



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“EVALUACIÓN PETROLERA Y MÉTODOS
DE EXPLOTACIÓN DEL CAMPO HUMAPA
EN LA CUENCA DE CHICONTEPEC”**

**TESIS
PARA OBTENER EL TÍTULO
DE INGENIERO PETROLERO**

**PRESENTA:
ORLANDO AVENDAÑO BERMÚDEZ**

**DIRECTOR DE TESIS
ING. JAVIER ARELLANO GIL**



MEXICO DF. 2013



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

Quiero agradecer primeramente a Dios, por haberme puesto en sus manos para realizar este trabajo. A mis papás, Jorge y Malena por el apoyo incondicional que me brindaron en todo momento durante mi carrera, a mis hermanos Jorge y Jesús Alberto por formar parte de mi camino.

También quiero agradecer a mi director de tesis, el ingeniero Javier Arellano por el apoyo brindado para sacar adelante este trabajo y a todos los académicos involucrados en este proyecto.

Finalmente agradezco a todos mis compañeros y amigos por hacer de mi vida estudiantil una etapa plena en mi vida.

¡Gracias!

ÍNDICE

	Página
Resumen	4
Abstract	6
1. Generalidades.	8
1.1 Introducción.	8
1.1.1 Datos Generales.	9
1.1.2 Vías de Comunicación.	10
1.2 Objetivos.	10
1.2.1 Objetivo General.	10
1.2.2 Objetivos Particulares.	10
1.3 Importancia Económica.	11
1.4 Desafío Tecnológico.	14
1.5 Complejibilidad del Yacimiento.	15
1.6 Área de Oportunidad.	16
1.7 Estado del Arte (Antecedentes).	18
2. Marco Geológico General.	22
2.1 Sedimentología.	23
2.2 Estratigrafía.	28
2.2.1 Periodo Jurásico.	29
2.2.2 Periodo Cretácico.	30
2.2.3 Periodo Terciario.	31
2.3 Evolución Geológica Regional.	33
2.4 Características sedimentológicas del Campo Humapa.	36
2.4.1 Megasecuencia Inferior.	38
2.4.2 Megasecuencia Media.	39
2.4.3 Megasecuencia Superior.	40
2.5 Características estructurales del Campo Humapa.	41
3. Sistema Petrolero.	44
3.1 Roca Generadora.	45
3.2 Roca Almacenadora.	47
3.3 Roca Sello.	48
3.4 Trampa.	48
3.5 Migración.	49
3.6 Sincronía.	50
3.7 Plays Productores.	51
3.7.1 Análisis de Plays en el Campo Humapa.	53

4. Métodos de Perforación.	56
4.1 Perforación Bajo Balance.	56
4.2 Perforación con Tubería Flexible.	58
4.2.1 Ventajas de la perforación con tubería flexible.	60
4.2.2 Desventajas de la perforación con tubería flexible.	60
4.3 Perforación Multilateral.	62
4.3.1 Ventajas de la perforación multilateral.	62
4.3.2 Desventajas de la perforación multilateral.	62
4.4 Perforación con Tubería de Revestimiento.	64
4.5 Perforación Direccional.	67
4.5.1 Conceptos básicos de la perforación direccional	67
4.5.2 Tipos de pozos direccionales.	68
4.5.3 Aplicación de pozos direccionales.	69
4.6 Perforación Horizontal.	71
4.6.1 Metodología de la perforación horizontal.	71
4.6.2 Medición durante la Perforación.	73
4.6.3 Motores de Fondo.	74
4.7 Fracturamiento Hidráulico.	76
4.8 Perforación en el Campo Humapa.	79
4.8.1 Datos de Perforación.	80
4.8.2 Manejo de Hidrocarburos en el Campo Humapa.	82
5. Desarrollo de Campos.	84
5.1 Modelo Petrofísico del Campo Humapa.	84
5.1.1 Información disponible.	85
5.1.2 Estado de la información disponible.	86
5.1.3 Distribución espacial de propiedades.	86
5.1.4 Análisis de resultados.	92
5.1.5 Calculo de saturación de corte.	97
5.1.6 Resultados del análisis petrofísico.	100
5.1.7 Acciones a realizar.	101
5.2 Análisis de pruebas de producción del Campo Humapa.	102
5.3 Análisis de pruebas de presión del Campo Humapa.	110
5.3.1 Información empleada en el análisis.	110
5.3.2 Descripción del análisis de pruebas de presión en pozos productores.	111
5.3.3 Resultados del análisis de producción de los pozos del Campo Humapa.	119
6. Conclusiones.	120
7. Recomendaciones.	122
Bibliografía.	124

RESUMEN.

La Cuenca de Chicontepec se localiza al Centro-Oeste de la República Mexicana, representa una zona de interés económico y petrolero muy importante para el país, en los estados de Veracruz, Puebla e Hidalgo; donde se ha registrado un continuo crecimiento en producción de hidrocarburos, al pasar de 63 mil barriles diarios en enero de 2012 a 79 mil barriles a fines del año. Esta cuenca presenta características petrofísicas complejas en su litología, es por eso la necesidad de contar con altas tecnologías que maximicen los gastos de producción y los factores de recuperación, también que mantengan la presión de los pozos, reduzcan el daño a la formación y alarguen la vida productiva del yacimiento.

En este trabajo se analiza el Campo Humapa que pertenece al proyecto "Activo Integral Aceite Terciario del Golfo" ubicado en la parte central de la Cuenca de Chicontepec. En zona se han perforado 42 pozos, de los cuales 30 están en funcionamiento, 8 están cerrados y 4 están conectados. La producción máxima alcanzada en este campo fue de 1.274 MBPD con 25 pozos activos en enero de 2012, hasta el 30 de junio de 2012 la producción fue de 1.175 MBPD y la producción acumulada fue de 522 MMB de aceite y 0.272 MMMPC de gas.

En el Campo Humapa se distinguen tres megasecuencias de composición arcillo-arenosas denominadas Megasecuencias Inferior, Media y Superior; limitadas respectivamente por cuatro superficies discordantes: la discordancia basal y las discordancias "A", "B" y "C". La porosidad se presenta en los horizontes microfracturados, finamente laminados, arcillo-arenosos, impregnados con hidrocarburos; intercalados entre los estratos gruesos a medios altamente cementados. En el campo se tienen tres estilos de deformación: deformación intraformacional, plegamientos originados por la Orogenia Laramídica y un sistema fallas de desplazamiento lateral con fracturas originadas por deformación por cizalla.

Las rocas generadoras corresponden al Jurásico Superior, y están representadas por lutitas carbonosas de ambiente transicional marino-lacustre de las formaciones Santiago, Tamán y Pimienta. Las rocas almacenadoras son areniscas de grano fino, medio a grueso con porciones de aspecto conglomerático con fragmentos de calizas del Paleoceno-Eoceno Inferior de la Formación Chicontepec Superior. La roca sello es de tipo intraformacional y corresponde a lutitas con intercalaciones de areniscas de grano fino, las cuales están bien cementadas y forman parte del Grupo Chicontepec. Las trampas son estratigráficas y de tipo combinado, asociadas a los bloques

dislocados por fallas laterales y a la ocurrencia de paleocanales en el subsuelo. La migración de la cuenca de Chicontepec se dio desde el Jurásico Superior hasta las secuencias del Paleoceno-Eoceno principalmente en una sola dirección a través de las zonas de fallas y fracturas asociadas.

La profundidad máxima desarrollada en el Campo Humapa son 2100 m, a través de 7 macroperas que corresponden a pozos direccionales con un rango de desviación de 0° a 45°, los cuales presentan fracturas hidráulicas y disparos en múltiples intervalos; la producción bruta es de 1.282 MBPD y se transporta por medio de pipas que van a las baterías de separación que manejan la producción de Humapa y Miquetla.

Dentro de la interpretación de secciones sísmicas, se observaron los reflectores geofísicos donde se relacionan los intervalos productores y las altas amplitudes del modelo para identificar los horizontes de interés. La porosidad es de tipo intergranular con fracturas y vicíulos; los minerales más frecuentes observados en el análisis de láminas delgadas son la calcita y el cuarzo; así mismo se evaluaron los registros geofísicos de resistividad y rayos gamma de los pozos identificando tanto las zonas de mayor arenosidad como los horizontes de mayor potencial como rocas almacenadoras.

Finalmente, se analizaron 4 pozos a los cuales se les realizaron pruebas de presión para conocer el modelo y las fronteras de flujo que presentan los pozos; se determinó que los pozos responden al modelo de fractura vertical de conductividad finita, la cual implica una caída de presión a lo largo de la fracturas.

ABSTRACT.

Chicontepec Basin is located in the Central West of Mexico, represents a very economic and important area for the country, in the states of Veracruz, Puebla and Hidalgo, where there has been continued growth in hydrocarbon production, from 63,000 barrels per day in January 2012 to 79,000 barrels by the end of the year. This basin has complex petrophysical characteristics in lithology, this is why the need for high cost technologies that maximize production and recovery factors, also maintain well pressure, reduce formation damage and lengthen the life of the reservoir.

This paper analyzes the Humapa Field belonging to the project "Integral Active Tertiary Gulf Oil" located in Chicontepec Basin. In the zone, 42 wells have been drilled, of which 30 are operational, 8 are closed and 4 are connected. Maximum production was achieved in this field of 1,274 MBPD with 25 active wells in January 2012, until June 30, 2012 the production was 1,175 thousand barrels per day and the cumulative production was 522 MMB of oil and 0,272 Bcf of gas.

In the Field Humapa there are 3 sandy clay composition megasequences called Lower, Middle and Upper; limited respectively by four discordant surfaces: the basal unconformity and discordances "A", "B" and "C". The porosity occurs in microfractured horizons finely laminated, sandy clay, impregnated with hydrocarbons thick layers interspersed between highly cemented media product of three types of deformation: an intraformacional deformation, foldings caused by the Laramide Orogeny and a system of failures and fractures caused by shear deformation.

The source rocks are from the Upper Jurassic, and are represented by carbonaceous shales of marine-lacustrine environment transitional of the formations Santiago, Taman and Pimienta. Accumulation was in fine-grained sandstone, medium to coarse conglomeratic aspect with lots of fragments of limestone of the Paleocene-Eocene Formation Superior Chicontepec. The type seal is intraformacional and corresponds to shales with interbedded fine-grained sandstones, which are well cemented and form part of the Group Chicontepec. The types of traps are stratigraphic and combined, associated with dislocated blocks for lateral faults and the occurrence of paleochannels in the subsoil. The Migration of Chicontepec basin came from the Upper Jurassic to the Paleocene-Eocene sequences mainly in one direction through fault zones and associated fractures.

The maximum depth developed in the field are 2100 m Humapa through 7 drilling rigs with directional wells corresponding to a deviation range of 0 ° to 45 °, which have hydraulic fractures

and multiple shooting intervals, the MBPD 1282 gross output is transported through pipes that go to the batteries that drive the separation of the Miquetla and Humapa production.

Within the model petrophysical, geophysical reflectors were observed which relate producing intervals and high amplitudes of the model to identify the horizons of interest. The type of porosity is intergranular; the most common minerals observed in the analysis of thin films are calcite and quartz, likewise evaluated resistivity well logs, and gamma rays of the wells in order to locate those producing intervals.

Finally, we analyzed four wells which were tested to determine the pressure model and flow boundaries have wells, it was determined that the wells respond to model finite conductivity vertical fracture, which implies a fall pressure along the fractures.

1. GENERALIDADES.

1.1 Introducción.

La Cuenca de Chicontepec es de gran relevancia para el país, debido a que la demanda de energía es cada vez mayor y el volumen de reservas probadas es menor; esta zona representa grandes reservas de hidrocarburos en el país. Se encuentra geográficamente en el Centro-Oeste de la República Mexicana, en parte de los estados de Veracruz, Puebla e Hidalgo, a 250 km al noreste de la Ciudad de México y a 5 km al occidente de Poza Rica Veracruz, entre las coordenadas 20° 27" y 20°58" de latitud norte, 97° 19" y 98° 10" de longitud oeste entre los municipios de Papantla y Chicontepec. Es parte de la Provincia petrolera denominada Tampico-Misantla y cubre una superficie aproximada de 11,300 km² (Fig. 1.1).

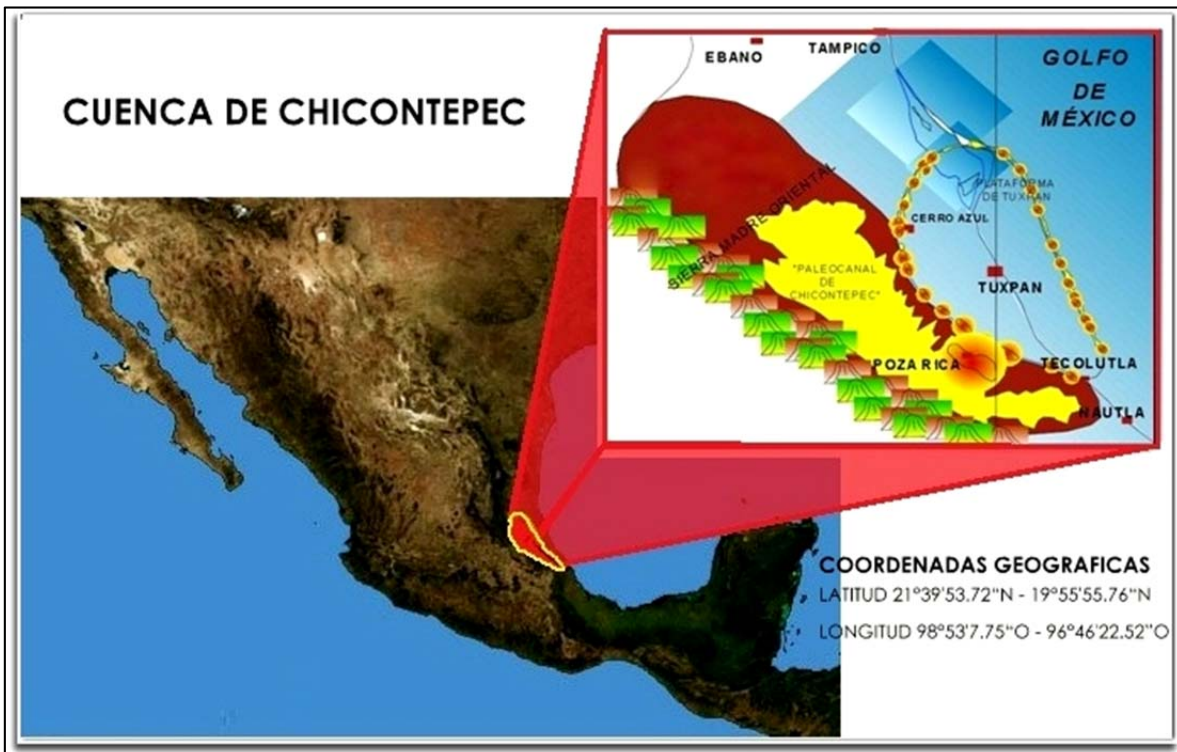


Fig. 1.1 Ubicación de la Cuenca de Chicontepec.

Fisiográficamente se localiza en la planicie costera del Golfo de México, al oeste de la plataforma de Tuxpan (Faja de Oro) y al oriente de la Sierra Madre Oriental; su eje axial tiene una longitud de 250 km, orientado noroeste–suroeste con una anchura promedio de unos 60 km. Comprende principalmente a dos Provincias Fisiográficas: la de la Llanura Costera del Golfo Norte y

subprovincia de las llanuras y lomeríos, así como la de la Sierra Madre Oriental y subprovincia del Carso Huasteco (Santillán-Piña N. Aguayo-Camargo, 2010).

1.1.1 Datos Generales.

El Campo Humapa se encuentra al Noreste del "Activo Integral Aceite Terciario del Golfo", a 40 km al noroeste de la ciudad de Poza Rica, Veracruz (Fig. 1.2), y cuenta con una superficie aproximada de 128 km²; este campo se encuentra ubicado en la parte central de la cuenca Tampico - Misantla. El Campo Humapa fue descubierto en 1956 con la perforación del pozo Humapa-1. En zona se han perforado 42 pozos, de los cuales 30 están en funcionamiento, 8 están cerrados y 4 están conectados. La producción máxima alcanzada fue de 1.274 MBPD con 25 pozos activos en enero de 2012, hasta el 30 de junio de 2012 la producción fue de 1.175 MBPD y la producción acumulada fue de 522 MMB de aceite y 0.272 MMMPC de gas. El tipo de aceite es crudo ligero con una densidad promedio de 27 ° API; la presión promedio varía dentro de un rango de 148 a 197 Kg/cm² a una profundidad de 1.700 m. Los sistemas de producción actuales son: el bombeo mecánico y el bombeo hidráulico tipo jet. La profundidad media de los depósitos terciarios es de 1.700 m.

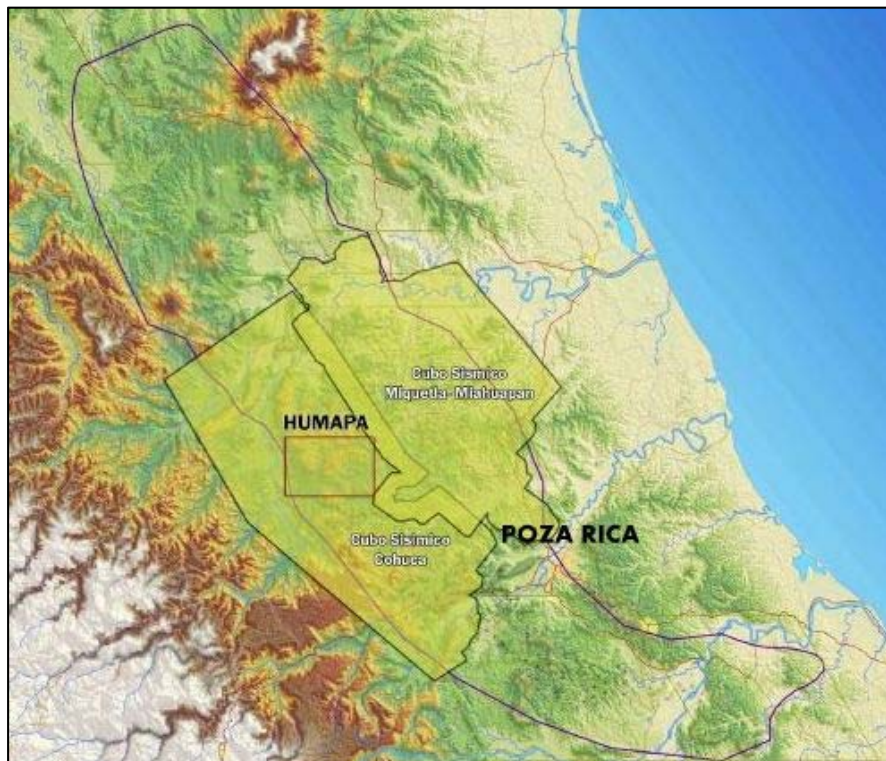


Fig. 1.2 Ubicación del Campo Humapa (PEMEX, 2012).

1.1.2 Vías de Comunicación.

La Cuenca de Chicontepec cuenta con varias vías de acceso por Tierra a través de carreteras federales y estatales que recorren la zona de norte a sur, así como también cuenta con un aeropuerto ubicado en la ciudad de Poza Rica, Veracruz. Debido a que el Campo Humapa se encuentra en los estados de Veracruz y Puebla, las vías que delimitan el área son caminos de terracería que comunican los pueblos y zonas aledañas del campo (Fig. 1.3).

En el área de Humapa se encuentra la zona arqueología de Cacahuatenco cerca del área de Pantepec ubicada al norte con los municipios de Francisco Z. Mena, al sur con Jalpan y Venustiano Carranza y al poniente con Francisco Z. Mena y el Estado de Hidalgo.

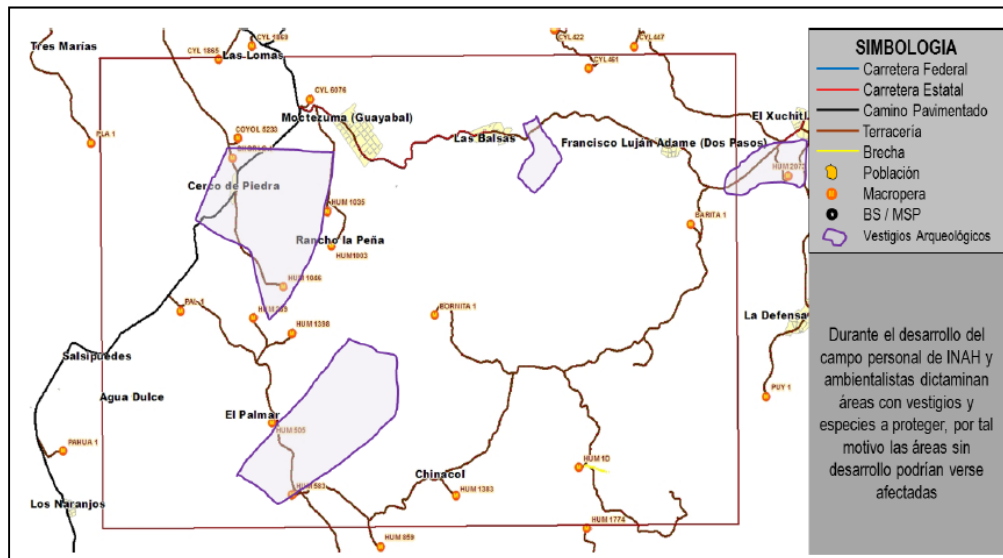


Fig. 1.3 Vías de Comunicación del Campo Humapa.

1.2 Objetivos.

1.2.1 Objetivo General.

Realizar la evaluación geológica, geofísica y de ingeniería del Campo Humapa del Paleocanal de Chicontepec.

1.2.2 Objetivos Particulares.

- Mejorar el modelo geológico conceptual del área Humapa, utilizando la información geofísica disponible y considerando los aspectos representativos de Sedimentología, Estratigrafía, Geología Estructural y el Sistema Petrolero.
- Proponer una mejora en la ingeniería de yacimientos considerando las características geológicas, petrofísicas y de producción de los yacimientos del campo Humapa.

Metas.

- Actualizar la interpretación geológica del área de Humapa considerando los sistemas de fallas laterales
- Describir de las facies sedimentarias del campo a partir de la información disponible.
- Elaborar una sección estructural representativa para el campo considerando información geológica y geofísica disponible.
- Actualizar el modelo petrofísico para el campo.

Metodología.

- Revisión y análisis de las fuentes bibliografías
- Extracción y recopilación de la información de interés
- Síntesis de la información de interés.
- Revisión del material grafico, analítico y de textos con que se cuenta.
- Revisión de secciones sísmicas y de registros geofísicos utilizando un software especializado.
- Revisión e integración de de toda la información recopilada y obtenida de los pozos, de la sección sísmicas y de toda la información obtenida.
- Discusión y análisis de toda la información obtenida.
- Captura y elaboración de textos y gráficos.
- Edición de textos y figuras.

1.3 Importancia Económica.

El aumento de la demanda de energía en el mundo ha provocado la generación y aplicación de nuevas técnicas de explotación y producción de hidrocarburos en yacimientos convencionales. El

Proyecto Aceite Terciario del Golfo, es uno de los más importantes del país, ya que representa el 39% de la reserva total de hidrocarburos del país, es decir, 17.7 MMbpce (PEP, 2011).

El volumen original de la Cuenca de Chicontepec es de 81 mil millones de barriles de crudo, superior a los 38 mil millones del Activo Cantarell (casi 31 mil de ellos de Akal) y los 38 mil millones del Activo Ku-Maloob-Zaap (casi 18 mil de ellos son de Ku, Maloob y Zaap), es decir, que Chicontepec es más grande que la suma de nuestros principales campos productores (Rangel, 2012).

Dentro de los trabajos de explotación en Chicontepec a realizar, se estima la perforación y terminación de 12,096 pozos de desarrollo de 2011 a 2024 y realizar 9,227 reparaciones mayores a partir de 2011 hasta el 2046. También se espera la maximización del factor de recuperación mediante utilización de sistemas de recuperación secundaria como la inyección de agua, para contar en 2012 con la perforación de 74 pozos inyectoros y terminar en 2024 con un total de 4,884 pozos e igual número de terminación de pozos inyectoros durante el mismo período; éstos pozos inyectoros operarán con el agua extraída de 20 pozos costeros (PEMEX, 2011).

Por su parte en el campo Humapa, el volumen original de aceite es de 1,955.47 MMb y 725,19 MMMpc de gas, el factor de recuperación del aceite es del 9% y el 64% para el gas. Las reservas probadas de aceite son 159,042 MMb y 429,732 MMMpc de gas (Fig. 1.4). La producción acumulada es de 522.269 Mb de petróleo y 272,8 MMpc de gas, las reservas 2P restantes estimadas son 158.52 MMb de aceite y 429,46 MMMpc de gas (Tabla 1.1).

Área desarrollada por campo (Km ²)	Volumen original		Factores de recuperación		Producción acumulada		Reservas remanentes 2P	
	Aceite (MMbl)	Gas (MMMpc)	Aceite (%)	Gas (%)	Aceite (Mbl)	Gas (MMpc)	Aceite (MMbl)	Gas (MMMpc)
128	1,955.47	725.19	9.0	64.0	522.269	272.8	158.52	429.46

Tabla 1.1 Volúmenes originales, factores de recuperación y producción acumulada de aceite y gas del Campo Humapa (PEMEX, 2012).

Reservas 1 de enero de 2012	Aceite (mmb)	Gas (mmmpc)
1P	12.4	18
2P	158.5	429.5
3P	206.9	557.3
	Aceite (mmb)	Gas (mmmpc)
Producción acumulada al 30 de junio de 2012	0.522	0.273
	Aceite (mbd)	Gas (mmpcd)
Producción, junio de 2012	1.17	2.1
	Aceite (mmb)	Gas (mmmpc)
Recursos prospectivos	101	234
Área	128 km ²	
Número de pozos	42	
Pozos operando	30	
Pozos cerrados	8	
Tipo de hidrocarburo	27° API	
Campos	Coyol y Humapa	
Fecha de descubrimiento	14/03/1956	
Coordenadas	20 43 0.00 N	97 52 0.00 W
	20 43 0.00 N	97 44 0.00 W
	20 38 0.00 N	97 44 0.00 W
	20 38 0.00 N	97 52 0.00 W

Fig. 1.4 Reservas de Hidrocarburos del Campo Humapa (PEMEX, 2012).

En este sector la explotación comercial del petróleo se inició en junio de 2009 con una producción asociada a depósitos del Terciarios. La producción máxima alcanzada fue de 1.274 KBPD de petróleo en enero de 2012, alcanzando valores de presión de saturación que oscilan entre 157 y 201 Kg/cm². Actualmente la presión promedio oscila entre 148 a 197 Kg/cm² (Fig.1.5).

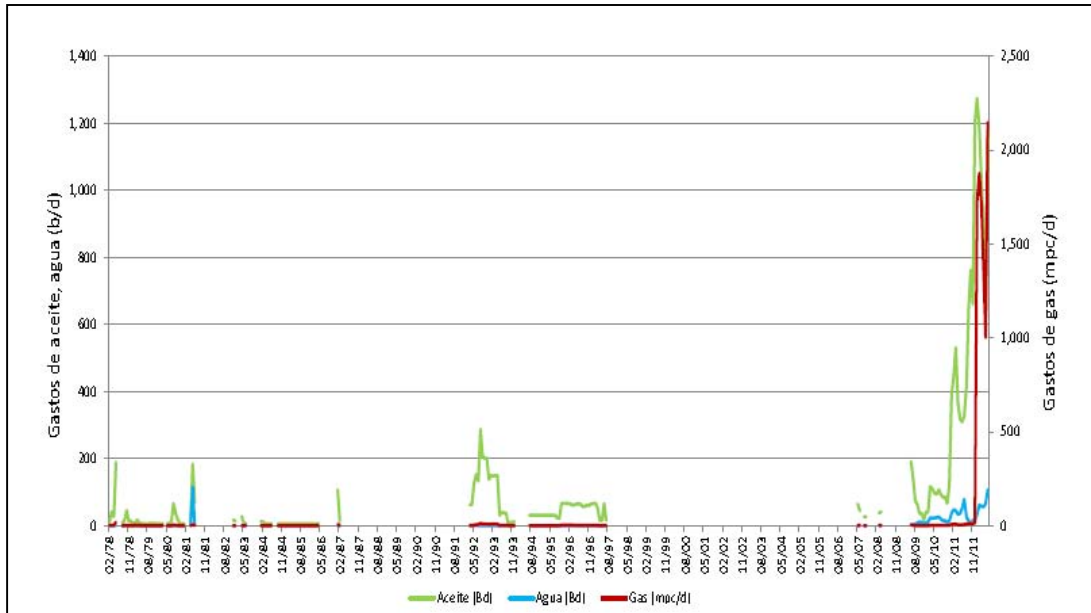


Fig.1.5 Historial de producción del Campo Humapa, donde se puede observar que la explotación comercial del sector.

Debido a estas cifras de producción, es de importancia económica, por lo que se requiere del desarrollo y administración de tecnologías especializadas que incrementen significativamente la productividad por pozo y permitan reducir los costos al mínimo.

1.4 Desafío Tecnológico

Debido a las características petrofísicas complejas de la litología presente en la cuenca, es necesario contar con tecnologías avanzadas para estimular el yacimiento y lograr la máxima producción de aceite. Las formaciones en este campo son muy compactas y de baja permeabilidad, por lo tanto es necesaria la utilización repetitiva de herramientas especiales para comenzar la producción comercial del aceite. Los principales problemas que presenta Chicontepec al momento de la explotación de hidrocarburos son los siguientes:

- Baja productividad y alta declinación al inicio de la explotación de los pozos, lo que origina bajos volúmenes recuperados de hidrocarburos por pozo.
- Bajos factores de recuperación 5-9 por ciento, por lo que será necesario la implantación de mantenimiento de presión y sistemas artificiales de producción.
- Gran dispersión operativa (3,750 km²), por lo que se requiere automatizar y optimizar la operación de instalaciones de producción a mínimo costo (Camacho Velázquez, 2009).

Por lo tanto, el desarrollo tecnológico requiere de un estudio de ingeniería a fondo de la Cuenca que requerirá de un mejoramiento en el modelado geológico y petrofísico en la toma de información, mejoramiento de las imágenes sísmicas; analizar los modelos petrofísicos asociados a la distribución de facies, modelos geomecánicos y sedimentológicos a nivel de microfacies, así como la caracterización geológica de sistemas turbidíticos; también es necesario conocer la distribución de heterogeneidades, la continuidad y conectividad de cuerpos arenosos y el modelado integrado de datos a diferentes escalas: Datos sísmicos, tomografía entre pozos, registros geofísicos, núcleos (Camacho Velázquez,2009).

El desafío tecnológico está encaminado hacia la Administración de Proyecto que debe evaluar a cada uno de los yacimientos por separado e implementar técnicas de producción no convencionales, principalmente fracturamientos hidráulicos de forma masiva, que a su vez requerirá la perforación y terminación de una gran cantidad de pozos que presenten fracturas hidráulicas; asimismo, se requiere de un programa agresivo de pruebas piloto para evaluar los métodos de recuperación combinados, además de gente especializada en temas de yacimientos.

1.5 Complejidad del Yacimiento.

La cuenca de Chicontepec es una cuenca sedimentaria rellena de sedimentos terrígenos turbidíticos depositados en un ambiente marino profundo, formado por un conjunto de abanicos submarinos de edad Paleoceno-Eoceno Inferior. Los sedimentos arenosos de la Formación Chicontepec tienen su procedencia de las sierras occidentales, de la plataforma de Tuxpan al oriente que fueron depositados dentro de una serie de abanicos submarinos. Los depósitos de abanico del Paleoceno Inferior fueron erosionados en la mayor parte de la cuenca durante el Eoceno Temprano. Una gran discordancia regional en el límite del Eoceno Inferior corresponde a lo que se conoce como el Paleocanal de Chicontepec. Las arenas que contienen petróleo en el Campo Chicontepec están presentes debajo de esta discordancia, en la porción norte y central de la cuenca, pero están sobre la discordancia en la parte suroriental (Cheatwood y Guzmán, 2002).

Las turbiditas fueron depositadas en aguas profundas en un paleocañón submarino donde se encuentran abanicos submarinos y zonas de derrumbes con foraminíferos bentónicos, algunos restos carbonizados de plantas que presentan una laminación paralela y cruzada. La estratigrafía está compuesta por una alternancia bien cementada de areniscas calcáreo-arcillosas, lutitas y

calizas de color gris oscuro; También contiene horizontes de conglomerado, con alto contenido de cuarzo y calizas. Petrográficamente el Paleocanal se compone de rocas de grano muy fino a medio y, en ocasiones, litarenitas, que contienen fragmentos de carbonato lítico (fragmentos de mudstone), cuarzos monocristalinos, plagioclasas y algunos esquistos. Los principales cementos autigénicos son clorita, caolinita, calcita y ankerita. Las facies descritas a partir de muestras de núcleo se ajustan con las microfacies obtenidos a partir de secciones delgadas donde el valor de la permeabilidad va desde 0.1 hasta 400 mD, y valores de porosidad alrededor del 5%. El tipo de porosidad es principalmente intergranular y por fracturas.

El análisis de los registros geofísicos, tales como el de resistividad y de pared de pozo, nos permitieron interpretar las facies así como analizar las características petrofísicas que conforma al modelo geológico (Estrada-Baker Hughes, 2010).

El espesor estratigráfico de la Formación Chicontepec en el paleocañón es muy variable, dependiendo de la ubicación del área considerada, ya que en la porción norte el espesor es del orden de 100 m únicamente, en tanto que en su extremo occidental se han llegado a definir espesores de 700 y hasta 2000 m. Estas secuencias sedimentarias presentan cambios litológicos laterales y verticales rápidos, que los ubican como yacimientos discontinuos, aislados y de formas irregulares, difíciles de ubicar con exactitud y con costos de producción altos.

Debido a que la geología es muy compleja, resultado de depósitos turbidíticos que provocaron su heterogeneidad y con un sistema de fallas laterales que desplazan bloques, se cuenta con todo tipo de aceite en la cuenca: ligero, intermedio y pesado. Lo que representa un buen escenario para la explotación de hidrocarburos del yacimiento.

1.6 Área de Oportunidad.

Como parte del Proyecto Aceite Terciario del Golfo (ATG), la Cuenca de Chicontepec se ha dividido en 8 sectores donde se tienen 29 campos petroleros, los cuales se ubican en una zona que comparten los estados de Veracruz y Puebla y comprenden un total de 15 municipios. Las dimensiones promedio de la Cuenca de Chicontepec son 123 km de largo y 25 km de ancho con una superficie aproximada de 11,300 km² (Fig.1.5).

Los 29 campos del proyecto son: Sábana Grande, Gallo, Coyula, Tenexcuila, Amatitlán, Agua Fría, Pastoría, Ahuatepec, Corralillo, Tlacolula, Cacahuatengo, Escobal, Coyotes, Palo Blanco, Coapechaca, Horcones, Agua Nacida, Tajín, Sitio, Coyol, Furbero, Aragón, Miquetla, Presidente Alemán, Soledad, Humapa, Remolino, Soledad Norte y Miahuapan.

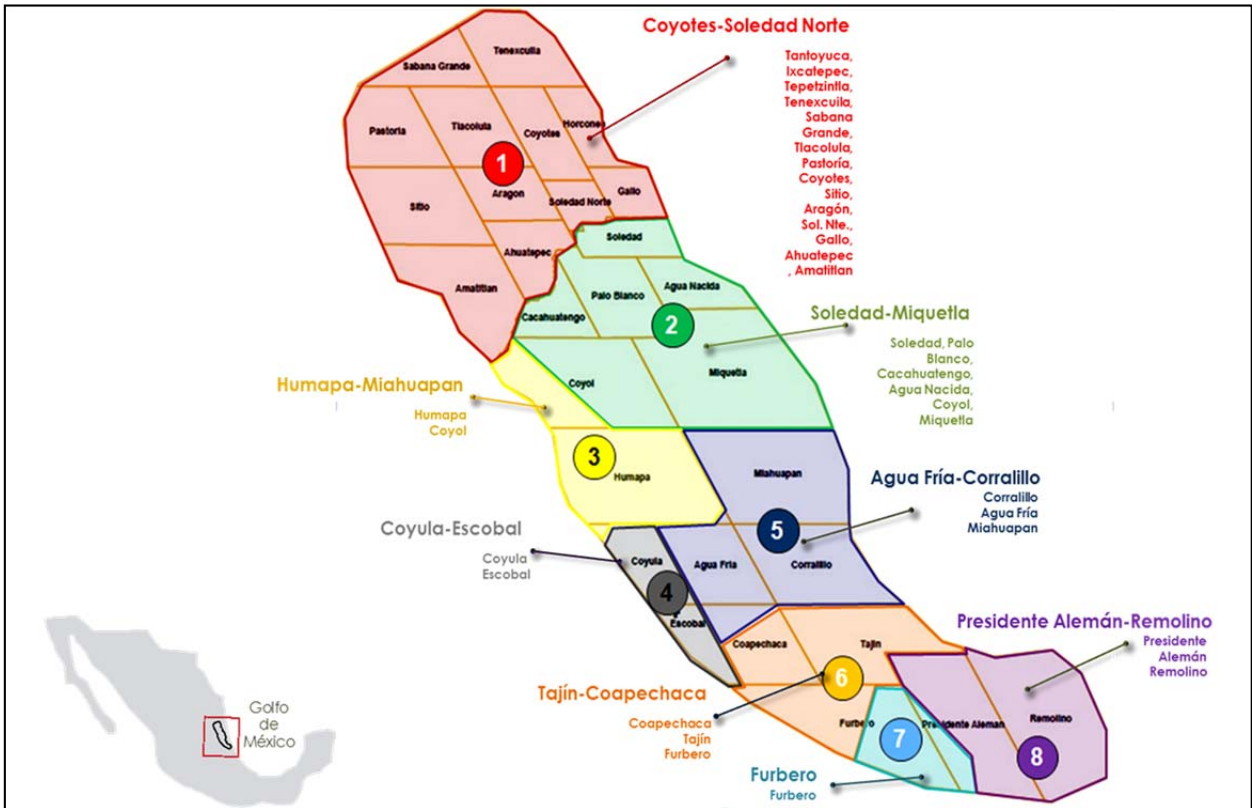


Fig. 1.5 Ubicación de los sectores del proyecto ATG.

Los sectores 1, 3 y 4 que corresponden a los campos Coyotes-Soledad Norte, Humapa-Miahuapan y Coyula-Escobal que se encuentran en la etapa de caracterización y desarrollo tecnológico. Los sectores 2, 6, 7 y 8 que corresponden a Soledad-Miquetla, Tajín-Coapechaca, Furbero y Presidente Alemán- Remolino se encuentran en estado de desarrollo y optimización, mientras que el Campo Agua Fría-Corralillo se encuentra en etapa de caracterización inicial. Adicionalmente se incrementó recientemente el área de interés petrolero con dos extensiones una al norte y otra al sur de la cuenca.

Cabe mencionar que la forma de los polígonos no justifica la condición geológico-petrolera, ya que existen condiciones geológico-petroleras similares en algunos sectores de la cuenca.

El área de interés que se evaluó en este trabajo corresponde al Campo Humapa

Ubicado en la porción centro-occidental del Paleocañón de Chicontepec en las localidades de Francisco Mena, Castillo de Teayo, Ixhuatlán de Madero y Pantepec.

Como parte de la información disponible para el Campo Humapa, se cuenta con secciones sísmicas 3D analizadas en el software Petrel 2011 (Fig.1.6), registros geofísicos de rayos gama y resistividad profunda, y algunos datos de producción del campo.

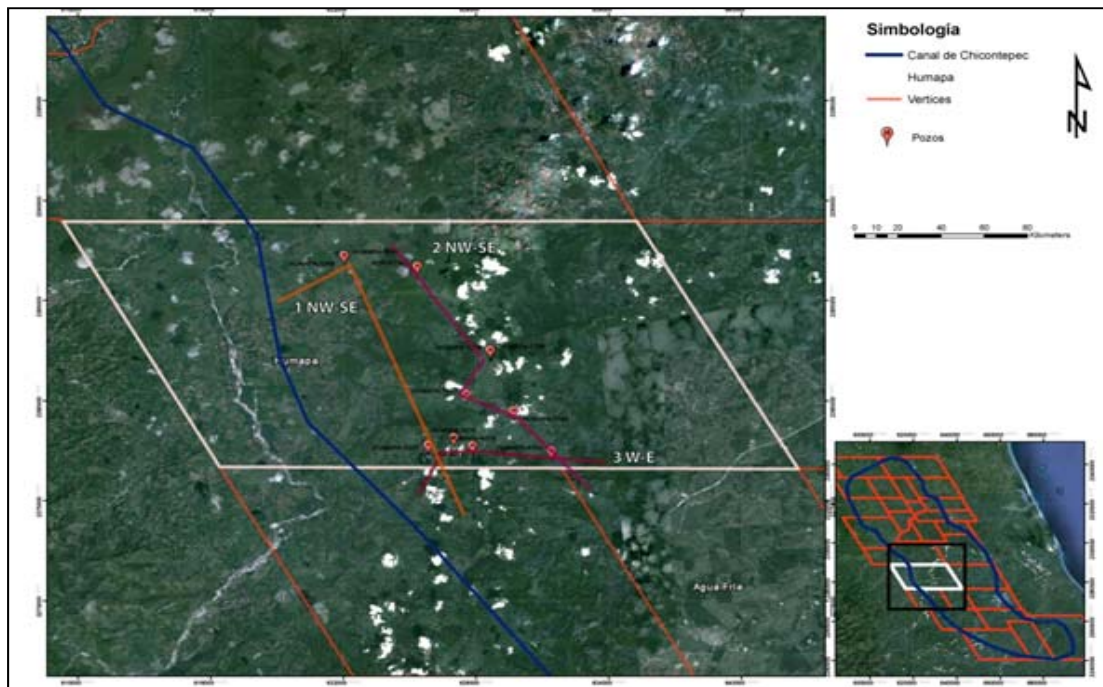


Fig. 1.6 Ubicación de las secciones sísmicas utilizadas del Campo Humapa (CNH-UNAM, 2012).

1.7 Estado del Arte (Antecedentes).

La Cuenca de Chicontepec fue identificada en 1926 y en 1931 se descubre el primer campo, cuando las compañías "El Águila" y "Stanford" perforaron pozos en rocas del Cretácico, descubriendo hidrocarburos provenientes de areniscas de la cuenca de Chicontepec.

