



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL
ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA



UNIDAD TICOMÁN
CIENCIAS DE LA TIERRA

“SEMINARIO DE ACTUALIZACIÓN CON OPCIÓN DE TITULACIÓN DE
PERFORACION, TERMINACIÓN Y REPARACIÓN DE POZOS PETROLEROS”

TESIS
PLANEACIÓN Y DISEÑO DE UN POZO EXPLORATORIO

PRESENTAN

A FIN DE OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO GEÓLOGO

BARRERA ARREDONDO PABLO ANTONIO
GARCÍA ALAVEZ NELY
GARCÍA BALTAZAR ADRIANA GEORGINA

A FIN DE OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

ALONSO VÁZQUEZ DIANA
DE LA CRUZ JIMÉNEZ JOSÉ HUGO

DIRECTORES DE TESIS
ING. MANUEL TORRES HERNÁNDEZ
ING. ALBERTO ENRIQUE MORFÍN FAURE

CIUDAD DE MÉXICO, FEBRERO 2019.

Autorización de uso de obra

INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL

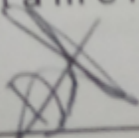
Presente

Bajo protesta de decir la verdad los que Suscriben Alonso Vázquez Diana, Barrera Arredondo Pablo Antonio, García Alavez Nely, García Baltazar Adriana Georgina, De la Cruz Jiménez José Hugo; manifestamos ser autores y titulares de los derechos morales y patrimoniales de la obra titulada "Diseño y Planeación de un Pozo Exploratorio", en adelante "LA TESIS" y de la cual se adjunta copia, por lo que por medio del presente y con fundamento en el artículo 27 fracción II, inciso b) de la ley Federal del derecho de Autor, otorgo a el Instituto Politécnico Nacional, en adelante el IPN, autorización no exclusiva para comunicar y exhibir públicamente total o parcialmente en medios digitales (Publicados en Línea) "La Tesis" por un periodo de (un año) contado a partir de la fecha de la presente autorización, dicho periodo se renovará automáticamente en caso de no dar aviso expreso a El IPN" de su terminación.

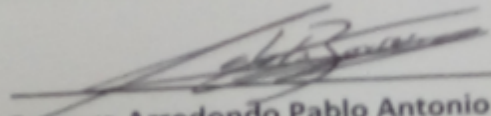
En virtud de lo anterior; "El IPN" deberá reconocer en todo momento mi calidad de autor de "La Tesis"

Adicionalmente, y en mi calidad de autor y titular de los derechos morales y patrimoniales de "La Tesis, manifiesto que la misma es original y que la presente autorización no contraviene ninguna otorgada por el suscrito respecto de "La Tesis", por lo que deslindo de toda responsabilidad a EL IPN en caso de que el contenido de "La Tesis" o la autorización concedida afecte o viole derechos autorales, industriales, secretos industriales, convenios o contratos de confidencialidad o en general cualquier derecho de propiedad intelectual de terceros y asumo las consecuencias legales y económicas de cualquier demanda o reclamación que puedan derivarse del caso.

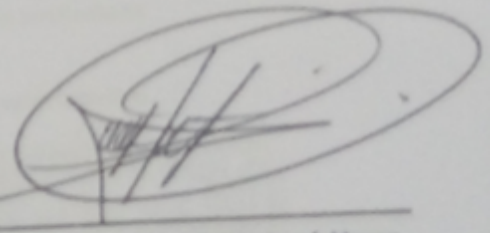
Atentamente



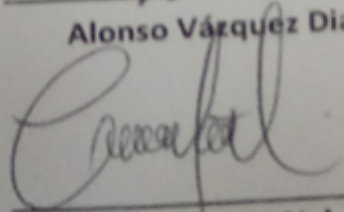
Alonso Vázquez Diana



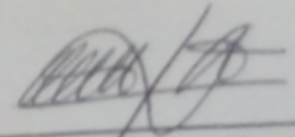
Barrera Arredondo Pablo Antonio



De la Cruz Jiménez José Hugo



García Alavez Nely



García Baltazar Adriana Georgina

FEBRERO 2019

Oficio número: DES/6989/2018

Ciudad de México, a 03 de diciembre de 2018

**DR. ARTURO ORTIZ UBILLA
DIRECTOR DE LA ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA
Y ARQUITECTURA (ESIA), UNIDAD TICOMÁN
DEL INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL
P R E S E N T E**

Con fundamento en los Artículos 44, Fracción VII del Reglamento Orgánico; Artículo 5, Fracción III del Reglamento General de Estudios; Artículo 12 del Reglamento de Titulación Profesional, todos del Instituto Politécnico Nacional; en respuesta a su Oficio DET/2369/2018, le comunico que se autoriza la impartición del Seminario de Actualización con opción a Titulación:

"PERFORACIÓN, TERMINACIÓN Y REPARACIÓN DE POZOS PETROLEROS"

Folio de Autorización: DES/ESIA-TIC/S/433-21/2010-2018
Vigencia del seminario: 22 de marzo de 2018 al 22 de marzo de 2020
Duración: 150 horas.
Período de impartición: Del 10 de diciembre del 2018 al 16 de febrero de 2019
Horario: Lunes a viernes de 14:00 a 20:00 y sábados de 9:00 a 15:00 horas.
Sede: ESIA-TICOMAN.
Expositores: Ing. Manuel Torres Hernández, Quím. Rosa de Jesús Hernández Álvarez e Ing. Alberto Enrique Morfín Faure

Debiendo observar lo siguiente:

- Enviar la lista inicial oficial de participantes, firmada y sellada por el Coordinador del Seminario y el Subdirector Académico dentro de los primeros diez días hábiles posteriores a la fecha del inicio del seminario.
- Dar a conocer a los participantes el número de registro correspondiente, para trámites de titulación ante la Dirección de Administración Escolar.





- Al concluir el programa del seminario enviar la relación de asistencia, evaluación final y de trabajos finales, en un plazo no mayor a 20 días hábiles, para la emisión de las constancias a los participantes.

Cabe señalar que tanto la información emitida para la autorización de la impartición del Seminario, como los datos de los participantes en la emisión de constancias, están sustentados en los anexos adjuntos al oficio enviado por usted, por lo que solicito verificar a detalle previamente a su trámite.

Sin otro particular, le envío un cordial saludo.

ATENTAMENTE
"La Técnica al Servicio de la Patria"



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL
Dirección de Educación Superior

M. EN C. ROSALÍA MARÍA DEL CONSUELO TORRES BEZAURY
DIRECTORA

AGRADECIMIENTOS

Son muchas las personas que han contribuido al proceso y conclusión de este trabajo. En primer lugar, quiero agradecer a dios y a su generosidad hacia conmigo, me permites la alegría de disfrutar todos mis logros que son el resultado de tu ayuda.

El terminar esto ha sido una gran bendición, y te lo agradezco infinitamente padre, y no paran mis ganas de decir que es gracias a ti que esto se ha cumplido.

A mi madre que es pilar fundamental en mi vida, gracias por estar siempre dando lo mejor de ti, siempre llevo muy presente tu amor, integridad y valores.

Al Instituto Politécnico Nacional, que me abrió las puertas para mi superación profesional.

A los ingenieros Manuel Torres Hernández y Alberto Enrique Morfin Faure, por toda la paciencia e interés al dirigir este trabajo.

Y por último a mis hermanos, amigos, y a mi familia materna por su amor y solidaridad siempre.

Alonso Vázquez Diana.

A Dios por haberme dado la fuerza de mantenerme de pie ante todas las adversidades.

A mi mamá por su esfuerzo y sacrificio al compartir este sueño conmigo, por su motivación, apoyo y respeto en cada una de mis decisiones, siendo el principal pilar por el cual me sostengo. Pero, sobre todo, por su amor incondicional.

A mi abuelita que siempre me ha cobijado con todo su cariño y por creer en mí.

A mi primo Jonathan, quien ha estado presente en los momentos más cruciales respaldándome.

A mi tío Rubén por su tiempo dedicado para sumar a mis esfuerzos por alcanzar mi sueño.

A mis primas y primos por ser como hermanos en todo el trayecto de mi vida.

A toda mi familia por alentarme en todo momento, son oro molido.

A mi novia por todos estos años juntos, por haberme brindado su comprensión y apoyo en mis momentos de flaqueza y llenarme de todo su cariño, Karina te amo.

A mis amigos de la universidad por compartir grandes momentos en esta travesía, así como mis amigos de Tula y de la UNAM con los que siempre compartí risas y platicas inteligentes, son los mejores.

A los ingenieros Manuel Torres Hernández y Alberto Enrique Morfin Faure por ser guías en este proyecto y ayudarnos a concluir esta etapa de nuestra formación.

A cada uno de los profesores con los que tuve la oportunidad de tomar clases y ayudaron a forjarme académicamente.

Y por siempre agradecido al Instituto Politécnico Nacional, por la oportunidad de superarme y encontrar en él un segundo hogar.

Barrera Arredondo Pablo Antonio.

Papá, Mamá, nunca habrá un reconocimiento en el cual yo les pueda compensar lo mucho que han hecho ustedes por mí, gracias por ser los pilares de mi educación y mi formación como individuo.

Vero, Maximiliano, pasamos a formar parte de una pequeña familia que siempre estuvo unida y que ha seguido soñando a mi lado.

Hermano, gracias por tu apoyo incondicional hoy y siempre.

Gracias por ser parte de mi sueño hecho realidad.

De La Cruz Jiménez José Hugo.

Dios, gracias por tu amor incondicional; por poner en mi vida a la mejor familia que pude tener, porque son ellos quienes han forjado y guiado mi camino para poder llegar hasta aquí.

Mamá, Papá, por brindarme cada una de las herramientas para enfrentar al mundo, porque en cada uno de los gestos hacia mí, ha sido con amor y sin esperar algo, por cada palabra de motivación en mis momentos de duda.

Hernán, por tu generosidad y bondad, porque a pesar de los tiempos, es la hermandad la que sigue latente, has sido parte fundamental de este logro.

Armida, por tu fiel compañía, por tu gran escucha, por ser la mejor hermana y amiga.

A todos ustedes por su sabiduría, paciencia, esfuerzo y todo gesto que ha contribuido de forma vital a mi crecimiento personal y profesional.

Ameyali, por las grandes enseñanzas que me das a pesar de tu corta edad, por mostrarme la importancia de cumplir mis metas y sueños y por supuesto no temer a nada.

A todos ustedes, Gracias, sin ustedes este logro no sería posible, en mi vida permanecerán como mis grandes maestros que son. Los amo.

García Alavez Nely.

Le agradezco a Dios por haberme acompañado y guiado a lo largo de mi carrera, por ser mi fortaleza en los momentos de debilidad y por brindarme una vida llena de aprendizajes y experiencias.

No tengo palabras para expresar mi amor y mi gratitud por mi madre, Micaela gracias por tú fe en mí, tu generosidad y tu incansable ayuda en todo momento. Eres la mujer que más admiro pues me has enseñado que puedes hacer lo que quieras siempre teniendo fe.

A mi hermana Viridiana al igual que mi mamá siempre creyó en mí, en cada una de mis locuras apoyándome te amo gorda, a mis sobrinos Pamela, Alan, Mitchell, Joaly, Emilio y Aran confíen en ustedes nunca permitan que les digan que no pueden lograr sus sueños. Papa, Karina y Karla gracias por creer en mi al final de todo.

Son muchas las personas especiales a las que me gustaría agradecer su amistad, apoyo, ánimo y compañía en las diferentes etapas de mi vida. Algunas están aquí conmigo y otras en mis recuerdos y en el corazón. Sin importar en dónde estén o si alguna vez llegan a leer esta dedicatoria quiero darles las gracias por formar parte de mí vida.

Para mi gordito que esta en cielo al fin pude mi amor solo costo algunos años, pero nunca lo olvide esto fue y será para ti algún día podremos estar juntos.

García Baltazar Adriana Georgina.

ÍNDICE

RESUMEN
ABSTRACT
OBJETIVO
INTRODUCCIÓN

CAPÍTULO 1	1
CUENCAS PETROLERAS DE MÉXICO	1
1.1 Cuenca de Sabinas (intracrátónica).....	8
1.2 Cuenca de Burgos	12
1.3 Provincia Tampico-Misantla	19
1.4 Cuenca de Veracruz.....	23
1.5 Cuenca del Sureste	29
1.6 Golfo de México Profundo: Cinturón Plegado Perdido, Cordillera Mexicana, Campeche Profundo	34
CAPÍTULO 2	37
LOCALIZACIÓN DEL POZO EXPLORATORIO.....	37
2.2 Proyecto de la profundidad total del Pozo	45
CAPÍTULO 3	47
GEOPRESIONES.....	47
3.1 Presión hidrostática (Ph)	47
3.2 Presión de Sobrecarga	48
3.3 Gradiente de sobrecarga.....	50
3.4 Presión de Fractura.....	51
3.5 Esfuerzo efectivo o de matriz.....	52
3.6 Presión de formación de poro.....	52
3.7 Presión de poro normal.....	53
3.8 Presión de poro anormal	54
Por definición la presión de formación anormal es cualquier presión diferente de la tendencia establecida por el gradiente de presión de formación normal (hidrostático) en un área determinada.....	54
3.9 Presión de poro baja	55
3.10 Registros Geofísicos: Indicadores de litología y porosidad	55
3.11 Métodos de predicción de la presión de poro normal.....	55
3.12 Modelo de Eaton.....	56

3.13 Eventos en la operación causados por presiones anormales	58
CAPÍTULO 4	59
CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA E INTEGRADA DEL YACIMIENTO	59
4.1. Propiedades petrofísicas que definen un yacimiento	59
4.2. Pruebas en laboratorios petrofísicos y PVT	59
4.3. Interpretación de registros geofísicos.	66
4.4. Caracterización con datos sísmicos	72
4.5 Análisis de pruebas en pozos	75
4.6 Modelo petrofísico del yacimiento	76
4.7 Modelo estático del yacimiento.....	82
4.8 Modelo dinámico del yacimiento	86
4.9 Heterogeneidades del yacimiento	88
4.10 Cuantificación y distribución de fluidos	90
4.11 Definición y caracterización de unidades de flujo, tanto vertical como horizontal... 97	
4.12 Determinación del volumen original de fluidos a fin de explotar el yacimiento.....	107
CAPÍTULO 5	112
CASO PRÁCTICO.....	112
CONCLUSIONES.....	130
RECOMENDACIONES.....	132
BIBLIOGRAFÍA.....	134
ANEXO.....	137
FIGURAS	137
TABLAS	140
GLOSARIO.....	141

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.- Clasificación de cuencas sedimentarias por su componente tectónico (Datos tomados de Einsele, 2000).	2
Figura 2.- Ubicación Cuenca de Sabinas.	8
Figura 3.- Columna estratigráfica de las cuencas de Sabinas y Burgos. (Modificada de Escalera y Hernández, 2010).....	9
Figura 4.- Diagramas de evolución tectónica de la provincia petrolera Sabinas-Burgos-Picachos (Pemex-IMP, 2000).	11
Figura 5.- Diagrama de sincronía de los Sistemas Petroleros de la Provincia Sabinas-Burro-Picachos.	11
Figura 6.- Ubicación Cuenca de Burgos.....	13
Figura 7.- Columna estratigráfica de la Provincia Petrolera Burgos (Modificada de Escalera y Hernández, 2010).....	15
Figura 8.- Columna estratigráfica de las formaciones del Cenozoico en la Cuenca de Burgos. El registro tipo indica la respuesta geofísica característica de las formaciones. Secuencias mostradas como progradaciones de arenas en términos relativos (P) y su fuente.	16
Figura 9.- El diagrama de eventos del sistema petrolero muestra la sincronía de los elementos y procesos de generación-migración y carga de hidrocarburos en la Provincia Petrolera Burgos.	17
Figura 10.- Diagrama que representa las secuencias estratigráficas en la Cuenca de Burgos (según Wheeler, 1958; modificado de Coe y Church, 2002). Los colores muestran el tipo de tracto de los sistemas de depósito. Las líneas de tiempo, en millones de años (Ma),.....	17
Figura 11.- Sección sísmica regional que muestra un basamento inclinado al oriente y escalonado. Un nivel inferior de despegue sobre evaporitas del Jurásico Superior, con pliegues por acortamiento y un nivel superior de despegue sobre lutita del Cretácico Superio	19
Figura 12.- Ubicación de la provincia Petrolera Tampico-MisantlaUbicación de la provincia Petrolera Tampico-Misantla.	20
Figura 13.- Distribución de campos y sección representativa de la Provincia Tampico-Misantla (Tomado de PEMEX, 2013).....	20
Figura 14.- Se explica el proceso depositacional sin-rift en la Provincia Tampico- Misantla durante las edades del Triásico y Jurásico.	22
Figura 15.- Mapa de ubicación de la Provincia de Veracruz.....	23
Figura 16.- Mapa y sección mostrando el marco estructural de la Provincia Petrolera de Veracruz.	24
Figura 17.- La evolución tectónica de la Provincia Petrolera Veracruz, apertura del Golfo de México.	25
Figura 18.- La evolución tectónica de la Provincia Petrolera Veracruz, apertura del Golfo de México.	25
Figura 19.- Columna estratigráfica generalizada de la Provincia Petrolera Veracruz. (Escalera y Hernández, 2010).	27

Figura 20.- Columna estratigráfica generalizada de la Provincia Petrolera Veracruz. (Escalera y Hernández, 2010).	28
Figura 21.- Límites geológicos de la Provincia Petrolera Sureste.....	29
Figura 22.- Columna estratigráfica de la Provincia Petrolera Sureste (Modificada de Escalera y Hernández, 2010).....	31
Figura 23.-Columna Estratigráfica provincia petrolera Tampico-Misantla (Escalera y Hernández,2010).	32
Figura 24.- Tabla de eventos de los sistemas petroleros asociados con las rocas generadoras del Jurásico Superior.	33
Figura 25.- Mapa de localización de la Provincia Petrolera Golfo de México Profundo. ...	34
Figura 26.- Mapa tectónico mostrando la distribución de las cortezas oceánica y continental en el Golfo de México, así como las principales fallas y bloques relacionados con su formación (Miranda et al., 2005).	35
Figura 27.- Sección geológica mostrando los tipos de corteza presentes en el Golfo de México, la secuencia sin-rift (azul) incluyendo la distribución de la sal (púrpura), la secuencia sedimentaria mesozoica y cenozoica, depositada durante la subsidencia posterior	35
Figura 28.- Columna estratigráfica de la Provincia Petrolera Golfo de México Profundo (Modificada de Escalera y Hernández, 2010.....	36
Figura 29.- Plano de ubicación Geográfica del Pozo Leek.....	37
Figura 30.- Sección estructural regional de Pozo Leek.	38
Figura 31.- Mapa de Provincias Geológicas tomado de (J.R. Nolasco/A Escamilla H.)....	39
Figura 32.-Mapa tectónico y estructural del Sureste de México (José Robles Nolasco 2004).	40
Figura 33.- Línea sísmica 3748 que pasa por la Loc. Leek-1.....	42
Figura 34.- Línea sísmica-estructural en dirección de la trayectoria de la perforación de Loc.Leek-1 con los pozos Noxal-1 y Tabscoob-1(A.E.H.).	43
Figura 35.- Línea de Correlación entre los pozos Noxal-1 y Leek-1.....	44
Figura 36.- Presión de sobrecarga.....	48
Figura 37.- Presión de Poro.....	49
Figura 38.- Presión de sobrecarga con respecto de la profundidad, el esfuerzo vertical. .	49
Figura 39.-Presión de Fractura.	51
Figura 40.- Presión de poro.	53
Figura 41.- Presión de Poro Normal.....	53
Figura 42.- Presión Anormal.	54
Figura 43.- Separación diferencial. Método convencional	62
Figura 44.- Separación diferencial. Método a volumen constante.	62
Figura 45.- Horno termostatzado.....	65
Figura 46.- Horno termostatzado.....	65
Figura 47.- Ejemplo de una interpretación petrofísica de pozo.....	67
Figura 48.- Presentación más común.	72
Figura 49.- Diagrama de caracterización de yacimientos.....	72
Figura 50.- Procedimiento para definir un conjunto consistente de valores de corte petrofísicos. W, Permeabilidad, porosidad; SW, saturación de agua; Vsh, volumen de arcilla; c, valor de corte.	78
Figura 51.-. Ejemplo de un mapa de porosidad generado por la integración de la información obtenida de pozos y datos sísmicos.	79

Figura 52-	Ejemplo de perfiles sísmicos caracterizados en términos de facies sísmicas.	82
Figura 53-	Modelo estratigráfico.....	84
Figura 54-	Modelo sedimentológico.	84
Figura 55-	Tipos de discontinuidades en un yacimiento.....	89
Figura 56-	Propiedades de los fluidos en estudios de RMN.....	91
Figura 57-	Muestras de areniscas.....	92
Figura 58-	Muestras de carbonatos.	92
Figura 59-	Registros convencionales pozo X.	94
Figura 60-	Registros MRIL pozo X.....	95
Figura 61-	Esquema que indica diversos parámetros que se usan para definir las unidades de flujo geológicas (Ebanks et al., 1992). En este esquema se definen 4 unidades de flujo con base en las litofacies, tipos de porosidad y gráficas cruzadas de permeabilidad,.....	97
Figura 62-	El diagrama superior muestra una correlación litoestratigráfica de areniscas a través de tres pozos (A, B y C). El diagrama inferior muestra los mismos tres pozos, pero con correlaciones basadas en mediciones de presión de multiprobador de Formaciones.....	98
Figura 63-	(A) Campo Balmoral, Mar del Norte y ubicaciones de pozos (Slatt y Hopkins, 1991).	100
Figura 64-	(A) Diagrama de valla mostrando la distribución 3D de las unidades de flujo con base en una combinación de propiedades geológicas y petrofísicas (Slatt y Hopkins, 1991).....	101
Figura 65-	En la gráfica SML de capacidad acumulativa de almacenamiento contra capacidad acumulativa de flujo para los datos presentados en la tabla y descritos en el texto. Se definen dos unidades de flujo en base a los cinco puntos como datos.	104
Figura 66-	(A) Se presentan en color azul/negro las curvas de rayos gama, densidad y neutrón compensado en el pozo CSM Strat Test 61, en la arcilla Lewis del Cretácico. Los intervalos azul/negro en el registro de permeabilidad.....	105
Figura 67-	En la gráfica SML de capacidad de almacenamiento contra capacidad de flujo, del pozo, CSM Strat Test 61. Se definen 10 unidades de flujo para este intervalo estratigráfico, en base a la combinación de registros, valores de porosidad.	106
Figura 68-	POZO ESIA TIC-1	117

ÍNDICE DE TABLAS

CAPÍTULO 1

CUENCAS PETROLERAS DE MÉXICO

Tabla 1.- Clasificación de las cuencas sedimentarias (Tomado de Ingersoll, 2012).....	5
Tabla 2.- Clasificación de las cuencas sedimentarias transformantes (Tomado de Ingersoll, 2012).	6
Tabla 3.- Clasificación de las cuencas sedimentarias mixtas (Tomado de Ingersoll, 2012).....	7
Tabla 4.- Columna Geológica Probable.	46
Tabla 5.- Función de los ingenieros de campo.	67
Tabla 6.- Tipos de Registros Geofísicos 1.	70
Tabla 7.- Tipos de Registros Geofísicos 2.	70
Tabla 8. Tipos de Registros Geofísicos 2. La movilidad del fluido es en puntos de menor presión.	71
Tabla 9.- Registros Geofísicos 3.....	71
Tabla 10.- Características de los diversos métodos empleados.	76

RESUMEN

En México existen importantes yacimientos que han permitido el desarrollo y crecimiento económico del país, logrando competir entre los países más avanzados en la industria petrolera.

Se tiene detectado un gran potencial de explotación en el Golfo de México, esto por las condiciones físicas y geológicas que se presentaron en el área, sin embargo, es importante determinar y puntualizar los yacimientos, es por eso que el presente trabajo trata sobre la Planeación y el Diseño de un Pozo Exploratorio, así como los parámetros, factores y elementos que se deben considerar para una correcta definición del área de interés, minimizando los riesgos geológicos que intervienen para alcanzar el objetivo.

El capítulo 1, comprende una introducción sobre las características estructurales de las distintas provincias petroleras que contiene el Estado Mexicano y las condiciones tectónicas que permiten la generación de cuencas.

En el capítulo 2, trata sobre las condiciones sedimentológicas y estratigráficas que conforma la columna geológica sobre la localización del pozo exploratorio y su profundidad.

El capítulo 3, sobre la predicción y estimación de Geopresiones anormales antes y durante la perforación de pozos constituye uno de los elementos fundamentales de la planeación y diseño de la perforación de pozos.

El capítulo 4, nos habla de la caracterización petrofísica e integrada que consiste en la interpretación cuantitativa de los registros de pozo para determinar las características principales del yacimiento, tales como porosidad, permeabilidad, saturación de hidrocarburos y saturación de agua.

Esto nos ayuda a comprender el comportamiento de los fluidos en el yacimiento, así como determinar nuevos intervalos con impregnación de hidrocarburos en un pozo.

El capítulo 5, abarca el caso práctico de la perforación de un pozo en aguas profundas, en este abordamos la importancia que tiene una buena planeación y diseño de un pozo para una óptima perforación, los datos clave de la planeación como lo son proyecto a desarrollar, colección de datos, análisis de profundidad de asentamiento de tuberías, planeación de terminación, programa de fluidos de perforación solo por mencionar algunos, y todo esto con la finalidad de lograr que el pozo comience la etapa de producción en el menor tiempo posible.

ABSTRACT

In Mexico there are important deposits that have allowed the development and economic growth of the country, attaining to compete among the most advanced countries in the oil industry.

A potential exploitation has been detected in the Gulf of Mexico, due to the physical and geological conditions that occurred in the area, however, it is important to determine and specify the deposits, which is why the present work is about the Planning and Design of an Exploratory Well, as well as the parameters, factors and elements that must be considered for a correct definition of the area of interest, minimizing the geological risks that intervene to reach the objective.

Chapter 1, introduction on the structural characteristics of the different oil provinces that the Mexican State contains and the tectonic conditions that allow the generation of basins.

In chapter 2, deals with the sedimentological and stratigraphic conditions which formed the geological column on the location of the exploratory well and its depth.

Chapter 3, the prediction and estimation of abnormal Geopressions before and during well drilling, constitutes one of the fundamental elements of the planning and design of well drilling.

Chapter 4 talks about the petrophysical and integrated characterization that consists in the quantitative interpretation of well logs to determine the main characteristics of the deposit, such as porosity, permeability, hydrocarbon saturation and water saturation.

This helps us to understand the behavior of the fluids in the reservoir, as well as to determine new intervals with impregnation of hydrocarbons in a well.

Chapter 5, we cover the case of drilling a well in deep water, in this we address the importance of good planning and design of a well for optimal drilling, the key data of planning as they are project to be developed, data collection, analysis of pipe settlement depth, completion planning, drilling fluid program just to mention a few, and all this in order to get the well to start the production stage in the shortest possible time.

OBJETIVO

El presente trabajo se ubica en conocer y explicar la planeación de un proyecto de exploración petrolera, así como determinar los aspectos geológicos que intervienen a fin de definir una zona de interés para la perforación.

Analizar y describir los elementos importantes que se involucren en el desarrollo eficiente de la perforación.

Explicar y proponer una metodología sobre exploración petrolera en áreas de oportunidad próximas que permitan incrementar las reservas y en consecuencia la producción.

Definir las características que debe contar la cuenca para dar mayor certidumbre a los trabajos que se efectúan en el pozo y minimizar el riesgo en la inversión de un pozo exploratorio.

INTRODUCCIÓN

La economía de nuestro país está vinculada directamente con la industria petrolera en sus diferentes ramas, siendo el petróleo y el gas natural los recursos energéticos de mayor importancia en nuestra vida cotidiana.

En México la mayor parte de los campos en desarrollo son maduros, por lo que se necesita la implementación de recursos tecnológicos modernos, para que se tenga éxito, se requiere de una evaluación integral desde los puntos de vista geológico-petrolero. La explotación de las reservas de este campo requiere de diversas herramientas que permitan optimizar la recuperación de hidrocarburos.

El estudio de yacimientos petroleros comienza con la compilación, integración y el análisis de toda la información geológica, geofísica y geoquímica necesaria para el modelado de un sistema petrolero, el cual nos permite obtener datos sobre la sincronía de la generación de aceite, formación de la trampa, las posibles rutas de migración y áreas de acumulación; de esta manera se logra comprender la evolución de la cuenca para determinar si es una zona de interés o no, y de confirmarse, pasar a la perforación del pozo.

La planeación de un pozo de exploración tiene como finalidad corroborar la información de las prospecciones realizadas y constatar los datos mediante la correlación de estratos sedimentológicos.

Para el presente trabajo es importante definir los criterios a considerar, para llevar a cabo un correcto inicio en el diseño del pozo y la planeación de este, y garantizar el éxito en la producción, determinar la combinación tecnológica óptima para cada uno de los pozos a perforar, a fin planear y abordar estrategias que resulten en una mejor explotación de los hidrocarburos y obtener beneficios económicos.

CAPÍTULO 1

CUENCAS PETROLERAS DE MÉXICO

Las cuencas sedimentarias se definen como depresiones topográficas que son consecuencia de una subsidencia litosférica a nivel regional, donde se facilita la acumulación de pocos a miles de metros de sedimentos. Estas morfologías se encuentran tanto en continente como en los océanos y áreas transicionales. Se pueden clasificar según su ambiente de depósito o la condición tectónica donde se origina, de esto depende su tamaño, forma y tipo de sedimentos.

La clasificación con base en el ambiente sedimentario se centra en la morfología, procedencia de los sedimentos, tipo de erosión, el agente de transporte, tipo de sedimentos, entre otras variantes; esto hace que esta clasificación sea precisa para descripciones de campo, pero para generar modelos a nivel regional se vuelve poco práctica. Para este último propósito se debe clasificar su ambiente tectónico, al usar una clasificación objetiva basada en la tectónica de placas. La clasificación tectónica de cuencas considera como un proceso esencial a la subsidencia; ésta puede ser generada por:

- (1) Un adelgazamiento en la corteza.
 - (2) Aumento en la densidad de esta corteza con respecto a la corteza contigua.
 - (3) Decaimiento en la temperatura después de un evento con altas temperaturas.
 - (4) Largo período de sedimentación.
 - (5) Flujo astenosférico.
 - (6) Tensión en la litósfera.
- (5) Y por “cold spots” que pueden generar una subsidencia cortical (Einsele, 2000; Ingersoll, 2012).

Es importante mencionar que la conservación y vida de las cuencas dependen del dinamismo tectónico; es decir, si la cuenca se encuentra en un ambiente tectónico activo, ésta será de vida corta con bajo potencial de conservación, pero si está en un ambiente tectónico pasivo, la cuenca tiene una larga vida con una gran conservación.

En la tabla 1, se tiene la clasificación en donde se menciona el tipo de cuenca (Einsele, 2000), la corteza en la que se encuentra, tipo de límite que involucran y algunas de sus características principales. Las cuencas sedimentarias se desarrollan en todos los tipos de límites entre placas y dentro de las mismas, por lo que se forman, tanto en corteza oceánica como en la continental, lo que hace que posean distintas características, que hacen que tengan o no recursos naturales útiles a la sociedad.

Categoría de cuenca	Tipo especial de cuenca	Tipo de corteza	Estilo de límite de placas	Características
Continental o depresión de cuenca interna	Cuencas epicontinentales, intracratónicas	Continental	Divergente	Grandes áreas, subsidencia lenta
Continental o fractura de cuenca interna	Graben, valles de rift, aulacógenos	Continental	Divergente	Cuencas estrechas delimitadas por fallas y rápida subsidencia al inicio del rift
Cuencas en márgenes continentales pasivos	Cuencas de tensión dislocadas, cuencas de tensión cizallada	Transicional	Divergente mas cizalla	Cuencas asimétricas, parcialmente rellena de sedimentos, moderada a lenta subsidencia
Depresiones de cuencas oceánicas	Cuencas oceánicas nacientes	Oceánica	Divergente	Larga, asimétrica y baja subsidencia
Cuencas relacionadas a subducción	Trincheras de fondo oceánico	Oceánica	Convergente	Parcialmente asimétrica, variada profundidad y subsidencia
	Antearco, trasarco e intraarco	Transicional, oceánica	Dominantemente convergente	Parcialmente asimétrica, variada profundidad y subsidencia
Cuencas relacionadas a colisión	Cuencas remanentes	Oceánica	Convergente	Subsidencia activa relacionada al rápido aporte de sedimentos
	Cuenca de antepais, de retroarco	Continental	Flexión cortical, convergencia local o transformante	Cuenca asimétrica, con tendencia a acelerar la subsidencia
Cuencas relacionadas a fallas de cizalla	Cuencas Pull-apart y transpresionales	Continental /oceánica	Transformante, divergente o convergente	Pequeñas cuencas elongadas y con rápida subsidencia

Figura 1-. Clasificación de cuencas sedimentarias por su componente tectónico (Datos tomados de Einsele, 2000).

Clasificación de Cuencas

1. Vinculadas a movimientos divergentes de placas:
 - a.- Rift intracontinentales.
 - b.- Rift proto oceánicos (tipo mar Rojo).
 - c.- Aulacógenos.
 - d.- Márgenes pasivos (tipo Atlántico).
 - e.- Cuencas de interarco.

2. Vinculadas a movimientos paralelos entre placas
 - a.- Cuencas transtensivas.
 - b.- Cuencas transpresivas.

3. Vinculadas a movimientos convergentes de placas:
 - a.- Complejos de subducción (incluyendo cuencas de antearco, intrarco y retroarco).
 - b.-Cuencas de antepaís (foreland).

4. Cuencas en el interior de placas:
 - a.- Intracratónicas.

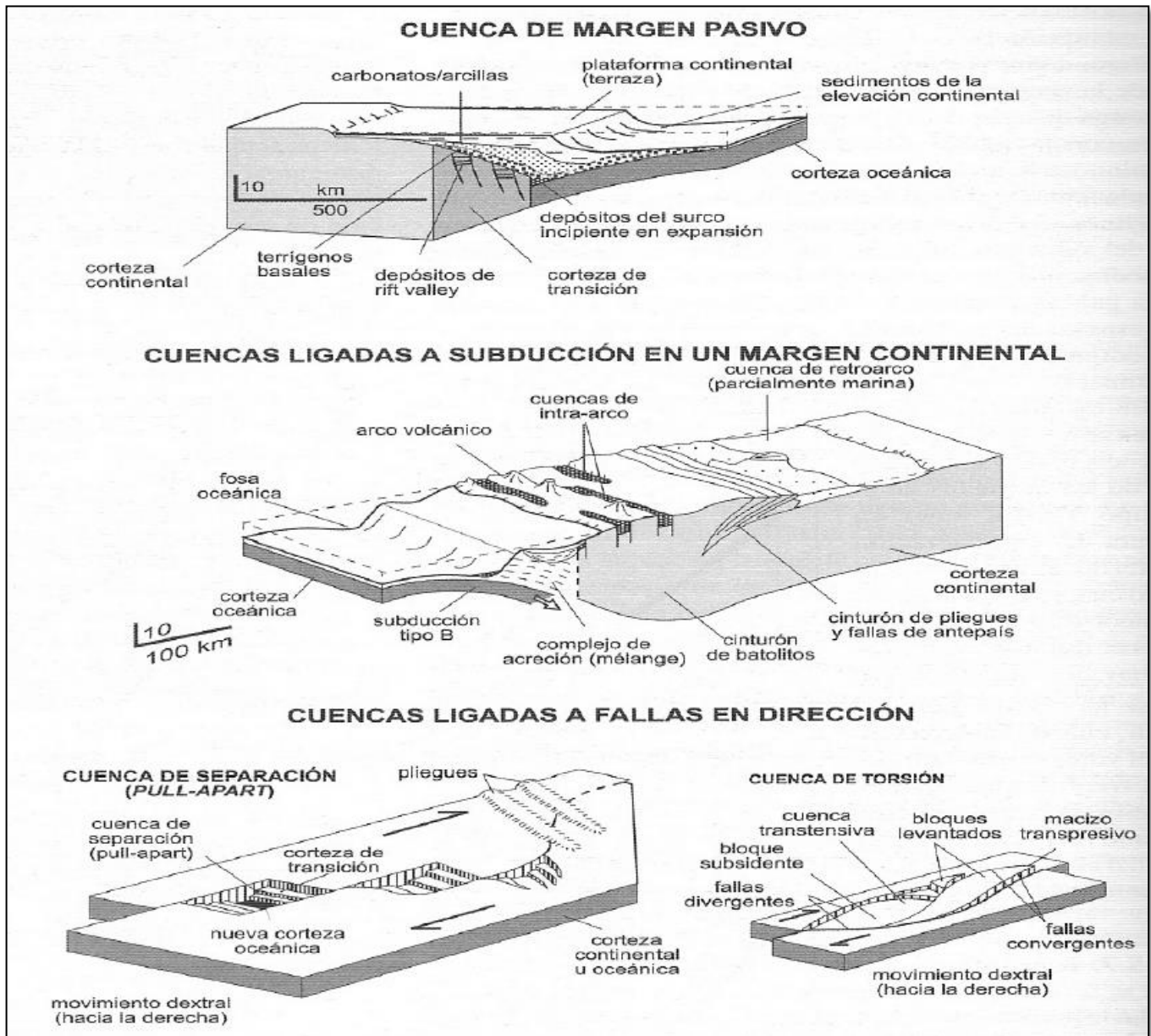


Figura 2.-Marco conceptual de cuencas sedimentarias según la tectónica de placas. Nótese que según los esfuerzos e interacciones principales ocurren en los límites de las placas.

Marco Tectónico	Tipo de cuenca	Definición	Ejemplo moderno	Ejemplo antiguo
Divergente	Margen divergente o extensional asociado a fallas normales			
	Rifts continentales ('continental rift')	Rifts dentro de la corteza continental, usualmente asociados con magmatismo bimodal.	Rift de Río Grande	Proterozoico, Rift Keweenawano
	Cuenca oceánica naciente y márgenes continentales ('nascent ocean basins and continental margins')	Cuencas oceánicas incipientes con piso de nueva corteza oceánica y flanqueadas por márgenes continentales de rifts jóvenes.	Mar Rojo	Jurásico del Este de Groenlandia
Intraplaca	Márgenes continentales intraplaca ('intraplate continental margins')			
	Configuración de plataforma-talud-cuenca (Shelf-slope-rise)	Márgenes maduros de apertura continental de intraplaca con bordes de plataforma cerca de los límites entre la corteza continental y oceánica.	Costa Este de EUA	Paleozoico Temprano de EUA y la Cordillera de Canadá
	Configuración transformante ('transform configuration')	Márgenes continentales intraplaca que se originan a lo largo de fallas transformantes entre dos placas.	Costa Sur del Oeste de África	Precámbrico-Paleozoico Temprano de Alabama- de Oklahoma
	Configuración de zonas marginales progradantes ('embankment configuration')	Márgenes continentales intraplaca progradacionales con borde de plataforma sobre la corteza oceánica.	Costa del Golfo del Río Mississippi	Paleozoico temprano del terreno Meguma en los Apalaches Canadienses (?)
	Cuencas intracratónicas ('intra-cratonic basins')	Cuencas cratónicas amplias subyacidas por rifts fósiles.	Cuenca del Chad	Cuenca Paleozoica de Michigan
Convergente	Plataformas continentales ('continental platforms')	Cratones estables con una delgada y extensa capa sedimentaria.	Mar Barents	Paleozoico Medio del continente norteamericano
	Cuencas oceánicas activas ('active ocean basins')	Cuencas en las que su piso está constituido por corteza oceánica formada en límites de placa divergentes activos que no están relacionados con sistemas de arco-trinchera.	Océano Pacífico	Varios complejos ofiolíticos (?)
	Islas oceánicas, montañas submarinas, dorsales asísmicas, y mesetas ('oceanic islands, seamounts, aseismic ridges, and plateaus')	Abanicos sedimentarios y plataformas formadas en marcos intraoceánicos con la excepción de sistemas arco-trinchera.	Montañas submarinas de Emperador-Hawái	Complejo Volcánico Mesozoico de Snow Mountain (Complejo Franciscano del norte de California)
	Cuencas oceánicas pasivas o estables ('dormant ocean basins')	Cuencas que su piso está compuesto por corteza oceánica que no sufre extensión ni subducción.	Golfo de México	Cuenca Paleozoica Tarim (China) (?)
	Margen convergente asociado a fallas inversas o de cabalgadura			
	Trincheras ('trenches')	Depresiones profundas formadas en zonas de subducción oceánica.	Trinchera de Chile	Isla Shumagin, Cretácico (Sur de Alaska)
	Cuenca por trincheras y taludes ('trench-slope basins')	Depresiones estructurales locales en complejos de subducción.	Trinchera Centroamericana	Placa Cambria, Cretácico (Centro de California)
	Cuenca de antearco ('forearc basin')	Cuencas dentro de una brecha arco-trinchera.	Costa afuera de Sumatra	Gran Valle, Cretácico (California)
	Cuencas intraarco ('intraarc basins')			
	Cuencas de intraarco oceánico ('oceanic intraarc basins')	Cuencas a lo largo de plataformas de arco intraoceánico, que incluyen actividad volcánica.	Arco Izu Bonin	Copper Hill, Complejo Gopher Ridge (Jurásico, California)

Tabla 1.- Clasificación de las cuencas sedimentarias (Tomado de Ingersoll, 2012).

	Cuencas de intraarco continental ('continental intraarc basins')	Cuencas a lo largo de plataformas con margen de arco continental, que incluyen actividad volcánica.	Lago de Nicaragua	Sierra Nevada, Jurásico temprano (Este de California)
	Cuencas de trasarco ('backarc basins')			
	Cuencas de trasarco oceánico ('oceanic backarc basins')	Cuencas oceánicas detrás de arcos magmáticos intraoceánicos (incluyendo cuencas de interarco entre arcos activos y remanentes).	Trasarco Marianas	Ofolita Josephine, Jurásico (norte de California)
	Cuencas de trasarco continental ('continental backarc basins')	Cuencas continentales detrás de arcos de margen continental sin cinturones de pliegues y cabalgaduras.	Plataforma Sunda	Triásico Tardío – Jurásico Temprano de la Cordillera de EUA
	Cuencas foreland (Cuencas formadas frente a una cadena montañosa y un orotón adyacente)			
	Cuencas de retroarco en márgenes continentales ('retroarc foreland basins')	Cuencas de antepaís en las partes continentales de los sistemas de margen continental arco-trinchera.	Falda de los Andes	Antepaís Sevier Cretácico de la Cordillera de EUA
	Cuencas colisionales retroforeland ('collisional retroforeland basins')	Cuencas de antepaís formadas en placas que cabalgan en la subducción durante colisiones continentales (pueden tener precursores de retroarco).	Cuenca Oeste de Tarim (China)	Cuenca de Ordos, Triásico-Jurásico (China)
	Cuencas rotas retroforeland ('broken retroforeland basins')	Cuencas formadas junto con levantamientos con núcleo de basamento en marcos retroforeland.	Cuencas de las Sierras Pampeanas (Argentina)	Cuencas Laramide de la Cordillera de EUA, Cretácico tardío-Paleógeno
	Cuencas proforeland ('proforeland basins')	Cuencas de antepaís situada en el arco externo del orógeno, formadas en <u>corteza continental que es parte de la placa subducida durante la colisión continental y/o de arco.</u>	Golfo Pérsico	Cuenca Suiza Molasse, Cenozoico Medio
Transformante	Cuencas oceánicas remanentes ('remnant oceanic basins')	Cuencas oceánicas en contracción entre márgenes continentales colisionales y/o sistemas de arco-trinchera, y finalmente subducida o deformada con cinturones de sutura.	Bahía de Bengal	Cuenca Ouachita, Pensilvánico-Pérmico
	Cuencas wedgetop ('wedgetop basins')	Cuencas formadas y desplazadas en zonas de empuje.	Cuenca Peshawar (Pakistán)	Apeninos, Neógeno (Italia)
	Cuencas hinterland ('hinterland basins')	Cuencas formadas en corteza continental gruesa detrás de cinturones de pliegues y cabalgaduras foreland.	Meseta de Altiplano (Bolivia)	Cuenca de Zhada, Neógeno (Tibet)
	Margen asociado a fallas transformes de desplazamiento lateral			
	Cuencas transtensionales pull-apart ('transtensional basins')	Cuencas formadas por extensión a lo largo de las curvas de las fallas con saltos hacia la dirección del echado.	Mar Muerto	Cuenca de Magdalena, Carbonífero (Golfo de Saint Lawrence)
	Cuencas transpresionales ('transpresional basins')	Cuencas formadas por acortamiento a lo largo de curvas donde cambia el rumbo de las fallas.	Cuenca de Santa Bárbara, California	Cuenca Dorsal Mioceno, California
	Cuencas transrotacionales ('transrotational basins')	Cuencas formadas por rotación de los bloques de la corteza alrededor de ejes verticales con sistemas de fallas laterales.	Antearco del Oeste Aleutiano (?)	Cuenca Miocena de Los Ángeles (Cuenca Topanga), California

Tabla 2.- Clasificación de las cuencas sedimentarias transformantes (Tomado de Ingersoll, 2012).

Híbridos o Mixtos	Asociados a distintos aspectos estructurales			
	Aulacógenos ('aulacogens')	Rifts fósiles reactivados con ángulos altos respecto a cinturones orogénicos.	Ensenada Mississippi	Aulacógeno Anadarko, Paleozoico, Oklahoma
	Impactógenos ('impactogens')	Rifts continentales recién formados con ángulos altos respecto a los cinturones orogénicos, sin una historia preorogénica (en contraste con los aulacógenos).	Rift Baikal (distal), Siberia	Graben Rhine (proximal), Europa
	Foreland roto colisional ('collisional broken foreland')	Cuencas mixtas formadas en una corteza continental deformada debido a colisiones.	Cuenca Qaidam, China	Cuencas de las Rocallosas Ancestrales de la Cordillera de EUA, Pensilvánico-Pérmico
	Cuencas halocinéticas ('halokinetic basins')	Cuencas formadas debido a la deformación de cuerpos salinos, más comúnmente en zonas marginales continentales progradantes y proforelands.	Mini cuencas del Golfo de México profundo	Cuenca La Popa, Cretácico-Paleógeno, México
	Cuencas de impacto por meteoritos ('bolide basins')	Depresiones en la superficie de la Tierra, resultado de impactos extraterrestres.	Cráter Meteor, Arizona	Cuenca Chicxulub, Cretácico-Paleógeno, México
	Cuencas consecuentes ('successor basins')	Cuencas formadas en marcos intermontanos tras el cese de la actividad tectónica orogénica.	Cuenca Sur, Arizona	Cuenca Sustut (?), Paleógeno, Columbia Británica

Tabla 3.- Clasificación de las cuencas sedimentarias mixtas (Tomado de Ingersoll, 2012).

1.1 Cuenca de Sabinas (intracrátónica)

Provincia Petrolera Sabinas - Burro Picachos, se ubica en el noreste de México y abarca parte de los estados de Coahuila y Nuevo León. Limita al sur con las Provincias Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental, Parras – La Popa y Plataforma de Coahuila, al occidente con Chihuahua, al oriente y norte con los EUA, incluye la Plataforma del Burro Picachos y es productora de gas seco. (Fig. 6).

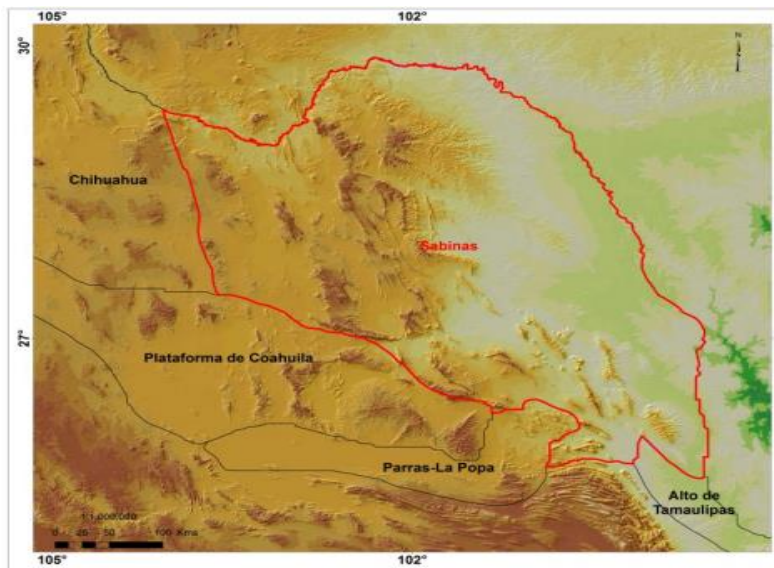


Figura 2.- Ubicación Cuenca de Sabinas.

La formación de estructuras en el Golfo de Sabinas y elementos circundantes está relacionada a la deformación contraccional de la Orogenia Laramide que afectó al área principalmente del Paleoceno al Eoceno Medio. Los estilos estructurales se relacionan a la presencia y espesor de la sal Jurásica y evaporitas del Barremiano, presentándose principalmente anticlinales con doble buzamiento y orientación noroeste-sureste, limitados por cabalgaduras o fallas inversas, convergencia tanto hacia el suroeste como al noreste como resultado de la influencia de los bordes de los elementos paleotectónicos de Coahuila y Tamaulipas. Algunos de estos anticlinales están intrusionados por sal y se presentan estructuras de inversión que involucran al basamento (Eguiluz, 2001; Aranda et al., 2008a, 2008b; Peterson et al., 2008).

