UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

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

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

PRESENTA

JORGE AGUILAR HERRERA

DIRECTOR: ING. JAVIER ARELLANO GIL

CIUDAD UNIVERSITARIA
2013

A Francisco O. Herrera Robles

Índice Página

RESUMEN 1

ABSTRACT 2

CAPÍTULO 1. GENERALIDADES 3

1.1 Introducción 3

1.2 Objetivos 3

1.3 Localización 4

1.4 Importancia económica 6

1.5 Retos tecnológicos 6

1.6 Estado del Arte 7

CAPÍTULO 2. MARCO GEOLÓGICO 11

2.1 Estratigrafía regional 11

Introducción 11

Mesozoico 12

Jurásico 12

Cretácico 13

Cenozoico 19

2.2 Sedimentología 28

2.3 Sedimentología y evolución geológica local 31

2.4 Estratigrafía local 33

Megasecuencia Inferior 34

Megasecuencia Media 35

Megasecuencia Superior 37

2.5 Geología estructural regional 38

2.6 Características estructurales del Campo Aragón 39

2.7 Evolución geológica regional 42

Mesozoico 42

Cenozoico 44

CAPÍTULO 3. SISTEMA PETROLERO 47

3.1 Rocas generadoras 47

Formación Santiago 48
Formación Tamán 48
Formación Pimienta 48
3.2 Rocas almacenadoras 49
3.3 Rocas sello 50
3.4 Migración 51
3.5 Sincronía 52
3.6 Trampas 53
CAPÍTULO 4. MÉTODOS DE PERFORACIÓN 54
4.1 Perforación en el Campo Aragón 56
Datos de perforación 56
Pozo Aragón "X" 56
4.2 Fracturamiento hidráulico 62
4.3 Análisis de producción 64
CAPÍTULO 5. DESARROLLO DE CAMPOS 72
5.1 Análisis petrofísico 72
Porosidad y permeabilidad 72
Análisis de núcleos 76
Interpretación de las anomalías de amplitud 79
5.2 Análisis a pozos 83
Propuesta para el desarrollo del campo 90
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 91
Conclusiones 91
Recomendaciones 94
BIBLIOGRAFÍA 96

RESUMEN

La Cuenca de Chicontepec contiene uno de los mayores volúmenes de reservas probables en yacimientos no convencionales de todo el mundo y el mayor volumen de reservas probables de México. Sin embargo, su naturaleza heterogénea y sus condiciones difíciles de producción la han convertido en un reto tecnológico para ingenieros y especialistas de todo el mundo, quienes han tratado de descubrir y proponer uno o más métodos que permitan su adecuada explotación.

Por definición, un yacimiento no convencional acarrea retos como baja porosidad y permeabilidad, discontinuidades verticales y horizontales, espesores pequeños de las rocas almacenadoras, heterogeneidad y anisotropía, así como diferentes características que hacen difícil y costoso el proceso de extracción de hidrocarburos, resultando en un mayor presupuesto destinado al desarrollo del Campo, así como un mayor tiempo en su planeación y ejecución.

La Cuenca de Chicontepec ha sido dividida para su estudio en zonas más pequeñas con el propósito de desarrollar un plan de explotación adecuado para cada una de ellas. El campo Aragón es una de estas subdivisiones y el principal tema de estudio de la presente tesis.

Para su mejor entendimiento, se han tomado datos de registros geofísicos, datos de geología y sísmica, registros de producción, pruebas de presión y análisis de núcleos. Su estudio permitirá realizar una mejor caracterización y llegar a una lista final de conclusiones y recomendaciones que deben ser tomadas en consideración para el futuro desarrollo del Campo.

Hasta el momento, el posicionamiento de los pozos, así como el de los intervalos disparados, no han sido los adecuados desde el punto de vista técnico y económico. Es necesario realizar una mayor inversión en métodos geofísicos que permitan mejorar la caracterización de los yacimientos y den como resultado bases sólidas para planear el desarrollo del Campo, lo cual, de llevarse a cabo de la manera adecuada, mejorará las condiciones de producción y permitirá reducir los costos de operación.

ABSTRACT

Chicontepec basin is one of the largest and most complex unconventional reservoirs in the world. It also contains the mayor volume of proved reserves in México. However its heterogeneous nature has proved to be a real challenge for engineers and specialists, whom by years have been trying to discover and unwrap the secrets of this huge reservoir, hoping to figure out the best method for its efficient and better exploitation.

By definition an unconventional reservoir leads to low porosities and low permeability values, vertical and horizontal discontinuity, thin layers of reservoir rock, heterogeneity, anisotropy, and so many different basin features that makes it either hard to obtain a benefit from its exploiting or a huge budget to be applied on its better understanding and development planning.

Chicontepec basin has been divided in smaller zones, this with the purpose of develop a proper extracting strategy for each zone. Aragon field is one of these subdivisions of Chicontepec reservoir and it's the main subject for this thesis.

For its better understanding, log data, geologic and seismic data, production data, petrophysical methods, and field information has been analyzed on an attempt to describe and characterize this field. The results lead to a final list of conclusions and recommendations to be taken in consideration for further development of the field.

So far the well positioning and fired targets have not been the best in an economical and technical approach. After this study a better and proper understanding of the field will lead to reduce costs and improve the oil percentage recovery from the reservoir rocks, reducing times and budget destined to its development.

CAPÍTULO 1. GENERALIDADES

1.1 Introducción

El presente análisis fue realizado con el objetivo de reunir las principales características geológicas y petroleras, que forman parte del trabajo de exploración y explotación para el Campo Aragón, localizado dentro de la Cuenca de Chicontepec.

El primer capítulo tiene la finalidad de exponer las generalidades del proyecto *Aceite Terciario del Golfo*, desarrollando temas como su localización, importancia económica y los retos tecnológicos de su futuro desarrollo.

Dentro del capítulo dos se exponen las características geológicas, regionales y locales, que involucran aspectos estratigráficos y estructurales, la evolución geológica de la cuenca, así como la descripción de la columna estratigráfica, el marco tectónico y el modelo de sedimentación.

El tercer capítulo conjunta los temas que componen el sistema petrolero, como la roca generadora, el sistema de migración, la roca almacenadora y el tipo de trampa de la cual se extraen los hidrocarburos.

En el capítulo cuarto se analiza información sobre la perforación y terminación de los pozos, así como de los procesos de fracturamiento efectuados para mejorar las condiciones de flujo de los mismos, y un análisis de la producción en diversas zonas del campo.

Por último, el capítulo cinco engloba la información obtenida de los registros geofísicos, núcleos y sísmica, y presenta las conclusiones y recomendaciones finales.

1.2 Objetivos

- Describir las principales características geológico-petroleras: regionales para la Cuenca de Chicontepec y locales para el Campo Aragón.

- Analizar las características de los pozos perforados considerando su localización y profundidad total con el fin de identificar los resultados favorables y proponer un modelo que mejore la recuperación de hidrocarburos a un menor costo.
- Mejorar la caracterización estática que se tiene del Campo para facilitar su entendimiento y poder realizar una extracción más eficiente.

1.3 Localización

La Cuenca de Chicontepec se localiza geográficamente al este de la República Mexicana, cubriendo 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, en 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, cubre una superficie aproximada de 11,300 km^2 (Fig. 1.1) y cuenta con el mayor volumen de reservas del país (PEMEX, 2012).

Figura 1.1 Ubicación de la Cuenca de Chicontepec.

El Paleocañón se ha dividido en ocho sectores en polígonos con lados de diferente longitud (Figura 1.2), donde los sectores 2, 6, 7 y 8 corresponden con áreas cuyos yacimientos se encuentran en estado de desarrollo y optimización; los sectores 1, 3 y 4 se encuentran en la etapa de caracterización y desarrollo tecnológico; mientras que el sector 5 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 del Paleocañón.

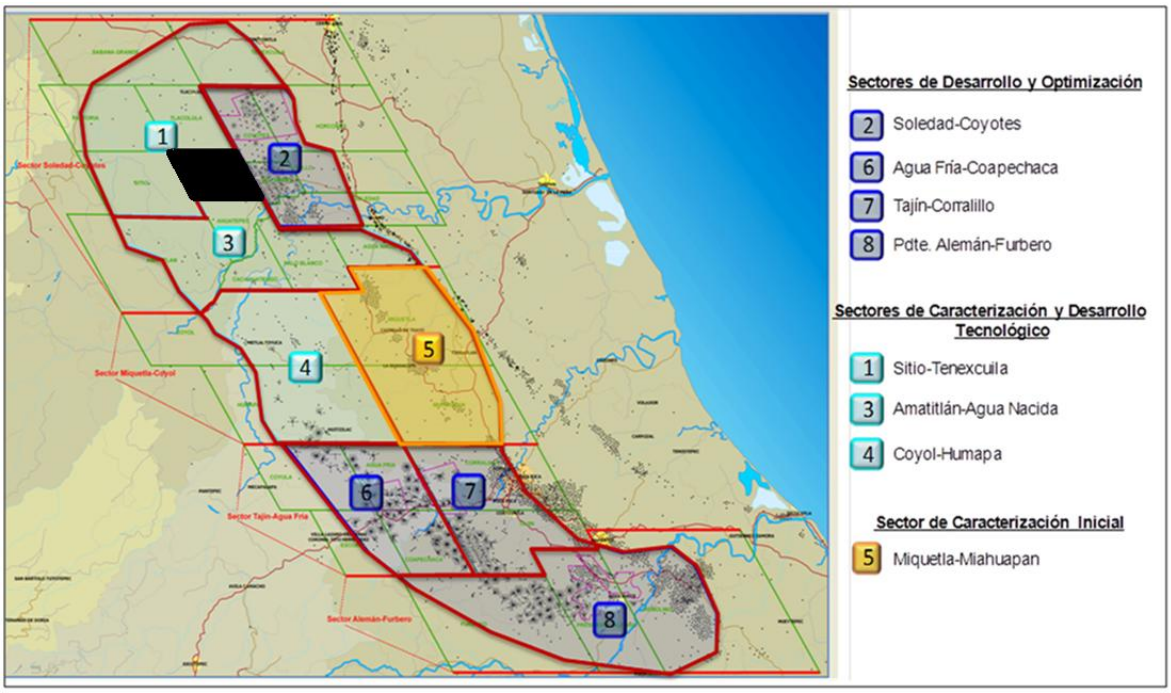


Figura 1.2 Ubicación del campo Aragón y de los ocho sectores en que se divide al Paleocañón *de Chicontepec, de acuerdo al nivel de desarrollo de sus campos (CNH-UNAM, 2012).*

El Campo Aragón se ubica en la porción nor-occidental del Paleocanal de Chicontepec, en un área cubierta por un polígono de cuatro lados cuyas coordenadas UTM son en (x, y) 1(608229.52, 2315951.89), 2(619248.14, 2316170.60), 3(615393.95, 2322868.77) y 4(604236.00, 2322891.89).