En 1935 se explotó comercialmente el primer pozo en el área de Chicontepec, con el pozo Poza Rica No. 8, el cual fluyó de forma intermitente debido a sus características petrofísicas de la formación.

En 1952 inicia la explotación de hidrocarburos en el área de Presidente Alemán, posteriormente entre 1952 y 1963 se descubren manifestaciones de hidrocarburos en formaciones arcillo-

arenosas del Terciario en el área de los Campos Poza Rica y Cerro Azul, pero debido a su baja permeabilidad no se consideró rentable su explotación (Gonzales y Cruz, 2000).

El Campo Humapa fue descubierto en marzo de 1956 con la perforación del pozo Humapa-1, que correspondía a las formaciones de Chicontepec Medio e Inferior, durante una prueba de presión donde se tuvo baja producción se recuperó el lodo viscoso y se decidió taponear el pozo.

Hacia los años setentas se intensificó la perforación hacia el Campo Soledad, donde los pozos tenían interés en las areniscas del Grupo Chicontepec y en la Formación Tamabra; se realizaron reparaciones mayores e intervenciones en pozos someros con objetivo Eoceno Inferior, los cuales eran de baja productividad y de bajo costo de perforación (Narváez, 2011).

El primer pozo productor del Campo Humapa fue el Bornita-1, perforado en abril de 1977, con un gasto de 189 bpd, 0% de agua y RGA $100 \text{ m}^3/\text{m}^3$ de la formación Chicontepec Medio; más tarde en septiembre de 1977 se perforó el pozo Humapa-1D, donde la producción venía de la formación Chicontepec medio obteniendo un gasto de 57 bpd, 0% de agua y RGA $100 \text{ m}^3/\text{m}^3$.

Para 1978, PEMEX contrató a la compañía "DeGoyler and MacNaughton" para tomar registros geofísicos en pozos exploratorios, evaluara los volúmenes originales de gas y aceite de la Cuenca de Chicontepec y con el objetivo corroborar el volumen de reservas. Desde entonces, varias empresas han evaluado estos volúmenes, todas ellas coincidiendo en la gran cantidad de hidrocarburos que se localizan en esta zona.

En la primera etapa del Proyecto Chicontepec, la producción de aceite aumento de 2.5 Mbpd a 14.3 Mbpd mediante la perforación de 300 pozos en los Campos Horcones, Soledad, Aragón y Coyotes. En el periodo de 1983 a 1991 se perforaron 228 pozos de desarrollo en los campos Agua Fría y Tajín, con la finalidad de contrarrestar la declinación de producción de 14.3 a 9.8 Mbpd.

De 1992 a 2001 se observó un declive de producción de hasta un 50%, obteniendo una producción de aceite de 17.8 mbpd, al final del periodo. De 2002 a 2006 se reinicio la perforación en los Campos Agua Fría, Coapechaca y Tajín, alcanzando un incremento de 27.2 mbpd de producción (Fig. 1.7).

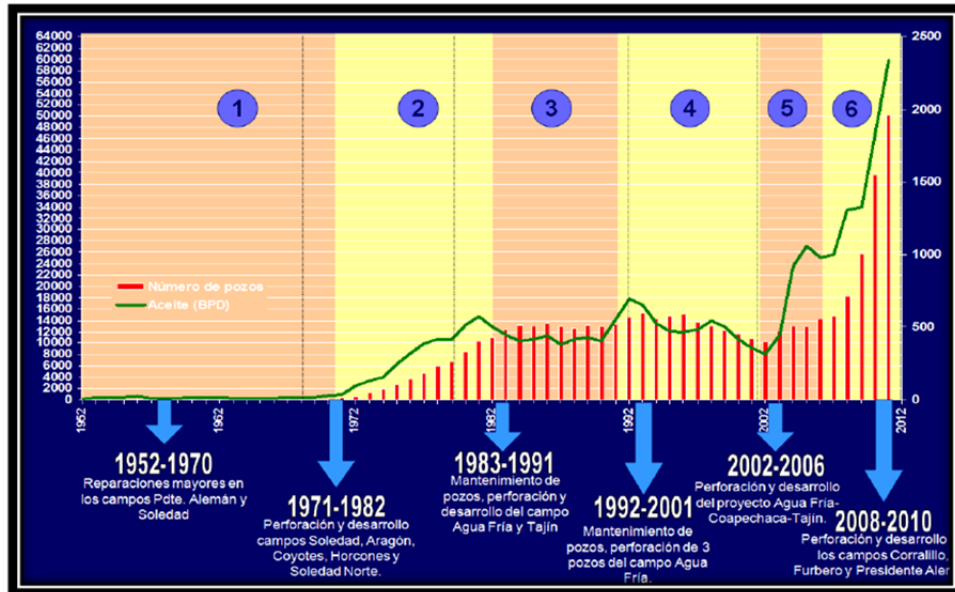


Fig. 1.7 Historial de Producción del Proyecto Chicontepec (Narváez, 2011).

A partir de 2006 PEMEX-PEP asigna un nuevo nombre al proyecto de la Cuenca de Chicontepec, denominándola: “Aceite Terciario del Golfo” (ATG). Siendo este uno de los proyectos con mayor inversión histórica del país, cuyo objetivo sería la perforación masiva de pozos para lograr altos niveles de producción de aceite. Fue entonces que se reestructuraron administrativamente los 29 campos y miles de yacimientos existentes del Paleocanal en 8 sectores. Solo los sectores 3 (campos Coyotes, Horcones, Soledad Norte, Gallo, Soledad, Palo Blanco y Agua Nacida) y 7 (campos Agua Fría, Corralillo, Coapechaca y Tajín) se encontraban en desarrollo; por su parte en Agua Fria se realizaron estudios iniciales para implementar un mantenimiento de presión en dicho campo.

Al final del año 2007, con la nueva administración del proyecto se llegó a una producción de 30 mbpd. La estrategia inicial del Activo se caracterizó por una gran actividad de perforación y terminación de pozos del 2008 al 2010, representando una gran inversión, cerrando el 2010 con una producción de 44.8 mbpd.

Para el año 2010 en el Campo Humapa se reanudaron las actividades de operación y mantenimiento, también se realizaron reparaciones menores en pozos de los Campos Coyotes y Horcones; el gasto promedio de los pozos antes de la reactivación en abril de 2010 fue de 20 bls para 79 pozos en operación, con un promedio 1,750 bpd de un mes. Entre 2011 y 2012 se

perforaron tres pozos horizontales en la zona, el Coyotes-423D y Coyotes-276D (Fig.1.8), obteniendo gastos de producción de 400 y 318 bpd respectivamente con densidades que van de los 37 a los 28 °API. Actualmente, el gasto promedio de producción de Humapa es de 30 bpd, en 110 pozos en operación, obteniendo una producción promedio mensual de 3,300 bpd.

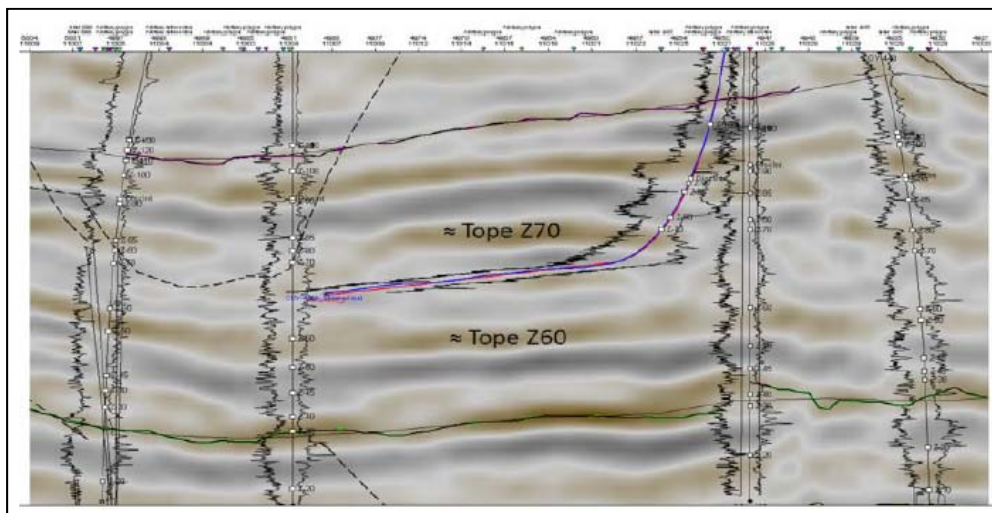


Fig. 1.8 Sección Sísmica del Pozo Horizontal Coyotes-423D (PEMEX, 2012).

Para el 2012 en la Cuenca de Chicontepec se alcanzó en el mes de enero un promedio diario de producción de 63 mil 313 barriles y se logró llegar a su máximo histórico de 65 mil 300 barriles en un día, resultado de la innovación tecnológica, así como de las iniciativas orientadas a la reducción de costos y la implementación de las mejores prácticas operativas que se aplican en Petróleos Mexicanos.

2. MARCO GEOLÓGICO GENERAL.

La Cuenca de Chicontepec está compuesta por una plataforma estrecha, por una zona de talud y por el Paleocanal de Chicontepec; es una antefosa con depositación de sedimentos arcillo-arenosos de ambiente turbidítico con una marcada asociación faunística de aguas profundas (Cabrera, C y Lugo, 1984).

El Paleocanal de Chicontepec es una depresión alargada, ubicada de noroeste a sureste, originada por la combinación de eventos tectónicos y erosivos. Se rellenó con materiales sedimentarios marinos en ambientes turbidíticos de aguas profundas; en algunos lugares su espesor es de 2700 m. La columna geológica está integrada por conglomerados, areniscas, limolitas y lutitas, con edades que van del Paleoceno al Eoceno Temprano. Sus características geológicas son complejas debido a que no hay distribución uniforme en el relleno sedimentario del Paleocanal.

Este sistema sedimentario fue originado por el relleno de materiales de corrientes submarinas que circularon paralela y perpendicularmente a los márgenes de la Sierra Madre Oriental y a la plataforma de Tuxpan; se encuentra en contacto en su porción sur con las secuencias sedimentarias comprendidas desde Jurásico al Paleoceno, en contraste, en la porción norte las rocas afectadas por la erosión son a partir del Paleoceno. Se presentan 3 discordancias que separan a las unidades del Paleoceno-Eoceno. El relleno de esta depresión se llevó a cabo en el Paleoceno y Eoceno inferior, por corrientes submarinas que transportaron y depositaron más de 1000 m de sedimentos turbidíticos, representados por alternancia de areniscas y lutitas ricas en fauna mezclada y retrabajada de plataforma y cuenca, de diferentes edades (Cabrera, C. y Lugo, 1984). Los fósiles más representativos del Eoceno Inferior son biozonas típicas como *Globorotalia wilcoxensis Bolli* y *Globorotalia rex Bolli*.

El origen del Paleocanal de Chicontepec ocurrió a fines del Cretácico y a principios del Paleoceno, posteriormente ocurrió el relleno sedimentario por corrientes submarina de sedimentos procedentes de rocas del Paleoceno, Cretácico y Jurásico. El paleocanal se rellenó de sedimentos arcillosos y arenosos en forma alternada, cubriendo un área de 123 km de longitud por 25 km de amplitud, lo que dio lugar a trampas estratigráficas y mixtas localizadas a profundidades que varían desde los 800 m en la porción norte, hasta alrededor de los 2500 m en la porción sur, cerca de Tecolutla, Veracruz.

2.1 Sedimentología.

La Sedimentología consiste en el estudio de los sedimentos, considerando su génesis, distribución y ambiente sedimentario. Los Sedimentos son los depósitos de materiales transportados como sólidos o en solución que se forman en la superficie de la tierra y en el fondo del mar. La columna sedimentaria de la provincia petrolera Tampico-Misantla se encuentra sobre un basamento constituido por rocas ígneas y metamórficas que subyace discordantemente a la Formación Huayacocotla del Liásico en la porción occidental y centro del área, a la Formación Cahuasas en la porción oriental y sur de la cuenca y a la Formación Huizachal del Triásico en las áreas adyacentes al Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental.

La columna sedimentaria de la provincia comienza con la acumulación de conglomerados y lechos rojos de la Formación Huizachal del Triásico Tardío; sobre los cuales se depositaron sedimentos de la Formación Huayacocotla. La Formación Huayacocotla tiene dos miembros, el inferior está constituido por conglomerados, areniscas, limolitas y lutitas que fueron transportados por corrientes de alta energía y depositadas como avalanchas de escombros, en ambiente fluviales y lacustres, indicando el inicio del relleno de las fosas; contiene fósiles ammonites y una gran cantidad de restos leñosos (madera), lo cual hace suponer de un ambiente marino poco profundo y próximo a la costa. El miembro superior está formado por areniscas, limolitas, lutitas y conglomerado y se caracteriza por plantas fósiles continentales como las cicadofitas por lo que se sugiere un ambiente de tipo fluvial (Cantú-Chapa, 1971).

La depositación de los sedimentos relacionados con la apertura del Golfo de México durante el Jurásico Medio, inicia con una secuencia conformada por sedimentos continentales constituidos por conglomerados, areniscas y lutitas de color rojizo depositados por corrientes aluviales en fosas durante el Bathoniano, los cuales presentan mayores espesores en los depocentros de los synrift y se adelgazan hasta acuñarse contra los altos de basamento sobre el cual descansan discordantemente. Sobre estos sedimentos continentales se depositaron calizas oolíticas y bioclásticas del miembro inferior de la Formación Huehuetepec que marcan el inicio de una secuencia transgresiva. Durante el Calloviano, una transgresión marina más extensa, estableció un ambiente de plataforma abierta representada por la Formación Tepexic que está constituido por packstone y grainstone de oolitas que gradúan verticalmente a sedimentos calcáreo-arcillosos de aguas profundas de la Formación Santiago, que corresponde a una de las secuencias generadoras de hidrocarburos en la cuenca.

La paleotopografía existente durante el Kimmeridgiano continua el depósito de sedimentos de aguas profundas en los depocentros y en los altos de basamento se desarrollaron plataformas con depósitos de cuerpos formados por grainstone oolíticos, bioclastos con fragmentos de algas y corales de la Formación San Andrés en los bordes, que cambian lateralmente hacia el interior a facies lagunares constituidos por calizas de bioclastos, miliólidos y pellets principalmente. El depósito de la Formación San Andrés se llevó a cabo en un ambiente de alta energía posiblemente sobre una plataforma tipo rampa, formando una franja de bancos oolíticos en las partes estructurales más altas que cambian lateralmente a facies arcillosas de mar abierto en los depocentros de la cuenca donde se depositaron los sedimentos de las Formaciones Chipoco y Tamán de ambientes de rampa media a externa respectivamente (Fig 2.1).

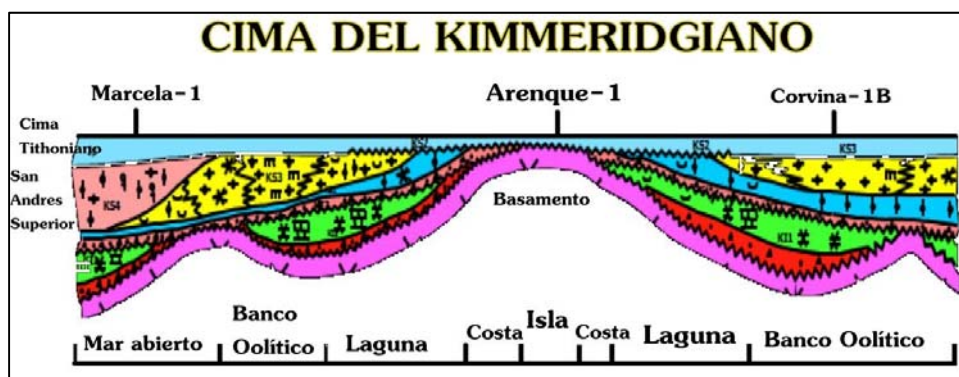


Fig. 2.1 Modelo Paleoambiental del Kimmeridgiano (PEMEX, 2010).

La Formación Tamán se caracteriza por una secuencia de lutitas calcáreas carbonosas y limolíticas con radiolarios calcificados y silicificados, sacocómidos y estomiosféridos, prevaleciendo condiciones anaeróbicas en la cuenca. La Formación Chipoco, se caracteriza por una alternancia de caliza (grainstone) y lutitas calcáreas, o bien areniscas calcáreas con intercalaciones de lutitas calcáreas arenosas. La Formación San Andrés se encuentra representada por facies de calizas oolíticas con fragmentos biógenos de algas, moluscos y restos de equinodermos. Las formaciones San Andrés, Chipoco y Tamán sobreyacen en forma concordante y progradante a la secuencia del Oxfordiano. Una nueva transgresión provoca que las facies de la Formación Tamán cubran a las formaciones Chipoco y San Andrés, para pasar posteriormente en el Tithoniano a las facies de la Formación Pimienta. Sus espesores comúnmente delgados van entre los 300 a 500 m en la porción central de la cuenca y de 500 m en la porción sur.

El depósito de calizas carbonosas de ambiente de cuenca profunda de la Formación Tamán termina a principios del Tithoniano, que cambia gradualmente a una secuencia de calizas de

estratificación delgada con capas y lentes de pedernal negro, con abundante materia orgánica, radiolarios calcificados y silicificados, estomiosféridos y sacocómidos, de ambiente pelágico definido principalmente por especies de amonitas (Cantú-Chapa, 1971), pertenecientes a la Formación Pimienta; estos depósitos cambian transicionalmente hacia algunas porciones de la Plataforma de Tuxpan a sedimentos bioclásticos someros y siliciclásticos costeros de la Formación La Casita, la cual consiste de una unidad basal de limolitas, areniscas y conglomerados calcáreos.

Toda la secuencia comprendida del Jurásico Medio al Tithoniano corresponde a un sistema transgresivo de segundo orden con espesores mayores en los depocentros con reducción y acuñamiento en los altos de basamento, con una superficie de máxima inundación en la secuencia de calizas arcillosas con intercalaciones de bandas de pedernal de la Formación Pimienta del Tithoniano. Sobre esta secuencia, se encuentra el miembro calcarenítico de la Formación Tamaulipas Inferior constituido por capas de packstone-grainstone oolíticos, bioclásticos e intraclásticos y calizas pelágicas del Berriasiano-Valanginiano. Estas rocas son sobreyacidas por un sistema transgresivo que depositó calizas arcillosas del miembro bentonítico de la Formación Tamaulipas Inferior, que a su vez pasan gradualmente a calizas pelágicas menos arcillosas del miembro de calizas crema como parte de un sistema de nivel alto. Una nueva transgresión deposita calizas arcillosas del "Horizonte Otates" sobre la Formación Tamaulipas Inferior al final del Aptiano.

A partir del Albiano y hasta el Cretácico Tardío, se deposita una secuencia tectonoestratigráfica de margen pasiva. Durante el Albiano-Cenomaniano se formó la Plataforma de Tuxpan que es una gran plataforma aislada con bordes muy pronunciados constituidos por cuerpos arrecifales, y sus respectivos cambios laterales de talud y cuenca (Fig.2.2). Los espesores mayores de esta secuencia se encuentran precisamente en los bordes arrecifales los cuales se van reduciendo lateralmente hacia las facies de talud y cuenca que bordean la plataforma y que constituyen las unidades litoestratigráficas pertenecientes a las formaciones Tamabra y Tamaulipas superior respectivamente (PEP, 2010).

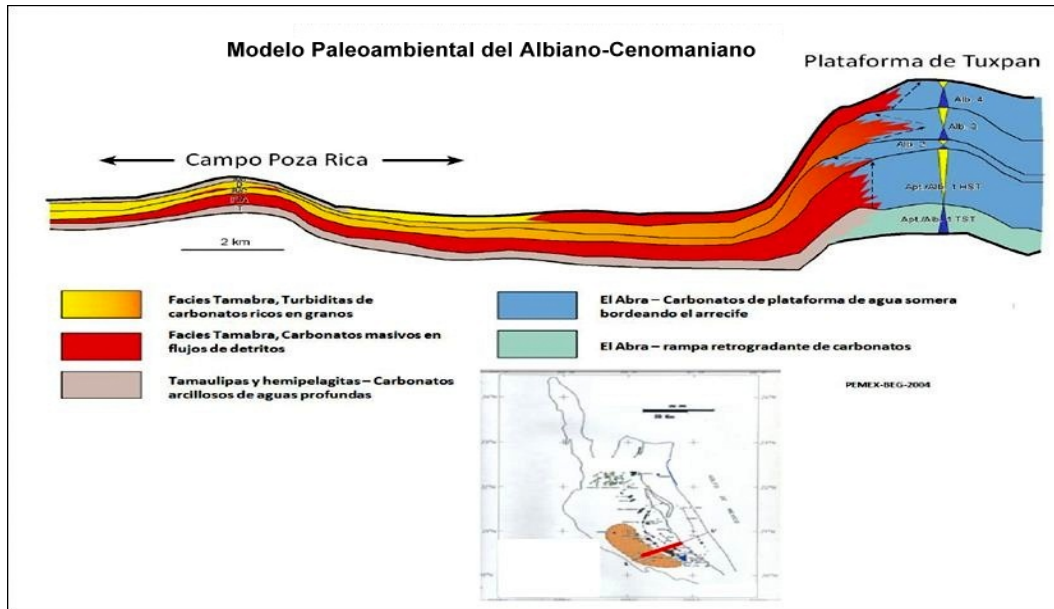


Fig. 2.2 Modelo Paleambiental del Albiano- Cenomaniano (PEMEX, 2010).

En el Albiano temprano predominó la agradación vertical y se desarrollaron grandes plataformas carbonatadas de márgenes muy inclinadas, como la Plataforma de Tuxpan donde se acumularon calizas someras de la Formación El Abra que constituyen la parte principal de la plataforma, los flujos de escombros y turbiditas carbonatadas de la Formación Tamabra corresponden a las facies del talud. Las facies de la Formación Tamabra pasan lateralmente hacia la cuenca a calizas pelágicas que corresponde a la Formación Tamaulipas Superior (Blair, 2000)

A finales del Cenomaniano y principios del Turoniano un pulso transgresivo originó un incremento del nivel del mar por lo que se ahogó gran parte de la Plataforma de Tuxpan y permitió el depósito de calizas arcilloso-carbonosas y lutitas calcáreas de la Formación Agua Nueva. En la parte final del Cretácico la mayor parte de la cuenca prevaleció el depósito de calizas bentoníticas y lutitas de ambiente de cuenca, correspondientes a las Formaciones Agua Nueva, San Felipe y Méndez.

Durante el Paleoceno se tuvo un cambio muy fuerte en la sedimentación de rocas calcáreas de aguas profundas a sedimentos terrígenos, como consecuencia de la deformación y plegamiento del Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental y el basculamiento al oriente de la Plataforma de Tuxpan, lo que provocó la formación de la Cuenca de Chicontepec donde ocurrió la depositación de una secuencia tectonoestratigráfica típica de antifosa donde se depositan gruesas secuencias constituidas por areniscas y lutitas de tipo turbidítico que se acuñaban hacia el oriente contra la Plataforma de Tuxpan, que hasta el Eoceno medio estuvo actuando como una barrera

paleotopográfica. Dicha tectonosecuencia está conformada por las unidades litoestratigráficas: Velasco, Chicontepec Inferior, Chicontepec Medio y Chicontepec Superior (Blair, 2000).

Durante estas épocas, se produce un incremento en la depositación de sedimentos turbidíticos y se incrementa la formación de cañones submarinos con sus correspondientes abanicos submarinos. Este importante aporte de volúmenes de sedimentación se relaciona con el descenso del nivel del mar y el levantamiento de la porción occidental de la cuenca favoreciendo la transferencia de material terrígeno por los cañones submarinos. Los flujos de algunos de estos sistemas de canales llegaron a chocar con el borde occidental de un elemento topográfico alto que formaba la Plataforma de Tuxpan desviándose hacia el sur formando complejos de lóbulos y de canales orientados NW-SE, constituyendo el denominado Paleocañón Chicontepec (Fig. 2.3). De manera contemporánea hubo aportes desde occidente, procedentes de la Sierra Madre Oriental y del oriente, procedentes de la Paleo-Plataforma de Tuxpan.

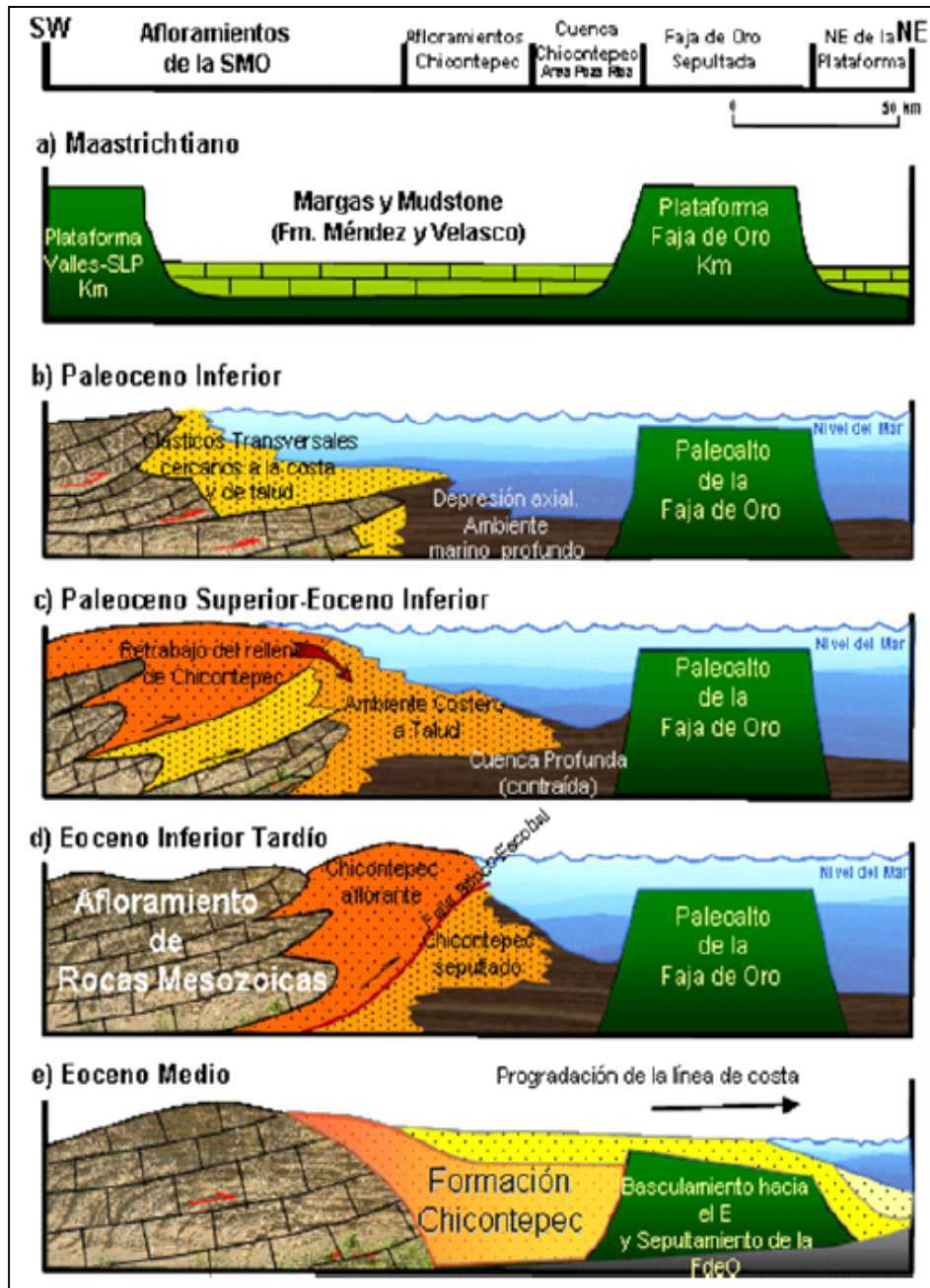


Fig. 2.3 Modelo sedimentario que muestra la evolución del Paleocañón de Chicontepec (Blair, 2000).

2.2 Estratigrafía.

La columna estratigráfica completa del subsuelo de la Cuenca de Chicontepec se compone de 20 formaciones geológicas, las cuales son 3 del periodo Jurásico (Formaciones Taman, Pimienta, San Andrés), 7 del Cretácico (Formaciones Tamaulipas Inferior, El Abra, Tamaulipas Superior, Tamabra, Agua Nueva, San Felipe, Méndez) y 10 del Cenozoico (Formaciones Velazco, Grupo Chicontepec,

Aragón, Guayabal, Tantoyuca, Chapopote, Alazán, Horcones, Palma Real Inferior y Palma Real Superior) que representan la estratigrafía de la cuenca; aunque específicamente, la Cuenca de Chicontepec se rellenó de la secuencia del Grupo Chicontepec y la Formación Aragón (Fig. 2.4).

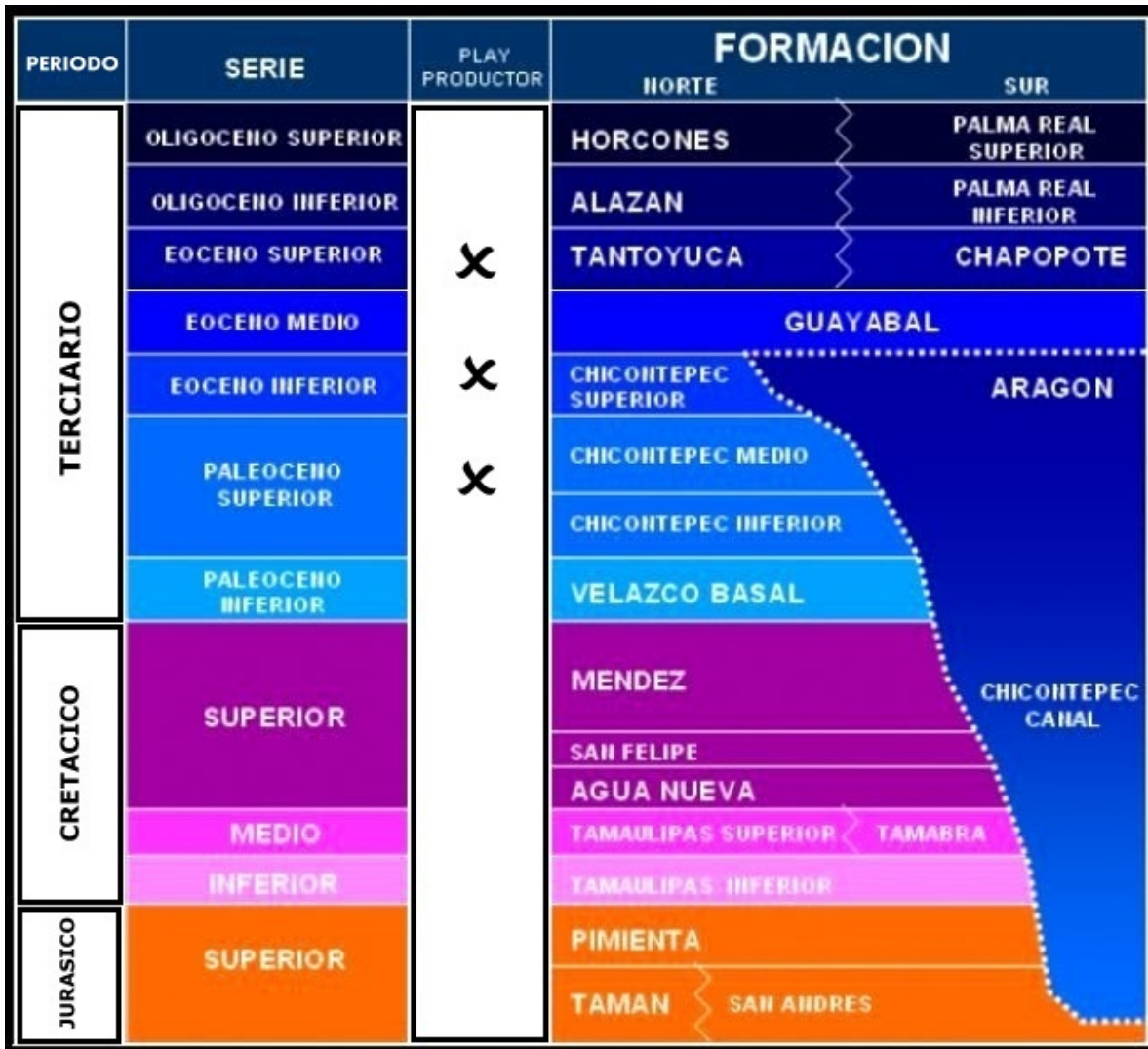


Fig. 2.4 Columna estratigráfica de la Cuenca de Chicontepec (Mayol, 2005).

A continuación se describen las características generales de cada formación de la columna estratigráfica de la Cuenca de Chicontepec relacionadas con el sistema petrolero:

2.2.1 Periodo Jurásico.

Formación Taman. Es una secuencia bien estratificadas de calizas microcristalinas de color negro, de grano fino con estratos de 40 a 50 cm de espesor, con intercalaciones de lutita negra de 10 a 15 cm de espesor con tonos rojizos por intemperismo (Nava, 2001).

Formación San Andrés. Está representada por grainstone de oolitas, peletoides, bioclásticos e intraclastos. Campa en 1970, la describe como calcarenitas porosas, con cambio de facies de calizas micríticas a calizas calcareníticas, en lentes o franjas.

Formación Pimienta. Se compone de una secuencia de calizas de color gris oscuro en capas delgadas con bandas de pedernal, también cuenta con calizas mudstone-wackestone y calizas arcillosas de color negro a gris oscuro intercaladas con capas delgadas de lutitas calcáreas y lutitas laminares negras, con abundante materia orgánica; contiene lentes de pedernal negro (Nava, 2001).

2.2.2 Periodo Cretácico.

Formación Tamaulipas Inferior. Se compone de calizas wackestone y mudstone de color gris y gris oscuro con microfósiles planctónicos; incluye lentes y bandas de pedernal gris oscuro a negro, además presenta intercalaciones de lutitas negras laminares con un espesor promedio de 400 m. En su parte basal contiene grainstone calcarenítico con oolitas, bioclásticos y peletoides, seguidos por un wackestone con horizontes bentoníticos, después se compone de wackestone grueso con oolitas, de color gris y disseminaciones de hematita.

Formación El Abra. Es una secuencia compleja de facies de plataforma, en la que se tienen depósitos de post-arrecife de laguna interna y de arrecife; en su facie lagunar se compone de una sección de mudstone a packstone de miliólidos y bioclásticos, color gris claro, con dolomías y evaporitas (Nava, 2001).

Formación Tamaulipas Superior. Consiste en calizas con un espesor de 60 a 400 m, de tipo mudstone a wackestone gris claro y café oscuro, con líneas estilolíticas; contiene bandas y lentes de pedernal y nódulos de hematita, con intercalaciones de lutitas, margas y delgados horizontes de tobas, además abundante disolución. Hacia la base contiene intercalaciones de estratos delgados de bentonita de color claro, verde y gris.

Formación Tamabra. Se constituye de rocas derivadas de organismos arrecifales, moluscos y rudistas; consisten de brechas intraformacionales con fragmentos de packstone y grainstone, mudstone de foraminíferos y dolomías microcristalinas.

Formación Agua Nueva. Consiste de una alternancia de mudstone, wackestone con nódulos y bandas de pedernal; contiene intercalaciones de lutitas carbonosas y cuerpos de margas bentónicas. Los estratos son delgados y medios en la base y laminares en la parte media y superior. Incluyen mudstone y calizas arcillosas, biógenas y bandeadas, wackestone gris claro con nódulos y bandas de pedernal negro.

Formación San Felipe. Consiste de mudstone y wackestone bentónicos, con escasos nódulos de pedernal; alterna con capas de lutitas color gris claro a gris verdoso, con material glauconítico.

Formación Méndez. Se compone de una secuencia de lutitas y margas de color gris y gris verdoso con espesores de 100 a 1000 m, que llegan a alternar con capas de bentonita blanca; incluyen calizas arcillosas de color gris, lutitas en parte bentónicas en capas delgadas (Nava, 2001).

2.2.3 Periodo Terciario.

Formación Velasco. Se compone de lutitas de color gris, verde, algunas capas son calcáreas y otras se componen de bentonita verde, con interestratificaciones de areniscas calcáreas en capas delgadas. Hacia la parte sur consiste de margas de color gris, gris-verde, con capas muy delgadas de bentonita, cenizas y arenas.

Grupo Chicontepec. Grupo estratigráfico ubicado al sureste de San Luis Potosí hasta Teziutlán Puebla, paralelo a la Sierra Madre Oriental. Nuttall dividió al Grupo Chicontepec en tres miembros: Chicontepec Inferior, Medio y Superior debido a su buena diferenciación que se puede hacer con sísmica y con micropaleontología (Contreras, 1979). El Grupo Chicontepec, el cual sobryace concordantemente con la Formación Méndez y subyacen a las secuencias arcillosas de las formaciones Guayabal y/o Aragón, se compone de una alternancia de areniscas arcillosas con limolitas y lutitas, de color gris verdosas con estratificación rítmica e intercalaciones delgadas de margas arenosas de color gris oscuro.

- **Formación Chicontepec Inferior.** Consiste principalmente de lutitas suaves, grises, ligeramente arenosas con tonos verdosos y pardos, con contenidos moderados de bentonita blanca y verde, intercaladas con areniscas arcillosas grises de grano fino (Pérez, 1990).

- **Formación Chicontepec Medio.** Se compone de lutitas compactas, masivas, color gris, sin estratificación visible y con láminas de areniscas calcáreas. En algunas partes se caracteriza por la presencia de fragmentos de caliza formando areniscas conglomeráticas, alternadas con areniscas oscuras de grano fino a medio, compactas y con restos de plantas (Nava, 2001).
- **Formación Chicontepec Superior.** Consiste de lutitas calcáreas de color gris claro a oscuro con 400 m de espesor promedio, de grano fino a medio con ligera impregnación de aceite residual en varias localidades. Contiene escasos horizontes de areniscas de color pardo oscuro, gris verdoso y verde oscuro, también con impregnaciones de aceite residual (Alemán, 1980).

Formación Aragón. Consiste de lutitas de color gris claro, gris oscuro y verdoso, con espesores de 80 a 325 m, se distingue por presentar estratificación marcada por laminación causada por intercalaciones de bentonita (Nava, 2001).

Formación Guayabal. Consiste de lutitas de color gris azul; con intercalaciones de areniscas de grano fino, a veces calcáreas; localmente contiene nódulos de siderita característicos de esta formación. En la parte sur se compone de conglomerados lenticulares con fragmentos de calizas del Cretácico, así como margas color verde olivo de estructura nodular, con intercalaciones de lutitas plásticas de color verde a café ligeramente arenosas.

Formación Tantoyuca. Se constituye por una secuencia arenoso-conglomerática, areniscas y conglomerados arenosos de grano grueso que varía a fino, con cementante calcáreo y algunas intercalaciones de lutita arenosa de color gris a gris oscuro; presenta también algunos conglomerados y brechas con fragmentos de calizas de diferentes colores, así como fragmentos de pedernal negro y areniscas, probablemente provenientes de la erosión del Grupo Chicontepec.

Formación Chapopote. En la base se compone de lutitas calcáreas verdes que intemperizan a amarillo, plásticas y arenosas; contiene también algunas capas delgadas de areniscas de grano fino con horizontes de lutitas, en algunas localidades presenta areniscas conglomeráticas con intercalaciones de lutitas grises y algunas capas de bentonita. El espesor varía de 80 hasta 800 metros (Nava, 2001).

Formación Alazán. Esta formación consiste en una serie de margas y lutitas de color gris a azul oscuro con espesores de 60 a 930 m, que intemperizan a color gris rojizo con intercalaciones de capas delgadas de areniscas.

Formación Horcones. Se compone de lutitas gris claro y gris oscuro, calcáreas con intercalaciones de areniscas de cuarzo finas y algunos estratos de conglomerados calcáreos, en capas de 10 a 15 centímetros de espesor, con intercalaciones de ceniza volcánica; también se encuentran conglomerados heterogéneos con fragmentos redondeados de calizas y dolomitas, con pedernal negro y en menor proporción fragmentos de rocas ígneas y areniscas calcáreas.

Palma Real Inferior. Se constituye por lutitas calcáreas de color amarillo café, intemperizadas y quebradizas, laminares y nodulares con intercalaciones de areniscas en capas delgadas de grano fino.

Palma Real Superior. Se conforma de lutitas grises, arenosas, bentoníticas, con intercalaciones de areniscas de cuarzo de grano fino, con cuerpos lenticulares de calizas coralinas con abundantes orbitoídes; contiene un horizonte de areniscas de cuarzo, de grano fino a medio; también se encuentran conglomerados al noroeste de Poza Rica (Nava, 2001).

2.3 Evolución Geológica Regional.

Los eventos geológicos que afectaron la Provincia Tampico-Misantla están relacionados con los eventos orogénicos ocurridos en la placa Norteamericana hace 800-1100 Ma en el Precámbrico Tardío, cuando se depositaron desde el Cámbrico hasta el Devónico, sedimentos en las cuencas sedimentarias, posteriormente sufrieron deformaciones, intrusiones y cambios de alta presión y temperatura originados por la Orogenia Taconiana. Posteriormente durante el Carbonífero y el Pérmico se realizó la sedimentación de la plataforma clástica y carbonatada, que evolucionó a ambiente de aguas profundas.

Posteriormente, otro proceso orogénico afectó a las unidades estratigráficas de la placa Norteamericana, originados por la Orogenia Apalachiana-Ouachita-Marathon generando esquistos de la región de Tampico-Misantla, Teziutlán -Acatlán en Puebla y de Nochistlán en Oaxaca. Se produjo actividad intrusiva Permo-Triásica para cerrar el ciclo de formación de la Pangea. En el Mesozoico, en el periodo Triásico inició la formación de fallas normales que originaron fosas

tectónicas que fueron rellenadas por material clástico continental, principalmente de la Formación Huizachal. Al momento de la fragmentación de la masa continental se generaron las cuencas intracontinentales donde se depositaron conglomerados, areniscas, lutitas y limolitas; al mismo tiempo se emplazaron lavas, diques y mantos de composición basáltica y andesítica; las localidades con rocas de origen continental del Triásico se encontraron en los Anticlinales de Huizachal-Peregrina y Huayacocotla, en el subsuelo de la región de Tampico-Misantla y en el área del macizo de Teziutlán. Las rocas triásicas del Anticlinal de Huayacocotla sobreyacen discordantemente a las rocas pérmicas deformadas y erosionadas, mientras que en el Macizo de Teziutlán están sobre granitos erosionados del Paleozoico Tardío e interestratificadas con derrames lávicos, principalmente andesíticos (Nava, 2001).

