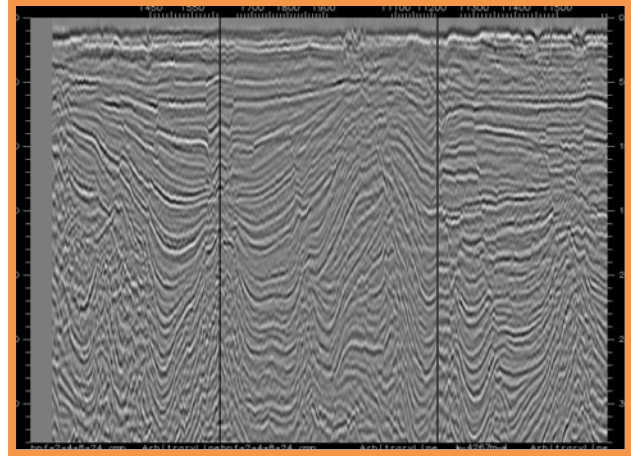


Figura 5.2 (b). Sección sísmica con filtro (Tomado de PEMEX,2010).

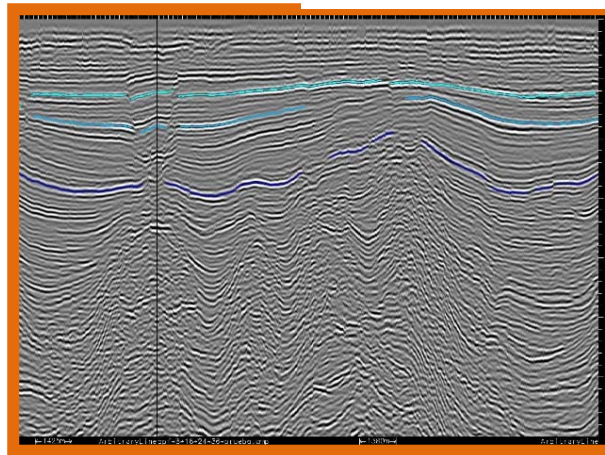


Figura 5.2 (c). Sección sísmica con filtro (Tomado de PEMEX,2010).

V.1.2 Sismogramas Sintéticos

Algunas ocasiones es conveniente realizar sismogramas sintéticos como paso inicial en la interpretación sísmica, para la identificación de horizontes y la definición de polaridad y fase, pero no necesariamente. La información necesaria para realizarlos son los registros de densidad (ρ) y sónico (AT), el registro de velocidades, ya sea del VSP o el tiro de calibración (*checkshot*) y el informe final de cada pozo (figura 5.3).

El software realiza el sismograma sintético si el pozo tiene información suficiente. En la figura 5.4 se muestra un sismograma sintético con ajustes necesarios y satisfactorios con la sección sísmica.

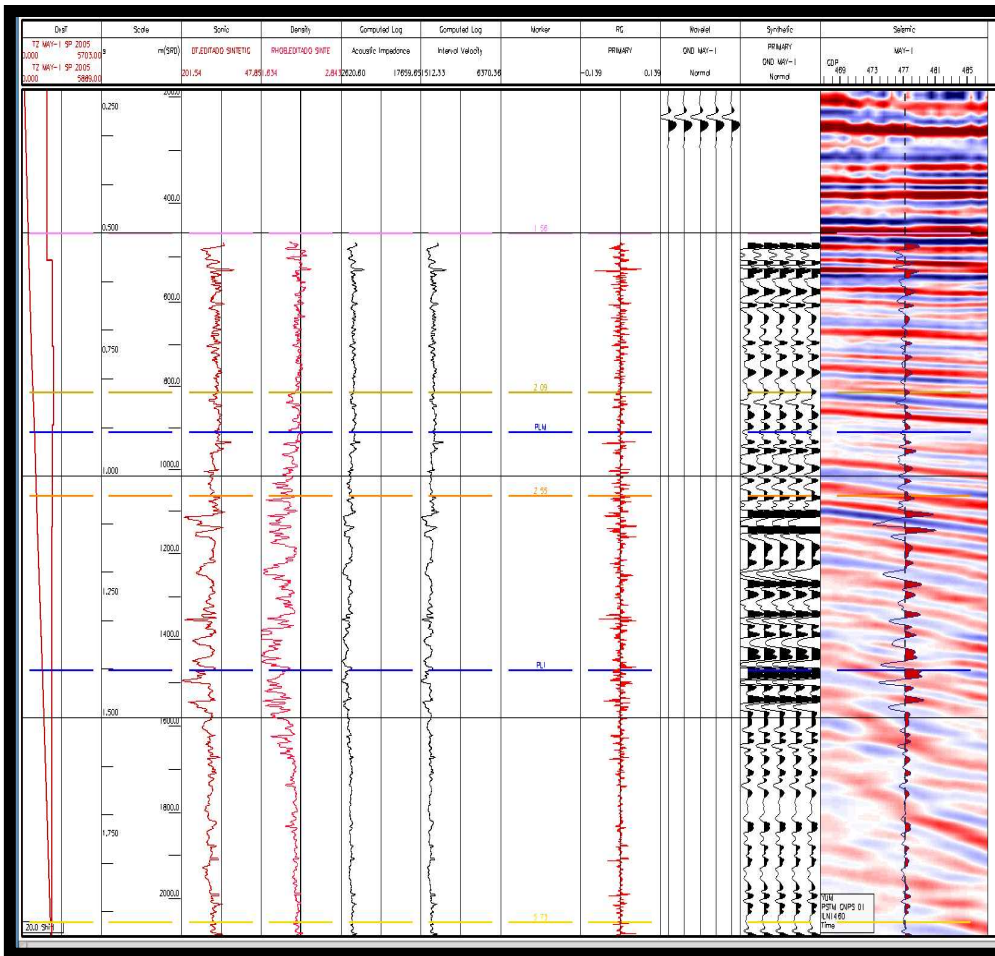


Figura 5.3 Sismograma sintético en pozo M-1(Tomado de PEMEX,2010).

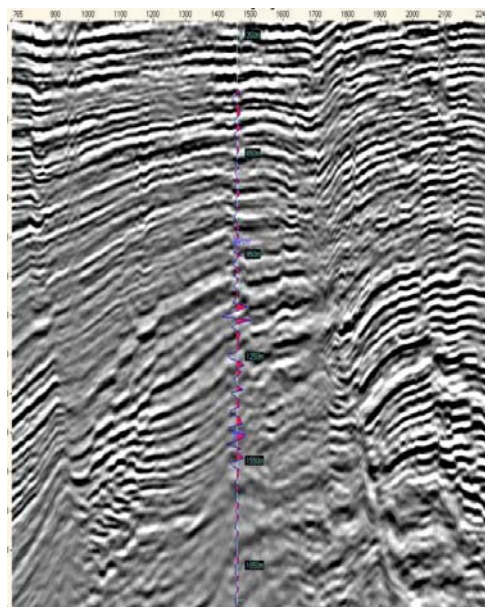


Figura 5.4 Sismograma sintético del pozo en ajuste satisfactorio con la sección sísmica (Tomado de PEMEX, 2010).

V.2 Atributos Sísmicos

El atributo es una propiedad cuantificable de los datos sísmicos, tal como amplitud, el echado, la frecuencia, la fase y la polaridad. Los atributos pueden ser medidos en un instante de tiempo o a lo largo de una ventana de tiempo, y pueden medirse en una sola traza, en conjunto de trazas o en una superficie interpretada de los datos sísmicos. En la tabla 5.5 se muestran los principales atributos y los derivados.

Las trazas sísmicas se pueden graficar para resaltar los rasgos estratigráficos o estructurales (figura 5.6).

Atributos (Attributes)	Atributos derivados (attributes combined)
Amplitud (Amplitude)	Mean amplitude Average energy RMS (root mean square) Amplitude Maximum magnitude AVO (amplitude versus offset) Anelastic attenuation factor
Tiempo (Time)	Coherence Dip Azimuth Curvature
Frecuencia (Frequency)	

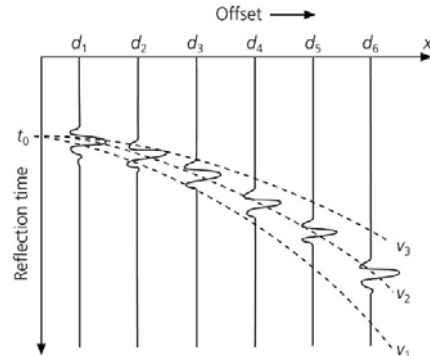


Figura 5.6. Clasificación de atributos sísmicos compilados contra tiempo de reflexión (Stein et al., 2003).

El análisis de atributos incluye la evaluación de diversos parámetros de yacimientos, entre los que se encuentran los indicadores de hidrocarburos, mediante técnicas tales como la variación de la amplitud con el desplazamiento llamado por sus siglas en inglés AVO (amplitude versus offset) (<http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/a/attribute.aspx>, 2015). Se pueden realizar diagramas isométricos de una traza sísmica. Tal como se muestra en la figura 5.7.

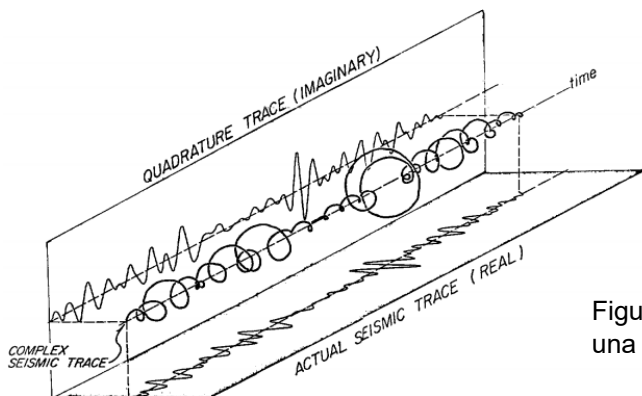


Figura 5.7. Diagrama isométrico de la porción de una traza sísmica (Taner, Koehler & Sheriff, 1979).

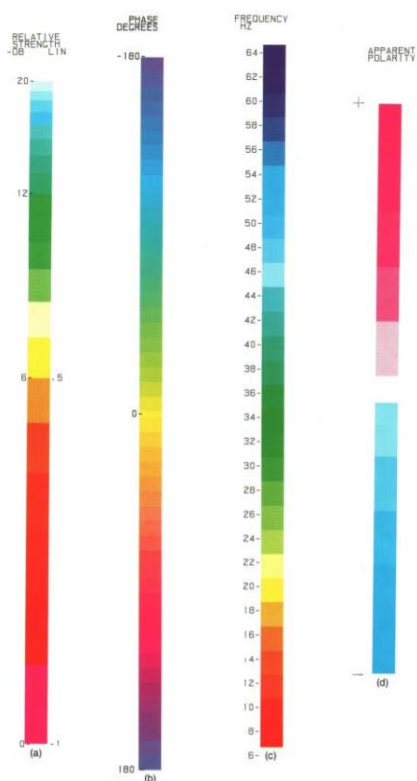
Los mapas de atributos como Dip, Azimuth y Edge sirven para la interpretación estructural de la sísmica se pueden elaborar con la aplicación del software; este revela estructuras que están desapercibidas en la sísmica o en el cubo de coherencia, y en especial se pueden interpretar las fallas.

En la ventana de mapas que es una aplicación del software se despliega el atributo generado, ajustando los valores de las amplitudes correspondientes para dicho mapa del atributo a realizar.

Con la información de los tiempos de recorrido, las amplitudes, cambios de fase y frecuencia, permite la visualización de la disposición de las rocas en el subsuelo y muestra sus características físicas tales como la litología, porosidad y fluidos usando la escala de colores (figura 5.8), ya que los atributos están relacionados a un código particular cuya clasificación de atributos post-apilados se indican en la tabla 5.1.

Un atributo, es entonces un valor que describe una característica determinada de la traza sísmica. Los datos sísmicos consisten en información de tiempo, amplitud y frecuencia básicamente. Los atributos sísmicos son filtros que remueven alguna información para resaltar alguna otra. Como todos los filtros, los atributos tienen que ser diseñados para reducir principalmente el fenómeno de Gibb's, entre otros ruidos o anomalías, así como resaltar alguna propiedad.

Una clasificación de los atributos sísmicos es hecha en base al tipo de información que describe, por lo que existen los atributos de amplitud, espectrales de traza compleja y de frecuencia que miden una sola característica, pero si se combinan a través de la estadística, redes neuronales o manipulaciones matemáticas por los que se pueden obtener los atributos híbridos.



Atributo sísmico	Interpretación geológica
Amplitud	Contraste de velocidad/ densidad Distancia entre los estratos Cambio de espesor de los estratos
Configuración	Disposición de los estratos Procesos de depósito Erosión y paleo topografía Contacto entre fluidos
Continuidad	Continuidad de estratos Procesos de depósito
Frecuencia	Espesor de los estratos Contenido de fluidos
Velocidad de intervalo	Estimación de porosidad Contenido de fluidos Estimación litológica
Forma externa de las facies sísmicas	Ambiente generalizado Fuente de los sedimentos Marco geológico

Figura 5.8. Código de colores para los valores de los atributos sísmicos. (a) reflexión directa, (b) fase, (c) frecuencia, (d) polaridad (Taner, Koehler & Sheriff, 1979).

Tabla 5.1. Clasificación de los atributos post-apilados de acuerdo a Barnes (2001).

Existen atributos que reflejan fenómenos físicos explicables como la amplitud o el tiempo de tránsito, por mencionar algunos ejemplos, mientras que se generan otros que no pueden ser

definidos como procesos físicos entendibles como es el promedio de la frecuencia instantánea o amplitudes combinadas de varios eventos y/o procesos de presentación gráfica de la información como el “time slice” o la iluminación. En la práctica se analizan ambos tipos, buscando una correlación entre estos atributos y las propiedades petrofísicas estimadas en los pozos.

Los atributos sísmicos pueden ser empleados en interpretación estratigráfica para definir geometrías internas o externas de los estratos y sus terminaciones, o para relevar patrones relacionados con los ambientes de sedimentación; también son de gran utilidad para interpretar estructuras geológicas como fallas, pliegues y estructuras salinas para identificar acumulación de gas o aceite en una secuencia estratigráfica en una determinada estructura geológica (figura 5.8).

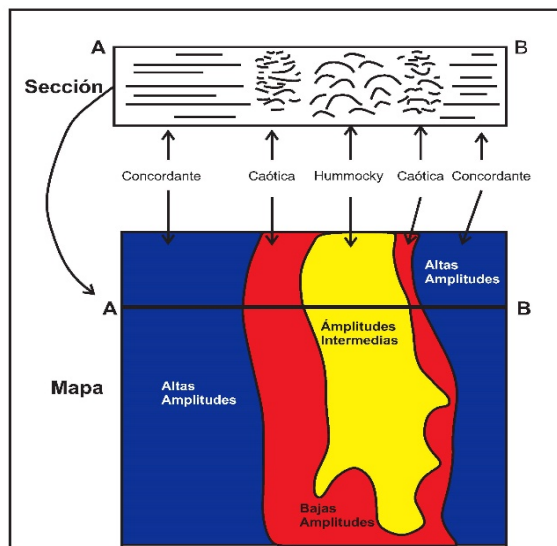


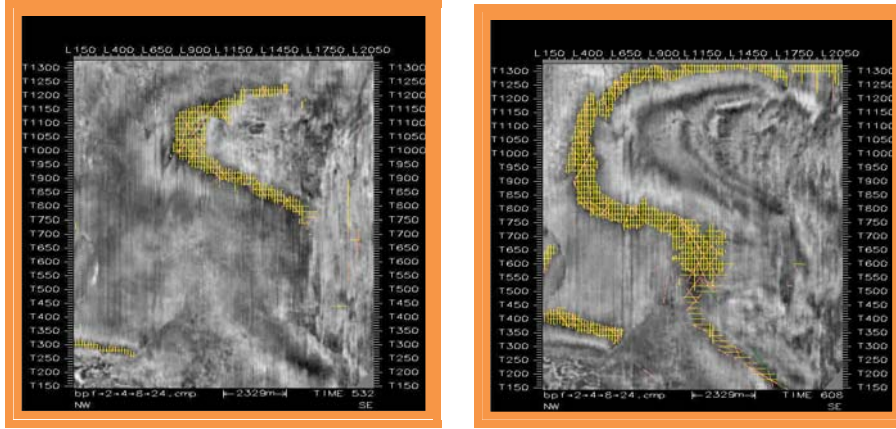
Figura 5.9 esquematiza el atributo de amplitud tomado como indicador de hidrocarburos (Después de Landmark, Halliburton 2014).

V.3 Interpretación de Horizontes

Después de localizar los reflectores mediante el filtro y el sismograma sintético se procede a la interpretación sísmica, la cual se trabaja en el software donde las mallas de interpretación se ajustan de tal manera que la interpretación tenga una densidad aceptable para su correlación.

En el cubo se interpretan las secuencias en la sísmica original post apilamiento en tiempo, sin filtro y sin ganancia, secuencias sísmicas disponibles. En las secciones sísmicas se tienen secuencias donde se observan espacios sin interpretar y van aumentando con respecto al tiempo de adquisición, esto debido a dos factores importantes, el primero son las fallas que van aumentando conforme se profundiza, y el segundo es la falta de información sísmica en algunas zonas, por lo que es imposible interpretar en esas partes del cubo sísmico.

Durante el procedimiento se obtienen cortes en tiempo (*time slice*) con el fin de obtener una mejor interpretación, muestran la cima y la parte intermedia de la estructura respectivamente, en la interpretación de la secuencia (figuras 5.10 (a) y (b)).



(a) *Time Slice* a 532 ms (b) *Time Slice* a 608 ms
 Figuras 5.10 (A) y (B) Cortes de tiempo que muestran un relleno de canal

La aplicación del software usa escala de colores para representar las zonas más someras, intermedias y profundas. En las figuras 5.11 (A), (B) y (C) presentan el amarillo al rojo representa zonas altas de las estructuras, la tonalidad de verde representa las zonas intermedias y las azules a moradas, las más profundas.

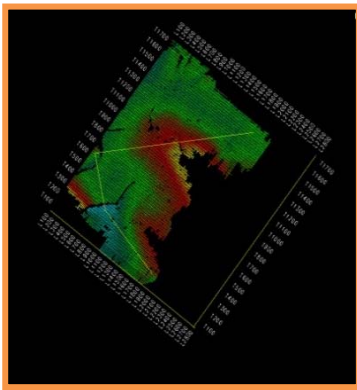


Figura (a)

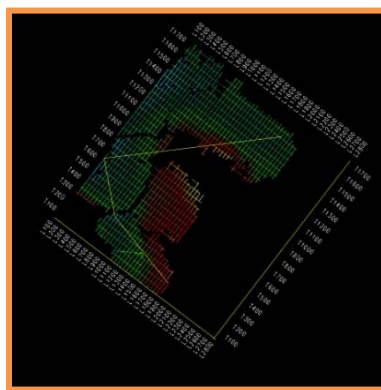


Figura (b)

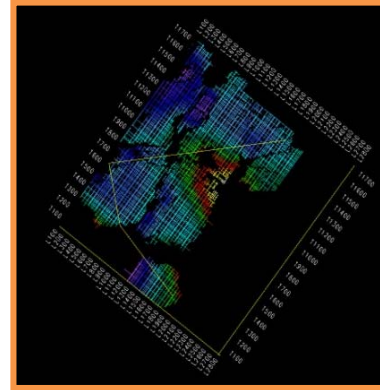


Figura (c)

Figuras 5.11 (a), (b) y (c) se observan la escala de los colores que representan la profundidad en tiempo de cada secuencia, mostrando la forma estructural del horizonte.

En la figura 5.12 se muestra la sección sísmica con tres horizontes interpretados y los cuerpos intrusivos lo cual provoca el fallamiento normal.

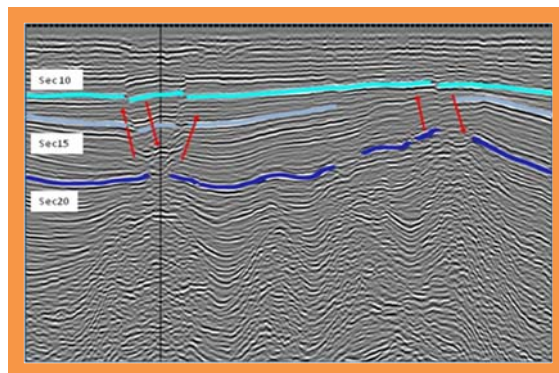


Figura 5.12 Horizontes interpretados como intrusión de cuerpos salinos (PEMEX,2010)

V.4 Cubo sísmico (3D Seismic)

El cubo sísmico es una representación tridimensional de un volumen que se quiere interpretar, cuya base es originada de la multiplicación realizada para la conversión de tiempo a profundidad; dentro de la aplicación del software, de modo que el modelo 3-D resultara con unidades de profundidad (pies). Posteriormente se pueden agregar detalles al nuevo cubo originado, tales como curvas de nivel de los horizontes mostrados con sus respectivas cotas, escala de colores en base a las elevaciones de cada superficie y efectos de iluminación. Esto ayuda a observar con mayor claridad las estructuras presentes y sus relaciones espaciales.

Se utiliza un cubo sísmico base originado de la multiplicación realizada para la conversión de tiempo a profundidad, de modo que el modelo 3-D resultara con unidades de profundidad (pies).

Posteriormente se pueden agregar detalles al nuevo cubo originado, tales como curvas de nivel de los horizontes mostrados con sus respectivas cotas, escala de colores en base a las elevaciones de cada superficie y efectos de iluminación. Esto ayuda a observar con mayor claridad las estructuras geológicas presentes y sus relaciones espaciales.

La forma y características de las estructuras se pueden interpretar con mayor facilidad tal como se puede ver en la figura 5.13 donde se tiene un sistema compresivo en dirección NE-SW, mientras que se considera un proceso distensivo en dirección NW-SE.

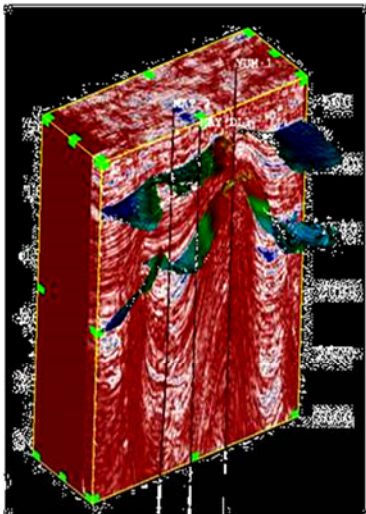


Figura 5.13(a)

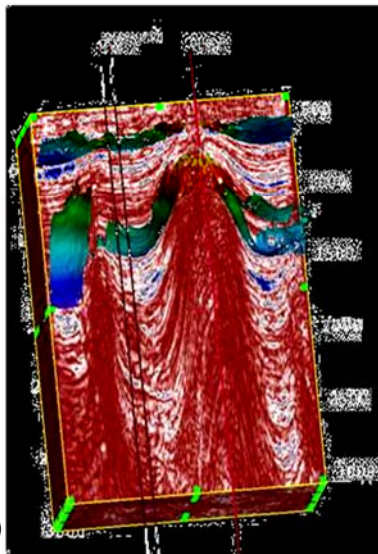


Figura 5.13 (B)

En este ejemplo las estructuras descritas en la sísmica, los horizontes interpretados, las intrusiones que provocaron el fallamiento y la ubicación de los pozos.

Figuras 5.13 (a) y (b) Muestran secuencias interpretadas y visualizadas en 3D (PEMEX)

La figura 5.14 corresponde con un cubo sísmico del sureste de México donde se pueden observar varios horizontes que están desplazados por un sistema de fallas laterales.

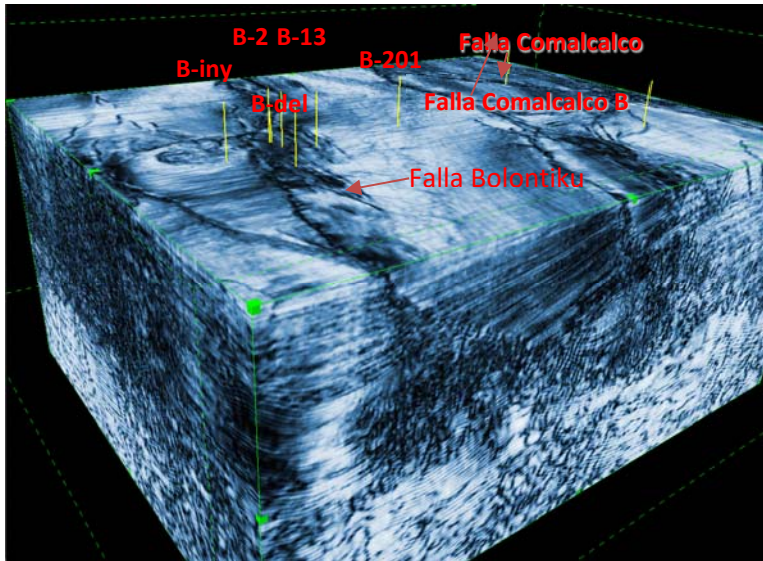


Figura 5.14. Ejemplo de un cubo sísmico 3D definiendo la Cuenca Pull-Apart del Campo Bolontiku, Tabasco (Tomado de PEMEX, 2010)

V.5 Interpretación de estructuras geológicas secundarias

Las estructuras secundarias son aquellas estructuras geológicas que adquieren los cuerpos rocosos, posterior a su litificación como respuesta a un estado de esfuerzo; en este caso los cambios que experimentan las rocas son irreversibles. Las estructuras secundarias se forman en cualquier tipo de roca; sus características finales dependen de diversos factores tales como la composición química, textura, temperatura, presión, etc. En la figura 5.15 se muestran las principales estructuras secundarias.

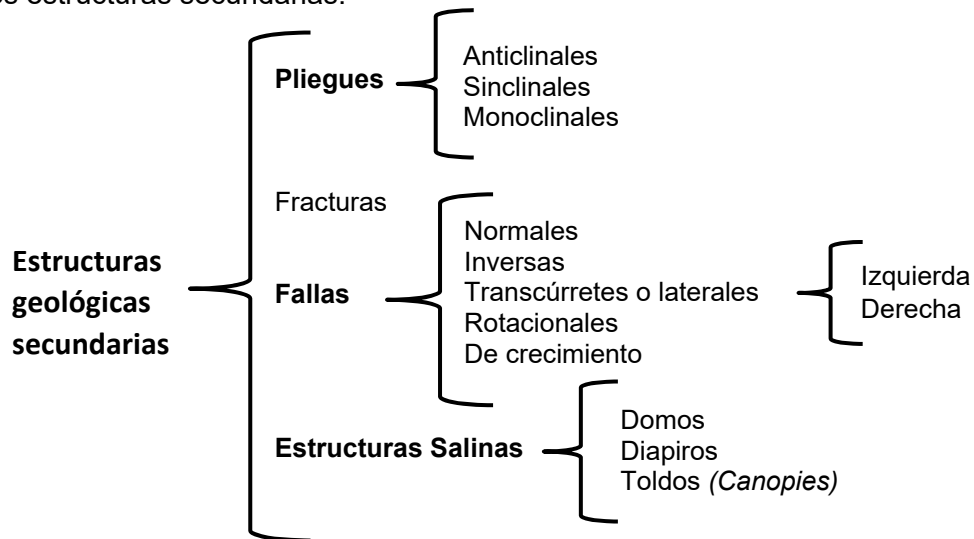


Figura 5.15. Clasificación de las estructuras geológicas secundarias.

Con el uso de los atributos sísmicos es posible obtener una resolución de las estructuras bajo la superficie; en la industria petrolera se estudian las fallas, pliegues y estructuras salinas ya que estas forman las principales trampas petroleras, en donde se obtiene la mayor recuperación de hidrocarburos.