En la Cuenca de Sabinas se han definido cinco patrones de fracturamiento asociados a los procesos compresivos, de los cuales sólo dos se consideran relevantes:

a) Fracturas resultantes de la compresión, paralelas y subparalelas a la dirección del echado de la capa de gran extensión tanto lateral como vertical.

b) Fracturas causadas por la extensión, perpendiculares al eje de los pliegues, numerosas, pero de corta extensión que dan lugar a la compartimentalización de la estructura en pequeños bloques. Los otros tres patrones de fracturas se restringen a áreas limitadas (Eguiluz et al, 1994)

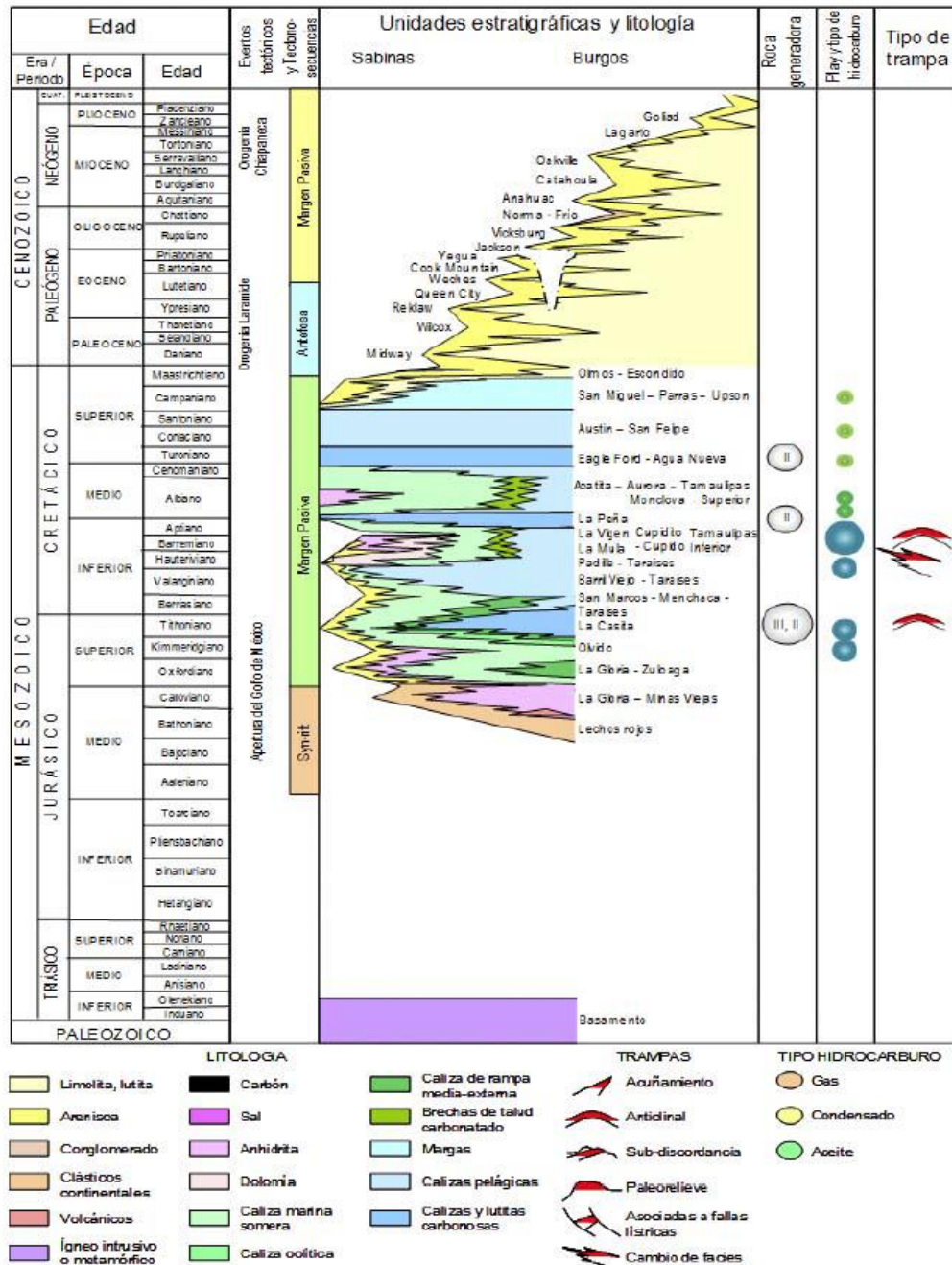


Figura 3-. Columna estratigráfica de las cuencas de Sabinas y Burgos. (Modificada de Escalera y Hernández, 2010).

Evolución tectónica estructural.

La historia tectónica de la región en la que se encuentra la cuenca de Sabinas se remonta al Paleozoico Tardío cuando las Placas de Sudamérica-África y Norteamérica colisionaron formando la Pangea. Este evento formó el cinturón orogénico Marathon-Ouachita del Mississipico Tardío al Pérmico Temprano, conformando la zona de sutura de la colisión continente-continente. A partir del Triásico Tardío inició la segmentación y “rifting” de la Pangea que duró hasta el Calloviano, manifestándose por atenuación del basamento en el área, el cual se expresa como altos de basamento (Isla de Coahuila, Península de Tamaulipas, y altos Picacho y San Carlos), bajos de basamento (Cuencas de Sabinas y Magicatzin) y fallas laterales de grandes extensiones que los limitan (Mojave-Sonora, San Marcos y La Babia). El Sistema de fallas regionales de desplazamiento lateral izquierdo jugó un papel importante para permitir el desprendimiento del bloque Yucatán en esta etapa de “rifting” en su porción occidental (Pindell et al., 2002). El fallamiento de desplazamiento lateral izquierdo y el fallamiento normal asociado (transtensión) generaron fosas, destacando la formación de la Cuenca de Sabinas (Fig. 2). Sedimentos de lechos rojos, evaporitas e intrusiones de diques de composición riolítica a andesítica caracterizaron esta etapa. El movimiento del fallamiento lateral y la extensión asociada culminó en el Oxfordiano Temprano, cuando dio inicio la etapa de generación de corteza oceánica en el Golfo de México que duró hasta el Berriasiano, posterior a esto una etapa de subsidencia térmica caracterizó a todo el Golfo de México y Cuencas circundantes. Los rasgos de basamento formados en la etapa de “**rifting**” influyeron significativamente en la sedimentación continental y marina desde el Jurásico Tardío hasta el Cretácico Tardío; y en el plegamiento y fallamiento laramídico ocurrido a fines del Cretácico hasta el Eoceno. La etapa de margen pasivo culminó en esta región con el inicio del evento orogénico Laramídico, el cual está relacionado con el efecto del cambio de vergencia de NW a SE, y de la velocidad en la subducción de la Placa Farallón con el borde continental oeste de la Placa de Norteamérica. Este evento tectónico es el responsable de la deformación contraccional que prevalece en el área, de la reactivación de fallas de basamento y movilización de sal.

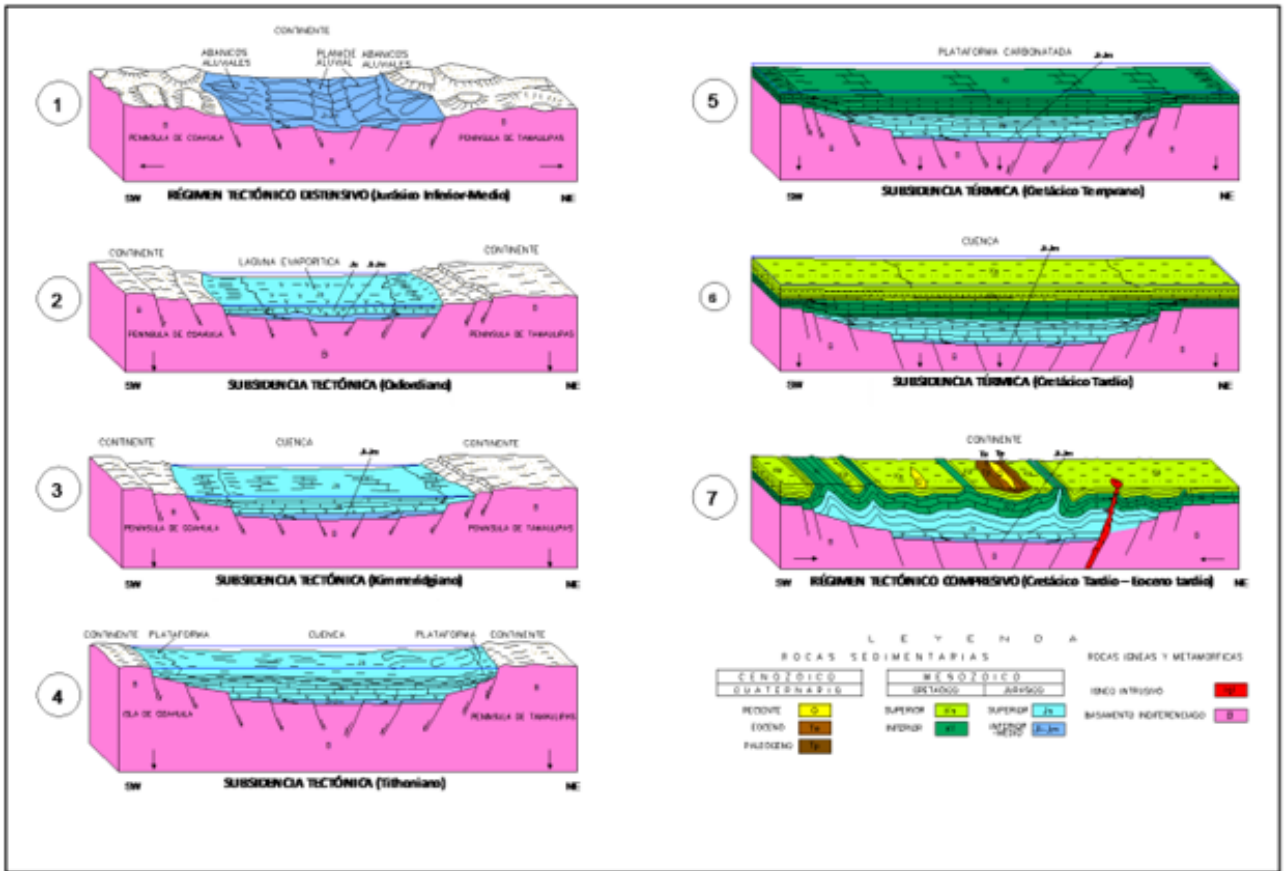


Figura 4-. Diagramas de evolución tectónica de la provincia petrolera Sabinas-Burgos-Picachos (Pemex-IMP, 2000).

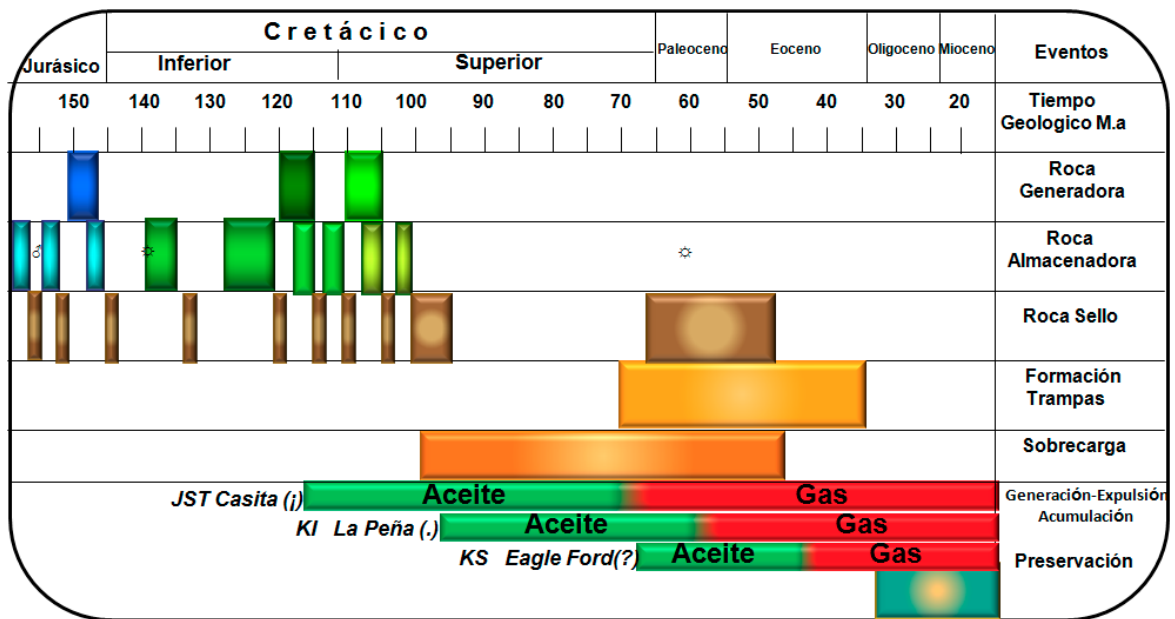


Figura 5-. Diagrama de sincronía de los Sistemas Petroleros de la Provincia Sabinas-Burro-Picachos.

1.2 Cuenca de Burgos

La Cuenca de Burgos es una región geológica ubicada en la Planicie Costera del Golfo de México, tiene un prisma sedimentario con 5000 m de rocas siliciclásticas del Cenozoico y 3000 m de carbonatos, evaporitas y rocas siliciclásticas del Mesozoico. Las sucesiones estratigráficas comprenden ciclos de depósitos transgresivos y regresivos, con discordancias que delimitan varias secuencias.

Esta cuenca presenta diversos eventos tectónicos sobrepuestos. Su basamento consta de rocas metamórficas e ígneas, con fallas de extensión por rifting vinculado con la apertura del Golfo de México. Otro evento tectónico está caracterizado por subsidencia cortical y acumulación de sedimentos marinos pretectónicos y sintectónicos, desde el Jurásico Tardío hasta el Eoceno. El período de deformación laramídica está representado por un nivel de desprendimiento superior, pliegues suaves, fallas de crecimiento y superficies de profunda erosión (48.5 y 39.5 millones de años). La etapa postectónica presenta levantamiento cortical durante el Oligoceno asociado con fallas de extensión profunda, desprendimiento y desacople de la cubierta sedimentaria sobre evaporitas del Jurásico, con discordancias mayores (30 millones de años). Este evento dio origen a la formación inicial del Cinturón Plegado Perdido. Finalmente, una fase de deformación tardía, durante el Oligoceno tardío-Neógeno al Reciente, ha acumulado espesores potentes de siliciclastos que progradan hacia el Golfo de México, con fallas de crecimiento asociadas a diapiros de arcilla y de sal del Jurásico, con deformación tardía del Cinturón Plegado Perdido. En esta cuenca se han descubierto más de 220 campos petroleros terrestres en rocas del Cenozoico y del Cretácico, y se han producido más de 8×10^{12} pies cúbicos de gas seco y condensado subordinado en 60 años de explotación. La siguiente etapa será continuar la exploración en tierra y mar para descubrir nuevos plays productores en trampas estratigráficas, estructuras mesozoicas y reservas de gas y aceite en la parte marina.

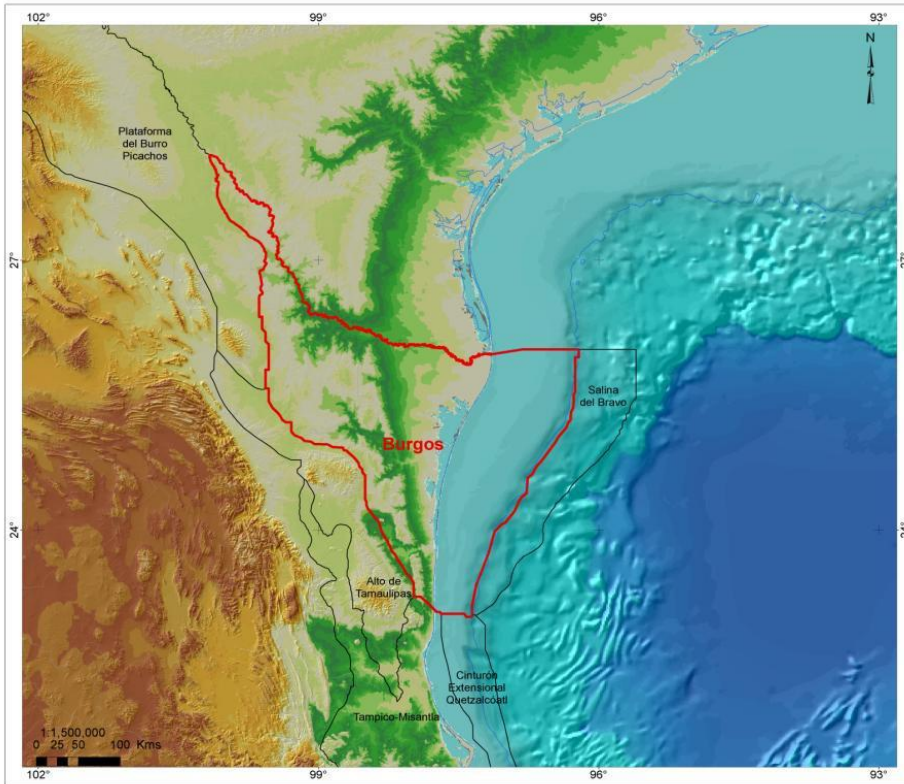


Figura 6.- Ubicación Cuenca de Burgos.

Evolución Sedimentaria

La Cuenca de Burgos es una región geológica en donde se ha depositado un prisma sedimentario con rocas del Jurásico, Cretácico y Cenozoico con más de 8000 m de espesor (Echánove, 1986; González García y Holguín Quiñones, 1992). La distribución de rocas del Cenozoico comprende un área continental de aproximadamente 50000 km² y esta distribución es la característica que da nombre a esta cuenca (Figuras.. y...), pero la continuidad de este prisma sedimentario hacia la plataforma marina y la profundidad del Golfo de México duplica dicha área El origen de la Cuenca de Burgos se encuentra relacionado con la apertura del Golfo de México durante el Jurásico Medio (Salvador, 1987; Winker y Bluffer, 1988). Su evolución estratigráfica inició con el depósito de capas continentales (Grupo Huizachal) acumuladas en bajos estructurales, asociadas a fosas y pilares en una cuenca de tipo rift.

Se considera que en el Calloviano–Oxfordiano la subsidencia cortical admitió la invasión de un mar somero que propició acumulaciones de sal, anhidrita y carbonatos de alta energía (formaciones Minas Viejas y Olvido), el depósito continuó durante el Kimeridgiano y Títoniano con pelitas ricas en materia orgánica (formaciones La Casita y Pimienta), éstas últimas como la fuente más importante generadora de hidrocarburos de esta cuenca (González García y Holguín Quiñones, 1992). A partir del Cretácico Temprano y hasta el Cenomaniano, la subsidencia continuó y se depositaron carbonatos micríticos de ambiente profundo, representados por la Formación Tamaulipas (Inferior y Superior) y la Formación Agua Nueva, así como pelitas del Aptiano (Formación Otates). Hacia el occidente, fuera de la Cuenca de Burgos, estas rocas cambian a facies someras de tipo lagunar, litoral o fluvial, situadas sobre o al margen de bloques del basamento constituido por esquistos y rocas ígneas.

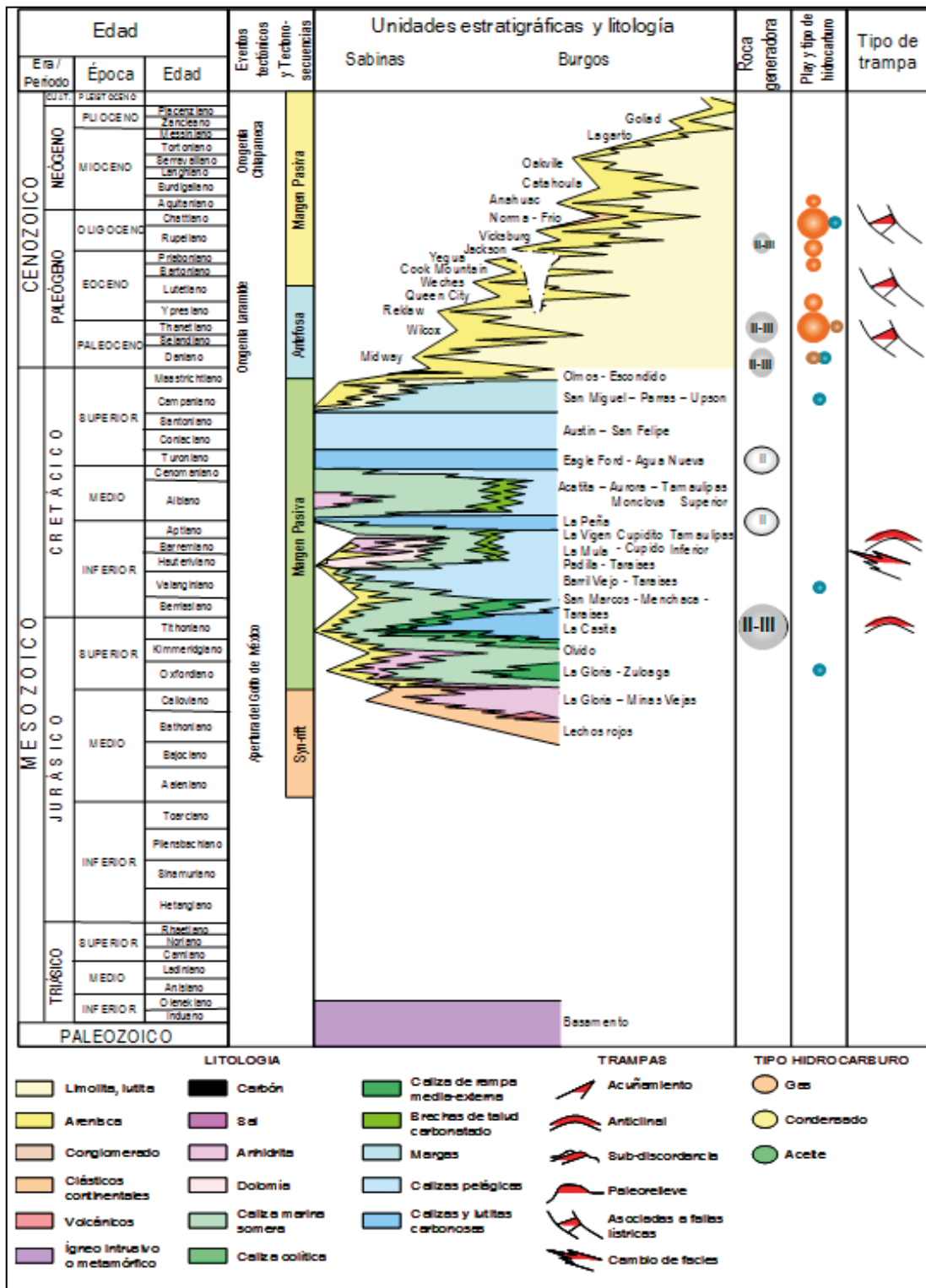


Figura 7-. Columna estratigráfica de la Provincia Petrolera Burgos (Modificada de Escalera y Hernández, 2010).

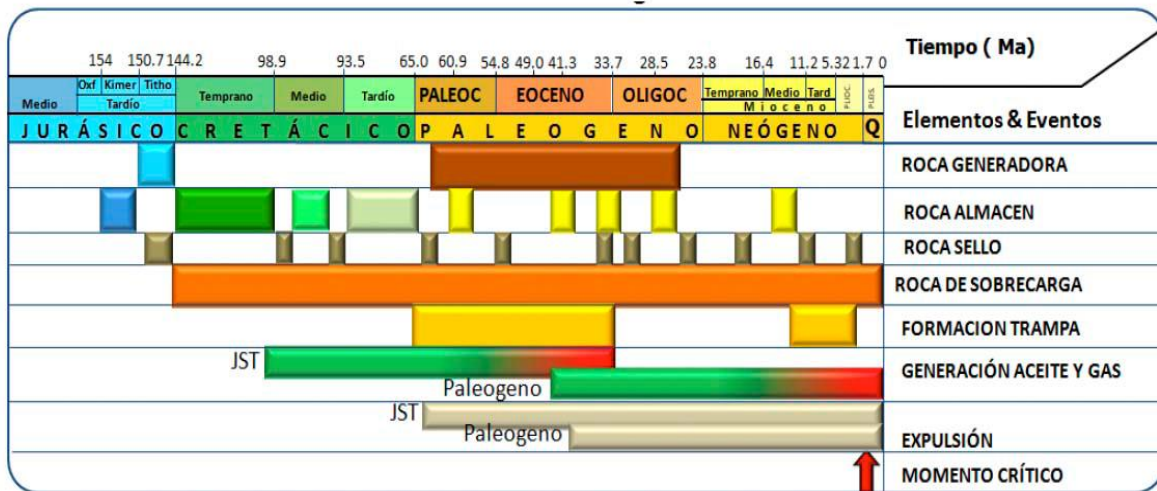


Figura 9.- El diagrama de eventos del sistema petrolero muestra la sincronía de los elementos y procesos de generación-migración y carga de hidrocarburos en la Provincia Petrolera Burgos.

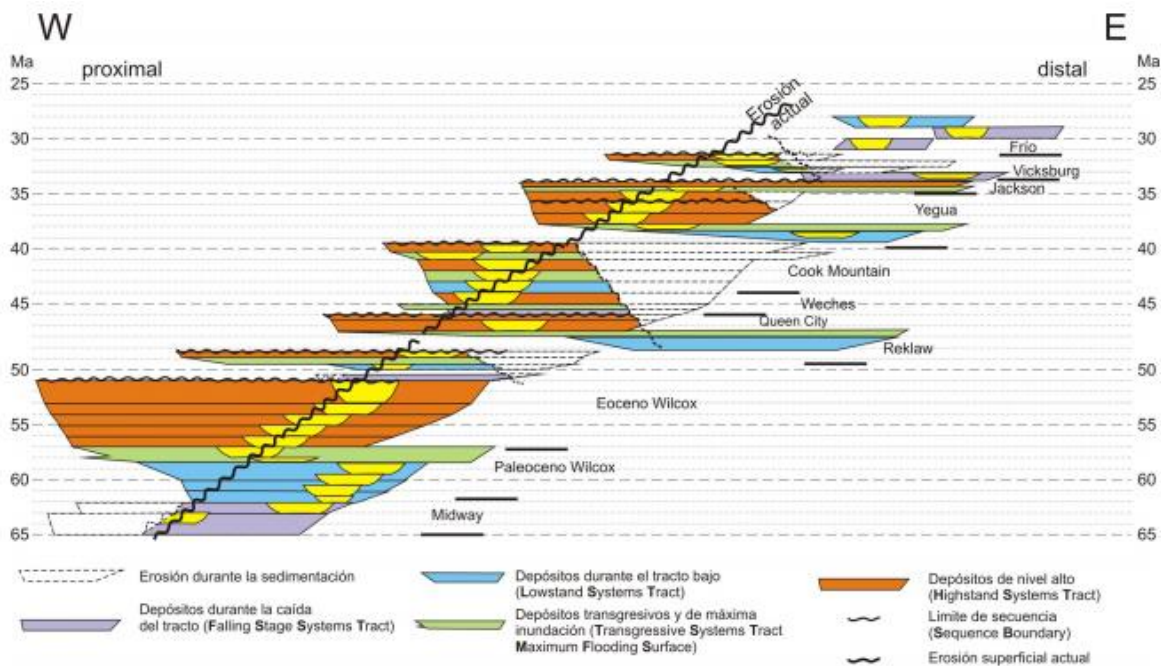


Figura 10.- Diagrama que representa las secuencias estratigráficas en la Cuenca de Burgos (según Wheeler, 1958; modificado de Coe y Church, 2002). Los colores muestran el tipo de tracto de los sistemas de depósito. Las líneas de tiempo, en millones de años (Ma),

Evolución Tectónica.

La Cuenca de Burgos está situada en un margen de tipo pasivo y posee elementos tectónicos sobrepuestos. Los elementos tectónicos relevantes que la rodean son: el Arco de Salado, el Lineamiento del Río Grande y el Cinturón Plegado Perdido (Figura 10). El complejo basal, explorado por pozos profundos en las márgenes occidental y sur de la cuenca (Figura...) está formado por esquistos de edad paleozoica, relacionados con la zona interna del cinturón tectónico MarathonOuachita y con la orogenia Apalachiana (Flawn et al., 1961). También hay rocas ígneas del Pérmico y del Triásico. Otro componente son las rocas sedimentarias de ambiente continental, vinculadas con fosas tectónicas generadas durante la apertura del Golfo de México (Salvador, 1987). La parte occidental de este basamento corresponde al flanco oriental del Arco de Tamaulipas o Salado. En secciones sísmicas, de acuerdo con su posición dentro de la cuenca, se distingue al basamento inclinado suavemente al oriente y al noreste. Éste presenta fallas escalonadas en bloques altos y bajos, rellenos posiblemente por capas continentales, como lo demuestran los sondeos más someros (Figura 11). En general, la configuración en planta de este basamento tiene forma semicircular, interrumpido al noreste por fallas. Estos datos indican que el complejo basal tiene una etapa inicial de acortamiento con metamorfismo regional y magmatismo y, posteriormente, un período de extensión por rifting.

La sedimentación en el área terrestre está asociada con fallas de crecimiento en la carpeta sedimentaria, mientras que en la plataforma marina las fallas de crecimiento están vinculadas con diapiros de arcilla y de sal. Se considera que como efecto del emplazamiento magmático en la PAEM, en el Oligoceno, se originó la mayor exhumación de la carpeta sedimentaria y se reactivaron el Arco el Salado y el Lineamiento del Río Grande (Le Pichon, et al., 2004) y se originó el Cinturón Plegado Perdido (Trudgill et al., 1999). En términos de la interacción de sedimentación y deformación, se considera que durante el Paleógeno llegaron sedimentos detríticos a la Cuenca de Burgos como depósitos de cuenca de tipo antepaís (forelandbasin), producto de la migración en tiempo y espacio del frente de deformación laramídica.

En el noreste de México existe una continua migración de facies siliciclásticas en espacio y tiempo desde el occidente, en la Cuenca del Centro de México (Zacatecas), hasta el oriente, en la Cuenca de Burgos (Tamaulipas). En Camacho y Mazapil, Zacatecas, las facies de turbiditas aparecen en el Turoniano (biozonas: “Globotruncanahelvetica” o Helvetoglobotruncana y G. fornicata Plummer, G. gr. Sigali/Reichel; Tardy et al., 1974).

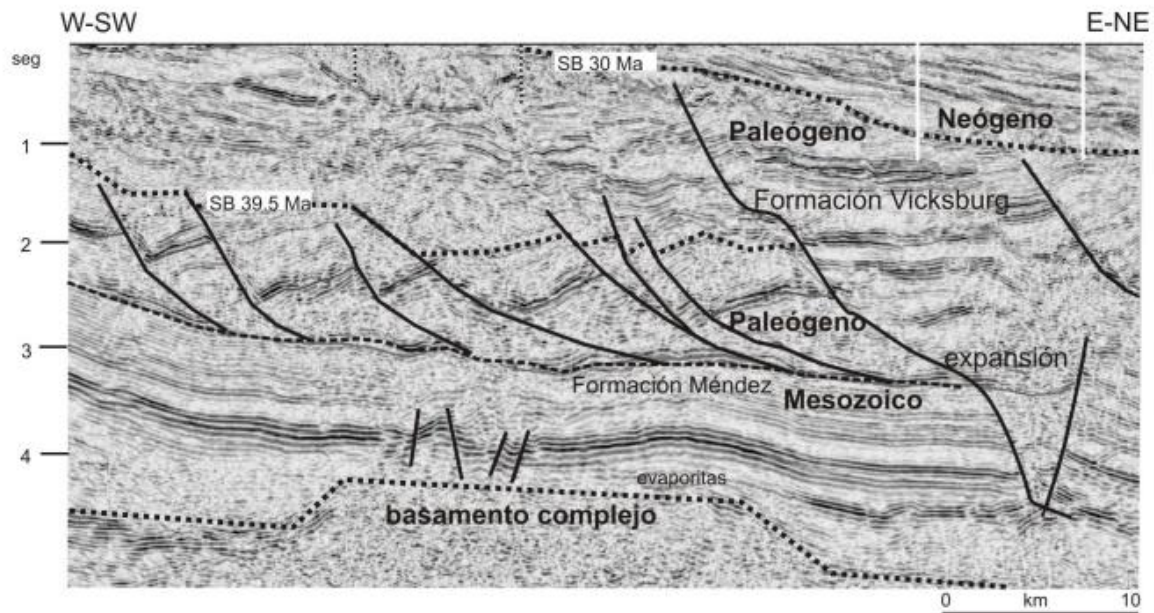


Figura 11.- Sección sísmica regional que muestra un basamento inclinado al oriente y escalonado. Un nivel inferior de despegue sobre evaporitas del Jurásico Superior, con pliegues por acortamiento y un nivel superior de despegue sobre lutita del Cretácico Superior

1.3 Provincia Tampico-Misantla

La Provincia Tampico-Misantla, productora principalmente de aceite, se ubica en el Oriente de México y comprende desde el extremo Sur del Estado de Tamaulipas hasta la parte central del Estado de Veracruz, abarcando porciones de Hidalgo, Oriente de San Luís Potosí, Norte de Puebla y un segmento de la plataforma continental del Golfo de México hasta la isobata de 500 m.

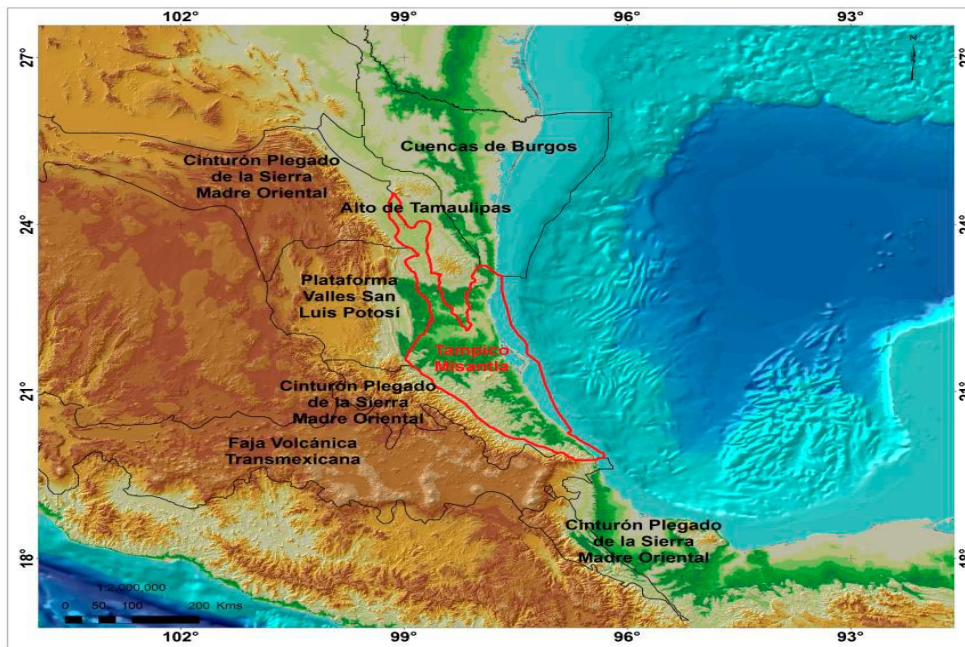


Figura 12.- Ubicación de la provincia Petrolera Tampico-Misantla Ubicación de la provincia Petrolera Tampico-Misantla.

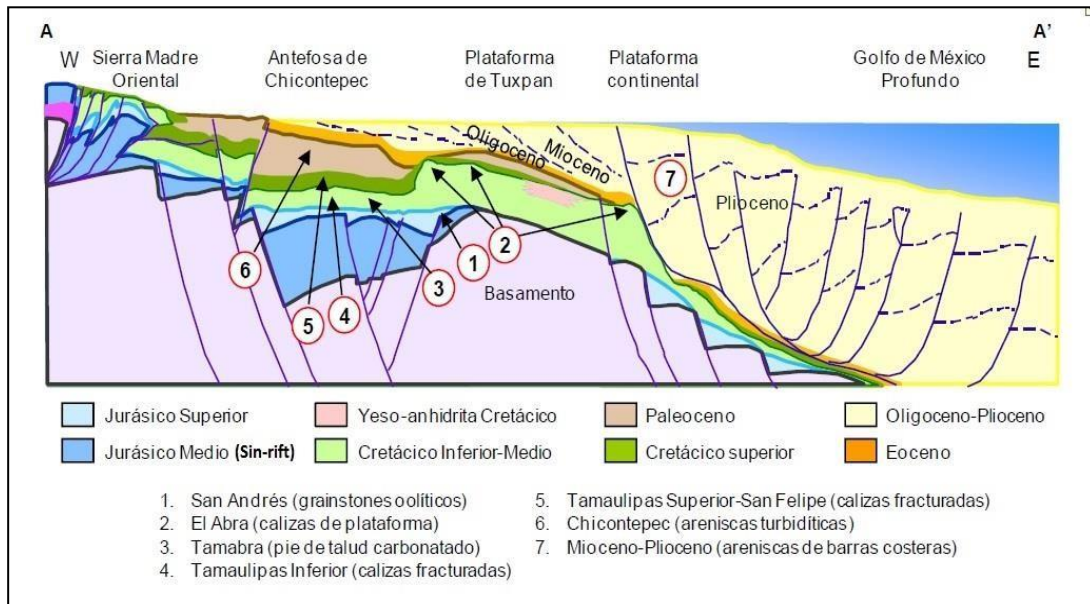


Figura 13.- Distribución de campos y sección representativa de la Provincia Tampico-Misantla (Tomado de PEMEX, 2013).

Evolución tectónica estructural

La presencia de hidrocarburos en la Provincia Tampico-Misantla se explica al analizar la historia geológica de la región, desde que inició el relleno sedimentario de las cuencas sedimentarias marinas mesozoicas, cuando la región, después de pertenecer al supercontinente Pangea (Permo-Triásico), participó en la fragmentación del mismo, en el Triásico-Jurásico.

El Golfo de México se generó bajo un régimen tectónico distensivo y para el periodo Cretácico amplias plataformas carbonatadas evolucionaron, hasta que al final del mismo y en el Paleoceno, debido a la Orogenia Laramide, se formó la Sierra Madre Oriental.

Este levantamiento ocasionó la rotación de bloques con la consecuente formación de grandes depresiones (cuencas sintectónicas), en donde se depositaron gruesos espesores de sedimentos terrígenos al frente de la Sierra Madre Oriental (Nava y Alegría, 2001), como ocurre con la Cuenca de Chicontepec, una cuenca foreland que esta sobrepuesta a la Cuenca Rift.

La secuencia sedimentaria que cubre el basamento cristalino en el área está compuesta por 36 formaciones, de las cuales 18 son cenozoicas y las restantes 18 son mesozoicas en las que se registran espesores de hasta 7 km para esta cubierta sedimentaria compuesta de rocas carbonatadas del Mesozoico y clásticas del Cenozoico, (Escalera, 2010).

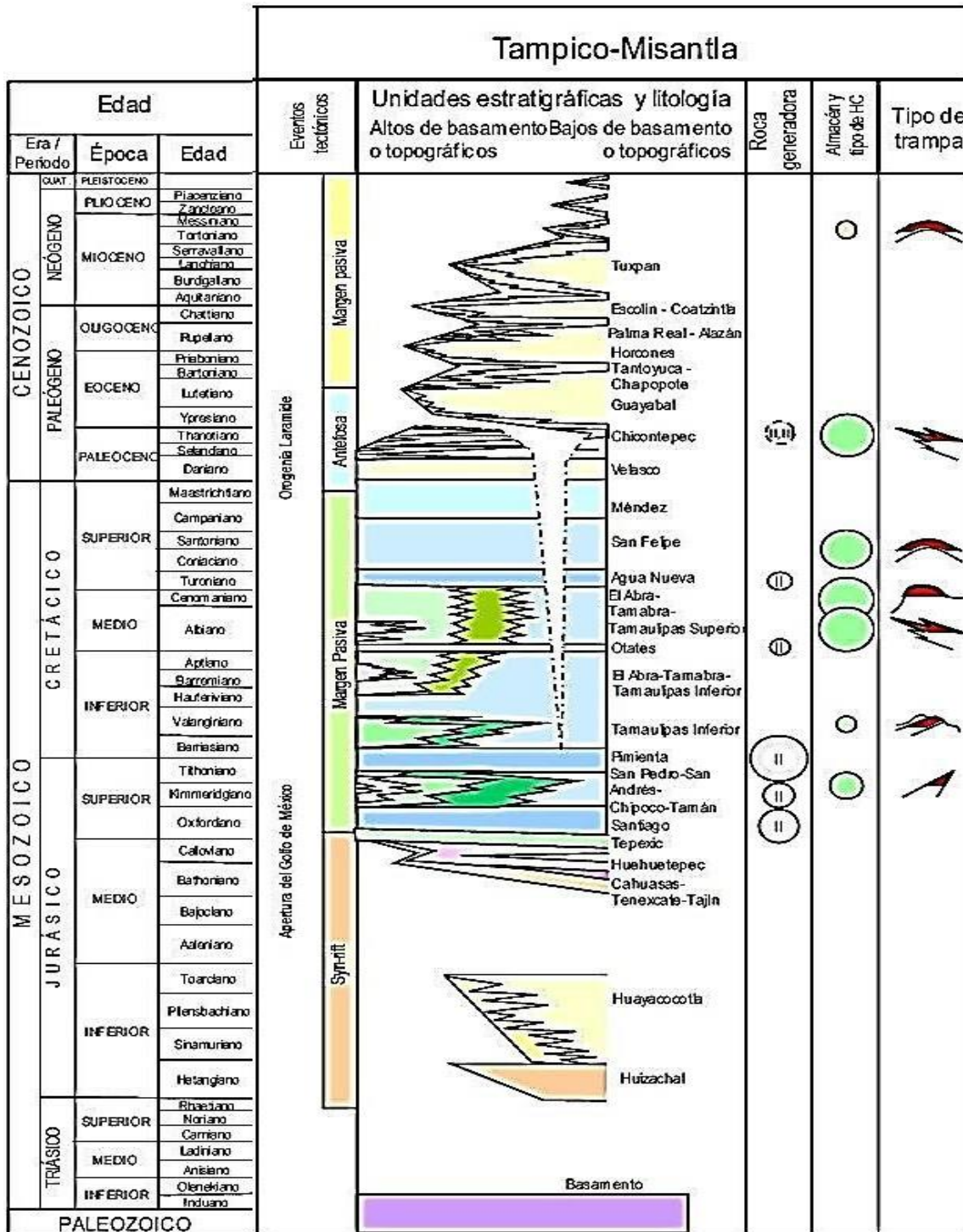


Figura 14.- Se explica el proceso deposicional sin-rift en la Provincia Tampico- Misantla durante las edades del Triásico y Jurásico.

1.4 Cuenca de Veracruz

La Provincia Petrolera Veracruz se ubica en el oriente de México, quedando comprendida en su mayor parte en el estado de Veracruz y se extiende hacia la plataforma continental, cubre un área aproximada de 38,000 Km². Limita al norte con la Provincia Geológica Faja Volcánica Transmexicana, al sur - sureste con la Provincia Petrolera Sureste, al este-noreste con la Provincia Geológica Cinturón Extensional Quetzalcóatl y al occidente con la Provincia Petrolera Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental.



Figura 15-. Mapa de ubicación de la Provincia de Veracruz.

Desde el punto de vista económico-petrolero tienen importancia la Cuenca Terciaria de Veracruz y el Frente Tectónico Sepultado, que son aquí los sectores productores de gas y aceite y gas respectivamente.

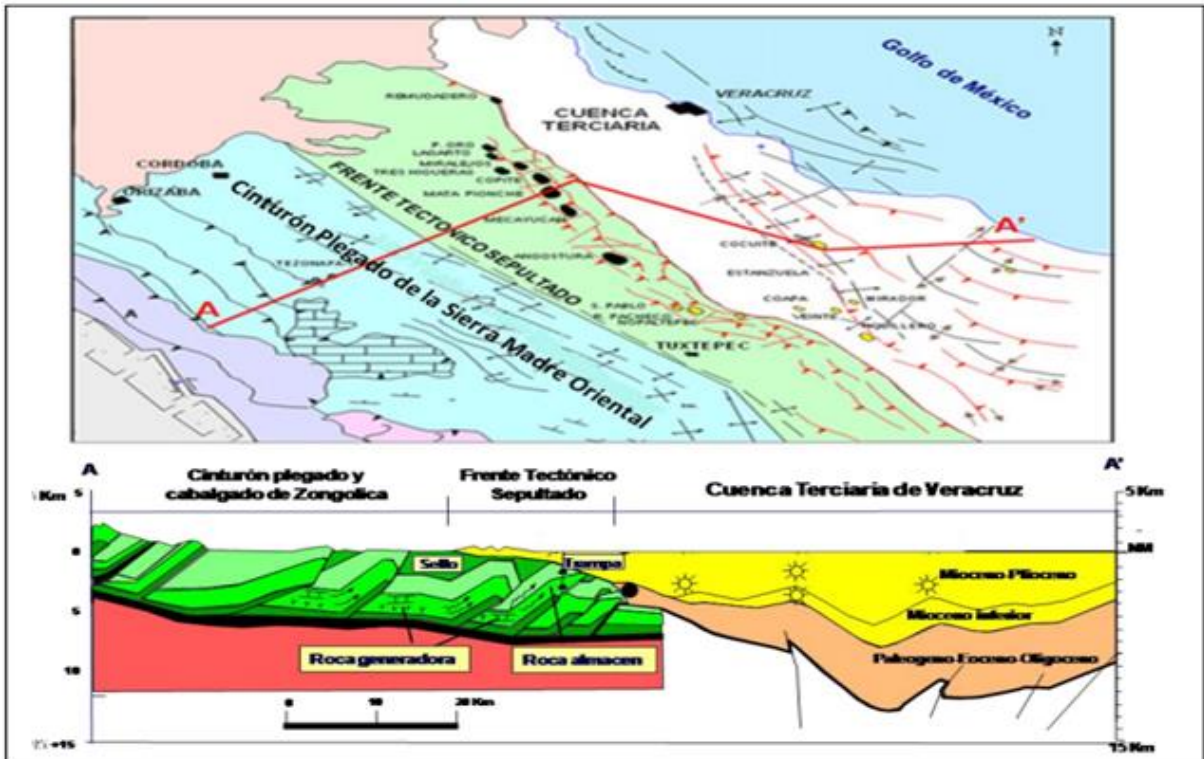


Figura 16.- Mapa y sección mostrando el marco estructural de la Provincia Petrolera de Veracruz.

Evolución tectónica estructural

La evolución tectónica de la Provincia Petrolera Veracruz comenzó su historia con la apertura Jurásica del Golfo de México, en donde actuaron fallas transformantes y de desplazamiento lateral, por medio de las cuales el Bloque de Yucatán se desplazó al sureste (Fig. 17). Durante el Cretácico Temprano, el área permaneció como un margen pasivo, cuya subsidencia estuvo condicionada por el enfriamiento térmico de la corteza, desarrollándose hacia el occidente una plataforma carbonatada de Córdoba (Fig. 18). El evento tectónico laramídico deformó el occidente de la provincia a partir del Eoceno Medio y ocasionó la formación de taludes inestables al W de la cuenca, provocando una sedimentación intermitente de clásticos de talud y pie de talud (flujo de escombros), formándose así una cuenca de antepaís a lo largo del margen oriental del Cinturón Plegado.