Durante el Jurásico Temprano se generó la Formación Huayacocotla producto de una transgresión marina proveniente del pacífico, lo que favoreció el depósito de lutitas y areniscas de ambiente marino somero y transicional de la Formación Huayacocotla. Posteriormente las formaciones Huayacocotla y Huizachal sufrieron plegamiento y emersión, quedando toda el área expuesta durante el Jurásico Medio, propiciando depósitos de rocas continentales correspondientes a la formación Cahuasas, también de ambiente continental fluvial, formado por areniscas, lutitas y conglomerados acumulados en abanicos aluviales, canales, barras y planicies de inundación.

A partir de la parte final del Jurásico Medio se llevó a cabo una invasión marina asociada a la apertura del Paleo Golfo de México, desarrollándose en un sistema de archipiélagos en cuyos márgenes durante el Kimmeridgiano se depositaron oolitas de alta energía que constituyen a las calcarenitas de la Formación Tepexic y que a su vez son las rocas almacenadoras más antiguas de la Provincia Tampico Misantla. La transgresión continuó durante el Tithoniano hasta que se depositó la Formación Pimienta, constituida por lutitas y carbonatos arcillosos con pedernal. En el área norte donde existían ambientes de alta energía se depositó la Formación La Casita, constituida por areniscas y lutitas oscuras. Al final del Jurásico continuó la sedimentación de arcillas calcáreas en las formaciones Santiago, Taman y Pimienta, las que constituyen excelentes rocas generadoras.

Posteriormente se desarrollaron las plataformas carbonatadas y áreas con aguas profundas en el Cretácico con lo que se depositaron los sedimentos de las formaciones Tamaulipas Inferior, Otates, Tamaulipas Superior, El Abra y Tamabra. Durante el Aptiano-Albiano-Cenomaniano se formaron los arrecifes al margen de la Plataforma de Tuxpan (Formación El Abra) y en aguas

profundas se depositaron calizas con pedernal, correspondientes a la Formación Tamaulipas Inferior y Superior.

En el talud de la plataforma de Tuxpan se depositaron calizas clásticas, provenientes de la denudación de las Plataformas carbonatadas que dieron origen a la Formación Tamabra constituida por brechas calcáreas; los fragmentados carbonatados se acumularon al pie del talud durante el mismo Albiano-Cenomaniano.

Durante el Cretácico Tardío inició el levantamiento de la Sierra Madre Oriental y comenzó la acumulación de terrígenos finos intercalados con carbonatos y como consecuencia de este material se originaron la Formación Soyatal y las formaciones calcáreo-arcillosas Agua Nueva, San Felipe y Méndez, al oriente. La región continuó sujeta a compresión por el evento tectónico denominado Orogenia Laramide o Cordillerana, la cual propició la generación de pliegues y fallas inversas, teniendo como resultado la estructura de la Sierra Madre Oriental (Aguayo, 1996).

En el Cretácico Tardío y en el Paleógeno se generaron las formaciones Velasco y Chicontepec, en una cuenca sintectónica donde hubo un amplio desarrollo de canales submarinos que se rellenaron de sedimentos arcillo-arenosos de tipo turbidítico y areno-arcillosos con carbonatos en el Occidente (Aguayo, 1996).

Debido a la erosión de las rocas resultado del levantamiento de la Sierra Madre Oriental, la secuencia Cenozoica clástica inició su depósito en el Paleoceno; ya que entre la Plataforma de San Luís Valles y la Plataforma de Tuxpan se originó una depresión denominada ante-fosa o Cuenca de Chicontepec; en ella se depositó un gran volumen de sedimentos terrígenos correspondientes a las formaciones Chicontepec Inferior y Chicontepec Medio. La Cuenca de Chicontepec y la Cuenca Bejuco-La Laja se desarrollaron al poniente y norte de la Provincia Tampico-Misantla respectivamente, las cuales se rellenaron de sedimentos arcillo-arenosos de tipo turbidítico, con abundantes canales y abanicos submarinos.

La depositación de turbiditas se mantuvo durante el Eoceno Temprano en las formaciones Chicontepec Superior y Velasco Superior; posteriormente en el Eoceno Medio se depositaron arcillas de ambiente batial. En el sureste del área, la secuencia clástica de las Formaciones Chicontepec Inferior y medio descansan discordantemente en el Jurásico Superior San Andrés; en la parte centro y norte, subyacen al Cretácico Superior Méndez. El Paleoceno está representado por las formaciones Velasco, Chicontepec Inferior y Chicontepec Medio, mientras que el Eoceno

Inferior se caracteriza por las formaciones Aragón y Chicontepec Superior (Canal). El Eoceno Medio por la formación Guayabal y el Eoceno superior por las formaciones Tantoyuca y Chapopote.

Durante el Eoceno Tardío se originaron la Formación Chapopote y la Formación Tantoyuca, en el Oligoceno, el Mioceno, siguieron ocurriendo transgresiones y regresiones menores, propiciando el depósito de sedimentos areno-arcillosos y conglomerados con un espesor de hasta 8000 m en la zona del depocentro. Finalmente, en el Plioceno hubo una regresión generalizada que dio como resultado el límite la línea de costa actual.

2.4 Características sedimentológicas del Campo Humapa.

Dentro del Paleocanal de Chicontepec, estratigráficamente en el Campo Humapa se distinguen tres megasecuencias de composición arcillo-arenosas denominadas Megasecuencias Inferior, Media y Superior; estas son limitadas respectivamente por cuatro superficies discordantes: la discordancia basal y las discordancias "A", "B" y "C"; que indican períodos intermitentes y progradantes de sedimentación (Fig. 2.5).

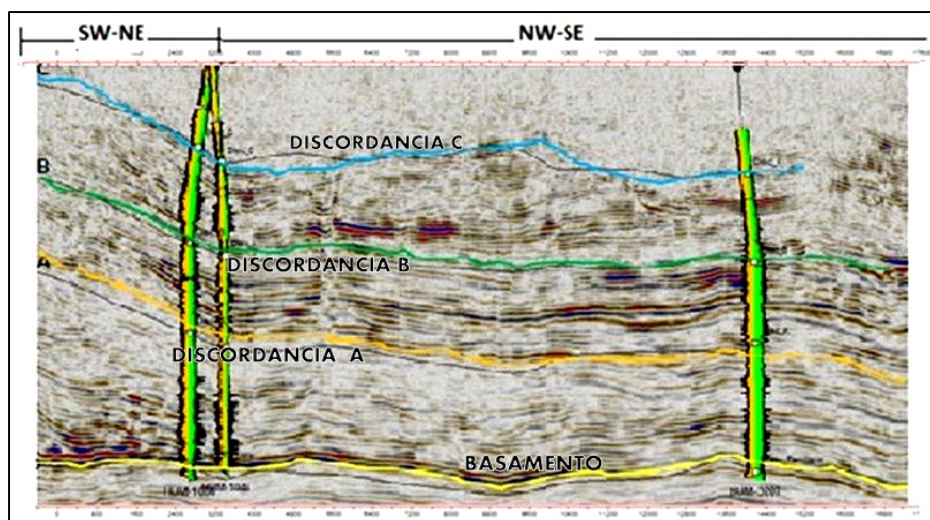


Fig. 2.5 Megasecuencias Inferior, Media y Superior del Campo Humapa (CNH-UNAM, 2012).

La sedimentación terrígena de dichas superficies discordantes es de lutitas, debido a diferentes eventos tectono-sedimentarios ocurridos durante el depósito de columna estratigráfica. De acuerdo al análisis e interpretación de dos secciones sísmicas (Fig. 2.7 Y 2.8) que muestran la distribución cualitativa de la arcillosidad total, modeladas en Petrel; se observó que en el Campo

Humapa, el Grupo Chicontepec cuenta con una columna sedimentaria máxima de aproximadamente 1110 m.

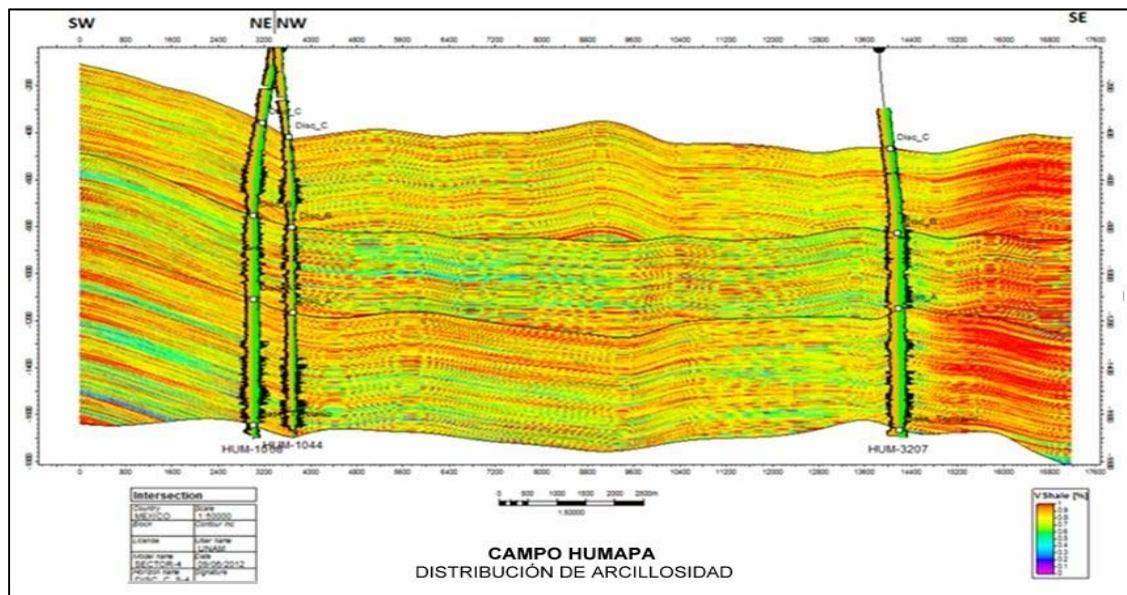


Fig. 2.7 Sección sísmica NW-SE del campo Humapa donde se indica la distribución de arcillosidad tomada del modelo Petrel antes de realizar el trazo adecuado de las discordancias (CNH-UNAM,2012).

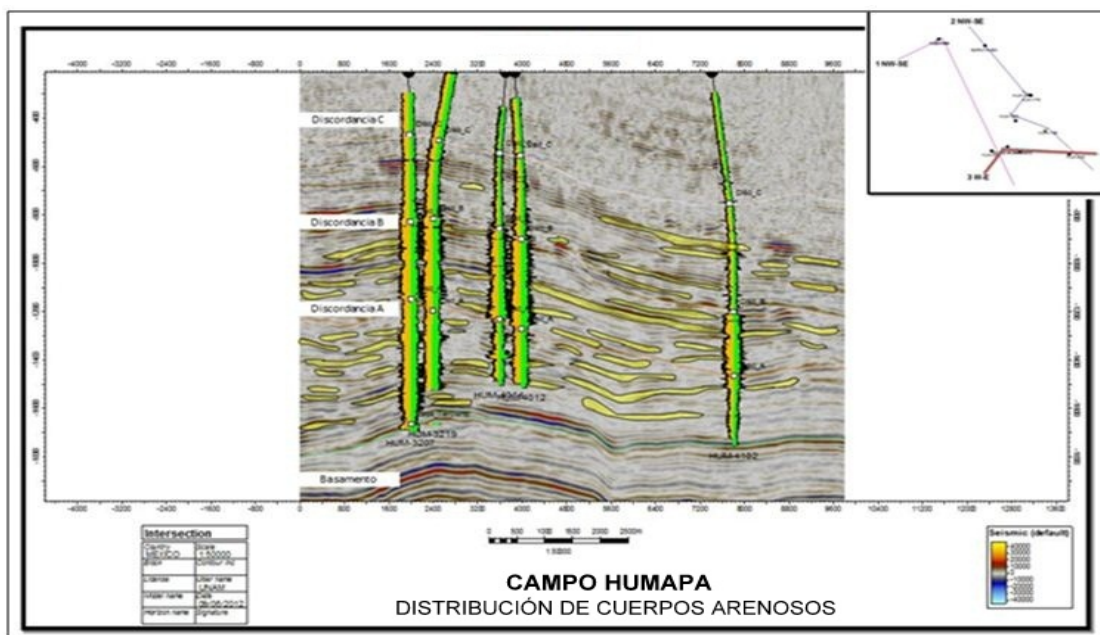


Fig. 2.8 Sección Sísmica W-E del campo Humapa donde se indica la distribución de cuerpos arenosos y la posición de las discordancias (CNH-UNAM,2012).

Las principales fuentes de aporte de sedimentos son la Plataforma de Tuxpan al oriente y del talud de la Cuenca de Chicontepec en la parte occidental. A continuación se describen las megasecuencias que se encuentran en el Campo Humapa:

2.4.1 Megasecuencia Inferior.

Se encuentra entre la discordancia basal del límite Mesozoico-Terciario y el horizonte discordante A, la estratificación presenta capas areno-limo-arcillosas y limo-arcillosas; sus espesores tienden a ser uniformes alcanzando hasta 2.5 km. La sedimentación que cubrió a la paleo-topografía mesozoica, se depositó en condiciones a profundidades de 1500 a 2000 metros, tendiendo a nivelar la paleotopografía basal. Esta secuencia subyace a la unidad litoestratigráfica correspondiente a la Megasecuencia Media. El espesor estimado para esta Megasecuencia en el campo Humapa es de aproximadamente 350 m, tal como se observa en las secciones sísmicas anteriores.

La geometría de los cuerpos es tabular estratificada continua y laminada, en algunas partes los cuerpos areno-limo-arcillosos son de forma lenticulares. La conectividad entre los cuerpos arenosos puede considerarse de baja a intermedia debido al volumen masivo de arcillas. De acuerdo al Registro de facies a nivel de pozos, los estratos son areno-arcillosos con intercalaciones en menor proporción. De acuerdo a la importancia económica, esta Megasecuencia presenta algunos horizontes arenosos que pueden ser considerados como rocas almacenadoras, sin embargo es importante considerar el volumen de arcillas que pueden llegar a formar un sello en el sistema (Fig. 2.8).



Fig. 2.8 Inter-estratificación de sedimentos limo-arcilloso en facies de abanico distal en la Megasecuencia Inferior.

2.4.2 Megasecuencia Media.

Ubicada entre las discordancias estratigráficas A y B, sobreyace a la Megasecuencia Inferior y subyace a la Megasecuencia Superior. Contiene una mayor cantidad de sedimentos areno-limo-arenosos que la secuencia anterior. La distribución lateral es relativamente uniforme, alcanzando una continuidad de hasta 3000 m, donde existen cuerpos tabulares continuos donde se encuentran rocas almacenadoras que corresponden a zonas de importancia petrolera. El espesor aproximado de esta secuencia es de 330 m.

El aporte de sedimentos en esta secuencia es en dirección NW-SE y W-E y los depósitos presentan una serie de deslizamientos intraformacionales, por lo que se pierde la continuidad de algunas capas (Fig.2.9).



Fig. 2.9 Deslizamientos intraformacionales en depósitos areno-limo-arcillosos de la Megasecuencia Media.

La geometría de los horizontes sedimentarios es en forma lenticular continua con presencia de plegamientos y deslizamientos locales. La conectividad entre los cuerpos areno-limosos es de intermedia a alta presentando intercalaciones irregulares en dichos cuerpos.

De acuerdo a la importancia económica petrolera, esta secuencia estratigráfica es la que presenta mayor número de cuerpos lenticulares que se pueden considerar como rocas almacenadoras con potencial productor, por lo que es una unidad de interés económico-petrolero; sin embargo, hay que tener en cuenta que existe una fuerte cementación de cuerpos arenosos por calcita, haciendo que los pozos sean de baja productividad, obteniendo un rango de gastos de producción de entre 7 a 128 bpd. Los pozos en promedio producen poco menos de 30 bpd. El rango de espesores de los horizontes arenosos varía de entre los 7 a los 64 m.

2.4.3 Megasecuencia Superior.

Esta unidad arcillo-arenosa que subyace discordantemente a la columna estratigráfica del Eoceno Inferior y sobreyace a la Megasecuencia media; es más arcillosa que las megasecuencias anteriores. Tiene un espesor aproximado de 430 m y está constituida por una serie de depósitos arcillo-arenosos de tipo monticular masivo producto de deformaciones intraformacionales en dirección W-E.

Los cuerpos areno-limosos son estratiformes, interestratificados con horizontes lenticulares arenosos, de tamaño grueso a masivo. Presenta deslizamientos y derrumbes locales, progradantes, sobre facies de abanicos distales. Existe una baja conectividad de cuerpos arenosos debido a la alta presencia de arcilla. La matriz arcillosa de los cuerpos arenosos presenta

cementación por calcita. Dentro de la importancia económica petrolera, esta secuencia es la que menos horizontes arenosos contiene; sin embargo, existen algunos cuerpos lenticulares de interés.

2.5 Características Estructurales del Campo Humapa

En el campo Humapa se pueden encontrar tres estilos de deformación: una que corresponde con deformación intraformacional producto de la sedimentación, el segundo corresponde con plegamientos originados por la Orogenia Laramídica y un tercer sistema que corresponde con fallas de desplazamiento lateral con fracturas originadas por deformación por cizalla.

Deformación intraformacional. Consiste en la formación de pliegues y fallas locales generadas por fuerzas gravitacionales en los bordes del talud, posteriormente continua el acarreo de sedimentos, por lo que se rompen y forman fallas inversas locales con dirección a los pliegues.

Plegamiento laramídico. De acuerdo al análisis de las secciones sísmicas del campo Humapa, se puede ver la presencia de pliegues abiertos y suaves (Fig.2.10), donde se aprecia que las capas de las secuencias estratigráficas mesozoicas tienden a ser semihorizontales a forma que se alejan de la Sierra Madre Oriental.

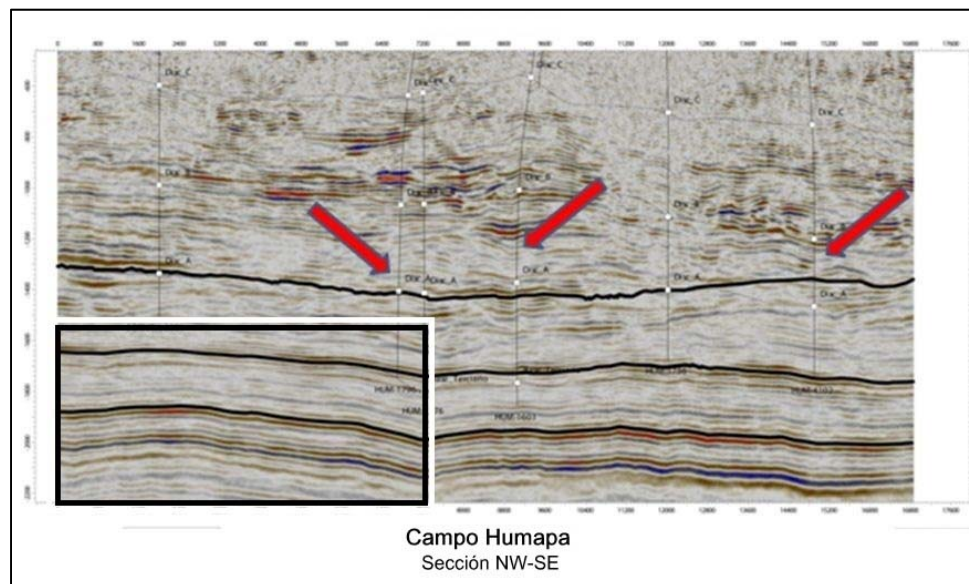


Fig. 2.10 Sección NW-SE del campo Humapa donde se pueden observar en el recuadro inferior izquierdo los pliegues suaves del Mesozoico. Las flechas rojas indican los pozos improductivos de la sección (CNH-UNAM, 2012).

El esfuerzo principal de deformación provenía del SW y corría hacia el NE por lo que los pliegues tienen dirección NW-SE y sus planos axiales en dirección hacia el NE. Los pliegues formados en la secuencia del Mesozoico y la base del Terciario son resultado del choque de las placas Farallón y Norte-Americana durante el Cretácico.

Sistema de fallas laterales y fracturas asociadas. Existe una serie de fallas dextrales, las cuales presentan un fallamiento inverso que acusan un sistema transpresivo que originó un sistema de fallas positivas (Fig. 2.11).

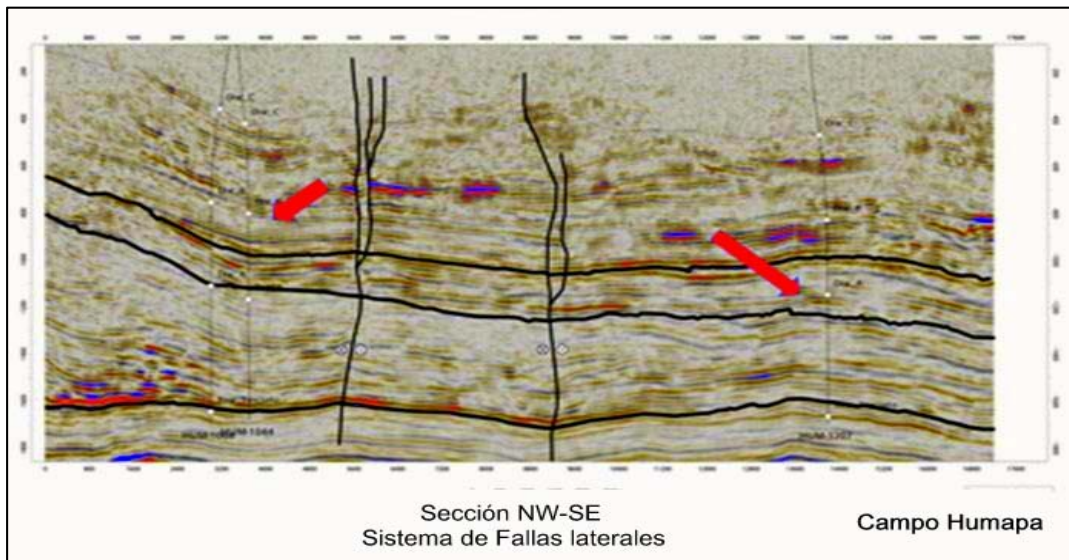


Fig. 2.12 Sistema de Fallas laterales que afectan toda la secuencia estratigráfica del Campo Humapa (CNH-UNAM,2012).

Las direcciones del par conjugado de fallas laterales son: a) $N35^{\circ}W$ 90° y b) $N45^{\circ}E$ 90° (Fig.2.13). La dirección de los esfuerzos principales de falla es $N 10^{\circ}E$, en posición horizontal. También existe un sistema de fracturas asociadas a las fallas, que tienen la misma dirección y estas representan las principales rutas de migración del sistema petrolero.

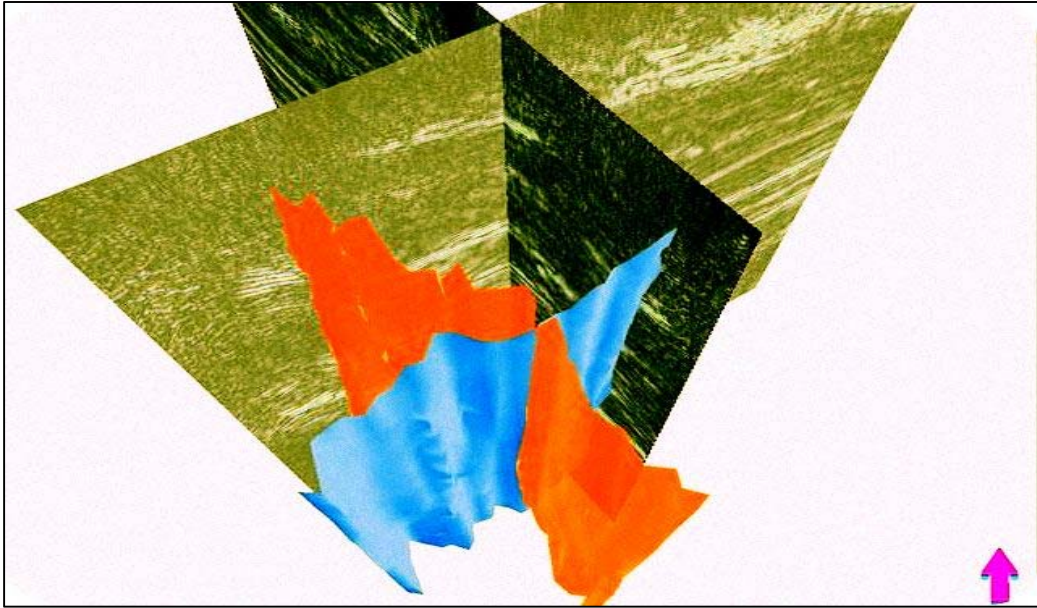


Fig. 2.13 Modelado en 3D del sistema conjugado de fallas laterales en Petrel (CNH-UNAM, 2012).

3. SISTEMA PETROLERO.

El sistema petrolero es un sistema natural que incluye todos los elementos y procesos necesarios para que un yacimiento de aceite o gas exista en la naturaleza. De acuerdo a PEMEX, en México se tienen 16 sistemas petroleros (Fig. 3.1), siendo el área de Chicontepec, una de los más importantes del país, ya que pertenece a la secuencia sedimentaria cretácica-paleógena y cuenta con rocas generadoras del Jurásico Inferior-Medio y Jurásico Superior Tithoniano.

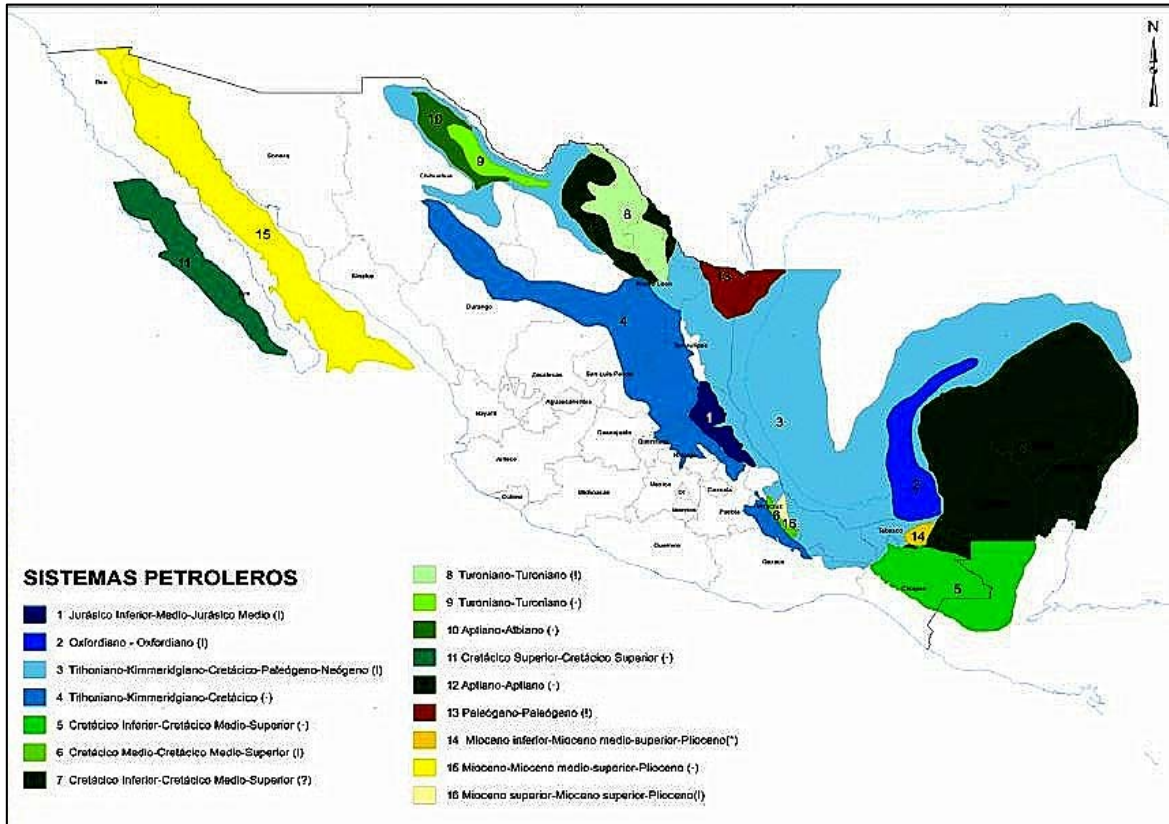


Fig.3.1 Sistemas Petroleros en México.

El sistema petrolero de Chicontepec presenta una geología compleja, una deformación estructural asociada a fallas laterales, las trampas son de tipo estratigráficos y mixtos asociadas a cuerpos lenticulares de areniscas, en algunos casos cortados por fallas. El paleocanal de Chicontepec contiene reservas probadas significativas muy importantes para el país.

Las partes del sistema petrolero son las siguientes: roca generadora, roca almacenadora, roca sello, ruta de migración, maduración, tipo de fluido, presión y trampa, dichos subsistemas se deben relacionar en tiempo y espacio (sincronía) para que se forme una acumulación natural de

hidrocarburos en la corteza terrestre, misma que debe ser susceptible de explotarse con rendimiento económico (Fig. 3.2).

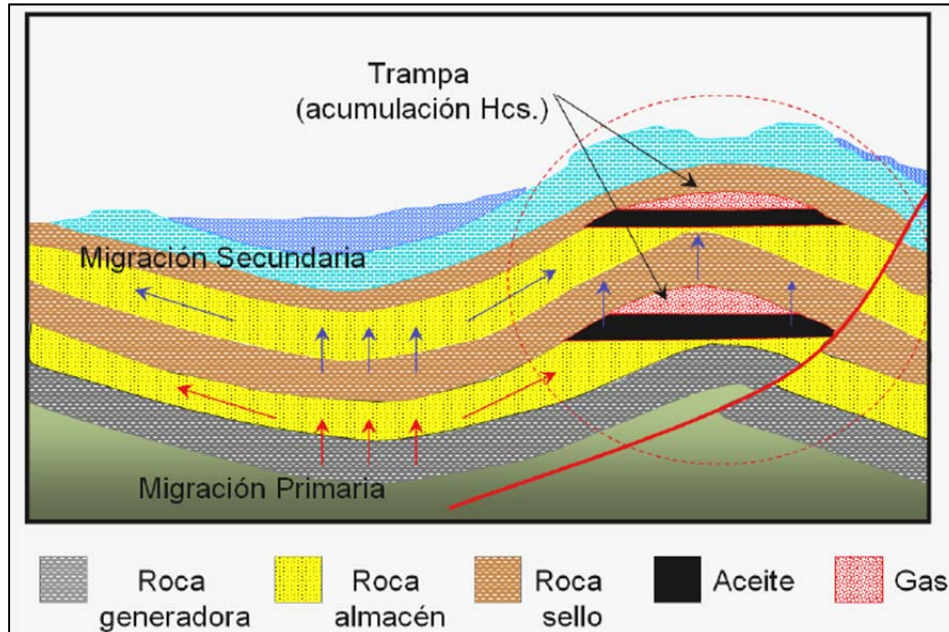


Fig. 3.2 Esquema típico de un sistema Petrolero (Guzmán, 2001).

3.1 Roca Generadora.

Las rocas generadoras son secuencias sedimentarias que permiten la conservación temporal y la transformación de materia orgánica en hidrocarburos.

La generación de Hidrocarburos puede ocurrir de dos formas:

- **Hidrocarburo biogénico.** Cuando el petróleo se forma directamente en la diagénesis, en la cual la materia orgánica se deposita y más tarde sufre una alteración química, física y biológica ante un aumento en la temperatura; ésta tiene un valor menor de 50 °C aproximadamente. Durante la diagénesis ocurre la transformación de grasas, proteínas y carbohidratos derivados de los organismos principalmente marinos, a kerógeno, El contenido de carbón orgánico de los sedimentos transformados en roca varía de 0.5 a 5%.
- **Hidrocarburo catágenico.** Cuando se forma el bitumen a través del rompimiento termal o cracking, se incrementa el gradiente geotérmico de la materia orgánica y se producen altas temperaturas y presiones que van de los 50 a los 200 °C y de 300 a 1500 bares respectivamente. Al proceso en el cual se forman los hidrocarburos líquidos se le llama catagénesis. Cuando las temperaturas van de los 200 a los 250 °C se forma gas metano;

cuando las temperaturas son mayores a 250 °C la materia prima se metamorfiza y se genera el grafito.

Las rocas generadoras del campo Humapa corresponden al Jurásico Superior, y están representadas por lutitas carbonosas de ambiente transicional marino-lacustre de las formaciones Santiago, Tamán y Pimienta; en todas ellas se tiene una alta concentración de materia orgánica. El espesor de los sedimentos que cubren las rocas generadoras es de hasta 1700 m, los cuales favorecieron la maduración térmica. La materia orgánica es leñosa y amorfa procedente del plancton, también hay rocas precursoras de aceite ligero y gas. A continuación se describen las secuencias generadoras del campo Humapa:

- La Formación Santiago contiene lutitas carbonatadas, microlaminadas, limo-arcillosas, calizas arcillo-piritizadas y horizontes de nódulos calcáreos; con espesores arcillosas que varían desde los 10 a 755 m. Los organismos son bivalvos y cefalópodos del Oxfordiano. El contenido de Carbón Orgánico Total (COT) varía de 0.5-6.3 %, la temperatura máxima de descomposición de la materia orgánica varia de 425-525°C y el kerógeno es del tipo II, el cual corresponde a fases maduras que generan aceite y gas. Los biomarcadores indican un ambiente marino salobre subóxico arcilloso.
- La formación Tamán, contiene mudstone y calizas arcillosas con espesores máximos de hasta 998 m, el contenido de Carbón Orgánico Total (COT) de 0.1-5.4%, las temperaturas máximas de descomposición de la materia orgánica varia de 421 a 527°C. Los organismos del que procede son esponjas, pelecípodos, radiolarios y equinodermos del Kimmeridgiano. Los biomarcadores indican un ambiente marino salino anóxico carbonatado.
- La formación Pimienta está compuesta de mudstone y calizas arcillosas con ligeras intercalaciones de lutita, bentonita y pedernal con espesores máximos de hasta 485m. El porcentaje de Carbón Orgánico Total (COT) es de 0.2-6.5%, la temperatura máxima de descomposición de la materia orgánica varia de 412-476°C. La fauna está compuesta por Calpionella sp, Fibrosphaera sp y Globochaete del Tithoniano., el kerógeno es del tipo I y II. Los biomarcadores indican un ambiente marino salino anóxico carbonatado arcilloso (PEMEX, 2005).

3.2 Roca Almacenadora.

Son aquellas rocas que debido a sus propiedades de porosidad y permeabilidad, permiten el flujo y el almacenamiento de los hidrocarburos, deben tener continuidad lateral y vertical. La roca almacenadora debe ser porosa y debe disponer de suficientes espacios para almacenar un volumen considerable de hidrocarburos; así como también debe ser permeable, es decir, que los poros estén interconectados para que fluyan fácilmente los hidrocarburos a través de ella.

Las rocas almacén del campo Humapa son areniscas (litarenitas feldespáticas) de grano fino, medio a grueso con porciones de aspecto conglomerático con fragmentos de calizas del Paleoceno-Eoceno Inferior de la Formación Chicontepec Superior, originadas por sistemas de depósitos turbidíticos cíclicos de abanicos submarinos, así como por acumulaciones en rocas del Paleoceno Superior y Eoceno Superior. La formación Aragón es igualmente almacenadora y su sello son sus horizontes arcillosos.

De acuerdo al análisis sísmico de la sección NW-SE, entre la base del Terciario y la discordancia A existe un área aproximada de 46 750 000 m², de los cuales 10 935 000 m² (23%) del área tiene la probabilidad de contener arenas y podrían constituir potenciales rocas almacenadoras. Entre la discordancia A y la discordancia B existe un área aproximada de 35 000 000 m², de los cuales 8 980 000 m² (26%) tiene probabilidad de ser rocas almacenadoras. Finalmente entre las discordancias B y C se tiene un 11% de probabilidad de tener horizontes productores, de un total de área de 36 760 000 m² (Fig. 3.3).

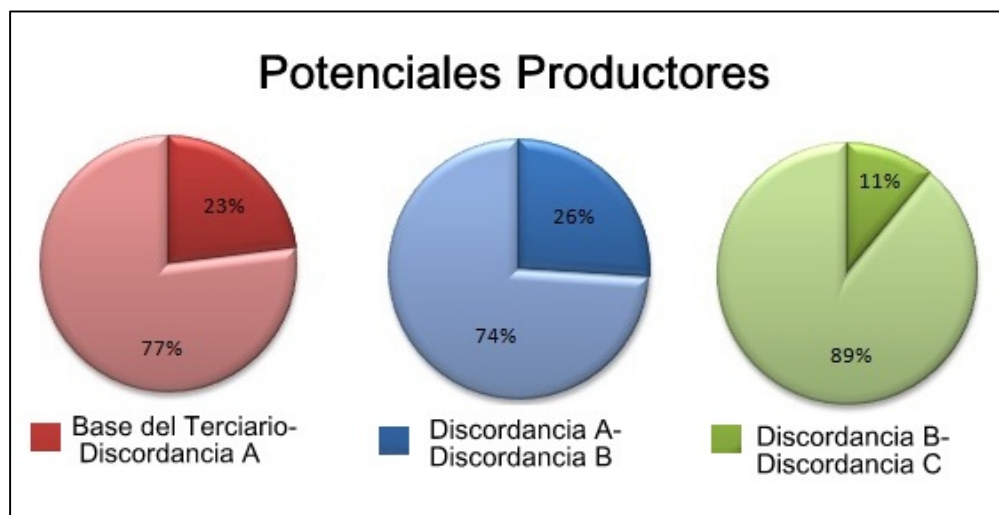


Fig. 3.3 Gráfico donde se muestran los porcentajes de los horizontes con potencial productor ubicados entre las 4 discordancia de la columna estratigráfica del campo Humapa. Los porcentajes en menor proporción representan el área de arenas que podrían constituir rocas almacenadoras (CNH-UNAM, 2012).

3.3 Roca Sello.

Son rocas que por su escasa permeabilidad o por contener poros de tamaño subcapilar, no permiten el paso del petróleo, sirviendo como cierre, impidiendo el desplazamiento del gas y/o aceite.

El campo Humapa presenta un sello intraformacional que corresponde a lutitas con intercalaciones de areniscas de grano fino, las cuales están bien cementadas y forman parte del Grupo Chicontepec localizado por encima de la erosión regional del Eoceno Temprano; hacia al sureste las rocas sello son los horizontes arcillosos de la formación Guayabal.

3.4 Trampa.

Es el arreglo geológico que permite la acumulación de aceite y se conserve de manera natural durante un cierto periodo de tiempo. En el área de Chicontepec las trampas son de tipo estratigráficos y mixto, las primeras están asociadas a variaciones de permeabilidad, superficies de erosión, rellenos de canal, barras de areniscas y acuíferos.

En el campo Humapa, encontramos trampas estratigráficas y de tipo combinado asociadas a los bloques dislocados por fallas laterales y a la ocurrencia de paleocanales en el subsuelo; en algunos casos la geometría del depósito se debe a la superposición de abanicos submarinos y superficies de erosión dentro del paleocanal. Los cuerpos lenticulares de areniscas y el arreglo estructural de las secuencias constituyen trampas combinadas.

También se tienen trampas por variación de permeabilidad, las cuales corresponden con lóbulos, rellenos de canal y zonas de desborde que están aisladas por secuencias impermeables tanto verticales como laterales; se deben a las anomalías en la estratificación de los sedimentos al momento de la sedimentación.

Existen algunas trampas estructurales por debajo del Grupo Chicontepec, en la Formación Tamabra, las cuales presentan deformaciones que originan pliegues anticlinales suaves. Este tipo de trampas son localizables mediante estudios sísmicos, por debajo del Paleocanal de Chicontepec.

El modelo de entrapamiento del campo donde no hay fallas, está formado por trampas estratigráficas con variación de permeabilidad, las cuales corresponden a lutitas y areniscas de grano fino que limitan los horizontes arenosos donde se ubican las acumulaciones comerciales de hidrocarburos (Fig. 3.4).

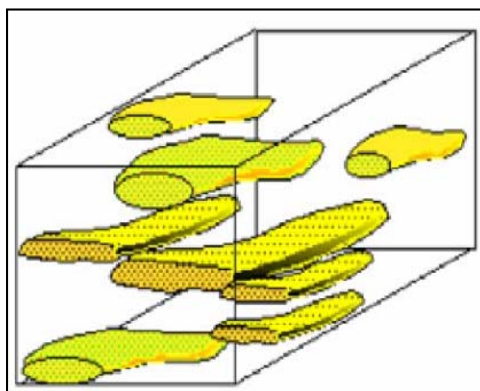


Fig. 3.4 Modelo de entrapamiento del área de Chicontepec.

3.5 Migración.

La migración es el movimiento de los hidrocarburos a través de los poros o discontinuidades de la roca en el interior de las capas de roca. Cuando la roca generadora es capaz de almacenar parte los hidrocarburos dentro de la misma roca después de la diagénesis o catagénesis, se dice que ocurre la migración primaria. La migración secundaria ocurre en rocas con mayor porosidad y permeabilidad en trayectos más largos, cuando las rutas de migración son fallas, fracturas o superficies de estratificación o discordancias que conectan distintos tipos de cuerpos rocosos en direcciones laterales o verticales.

La migración de la cuenca de Chicontepec se dio desde el Jurásico Superior hasta las secuencias del Paleoceno-Eoceno principalmente en una sola dirección a través de las zonas de fallas y fracturas asociadas (Fig. 3.5). Es importante considerar el efecto de la Orogenia Laramídica la que causó el levantamiento del borde occidental de la Plataforma de Tuxpan, provocando la erosión e infiltración de aguas oxigenadas en las rocas carbonatadas del Cretácico y Jurásico. Las bacterias contenidas en el agua filtrada provocaron la degradación de los hidrocarburos, lo que contribuyó a la migración de hidrocarburos en sentido vertical ascendente hacia las rocas de mayor porosidad (almacenadoras) como lo son los estratos arenosos lenticulares del Grupo Chicontepec o de la Formación Aragón del Eoceno Inferior. El reacondo isostático y los cambios del nivel del mar

favorecieron la erosión marina, continuando con la expulsión y migración, y el relleno de las trampas estratigráficas y estructurales de la cuenca. Finalmente los esfuerzos de sepultamiento y degradación térmica generados por el peso de la columna litostática favorecieron el movimiento de las ventanas de gas hacia zonas de mayor estabilidad y menor presión. La principal ruta de migración son las fallas laterales, verticales y los sistemas de fracturas asociadas, las que permiten la comunicación desde las o almacenadoras de la For. generadora con las rocas almacenadoras de la Formación Tamábra y del Grupo Chicontepec. Es importante señalar que los pozos perforados en la zona de falla son improductivos.