V.7.1 Pliegues

Un pliegue es una estructura producida cuando una superficie originalmente plana, como una capa sedimentaria, es inclinada o curvada como resultado de la deformación. Una superficie plegada puede tener gran variedad de formas, desde muy simples a muy complejas. Desde el punto de vista geológico, los pliegues son estructuras que involucran aspectos litológicos, geométricos y estratigráficos. Los pliegues se componen de varias partes que los caracterizan tales como: flanco, cresta, valle, punto de charnela, línea de charnela, superficie de charnela, longitud de onda, amplitud de onda, eje y punto de inflexión (figura 5.16)

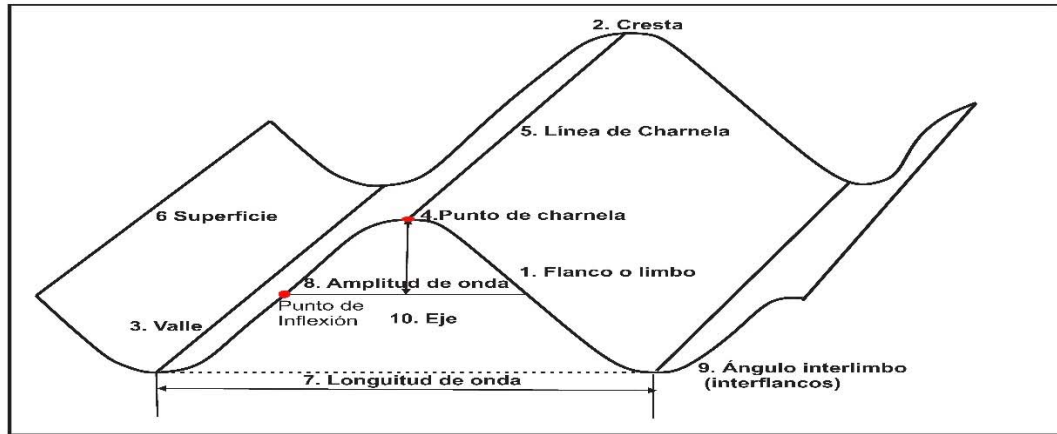


Figura 5.16. Partes de los pliegues

1. **Flanco o limbo.** Es la superficie de uno de los lados del pliegue. Cada pliegue tiene dos flancos.
2. **Cresta.** Es el punto más alto en la superficie plegada.
3. **Valle.** Es el punto más bajo en la superficie plegada.
4. **Punto de charnela.** Es punto de máxima curvatura del pliegue, visto en sección transversal.
5. **Línea de Charnela.** Es la línea que une los puntos de máxima curvatura de un pliegue y pasa por los puntos de charnela.
6. **Superficie o plano de charnela (plano axial).** Superficie que contiene las líneas de charnela de un pliegue en un mismo plano estructural.
7. **Longitud de onda.** Distancia horizontal entre cresta y cresta en un antiforme o entre valle y valle en un sinforme, considerando siempre pliegues continuos. Es una medida del tamaño del pliegue.
8. **Amplitud de onda.** Distancia entre el punto de inflexión y la cresta de un antiforme o el punto de inflexión y el valle de un sinforme.
9. **Ángulo interlimbos (interflancos).** Ángulo menor que se forma entre los limbos o flancos de un pliegue.
10. **Eje.** Es la línea que genera a un pliegue (generatriz). En un mapa se define como la traza del eje del pliegue a la intersección de la superficie axial con el relieve topográfico. El eje del pliegue es el que se dibuja en un mapa geológico para representarlo gráficamente.
11. **Punto de inflexión.** Punto donde una superficie plegada pasa de un pliegue a otro o visto de otra manera de cóncava a convexa.

V.5.1.1 Clasificación de pliegues

Existen diferentes formas de clasificar los pliegues, sin embargo, las más utilizadas son las que toman en cuenta la posición de la charnela y plano axial que a continuación se describen:

- a) Clasificación de pliegues por el ángulo entre sus flancos
- b) Clasificación de pliegues basada en la orientación y posición de la línea de charnela y el plano axial

Clasificación de pliegues por el ángulo entre sus flancos

Esta clasificación incluye como elemento descriptivo el ángulo entre los flancos de un pliegue para describir lo “apretado” o lo “abierto” de la estructura, esto se logra pasando una línea tangente a los puntos de inflexión, formando por lo tanto el ángulo interflancos.

ÁNGULOS INTERFLANCOS	TIPO DE PLEGUE
179°-120°	SUAVE
119°-70°	ABIERTO
69°-30°	CERRADO
29°-0°	APRETADO
0°	ISOCLINAL
ÁNGULOS NEGATIVOS	DE HONGO O ABANÍCO

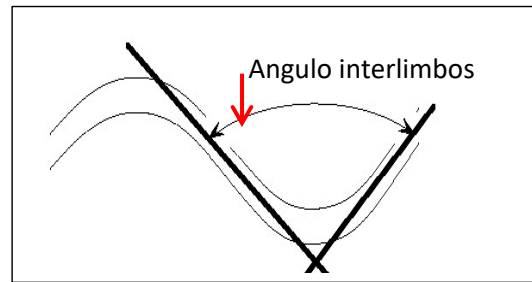


Figura 5.17. Esquema que muestra el ángulo interlimbos.

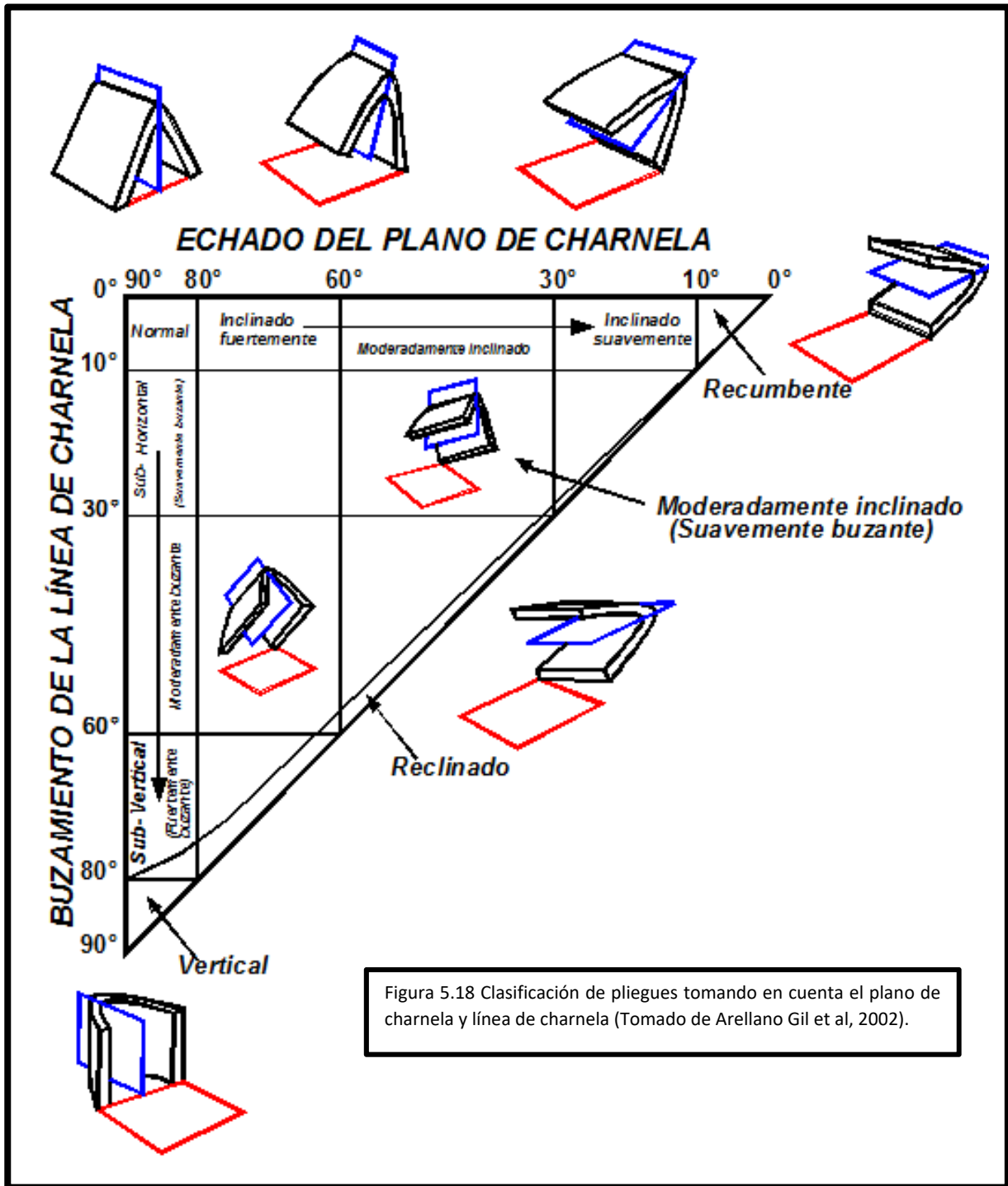
Tabla 5.2. Clasificación de pliegues por ángulo interlimbos (Tomado Arellano Gil et al, 2002)

Clasificación de pliegues basada en la orientación y posición de la línea de charnela y el plano axial

Esta clasificación toma en cuenta la posición de la línea de charnela y del plano axial (plano de charnela), los que pueden tener diferentes posiciones. Tanto el plano axial como la charnela pueden ser verticales, horizontales o inclinados. En función de su posición y orientación los pliegues se clasifican con diferentes nombres (tabla 5.3 y figura 5.18).

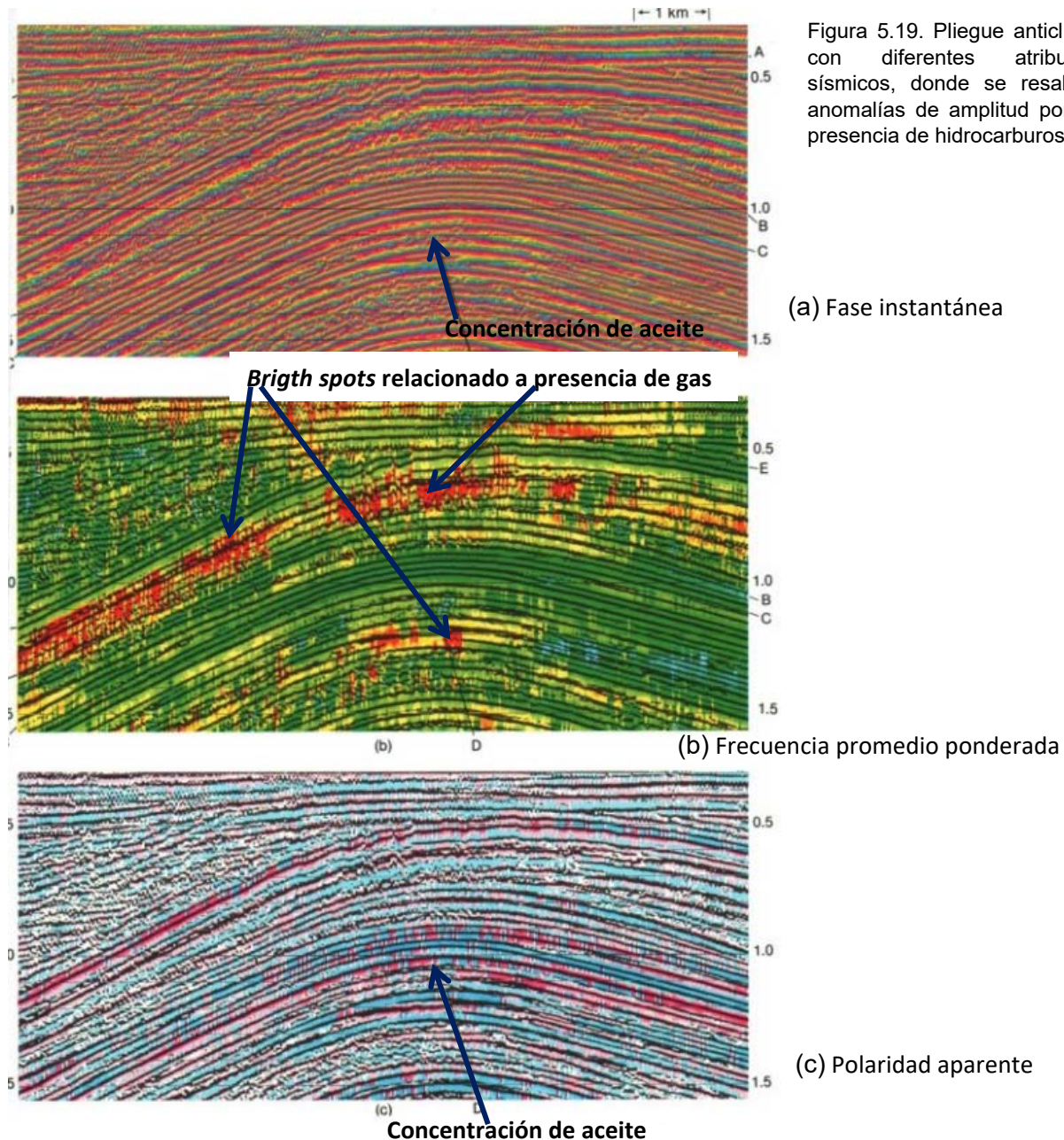
PLANO DE CHARNELA (AXIAL)	LÍNEA DE CHARNELA		
	HORIZONTAL	INCLINADO	VERTICAL
VERTICAL	HORIZONTAL NORMAL	BUZANTE NORMAL	VERTICAL
INCLINADO	HORIZONTAL INCLINADO	BUZANTE INCLINADO	
HORIZONTAL	RECUMBENTE		

Tabla 5.3. Clasificación de pliegues que toma en cuenta la charnela y plano axial (Tomado de Arellano Gil. et al.2002).



V.7.1.2 Pliegues y la sismica

El desarrollo de los pliegues “anticlinales” en una secuencia sedimentaria deformada son de gran importancia en la industria del petróleo, ya que en muchos casos constituyen excelentes trampas estructurales, puesto que, si tienen rocas almacenadoras, permiten concentrar los fluidos obedeciendo sus características termodinámicas en el centro de la estructura. En las figuras 5.19 (a), (b) y (c) se muestran el mismo pliegue anticlinal en rocas estratificadas del Golfo de México, visualizado con atributos sísmicos de fase instantánea y polaridad aparente. En la figura b en particular con el uso del atributo mencionado se puede apreciar los puntos brillantes o “*brighs spots*” y estos representan la concentración de fluidos en el subsuelo, en este caso el contenido el de aceite y gas.



V.5.2 Fallas

En las fallas, el objetivo principal es definir como ocurrió el movimiento de bloques, el sentido de movimiento y la magnitud del desplazamiento neto. Las fallas se describen y clasifican generalmente por el echado de la falla, la dirección y el sentido del movimiento; pueden ser normales, inversas, trascúrrretes, rotacionales y de crecimiento.

V.5.2.1 Definición y partes de las fallas

Falla: Es una estructura planar a través de la cual existe un desplazamiento en una dirección que es generalmente paralela al plano de fractura; son superficies de discontinuidad que separan bloques de roca donde ha ocurrido desplazamiento de bloques con movimiento paralelo al plano de discontinuidad; también son producto de la deformación frágil en cualquier tipo de roca. Si son producto de la deformación, se forman por esfuerzos cortantes y en zonas de compresión o de tensión.

Las partes de una falla son el plano de falla, el bloque de techo, el bloque de piso, el desplazamiento neto y los indicadores cinemáticos. En la figura 5.20 se muestran las partes de una falla.

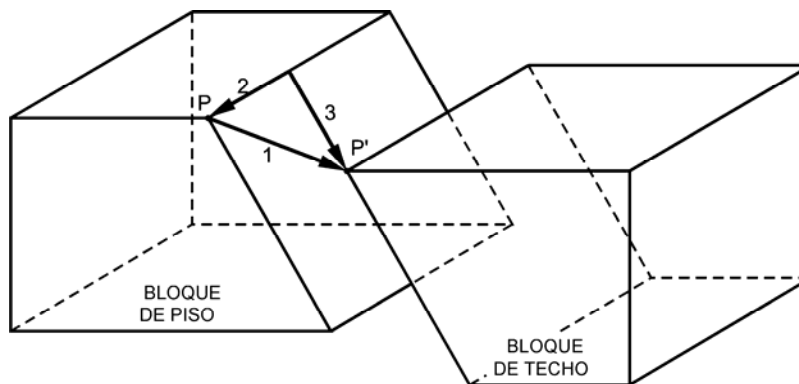


Figura 5.20. Esquema que muestra las partes de una falla y define los posibles desplazamientos en las fallas relacionado a la distancia.

1. Desplazamiento neto de la falla
2. Desplazamiento a rumbo de la falla
3. Desplazamiento en dirección del echado de la falla

V.5.2.2 Clasificación de fallas

Las fallas se describen y clasifican generalmente por el echado de la falla, la dirección y el sentido del movimiento (figura 5.21), cuyas características principales se describen a continuación:

Fallas

1. Normal: Si el movimiento ocurre conforme a la línea de máxima pendiente, la falla es normal; el desplazamiento es tal que el bloque de techo se desliza hacia abajo con relación al bloque de piso.

2. Inversa: Cuando el movimiento ocurre en dirección de la línea de máxima pendiente y el bloque de techo se desliza hacia arriba con relación al bloque de piso.

3. Transcurrente: Si el movimiento de los bloques se da en dirección del rumbo del plano de falla, corresponde a una falla de transurrencia o falla lateral, pudiendo ser lateral izquierda o lateral derecha.

La falla es derecha cuando el observador identifica que el bloque de enfrente se desplaza en forma dextral, y es izquierda cuando dicho bloque se desplaza de manera sinestral.

4. Rotacional: Son también conocidas como de tijera, estas se desarrollan cuando los movimientos entre los bloques se basculan en sentido contrario uno del otro. Existen también fallas rotacionales de dos tipos:

1. Falla de bisagra (a), en donde se da sólo la flexión de un bloque.
2. Falla de pivote (b), el movimiento se da con respecto a un punto de rotación contenido en el plano.

5. De crecimiento: Este tipo de fallas tienen una componente de desplazamiento similar a una falla normal, a través de cuya superficie de falla existe un incremento del espesor de unidades litoestratigráficas. En este caso la gravedad, el agua, la composición, la cantidad (volumen) y tipo de sedimento influyen para que se formen.

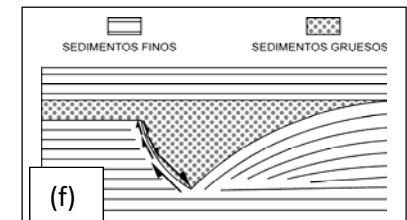
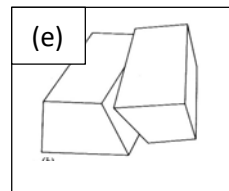
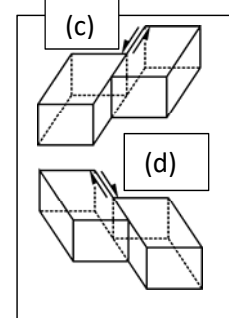
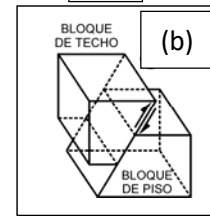
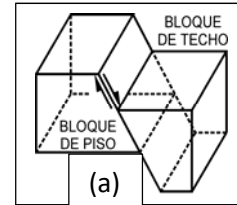
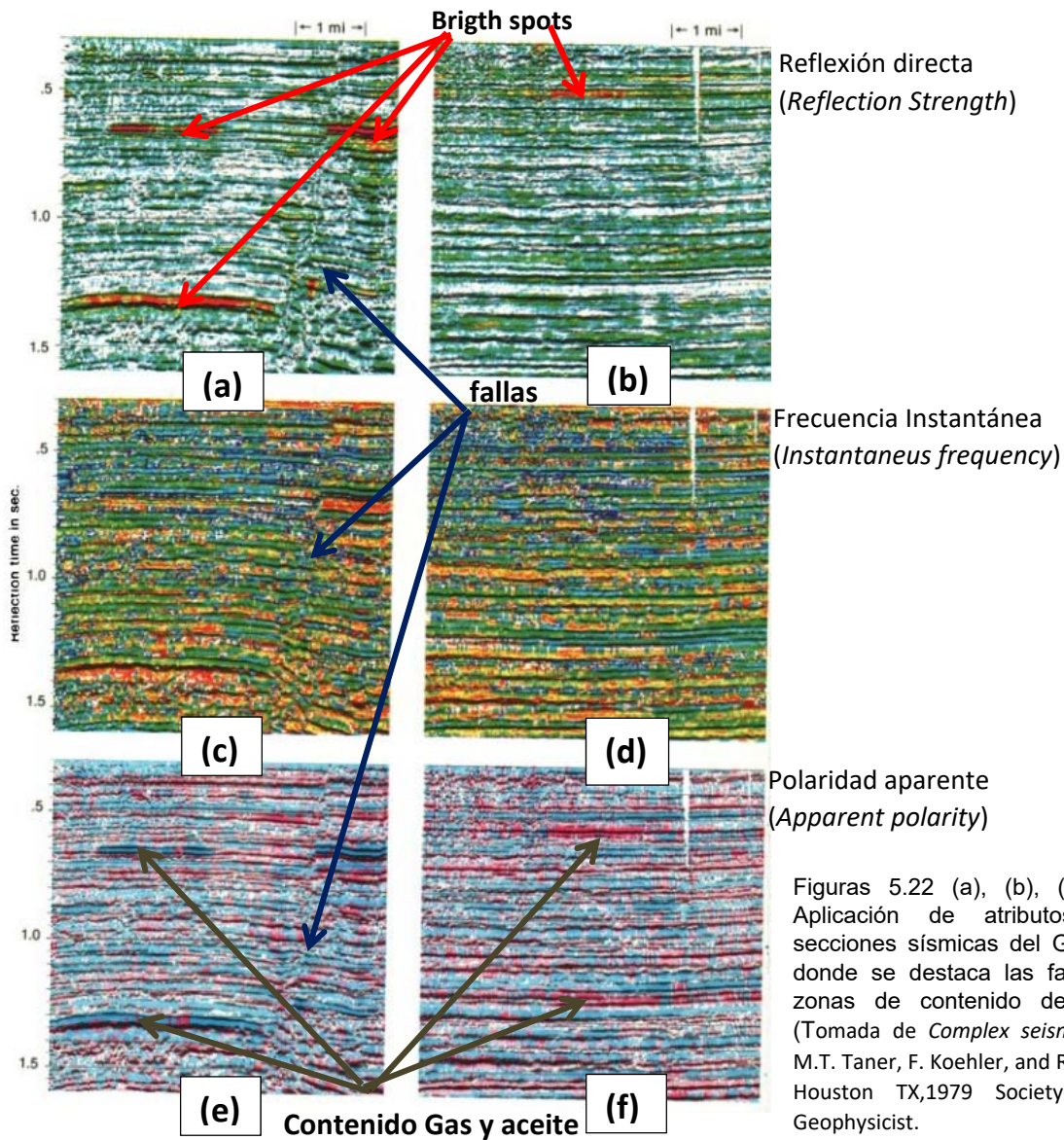


Figura 5.21. Esquemas con los diferentes tipos de fallas. a) Normal, b) Inversa, c) Lateral izquierda, d) Lateral derecha, e) De tijera o rotacional y f) de crecimiento.

V.5.2.3 Fallas y la sísmica

En las líneas de cubos sísmicos cuando se tienen fallas se observa una intercepción y desplazamiento de las ondículas que implican una pérdida de continuidad. Los mapas de atributos como *Dip*, *Azimuth* y *Edge* que sirven para la interpretación estructural de la sísmica se pueden elaborar con una de las aplicaciones del software; este revela estructuras que están desapercibidas en la sísmica o en el cubo de coherencia, y por lo que se pueden interpretar las fallas. En las figuras 5.22 (a), (b), (c), (d), (e) y (f) se observan las fallas con el uso de los atributos sísmicos, además en la figura 5.20 (a) y (b) se pueden identificar zonas con puntos brillantes o "brigh spots" asociados a gas. En cuanto a las figuras 5.22 (c) y (d) el atributo sísmico Frecuencia Instantánea (*Instantaneous Frequency*) permite definir zonas con acumulación de aceite. Por último, el atributo sísmico de polaridad aparente (*Apparent Polarity*), permite apreciar elementos estratigráficos y estructurales además de resaltar zonas de aceite y gas en las figuras 5.22 (e) y (f).



Figuras 5.22 (a), (b), (c), (d), (e), (f) Aplicación de atributos sísmicos a secciones sísmicas del Golfo de México, donde se destaca las fallas normales y zonas de contenido de aceite y gas (Tomada de *Complex seismic trace analysis* M.T. Taner, F. Koehler, and R.E. Sheriff . AAPG, Houston TX,1979 Society of Exploration Geophysicist.

En la ventana de mapas del software se recomienda desplegar el atributo generado, ajustando los valores de las amplitudes correspondientes para dicho mapa del atributo a realizar, estas aplicaciones permiten apreciar visualmente características peculiares del área en estudio. En la secuencia de figuras 5.23 (a), (b), (c) y (d) se ejemplifica el uso del software en la interpretación de las estructuras geológicas en el subsuelo.

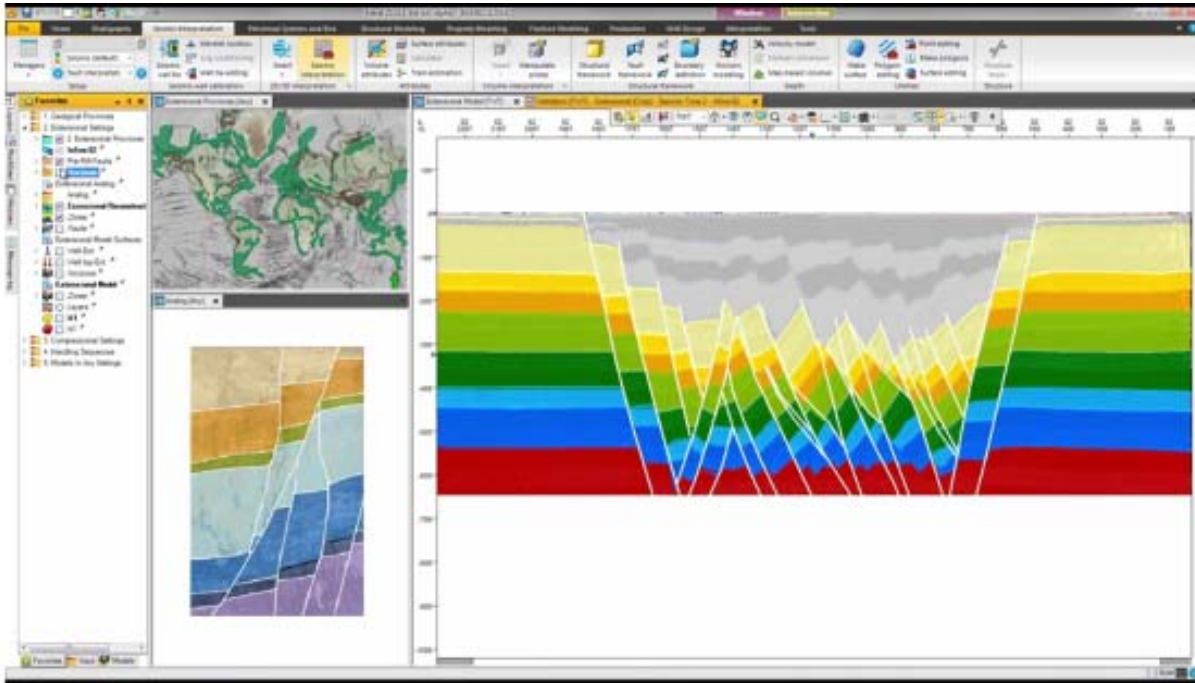


Figura 5.23 (a). Ejemplo del uso de software PETREL para construcción de un perfil con mecanismo extensional asociado a fallamiento normal (Tomado de Schlumberger, 2015).