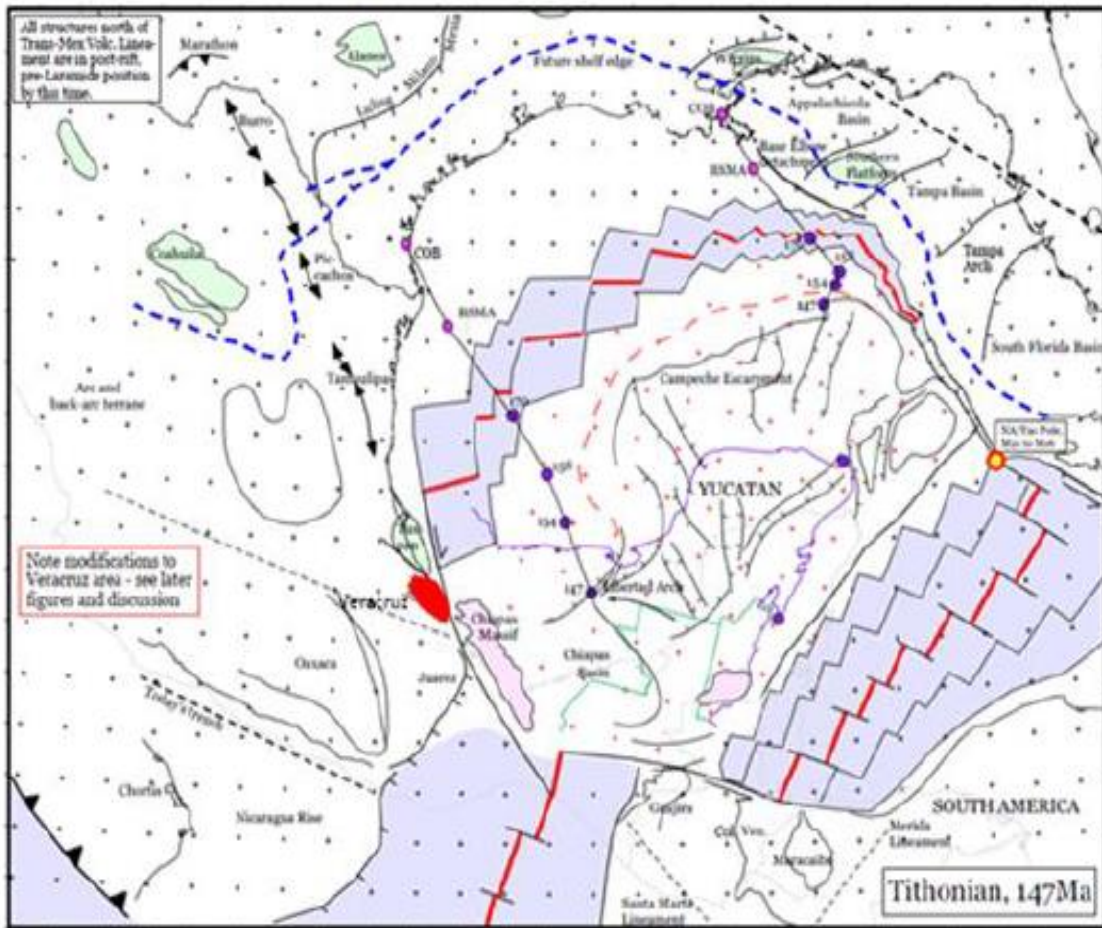


Figura 17.- La evolución tectónica de la Provincia Petrolera Veracruz, apertura del Golfo de México.

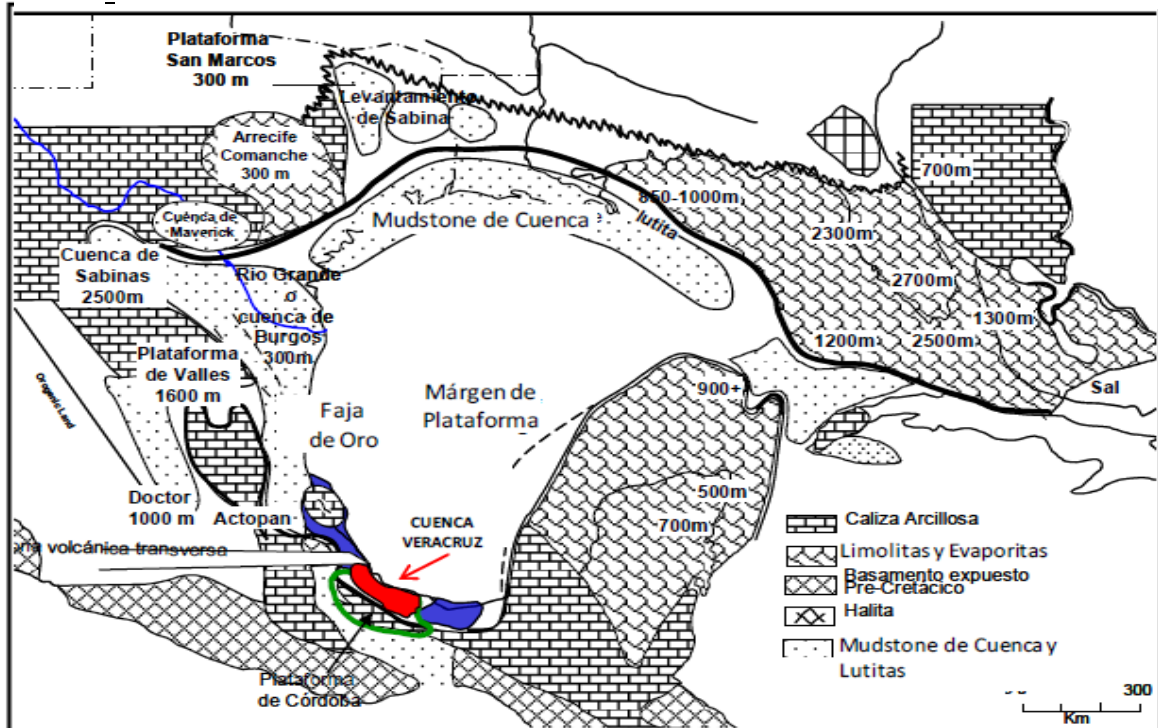


Figura 18.- La evolución tectónica de la Provincia Petrolera Veracruz, apertura del Golfo de México.

Al continuar los esfuerzos compresivos sobre la plataforma de Córdoba durante el Eoceno-Oligoceno, se desarrolló un alineamiento de cabalgamientos, generando una mayor subsidencia de la cuenca por carga tectónica que duró hasta el Mioceno temprano. Para ese tiempo la sedimentación continuaba con flujos de escombros sobre el talud y pie de talud, cuya principal fuente de aporte fueron las rocas carbonatadas cretácicas del Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental. La inversión gradual de la cuenca inició durante el Mioceno temprano y alcanzó su mayor desarrollo a finales del Mioceno medio.

La inversión gradual de la cuenca inició durante el Mioceno temprano y alcanzó su mayor desarrollo a finales del Mioceno medio, por un evento tectónico asociado al establecimiento de la subducción de la Placa de Cocos en el sur-sureste, este evento es correlacionable con el evento tectónico Chiapaneco. La inversión de la cuenca se refleja también por dos sistemas de fallas, el primero corresponde al sistema noroeste-sureste Víbora-Novillero, mientras que el segundo sistema se conforma por los Altos de los Tuxtlas y Anegada, los cuales posiblemente corresponden a la actual expresión de la Falla Transformante Occidental del Golfo (Prost et al., 2001).

Para el Mioceno tardío, cesa el levantamiento y la cuenca se colmata por medio de una secuencia siliciclástica progradante de plataforma. Durante este tiempo ocurren cambios en la composición mineralógica y fuentes de aporte de los sedimentos, cambiando de compuestos carbonatados (Paleógeno) a mezclas carbonatado-siliciclásticas en el Mioceno temprano y finalmente a siliciclásticas con influencia volcánica del Mioceno medio al Plioceno.

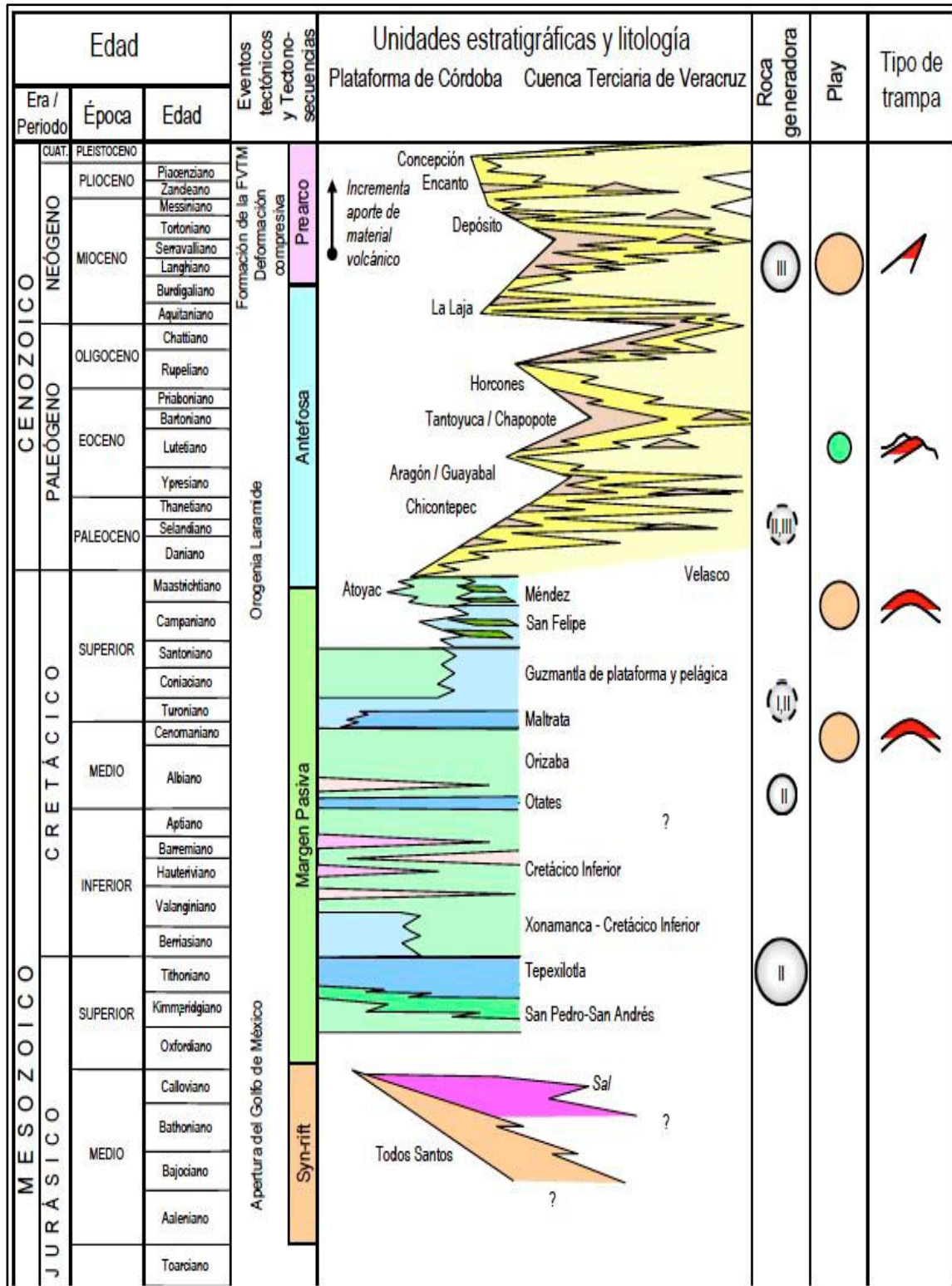


Figura 19.- Columna estratigráfica generalizada de la Provincia Petrolera Veracruz. (Escalera y Hernández, 2010).

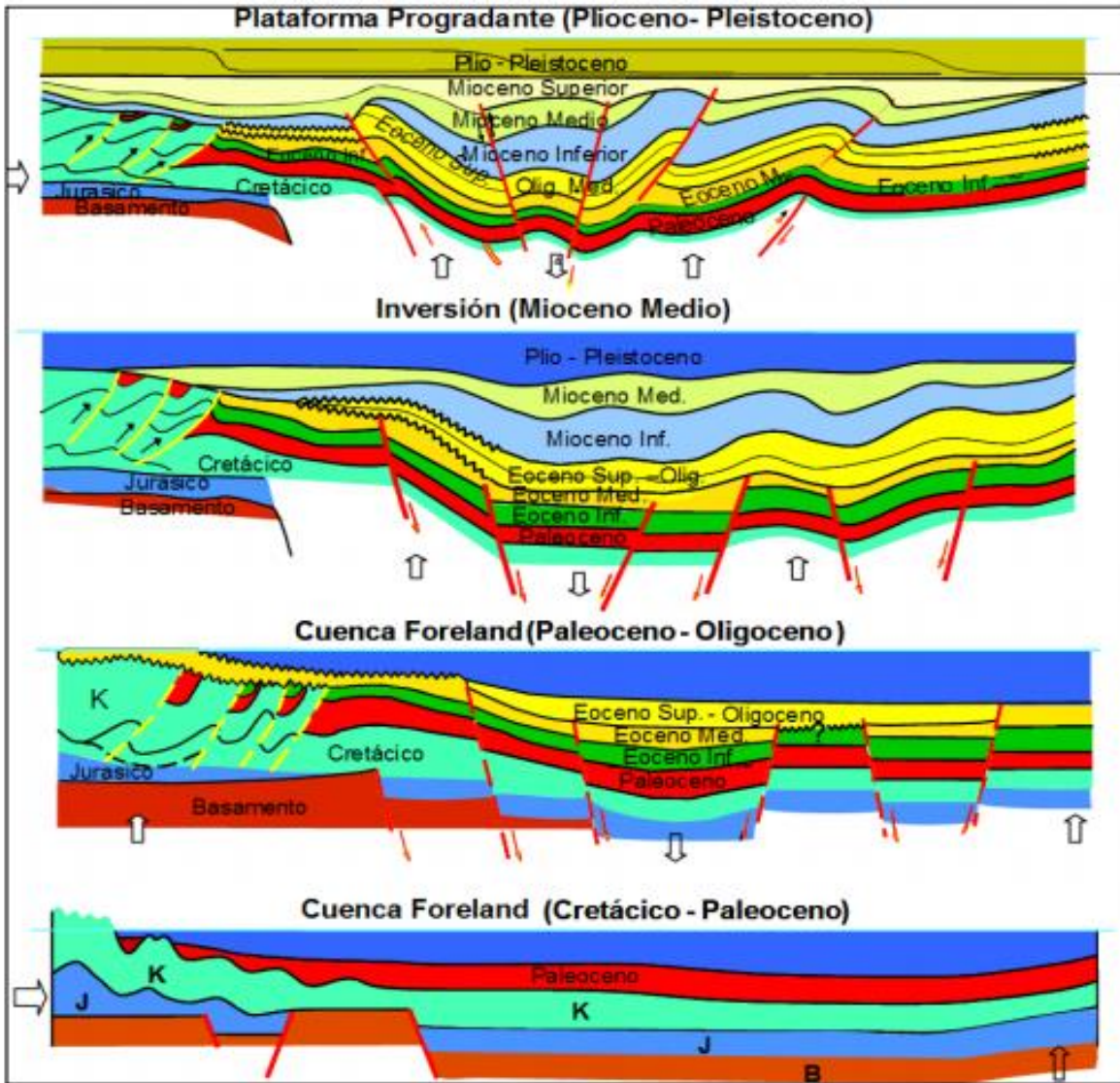


Figura 20.- Columna estratigráfica generalizada de la Provincia Petrolera Veracruz. (Escalera y Hernández, 2010).

Fi

1.5 Cuenca del Sureste

Ubicación: La cuenca del Sureste es en la actualidad, por sus producciones la más importante de las cuencas petroleras del país. Se encuentra en el sur del Golfo de México y se extiende desde la Sierra de Chiapas hasta la Plataforma continental ubicada al norte de las costas de Veracruz y Tabasco, y al occidente de la costa de Campeche.

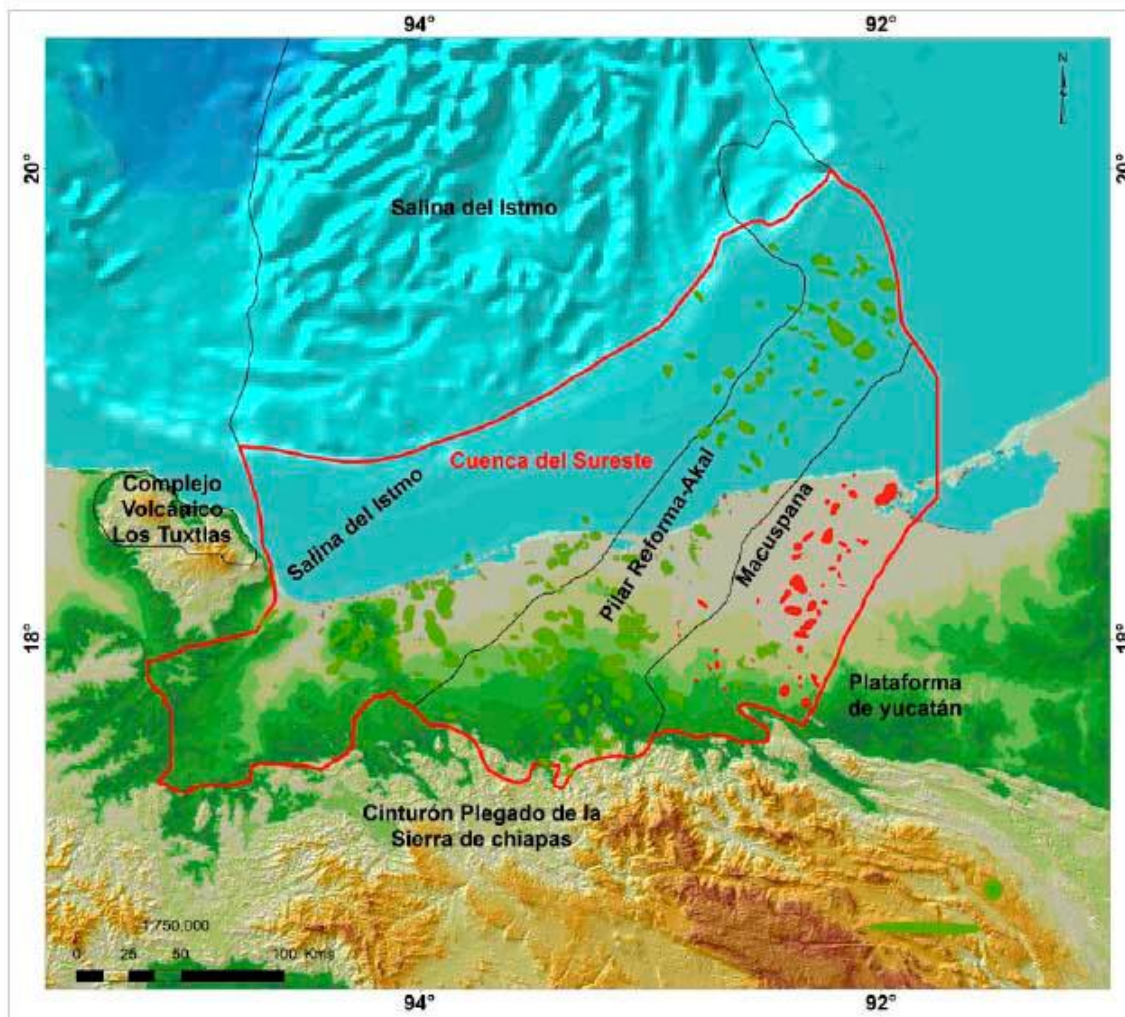


Figura 21.- Límites geológicos de la Provincia Petrolera Sureste.

Bajo el Término Cuenca del Sureste se agrupa a las cuencas Salina del Istmo, Macuspana, y Comalcalco, así como a las áreas de Chiapas-Tabasco y la Sonda de Campeche, a las que se agrega la Sierra de Chiapas. Dicho agrupamiento se debe a que la creación de estas áreas de depósito de sedimentos es el resultado de la apertura del Golfo de México y a su evolución posterior a partir del Cretácico Inferior hasta el Presente.

Evolución Tectónica Estructural

La columna estratigráfica de la Cuenca del Sureste se depositó en ambientes que fueron cambiando al evolucionar el marco tectónico que la englobaba, primero durante la instalación del rift y más tarde en el transcurso de la migración del Bloque Maya. A partir del Cretácico Inferior un proceso de subsidencia genera las condiciones adecuadas para la formación de una gran plataforma, carbonatada en su margen externa y evaporítica hacia el oriente, rodeada por depósitos carbonatados de ambientes profundos.

El régimen tectónico cambia en el transcurso de la parte final del Cretácico Tardío como consecuencia del inicio de un evento tectónico correlacionable con la Orogenia Laramide; termina con esto el dominio de depósitos carbonatados y se inicia un ciclo de formación y depósito de terrígenos en una antefosa que ocupa desde el frente noreste del Macizo granítico hasta el actual Golfo de México.

La etapa de deformación cierra con un período de estabilidad tectónica en el Eoceno Superior-Oligoceno. En el Mioceno Inferior un nuevo evento de intensa deformación por transgresión, el Evento Chiapaneco (Sánchez M. de O., 1979), asociado a movimientos del Bloque Chortis y la creación de la Placa de Cocos genera una nueva antefosa que se superpone a la formada por el régimen laramídico. En la planicie costera la rápida acumulación de terrígenos genera un régimen de extensión y se forman las Cuencas de Macuspana, y de Comalcalco. A la vez la sobrecarga acentúa la movilización de la masa salina y se forman domos y “canopies” de importancia petrolera.

Cada uno de los diferentes regímenes tectónicos que afectaron el actual sureste de México confirió características propias a la columna estratigráfica de la cuenca, influyendo tanto en su litología como en la distribución de litofacies.

En la Cuenca del Sureste se han identificado regiones con características estratigráficas que las distinguen entre sí. El factor que más influye en el establecimiento de las diferencias es la ubicación de cada área en relación con los límites de la cuenca, junto con su posición dentro del marco tectónico.

En el ámbito regional pueden distinguirse tres zonas: La Sierra de Chiapas, en el frente noreste del Macizo Granítico, donde se ubican las facies someras del borde suroccidental de la Cuenca; el Área de Chiapas-Tabasco, ubicada sobre el noroeste de la plataforma del Jurásico, plataforma que es cubierta por rocas de cuenca a partir del Tithoniano, y la Sonda de Campeche situada al occidente de la Plataforma

de Yucatán, en la que se ha alcanzado litofacies depositadas en ambientes lagunares y de rampa interna del Oxfordiano, así como facies de rampa interna en el Kimmerigiano y facies de mar abierto en el Cretácico.

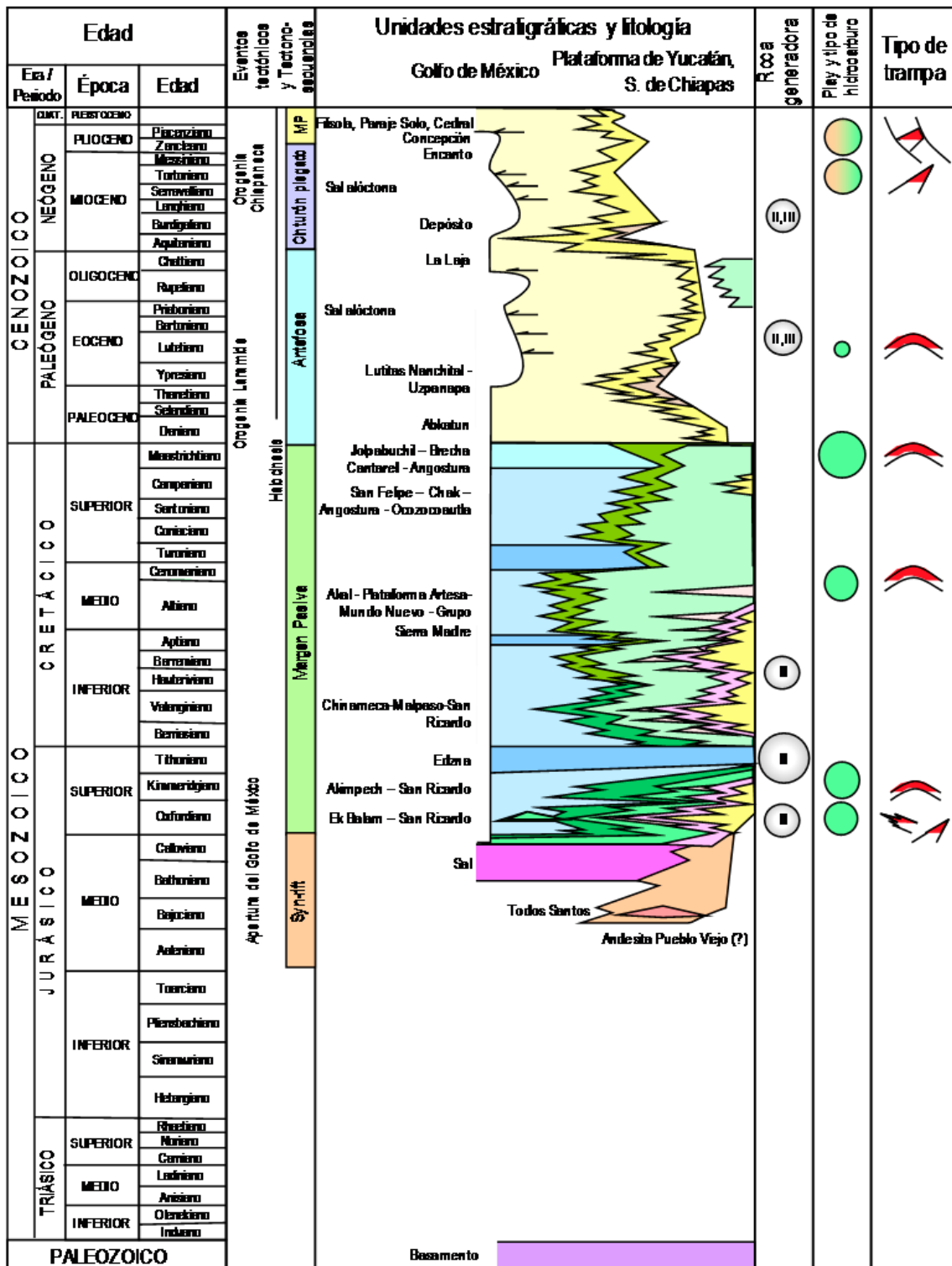


Figura 22.- Columna estratigráfica de la Provincia Petrolera Sureste (Modificada de Escalera y Hernández, 2010).

1. Cuenca Tampico-Misantla

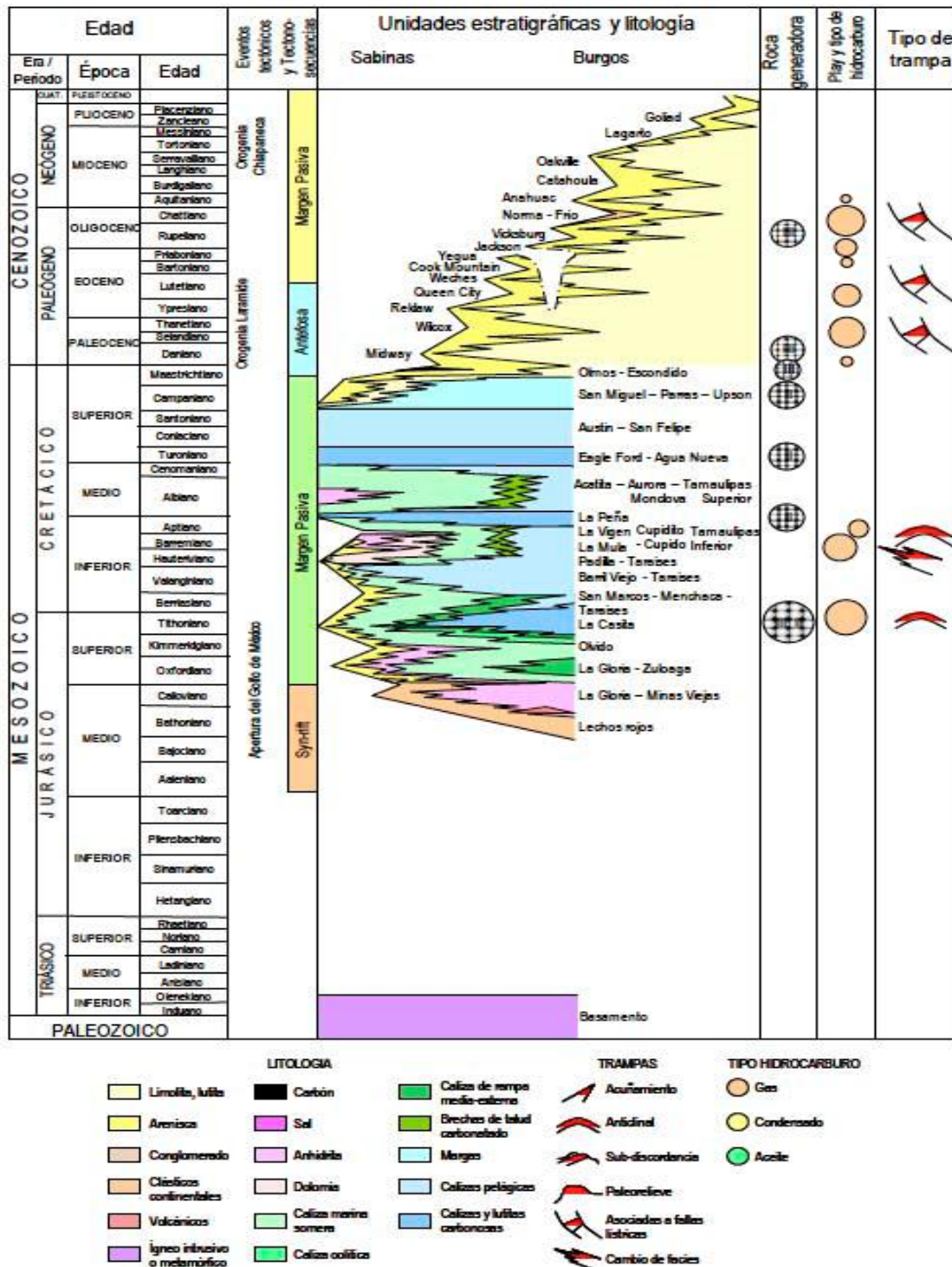


Figura 23.-Columna Estratigráfica provincia petrolera Tampico-Misantla (Escalera y Hernández,2010).

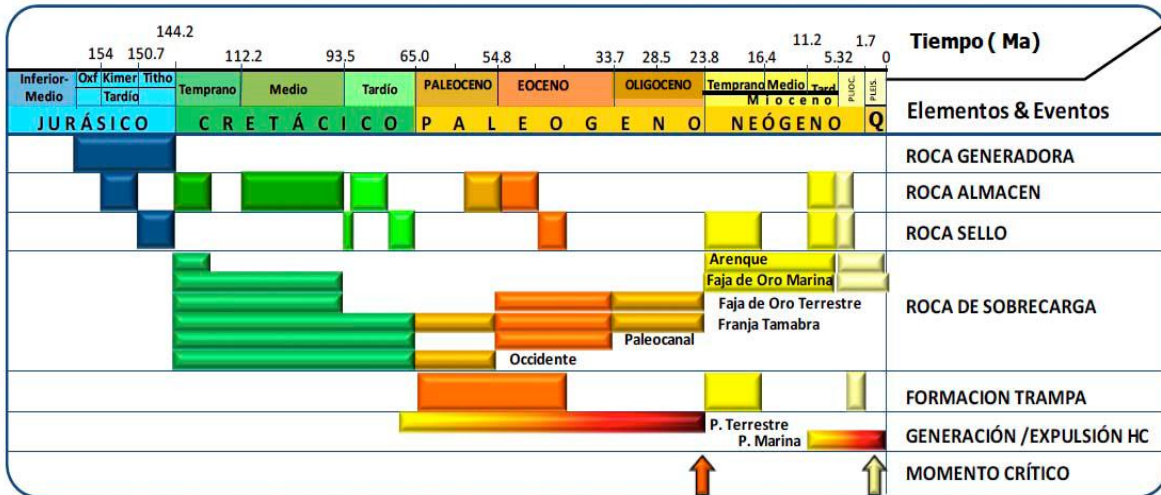


Figura 24.- Tabla de eventos de los sistemas petroleros asociados con las rocas generadoras del Jurásico Superior.

1.6 Golfo de México Profundo: Cinturón Plegado Perdido, Cordillera Mexicana, Campeche Profundo.

La provincia actualmente es frontera en la cual se están realizando trabajos exploratorios para evaluar su potencial petrolero. La roca generadora principal son calizas arcillosas y lutitas del Tithoniano. Los hidrocarburos descubiertos se encuentran en calizas del Cretácico y en areniscas del Neógeno en trampas estructurales y combinadas. En el área de Cinturón Plegado Perdido se ha confirmado la presencia de aceite con la perforación de los pozos Trion-1, Supremus-1 y Maximino-1, mientras que en el Cinturón Plegado Catemaco se ha descubierto gas siendo los campos más importantes Noxal, Lakach, Lalail y recientemente Kunah. En el área de Salina del Istmo se ha descubierto aceite extrapesado en el campo Tamil. Las reservas 3P de 1.7 MMMbpce, al 1 de enero de 2013. Los recursos prospectivos de la provincia tienen una media de 26.6 MMMbpce al 2013.

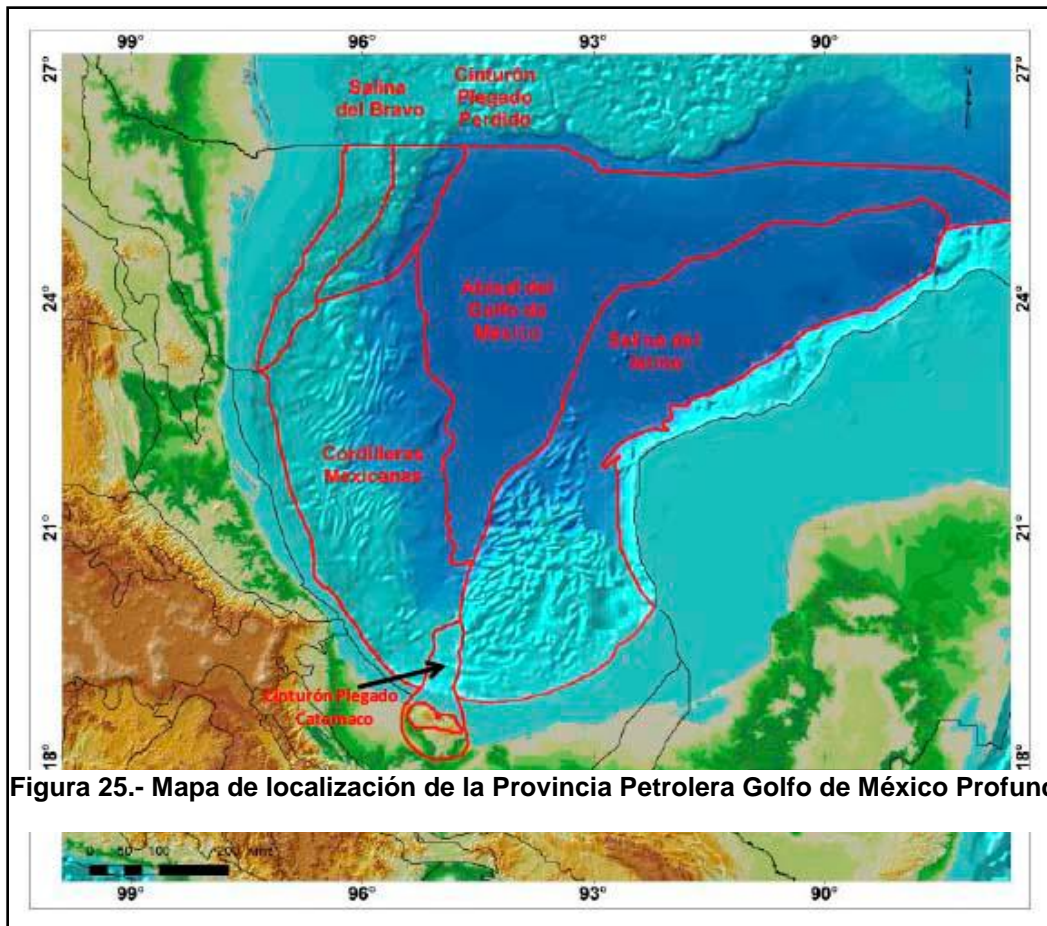


Figura 25.- Mapa de localización de la Provincia Petrolera Golfo de México Profundo.

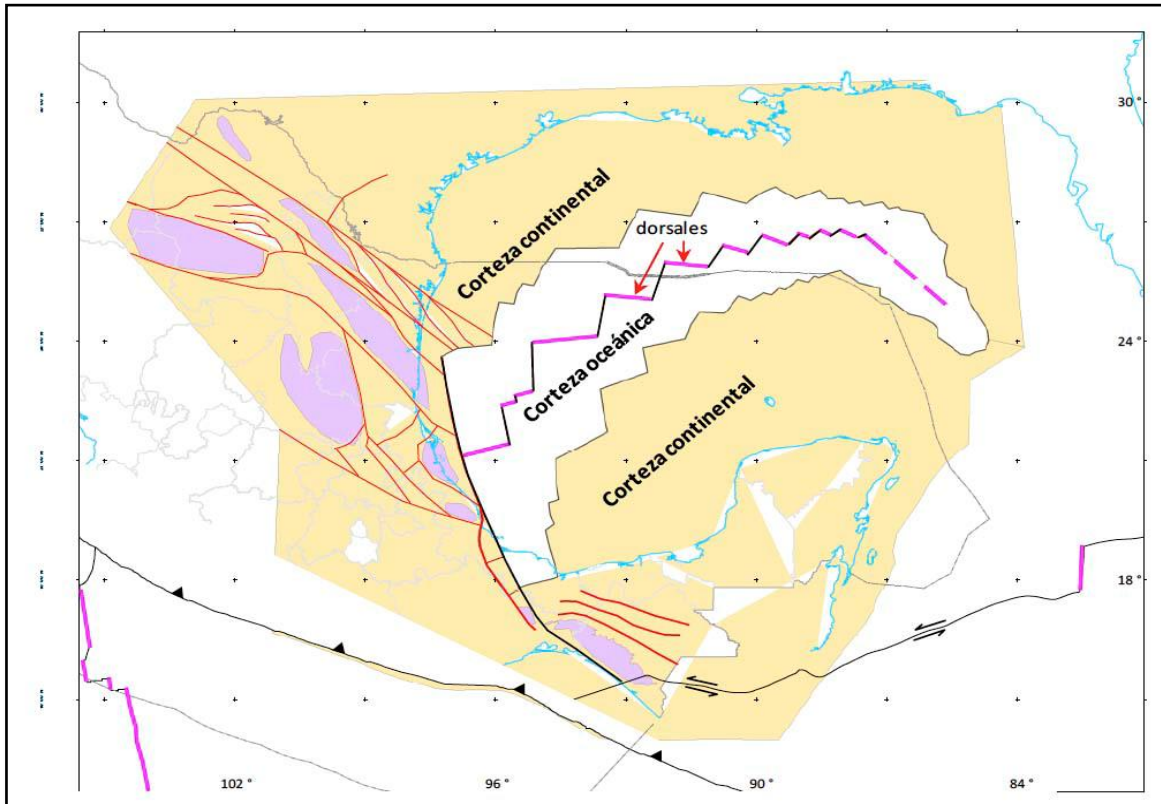


Figura 26.- Mapa tectónico mostrando la distribución de las cortezas oceánica y continental en el Golfo de México, así como las principales fallas y bloques relacionados con su formación (Miranda et al., 2005).

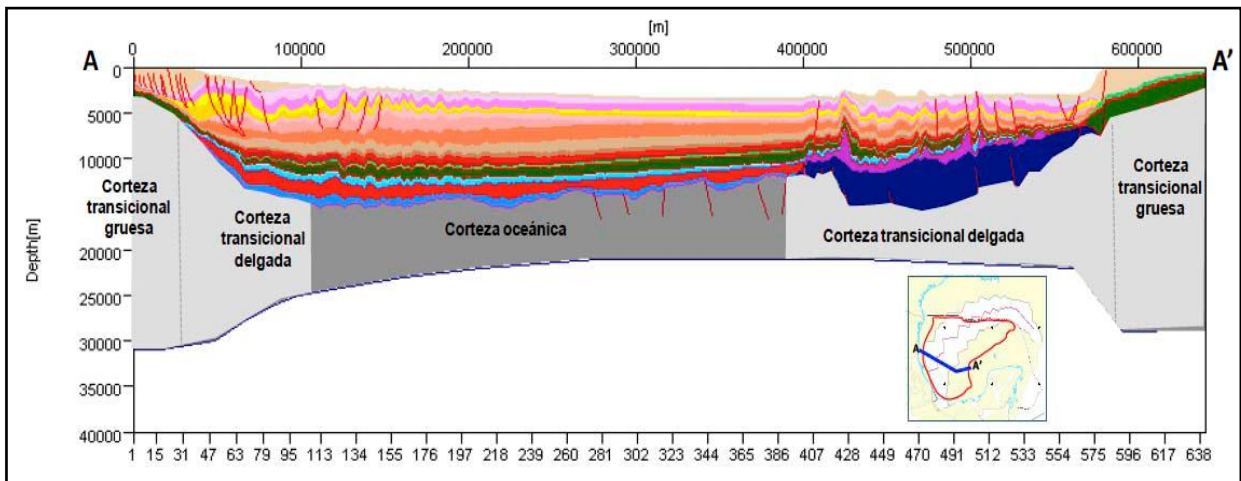


Figura 27.- Sección geológica mostrando los tipos de corteza presentes en el Golfo de México, la secuencia sin-rift (azul) incluyendo la distribución de la sal (púrpura), la secuencia sedimentaria mesozoica y cenozoica, depositada durante la subsidencia posterior

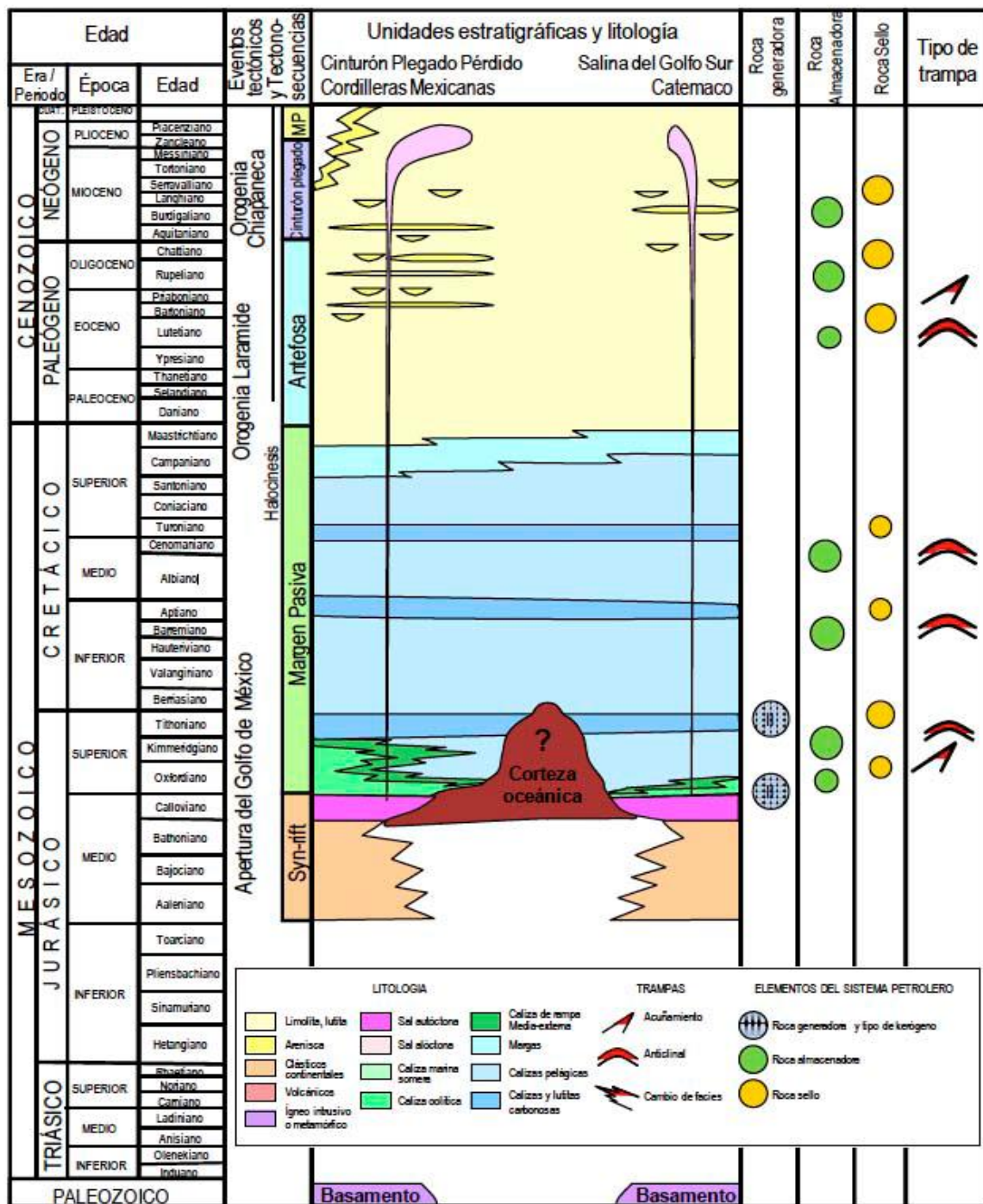


Figura 28.- Columna estratigráfica de la Provincia Petrolera Golfo de México Profundo (Modificada de Escalera y Hernández, 2010)

CAPÍTULO 2

LOCALIZACIÓN DEL POZO EXPLORATORIO

La localización de Leek-1 se ubica en aguas territoriales del Golfo de México frente a las costas de Veracruz, aproximadamente a 5 km al SE del pozo Noxal-1, a 23.46 km al NW del pozo Tabscoob-101, a 94 km. Al NW del puerto de Coatzacoalcos.

Tirante de agua (m): 848 m

Coordenadas UTM conductor: X=300 906 m Y= 2 092,744 m

Coordenadas UTM objetivos: X=300 906 m Y=2 092,744 m

Coordenadas geográficas del conductor

Lat: 18°55'06.42"N

Long: 94° 53' 25.48" W

Coordenadas UTM a la profundidad total: X= 300 906m Y=2'092,744 m

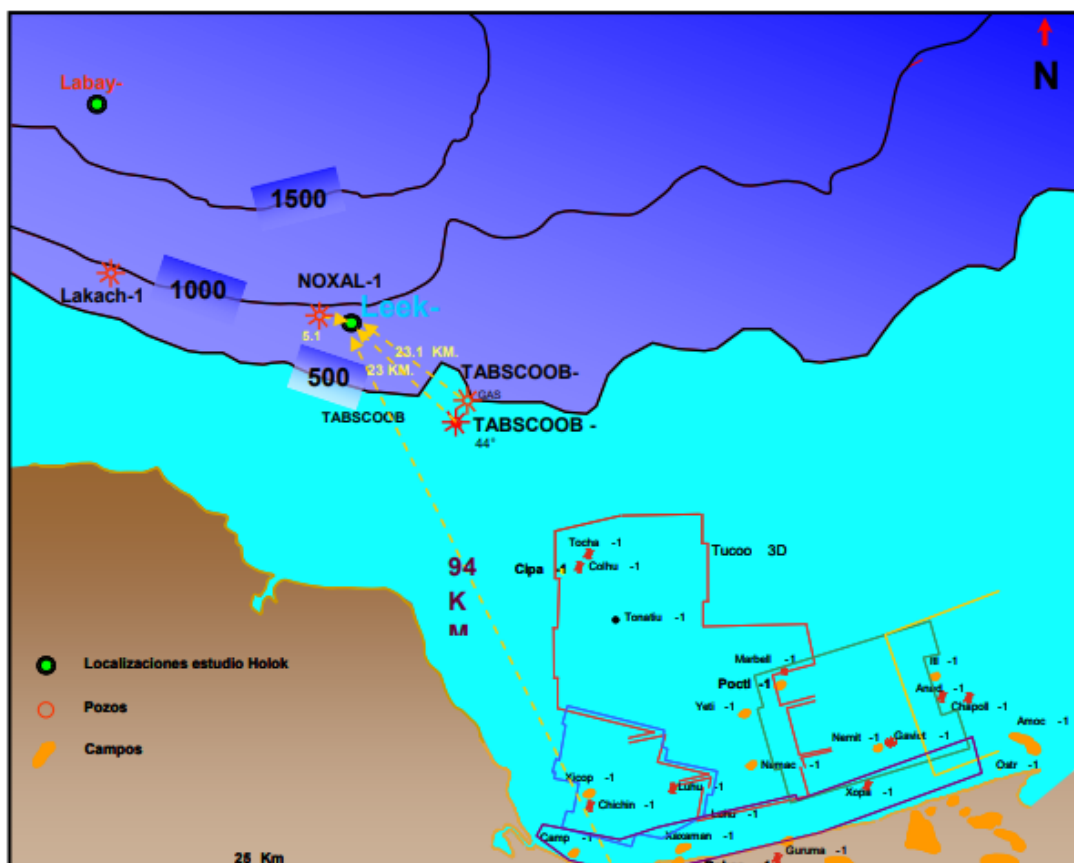


Figura 29-. Plano de ubicación Geográfica del Pozo Leek.