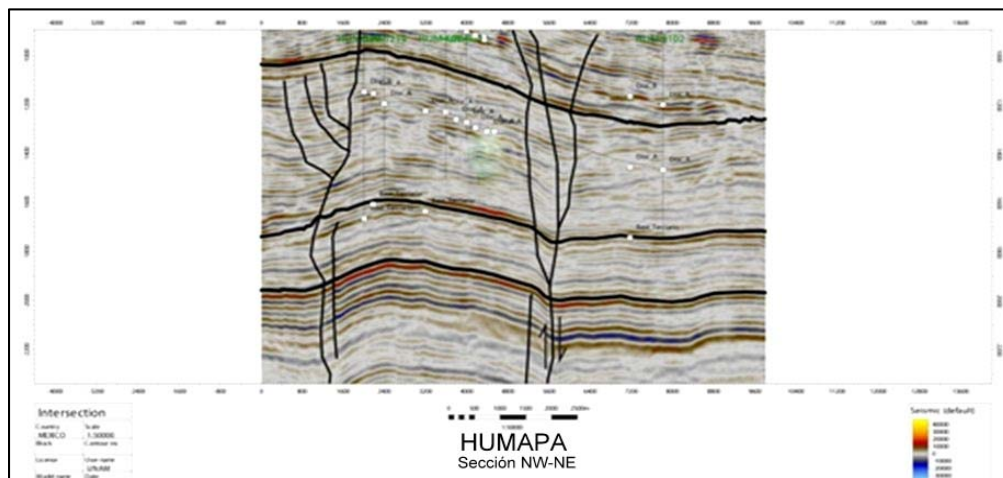


Fig. 3.5 Fallas laterales y fracturas asociadas como medio de migración del Campo Humapa (CNH-UNAM, 2012).

3.6 Sincronía

La sincronía es la relación precisa en espacio y tiempo de todos los elementos que conforman el sistema petrolero, para que sea posible la generación y entrapamiento de los hidrocarburos susceptibles a ser explotados económicamente. En la figura 3.6 se describe la relación de tiempo geológico con los eventos geológicos de la Cuenca de Chicontepec.

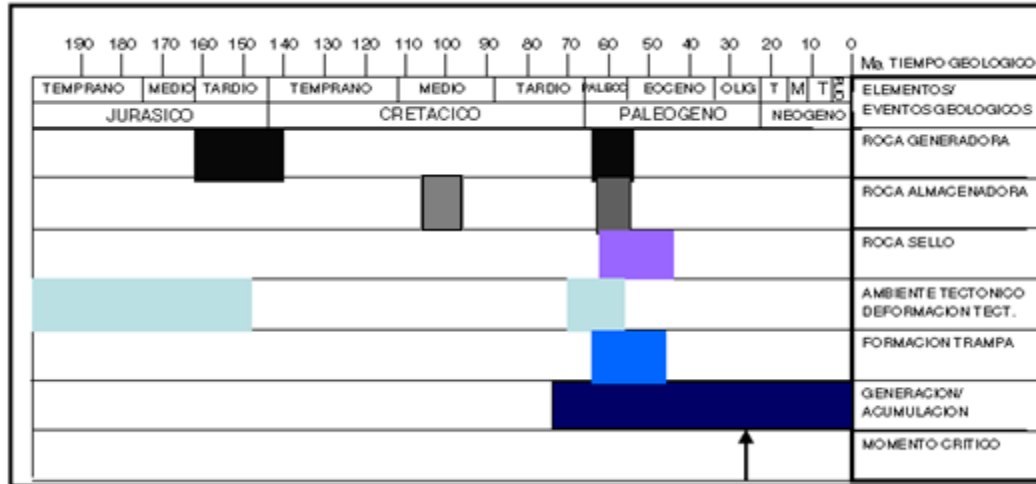


Fig. 3.6 Sincronía de la Cuenca de Chicontepec (PEMEX, 2005).

Como se puede ver en la figura sobre la sincronía (Fig. 3.6), todas las variantes del sistema petrolero interactúan en el Paleoceno hace 60 Ma, sin embargo el momento crítico donde se relacionan todos los elementos en tiempo y espacio es durante el Oligoceno a finales del Neógeno, periodo en el cual continuó la migración y acumulación de hidrocarburos.

3.7 Plays Productores de la Cuenca de Chicontepec

Los plays son áreas geográficas con potencial petrolero donde se encuentran las acumulaciones de hidrocarburos, las cuales son similares en cuanto a generación, acumulación, trampa, maduración, migración, y almacenamiento. De otra forma, el “play” se define como un conjunto de prospecciones no perforadas y de yacimientos conocidos de petróleo, que en principio se creen comparten un almacén común, un sello regional y un sistema de carga de petróleo. El área geográfica donde se aplica el modelo se llama “play fairway”. Un play se considera probado si se conocen las acumulaciones de petróleo en el área, como resultado de la combinación de factores que definen al play; un “play working” se refiere a áreas sujetas a investigación.

En Chicontepec se tienen definidos tres plays productores: Play Chicontepec de edad Paleoceno-Eoceno Inferior, Play Chicontepec Canal de edad Eoceno Inferior-Tardío y Play Tantoyuca de edad Eoceno Superior (Fig. 3.7). A continuación se describen los plays regionales que forman parte de la Cuenca de Chicontepec.

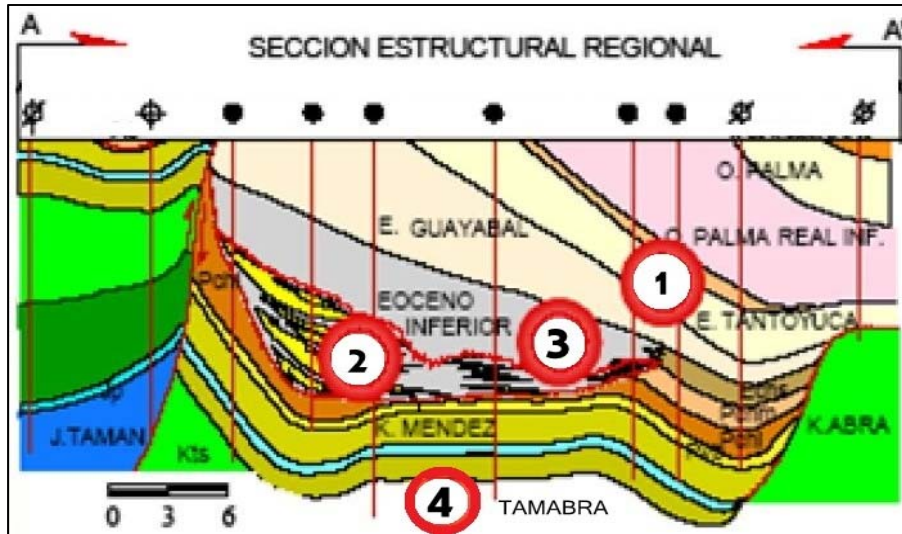


Fig. 3.7 Plays productores de la cuenca de Chicontepec.

1. Play Tantoyuca (Eoceno Tardío). Es una secuencia sedimentaria que se compone de conglomerados, areniscas, limolitas y lutitas depositadas en un ambiente de nerítico a batial a través de deltas y canales submarinos de diferentes profundidades. Las rocas almacenadoras son areniscas que tienen espesores de 12 a 18 m, la porosidad es intergranular. La roca sello son las lutitas de la Formación Palma Real. Debido a la complejidad de su geología, las trampas en su mayoría son estratigráficas, aunque existen algunas combinadas.
2. Play Chicontepec Canal (Eoceno Inferior Tardío). Este play se ubica al sureste de la cuenca de Chicontepec en donde se ponen en contacto las discordancias de las rocas del Jurásico Superior y las del Eoceno Inferior de la Formación Chicontepec. El depósito de aproximadamente 1000 m de espesor, se originó a partir de un evento erosivo de gran magnitud que relleno el paleocanal donde se depositaron una gran secuencia de sedimentos turbidíticos de ambiente nerítico batial
3. Play Chicontepec Paleoceno-Eoceno Inferior. Este play se ubica en la parte occidental de la cuenca y se conforma de sedimentos marinos, turbidíticos de ambientes nerítico externo y batial depositados en forma de abanicos submarinos en forma de lóbulos rellenos de canal y zonas de desborde. El espesor de los sedimentos terrígenos distribuidos de manera irregular rebasan los 1700 m, las arenas constituyen la roca almacén y las lutitas constituyen la roca sello.
4. Play Cretácico-Medio. Este play se ubica en la Formación Tamabra, donde se mezclan calizas de la Formación Tamaulipas superior con los componentes calcáreos de aguas

someras de la Caliza El Abra (Heim, 1940). La Formación Tamabra contiene intercalaciones de algunos metros de espesor de mudstone y wackstone en capas delgadas, medias, laminadas de color gris oscuro, las cuales contienen pequeños lentes nódulos y delgadas capas de pedernal. Los componentes de las secuencias calcáreas son foraminíferos planctónicos, pequeños bioclásticos y calcíferas contenidos en una matriz micrítica. La distribución de estas brechas calcáreas no demuestran un arreglo determinado, presentan variaciones laterales bien marcadas ya que aunque la estratificación en afloramiento aparece horizontal paralela, su distribución lateral sugiere una geometría lenticular (López-Doncel, 2003).

3.7.1 Análisis de Plays en el Campo Humapa

Para estudiar los plays o zonas con potencial petrolero del campo Humapa se realizaron estudios geofísicos, en los cuales se trazaron 3 líneas sobre el área de estudio para interpretar los horizontes sísmicos de interés y la extracción de atributos sísmicos (Fig. 3.8).

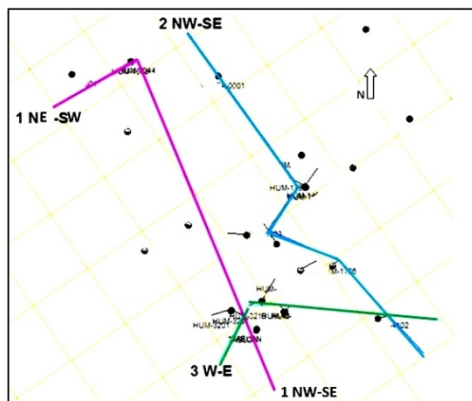


Fig. 3.8 Líneas sísmicas trazadas dentro del Campo Humapa (CNH-UNAM,2012).

Se analizaron los registros de rayos gamma y resistividad a los pozos ubicados en la línea 1 que va de NE-SW y de NW-SE. De acuerdo a la interpretación de la figura 3.9 donde se muestran los registros de pozos, se observa que entre la discordancia A y la Base de Terciario predominan las arenas, aunque son difíciles de correlacionar; además, en las proximidades de la discordancia A los horizontes son más arcillosos.

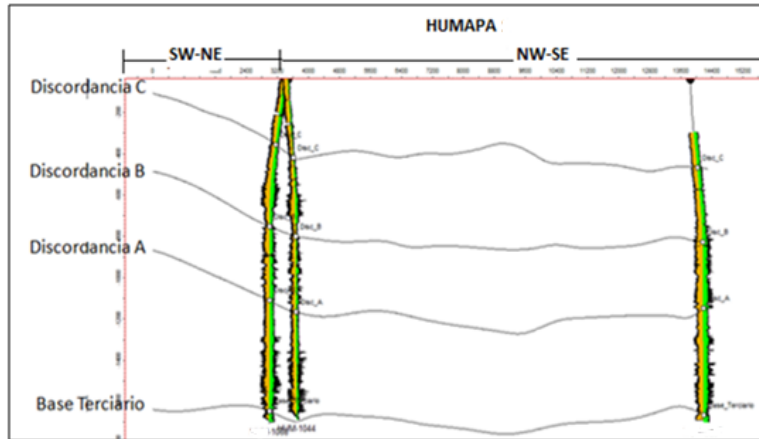


Fig. 3.9 Sección sísmica donde se muestran los registros gamma-resistividad de la Línea 1, que va en dirección SW-NE y NW-SW (CNH-UNAM, 2012).

En la figura 3.9 podemos ver que las discordancias A y B son relativamente paralelas y de acuerdo a registros de rayos gamma las secuencias sedimentarias corresponden a arenas finas intercaladas con lutitas. Entre la discordancia B y C, los horizontes son más irregulares y el contenido de arenas es menor (Fig. 3.10).

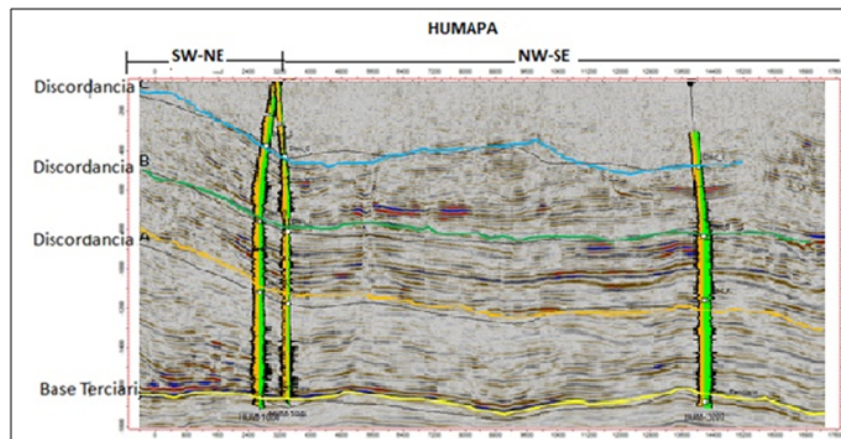


Fig. 3.10 Sección sísmica SW-NE y NW-SE donde se muestra el trazo de las discordancias sobre los horizontes estratigráficos del campo Humapa (CNH-UNAM, 2012).

De acuerdo a la interpretación sísmica de la figura 3.10, entre la base del Terciario y la discordancia A existen reflectores discontinuos pero amplitudes altas, a medida que te acercas a la discordancia A los reflectores pierden amplitud; mientras que entre las discordancias A y B las amplitudes son continuas, a lo largo de toda la sección. Cuando te acercas a la discordancia C se observa que llegas a una zona heterogénea.

Las arenas arcillo-arenosas se ubican por arriba y por debajo de la discordancia A. Entre la base del Terciario y la discordancia A no se ven reflectores, dado que se tiene un aspecto masivo, en la parte superior se presentan eventos que se pueden distinguir debido a sus grandes amplitudes. Debajo de la base del Terciario los reflectores son continuos y se ubican secuencias sedimentarias que sufrieron ligeros plegamientos de grandes amplitudes. Se analizaron las ubicaciones de pozos en otra línea semi-regional que va en dirección W-E, la cual nos muestra que hay un pozo que tiene horizontes arenosos por debajo de la discordancia ubicada en la Base del Terciario. (Fig. 3. 11)

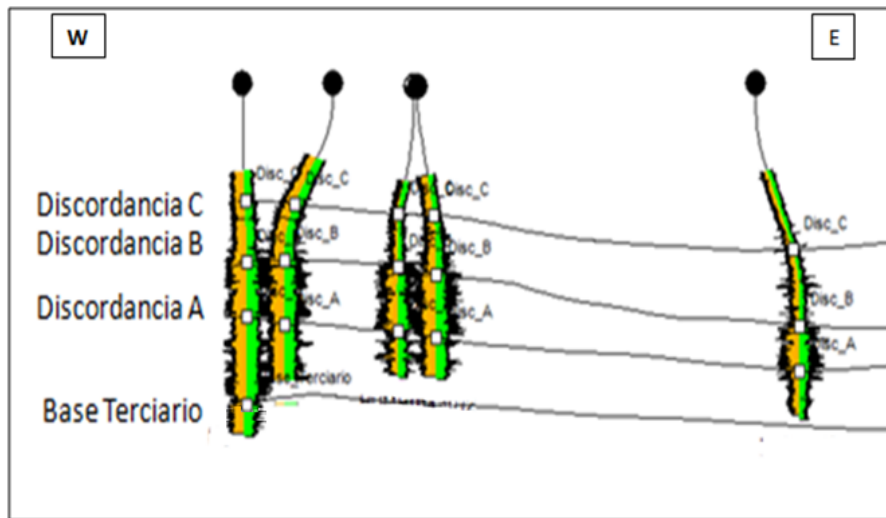
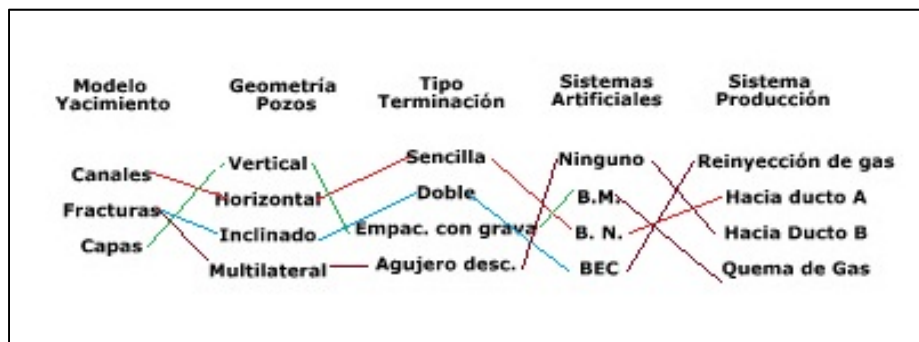


Fig. 3.11 Sección sísmica en dirección W-E donde se muestran los registros gamma realizados a 4 pozos del Campo Humapa (CNH-UNAM, 2012).

La respuesta sísmica de los pozos anteriores, nos muestra que existió un ligero plegamiento por debajo de la Base del Terciario, entre dicha base y la Discordancia A los eventos son discontinuos y de baja amplitud, y los espesores de estos horizontes sedimentarios se reducen hacia el este.

4. MÉTODOS DE PERFORACIÓN.

Debido a que en la Cuenca de Chicontepec se tienen yacimientos complejos, estos en algunos casos pueden considerarse como no convencionales, considerando su alta complejibilidad geológica, ya que se encuentran en secuencias de poco espesor, poca continuidad lateral, dislocados por fallas, baja porosidad y permeabilidad ya que se tienen intercalaciones de lutitas y areniscas, por su complejidad antes mencionada es necesario contar con los métodos adecuados y óptimos para la explotación eficiente de los yacimientos. A continuación se describen algunos métodos de explotación que se utilizan actualmente en este tipo de yacimientos, así como las herramientas utilizadas en cada método. En el Campo Humapa la mayoría de sus pozos se fracturan hidráulicamente y son disparados en múltiples intervalos, además de que la perforación de varios pozos realizada en los últimos años es direccional y cuenta con intervenciones, reparaciones y conversiones a sistemas artificiales de producción. Para la elaboración de un método de explotación es necesario conocer las características que posee nuestro yacimiento como el modelo del campo, geometría de pozo, tipo de pozos, tipo de terminación, para elaborar estrategias de ejecución que alarguen la vida del yacimiento y nos ayuden a tomar mejores decisiones en algún punto del proyecto.



4.1 Perforación Bajo Balance.

La perforación bajo balance es la técnica que permite perforar con la presión hidrostática del fluido en el pozo menor que la presión de la formación, donde el yacimiento aporta fluidos al pozo para circularlos a la superficie y recuperarlos; sus mecanismos pueden ser:

- a) Naturales.- Es cuando se utilizan fluidos de baja densidad como agua, aceite, gas, niebla o espuma.

- b) Inducidos.- Esta operación se realiza cuando se aligera la columna de fluido en el pozo utilizando nitrógeno o aire (usar éste último componente es sumamente peligroso cuando se mezcla con el gas natural de las formaciones productoras ya que puede causar explosiones subterráneas).

Esta técnica se utiliza para proteger la formación productora, evitar la pérdida de circulación, aumentar la velocidad de penetración y reducir el daño a la formación (PEMEX, 2004).

Las condiciones de balance utilizan la siguiente relación:

$$P_d = P_h - P_f$$

P_d = Presión diferencial

P_h mayor que P_f → Sobre balance: $P_d = +$

P_h = Presión hidrostática

P_h igual a P_f → Balance: $P_d = 0$

P_f = Presión de formación (Yacimiento o de Poros)

P_h menor que P_f → Bajo Balance: $P_d = -$

La perforación bajo balance puede hacerse con lodo y con fluido aireado cuyas características distintivas se indican a continuación:

- Perforación bajo balance con lodo.- Consiste en bajar la densidad del fluido de perforación de tal forma que la presión del pozo sea ligeramente mayor que la presión hidrostática. Ésta técnica permite una mejor estabilidad del agujero y control de presiones pozo abajo.
- Perforación con fluido aireado.- Se aplica el término aireado para el nitrógeno o aire y consiste en bombear al interior de la tubería un volumen calculado de nitrógeno o aire, para que al mezclarse con el fluido del pozo se aligere la columna hidrostática a fin de tratar de reducir las pérdidas de circulación ocasionadas por sistemas convencionales de lodo.

Los riesgos que se pueden tener durante la intervención del pozo con dicha técnica, incluyen: pérdida de control del pozo, manejo de fluidos de perforación en superficie e inestabilidad en las paredes del agujero (Fig. 4.1).

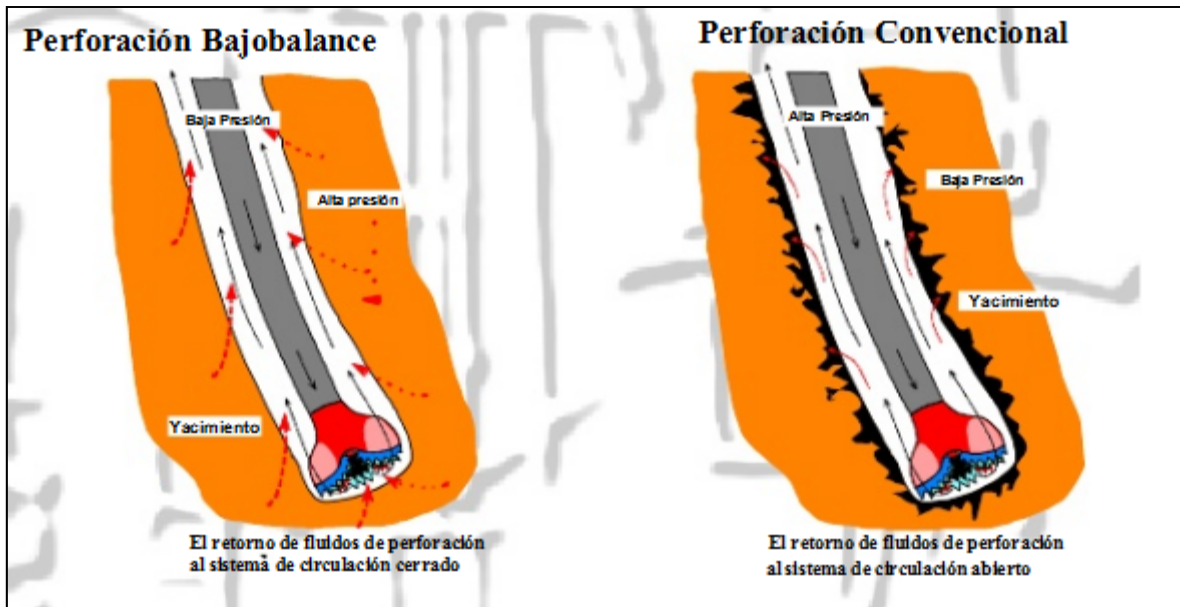


Fig. 4.1 Comparativo donde se muestran los tipos de Perforación Convencional y Bajo Balance (Tomado de Weatherford, 2010).

En el diseño de fluido de perforación, uno de los aspectos más importantes a considerar es el gradiente de la presión de formación. Para poder manejar una condición segura en el manejo de “cero” sólidos en fluido se necesita un buen equipo y personal capacitado en el manejo de equipo superficial; otras condiciones que debe tener en el diseño es un verdadero flujo turbulento, compatibilidad del fluido de perforación con la formación, la viscosidad y el punto de cedencia (PEMEX, 2004).

4.2 Perforación con Tubería Flexible.

La unidad de tubería flexible es un sistema de servicio portátil con fuerza motriz hidráulica, diseñada para inyectar y recuperar una sarta continua de tubería concéntrica a la tubería de producción que tiene mayor diámetro interno o a las tuberías de revestimiento. Los tamaños de diámetro de tubería flexible diseñada para la perforación de pozos van desde 0.75” (19.05 mm) hasta 3.5” (88.9 mm) de diámetro externo; aunque existen tamaños mayores de acuerdo a las especificaciones del cliente (Fig. 4.2).

Usos de la tubería flexible

- Lavado de arenas y sólidos.
- Limpieza de parafinas y asfáltenos.
- Descargado del pozo e inicio de producción.
- Acidificación.
- Cementación.
- Consolidación de arenas.
- Perforación.
- Circulación de fluidos en densidad de ahogo.
- Pesca y herramientas de colocación.
- Sartas de inyección de productos químicos.
- Tubería de producción.
- Colocación de herramientas de ensayo y punzado.
- Terminación sin tubería.
- Sartas de limpieza de fondo para producción secundaria.



Fig. 4.2 Unidad de perforación de tubería flexible (Tomada de Sandpipertruck, 2012).

4.2.1 Ventajas de la perforación con tubería flexible.

- Las unidades de perforación son móviles y compactas.
- La tubería puede ser bajada y recuperada mientras se están circulando los fluidos en forma continua.
- Habilidad para trabajar con la presión de superficie presente.
- No es necesario matar el pozo.
- El cuerpo de la tubería flexible no necesita que se hagan o se deshagan conexiones.
- Reducción de tiempo de perforación comparado con los equipos de tubería por tramo.
- El daño a la formación se minimiza cuando la terminación o reparación se utiliza sin matar el pozo.
- La ausencia de conexiones en la tubería provee mayor holgura en el espacio anular y permite usar mayores tamaños de tubería flexible.
- Los tubulares existentes para la terminación se mantienen en el lugar, reduciendo los costos de remplazo de la tubería de producción y sus componentes.
- Control continuo del pozo, especialmente con la tubería en movimiento (Well Control School, 2003).

4.2.2 Desventajas de la perforación con tubería flexible.

- La tubería flexible es susceptible a torceduras lo cual causa el debilitamiento de la tubería y requiere frecuentemente un remplazo de la misma.
- La tubería flexible es de mejor espesor que la tubería de acero, lo cual limita la resistencia a la carga de tensión de la tubería.
- Se reduce la resistencia de la tubería flexible contra los reventones y el colapso debido al debilitamiento por doblado de la misma.
- La longitud de la tubería flexible es limitada debido a las características del transporte en carretes (altura y peso).
- Los tamaños de tubería flexible para servicios son limitados, los más comunes son los de 2 3/8" y los de 2 7/8".

- Las pérdidas de presión son altas cuando se están bombeando fluidos debido a los pequeños diámetros y longitudes de la sarta. Los gastos de circulación son bajos comparados con la tubería de acero.
- La tubería flexible no puede rotarse en superficie y se puede utilizar solo para perforación liviana o fresado (Well Control School, 2003).

De acuerdo a la figura 4.3 los componentes de la tubería flexible son:

- Inyector.
- Arco guía de la tubería (cuello de ganso).
- Carrete de servicio.
- Fuentes de potencia/energía motriz.
- Consola de control.
- Equipamiento de control y monitoreo.
- Conectores en el interior del pozo.
- Preventores de reventones y empaques.

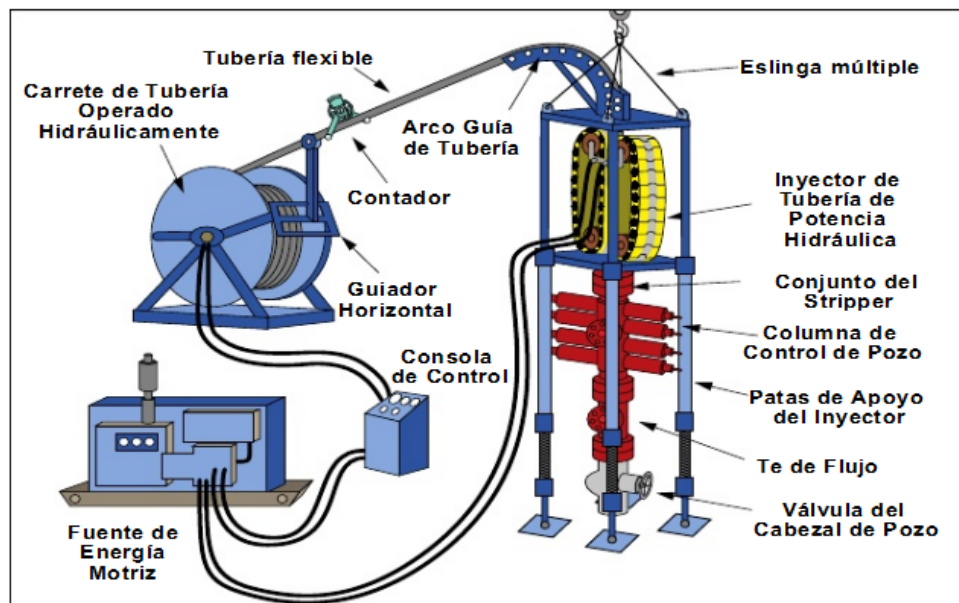


Fig. 4.3 Componentes superficiales de la tubería flexible (Tomada de Well Control School, 2003).

4.3 Perforación Multilateral

Consiste en perforar para alcanzar nuevos intervalos productores de un yacimiento explotado con pozos convencionales. Para esto se perforan varios pozos a partir de uno convencional, con el fin de incrementar el área de drene del yacimiento (ramales), en varias direcciones dentro de la sección horizontal, vertical o direccional y lograr el incrementar la eficiencia de la producción de hidrocarburos mientras se reducen los costos e impactos ambientales de contaminación en superficie. Los ramales varían de 2 a 8, dependiendo del caso (Schlumberger, 2001).

4.3.1 Ventajas de la perforación multilateral.

- Incremento del gasto de producción en un 30-60% con menores caídas de presión que pozos horizontales o verticales.
- Explotación más eficiente de estructuras geológicas complejas.
- Mayor área de contacto con el yacimiento.
- Exploración y evaluación de intervalos productores.
- Reducción de número de pozos a perforar y de instalaciones superficiales.
- Reducción de costos de perforación, terminación y reparación de pozos.
- Se pueden utilizar pozos existentes sin necesidad de construir uno nuevo.
- Ayudan a controlar la entrada de agua y gas.

4.3.2 Desventajas de la perforación multilateral

- El monitoreo y control de pozos multilaterales dentro del yacimiento es complicado.
- El riesgo durante la perforación de pozos aumenta.
- Se requiere personal capacitado para manejar esta tecnología.
- Se requiere de equipos especiales en el reingreso de los pozos laterales.
- La inversión y los costos iniciales son altos.
- El mantenimiento de los ramales de un pozo horizontal es más complejo que los esquemas de pozos convencionales.

De acuerdo a la configuración básica de pozos multilaterales que se muestra en la figura 4.4, para formaciones de baja permeabilidad y con fracturas naturales o inducidas, en el pozo A con los dos tramos laterales opuestos en el fondo puede intersectar con más fracturas que un solo pozo horizontal y también puede reducir la caída de presión por fricción durante la producción. En el

pozo B, los tramos laterales apilados verticalmente resultan efectivos en formaciones laminadas o en yacimientos estratificados. En el pozo C con los tramos laterales horizontales que conforman arreglos tipo horquilla, abanico o espina dorsal, tienen como objetivo una sola zona y están destinados a maximizar la producción de yacimientos someros de baja presión o de crudo pesado (Schlumberger, 2001).

Las conexiones laterales constituyen un elemento crítico en la configuración de la terminación de los pozos, ya que el yacimiento puede presentar condiciones de presión y temperatura específicas al momento de perforación de un pozo. Las conexiones se dividen en aquellas que no presentan integridad hidráulica (niveles 1, 2, 3 y 4) y las que si lo hacen (niveles 5 y 6).

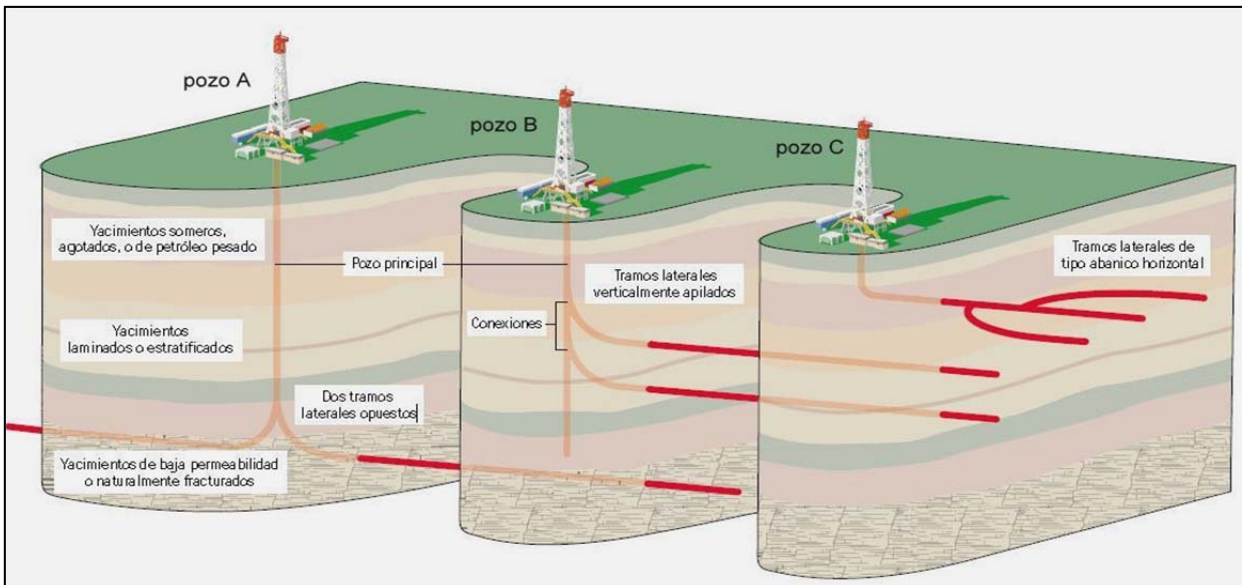


Fig. 4.4 Configuración básica de los pozos multilaterales (Oilfield Review, 2002).

Clasificación de las conexiones.

Los pozos multilaterales se caracterizan de acuerdo con lo mencionado en el Foro de Avance Técnico de Pozo Multilaterales (TAML), donde se estableció la clasificación de conexiones en niveles según el grado de complejidad mecánica, conectividad y aislamiento hidráulico (Fig. 4.5).

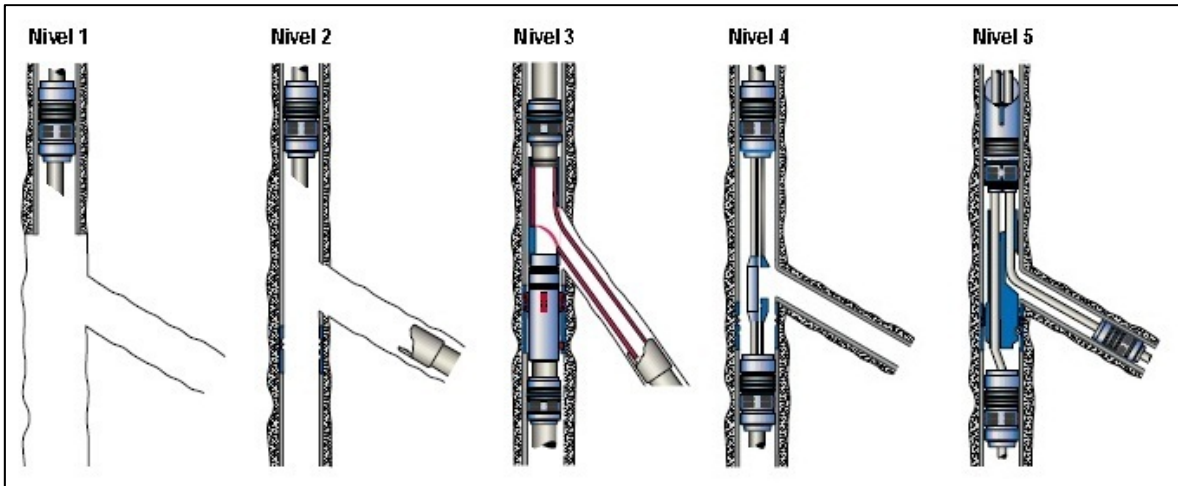


Fig. 4.5 Clasificación de las conexiones para pozos multilaterales (Oilfield Review, 2002).

Nivel 1. Pozo de re-entrada sin entubar o conexión sin soporte.

Nivel 2. Pozo principal entubado y cementado con tramo lateral terminado a agujero descubierto o con tubería de revestimiento desprendida.

Nivel 3. Pozo principal entubado y cementado con tramo lateral entubado y sin cementar, con tubería de revestimiento conectada mecánicamente al pozo principal (color rojo).

Nivel 4. Pozo principal entubado y cementado con tramo lateral entubado y cementado, con tubería de revestimiento en el tramo lateral conectado mecánicamente al pozo principal.

Nivel 5. Pozo principal entubado y cementado y tramo lateral entubado, cementado o sin cementar donde la integridad y el aislamiento hidráulico están provistos por la tubería de revestimiento primaria en la intersección de la tubería de revestimiento del tramo lateral sin componentes de terminación adicionales dentro del pozo principal.

4.4 Perforación con Tubería de Revestimiento.

La tubería de revestimiento constituye el medio con el cual se cubre el agujero que se va perforando. Con ello se asegura el éxito de las operaciones llevadas a cabo durante las etapas de perforación y terminación del pozo.

La perforación con TR consiste en eliminar la sarta de perforación y sustituirla con una tubería de revestimiento, con lo cual se logra un ahorro de entre el 7% y el 10% en el tiempo total de perforación, por lo cual es una alternativa más para optimizar la rentabilidad de los proyectos de inversión, sin embargo, no debe utilizarse indiscriminadamente en cualquier pozo o campo, sin antes hacer una evaluación económica de los pozos donde se pretende utilizar esta técnica. Para aplicar esta técnica es necesario contar con las juntas adecuadas en las tuberías de revestimiento para que se puedan ir armando los diferentes tramos de tubería (Oilfield Review, 2005).

El objetivo de la tubería de revestimiento es proteger las zonas perforadas y aislar las zonas problemáticas que se presentan durante la perforación. Tal es el caso de revestir el agujero para mantener la estabilidad del mismo, prevenir contaminaciones, aislar los fluidos de las formaciones productoras, controlar las presiones durante la perforación y en la vida productiva del pozo.

Ventajas de la perforación con tubería de revestimiento.

- Es aplicable a cualquier profundidad de pozo, tanto para pozos someros como profundos.
- Se perfora con la misma tubería y se eliminan tiempos improductivos.
- Es útil en zonas con pérdidas de circulación, cambios de presión y formaciones inestables
- La perforación y colocación de tapones de cemento u otros agentes utilizados para aislar zonas con pérdida de circulación, zonas presurizadas, condiciones de pozo inestables o formaciones móviles con derrumbes excesivos.
- Brinda una mejor limpieza de pozo con circulación casi continua, una geometría anular de diámetro único y velocidades anulares más elevadas.
- Posibilita la utilización de lodos livianos (menos costosos).
- Disminuye los problemas de arrastre y mejora la calidad potencial del cemento y del pozo.

Operaciones y arreglos de TRs en la perforación y entubación de pozos (fig. 4.6):

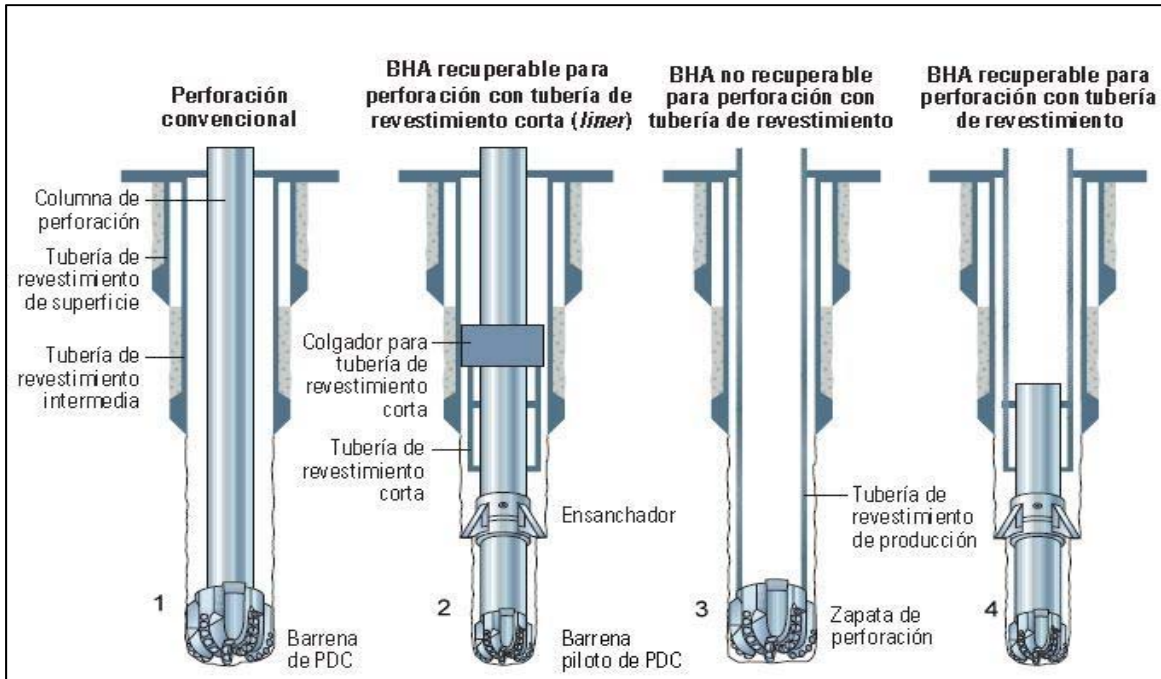


Fig. 4.6 Arreglos de TRs (Oilfield Review, 2005).