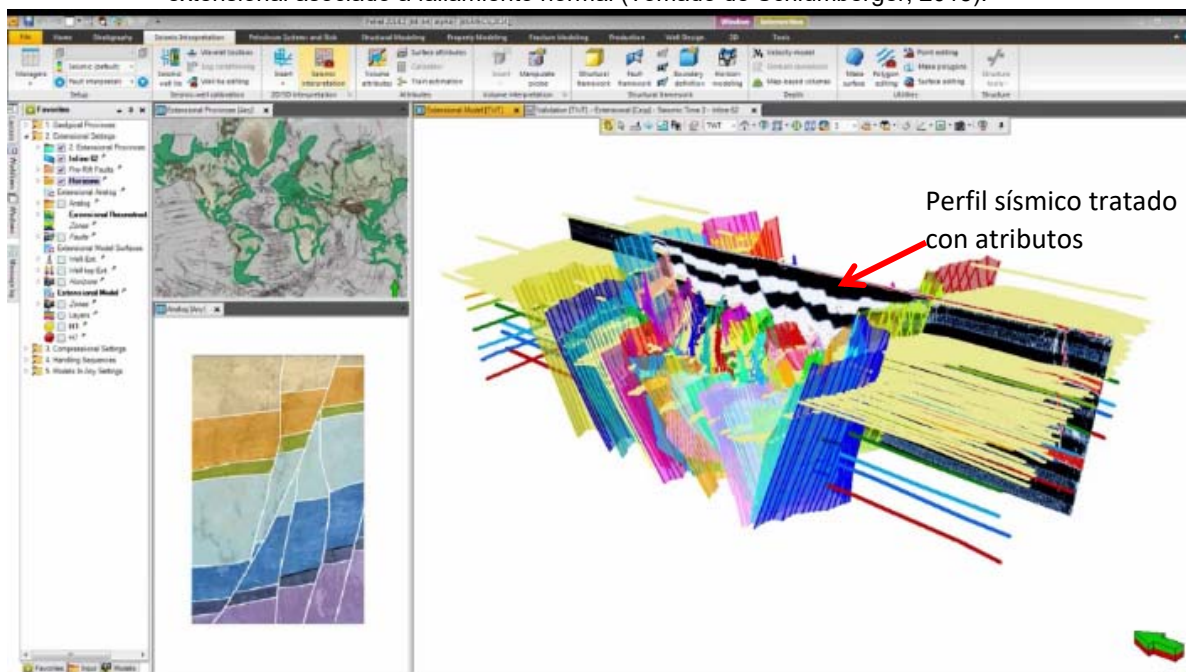


Figura 5.23 (b). Ejemplo con uso del software PETREL en la construcción virtual en 3D de un modelo extensional asociado a fallamiento normal (Tomado de Schlumberger, 2015).

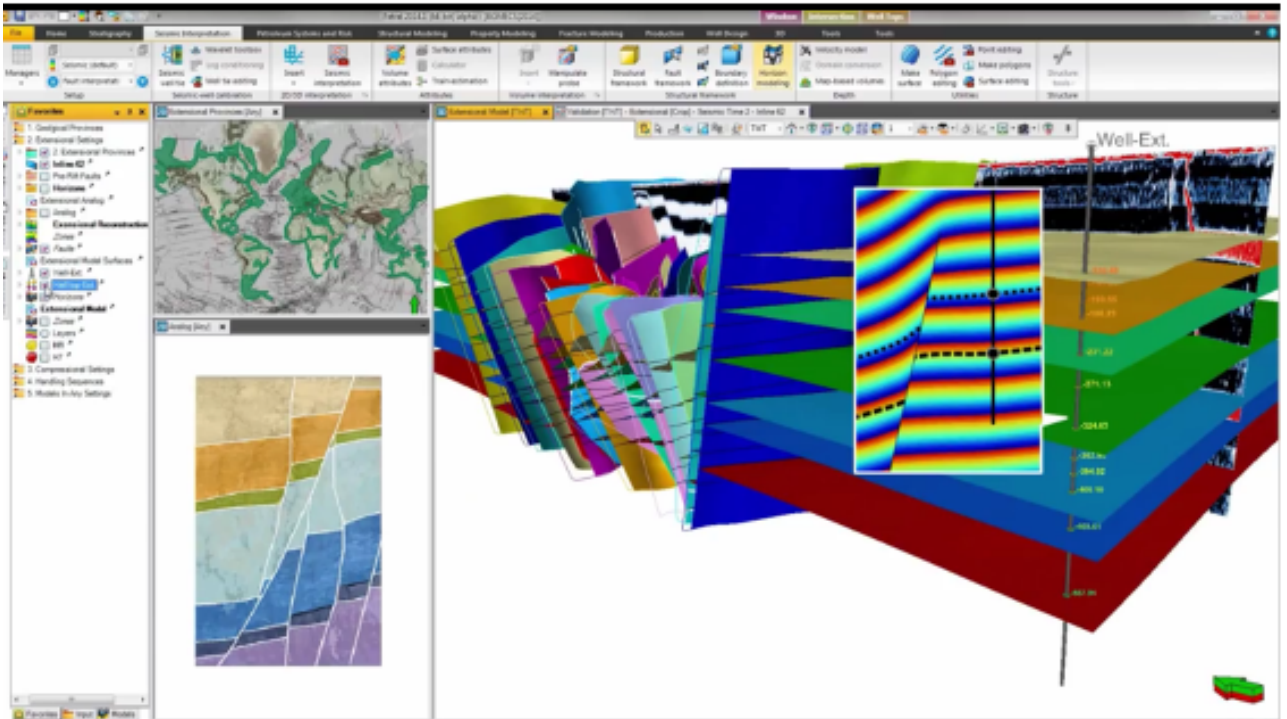


Figura 5.23(c). Modelo en 3D en software PETREL, en este ejemplo se delimitan los estratos, las fallas y otras características por medio de planos, además integra información de pozo y delimita unidades estratigráficas con cimas por colores asociados a litologías y fallas normales.

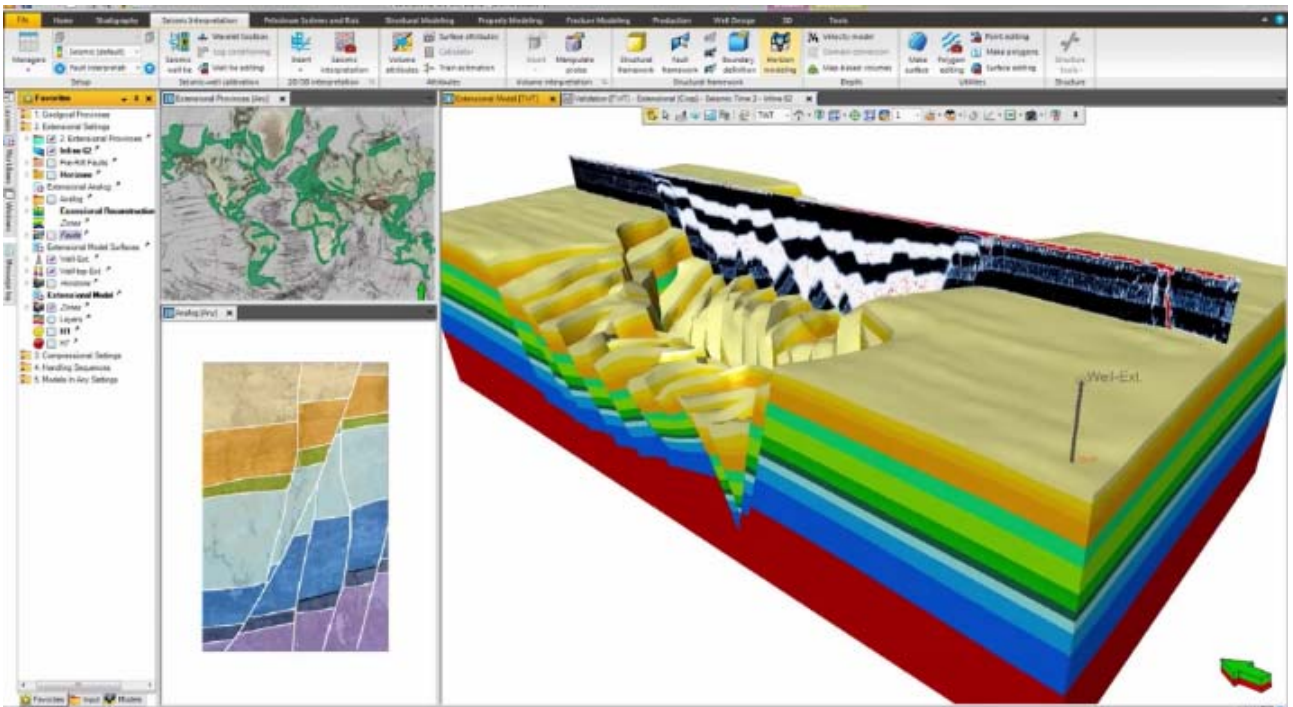


Figura 5.23 (d). Esquema en 3D de un modelo extensional asociado a fallamiento normal, desarrollado con el software PETREL (Tomado de Schlumberger, 2015).

Las estructuras geológicas pueden ser muy complejas, ya que pueden conjugar características de deformación dúctiles y frágiles, Como las que se observan en las figuras 5.24 (a), (b), (c) y (d) que corresponden a una secuencia visualizada en el geosoftware PETREL de Schlumberger y define estructuras tales como pliegues y fallas ocasionadas por la acción de esfuerzos; además muestra en una misma pantalla el lugar geográfico y la visualización del tipo de roca del área en estudio.

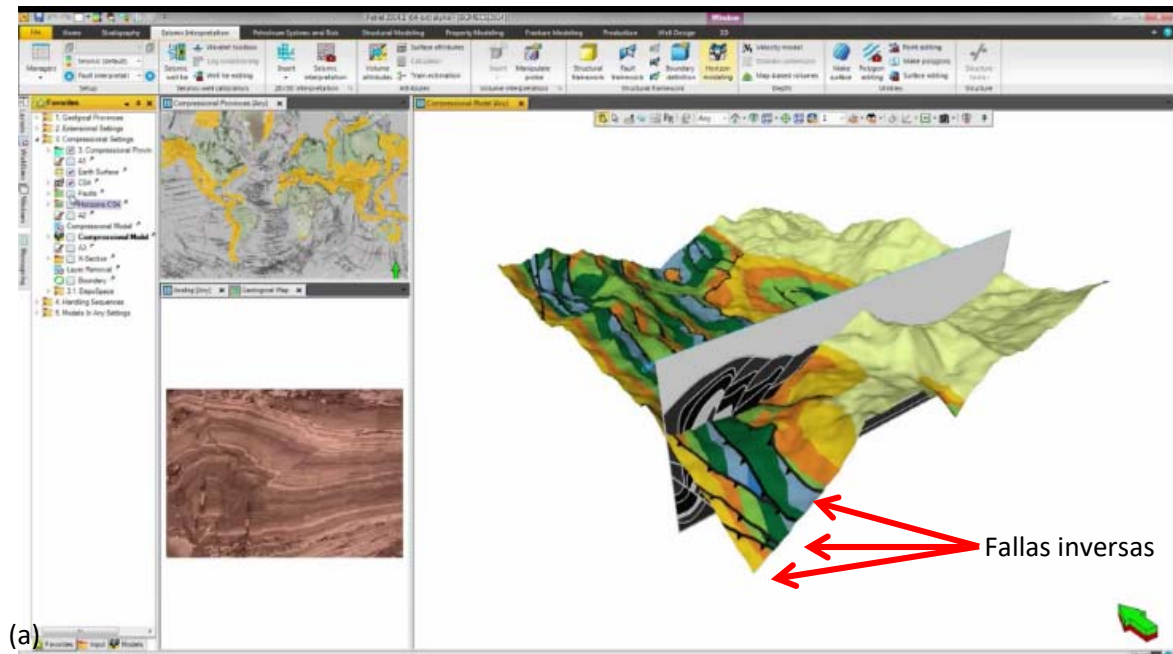


Figura 5.24 (a). Uso de software PETREL permite la visualización en 3D y perspectiva en planta de las secuencias de las fallas inversas (Tomado de Schulumberger, 2015).

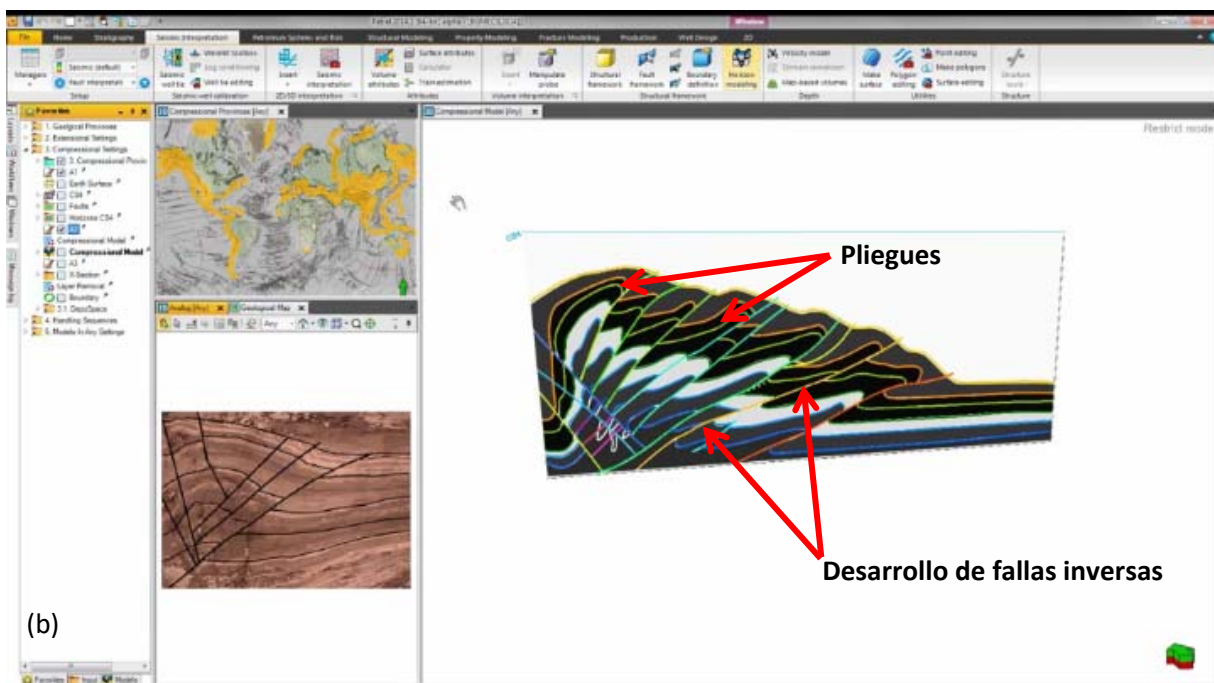
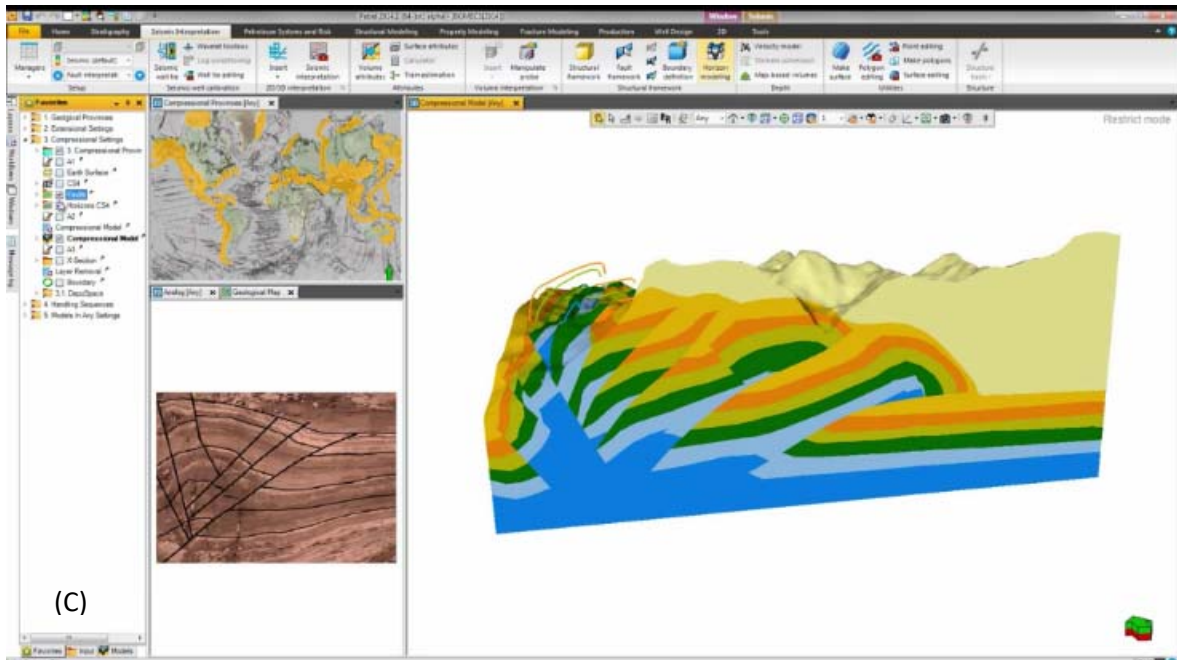
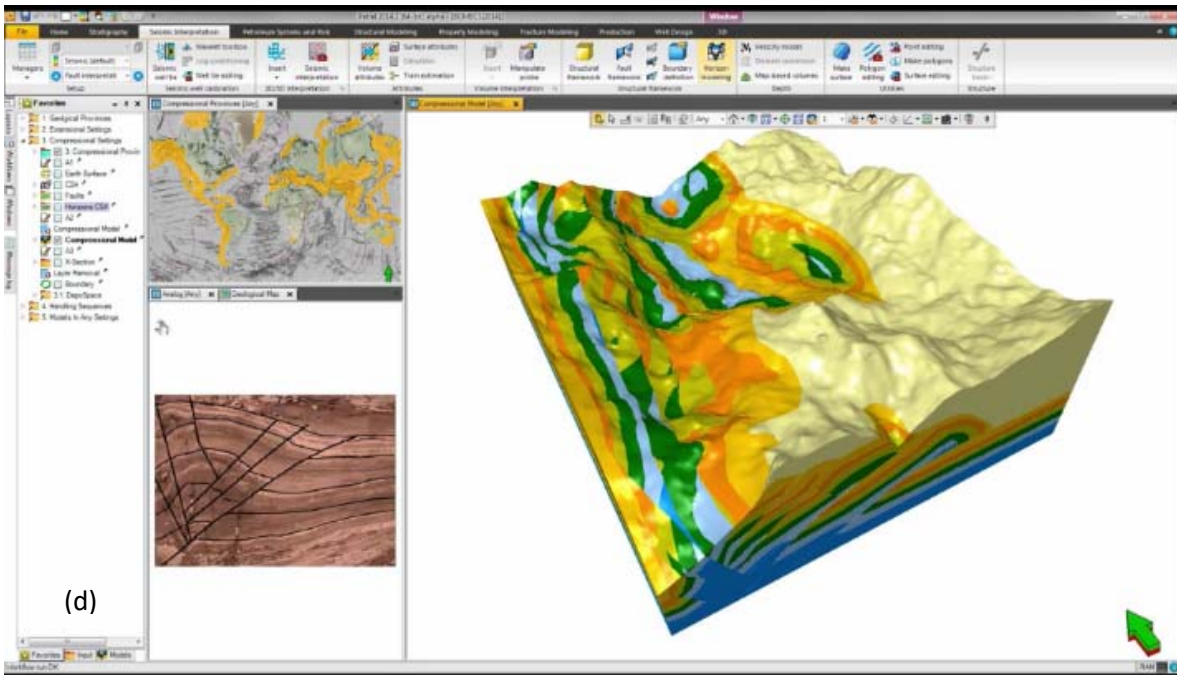


Figura 5.24 (b). Uso de software PETREL para construcción del perfil con el mecanismo de formación de fallas y pliegues por procesos compresionales (Tomado de Schulumberger, 2015).



(c)

Figura 5.24 (c). Uso de software PETREL se visualiza las secuencias estratigráficas y el mecanismo y dirección del desplazamiento de las fallas inversas a causa de esfuerzos compresionales (Tomado de Schulumberger, 2015).



(d)

Figura 5.22 (d). Uso de software PETREL para construcción de un modelo 3D o tridimensional que muestra el mecanismo de formación de fallas y pliegues a causa de esfuerzos compresionales (Tomado de Schulumberger, 2015).

V.5.3 Estructuras salinas

Los depósitos de evaporitas en la Tierra, son testigos de mares antiguos someros de ambientes *sabka* y donde ocurrieron procesos de evaporación que dejaron depósitos de capas de sal originalmente horizontales; estas con el paso del tiempo, por procesos tectónicos y rellenos sedimentarios de las cuencas adquieren diferentes formas estructurales tales como domos, diapiros y toldos o *canopy* (figura 5.25), estos cuerpos de sal son empujadas a la superficie por la presión ejercida por el peso de los estratos de roca suprayacentes (presión de sobrecarga) y sedimentos que le sobreyacen, originando un desequilibrio isostático, provocado por la menor densidad de la sal en relación con la de las rocas superpuestas; el movimiento ascendente cesa cuando se establece un equilibrio en la presión litostática o cuando haya emigrado totalmente la sal de la base de la columna o bien cuando cesa el hundimiento de la cuenca. En este proceso interviene la plasticidad de las masas de sal por su baja densidad.

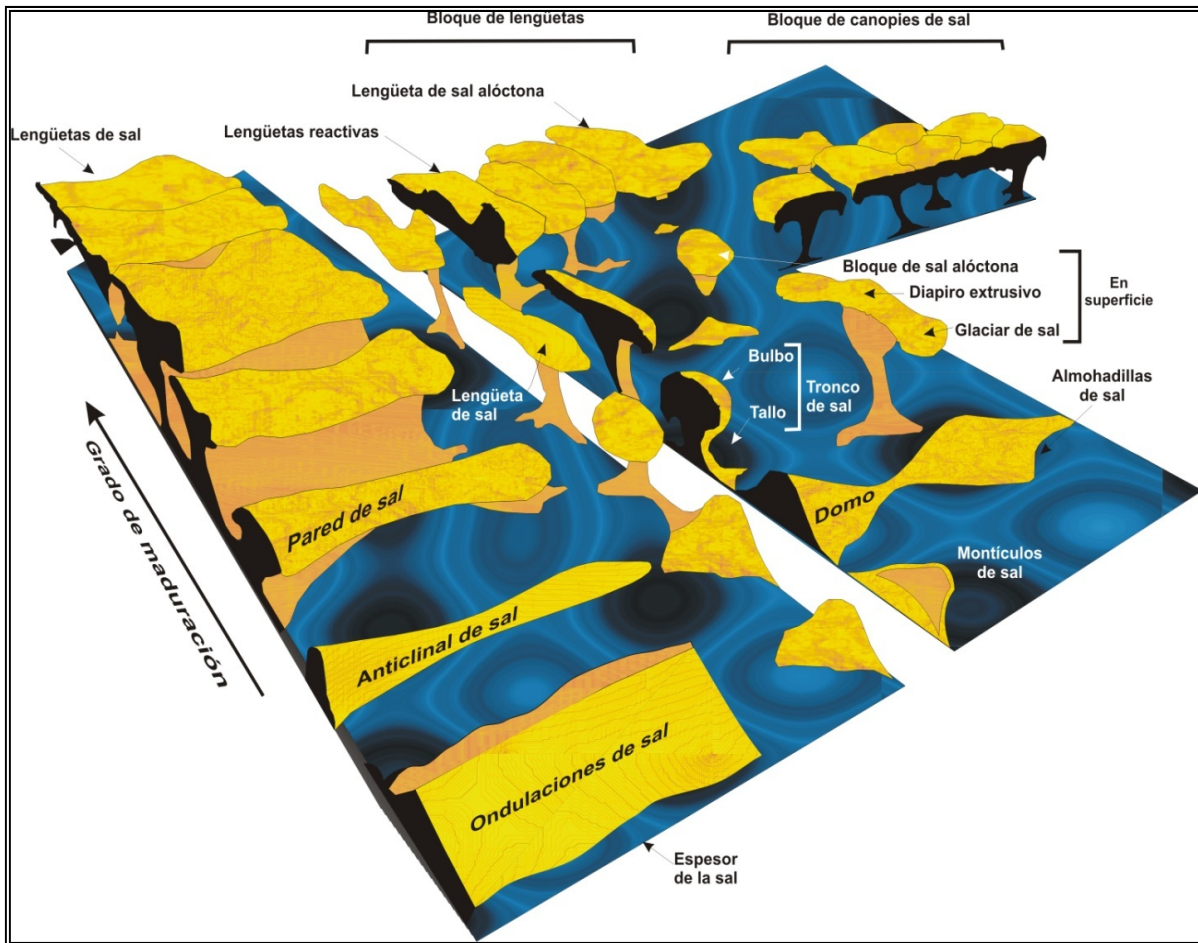


Figura 5.25. Esquema en 3D diferentes tipos de las estructuras salinas en cuencas sedimentarias sometidas a carga litoestática, las arquitecturas salinas muestran el grado de maduración (Tomado de Rojas, UNAM 2008).

V.5.3.1 Tectónica salina o halocinesis

Las intrusiones salinas corresponden con diapiros (figura 5.26), que originan una serie de fallas generalmente de tipo normal, y en menor proporción inversas y de desplazamiento lateral, producidos por los esfuerzos verticales, por el asentamiento y por el reacomodo de los bloques originado por el movimiento de la sal, ocasionando también distorsión en los planos de estratificación formando plegamientos.

Existen 4 principales factores que influyen en el movimiento de la sal y en el tipo de estructura o forma que finalmente se presente y son:

1. La resistencia o viscosidad de la sal.
2. La composición y espesor de la capa original.
3. La resistencia a la fractura de las rocas que las cubren (bajo esfuerzo cortante).
4. El contenido de agua en las capas de sal y en las rocas adyacentes (lubricación).

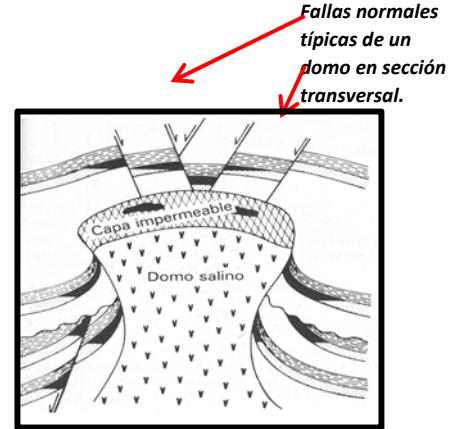


Figura 5.26. Esquema de trampas estructurales formadas por intrusión salina o diapiro.

La teoría del flujo plástico se basa en la idea de que tanto los sedimentos como la sal se comportan como líquidos muy viscosos o como sustancias plásticas capaces de fluir. La sal, bajo condiciones estándar, tiene una densidad de 2.1 a 2.2 gr/cm³ que no aumenta significativamente cuando se incrementan las presiones por sobrepeso en sepultamiento profundo.

Los yacimientos petroleros asociados a cuerpos de sal se visualizan con secciones sísmicas 2D, tal es el ejemplo de yacimientos en la Cuenca Salina del Istmo (figura 5.27).