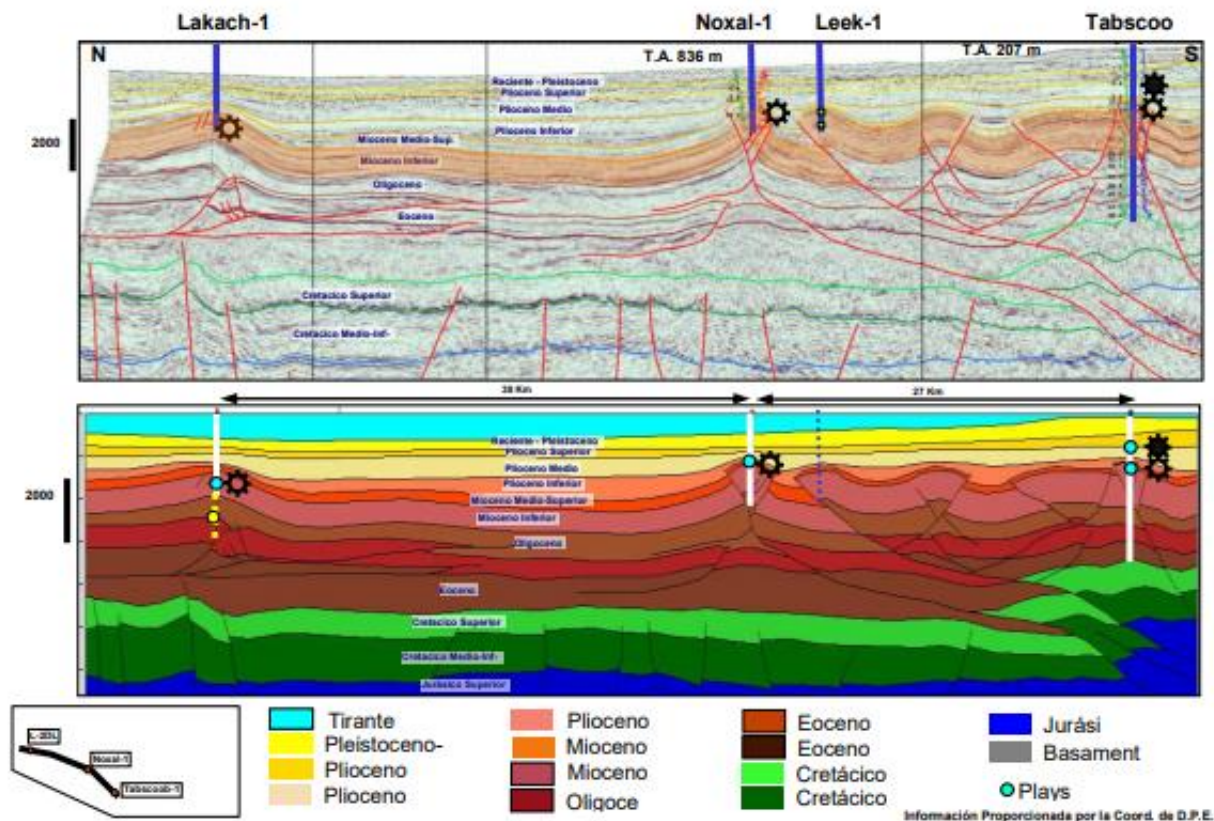


Figura 30.- Sección estructural regional de Pozo Leek.

El primer objetivo de Localización Leek-1 correspondiente al límite de secuencia del Mioceno Inferior, 16.5 m, evaluado como una trampa de tipo combinado con un área P1 (Probada) de 19 km².

Para el segundo objetivo correspondiente al límite de secuencia del Mioceno Inferior 17.5 m.a. se define como una trampa de tipo combinado, con anomalía de amplitud considerada como un Indicador Directo de Hidrocarburos (IDH) en el intervalo 3170-3270m en un área P1 de 16 km².

Ambos definidos por un sistema abanicos de piso de cuenca.

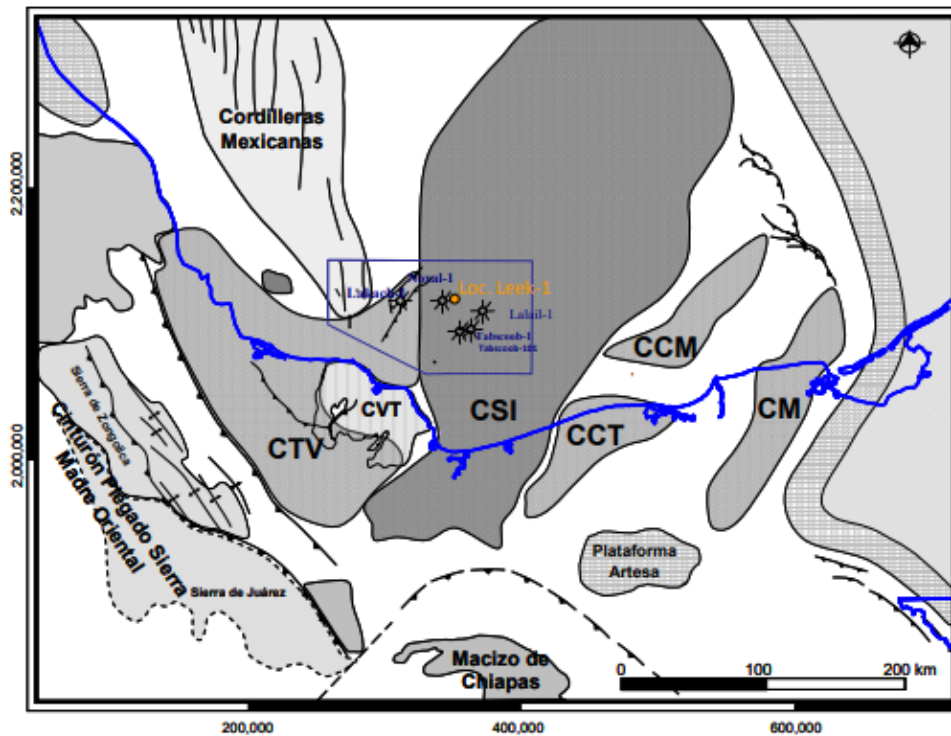


Figura 31.- Mapa de Provincias Geológicas tomado de (J.R. Nolasco/A Escamilla H.).

(CTV): Cuenca Terciaria de Veracruz

(CSI): Cuenca Salina del Istmo

(CM): Cordilleras Mexicanas

(CVT): Complejo Volcánico Los Tuxtlas.

(CCT): Cuenca de Comalcalco Terrestre.

(CCM): Cuenca de Comalcalco Marina.

(CM): Cuenca de Macuspana.

Dentro de la geología regional, el área donde se ubica la localización Leek-1, corresponde a la porción Sur Oriental del Golfo de México, lugar donde convergen la Cuenca Terciaria de Veracruz (CTV), la Cuenca Salinas del Istmo (CSI) y el extremo sur de la provincia de aguas profundas denominadas Cordilleras Mexicanas.

La historia tectónica de las cuencas terciarias (CTV y CSI) esta directamente relacionada con la evolución geodinámica de los márgenes convergentes entre las placas de Norteamérica y Cocos y el desprendimiento y deriva del bloque Chortis durante casi el Cenozoico. La integración de estas placas se mantuvo en un régimen compresional en el oriente de México durante el Eoceno, formando el cinturón plegado y cabalgado de la Sierra Zongolica (Jannette, et al, 2003); esta sierra, que constituyó el margen occidental de la Cuenca de Veracruz, aportó grandes cantidades de sedimentos a la cuenca en el Oligoceno-Mioceno.

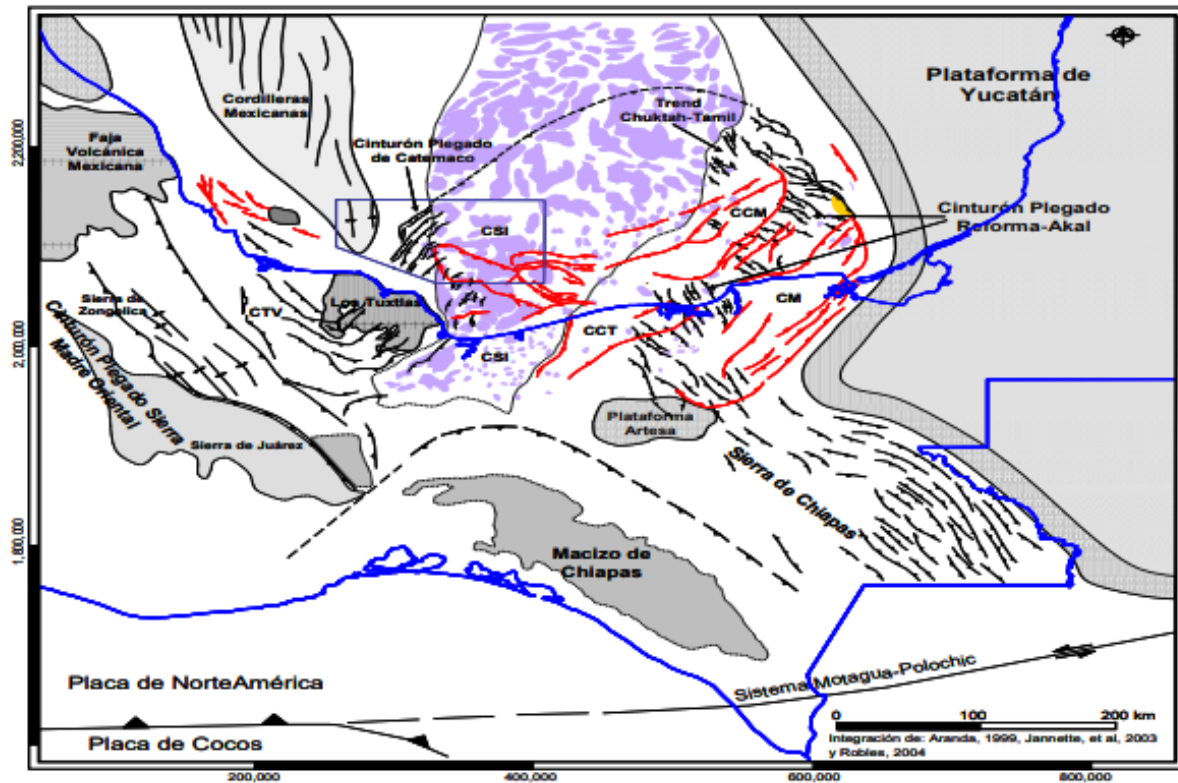


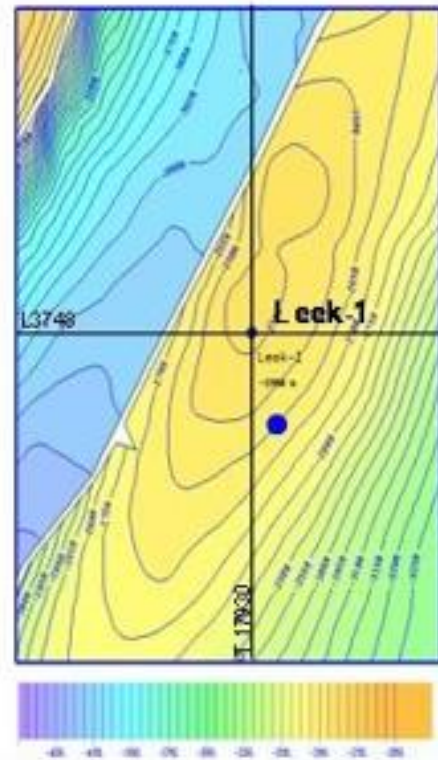
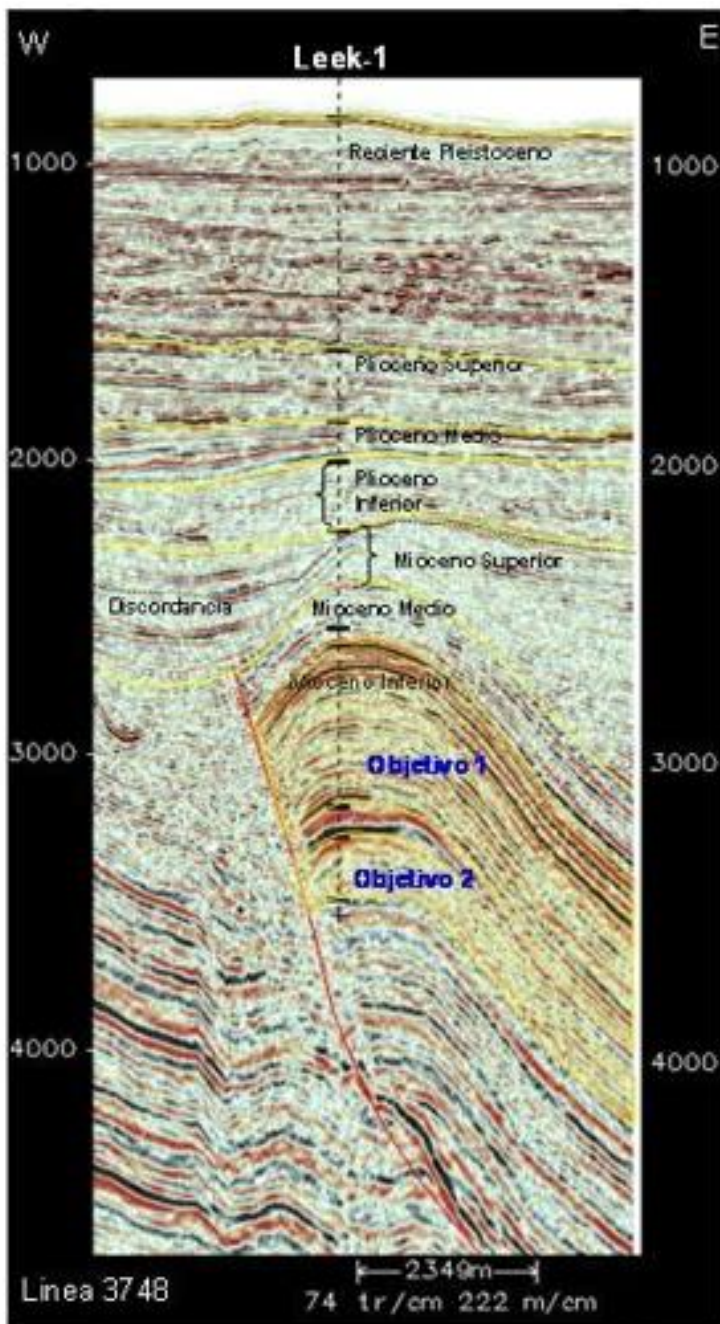
Figura 32.-Mapa tectónico y estructural del Sureste de México (José Robles Nolasco 2004).

Secciones estructurales interpretadas en base a líneas sísmicas.

Para el primer objetivo (A), tiene como finalidad investigar y probar el potencial petrolero de las arenas y areniscas depositadas en facies de cuenca durante el Mioceno Inferior (L.S. 16.5 m.a.) correspondientes al Play Abanicos en el intervalo 2560-3150 mvbnm con un espesor de 590 m el cual corresponde a la cima del Mioceno Inferior.

El segundo objetivo (B) se encuentra en el intervalo de 3170-3270 mvbnm con un espesor de 100 metros cabe mencionar que este objetivo es el más importante debido a que es considerado un objetivo con Indicador Directo de Hidrocarburos (IDH) por tener la presencia de una anomalía de amplitud.

Como resultado del análisis de los objetivos evaluados para la localización Leek-1 se considera una probabilidad de éxito geológico del 15% de encontrar 24 MMbpce o más, en donde el principal elemento de riesgo es el sello para ambos objetivos.



Objetivos

Mioceno Inferior

**Objetivo 1 (Cima) 2560
(Base) 3150**

**Objetivo 2 (Cima) 3170
(Base) 3270**

Figura 33.- Línea sísmica 3748 que pasa por la Loc. Leek-1.

Secciones estructurales en base a pozos o puntos geográficos.

La línea regional compuesta se orienta en su primer segmento de SE – NW y pasa por el pozo Tabscoob-1 que cortó los objetivos a investigar por la Loc. Leek-1, el segundo segmento se orienta NW-SE y pasa por la Loc. Leek-1 y el pozo Noxal-1, observándose en ese sentido el incremento de la complejidad estructural, manifestada por un sistema de pliegues alargados con ejes orientados norte-sur, asociados a un despegue localizado en la secuencia arcillosa del Eoceno.

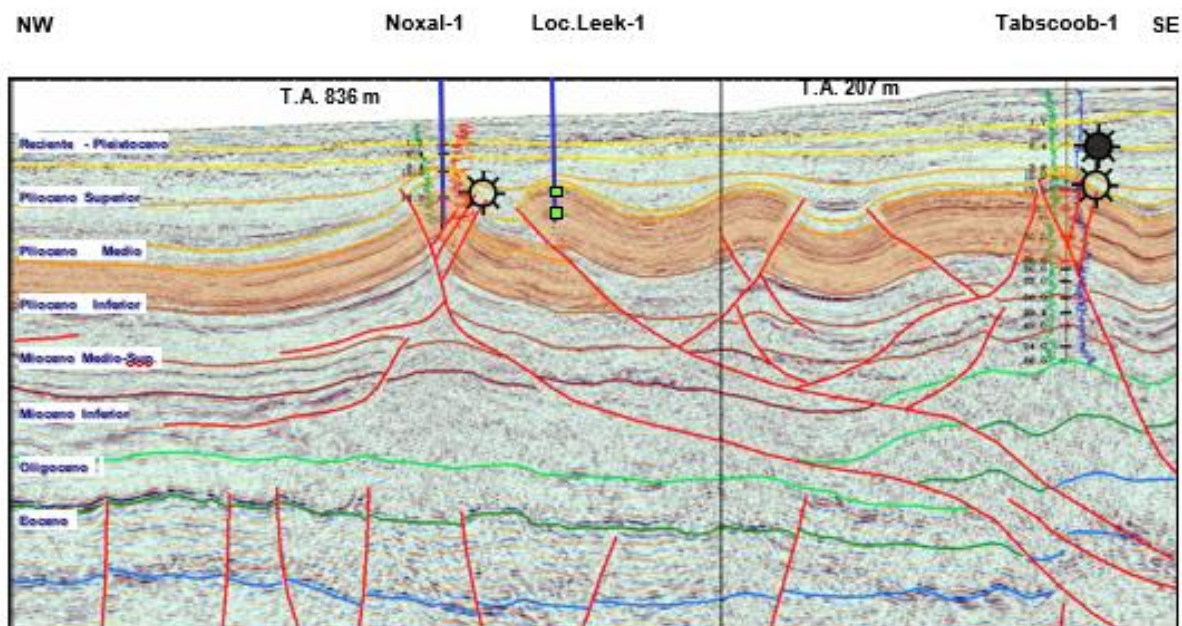


Figura 34.- Línea sísmica-estructural en dirección de la trayectoria de la perforación de Loc.Leek-1 con los pozos Noxal-1 y Tabscoob-1(A.E.H.).

La línea de correlación entre la Loc. Leek-1 y Noxal-1, se orienta NW-SE, la cual muestra que tenemos mayor engrosamiento de sedimentos hacia la parte SE donde se encuentra la Loc. Leek-1, y de acuerdo al estudio de nanoplancton calcáreo que realizó el CREL, para determinar la edad del Mioceno Superior, en el pozo Noxal, se observa que la discordancia que se presenta en esta sección queda dentro de la edad del Mioceno Superior.

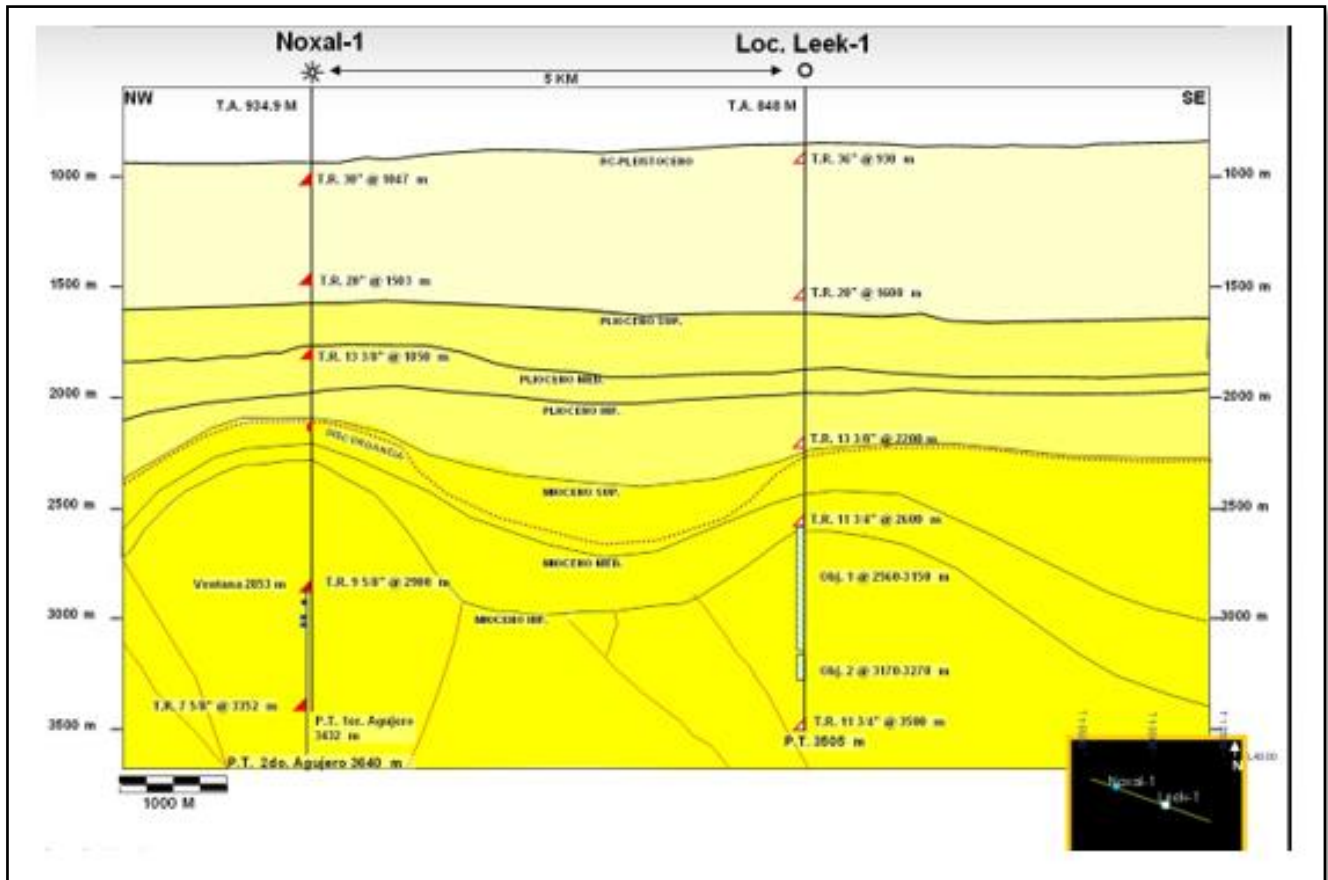


Figura 35.- Línea de Correlación entre los pozos Noxal-1 y Leek-1.

2.2 Proyecto de la profundidad total del Pozo

	Profundidad vertical(m.v.b.n.m.)	Profundidad vertical (m.v.b.m.r)	Profundidad Desarrollada (m.d.b.m.r)
Profundidad total programada	3480	3505	3505

Formación	Profundidad Vertical (mvbnm)	Espesor	Litología
Pleist. Rec. (F.M.)	848	T.A	Intercalaciones de arcillas y arenas.
Plioceno Superior	1622	238	Lutitas grises claro y gris verdoso, arenas con escasas intercalaciones de areniscas.
Plioceno Medio	1860	140	Lutita gris a gris claro, y lutitas arenosas hacia la parte basal.
Plioceno Inferior	2000	235	Predominio de lutitas gris claro y gris, con intercalaciones menores de areniscas de grano fino a medio.
Mioceno Superior	2235	185	Intercalaciones de lutitas gris claro a gris verdoso, en partes arenosas, con delgadas intercalaciones de areniscas de grano fino a medio hacia la base.
Mioceno Medio	2420	140	Intercalaciones de lutitas gris claro a gris verdoso, en partes arenosas, con intercalaciones de areniscas de grano fino a medio, en la parte basal se presentan lutitasbentoníticas, suave en partes plásticas.
Mioceno Inferior	Cima Obj. A	2560	Hacia la parte superior, alternancia de cuerpos de areniscas de color gris claro, de grano fino y lutitas arenosas de color gris claro. En la parte media inferior
	(Base Obj. A)	3150	

				areniscas de cuarzo gris claro y gris verdoso, de grano fino a medio, mal cementada, con intercalaciones delgadas de lutitas arenosas gris verdoso.
Mioceno Inferior	(Cima Obj. B)	3170	100	Alternacia de arenas y areniscas mal consolidadas, en la parte basal se espero
	(Base Obj. B)	3270		
Profundidad Total		3480		

Tabla 4-. Columna Geológica Probable.

CAPÍTULO 3

GEPRESIONES

Son aquellas presiones que llevan el petróleo desde un yacimiento hasta un pozo productor. Cuando comienza la producción, una caída de presión producida en la formación que rodea al pozo hace que el petróleo fluya a través de las redes de poros presentes en el yacimiento hacia el punto de extracción. Con la extracción del petróleo y la subsiguiente caída de presión que se produce en el yacimiento, el petróleo, el agua y la roca se expanden. Los cambios de presión, la expansión y el movimiento de todos estos materiales inciden en la producción de petróleo.

3.1 Presión hidrostática (Ph)

Es la presión ejercida por el peso de una columna de fluido, en función de la densidad del fluido y longitud de la columna de este.

Cuando actúa en un punto determinado de un fluido en reposo provoca una fuerza perpendicular a las paredes del recipiente y a la superficie de cualquier objeto sumergido que esté presente.

Para su cálculo en el pozo se aplican las siguientes fórmulas:

$$Ph = \frac{Prof * Dl}{10}$$

a) En pozos verticales.

Donde:

Ph = Presión hidrostática, en Kg/cm².

Dl = Densidad del fluido o lodo, en gr/cm³

Prof = Profundidad o longitud de la columna de fluido, en m.

b) En pozos direccionales.

Donde:

P.V.V = Profundidad vertical verdadera o real, en m.

ρ_i = Densidad del fluido o lodo, en gr/cm³

El uso de esta profundidad se debe a que el peso, es una fuerza con que los cuerpos son atraídos (dirección vertical) hacia el centro de la tierra.

3.2 Presión de Sobrecarga

Es la presión ejercida por el peso de la matriz de la roca y los fluidos contenidos en los espacios porosos sobre una formación particular.

En una cuenca sedimentaria, el peso acumulativo de las rocas a una profundidad específica, conocido como esfuerzo vertical (S_v) o esfuerzo de sobrecarga (S), es una función del espesor (Z) y de la densidad de las rocas (r_r) sobreyacentes.

$$S = r_r * Z$$

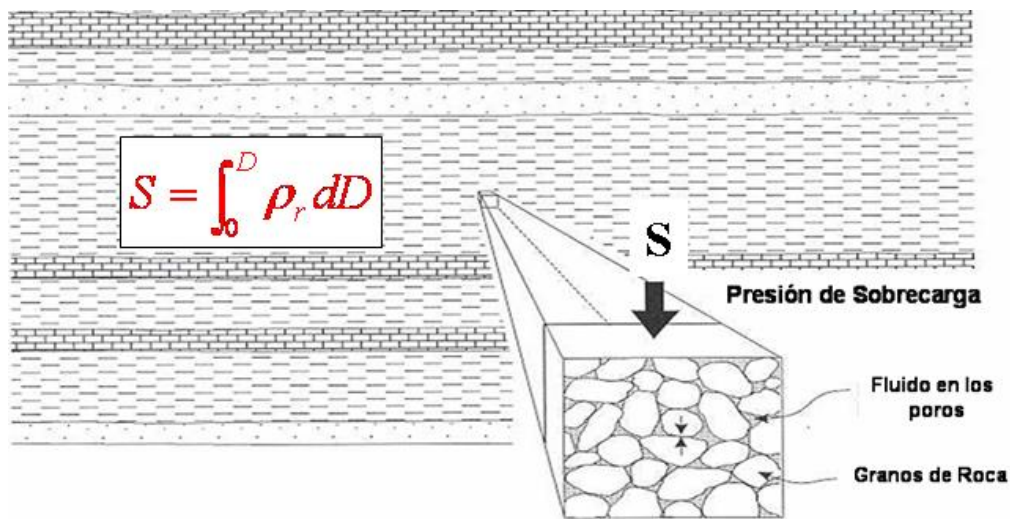


Figura 36.- Presión de sobrecarga.

Dado que en la mayoría de las formaciones la densidad no es una constante, sino que varía con la profundidad; el esfuerzo vertical se calcula mediante la integración de un registro de densidad:

$$S = \int_0^Z \rho_r \cdot dZ$$

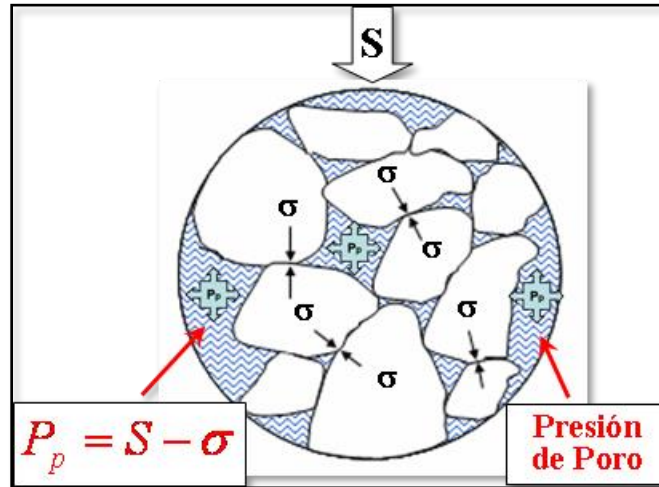


Figura 37.- Presión de Poro.

Resolviendo la variación de la densidad con respecto de la profundidad, el esfuerzo vertical finalmente queda como:

$$S = \frac{\sum_{i=1}^n \rho_r \cdot (Z_i - Z_{i-1})}{Z_i}$$

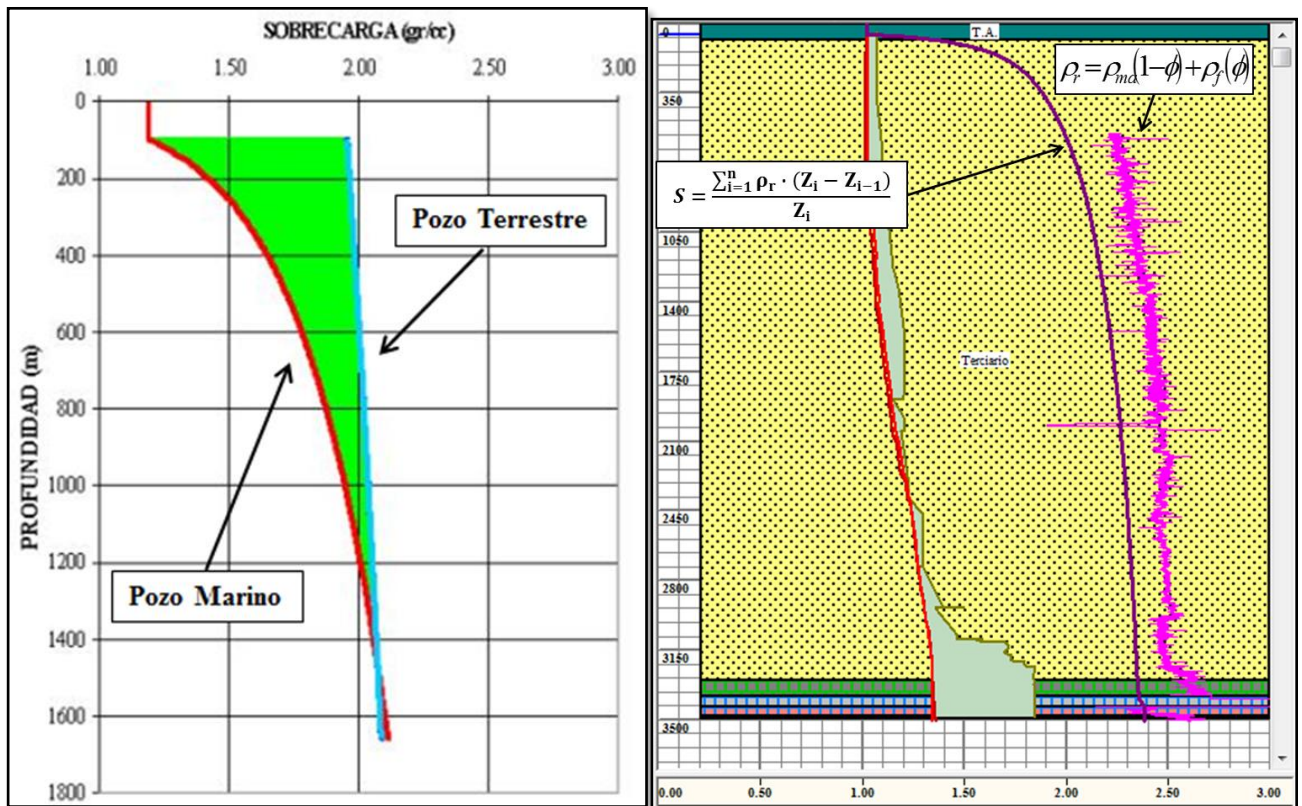


Figura 38.- Presión de sobrecarga con respecto de la profundidad, el esfuerzo vertical.

3.3 Gradiente de sobrecarga

Conocer el gradiente de sobrecarga es de suma importancia para el cálculo de los gradientes de formación y de fractura. Conforme aumenta la profundidad la compactación de los sedimentos provoca que se incremente el gradiente de sobrecarga.

La ecuación siguiente se emplea para calcular el gradiente de sobrecarga, donde la ρ_b se le conoce como la densidad aparente; esta densidad no se usa para el espesor total de la formación, se aplica para calcular en solo intervalos.

Por lo tanto:

$$S = \sum$$

Donde:

S= Presión de sobrecarga [kg/cm_2]

L_i = Espesor de intervalo [m]

ρ_i = Densidad de intervalo [m]

n= Número de intervalo

Presión de sobrecarga "Acumulada"

Para calcular el Gradiente de sobrecarga, se usa la siguiente ecuación:

$$GS = \frac{\text{Presión de Sobrecarga acumulada}}{\text{Profundidad total}} \times 10$$

3.4 Presión de Fractura

Es la fuerza por unidad de área necesaria para vencer la presión de formación y la resistencia de la roca. La resistencia que opone una formación a ser fracturada, depende de la solidez o cohesión de la roca y de los esfuerzos de compresión a los que se someta.

Dependiendo de la magnitud de los esfuerzos principales, la fractura es vertical u horizontal, pero siempre se fractura en forma perpendicular al esfuerzo mínimo.

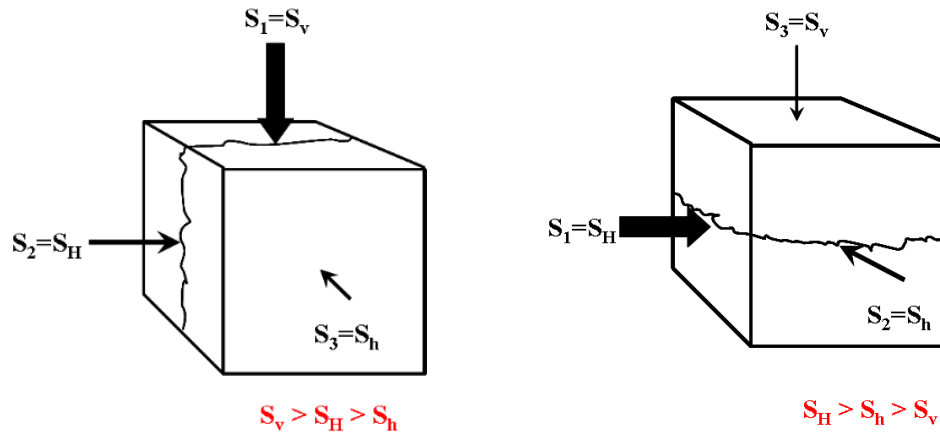


Figura 39.-Presión de Fractura.

Para definir la resistencia a la fractura de las rocas, se debe llevar a cabo una prueba de integridad a la presión unos metros debajo de cada punto de asentamiento de la tubería de revestimiento, es decir, las pruebas de integridad a la presión son pruebas que se efectúan durante la perforación de un pozo, una vez que se ha perforado la zapata de la última tubería de revestimiento cementada y se realizan mediante el bombeo de fluido de perforación con el pozo cerrado, para que se origine una presurización.

El objetivo fundamental, es conocer la máxima presión que se ejerce por el fluido de perforación sin que exista falla de la roca y/o pérdida de circulación durante la perforación en la siguiente etapa.

3.5 Esfuerzo efectivo o de matriz

El esfuerzo efectivo se define como “el esfuerzo generado por el contacto grano a grano en la matriz de la roca, el cual está en función de la sobrecarga a una profundidad determinada”. Este esfuerzo es resultado de los esfuerzos verticales y horizontales.

Por otra parte, es importante conocer el principio de Terzagui, dado que fue la base para el desarrollo de varios métodos para la predicción de las presiones de sobrecarga, poro y de fractura. Se define de la siguiente manera:

$$S = P_p \sigma$$

Donde:

S= Sobrecarga [kg/cm²]

P_p= Presión de poro [kg/cm²]

σ = Esfuerzo efectivo [kg/cm²]

3.6 Presión de formación de poro

La presión de formación, llamada presión de poro es aquella presión que ejercen los fluidos confinados en el espacio poroso de la formación sobre la matriz de roca. Estos fluidos intersticiales son generalmente aceite, gas y agua salada.

La presión de poro puede ser:

- Presión normal
- Presión anormal

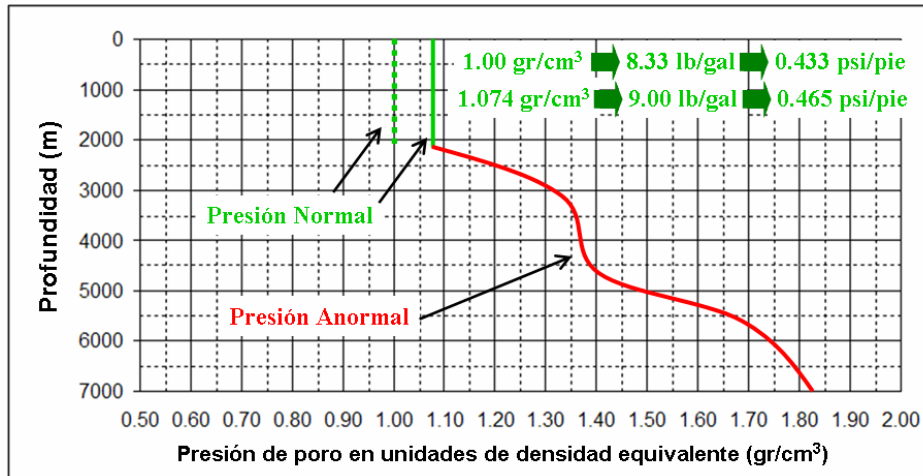


Figura 40.- Presión de poro.

3.7 Presión de poro normal

La presión de poro normal es igual a la presión hidrostática que ejerce una columna de fluido en la formación.

En muchos casos estos fluidos varían de agua dulce con densidad de 1 g/cc (0.433 psi/pie) a agua salada con densidad de 1.074 g/cc (0.465 psi/pie) correspondiente a una salinidad de 80,000 ppm de NaCl a una temperatura de 25°C. En algunas ocasiones la densidad del fluido llega a ser mayor de 1.074 g/cm³ debido a incrementos en el gradiente geotérmico y en la concentración de sales.

REGIÓN	GRADIENTE DE PRESIÓN DE PORO NORMAL		
	(psi/pie)	(lb/gal)	(g/cc)
Golfo de México-USA	0.465	8.94	1.074
Canal de Santa Bárbara	0.452	8.69	1.044
Mar del Norte	0.452	8.69	1.044
Costa Mexicana del Golfo	0.446	8.58	1.030
África Oeste	0.442	8.5	1.021
Delta del Mackenzie	0.442	8.5	1.021
Malasia	0.442	8.5	1.021
Tampico-Misantla-Chicontepepec	0.442	8.49	1.020
California	0.439	8.44	1.014
Montañas Rocosas	0.436	8.38	1.007
Cuenca de Anadarko	0.433	8.33	1.000
Oeste de Texas	0.433	8.33	1.000

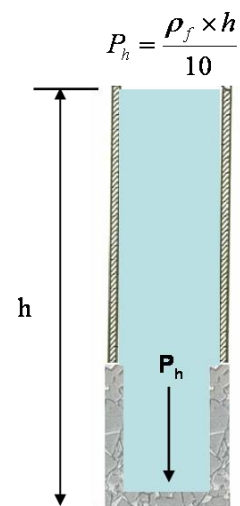


Figura 41.- Presión de Poro Normal.

3.8 Presión de poro anormal

Por definición la presión de formación anormal es cualquier presión diferente de la tendencia establecida por el gradiente de presión de formación normal (hidrostático) en un área determinada.

Si la presión de formación excede a la presión hidrostática se le llama anormalmente alta, geopresurizada, superpresurizada simplemente presión anormal; en cambio, si es menor que la normal, se le denominaron presión de formación anormalmente baja o subnormal.

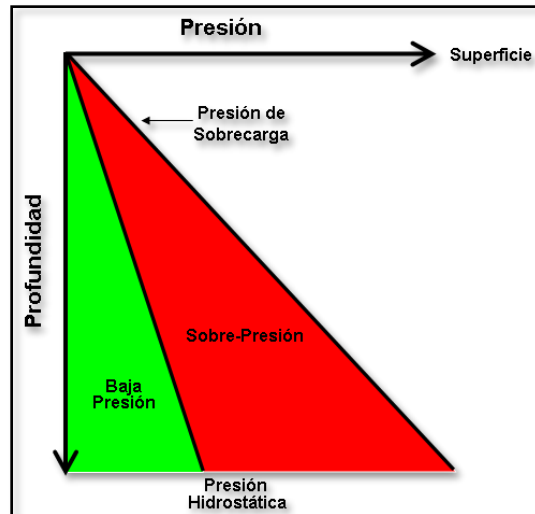


Figura 42.- Presión Anormal.

Existen varios mecanismos que dan origen a las presiones anormales. El fenómeno se relaciona a procesos geológicos, físicos, geoquímicos y mecánicos. A menudo es difícil, si no es que imposible, precisar sobre la influencia que tiene cada proceso en la generación de presiones anormales en un área específica, dado que frecuentemente estos procesos no se presentan en forma aislada. Las principales causas de la generación de presiones anormales referidas en la literatura (Law, 1994) son:

- Debido a Esfuerzos de la Roca
 - Desequilibrio en la compactación
 - Actividad tectónica
- Generadas por Incremento del Volumen de Fluidos
 - Expansión de agua debido al incremento de temperatura
 - Generación de hidrocarburos
 - Liberación de agua debido a fenómenos de diagénesis
- Movimiento de Fluidos y Flotación
 - Fenómenos osmóticos
 - Nivel piezométrico del fluido (columna hidráulica)
 - Flotación debida al contraste de densidades

3.9 Presión de poro baja

La presión de poro baja o subnormal es menor que la presión normal. Generalmente estas presiones se encuentran en zonas donde las formaciones poseen un alto esfuerzo matricial y alta porosidad. El gradiente de presión subnormal es menor de 0.465 psi/pie (1.074 g/cm³), que corresponde al gradiente de presión normal; en determinadas áreas alejadas de la costa, el gradiente de presión normal es de 0.433 psi/pie (1.0 g/cm³).

3.10 Registros Geofísicos: Indicadores de litología y porosidad

Se obtiene una evaluación más detallada de la geopresión mediante la combinación de los datos de perforación con datos de registros geofísicos de pozos vecinos. Para predecir la presión de poro en base a registros adquiridos durante la perforación, los analistas a menudo correlacionan los cambios observados en la porosidad de las lutitas con la existencia potencial de presión anormal. Esto es posible porque las lutitas generalmente se compactan en forma uniforme con el incremento de la profundidad.

Particularmente para la predicción de geopresiones se usan los siguientes registros geofísicos:

- Registro de resistividad con rayos gama
- Registro sínico con rayos gama
- Registro de densidad-neutrón con rayos gama

3.11 Métodos de predicción de la presión de poro normal

A lo largo de la historia se han desarrollado métodos para determinar ó estimar la presión de poro tomando en cuenta las prioridades físicas de las rocas, sin embargo, en la actualidad en la industria petrolera, hay ciertos métodos que se utilizan con más frecuencia que otros, por lo que a continuación se mencionan los más importantes:

Métodos Indirectos:

*Modelo de Eaton

*Modelo de Bowers

*Modelo Hottman y Johnson

*Modelo de Exponente "DC" (Modelo basado en datos que se obtienen durante la perforación)

Métodos Directos:

- MDT (Modular Formation Dynamics Tester)
- RDT (ReservoirDescriptionTool)

Generalmente el modelo de más uso es el de Eaton.

3.12 Modelo de Eaton

El método de Eaton se basa en un principio que establece que la tendencia normal de compactación altera en la zona de presión anormal. Eaton utilizó una gran cantidad de datos de registros geofísicos y mediciones de presión de poro de diferentes áreas geológicas para desarrollar una serie de ecuaciones, las cuales relacionan directamente la presión de poro con la magnitud de desviación entre los valores observados y los obtenidos de la tendencia normal extrapolada.

Algunas investigaciones realizadas por Mouchet y Mitchell en 1989 y por Yoshida y otros en 1996, concluyeron que las ecuaciones de Eaton, para la predicción de la presión de formación, son las más usadas para calcular gradientes de presión de formación en aguas profundas.

*Registro de Resistividad

De acuerdo con datos reales que Eaton utilizó, presento la siguiente ecuación:

$$G_p = G_s - 0.35 * \left(\frac{R_{sh \text{ observada}}}{R_{sh \text{ normal}}} \right)^{1.5}$$

Donde:

G_p = Gradiente de poro [psi/pies]

G_s = Gradiente de sobrecarga [psi/pies]

R_{sh} = Resistividad de las lutitas [$\Omega \cdot m$]

El esfuerzo de matriz de $0.535 \left[\frac{\text{psi}}{\text{pies}} \right]$ solo se usa en un gradiente de sobrecarga constante de $1 \left[\frac{\text{psi}}{\text{pies}} \right]$ y un gradiente de presión hidrostática de $0.465 \left[\frac{\text{psi}}{\text{pies}} \right]$. De acuerdo con el principio de Terzaghi:

$$\sigma = P_s - P_p$$

Donde:

σ = Esfuerzo efectivo de la formación

P_s = Presión de Sobrecarga

P_p = Presión de poro

Se obtiene lo siguiente:

$$G_p = G_s - (G_s - P_n) * \left(\frac{R_{sh \text{ observada}}}{R_{sh \text{ normal}}} \right)^{1.5}$$

Donde:

P_n = Gradiente normal de la presión de poro a la profundidad de interés. Cuando no se tiene información se considera un valor de densidad equivalente igual a 1.03 [gr/cc].

Sin embargo, tiempo después Eaton utilizó una gran cantidad de datos al realizar sus estudios y termino modificando el exponente de la ecuación quedando de la siguiente manera:

$$G_p = G_s - (G_s - P_n) * \left(\frac{\Delta_t \text{ normal}}{\Delta_t \text{ observada}} \right)^3$$

Donde:

Exponente = Coeficiente cuyo valor depende de la cuenca a analizar. Eaton utilizó el valor de 1.2.

*Registros Sónico

Al igual que el método anterior, mediante el cálculo de la tendencia normal de compactación, Eaton ajusto un punto de presión con la tendencia real de compactación y los datos del registro sónico, particularmente el tiempo de tránsito Δt , de:

$$G_p = G_s - (G_s - P_n) * \left(\frac{\Delta_t \text{ normal}}{\Delta_t \text{ observada}} \right)^3$$

Donde:

Exponente = coeficiente cuyo valor depende de la cuenca a analizar. Eaton utilizó el valor de 3.

Procedimiento para utilizar el modelo de Eaton:

1. A partir de las lecturas de puntos en lutitas limpias, graficar profundidad vs tiempo de tránsito o resistividad medidos en estos puntos.
2. Trazar la línea de tendencia normal y extrapolar hasta la profundidad total.
3. A la profundidad de interés D, leer los valores de tiempo de tránsito de tendencia normal (t_{lum}) y de la tendencia observada (t_{lu}).
4. Calcular la presión de poro a la profundidad de interés D, según el registro que se tenga.

3.13 Eventos en la operación causados por presiones anormales

Las presiones anormales y subnormales, en muchos casos son las causantes de diversos eventos operacionales durante la perforación, tales como: brotes, pérdidas de circulación o pegaduras por presión diferencial. A continuación, se describen cada uno de estos eventos.

*Brote: Es una condición que se presenta cuando la presión de la formación excede la presión hidrostática del fluido de perforación permitiendo así una entrada de fluidos de la formación al pozo (Manual de presiones anormales, 1997).

Pegadura por presión Diferencial: Es una condición que puede presentarse por diferencia entre la presión de formación y la presión hidrostática (pegadura) o por un evento mecánico (pegamecánica), consiste en el atascamiento de la tubería de perforación a determinada profundidad del pozo. Una tubería pegada puede conducir a costosas operaciones de corte de tubería, pesca o desvío lateral (side-track), las cuales añaden desembolsos y tiempos adicionales muy grandes al proceso de perforación de un pozo (Manual de presiones anormales, 1997).

Pérdida de Circulación: La pérdida de circulación ha sido uno de los factores que más contribuye a los altos costos del lodo. Además de las ventajas claras que se obtienen al mantenerse la circulación, la necesidad de impedir o remediar las pérdidas de lodo es importante para objetivos de la perforación, como la obtención de una evaluación de la formación de buena calidad y el logro de una adherencia eficaz del cemento primario sobre la tubería de revestimiento. La pérdida de circulación puede producirse por invasión o pérdida de lodo hacia la formación que son cavernosas, fisuradas, fracturadas o no consolidadas. Las formaciones agotadas de baja presión (Generalmente arenas) también son potenciales a generar problemas de pérdida de circulación (Manual de presiones anormales, 1997).