Las operaciones de perforaciones tradicionalmente implicaron el empleo de barreras tricónicas o barrenas de cortadores fijos en el extremo (1). Como alternativa los operadores pueden utilizar varios arreglos de pozo para perforar con tuberías de revestimiento. En la perforación con TRs cortas se utiliza suficiente tubería para entubar el agujero descubierto y se omite la parte superior de la TR (2). El arreglo de fondo de pozo se baja a la columna de perforación convencional hasta la profundidad objetivo y soporta las cargas de perforación principales, un colgador para tubería de revestimiento corta o empacador conecta la columna de perforación con el liner o TR corta. El arreglo de fondo se puede recuperar solo una vez finalizando el pozo, si existe una falla se debe extraer toda la tubería y la TR corta. La posición del colgador para el liner dentro de la sarta limita la profundidad de perforación máxima. Una sarta de revestimiento completa en barrena perforable no recuperable (3) o una barrena recuperable (4) provee funcionalidad y flexibilidad adicional. El arreglo de fondo recuperable puede desplegarse y recuperarse con tubería articulada más pequeña o cable de acero sin necesidad de bajar y extraer la TR de pozo.

Es importante señalar que la configuración de la tubería de revestimiento en la perforación varía de acuerdo a las características del yacimiento que se está perforando y la metodología que impone la compañía que está realizando este trabajo es variable.

4.5 Perforación Direccional.

Consiste en desviar un agujero con base en una trayectoria planificada hacia un objetivo determinado, ubicado a cierta profundidad, cuya ubicación posee dirección y desplazamiento con respecto a la vertical (Gorgone, 2005).

4.5.1 Conceptos básicos de la perforación direccional.

- Profundidad Medida (MD): es la distancia o longitud del pozo. Representa la distancia de la trayectoria del pozo o la medición de la tubería en el pozo.
- Profundidad Vertical Verdadera (True Vertical Depth): es la proyección de la profundidad medida en la vertical. Representa la distancia vertical de cualquier punto del pozo perforado al sistema de referencia.
- Desvío: es la distancia horizontal de cualquier punto del pozo al eje vertical de referencia, también se le conoce como desplazamiento o desviación horizontal.
- Punto de arranque (Kick off Point, KOP): es la profundidad del pozo en la cual se coloca la herramienta de deflexión inicial y se comienza el desvío.
- Ángulo de inclinación: es el ángulo formado del pozo con respecto a la vertical.
- Tasa de incremento o disminución de ángulo: es la cantidad de grados por unidad de longitud necesarios para incrementar o disminuir el ángulo.
- Dirección u orientación: ángulo fuera del Norte o Sur (hacia el Este u Oeste), que muestra la orientación y el desplazamiento (Barberij, 1998).
- Azimuth: ángulo desde el Norte, en dirección de las agujas del reloj, de la desviación del pozo.
- Sección aumentada: sección del pozo, después del KOP, donde el ángulo de inclinación aumenta.
- Sección tangencial: sección del pozo donde el ángulo de inclinación y dirección permanecen constante.
- Sección de descenso: sección del pozo donde el ángulo de inclinación disminuye.
- Giro: es el movimiento necesario desde la superficie para obtener un cambio de dirección u orientación.

- Registro: es la medición por medio de instrumentos, del ángulo de inclinación y dirección en cierto punto del pozo.
- Coordenadas: son las distancias en las direcciones N-S y E-W de un punto dado.
- Rumbo: es la intersección entre el estrato y un plano horizontal, medido desde la posición N-S.
- Echado: es el ángulo entre el plano de estratificación de la formación y el plano horizontal, medido en un plano perpendicular al rumbo.
- Pata de Perro: cualquier cambio severo de ángulo y trayectoria del pozo.
- Severidad de Pata de Perro: es la tasa de cambio del ángulo entre dos secciones, expresado en grados por unidad de longitud.
- Objetivo (Target): es un punto fijo del subsuelo que corresponde a la formación que debe ser penetrada por el pozo (Barberii, 1998).

4.5.2 Tipos de Pozos Direccionales

Tipo I. El pozo se planea de modo que la desviación inicial se obtenga a poca profundidad. El ángulo de inclinación se mantiene constante hasta llegar al objetivo o intervalo productor. Esta configuración se usa principalmente para pozos de profundidad moderada, en regiones en las que la producción está en un solo intervalo y en las que no se requieren sartas intermedias de revestimiento. Se usa también para perforar pozos más profundos en los que se requiere mucho desplazamiento lateral.

Tipo II. Es el pozo de configuración en "S". La desviación se inicia también cerca de la superficie. La inclinación se mantiene, lo mismo que en el Tipo I. hasta que se logra casi todo el desplazamiento lateral. Seguidamente se reduce el ángulo de desviación hasta volver el pozo a la vertical para llevar al intervalo productor. Esta configuración, que puede traer consigo algunos problemas, se usa principalmente para perforar pozos con intervalos productores múltiples, o en los que hay limitaciones impuestas por el tamaño y la localización del objetivo.

Tipo III. La desviación se comienza bien debajo de la superficie y el ángulo promedio de inclinación se mantiene hasta llegar al objetivo (fig. 4.7). Esta configuración es especialmente apropiada para

situaciones tales como las de perforación de fallas o de domos salinos, o en cualquier situación en las que se requiera volver a perforar o reubicar la sección inferior del pozo.

Pozos Horizontales. La productividad de los pozos horizontales llega a ser mayor que la de uno vertical. Comunican una mayor área de la formación productora, atraviesan fracturas naturales, reducen las caídas de presión y retrasan los avances de los contactos agua-aceite o gas aceite.

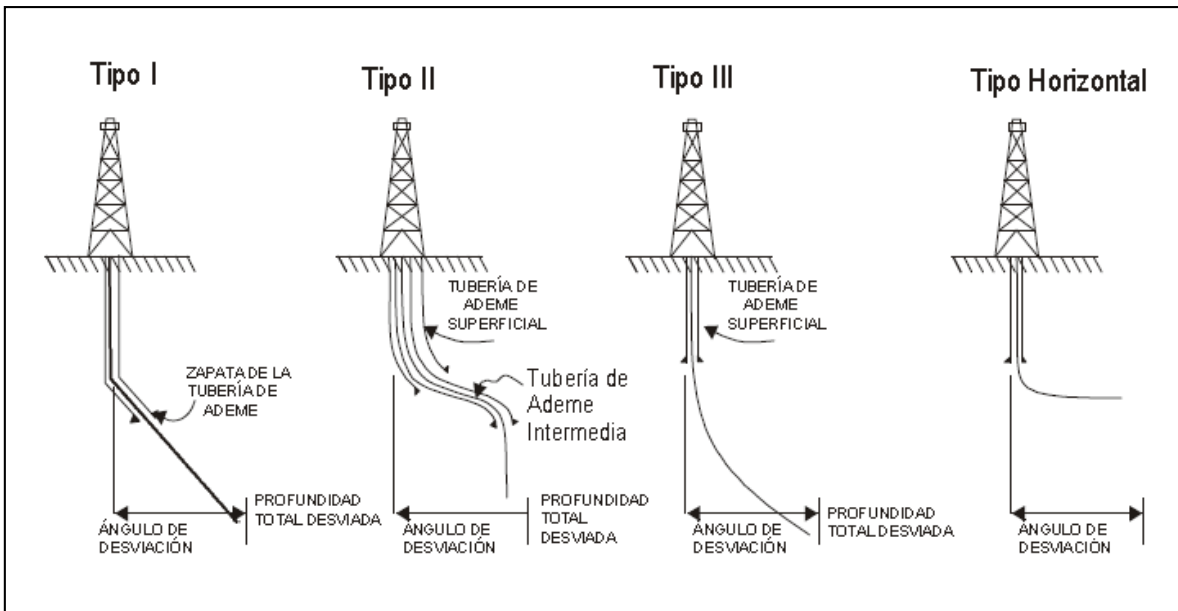


Fig. 4.7 Patrones básicos de agujero para pozos direccionales (PEMEX, 2004).

4.5.3 Aplicación de Pozos Direccionales

En la figura 4.8 se muestran algunas aplicaciones de pozos direccionales, las cuales pueden ser:

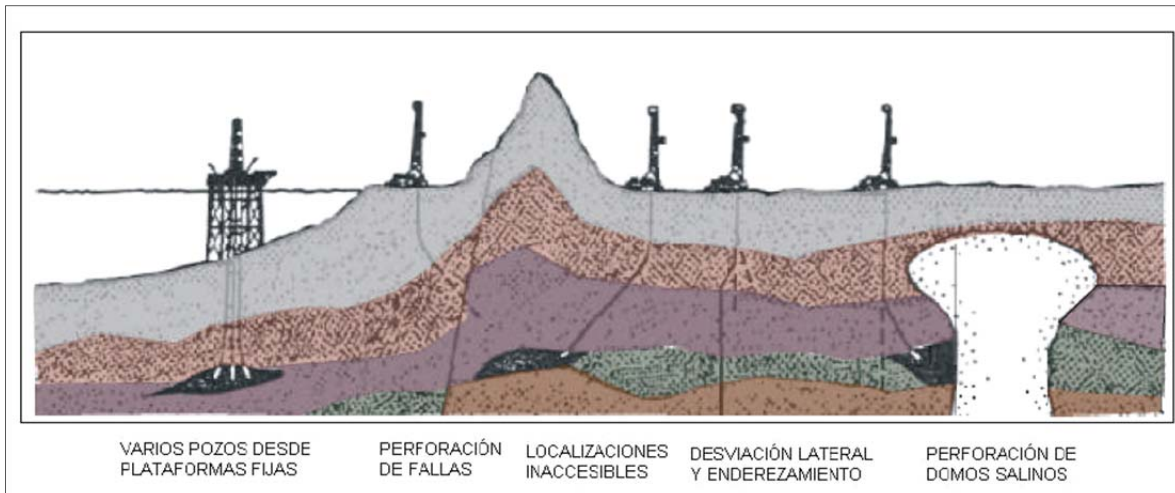


Fig. 4.8 Aplicaciones de pozos direccionales (PEMEX, 2004).

Varios Pozos desde Estructuras Artificiales. La aplicación actual más común de los métodos de desviación es en la perforación costa afuera, ya que permite perforar un número óptimo de pozos desde la misma plataforma o macropera. Esa operación simplifica notablemente las redes de recolección y los sistemas de producción, factores que gobiernan la viabilidad económica de la industria costa afuera.

Perforación en Fallas Geológicas. Otra aplicación de la perforación direccional es la perforación en fallas geológicas. El pozo se desvía a través de la falla o para obtener una mayor producción, se elimina así el riesgo de perforar pozos verticales a través de planos de fallas muy inclinados, lo que puede ocasionar el deslizamiento y el cizallamiento de las sartas revestidoras.

Localizaciones Inaccesibles. Este método se aplica cuando se tiene la necesidad de situar el equipo de perforación a distancia del intervalo productor debido a que la ubicación del pozo se encuentra en una zona inaccesible, es decir, se desea obtener producción de intervalos situados bajo ríos, montañas, ciudades, etc.

Desviación Lateral y Enderezamiento. Se usa primordialmente para resolver dos problemas: el de apartarse de una obstrucción desviando el pozo, o el de enderezar el pozo si éste se ha torcido.

Perforación de Domos Salinos. Los programas de perforación direccional también se usan para evitar los problemas de perforación de domos salinos, cuando el yacimiento a explotar se

encuentra atrapado bajo la saliente de un domo salino y por razones operacionales no se desea atravesar.

Pozos de Alivio. Esta técnica se aplicó a fin de poder bombear lodo y agua para controlar pozos desbocados (descontrolados).

4.6 Perforación Horizontal.

La perforación horizontal es el proceso de perforación de un pozo desde la superficie hasta un punto del subsuelo arriba del objetivo llamado punto de arranque, después se desvía el pozo desde el plano vertical hasta formar una curva que intersecte con un punto de entrada con una inclinación cerca a la horizontal y manteniéndola dentro del yacimiento hasta llegar al punto de fondo deseado (fig. (Lynn Helms, 2008).

Los pozos horizontales (fig. 4.9) pueden proveer soluciones óptimas en situaciones específicas donde se necesite mejorar:

- La Recuperación final y el drenaje del yacimiento
- La Productividad en yacimientos consolidados
- El espaciado de pozos y la reducción de la cantidad de pozos en proyectos de desarrollo.
- Control de problemas de conificación gas/agua

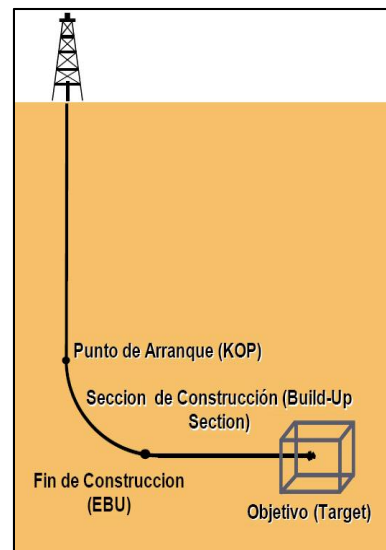


Fig. 4.9 Perforación Direccional Horizontal.

4.6.1 Metodología de la perforación horizontal.

Al inicio de la perforación de un pozo horizontal, se realiza la misma técnica rotatoria de la perforación vertical donde la sarta de perforación es rotada desde la superficie y esta se compone de varias juntas de acero conectadas, accesorios, lastrabarrenas y la barrena de perforación.

Del punto de arranque hasta el punto de entrada (la sección curva del pozo horizontal) se perfora con un motor hidráulico colocado arriba de la barrena y accionado con un fluido de perforación. La barrena es rotada por medio del motor hidráulico sin la necesidad de rotar toda la sarta, el desvío del pozo se realiza mediante un motor de fondo. Se realiza el deslizamiento del pozo orientando la trayectoria de la curva con el motor y rotando la tubería de fondo. La sección de curvatura por lo general tiene un radio de 300-500 pies. Para regresar a la posición vertical del pozo; la tubería debe moverse lentamente mientras el motor sigue rotando la barrena.

Los accesorios de la tubería del pozo que transmiten las lecturas de los sensores se encuentran cerca de la barrena, estos sensores proporcionan el azimuth y la dirección del conjunto de perforación; algunos sensores modernos nos permite calcular la posición (coordenadas x, y, z) tridimensionales de la barrena.

Estos sensores nos proporcionan información del ambiente del fondo de pozo, como la presión y temperatura, el peso de la barrena, la velocidad de perforación y el torque rotacional. También nos proporcionan información acerca de las características de la roca como su radioactividad natural y su resistencia eléctrica, similar a aquella obtenida de los registros de pozo tomada con tubería horizontal. Cualquier instrumentación utilizada en el fondo se relaciona con la “medición durante la perforación” (MWD), la información se envía a la superficie mediante pequeñas fluctuaciones en la presión del fluido de perforación a través de la TP.

Los pozos horizontales perforados adecuadamente pueden producir los siguientes beneficios:

- Pueden aumentar los gastos de producción 3 a 4 veces por encima de los pozos verticales.
- El costo extra de los pozos horizontales se paga con el aumento de los gastos de producción.
- En yacimientos muy permeables, los pozos horizontales pueden reducir la cantidad de pozos y mejorar los gastos iniciales de producción/vida del pozo.
- En yacimientos fracturados, delgados y discontinuos, los pozos horizontales incrementan significativamente la recuperación final debido a que el drenaje es más eficiente.
- El desarrollo de campos marginales puede resultar económicamente factible debido a la reducida cantidad de pozos requeridos para explotar el yacimiento (PEMEX, 2004).

4.6.2 Medición durante la Perforación (MWD).

Se utiliza el equipo M.W.D. para conocer de manera directa en la superficie, información continua, el ángulo alcanzado y el rumbo al que está orientada la herramienta deflectora. Por medio de una probeta alojada dentro de la sarta de perforación se transmiten pulsos a través de el lodo hasta la superficie, para ser extraídos en el stand pipe donde está colocado un primer receptor de señales llamado translucer, esta a su vez manda la señal a un equipo de computo, donde se decodifica la señal dándonos información usual (ángulo, rumbo, temperatura, presión y orientación), (Fig. 4.10).

El equipo MWD consta de cuatro componentes importantes los cuales son:

- Conjunto del generador de pulsos con sustituto.
- Sensor / elementos electrónicos de la sonda.
- Unidad con largueros de arrastre.
- Sistema de cómputo.

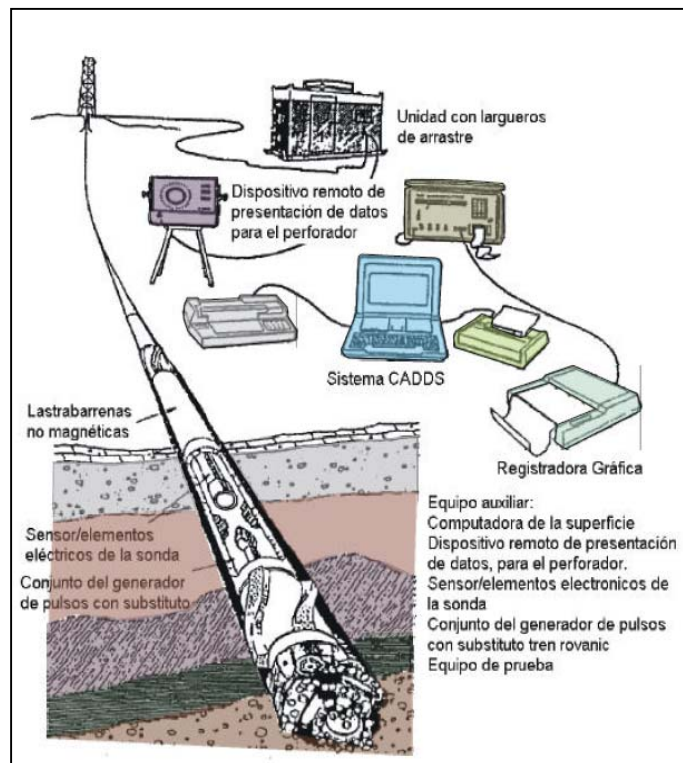


Fig. 4.10 Equipo de Medición durante la Perforación (Tomado del Manual de Perforación de PEMEX, 2004).

4.6.3 Motores de Fondo

Son operados hidráulicamente por medio del lodo de perforación bombeado desde la superficie a través de la tubería de perforación. Pueden utilizarse para perforar tanto pozos verticales como direccionales. Entre las principales ventajas proporcionadas del empleo de este tipo de motores podemos mencionar las siguientes:

- Proporcionan un mejor control de la desviación.
- Se tiene la posibilidad de desviar en cualquier punto de la trayectoria de un pozo.
- Ayudan a reducir la fatiga de la tubería de perforación.
- Pueden proporcionar mayor velocidad de rotación en la barrena.
- Generan arcos de curvatura suaves durante la perforación.
- Se pueden obtener mejores ritmos de penetración.

El uso de motores de fondo, reduce los riesgos de pescados, hace óptima la perforación y en consecuencia, disminuye los costos totales de perforación. Cabe resaltar que el motor de fondo no realiza la desviación por sí solo, requiere del empleo de un codo desviador (bent sub). El ángulo del codo es el que determina la severidad en el cambio del ángulo.

Los motores de fondo pueden trabajar con cualquier tipo de fluido de perforación (base agua o aceite), lodos con aditivos e incluso con materiales obturantes. Aunque los fluidos con alto contenido de sólidos reducen en forma significativa la vida de la herramienta. El contenido de gas o aire en el fluido pueden provocar daños por cavitación en el hule del estator (fig.4.11).

El tipo y diámetro del motor a utilizar depende de los siguientes factores:

- Diámetro del agujero.
- Programa hidráulico.
- Ángulo del agujero al comenzar la operación de desviación.
- Accesorios (estabilizadores, lastrabarrenas, codos, etc.).

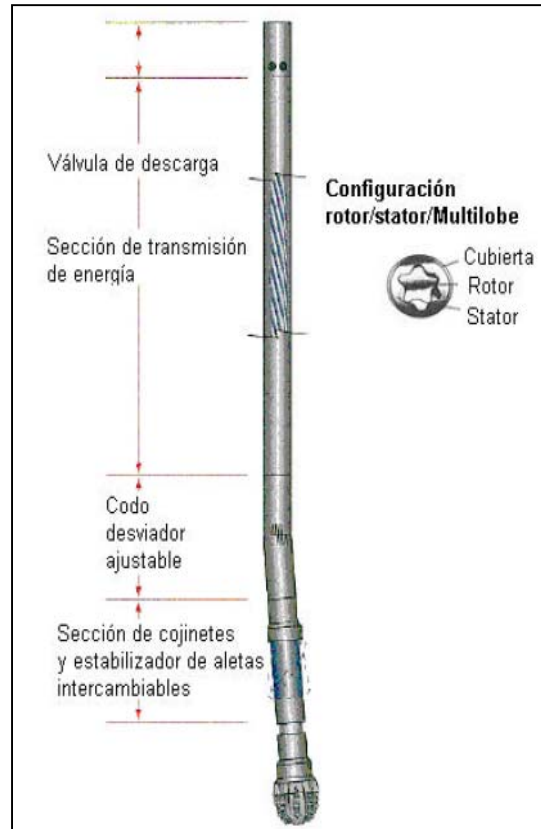


Fig. 4.11 Arreglo del motor de fondo dirigido (Tomado del Manual de Perforación de PEMEX, 2004).

El sub curvo se usa para impartir deflexión constante al conjunto. Su rosca superior es concéntrica con el eje de su cuerpo, y su rosca inferior es concéntrica con un eje inclinado de 1 a 3° con relación al eje de la rosca superior.

Los motores de fondo pueden ser de helicoidales o de turbina. Los motores dirigibles son la herramienta más utilizada para perforar pozos direccionales y se caracterizan por tener versatilidad de poder perforar en modo rotatorio y deslizado. Estos aparejos evitan la necesidad de cambiar los aparejos de fondo.

Motores de turbina. El motor de fondo es la herramienta deflectora que genera la fuerza de torsión del pozo abajo y elimina la necesidad de dar rotación a la sarta. La primera variación de este motor es la llamada turbo barrena o motor tipo turbina, que es una unidad axial multietapa que es eficiente y confiable en formaciones duras.

Consta de una sección multietapa de rotor y estator, una sección de cojinetes, un eje impulsor y un sub que hace girar la barrena. La primera etapa se compone de rotor y estator de configuración

idéntica. El estator es fijo y desvía el flujo de lodo de perforación hacia el rotor, el cual va fijo en el eje impulsor. Lo importante es transmitir la acción rotatoria para hacer girar la barrena (Fig. 4.12).

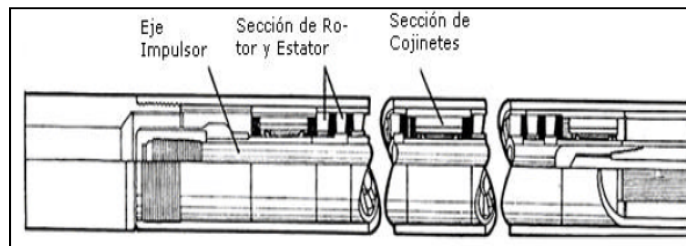


Fig. 4.12 Motores de fondo tipo turbina (Tomado del Manual de Perforación de PEMEX, 2004).

Motores helicoidales. La segunda variación del motor de fondo es el motor de desplazamiento positivo o “helicoidal”. Consta de un motor helicoidal de dos etapas, una válvula de descarga, un conjunto de biela y otro de cojinetes y un eje. El motor helicoidal tiene una cavidad en espiral forrada de caucho (hule), provista de sección transversal elíptica que aloja un rotor sinusoidal de acero. Por consiguiente, el flujo descendente presurizado del lodo, entra entre la cavidad espiral y el rotor, el cual se desplaza y gira. La rotación energiza el eje impulsor y el efecto es fuerza de torsión que hace girar la barrena (fig. 4.13).

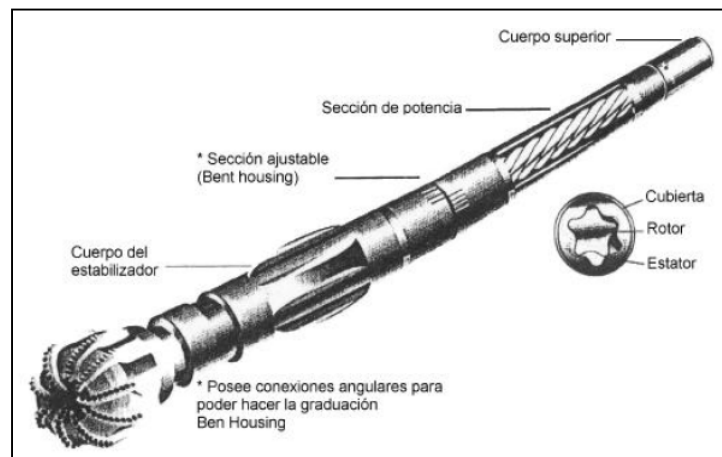


Fig. 4.13 Motores de fondo tipo helicoidal (Tomado del Manual de Perforación de PEMEX, 2004).

4.7 Fracturamiento Hidráulico.

El fracturamiento hidráulico de un pozo consiste en la inyección de un fluido a presión denominado fluido de fractura, hasta la profundidad a la que se encuentra la roca que se quiere

fracturar, expuesta en la cara del pozo, para lograr la falla de la misma, es decir, hasta fracturar o hacer fallar la formación.

Esta técnica se utiliza básicamente para lograr el incremento de la conductividad del petróleo o gas en formaciones de baja permeabilidad y para reducir o eliminar el efecto de daño en los pozos; también se utiliza para controlar la producción de arena en formaciones poco consolidadas y para atenuar la velocidad de deposición de materiales como asfáltenos, parafinas y arcillas migratorias que dañan la formación; también se utiliza para restablecer las condiciones de flujo que faciliten la afluencia de fluidos del pozo a la formación o viceversa. En la recuperación secundaria se utiliza para mejorar el índice de inyectividad del pozo y creación de canales de flujo de alta conductividad en el área de drene del pozo productor (Alayón-González, 2007).

Fluidos Fracturantes. Los fluidos fracturantes se utilizan para abrir y propagar la fractura eficientemente, así como para transportar el apuntalante a lo largo de la fractura. Es necesario analizar las propiedades del fluido a utilizar, las condiciones de presión y temperatura del pozo, las características de los fluidos de formación y el tipo de roca.

Dentro de las propiedades que debe tener están: el bajo coeficiente de pérdida, la alta capacidad de acarreo del apuntalante, las bajas pérdidas de presión por fricción en las tuberías y altas en la fractura, fácil remoción después del tratamiento, la compatibilidad con los fluidos de formación y un daño mínimo a la permeabilidad de la formación y fractura.

Los tipos de fluidos fracturantes que se utilizan son base agua y base aceite. Los fluidos base agua son utilizados en un 70% de los tratamientos de fracturamiento ya que se obtienen de diversas fuentes de suministro, pero se deben verificar por que podría contener sólidos en suspensión que afectaría el comportamiento del fluido mezclado con los aditivos. Los fluidos base aceite no inhiben las arcillas, tienen baja tensión interfacial en el sistema roca fluido, son compatibles con la mayoría de las formaciones y fluidos contenidos en ellas.

Proceso de Fracturamiento. Primero se realiza la mezcla de químicos especiales para obtener un fluido apropiado y así poder bombear la mezcla del fluido dentro de la zona a altas presiones para acuñar y extender la fractura. El fluido fracturante es bombardeado para la fractura inicial, la primera cantidad de fluido que entra en la fractura se encarga de la creación de la misma y del control de la pérdida de fluido dentro de la formación, a lo largo de las superficies de la formación creadas por la fractura, las cuales son paredes de la misma. Las fracturas se extienden o se

propagan a medida que se continúa bombeando el fluido de tratamiento. La fractura producida proveerá canales de alta conductividad desde el yacimiento hasta el fondo del pozo. Se podría considerar que después de fracturar un pozo, se origina un cambio de patrón de flujo radial o lineal (Fig. 4.14), (Alayón-González, 2007).

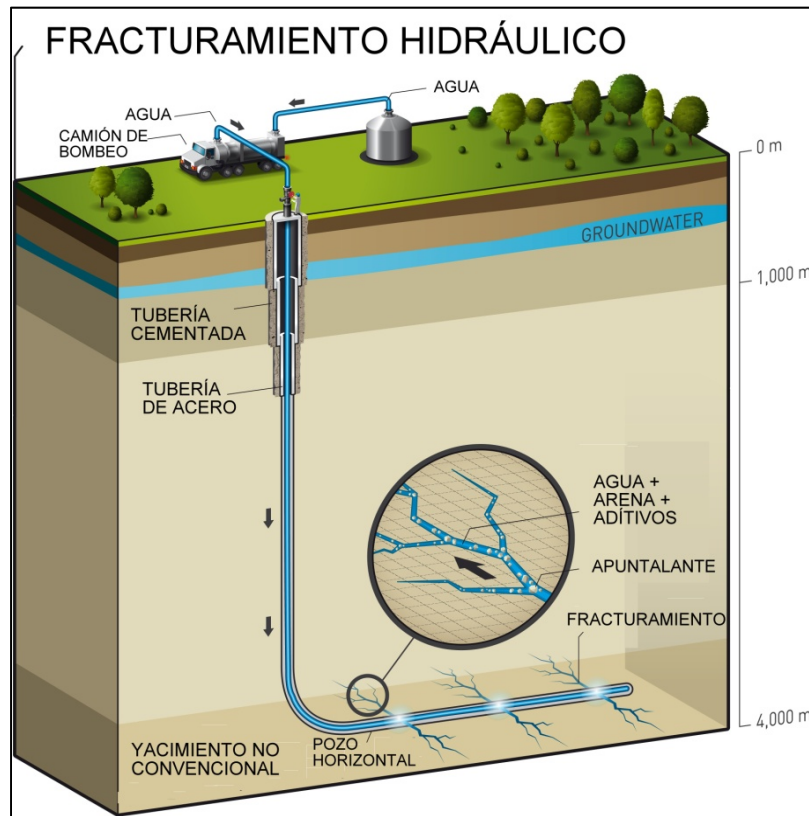


Fig.4.14 Esquema del Fracturamiento Hidráulico en un yacimiento no convencional (Tomado de Skifergas, 2012).

Evaluación de la fractura. La evaluación de la fractura es realizada inmediatamente después de finalizado el bombeo, con los datos obtenida de las presiones manejadas durante el tratamiento. Considerando en esta evaluación el tiempo de cierre, el empaque de la fractura, la longitud alcanzada, los intervalos fracturados, si ocurrió arenamiento en el pozo durante o después de la fractura, el tiempo de rompimiento de gel de la fractura, el tiempo de activación de los pozos después de finalizado el trabajo, determinando de esta manera el éxito o fracaso de la operación.

4.8 Perforación en el Campo Humapa.

En el Campo Humapa se cuenta con 7 macroperas que contienen pozos direccionales, los cuales suman un total de 42, los que fueron perforados a profundidades que llegan hasta los 2100 m. Los pozos fueron analizados de acuerdo a la profundidad de los intervalos productores y de acuerdo a los datos de producción registrados por PEMEX durante el 2012. En la fig. 4.15 se muestra el arreglo de las macroperas analizadas en el modelo de Petrel.

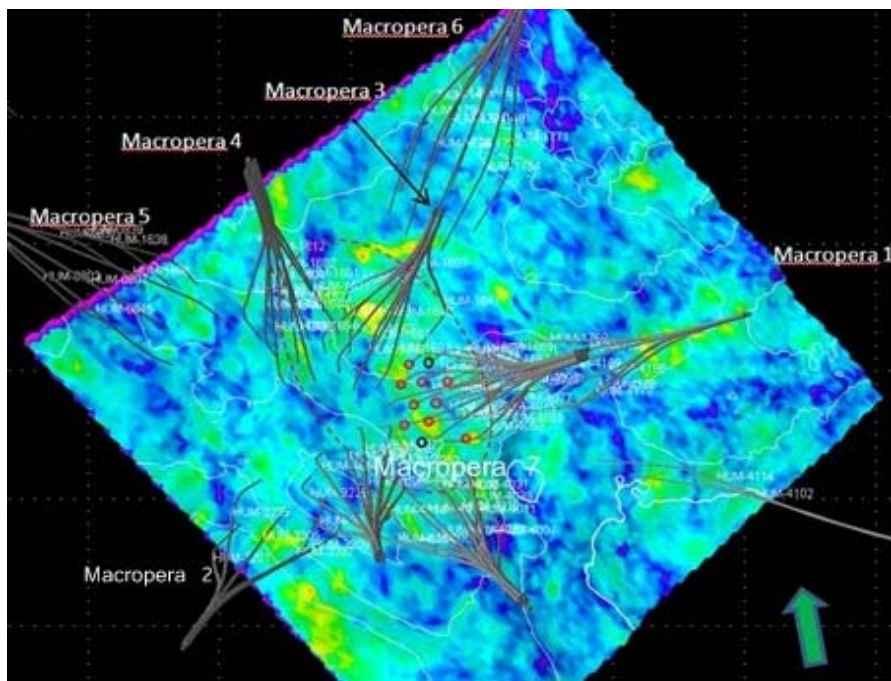


Fig. 4.15 Esquema de distribución de pozos direccionales del Campo Humapa, los puntos en rojo representan los intervalos probados en los pozos (CNH-UNAM, 2012).

La macropera 1 contiene 3 pozos, que se encuentran perforados a profundidades que van desde 1705 m a 1807 m, uno de ellos fue disparado en 2 intervalos (1753-1785 m y 1795-1807 m) logrando una producción de 40.80 bpd.

La macropera 2 contiene 5 pozos, que se encuentran perforados a profundidades que van desde los 1550 m a 1916 m; 4 cuentan con registros de producción en un intervalo productor y solo uno cuenta con dos intervalos productores (1770-1795 m y 1805-1820 m), logrando un gasto de producción de 31.38 bpd.

En la macropera 3 se tienen 6 pozos, perforados a profundidades que van desde los 1495 m a los 1914 m; todos con registros de producción de un intervalo. El pozo más productor registra un gasto de 38 bpd.

En la macropera 4 se tienen 7 pozos, perforados a profundidades que van desde los 1312 m hasta 1956 m, los cuales contienen gastos de producción que van desde 7.62 bpd el más bajo a 57.91 bpd el más productivo.

Para la macropera 5 se tienen 7 pozos con gastos de producción que van de los 60.91 bpd a los 7.14 bpd, en profundidades que van desde los 1495 m hasta los 2076 m.

En la macropera 6 hay 7 pozos perforados a profundidades que van de los 1717 m a los 2025 m, logrando un rango de gastos de producción que van desde los 11.43 bpd a los 128.28 bpd, estando aquí el área de mayor oportunidad dentro del campo.

En la macropera 7 se tienen 7 pozos perforados a profundidades que van desde los 1302 m hasta los 1988 m, logrando gastos de producción que van de los 11.6 bpd hasta 29.51 bpd.

4.8.1 Datos de Perforación.

Parámetros generales de Perforación:

- Profundidad: 2100 m desarrollados.
- Rango de desviación: 0° a 45°.

Densidad del lodo de perforación:

- Primera etapa: 1.10-1.25 gr/cm³ con inhibidor de polímeros.
- Segunda etapa: 1.25-1.35 gr/cm³ con inhibidor de polímeros.
- Tercera etapa: 1.35-1.40 gr/cm³ con emulsión inversa.

Dificultades durante la perforación:

1. Etapa inicial. Hidratación de arcillas, pérdidas de circulación, atascamiento de las tuberías de revestimiento, inestabilidad del pozo, flujo de gas y agua superficial.
2. Etapa Intermedia. Reacción de las capas intercaladas en las lutitas, pérdida de fluido por el estancamiento de las pipas, altas velocidades de penetración, incremento de la densidad de circulación debido a la concentración de recortes en la zona anular, pérdidas de circulación.

3. Etapa de Producción. Empacamiento, Fricción, presencia de gas, pérdidas de circulación, pegaduras debido al cambio de presión, acumulación de flujo en la sección curva del pozo.

Las configuraciones de tuberías de revestimiento en el campo Humapa son: tubería conductora de 10 ¾" utilizada en la instalación de los preventores y esta cementada a una profundidad de 40 a 100 m; la tubería intermedia es de 7 5/8" y esta cementada a una profundidad que va de los 250 a 700 m, tal profundidad está dada por la correlación de pozos del campo; finalmente, la tercera etapa es perforada con una TR de 5 ½" la cual se cementa hasta la profundidad total del pozo. Generalmente se utilizan coples tipo API en la cementación de las tuberías. En la primera etapa, la presión es normal y el lodo de perforación es base agua con densidades que van de 1.1 a 1.4 gr/cm³, la densidad del lodo puede variar debido a la estabilidad de las arenas y al gradiente de presión que se tenga. No se encontraron problemas durante el proceso de perforación. En la fig. 4.16 se muestra el estado mecánico de un pozo representativo del campo Humapa, donde se observan las tuberías de revestimiento y a la derecha la columna estratigráfica con las formaciones geológicas que atraviesa el pozo (PEMEX, 2012).

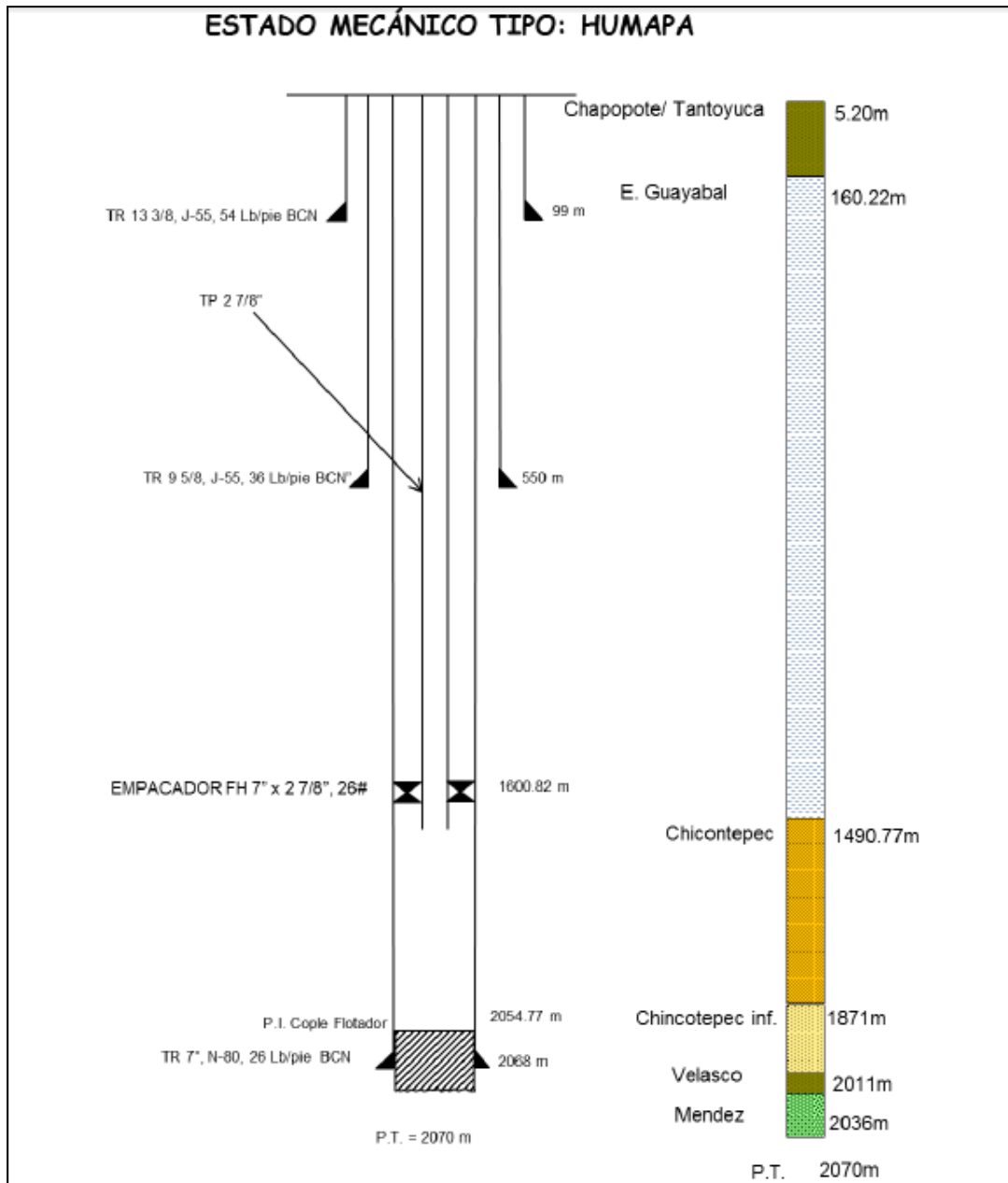


Fig. 4.16 Estado mecánico de un pozo representativo del campo Humapa (PEMEX, 2012).

4.8.2 Manejo de Hidrocarburos en el Campo Humapa.

El Campo Humapa tiene una producción bruta de 1.282 MBPD que se transportan por medio de pipas que van a las baterías de separación que manejan la producción de Humapa y Miquetla. La infraestructura que maneja el campo se muestra a continuación:

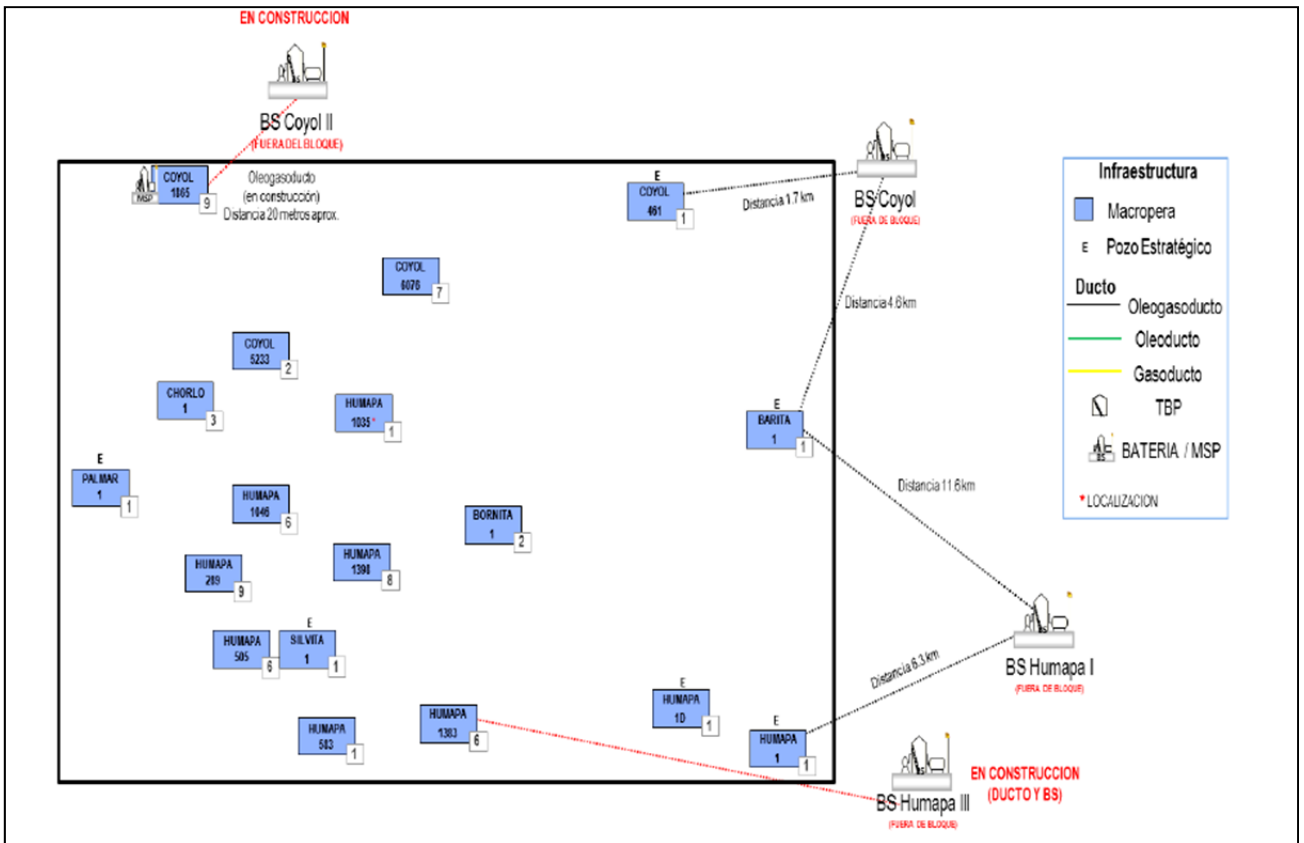


Fig. 4.17 Manejo de producción del campo Humapa (PEMEX, 2012).