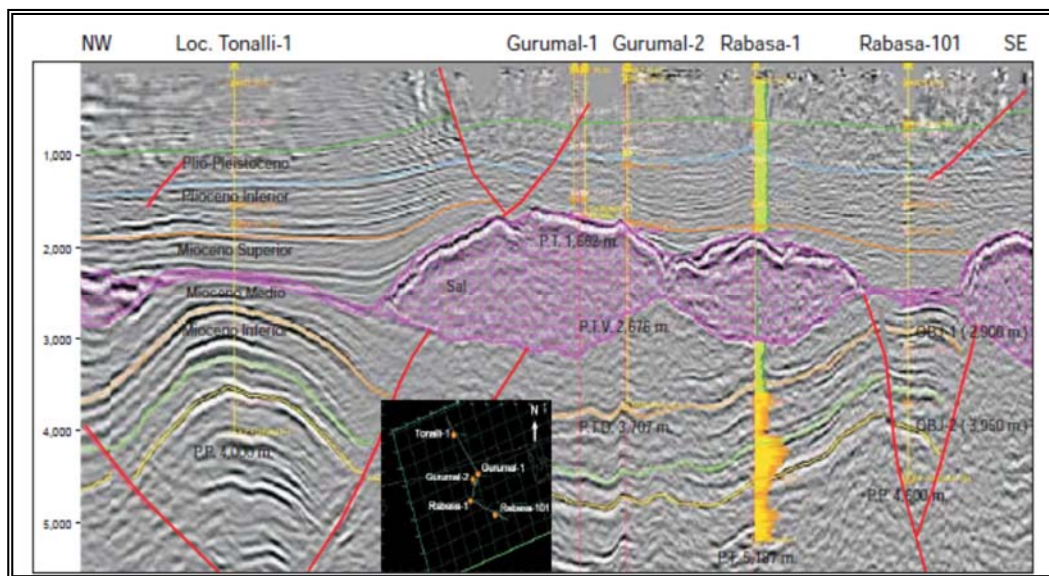


Figura 5.27. Sección sísmica 2D en las en la cuenca salina del Istmo con diferentes estructuras salinas. (PEMEX,2016).

V.5.3.2 Evaporitas

Evaporitas

Las evaporitas son minerales que se forman por precipitación de un fluido por proceso de evaporación de líquidos; las evaporitas más comunes son la halita, el yeso y la anhidrita. Las evaporitas son en la industria petrolera una excelente roca sello en las trampas de hidrocarburos del subsuelo en yacimientos convencionales.

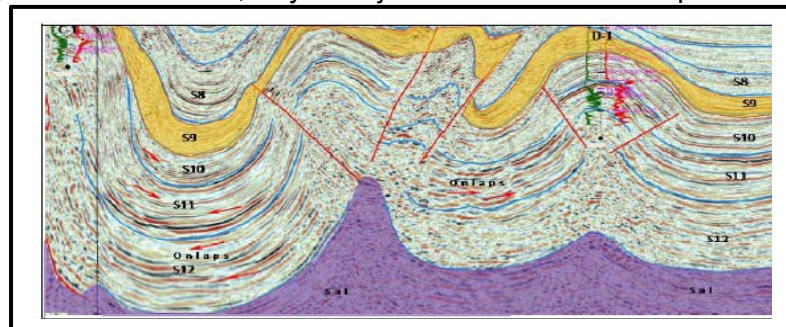
V.5.3.3 Diapiro

La palabra diapiro es del griego "*diaperirein*" que significa "*perforar*" (pliegue con núcleo perforante); es definida como una estructura salina cuyas capas más internas han horadado o penetrado la cubierta sedimentaria.

El diapiro es una estructura geológica secundaria, tiene características de intrusivo por el movimiento de la sal o de arcillas en ascenso de comportamiento plástico que cruzan una secuencia sedimentaria. El diapiro es una masa esencialmente compuesta de sal, combinada con anhidrita y yeso, y en el subsuelo forma una columna, esta asciende por su menor densidad que las rocas que la rodean y alcanza o no a la superficie por este efecto.

Los diapiros pueden ser de varios centenares de metros e incluso kilómetros en cuyas secuencias se tienen potenciales yacimientos como los que se muestran en la figura 5.28. En el techo del edificio se encuentran en muchos casos rocas constituidas esencialmente por residuos de disolución de sales por las aguas de infiltración, cuyo conjunto se denomina "cap rock" o casquete.

Figura 5.28 Sección sísmica con la interpretación de estructuras salinas más comunes observadas en el subsuelo de la Cuenca salina del Golfo de México Profundo (Tomado de Pérez Drago, 2010).



V.7.3.4 Domo salino

Un domo salino se define como un cuerpo vertical de sal, de sección circular o de forma elíptica en la que no hay intrusión. Topográficamente pueden presentar en superficie laderas escarpadas dependiendo de los niveles de penetración en el subsuelo o de la erosión si aflora.

V.7.3.5 Toldos (Canopy)

Los toldos o *canopys* son estructuras que se emplazan en otra secuencia en sentido horizontal o subhorizontal entre las secuencias estratigráficas preexistentes en el subsuelo se forma a considerable profundidad, puesto que el equilibrio isostático se explica por la densidad de la sal de 2.1 a 2.2 g/cm³, que varía muy poco si está en la superficie o en profundidad; pero cuando se encuentra bajo de sedimentos terrígenos o carbonatados la densidad cambia notablemente, ya que en la superficie los sedimentos tienen menor densidad que la sal (1.7 a 2.0 g/cm³), pero a profundidad forman rocas con densidad mayor que la sal, de 2.4 a 2.8 g/cm³; cuando se pierde su equilibrio, la sal inicia su movimiento ascendente, "fluyendo" por los espacios débiles, plegando en primer término las rocas que la cubren formando domos, o fracturándolas para dar origen a estructuras diapíricas o toldos (*canopies*).

V.7.3.6 Estructuras salinas y la sísmica

Con el uso adecuado del software, se pueden realizar descubrimientos de yacimientos petroleros que anteriormente no se hubieran logrado con las herramientas pasadas; el ejemplo de la figura 5.29, es un modelo hecho con tecnología de exploración de la compañía SHELL, esta trata de un descubrimiento de hidrocarburos hecho en el Golfo de México en el 2009, este descubrimiento aportó 150 millones de barriles de reservas de hidrocarburos.

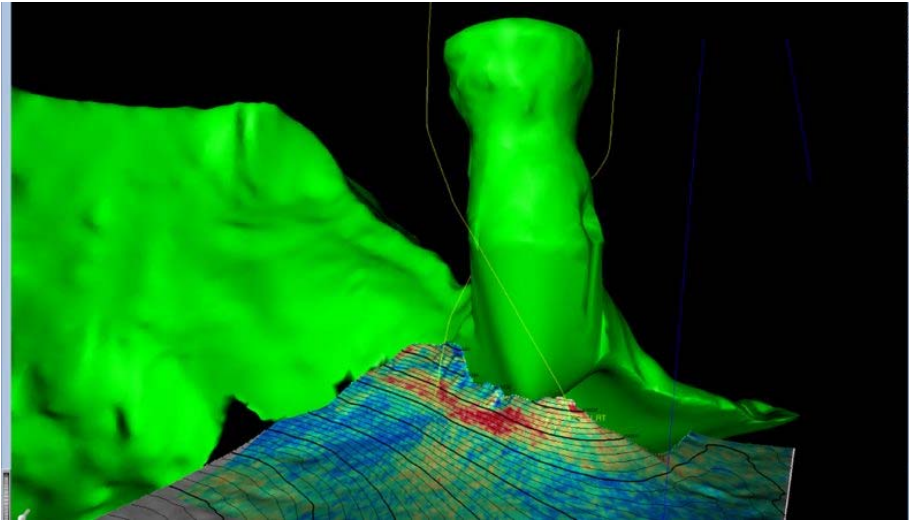
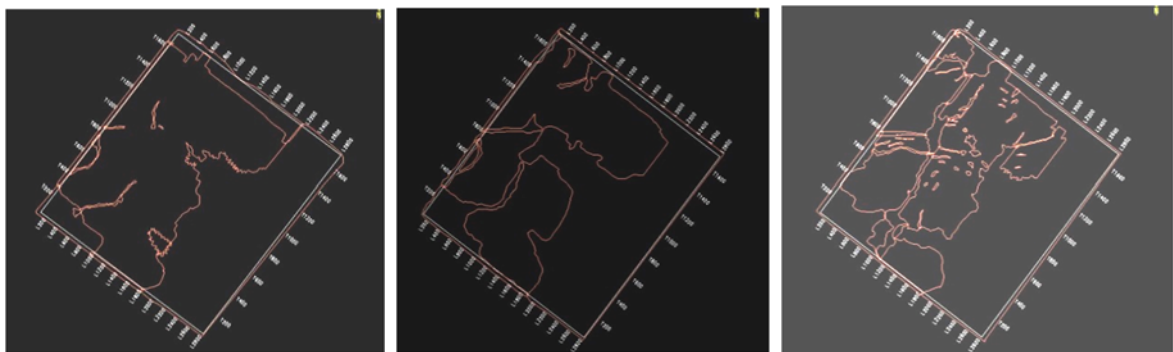


Figura 5.29. Visualización en 3D de un domo salino del Golfo de México con el software GEOSING (JewelEarth™ platform) . (Tomado de SHELL,2009, <http://www.shell.com/energy-and-innovation/overcoming-technology-challenges/finding-oil-and-gas.html>,2009)

V.6 Calidad de la información

Debido a la complejidad de las zonas en estudio y al error humano se tiene que realizar un control de calidad a la interpretación y consiste en el procedimiento siguiente:

Se construyen polígonos de las fallas en cada horizonte interpretado como se muestra en las figuras 5.30 (a), (b) y (c), para que sean considerados en la definición de los estilos estructurales y los límites del cubo en el mapeo de los horizontes.



(a)

(b)

(c)

Figuras 5.30. Polígono de fallas, (a) secuencia 10, (b) secuencia 15 y (c) secuencia 20

La herramienta del software automáticamente aplica reflectores a tres iteraciones para completar los horizontes previamente interpretados. Los archivos se utilizan para obtener atributos sísmicos, aplanar horizontes, buscar anomalías, entre otras.

Si se realiza un horizonte en tiempo, se puede realizar la interpretación y usar atributos como el RMS de los horizontes y del cubo sísmico obteniendo información útil como la que se muestra en las siguientes figuras 5.31 (a) y (b).

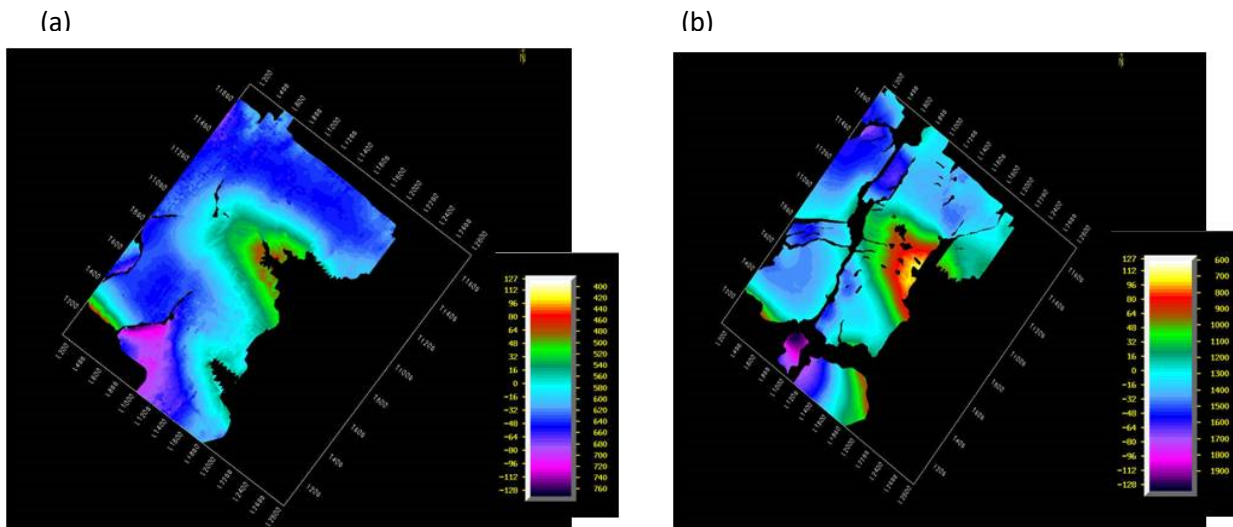


Figura 5.31 Interpolación en tiempo (a) SEC 10, (b) SEC 20 (PEMEX).

Con el control de calidad se puede llevar a cabo la extracción del atributo RMS (*Root Mean Square*) de los horizontes del cubo sísmico.

En la extracción del atributo RMS de los horizontes se considera una ventana de tiempo de 40 ms, por encima y por debajo del horizonte, a lo que se puede asegurar ver los diferentes eventos, y la información de salida. En las figuras 5.32 se muestra el atributo RMS de las secuencias. Las amplitudes altas (zonas rojas y amarillas) están relacionados a la presencia de las rocas almacenadoras.

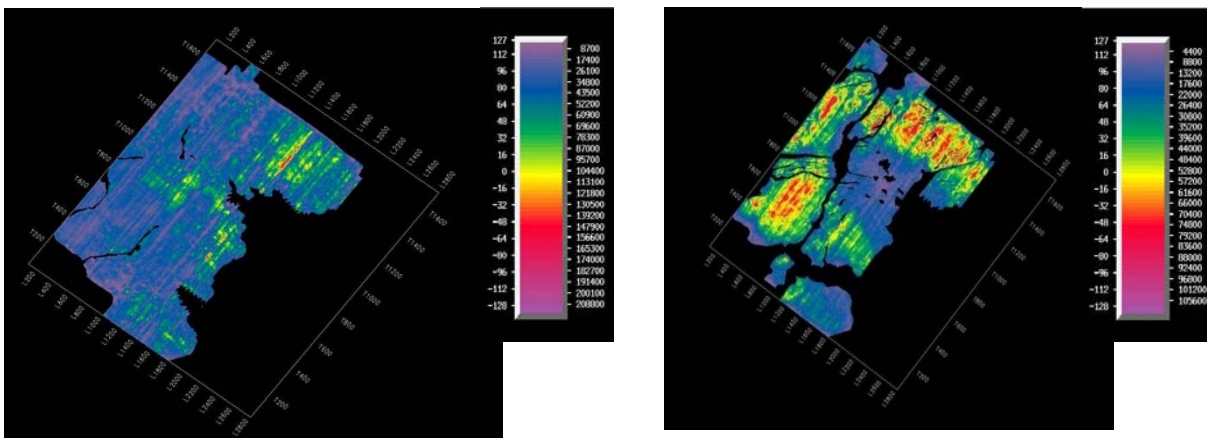


Figura 5.32 Atributos RMS de secuencias sedimentarias (a) secuencia 10, (b) secuencia 20 (PEMEX).

La figura 5.32 (a) se observa con poca claridad un par de estructuras estratigráficas y para tener mayor detalle y determinar el tipo de estructura que se tiene en la secuencia, se realiza una rebanada de tiempo o mejor conocida como "Time Slice" (TS) en 1,000 milisegundos, éste se

muestra en la figura 5.33; ahí se observa un posible canal y un posible conjunto de barras de arena.

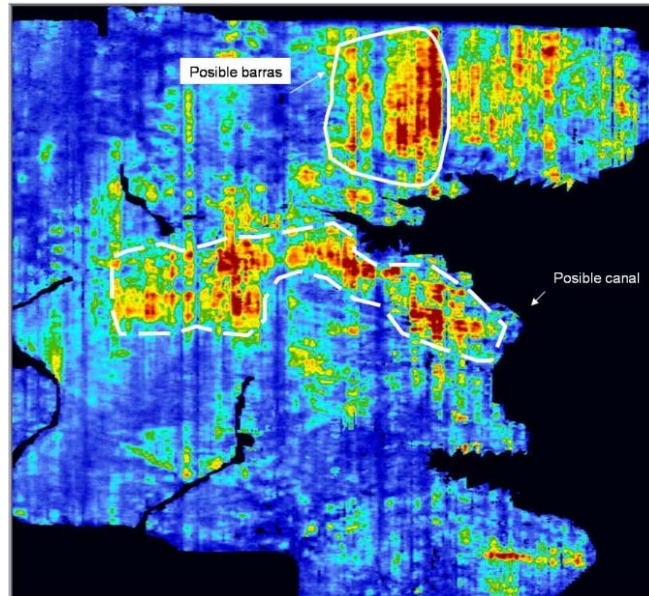


Figura 5.33 Secuencia 10, TS a 1,000 ms (PEMEX)

Para definir con precisión las estructuras encontradas y determinar si son de interés económico petrolero, se lleva a cabo un análisis de los mapas obtenidos y se correlaciona con la información sísmica, geológica y de pozo. En figura 5.34 es un ejemplo de correlación y se observan posibles flujos o barras de arena.

El análisis consiste en varias etapas, primero, se compara la interpretación sísmica realizada en el cubo UST con la hecha en el cubo, después, se revisan las T-Z de algunos pozos de éste, en donde se determina la edad de las secuencias 10 y 20.

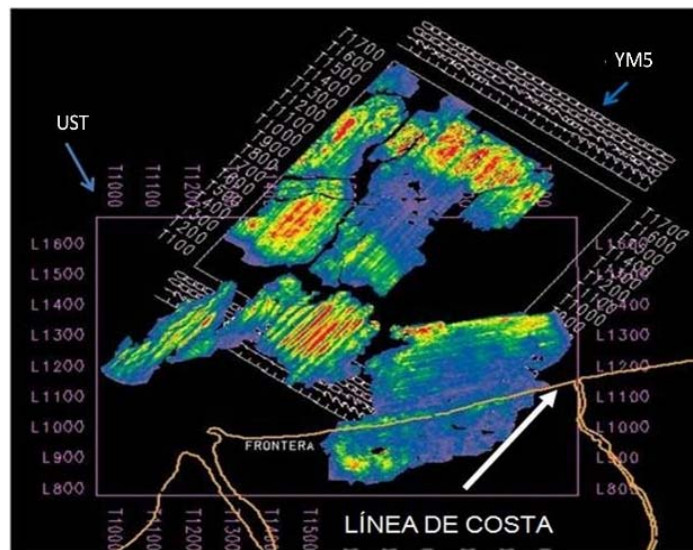
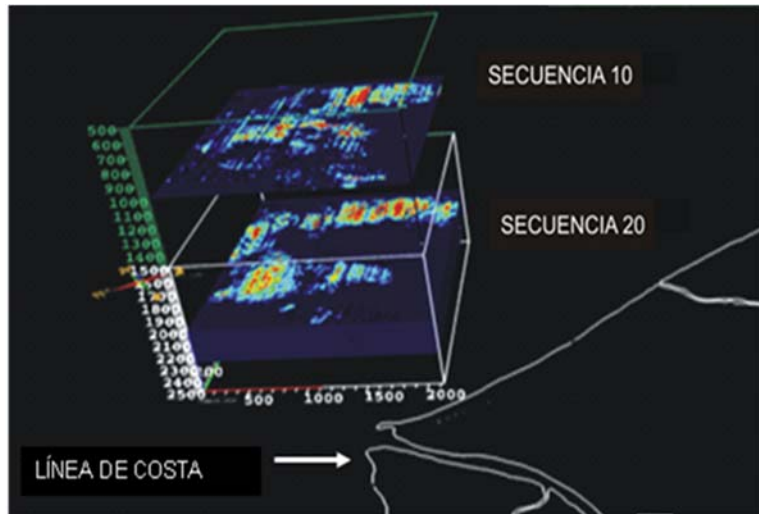


Figura 5.34 Barras de arena en los cubos UST y YM5 (PEMEX).

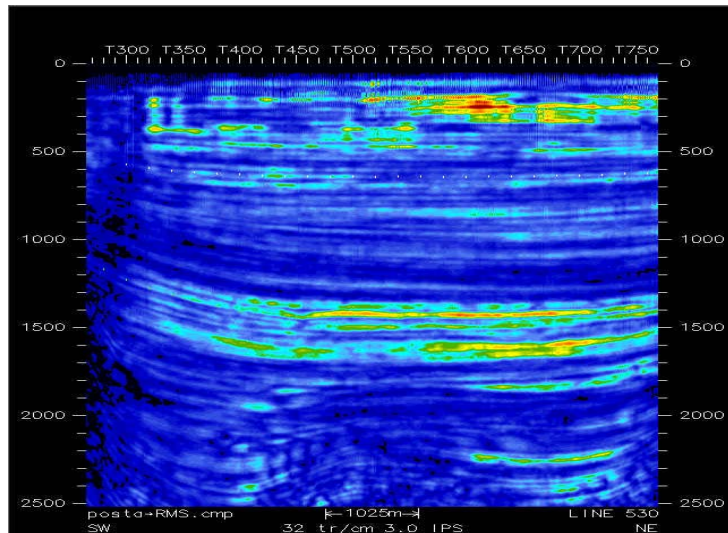
Los volúmenes de salida de las secuencias aplanadas son cargados en una aplicación del software para el análisis del atributo RMS y las anomalías como se observan en la figura 5.35.

Figura 5.35
Secuencias aplanadas
(PEMEX)



En la figura 5.36 presenta la visualización de dos volúmenes y se puede observar las mismas estructuras encontradas en la aplicación del software. Se observa la misma dirección de los depósitos y la línea de costa. En la figura 5.36 se muestra el volumen de salida sin aplanar, lo que permite interpretar la presencia de sal en la sísmica real.

Figura 5.36 Volumen de salida
utilizando atributo RMS de la
sísmica sin aplanar (PEMEX).



El intervalo de tiempo de la figura 5.37 es para analizar las anomalías en las secuencias de 1,000 ms, dejando a los horizontes aplanados una ventana de 500 ms por arriba y 500 ms por debajo de éste, para que las anomalías no se traslapen.

Considerando el valor 43 como la mínima amplitud y 127 como el máximo, se obtienen las anomalías que y se muestran en la figura 5.37. Se observan cuerpos de diferentes tamaños, algunos son parte de un mismo cuerpo, otras son muy pequeñas y no representan interés económico, otras están muy grandes pero muy someras.

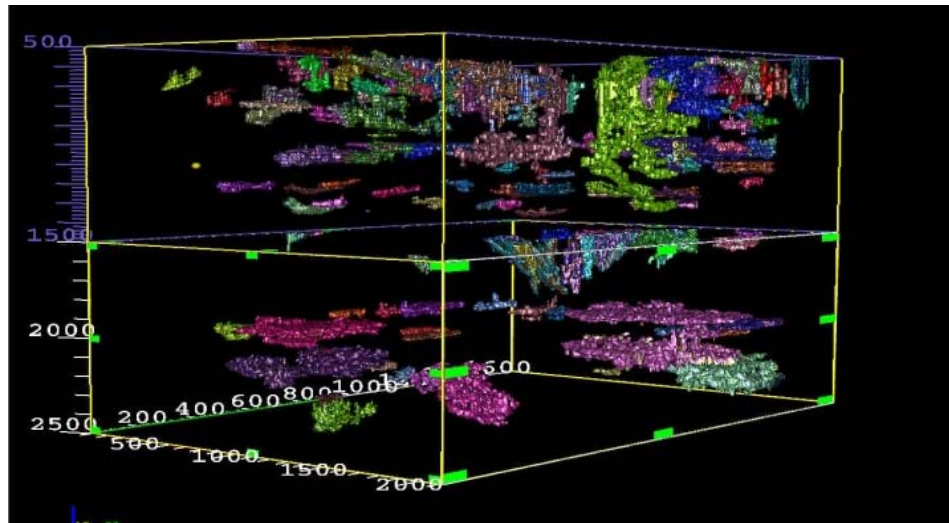


Figura 5.37 Cubo sísmico en donde se observan las anomalías (PEMEX).

Se hacen ventanas de análisis de 100 ms para valorar la forma, el área y volumen de cada estructura de interés. Los resultados arrojados después del análisis permiten tomar la decisión de trabajar con cierto tipo de secuencias.

Las anomalías obtenidas en el análisis de las ventanas del RMS se muestran en la figura 5.35, donde se puede observar que la anomalía corresponde a la anomalía del atributo sísmico. Este resultado tiene que valorarse y revisar si las estructuras geológicas presentan las condiciones necesarias suficientes, para poder proponerse como oportunidades y formar parte del catálogo de la BDOE (Base de Datos de Oportunidades Exploratorias).

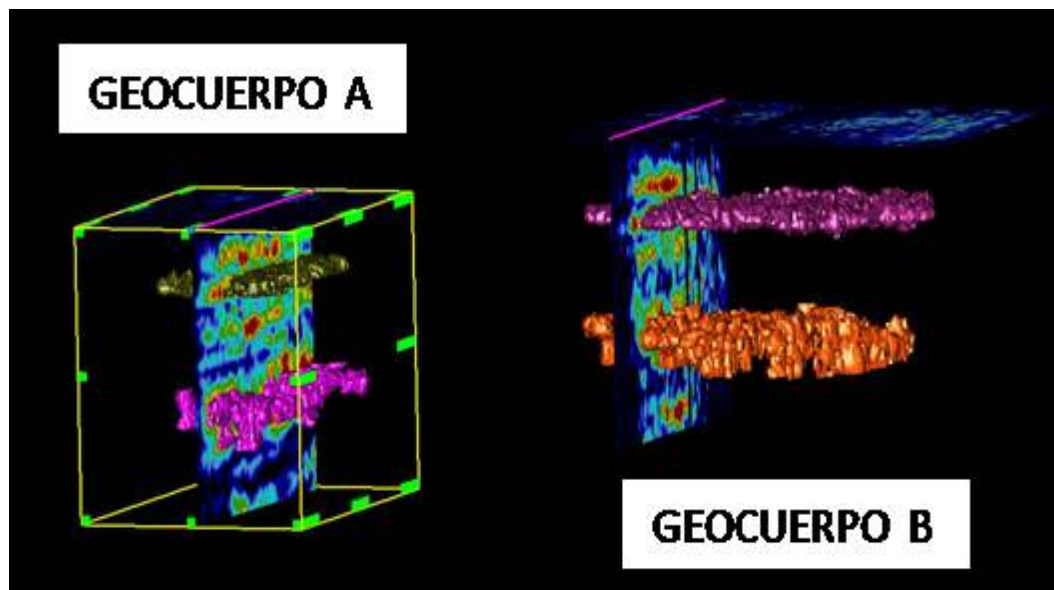


Figura 5.38. Estructuras geológicas definidas por anomalías (Tomada de PEMEX).

CAPÍTULO VI. INTERPRETACIÓN PETROFÍSICA

VI.1 Breve historia

En un principio los ingenieros y los científicos dedicados a la búsqueda de hidrocarburos, sólo se apoyaban en estudios de núcleos y los recortes extraídos de pozos de exploratorios para evaluar la composición de las rocas del subsuelo y el tipo de fluidos que estaban en sus poros; pero esta práctica no proporcionaba los mejores resultados.

En 1910, Conrad Schlumberger comenzó las pruebas en lo que iba a ser conocido como el primer sondeo por cable; utilizó un equipo muy básico; en 1912, grabó el primer registro mapa de curvas de potencial (figura 6.1) en su finca cerca de Caen, en Normandía, antes de ampliar sus estudios para las minas de hierro en la zona (figura 6.1). La asignación resultante de las curvas de potencial confirmó la capacidad del método para la detección de minerales metálicos. El primer pozo donde se realizó el primer registro de resistividad se muestra en figura 6.2.

La técnica que Schlumberger proporcionó información adicional muy significativa, que hasta la fecha es útil para la localización de las estructuras del subsuelo, tales como trampas de petróleo y el gas, así como los yacimientos minerales; destacó características de estructuras del subsuelo, como límites, bases, cimas y las direcciones de las formaciones prospectadas.

En 1919, Marcel Schlumberger comenzó a trabajar como socio con Conrad Schlumberger, inicialmente en Normandía. Mientras tanto, su padre, Pablo Schlumberger, invirtió dinero para seguir la investigación, “con la condición de que las ganancias científicas deben tener prioridad sobre los beneficios financieros”.

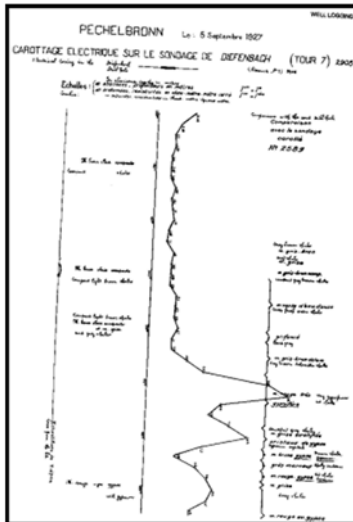


Figura 6.1 Parte del primer registro de resistividad hecho en 1927 por Conrad Schlumberger.