CAPÍTULO 4

CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA E INTEGRADA DEL YACIMIENTO

4.1. Propiedades petrofísicas que definen un yacimiento

Objetivo específico

Visualizar cuales son las propiedades petrofísicas de la roca del yacimiento y su importancia para la caracterización de los yacimientos de hidrocarburos.

Modelado petrofísico

El modelado petrofísico consiste en la interpretación cuantitativa de los registros geofísicos a fin de determinar las características principales de las rocas del yacimiento.

Entender los fenómenos físicos que ocurren en las rocas, desde su formación, con objeto de conocer cantidades o parámetros petrofísicos posibles o necesarios a medir en un yacimiento, para definir los rangos de validez de los datos obtenidos y el alcance y limitaciones de estas mediciones en la caracterización de yacimientos petroleros. Estudiar las propiedades físicas y procesos de las rocas en yacimientos petroleros se basan en el conocimiento y aplicación de las propiedades de los medios porosos.

Los datos de núcleos muestreados durante la perforación representan la base esencial para la calibración de los procesos interpretativos. Los resultados de esas diferentes etapas se integran en un contexto (2D) o tridimensional (3D), para construir lo que se puede denominar un modelo geológico integrado del yacimiento. Por una parte, representa el marco de referencia para calcular la cantidad de hidrocarburos *in situ*, y por otra, forma la base para la inicialización del modelo dinámico.

4.2. Pruebas en laboratorios petrofísicos y PVT

Objetivo específico

Las principales pruebas de laboratorio a fin de determinar las propiedades petrofísicas de la roca y el comportamiento presión-volumen-temperatura (PVT) de los fluidos del yacimiento.

Análisis de núcleos

La permeabilidad absoluta se puede medir en laboratorio en un núcleo de diferente tamaño. Esas mediciones, representan la única fuente directa de datos, que se

refieren tanto a condiciones de laboratorio como a condiciones de yacimiento. Los datos medidos entonces se ajustan para tomar en cuenta el denominado efecto de Klinkenberg debido al escape de gas del yacimiento, y a los efectos de presión en el sepultamiento. El aspecto crítico de este tipo de datos es extremadamente pequeño soporte de volumen, el cual confina las mediciones no representativas del yacimiento al verse como un todo.

Análisis con minipermeámetro

Los análisis de permeabilidad se pueden realizar rápidamente y con precisión en el laboratorio usando un instrumento conocido como minipermeámetro. En comparación con las mediciones normales obtenidas a partir de núcleos bajo condiciones ambientales a menudo muestra un buen nivel de coherencia entre esos dos tipos de datos. Este tipo de mediciones radica en la posibilidad de identificar heterogeneidades a pequeña escala. En este caso también el aspecto crítico se representa por el volumen de muestra, incluso más pequeño que las muestras de núcleo normales. Posteriormente, las mediciones únicamente se refieren a condiciones de laboratorio.

Pruebas PVT

Un diagrama PVT es la representación en el espacio de los estados posibles de un compuesto químico.

El espacio PVT es una superficie discontinua, que se debe a las discontinuidades en los cambios de estado que sufre el compuesto al variarse las condiciones de presión y temperatura. Las superficies delimitan las zonas de existencia de las fases sólida, líquida y gaseosa.

PVT

Los estudios PVT se realizan con el propósito de analizar los yacimientos, y partiendo de los resultados que el estudio exhibe, determinar las diversas metodologías y parámetros que determinan la actividad y productividad del yacimiento.

En la industria petrolera los análisis PVT permiten obtener cálculos para predecir la vida productiva, definir los esquemas óptimos de producción, evaluar métodos de recuperación mejorada y demás propiedades que predicen el comportamiento de los pozos a medida que son explotados.

Actualmente existen diversos fabricantes que se dedican a la construcción y comercialización de equipos PVT, entre las más importantes se tienen: Chandler Engineering (Ruska), Temco, DB Robinsón y Vinci Technologies.

Los yacimientos se clasifican según el estado en que se encuentren los fluidos, líquido o gaseoso, se clasifican en: yacimientos de petróleo y gas. Entre los estudios

convencionales y no convencionales se encuentran los estudios realizados al petróleo negro y al gas condensado. Para los de petróleo negro y volátiles se tienen: proceso de liberación de flash en una o en dos etapas, prueba de expansión a composición constante, proceso de liberación diferencial, pruebas de separadores y estudio de viscosidad.

Esto se convierte de vital importancia para la vida productiva del yacimiento, porque al saber cómo será el comportamiento del fluido se busca la manera de mantener la energía del pozo, obteniendo así una mayor producción. Se puede evitar producir de una manera ineficiente, alargando la vida del yacimiento al mantener las presión.

Para realizar los estudios PVT en el laboratorio, es necesario tener una muestra representativa del fluido que se encuentra en el yacimiento, por lo tanto, se obtiene la muestra al inicio de la producción de manera que esté con las condiciones de temperatura y presión inicial del yacimiento.

El estudio PVT composicional es de gran importancia en la ingeniería de yacimientos petroleros, ya que coadyuva a determinar el tipo de yacimiento del que provienen los fluidos y las condiciones volumétricas en las que se encuentran, a través del análisis de su comportamiento (volumétrico y composicional), con la finalidad de establecer la mejor estrategia de explotación y separación en la superficie.

Listado de análisis PVT y composicional de fluidos:

- PVT composicional aceite negro
- PVT composicional aceite volátil
- PVT composicional gas y condensado, muestra de fondo
- PVT composicional gas seco
- PVT composicional gas y condensado, muestra de superficie (recombinado)
- PVT de líquidos de separador para obtener RGA, factor de volumen, densidad y caracterización composicional de fluidos
- Análisis composicional de líquidos hasta c30's+ con caracterización de la fracción c⁷+
- Análisis cromatográfico de gas y condensado con definición hasta c30's+
 - Análisis cromatográfico de gases con definición hasta c⁷'s+ con caracterización
 - Viscosidad del aceite residual
 - Densidad del aceite residual

- Métodos de muestreo
- Muestreo de fondo
- Muestreo en instalaciones superficiales
- Muestreo en líneas de flujo
- ¿De qué depende la elección del método?
- El volumen de la muestra
- El tipo de fluido que será muestreado
- Equipo de separación disponible
- Análisis en el laboratorio
- Separación de expansión a composición constante

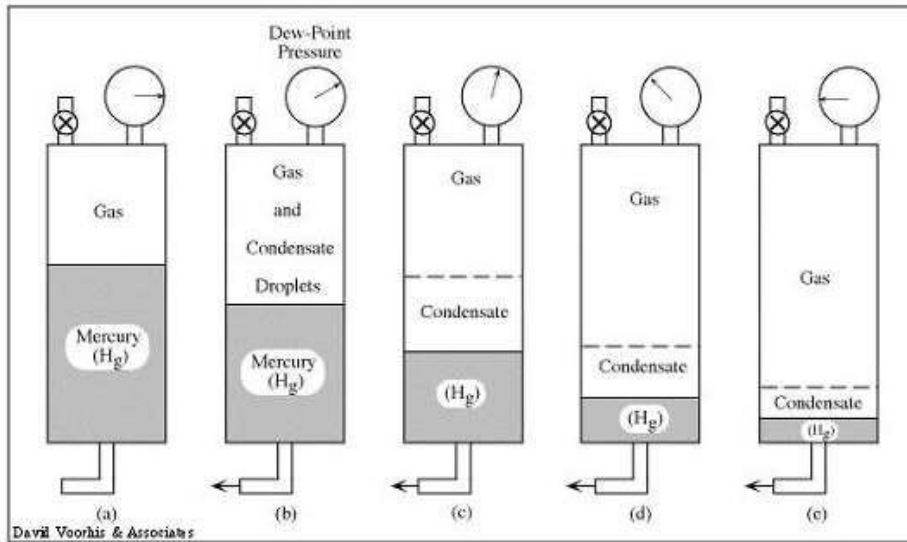


Figura43.- Separación diferencial. Método convencional.

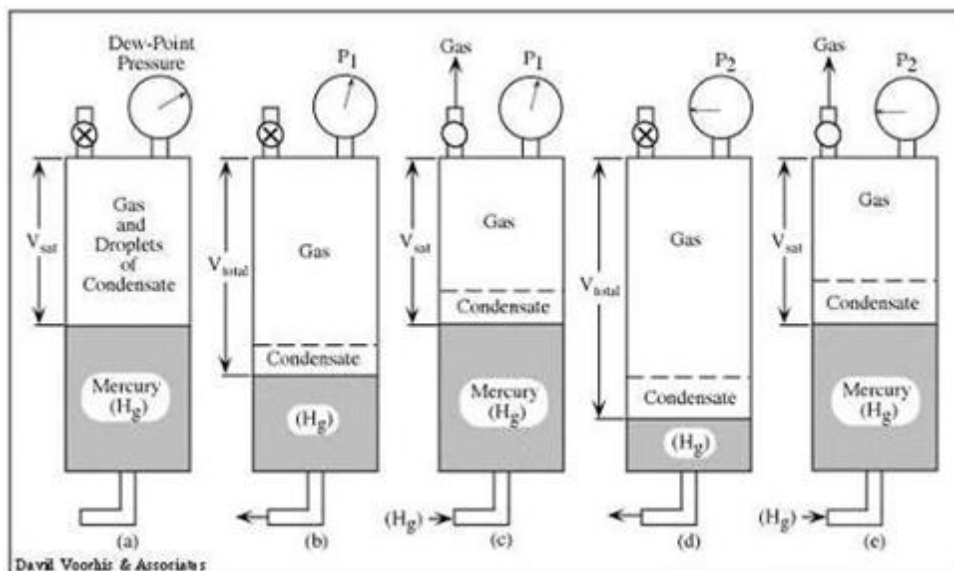


Figura 44.- Separación diferencial. Método a volumen constante.

Reporte de Análisis PVT

- Información sobre las condiciones del muestreo
- Características de la formación
- Estado mecánico del pozo

Resultados

- Tabular y graficar

Tipos de prueba

Estudio PVT composicional de gas y condensada en una muestra de fondo

Objetivo:

Pruebas que permiten determinar experimentalmente la composición de los fluidos, así como su comportamiento PVT composicional.

- Prueba de la muestra
- Análisis composicional del fluido
- Análisis PVT del fluido
 - ✓ Determinación de punto de rocío a temperatura del gas
 - ✓ Determinación de relación PVT en la separación flash
 - ✓ Determinación de relación PVT en la separación flash a volumen constante

Estudio PVT composicional de gas y condensado en una muestra de superficie

Objetivo:

Realizar pruebas experimentalmente en la composición de fluidos, así como su comportamiento PVT composicional.

- Recombinado (combinan los líquidos después del separador para tratar de llegar a condiciones del yacimiento)
 - ✓ Gas cromatográfico
 - ✓ Aceite análisis composicional
- Análisis composicional de la muestra recombinada
- Análisis PVT de la muestra recombinada
 - ✓ Determinación del punto de rocío @ T_y
 - ✓ Determinación de relaciones PVT en separación flash
 - ✓ Determinación de relaciones PVT en separación a volumen constante

Estudio PVT composicional de gas seco

Objetivo:

Determinar experimentalmente la composición de los fluidos, así como su comportamiento PVT.

- Análisis composicional de gas seco
- Análisis PVT de gas seco
 - ✓ Z
 - ✓ Bg
 - ✓ Fâg
 - ✓ Cg
- Análisis cromatográfico de gas con definición hasta C7's, con caracterización
- Análisis cromatográfico

- ✓ Peso molecular
- ✓ Pseudopresión y pseudotemperatura crítica
- ✓ Densidad relativa
- ✓ Volúmenes líquidos de etano y de propano
- ✓ Poder calorífico bruto del gas en BTU/pe³ y Kcal/m³

Cromatografía gaseosa

- Es un procedimiento de análisis para separar, identificar y cuantificar los diferentes componentes de una mezcla de gas

Cromatografía de gases

Componentes:

- ✓ Gas portador
- ✓ Sistema de inyección de muestra
- ✓ Columna
- ✓ Detector

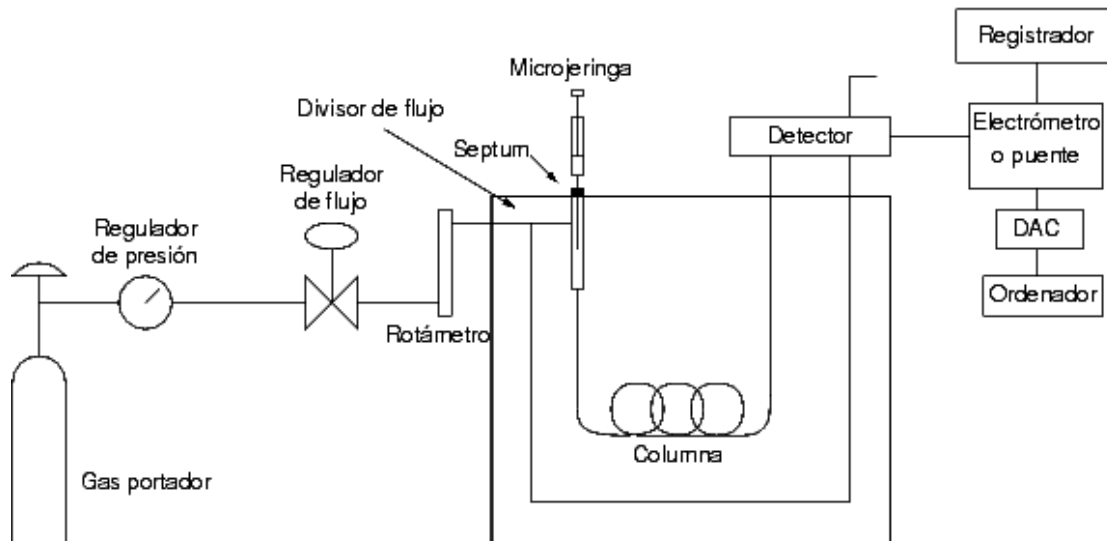


Figura 45.- Horno termostaticado.

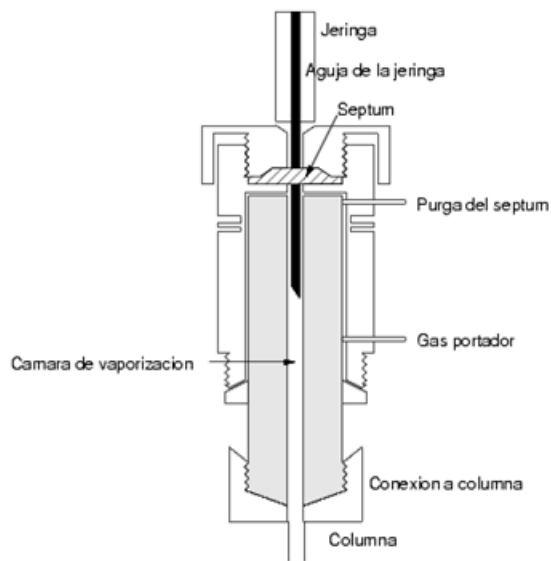


Figura 46.- Horno termostaticado.

En los hidrocarburos se usa la volatilidad como propiedad distintiva entre los diversos componentes.

Se tiene una fase líquida estacionaria que queda retenida en la columna, mientras el gas carrier circula por ella. Si esta fase estacionaria es no polar (siliconas, hidrocarburos de elevado peso molecular) la tendencia a disolverse en ella crece al bajar la volatilidad de los compuestos analizados.

De este modo las moléculas de los componentes pesados permanecen más tiempo (en término medio) en la fase líquida que en el gas carrier que circula permanentemente. Debido a esta característica, las moléculas de los componentes menos volátiles avanzan más lentamente que la de los componentes más volátiles, a la misma temperatura.

Detectores

Es la parte del cromatógrafo que se encarga de determinar cuándo ha salido la muestra por el final de la columna.

- ✓ Detector de ionización de llama (FID, Flame Ionization Detector).
- ✓ Detector de conductividad térmica (TCD, Thermal Conductivity Detector).
- ✓ Detector termoiónico (TID, *Thermolonic Detector*).
- ✓ Detector de captura de electrones (ECD, *Electron-Capture Detector*).
- ✓ Detector de emisión atómica

4.3. Interpretación de registros geofísicos.

Objetivo específico

La importancia en la tecnología de registros geofísicos y su interpretación para alcanzar objetivos como la descripción de las propiedades más importantes del yacimiento.

Interpretación de registros geofísicos

En una interpretación petrofísica clásica que se genera en el yacimiento, una serie de registros verticales que describen las propiedades principales del sistema poroso del yacimiento, tales como saturación de agua y permeabilidad. Este análisis proporciona una interpretación mineralógica más o menos sofisticada de la parte sólida del sistema, en otras palabras, del yacimiento. La siguiente figura indica un ejemplo de la interpretación petrofísica que incluyen los resultados de los parámetros petrofísicos y mineralógicos.

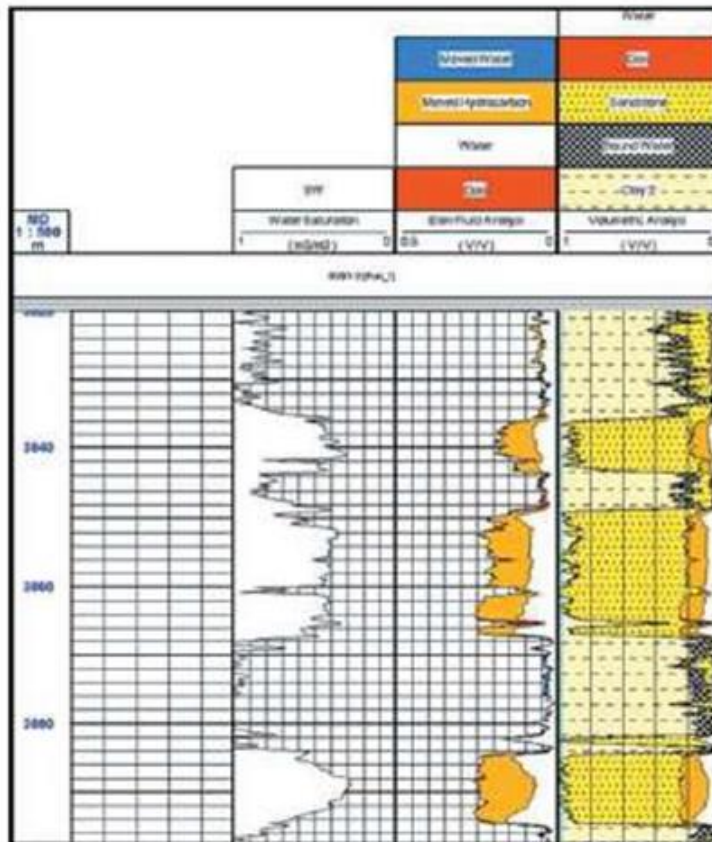


Figura 47-. Ejemplo de una interpretación petrofísica de pozo.

Una de las fases más importantes es la tecnología de registros geofísicos es su interpretación. En esta fase el analista, así como los ingenieros geólogos, geofísicos y petroleros, los aplican a fin de alcanzar distintos objetivos.

Profesional	Objetivo
Ing. Geofísico	Interpretación de datos sísmicos
Ing. Geólogo de Exploración	Determinar ambientes sedimentarios y otros aspectos geológicos importantes
Ing. Geólogo de Desarrollo	Correlacionar y preparar mapas de formaciones potencialmente acumuladores de hidrocarburos
Ing. Petrolero de Perforación	Detectar zonas geopresionadas, estimar la presión de poro esperada y los gradientes de fractura
Ing. Petrolero de Terminación o Reparación de pozos	Seleccionar intervalos a explotar en los pozos
Ing. Petrolero de Yacimientos	Caracterizar formaciones y yacimientos, a partir de diversos estudios.

Tabla 5-. Función de los ingenieros de campo.

Se considera que el uso más importante de los registros geofísicos es detectar hidrocarburos y estimar el potencial de las formaciones que los contienen. Los problemas de interpretación de registros se engloban en los grupos siguientes:

➤ Problemas de exploración

Relacionados a pozos exploratorios, en áreas nuevas, donde no se tiene conocimientos de las formaciones geológicas.

➤ Problemas de desarrollo o producción

Relacionados a pozos en áreas en las que se conocen bien las formaciones geológicas.

La interpretación de registros debe contestar las siguientes preguntas:

- ¿La zona de interés tiene hidrocarburos?
- ¿Qué tipo de hidrocarburos contiene? (gas, aceite o ambos)
- ¿La saturación de hidrocarburos es tal que se tiene en la formación permeabilidad efectiva?
- ¿La cantidad de hidrocarburos es tal que garantice la terminación del pozo?

Dependiendo de la respuesta a estas preguntas se termina o no el pozo en la zona considerada de interés.

Clasificación de los registros geofísicos que se usan en la industria petrolera:

1. Registros que indican zonas permeables (Litología)

1.1 Potencial espontáneo (SP)

1.1.1 Requiere crear condiciones especiales (ambiente).

1.2. Rayos Gama (RG)

1.2.1 En este registro no se estimulan los elementos radioactivos que hay en la formación

1.3. Espectroscopia de Rayos Gama Naturales

2. Registros de resistividad o conductividad (SW)

2.1 Doble Lateral-Rxo (DDL-Rxo)

2.1.2 Cualitativamente:

2.1.3 Más o menos porosidad

2.2 Doble inducción-Lateral 8 (DIL)

3. Registros de porosidad (Ø)

3.1 Sónico compensado (BHC)

3.1.2 Mide la velocidad de transmisión del sonido a través de la roca, estimulando la formación, generando vibraciones se coloca un detector que relaciona el tiempo y la distancia, Δt (tiempo de tránsito) [$\mu\text{seg}/\text{pie}$].

3.2 Densidad compensada (FDC)

3.2.1 Sistema radioactivo. - Induce y bombardea a la formación con un elemento radioactivo, midiendo la reacción de la formación a ese bombardeo, se relaciona a la porosidad y responde en función de la cantidad de sólidos que contiene.

3.3 Neutrón compensado (CNL)

3.3.1 Sistema radioactivo. - Bombardea a la formación con neutrones de manera continua o intermitente.

3.3.2 Bombardeo continuo: Mide la reacción que tienen los neutrones, esta relación se da en función de los fluidos que contiene, cuantifica la formación en porcentaje de hidrógeno que se tiene presentes en los fluidos de la formación (agua, aceite y gas). Reaccionando dado que quedan neutrones en la formación (se estimula la formación), el relacionar el volumen de fluidos y poros se cuantifica qué tan porosa es la formación.

3.4 Litodensidad (LDT)

3.4.1 Es similar a la del neutrón compensado

Cabe mencionar, que en estos registros de la interpretación cualitativa a cuantitativa se requiere usar ecuaciones que se generan en laboratorio a fin de realizar la comparación y correlación de la formación y así cuantificar y caracterizar la misma.

Indicadores de zonas permeables	Medición	Aplicaciones	Información necesaria para su interpretación	Determinación en laboratorio
Potencial Espontáneo (SP)	Potencial espontáneo	-Detectar formaciones -Localizar límites de formaciones porosas y permeables (límites de yacimientos) -Determinar arcillosidad de una formación -Determinar el valor de la Rw -Realizar correlaciones geológicas	-Resistividad Ro y Rt -Rw, en función de la salinidad del agua de formación -Resistividad del filtrado de lodo Rmf Presencia de laminaciones de Lutita no observables con el registro	-Análisis Litológica -Análisis Petrofísico -Análisis Mineralógico --Análisis Químico del agua
Rayos Gama (RG)	Radiactividad natural de las rocas	-Diferenciar litologías -Determinar contenido en Arcillas o Lutitas -Detectar materiales radioactivos -Realizar correlaciones geológicas	-Radioactividad natural -Mineralogía -Litología -Presencia de elemento radioactivos en el agua que afectan al sistema.	-Medición de la radioactividad -Análisis Petrofísico -Análisis Mineralógico --Análisis Químico del agua
Espectroscopia de Rayos Gama Naturales (NGT)	Volumen de Uranio, Potasio y Torio en las rocas	-Identificar la litología -Identificar minerales Arcillos -Determinar volúmenes de Arcillos (Índice de Arcillosidad) -Identificar ambientes de depósito -Identificar fracturas	-Mineralogía -Litología -Composición química del agua	-Análisis Litológico -Análisis Petrofísico -Análisis Mineralógico -Análisis Químico del agua

Tabla 6-. Tipos de Registros Geofísicos 1.

La correlación entre pozos determina la continuidad horizontal de la formación.
Formaciones permeables: Lutitas de alta radioactividad; Formaciones impermeables: Carbonatos o arenas de baja radioactividad.

Resistividad o Conductividad	Medición	Aplicaciones	Información necesaria para su interpretación	Determinación en laboratorio
Doble lateral-Rxo (DDL-Rxo)	Resistividad de la formación a diferente profundidad de investigación LLd, LLs, RxO Profundo, (LLd) Somero, (LLs) Corta (Rxo)	-Localización rápida de zonas con hidrocarburos (QUICK LOOK) -Determinar la saturación de agua Sw -Determinar la movilidad de hidrocarburos Existen métodos cualitativos de curvas (variaciones)	-Resistividades de la roca con Sw ≤ 100% -Resistividad de agua de formación (Rw) y del filtrado de lodo (Rmf) -Porosidad -Saturaciones de agua (Sw), aceite (So), y gas se utiliza para realizar la calibración.	-Análisis Petrofísicos para determinar Ø, Ro, Rt, Rw, factor de formación (F), l, Factores geométricos (a, m, n)
Doble Inducción Laterolog 8 (DIL)	Resistividad de las formaciones a diferentes profundidades de investigación. ILo, IIs, RLL8	-Detectar zonas con hidrocarburos -Detectar saturación de agua (Sw)	-Resistividades de la roca con Sw ≤ 100% -Porosidad -Saturaciones de agua (Sw) - Saturaciones de agua (Sw), aceite (So), y gas se utiliza para realizar la calibración.	-Análisis Petrofísico para determinar Ø Ro. Rt, Rw, factor de formación (F), l, a, m, n

Tabla 7-. Tipos de Registros Geofísicos 2.

Porosidad	Medición	Aplicaciones	Información necesaria para su interpretación	Determinación en laboratorio
Sónico compensado (BHC)	Tiempo de tránsito (Trasmisión de ondas acústicas en la formación)	-Determinar la porosidad -Determinar la litología Δt -Realizar correlaciones Geológicas -Estimar la permeabilidad	-Relación $\emptyset \Delta t$ -Petrografía -Mineralogía	-Análisis Petrofísicos para conocer $\emptyset \Delta t, K$ -Análisis Petrofísicos -Análisis Mineralógico
Densidad compensada (FDC)	Densidad de la formación	-Determinación de la densidad de formación -Obtener el valor de la porosidad -Identificar Zonas con gas	-Densidades de la formación (ρ_b), de la matriz (ρ_m) y de los fluidos (ρ_f)	-Análisis Petrofísicos para conocer: $\emptyset, \rho_b, \rho_m$. -Análisis de fluidos para conocer: ρ_w, ρ_o, ρ_g -Análisis Petrofísico -Análisis Mineralógico

Tabla 8. Tipos de Registros Geofísicos 2.
La movilidad del fluido es en puntos de menor presión.

Densidad de la roca y densidad de fluido. -La densidad es función de la porosidad $\rho=f(\emptyset)$, si $\emptyset \rightarrow 0$ se tiene la porosidad de la matriz. La porosidad no solo depende del espacio poroso, está sujeta a la geometría y a la tortuosidad de la formación.

Porosidad	Parámetro que mide	Aplicaciones	Información necesaria para su interpretación	Determinación en laboratorio
Neutrón compensado (CLN)	Concentración de hidrógeno en las formaciones	-Determinar la porosidad -Determinar la Litología -Conocer tipo de fluidos en la formación	-Litología -Petrografía -Mineralogía -Porosidad \emptyset -Tipo de fluido en formación	Análisis Litológico -Análisis Petrofísico -Análisis Mineralógico -Análisis Petrofísicos para conocer \emptyset
Litodensidad (LDT)	Densidad electrónica de la formación	-Identificar la Litología en base en la densidad de la roca -Determinar la porosidad	-Mineralogía -Densidad de la Matriz (ρ_m) -Densidad de los fluidos(ρ_f) -Porosidad (\emptyset)	-Análisis Mineralógico -Análisis Petrofísico para conocer $\emptyset \rho_m$ -Análisis de fluidos para conocer ρ_w, ρ_o, ρ_g

Tabla 9.- Registros Geofísicos 3.

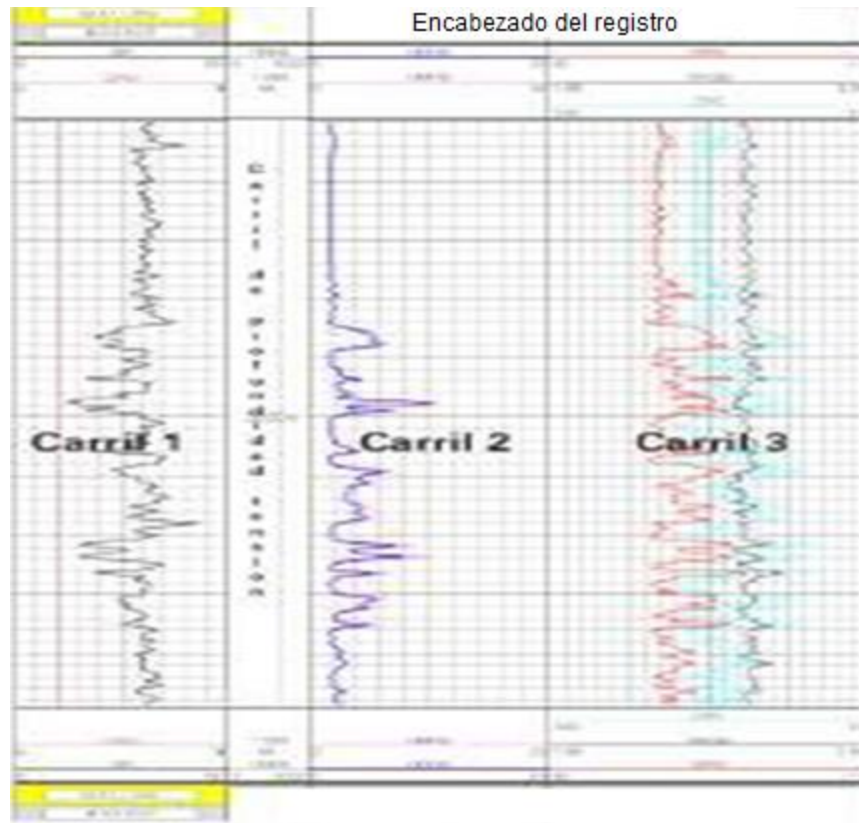


Figura 48.- Presentación más común.

Interpretación petrofísica

Es una interpretación que se genera en cada pozo, una serie de registros que describen las principales propiedades del sistema poroso del yacimiento, como saturación de agua y permeabilidad. Este análisis también proporciona una interpretación sofisticada como la parte sólida del sistema.

4.4. Caracterización con datos sísmicos

Objetivo específico

Mediante la interpretación de los datos sísmicos se parte de un modelo geológico conceptual del área en estudio que permite obtener una imagen de las variaciones laterales de las formaciones en estudio.

Datos sísmicos

Existen tres fuentes principales de datos para la modelación geológica– petrofísica de yacimientos, como información directa de núcleos y muestras de canal, información indirecta que proviene de registros geofísicos y la información también

indirecta de levantamientos geofísicos, en particular información relacionada con la metodología sísmica. Toda la información se maneja en forma simultánea hasta generar un modelo que se contrastan con la información dinámica derivada del sistema pozo-yacimiento.

La información sísmica es un dato relevante para la caracterización del yacimiento, dado que permite obtener una imagen de las variaciones laterales de las formaciones en estudio. Su aspecto fundamental es en cubrir en un espacio 3D, mientras que su principal limitación representa su baja resolución vertical, con lo que solo las grandes variaciones se identifican por datos sísmicos

La interpretación de los datos sísmicos parte de un modelo geológico conceptual del área en estudio. El modelo es una simplificación de la realidad, en el que los únicos elementos incluidos son los que se espera que influyan de manera importante en la interpretación del área en estudio. Toda sísmica tiene una resolución definida la cual depende de las técnicas de adquisición, del procesamiento de los datos y de las características del área en estudio. Cuando se tiene información con una resolución sísmica adecuada, se puede realizar un estudio detallado del yacimiento, en cuanto a su estructura, fallas y límites externos.

Por otro lado, cuando la calidad de los datos es inadecuada, es difícil identificar las características estructurales y estratigráficas importantes. En la interpretación geológica-sísmica, se reconocen no solo los horizontes de interés, sino que también se detectan de manera sencilla las fallas principales, algunas veces evidentes. Esto depende del tipo de detalle que se tenga en la interpretación, entre línea y línea y entre traza y traza (líneas con orientación perpendicular a las líneas de información sísmica). En las áreas de modelación y caracterización de yacimientos se requiere de una interpretación geológica del yacimiento a mayor detalle, ya que de esto depende una explotación óptima de los hidrocarburos.

La resolución sísmica depende de los factores Longitud de onda, frecuencia, fase y amplitud; además de que con los datos sísmicos se obtienen algunos atributos sísmicos que se relacionan con propiedades físicas de interés, y son: porosidad, fluidos y fracturas, entre otros. Cabe recordar que la facie sísmica es una unidad tridimensional compuesta de reflectores sísmicos con elementos, como: amplitud, continuidad, frecuencia y velocidad de intervalo y que estas características son diferentes de otras unidades o facies adyacentes.

Es importante y fundamental en la interpretación sísmica estratigráfica entender el medio geológico que genera la reflexión de las ondas sonoras. La reflexión sísmica representa una superficie isócrona, excepto en una discordancia. La reflexión sísmica es la respuesta de los estratos o capas de la tierra, donde la superficie de cada estrato tiene cambios de características físicas como densidad y velocidad (impedancia acústica), la cual representa superficies depositacionales con límites litológicos definidos. Las superficies de los estratos o capas representan cambios

de régimen depositacional (energía, ambiente, sedimentación, entre otros), donde la respuesta sísmica son reflexiones cronoestratigráficas con cambios en velocidad y densidad.

Vail et al. (1977), elaboraron una lista con los principales parámetros usados en la interpretación sísmica estratigráfica y su significado geológico. Concluyen que la configuración de los reflectores es de origen geológico, controlado por la estratificación o capas relacionadas a los procesos de depositación, topografía, batimetría, erosión y el contacto entre los fluidos. La continuidad de los reflectores sísmicos depende de los cambios de velocidad y densidad de la superficie de los estratos.

Durante el desarrollo de la interpretación sísmica y debido a que es un método indirecto, se tiene una incertidumbre en el margen de error; desde los parámetros utilizados en el levantamiento sísmico, el procesado de datos sísmicos, recolección de la información, identificación de horizontes (estrato geológico a estudiar), modelo de velocidad, conversión tiempo a profundidad, etc., que se refleja en el resultado final de la estructura geológica y su volumen de hidrocarburos. Aquí es donde se presenta el mayor impacto de la incertidumbre del modelo, ya que repercute en el contenido de fluido en el yacimiento.

Atributos sísmicos

Son mediciones específicas de características geométricas, cinemáticas, dinámicas o estadísticas obtenidas a partir de datos sísmicos básicos. Los atributos sísmicos es información que se obtiene de datos sísmicos originales, ya sea por medición lógica o experiencia basada en el razonamiento.

Los atributos sísmicos físicos, velocidad de onda P y onda S, impedancia acústica y elástica, reflectividad de incidencia normal, etc., están influenciados por cambios en las propiedades físicas de las rocas. Algunos atributos sísmicos son más sensibles a cambios en la porosidad de la roca que al tipo de fluido que esta contiene en los poros. La impedancia acústica de un material elástico es el producto de la velocidad por su densidad. No hay necesidad de interpretar un horizonte para obtener el atributo de impedancia acústica, ya que este se obtiene de un cubo sísmico al aplicarle un modelo de un cubo de velocidad, dando como resultado un cubo de impedancia acústica.

Para los atributos de coherencia (continuidad, correlación, semblanza y covarianza) y varianza no se necesita interpretar un horizonte, ya que estos se obtienen directamente del cubo sísmico y miden la similitud entre dos trazas sísmicas. Los atributos de amplitud se obtienen de un horizonte interpretado, y en la práctica se crean mapas de amplitud para identificar puntos brillantes u oscuros, que son indicadores de la presencia de hidrocarburos y fallas.

Los atributos de frecuencia son resultado de un horizonte interpretado, las bajas frecuencias instantáneas en un yacimiento son un indicador de gas, dado que los yacimientos con contenido de gas atenúan las altas frecuencias. Por su parte las altas frecuencias son indicadores de alta estratificación geológica, y se correlacionan con capas de arena, es decir, a mayor estratificación se infiere que existen más capas de arena en una estructura geológica específica.

4.5 Análisis de pruebas en pozos

Objetivo específico

Mediante las pruebas de formación se puede obtener información para establecer las características del yacimiento, prediciendo el desempeño del mismo y diagnosticando el posible daño a la formación.

Pruebas en pozo

La permeabilidad de una formación se puede estimar a través de la interpretación de pruebas de pozo (crecimiento de flujo y presión, pruebas de inyectividad y de interferencia, etc.). Esas interpretaciones proporcionan valores para permeabilidad efectiva de los hidrocarburos bajo condiciones de yacimiento y se refieren a un volumen de soporte mucho más grande que cualquier otra técnica. En donde se dispone de datos de presión de buena calidad, las pruebas de presión permiten estimar la probabilidad promedio de un yacimiento con considerable precisión.

Registros de producción PLT

Estas herramientas se usan para monitorear pozos, sin embargo, en donde se dispone de una prueba de producción, es posible usar datos del PLT (Production Logging Tool) para calcular un perfil de permeabilidad en el pozo. Estos datos se refieren a la permeabilidad efectiva de los hidrocarburos a condiciones de yacimiento y, generalmente representan una liga entre las estimaciones dinámicas que se obtienen de la interpretación de pruebas de pozo y las estimaciones estáticas, las cuales se obtienen de registros.

Sin embargo, es necesario hacer notar el posible daño sufrido por la formación geológica alrededor del pozo.

Pruebas de Formación Wireline (WFT)

Esta es una prueba que mide la presión de la formación en intervalos de profundidad predeterminados, llevando a cabo fases cortas de aumento de flujo y de presión. Estas se interpretan de la misma manera que una prueba de flujo para obtener la permeabilidad. En este caso los valores obtenidos se pueden considerar referidos a la permeabilidad de los fluidos presentes en la zona invadida, bajo condiciones de presión y temperatura del yacimiento.

Registros de Resonancia Magnética Nuclear (NMR)

La herramienta de resonancia magnética nuclear representa los únicos medios de obtener un registro continuo vertical de permeabilidad en el pozo. La permeabilidad se calcula al usar ecuaciones que se basan en el tiempo de relajamiento de los protones, y los resultados que se obtienen son precisos especialmente en donde algunos de los parámetros de entrada se pueden calibrar con mediciones realizadas en laboratorio sobre muestras de núcleos.

MÉTODO	ESCALA	PRESIÓN Y TEMPERATURA	SATURACIÓN	MEDICIÓN
Análisis central	Macro	Ambiente/ <i>In situ</i>	Absoluto	Directo
Miniparametro	Micro	Ambiente	Absoluto	Directo
Prueba de producción	Mega	<i>In situ</i>	Relativo	Indirecto
PLT	Mega	<i>In situ</i>	Relativo	Indirecto
WFT	Macro	<i>In situ</i>	Relativo	Indirecto
NMR	Macro	<i>In situ</i>	Absoluto	Indirecto
Regresiones	Macro	<i>In situ</i>	Absoluto	Indirecto
Ecuaciones empíricas	Macro	<i>In situ</i>	Absoluto	Indirecto
Redes neuronales	Macro	<i>In situ</i>	Absoluto	Indirecto

Tabla 10-. Características de los diversos métodos empleados.

4.6 Modelo petrofísico del yacimiento

Objetivo específico

El flujo de los fluidos en el yacimiento puede ser modelado por una malla que contiene las propiedades del yacimiento.

El modelado petrofísico

El flujo de fluidos en un yacimiento toma lugar en una rejilla interconectada de espacios porosos dentro de la roca almacén. Las características de esta malla determinan la cantidad de fluidos presente, su relativa distribución y la facilidad con la cual puedan fluir hacia los pozos de producción.

Las propiedades de este sistema poroso están encadenadas a las características (mineralógicas, granulométricas y texturales) de las partículas sólidas que las circundan. Estas a su vez son función de los ambientes originales de depósito y de los procesos postdepositacionales (diagénesis, cementación, disolución, fracturamiento), que pudieron haber afectado a la roca después de su depositación.

El estudio cuantitativo del espacio poroso en el yacimiento forma una parte de la petrofísica, una disciplina que juega un papel importante en los estudios de yacimientos. Este representa las bases para la descripción dinámica de los flujos

de fluidos, y de esta manera el comportamiento (observado o predicho) de los pozos en producción.

Por esta razón es esencial dedicar suficiente tiempo y recursos a esta etapa, tanto en términos de recolección de datos como en análisis (incluyendo muestras de laboratorio en núcleos) y en términos de interpretación para generar un modelo petrofísico del yacimiento.

A continuación, se muestran dos partes de los análisis petrofísicos, la primera es fiel a la interpretación petrofísica en el sentido estricto de la palabra, la evaluación cuantitativa de las propiedades del yacimiento en los pozos. Se le da especial énfasis al más importante de los parámetros (porosidad, saturación de agua y permeabilidad), lo cual hace una típica interpretación petrofísica de pozos. Se discute también el problema de determinar los valores de corte (cut-off) que deben aplicarse a los parámetros petrofísicos para obtener el espesor neto impregnado (net-pay) del yacimiento en cuestión, dicho en otras palabras, la porción de la roca que realmente contribuye a la producción.

La segunda es fiel a la distribución dentro del yacimiento de los parámetros petrofísicos calculados en los pozos, tratando por separado con las representaciones 2D y 3D, y una descripción de las principales técnicas determinísticas y estocásticas adoptadas para este propósito.

Determinación del espesor impregnado (net pay)

El espesor impregnado de un yacimiento representa la porción de la roca que contribuye efectivamente a la producción. Este valor se calcula con valores de corte (cut-off) apropiados y aplicados a los parámetros petrofísicos. Aunque el valor de corte puede ser muy simplista, es uno de los conceptos más controvertidos dentro de la comunidad de geólogos e ingenieros de yacimientos, dado que no hay una metodología para su definición.

El cut-off, se asocia a condiciones que implican la capacidad productiva de los hidrocarburos a condiciones dadas de presión y bajo un plan de desarrollo. Típicamente un valor de corte para la porosidad se selecciona en base a gráficas cruzadas de permeabilidad contra porosidad graficados al usar datos de núcleos.

En la selección del valor de corte se debe considerar al menos la movilidad de los fluidos más que el mismo valor de permeabilidad.

Distribución de parámetros petrofísicos

La interpretación petrofísica del pozo establece las bases para la siguiente etapa del estudio que consiste en la distribución lateral (2D) y espacial (3D) de las propiedades del yacimiento.

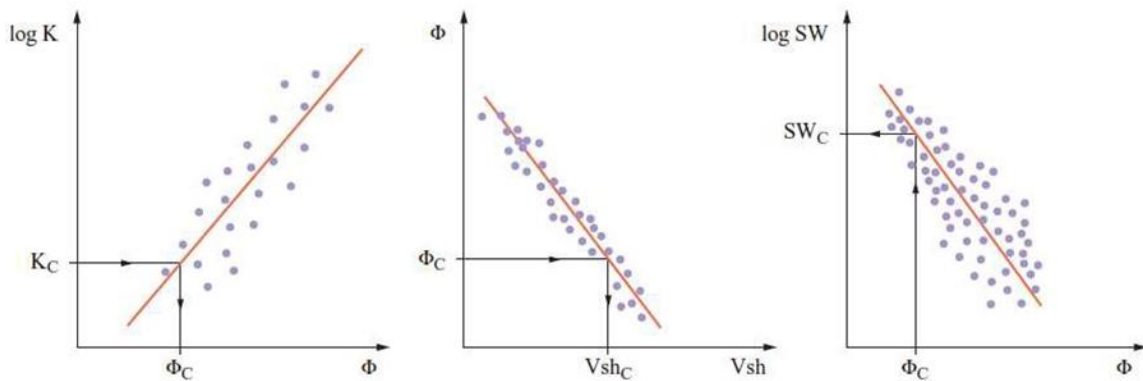


Figura 50- Procedimiento para definir un conjunto consistente de valores de corte petrofísicos. K_c , Permeabilidad; Φ_c , porosidad; SW_c , saturación de agua; V_{shc} , volumen de arcilla; c , valor de corte.

En ambos casos, el problema más complejo es la falta de información en aquellas partes del yacimiento ubicada entre los pozos, especialmente cuando se trata de formaciones altamente heterogéneas, o aquellas que se caracterizan por una pobre continuidad lateral.

Modelo bidimensional de parámetros del yacimiento

El modelo petrofísico bidimensional consiste en la generación de un conjunto de mapas que representan la distribución lateral de los parámetros del yacimiento. Se puede distinguir dos tipos básicos de mapas: aquellos que describen la geometría de las unidades geológicas (cima, base y espesor de las diversas capas) y los que describen las propiedades petrofísicas: porosidad, saturación de agua, relación neto/bruto y permeabilidad. Debe hacerse notar que el último tipo de mapas (permeabilidad) no necesariamente se requiere para el modelo estático, es esencial para las simulaciones dinámicas. El procedimiento para generar mapas de porosidad y relación neto/bruto son básicamente similares. Se calculan valores medios en los pozos para cada unidad geológica y esos valores se usan en un proceso de interpolación usando técnicas de mapeo por computadora. Hay que considerar que, en las áreas de la periferia del yacimiento, el algoritmo de mapeo puede extrapolar valores que carezcan de sentido. Para evitar esto, es una práctica común que se usen puntos de control. Este proceso se puede mejorar usando técnicas geoestadísticas.

Uno de los algoritmos de geoestadística más usados es el *kriging*. Este algoritmo permite representar con precisión la distribución lateral de los parámetros y tiene la ventaja adicional de proporcionar una evaluación de incertidumbre local (varianza del *kriging*). Una mejoría posterior se puede obtener empleando datos sísmicos.

La geofísica es la única fuente de información directa en áreas del yacimiento que están distantes de los pozos, y en la actualidad se tiene un gran avance en las técnicas sísmicas. Un enfoque se basa en una posible correlación entre características particulares o atributos de la señal sísmica y las características petrofísicas del yacimiento (típicamente porosidad y/o espesor impregnado). Esta correlación se define en la fase de calibración, comparando los datos de sísmica de superficie con los datos medidos en los pozos (registros sínicos y de velocidad medidos dentro del pozo, VSP, etc.). Una vez definida la correlación, se procede a la integración de los datos sísmicos al usar los siguientes métodos (en orden de complejidad):

- Interpolación de datos normales de pozo mejorado por el uso de mapas de atributos sísmicos, estos se usan para calcular la tendencia a gran escala de los parámetros considerados.
- La conversión del mapa de atributos sísmicos (amplitudes o impedancias acústicas) en un mapa de porosidad, usando la correlación definida en los pozos. Después se modifica el mapa para ser consistente con los valores disponibles del pozo.
- El enfoque geoestadístico, en base a la distribución espacial de las funciones calculadas de acuerdo a la correlación entre datos de pozo y los sísmicos. En los últimos años se ha usado extensivamente la técnica de cokriging colocado (Xu Wenlong et al., 1992).



Figura 51- Ejemplo de un mapa de porosidad generado por la integración de la información obtenida de pozos y datos sísmicos.

Este tipo de enfoque en la construcción de mapas del yacimiento, se ha hecho una práctica corriente debido principalmente a la disponibilidad de aplicaciones de software altamente especializado.

Hay también varias metodologías para la producción de mapas de saturación de agua. Al igual que para la porosidad y para la relación neto/bruto, la técnica más tradicional se basa en el mapeo directo de los valores medidos en los pozos para cada capa geológica.

Otra técnica que se usa frecuentemente para generar mapas de saturación consiste en la aplicación directa de una correlación entre porosidad y saturación de agua. En casos en donde la geometría de poros es relativamente simple, se puede observar una correlación lineal entre esos parámetros en una semilogarítmica. La mayor ventaja de esta técnica es que es rápida y sus resultados son consistentes.

Otra técnica consiste en la aplicación de curvas de presión capilar.