Es importante mencionar que debido a que los gastos de producción son moderados en el campo, no se cuenta con oleoductos ni gasoductos para transportar el hidrocarburo dentro del bloque. Actualmente se están construyendo 2 baterías de separación en los márgenes del bloque, en el Campo Coyal, hacia donde se tiene planeado mandar la producción de gas y aceite del Campo Humapa.

5. DESARROLLO DE CAMPOS.

Todo campo o yacimiento petrolero comienza su vida con un proceso de exploración, donde se recopila, analiza y se sintetiza toda la información del área de estudio que permita evaluar la magnitud de la oportunidad económica que se tenga en el subsuelo.

Durante la exploración de campos se busca localizar zonas de acumulación de hidrocarburos que sean económicamente rentables para su extracción, posteriormente se corren análisis sísmicos 2D y 3D, así como registros geofísicos para confirmar la existencia de hidrocarburos en las áreas estudiadas. Una vez que se identifican los plays se procede a la etapa de desarrollo mediante la perforación de pozos exploratorios.

Posteriormente a esta etapa se requieren buscar las estrategias para recuperar la mayor cantidad de reservas basándose en la caracterización detallada del yacimiento. La recuperación de estas reservas puede hacerse por métodos primarios, secundarios o por procesos de recuperación mejorada. Es importante saber que cada yacimiento tiene estrategias de explotación particulares e individuales, no existe un procedimiento específico para elaborar el plan de explotación de un yacimiento.

En el caso del desarrollo del campo Humapa se busca mejorar las estrategias de explotación, utilizando la información técnica del campo para mejorar su caracterización y por consiguiente aumentar o disminuir el volumen prospectivo de reservas con las que se cuenta. La evaluación de las estrategias de explotación envuelve aspectos técnicos y económicos que serán más fáciles de definir cuando existe un alto nivel del conocimiento del yacimiento; desafortunadamente para el análisis de este proyecto se cuenta con información limitada, lo que nos obliga a manejar conclusiones y recomendaciones basándonos en los limitados datos disponibles de campo.

5.1 Modelo Petrofísico del Campo Humapa.

El modelado petrofísico se puede definir como un proceso mediante el cual se describen las características que controlan la capacidad de almacenamiento y de producción de los yacimientos, usando toda la información posible que se tenga disponible. Las propiedades del yacimiento influyen en la caracterización del campo y estas incluyen desde una descripción geológica de la cuenca, tipos de roca, distribución de facies, ambiente de depósito, geometría de los cuerpos que conforman el yacimiento, hasta sus propiedades petrofísicas como son la porosidad,

permeabilidad y saturación de agua. Estos datos provienen de diversas fuentes de información como son: estudios geológicos, levantamientos y procesamiento de información sísmica, registros geofísicos de pozo, muestras de núcleo, datos de producción, entre otros.

Para realizar el estudio petrofísico en el Campo Humapa se revisó la información disponible de 20 pozos productores y no productores del área, esta información fue revisada y validada mediante el software de Petrel. Se verificó la correlación de registros de pozos con las secciones sísmicas, las propiedades físicas de las rocas obtenidas a partir de registros geofísicos y datos de producción; también se realizó el cálculo de las propiedades petrofísicas como el volumen de arcilla, porosidad, permeabilidad y saturación de fluidos en la roca.

5.1.1 Información Disponible.

Se utilizaron datos técnicos y de producción de 20 pozos considerados productores y no productores, así como algunos pozos exploratorios utilizados para la extracción de núcleos. Estos pozos cuentan con información de registros geofísicos en formato digital LAS del tipo: rayos gamma naturales (GR), potencial natural (SP), resistividad profunda (R85), resistividad somera (R20), densidad (RHOB) y/o porosidad-densidad (DPHI), porosidad neutrón (NPFI), tiempo de tránsito (DT) y/o porosidad sónico (SPHI), y caliper (CALI). Así como también se contó con imágenes con interpretación geofísica de los minerales, la porosidad y la saturación de fluidos dentro de la roca perforada.

Se cuenta con información de 6 núcleos de pozos exploratorios, a los cuales se les describen sus propiedades petrofísicas, su contenido mineralógico y su textura mediante láminas delgadas e imágenes SEM; se cuenta con información sobre el tamaño de grano, sobre la espectroscopía de rayos gamma y sobre la difracción de rayos X.

Se cuenta con las graficas de resistividad profunda (RD), resistividad somera (RS) ó resistividad media (RM) y las curvas interpretadas de porosidad efectiva (PHIE), saturación de agua (Sw), volumen de arcilla (VCL), permeabilidad (K) y en algunos casos SP se encuentran contenidas en el software de Petrel.

5.1.2 Estado de la Información Disponible.

La información petrofísica, obtenida de PEMEX, fue analizada, validada y cargada en el software Petrel.

La mayoría de los registros geofísicos no pudieron ser verificados debido a falta de encabezados y nomenclatura, sin embargo al analizar las curvas en general y la curva del caliper no se observan grandes variaciones en cuestión cuantitativa debido a que los agujeros nos presentan derrumbes. Para la determinación las curvas interpretadas de: PHIE, Sw, Vcl y K no se indica el modelo ni el método de interpretación.

No se cuenta con registros de imagen de pozo ni registros de potencial natural para determinar estructuras sedimentarias, en algunos casos se aprecian algunos cambios en los registros que representan las estructuras discordantes que atraviesa el pozo.

Con respecto a los pozos exploratorios se tienen imágenes de microscopio electrónico de escaneo (SEM) en donde se aprecia el tipo de porosidad y las estructuras sedimentarias.

5.1.3 Distribución espacial de propiedades.

Debido a que los intervalos productores del campo Humapa se encuentran por encima de la base del Terciario y debajo de la discordancia C, no se encuentran marcadas las discordancias A y B en los pozos. Las facies corresponden a frentes loburales de los abanicos submarinos donde se presentan arenas con mayor contenido de calcita que de cuarzo como cementante; los espesores de areniscas (litarenitas y calcarenitas) son pequeños, lo que se presentan con intercalaciones de lutitas (Fig. 5.1). El tamaño de granos de arena es de fino a muy fino.

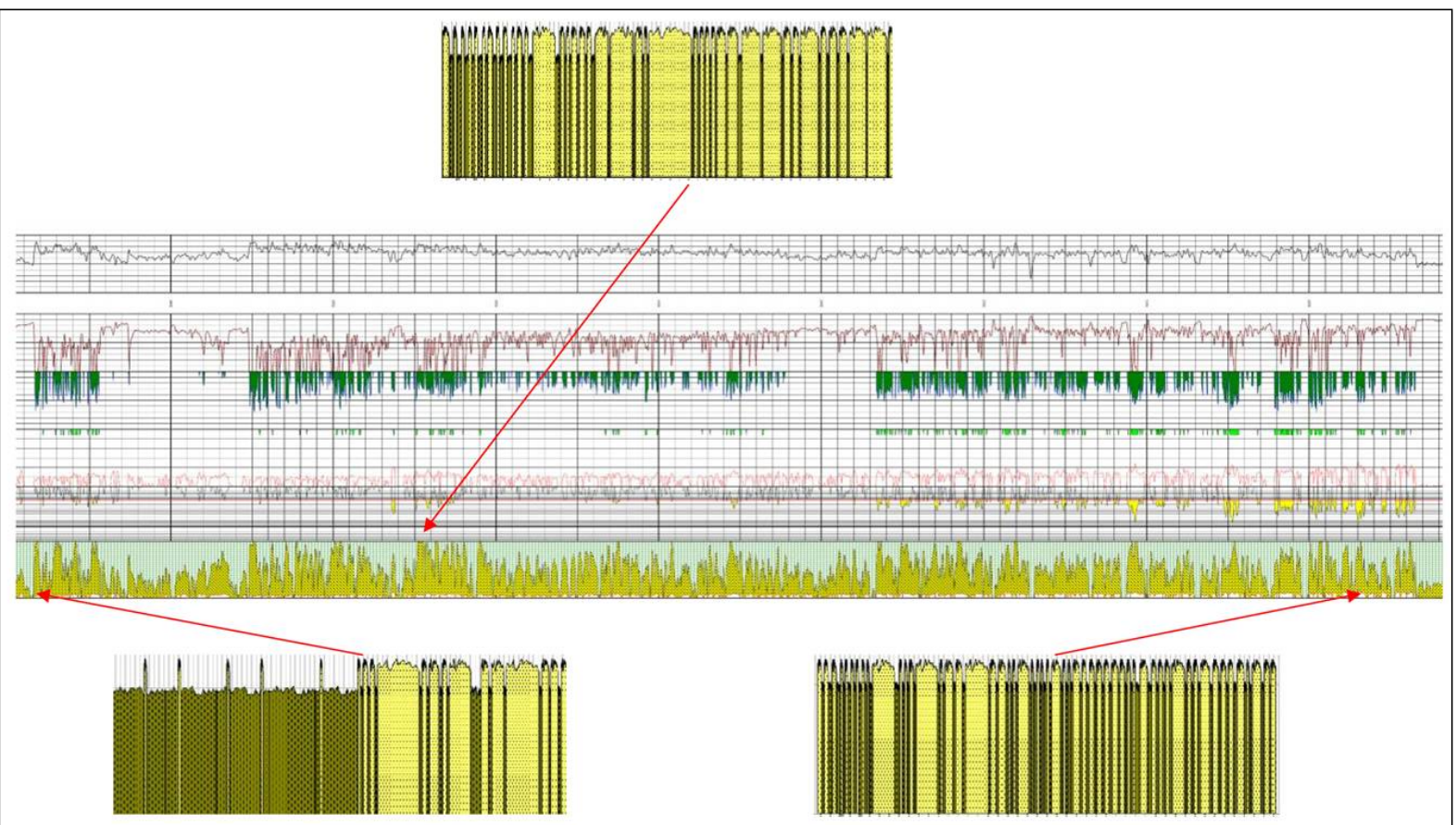


Fig. 5.1. Registro del pozo HUM-1643, donde se muestra la intercalación de areniscas con lutitas (CNH-UNAM, 2012).

De acuerdo a las láminas delgadas y fotografías SEM, se observa que se tienen cuerpos fragmentados de forma angulosa y subangulosa y están constituidos por cuarzo, calcita, líticos plutónicos y volcánicos, cuarcita, esquisto, pedernal, mica biotita, pedernal, trazas de materia orgánica y foraminíferos bentónicos.

El volumen de arcilla está sobreestimado con el modelo de interpretación petrofísica utilizado, al compararlo con el análisis de núcleo en un intervalo sin lutita a esa profundidad. Debido a que el volumen de poros es bajo y la porosidad intergranular es muy baja por la cementación de calcita, se observan valores de resistividad altas comparadas con otras áreas de la cuenca.

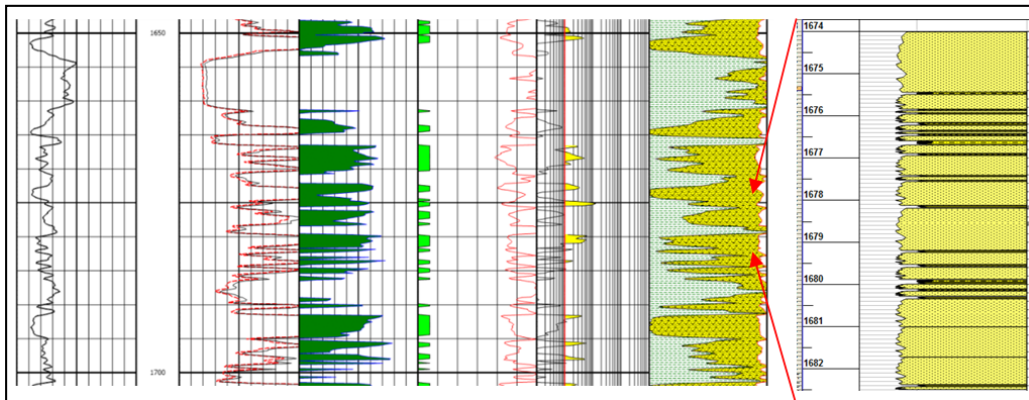


Fig. 5.2 Altas resistividades debido a los altos volúmenes de arcilla en pozo ubicado en el Campo Humapa.

Los intervalos productores de los pozos fueron proyectados y modelados en un cubo sísmico del que se obtuvieron secciones sísmicas representativas (Fig. 5.3). La mayoría de los pozos se encuentran al sur del campo Humapa. Las superficies de las discordancias marcadas anteriormente no coinciden con los reflectores sísmicos; en general se tienen altas amplitudes en algunos bloques, que es donde se tienen a los cuerpos arenosos de mayor interés como rocas almacenadoras.

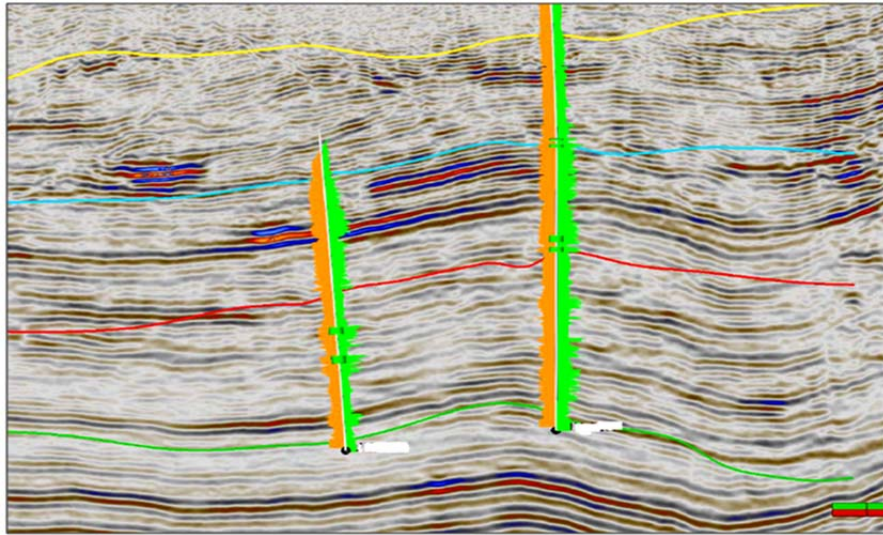


Fig. 5.3 Línea Sísmica donde se muestra que las discordancias marcadas no se relacionan con los horizontes sísmicos en el Campo Humapa (CNH-UNAM, 2012).

Como se puede observar en los reflectores sísmicos (Fig.5.4), no se aprecia claramente la relación entre los intervalos productores y las altas amplitudes del modelo, sin embargo son parámetros muy importantes que se deben tomar en cuenta para identificar horizontes de interés.

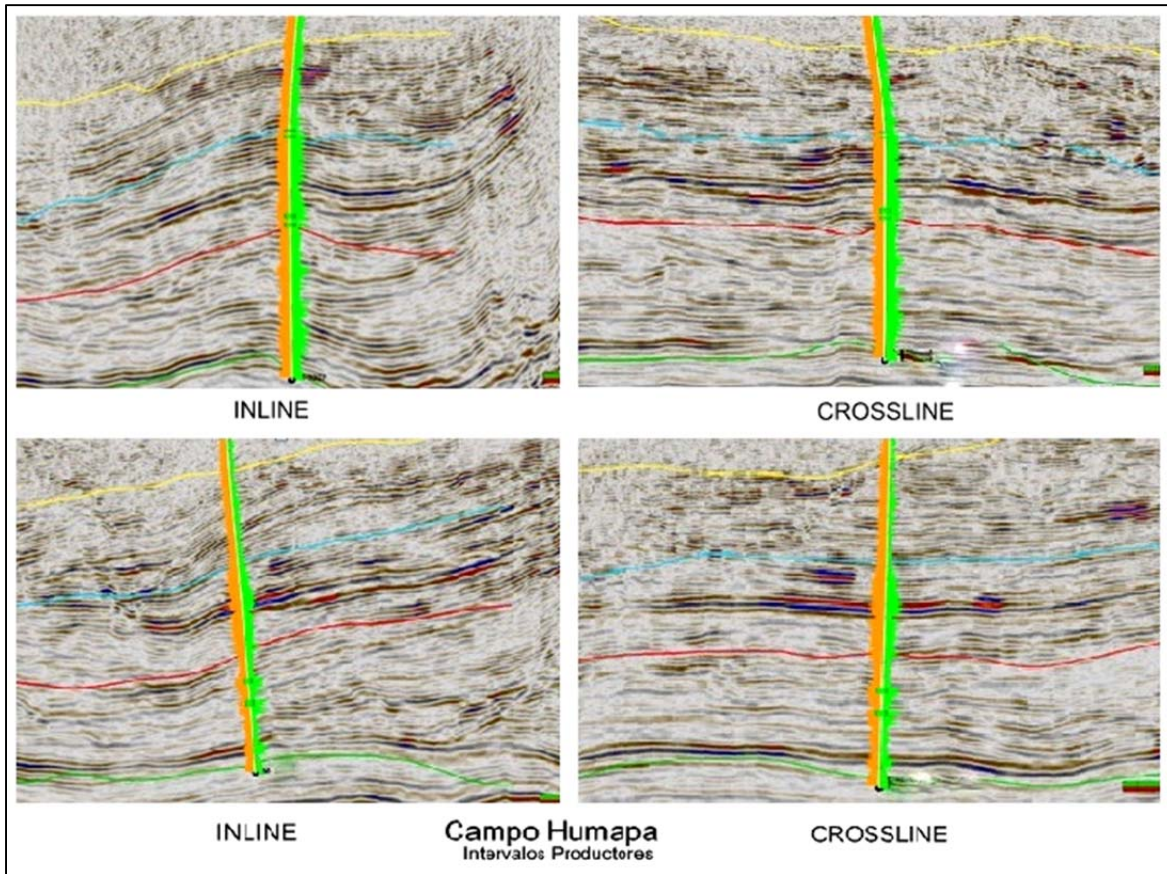


Fig. 5.4 Líneas sísmicas con intervalos productores de los pozos ubicados en el cubo sísmico modelado en dirección inline y crossline (CNH-UNAM, 2012).

Los pozos fueron modelados independientemente en cubos sísmicos, de forma que se apreciaran los intervalos productores respetando la desviación de los pozos en las secciones sísmicas, en el estudio no se encuentra una clara relación entre los intervalos productores y las altas amplitudes en los reflectores sísmicos (Fig.5.5).

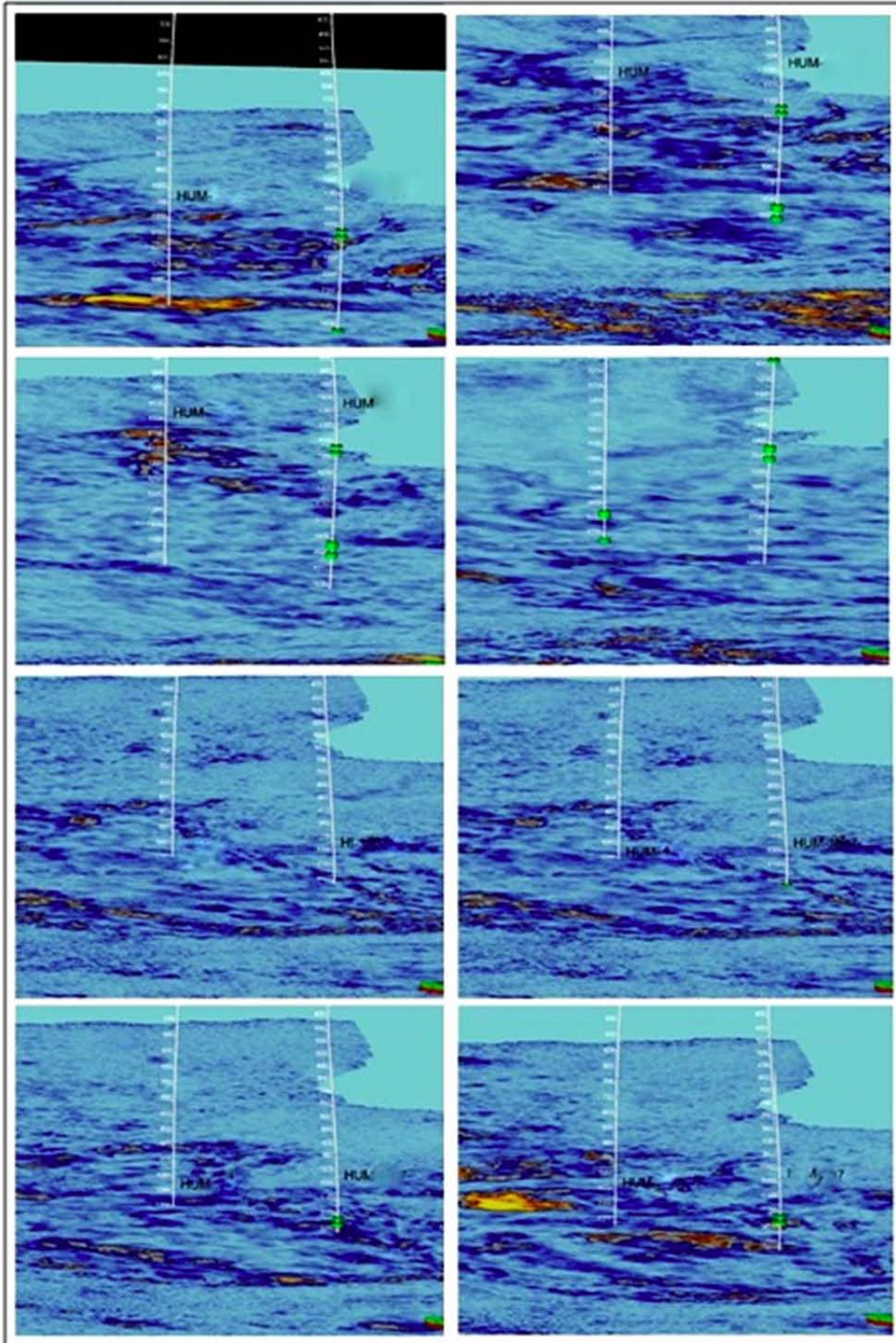


Fig. 5.5 Intervalos productores de los pozos ubicados en el cubo sísmico propuesto donde se ve la relación de la profundidad del intervalo y el atributo sísmico de amplitud (CNH-UNAM, 2012).

5.1.4 Análisis de resultados.

Con la información analizada de los registros geofísicos, se encontró que el modelo de Doble Agua es el modelo geofísico que más se ajusta al Campo Humapa. Este modelo propone que una formación arcillosa se comporta como una formación limpia con las misma porosidad, tortuosidad y contenido de fluido, excepto que el agua parece ser más conductiva que lo esperado de su salinidad volumétrica. El exceso de salinidad es debido a cationes adicionales ligados levemente en una capa difusa que rodea las partículas de arcilla para compensar la deficiencia de cargas eléctricas en el mineral de arcilla. Este modelo no toma en cuenta la exclusión de sal de parte del volumen de poros cercanos a la superficie arcillosa.

Evaluando las características petrofísicas a partir del modelo de Petrel, se obtuvieron valores de porosidad efectiva de hasta 13% en los cuerpos más arenosos del campo, sin embargo en el análisis de núcleos se determinó que es baja la porosidad primaria intergranular debido a la fuerte cementación por calcita y dolomía, y a la alta arcillosidad en la matriz (Fig. 5.6). Se presentan en algunos casos trazas de porosidad secundaria, y los rangos de porosidad y permeabilidad son variables, observándose permeabilidades de hasta 10 mD (Fig. 5.7).

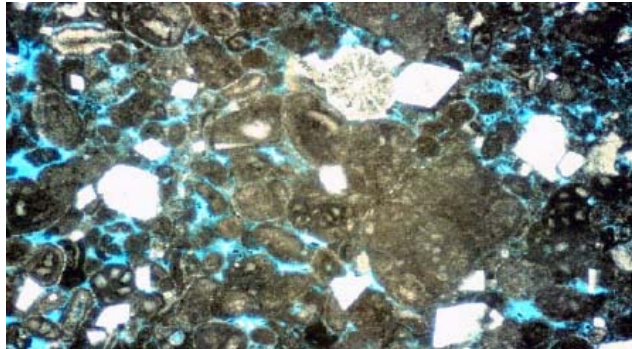


Fig. 5.6 Modelo de porosidad intergranular presente en el Campo Humapa.

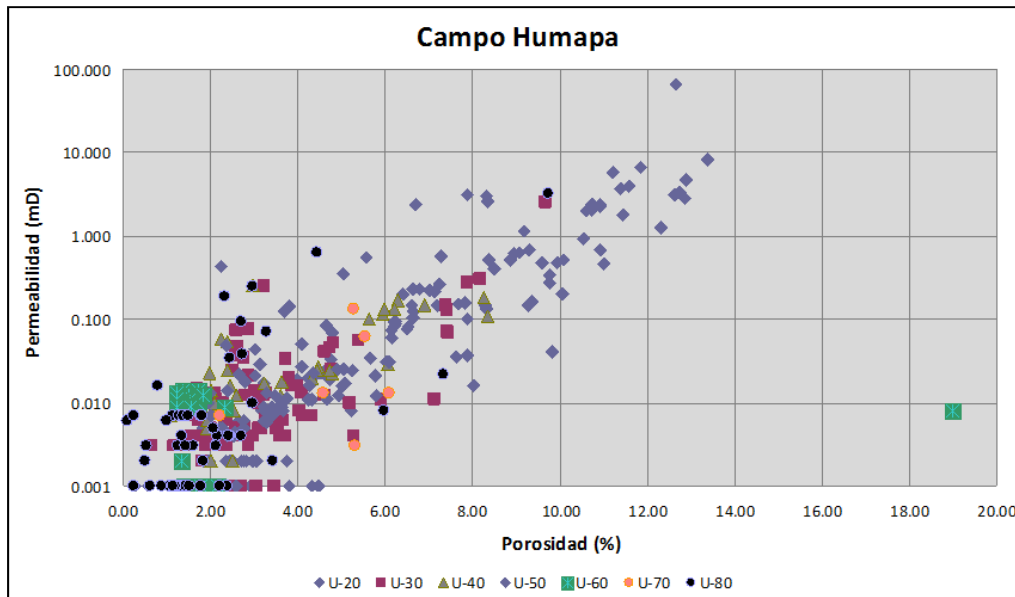


Fig.5.7 Grafica de variación de Porosidad vs. Permeabilidad del Campo Humapa (CNH-UNAM, 2012).

Los datos encontrados a partir del análisis de núcleos de los 6 pozos exploratorios fueron graficados de acuerdo a su porcentaje mineralógico en promedio y al tipo de componente arcilloso que se encontró en la roca (Fig. 5.8 y 5.9).

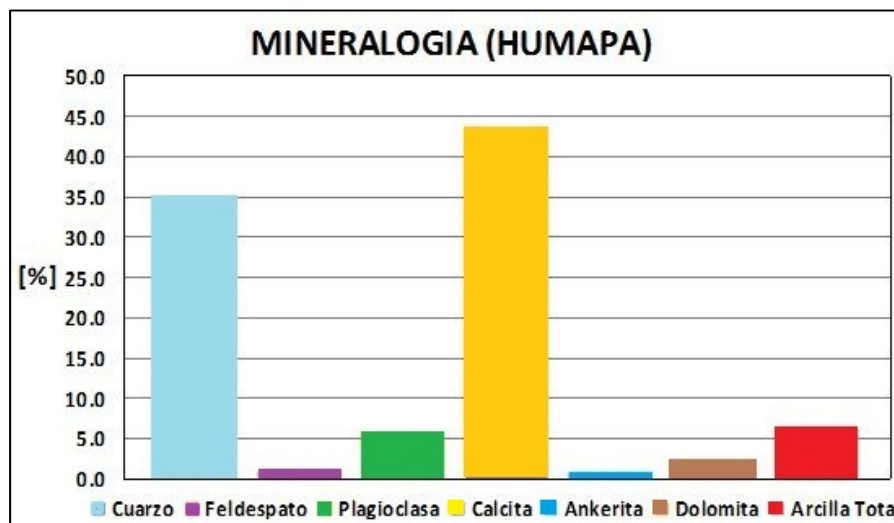


Fig. 5.8 Graficas de barras donde se muestran los porcentajes mineralógicos del Campo Humapa (CNH-UNAM, 2012).

Como se ve en la figura 5.8, los minerales más frecuentes observados en las láminas delgadas e imágenes SEM tomadas de los núcleos, son la calcita y el cuarzo; además de arcillas y plagioclasa y en menor porcentaje dolomía y feldespato. El porcentaje promedio de arcilla es un 6 %, la cual se

compone en su mayoría de illita y mica seguida por clorita, esmética y caolinita (Fig. 5.9). Las arcillas antigénicas se encuentran dispersas en los poros de la roca.

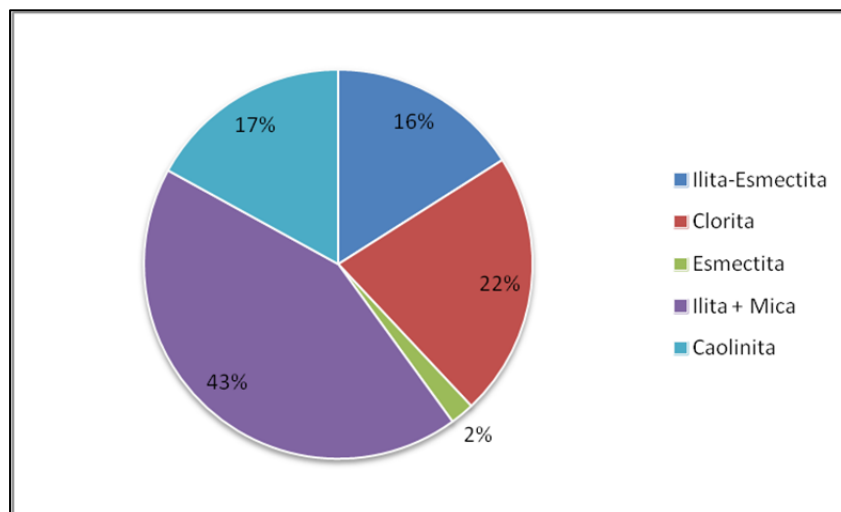


Fig. 5.9 Grafica donde se muestra el porcentaje y composición de las arcillas encontradas en los núcleos del Campo Humapa (CNH-UNAM, 2012).

Dentro de las características de estos elementos tenemos que la caolinita es responsable de la migración de finos asociados al campo, la esmética puede hincharse en presencia del agua dulce, la illita aumenta la tortuosidad de los poros y la clorita puede causar la precipitación de compuestos secundarios de hierro.

El problema que poseen las illitas, es que se desarrollan en las areniscas creando grandes volúmenes de microporosidad donde se puede almacenar agua, aumentando la saturación de agua irreductible. La clorita cuando es expuesta a tratamientos ácidos tiende a disolverse y libera hierro en forma de gelatina; los cristales de hierro contribuyen a la reducción de la permeabilidad en las areniscas (Fig. 5.10).

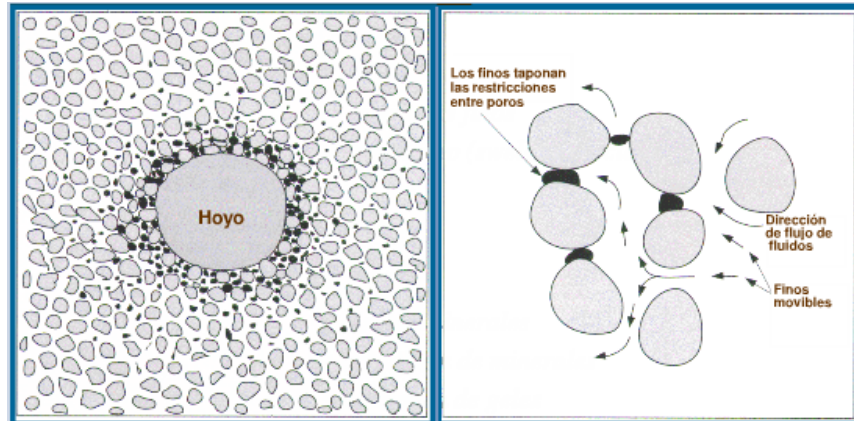


Fig. 5.10 Modelo de arcillosidad que se presenta en campos de baja permeabilidad.

Para contabilizar el volumen de arcilla se realizó el análisis de núcleos con espectroscopia de rayos gamma; interpretándose que la radiación de rayos gamma naturales que es medida proviene del Potasio, Torio y Uranio que se encuentran en las formaciones arcillosas. El Potasio y Torio están asociados con la illita y caolinita, mientras que el Uranio se puede encontrar en arenas, arcillas y carbonatos. En el campo Humapa, para determinar el volumen promedio de arcilla es necesario corregir los valores de arcillosidad debido a que la presencia de Uranio es muy variable.

Para corregir los valores de rayos gamma por contenido de Uranio se utiliza la siguiente fórmula:

$$GR = C_1Th + C_2K + C_3U$$

Donde el Torio y el Uranio están en ppm y el Potasio en %, las constantes se calcularon mediante matrices obtenidas de la curva CGR (GR corregido por efecto del Uranio) (Fig.5.11).

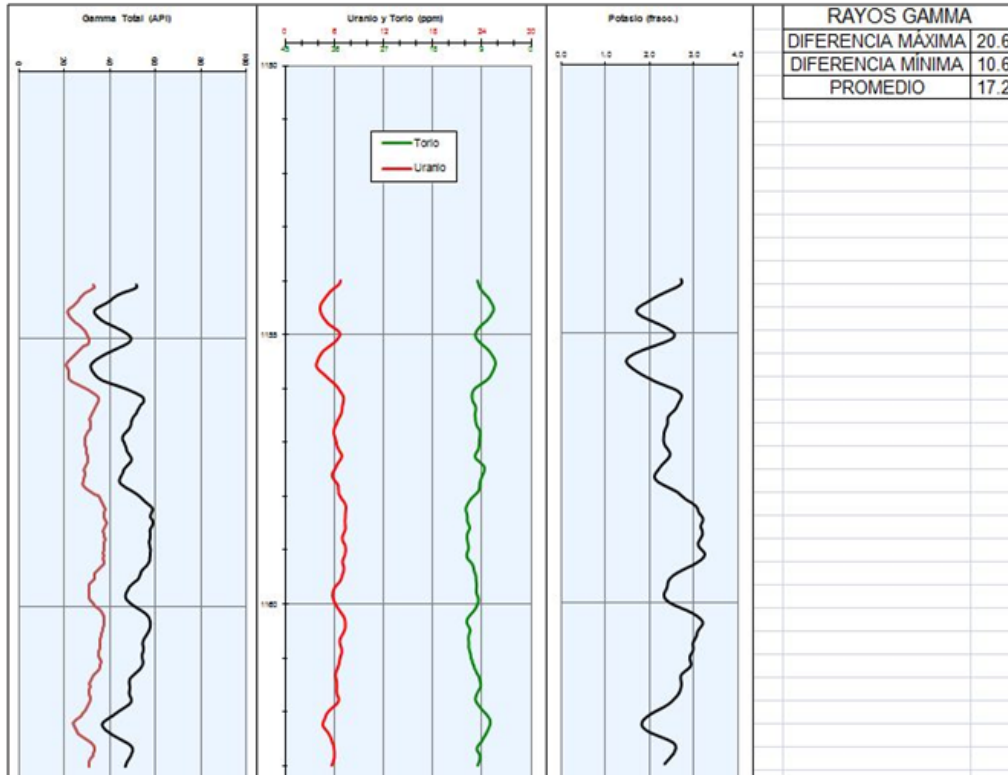


Fig. 5.11 Espectroscopía de rayos gamma realizada en un núcleo del Campo Humapa donde la curva roja es el rayos gamma corregido por Uranio (CNH-UNAM, 2012).

Los resultados observados a través del análisis de las curvas de porosidad muestran que los principales cementantes corresponden a calcita y cuarzo, al igual que arcilla como matriz (Fig. 5.12).

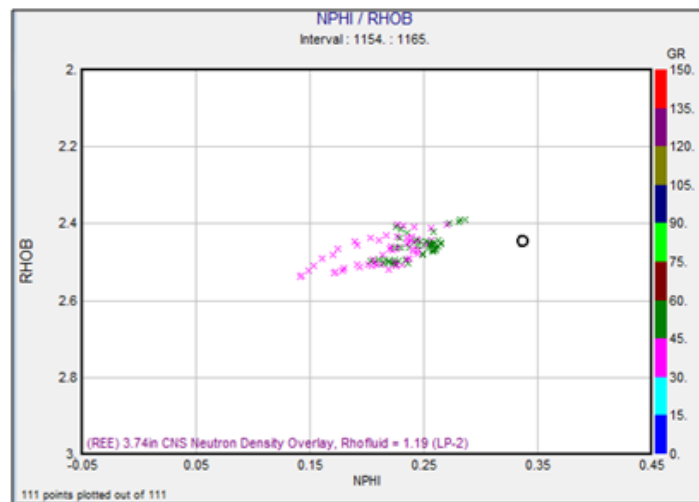


Fig. 5.12 Curvas de porosidad tomadas del análisis de un pozo exploratorio en el intervalo 1154-1165 m del Campo Humapa (CNH-UNAM, 2012).

Para determinar los valores de corte del modelo petrofísico se utilizó la grafica de Hingle (Resistividad vs Porosidad) a partir de los intervalos productores en los registros de porosidad de varios pozos del Campo Humapa. Los intervalos productores analizados se encuentran a una profundidad que va desde los 1270 m hasta los 1947 m (Fig. 5.13).

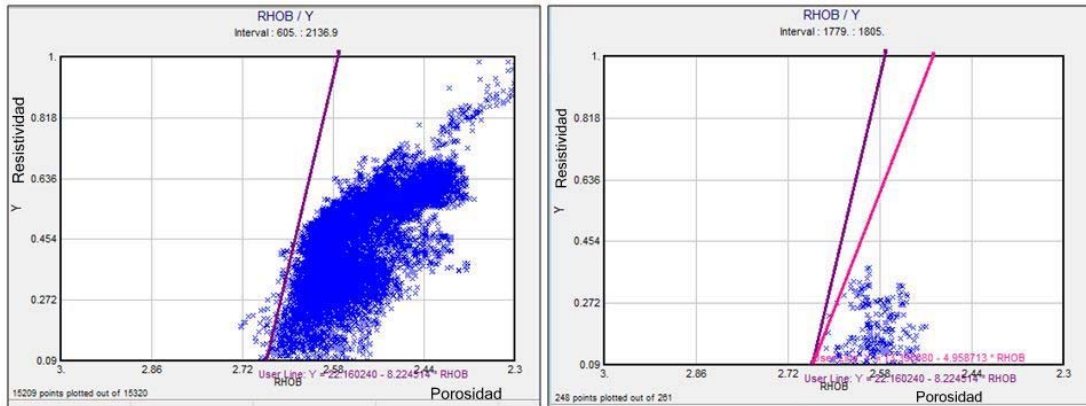


Fig. 5.13 Gráficas de porosidad (ρ_b) vs resistividad (R_t) utilizadas para calcular la saturación de agua tomadas a diferentes intervalos en un pozo del Campo Humapa (CNH-UNAM, 2012).

5.1.5 Cálculo de saturación de corte

Analizando las graficas de Hingle para determinar los valores de corte de la saturación de agua, se observó que los valores son muy variables y dependen de las propiedades físicas de la roca. Cuando se utiliza la curva de las variables porosidad-densidad (DPHI) se nota que los valores son muy dispersos debido a que existen varias matrices en la roca, por lo que no se recomienda su uso. Cuando se utiliza la curva de las variables porosidad-neutrón (NPHI), los valores dependen de los efectos ambientales y no es confiable. La curva DT (DT35) corresponde a porosidades primarias, lo cual no es de mucha utilidad por que en el campo Humapa se tienen porosidades secundarias. Por lo anterior, se recomienda utilizar la curva de diámetro de pozo (CALI) verificando que no se presenten derrumbes que afecten la medición.

Para calcular la saturacion de agua a partir del registro de resistividad como parte del modelo petrofísico se utiliza la siguiente relación matemática:

$$S_w = \sqrt{\frac{R_o}{R_t}} \quad S_w = \sqrt{\frac{1}{2.43}} = 64\% \quad R_o = 1 \quad R_w = 2.43$$

El volumen de arcilla está sobreestimado en la interpretación petrofísica, debido a que se consideró al cuarzo como mineral principal y por no corregirse el contenido de Uranio y la edad de la roca; con este análisis se podría tomar un valor de corte mayor al considerado en el cálculo de volúmenes de $V_{cl}=50\%$, con los valores para volumen de arcilla que se tienen calculados en el modelo sólo con cuarzo (actual) se puede considerar un valor de $V_{cl}\leq 65\%$ (Fig. 5.14).