Figura 6.2 Pozo petrolero en Pechelbronn, Alsacia, Francia en 1927. Sitio original donde se hizo el primer registro de resistividad por Conrad Schulumberger.



Photo courtesy of Schlumberger Company.

Los registros mostraron que las mediciones tomadas en sondeos eléctricos pueden ayudar a identificar las formaciones geológicas en el entorno del pozo; esto permite correlacionar de forma precisa las formaciones de interés geológico a través de un campo (<http://oil-mail.blogspot.mx/2011/05/en-1912-conrad-schlumberger-utilizando.html>, 2011). En la figura 6.3 se muestra uno de los primeros equipos para obtener registros geofísicos de pozo.



Figura 6.3 Equipo básico para todas las operaciones de campo de Schlumberger, en un camión de registro, fácilmente reconocibles por su característico color azul adoptada en 1936, se convirtió en un elemento indispensable de las operaciones de asociados a la perforación del pozo (Tomado de <http://oil-mail.blogspot.mx/2011/05/en-1912-conrad-schlumberger-utilizando.html>, 2011).

El avance tecnológico a consecuencia del gran negocio que son los hidrocarburos permitió a muchos científicos investigar más sobre la Tierra con experimentos y estudios de las rocas; uno de los mas destacados, fue el desarrollo de la relación entre la porosidad, resistividad y saturación de agua en areniscas, hecha por Gus Archie en la decada de 1940's.

VI.2 Trabajo petrofísico

Las condicionantes petrográficas son principalmente son la mineralogía, la textura, la porosidad, las uniones intergranulares, anisotropías y las fracturas son los que intervienen principalmente en las propiedades físicas de las rocas. El trabajo petrofísico está dirigido a la descripción analítica de las rocas del subsuelo, específicamente de las cuencas sedimentarias.

Existen dos etapas en la petrofísica para caracterizar las rocas de los yacimientos:

1. La primera consiste en analizar las rocas a partir de núcleos convencionales, de registros geofísicos y por unidades de flujo.
2. La segunda conciste en determinar las rocas respecto a su litofacies y sus características fisico-químicas.

VI.2.1 Utilidad de las muestras de núcleos

Las rocas del subsuelo son obtenidas como núcleos al perforar un pozo (figura 6.4), son estudiadas y caracterizadas principalmente por su petrología, mineralogía, diagénesis, porosidad, permeabilidad, tensión superficial, capilaridad y saturación; estas son sometidas a estudios de resonancia magnética nuclear, descripción de láminas delgadas con microspios electrónicos de barrido y difracción de rayos X, entre otros estudios.

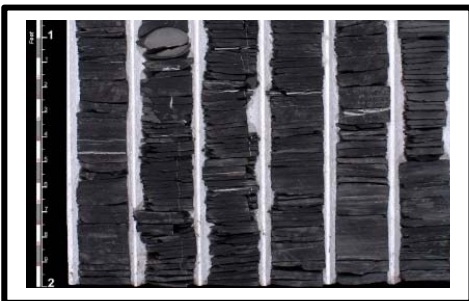


Figura 6.4 Trata de una foto de núcleo de una formación de lutita gasífera; tiene aproximadamente 20% de arcilla, 50% de cuarzo más calcita; 10-15% de porosidad total, 3-6% porosidad efectiva, <math><0.001\text{mD}</math> permeabilidad (Crain's petrophysical handbook, CoreLaboratories, 2015).

VI.2.2 Utilidad de los registros geofísicos

Los estudios petrofísicos están basados en estudios nucleares y en la toma directa por los registros geofísicos de pozo y están involucrados en todo el proceso en la definición del play; son metodologías estándares que incluyen básicamente los registros de:

- Resistividad (*Resistivity*)
- Radioactividad (*Radioactivity*)
- Acústico (*Acoustic*)
- Resonancia magnética nuclear (*Nuclear Magnetic Resonance*)

El registro de resistividad permite identificar el tipo de material que se encuentra en el subsuelo, este consiste en comparar las velocidades de los diferentes materiales.

Los registros geofísicos de pozo que completan los estudios de rayos gama, potencial espontáneo, la resistividad de los lodos base agua o aceite, registro de neutrón; además de otros más sofisticados como el registro acústico, de resonancia magnética e imágenes de las paredes de pozo. Existen tablas con información que son muy útiles para comparar y encontrar analogías de las litologías (figuras 6.5 y 6.6) para comparar y encontrar analogías de las litologías.

Litología	Lithology	GR	Density	Neutron	Acoustic	Resistivity	PE
Arenisca	Sandstone	Low (Unless RA min)	2.65	-4	53	High	1.81
Carbonatos	Limestone	Low	2.71	0	47.5	High	5.08
Lutita	Shale	High	2.2-2.7 (water content)	High (water content)	50-150 (water content)	low (water content)	1-5
Dolomita	Dolomite	Low (higher if U)	2.87	+4	43	High	3.14
Anhidrita	Anhydrite	V.Low	2.98	-1	50	V.High	5.06
Sal	Salt	Low (Unless K salt)	2.03 (1.87)	-3 (-2)	67 (74)	V.High	4.65
Agua	Water	0	1-1.1 (salt & temp)	100	180-190	0 - infinite (salt & temp)	0.36 (+salt)
Aceite	Oil	0	0.6-1.0 (api)	70-100 (H2 index)	210-240 (api)	V.High	Low
Gas	Gas	0	0.2-0.5 (pressure)	10-50 (H2 index)	~1000	V.High	Low

Figura 6.5 Tabla de referencia con valores a tomar en cuenta en registros geofísicos de pozo

(Modificado de www.bakerhughesdirect.com
fomationevaluation@bakerhughes.com, 2010

compiled by Geoff Page and Simon Miller, Graphic desing by Wendy MoLaohian)

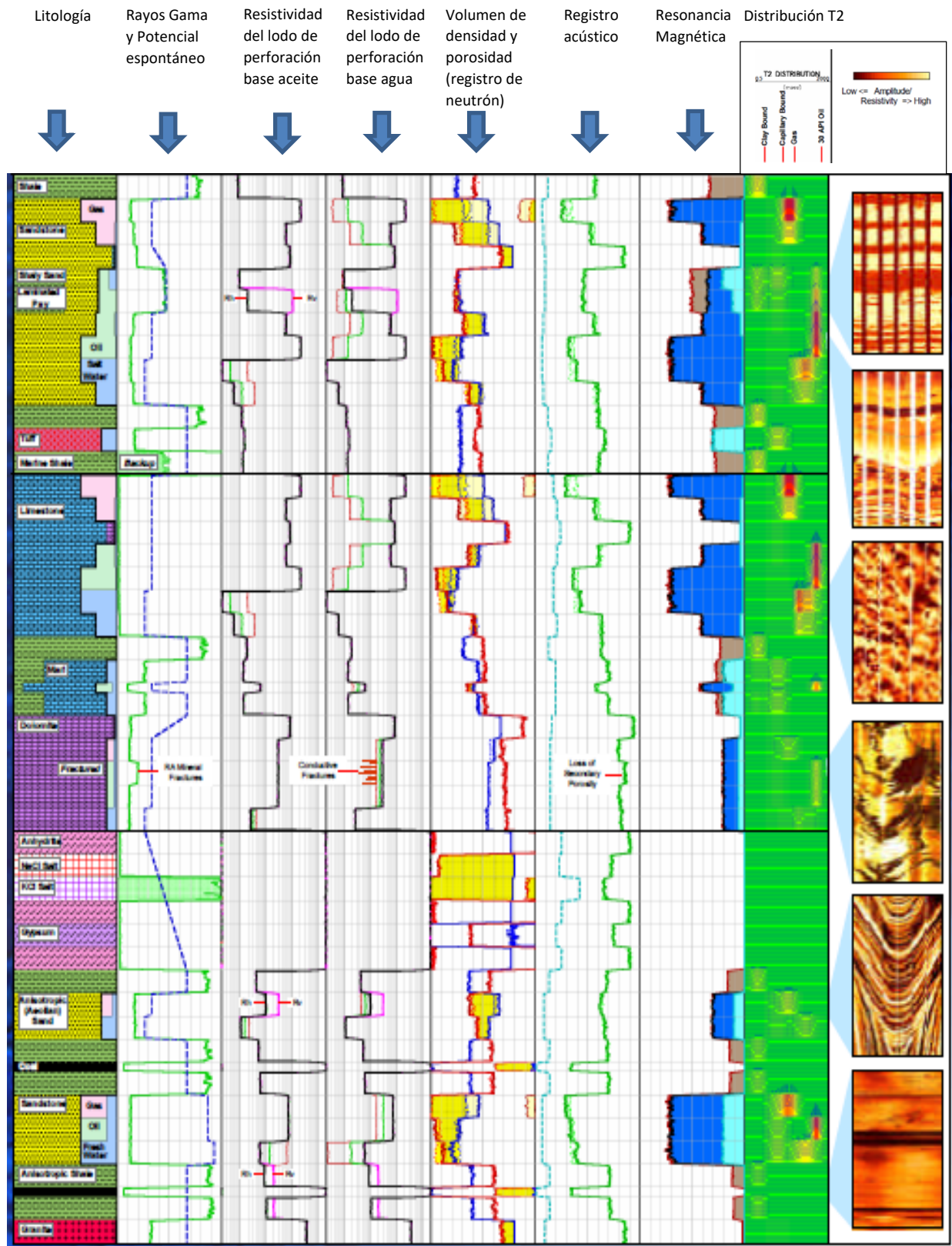


Figura 6.6 Tabla de referencia para diferentes registros geofísicos de pozo (Modificado de www.bakerhughesdirect.com fomationevaluation@bakerhughes.com, 2010 compiled by Geoff Page and Simon Miller, Graphic desing by Wendy MoLaohian)

VI.3 Parámetros petrofísicos

VI.3.1 Textura

Es la relación de forma y tamaño de los componentes de una roca, y de la manera en que se encuentran en contacto entre sí, ya se trate de fragmentos unidos por un material llamado cementante, de cristales intercrecidos o de vidrio. La textura es un parámetro puramente descriptivo de gran utilidad a la hora de analizar el origen de las rocas y sus condiciones de formación.

VI.3.2 Fábrica

La fábrica de una roca es la distribución espacial (tres dimensiones) del conjunto de caracteres que la componen, figura 6.7.

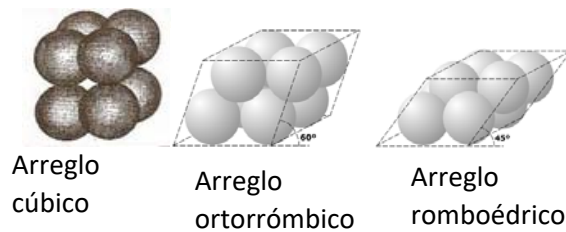


Figura 6.7 tipos de fábrica con diferentes distribuciones espaciales.

VI.4 Petrografía

Esta parte de los estudios a las rocas es muy importante; ya que permite caracterizar mineralógicamente los yacimientos y permiten definir a detalle la composición y características texturales de los plays en estudio. La palabra petrografía (del griego Πέτρος, petros, piedra; y γραφος, grafos, descripción), es la disciplina de la geología que estudia e investiga las rocas desde un aspecto descriptivo, su composición mineralógica, su estructura a nivel microscópico y molecular. Para estos estudios es necesario utilizar herramientas las cuales se han especializado y sofisticado a través del tiempo; tal es el ejemplo del microscopio petrográfico, el microscopio electrónico de barrido (SEM).

VI.5 Propiedades físicas de las rocas

Las rocas son agregados de uno o más minerales. Los procesos que dan lugar a las rocas son distintos, dependiendo de su ubicación en la Tierra. Así como varían los valores de presión, temperatura y composición dominantes en diferentes lugares de la Tierra, también varían los procesos que propician el desarrollo de los diferentes tipos de rocas.

VI.5.1 Composición mineralógica

La composición de una roca nos habla por si misma del ambiente en que se generó y los procesos a los cuales estuvo sujeta a través del tiempo. La composición puede ser muy variada, desde minerales con características ferromagnéticas, hasta minerales producto de la descomposición de organismos vivientes. La composición mineralógica es muy importante para las características mecánicas de las rocas.

VI.5.2 Densidad

La densidad de una roca es la cantidad de masa contenida en un cierto volumen y se calcula con la siguiente fórmula matemática:

$$\rho = m/V$$

Las unidades se expresan en: Kg/cm³ o g/cm³

Donde: ρ = densidad

m = masa

V = volumen

VI.5.3 Magnetismo

El magnetismo de una roca, es la característica física y esta altamente influenciado por el tipo de minerales que la componen y es un fenómeno por el cual sus componentes ejercen fuerzas de atracción o repulsión con los circundantes. La unidad de medición es el Tesla (T).

VI.5.4 Conductividad eléctrica

Es la capacidad de las rocas de permitir el paso de la corriente eléctrica a través de sí, o bien la facilidad con la que los electrones pueden desplazarse por él; también es como el inverso de la resistividad. Las unidades de medición son Siemens(S) por metro(m).

Existen otros factores que afectan la conductividad eléctrica, los más importantes son la temperatura y la porosidad.

VI.5.5 Radioactividad

La radioactividad es un fenómeno natural por el cual algunos cuerpos emiten elementos químicos llamados radioactivos, es una propiedad de los isótopos que son inestables, esto es, que para alcanzar su estado estable, mantienen en un estado excitado sus capas electrónicas o nucleares.

VI.5.6 Capacidad térmica

La conductividad térmica de las rocas es la capacidad que tienen de conducir el calor a través de sí mismas.

VI.5.7 Resistencia

La resistencia de los materiales es su capacidad para resistir esfuerzos y fuerzas aplicadas sin romperse, adquirir deformaciones permanentes o deteriorarse de algún modo.

VI.6 Propiedades petrofísicas

VI.6.1 Porosidad (Φ)

La porosidad es definida como la relación de espacio vacío de la roca entre el volumen total de la misma; se expresa como una relación de fracción o porcentaje con la siguiente ecuación:

$$\Phi = (\text{Volumen de poro} / \text{Volumen total de la roca}) * 100 (\%)$$

La porosidad efectiva o espacios de poros conectados son comúnmente usados para denotar a la porosidad que sirve para el flujo de los fluidos. El tipo común de porosidad es intragranular y en el caso de un empaque cúbico y con granos esféricos puede haber de un 47.6%; este empaque es el más abierto; el cuanto al romboédrico es el más cerrado en sus espacios intersticiales y su porosidad puede ser hasta de un 25.9%.

VI.6.1.1 Tipos de porosidad

Porosidad primaria: Ésta presente en la estructura original del sedimento en los espacios que se forman entre partículas al momento del depósito de los sedimentos pudiendo ser en algunos casos excepcionales superiores al 25%.

Una porosidad de 20% se considera alta en las calizas; la mayoría de las calizas anteriores al Cenozoico tienen una porosidad menor al 3%.

Porosidad secundaria: Se desarrolla a partir de la diagénesis en una roca preexistente siendo las más comunes la producida por disolución y por fracturamiento. Se originan principalmente de la siguiente manera:

- Aberturas y huecos de disolución relacionada a la circulación de agua.
- Huecos intergranulares, producidos por modificaciones mineralógicas (dolomitización).
- Fracturas, vugúlos y cavernas, sea cual sea su origen.

Los espacios porosos tienen características variadas, tales como la forma, tamaño, relación con la permeabilidad, etc.; En la figura 6.6 se muestran los tipos de porosidad típicas en rocas carbonatadas y en arenitas, tanto primaria como secundaria (figura 6.8).

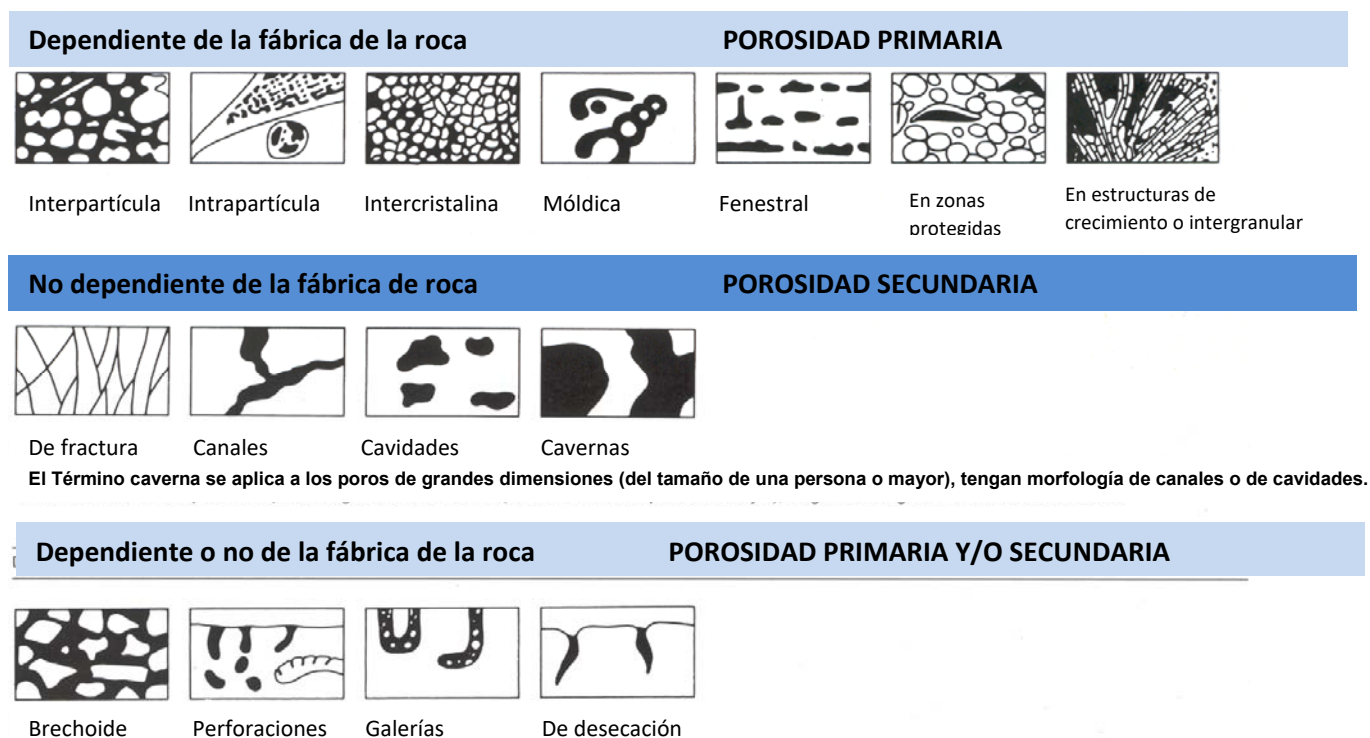


Figura 6.8 Tipos básicos de porosidad en los sedimentos; los poros se representan en negro (Modificado de Choquette y Pray, 1970).

VI.6.1.2 Métodos de determinación de porosidad

Hay dos tipos de métodos para determinar la porosidad de las rocas; el método directo, este se soporta en los análisis de las muestras de canal o núcleos; para este estudio es necesario llevar a cabo una perforación exploratoria, lo cual es muy costoso. los análisis directos más comunes son el porosímetro de gas (Ley de Boyle), la comparación de pesos, molienda de las muestras (Métodos de Melcher-Nuting) y el método indirecto está fundamentado en los registros geofísicos de pozo.

Los análisis directos e indirectos más importantes que se hacen en las rocas son para obtener la siguiente información:

- 1.- *La porosidad efectiva de las rocas.*
- 2.- *El grado de saturación de las rocas.*
- 3.- *El peso específico, viscosidad y cantidad de gas.*
- 4.- *La migración es favorecida por fuertes pendientes en los estratos, por las discordancias angulares y por el fracturamiento.*
- 5.- *La composición y cantidad de las aguas asociadas con el petróleo afectan su migración.*

VI.6.2 Granulometría

La granulometría es la graduación del tamaño de las partículas de una formación sedimentaria; el fin es el analizar las características dimensionales y de forma principalmente.

El tamaño de grano, clasto o partícula es difícil de determinar cuando son de forma irregular; se tratan aproximando su tamaño a una esfera y se miden en milímetros. El método que se utiliza es el tamizado, que son una serie de mallas de distintas dimensiones. Hay tecnología que permite dimensionar con una gran exactitud las partículas y se utiliza un granulómetro láser o también se utilizan los rayos gamma.

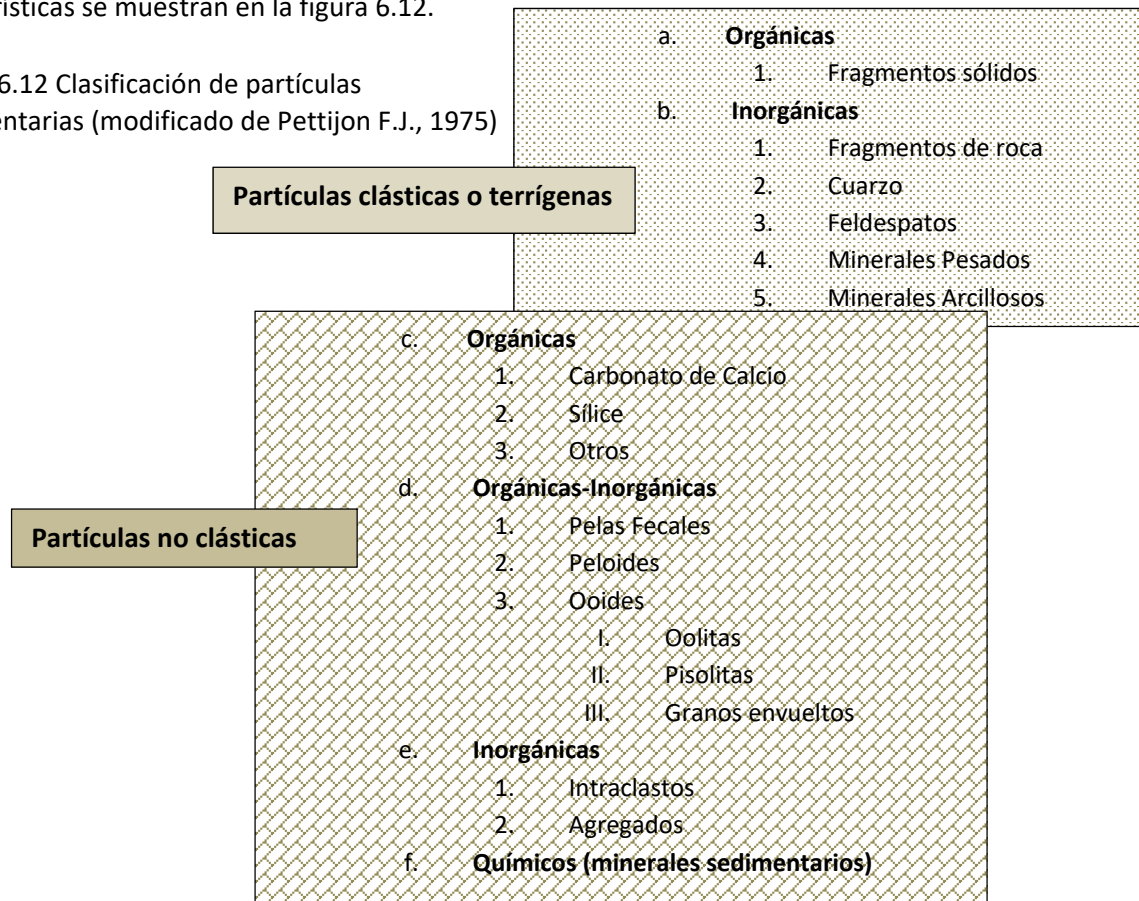
La escala granulométrica usada para fines geológica es la que se muestra en la figura 6.11.

Nombre de la partícula	Tamaño (mm)	Nombre del sedimento	Nombre de la roca
Bloque	> a 256	grava	conglomerado
Guijón (canto)	64 a 256	grava	conglomerado
Guijarro (gránulo)	2 a 64	grava	Conglomerado (Conglomerate)
Arena	1/16 a 2	Arena (sand)	Arenisca (Sandstone)
Limo	1/256 a 1/16	limo	Limolita (Limestone)
Arcilla	< a 1/256	arcilla	Lutita (Shale)

La partícula sedimentaria, es el material en suspensión o recientemente decantado de una suspensión; tiene un significado dinámico de material en movimiento, que no ha logrado la estabilidad física completa y es por tanto producto de la destrucción mecánica o de la alteración de las rocas preexistentes, de la precipitación de los sedimentos disueltos en el agua, o de la acumulación de materiales orgánicos.

Las partículas sedimentarias son muy variadas, de diferente composición y tamaño. Sus principales características se muestran en la figura 6.12.

Figura 6.12 Clasificación de partículas sedimentarias (modificado de Pettijon F.J., 1975)



VI.6.3 Saturación

La saturación es el porcentaje del volumen poroso ocupado por el fluido contenido en la roca; entonces la saturación de petróleo y/o gas es la fracción del volumen poroso. En la siguiente ecuación se indica la relación de saturación de agua e hidrocarburos.

$$S_w + S_h = 1$$

Donde:

S_w = Saturación de agua

S_h = Saturación de hidrocarburos

VI.6.4 Permeabilidad

Es la propiedad del medio poroso; es una medida de la capacidad del medio para permitir el paso de los fluidos. Los yacimientos petroleros pueden presentar permeabilidad primaria y secundaria; La permeabilidad primaria es la porosidad de matriz y la secundaria a las fracturas, vórgulos y/o canales de disolución y recristalización de las rocas.

Para describir el comportamiento se flujo de los fluidos en un medio poroso se usa la Ley de Darcy, (Henry Darcy, 1856), que se expresa de la siguiente manera:

Ley de Darcy

$$q = VA = \frac{k_a}{\mu} A \frac{dp}{dx}$$

Donde:

V= Velocidad del fluido

q= Gasto volométrico del fluido

μ = Viscosidad del fluido

A= Área expuesta al flujo

dp/dx=gradiente de presión en la dirección del flujo

Un Darcy es la cantidad de fluido que pasa a través de 1cm² de la formación en un segundo a una atmósfera de presión.

Uno de los fundamentos que tiene la Ley de Darcy que solo es un fluido llena las cavidades de los poros completamente.

La permeabilidad puede ser de tres tipos:

- ▶ **Permeabilidad absoluta (ka):** Es la medición de la capacidad de flujo a través de la roca, obtenida cuando sólo existe un fluido, o fase presente en dicha roca.
- ▶ **Permeabilidad efectiva (ke):** Es la transmisión de un fluido en presencia de otro fluido no inmiscible.
- ▶ **Permeabilidad relativa (krf):** Es la relación matemática entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta.

VI.6.4.1 Métodos para determinar la permeabilidad

La permeabilidad se puede obtener en tres tipos de estudios; de manera cualitativa por medio de registros geofísicos de pozos, de forma cuantitativa es por medio de pruebas de variación de presión y en el laboratorio con mediciones directas en las rocas recolectadas.

VI.6.5 Factor de formación

La resistividad de una formación limpia es proporcional a la resistividad de la mezcla de fluidos con la que está saturada. La constante de proporcionalidad se conoce como factor de formación, que se expresa matemáticamente de la siguiente manera:

$$Fr = R_o/R_w$$

Donde: El factor de formación es inversamente proporcional a la porosidad $Fr = 1/f$

El factor de formación Fr varía dependiente al yacimiento, y estos cambios son expresados por el factor de tortuosidad (a) y el exponente de cementación (m), los cuales se representan en la figura 6.13.

	Carbonatos	Arenas	
		Porosidad > 16% (Humble)	Porosidad < 16% (Tixier)
Tortuosidad (a)	1.0	0.62	0.81
Cementación (m)	2.0	2.15	2.0

Figura 6.13 Valores comunes de tortuosidad y cementación para carbonatos y arenas.