La construcción de un mapa preciso de permeabilidad es uno de los aspectos más importantes en el estudio del yacimiento. Hay varias metodologías y la selección de alguna de ellas depende de las características del yacimiento, disponibilidad de los datos y de los recursos humanos y tecnológicos. El método tradicional involucra el mapeo directo empleando los valores de pozos. Sin embargo, al compararse con otros parámetros petrofísicos, esta metodología tiene mayores limitaciones asociadas a los siguientes aspectos: Disponibilidad de los datos, generalmente para el proceso de mapeo está más limitada que para otros parámetros petrofísicos, con la excepción de los registros de resonancia magnética nuclear, los datos de permeabilidad solamente están disponibles a partir de pozos nucleados. Tipo de datos, debido a que hay diferentes fuentes de datos de permeabilidad, cada una proporciona valores característicos en relación con la escala, condiciones de saturación y tipo de información (directa/indirecta). La homogeneización de estos datos requerida antes del proceso de trazar un mapa, a menudo resulta ser una tarea ardua y sujeta a compromisos. Variabilidad espacial, continuidad espacial (lateral y vertical) de la permeabilidad, por lo general es menor que los de otros parámetros del yacimiento. En el caso de formaciones sumamente heterogéneas, esta continuidad puede ser tan pequeña como un metro, o incluso completamente inexistente. Vale la pena recordar que la mayor parte de algoritmos usados en paquetes de software asumen una continuidad espacial predefinida e implícitamente muy alta que genera mapas bastante regulares. En el caso de permeabilidad esto en muchas ocasiones es poco realista. A pesar de ello, el trazar un mapa de permeabilidad que use pruebas de producción realizadas en pozos, puede generar mapas exactos, especialmente cuando está disponible un número bastante grande de pruebas. Estos valores de permeabilidad son a menudo representativos y permiten producir mapas consistentes, que en particular son

bastantes satisfactorios en la simulación dinámica. En el caso de yacimientos fracturados, donde los datos de núcleos son inadecuados para la representación real de la permeabilidad del yacimiento, este tipo de enfoque frecuentemente es una elección forzada. Por último, debe puntualizarse que al igual que para otros parámetros de depósito, estas interpolaciones pueden ser mejoradas posteriormente usando técnicas geoestadísticas y algoritmos de kriging. Una metodología alternativa que con frecuencia se emplea se basa en la generación de un mapa de permeabilidad a partir de un mapa de porosidad, usando una correlación entre los dos parámetros, generalmente calculado en base de datos a disponibles de núcleos. En este caso, el mapa resultante de permeabilidad intrínsecamente se parece al de porosidad, la suposición implícita es que la función de correlación espacial para estos dos parámetros es del mismo tipo. Sin embargo, esto es normalmente inexacto, y los mapas resultantes muchas veces aparecen de manera regular poco natural. Además, debe acentuarse que la relación entre porosidad y permeabilidad sobre la cual descansan estos métodos a menudo están lejos de ser claros, sobre todo en el caso de sedimentos carbonatados. De tal manera, los resultados pueden mejorarse mediante un análisis cuidadoso de la correlación básica y la identificación de correlaciones de orden inferior, preferentemente en cada facie individual.

Modelos tridimensionales de parámetros del yacimiento

La metodología 2D descrita en el párrafo anterior gradualmente está siendo substituida por técnicas más complejas, basadas en un enfoque tridimensional al modelado geológico. Ahora es posible generar y visualizar los modelos tridimensionales de cualquier parámetro del yacimiento muy rápido y con una resolución que con frecuencia excede decenas de millones de celdas.

Esto quiere decir que el geólogo de yacimientos puede comprobar rápidamente diferentes hipótesis de trabajo y analizarlos resultados en su computadora, con ventajas obvias en términos de tiempo y exactitud de los resultados finales. El modelado tridimensional se aplica a todos los parámetros del yacimiento, usando los mismos procedimientos descritos para modelos bidimensionales. Por lo general, se identifican dos tipos de enfoques: en el primero, la distribución de parámetros petrofísicos se realiza directamente en el espacio tridimensional del yacimiento, partiendo de registros de pozo (modelo de una sola etapa). Este método no requiere un modelo litológico tridimensional de las facies. En el segundo, la distribución se pone en práctica sobre la base del modelo litológico. En este caso, los parámetros petrofísicos son distribuidos después del modelado tridimensional de las facies, conforme a leyes estadísticas específicas para cada facie (modelo de dos etapas). Este método tiene la ventaja de estar basado en un modelo geológico de referencia que forma la base para el modelado litológico.

En general, esto permite una mejor asignación de propiedades petrofísicas, especialmente en presencia de litologías complejas caracterizadas por sistemas porosos diferentes. Un aspecto particularmente interesante de modelado 3D es la posibilidad de integrar datos sísmicos, tradicionalmente usados en un contexto bidimensional, directo en tres dimensiones. Gracias a la disponibilidad de sofisticados algoritmos de procesamiento que permiten mejorar la resolución vertical de los datos sísmicos, y al empleo de nuevas técnicas para caracterizar la señal sísmica, se pueden identificar facies sísmicas dentro del conjunto de datos sísmicos.

Esto en su momento se correlaciona con las facies más tradicionales que provienen de la caracterización litológica del yacimiento. En la siguiente figura se muestra un ejemplo de perfiles sísmicos obtenidos de datos caracterizados en términos de facies sísmicas. Los ejemplos de este tipo representan un punto notable de convergencia entre la litología, el modelado petrofísico y sísmico, la integración que puede producir modelos tridimensionales sumamente exactos.

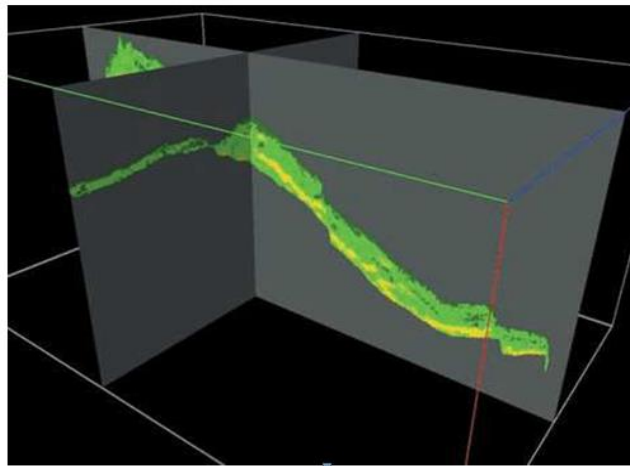


Figura 52- Ejemplo de perfiles sísmicos caracterizados en términos de facies sísmicas.

4.7 Modelo estático del yacimiento

Objetivo específico

Definir la geometría del yacimiento y descripción de los parámetros petrofísicos a fin de comprender en términos físicos y geológicos el sistema de acumulación de hidrocarburos.

El modelo estático

Dentro del modelo estático de un yacimiento se pueden elaborar o incluir los siguientes modelos:

- Geológico
- Estratigráfico estructural
- Caracterización de fracturas
- Petrofísico

-Modelo geológico

Se refiere a la interpretación estructural de las rocas contenidas en él, los límites del yacimiento, sistemas de fallas (tipo y orientación).

-Modelo estructural

Se determina mediante la información sísmica y es la base para el modelo estructural.

- Proveer un marco estructural mediante la identificación de los horizontes cima y base del yacimiento
- Definir orientación y geometría de los elementos estructurales, tales como fallas, pliegues, etc.
- Delimitar las estructuras o cierres que confinan la acumulación.

Abarca la revisión del marco regional y local, con objeto de determinar y generar planos de fallas, mapas estructurales y en donde ocurre esta situación, mapas de compartamiento. Cuando se dispone de sísmica de alta resolución se pueden delimitar trampas estratigráficas sutiles, tales como acñamientos, capas delgadas, etc.

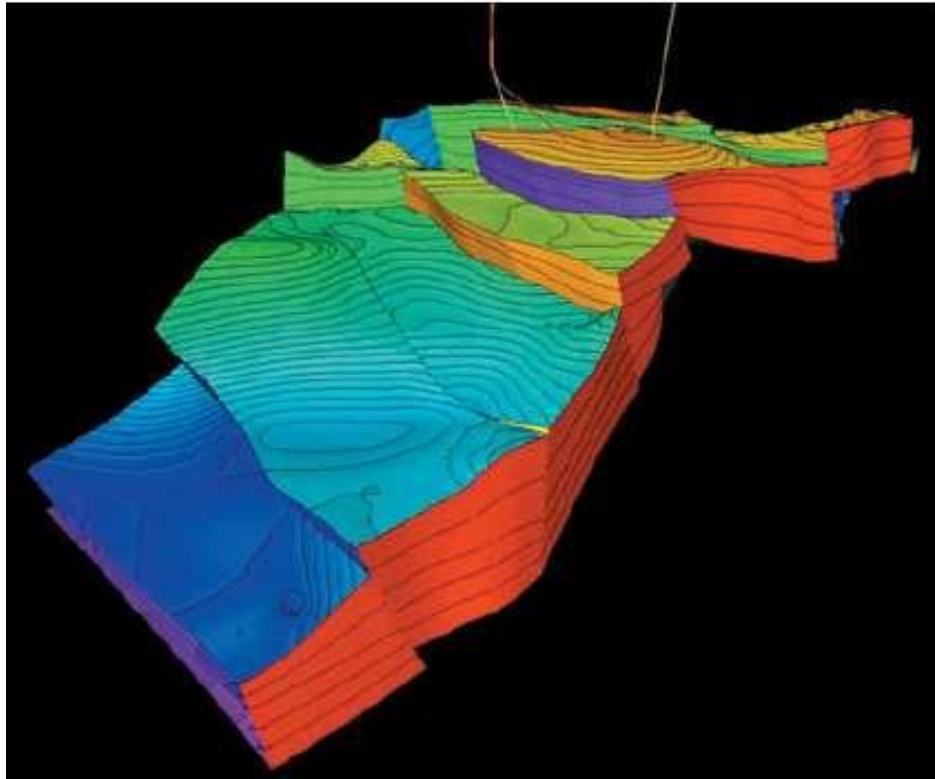


Figura 53-. Modelo estratigráfico.

-Modelo estratigráfico

Provee un marco estratigráfico mediante correlación de los reflectores intrayacimiento de los lentes que lo conforman, apoyándose en correlaciones litológicas pozo-pozo, análisis crono o bioestratigráfico y análisis de estratigrafía secuencial. Permite identificar límites de secuencia y superficies de máxima inundación; secuencias y para-secuencias.

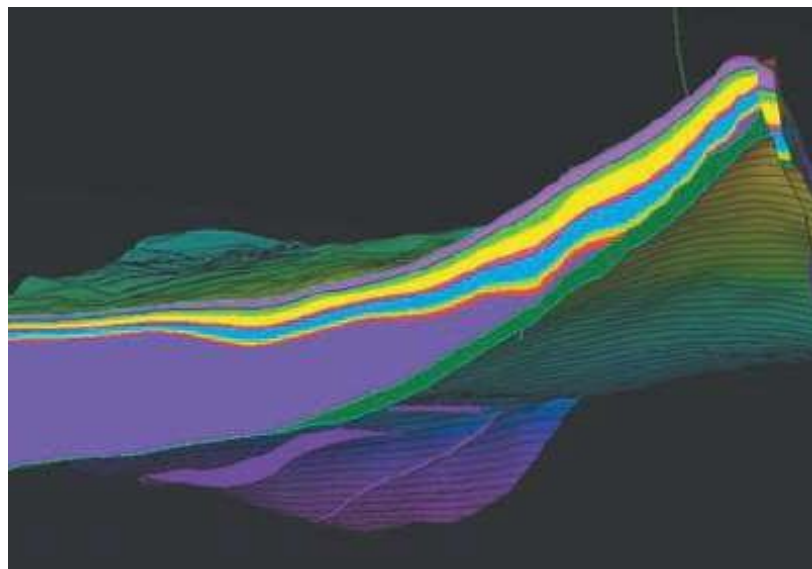


Figura 54-. Modelo sedimentológico.

Modelo sedimentológico

Se refiere al análisis de las facies que permite definir ambientes e identificar unidades sedimentarias, además la geometría de los cuerpos y la calidad de los depósitos que facilitan la caracterización de unidades de flujo y delimita intervalos de producción.

Los análisis de núcleos proveen información clave para la caracterización de yacimientos. El modelo sedimentológico complementa y calibra los modelos estratigráfico y estructural, además de las propiedades de la roca para la caracterización petrofísica final.

Cuando la resolución de la sísmica lo permita, su uso (correlación sísmica-pozo, análisis de atributos) es importante para proveer información de las propiedades del yacimiento: espesores, saturación de agua, permeabilidad, porosidad.

Modelo petrofísico

Cuantifica los parámetros básicos de porosidad, saturación, permeabilidad y contenido de arcillas de los depósitos.

Es competencia del modelo petrofísico:

- Definir los parámetros de corte (*cut-off*)
- Definir valores promedio por unidad de flujo
- Correlación núcleo/perfiles
- Correlación con atributos sísmicos
- Calibración de los datos de producción
- Generación de mapas de isopropiedades
- Generación de mapas de Arena Neta Petrolífera (ANP).

Modelo estadístico

Realizar mediciones de porosidad total y efectiva; permeabilidad horizontal y vertical; densidad de grano, a partir de las permeabilidades vertical y horizontal, se calcula la relación kv/kh.

A cada una de estas propiedades se les realiza una gráfica de distribución estadística que se describe a continuación, la relación kv/kh muestra el tipo de distribución gaussiana, con un rango promedio entre 1 y 2; parámetro indica que existe buena comunicación tanto horizontal como vertical, que debe considerarse durante la simulación. Asimismo, la distribución de la densidad de grano debe ser para cada unidad de flujo (I, II y III), observando promedios similares.

Adicionalmente se deben realizar gráficos de permeabilidad vs. Porosidad discretizado por unidad de flujo.

4.8 Modelo dinámico del yacimiento

Objetivo específico

Después de tener un modelo estático se procede a elaborar un modelo con la integración de la información dinámica del yacimiento, con el objetivo de mejorar la capacidad de predicción del yacimiento.

Modelo dinámico

Esta etapa analiza la interacción dinámica roca– fluido del yacimiento; el propósito fundamental es desarrollar metodologías que permitan comprender de manera integral cómo se desplazan los fluidos en el sistema poroso (roca). Tales parámetros sirvan para alimentar los modelos de simulación numérica de yacimientos. En el modelo dinámico se establece un modelo de fluidos que define las propiedades de los fluidos y su distribución inicial en el yacimiento. Cuantifica volúmenes de hidrocarburos en sitio.

Es competencia de este modelo:

- Análisis de propiedades físico-químicas de los fluidos
- Determinación de las propiedades PVT
- Análisis de las permeabilidades relativas
- Análisis de las presiones capilares
- Determinación de los contactos iniciales de fluidos

Cálculo de POES/GOES/COES y reservas

Propiedad roca-fluido

En esta información se obtiene de los análisis especiales de núcleos. Se usan pruebas especiales a fin de calcular con exactitud el petróleo original en sitio y permitir calcular la eficiencia en extracción de petróleo por varios mecanismos de empuje. Entre estas pruebas se encuentran las siguientes:

- Presión capilar: Se usa para conocer la distribución de saturación de agua en el yacimiento y correlacionar las saturaciones de agua con permeabilidad o porosidad y por encima del contacto agua-petróleo.
- Mojabilidad: Si el fluido que moja preferencialmente la roca es el desplazante, el proceso se conoce como imbibición. Si este fluido, por el contrario, es desplazado por otro que no moja con preferencia la roca, se trata de un proceso de drenaje. Para cada proceso, las curvas de permeabilidad relativas son diferentes.

Análisis - PVT

Los estudios PVT se llevan a cabo con el propósito de analizar los yacimientos, y partiendo de los resultados de estos estudios, determinar los diversos parámetros y metodologías que se desarrolla para iniciar la producción del yacimiento. El muestreo de fluidos se realiza al principio de la vida productiva del yacimiento.

Existen dos formas de recolectar las muestras de fluidos.

- Muestreo de fondo
- Muestreo por recombinación superficial

El análisis PVT es absolutamente necesario para llevar a cabo el diseño de las instalaciones de producción, análisis nodales, diversas actividades de la ingeniería de yacimientos permiten obtener cálculos como el POES del yacimiento, predecir su vida productiva, definir los esquemas óptimos de producción, evaluar métodos de recuperación mejorada y demás propiedades que predicen el comportamiento de los pozos a medida que se explotan.

Las nuevas herramientas y equipos disponibles de manejo automatizado y computarizado hacen más factible la realización de los estudios.

Una vez que se determina el estado del fluido presente en el yacimiento a través de los estudios experimentales para fluidos de yacimiento (PVT), se procede a recopilar y estudiar toda la información acerca del comportamiento de los mismos en función de las variaciones de la presión, temperatura y volumen. Esto pasa a ser de vital importancia para la vida productiva del yacimiento, ya que así podemos predecir cómo es el comportamiento del fluido se busca la manera de mantener la energía del pozo obteniendo así una mayor producción. Se puede evitar producir de manera ineficiente, alargando la vida del yacimiento al mantener la presión.

Cuando se analizan pruebas PVT existe un porcentaje de esas pruebas que resultan no ser útiles debido a que puede haber contaminación de los recipientes donde se toman las muestras, mala toma de la muestra o inestabilidad de la producción a nivel de toma de muestreo, entre otros problemas.

El muestreo de los pozos se considera satisfactorio cuando en el análisis de la consistencia de los datos se estiman los siguientes resultados:

- Se evalúa si se utilizó muestreador de fondo en condiciones estables de presión de fondo y tasa de fluidos
- Los datos obtenidos en el laboratorio están en el orden de magnitud de los datos de campo
- Se realizaron las siguientes pruebas: densidad, función y balance de materiales, así como prueba de la desigualdad para validar la consistencia de los datos

Comportamiento de producción

El modelo de comportamiento, además de servir como la interface entre el modelo estático y el modelo dinámico permite conocer el mecanismo de producción del yacimiento, el cual es determinante en los factores de recuperación del yacimiento. Finalmente, la fase culmina con la visualización, considerada la mejor manera de validar y analizar la información integrada en 3D, para permitir:

- El análisis de la tendencia especial de las propiedades
- Un mejor entendimiento del yacimiento por parte del equipo multidisciplinario

4.9 Heterogeneidades del yacimiento

Objetivo específico

Se visualiza si existen variaciones en las propiedades petrofísicas del yacimiento, las cuales influyen en su comportamiento.

Heterogeneidades del yacimiento

Las características geológicas de las rocas que conforman los yacimientos son extremadamente variables y presentan variaciones laterales y verticales.

Estas variaciones pueden ocurrir a grandes distancias, o incluso a distancias muy cercanas.

La heterogeneidad de un yacimiento define como la variación de las propiedades del yacimiento en función del espacio. Idealmente, si el yacimiento es homogéneo, la medición de propiedades en cualquier ubicación describe la distribución de dicha propiedad en todo el yacimiento. La descripción de yacimientos homogéneos es bastante simple.

Si el yacimiento es heterogéneo, las propiedades del yacimiento varían en función de la localización espacial. Estas propiedades pueden incluir permeabilidad, porosidad, espesor, saturación, fallas, fracturas, etc. Para una descripción apropiada del yacimiento, es necesario predecir la variación de estas propiedades como función de localizaciones espaciales.

Esencialmente existen dos tipos de heterogeneidades: Vertical y Horizontal.

Las heterogeneidades del yacimiento son variaciones en las propiedades de la roca y el fluido resultante de la deposición, plegamiento, fallamiento, cambios postdepositacionales en la litología del yacimiento, y cambios en las propiedades o tipos de fluidos. Las heterogeneidades del yacimiento pueden ser de pequeña escala, como en yacimientos carbonatados donde la roca tiene dos constituyentes, matriz y fracturas, cavidades y cavernas.

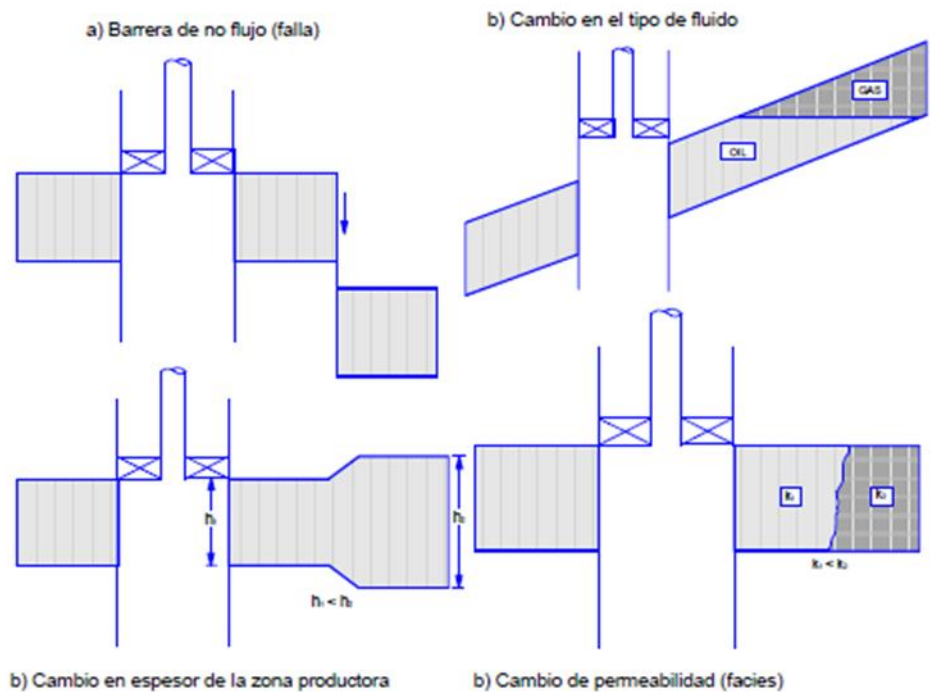


Figura 55-. Tipos de discontinuidades en un yacimiento.

Estas también pueden ser de mayor escala, tales como barreras físicas, fallas, contactos fluido-fluido, cambios de espesor, cambios de litología, varias capas con

diferentes propiedades en cada capa, etc. Adicionalmente a estas heterogeneidades naturales, el hombre puede inducir heterogeneidades artificiales alrededor de la cara del pozo durante la perforación (invasión de lodo), el fracturamiento hidráulico o la inyección de fluido.

4.10 Cuantificación y distribución de fluidos

Objetivo específico

Se visualiza como el medio poroso del yacimiento puede estar ocupado por las diferentes fases de fluidos como el agua y los hidrocarburos, y algunas metodologías existentes para cuantificar su contenido.

Distribución de fluidos y su cuantificación

Cada uno de los fluidos presente en un punto del yacimiento en determinada proporción respecto al volumen total de los poros. A este valor porcentual se le denomina saturación del fluido:

S_w, S_g y S_o ,

Siendo:

$$S_o + S_g + S_w = 100\%$$

Donde:

S_o = saturación de petróleo, % S_g = saturación de gas libre, % S_w = saturación de agua, %.

La saturación de petróleo incluye todo el gas disuelto en el petróleo, mientras que la saturación de gas consiste solo de gas libre. Todo yacimiento de hidrocarburo contiene algo de agua; sin embargo, a menos que la saturación de agua exceda un valor llamado la "saturación crítica de agua" (S_{wc}), la fase agua es inmóvil y no será producida. El agua dentro de los poros es llamada "intersticial". El término "agua connata" se usa para denotar el agua que se deposita simultáneamente con los sedimentos. Algunos yacimientos de petróleo no contienen gas libre, ya que todo el gas está disuelto en el petróleo. Estos yacimientos se conocen como "yacimientos bajosaturados". La ecuación es: $S_o + S_w = 100\%$. En un yacimiento de gas que no contiene petróleo: $S_g + S_w = 100\%$. El cálculo de saturación de agua innata o intersticial, la cantidad de agua obtenida en el análisis debe corregirse a las condiciones de presión y temperatura del yacimiento. Dicha corrección debe hacerse, porque la temperatura del yacimiento y las sales en la solución causan un aumento volumétrico del agua con respecto al volumen determinado en el laboratorio, debido a los efectos de expansión térmica y de solubilidad. Para estimar la cantidad de hidrocarburos presentes en un yacimiento, es necesario determinar la fracción del volumen poroso ocupado por cada uno de los fluidos presentes. Una

herramienta útil para cuantificar la distribución de fluidos es la Resonancia Magnética Nuclear (RMN). A pesar de la variabilidad de las propiedades RMN de los fluidos, a menudo se puede predecir la ubicación de las señales de fluidos de diferentes tipos en la distribución de T2 o, si hay datos medidos disponibles se puede identificar. Esta capacidad provee importante información para la interpretación de datos de RMN y hace que muchas aplicaciones sean prácticas.

Las herramientas MRIL-PRIME estudian los fluidos en una zona delgada a pocas pulgadas de la pared del pozo. Estas herramientas MRIL pueden determinar la presencia y las cantidades de diferentes fluidos (agua, petróleo, y gas), y también algunas de las propiedades específicas de los fluidos (por ejemplo, la viscosidad).

Los hidrocarburos también difieren entre sí y de las salmueras en viscosidad y difusividad. El sistema RMN usa estas diferencias para caracterizar los fluidos en el espacio de poro. En la siguiente figura se indican las propiedades de los fluidos en estudio de resonancia magnética nuclear RMN.

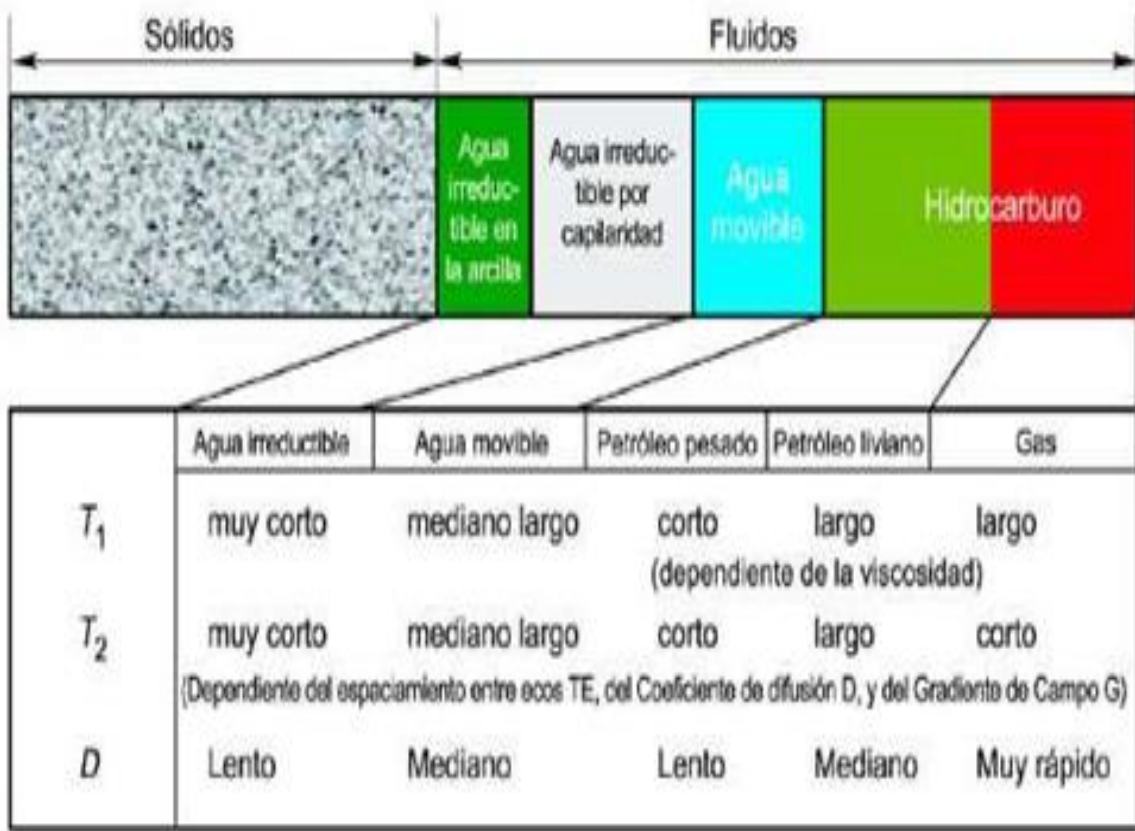


Figura 56-. Propiedades de los fluidos con el sistema RMN.

El comportamiento RMN de un fluido en el espacio poral de una roca es diferente al comportamiento RMN del fluido en bruto. Por ejemplo, a medida que el tamaño del

poro que contiene agua disminuye, las diferencias entre las propiedades aparentes de RMN del agua en los poros y del agua en bruto aumentan. Se pueden usar métodos simples para obtener información suficiente sobre tamaño de poro a partir de datos MRIL como mejorar considerablemente la estimación de propiedades petrofísicas clave, tales como permeabilidad y el volumen de agua irreducible por capilaridad.

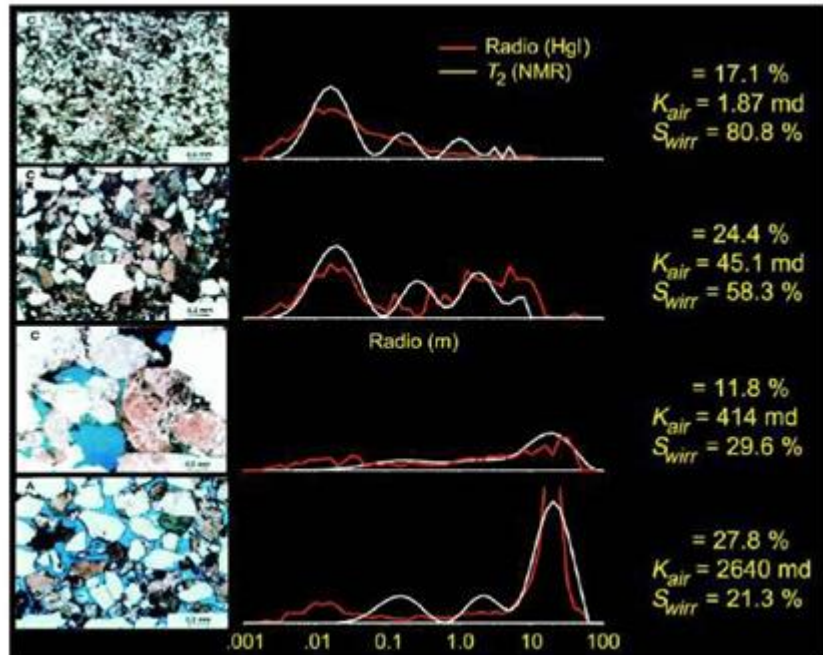


Figura 58. Muestras de areniscas.

La distribución de T2 a partir de datos RMN ofrece una estimación razonable de la distribución del tamaño de poro en una zona cuando está 100% saturada de agua, como se muestra en la siguiente figura, en areniscas y carbonatos.

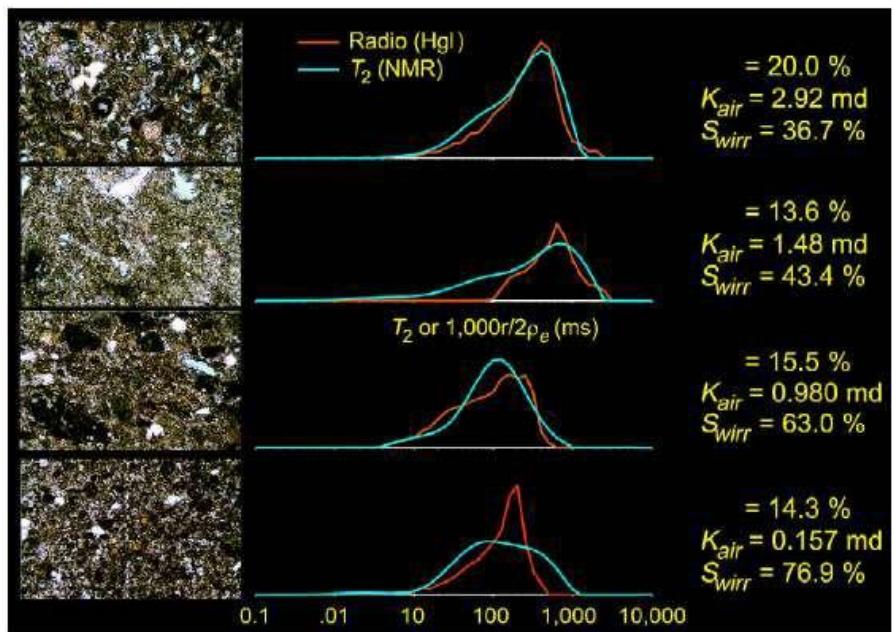


Figura 57-. Muestras de carbonatos.

Aun cuando hay hidrocarburos, el BVI (Volumen Bruto Irreductible) distingue las arenas de grano fino de las arenas de grano grueso. Esta información es muy útil cuando se evalúa la calidad y el ambiente deposicional de un yacimiento.

Cuando una roca humectada con agua está totalmente saturada con agua, el valor de T2 de un solo poro es proporcional a la relación entre superficie y volumen del poro, lo cual es una medida del tamaño del poro. Entonces, la distribución de T2 observada de todos los poros en la roca representa la distribución de tamaños de poro de la roca.

La estimación del BVI, en una formación, es una de las primeras y más ampliamente utilizadas aplicaciones del registro RMN. Actualmente hay dos métodos disponibles para la determinar el BVI.

El primer método, BVI de umbral (CBVI) se basa en un valor fijo de T2 (*T2 cut-off*) que divide la distribución de T2 en dos componentes, uno consiste en el tamaño de poros que contienen agua asociada y el otro en tamaño de poro que contienen fluidos libres.

El segundo método a fin de determinar el BVI, llamado BVI espectral (SBVI), se basa en el reconocimiento de que un poro dado puede contener tanto fluidos libres como asociados.

Evaluación de yacimientos con RMN

El yacimiento penetrado por este pozo (pozo X) consiste en una formación de arenisca masiva de grano medio a fino que se desarrolló a partir de sedimentos de lecho marino. Dentro de la formación se observa una intensa influencia por actividad biológica.

La permeabilidad al aire típicamente está en un rango entre 1 y 200 mD, con una porosidad de núcleo que varía entre 20 y 30 %. La porción superior del yacimiento (1ohm-m) que la de la porción inferior del yacimiento

(zona B, aproximadamente 0.5 ohm - m).

Los hidrocarburos que se producen son petróleos livianos con viscosidad de 1 a 2 cp. El pozo se perforó con lodo base de agua. Los registros convencionales se indican en la figura siguiente:

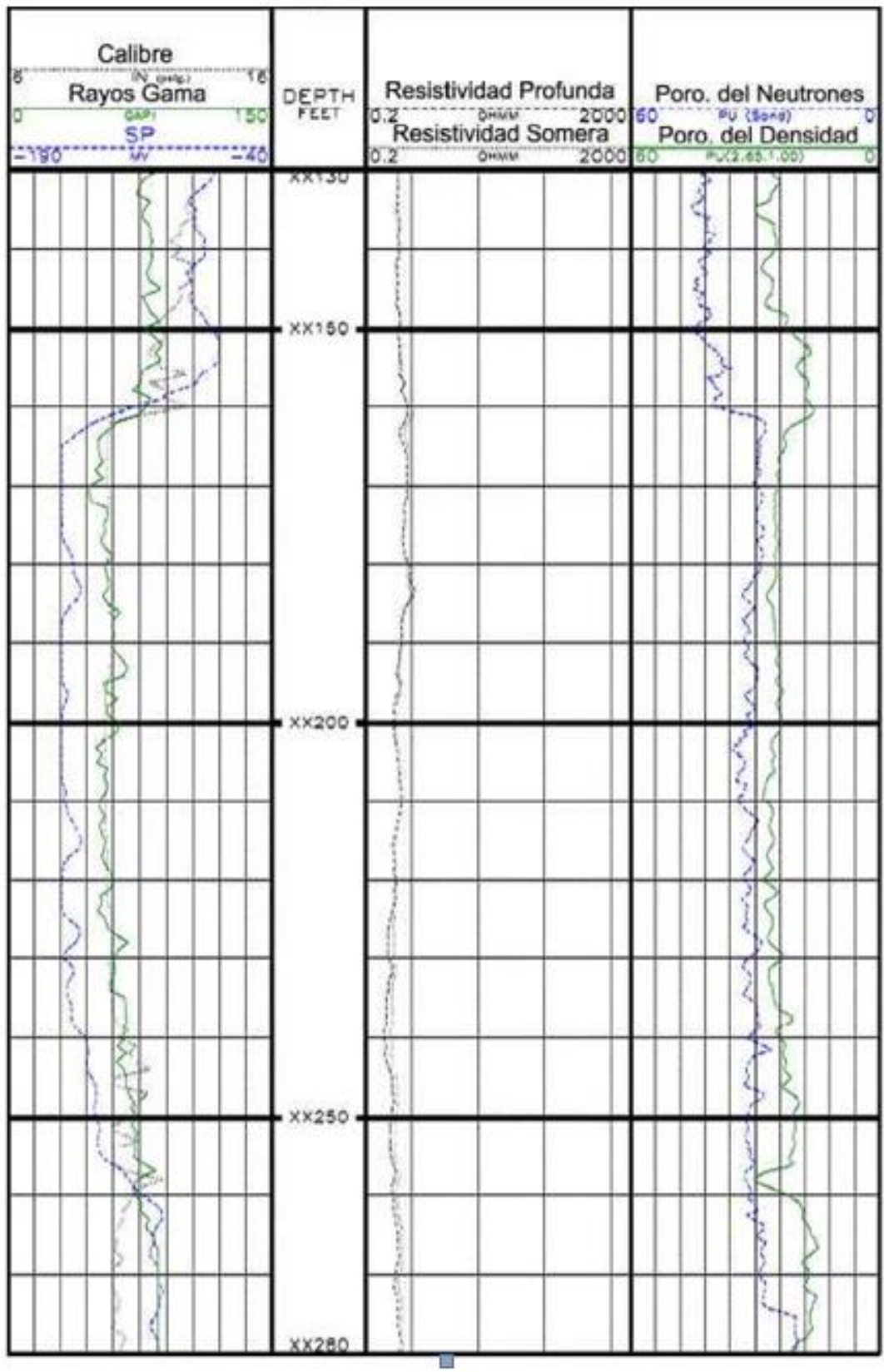


Figura 59-. Registros convencionales pozo X.

Los resultados del MRIL tanto de TDA como de MRIAN se presentan en la siguiente figura:

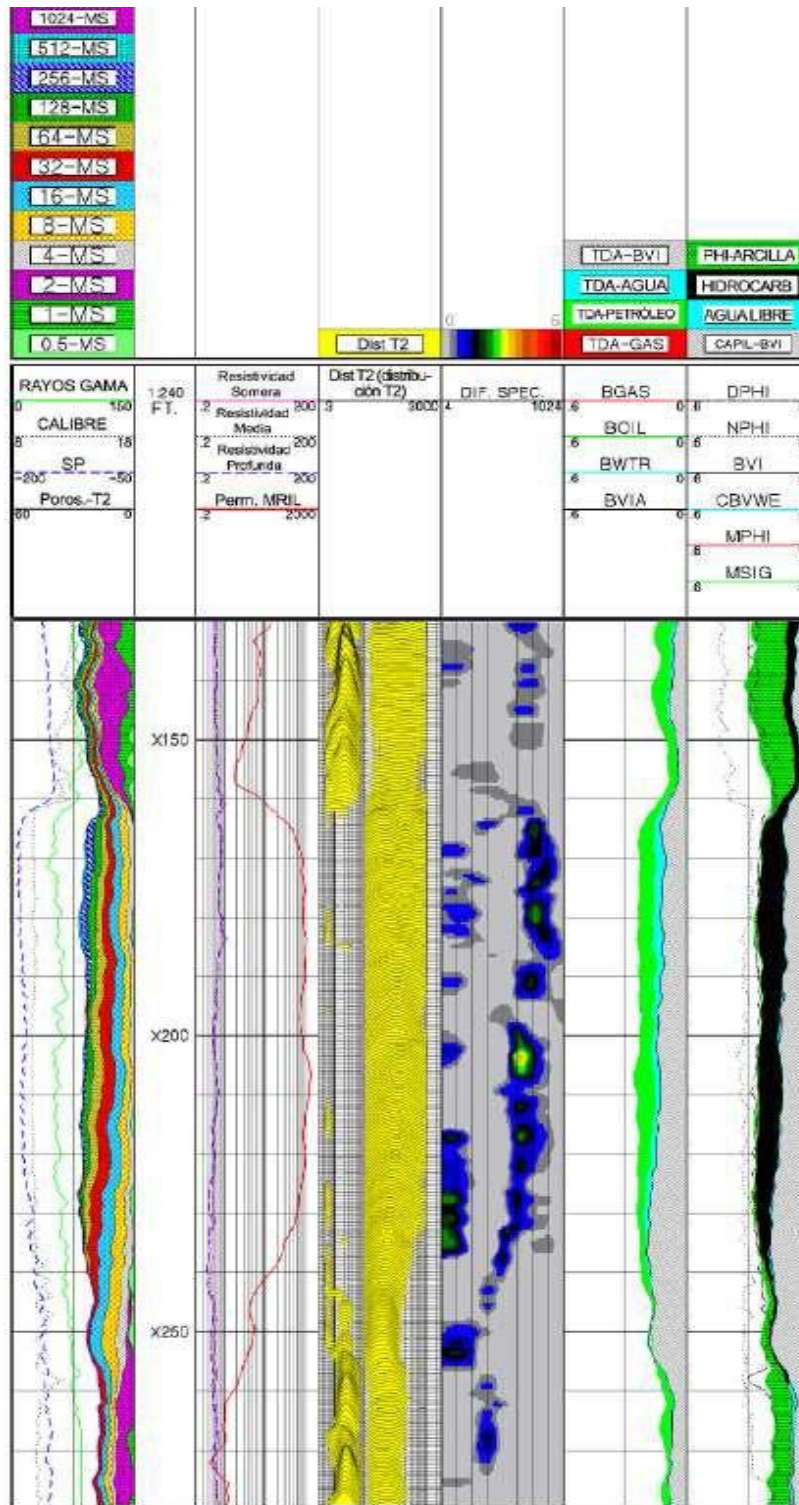


Figura 60-. Registros MRIL pozo X.

Las herramientas MRIL proporcionar tres tipos de información:

- Cantidades de los fluidos en la roca
- Propiedades de estos fluidos
- Tamaños de los poros que contienen estos fluidos

Estudios de casos específicos indican que la herramienta MRIL proporciona datos para:

- Distinguir zonas productivas de baja resistividad/bajo contraste
- Evaluar yacimientos de petróleo y/o gas de litología compleja
- Identificar petróleos pesados y de viscosidad mediana
- Estudiar formaciones de baja porosidad/baja permeabilidad
- Determinar saturación de petróleo residual
- Mejorar el diseño de tratamientos de estimulación

En particular, los datos RMN proveen la siguiente información:

- Porosidad independiente de la mineralogía
- Distribución de porosidad, complementada con distribución del tamaño de poro en formaciones saturadas con agua
- Volumen de agua irreductible y de fluido libre si hay un valor confiable de *T2 cut-off*
- Permeabilidad, determinada a partir del índice de fluido libre y del volumen de agua irreductible o *T2* promedio
- Clasificación de hidrocarburos mediante el uso de 1) contrastes ponderados por *T1* para agua, gas y/o petróleo liviano. 2) contrastes ponderados por difusividad para agua y petróleo viscoso, y 3) cálculos de saturación de agua para la zona virgen optimizados con RMN.

4.11 Definición y caracterización de unidades de flujo, tanto vertical como horizontal

Objetivo específico

Se visualiza como se lleva a cabo la caracterización del yacimiento a través de volúmenes específicos o zonas del yacimiento conocidos como unidades de flujo.

Unidades de flujo

Las unidades de flujo han llegado a ser un medio popular para caracterizar o zonificar un yacimiento. Una unidad de flujo se define como "una parte mapeable del total del yacimiento, dentro de la cual las propiedades geológicas y petrofísicas que afectan el flujo de los fluidos son consistentes y predecibles, diferentes de las propiedades de otros volúmenes del yacimiento"

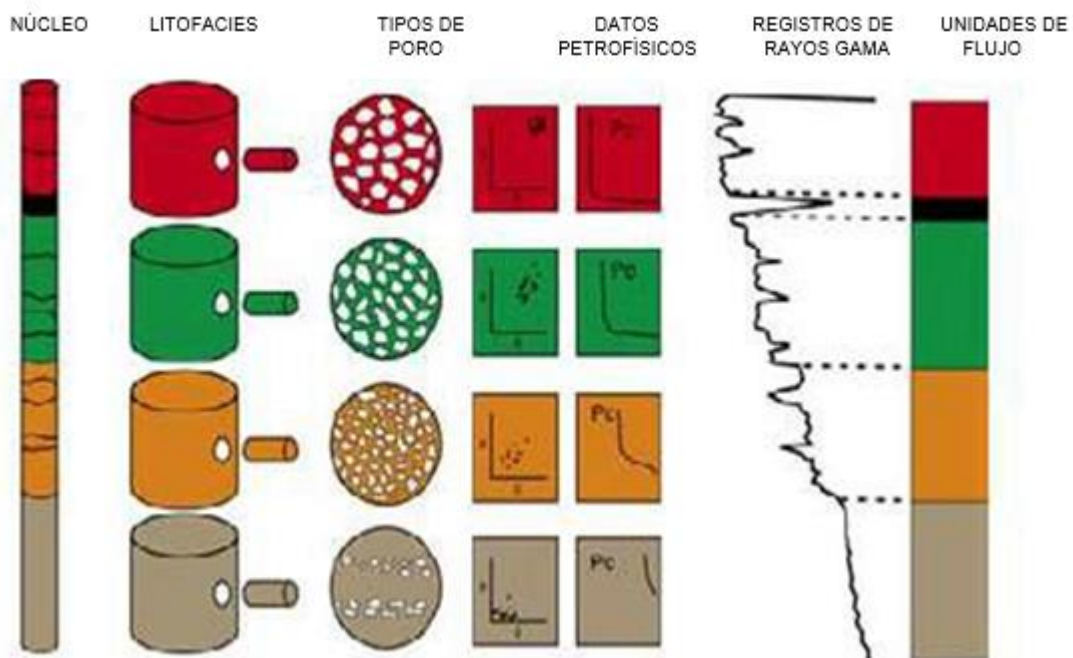


Figura 61-. Esquema que indica diversos parámetros que se usan para definir las unidades de flujo geológicas (Ebanks et al., 1992). En este esquema se definen 4 unidades de flujo con base en las litofacies, tipos de porosidad y gráficas cruzadas de permeabilidad,

- Una unidad de flujo es un volumen específico de un yacimiento se compone de una o varias litologías y cualquier tipo de roca sin calidad de yacimiento dentro del mismo volumen, así como los fluidos que contiene.
- Una unidad de flujo se corrige y mapea a escala interpozo.
- La zonificación de una unidad de flujo se identifica los registros.

- Una unidad de flujo estar en comunicación con otras unidades de flujo; sin embargo, las unidades de flujo basadas en características litoestratigráficas no siempre tienen comunicación en presión.