Se localiza en el norte del *Activo Integral Aceite Terciario del Golfo* y cuenta con una superficie aproximada de 84.3 km^2. Los trabajos de perforación en el Campo Aragón comenzaron a mediados de la década de 1970. En esta zona se han perforado 18 pozos. Hasta el 30 de junio de 2010 la producción acumulada fue de 1030.23 MBPD. El tipo de aceite producido es crudo ligero con una densidad promedio de 27 ° API; la presión dentro de la tubería de producción en promedio varía dentro de un rango de 5 a 20 Kg/cm^2 a una profundidad de entre 1200 y 1700 m. El único sistema artificial utilizado en el Campo es el bombeo mecánico.

1.4 Importancia económica

La Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH, 2010) reconoce que el *Activo Integral Aceite Terciario del Golfo (AIATG)* constituye desde 1978 un amplio recurso geológico continuo de hidrocarburos, sin embargo, debido a la complejidad de los yacimientos y a la carencia de tecnología que hagan rentable la explotación del mismo, se tienen demasiadas dificultades para un óptimo desarrollo.

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 y no 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 en México, es decir 17.7 MMbpce (PEMEX, 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), por lo que Chicontepec es más grande que la suma de nuestros principales campos productores (Rangel, 2012).

1.5 Retos tecnológicos

Los problemas técnicos que se presentan en la Cuenca de Chicontepec al momento de la explotación de hidrocarburos, hacen necesario invertir en el desarrollo de tecnologías que

permitan una mayor recuperación del aceite acumulado en los yacimientos de areniscas lenticulares con un alto nivel de cementación y con un número considerable de intercalaciones arcillosas. Los principales retos que deben ser resueltos y que se presentan en la mayoría de los campos dentro de la cuenca son los siguientes:

- Baja productividad y rápida declinación de la producción al inicio de la explotación de los pozos, lo que origina bajos volúmenes recuperados de hidrocarburos por pozo.
- Factores de recuperación que varían de 5-9 por ciento, lo que hace imperativo la implementación de sistemas artificiales de producción y posteriormente métodos de recuperación secundaria.
- Gran dispersión operativa (3,750 km^2), por lo que se requiere automatizar y optimizar la operación de instalaciones de producción a mínimo costo (Camacho Velázquez, 2009).

El reto tecnológico está encaminado hacia la Administración del Proyecto que debe evaluar a cada uno de los campos por separado e implementar técnicas de producción no convencionales, principalmente en forma de fracturamiento hidráulico a cada pozo; asimismo, se requiere de un programa agresivo de pruebas piloto para evaluar los métodos de recuperación secundaria y mejorada con el apoyo de ingenieros especializados en temas de yacimientos.

1.6 Estado del Arte

La Cuenca de Chicontepec fue identificada en 1926 y para 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 (Poza Rica No. 8), el cual fluyó de forma intermitente debido a sus limitadas características petrofísicas de la formación. En 1952 inicia la explotación de hidrocarburos en el área de Presidente Alemán; entre 1952 y 1963 se descubren manifestaciones de hidrocarburos en formaciones arcillo arenosas del Cenozoico en el área de los Campos Poza Rica y Cerro Azul, pero debido a su baja permeabilidad no se consideró rentable su explotación (González y Cruz, 2000).

El descubrimiento del Campo Aragón fue en 1943 con la perforación de los pozos Aragón-1 y Aragón-2; del primero sólo se cuenta con información de perforación que alcanzó una profundidad de 1,609 mvd; del segundo se reportan manifestaciones de gas y aceite; ambos fueron abandonados como improductivos (secos). El primer pozo productor del área fue el Aragón 501, terminado en 1974, con un gasto de aceite de 94 bpd con 0% de agua en la Formación Chicontepec Medio.

Hacia los años setentas se intensificó la perforación del Campo Soledad, donde los pozos productores se encuentran 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 m^3/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 m^3/m^3.

A partir de 2006 PEMEX-PEP asigna un nuevo nombre al proyecto de la Cuenca de Chicontepec, denominándolo *Aceite Terciario del Golfo (ATG)* uno de los proyectos con mayor inversión histórica del país, cuyo objetivo inicial fue 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. Sólo 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 Fría se realizaron estudios iniciales para implementar un mantenimiento de presión en dicho campo. Al final del 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 y cerrando el 2010 con una producción de 44.8 mbpd. Para el 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. Entre 2011 y 2012 se perforaron tres

pozos horizontales en la zona, el Coyotes-423D y Coyotes-276D obteniendo gastos de producción de 400 y 318 bpd respectivamente, con densidades que van de los 37 a los 28 °API.

Los estudios más importantes en cuanto a la sedimentación de las secuencias del Grupo Chicontepec han sido documentados en superficie por Reyes (1974), Busch y Govela (1975 y 1978), Carrillo (1980) y Cantú (1985); Busch y Govela (1978) que describieron en detalle un rasgo erosional en el área cerca de Poza Rica, Veracruz, por lo que lo denominaron Paleocañón de Chicontepec; otros estudios no publicados extienden el Paleocañón propuesto por Busch y Govela, 75 Km hacia el norte.

Cantú (1985), argumenta en algunos sectores la presencia de una secuencia normal de zonas bioestratigáficas del Paleoceno Inferior hasta el Eoceno Inferior; también existe en la porción norte de la cuenca, con muy poca o nula erosión. Las facies turbidíticas del Grupo Chicontepec dentro de la cuenca cerca de Poza Rica, descansan en discordancia sobre rocas el Cretácico Superior o estratos del Jurásico Superior. Busch y Govela (op. cit.), consideran que el canal principal fue cortado dentro de la cuenca afectando a sedimentos de las formaciones Chicontepec Inferior, Medio y Velasco, así como a estratos más antiguos, durante el Paleoceno Tardío y Eoceno Temprano y simultáneamente este se rellenó con sedimentos turbidíticos desde el Paleoceno Superior hasta el Eoceno Inferior.

Bitter (1993) realiza un estudio de sedimentación y procedencia de las areniscas de Chicontepec, asociándolas al levantamiento de la Sierra Madre Oriental y el Macizo de Teziutlán, en la porción centro-este de México.

En 1997, Mutti y Araujo elaboran un libreto guía sobre un seminario de campo sobre facies turbidíticas del Cenozoico Temprano en la Cuenca de Chicontepec, en los estados de Hidalgo, San Luis Potosí, Puebla y Veracruz, como parte de las investigaciones realizadas por el Instituto Mexicano del Petróleo.

Cheatwood y Guzmán (2002), por su parte, realizaron una comparación de las propiedades de reservorio del campo Spraberry en el oeste de Texas y el campo Chicontepec en México. Aguayo y colaboradores (2006) presentaron un resumen de la Geología Regional de la Cuenca de Chicontepec del centro-oriente de México, como antecedente para el estudio de su porción

noroccidental en afloramiento, dentro del III Simposio: La investigación y Desarrollo en la Facultad de Ingeniería, UNAM.

Santillán-Piña N. y Aguayo-Camargo J.E. publicaron en el 2011 un estudio de los afloramientos localizados al noroeste de la Cuenca de Chicontepec en donde se pueden reconocer las litofacies propuestas por Mutti (1972) asociadas a zonas de transición de lóbulo-canal y lóbulos por desbordamientos, depositados en subambientes de abanico medio y externo. Su publicación revela que los depósitos sedimentarios que se formaron por deslizamiento, derrumbe y flujo de escombros presentan una dirección preferencial hacia el NE; en tanto que, los flujos turbidíticos, tabulares y lenticulares de los lóbulos submarinos, muestran una tendencia regional de transporte hacia el SE.

Su investigación muestra que las areniscas de la Formación Chicontepec son inmaduras, predominando los clastos líticos, de los cuales entre el 40% y el 88% corresponden a fragmentos de calizas y el resto a litarenitas feldespáticas y felsarenitas, lo que indica que el mayor aporte de sedimentos corresponde a detritos calcáreos provenientes de la Sierra Madre Oriental al occidente, de la Isla de Tuxpan al oriente y del Macizo de Teziutlán al sur.

CAPÍTULO 2. MARCO GEOLÓGICO

2.1 Estratigrafía regional

Introducción

El presente capítulo contiene información de la secuencia sedimentaria que forma parte del sistema petrolero del Paleocanal de Chicontepec, en cuyo subsuelo se tienen 23 formaciones geológicas, de las cuales 12 son cenozoicas y 11 son mesozoicas; se compone principalmente de rocas calcáreo-arcillosas y carbonatadas del Mesozoico y terrígenas del Cenozoico. La columna estratigráfica completa de la Provincia Tampico-Misantla está representada en la figura 2.1 y sus características principales se describen a continuación de la más antigua a la más reciente.

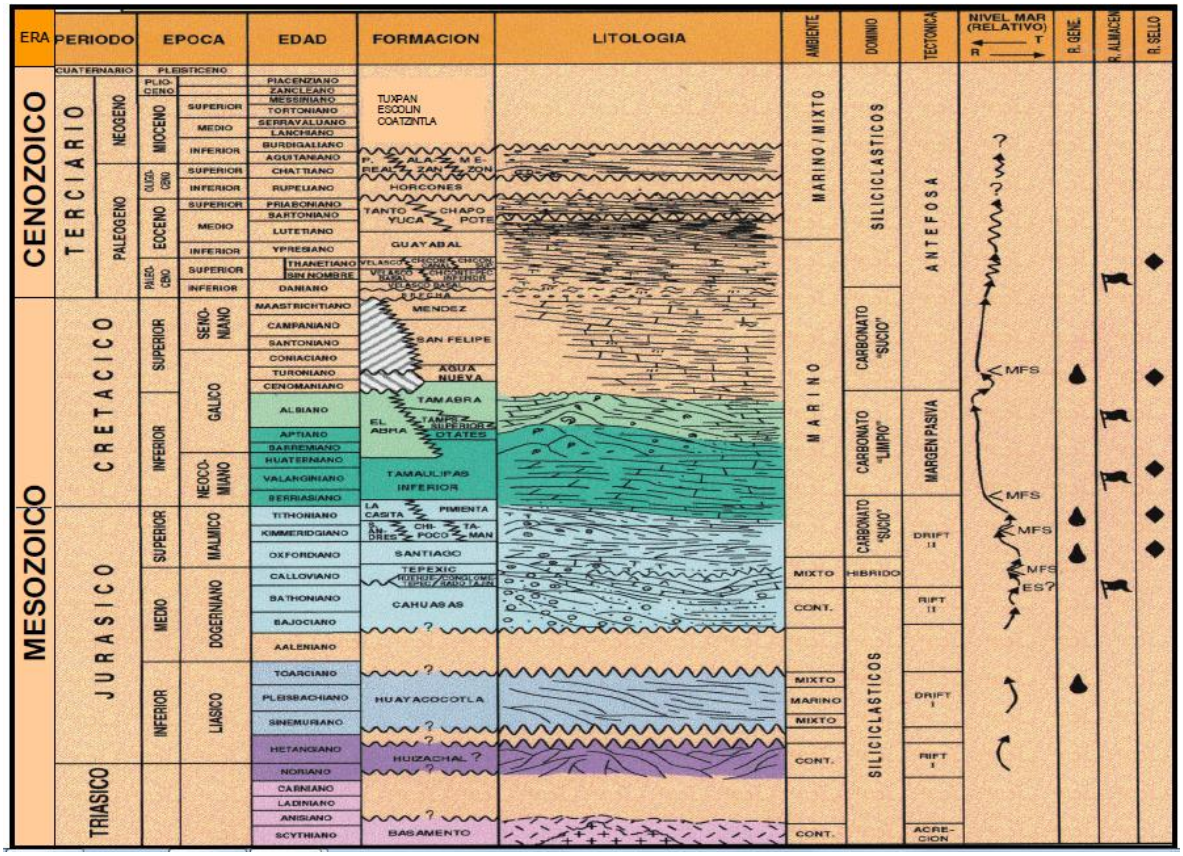


Fig. 2.1 Columna estratigráfica general de la Provincia Tampico-Misantla (PEMEX, 2012).