VI.6.6 Tortuosidad

Se denomina sistema poroso a un conjunto muy grande de huecos (poros) los cuales están conectados por unas pequeñas gargantas. Estas conexiones mediante las gargantas es lo que se conoce como tortuosidad. La recuperación de hidrocarburos de un yacimiento es más eficiente cuando la relación poro garganta es pequeña; otro factor importante para la recuperación eficiente de hidrocarburos es el número de conexiones, esto requiere a cuantas gargantas se conectan a cada poro, entre mayor sea este número la recuperación será mayor.

VI.6.7 Cementación

La cementación es la capacidad de ciertos materiales disueltos en una solución de introducirse en los poros de los sedimentos o rocas, cuando se produce la compactación, los sedimentos se compactan endureciendo y densificando en material. El proceso de cementación es de los más importantes en las rocas sedimentarias y los materiales más comunes de cementación son los carbonatos, el sílice y los hidratos de hierro (calcita, dolomita, sílice, siderita).

VI.6.8 Presión capilar

En los yacimientos petroleros interactúan las fuerzas capilares; estas fuerzas se encuentran en un efecto combinado de la tensión superficial e interfacial de las rocas con los fluidos. Cuando alguna superficie curva separa dos fluidos inmiscibles tiene la tendencia a contraerse a una área lo más pequeña posible por unidad de volumen. Cuando los fluidos inmiscibles están en contacto, existe una discontinuidad de presión de estos, y dependerá la curvatura de la interfase de los fluidos. A esta diferencia de presión se le conoce como presión capilar y se denota como la diferencia de presiones existente en una interfase curva que se tiene entre dos fluidos inmiscibles que ocupan un sistema capilar.

VI.6.9 Salinidad

La salinidad es la concentración de sales solubles en solución del suelo o las rocas; Las sales que se acumulan en el suelo pueden proceder de diferentes fuentes. En todos los lugares donde el agua está presente, existen sales en solución de modo natural. Esto ocurre tanto en el agua de lluvia, como en las aguas continentales superficiales, subterráneas y obviamente en las aguas marinas, variando de forma importante la concentración y composición química entre ellas.

Los principales cationes y aniones que componen las sales solubles que dan lugar a la salinidad del agua de formación son:

- Cationes: sodio (Na^+), calcio (Ca^{2+}), magnesio (Mg^{2+}), potasio (K^+).
- Aniones: cloruro (Cl^-), sulfato (SO_4^{2-}), nitrato (NO_3^-), bicarbonato (HCO_3^-).

VI.6.10 Contenido de agua

El contenido de agua en los yacimientos es común, puesto que es un fluido de existencia global y es posible que se encuentre asociado a los hidrocarburos en zonas de mayor porosidad de las rocas; involucra el tamaño de la molécula del agua que puede pasar por intersticios del estrato en donde está atrapado el petróleo.

VI.6.11 Contenido de hidrocarburos

El contenido de hidrocarburos (volumen) en una roca almacenadora donde depende del sistema petrolero y características petrofísicas de la roca almacenadora, además de su volumen. En la figura 6.14 se muestra una microfotografía de una roca porosa y permeable.

La acumulación del petróleo necesita los siguientes ingredientes para su acumulación:



Figura 6.14 fotografía que muestra poros permeables en una formación *tight gas*. (tomado www.energy.usgs.gov)

VI.7 Modelos de caracterización de yacimientos

Las propiedades mineralógicas de las rocas que conforman las facies tales como textura, composición química, estructura, disposición, fracturamiento y sus propiedades petrofísicas como la porosidad, la permeabilidad y la presión capilar; caracterizan los modelos que se usan para definir los yacimientos de hidrocarburo. Hay cuatro modelos para caracterización de yacimientos:

- a) Modelo geológico
- b) Modelo geológico petrofísicos
- c) Modelo de unidades de flujo
- d) Modelo de simulación

El modelo geológico define de forma cualitativa las características estructurales y estratigráficas del yacimiento; el modelo geológico petrofísico es la combinación de datos cualitativos y la información de las rocas para crear un mapa de permeabilidad por capas; el modelo de las unidades de flujo es la suma de los modelos anteriores añadiendo las propiedades de los fluidos en el yacimiento. Finalmente el modelo de simulación es el que incluye datos de la producción del yacimiento y este modelo permite predecir con los software con estudios 4D el posible futuro que de las reservas restantes, el tiempo, la recarga de este.

VI.7.1 Dimensiones para la caracterización de yacimientos

La caracterización de yacimientos se realiza a diferentes niveles. Los cuales se indican a continuación:

VI.7.1.1 Microscópica ésta radica en estudiar la estructura a nivel de poro y granos de la roca, este modelo se elabora por medio de análisis microscópico de recortes, láminas minas delgadas y núcleos pequeños de la formación.

VI.7.1.2 Mesoscópica tamaño desde centímetros hasta 10 metros de longitud, son mediciones alrededor del pozo y normalmente se enfoca en la caracterización vertical; comúnmente esta información es obtenida de núcleos grandes y registros geofísicos.

VI.7.1.3 Macroscópica se realizamediante la interpretación de pruebas de presión o por correlaciones de parámetros entre pozos, con el objetivo de tener un panorama más completo del yacimiento.

VI.7.1.4 Megascópica es un estudio que se hace en el espacio entre pozos correlacionandolos y definiendo entonces el campo petrolero.

VI.8 Metodología de caracterización del Play

La caracterización del play está basada en estudios y mapas de isopropiedades petrofísicas, las cuales permiten seleccionar zonas de mayor probabilidad de éxito geológico en la búsqueda de hidrocarburos; se usan grandes bases de datos en software aplicado, e involucran las características de las rocas que se han estudiado de zonas con mayor probabilidad de existencia de hidrocarburos en cantidades rentables para explotar. Las empresas dedicadas a la exploración y producción se apoyan en un flujo de trabajo el cual les permite tener la mayor información posible de las zonas productoras y de esta manera correlacionar otras zonas cercanas y análogas en características geológicas (figura 6.15).

Datos	Base de datos	Análisis regional	Análisis de facies	Análisis diagenético	Mapas de isopropiedades
Información sísmica	Base de datos de pozos	Marco estratigráfico	Análisis de electrofacies	Bases de datos diagenética, presión y temperatura de pozos	Isopacas
Registros de pozos Núcleos Petrografía Estudios paleontológicos	Bases de datos petrográfico-diagenético		Análisis de registros, electrofacies	Análisis diagenético	Espesores Netos Iso-porosidades
Datos de presiones y temperaturas	Base de datos en ARC-GIS	Gráficos de presiones y temperaturas	Extrapolación de facies a todo el nivel de estudio	Secciones estratigráficas Datos petrográficos	Iso-presiones Iso -temperaturas
Estudios petrográficos SEM*		Tipos de arcillas		Sucesión de eventos diagenéticos	Correlación de temperaturas

*Microscopía electrónica de barrido; SEM

Tabla 6.15 Metodología de estudio petrofísico de caracterización del Play. (Después de PEMEX,2017).

La exploración y explotación de un yacimiento petrolero es una serie de estudios técnicos que permite la caracterización a detalle de los elementos que lo conforman. La caracterización se divide en zonas de similitudes geológicas y petrofísicas, a las cuales se les nombra unidades de flujo hidráulico ó unidades de flujo. Las unidades de flujo están relacionadas con la distribución de facies geológicas, además dependen del tipo de rocas, que las constituyen.

Posteriormente al tener la información y los mapas indicados anteriormente, se debe seguir lo que se indica en la figura 6.16.

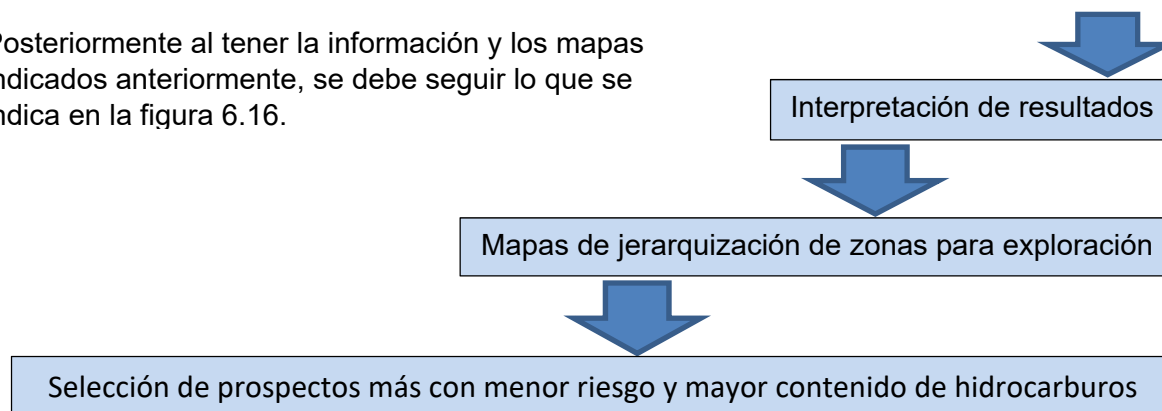


Figura 6.16 Metodología de estudio petrofísico de caracterización del Play. (Modificada de PEMEX,2017).

CAPÍTULO VII. INTERPRETACIÓN DEL SISTEMA PETROLERO

VII.1 Breve reseña

La finalidad de este capítulo es el relacionar todos los temas anteriores expuestos, de tal manera que de forma ordenada se aprecie la metodología “*Play Based Exploration*” *PBE*, fundamentada en la determinación, el análisis del contexto regional de la cuenca sedimentaria, ya que está condiciona las características del sistema petrolero (Shell Exploration & Production, 2016).

En el sistema petrolero se debe de definir y de delimitar las fronteras geológicas (*geologic boundaries*), las cuales permite identificar en tiempo y espacio los componentes tales como roca generadora, roca almacén, la roca sello, migración y sincronía; permite calcular el momento crítico; el cual es la ocurrencia de la generación, la migración y la acumulación de los hidrocarburos.

La selección de las localizaciones de los yacimientos es la particularidad que concluye el proceso exploratorio, este es seleccionado por características factibles a tener éxito en el contenido de hidrocarburos.

El porcentaje de incertidumbre o riesgo es un comparativo a evaluar, así como calcular cual es el volumen de recursos posibles, así como la distribución de probabilidades de volúmenes recuperables. Estos son los elementos para un análisis y estudio económico integrales que permiten calcular el riesgo y propician opciones de estimación: optimismo, pésimo y medias.

La estimación favorecerá el diagnóstico y la jerarquización de prospectos en una cartera de oportunidades para su posterior ejecución o, en su caso, dejarlos como opciones temporales mientras se modifican condiciones sociales y económicas que hagan rentable el prospecto o lo hagan atractivo para otra empresa operadora con lo cual negociar.

En la industria del petróleo cada prospecto se representa como una acumulación potencial individual. Cada prospecto se percibe como parte de un play, caracterizado por un riesgo y un margen de distribución probabilística de su potencial de volumen de hidrocarburos, confinado en la trampa.

El estudio del desarrollo del *play* se realiza con toda la información que permite la evaluación de recursos, depende técnicamente en el flujo de trabajo en la exploración, en el ensamble de información de estudios, en la elaboración de tablas de éxito de producción y tendencia.

Se estudia detenidamente la historia geológica del lugar, primero en documentos formales de investigación y de campañas de exploración y explotación de recursos de las zonas; este estudio incluye el proceso tectónico, la construcción de columnas estratigráficas, secciones estructurales y se explica y correlaciona en tiempo y espacio los eventos de pequeña o gran escala que afectan nuestro sistema petrolero.

VII.2 Cuencas sedimentarias (*Sedimentary basins*)

La base del estudio en la exploración petrolera es la definición del tipo de cuenca, ésta se por indicaciones de contenido de hidrocarburos de forma natural, además de estar relacionada a las características geológicas, tectónicas, geográficas parecidas a otros lugares los cuales han sido de estudio y de producción petrolera.

El comienzo análisis de un sistema petrolero es el generar información cuantitativa y cualitativa documental en bases de datos de las zonas de existencia de hidrocarburos, esta información involucra el área geográfica con mapas informativos con latitud, longitud, alturas o batimetrías, el clima, actividades principales de la zona, el interés social y político los cuales involucran leyes para explorar y explotar el recurso del país o países que se involucran.

La información del modelo geológico se hace a primera a escala regional, se soporta en estudios previos de tectónica y trabajos anteriores que enriquecen la exploración en sus inicios; posteriormente se realizan todos los estudios a detalle.

Es muy importante anexar el tipo de geomorfología involucrada, el tipo de cuenca que se prospecta, la información de la existencia de sistemas petroleros o pozos de explotación cercanos geográficamente, antecedentes estadísticos de producción y el posible futuro en la industria petrolera en el sitio de interés.

Las cuencas sedimentarias se definen como la forma negativa del relieve representada por una secuencia de rocas sedimentarias involucradas en un ciclo de depositación-deformación tectónica, cuyos límites están representados por discordancias.

Los márgenes se inician, evolucionan y se destruyen, pasando sucesivamente por fase de extensión, subducción y colisión. Desde un punto de vista tectónico, existen cinco tipos de cuencas:

1. Cuencas de Margen Pasivo
2. Cuencas de Rift
3. Cuencas Pull Apart
4. Cuencas Foreland (de Antepaís)
5. Cuencas en Márgenes Convergentes (Cuencas de Pre-arco, Tras-arco y Retro-arco)

La evaluación geológica-petrolera de una cuenca requiere definir los siguientes aspectos:

- Origen y evolución
- Sedimentología, estratigrafía y geología estructural
- Rocas potencialmente generadoras
- Rocas potencialmente almacenadoras
- Roca sello
- Trayectorias de migración
- Trampas
- Sincronía
- Evaluación económica

VII.3 Sistema petrolero (*Petroleum system*)

Los estudios geológicos, geofísicos y sistemas tecnológicos contribuyen en la actualidad en definir las acumulaciones comerciales de hidrocarburos.

El Sistema Petrolero se define como el área donde existe la presencia de hidrocarburos y estos existen debido a una serie de eventos los cuales permitieron la generación, la migración y la acumulación en el subsuelo; además de que el recurso pueda explotarse con rendimiento económico.

Posterior a la comprobación física después de varios estudios y ha sido probado que si hay hidrocarburos continua la evaluación y se enfoca sobre los tipos de plays que pueden existir.

Para definir el sistema petrolero, se usan herramientas para cuantificar cada elemento de los plays que los conforman. Cada play es analizado por medio de los softwares para contemplar el riesgo, hacer mapas y exaltar las zonas de interés (*sweet spots*). En la figura 7.1 se muestra de forma esquemática con mapas en la distribución en área de un sistema petrolero y en la figura 7.2 una sección representativa del mismo sistema petrolero

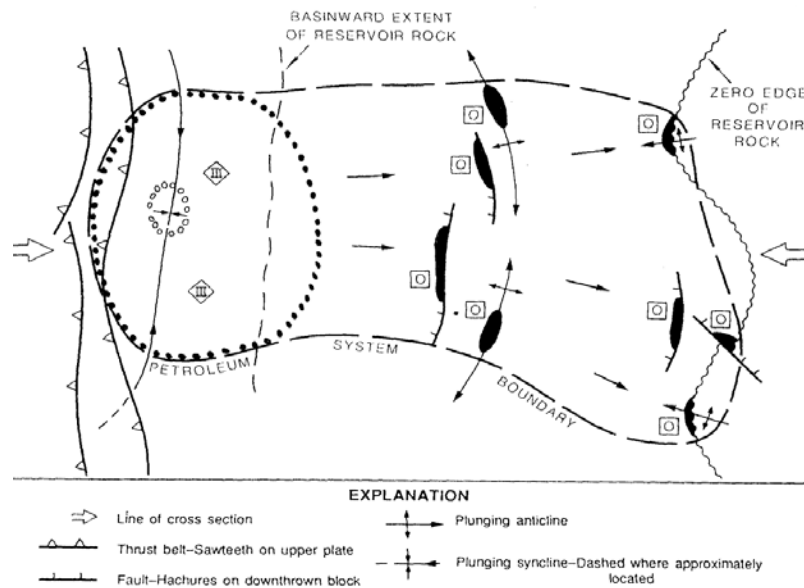


Figura 7.1 Mapa hipotético de una cuenca sedimentaria que delimita geográficamente el sistema petrolero. Los límites circunscriben todos los depósitos de petróleo y la roca generadora asociados a los depósitos de hidrocarburos (Tomada de Magoon, 1994).

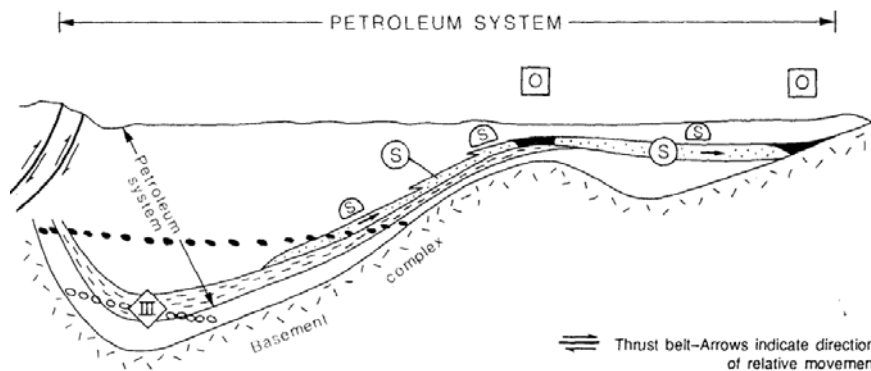


Figura 7.2 Sección geológica hipotética que muestra los elementos de una cuenca sedimentaria que alberga un sistema petrolero (Tomada de Magoon, 1994).

Se interpreta hipotéticamente con información de zonas cercanas y de misma o parecida evolución geológica, se hace uso de la información recabada de otros pozos cercanos, se genera una carta de eventos genéticos con tiempo y tipos de rocas involucradas en nuestra columna estratigráfica.

Los mapas y esquemas para definir un sistema petrolero incluyen aspectos temporales, los cuales involucran la edad, el momento crítico y tiempo de preservación. La edad corresponde con el Tiempo Geológico desde donde se formaron las rocas generadoras, ocurre la generación, la migración y acumulación de los hidrocarburos. El momento crítico es a partir de donde ocurre la generación, la migración y acumulación de los hidrocarburos. La preservación corresponde con el tiempo posterior a la generación, la migración y acumulación de los hidrocarburos en donde existieron las condiciones apropiadas para que se tengan yacimientos preservados.

Los sistemas petroleros pueden definirse dependiendo el estudio que se desarrolla estos pueden ser clasificados por su arquitectura estructural y pueden ser sistemas puros o sistemas híbridos; o de acuerdo a lo que se tiene de información de este sistema pueden ser sistemas conocidos, hipotéticos, especulativos.

VII.3.1 Clasificación de los sistemas petroleros de acuerdo a su arquitectura

VII.3.1.1 Sistemas puros

Los sistemas puros tienen la particularidad, desde el punto de vista geológico de no presentar deformación estructural significativa, ya que sus características se deben principalmente a aspectos sedimentológicos; como consecuencia, sus trampas son principalmente estratigráficas.

VII.3.1.2 Sistemas híbridos

Los sistemas híbridos se caracterizan por presentar reorientación estructural por efecto de deformación, por lo que estos sistemas se distinguen por trampas en pliegues anticlinales, en fallas, aunque lo más frecuente es que el sistema tenga pliegues dislocados.

VII.3.2 Clasificación de los sistemas petroleros de acuerdo a su documentación

VII.3.2.1 Sistemas conocidos (!)

Son aquellos en los que la información geológica, geofísica y geoquímica permite establecer correlación positiva entre la roca generadora y los aceites almacenados en la trampa.

VII.3.2.2 Sistemas hipotéticos (.)

Son aquellos en que la información geoquímica identifica a la roca generadora pero no se tiene correlación con acumulaciones de hidrocarburos en la cuenca o no existen yacimientos.

VII.3.2.3 Sistemas especulativos (?)

Estos sistemas son cuando solo se tienen evidencias geológicas y/o geofísicas de la existencia de rocas generadoras y de posibles acumulaciones de petróleo.

VII.3.3 Modelado de sistema petrolero

El modelado del sistema petrolero es una serie de estudios fundamentados en las características de las rocas en el subsuelo con el soporte de los estudios sísmicos y registros de pozos cercanos a la zona, correlacionables por su contenido de hidrocarburos y particularidades geológicas.

El sistema petrolero es una herramienta analítica en la exploración de petróleo, que ayuda a la identificación y cuantificación de los elementos de riesgo al analizar objetivamente y en forma simple cada uno de los subsistemas, lo que permite definir programas de investigación y tomar decisiones durante la exploración.

VII.3.4 Tablas de eventos genéricos

Este tipo de tabla muestran los eventos asociados al sistema petrolero contra el tiempo geológico, cuyas características se indican en la figura 7.3. Este diagrama muestra de forma visual las etapas y los procesos conforme al tiempo de los eventos que son necesarios que ocurre la existencia para que ocurra la existencia de un yacimiento petrolero susceptible de explotarse con rendimiento económico.

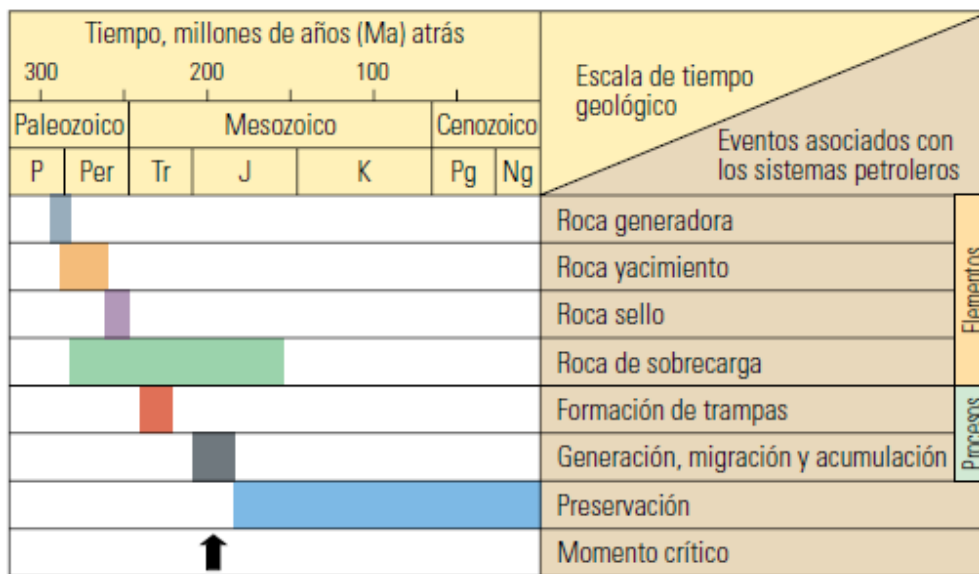


Figura 7.3 Eventos genéricos. (Tomada de www.slb.com,2015)

VII.3.5 Identificación y correlación de horizontes de interés

Cuando se han identificado las zonas del subsuelo en la cuenca sedimentaria de éxito en el contenido comercial de hidrocarburos; se correlacionan con otros horizontes de pozos cercanos que presentan las secuencias estratigráficas análogas y se compara con datos que ya han sido comprobados y se conoce a mejor detalle.

VII.3.5.1 Secciones sísmicas

Las secciones sísmicas y las correlaciones estratigráficas permiten empatar la información para poder entonces tener mayor confiabilidad de tener éxito y evitar gastos extras a la búsqueda de aceite y gas.

VII.3.5.2 Correlación con registros de pozos

La elección del sitio donde se perforará el pozo exploratorio, toma en cuenta toda la información disponible que se confirma y ajusta con los registros geofísicos de pozo mediante la correlación, además un eslabón para desarrollar otras áreas cercanas con potencial petrolero que puedan ser de interés económico que sustente la exploración y añada valor sumando al inventario de reservas de hidrocarburos.

VII.4 Tipos de exploración

Al momento hay cuatro tipos de exploración petrolera:

- Análisis de cuenca (*Play-Based Approach, PBA*)
- Conocimiento regional (*Regional Understanding, RU*)
- Play basado en exploración (*Play-Based Exploration, PBE*)
- Pozo exploratorio (*Wildcat*)

Cabe destacar que el reunir un portafolio de exploración petrolera incluye estimaciones volumétricas, riesgo e incertidumbre.

El *Play Based Exploration (PBE)* eleva su costo si el *play* en marco regional no ha sido definido; sin embargo, la inversión puede ser compensada y simplificada con prospectos individuales de calidad. Este tipo de exploración es la que al momento se usa en primera instancia, puesto que disminuye considerablemente el precio de exploración.

VII.4.1 Play basado en exploración

Este estudio se soporta en la documentación y análisis de la cuenca de interés. Este tipo de exploración que se caracteriza por lograr la elección de oportunidades petroleras cercanas a los campos ya conocidos, este tipo de evaluación de reservas es prioritaria antes de realizar la perforación de pozo exploratorio o *wildcat*.

VII.4.2 Proyecto exploratorio

Para generar un proyecto exploratorio con el fin de negocio, es importante detallar el sistema petrolero utilizando los softwares adecuados para cada uno de los siguientes temas de uno o varios prospectos en la zona:

- Geodinámica, ambiente y evolución tectónica
- Tipo de cuenca sedimentaria, clasificación y tectónica
- Paleogeografía regional
- Interpretación sísmica (análisis 2D)
- Interpretación y correlación de los registros de pozo (análisis 1D)
- Estratigrafía regional, ambiente depositacional, secuencia estratigráfica (análisis 3D)
- Presencia de roca generadora y calidad de evaluación
- Historia de sepultamiento desde la maduración de la roca generadora hasta el modelado de cuenca
- Presencia evaluación de calidad de la roca sello

- Análisis estructural y estratigráfica de la trampa
- Evaluación de la formación
- Presencia y evaluación del yacimiento
- Fluidos en el subsuelo y régimen de presión
- Evaluación del prospecto
- Evaluación del riesgo y el análisis volumétrico
- Recomendaciones para acción exploratoria

VII.5 Clasificación de los depósitos petroleros económicos

VII.5.1.1 Yacimiento

Es la acumulación natural en la corteza terrestre de gas y/o aceite de la misma composición, comprendida en los mismos límites y sometida a un mismo sistema de presión en una trampa petrolera.

VII.5.1.2 Campo

Comprende dos o más yacimientos de hidrocarburos relacionados a una determinada condición geológica (cuenca sedimentaria, estructura, formación).

VII.5.1.3 Provincia

Comprende varios campos localizados en una región geológico-petrolera, en la cual los yacimientos se formaron en condiciones geológicas similares, por lo que presentan características generales parecidas.

VII.5.1.4 Play

El “*play*” es el estudio completo en un proyecto o proyectos de exploración petrolera, de unidades estratigráficas almacenadoras dentro de una cuenca, en la que se justifica la perforación de pozos petroleros. Comprende básicamente:

- ◆ Espesor o potencia
- ◆ Composición química y mineralógica
- ◆ Contenido de materia orgánica
- ◆ Tipo de materia orgánica
- ◆ Distribución geográfica
- ◆ Calidad y madurez
- ◆ Facies y microfacies
- ◆ Paleogeografía
- ◆ Estructura

VII.5.1.5 Prospecto

El prospecto es cuando se tienen definida mediante todos los estudios exploratorios la trampa con potencial petrolero con contenido de aceite y gas susceptible de explorarse con rendimiento económico; este se basa en el estudio de la evolución estratigráfica y estructural de una cuenca, donde intervienen varios factores geológicos que podrían combinarse para producir acumulaciones de petróleo en un nivel estratigráfico determinado; este se desarrolla como proyecto o grupo de proyectos de campo que comparten similitudes geológicas donde el yacimiento y la trampa controlan la distribución del aceite y/o gas en una determinada unidad estratigráfica. El modelo se relaciona con la roca almacenadora capaz de generar producción de hidrocarburos ya que los yacimientos de una cuenca pueden producir en una misma roca almacén (el *play*), con una misma roca sello y un mismo sistema de carga (generación).