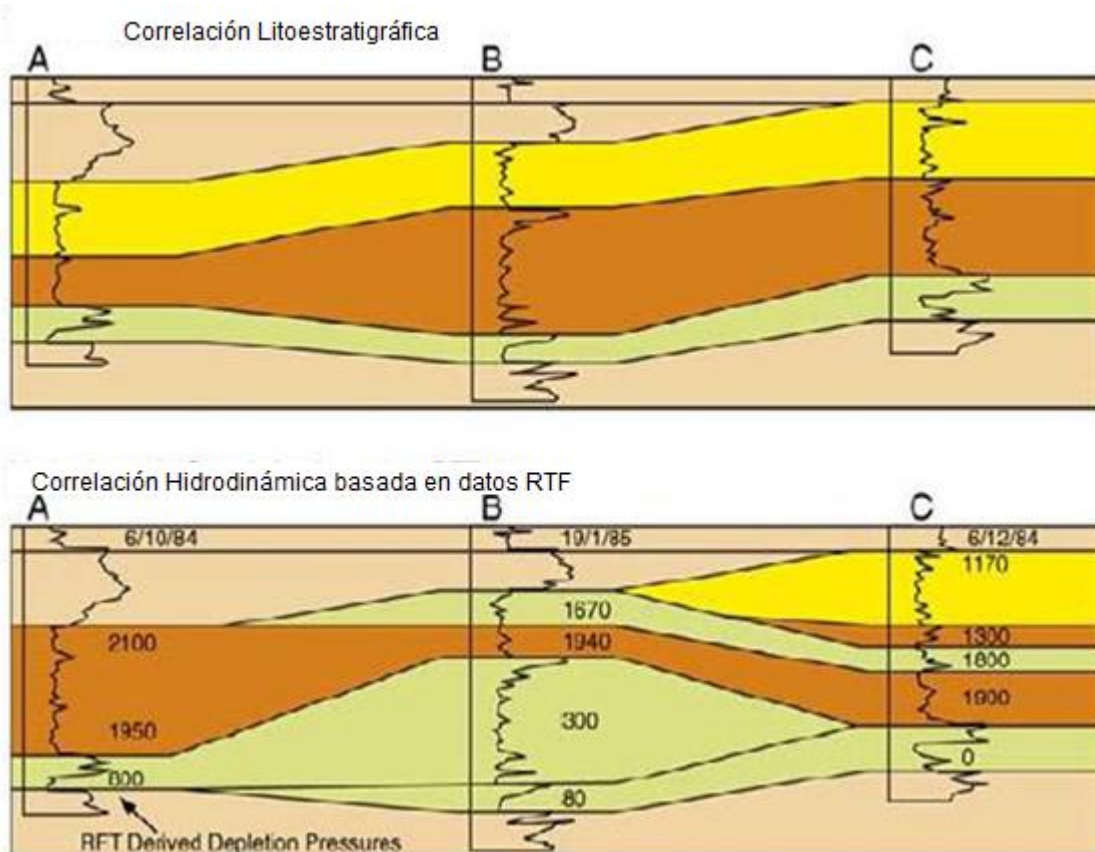


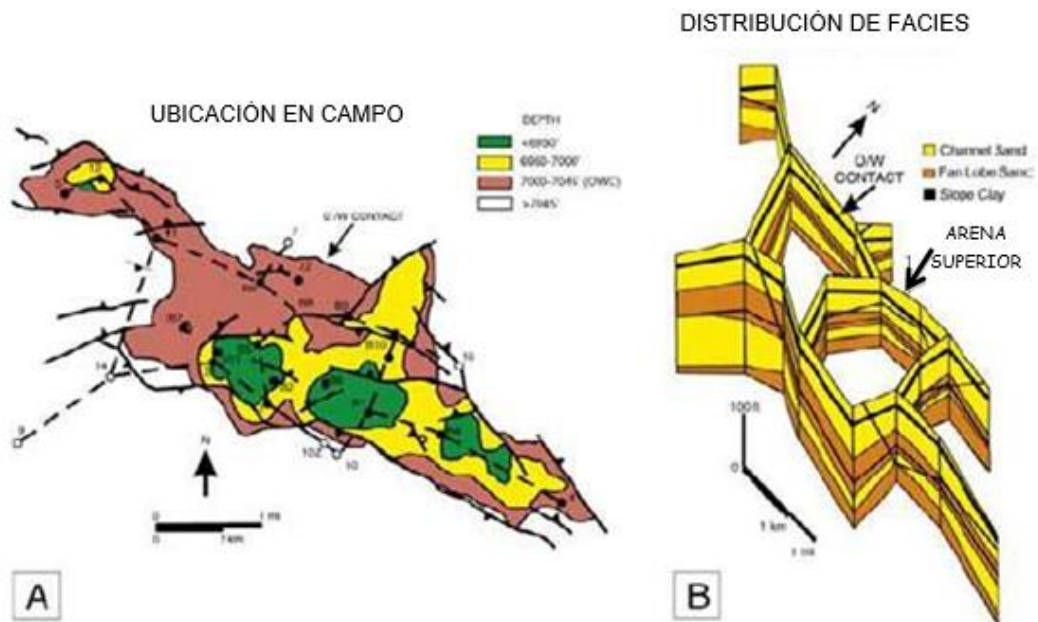
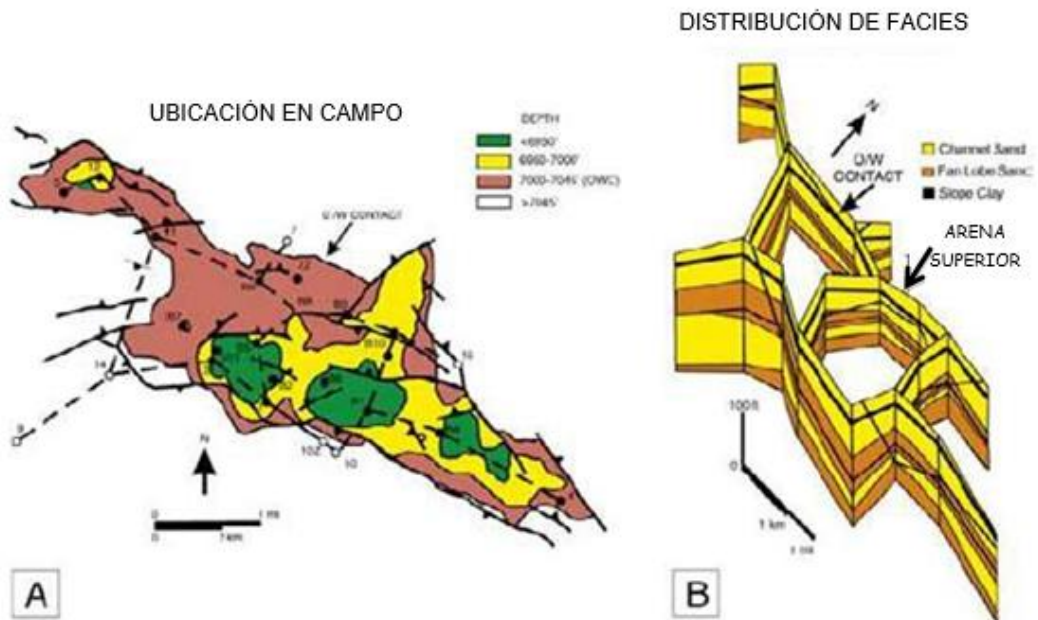
Figura 62-. El diagrama superior muestra una correlación litoestratigráfica de areniscas a través de tres pozos (A, B y C). El diagrama inferior muestra los mismos tres pozos, pero con correlaciones basadas en mediciones de presión de multiprobador de Formaciones.

Hay varios métodos para definir y describir las unidades de flujo. Se presentan a continuación dos de esos métodos.

Unidades de flujo que combinan propiedades geológicas con propiedades petrofísicas.

Conforme a la definición de Ebanks et al. (1992), las unidades de flujo se identifican con base en una combinación de propiedades que pueden incluir facies geológicas cualitativas y propiedades cuantitativas de yacimiento.

Por ejemplo, el Campo Balmoral en el Mar del Norte fue subdividido en canal de aguas profundas y areniscas de lóbulo, con base en el excelente control de núcleos (Slatt y Hopkins, 1991).



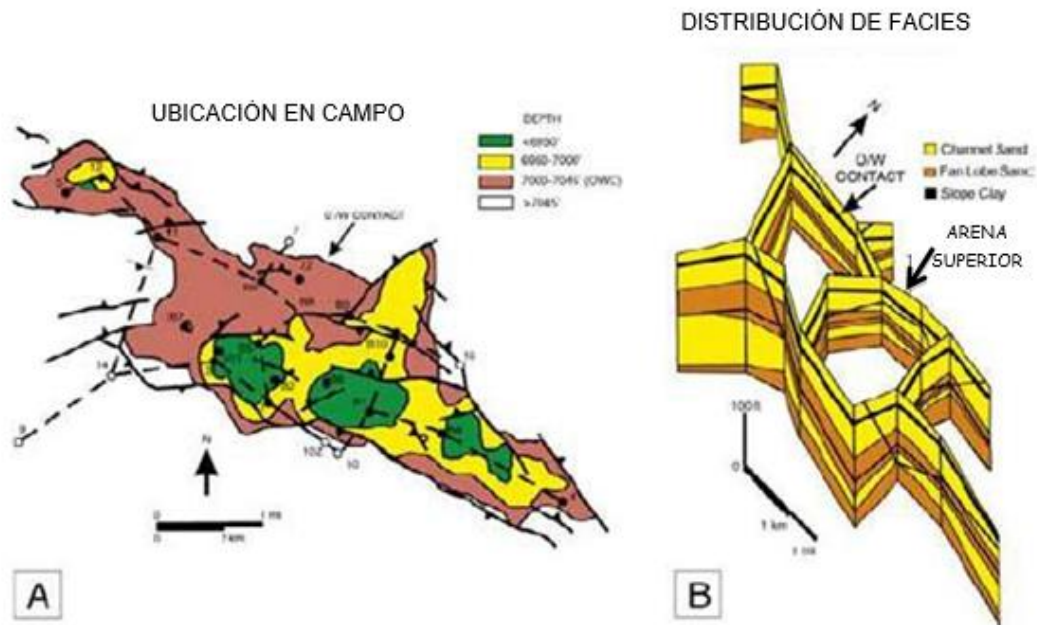


Figura 63-. (A) Campo Balmoral, Mar del Norte y ubicaciones de pozos (Slatt y Hopkins, 1991).

Los diferentes colores se refieren a diferentes elevaciones estructurales como lo muestra la inserción. El contacto agua-aceite está a una profundidad de 7,045 pies. B) El contorno del diagrama de valla se ilustra como una serie de segmentos de línea discontinua. (B) Es un diagrama de valla de la distribución 3D de las facies principales en el campo, canal de arena, arena de los lóbulos de abanico y la arcilla del talud.

El campo también se subdivide en cinco diferentes unidades de flujo con base en una combinación de propiedades geológicas y petrofísicas (como se observa en la tabla y figuras siguientes), pero esta clasificación proporciona mejores medios de subdividir el yacimiento en intervalos basados en propiedades similares del flujo de fluidos.

Tabla 5.1 (Statt and Hopkins, 1991)

Unidad de fluido	Abreviación	Permeabilidad (md)	Porosidad (%)	Tamaño de grano medio	Tamaño medio de la garganta del pozo (mm)	Sb@ 200 psi (%)	Facies
Exelente	E	>1000	23 -34	0.18 – 0.30	0.01	6 – 12	Facies del canal de arena masiva
Bien	G	100 – 1000	20 -34	0.08 – 0.024	0.007	11 – 24	Facies del canal de arena masiva y el lóbulo
Pobre I	Pi	0.01 – 1000	7-32	0.010 -0.23	0.002	31	Facies de arenisca intercalada y esquisto de canal y lóbulo
Pobre C	Pc	0.01 – 1000	4-28	0.11 – 0.25	0.002	30 - 37	Facies de arenisca intercalada con zonas de calcita cementada al canal y lóbulo
Pobre M	Pm	Impermeable	Nonpor	-	-	-	Arcilla / Esquisto

Abreviaciones: i – intercaladas: c – cementado: m – esquisto: Sb – Saturación de Salmuera

Tabla 11.-Statt and Hopkins, 1991

DISTRIBUCIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

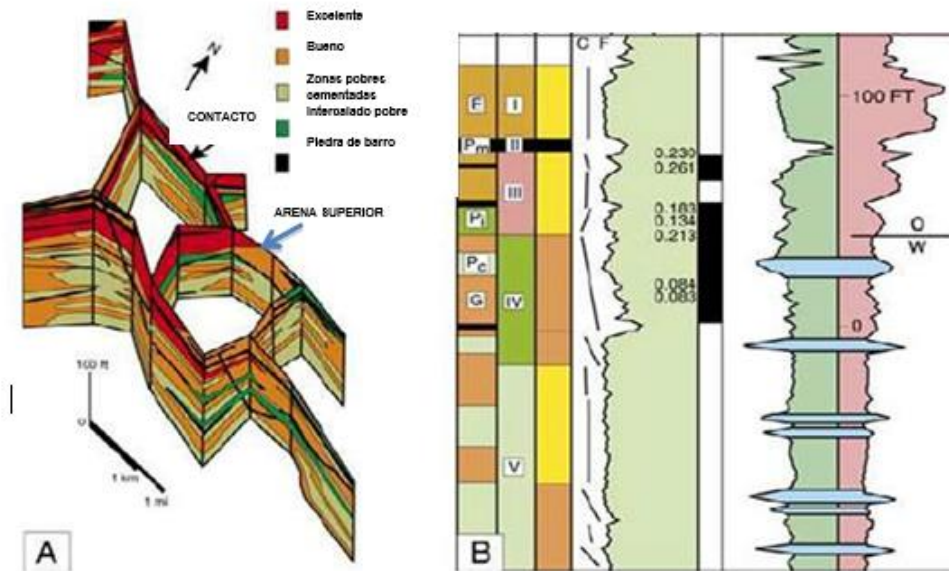


Figura 64-. (A) Diagrama de valla mostrando la distribución 3D de las unidades de flujo con base en una combinación de propiedades geológicas y petrofísicas (Statt y Hopkins, 1991).

Nóte la mayor complejidad de la estratificación de la unidad de flujo sobre la estratificación de facies. (B) Diversas propiedades a partir de un solo pozo, incluyendo registros de rayos gama, sónico y resistividad, algunas mediciones a escala de centímetros (en mm), y la distribución vertical de facies, capas (una zonificación basada en valores de porosidad media y permeabilidad), y unidades de flujo. Los intervalos de calcita se muestran en azul – gris por tiempo de tránsito bajo alta resistividad.

Método de Gunter para caracterizar unidades de flujo

Gunter *et al.* (1997), describió una técnica para combinar datos de porosidad, permeabilidad y espesor de las capas para la identificación de unidades de flujo. Utilizan la gráfica Estratigráfica Modificada de Lorenz (SML) para caracterización. Este método de determinación de unidades de flujo es bastante útil, debido a que solamente requiere datos rutinarios de porosidad y de permeabilidad (registros y/o núcleos), independiente de la identificación de facies, y usa técnicas simples de gráficas cruzadas.

La gráfica SML, puesta en “capacidad de flujo acumulativo” definido como el producto de la permeabilidad promedio y el espesor de un intervalo (kh)- contra “capacidad acumulativa de almacenamiento”- definida como el producto de la porosidad media y el espesor del mismo intervalo (Φh). La ecuación para obtener un valor de capacidad acumulativa de flujo es la siguiente (Maglio-Johnson, 2000):

$$(kh)_{\text{acum}} = k_1(h_1-h_0)+k_2(h_2-h_1)+\dots+k_i(h_i-h_{i-1})/\sum k_i(h_1-h_{i-1})$$

Donde:

k – permeabilidad (mD), h – espesor del intervalo

Una ecuación similar se usa para determinar un solo valor de capacidad acumulada de almacenamiento:

$$(\Phi h)_{\text{acum}} = \Phi_1(h_1 -h_0) +\Phi_2(h_2 -h_1)+\dots +\Phi_k(h_i -h_{i-1})/\sum \Phi_k(h_i -h_{i-1})$$

Donde:

Φ – porosidad fraccional

Un ejemplo de cálculo de esos parámetros se presenta en la siguiente tabla, al usar mediciones de porosidad y permeabilidad hipotéticas realizadas en núcleos de tapón muestrados cada 0.3 m (1pies) sobre un intervalo estratigráfico de 1.5 mts.

Paso 1				
Profundidad (Pies)	Porosidad	Porosidad * (h)	Permeabilidad	K (h) Espesor de la capa
1805	0.15	(0.15)(1)=0.15	10	(10)(1)=10
1804	0.20	(0.20)(1)=0.20	20	(20)(1)=20
1803	0.15	(0.15)(1)=0.15	10	(10)(1)=10
1802	0.10	(0.10)(1)=0.10	5	(5)(1)=5
1801	0.05	(0.05)(1)=0.05	2	(2)(1)=2
Suma		0.65		47

Paso 2		
	Fracción (Porosidad)(h)=(X)/0.65	Fracción (K)(h)=(Y)/47
1805	(0.15)/(0.65)= 0.23	(10)/47=0.21
1804	(0.20)/(0.65)=0.31	(20)/47=0.43
1803	(0.15)/(0.65)=0.23	(10)/47=0.21
1802	(0.10)/(0.65)=0.15	(5)/47=0.11
1801	(0.05)/(0.65)=0.08	(2)/47=0.04
Suma	1.0	1.00

	Acumulativo (Porosidad) (h) Capacidad de almacenamiento acumulativo	Acumulativo (K) (h) Capacidad de flujo acumulativo
1805	0.23	0.21
1804	0.54	0.64
1803	0.77	0.85
1802	0.92	0.96
1801	1.00	1.00

Tabla 12.- Cálculo de capacidades acumulativas de almacenaje y flujo

Esta tabla enlista los productos de porosidad (Φ) espesor (h) y de permeabilidad (k) espesor (h) que se calculan para cada intervalo de 0.3 m. En seguida, se suman los productos individuales para dar valores de porosidad– espesor total y permeabilidad–espesor total. Se calcula un valor fraccional de porosidad–espesor en cada intervalo dividiendo el producto de ese intervalo por la porosidad–espesor total. Se usa el mismo procedimiento con objeto de calcular un valor fraccional de permeabilidad–espesor en cada intervalo.

Los valores se adicionan a cada incremento sucesivo tanto en la porosidad–espesor como permeabilidad–espesor, obtener valores acumulativos de porosidad–espesor (capacidad acumulativa de almacenamiento) y de permeabilidad–espesor (capacidad acumulativa de flujo). Estos valores se grafican en la gráfica cruzada al iniciar con el intervalo estratigráfico en la base. Los segmentos de línea recta en la gráfica definen las unidades de flujo individuales.

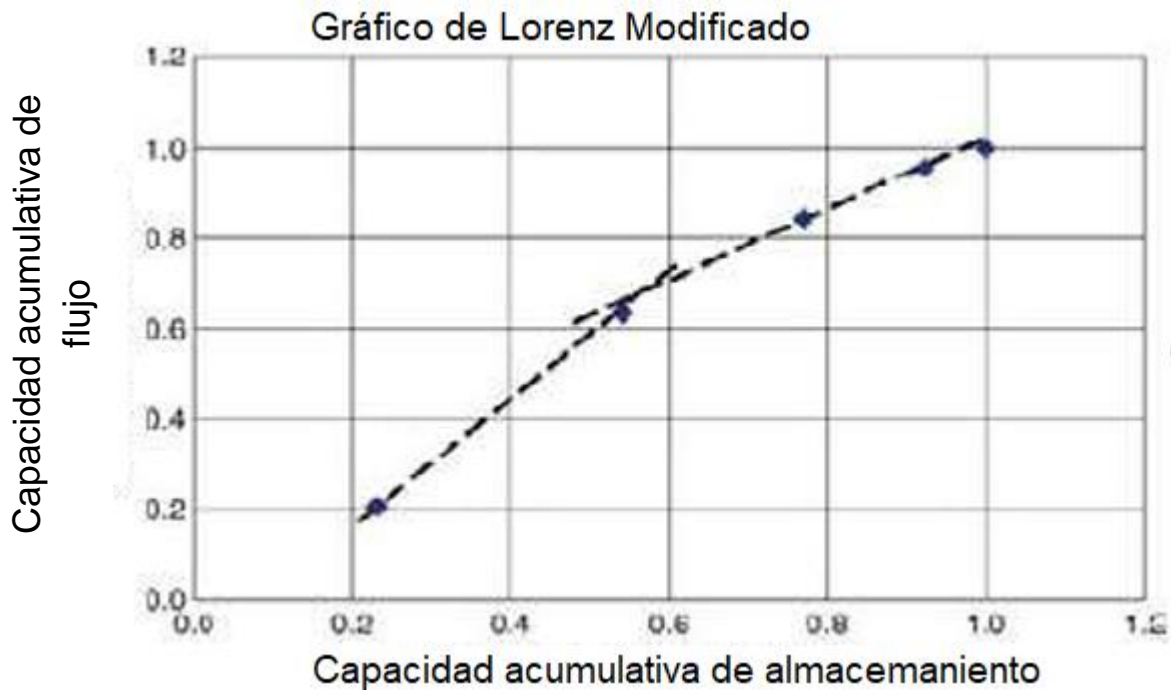


Figura 65- En la gráfica SML de capacidad acumulativa de almacenamiento contra capacidad acumulativa de flujo para los datos presentados en la tabla y descritos en el texto. Se definen dos unidades de flujo en base a los cinco puntos como datos.

La aplicación de la técnica de Gunter *et al.* (1997) se describe en un pozo exploratorio perforado en Wyoming llamado pozo CSM *Strat Test* 61. Este pozo se perforó a una profundidad de 567 m (1,700 Pies) desde el nivel del terreno a través de la arenisca Dad del Cretácico Superior, miembro de la arcilla Lewis. A continuación, se tienen los registros convencionales a la profundidad de 400 m (1,200 Pies). Se obtienen muestras de núcleo continuo en los intervalos de 50–200 m (150–600 pies) y 290–305 m (860–915 pies); a partir de los cuales se obtienen mediciones de permeabilidad de núcleos de tapón y miniparametros en intervalos con espaciamiento cerrado.

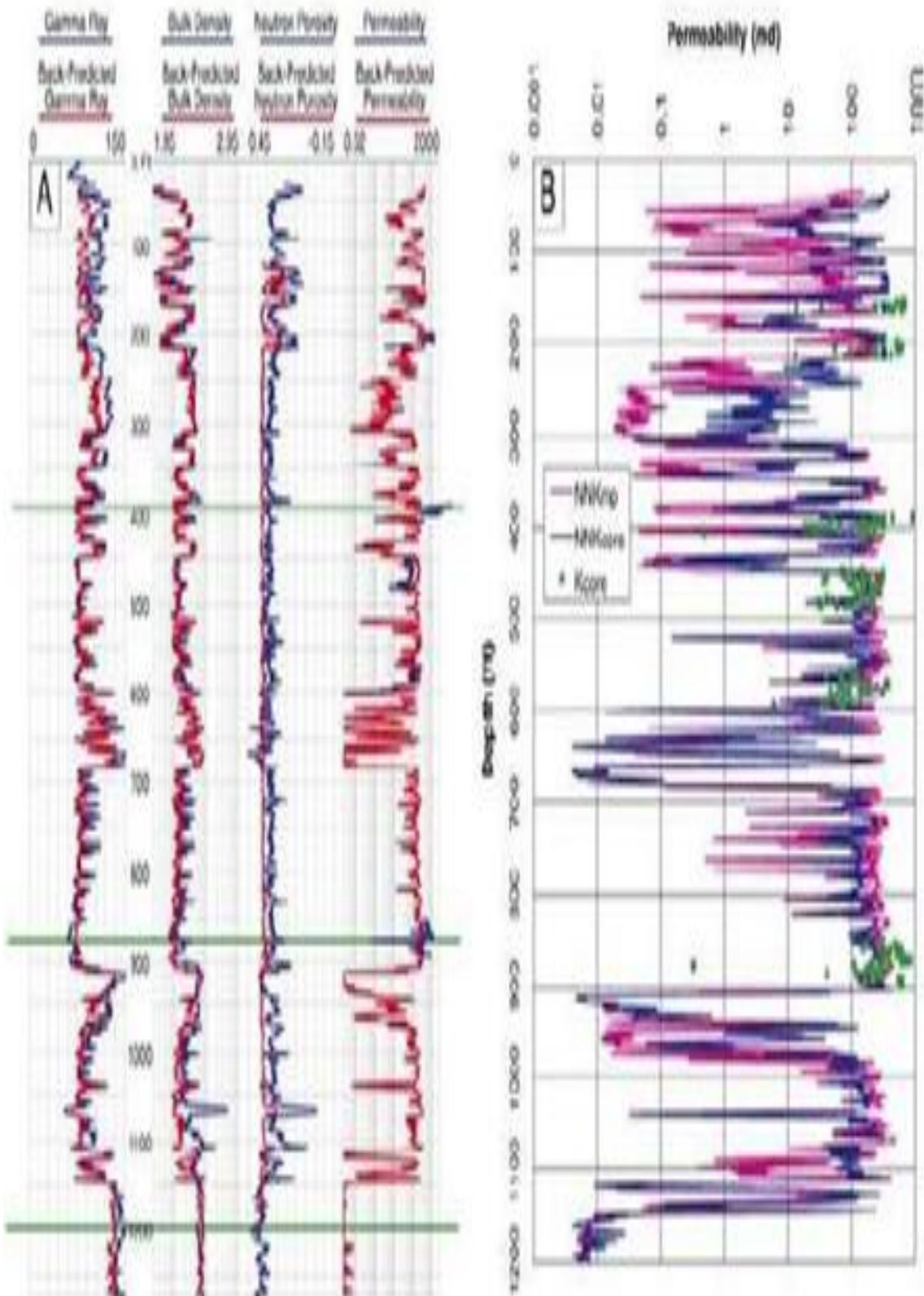


Figura 66-. (A) Se presentan en color azul/negro las curvas de rayos gama, densidad y neutrón compensado en el pozo CSM Strat Test 61, en la arcilla Lewis del Cretácico. Los intervalos azul/negro en el registro de permeabilidad

Debido a que no se nucleó el intervalo completo, no se desarrollaron una zonificación de unidades de flujo directamente de este conjunto de datos. Los registros de porosidad están disponibles en todo el intervalo, pero los valores de permeabilidad se determinan en los intervalos nucleados. Se usó un enfoque de redes neuronales para desarrollar un registro sintético continuo de permeabilidad a partir de los registros convencionales y calibrado, por lo tanto, con las mediciones de permeabilidad de núcleo (Maglio– Johnson, 2000). Un registro de porosidad de resonancia magnética nuclear (NMR) se corrige por contenido de arcilla (determinado de un NMR corrido en el pozo) se encontró que se aproxima a la verdadera porosidad como se tiene en un registro de densidad. Con base en lo anterior se identificaron 10 unidades de flujo.

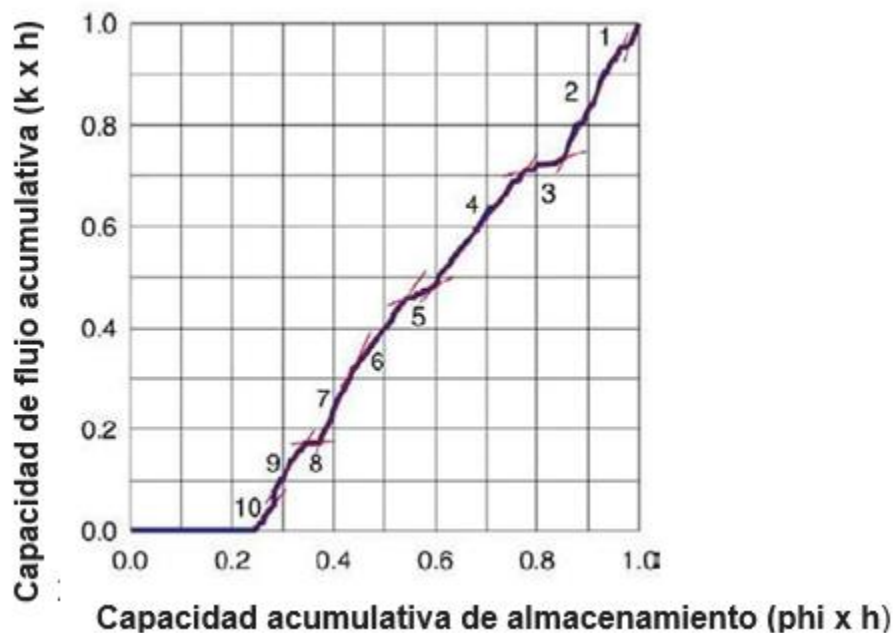


Figura 67-. En la gráfica SML de capacidad de almacenamiento contra capacidad de flujo, del pozo, CSM Strat Test 61. Se definen 10 unidades de flujo para este intervalo estratigráfico, en base a la combinación de registros, valores de porosidad.

En la siguiente tabla se enlistan porosidades y permeabilidades medias de las unidades de flujo, así como el porcentaje de contribución en cada unidad de flujo a la capacidad total de almacenaje y capacidad de flujo.

Unidad de flujo	Profundidad (Pies)	Ave. Porosidad (%)	Ave. Permeabilidad (md)	% de Porosidad xh	% de permeabilidad xh
1	0-85	28.0	138	4	5
2	85-225	27.8	191	11	22
3	225-350	19.9	23	7	2
4	350-590	25.7	119	18	23
5	590-690	20.3	37	6	3
6	690-930	25.5	129	11	14
7	830-920	25.1	188	6	13
8	920-980	17.3	18	3	1
9	980-1.060	24.2	141	6	9
10	1.060-1.160	15.8	97	4	<1
	1.160-base	15.6	0.03	0	0

Tabla 13.- Porosidades y permeabilidades de las unidades de flujo

Reescalamiento usando unidades de flujo

Para la caracterización de un yacimiento es ideal incorporar los datos geológicos y petrofísicos a la escala en que estén disponibles dichos datos. Sin embargo, el tiempo de computación, costos y capacidades limitan la habilidad para construir una caracterización que se usara en la simulación del flujo de los fluidos del yacimiento. Por lo tanto, es necesario agrupar datos en un pequeño conjunto de atributos que intenten crear un retrato de los aspectos más significativos del yacimiento. Este proceso se denomina “*upscaling*” o reescalamiento y Stephen y otros (2001), quienes lo definen como “engrosamiento o hacer más gruesa la malla o rejilla, habilitada por el cálculo de las propiedades efectivas del flujo usando simulación analítica (es decir, aritmética, geométrica, promedios armónicos, etc.) y numérica (flujo monofásico y bifásico)”. Entonces se caracterizan a un reescalamiento del yacimiento en el modelado de simulación del yacimiento.

4.12 Determinación del volumen original de fluidos a fin de explotar el yacimiento

Objetivo específico

Se visualiza la manera de cuantificar mediante diferentes metodologías la cantidad de hidrocarburos que existen en el yacimiento en su fase inicial de explotación.

Determinación de volúmenes originales

La determinación de los hidrocarburos *in situ* (OHIP, *Original Hydrocarbons in Place*, o OOIP *Original Oil In Place* para aceite y GOIP, *Gas Original In Place* para gas) se considera el estado final del estudio estático del yacimiento, Es durante este estado que la descripción del yacimiento, en término de su geometría interna, externa y las propiedades de yacimiento se cuantifican mediante un número que expresa la cantidad de hidrocarburos presentes en el yacimiento.

De hecho, el número más importante para la evaluación económica de un campo es aquel que relaciona las reservas, en otras palabras, aquella porción de hidrocarburos que realmente puede recuperarse mediante un plan de desarrollo dado. La relación entre los hidrocarburos *in situ* y las reservas recuperables (RR) se puede expresar mediante la ecuación:

$$1 \quad RR = OHIP \cdot R_f$$

Donde:

R_f es el factor de recuperación

El valor de este factor y consecuentemente el de las reservas, depende tanto de las características geológicas del yacimiento y una serie de otros elementos, tales como el tipo de hidrocarburo, las características de los mecanismos de empuje, el plan de desarrollo que se ha adoptado, el equipo superficial, los precios del gas y aceite, etc.

El valor de los hidrocarburos *in situ*, por otra parte, es independiente de esos factores, y por lo tanto extremadamente importante, en especial debido a que proporciona una imagen clara e inmediata de la importancia y potencial de la acumulación existente.

Básicamente hay dos técnicas para estimar los hidrocarburos *in situ*: El método tradicional se basa en las técnicas de cálculo volumétrico y los métodos de balance de materia. En este contexto vale la pena recordar que la simulación dinámica no proporciona una estimación independiente de los hidrocarburos *in situ*, dado que los valores calculados por el simulador simplemente se derivan del modelo geológico usado como entrada.

Se describen más adelante en detalle los métodos de evaluación geológica. Sin embargo, las técnicas de balance de materia a menudo pueden proporcionar estimaciones sumamente exactas de hidrocarburos *in situ*, y la tarea del geólogo de yacimientos es comprobar la concordancia entre varios métodos y justificar cualquier desacuerdo.

Evaluaciones volumétricas

Esto se refiere a la estimación de la cantidad de hidrocarburos *in situ* calculados con los resultados del modelo geológico integrado. Estas estimaciones se basan en la siguiente fórmula:

$$2 \quad \text{OHIP} = \text{GBV N/G} \varnothing (1 - \text{Sw})$$

Donde:

GBV es el volumen bruto de la roca en el yacimiento N/G es la relación de Neto a Bruto

\varnothing , porosidad (fracción)

Sw, saturación de agua (fracción)

(1-Sw), igual a Sh, saturación de hidrocarburos (fracción).

Si se conocen los valores medios de esos parámetros para el yacimiento en cuestión, se puede calcular inmediatamente la cantidad de aceite *in situ*. De hecho, en la práctica común, este cálculo no se realiza usando valores medios (excepto cuando se hace una evaluación preliminar) más bien se usan superficies (en dos dimensiones) o volúmenes (tres dimensiones) representando las distribuciones espaciales de los parámetros en la ecuación.

Todas las aplicaciones computacionales comúnmente usadas en modelado estático bidimensional o tridimensional proporcionan los algoritmos relevantes de cálculo, permitiendo obtener el volumen de hidrocarburos *in situ*, simple y rápidamente.

En el modelado bidimensional tradicional, basado en la combinación de mallas o rejillas, se obtiene un mapa conocido como la columna de hidrocarburos equivalente (espesor bruto · N/G · \varnothing · Sh), la cual proporciona una imagen clara e inmediata de las distribuciones de hidrocarburos dentro del yacimiento.

Así se obtiene el valor de OHIP simplemente integrando este mapa. En el caso de modelos tridimensionales, el valor de OHIP se obtiene directamente con base en el modelo geológico integrado, usando algoritmos de cálculo convenientes, los cuales realizan la suma del volumen de hidrocarburos presente en cada una de las celdas básicas del modelo.

Es importante hacer notar que la ecuación proporciona un valor OHIP bajo condiciones de yacimiento. Para convertir esta a condiciones de superficie se necesita tomar en cuenta la variación en volumen que sufre el aceite y/ el gas cuando alcanzan la superficie. Esta variación en volumen que es mayormente una función de la presión, se mide experimentalmente en el laboratorio, y se conoce como Factor de Volumen de Formación /FVF). En el caso de aceite, la ecuación que liga el volumen en yacimiento con el volumen en superficie es:

$$3 \quad \text{OHIPST} = \text{OHIPR} / \text{Bo}$$

Donde:

OHIPST es el volumen bajo condiciones de tanque de almacenamiento OHIPR es el volumen bajo condiciones de yacimiento.

Bo es el FVF del aceite, expresado en barriles de yacimiento sobre barriles de tanque de almacenamiento. En el caso de gas, el FVF se indica con un factor de volumen equivalente Bg.

Se debe enfatizar que la aplicación de esta fórmula a menudo conduce a falta de comprensión, debido a que reportes sobre análisis PVT de los aceites del yacimiento usualmente dan diferentes valores para el factor de volumen, en base a los experimentos realizados en laboratorio.

Entonces se puede definir Bo diferencial, Bo instantáneo y otros tipos de Bo que se obtiene de pruebas de separación a diferentes presiones y temperaturas. Esos valores de Bo usualmente difieren uno de otro, especialmente en el caso de aceites volátiles. Además, combinando valores Bo diferenciales con aquellos de pruebas de separación, se puede calcular un Bo compuesto, el cual toma en cuenta tanto el comportamiento del aceite bajo condiciones de yacimiento (prueba diferencial), y las condiciones de separación reales en superficie. Este valor compuesto representa la mejor aproximación del comportamiento volumétrico de los fluidos y es el valor que debe usarse en la ecuación 3.

El uso directo del valor bajo condiciones de yacimiento expresados en la ecuación 1 elimina posibles ambigüedades relacionadas a la selección y uso del factor volumétrico, especialmente cuando los datos calculados volumétricamente deben compararse con datos calculados usando el modelo de simulación, en donde los factores de volumen se determinan usando cálculos más complejos.

Evaluaciones determinísticas y probabilísticas

En forma general el volumen de hidrocarburos *in situ*, se calcular en forma determinística y/o probabilística.

Los valores de OHIP se obtienen simplemente al combinar los valores medios (en una dimensión), superficies (dos dimensiones) o mallas (tres dimensiones) de los parámetros del yacimiento indicados en la ecuación.

Estas estimaciones son determinísticas en tanto los parámetros se calculan de manera inequívoca, sin tomar en cuenta las posibles incertidumbres asociadas a cada uno de ellos. En otras palabras, las estimaciones calculadas para la representación de esos parámetros implícitamente están consideradas como correctas.

Este es el tipo de estimaciones tradicionalmente proporcionadas por el geólogo de yacimientos, y más frecuentemente determinada. Sin embargo, el proceso de construir un modelo geológico en base a información insuficiente y dispersa (pozos) involucra incertidumbre debida a errores de medición, carencia de datos representativos, problemas interpretativos, etc. Como resultado, el valor de OHIP que se obtienen usando este tipo de procedimientos es justamente uno de muchos valores posibles, y depende de los procesos interpretativos específicos adoptados. Si se fuera a usar, por ejemplo, un diferente algoritmo de interpolación, usualmente se puede obtener un diferente valor para OHIP, el cual *a priori*, es igualmente válido. En contraste a las evaluaciones determinísticas, las evaluaciones probabilísticas generalmente proporcionan una estimación mucho más realista de la cantidad de hidrocarburos *in situ*, dado que también evalúan por sí mismas la precisión de la estimación. El enfoque probabilista incluye tomar en cuenta las distribuciones de probabilidad de cada parámetro por separado involucrado en el cálculo. Cada una de esas distribuciones de probabilidad, cuantitativamente refleja el grado de conocimiento y, por lo tanto, de incertidumbre del parámetro en cuestión.

En el caso más simple (una dimensión), estas distribuciones son muestreadas repetida y aleatoriamente (método Monte Carlo), generando al final una distribución de valores OHIP. Esta distribución se caracteriza por parámetros estadísticos (media, mediana, desviación estándar, etc.), lo cual da una representación concisa de los resultados que se obtienen en dos o tres dimensiones, el método Monte Carlo puede ser aplicado, sustituyendo distribuciones simples unidimensionales con distribuciones de malla y superficies. En cualquier caso, el resultado final todavía se representa por una distribución de frecuencia y, por lo tanto, una distribución de probabilidad para valores de OHIP. En general, cuando se hace una evaluación probabilística de hidrocarburos *in situ*, la metodología preferida es la de modelado estocástico.

CAPÍTULO 5

CASO PRÁCTICO

Resumen de la Perforación del Pozo Esia Tic-1.

Pemex Exploración y Producción inició y completó durante 2004 la perforación del primer pozo en aguas territoriales mexicanas del Golfo de México, en un tirante de agua superior a los 500 metros, profundidades que son consideradas como aguas profundas en la industria petrolera.

Este primer pozo, denominado Esia Tic-1, se encuentra aproximadamente a 145 kilómetros al noroeste de Ciudad del Carmen, Campeche, en un tirante de agua de 681 metros. Su perforación inició el 27 de abril y concluyó el 8 de noviembre del 2004, alcanzando una profundidad total de 4 mil 200 metros, llegando a la formación Jurásico Superior Kimmeridgiano.

Las pruebas de producción de este pozo, a una profundidad de 2 mil 800 metros, revelaron la presencia de aceite pesado de nueve grados API. Esta prueba se efectuó con un sistema de bombeo electrocénfugo, produciendo un volumen de más de mil 200 barriles de aceite por día.

Este descubrimiento confirma la presencia de aceites pesados en un área que se dirige hacia aguas profundas, y que previamente ha sido delineada con la perforación exitosa de otros pozos como Numán, Baksha y Pohp, en tirantes de agua menores a 500 metros, y cercanos a Nab.

Con la información de este pozo, de manera preliminar, se estima un volumen original de hidrocarburos superior a 200 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. La reserva asociada a este volumen, es decir, la fracción de hidrocarburos del volumen original a producir está en proceso de evaluación y su volumen se espera sea anunciado durante el primer trimestre de 2005, sin modificar hasta este momento el volumen de las reservas probadas de hidrocarburos informadas en el Reporte Anual y en la Forma 20-F de 2003, presentados ante la Bolsa Mexicana de Valores y la U.S. Securities and Exchange Commission.

De esta cantidad, 25.3 miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente se encuentran en la parte profunda del Golfo de México, es decir, más allá de los 500 metros de tirante de agua. Los restantes 28.5 miles de millones se encuentran en aguas con profundidades menores a 500 metros y en zonas terrestres donde hoy se producen hidrocarburos.

Datos generales para la perforación.

Primeramente se dan los datos generales como son tipo de pozo se va a perforar, el nombre del pozo, tirante de agua, espacio mrsnm, conductor, localización, coordenadas, posición geológica estructural, columna geológica probable sobre la vertical del pozo, objetivo, núcleos, programa de muestreo, pronósticos de presiones anormales, registros de hidrocarburos, pruebas de formación, pruebas de presión de producción, ultima tubería de revestimiento para explotación, aparejo de producción y conexiones superficiales.

POZO EXPLORATORIO MARINO.

Pozo: Esia Tic-1.

Tipo: Vertical Exploratorio.

Tirante de agua: 670 M.

Espacio m.r.s.n.m.: +/- 25 M.

Conductor: Único

Localización.

Se ubica en la línea 1215 de la traza 5,380 del prospecto Kayab "3D" adquirido por la compañía Western Geco en el año 2002 a 20.7 Km al NE del pozo Zazil-Ah-1.

Coordenadas.

	X	Y
CONDUCTOR	562,027.00	2'193,875.00
FINALES	562,027.00	2'193,875.00

Posición Geológica Estructural.

La trampa es estructural y corresponde a un bloque angosto expulsado por compresión y asociado a intrusión salina; el bloque se encuentra orientado NE-SW y está limitado por fallas inversas en ambos flancos.

Columna Geológica Probable sobre la Vertical del Pozo.

FORMACIÓN	(MVBNM)
Reciente Pleistoceno (Fondo Marino)	695
Plioceno	925
Mioceno	2,025
Oligoceno	2,425
Eoceno	2,625
Paleoceno	2,925
Brecha – Cretácico Superior (Objetivo 1)	3,025
Jurásico Superior Tithoniano	3,575
Jurásico Superior Kimmeridgiano (Objetivo 2)	3,875
Profundidad programada	4,375

Con base en la información disponible se considera un rango de precisión en la columna de ± 200 m.

Objetivo.

Incorporar reservas de hidrocarburos de las rocas carbonatadas del Cretácico Superior, Jurásico Superior Kimmeridgiano y Jurásico Superior Oxfordiano, por lo que su clasificación es en busca de nueva acumulación.

Núcleos.

Se tiene programados lo siguientes núcleos:

Número de Núcleos	Formación Geológica
1	Terciario
2	Cretácico
1	Jurásico Superior Tithoniano
2	Jurásico Superior Kimmeridgiano

Considerar una corrida para cortar núcleos de pared

Programa de Muestreo.

Se recupera dos bolsas de muestras cada 5 m, a partir de la zapata de la T.R. de 20" hasta la profundidad total programada. Estas muestras deben envasarse quitando el exceso de lodo (considerar circuladas para tiempo de atraso) y deben ser rotuladas con tinta indeleble.

Recuperar una muestra para estudios de Geoquímica cada 5 mts., en el intervalo de 3550 a 3850 m (muestra sin lavarse y deben ser rotuladas con tinta indeleble).

A partir del horizonte de rocas carbonatadas (Cretácico) y hasta la profundidad total programada, se solicita el uso de barrenas que proporcionen buena información litológica (recorte de la formación con un diámetro mínimo de 3 milímetros); con el fin de tener un buen control Geológico y Estratigráfico del pozo.

Evitar el uso de lodos base de aceite, a partir de +/- 3000 mvbnm y hasta la profundidad total programada ya que son fuertes contaminantes para el análisis Geoquímico de las muestras.

Durante la perforación de las dos últimas etapas no se permite el uso de obturantes vegetales, ni minerales que no sean Biodegradables y solubles al ácido.

Pronóstico de Presiones Anormales.

Con base en la columna geológica esperada y a la los Registros Geofísicos del pozo Zazil-Ha, se espera encontrar la zona de presiones anormales en el intervalo de 2100-2900 mvbnm.

Registros de Hidrocarburos.

Se requiere de registros de hidrocarburos para este pozo a partir de la zapata de la tubería conductora hasta la profundidad total del pozo.

Pruebas de Formación.

Considerar la posibilidad de efectuar una prueba de formación en agujero descubierto a cualquier profundidad indicada por la administración de proyectos de exploración, R.M.NE. en el intervalo de +/-3,000 a +/- 4,350 mvbnm (servicios integrales de perforación con empacador recuperable), únicamente para definir el tipo de fluidos producidos y presiones de fondo con un máximo de ocho horas en agujero descubierto.

Pruebas de Presión- Producción.

Se programan 3 pruebas de producción en las formaciones BTP-Cretácico y Jurásico Superior.

Ultima tubería de Revestimiento de Explotación.

La última tubería de revestimiento considerada es de 7 ⁵/₈" de diámetro.

Aparejo de Producción.

Para las pruebas de producción considerar un aparejo con diámetro de 4 ¹/₂".

Conexiones Superficiales.

Considerar una presión máxima superficial de 350 kg/cm² después de terminar con las pruebas de producción el pozo quedara taponado en forma definitiva.

Estado mecánico del pozo.

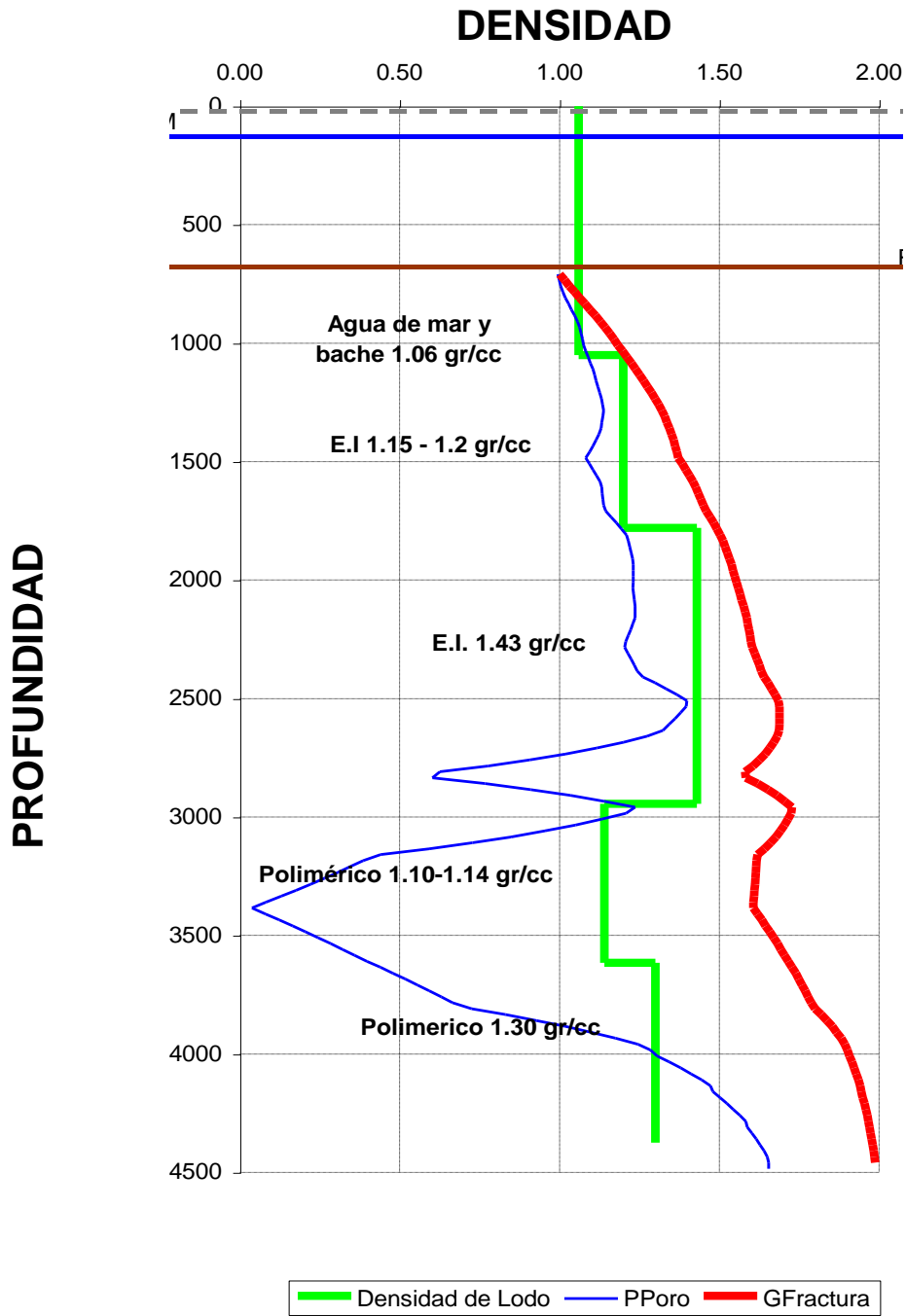
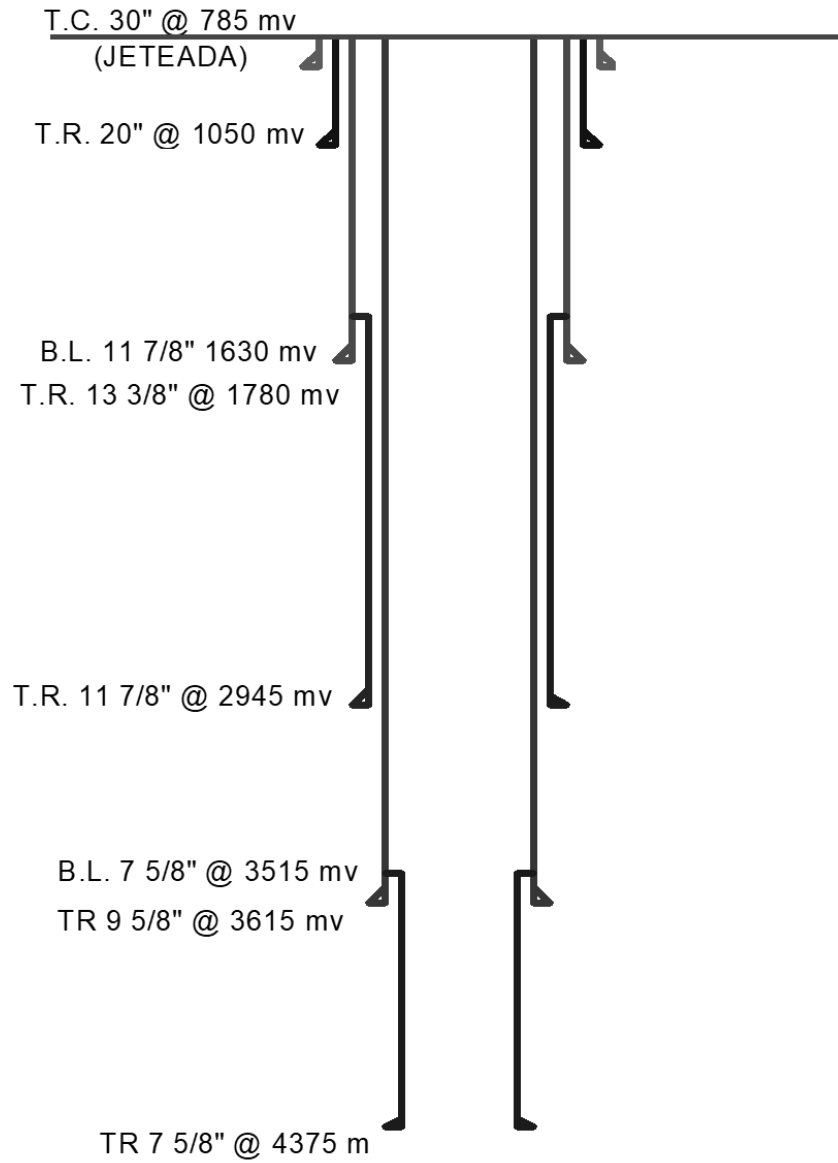


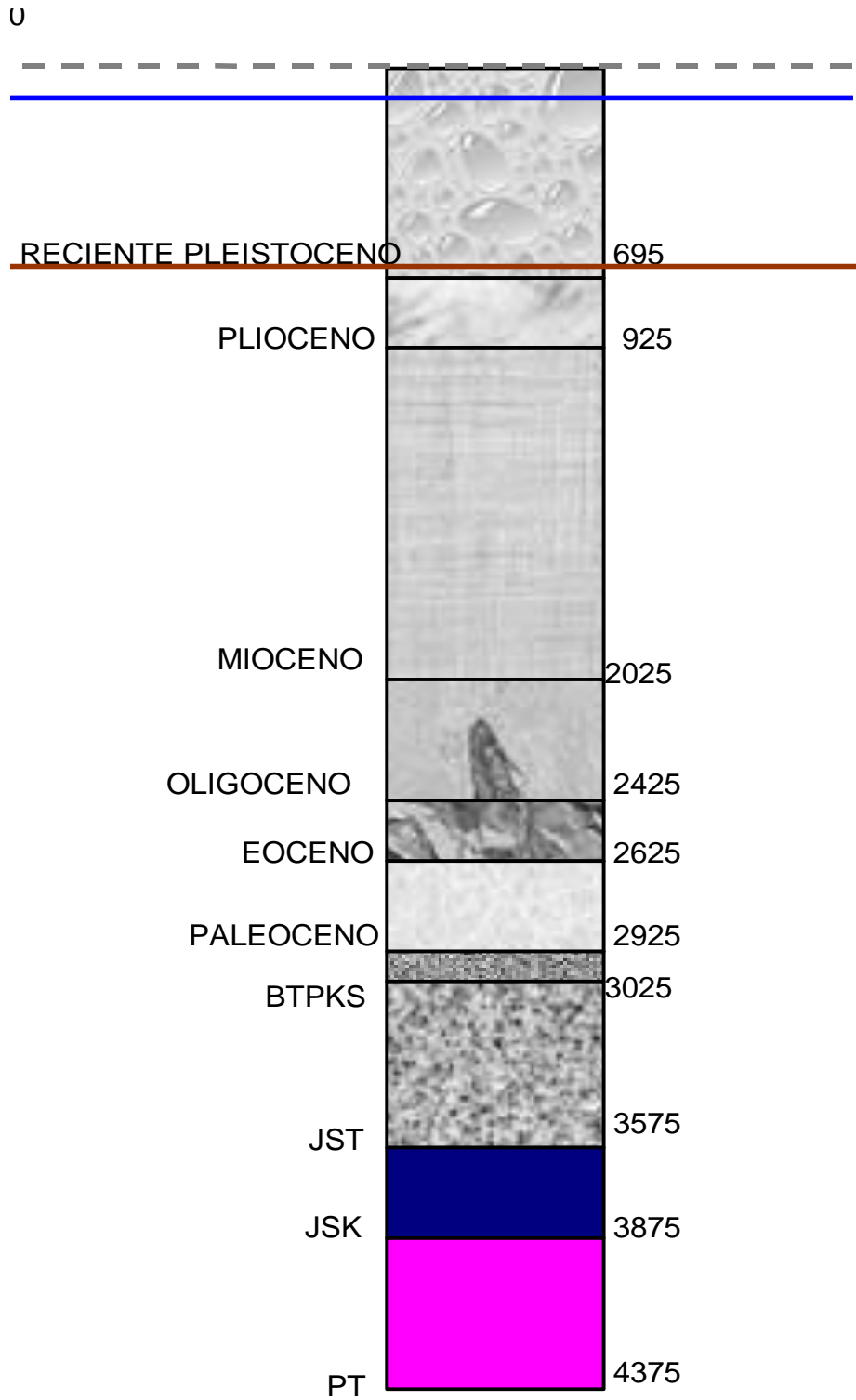
Figura 68-. POZO ESIA TIC-1

ESTADO MECÁNICO

MESA ROTARIA EMR-NM=25
----- NIVEL DEL MAR ----- TIRANTE DE AGUA=670 I



COLUMNA GEOLÓGICA



ETAPA PILOTO DE 12 ¼”.