Mesozoico

Jurásico

Formación San Andrés

Definida por Cantú en 1971, después es estudiada por Campa en 1970 quien la describe como calcarenitas porosas, con cambio de facies de calizas micríticas a calizas calcareníticas, que se formó en un ambiente de barrera costera. Se divide en dos partes, la superior, formada por más del 70% de calizas calcareníticas, compuestas de intraclastos y pellets en diferentes combinaciones dentro de un cementante de espatita; son de color marrón porque se encuentran frecuentemente impregnadas de aceite. La parte inferior está constituida en más del 60% de calizas olicalcareníticas con cementante de espatita y a veces en matriz de micrita; además contiene algunos estratos esporádicos de dolomías y areniscas feldespáticas cementadas con calcita. El ambiente de depósito es de rampa cercana al litoral o en la misma línea de costa, inclusive se tienen depósitos de lagunas con barras arenosas; se depositó en un ambiente transicional y en aguas poco profundas, cálidas, muy cargadas de sales y otros minerales solubles, acumuladas a lo largo de las costas arenosas que proporcionaron la gran abundancia de terrígenos asociados. Contiene restos de algas, moluscos y tintínidos, por lo que se le asigna una edad de Kimmeridgiano- Tithoniano (Velázquez, 2008)

Formación Tamán

Es una secuencia de calizas bien estratificadas de color negro y grano fino con intercalaciones de lutita negra. Incluye una alternancia de lutitas calcáreas color negro, carbonosas, con caliza arcillosa de color gris oscuro, en espesores de 40 a 50 cm; las lutitas tienen espesores de 10 a 15 cm, con tonos rojizos ocasionados por el intemperismo (Nava y Alegría, 2001). Alcanza espesores de hasta 700 m en las paleodepresiones, sin embargo su espesor disminuye considerablemente al acercarse a las partes altas del paleorelieve de ese tiempo.

Presenta estratos de biomicríta con organismos pelágicos, como radiolarios, equinodermos y *Rhaxella* que permiten asignarle una edad correspondiente al Kimeridgiano-Oxfordiano.

Basándose en los análisis geoquímicos realizados en muestras de superficie y del subsuelo, se interpreta que los sedimentos se acumularon en un ambiente de depósito correspondiente a las márgenes de una plataforma en condiciones anóxicas que permitió la formación de una roca generadora y sello por sus horizontes arcillosos (Nava y Alegría, 2001).

Formación Pimienta

Se compone de una secuencia de calizas de color gris oscuro en capas delgadas con bandas de pedernal. Contiene también 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; presenta algunos lentes de pedernal negro.

Los estratos de carbonatos se distinguen por contener gran cantidad de foraminíferos, además, también se tiene un horizonte de 50 cm de espesor de coquinas con abundantes amonitas dentro de las calizas arcillosas de color negro, que afloran cerca de Tepatlán, Puebla (Nava y Alegría, 2001). El espesor reportado para esta unidad es muy variable, desde 28 hasta los 600 m.

La edad de esta formación es Kimeridgiano-Tithoniano y de acuerdo a su fauna, se infiere que se depositó en condiciones de plataforma con comunicación al mar abierto y un importante aporte de terrígenos finos, con cambio litológico hacia la cima que se explica por una variación en las condiciones batimétricas que corresponden a mares someros de baja energía. Se le considera roca generadora de hidrocarburos por su alto contenido de materia orgánica, además también funciona como roca sello por sus capas de calizas arcillosas y lutitas (Nava y Alegría, 2001).

Cretácico

Formación Tamaulipas Inferior

Esta unidad aflora al sur de la Paleopenínsula de Tamaulipas, en el este-centro de la Sierra Madre Oriental y en el sector transverso, además del norte y noreste de la Cuenca Mesozoica del Centro de México; dentro de la Cuenca de Chicontepec se ha encontrado durante la perforación de varios pozos petroleros, por debajo de las Unidades del Grupo Chicontepec.

La litología está compuesta 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. Contiene en su parte basal grainstone con ooides, bioclastos y peletoides, seguidos por un wackestone con horizontes bentoníticos; después se compone de wackestone grueso con ooides, de color gris y diseminaciones de hematita. El espesor de los estratos varía de 0.6 a 2.20 m y el espesor promedio de la formación es de 400 m (Nava y Alegría, 2001).

Formación Otates

Definida por Muir en 1936, se compone de una litología que varía de mudstone a wackestone, calizas arcillosas y carbonosas, de color gris oscuro a negro, con intercalaciones de lutitas café grisáceo, laminares y calcáreas; a veces contiene lentes de pedernal, e intercalaciones de bentonita. Su edad corresponde al Aptiano Medio a Superior, se le reconocen tres miembros, el primero, de calizas color crema y café, compacta, intercalada con cuerpos delgados y escasos de caliza crema cretosa, contiene escaso pedernal café, gris claro, ámbar y blanco ahumado; el segundo miembro se compone de una caliza crema café y café claro, criptocristalina y microcristalina, compacta, con abundante bentonita verde, gris verdosa, gris y verde esmeralda (Vázquez, 2008).

Formación El Abra

Definida por Power en 1925, es una secuencia compleja de facies de plataforma, en la que se tienen depósitos de post-arrecife y de arrecife; en su facies lagunar se compone de una potente sección de mudstone a packstone de miliólidos y bioclástos de color gris claro, con dolomías y evaporitas. Contiene abundantes bioclástos, intraclástos y fósiles que se encuentran localizados en mayor o menor proporción en una matriz micrítica (wackestone) o bien cementados por calcita espática (grainstone); a veces la matriz está recristalizada dando la apariencia de cementante. Se le subdivide en dos facies principales (de plataforma carbonatada) con edades semejantes:

1. Facies Arrecifal (Facies Taninul), está formada por una potente secuencia de boundstone de caprínidos, radiolítidos, toucasias, nerineas y escasos corales, de color gris, masivos, intercalados por packestone y grainstone de bioclastos y ooides. Se caracteriza por formar montículos de diversos tamaños bordeando a la plataforma de Tuxpan. Es una excelente roca almacenadora.
2. Facies Post-Arrecifal (Facies El Abra), se le considera una gruesa secuencia de calizas bioclásticas y calcarenitas con miliólidos y toucasias, dolomitas y calizas parcialmente dolomitizadas, de aspecto sacaroide; se presentan intercalaciones de bentonita de color gris verdoso, grises azulosos y verdes, depositadas sobre una gran plataforma interna, en aguas claras, cálidas y poco profundas. El espesor de sus facies (arrecifal y lagunar) llega a medir 2000 m; presenta cavernas, vúgulos y porosidad primaria, además de abundante fracturamiento que incrementan la permeabilidad de esta formación. Su ambiente de depósito se define como el de una plataforma carbonatada amplia y estable de aguas someras. Se le ha asignado una edad Albiano-Cenomaniano aunque, a veces, se extiende en algunas localidades al Aptiano y al Turoniano en otras. Este complejo de sedimentos carbonatados formadores de bancos o arrecifes en dicha plataforma, constituyen verdaderas trampas estratigráficas con buena porosidad, permeabilidad y capacidad de constituir una excelente roca almacenadora (Nieto, 2010).

Formación Tamabra

Es un conjunto litológico constituido por brechas de carbonatos, es decir, rocas clásticas de talud (dolomitizadas o parcialmente dolomitizadas); contiene también clastos de ambiente arrecifal. La unidad consiste de brechas calcáreas con fragmentos de packstone y grainstone, mudstone de foraminíferos y dolomías microcristalinas.

Esta formación se divide, en el Campo Poza Rica, en miembro superior (zona de calcarenitas biógenas) y un miembro inferior (zona de calcirruditas biógenas y dolomías), (Nava y Alegría, 2001). La presencia de arcillas como matriz en estos sedimentos, apoya el origen pelágico de sus sedimentos. El espesor promedio de esta secuencia es de 200 m para la zona de Poza Rica, aunque los espesores pueden variar de los 300 a 1 500 m.

Su edad Albiano-Cenomaniano, se confirma basándose en su posición estratigráfica y su contenido faunístico de especies planctónicas y bentónicas como: *Stomiosphaera conoidea, Microcalamoidesdiversus, Nannoconusminutus.* Su ambiente de depósito es el de talud, representando la facies intermedia entre depósitos de arrecife y mar abierto. Dada la presencia de rocas carbonatadas bioclásticas, brechoides y microcristalinas, corresponde con potenciales rocas almacenadoras y productoras de hidrocarburos (Nava y Alegría, 2001).

Formación Tamaulipas Superior

El subsuelo de la Cuenca de Chicontepec consiste de calizas mudstone a wackestone gris claro y café oscuro, con estilolitas, contiene bandas y lentes de pedernal y nódulos de hematita. Presenta 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; su espesor varía de 60 a 400 m.

Su ambiente de depósito corresponde a facies de cuenca con influencia volcánica ya que contiene material tobáceo bentonítico en capas delgadas, proveniente de la actividad volcánica del arco magmático del occidente. Se le considera roca almacenadora dada su buena porosidad secundaria por fracturamiento, en especial en la zona de Ébano y Pánuco. Su distribución es muy amplia, se ha reportado al sur de la Península de Tamaulipas, al este de la Sierra Madre Oriental, al sureste de la Cuenca de Sabinas, al este de la Cuenca Mesozoica del Centro de México, en la Cuenca de Burgos y en el subsuelo de la Cuenca de Chicontepec.

Formación Agua Nueva

La unidad estratigráfica consiste de una alternancia de mudstone, wackestone con nódulos y bandas de pedernal; contiene intercalaciones de lutitas carbonosas y cuerpos de margas bentoníticas. Los estratos son delgados y medios en la base, 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. En algunas localidades presenta intercalaciones de lutitas

calcáreas laminares, mudstone-wackestone gris, ligeramente arcilloso con abundantes nódulos de pedernal negro con interestratificaciones de lutitas gris verdoso de aspecto laminar (Nava y Alegría, 2001); el espesor promedio de la unidad es de 240 m. Su edad es Turoniano, aunque en algunas porciones es Cenomaniano Superior-Turoniano, caracterizada por el siguiente contenido faunístico: *CalcisphaerulaInnominata, Inoceramus Labiatus, Rotalipora appenninica, Marginotruncana indica, Globotruncana helvetica* (Nava y Alegría, 2001).