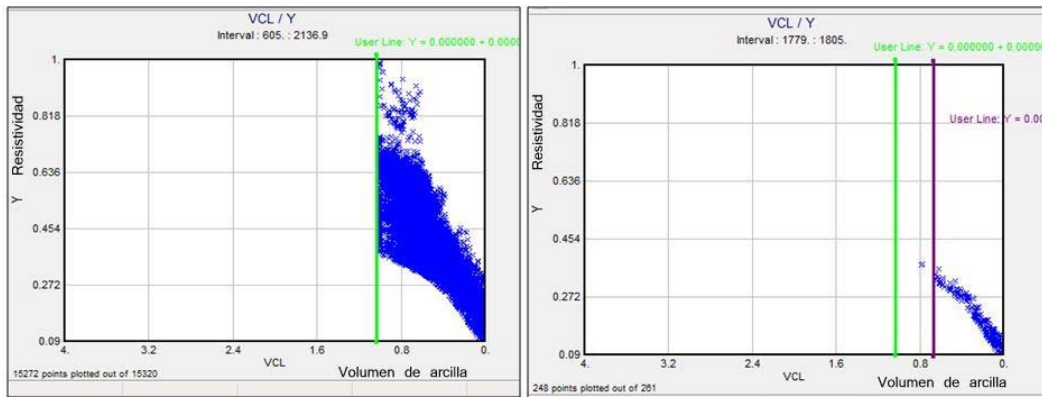


Fig. 5.14 Gráficas de volumen de arcilla (V_{cl}) vs resistividad (R_t) utilizadas para calcular la saturación de agua tomadas a diferentes intervalos en un pozo del Campo Humapa (CNH-UNAM, 2012).

Debido a que el modelo petrofísico no considera a la calcita, la porosidad efectiva es menor a la considerada de $PHIE=5\%$; las curvas de Hingle muestran que los valores se reducen hasta un 2% (Fig. 5.15).

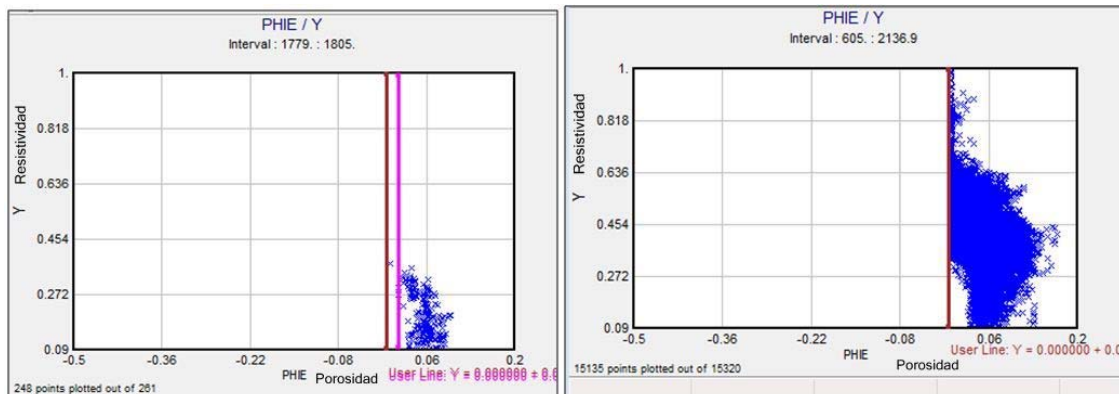


Fig. 5.15 Gráficas de porosidad ($PHIE$) vs resistividad (R_t) utilizadas para calcular la saturación de agua tomadas a diferentes intervalos en un pozo del Campo Humapa (CNH-UNAM, 2012).

Debido a que la porosidad se reduce por no incluir a la calcita en su modelo, la saturación de agua también se reduce, por lo que el valor de corte es mayor al utilizado de 65%. Es importante

analizar las graficas correctamente porque muchos de los valores están dados por apreciación de las mismas.

El modelo petrofísico depende en gran medida de la resistividad del agua de formación (R_w), la cual depende de la salinidad y de la resistividad verdadera de la roca (R_t). Para el modelo propuesto se utilizó la R_w a partir de la salinidad de entre 35,000 ppm a 45,000 ppm reportada para el área. Las curvas de resistividad y las de porosidad fueron corregidas, haciéndose la interpretación de R_t y R_{xo} , por diámetro de invasión (Fig. 5.15).

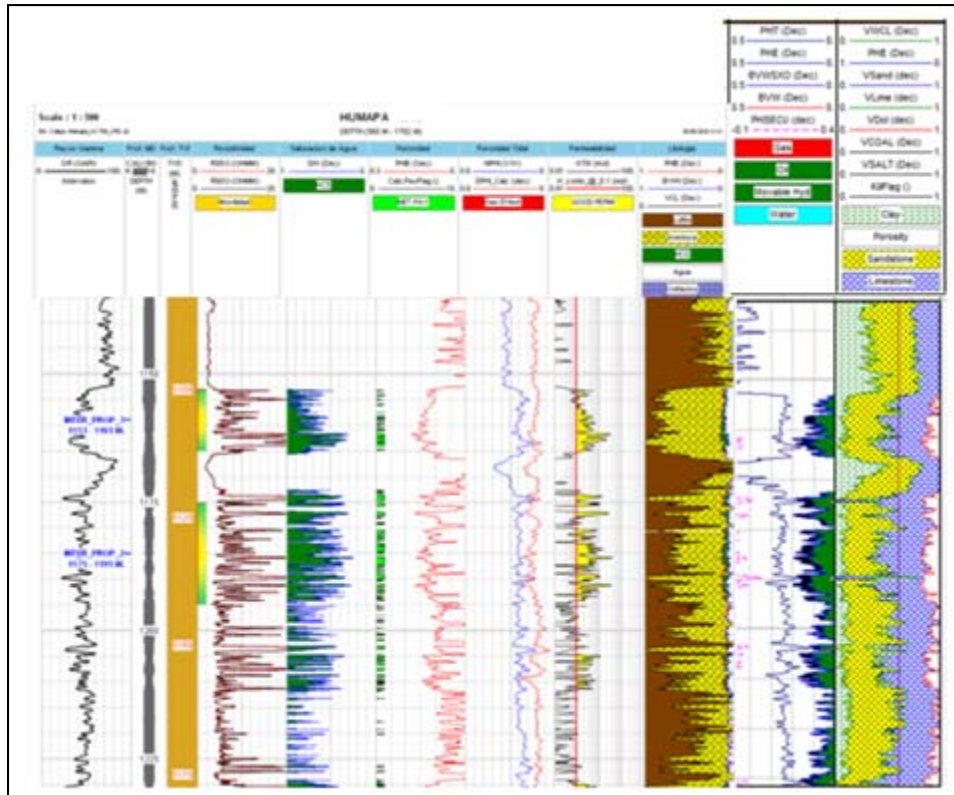


Fig. 5.15 Registros geofísicos tomados de un pozo del Campo Humapa y modificados en los dos últimos carriles de la derecha, los registros de porosidad y litología (CNH-UNAM, 2012).

Del análisis de núcleos tomados de los pozos exploratorios se tomaron los siguientes valores:

- Exponente de cementación $m=2.71$,
- Coeficiente de tortuosidad $a=0.9$,
- Resistividad del agua de formación $R_w=0.1$ ohm/m
- Exponente de saturación $n=1.93$.

Estos valores que corresponden a intervalos donde se encuentran las litarenitas y calcarenitas, fueron corroborados a través de la grafica de Pickett, a partir de los registros geofísicos (5.16).

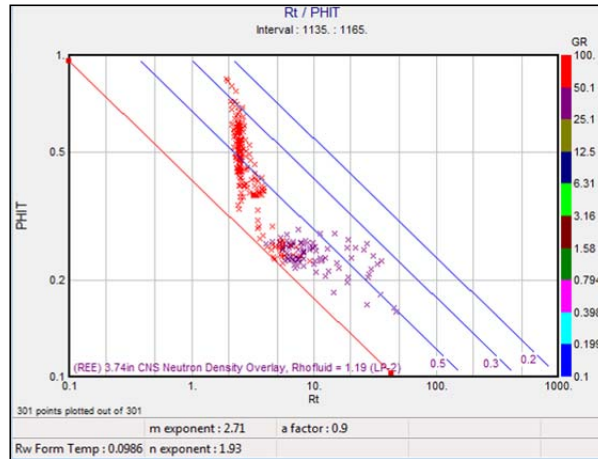


Fig. 5.16 Gráfica de Pickett donde se corroboran los valores tomados del análisis de núcleos y registros geofísicos (CNH-UNAM, 2012).

Observaciones al Modelo Petrel. El modelo de Petrel solo considera las curvas de cálculo de volúmenes y la propagación geoestadística de parámetros de volumen: porosidad efectiva (PHIE), saturación de agua (SW), volumen de arcilla (VCL), rayos gamma naturales (GR), resistividad profunda (RD), resistividad somera (RS), permeabilidad (K) y en algunos casos potencial natural (SP). Los valores de corte utilizados son los mismos empleados para todos los campos de Chicontepec y no considera variaciones en los tipos de roca y unidades de flujo petrofísicas de la cuenca.

5.1.6 Resultados del análisis petrofísico.

En todos los pozos analizados del campo Humapa se tiene un alto contenido de calcita y cuarzo, por lo que se debe hacer la interpretación petrofísica considerando estos componentes mineralógicos, al igual del componente de arcilla que se tenga. Cuando se considera a la calcita en el estudio se observa que se reduce la porosidad efectiva, ya que en algunos casos ésta llega a cementar los granos de cuarzo.

Cuando se utilizan los rayos gamma naturales para calcular el volumen de arcilla, se recomienda reducir el contenido de Uranio hasta en un 50% de la curva y corregir el índice de arcillosidad. El volumen de arcilla del Campo Humapa debe ser calculado utilizando la formula de Larianov para rocas del Terciario; por tanto al modificarse los volúmenes de roca sedimentaria, se reduce el volumen de hidrocarburos.

Para calcular el volumen de hidrocarburos es necesario conocer la saturación de agua, por lo que se recomienda que se determine el efecto de la variación de la resistividad de la roca debido a

anisotropía eléctrica originada por el contenido, características y distribución de las arcillas. La información utilizada en los registros geofísicos para este proyecto es muy limitada.

Los valores de corte utilizados para el modelo petrofísico fueron calculados a partir de las gráficas de Hingle, y se llegó a la conclusión que estas variables están sobreestimadas debido a los cambios de facies sedimentarias en el campo. En estos casos lo recomendable es determinar las unidades geológicas y las unidades de flujo previamente, para recalculer dichos parámetros con un nuevo modelo de interpretación petrofísica que incluya calcita y corrigiendo el volumen de arcilla por contenido de Uranio y edad de la roca, y así entonces volver a obtener los valores de corte, los cuales deben cambiar, tendiendo a reducirse. Por lo tanto los valores de corte corregidos del Campo Humapa son: $V_{cl} < 65\%$, $S_w < 65\%$ y $PHIE > 2\%$.

5.1.7 Acciones a realizar.

Para mejorar el conocimiento petrofísico del Campo Humapa es necesario realizar las siguientes acciones:

1. Correr el registro de espectroscopia de rayos gamma naturales en futuros pozos para determinar el volumen de arcilla, considerando la corrección de la curva por Uranio y la edad de la roca
2. Para calcular la saturación de agua se debe utilizar valores de resistividad que midan la anisotropía de la roca utilizando registros triaxiales que midan R_{th} y R_{tv} .
3. Se debe considerar la presencia de cuarzo y calcita en la interpretación petrofísica para calcular el porcentaje de minerales totales, la porosidad efectiva y la saturación de agua.
4. Determinar nuevos valores de corte a partir de las curvas recalculadas de porosidad efectiva y saturación de agua. Se recomienda utilizar las gráficas de Hingle con datos de propiedades petrofísicas que cuenten con menos margen de error. Las facies sedimentarias en el Campo Humapa juegan un papel importante, ya que de ellas depende la apreciación de los registros geofísicos y a su vez de las gráficas analizadas.
5. Recalculer los volúmenes de reservas de hidrocarburos en el campo Humapa teniendo en cuenta lo anterior: V_{cl} corregido por U y edad de la roca, $PHIE$ y S_w obtenidos con el modelo petrofísico incluyendo calcita, valores de corte estimados por zonas de acuerdo a la clase de roca y unidad de flujo con el nuevo modelo petrofísico; posteriormente marcar las discordancias en el software Petrel, propagando las propiedades petrofísicas con un modelo geoestadístico

estocástico que cuente con 50 estimaciones como mínimo, guiadas por el atributo sísmico de amplitud RMS o por inversión sísmica.

6. El modelo petrofísico depende de la información disponible que se tenga en el campo, por lo tanto se tendrá una mejor caracterización estática entre mas información técnica del campo se tenga. Es importante correr el mayor numero de registros geofísicos que se puedan tener para verificar que los datos de campo sean correctos y los adecuados para utilizarse en el estudio de la geoestadística.

5.2. Analisis de pruebas de produccion del Campo Humapa.

Para el estudio de las pruebas de produccion se analizaron 42 pozos productores y no productores perforados en 6 macropera, ubicados dentro de los paquetes limitados por las discordancias A, B, C y la Base del Terciario. La información de producción proporcionada por PEMEX fue analizada y comparada entre sí, evaluando los registros geofísicos de resistividad y rayos gamma de los pozos con la finalidad de ubicar los intervalos productores de dichas macroperas. En la figura 5.17 se muestra la ubicación de las macroperas analizadas en el software Petrel.

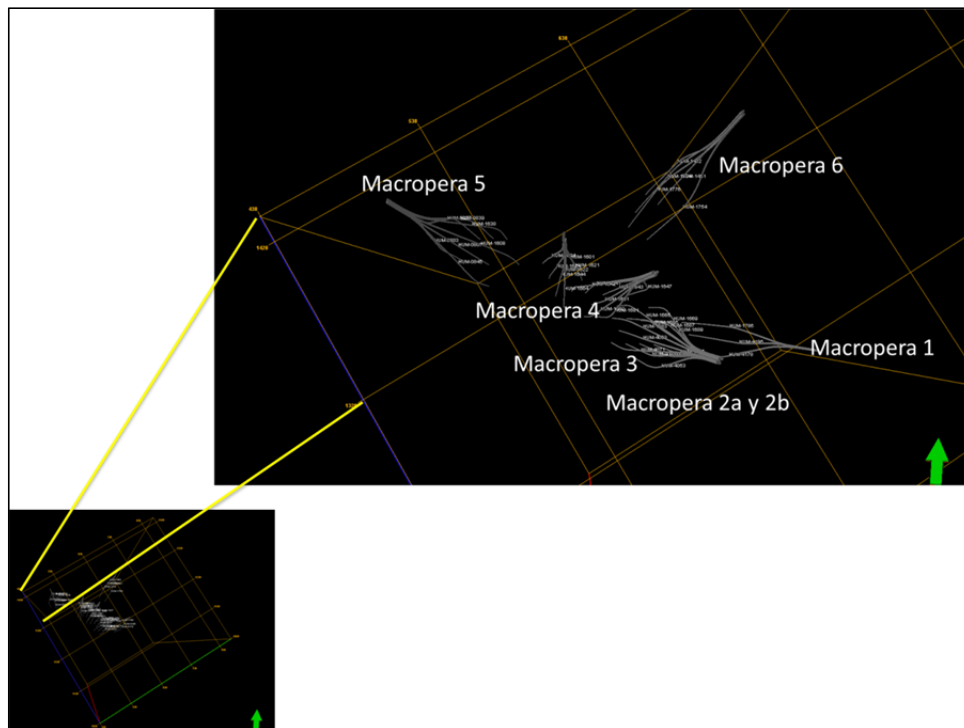


Fig. 5.17 Ubicación de las macroperas del Campo Humapa (CNH-UNAM, 2012).

Macropera 1. Se compone de los pozos HUM-1A, HUM-1B Y HUM-1C (Fig.5.18), Los intervalos productores se correlacionaron y resultaron productores a 50 m debajo de la discordancia A, siendo así el pozo HUM-1A el menor productor y teniendo un rango de producción que va desde los 25 a los 41 bpd.

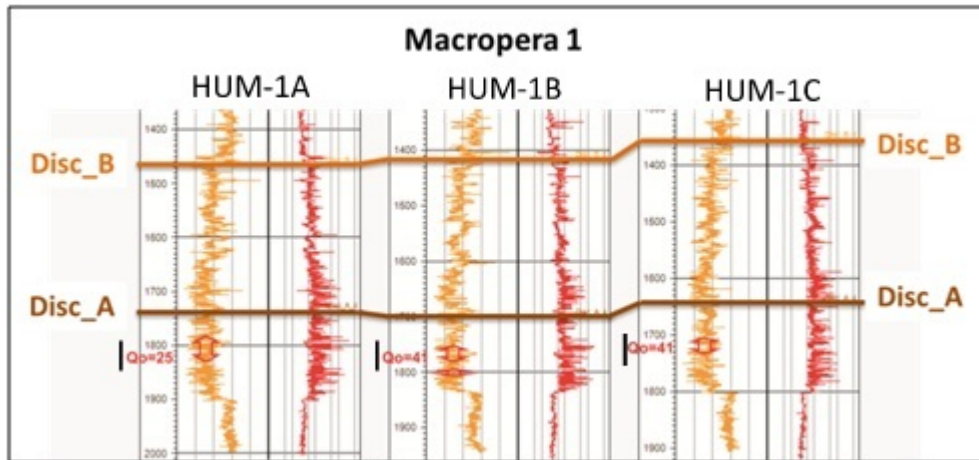


Fig. 5.18 Correlación de registros geofísicos de los pozos de la macropera 1 del Campo Humapa (CNH-UNAM, 2012).

Macropera 2. Se compone de 13 pozos, se dividió en 2 partes (2a y 2b) de forma que se pudiera tener un mejor análisis de la información.

La Macropera 2a está compuesta por 6 pozos, de los cuales 5 muestran su intervalo productor entre la Base del Terciario y la discordancia A, aproximadamente a 100 m por debajo de A en un paquete fácilmente correlacionable a través de registros geofísicos. Los gastos de producción inicial de esta sección varían de 17 a 39 bpd (Fig. 5.19). El pozo sobrante contiene su intervalo productor entre la discordancia A y B, y se ubica a 150 m por debajo de B, contando con una producción inicial de 35 bpd.

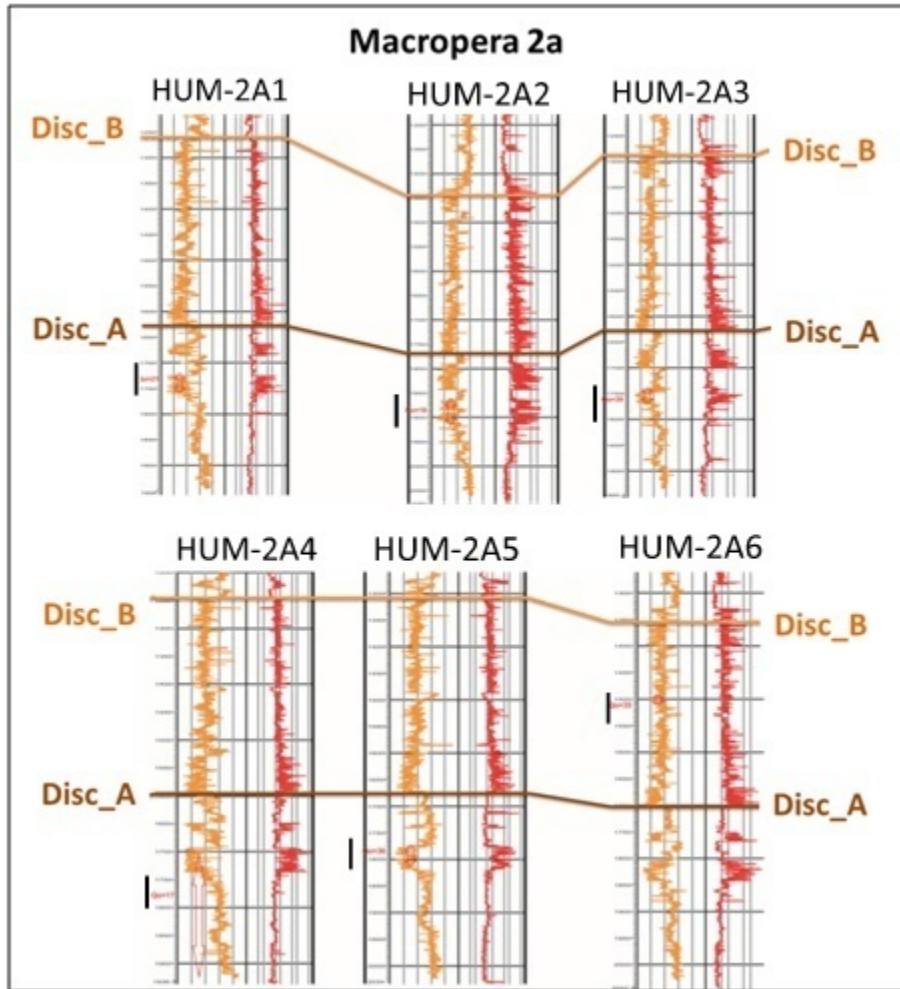


Fig. 5.19 Correlación de registros geofísicos de los pozos de la macropera 2a del campo Humapa (CNH-UNAM, 2012).

La macropera 2b se compone de 7 pozos, los cuales 5 producen entre la base del Terciario y la discordancia A, y 2 por arriba de A.

Los pozos HUM-2B1, HUM-2B2, HUM-2B3, HUM-2B4 Y HUM-2B5 ubicados entre la Base del Terciario y la discordancia A, contienen su intervalo productor entre 100 y 150 m por debajo de la discordancia de A. Los valores de producción varían de entre 28 a 58 bpd, donde el pozo HUM-2B5 es el más productivo.

Los pozos HUM-2B6 y HUM-2B7 ubicados entre las discordancias A Y B, tienen su intervalo productor entre 30 y 50 m por debajo de B, con gastos de 21 y 8 bpd respectivamente resultando menores productores que la macropera 2a (Fig. 5.20).

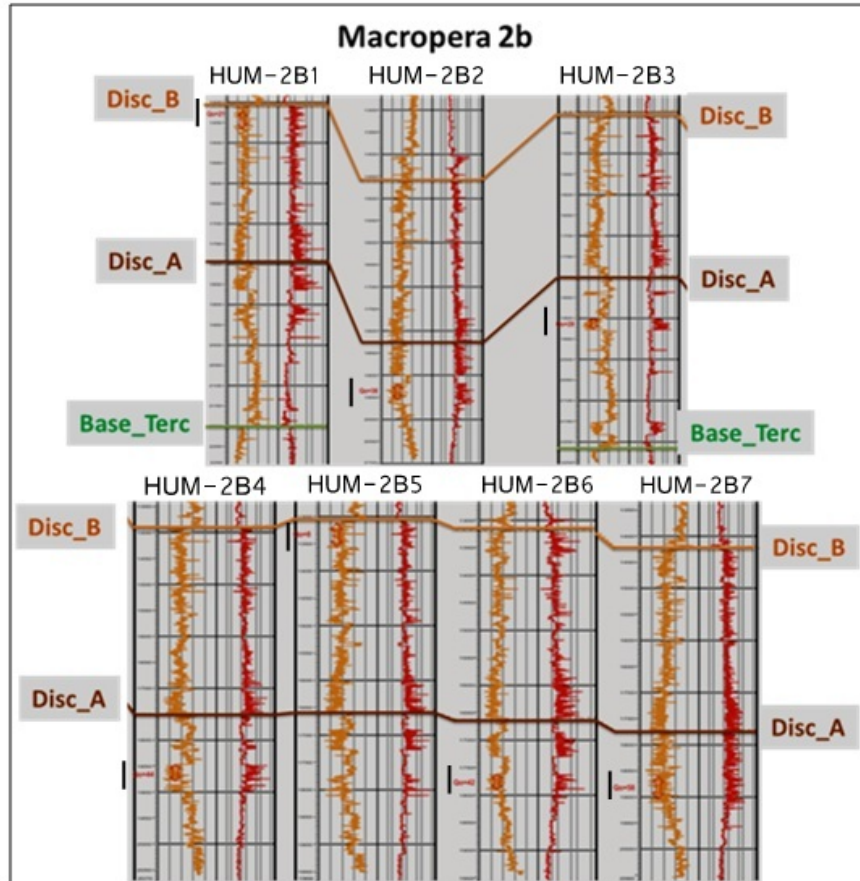


Fig. 5.20 Correlación de registros geofísicos de los pozos de la macropera 2a del campo Humapa (CNH-UNAM, 2012).

Macropera 3. Se compone de 7 pozos, de los cuales 5 producen por debajo de la discordancia A y 2 producen por debajo de la discordancia B

Los pozos que producen por debajo de la discordancia A presentan diferentes cuerpos estratigráficos y los intervalos productores no son correlacionables (Fig. 5.21); mientras que los pozos que producen entre las discordancias A y B cuentan con valores de producción bajos que varían de 1 a 28 bpd y corresponden a cuerpos de 15 a 30 m de espesor ubicados de 30 a 50 m por debajo de B.

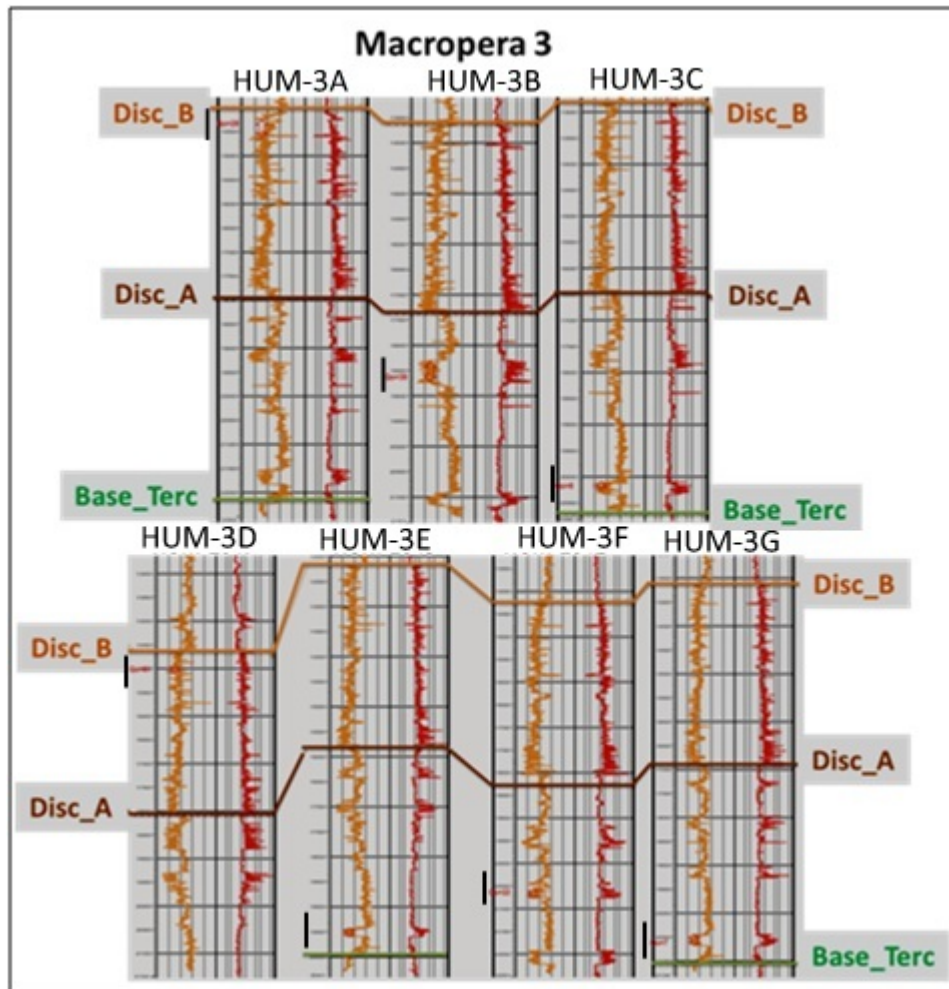


Fig. 5.21 Correlación de registros geofísicos de los pozos de la macropera 3 del Campo Humapa (CNH-UNAM, 2012).

De acuerdo a la figura 5.21, el pozo HUM-3B produce a 100 metros por debajo de la discordancia A un gasto de producción de 30 bpd; mientras que el intervalo productor del pozo HUM-3F se ubica a 250 metros por debajo de A y tiene una producción de 22 bpd.

Los pozos HUM-3C y HUM-3G aunque presentan curvas de resistividad y de rayos gamma favorables, producen un gasto de producción muy bajo que varía de los 8 a 7 bpd en un intervalo ubicado a 50 m arriba de la base del Terciario,

Para el pozo HUM-3E no se cuenta con información cuantitativa, solo se puede observar en el registro que tiene un espesor de 20 m en común con todos los pozos de la macropera.

Macropera 4. Se compone 7 pozos cuyos intervalos productores pertenecen a la parte media-inferior del paquete ubicado entre la discordancia A y la Base del Terciario (Fig. 5.22).

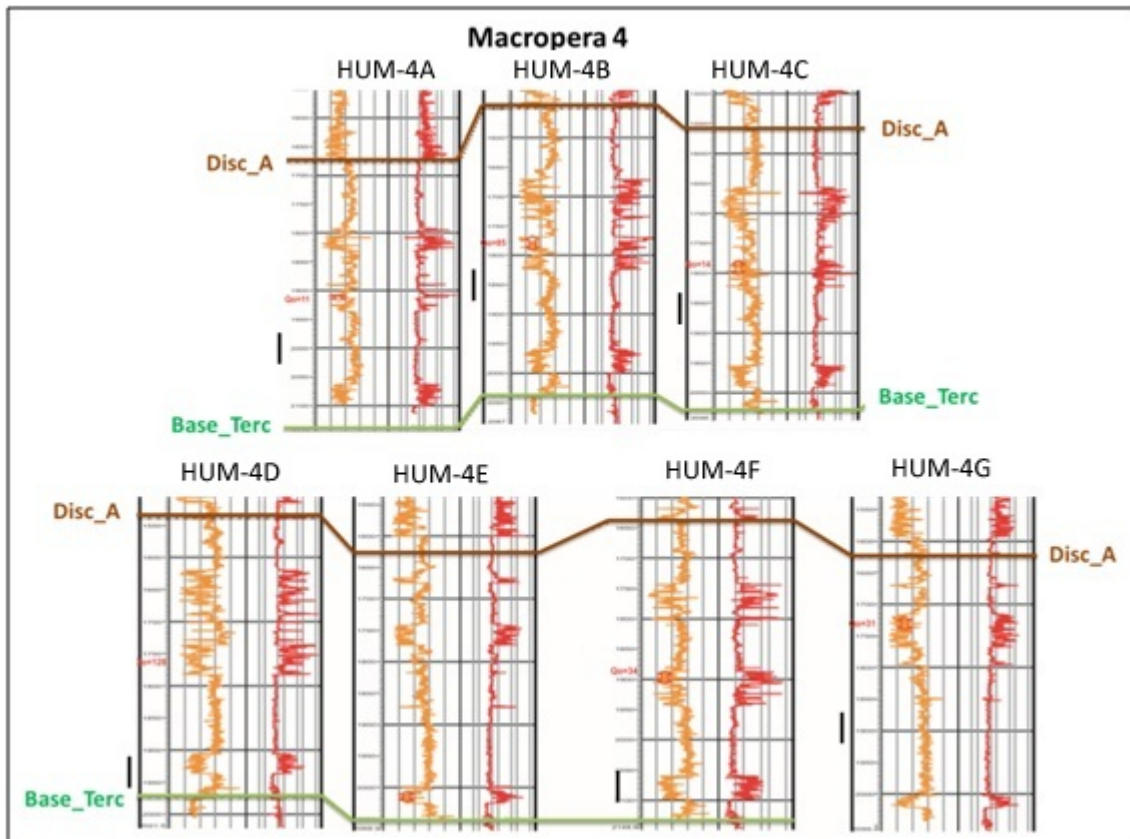


Fig. 5.22 Correlacion de registros geofisicos de los pozos de la macropera 4 del campo Humapa (CNH-UNAM, 2012).

De acuerdo al registro de rayos gamma y resistividad, los pozos HUM-4A, HUM-4B, HUM-4C, HUM-4D Y HUM-4F producen en un intervalo ubicado a 250 metros por debajo de la discordancia A, donde se tiene un alto contenido de arenas de hasta 75 m de espesor correlacionable en todos los pozos.

Los valores de producción iniciales de los pozos HUM-4B y HUM-4D son 85 y 128 bpd respectivamente, siendo así los pozos más productores de la zona.

El pozo HUM-4E produjo a 50 m por encima de la base del Terciario, sin embargo no se cuenta con registros de producción. El pozo HUM-4G inició su producción con 31 bpd en el intervalo productor ubicado a 100 m debajo de la discordancia A.

Macropera 5. Se compone de 7 pozos, los cuales presentan gastos de producción muy bajos. En los registros de resistividad se observa que 5 de los pozos analizados en esta sección se encuentran ubicados en la parte media inferior de los paquetes comprendidos entre la

discordancia A y la base del Terciario, donde los primeros 200 m debajo de A son arcillosos y se observan muy pocas capas arenosas (Fig. 5.23).

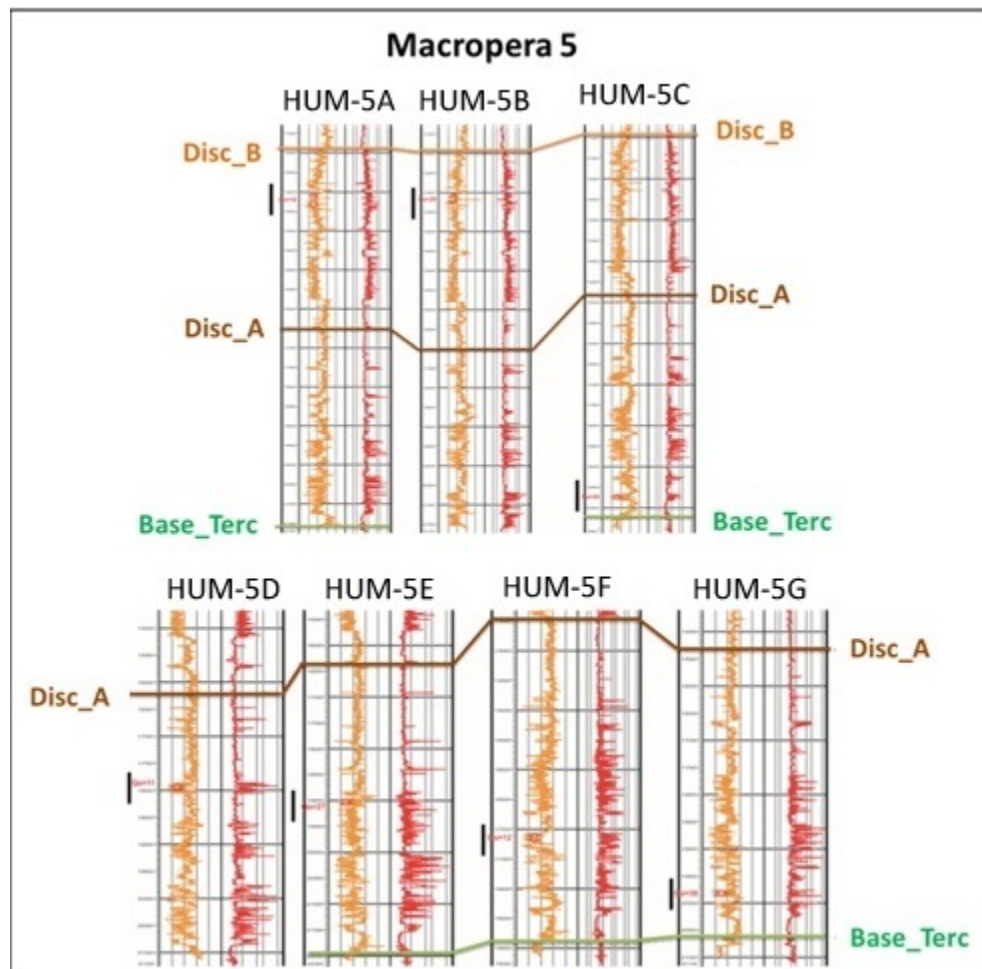


Fig. 5.23 Correlación de registros geofísicos de los pozos de la macropera 5 del campo Humapa (CNH-UNAM, 2012).

Como se puede ver en el registro geofísico, los pozos HUM-5D, HUM-5E, HUM-5F presentan el intervalo productor a diferente profundidad, 150, 250 y 360 metros por debajo de la discordancia A respectivamente; mientras que para los pozos HUM-5G y HUM-5C el intervalo se ubica de 50 a 75 m por encima de la Base del Terciario. El rango de los valores de producción son muy variables van de 11 a 30 bpd. La variación en la profundidad de la producción para cada pozo es debido a que los cuerpos geológicos no presentan una cierta continuidad y la respuesta a los registros no permite correlacionar los horizontes sedimentarios.

Los pozos HUM-5A y HUM-5B contienen gastos iniciales de producción de 16 y 29 bpd respectivamente; y el intervalo productor se ubica aproximadamente 100 metros por debajo de la discordancia B.

Macropera 6. Se compone de 5 pozos, de los cuales sólo se tiene información de producción en tres, HUM-6B, HUM-6D y HUM-6E. El intervalo de interés se encuentra entre 50 y 100 metros por debajo de la discordancia A. Los valores de producción inicial varían de los 7 a los 31 bpd. Cabe mencionar que para el pozo HUM-6A se identifica un intervalo productor pero no se tiene información cuantitativa adicional (Fig. 5.24).

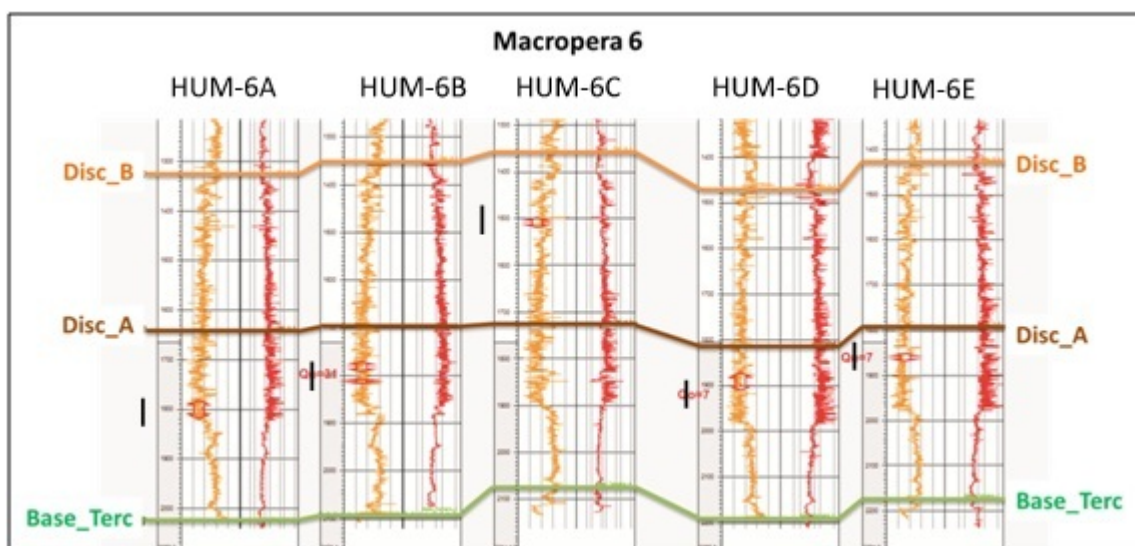


Fig. 5.24 Correlación de registros geofísicos de los pozos de la macropera 6 del campo Humapa (CNH-UNAM, 2012).

El pozo HUM-6C presenta espesor de 10 metros considerado como intervalo productor ubicado a 150 metros por debajo de la discordancia B.

La mayor parte de la producción del campo Humapa proviene de la unidad limitada por las discordancias A y Base de Terciario, aunque también hay intervalos productores entre las discordancias A y B.

Los valores de resistividad altos corresponden a cuerpos constituidos por intercalaciones de capas delgadas de areniscas y lutitas. El espesor de los intervalos de prueba varió de 25 a 50 m. La producción inicial en los intervalos probados es muy variable pero en promedio van de 15 a 35 bpd. Hay que hacer notar que no se cuenta con mucha información de producción como el tamaño de los estranguladores, la duración de la prueba o el registro de presión de todos los pozos con los que se obtuvieron los datos de producción de las pruebas, etc.

5.3 Análisis de pruebas de presión del Campo Humapa.

Las pruebas de presión son utilizadas para proveer la información que nos proporcionen las características del yacimiento, prediciendo el desempeño del mismo y diagnosticando el daño de formación. El análisis de pruebas de pozo es uno de los métodos más importantes disponibles para los ingenieros de yacimientos para establecer características del yacimiento, tales como permeabilidad y compresibilidad, posición de fronteras y fallas.

Las Pruebas de Presión se pueden definir como el proceso en el cual se somete el pozo a un impulso el cual produce un cambio en la tasa de flujo y se mide su respuesta, es decir un cambio de presión. La respuesta del yacimiento esta determinada por parámetros tales como: la permeabilidad, factor de daño, coeficiente de acumulación en el pozo, distancia a los bordes, entre otros. Basados en el entendimiento de la física de yacimientos, se desarrolló un modelo matemático que relaciona los parámetros de yacimiento con la respuesta del pozo. En consecuencia, cuando comparamos la respuesta del modelo a la respuesta medida del yacimiento podemos inferir que los parámetros del modelo son iguales a los parámetros del yacimiento. Una prueba de presión es la única manera de obtener información sobre el comportamiento dinámico del yacimiento.

La caracterización del campo Humapa es indispensable para la predicción del comportamiento de producción. En la producción del campo es necesario el control de su comportamiento y la evaluación de las condiciones de los pozos productores. Las pruebas hechas en los pozos deben ser diseñadas, realizadas y evaluadas de acuerdo con la información que se desee obtener y tomando en consideración las limitaciones existentes. Con estas pruebas se buscó validar las capacidades de flujo de pozos tanto productores como no productores del campo Humapa.

5.3.1 Información empleada para el análisis.

Se cuenta con un resumen de registros de presión de fondo, los cuales se analizarán integralmente cuando se tienen datos completos, y cuando el registro es incompleto, se considero cada registro como valor independiente solo para conocer su magnitud (Tabla 5.1). Las graficas y registros disponibles para el análisis del Campo son proporcionados por PEMEX.