INTERVALO DE 100 (FM) m A 825 M.V.B.N.M.

1. Meter barrena con auxilio de ROV a fondo marino.
2. Perforar agujero con barrena piloto de 12 ¼” del fondo marino a la profundidad de asentamiento de la tubería de revestimiento superficial de 20” (825 mvbnm) registrando con LWD (Resistividad/Rayos Gama), con agua de mar y baches de lodo de 1.08 g/cm³.
3. Observar con auxilio de ROV si no existe manifestación de gas o flujos someros de agua.
4. Sarta de perforación:

Barrena 12 ¼ "
Portabarrena liso 8”
Válvula de contrapresion 8´
LWD/MWD CDR 8"
Estab. 8 x 12 ¼"
1 D. Monel 8"
Estab. 8 x 12 ¼"
3 D. Collar 8"
Martillo 6 ¾"
21 TP HW 5"

5. Fluido de perforación: Agua de mar y baches viscosos de lodo bentonítico de 1.08 g/cm³.y +/- 200 segundos de viscosidad.

CONSIDERACIONES:

Prehidratar la bentonita.

Bombear en cada conexión un bache viscoso, o cuando lo requiera la operación.

El volumen del bache viscoso debe ser mínimo de 8 m³ y 200 segundos de viscosidad.

Bombear baches de lodo pesado de hasta 1.20 g/cm³ si se observan flujos someros de gas y agua salada.

ETAPA DE 36”.

INTERVALO A AMPLIAR DE 100 (FM) m a 275 M.V.B.N.M.

1. Barrena de 36” con auxilio de ROV.
2. Ampliar agujero con barrena de 36” del fondo marino a la profundidad de asentamiento de la tubería conductora de 30” +/- 275 mvbnm., con agua de mar y baches de lodo.
3. Llenar pozo con lodo bentonítico con densidad de +/- 1.08 g/cm³.
4. Sarta de perforación:

Bna 36" T 111
Porta barrena liso 9 1/2"
Válv. de contrapresión 8"
2 D. Collar 8"
Estabilizador String 8" x 36"
D. Collar 8"
Estabilizador String 8" x 36"
3 D. Collar 8"

Martillo 8"
Combinación Reg x IF
15 TP 5" HW

5. Fluido de perforación: Agua de mar y baches viscosos de lodo bentonítico de 1.08 g/cm³ y +/- 200 segundos de viscosidad.

CONSIDERACIONES:

Prehidratar la bentonita.

Antes de iniciar la perforación tener preparado como mínimo un volumen de +/- 200 m³ de lodo viscoso.

Bombear en cada conexión un bache viscoso de lodo bentonítico, o cuando lo requiera el pozo.

El volumen del bache viscoso debe ser como mínimo de 10 m³ y +/- 200 segundos de viscosidad.

Perforar con un gasto mínimo de 1000 gpm.

Al llegar a la profundidad de asentamiento del conductor de 30", y antes de correrlo bombear 1.5 veces la capacidad del agujero con lodo viscoso y densidad 1.08 g/cm³, efectuar un viaje de reconocimiento y repetir esta operación.

Meter tubería conductora de 30" con Housing de 30" x 1 1/2", estructura Guía Permanente con postes guía y soltador, con auxilio de ROV, a +/- 1.5 m arriba del lecho marino. Cementar, esperar fraguado, soltar y recuperar herramienta a superficie.

Recuperar cemento de espacio anular, con auxilio del ROV. En caso de no subir cemento a lecho marino, bajar TP de 2 7/8" y colocar anillo de cemento.

Desviaciones: Se toma la desviación con inclinómetro Totco a +/- 275 mvbnm, antes de sacar la barrena de 36". Máxima desviación 0° 30'.

ETAPA DE 26".

INTERVALO A AMPLIAR DE 275 A 825 M.V.B.N.M.

1. Meter barrena de 26" con auxilio de ROV, TV Submarina, Guía Universal.
2. Con barrena piloto de 26" rebajar cemento y accesorios dentro de la T.R. de 30".
3. Ampliar agujero con barrena de 26" a 825 mvbnm, con agua de mar y baches de lodo bentonítico viscoso, con una densidad de 1.06 gr/cm^3 .
4. Sarta de perforación:

Bna 26" T 115
Válv. de contrapresión 8"
2 D. Collar 8"
Estab. 8 x 26"
1 D.C. 8"
Estab. 8 x 26"
3 D.C. 8"
Martillo 8"
Combinación Reg x IF
21 TP 5" HW

5. Fluido de perforación: lodo bentonítico de 1.08 gr/cm^3 .

CONSIDERACIONES:

- Prehidratar la bentonita.
- Iniciar la perforación con una densidad de 1.08 y baches pesados de 1.20 gr/cm^3 con las propiedades indicadas en el programa de fluidos de perforación.
- Mantener las viscosidades y reologías en rangos altos.
- Mantener filtrados bajos.
- Circular en cada conexión el tiempo necesario para que los recortes salgan arriba de la herramienta.
- HIDRAULICA: +/- 1000 gpm en esta etapa.

CABEZALES:

Cabezal de 18 ¾" STC-10, 10 000 psi WP.

Meter T.R. superficial de 20" con cabezal de 18 ¾" y sentar en cabezal de 30", con auxilio de ROV. Cementar, soltar y recuperar herramienta a superficie. Recuperar cemento del espacio anular, con auxilio del ROV.

INSTALACION Y PRUEBA DE PREVENTORES.

Después de cementar la T.R de 20" se procede a correr e instalar el conjunto de preventores submarinos de 18 ¾" 10 M con el conductor marino RISER de 21", desde el cabezal de 18 ¾" STC-10 hasta la superficie. Dicho conjunto consta de lo siguiente:

- Un conector hidráulico inferior de 18 ¾", 10 000 psi, con perfil para anillo BX-164.
- Dos preventores doble tipo "U" 18 ¾" 10 000 psi, con 4 salidas laterales de 3 1/8" ensamblados con ariete ciego de corte, arietes variables de 3 1/2" – 7 5/8", 2 arietes fijos de 5" y 250 – 7500 psi, de prueba.
- Un conector hidráulico superior de 18 ¾", 10 000 psi, con perfil para anillo BX-164.
- Un preventor anular Hydril doble, tipo GL-5000, 18 ¾" 5000 psi, de presión máxima y de 250-3500 psi, de presión de prueba.

PROGRAMA DE PRUEBAS:

Después de asentar BOPS de 18 ¾", probar: arietes, válvulas inferiores y exteriores de matar y estrangular y líneas con 250 – 7500 psi. Preventores esféricos con 250 – 3500 psi durante 15 min.

ETAPA DE 17 ½"

INTERVALO DE 825 A +/- 2000 M.V.B.N.M.

1. Después de instalar y probar el conjunto de preventores, con barrena de 17 ½" rebajar cemento y accesorios, perforar 15 m y efectuar prueba de goteo extendida.
2. Con barrena de 17 ½" perforar a +/- 2200 m con lodo E.I. según programa de fluidos.
3. Toma de registros geofísicos en esta etapa.
4. Limpiar e inspeccionar herramienta soltadora.
5. Al colgador de T.R será ensamblado un tramo de T.R de doble piñón en la mesa rotatoria, después de correr los registros geofísicos y antes de acondicionar el pozo, junto con el soltador (herramienta para correr ensambles sellos y tapón de desplazamientos de tubería de revestimiento con mandril subsea).

6. Con compañías de servicio de herramientas y cementadora, armar soldador con ensamble sello, tapones de desplazamiento y ensamblar soldador a colgador, conectar 2 tramos de T.P 5" y estibar.
7. Con herramienta Jet-Sub y pescante de buje, lavar cabezal de 18 3/4" (tiempo necesario al tirante de agua) y pescar buje de desgaste.
- 8 Meter T.R. 13 3/8" con el colgador de 13 3/8" con herramienta soldadora y T.P a Cabezal de 18 3/4" y cementar. Con el compensador de movimiento vertical sentar un mínimo de peso de 5,000 a 10,000 lbs sobre el colgador con compensador operando.
9. Con técnico de la compañía de servicio, operar soldador lentamente girar la T.P a la derecha hasta completar de 4 1/2" a 6 1/2" vueltas. La T.P seguirá moviendo hacia la derecha 1 1/2" vuelta adicional, antes ajustar el compensador para no cargar ningún peso adicional sobre la herramienta, hasta 10,000, lb/pie de torque pueden ser aplicadas si se requiere.
10. Sarta de perforación para agujero de 17 1/2".

Barrena 17 1/2 "
PDC
P. barrena liso 8"
Válv. Contrapresión 8"
2 Drill Collar 8"
Estabilizador 8 x 17 1/2"
1 Drill Collar 8"
Estabilizador 8 x 17 1/2"
3 Drill Collar 8"
Martillo 8"
Combinación Reg x IF
21 TP 5" HW

11. Fluido de Emulsión inversa de 1.34-1.40 g/cm^3 .

Se recomienda comenzar la perforación con el fluido debidamente acondicionado y con una densidad mínima 1.34 gr/l .

-ETAPA DE 12 1/4"

INTERVALO DE 2000 +/- 2730 M.V.B.N.M

1. Después de probar el conjunto de preventores, con barrena de 12 1/4" rebajar cemento y accesorios., perforar 15 m y efectuar prueba de goteo extendida.

2. Con barrena 12 1/4" PDC y perforar a +/- 2550 mvbnm incrementando densidad a programa. Circular y sacar superficie para anexar LWD (Resistividad/Rayos Gama) y afinar asentamiento de T.R. de 9 5/8" en el Paleoceno Superior +/- 2730 mvbnm

3. Tomar registros geofísicos programados en esta etapa.

4. Limpiar e inspeccionar herramienta soltadora.

5. Al colgador de T.R el ensambla un tramo de T.R de doble piñón en la mesa rotatoria, después de correr los registros geofísicos y antes de acondicionar el pozo, junto con el soltador (herramienta para correr ensambles sellos y colgadores de tubería de revestimiento).

6. Con compañías de servicio de herramientas y cementadora, armar soltador con ensamble sello, tapones de desplazamiento y ensamblar soltador a colgador, conectar 2 tramos de T.P 5" y estibar.

7. Con herramienta Jet-Sub y pescante de buje, lavar cabezal de 18 3/4" (tiempo necesario al tirante de agua) y pescar buje de desgaste.

8. Meter T.R. de 9 5/8", doble pin MVAM-VFJL, con el colgador de 9 5/8" con herramienta soltadora CHSART y T.P a Cabezal de 18 3/4" y cementar. Con el compensador de movimiento vertical sentar un mínimo de peso de 5,000 a 10,000 lbs sobre el colgador con compensador operando.

9. Con técnico de la compañía de servicio, operar soltador, lentamente girar la T.P a la derecha hasta completar de 4 1/2" a 6 1/2" vueltas. La T.P seguirá moviendo hacia la derecha 1 1/2" vuelta adicional, antes ajustar el compensador para no cargar ningún peso adicional sobre la herramienta, hasta 10,000, lb/pie de torque pueden ser aplicadas si se requiere.

10. Sarta de perforación a fin de perforar con agujero de 12 1/4" a +/-2550 mvbnm.

Bna. 12 1/4" PDC

P. Bna liso 8"
Válv. Contrapresión 8"
2 D.C. Normal 8"
Estabilizador 8 x 12 ¼"
1 D.C. Normal 8"
Estabilizador 8" x 12 ¼"
1 D.C. Normal 8"
Comb. 6 5/8 Reg x XH
Martillo 6 ½"
24 TP HW 5"

11. Sarta de perforación con objeto de perforar agujero de 12 ¼" a +/-2730 mvbnm.

Bna. 12 ¼" PDC
Portabarrena liso 8"
Válvula de Contrapresión 8"
LWD/MWD CDR 8"
Estab. 8 x 12 ¼"
1 D. Monel 8"
Estab. 8 x 12 1/4"
3 D. Collar 8"
Martillo 6 ¾"
21 TP HW 5"

12. Fluido de perforación: emulsión inversa 1.58-1.62 g/cm³.

Se recomienda comenzar la perforación con el fluido debidamente acondicionado y con una densidad mínima 1.58 g/cm³.

ETAPA DE 8 1/2".

INTERVALO DE 2730 A +/- 3480 M.V.B.N.M

1. Después de probar el conjunto de preventores, con barrena de 8 1/2" rebajar cemento y accesorios y efectuar desplazamiento de lodo E.I. por B.D. de 0.98 gr/cm³.
2. Con barrena de 10 5/8" perforar a +/- 3480 mvbnm de acuerdo a programa de lodos.
3. Tomar registros geofísicos programados en esta etapa.
4. Inspeccionar conjunto colgador de liner y accesorios para T.R..
5. Con herramienta Jet-Sub y pescante de buje, lavar cabezal de 18 3/4" (tiempo necesario al tirante de agua) y pescar buje de desgaste.
6. Meter liner 7 5/8" con el colgador de para de 9 5/8" con herramienta soltadora y T.P a profundidad programada y cementar.
7. Con técnico de la compañía de servicio, operar soltador de acuerdo a procedimiento.
10. Sarta de perforación para perforar con agujero de 8 1/2" a +/-3480 mvbnm.

8 1/2" 517t
Doble caja liso 6 3/4"
2 Drill Collar 6 3/4"
Stab 6 3/4 x 8 1/2"
Drill Collar 8"
Stab 6 3/4 x 8 1/2"
1 Drill Collar 8"0
6 TPHW 5XH
Martillo 8"
18 TP 5" HW0

11. Fluido de perforación:

Se recomienda iniciar la perforación con el fluido debidamente acondicionado y con una densidad mínima de +/- 0.98 gr/cm³.

-ETAPA DE 6 1/2".

INTERVALO DE 3480 A +/- 4200 M.V.B.N.M (1ª. Opción), 4400 M.V.B.N.M (2ª. Opción)

1. Después de probar el conjunto de preventores, con barrena de 6 1/2" rebajar cemento y accesorios.
2. Con barrena de 6 1/2" perforar a +/- 4200 m ó 4400 como segunda opción y la densidad programada.
3. Toma de registros geofísicos programados en esta etapa.
4. Meter liner. de 5 1/2" con TP, anclar colgador y cementar.
5. Sarta de perforación para perforar en agujero de 6 1/2" a +/- 4400 m.

Barrena 6 1/2 " T517
P. Bna Liso 4 3/4"
Válv. de contrapresión 4 3/4"
D. collar 4 3/4"
Estab. 4 3/4 x 6 1/2"
D. C. 4 3/4"
Estab. 4 3/4 x 6 1/2 "
D. Collar 4 3/4"
Martillo Hco. 4 3/4"
24 TP HW 5"

6. Fludo de perforación: POLIMERICO Inhibido HT1.40-1.70 g/cm³.

Se recomienda iniciar la perforación con el fluido debidamente acondicionado y con una densidad mínima de +/- 1.40 g/cm³.

CONCLUSIONES

El diseño y exploración de un pozo es primordial, dado que se considera su planeación en el diseño de un pozo exploratorio, consiste en planificar todas y cada una de las partes que se componen la perforación, así como se prevé los posibles problemas que se pueden tener durante la perforación.

La correcta planeación nos evita muchos problemas pérdidas de tiempo y dinero y sobre todo nos da una mejor productividad. Un pozo bien diseñado ayuda a la correlación de pozos, para que en un futuro se puedan ocupar como pozos de correlación y así optimizar el diseño de los mismos de acuerdo a lo que se diseña y perfora.

La perforación debe ser correctamente planificada y diseñada de acuerdo a los parámetros de su producción, de esta manera optimiza la perforación y en poco tiempo alcanzar la producción del pozo.

Al optimizar el tiempo en la perforación, se reducen los riesgos y en poco tiempo el pozo debe estar en etapa de producción.

La planeación de un pozo es un proceso ordenado dado que requiere que algunos aspectos se desarrollen antes de diseñar otros. La principal consideración es la económica-técnica. Por lo que en la estimación y control de los costos es un requisito indispensable. La planeación es un aspecto importante en la perforación del pozo, aunque esta y las prácticas en los mismos puede variar, aunque el resultado final debe ser similar, perforar con el mayor beneficio técnico al menor costo posible. Cada proyecto que se quiera llevar a la práctica sigue un plan previamente establecido con las siguientes características:

- * Seguridad.
- * Costo mínimo.
- * Rentable.

Desgraciadamente no siempre es posible llevar a cabo estos objetivos debido a problemas o contratiempos como la geología, equipo de perforación, temperatura, diámetro del pozo o bien el presupuesto.

Seguridad.

La seguridad es prioritaria en la planeación desde el punto de vista del personal, este debe tener prioridad sobre los demás aspectos del plan.

Costo Mínimo.

El objetivo de la planeación es minimizar los costos del pozo. En alguno de los casos los costos puedan reducirse con una mejor planeación.

Rentabilidad.

Optimizar los recursos de la inversión y mejorar el desempeño de la perforación, encaminada a la obtención de un beneficio económico. Siendo los costos finales del pozo donde se ven reflejados los esfuerzos realizados para cumplir con los objetivos de interés.

RECOMENDACIONES

Como se analizó en los capítulos anteriores, se deben tomar en cuenta las posibles contingencias a fin de disminuir los tiempos y así minimizar los costos de perforación, por eso es importante la planeación.

Específicamente en este trabajo nos centramos en un campo de aguas profundas el Esia Tic-1.

En la planeación debe haber una adecuada estimación de los tiempos de perforación y de sus costos, ya que de estos depende su rentabilidad.

Cuando se aprueba un proyecto en el mar y se decide invertir el capital, es necesario e imprescindible tener una buena planeación.

Como en las operaciones de perforación en tierra los parámetros básicos necesitan ser analizados, primeramente. Esto incluye el número y tipo de pozos que se van a perforar, número, la disponibilidad de equipos por usar.

Otros parámetros a considerar para la perforación en el mar son los siguientes:

Condiciones climatológicas y oceanográficas para una localización específica, así como las variaciones del clima durante el año, ya que las condiciones marinas en algunas áreas cambian significativamente durante algunos periodos. Otra consideración es la disponibilidad de servicios, incluyendo muelles para botes, helipuertos, servicios de contratistas, proximidad con centros de población y otras actividades marinas.

El proceso de planeación que se recomienda en la perforación del pozo de aguas profundas en este caso el Esia Tic-1 es el siguiente:

- Proyecto a Desarrollar
- Colección de Datos
- Determinación de los Gradientes de Presión y Fractura
- Análisis de Profundidad de Asentamiento de Tuberías
- Selección de Geometría del Agujero
- Planeación en la Terminación
- Programa de Fluidos de Perforación

- Programa de Cementación de Tuberías de Revestimiento
- Programa de Barrenas
- Diseño de Tuberías de Revestimiento
- Diseño de Aparejo de Producción
- Diseño de Sarta de Perforación
- Selección de Tamaño y Tipo de Equipo de Perforación
- Proyección de Tiempos de Perforación
- Análisis de Costos del Pozo

La planeación y diseño de un pozo es un proceso ordenado, bien definido con la finalidad de que la etapa de producción del mismo inicie lo antes posible. Requiere que algunos aspectos de la planeación sean desarrollados antes de diseñar otros. La principal consideración es la economía. Por lo tanto, la estimación y control de los costos es un requisito indispensable.

BIBLIOGRAFÍA

- Al-Quahtani, M. Y., Ershaghi, I. (1999). *Characterization and estimation of permeability correlation structure from performance data*. In: R.A. Schatzinger, J.F. Jordan (Eds.). *Reservoir Characterization: Recent Advances*, Amer. Assoc. Pet. Geol. Memoir 71, pp. 343–358.
- Ambrose, W. A., Tyler, N., Parsley, M. J. (1991). *Facies heterogeneity, pay-continuity, and infill potential in barrier-island, fluvial, and submarine-fan reservoirs: Examples from the Texas Gulf Coast and Midland Basin*. In: A.D. Miall, N. Tyler (Eds.). *The Three-Dimensional Facies Architecture of Terrigenous Clastic Sediments and Its Implications for Hydrocarbon Discovery and Recovery*, SEPM (Society of Sedimentary Geology) Concepts in Sedimentology and Paleontology 3, pp. 13–21.
- Berg, O. R. and D. G. Woolverton. (1985). *Seismic Stratigraphy II: an integrated approach to hydrocarbon exploration*. AAPG Memoir No. 39, AAPG, Tulsa, 276 p.
- Bloch, S. (1991). *Empirical prediction of porosity and permeability in sandstones*. Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull.,5, 1145–1160.
- Bryant, I. A., Malinvermo, M. Prange, M. Gonfalini, J. Moffat, D. Swager, P. Theys and F. Verga. (2002). *Understanding uncertainty*. Oilfield Review 14 (3), 2–15.
- Brown, A. R., 1988. *Interpretation of Three-Dimensional Seismic Data*. Amer. Assoc. Pet. Geol. Memoir 42, 2nd Edition, 253 pp.
- Cambois, G. (2000). *AVO inversion and elastic impedance*. Extended abstracts SEG annual meeting, Calgary, p. 1–4.
- Chapin, M., Terwogt, D., Ketting, J. (2000). *From seismic to simulation using new voxel body and geologic modeling techniques, Schiehallion Field, West of Shetlands*. The Leading Edge, 19, 408–412.
- Choquette y Pray (1970). “*Geologic Nomenclature and classification of porosity in sedimentary carbonates*”, AAPG Bulletin, No, 2, 1970.
- Durham, L. S. (2003). *The future looks to be gas fired*. Amer. Assoc. Pet. Geol. Explorer, February, 12–14.
- Duffaut *et al.* 2000.
- Fisher, W. L., Brown, L. F. Jr. (1984). *Clastic Depositional Systems—A Genetic Approach to Facies Analysis: Annotated Outline and Bibliography, reprinted and revised*. Texas Bureau of Economic Geology, 105 pp.

- Gatliff, R. W., K. Hitchen, J. D. Ritchie and D. K. Smythe (1984). *Internal structure of the Erlen Tertiary volcanic complex, north of Shetland, revealed by seismic reflection*. Journal Geological Society of London 141, 555– 562. Giroldi et al. 2005
- Gretener, P. and L. Thomsen (2003). *AVO and Poisson's ratio*. The Leading Edge 22 (1), 70–72.
- Guillou, Olivier, Schiozer, Denis Jose y Biver, Pierre (2010). Conference Paper, SPE EUROPEC/EAGE Annual Conference and Exhibition, Barcelona España.
- Halderson, H. H., Damsleth, E. (1993). *Challenges in reservoir characterization*. Amer. Assoc. Pet. Geol. Bull., 77, 541–551.
- Hansen, H. J., K. B. Rasmussen, K. G. Maver, L. K. Stroenen and P. Digranes (2004). *Gullfaks field using 4D simultaneous inversion*. Extended abstracts, EAGE annual conference, Paris, P207, 4 p.
- Hilterman, F. J. (2001). *Seismic amplitude interpretation, SEG/EAGE*. Short course no. 4, Houston, 242 p. Hinz, 1983
- Jackson, J. A. (Ed.) (1997). *Glossary of Geology*. 4th Edition. Amer. Geol. Inst., 769 pp. Jolley y 2004 Whitham
- Krause, F. F., Collins, H.N., Nelson, D.A., Macheimer, S. D., French, P. R. (1987). *Multiscale anatomy of a reservoir: Geological characterization of Pembina-Cardium Pool*. West-central Alberta, Canada. Amer. Assoc. Pet. Geol. Bull., 71, 1233–1260.
- Larue, D. K., Friedmann, F. (2000). *The relationships between channelized deep-water reservoir architecture and recovery from petroleum reservoirs*. In:
- P. Weimer, R. M. Slatt, J.L. Coleman, N. Rosen, C.H. Nelson, A.H. Bouma, M. Styzen, D.T. Lawrence (Eds.). *Global Deep Water Reservoirs*, GCS-SEPM Foundation 20th Annual Bob F. Perkins Research Conference, pp. 469–472.
- Mitchum, R. M. (1985). *Seismic stratigraphic expression of submarine fans*. In:
- O.R. Berg and D.G. Woolverton (Eds). *Seismic Stratigraphy II: An Integrated Approach to Hydrocarbon Exploration*. AAPG Memoir No. 39, AAPG, Tulsa, p. 117–136. Montgomery, S.L., 1997. *Sooner Unit, Denver Basin, Colorado: Improved waterflooding in a fluvial estuarine reservoir (Upper Cretaceous D Sandstone)*. Amer. Assoc. Pet. Geol. Bull., 81, 1957–1974.
- Neves, F. N., H. M. Mustafa and P.M. Ruddy. (2004). *Pseudo-gamma ray volume from extended elastic impedance inversion for gas exploration*. The Leading Edge 23 (6), 536–540. Omatsola, T., 2003. *Origin and distribution of friable and cemented*

sandstones in outcrops of the Pennsylvanian Jackfork Group, Arkansas. M.S. thesis, Univ. Oklahoma, 227 pp.

Oterdoom, W. H., M. A. Worthing and M. Partington. (1999). *Petrological and tectonostratigraphic evidence for a Mid Ordovician rift pulse on the Arabian peninsula*. *GeoArabia* 4 (4), 467–500.

Richards, M., Bowman, M., Reading, H. (1998). *Submarine-fan systems I: Characterization and stratigraphic prediction*. *Mar. Petrol. Geol.*, 15, 687–717.

ANEXO

FIGURAS

Figura 1-. Clasificación de cuencas sedimentarias por su componente tectónico (Datos tomados de Einsele, 2000).

Figura 2: Ubicación Cuenca de Sabinas.

Figura 3-. Columna estratigráfica de las cuencas de Sabinas y Burgos. (Modificada de Escalera y Hernández, 2010)

Figura 4-. Diagramas de evolución tectónica de la provincia petrolera Sabinas-Burgos-Picachos (Pemex-IMP, 2000)

Figura 5-. Diagrama de sincronía de los Sistemas Petroleros de la Provincia Sabinas-Burro-Picachos.

Figura 6-. Ubicación Cuenca de Burgos.

Figura 7-. Columna estratigráfica de la Provincia Petrolera Burgos (Modificada de Escalera y Hernández, 2010).

Figura 8-. - Columna estratigráfica de las formaciones del Cenozoico en la Cuenca de Burgos. El registro tipo indica la respuesta geofísica característica de las formaciones. Secuencias mostradas como progradaciones de arenas en términos relativos (P) y su fuente.

Figura 9.- El diagrama de eventos del sistema petrolero muestra la sincronía de los elementos y procesos de generación-migración y carga de hidrocarburos en la Provincia Petrolera Burgo.

Figura 10.- Diagrama que representa las secuencias estratigráficas en la Cuenca de Burgos (según Wheeler, 1958; modificado de Coe y Church, 2002). Los colores muestran el tipo de tracto de los sistemas de depósito. Las líneas de tiempo, en millones de años (Ma).

Figura 11.- Sección sísmica regional que muestra un basamento inclinado al oriente y escalonado. Un nivel inferior de despegue sobre evaporitas del Jurásico Superior, con pliegues por acortamiento y un nivel superior de despegue sobre lutita del Cretácico Superior.

Figura 12-. Ubicación de la provincia Petrolera Tampico-Misantla, Ubicación de la provincia Petrolera Tampico-Misantla.

Figura 13.- Distribución de campos y sección representativa de la Provincia Tampico- Misantla (Tomado de PEMEX, 2013).

Figura 14.- Se explica el proceso depositacionales sin-rift en la Provincia Tampico-Misantla durante las edades del Triásico y Jurásico.

Figura 15-. Mapa de ubicación de la Provincia de Veracruz.

Figura 16-Mapa y sección mostrando el marco estructural de la Provincia Petrolera de Veracruz.

Figura 17.- La evolución tectónica de la Provincia Petrolera Veracruz, apertura del Golfo de México.

Figura 18.- La evolución tectónica de la Provincia Petrolera Veracruz, apertura del Golfo de México.

Figura 19.- Columna estratigráfica generalizada de la Provincia Petrolera Veracruz. (Escalera y Hernández, 2010).

Figura 20.- Columna estratigráfica generalizada de la Provincia Petrolera

Veracruz. (Escalera y Hernández, 2010).

Figura 21.- Límites geológicos de la Provincia Petrolera Sureste.

Figura 22.- Columna estratigráfica de la Provincia Petrolera Sureste (Modificada de Escalera y Hernández, 2010).

Figura 23.-Columna Estratigráfica provincia petrolera Tampico-Misantla (Escalera y Hernández,2010).

Figura 24.-Tabla de eventos de los sistemas petroleros asociados con las rocas generadoras del Jurásico Superior.

Figura 25.- Mapa de localización de la Provincia Petrolera Golfo de México Profundo.

Figura 26. Mapa tectónico mostrando la distribución de las cortezas oceánica y continental en el Golfo de México, así como las principales fallas y bloques relacionados con su formación (Miranda et al., 2005).

Figura 27.- Sección geológica mostrando los tipos de corteza presentes en el Golfo de México, la secuencia sin-rift (azul) incluyendo la distribución de la sal (púrpura), la secuencia sedimentaria mesozoica y cenozoica, depositada durante la subsidencia posterior.

Figura 28.-Columna estratigráfica de la Provincia Petrolera Golfo de México Profundo (Modificada de Escalera y Hernández, 2010).

Figura 29-. Plano de ubicación Geográfica del PozoLeek.

Figura 30.-Sección estructural regional de pozo Leek. Figura 31.-Mapa de Provincias Geológicas tomado de (J.R. Nolasco/A Escamilla H.).

Figura 32.-Mapa tectónico y estructural del Sureste de México (José Robles Nolasco 2004).

Figura 33.- Línea sísmica 3748 que pasa por la Loc. Leek-1.

Figura 34.-Línea sísmica-estructural en dirección de la trayectoria de la perforación de Loc.Leek-1 con los pozos Noxal-1 y Tabscoob-1(A.E.H.). Figura 35.- Línea de Correlación entre los pozos Noxal-1 y Leek-1.

Figura 36.- Presión de sobrecarga.

Figura 37.- Presión de Poro.

Figura 38.- Presión de sobrecarga con respecto de la profundidad, el esfuerzo vertical.

Figura 39.-Presión de Fractura.

Figura 40.- Presión de poro.

Figura 41.- Presión de Poro Normal.

Figura 42.- Presión Anormal. Figura 43.- Separación diferencial. Método convencional.

Figura 44-. Separación diferencial. Método a volumen constante.

Figura 45-Horno termostatzado.

Figura 46-. Horno termostatzado.

Figura 47-. Ejemplo de una interpretación petrofísica de pozo.

Figura 48-. Presentación más común.

Figura 49 -. Diagrama de caracterización de yacimientos.

Figura 50-. Procedimiento para definir un conjunto consistente de valores de corte petrofísicos. K, permeabilidad, porosidad; SW, saturación de agua; Vsh, volumen de arcilla; c, valor de corte.

Figura 51-. Ejemplo de un mapa de porosidad generado por la integración de la

información obtenida de pozos y datos sísmicos.

Figura 52-. Ejemplo de perfiles sísmicos caracterizados en términos de facies sísmicas.

Figura 53-. Modelo estratigráfico.

Figura 54-. Modelo sedimentológico.

Figura 55-. Tipos de discontinuidades en un yacimiento.

Figura 56-. Propiedades de los fluidos en estudios de RMN.

Figura 57. Muestras de areniscas.

Figura 58-. Muestras de carbonatos.

Figura 59-. Registros convencionales pozo X.

Figura 60-. Registros MRIL pozo X.

Figura 61-. Esquema que indica diversos parámetros que se usan para definir las unidades de flujo geológicas (Ebanks et al., 1992). En este esquema se definen 4 unidades de flujo con base en las litofacies, tipos de porosidad y gráficos cruzados de permeabilidad.

Figura 62-. El diagrama superior muestra una correlación litoestratigráfica de areniscas a través de tres pozos (A, B y C). El diagrama inferior muestra los mismos tres pozos, pero con correlaciones basadas en mediciones de presión de multiprobador de Formaciones.

Figura 63-. (A) Campo Balmoral, Mar del Norte y ubicaciones de pozos (Slatt y Hopkins, 1991).

Figura 64-. (A) Diagrama de valla mostrando la distribución 3D de las unidades de flujo con base en una combinación de propiedades geológicas y petrofísicas (Slatt y Hopkins, 1991).

Figura 65-. En la gráfica SML de capacidad acumulativa de almacenamiento contra capacidad acumulativa de flujo para los datos presentados en la tabla y descritos en el texto. Se definieron dos unidades de flujo con base en los cinco puntos de datos.

Figura 66-. (A) Se muestran en color azul/negro las curvas de los registros de pozo Rayos Gama, densidad volumétrica y neutrón compensado en el pozo CSM Strat Test 61, de la arcilla Lewis del Cretácico. Los intervalos azul/negro en el registro de permeabilidad.

Figura 67-. En la gráfica SML de capacidad acumulativa de almacenamiento contra capacidad acumulativa de flujo del pozo CSM Strat Test 61. Se definen 10 unidades de flujo para este intervalo estratigráfico, que base a una combinación de registros, valores de poro.

Figura 68-. POZO ESIA TIC-1.

TABLAS

Tabla 1.-. Clasificación de las cuencas sedimentarias (Tomado de Ingersoll, 2012).

Tabla 2.-. Clasificación de las cuencas sedimentarias transformantes (Tomado de Ingersoll, 2012).

Tabla 3.-. Clasificación de las cuencas sedimentarias mixtas (Tomado de Ingersoll, 2012)

Tabla 4.-.Columna Geológica Probable.

Tabla 5.-. Funciones de ingeniero de campo.

Tabla 6.-. Tipos de Registros Geofísicos 1.

Tabla 7.-. Tipos de Registros Geofísicos 2.

Tabla 8. tipos de Registros Geofísicos 2. La movilidad del fluido es a puntos de menor presión.

Tabla 9-Registros Geofísicos 3.

Tabla 10.-. Características de los diversos métodos empleados.

GLOSARIO

Análisis de núcleos. - Estudio de laboratorio de una muestra de formación geológica, generalmente roca prospectiva, extraída durante o después de la perforación de un pozo. La producción económica y eficiente de petróleo y gas dependen significativamente de la comprensión de las propiedades clave de la roca yacimiento, tales como porosidad, permeabilidad, y mojabilidad. Los geocientíficos han desarrollado una diversidad de enfoques, incluidas las técnicas de análisis de registros y núcleos, para medir estas propiedades. El análisis de núcleos es particularmente importante en los yacimientos de lutitas debido a la heterogeneidad vertical y lateral de las rocas. El análisis de núcleos puede incluir la evaluación de las propiedades de las rocas y su anisotropía; el contenido, madurez y tipo de materia orgánica; el contenido de fluidos; la sensibilidad de los fluidos; y las propiedades geomecánicas. Esta información se usa a fin de calibrar las mediciones sísmicas y las derivadas de los registros y asistir en el diseño de pozo y su terminación, el emplazamiento de pozos, y otros aspectos de la producción de yacimientos.

Barrena. - La herramienta que se usa a fin de triturar o cortar la roca. Todo lo que se encuentra en un equipo de perforación asiste directa o indirectamente a la barrena para la trituración o corte de la roca. La barrena se encuentra en la parte inferior de la sarta de perforación y debe cambiarse cuando se desgasta excesivamente y deja de avanzar. La mayoría de las barrenas funcionan raspando o triturando la roca, o ambas acciones a la vez, generalmente como parte de un movimiento de rotación. Algunas barrenas, de tipo martillo, golpean la roca verticalmente en forma similar a un martillo neumático utilizado en operaciones de construcción.

Coordenadas UTM. - Un sistema internacional de coordenadas cartográficas rectangulares que utiliza unidades métricas (SI). Sobre la base de su ubicación dentro de una de las 60 zonas mundiales de 6º de longitud y 8º de latitud cada una, que se subdivide en subzonas de 100 000 m [330 000 pies] a cada lado, se especifica una localización. Las localizaciones consisten en una serie de números y letras que pueden tener una precisión de un metro cuadrado. La sede central de la Sociedad Geológica de América se encuentra en 13TDQ8743172 (Merrill, 1986). La información relacionada con la proyección cartográfica UTM, incluidas las marcas de los mapas cuadrangulares que indican otros sistemas de referencia, pueden encontrarse en la mayoría de los mapas producidos por el Servicio Geológico de EUA. Las coordenadas de latitud y longitud, o coordenadas geográficas, constituyen otra forma de localizar un punto en la superficie terrestre, pero la precisión, compatibilidad computacional y singularidad del sistema UTM han logrado que fuera aceptado en la comunidad científica.

Fluido de Perforación. - Serie de fluidos líquidos y gaseosos y mezclas de fluidos y sólidos (en forma de suspensiones de sólidos, mezclas y emulsiones de líquidos, gases y sólidos) utilizados en operaciones de perforación de pozos. Es sinónimo de "lodo de perforación" en el uso general, aunque algunos prefieren reservar el término "fluido de perforación" a los "lodos" más sofisticados y bien definidos. Se ha intentado clasificar los fluidos de perforación de muchas maneras, a menudo produciendo más confusión que esclarecimiento. Un esquema de clasificación, que se tiene en cuenta, se basa en la composición del lodo distinguiendo el componente que define con claridad la función y el rendimiento del fluido: (1) base de agua, (2) no a base de agua y (3) gaseoso (neumático). Cada categoría tiene una variedad de subcategorías que se superponen entre sí considerablemente.

Hidrocarburo. - Un compuesto orgánico natural, que comprende el hidrógeno y el carbono. Los hidrocarburos simples como el metano [CH₄], pero en muchos casos corresponden a moléculas altamente complejas y pueden presentarse como gases, líquidos o sólidos. Las moléculas pueden tener forma de cadenas ramificadas, anillos u otras estructuras. El petróleo es una mezcla compleja de hidrocarburos. Los hidrocarburos más comunes son el gas natural, el petróleo y el carbón

Modelo Petrofísico. - Un proceso o procedimiento que se usa en la interpretación de datos petrofísicos (usualmente de registros adquiridos con herramientas operadas con cable). Los modelos petrofísicos usualmente representan un conjunto de ecuaciones, algoritmos u otros procesos matemáticos, a menudo poseen múltiples rutinas. Por ejemplo, un modelo determinístico podría incluir rutinas que:

- calculen el volumen de lutitas
- calculen la porosidad total
- calculen la porosidad efectiva
- calculen la saturación de agua
- calculen la permeabilidad.

A menudo, el modelo se calibra utilizando datos de núcleos, producción, pruebas y otros conjuntos de datos. Si bien muchos paquetes de software contienen modelos petrofísicos o rutinas de componentes listos para ser utilizados, muchos problemas asociados con el análisis de registros son únicos y requieren que se construyan modelos "con fines específicos." La construcción de nuevos modelos petrofísicos es dirigida normalmente por los datos disponibles y la naturaleza del problema a resolver.

Núcleo. - Profundizar el pozo mediante la recolección de una muestra cilíndrica de roca. Para esto se usa una barrena de extracción de núcleos, junto con un tubo extractor de núcleos y un retenedor de núcleos. La barrena suele ser una barrena de arrastre provista de estructuras de corte de diamante natural o bien PDC, pero la barrena de extracción de núcleos es poco común en el sentido que tiene un orificio en el centro. Esto le permite perforar alrededor de un cilindro central de roca, que se toma a través de la barrena y pasa al tubo extractor de núcleos. Éste último puede visualizarse como una cámara de almacenamiento especial que contiene el núcleo de roca. El retenedor de núcleos sirve para sujetar la parte inferior del núcleo y, a medida que se aplica tracción en la sarta de perforación, la roca que se encuentra debajo del núcleo se separa de la formación subyacente sin perforar. El retenedor de núcleos también retiene el núcleo de manera que no se caiga del extremo inferior de la sarta de perforación, que se encuentra abierta en el medio en ese punto.

Permeabilidad. -La capacidad, o medición de la capacidad de una roca, para transmitir fluidos, se mide normalmente en darcies o milidarcies. El término fue definido básicamente por Henry Darcy, quien demostró que la matemática común de la transferencia del calor podía ser modificada para describir correctamente el flujo de fluidos en medios porosos. Las formaciones que transmiten los fluidos fácilmente, tales como las areniscas, se describen como permeables y tienden a tener muchos poros grandes y bien conectados

Permeabilidad absoluta. - La medición de la permeabilidad, o de la capacidad de flujo o transmisión de fluidos a través de una roca, obtenida cuando existe un solo fluido, o fase, presente en la roca. El símbolo que se usa en la permeabilidad es k , y se mide en unidades de darcies o milidarcies.

Porosidad. - El porcentaje de volumen de poros o espacio poroso, o el volumen de roca que puede contener fluidos. La porosidad puede ser un relicto de la depositación (porosidad primaria, tal como el espacio existente entre los granos que no fueron completamente compactados) o puede desarrollarse a través de la alteración de las rocas (porosidad secundaria, tal como sucede cuando los granos de feldespato o los fósiles se disuelven preferentemente a partir de las areniscas). La porosidad puede generarse a través del desarrollo de fracturas, en cuyo caso se denomina porosidad de fractura. La porosidad efectiva es el volumen de poros interconectados en una roca, que contribuye al flujo de fluidos. Excluye los poros aislados. La porosidad total es el espacio poroso total presente en la roca, sin importar si contribuye o no al flujo de fluidos. Por consiguiente, la porosidad efectiva normalmente es menor que la porosidad total. Los yacimientos de gas de lutita tienden a exhibir una porosidad relativamente alta, pero la alineación de los granos laminares, tales como las arcillas, hace que su permeabilidad sea baja.

Pozo. - El agujero perforado o el pozo, incluyendo el tramo descubierto. El término pozo puede referirse al diámetro interno del pozo, la pared que limita el pozo perforado.

Pozo exploratorio. - La importancia de este tipo de pozo para la brigada de perforación y los planificadores de pozos radica en que por definición es poco o nada lo que se sabe con certeza sobre la geología del subsuelo, especialmente el régimen de presión. Este grado mayor de incertidumbre necesita que la brigada de perforación cuente con un nivel de experiencia y conciencia acerca de lo que los diversos parámetros del pozo le permiten saber sobre las formaciones que perforan. Las brigadas deben operar equipos de excelente calidad, especialmente los preventores de reventón, ya que un golpe de presión puede producirse virtualmente en cualquier momento. Si un pozo exploratorio se encuentra especialmente alejado de otro pozo, se describe como un "pozo exploratorio en una zona desconocida".

Presión. - Fuerza que ejerce un gas, un líquido o un sólido sobre una superficie.

PVT. - Una abreviatura que se utiliza para las dependencias de presión, volumen y temperatura de las propiedades de los fluidos. En los fluidos de perforación a base de aceite, los efectos de PVT en la viscosidad y la densidad deben ser entendidos para desarrollar los programas de densidades e hidráulica. La presión de fondo de pozo hace que el aceite de base sea más viscoso y denso, mientras que la temperatura tiene el efecto opuesto. El uso de salmueras para el fondo de pozo también requiere una comprensión del comportamiento de PVT.

Rayos Gama. - Los registros de rayos gama resultan particularmente útiles porque las lutitas y las areniscas habitualmente poseen caracteres únicos diferentes de rayos gamma que pueden ser correlacionados fácilmente entre pozos.

Registro Geofísico. - Medir continuamente las propiedades de una formación con instrumentos electrónicos a fin de inferir propiedades y tomar decisiones acerca de las operaciones de perforación y producción. El registro de las mediciones, generalmente usa papel doblado. Las mediciones incluyen las propiedades eléctricas (resistividad y conductividad en diversas frecuencias), propiedades sísmicas, mediciones nucleares pasivas, mediciones dimensionales del pozo, muestreo de los fluidos de formación, medición de la presión de formación, herramientas de extracción de núcleos laterales operadas con cable y otras mediciones.

Yacimiento. - Roca que exhibe un grado suficiente de porosidad y permeabilidad para almacenar y transmitir fluidos. Las rocas sedimentarias son las rocas yacimiento más comunes porque poseen más porosidad que la mayoría de las rocas ígneas o metamórficas y se forman bajo condiciones de temperatura en las cuales los hidrocarburos pueden ser preservados. Un yacimiento es un componente crítico de un sistema petrolero completo.