El ambiente de depósito es de plataforma externa en aguas relativamente profundas con circulación restringida, de baja energía con poca oxigenación.

Tiene las tres posibilidades dentro del sistema petrolero: roca generadora, basándose en su contenido de materia orgánica, roca almacenadora debido a su porosidad y permeabilidad secundaria por fracturamiento por las calizas mudstone-wackestone y roca sello, por sus horizontes arcillosos.

Formación San Felipe

Se encuentra en afloramientos y en el subsuelo de la provincia de Tampico-Misantla, incluyendo a la Chicontepec, aunque con espesores muy variados a lo largo de la cuenca. La localidad tipo se ubica al oeste del poblado de San Felipe, en San Luis Potosí, en donde se caracteriza por una alternancia de calizas y lutitas en estratos delgados gris verdoso con capas de bentonita verde (Nava y Alegría, 2001).

Su litología dominante es mudstone y wackestone bentoníticos, con escasos nódulos de pedernal; alterna con capas de lutitas color gris claro a gris verdoso, con material glauconítico. En la mayor parte de los sitios en la que se ha estudiado se compone de wackestone gris verdoso que intemperiza a café, en estratos de 10 a 40 cm de espesor, con intercalaciones de lutitas bentoníticas gris verdoso, así como capas laminares de bentonita de 5 a 10 cm de espesor (Nava y Alegría, 2001). Su espesor va de 50 hasta 330 m aunque en Poza Rica, Veracruz, se reportan espesores en subsuelo de 50 a 150 m.

Algunas especies de su amplio contenido faunístico son las siguientes: *Globotruncan alapparenti, Heterohelix globulosa, Inoceramusun duloplicatus, Ostrea plumosa, Globotruncana fornicata, Marginotruncana difformis*, lo que implica una edad Coniaciano-Santoniano (Nieto 2010).

Presenta una gran influencia de material volcánico proveniente del arco magmático del Occidente de México en plena actividad de depositación. Se le tiene considerada como roca almacenadora en sus brechas fracturadas de la parte basal, así como roca sello por algunos horizontes bentoníticos de baja porosidad (Nava y Alegría, 2001).

Formación Méndez

Su litología se caracteriza por margas grises con fracturamiento concoidal. En la cima, las margas son de color rosado y se conocen como "Méndez rojo", este miembro tiene intercalaciones de margas grises con areniscas arcillosas. Aflora en la mayoría de los casos en el eje axial de los sinclinales del frente este de la Sierra Madre Oriental.

Se compone de una secuencia de lutitas y margas de color gris y gris verdoso, que llegan a alternar con capas de bentonita blanca; incluyen calizas arcillosas de color gris, lutitas en parte bentoníticas en capas delgadas. El espesor de la Formación Méndez varía desde 100 m hasta 1000 m aproximadamente. Es la última formación del Periodo Cretácico que se presenta fuertemente erosionado por los paleocanales de la Cuenca de Chicontepec.

El ambiente sedimentario de esta formación es el de mar abierto, de aguas tranquilas representadas por facies de relleno de cuenca con aporte de terrígenos y cenizas volcánicas. Se le considera roca almacenadora por su litología en horizontes brechoides y también roca sello por sus horizontes limosos y arcillosos (Nava y Alegría, 2001).

Cenozoico

Formación Velazco

Se compone de lutitas de color gris y verde, algunas capas son calcáreas y otras se componen de bentonita verde, con interestratificaciones de areniscas calcáreas en capas delgadas. Al sur de la Cuenca de Chicontepec, la Formación Velazco consiste de margas de color gris, gris-verde, con capas muy delgadas de bentonita, cenizas y areniscas. Presentan en ocasiones horizontes de anhidritas y huellas de oleaje. Al este de la Faja de Oro, la Formación Velazco está representada por lutitas de color verde, el espesor promedio es de 140 m (Nava y Alegría, 2001).

Grupo Chicontepec

Los sedimentos que rellenan la Cuenca de Chicontepec se caracterizan por ser de origen turbidítico, depositadas por corrientes submarinas que erosionaron el sustrato para dar forma a la cuenca y después se depositaron en la misma depresión que formaron (Alemán, 1980). Mineralógicamente la mayor parte de las areniscas están constituidas por 45% de cuarzo, 4% de feldespatos, 30% de fragmentos líticos (calcáreos, areniscas retrabajadas y volcánicos), 15% de matriz arcillosa, 5% de bioclastos y 1 % de micas; que de acuerdo con Folk la roca se clasifica como una litarenita (Alemán, 1980). La textura general es de arenita lítica, pobremente clasificada que varía de grano fino a medio y en menor medida a grueso. La matriz está constituida principalmente de minerales arcillosos de clorita e illita. Asimismo, el cementante está constituido mayoritariamente por carbonato de calcio y en menor proporción de sílice. La distribución de los sedimentos está marcada por las dimensiones de lo que fue la cuenca y los canales asociados; fuera de la cuenca se encuentran sedimentos de areniscas y lutitas correspondientes a la Formación Velazco (Alemán, 1980).

La profundidad de los depósitos tuvo variaciones de norte a sur, de 400 hasta 2400 m bajo el nivel del mar y el espesor de las formaciones varía desde 0 m en los bordes de la cuenca hasta más de 2500 m en el depocentro de la parte central de la Cuenca (Alemán, 1980); sin embargo, Contreras (1979) reporta un espesor máximo para todo el Grupo en el depocentro de 3300 m. El grupo Chicontepec se divide en tres formaciones que se describen a continuación.

Formación Chicontepec Inferior

Consiste principalmente de lutitas de colores grises, ligeramente arenosa con tonos verdosos y marrones, con contenidos moderados de bentonita blanca y verde; se presentan intercalados con areniscas arcillosas grises de grano fino; están impregnadas con saturaciones de aceite residual (Pérez, 1990; Alemán, 1980).

Los espesores de esta formación alcanzan hasta 1500 m. Tiene un amplio contenido faunístico dentro de las que destacan las siguientes especies: *Anomalina velascoensis, Morozovella, Globorotaliawilcoxensis, Nuttalidesflorealis y Spiroplectammina grzybowski*i, entre otras; por lo que se le asigna una edad del Paleoceno Superior (Alemán, 1980).

El depósito de esta formación se asocia al continuo levantamiento del Occidente (Sierra Madre Oriental) y un acelerado hundimiento o basculamiento al Oriente (Plataforma de Tuxpan). Este episodio es relacionado con la Orogenia Laramide, que da por resultado la Sierra Madre Oriental y que al erosionarse aporta un gran volumen de sedimentos hacia la cuenca en condiciones próximas a los litorales y a zonas marginales de profundidad somera y también como depósitos que ocurrieron de manera irregular como turbiditas. Se le considera roca almacenadora por sus horizontes lenticulares arenosos (Nava y Alegría, 2001); lo cual puede corroborarse, ya que al NW del campo Soledad se presenta como roca almacenadora-productora (Pérez, 1990); sus facies arcillosas corresponden a rocas sello con materia orgánica inmadura.

Formación Chicontepec Medio

Se compone de una secuencia de lutitas de color gris verdoso, gris y marrón con contenidos de bentonita: en varias localidades presenta impregnaciones de aceite (Pérez, 1990). En algunos sitios se caracteriza por la presencia de guijarros de caliza y conglomerados con alternancia de areniscas oscuras de grano fino a medio, compactas y con restos de plantas; en el sur de la Cuenca de Chicontepec se compone de lutitas compactas, masivas, color gris, sin estratificación visible y con láminas de areniscas calcáreas (Nava y Alegría, 2001).

Se caracteriza por contener en los sedimentos de grano fino las siguientes especies fósiles: *Chiloqumbelinacritina, Morozovella, Chilestomellasp, Buliminatrihedra, Globigerina velascoensis y Gümbelina* globulosa; por lo que se le asigna una edad Paleoceno Superior (Vázquez 2008).

Su contacto superior es concordante en algunos sitios o discordante en otros con las formaciones Chicontepec Superior y Aragón; en tanto que el contacto inferior es también concordante o discordante con las secuencias cretácicas y jurásicas

Se considera un ambiente de depósito similar al de la Formación Chicontepec Inferior (turbiditas), con diferencia en la magnitud de los periodos de aporte, esto se interpreta por la variación en la alternancia de los sedimentos arcillosos. Se le considera roca almacenadora por sus horizontes arenosos los que presentan baja porosidad y permeabilidad (Nava y Alegría, 2001).

Formación Chicontepec Superior

Consiste de areniscas calcáreas de color gris claro a gris oscuro, de grano fino a medio con ligera impregnación de aceite residual en varias localidades donde aflora. Contiene intercalaciones de lutitas suaves levemente arenosas, de color pardo oscuro, gris verdoso y verde oscuro, también con impregnaciones de aceite residual (Alemán, 1980).

Presenta estructuras primarias como: laminación cruzada, canales de corte y relleno, rizaduras de corrientes, huellas de carga y restos de carbón diseminado; el espesor promedio es de 400 m.

Se infiere que estos sedimentos se depositaron en aguas profundas como flujos turbidíticos, en el marco del relleno de la Cuenca de Chicontepec, en donde proliferaban organismos bentónicos. Se han identificado fósiles del Eoceno Inferior tales como: Globigerina pseudobulloides, Trochammina diagonis, Globorotaliarex, entre otros. Es roca sello por sus horizontes arcillosos, y en sus horizontes arenosos se tienen buenas posibilidades de contener hidrocarburos (Nava y Alegría, 2001; Pérez, 1990).

Formación Aragón

Fue definida por Nuttall en 1930, consiste de lutitas de color gris claro, gris oscuro y verdoso; se distingue por presentar estratificación bien marcada por laminación causada por intercalaciones de bentonita. Solamente en la parte inferior de la formación se encuentran algunos horizontes de areniscas y a veces algunos nódulos calcáreos pequeños. Su espesor va desde los 80 a los 325 m aunque en ocasiones no se ha definido perfectamente debido a que tiene una litología similar a la de la Formación Chicontepec Superior (Nava y Alegría, 2001).

Su edad es del Ypresiano, que pertenece al Eoceno Inferior, edad que se determinó basándose en algunas especies fósiles como: *Globorotalia aragonensis, Globigerina orbiformis, Globigerina soldadoensis, Textularia agglutinans y Vulvulina pectinatavar mexicana*. Los sedimentos de la Formación Aragón se depositaron en un ambiente de aguas poco profundas en una plataforma clástica que recibía aportes de terrígenos de los elementos procedentes del occidente, de la Sierra Madre Oriental. Se considera almacenadora por sus horizontes arenosos y roca sello por sus horizontes arcillosos (Nava y Alegría, 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). Al sureste de Poza Rica, Veracruz, se distingue por presentar cuerpos de conglomerados lenticulares con fragmentos de calizas del Cretácico. Incluyen una secuencia de margas color verde olivo, con estructura nodular, e intercalaciones de lutitas plásticas de color verde a café ligeramente arenosas de aspecto masivo. La estratificación, por lo general, no es muy clara y ocasionalmente tiene una estructura laminar, particularmente cuando tiene intercalaciones de areniscas. Su espesor varía de 60 a 1200 m, incrementándose de norte a sur (Nava y Alegría, 2001).