POZO	FECHA	HORA	PRESIÓN @ nmd(PSI)	NMD(MV)	ULT EST (MV)	ULT EST (MD)	PRES ULT EST	GRAD (KG/CM2)	TIPO DE REGISTRO	CIMA(m)	BASE(m)	NMD(MD)
1	10/01/2012	2:30 PM	2237.054149	1758	1648.978707	1649.49	2104.66	0.0854	RPFC	1736	1780	1758
1	27/11/2007	3:45 PM	3234.328036	1758	1700	1700	3167.44	0.0811	RPFC	1736	1780	1758
1	03/12/2010	5:20 PM	3165.314545	1710.2	1745	1745	3203.27	0.0767	RPFF	1767	1793	1780
1	31/01/2012	6:00 PM	2292.77	1710.2	1710.2	1780	2292.77	0.0814	RPFF	1767	1793	1780
1	26/04/2012	1:30 PM	2179.506	1710.2	1710.2	1780	2179.506	0.0752	RPFF	1767	1793	1780
1	12/05/2012	12:00 AM	2156.453	1710.2	1710.2	1780	2156.453	0.0753	RPFF	1767	1793	1780
1	02/01/2012	12:30 PM	2043.557433	1658.438	1609.046071	1660	1990.6	0.0754	RPFF	1695	1728	1711.5
1	10/03/2012	9:30 PM	1883.78	1658.438	1658.44	1711	1883.78	0.0789	RPFF	1695	1728	1711.5
1	11/05/2012	2:00 PM	2016.818686	1658.438	1623.71	1623.71	1975.88	0.0829	RPFF	1695	1728	1711.5
1	26/02/2011	12:05 PM	2603.205074	1692.2668	1657.44	1900	2563.54	0.0801	RPFF	1923	1947	1935
3	06/01/2012	9:30 AM	1113.21	1545.932414	1545.932414	1792	1113.21	0.0585	RPFF	1779	1805	1792
3	23/11/2012	2:45 PM	2155.336761	1545.932414	1504.003571	1750	2101.08	0.091	RPFF	1779	1805	1792
3	10/11/2010	2:30 PM	1372.811228	1475	1364.8541	1500	1271.16	0.0649	RPFC	1440	1510	1475
3	21/11/2010	12:30 PM	1481.07515	1475	1400	1400	1450.04	0.0291	RPFF	1440	1510	1475
3	31/01/2012	3:30 PM	1364.782618	1475	1214.96	1350	1253.11	0.0302	RPFF	1440	1510	1475
3	16/02/2012	8:30 PM	799.2636	1452.5	2184.9	1284.9	1320	0.05	RPFF	1440	1465	1452.5
4	10/01/2011	3:45 PM	1121.97			1250	1121.97	0.0465	RPFF	1270	1282	1276

Tabla 5.1 Información disponible para el análisis de pruebas de presión.

En la tabla 5.1 se muestra el nombre de pozo, la fecha de la toma de presión, la profundidad en metros verticales y desarrollados, así como los valores de presión tomados por el registro de presión de fondo cerrado.

5.3.2 Descripción del análisis de las pruebas de presión en pozos productores.

Pozo Humapa 4D. Es un pozo vertical que presenta un solo intervalo disparado 1736 m-1780 m, terminado el 21 de septiembre de 2010 y fue fracturado el 5 de octubre de 2010 (Fig. 5.25). Presenta dos pruebas de variación de presión; la primera del 8 al 14 de octubre de 2010, para la cual se tienen los aforos, y una segunda prueba fue realizada del 26 al 27 de noviembre de 2010, sin embargo, para ésta fecha no se tiene los aforos del pozo y por lo tanto no se pueden interpretar. El inicio de producción fue el 30 de noviembre de 2010, alcanzando un máximo de 33 BPD.

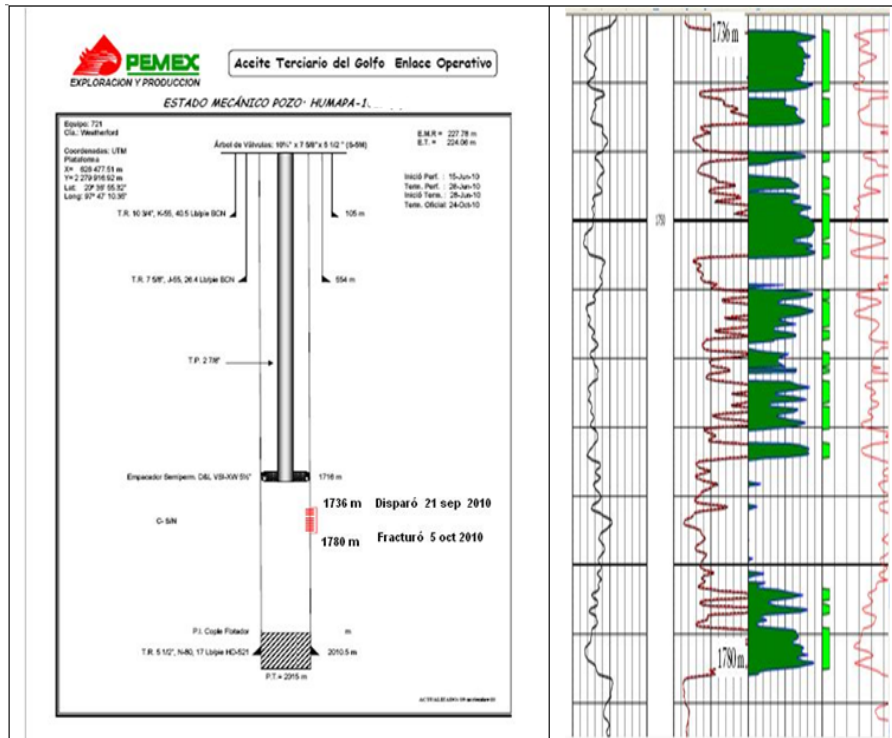


Fig. 5.25 Estado mecánico del pozo Humapa-4D.

Los parámetros del yacimiento utilizados en las pruebas de presión realizadas del 8 al 14 de octubre de 2010 son:

- Radio del pozo r_w : 0.31 pie
- Espesor neto h_n : 78 pie
- Factor de Volumen del aceite $B_o = 1.3014$
- Viscosidad $\mu_o = 0.3730$ cp
- Porosidad $\phi = 0.12$
- Compresibilidad Total $C_T = 1.8 \times 10^{-5} \text{ psi}^{-1}$

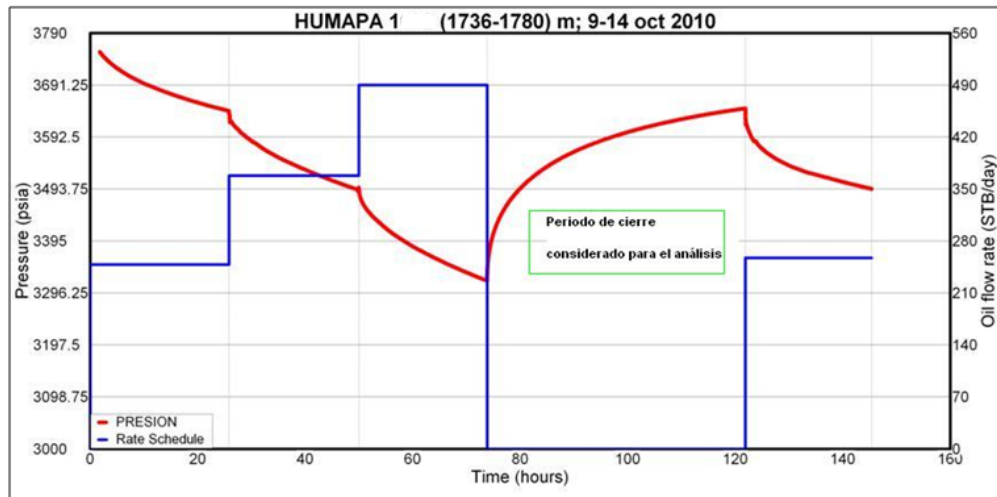


Fig. 5.26 Gráfica de prueba de presión del pozo Humapa-4D.

El pozo Humapa-4D inició su comportamiento con una presión arriba de 3300 psia hasta llegar a los 3691 psia en un periodo de 75 hrs, posteriormente se cerró el pozo y al día 5 se volvió a abrir, logrando una presión similar a la de arranque. El pozo se terminó con fractura hidráulica y se analizó mediante las curvas de Fetkovich, sin embargo el pozo no presenta un flujo pseudo-radial, por lo que se determinó que la fractura es incierta (Fig. 5.27 y 5.28).

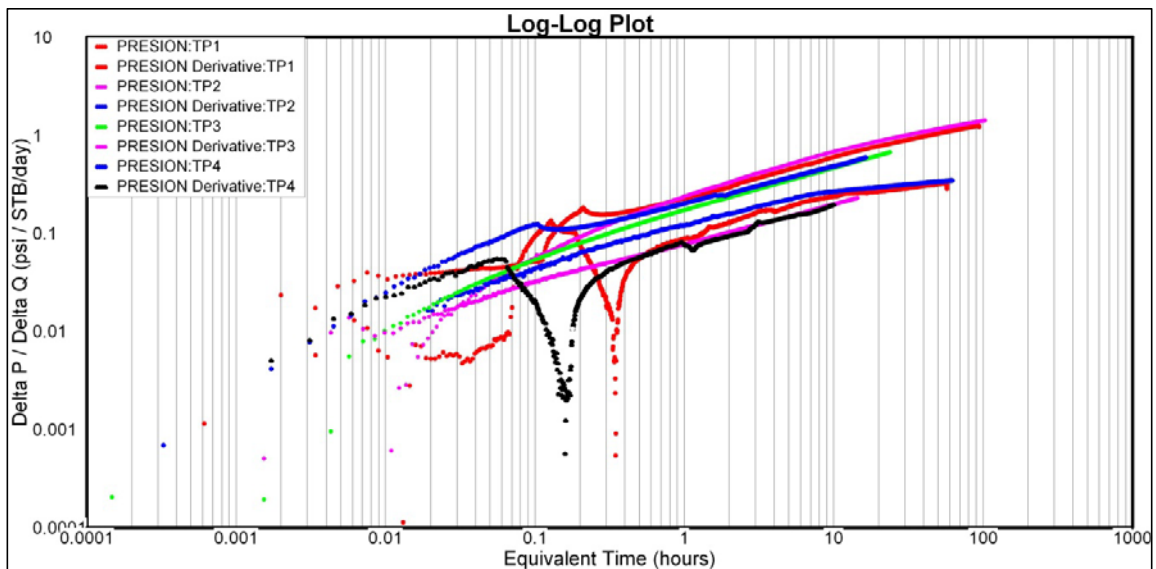


Fig. 5.27 Gráfica de variación de presión-producción vs tiempo del Campo Humapa-4D.

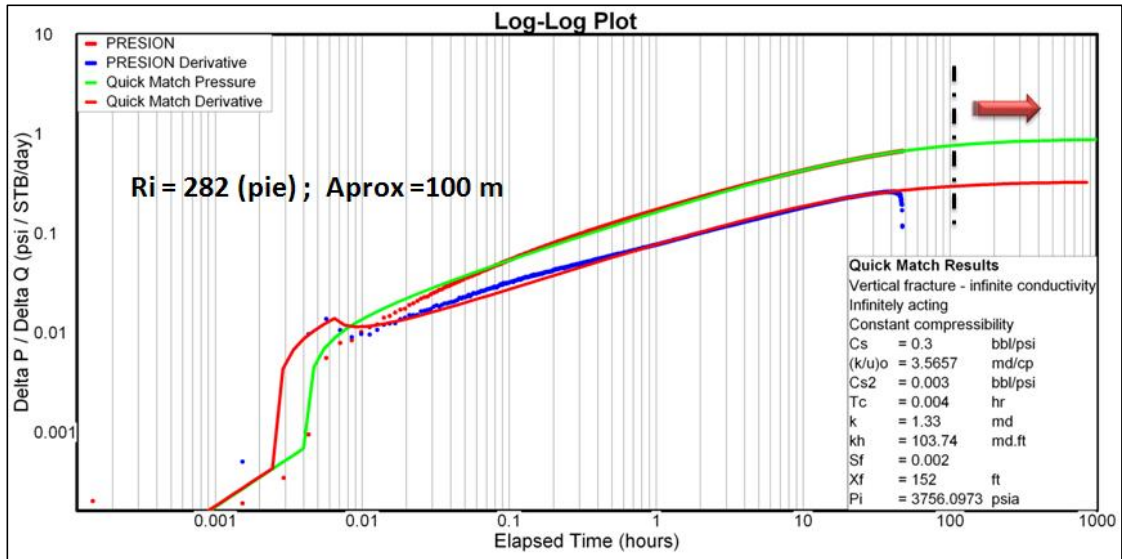


Fig. 5.28 Modelo de ajuste con “Fractura vertical de conductividad infinita” del pozo Humapa-4D.

Para tener un mejor análisis de las pruebas de presión es necesario calcular algunas propiedades petrofísicas como la porosidad y permeabilidad de la formación antes y después de la fractura para saber la eficiencia de la misma; así como para evaluar las dimensiones y características de flujo que se pueden presentar en el pozo.

Una recomendación para el pozo Humapa-4D consiste en cerrar el pozo por más de 200 hrs para conocer el parámetro de permeabilidad, y observar el comportamiento del mismo después del cierre. También se sugiere documentar los aforos de presión en el mismo archivo donde se encuentran los registros de presión para tener una buena interpretación de datos de presión-producción.

Pozo Humapa 3F. Este pozo cuenta con dos graficas de registro de presión de fondo en el intervalo de 2055-2076 m. (Fig. 5.29). El pozo inicio su producción el 8 de mayo de 2010, con una presión en la cabeza cercana a los 2750 psia y un gasto menor a los 30 bpd, después de 90 hrs se cerró el pozo logrando una producción acumulada mayor a los 1000 bls.

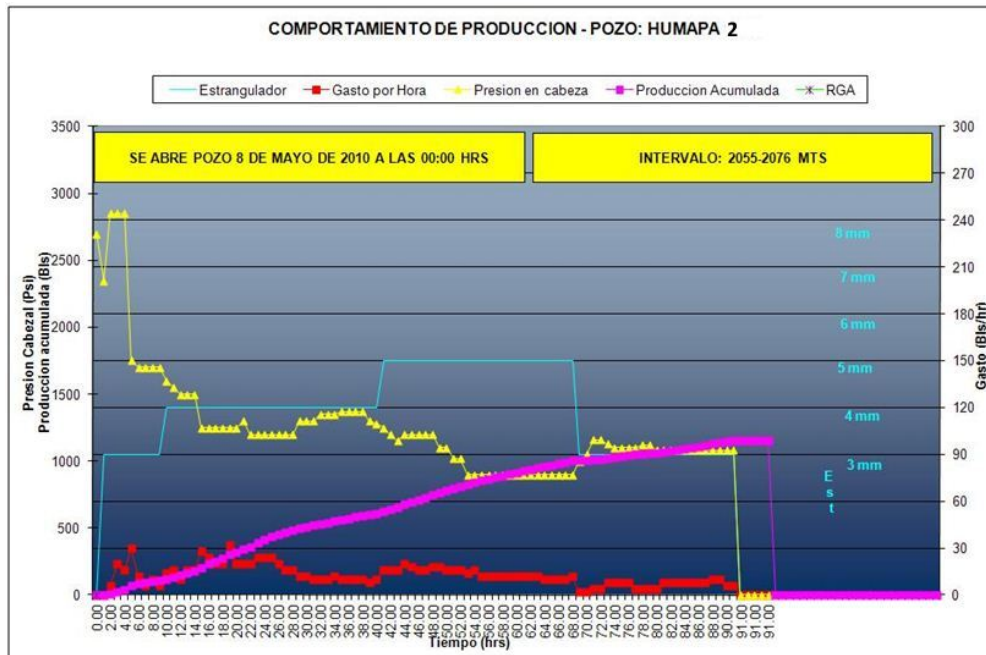


Fig. 5.29 Historial de producción del pozo Humapa-3F donde se muestran las variantes de estrangulador, gasto, presión y producción acumulada.

Debido a que la información de presión-producción de este pozo es muy limitada, se sugiere tener un registro de presiones y gastos de producción antes y después de la prueba de fondo de pozo; por tanto no se pueden emitir comentarios acerca de los parámetros relacionados con la geometría, estado y tipo de flujo del yacimiento.

Pozo Humapa 4C. En este pozo se realizó una prueba de presión de fondo en el intervalo 1658 m - 1702 m, del cual no se tienen datos previos al cierre para validar la información de producción, por tanto solo se emiten comentarios de la información disponible.

En las figuras 5.30 y 5.31 se observa que el comportamiento del pozo después de ser fracturado verticalmente. El ala de la fractura es pequeña $x=22.7$ m, sin embargo se nota un cambio de permeabilidad en el sistema. Se recomienda realizar una prueba pre-fractura para correlacionar la variación de datos, y de ser posible reactivar la fractura para que los canales de flujo del pozo sean más grandes y así tener mayores gastos de producción.

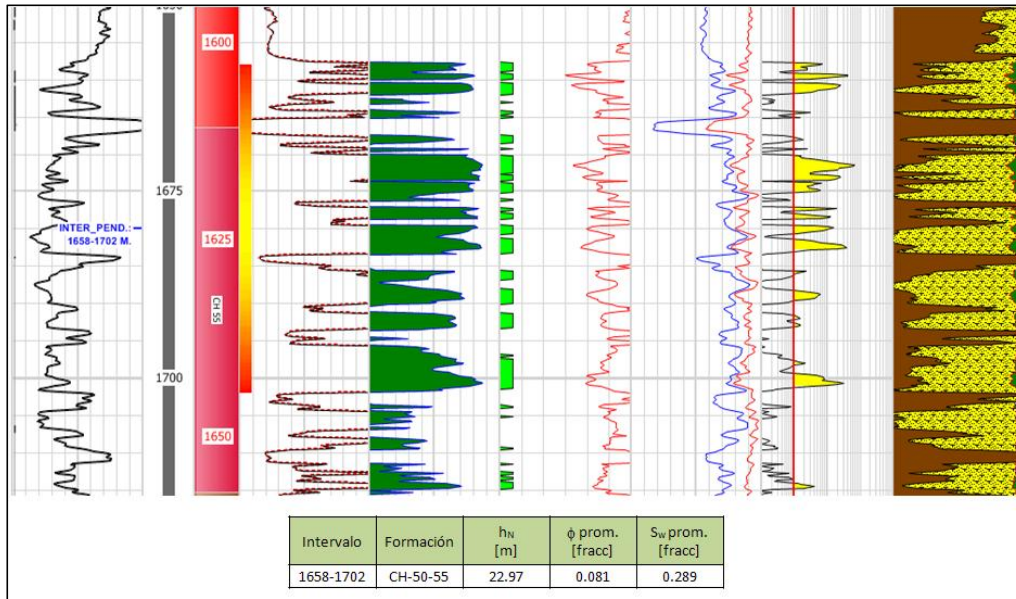


Fig. 5.30 Registro geofísico del pozo Humapa 4C donde se muestra la litología y el intervalo a evaluar.

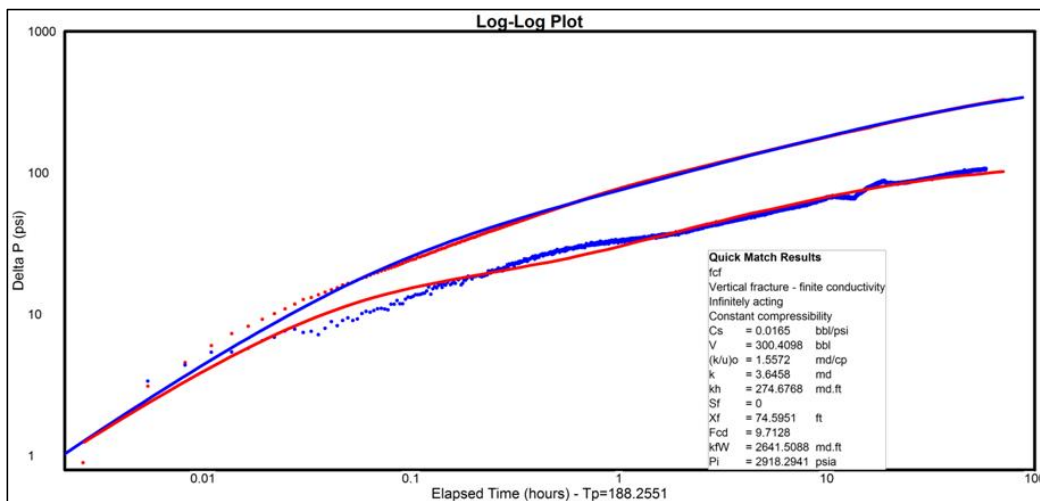


Fig. 5.31 Grafica de presión al cierre del pozo Humapa 4C.

Pozo Humapa 6F. En este pozo se realizó una prueba de presión en el intervalo 1748 m -1772 m, sin embargo no se cuentan con los datos iniciales de presión-producción para comparar la información posfractura. Se cuenta con un registro geofísico de pozo en el intervalo a evaluar (Fig. 5.32).

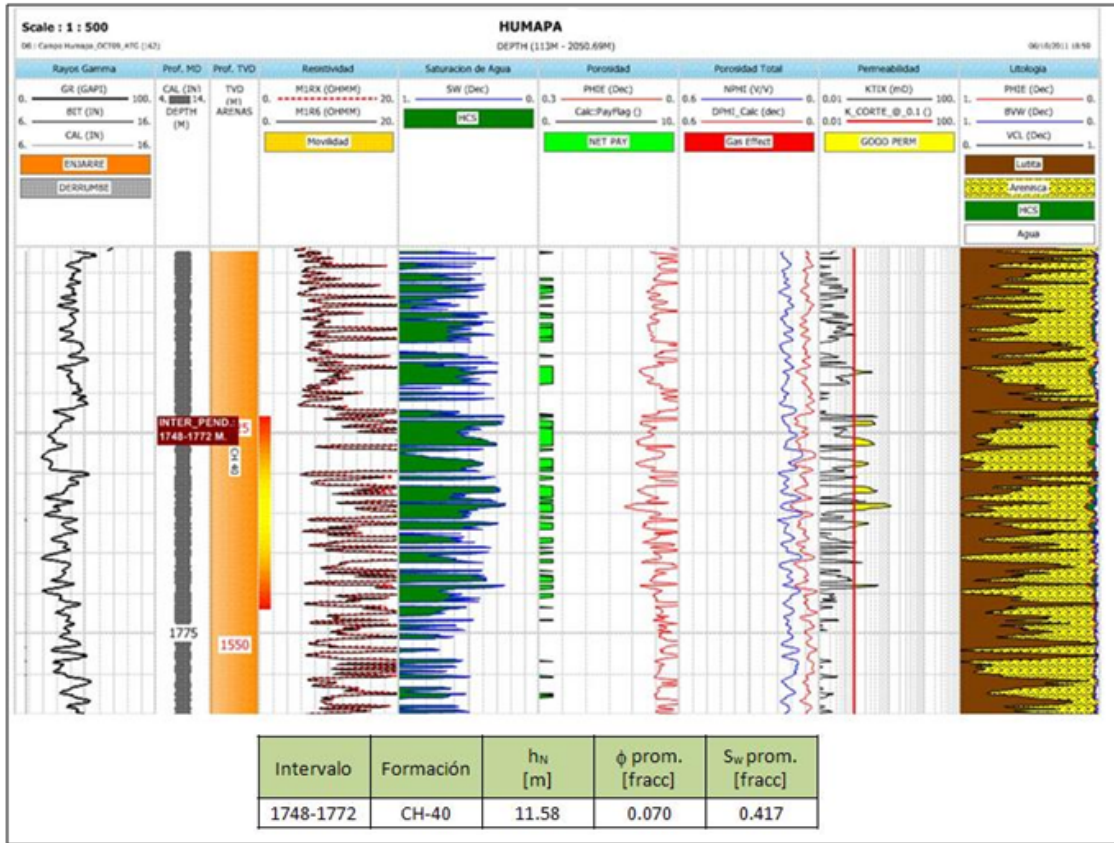


Fig.5.32 Registro geofísico del pozo Humapa 6F donde se muestra el intervalo a evaluar.

Como se puede observar en el registro geofísico, en el intervalo 1748-1772 m se tiene una intercalación de areniscas con lutitas, las cuales tienen una porosidad promedio de 0.7, una saturación de agua promedio del intervalo es de 0.417 y se observa una fractura vertical de conductividad finita.

Se realizaron dos pruebas de presión a gasto variable, de la cual se consideró la interpretación de la primera para determinar los parámetros asociados al modelo de fractura de conductividad finita (Fig.5.33).

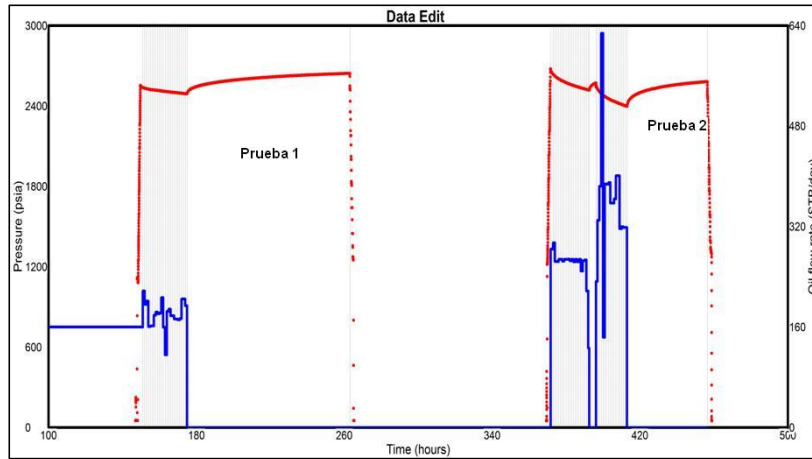


Fig. 5.33 Grafica donde se muestran las dos pruebas de presión realizadas en el pozo Humapa 6F.

El ala de fractura determinada es de 175 m, lo cual se considera un buen valor por lo que no sería necesario intervenir el pozo en ese momento ya que las características de la fractura son buenas. Se sugiere realizar una simulación de pozo considerando un sistema cerrado para afinar el comportamiento total del pozo ya que en la segunda prueba se observa una caída de presión en el pozo (Fig.5.34).

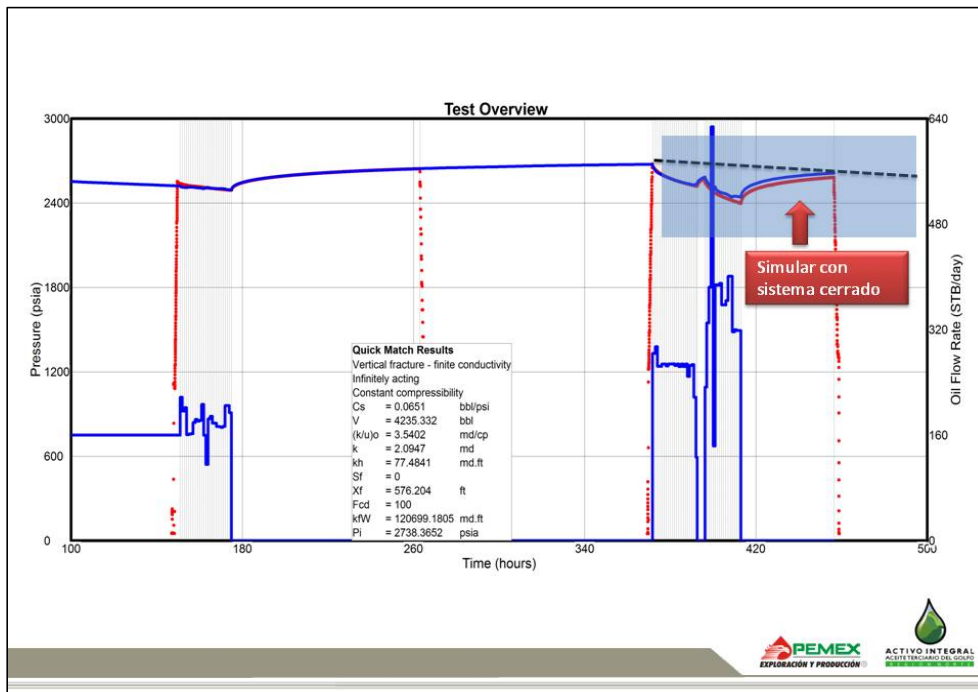


Fig. 5.34 Comportamiento del pozo Humapa 6F donde se muestran dos pruebas de presión.

5.3.3 Resultados del análisis de producción de los pozos del Campo Humapa.

Los datos analizados de las pruebas de presión realizadas en los pozos del Campo Humapa se muestran en la tabla siguiente:

POZO	HUMAPA-4D	HUMAPA-3F	HUMAPA-6F
Dato de Información			
Intervalo (m)	1736-1780	1658-1702	1748-1772
Modelo de Pozo	Fractura vertical de conductividad finita	Fractura vertical de conductividad finita	Fractura vertical de conductividad finita
Fronteras	Comportamiento infinito.	Comportamiento infinito.	Comportamiento infinito.
Coeficiente de almacenamiento del pozo Cs (bbl/psi)	0.3	0.0165	0.0651
Volumen de aceite (bbl)	---	300.4098	4235.332
Movilidad de aceite (k/u)	3.5657	1.5572	3.5402
Coeficiente de almacenamiento del pozo Cs2 (bbl/psi)	0.003	---	---
Permeabilidad k (md)	1.33	3.6458	2.0947
Capacidad de Flujo kh (md.ft)	103.74	274.6768	77.4841
Longitud media de la Fractura Xf (ft)	152	74.5951	576.204
Conductividad de la Fractura Fcd	---	9.7128	100
Conductividad de la fractura adimensional kfW (md.ft)	---	2641.5088	120699.181

Presión Inicial Pi (psia)	3756.0973	2918.2941	2738.3652
------------------------------	-----------	-----------	-----------

Tabla 5.2 Información obtenida a partir del análisis de pruebas de presión en 3 pozos del Campo Humapa (CNH-UNAM, 2012).

Los pozos analizados responden al modelo de fractura vertical de conductividad finita, la cual implica una caída de presión a lo largo de la fracturas. Esta caída de presión contribuye a la formación de un flujo lineal simultáneo en la fractura y un flujo lineal conocido como flujo bilineal.

6. CONCLUSIONES

- La información sísmica utilizada para la evaluación petrolera es de suficiente calidad para realizar comentarios y recomendaciones acerca los rasgos estructurales, estratigráficos y petrofísicas del Campo Humapa, basándose en el apoyo del software Petrel y de los datos de producción del área estudiada.
- Los principales plays productores del Campo Humapa se encuentran en el Grupo Chicontepec, en el cual se encuentran 3 megasecuencias estratigráficas discordantes limitadas por una discordancia basal y por las discordancias A, B y C.
- Las discordancias se originaron debido a eventos tectónicos y sedimentarios que generaron tres niveles diferentes de acumulación de turbiditas en la columna estratigráfica, la cual se compone en su mayoría de lutitas.
- La Megasecuencia Inferior tiene un espesor aproximado de 350 m y corresponde a depósitos areno-arcillosos y arcillo-arenosos de forma tabular depositados sobre una superficie topográfica mesozoica profunda (basamento). En esta Megasecuencia existen algunos horizontes lenticulares que representan zonas de interés petrolero como potenciales rocas almacenadoras.
- La Megasecuencia Media ubicada entre la discordancia A y B contiene estratos limo-arcillosos de aproximadamente 330 m, que llegan a formar canales de gran longitud, lóbulos y zonas de desborde que presentan buena continuidad lateral. En esta secuencia se encuentran algunas zonas con cuerpos de areniscas que corresponden a rocas almacenadoras; por lo que esta unidad es de gran interés económico-petrolero.
- La Megasecuencia Superior tiene un espesor aproximado de 430 m y corresponde a estratos delgados a medios, arcillo-limosos y arenosos-limosos producto de

deslizamientos y derrumbes que ocasionaron flujos de escombros. En esta secuencia se tiene menor abundancia de cuerpos arenosos debido a los procesos de sedimentación y a la fuerte cementación por calcita.

- La productividad del campo es baja, de alrededor de 30 bpd en promedio; siendo así que el pozo de menor producción produce 7 bpd y el de mayor producción 128 bpd.
- El valor promedio del espesor productor es de 27m, y corresponden a varios horizontes arenosos sobrepuestos que dan la apariencia de ser gruesos y continuos.
- En el Campo Humapa se distinguen 3 tipos de deformación: deformación intraformacional, pliegues originados por la Orogenia Laramídica y un sistema de fallas de desplazamiento lateral con fracturas verticales originadas por deformación por cizalla.
- La Deformación intraformacional se caracteriza por la presencia de pliegues y fallas locales de tipo recostado generados por fuerzas gravitacionales en los bordes del talud.
- El Plegamiento laramídico se caracteriza por la presencia de pliegues abiertos cuyos planos axiales tienen rumbo hacia el NW con dirección al NE, resultado de la interacción entre las placas Farallón y norteamericana durante el Cretácico Tardío y el Cenozoico Temprano, donde el esfuerzo principal generador de la deformación provenía del SW y corría hacia el NE, por lo que los ejes de los pliegues formados tienen dirección NW-SE y sus planos axiales son ligeramente en dirección hacia el NE.
- El sistema de fallas laterales son de tipo dextral y presentan fallamiento inverso de segundo orden que acusan un sistema transpresivo que originó un sistema de flor positiva. Las direcciones generales de las fallas son a) N35°W 90° y b) N45°E 90°, por lo que forman un par conjugado, el esfuerzo principal de las fallas es en posición horizontal en una dirección N10°E.
- El área de oportunidad petrolera (play) donde se encuentran el mayor número de cuerpos lenticulares arenosos probados en el campo se ubica entre la discordancia A y la Base del Terciario, aunque también hay zonas de oportunidad entre las discordancias A-B y B-C.
- Las anomalías de amplitud se pueden relacionar con las zonas productoras, por lo que es importante realizar una correlación cualitativa y cuantitativa de los horizontes sísmicos y los datos de producción.
- Debido a la complejidad geológica que se tiene, es importante realizar un modelado de cuerpos arenosos que simule la distribución espacial de las arenas de forma semi-estocástica.

- De acuerdo al análisis de las secciones sísmicas, la mayor cantidad de intervalos productores se encuentran al sur del campo donde se observan altas amplitudes en algunos bloques.
- En el modelo petrofísico se recomienda volver a evaluar el volumen de arcilla mediante el modelo de Doble Agua donde se agregue la calcita dentro del modelo, al utilizar este modelo se observa que se reduce el volumen de arcilla y disminuye la porosidad efectiva, debido a que la calcita cementa los granos de cuarzo y reduce la porosidad.
- Los valores de corte utilizados en el Campo Humapa son: $Vcl \leq 0.50$, $PHIE \geq 0.05$ y $Sw \leq 0.65$, los cuales no se consideran adecuados por que cuando hay variaciones en los tipos de rocas y unidades de flujo. Los valores de corte están sobrestimados, debido a que el volumen de arcilla debe ser mayor y la porosidad efectiva debe ser menor, el valor de saturación de agua es correcto.

7. RECOMENDACIONES.

- Realizar un modelo tridimensional de las facies turbidíticas con mayor arenosidad que componen las megasecuencias y que son consideradas como las mejores rocas almacenadoras del sistema petrolero.
- Se recomienda reinterpretar la información sísmica a partir de la productividad de pozos, de forma que se haga el reajuste y ubicación correcta del límite de las discordancias.
- Basarse en los reflectores sísmicos e identificar los planos de falla que representan las rutas de migración del sistema petrolero para evitar perforar pozos en esas áreas.
- Correlacionar las propiedades petrofísicas tomada del análisis de núcleos con los reflectores sísmicos del modelo Petrel para identificar zonas que no han sido barridas y se puedan perforar nuevos pozos de desarrollo.
- Correlacionar las zonas productoras con las anomalías de amplitud tomadas de la sísmica 3D, para tener una mayor certeza de las facies que se tengan en el campo.
- Se debe realizar un cálculo volumétrico a partir del modelo de facies para caracterizar la complejidad del subsuelo y discretizar los cuerpos acumuladores de hidrocarburos.
- Se recomienda utilizar el modelo de Petrel para analizar los datos de registros de pozos, así como para evaluar los valores petrofísicos de saturación de agua (Sw), porosidad efectiva ($PHIE$) y volumen de arcilla (Vcl) utilizando las curvas de registros geofísicos y las graficas de Hingle.

- En los registros de rayos gamma se debe reducir el volumen de Uranio de las curvas, para volver a calcular el volumen de arcilla mediante la fórmula de Larionov para rocas del Terciario; haciendo así que se modifique el modelo petrofísico y el cálculo de volúmenes de hidrocarburos.
- Se recomienda que se determine el efecto de la variación de resistividad de la roca debido a la anisotropía eléctrica originada por el contenido de arcillas a partir del cálculo de saturación de agua.
- Recalcular la porosidad efectiva tomando en cuenta las formaciones arcillosas que tengan contenido de cuarzo y calcita, haciendo correcciones a las curvas de resistividad y porosidad, reinterpretando los valores de R_t y R_{xo} .
- Calcular la permeabilidad de la formación antes y después del fracturamiento para evaluar la eficiencia de las fracturas, así como sus dimensiones y características.
- Documentar los aforos de pozos y los registros de presión para realizar una buena interpretación de datos de presión-producción.
- Registrar la presión de pozo fluyendo y cerrado, así como el gasto de producción antes y después del cierre del pozo para tener determinar la presión en estado transitorio y así estimar la permeabilidad de la formación y establecer los límites del pozo.
- Considerar las fallas laterales y el sistema de fracturas como rutas de migración de hidrocarburos para evitar perforar pozos en esas zonas.

BIBLIOGRAFIA.

Abbaszede Maghsood, 2003. Integrated Geostatistical Reservoir Characterization of Turbidite Sandstone Deposits in Chicontepec Basin, Gulf of Mexico. SPE 84052.

Aguayo, C.J.E. y Santillán, P.N., 2011. Facies sedimentarias turbidíticas del Terciario Inferior en la Cuenca de Chicontepec, Centro-Oriente de México, Ingeniería Investigación y Tecnología. Vol. XII, Núm. 3, p. 337-352, Facultad de Ingeniería, UNAM.

Arellano Gil, Javier y Yussim Guarneros, Sergio, 2004. Discordancias Progresivas en la Secuencia Sedimentaria Cretácica-Cenozoica en México. La Investigación en la Facultad de Ingeniería, UNAM, México, D. F., diciembre de 2004, 10 p.

Ballinas Navarro J., 1992. Optimum Design of a Fracturing Job in the Chicontepec Formation. SPE 23622. 1992.

Bassiouni, Zaki. 1994. Theory, Measurement, and Interpretation of Well Logs. SPE Textbook Series vol. 4, Richardson, TX.

Bermúdez Juan C, 2006. Diagenetic history of the turbiditic litharenites of the Chicontepec Formation, northern Veracruz; controls on the secondary porosity for hydrocarbon emplacement Gulf Coast. Association of Geological Societies.

Berumen, Sergio; Kaiser, Penelope; Gachuz, Heron de Swaan Abraham y Rodríguez, Juan M. 2004. Fracturing Microseismic Response in Turbidite Reservoirs in Tajín Field. SPE 9205. 2004.

Bitter Mark R., 1983. Sedimentology and Petrology of the Chicontepec Formation, Tampico Misantla Basin, Eastern México. Tesis Maestría.

Bitter Mark R., 1993. Sedimentation and Provenance of Chicontepec Sandstones with Implications for Uplift of the SMO and Teziutlán Massif East Central Mexico.

Birkle, P.; Pruess, K.; Xu, T. Figueroa R.A.H. y Díaz López M., 2006. Using Laboratory Floer Experiments and Reactive Chemical Transport Modeling for Designing Waterflooding of the Agua Fría Reservoir, Poza Rica-Altamira Field, México. SPE 103869. 2006.

Busch Daniel, Govela Amado, 1978. Stratigraphy and Structure of Chicontepec Turbidites, Southeastern Tampico-Misantla Basin, Mexico, AAPG Bulletin.

Busch Daniel Govela Amado, 1989. Giant Chicontepec Field of East Central Mexico History of Petroleum Industry. Symposium.

Centurion, S.; Rengifo, M.; Corona F. y Lavalle, A., 2006. **Successful Application of a Novel Fracturing In the Chicontepec Basin, México.** SPE 103879. 2006.

Contreras Barrera Arturo D., 1985. **Consideraciones Paleobiológicas de los Icnofósiles de la Formación Chicontepec en el Estado de Puebla.** Revista Inst. Geología UNAM.

González García R. y Holguin Quiñones, N., 2001. **Las Rocas Generadoras de México.** Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, A.C., Vol. XLIX, No. 1-2.

Hernández Mercado, Carlos, 2005. **Desarrollo y Aplicación de Modelos que Incluyen los Mecanismos de Segregación Gravitacional e Imbricación, en Yacimientos Fracturados de Baja Permeabilidad. Caso Chicontepec.** Tesis de Licenciatura. México UNAM.

Horbury Andrew D., Hall, González, Rodríguez, Reyes, Ortiz, Martínez, Quintanilla, 2003. **Tectonic Sequence Stratigraphy of the Western Margin of the Gulf of Mexico in the Late Mesozoic and Cenozoic: Less Passive than Previously Imagined.** University of London.

Martínez Ramírez, Ismael Enrique, 1999. **Estudio del comportamiento primario y recuperación secundaria del yacimiento F-10, Campo Agua Fría, activo Chicontepec, PEMEX.** Tesis Licenciatura (Ingeniero Petrolero), UNAM, Facultad de Ingeniería.

Mayol Castillo, Martha, 2005. **Caracterización Geoquímica de los aceites de la Cuenca de Chicontepec,** Tesis de Maestría. México IPN.

Nava Pérez Laura, Alegría Luna Miguel Ángel, 2001. **Los Sistemas Petroleros de la Región de Tampico – Misantla.** Tesis de Licenciatura. México UNAM.

PEMEX Exploración y Producción Región Norte, Gerencia Integrada de Activos, 2005. **Plan de Desarrollo Integral. Activo Poza Rica-Altamira.** Inédito.

Sánchez Telésforo, Hugo Antonio, 2007. **Modelos que incluyen los mecanismos de empuje por gas disuelto liberado y segregación gravitacional, en yacimientos fracturados de baja permeabilidad: caso Chicontepec.** Tesis Licenciatura (Ingeniero Petrolero)-UNAM, Facultad de Ingeniería.

Santillán, P.N. y Aguayo, C.J.E., 2011. **Facies sedimentarias turbidíticas del Terciario Inferior en la Cuenca de Chicontepec, Centro-Oriente de México.** Ingeniería Investigación y Tecnología. Vol. XII, Núm. 3, p. 337-352.

Takahashi, S.; Abbaszadeh, M.; Ohno, K.; Soto H.S. y Cancino L.O.A., 2006. **Integrated Reservoir Modeling for Evaluating Field Development Options in Agua Fría, Coapechaca, and Tajín Fields of Chicontepec Basin.** SPE 103974.