VII.6 Uso de software para pronosticar el contenido de hidrocarburos

El desarrollar estudios a detalle en cuencas sedimentarias con contenido de hidrocarburos mediante el uso de software añade valor al inventario de recursos de una cuenca petrolera; estos estudios van encaminados a definir las reservas, las cuales están directamente relacionadas con la economía, ya que, la reserva es la cantidad de petróleo que pueden ser extraídas de un yacimiento de una forma económicamente rentable. Las reservas se definen como las cantidades de hidrocarburos que serán recuperadas comercialmente de acumulaciones conocidas en una fecha dada.

Todas las reservas estimadas involucran incertidumbre, y esta depende de la información geológica, geofísica y de ingeniería.

El volumen original de hidrocarburos total es la cuantificación de todas las acumulaciones de hidrocarburos naturales que se estima existen. Este volumen incluye a las acumulaciones conocidas, económicas o no, recuperables o no, a la producción obtenida de los campos explotados o en explotación, y también a las cantidades estimadas en los yacimientos que podrían ser descubiertos (PEMEX, 2014).

Desde el año 1999, Petróleos Mexicanos tomó la decisión de difundir el estado de las Reservas de Hidrocarburos y someterlas a un proceso de certificación externa, a fin de dar a conocer a la sociedad mexicana, la cuantificación del recurso natural no renovable administrado por PEMEX. Las Empresas externas especialistas en la certificación de reservas son *Netherland Sewell International, DeGolyer and McNaughton y Ryder Scott Company*.

VII.6.1 Clasificación de reservas en la industria de los hidrocarburos

Las reservas probadas de hidrocarburos son cantidades estimadas de aceite crudo, gas natural, y líquidos del gas natural, las cuales, mediante datos de geociencias y de ingeniería, demuestran con certidumbre razonable que serán recuperadas en años futuros de yacimientos conocidos bajo condiciones económicas y de operación existentes a una fecha específica.

El nivel de incertidumbre califica a las reservas como probables, probadas y posibles; las reservas probadas son acumulaciones de hidrocarburos tienen rentabilidad económica a la fecha de evaluación, las reservas probables y posibles se basan en el grado de incertidumbre o del conocimiento del yacimiento. Las reservas probadas o 1P son las que aportan la producción y tienen mayor certidumbre que las probables y posibles. Desde el punto de vista financiero, son las que sustentan los proyectos de inversión, por ello la importancia de adoptar definiciones emitidas por la *Securities and Exchange Commission (SEC)*.

Las reservas probadas son cantidades estimadas de aceite crudo, gas natural y líquidos del gas natural, las cuales pueden ser recuperadas en el futuro bajo condiciones económicas y de operación existentes a una fecha específica. Las reservas probables y posibles están basadas principalmente en el conocimiento del yacimiento.

Las reservas probables son las no probadas en donde el análisis de la información geológica y de ingeniería del yacimiento sugiere que son más factibles de ser comercialmente recuperables que lo contrario. Si se emplean métodos probabilistas para su evaluación, existirá una probabilidad de al menos 50 por ciento de que las cantidades a recuperar sean iguales o mayores que la suma de las reservas probadas más probables. Las reservas probables incluyen

aquellas reservas más allá del volumen probado, donde el conocimiento del horizonte productor es insuficiente para clasificar estas reservas como probadas.

Las reservas posibles son los volúmenes de hidrocarburos cuya información geológica y de ingeniería sugiere que es menos segura su recuperación comercial que las reservas probables. De acuerdo con esta definición, cuando son utilizados métodos probabilistas, la suma de las reservas probadas, probables más posibles tendrá al menos una probabilidad de 10 por ciento de que las cantidades realmente recuperadas sean iguales o mayores (PEMEX, 2014).

Las reservas totales son conocidas como 3P y son la suma de las reservas probadas, probables y posibles de petróleo crudo.

VII.7 Agrupación de información para interpretación del prospecto

VII.7.1 Acceso a la información por medio del software

La información obtenida para la evaluación de cada uno de los plays analizados se encuentra en la base de datos de las computadoras de las compañías petroleras, y no es solamente utilizada para la propia evaluación del mismo, sino también se incorpora como información para la actualización de las probabilidades de cada una de las características del play, generando probabilidades a posteriori a partir de las a priori utilizadas previamente, y mediante la aplicación del Teorema de Bayes; las estimaciones se tornan cada vez más fieles de cada una de las probabilidades que involucran un sistema petrolero y con esto se calcula la probabilidad de éxito geológico en un play cualquiera en sitios próximos.

Hay softwares o simples hojas de cálculo como el de la figura 7.4 que calculan la volumetría, probabilidad geológica, la probabilidad comercial, datos de ingeniería, costos e inversión, documentación de soporte, antecedentes del play.

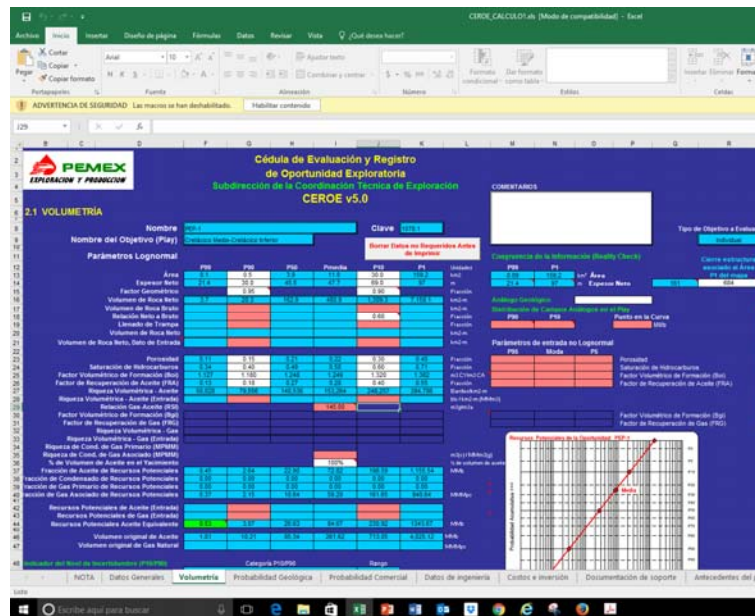


Figura 7.4 muestra la caratula de la hoja de cálculo que usa PEMEX para obtener el riesgo y las probabilidades de éxito

VII.7.2 Ensamble de información

La integración de datos con el software y experiencia del intérprete, son los pilares para ubicar y cuantificar de manera objetiva los posibles recursos, calculando el riesgo que lleva la exploración petrolera. Para evaluar el riesgo, primero se requiere conocer cuantitativamente, los parámetros del sistema petrolero y definir la ubicación del play.

VII.7.3 Tabla de probabilidad de éxito

Para Otis y Schneidermann (1997), la probabilidad del éxito geológico (Pe) se obtiene, multiplicando las probabilidades de ocurrencia de cada uno de los cinco factores del concepto de play: El cálculo se realiza con la siguiente ecuación:

$$Pe = P_g \times P_a \times P_t \times P_s \times P_d$$

Donde

Pe: Probabilidad de éxito

Pg: Probabilidad de roca generadora

Pa: Probabilidad de roca almacenadora

Pt: Probabilidad de trampa

Ps: Probabilidad de sello

Las industrias petroleras usan hojas de cálculo y el software para cuantificar el riesgo de una perforación (figura 7.5).

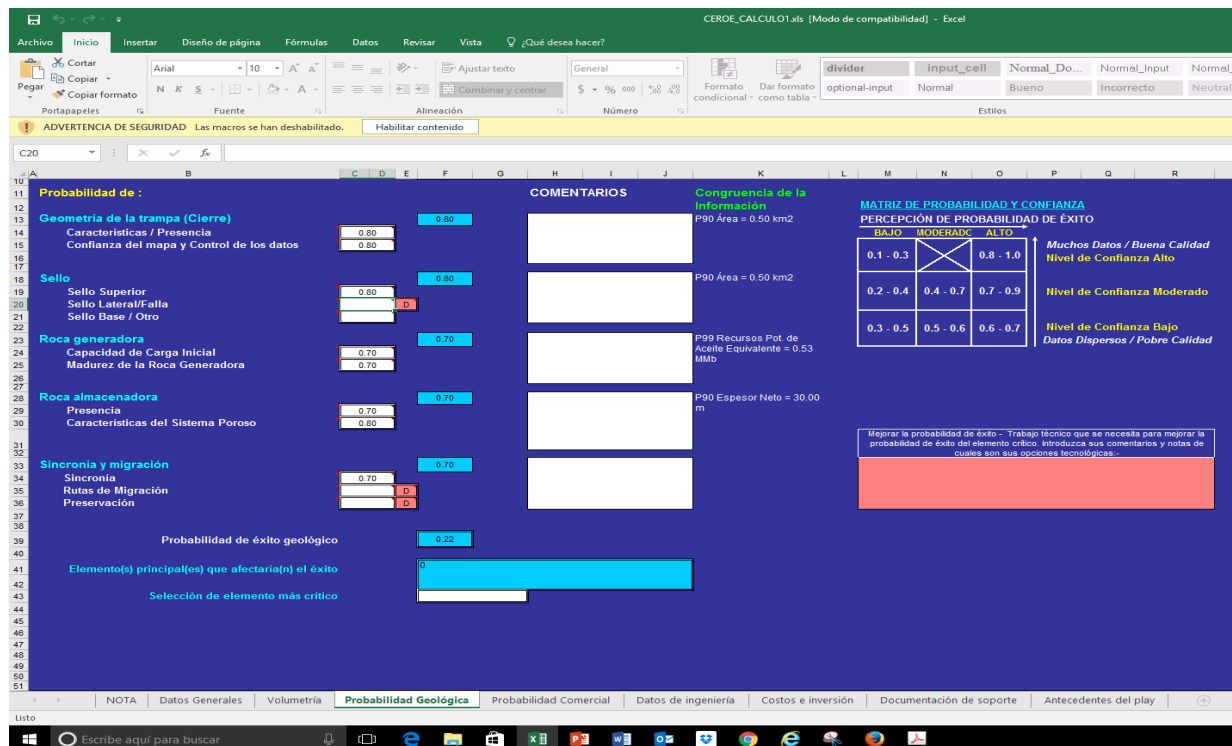


Figura 7.5 Hoja de cálculo que usa PEMEX para definir la probabilidad del éxito geológico.

Si alguno de estos factores es cero, la probabilidad de éxito geológico será nula, con la premisa de que, para considerar un éxito geológico, también se requiere que el descubrimiento mantenga, en las pruebas de producción un flujo estable de hidrocarburos con un volumen suficiente para recuperar la inversión y obtener ganancias. En la figura 7.6 se muestran los valores que se utilizan comúnmente por las empresas operadoras de petróleo para realizar el cálculo del éxito geológico.

EVALUACIÓN		CONVENCIONAL		FRONTERA
Estructuras adyacentes para el mismo play		Estructuras cercanas para el mismo play		Nuevos play-Mismo trend Viejo play-Nuevo trend
Áreas productoras		Área Emergente		Área Frontera
Delimitación		Prospecto		Sistema Petrolero
RIESGO MUY BAJO	RIESGO BAJO	RIESGO MODERADO	RIESGO ALTO	RIESGO MUY ALTO
1:2		1:4		1:8
Promedio: Pe= 0.75		Pe=0.375		Pe=0.183
				Pe=0.092
				Pe=0.05

Figura 7.6 Tabla de riesgos usados en la exploración petrolera para determinar la factibilidad de la perforación (Tomado de Otis y Schneidermann,1997)

VII.8 Oportunidades exploratorias

Hechos los estudios tratados en los capítulos anteriores se determina la localización para perforación del pozo exploratorio; un pozo exploratorio es concebido como parte importante de la caracterización de play y por consecuencia es el objeto que permite aumentar las reservas de hidrocarburos en el portafolio de inversión.

El pozo exploratorio es la perforación de la ubicación geográfica después de valorar y descartar las locaciones de baja probabilidad; tiene riesgos especialmente porque gran parte de los estudios son con métodos indirectos; siempre se maneja un grado de incertidumbre y por consecuencia la brigada de perforación tendrá que contar con una adecuada calificación, experiencia y conocimientos que permitan evaluar todos los componentes del sistema petrolero considerando los diversos parámetros del pozo. Durante la perforación, las brigadas deberán operar equipos de excelente calidad, especialmente los preventores de reventón, ya que con un golpe de presión puede producirse en cualquier momento.

Las herramientas de computación aunadas a la aplicación de métodos superficiales de exploración tales como las imágenes satelitales, muestreo de fondo marino, sísmica, etc., permiten con gran precisión la evaluación y reevaluación de cuencas, subcuencas y mini cuencas petroleras; además de explorar ambientes extremos como los polos o desiertos y la mejor caracterización de yacimientos convencionales y no convencionales.

CONCLUSIONES

Las herramientas de computación aplicada a la exploración petrolera son importantes porque ayudan a la interpretación y visualización de manera rápida y precisa del sistema petrolero, por ejemplo, permiten visualizar las trampas petroleras y la acumulación de hidrocarburos en diferentes secuencias estratigráficas.

Las herramientas de computación aplicada a la exploración petrolera se caracterizan por el uso de software y hardware de tecnología de punta, ya que permite el uso de una gran cantidad de datos que simulan procesos geológicos, térmicos y de flujo de fluidos en las cuencas sedimentarias a través del tiempo.

Con la necesidad de mejorar la producción de hidrocarburos los geocientíficos han desarrollado tecnologías que optimizan los trabajos de exploración y explotación petrolera; han elaborado herramientas que agilizan el trabajo y transforman la manera de interpretar con mayor detalle la geología del subsuelo, lo cual abre oportunidades para el desarrollo moderno de la industria.

El software permite a los especialistas procesar, almacenar, interactuar y unificar la interpretación del sistema petrolero, mejorando los trabajos de exploración y explotación petrolera; utiliza plataformas tecnológicas amigables de fácil acceso, que permite optimizar recursos.

Las líneas y cubos sísmicos que se utilizan en la exploración y explotación petrolera son importantes porque permiten visualizar mediante imágenes todos los componentes del sistema petrolero; estos estudios geofísicos se distinguen por utilizar software especializado que permite procesar gran cantidad de datos en poco tiempo, permitiendo la caracterización de yacimientos y mejora de resultados.

Con la exploración sísmica es posible encontrar cualquier tipo de trampa petrolera, tanto en el continente como en el mar, debido a que se cuenta con métodos de adquisición y procesamiento con sísmica de reflexión con alto nivel de certeza.

Los registros geofísicos que se utilizan en la exploración y en la explotación petrolera son importantes porque contribuyen a realizar evaluaciones petrofísicas confiables de los horizontes almacenadores de hidrocarburos y de todos los componentes del sistema petrolero.

Los registros geofísicos que se utilizan en la exploración y explotación de hidrocarburos, se caracterizan por emplear múltiples herramientas que permiten hacer mediciones indirectas de las diferentes secuencias sedimentarias, después de la perforación de un pozo; por ejemplo, con el software adecuado se obtiene información confiable de las propiedades de las rocas utilizando métodos radioactivos, eléctricos, de densidad, de resonancia magnética, entre otros.

Un atributo sísmico es una medición derivada de los datos sísmicos, basados en mediciones de tiempo, amplitud, frecuencia y atenuación. Sirven para obtener el máximo de información de datos sísmicos y con ellos se pueden predecir patrones de fracturamiento, fallas, cambios de facies, zonas con presencia de fluidos de interés, etc.

Los atributos sísmicos que se utilizan en la exploración y explotación petrolera son relevantes porque resaltan las zonas de mayor importancia del sistema petrolero; se caracterizan por emplear diferentes algoritmos matemáticos, que después de procesar la información permiten

resaltar rasgos importantes del sistema petrolero; se emplean tanto en horizontes, perfiles y cubos sísmicos.

El uso de software como herramienta de análisis para toma de decisiones, es cada vez más precisa, reduciendo el riesgo en la exploración y explotación petrolera. Sin embargo, el éxito petrolero recae en el talento de interpretación de los geocientíficos que utilizan integralmente información sísmica, registros de geofísicos, imágenes, métodos estadísticos, entre otros, que han mejorado los resultados en las cinco últimas décadas.

En la actualidad hay mucho campo de investigación y de trabajo en la industria de los hidrocarburos, tales como la reevaluación de áreas maduras, el procesamiento convencional y especial de datos sísmicos subsalinos, la obtención de mejores imágenes tridimensionales con mayor resolución, entre otros.

La evaluación precisa del éxito geológico mediante geoestadística con software especializado es fundamental para tomar decisiones de perforar o no un pozo exploratorio, en busca de nuevos yacimientos petroleros; además actualiza y perfecciona las estimaciones para las probabilidades de ocurrencia de cada una de las características que definen a un play.

Los adelantos tecnológicos y la política mundial permiten predecir un panorama de crecimiento de la industria petrolera en el mediano y largo plazo. Es importante destacar que existen oportunidades exploratorias de gran importancia que se deben de detectar con la aplicación de conocimientos geológicos, geofísicos, geoquímicos y el uso de software de vanguardia, que al usarlos adecuadamente mejoran resultados considerablemente.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Miall, A. D. (1991). Stratigraphic sequences and their chronostratigraphic correlation. *Journal of Sedimentary Research*, 61(4).
- Catuneanu, O., Bhattacharya, J. P., Blum, M. D., Dalrymple, R. W., Eriksson, P. G., Fielding, C. R., & Giles, K. A. (2010). Thematic Set: Sequence stratigraphy: common ground after three decades of development. *First break*, 28(1), 41-54.
- Catuneanu, Octavian(2002); Sequence stratigraphic of clastic system: concepts, merits,and pitfall journal of African Earth Sciences, Volumen 35, Issue 1, pages 1-43.
- Emery, D., & Myers, K. (Eds.). (2009). *Sequence stratigraphy*. John Wiley & Sons.
- Vail, P. R., & Todd, R. G. (1981). Northern North Sea Jurassic unconformities, chronostratigraphy and sea-level changes from seismic stratigraphy. *Petroleum geology of the continental shelf of north-west Europe*. Heyden, London, 216-235.
- Vail, P. R., Hardenbol, J., & Todd, R. G. (1984). Jurassic unconformities, chronostratigraphy, and sea-level changes from seismic stratigraphy and biostratigraphy.
- Bartek, L. R., Vail, P. R., Anderson, J. B., Emmet, P. A., & Wu, S. (1991). Effect of Cenozoic ice sheet fluctuations in Antarctica on the stratigraphic signature of the Neogene. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 96(B4), 6753-6778.
- Catuneanu, O., Galloway, W. E., Kendall, C. G. S. C., Miall, A. D., Posamentier, H. W., Strasser, A., & Tucker, M. E. (2011). Sequence stratigraphy: methodology and nomenclature. *Newsletters on stratigraphy*, 44(3), 173-245.
- Catuneanu, O., Abreu, V., Bhattacharya, J. P., Blum, M. D., Dalrymple, R. W., Eriksson, P. G., & Giles, K. A. (2009). Towards the standardization of sequence stratigraphy. *Earth-Science Reviews*, 92(1), 1-33.
- Emery, D. (1996). Carbonate systems. *Sequence stratigraphy*, 211-237.
- Posamentier, H. W., & Allen, G. P. (1999). *Siliciclastic sequence stratigraphy: concepts and applications* (Vol. 7). Tulsa: SEPM (Society for Sedimentary Geology).
- Haq, B. U., Hardenbol, J., & Vail, P. R. (1988). Mesozoic and Cenozoic chronostratigraphy and cycles of sea-level change.
- Catuneanu, O., Bhattacharya, J. P., Blum, M. D., Dalrymple, R. W., Eriksson, P. G., Fielding, C. R., ...& Giles, K. A. (2010). Thematic Set: Sequence stratigraphy: common ground after three decades of development. *First break*, 28(1), 41-54.
- Wilgus, C. K., Hastings, B. S., Kendall, C. G. S. C., Posamentier, H. W., Ross, C. A., & Van Wagoner, J. C. (Eds.). (1988). Sea-level changes: an integrated approach.
- Haq, B. U., Hardenbol, J., & Vail, P. R. (1987). Chronology of fluctuating sea levels since the Triassic. *Science*, 235(4793), 1156-1167.
- Vail, P. R., Hardenbol, J., & Todd, R. G. (1984). Jurassic unconformities, chronostratigraphy, and sea-level changes from seismic stratigraphy and biostratigraphy.
- Steel, R. J., & Olsen, T. (2002, December). Clinoforms, clinoform trajectories and deepwater sands. In *Sequence-stratigraphic models for exploration and production: Evolving methodology, emerging models and application histories: Gulf Coast Section SEPM 22nd Research Conference, Houston, Texas* (pp. 367-381).
- Griffiths, C. M. (1996). Computer modelling of basin fill. *Sequence Stratigraphy*, 258-269.
- Bertram, G., Emery, D., Griffiths, C., Milton, N., Myers, K., Reynolds, A., ... & Sturrock, S. (1996). *Sequence Stratigraphy*.
- Emery, D., & Myers, K. (Eds.). (2013). *Sequence Stratigraphy*. John Wiley & Sons.

- Whitehouse, P., Latychev, K., Milne, G. A., Mitrovica, J. X., & Kendall, R. (2006). *Impact of 3-D Earth structure on Fennoscandian glacial isostatic adjustment: Implications for space-geodetic estimates of present-day crustal deformations. Geophysical Research Letters, 33*(13).
- Roe, E. M. (1995). Except-Africa: postscript to a special section on development narratives. *World development, 23*(6), 1065-1069.
- Galloway, W. E. (1989). Genetic stratigraphic sequences in basin analysis II: application to northwest Gulf of Mexico Cenozoic basin. *AAPG Bulletin, 73*(2), 143-154.
- Choquette, P. W., & Pray, L. C. (1970). Geologic nomenclature and classification of porosity in sedimentary carbonates. *AAPG bulletin, 54*(2), 207-250.
- Thorne, J. A., & Swift, D. J. P. (1991). Sedimentation on continental margins, VI: a regime model for depositional sequences, their component systems tracts, and bounding surfaces. *Shelf sand and sandstone bodies: Geometry, facies and sequence stratigraphy, 189-255.*
- Van Wagoner, J. C., Posamentier, H. W., Mitchum, R. M. J., Vail, P. R., Sarg, J. F., Loutit, T. S., & Hardenbol, J. (1988). An overview of the fundamentals of sequence stratigraphy and key definitions.
- Hunt, D., & Tucker, M. E. (1992). Stranded parasequences and the forced regressive wedge systems tract: deposition during base-level fall. *Sedimentary Geology, 81*(1-2), 1-9.
- Friedmann, S. J., & Beaubouef, R. T. (1999). Relationships between depositional process, stratigraphy, and salt tectonics in a closed, intraslope basin: E. Breaks area, Gulf of Mexico: American Association of Petroleum Geologists. In *Annual Meeting, San Antonio, Abstracts with program.*
- Stelling, C. E., Bouma, A. H., & Stone, C. G. (2000). AAPG Memoir 72/SEPM Special Publication No. 68, Chapter 1: Fine-Grained Turbidite Systems: Overview.
- Menard Jr, H. W. (1955). Deep-sea channels, topography, and sedimentation. *AAPG Bulletin, 39*(2), 236-255.
- Van Wagoner, J. C., Posamentier, H. W., Mitchum, R. M. J., Vail, P. R., Sarg, J. F., Loutit, T. S., & Hardenbol, J. (1988). An overview of the fundamentals of sequence stratigraphy and key definitions.
- Mitchum Jr, R. M., Vail, P. R., & Sangree, J. B. (1977). Seismic stratigraphy and global changes of sea level: Part 6. Stratigraphic interpretation of seismic reflection patterns in depositional sequences: Section 2. Application of seismic reflection configuration to stratigraphic interpretation.
- Holland-Hansen, W., & Martinsen, O. J. (1996). Shoreline trajectories and sequences: description of variable depositional-dip scenarios. *Journal of Sedimentary Research, 66*(4).
- Catuneanu, O., & Eriksson, P. G. (2002). Sequence stratigraphy of the Precambrian Rooihogte–Timeball Hill rift succession, Transvaal Basin, South Africa. *Sedimentary Geology, 147*(1), 71-88.
- Plint, A. G., & Nummedal, D. (2000). The falling stage systems tract: recognition and importance in sequence stratigraphic analysis. *Geological Society, London, Special Publications, 172*(1), 1-17.
- Coe, A. L. (2003). *The sedimentary record of sea-level change.* Cambridge University Press.
- Tissot, B. P. (1984). Welte, D.H. (1984). "Petroleum Formation and Occurrence," Berlin (Springer-Verlag).
- Tomlinson, R. F. (1967). An introduction to the geo. information system of the Canada Land Inventory. *Ottawa, Department of Forestry and Rural Development, ARDA.*
- Vargas, S. (2014). Caracterización petrofísica de yacimientos carbonatados basada en tipos de roca, tesis profesional, inédito, Facultad de Ingeniería, UNAM, México, 120 p.
- Choquette, P. W., & Pray, L. C. (1970). Geologic nomenclature and classification of porosity in sedimentary carbonates. *AAPG bulletin, 54*(2), 207-250.

Nieto, J.O., (2010). Análisis estratigráfico de la secuencia sedimentaria del Grupo Chicontepec, tesis profesional, inédito, Facultad de Ingeniería, UNAM, México, 23 p.

Molina, R., (2010). Análisis de un cubo sísmico para determinar zonas de interés económico en un yacimiento de hidrocarburos, mediante la generación de geocuerpos, dentro del Instituto Mexicano del Petróleo, Informe escrito de experiencia laboral, Facultad de Ingeniería, UNAM 80 p.

Rodríguez, M.A., (2017). "Modelo conceptual metodológico con base en el estudio sedimentológico y paragenético del subsuelo de un sector geográfico de México", inédito, Examen de conocimientos del Posgrado de Ingeniería, UNAM, México, 82 p.

Katz, B. J., & Mello, M. R. (2000). AAPG Memoir 73, Chapter 1: Petroleum Systems of South Atlantic Marginal Basins--An Overview

Sarabia, M. G., (2016). "Análisis de Atributo de curvatura Superficial y Volumétrica: Un Ejercicio Comparativo". Director de tesis Dr. Jaime Urrutia Fucugauchi Cd. Universitaria CDMX.

Pérez Drago, Guillermo. (2010). Análisis sismo-estratigráfico y estructural del área Tamil-Nab, sureste del Golfo de México profundo, tesis profesional, inédito, UNAM pag114.

Nieto J.O., (2010). Análisis estratigráfico de la secuencia sedimentaria del Grupo Chicontepec, tesis profesional, inédito, Facultad de Ingeniería, UNAM, México, 23 p.

Hernández Martínez, Igor, 2005. Caracterización inicial petrofísica del pozo exploratorio Kosni-1, tesis profesional, inédito, Facultad de Ingeniería, UNAM, México.

Taner, M. T., Koehler, F., & Sheriff, R. E. (1979). Complex seismic trace analysis. *Geophysics*, 44(6), 1041-1063.

Sheriff, R. E. (2002). *Encyclopedic dictionary of applied geophysics*. Society of exploration geophysicists

Magoon, L.B. y Dow WG 1994. The Petroleum System – From Source to Trap, AAPG Memoir 60. Tulsa. USA. AAPG pag 3-24.

Weeks LG, 1952. "Factors of sedimentary Basin Development That Control Oil Occurrence", Bulletin of the AAPG 36, no.11 pag. 2071-2124.

Richard Banks, 2008. Proper Reservoir Integration" (PDF). SPEE, Society of Petroleum Evaluation Engineers: 13. Scientific Computer Applications Inc. History. Retrieved 2012-03-17.

James h. Scott, 1984. *Computer Analysis of Digital Well Logs, Geological Survey Circular 879. USA. United States Department of Interior.*

Young, R., & LoPiccolo, R. (2005). AVO analysis demystified. *Hart's E & P*, 78(10), 77-81.