Su edad es del Eoceno Medio (Lutetiano), la cual se determinó por la presencia de especies planctónicas y bentónicas como: *Globigerina topilensis, Globorotaliaalbeari, Amphistegina mexicana, Nodosaria mexicana y Eponidesguayabalensis*, así como algunos moluscos como:

Ostreasellaeformis, Trunconotaloidesrohri, Protocardia gambrina, Venericardia serricosta; además de abundantes briozoarios y corales (Nava y Alegría, 2001).

Sus condiciones de depósito fueron en mares tranquilos, relativamente someros de plataforma clástica; sus cambios de espesor muestran que una gran parte del depósito ocurrió en un cañón submarino inclinado al sur, recibiendo sedimentos del oeste. Se le considera roca sello por su baja permeabilidad y porosidad (Nava y Alegría, 2001).

Formación Chapopote

Se compone de margas de color claro y gris verdoso que intemperizan a color crema (Nava y Alegría, 2001). Se caracteriza por presentar estratificación irregular y se compone de margas con intercalaciones en la cima de capas delgadas de bentonita de color amarillo verdoso, en las localidades donde se presenta el cambio de facies con la Formación Tantoyuca; en otros sitios donde aflora, contiene intercalaciones de arenisca de cuarzo de grano fino, con cementante calcáreo.

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. Su espesor varía de 80 hasta 800 m. En general el contacto inferior es concordante con la Formación Guayabal, asimismo, el contacto superior también es concordante con las formaciones Horcones y Palma Real Inferior (Nava y Alegría, 2001).

Los foraminíferos son muy abundantes en las dos facies (Tantoyuca y Chapopote), pudiéndose citar para la Formación Chapopote el conjunto faunístico siguiente: *Anomalinadorri, Bulimina semicostata, Globorotalia cerroazulensis, Hantkeninaalabamensis, Textularia eocaena*, lo que define su edad del Eoceno Superior (Nieto 2010).

El ambiente de depósito corresponde con el de una plataforma marina somera, clástica en un mar tranquilo con aporte de terrígenos finos, cerca de la línea de costa. Se le considera excelente roca sello por su baja porosidad y permeabilidad (Nava y Alegría, 2001).

Formación Tantoyuca

La Formación Tantoyuca fue mencionada por primera vez en un Reporte Geológico inédito de la Compañía "El Águila" por Ickes (1913), siendo Wiebe en 1924 quien publicó por primera vez las características geológicas de esta formación. Su localidad tipo se encuentra a 1 km al este de la población de Tantoyuca, Veracruz, a 150 m al NE del cruce del camino de Tantoyuca a Chopopo (Hernández, 2005).

Está constituida 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 cretácicas de diferentes colores, así como fragmentos de pedernal negro y areniscas, probablemente provenientes de la erosión del Grupo Chicontepec, del Eoceno Inferior (Hernández, 2005).

En otras localidades consiste de areniscas de cuarzo de grano fino a grueso y conglomeráticas, con cementante calcáreo y sin estratificación definida, con algunas intercalaciones de lutitas bentoníticas y margas arenosas; además presenta esporádicos horizontes de conglomerados y brechas, formados de fragmentos de calizas del Cretácico, areniscas de la Formación Chicontepec, pedernal, rocas metamórficas y volcánicas; su espesor llega a alcanzar los 1000 m (Nava y Alegría, 2001).

Las condiciones de depósito para la Formación Tantoyuca evidentemente fueron costeras, pues está formada principalmente por material detrítico de facies deltáicas, derivado de regiones altas adyacentes del oeste.

Formación Alazán

Esta formación consiste en una serie de margas y lutitas de color gris a gris oscuro, que intemperizan a color gris rojizo con intercalaciones de capas delgadas de areniscas. En algunos

pozos se reportan intercalaciones de lutitas grises que cambian a areniscas de color gris con intercalaciones arcillosas; su espesor es variable, desde 60 hasta 930 m (Nava y Alegría, 2001).

La fauna reportada corresponde con las *especies Ammospirata mexicana, Anomalina alazanensis, Bolivina tectoniformis, Globorotalia opima,* que le asignan su edad perteneciente al Oligoceno Inferior (Rupeliano). Por su litología y por su contenido faunístico se interpreta que esta formación se depositó en una plataforma clástica. Es probable que los sedimentos de la Formación Palma Real Inferior equivalente en edad, pertenezcan a mares que se hayan extendido desde el flanco norte del Macizo de Teziutlán hasta el flanco este de la Sierra de Tamaulipas, extendiéndose al oriente hasta el actual Golfo de México (Nava y Alegría, 2001).

Formación Palma real Inferior

Constituida por lutitas calcáreas de color amarillo pardo, muy intemperizadas y quebradizas, laminares y nodulares con intercalaciones de areniscas en capas delgadas de grano fino (Nava y Alegría, 2001), así como de lutitas arenosas, areniscas de cuarzo, conglomerados y gravas de calizas y pedernal, con abundantes foraminíferos. Incluso presenta desarrollos lenticulares de calizas coralinas; las areniscas presentan huellas de oleaje (Nava y Alegría, 2001).

Sobreyace a las formaciones Tantoyuca y Chapopote y subyace a la Formación Palma Real Superior. El contenido fosilífero de especies como: *Ggyroidina broekhuana, Cibicide saknerianus, Anomalina grosserugosa, Operculina operculinoides, Vaginulinaelegans*, permiten definir su edad en el Oligoceno Inferior (Rupeliano). Se considera por su posición estratigráfica, su litología y el contenido faunístico que su depósito ocurrió en un ambiente de plataforma terrígena (Nieto 2010).

Es de notarse que la variación tan notable en la litología se explica por la transgresión que tuvo lugar durante el principio del Oligoceno; incluso otros autores mencionan que esta formación descansa en discordancia angular sobre las formaciones Chapopote-Tantoyuca, Guayabal y Chicontepec, debido a que al depositarse, la superficie de sedimentación, tenía una inclinación al este. Se considera como una roca sello por su baja porosidad y permeabilidad cuando predominan las fracciones finas (Nava y Alegría, 2001).

Formación Palma real Superior

Consiste de lutitas grises, arenosas, bentoníticas, con intercalaciones de areniscas de cuarzo de grano fino, con cuerpos lenticulares de calizas coralinas con abundantes orbitoides; contiene un horizonte de areniscas de cuarzo, de grano fino a medio; también se reporta que contiene conglomerados al noroeste de Poza Rica, Veracruz (Nava y Alegría, 2001).

Se han perforado espesores de hasta 280 m en el Campo Poza Rica. Como el depósito de estos sedimentos se efectuó al final de la transgresión después de que se depositó la Formación Palma Real Inferior, su litología es muy semejante, siendo muy difícil su separación; la cual se hace únicamente por microfósiles, aunque se considera que tienen contacto concordante (Nava y Alegría, 2001).

Contiene abundantes ejemplares de foraminíferos bentónicos, como *Lepidocyclina tuberculata, Lepidocyclina parvula, Lepidocyclin aesterodisca y Schenckiell acyclostomata*, que permiten situarla en el Oligoceno Superior (Nava y Alegría, 2001). Al final del depósito de la Formación Palma Real debió efectuarse una regresión, pues en general, aparece en su cima un intervalo de clásticos, llamado Conglomerado Mecatepec. Las rocas de esta formación presentan serias dificultades para su estudio, debido a los cambios laterales de facies encontrados en varias localidades (Nava y Alegría, 2001).

Formación Horcones

La unidad se compone de lutitas gris claro y gris oscuro, calcáreas, que intemperizan al marrón, con intercalaciones de areniscas de cuarzo finas y algunos estratos de conglomerados calcáreos, en capas de 10 a 15 cm de espesor, con algunas intercalaciones de ceniza volcánica. También se reportan capas gruesas de hasta un metro de conglomerados heterogéneos con fragmentos redondeados de calizas y dolomias, con pedernal negro y en menor proporción fragmentos de rocas ígneas y areniscas calcáreas. Su espesor es muy variable, con un rango que va de 60 a 450 m.

Su edad es del Oligoceno Superior (Chatiano), que se determinó por su contenido faunístico de especies como: *Lepidocyclinafauosa, Globigerina ampliapertura, Planulina cocoaensis, Rotaliatina mexicana, Textulariaeocaona* (Nava y Alegría, 2001).

Se depositó en aguas someras cercanas a la costa, con aporte de material detrítico resultado de la erosión de rocas más antiguas. Se le considera roca almacenadora por sus propiedades petrofísicas de alta porosidad y permeabilidad en sus horizontes conglomeráticos; sin embargo, se le considera poco atractivo desde el punto de vista petrolero porque casi siempre está aflorando (Nava y Alegría, 2001).

En la figura 2.2 se muestra un esquema de las formaciones que se encuentran dentro del área de la Cuenca de Chicontepec, las cuales corresponden tanto a rocas generadoras como a rocas almacenadoras y sello. Son las formaciones del grupo Chicontepec, representadas en color naranja, las que almacenan los hidrocarburos que se explotan en el campo Aragón y las que serán descritas a fondo más adelante.

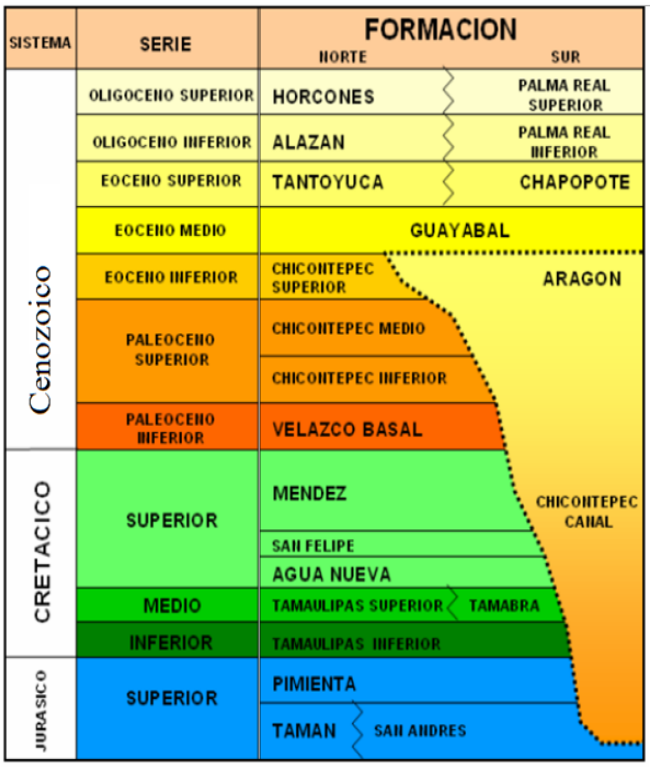


Fig. 2.2 Columna Estratigráfica de la Cuenca de Chicontepec (Modificada de PEMEX, 2005).

2.2 Sedimentología

Los diferentes estudios sedimentológicos realizados en la Cuenca de Chicontepec coinciden en que se trata de una cuenca de tipo "Foreland", producto del levantamiento de la Sierra Madre Oriental y de la rotación de la Paleoplataforma de Tuxpan hacia el oriente. Los sedimentos provenientes del occidente fueron transportados por corrientes fluviales, que al momento de llegar al océano se convirtieron en deltas; parte de ellos continuó su camino hasta llegar a una plataforma angosta desde cuyo borde se originaban las corrientes de turbidez, acarreándolos hacia los ambientes de aguas profundas. La sedimentación del Paleógeno se compone de turbiditas donde se tienen canales, abanicos submarinos, zonas de desborde y derrumbes, formando depósitos complejos en una secuencia sedimentaria compuesta por areniscas y lutitas, predominando las últimas.

El depósito se relaciona con un aporte general de sedimentos procedente de zonas que estaban en levantamiento progresivo, presentando un retrabajo por los sedimentos posteriores y creando una secuencia sedimentaria compleja, dado las variaciones que ocurrieron en el sistema de depósito (Gachuz-muro et al, 2004). Las turbiditas forman abanicos submarinos los cuales son alimentados por fuentes puntuales (canales alimentadores de cañones submarinos), cuyos flujos de densidad son transportados masivamente. Ejemplo de esto son los derrumbes, deslizamientos, flujos de escombros y lóbulos, depositados mayoritariamente como turbiditas formadas al pie del talud y en la cuenca marina profunda, en el denominado Paleocanal de Chicontepec.

Los abanicos marinos profundos son menos conocidos debido a que son inaccesibles a la observación directa, de aquí que los datos para la construcción de modelos se deriven del muestreo superficial de depósitos antiguos y estudios de sísmica de alta resolución (Santillán, 2009).

El uso del modelo de abanico submarino, como un esquema de predicción general del estudio de ambientes de depósito en sistemas arenosos modernos y antiguos depositados en aguas profundas, toman en cuenta factores tectónicos, tales como el tipo de cuenca y su origen, así como los aspectos de transporte de masas, flujos de gravedad y corrientes profundas de fondo marino y fluctuaciones del nivel del mar. Además, se consideran las interacciones complejas entre

tectónica y tasas de sedimentación a través del tiempo geológico; las secuencias estratigráficas recientemente han adicionado un nuevo modelo general para sistemas turbidíticos de aguas profundas, el cual está basado en las variaciones eustáticas del nivel del mar, manejados como ciclos eustáticos de tercer orden y restringidos al tiempo de esos periodos relativos de descensos del nivel del mar (Aguayo, 2006).

El modelo de abanico submarino propuesto por Mutti y Ricci-Licchi corresponde a una distribución espacio-temporal de facies con ambientes sedimentarios, caracterizados por depósitos de abanico interno, medio y externo. Esta distribución permite diferenciar, tanto en series antiguas como modernas, una gradación de facies que se caracteriza por el paso de depósitos proximales a depósitos distales, en dirección axial y radial respecto al punto de aporte sedimentario.

El abanico interno es alimentado por cañones submarinos en los que se derivan canales que sirven como conducto para los sedimentos. Las facies más gruesas se acumulan en la zona del sistema de canales en el abanico interno, los cuales en ocasiones se desbordan lateralmente a través de los flancos de canales y terrazas, depositando sedimentos finos en unidades delgadas gradadas. En la zona en donde se forman muchos canales dentro del canal mayor, los depósitos de grano fino aumentan su espesor hacia las depresiones y zonas de intercanales.

El abanico medio es un sistema rico en areniscas y está caracterizado por formar lóbulos de supra-abanico, con superficies pulidas convexas. Cada lóbulo es abastecido por canales distributarios, bifurcados o trenzados que acumulan areniscas masivas o guijarrosas mostrando estratificación lenticular y estructuras someras de arrastre. Los sedimentos interlobulares están parcial o completamente retrabajados a medida que los canales migran. Los sedimentos gradados más finos son depositados en las partes superiores de algunos canales y sobre superficies planas a medida que los canales desaparecen pendiente abajo. La migración de canales puede desarrollar secuencias múltiples de sedimentos finos en la cima, donde el lóbulo distal del supra-abanico consiste de una secuencia única de sedimentos gruesos hacia la cima, en donde las partes superiores son cubiertas por capas de lodo.

El abanico externo tiene una superficie de ligera pendiente y recibe incrementos de depósitos de sedimentos suspendidos puntualizados por pulsos de turbiditas de grano fino. Los mantos

gradados resultantes son delgados, lateralmente persistentes, y monótonamente sobrepuestos, comúnmente a través de espesores estratigráficos considerables (Santillán 2009).

En la figura 2.3 se muestra el modelo de abanico submarino propuesto por Mutti y Ricci-Licchi en 1972. Los sedimentos que se encuentran depositados al borde de la plataforma van creando los abanicos al momento de que caen y se deslizan por el talud hacia la planicie de la cuenca, después de que la carga ya no soporta su propio peso o algún evento tectónico los obliga a moverse hacia el talud. Los sedimentos varían de grano grueso a grano fino mientras más se alejen del abanico interno y más se acerquen al abanico externo.

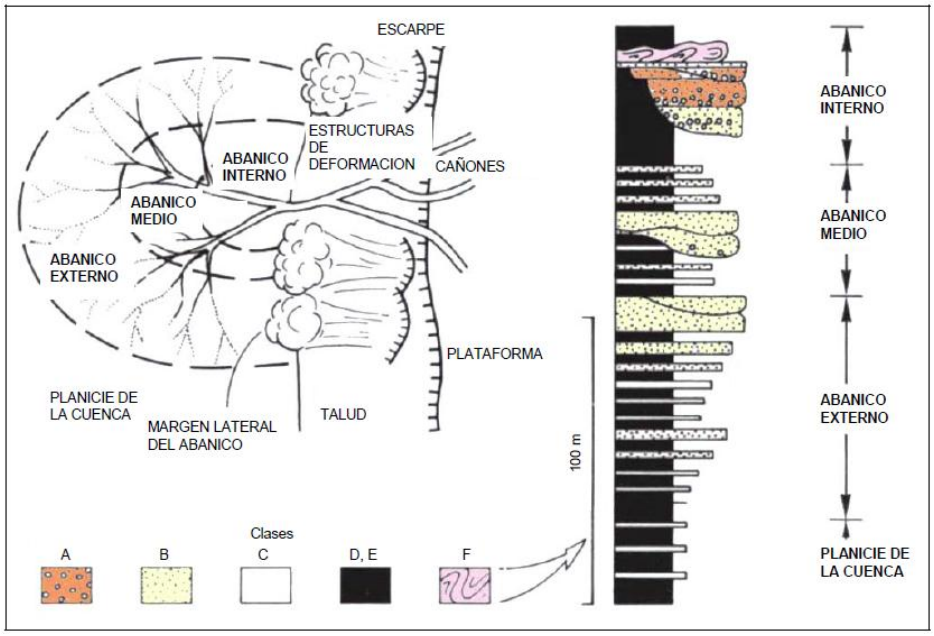


Figura 2.3 Modelo para abanico submarino antiguo que muestra el desarrollo y la mecánica de los depósitos turbidíticos en las zonas de la plataforma continental, el talud continental y la cuenca (Mutti-Ricci Lucchi, 1972).

Las areniscas del Grupo Chicontepec se presentan en un conjunto de paquetes de no más de 100 m de espesor, compuestas de múltiples horizontes de arenas turbidíticas que van de los 5 a 10 m de espesor. Son lenticulares y tienen continuidad lateral limitada, es por esto que la correlación de registros geofísicos entre pozos se vuelve limitada (Guzmán 2007).

La granulometría de las areniscas varía de muy fina a media y comúnmente son arcillosas; los antiguos sistemas de drenaje suministraron sedimentos hacia la cuenca provenientes de la Sierra Madre Oriental, de la Plataforma de Tuxpan y desde el noreste por variadas corrientes de fondo, acarreando sedimentos calcáreos texturalmente medianos y finos que constituyen la composición de las arenas turbidíticas, causando con ello la disminución relativa de la porosidad y permeabilidad primarias por efecto de la diagénesis; ya que los sedimentos calcáreos se disolvieron parcialmente y precipitaron como cemento, disminuyendo aún más los atributos positivos petrofísicos de las rocas almacenadoras. Aunque las areniscas de la Cuenca de Chicontepec contienen aceite y gas comercial, los yacimientos no presentan las condiciones petrofísicas más favorables para producir hidrocarburos en grandes volúmenes por pozo, por lo que corresponden a yacimientos no convencionales al contener aceite y/o gas en areniscas compactas y cementadas.

2.3 Sedimentología y evolución geológica local

El Campo Aragón se encuentra en la parte más occidental del Paleocanal de Chicontepec y constituye la continuación al oeste del Campo Soledad, asociado a fuertes pendientes en el talud occidental de la Cuenca de Chicontepec, donde las condiciones geológicas son similares a los demás campos circundantes (Soledad, Coyotes y Gallo). Durante el Paleoceno y parte del Eoceno la orogenia laramide se encontraba en pleno apogeo, afectando al flanco occidental del área de estudio, donde se depositaron enormes cantidades de sedimentos terrígenos influenciados principalmente por el tectonismo, la fisiografía y el régimen hidrodinámico.

Los sedimentos del Grupo Chicontepec en el área de Aragón, indican un ambiente sedimentario de baja energía contrastante con periodos cortos donde esta energía se incrementa de manera drástica e intempestiva, lo que sugiere una cuenca de tipo Nerítico – Batial asociada a una plataforma estrecha e inestable. Estos eventos se originan cuando la acumulación de terrígenos en el talud continental rompe con el equilibrio, generando un flujo de turbidez arrastrando los sedimentos hacia el fondo de la cuenca (Expediente pozo Aragón Z).

A este tipo de eventos se le atribuye la erosión de las aéreas positivas en emersión, donde los sedimentos acarreados se depositaron en zonas fuera de la influencia de oleajes y corrientes superficiales.

Los antiguos sistemas de drenaje fluviales los suministraron hacia la cuenca provenientes de la denudación de la Sierra Madre Oriental, al occidente; de la paleoisla de Tuxpan, al oriente; y del macizo de Teziutlán, al sur (Santillán, 2009).

En la figura 2.4 se muestra cómo los sedimentos provenientes de la Sierra Madre Oriental, de la Plataforma de Tuxpan y del macizo de Teziutlán, eran depositados en la cuenca mediante derrumbes, flujos de escombro y por sistemas de corrientes turbidíticas.