Sheriff, R.E. (2002). Encyclopedic Dictionary of Applied Geophysics (4 ed.). Society of Exploration Geophysicists. ISBN 1-56080-118-2.

James h. Scott, *Computer Analysis of Digital Well Logs, Geological Survey Circular 879. USA, 1984. United States Department of Interior.*

Jahn, F., Cook, M., & Graham, M. (2008). *Hydrocarbon exploration and production* (Vol. 55). Elsevier.

Tiab, D., & Donaldson, E. C. (2015). *Petrophysics: theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties*. Gulf professional publishing

Vassiliou, m.s., (2009) The A to Z of the Petroleum Industry, Historical Dictionary of the Petroleum Industry.

Knebel GM y Rodriguez-Eraso G.(1956). "Habitat of Some Oil" Bulletin of the AAPG 40, no.4 pag. 547-561.

Pettijohn, F. J., Potter, P. E., & Siever, R. (1972). Sand and sandstone.

Referencias de la WEB

http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/d/drilling_rig.aspx#, 2017

http://www.nubelo.com/files/uploadResources/0000082115/portfolioFiles/thumb_Ana_Gil.pdf,2016

<https://www.computer.org/web/csdl/libraries-institutions>, 2017

<http://empleospetroleros.org/2013/09/03/importancia-del-software-para-petroleo-y-gas/>, 2013

http://www.acgdubai.com/engineering-software-for-Oil_gas-industry.html, 2017

<http://www.ant-automation.net/>

<http://www-03.ibm.com/software/products/en/maximo-for-oil-and-gas>

<http://www.esri.com/>,2016

<https://bpsm.stanford.edu/incorporating-strike-slip-faulting-bpsm>, 2017

http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/d/drilling_rig.aspx#

<http://h20195.www2.hp.com/V2/GetPDF.aspx/4AA1-8702ENW.pdf>, 2015

<http://www8.hp.com/us/en/workstations/z240.html>, 2016

<http://www.pdgm.com/solutions/well-planning,-drilling-engineering-and-geosteering/well-planning/skua-gocad-well-planning/>

<http://www.pdgm.com/>

<http://www.slb.com/>,2016

<http://lagulu.com/video/paradigm-sysdrill-integrated-well-planning-and-drilling-engineering-narration.html>

www.bakerhughesdirect.com, 2016

formationevaluation@bakerhughes.com

www.patex.ca/html/ip_information/aboutpatents.html

https://assets.www.bakerhughes.com/system/ae/15e090337f11e49f7239019c2846c1/41373_RDS_maximize_performance_broch01.pdf

http://www.slb.com/services/software/geo/petrel/seismic/seismic_multitrace_attributes.aspx Schlumberger Seismic Attribute Analysis

https://booksite.elsevier.com/9780444528186/htm/reschar_chapter_02/figure_2_44.htm

<http://www.shell.com.mx/energia-y-innovacion/superar-los-desafios-tecnologicos.html>

<http://geoscienceworld.org/search/node>

<http://library.seg.org/action/doSearch?displaySummary=true&target=default&field1=AllField&text1=Turhan+Taner> (SEG Society of Exploration Geophysicist)

<http://archives.datapages.com/data/search.html?sp.fullDoc=Turhan+Taner> AAPG

<https://www.onepetro.org/search?q=Turhan+Taner>

https://www.americangeosciences.org/critical-issues/research-database?search_api_views_fulltext=Turhan+Taner

http://www.e-seis.com/white_papers/AVO%20Analysis%20Demystified.pdf, 2017

explorock@explorock.com, 2017

<https://versus.com/en/2015/08/14/top-five-notable-supercomputers-in-the-world-today>, 2015

<https://www.weforum.org/agenda/2015/07/10-most-powerful-supercomputers/>

http://isc-hpc.com/the-top500-awarding-at-isc-high-performance.html?gclid=CjwKEAjwq5LHBRCN0YLF9-GyywYSJAAhOw6mUedIG2ltW94JBViB1Fa3vm6-W4owgQ19wVXgjneeSxoC9jrw_wcB, 2017

<http://www.inegi.org.mx/geo/contenidos/imgpercepcion/imgsatelite/elementos.aspx>, 2015

<http://www.cgg.com>, 2017.

APENDICE 1

Cronología del desarrollo de las ciencias y las tecnologías aplicadas a la Industria del petróleo

1690	Christian Huygens	Principio del modelo de la propagación de la onda como radiación desde onda la secundaria
1777	Charles Augustin de Coulombs	Torsion balance allows precise fields proving that both obey on inverse square law. The instrument would latter be adapted for gravity and magnetic measurements
1815	William Smith	Publica el primer mapa geológico moderno
1851	Robert Mallet	Dirige experimentos para determinar las velocidades de las ondas sísmicas
1851	Alexander Von Humboldt	Publica las observaciones de los puntos solares y el los describe como :“The Last Universal Sciences”
1854	John Herry Pratt	Propone que las inconsistencias observadas en el subsuelo resulta desde el campo gravitacional de la Tierra causada por deflexiones de la dirección de la plomada sobre instrumentos surveyors
1870	Thalen y Tiberg	Contruyen el primer magnetómetro de campo por la combinación de una aguja de profundidad con un compas
1875	Fillipo Cecchi	Invento el primer sismógrafo verdadero
1880	John Milne	Sismógrafo
1880	John Milne, James Erwing y Thomas Gray	Crearon el primer sismógrafo práctico
1886	Heinrich Hertz	Usa dispositivos para probar la experiencia electromagnética
1886	Gottlieb Daimler	Gasoline engine
1896	Pieter Zeeman	Descubre que el campo magnético se descompone en líneas, conocidas como Efecto Zeeman
1899	Richad Dixon Oldhana	Publica las observaciones de las ondas P, S y Ondas elásticas Raleigh
1906	Lewis Nixon	Inventó primer equipo de sonar
1907	Paul Cornu	Invetó el helicoptero
1908	Hans Geiger y Ernest Rutherford	Contador Geiger
1910	Emil Wiecher	Describe el método de la sísmica de refracción para investigación del subsuelo somero
1911	Glenn Curtis	Inventó en Hidroplano
1911	Universidad de Petersburgo	Realización del análisis óptico de los petróleos de Agua Salada, y se publicaron los resultados en la Revista de la Sociedad de Física Química
1912	Conrad Schlumberger	Conrad Schlumberger concibe la idea revolucionaria de la utilización de medidas eléctricas a los órganos mapa roca del subsuelo.
1917	Paul Langevin	Invento el sonar
1919	Ludger Mintrop	Patenta el “Método Sísmico de Refracción”
1919	Karl Zoeppritz	Deriva las fórmulas de los coeficientes de reflexión
1920	Eötvös	Emplea por primera vez la balanza de torsión a la exploración petrolera
1920	Conrad Schulmberger	Publica un trabajo que le toma 9 años y trata de la respuesta de las rocas Primer pozo de registro
1921	John Clarence Karcher	Dirige por primera vez una prospección de sísmica de reflexión experimental con rendimiento en el contenido de Petróleo
1926	Instituto Americano del Petróleo (API) y USGS*	Desarrollan un diagnóstico para definir las rocas generadoras *Servicio Geológico de los Estados Unidos

1927	The Schlumberger brothers	Dirigen el primer registro eléctrico con propósitos de caracterizar rocas en el subsuelo
1930	Manfred Von Ardenne	Apoyado en los trabajos de Max Knoll, inventó el Microscopio electrónico de barrido MEB o por sus siglas en ingles SEM Scanning Electron Microscope
1932	Traak	Publica el primer tratado de la geoquímica de los sedimentos asociados a niveles productores.
1938	Hug Benioff	Inventó el strain seismograph
1939	Laubneger	Introduce un equipo para analizar el gas absorbido en muestras de suelo y posteriormente es perfeccionado por Sokolov en la URSS.
1941	Pratt	Mentor del principio del Origen, Migración y acumulación de los hidrocarburos.
1944	Vernadskii ("Padre de la Geoquímica Sovietica")	Reitera la importancia de la materia orgánica en el origen del petróleo.
1960	Charles William Oatley, de la Universidad de Cambridge	El grupo de trabajo de la universidad de Cambridge en el laboratorio de Charles W Oatley, contribuyo en la mejora y la comercialización (1965) de los primeros microscopios de barrido
1979	Hunt	Bases de la Geoquímica moderna
1978-84	Tissot y Welte	Exploración del petróleo Petroleum Formation and Occurrence (2nd ed). New York springer-Verlag).
1971	Francia en el SNPA	Hacen los primeros análisis de roca generadora y sus conclusiones fueron presentadas en el I Congreso de Geológico de Bolivia (Potosí- 1976)
1975	Correira et al.	Evaluación del potencial de hidrocarburos en la cuenca
1973	Lopatín et al	Lopatin, E., <i>et al.</i> Assessment of Compliance with PEFC Forest Certification Indicators with Remote Sensing. <i>Forests</i> 2016, 7, 85. Finlandia
1977	Espitalie et al.	Source rock characterization methods for petroleum exploration. Proc. Offshore Technol. Conf., 3:439-443
1977	MOSS	se desarrolla Map Overlay System (MOSS), sistemas de información geográfica
1974	Deroo et al	Organic geochemistry of some Cretaceous black shales from sites
	Leslie B. Magoon	Desarrolló una notación la cual expresa las características de los yacimientos petroleros con una simbología convencional capaz de unificar los criterios en el lenguaje para los geólogos, geofísicos, petroleros, químicos, supervisores, administradores quienes exploran y explotan subsistemas de hidrocarburos.
1980	Cambaz	Historia del "Estudio de los constituyentes orgánicos"
1982	Leco	Se implementan técnicas y análisis tales como Carbono Orgánico Total
1982	Iatroscan	Cuantificación de hidrocarburos saturados, aromáticos y resinas + asfaltenos
1982	GRASS, Canadá	Software GRASS, herramienta para la supervisión y gestión ambiental.
1982	Microscopía	Madurez térmica por reflectancia de la vitrinita
1985	Hubbard	Propuso un mecanismo tectónico para explicar la subdivisión del relleno de cuenca en "megasecuencias", tomando como base los cambios en procesos tectónicos.
1988	Van Wagoner	Aporte a estratigrafía de secuencias
1988	Posamentier	Desarrollo de estratigrafía de secuencias

1988	Software Geoestadística BLUEPACK	Desarrollado por el Centro de Geoestadística de Fontainebleau para ambiente de programación DOS
1989	Software GS+ (Gamma Design)	Software comercial de geoestadística básica en 2D para Windows
1990	Geoestadística	Aplicación a la industria petrolera en Francia, Noruega, USA
1990	ESRI	inicia la fase comercial de los programas de tipo SIG
1992	Software GSLIB	Enviromental protection Agency, U.S.A. Por Clayton Deutsch y André Journel, Universidad de Stanford, código abierto de dominio público escrito en lenguaje FORTRAN
1995	Garry A Glatzmaier and Paul H. Roberts	successfully model magnetic field reversals im a 3D computer simulation of the geomagnetic field Desarrollaron exitosamente el modelo del campo magnetico reversal en simulación por computadora 3D del campo geomagnético
1996	Desarrollo de PETREL SCHULMBERGER	Herramienta de flujo de trabajo integrado que permite a las compañías de exploración y producción desarrollar crítica y creativamente acerca de sus procedimientos de modelado de reservas de hidrocarburos.
1999	Posamentier y Allen	Sistemas de Depósito (System Tract).
2000	Clayton Deutsch	Center for Computational Geostatistics, U. Alberta, Canadá.
2004	SGeMS, Software, Nicolás Remy	Software aplicado a la geoestadística de código abierto para dominio público para Windows.

APENDICE 2 Estudios Geofísicos

Método Geofísico	Gravimétrico (Gravimetric)	Magnético (Magnetic)	Sísmico (Seismic)
Aplicaciones	<p>Petróleo: Estudios de reconocimiento y complementarios. Estructuras anticlinales y sinclinales, fallas, diapiros, domos salinos.</p> <p>Minerales: Filones y masas de minerales con contrastes de densidad.</p> <p>Agua: Estructuras, fallas, cavernas poco profundas, que pueden contener agua.</p>	<p>Petróleo: Profundidad del basamento (gran empleo)</p> <p>Minerales: menas magnéticas, Fe,Ni,Cr,Ti. Profundidad y volumen del yacimiento (gran empleo)</p> <p>Agua: Contactos con rocas hipogénicas que pueden ser de interés hidrológico (empleo muy pequeño)</p>	<p>Petróleo: Estructuras, trampas, fallas, profundidades, espesores, secciones tiempo profundidad de gran perfección</p> <p>Minerales: Grandes cantidades de minerales, profundidad.</p>
Valores medidos	Gravedad en miligales	Suceptibilidad magnética de rocas y minerales. Valores medidos en Gammas.	Velocidad de propagación de las ondas sísmicas. Valores en metro por segundo
Instrumentos empleados	<p>Gravímetro</p> <p>Balanzas de torsión</p> <p>Péndulos</p>	<p>Magnetómetros</p> <p>Balanzas Magnéticas</p> <p>Magnetómetros de protones</p> <p>Magnetómetros de vapor de Cesio</p> <p>Magnetómetros de Flujo</p>	<p>Sismógrafos</p> <p>Hidrófonos</p> <p>Registadores automáticos y digitales</p>
Prospección	<p>Terrestre</p> <p>Marina</p>	<p>Terrestre y aérea</p> <p>Marina como complemento de otros</p>	<p>Terrestre (Onshore)</p> <p>Marina (Offshore)</p> <p>Sísmica por refracción y por reflexión</p>
Resultados obtenidos	<p>Mapas de Bouguer</p> <p>Mapas Residuales</p> <p>Mapas Transformados</p>	<p>Profundidad de basamentos</p> <p>Mapas magnéticos</p> <p>Localización y profundidad de masas magnéticas</p> <p>Cubicación</p>	<p>Secciones sísmicas 2D, 3D y 4D a gran profundidad</p> <p>Define estructuras tales como: domos, diapiros, fallas, y profundidad de la estratificación</p>

Método Geofísico	Eléctricos (Electric)	Radioactivo (Radioactiv)	Geoquímico (geochemistry)
Aplicaciones	<p>Petróleo: define estructuras, fallas someras.</p> <p>Minerales: es de gran empleo en la prospección de minerales conductores, de sulfuros, estructuras mineralizadas.</p> <p>Agua: Es muy utilizada para definir la resistividad, las estructuras sinclinales, los acuíferos.</p>	Determinación de filones y placeres, minerales y sus paragenéticos U, Th, Ta, Nb, Be, Bi, Sn, determina yacimientos potásicos y apatíticos, define diques pegmatíticos	Evaluación de yacimientos petroleros y de minerales metálicos. (sulfuros)
Valores medidos	<p>Resistividad</p> <p>Potenciales naturales</p> <p>Campos eléctricos inducidos</p> <p>Profundidad de capa y horizontes</p> <p>Acuíferos</p> <p>Polarización inducida</p>	<p>Radioactividad de minerales y rocas.</p> <p>Medición de las emisiones a, b, g</p> <p>Golpes o destellos por minuto</p>	Elementos medidos en partes por millón
Instrumentos empleados	<p>Potenciómetros</p> <p>Bobinas electromagnéticas</p> <p>Equipos de corriente alterna con frecuencia variable.</p>	<p>Detectores Geiger-Müller.</p> <p>Escintilómetros</p> <p>Berilómetros</p> <p>Emanómetros</p>	<p>Espectrofotómetros</p> <p>Espectrógrafos</p> <p>Cromatógrafos</p> <p>Reactivos</p> <p>Análisis químicos</p>
Prospección	<p>Terrestre: Sondeos de resistividades, Campos de potencial, Polarización inducida, Electromagnética, Telúrica.</p> <p>Aéreo: Electromagnético, Radio face, E face, Imput</p>	<p>Terrestre</p> <p>Aérea</p>	Terrestre
Resultados obtenidos	Caracteriza fallas, filones, la profundidad de minerales y mantos acuíferos.	Mapas de isoanomalías radioactivas y localización de minerales radioactivos.	<p>Mapas de isonomalías y de isocontenidos de propano, metano, Níquel y bacterias en petróleo.</p> <p>Toda clase de elementos minerales.</p>

APENDICE 3 Acrónimos de organizaciones y sociedades de la industria de los hidrocarburos

AMGP Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros

AAPG American Association of Petroleum Geologist

EAGE European Association of Geoscientists and Engineers

ESG Emirates Society of GeoScience

Recovery- International Petroleum Technology Conference

Exhibition- RCSC Reservoir Characterization and Simulation Conference

Conference- SOGAT Sour Oil and gas Advanced Technology

USGS United States Geological Survey

SPE society of petroleum engineers

WPC World Petroleum Council

SEC Securities and exchange commission (organism que regula valores financieros de USA)

BP Statistical review of world energy

APENDICE 4 Acrónimos en inglés de terminología geológica de la industria petrolera

ANHY	Anhydrite
DOL	Dolomite
FI	Fluid Inclusion
FZI	Flow Zone Indicator
GC	Gas Chromatograph
GPS	Global Position System
GRST	Graistone
HRSS	High Resolution Sequence Stratigraphy
HST	High Stand System Track
KB	Kelly Bushing
LMS	Limestone
LRP	Low Resistivity Pay
LST	Low Stand System Track
MDST	Mudstone
MDST	Mudstone
MFS	Maximum Flooding Surface
MGIL	Mud Gas Isotope Analysis
PG	Petrophysical Groups
PKST	Packtone
PSD	Pore Size Distribution (from NMR)

PTR	Pore Throat Radius (from MICP)
RRT	Reservoir Rock Type
RST	Regressive System Track
SARA	Saturates
SB	Sequence Boundary
SEM	Scanning Electron Microscope
SRA	Source Rock Analyser
TD	Total Depth
TEGC	Thermal Expansion Gas Chromatograph
TOC	Total Organic Compound
TOP	Cima
TST	Transgressive System Track
TST	True stratigraphic Thickness (Isopach)
TVD	True Vertical Depth
TVT	True Vertical Thickness (Isochore)
VR	Vitrinite Reflectivity
VSP	Vertical Seismic Profile
WKST	Wakestone
XRD	X-Ray Diffraction
YTF	Yet To Find

APENDICE 5 Acrónimos en inglés de terminología geofísica de la industria petrolera

1D	One Dimensional
2D	Two Dimensional
3D	Cube
AAI	Absolute Acoustic Impedance
AAMO	Apparent Anisotropic Move Out (WesternGeco)
AFPR	Acquisition Foot Print Removal
AGC	Automatic Gain Control
AGORA	Adaptative Ground Roll Attenuation (from CGG)
AMO	Azimuth Move Out
AI	Acoustic Impedance
AVA	Amplitude Versus Angle
AVO	Amplitude Versus Offset
AVAZ	Amplitude Versus Azimuth
CDP	Common Depth Point
CMP	Common Mid Point
DECON	Deconvolution
DMO	Dip Move Out
DPC	Datum Plane of Computation
FK	Frequency Wavenumber
EI	Elastic Impedance
FDNAT	Frequency-Dependent Noise Attenuation (CGGVeritas)
FFT	Fast Fourier Transform
GLI	Generalized Linear Inversion
GPS	Global Positioning System
HF	High Frequency
HR	High Resolution
IMA	Internal Multiple Attenuation
LF	Low Frequency
MAZ	Multi Azimuth
NMO	Normal Move Out

OBC	Ocean Bottom Cable
OMAF	Onshore Abu Dhabi Multiple Attenuation Task Force
OWT	One Way Time
PSDM	Pre-Strack Depth Migration
PSTM	Pre-Stack Time migration
Q	Quality Factor (describes degree of attenuation and dispersion)
Ramur	High Resolution Radon Multiple Removal (CGGVeritas)
RAZ	Rich Azimuth
RMS	Root Mean Aquare
RNA	Random Noise Attenuation
RNMO	Residual Normal Move Out
RP	Receiver Point
S/N	Signal to Noise Ratio
SCAC	Surface Consistent Amplitude Correction
SCFIL	Structurally Consistent Filtering
SMA	Surface Multiple Attenuation
SP	Shot Point
Spectrum	A Function of Frequency
SR	Sampling Rate
SRME	Surface-Related Multiple Attenuation
TB	Time Break
T-D	Time-Depth
TWT	Two Way Time
VP	Vibroseis Point
VSP	Vertical Seismic Profile
WATS	Wide Azimuth Towed Streamer
WAZ	Wide Azimuth

APENDICE 6

Software de Sísmica de Simulación tiene términos y expresiones nuevos:

Leyenda Automática (*Automatic Legend*): Una planilla predefinida que muestra la leyenda de tabla de color del objeto desplegado.

Grilla 3D (*3D Grid*): punto esquina de grillas 3D apto para los modelos geológicos y/o flujo de simulación.

Corner point grid: Grilla flexible donde los ocho puntos de una célula (los nodos) pueden ser movidos para formar células geométricas irregulares.

Horizonte (*Horizon*): Superficie geológica en una grilla 3D. La principal diferencia entre un horizonte y una superficie en Petrel es que un horizonte usa más de una grilla 3D que una 2D.

Esto significa que puede tener múltiples valores Z en un simple valor XY, mientras que una superficie no, entonces pueden encontrarse fallas Invertidas.

Intersección (*Intersection*): Un plano a lo largo del cual los datos pueden ser visualizados. Estos pueden ser planos en cualquier dirección, líneas de grillas modelos, líneas sísmicas, trayectoria del pozo o cercas de la intersección.

Las visualizaciones pueden apreciarse en una ventana de intersección 3D o 2D listas para imprimir

Pilares Claves (*key Pillars*): Pilares unidos lateralmente, ubicados a lo largo de las fallas, que definen la figura y pendiente de una falla. Pueden ser LISTRIC, lineales, verticales o curvos. Se usan Para confeccionar la primera estructura de una grilla 3D.

Modelo (*Model*): una grilla o grupo de grillas basados en la misma falla de estructura y fronteras. Cada proyecto puede contener varios modelos y cada modelo puede contener varias grillas 3D.

Nodos (*Nodes*): puntos en la grilla 3D donde los pilares son interceptados por horizontes.

Pilares (*pilars*): líneas verticales que conectan puntos en las esquinas de las cédulas malladas 3D.

Mallado de pilares (*pillar Gridding*): El proceso de construir pilares entre los pilares clave (pilares de falla) para generar una grilla 3D. Control de calidad del resultado, usando la grilla esqueleto y las intersecciones de las grillas. Las grillas no tienen la información de cobertura con capas en este punto.

Modelas de propiedad: Datos sobre las propiedades petrofísicas sostenidas dentro de cada celda de una grilla 3D.

Punto de perfil (*shape Point*): puntos en espacios definidos de los pilares claves. El número de puntos de perfiles por pilares claves, varía de dos a tres, dependiendo la geometría del pilar clave.

Esqueleto/Armazón (*skeleton*): Tres grillas representan los puntos altos, medios y base de los pilares claves. Esos se usan como un método conveniente de control de calidad de los pilares y de las grillas 3D. El esqueleto no está relacionado con los horizontes en la grilla en ningún sentido.

Superficies (*surfaces*): Superficie sostenida en una grilla 2D. Comparar con el horizonte.

Plantilla (*template*): Objeto que describe las configuraciones de la tabla de color común a grupos de datos. Petrel sugiere varias plantillas predefinidas, incluyendo, tablas de colores de profundidad y espesor, plantillas de propiedad y tablas de color de sísmica.

Tendencias (*trends*): líneas definidas del usuario que controlan cómo la grilla de células se orientará después de la construcción del mallado de pilares.

Cimas Geológicas (*well Tops*): Puntos de intersección entre las trayectorias del pozo y las superficies de estructura. A veces se les llama puntos del pozo o puntos de enlace.

Zonas (*zones*): Una zona es el volumen entre horizontes.

APENDICE 7

Prefijos pertenecientes al SI
Oficina Internacional de Pesas y Medidas (*Bureau International des Poids et Mesures*).

1000ⁿ	10ⁿ	Prefijo y símbolo		Escala corta	Escala larga	Equivalencia decimal en los Prefijos del Sistema Internacional	Asignación
1000 ⁸	10 ²⁴	yotta	Y	Septillón	Cuatrillón	1 000 000 000 000 000 000 000 000	1991
1000 ⁷	10 ²¹	zetta	Z	Sextillón	Mil trillones	1 000 000 000 000 000 000 000	1991
1000 ⁶	10 ¹⁸	exa	E	Quintillón	Trillón	1 000 000 000 000 000 000	1975
1000 ⁵	10 ¹⁵	peta	P	Cuatrillón	Mil billones	1 000 000 000 000 000	1975
1000 ⁴	10 ¹²	tera	T	Trillón	Billón	1 000 000 000 000	1960
1000 ³	10 ⁹	giga	G	Billón	Mil millones / Millardo	1 000 000 000	1960
1000 ²	10 ⁶	mega	M	Millón		1 000 000	1960
1000 ¹	10 ³	kilo	k	Mil / Millar		1 000	1795
1000 ^{2/3}	10 ²	hecto	h	Cien / Centena		100	1795
1000 ^{1/3}	10 ¹	deca	d a	Diez / Decena		10	1795
1000 ⁰	10 ⁰	<i>Sin prefijo</i>		Uno / Unidad		1	
1000 ^{-1/3}	10 ⁻¹	deci	d	Décimo		0.1	1795
1000 ^{-2/3}	10 ⁻²	centi	c	Centésimo		0.01	1795
1000 ⁻¹	10 ⁻³	mili	m	Milésimo		0.001	1795
1000 ⁻²	10 ⁻⁶	micro	μ	Millonésimo		0.000 001	1960
1000 ⁻³	10 ⁻⁹	nano	n	Billonésimo	Milmillonésimo	0.000 000 001	1960
1000 ⁻⁴	10 ⁻¹²	pico	p	Trillonésimo	Billonésimo	0.000 000 000 001	1960
1000 ⁻⁵	10 ⁻¹⁵	femto	f	Cuatrillonésimo	Milbillonésimo	0.000 000 000 000 001	1964
1000 ⁻⁶	10 ⁻¹⁸	atto	a	Quintillonésimo	Trillonésimo	0.000 000 000 000 000 001	1964
1000 ⁻⁷	10 ⁻²¹	zepto	z	Sextillonésimo	Miltrillonésimo	0.000 000 000 000 000 000 001	1991
1000 ⁻⁸	10 ⁻²⁴	yocto	y	Septillonésimo	Cuatrillonésimo	0.000 000 000 000 000 000 000 001	1991

APENDICE 8 Convención de medidas de computo

Múltiplos de bytes

Sistema Internacional (decimal)		ISO/IEC 80000-13 (binario)	
Múltiplo (símbolo)	SI	Múltiplo (símbolo)	ISO/IEC
kilobyte (kB)	103	kibibyte (KiB)	210
megabyte (MB)	106	mebibyte (MiB)	220
gigabyte (GB)	109	gibibyte (GiB)	230
terabyte (TB)	1012	tebibyte (TiB)	240
petabyte (PB)	1015	pebibyte (PiB)	250
exabyte (EB)	1018	exbibyte (EiB)	260
zettabyte (ZB)	1021	zebibyte (ZiB)	270
yottabyte (YB)	1024	yobibyte (YiB)	280

Tomado de **Conferencia General de Pesas y Medidas**
(*Conférence générale des poids et mesures, CGPM*)

APENDICE 9 Atributos sísmicos más comunes usados en la industria petrolera

Fase instantánea	<i>Instantaneous phase</i>
Frecuencia promedio ponderada	<i>Weighted average frequency</i>
Polaridad aparente	<i>Apparent polarity</i>
Intensidad de reflexión	<i>Reflection strength</i>
Frecuencia instantánea	<i>Instantaneous frequency</i>
Amplitud	<i>Amplitude</i>
Configuración	<i>Configuration</i>
Continuidad	<i>Continuity</i>
Frecuencia	<i>Frequency</i>
Velocidad de intervalo	<i>Range velocity</i>
RMS	<i>Root mean square</i>
AVO	<i>Amplitude versus offset</i>