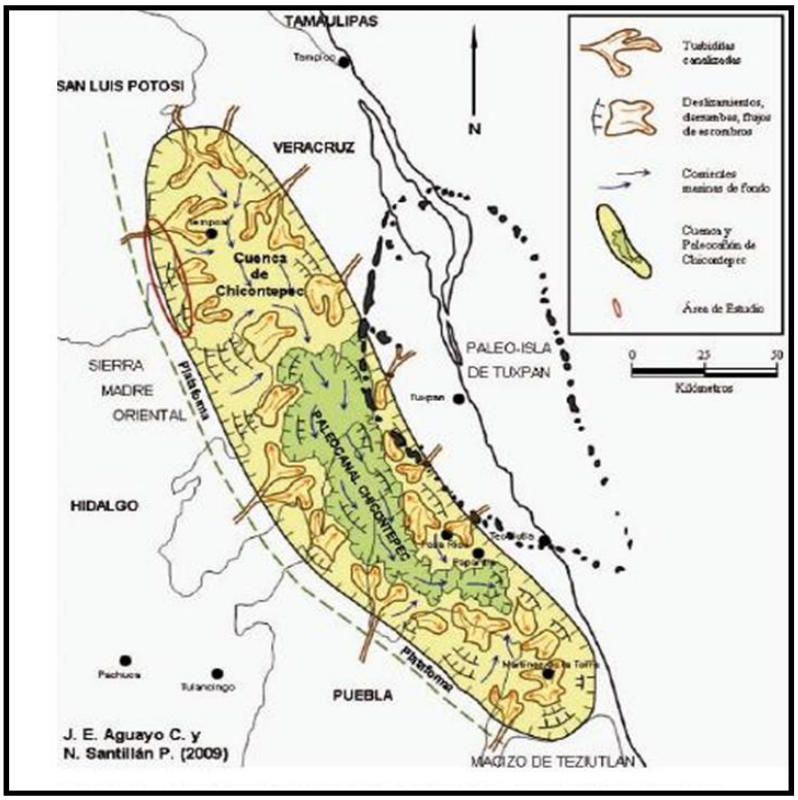


Figura 2.4 Diagrama de las diferentes fuentes de aporte sedimentario para la cuenca de Chicontepec (Santillán et al, 2011).

Específicamente hablando de los intervalos almacenadores de hidrocarburos dentro del Campo Aragón, los intervalos arenosos son altos en contenido de arcilla y calcita como cementante. Presentan también superficies de erosión muy marcadas hacia la parte norte y oeste del campo (Expediente pozo Aragón F).

Las arenas productoras del campo se encuentran dentro del Grupo Chicontepec el cual está compuesto por tres unidades estratigráficas. La unidad superior es mayormente arcillosa, la intermedia la forman principalmente de lutitas con lentes de areniscas que constituyen potenciales rocas almacenadoras y la inferior tiene un equilibrio entre los dos tipos de terrígenos (Expediente del pozo Aragón K). El carbonato de calcio como cementante y las interestratificaciones de capas finas a laminares de carácter arcillo-arenoso se presentan de manera regular en todo el Campo (CHN-UNAM, 2012).

El modelo sedimentario que encaja con la descripción del Campo corresponde al modelo propuesto por Mutti (1972), que hace referencia a una distribución espacial de litofacies que caracterizan a los sub–ambientes de abanico interno, medio y externo, cuyos flujos de densidad fueron transportados dentro de sistemas canalizados y depositados al pie de los taludes de forma abanicada y también, debidos a desprendimientos masivos de sedimentos no canalizados provenientes del talud de la cuenca por deslizamientos, derrumbes y como flujos de escombros; todos ellos también depositados al pie del talud como "aprones"; los sedimentos resultantes estuvieron sujetos a la acción de las corrientes del piso marino profundo, que generaron sistemas turbidíticos y redistribuyeron a los previamente depositados.

2.4 Estratigrafía local

La estratigrafía del Campo Aragón está influenciada por los aportes tanto de sedimentos provenientes de la Plataforma de Tuxpan como de los terrígenos transportados por flujos canalizados y derrumbes desde el poniente y norte del Paleocanal de Chicontepec, principalmente de rocas erosionadas de la Sierra Madre Oriental. La presencia de intercalaciones arcillo-arenosas es evidencia de que los canales alimentadores estaban localizados cercanos al Campo Aragón. Las secuencias estratigráficas presentan fallas inversas y plegamiento, originado por derrumbes y

deslizamientos, así como por intercalaciones de capas finas arcillo-arenosas deleznables dentro de las areniscas cementadas con carbonato de calcio (CHN-UNAM, 2012).

Dentro del Campo se encuentran tres mega secuencias estratigráficas las cuales, en algunos segmentos, presentan atributos favorables para la acumulación de hidrocarburos. Cada una de ellas está asociada a los horizontes de las Megasecuancias Inferior, Medio y Superior respectivamente. A continuación se presenta información sobre cada una de ellas.

Megasecuencia Inferior

Dentro del área de estudio, la formación tiene variaciones en los niveles de profundidad a los que se encuentra, siendo los 1525 m verticales bajo la superficie la medición más profunda de la cual se tiene registro. Sus espesores son variables debido al carácter irregular de la paleo-topografía mesozoica, con 513 m de espesor promedio. Su depósito ocurrió durante el Paleoceno Superior y se caracteriza por una litología originada en la zona de abanico turbidítico distal (PEMEX, 2012). La Megasecuencia Inferior muestra interestratificaciones cíclicas, lateralmente discontinuas y plegadas intraformacionalmente, compuestas litológicamente por cuerpos limo-arcillosos y areno-arcillosos.

Como se muestra en la figura 2.5, sus espesores no son uniformes debido a que la paleo-topografía mesozoica era una superficie topográfica irregular. Los estratos areno-arcillosos pueden presentar formas lenticulares debidos a plegamientos por deslizamientos y derrumbes locales. La conectividad entre los cuerpos arenosos es muy limitada debido al mayor porcentaje de limos y arcillas dentro de los horizontes terrígenos, donde además se tiene la presencia de diques verticales de dolerita que también separan bloques, por lo que la continuidad disminuye. Los diques se emplazaron en zonas fallas laterales verticales (CHN-UNAM, 2012).

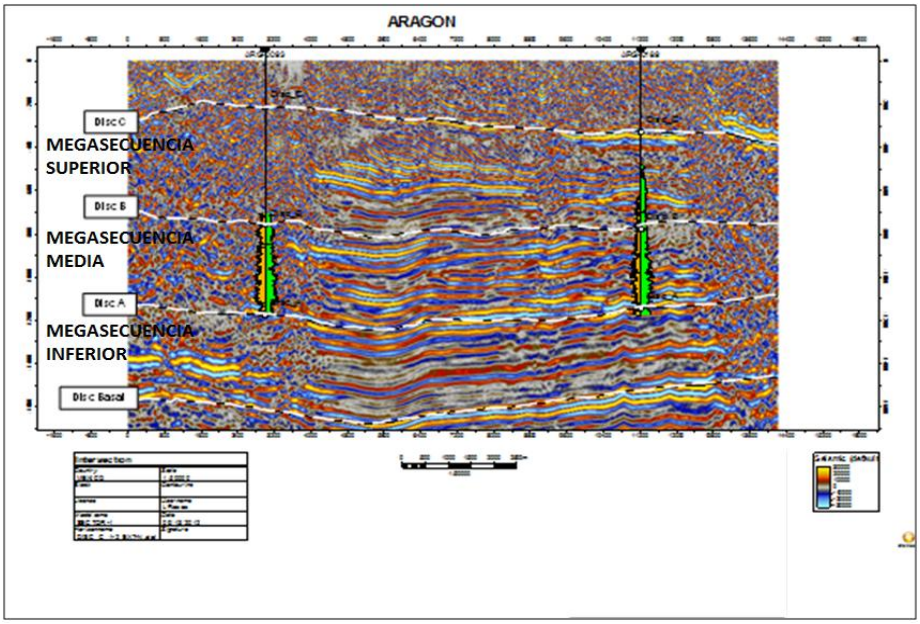


Figura 2.5 Sección sísmica donde se señala la Megasecuencia inferior (CHN-UNAM, 2012).

Megasecuencia Media

La Megasecuencia Media se formó en un ambiente muy similar a la Formación Chicontepec Inferior, sin embargo sus litologías difieren ya que la acumulación ocurrió en un tiempo de mayor estabilidad tectónica por lo que presenta cuerpos arenosos más gruesos y continuos. En la figura 2.6 se muestra la diferencia en el tipo de sedimentos entre la Megasecuencia Media, la Inferior y la Superior, donde puede apreciarse el por qué los intervalos productores se encuentran en esta zona. Los colores azules y violetas muestran un mayor contenido de arenas, es decir, zonas donde los hidrocarburos pueden alojarse después del proceso de migración, y donde las condiciones de porosidad y permeabilidad son más adecuadas para la extracción de hidrocarburos; por otro lado los tonos rojos y naranjas indican mayor abundancia de limos y arcillas, lo cual denota zonas de donde no es posible extraer aceite mediante métodos convencionales.

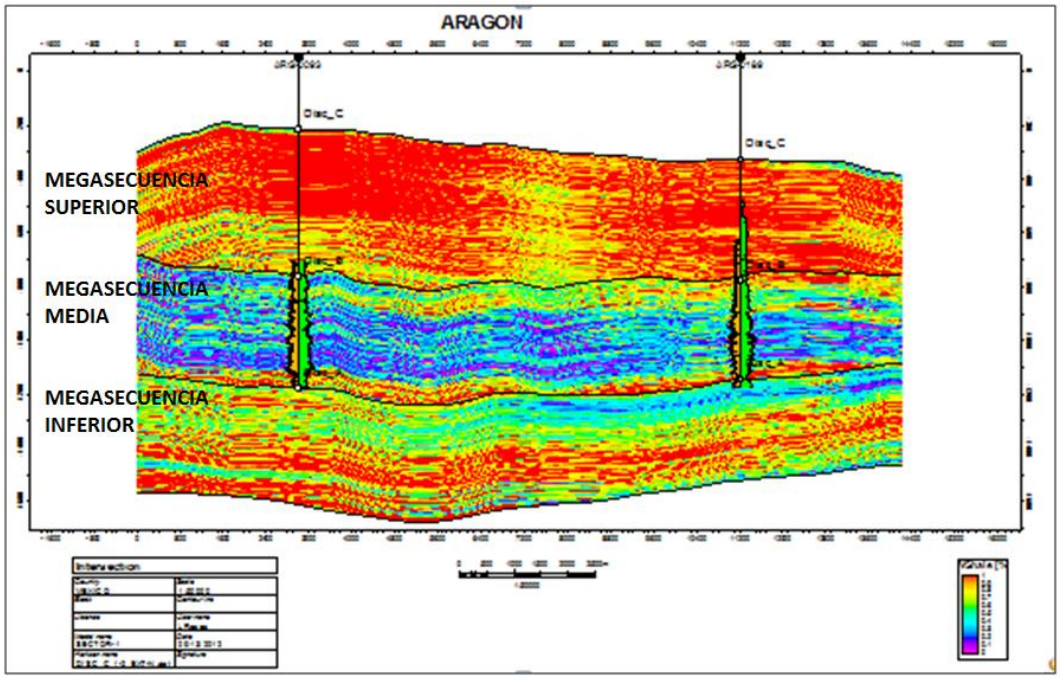


Figura 2.6 Distribución de arcillosidad en las Megasecuencias del Grupo Chicontepec a partir del modelo Petrel, donde la escala va del rojo al violeta para zonas de mayor a menor arcillosidad (CHN-UNAM, 2012).

El espesor de la Megasecuencia Media varía entre los 450 y 550 m, está conformada por cuerpos lenticulares areno-arcillosos cementados por calcita y se encuentran inter-estratificados; la conectividad entre los cuerpos areno-limosos es de intermedia a baja (PEMEX, 2012). Los estratos se presentan de forma tabular discontinua con espesores entre los 5 y 70 m.

Con base en la información de los pozos productores, se tiene que la máxima producción para uno solo fue de 310 barriles por día, mientras que el promedio para el campo es de 31 BPD, esto debido a que a pesar de tener horizontes arenosos la unidad se encuentra fuertemente cementada por calcita, lo que hace que la productividad disminuya sustancialmente (CNH-UNAM, 2012).

La Megasecuencia Media puede correlacionarse lateralmente por varios kilómetros, lo que aumenta su potencial petrolero dentro del campo (PEMEX, 2012).

Megasecuencia Superior

La Megasecuencia Superior presenta un espesor promedio de 520 m y una variación en la cima de entre los 380 y 695 m bajo la superficie (PEMEX, 2012). Se compone de estructuras sedimentarias afectadas por deslizamientos y derrumbes paralelos a su estratificación, donde predominan las texturas arcillo-arenosas plegadas y falladas localmente. La conectividad y la continuidad lateral, es escasa debido a la presencia de limos y arcillas, así como por los plegamientos y fallas. Litológicamente, está compuesta por estructuras monticulares y lenticulares las cuales fueron provocadas por deslizamientos y derrumbes. La conectividad es baja ya que lateralmente los estratos son discontinuos, plegados y fallados intraformacionalmente; texturalmente son arcillo-arenosos y localmente areno-arcillosos, progradantes sobre facies medias y distales (CNH-UNAM, 2012). La figura 2.7, correspondiente a una sección sísmica, revela cómo los horizontes de la Megasecuencia Superior presentan menos espesor y mayor fallamiento y discontinuidad que la Inferior y la Media.

La Megasecuencia Superior actúa como roca sello dentro del sistema petrolero debido a su alto contenido de arcilla (PEMEX, 2012).

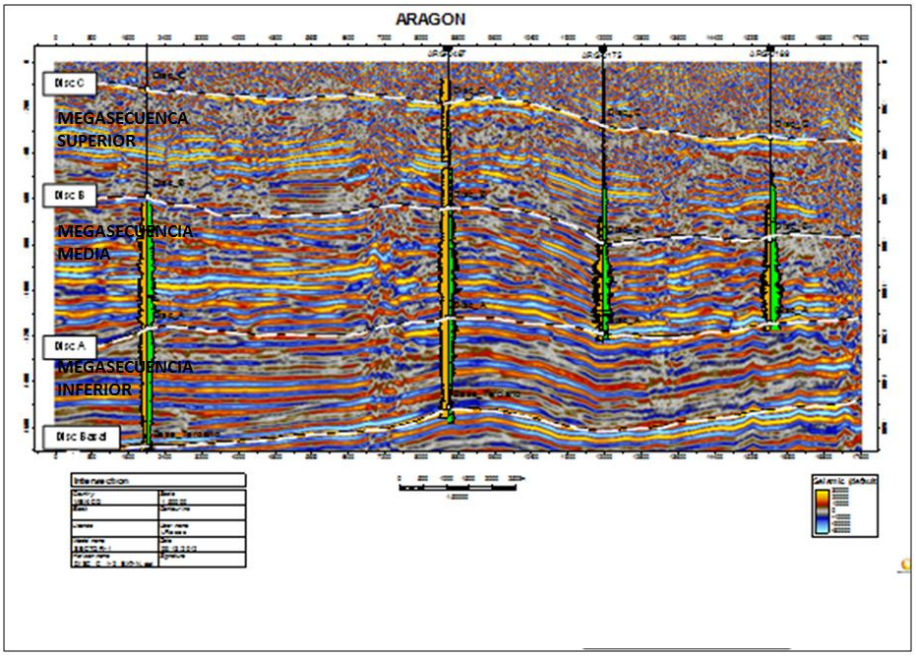


Figura 2.7 Sección sísmica donde se señala la Megasecuencia Superior (CHN-UNAM, 2012).

2.5 Geología estructural regional

La Cuenca de Chicontepec mantiene una relación muy estrecha con las secuencias Jurásicas, Cretácicas y Paleógenas de México, corresponde con una cuenca sintectónica que se caracteriza por presentar discordancias progresivas que atestiguan que en algunos sectores ocurría un levantamiento y, por otro lado, la erosión de la secuencia sedimentaria marina, todo esto como resultado de la fase de deformación compresiva de la Orogenia Laramídica; de forma simultánea en otras localidades próximas ocurría sedimentación continua (sin discordancias).

En la Cuenca de Chicontepec la generación de la discordancia progresiva fue controlada al oriente por las rocas carbonatadas muy competentes de la Plataforma de Tuxpan y hacia el poniente por el Frente de la Sierra Madre Oriental; las relaciones estratigráficas discordantes se reconocen claramente en una sección geológica esquemática de dirección este-oeste (Figura 2.8), donde se observa cómo las unidades calcáreas y calcáreo-arcillosas mesozoicas están erosionadas en varios niveles (discordancia progresiva) y son cubiertas por rocas clásticas de diferente espesor de las formaciones Chicontepec Inferior, Medio y Superior (areniscas y lutitas). Las discordancias progresivas (sintectónicas) corresponden a procesos donde la sedimentación y la formación de la mega-estructura discordante angular han sido contemporáneas del proceso tectónico que la ha engendrado (Vera, 1994). Por otra parte, una discordancia progresiva constituye una discordancia continuada por una acumulación vertical de cuñas sedimentarias, todas ellas dirigidas hacia el flanco activo (cabalgamiento, flanco del anticlinal, etc.) formando un abanico abierto hacia el centro de la cuenca (Vera, 1994).

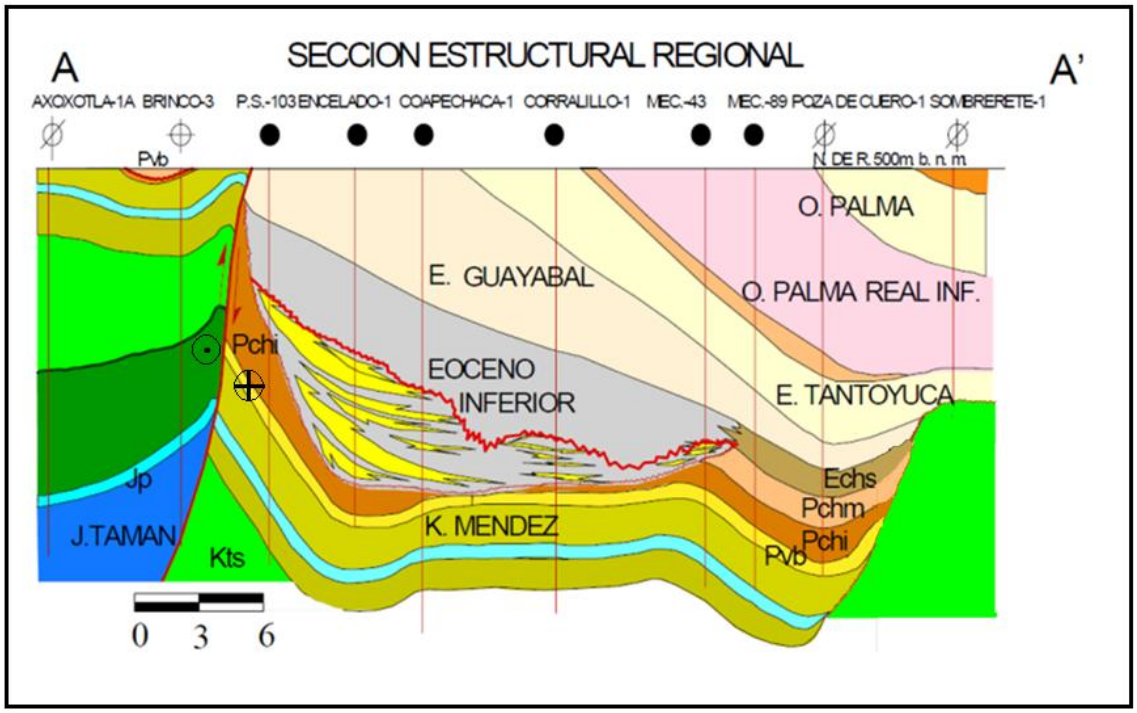


Fig. 2.8 Sección geológica esquemática de la Cuenca de Chicontepec (Modificada de Mayol, 2005)

2.6 Características estructurales del Campo Aragón

Existen tres principales tipos de deformación dentro del Campo, estos corresponden con la intraformacional (pliegues y fallas locales de origen sedimentario), plegamiento laramídico y un sistema de fallas laterales con desarrollo de fracturas. A continuación se describen las características de cada uno:

- **Deformación Intraformacional:** En la figura 2.9 se muestra cómo las fuerzas gravitacionales al borde del talud provocaron el plegamiento y fallamiento de materiales turbidíticos que se alojaban en zonas de fuerte pendiente, los cuales, posteriormente, al ser acarreados hacia el fondo de la cuenca, se rompen y forman fallas inversas con dirección a los pliegues.

Figura 2.9 Plegamiento y fallamiento inverso intraformacionales en Facies Proximales.

- **Plegamiento laramídico:** Con base en el análisis de secciones sísmicas en el Campo Aragón, se interpreta que los pliegues son consecuencia del proceso orogénico laramídico, que tiene su origen en la dinámica de placas tectónicas Paleopacífica (Farallón) y la Placa Norteamericana, con límites convergentes durante el Cretácico Tardío y el Cenozoico Temprano, dando como resultado la aplicación del esfuerzo principal horizontal en dirección SW-NE, que al rebasar el límite elástico de las secuencias generaron en la región un conjunto de pliegues anticlinales y sinclinales (Figura 2.10), los cuales se van atenuando a medida que se alejan de la Sierra Madre Oriental.

  En el Campo Aragón se tienen pliegues anticlinales asimétricos con echados menores a 30° orientados axialmente al NW-SE, con cierres estructurales de entre 30 y 60 m, y dislocados por fallas laterales (Expediente del pozo Aragón Y). Ninguno de los pliegues dentro del Campo se encuentra en condiciones de considerarse trampa estructural debido a la gran cantidad de fracturas y fallas laterales que los afectan.

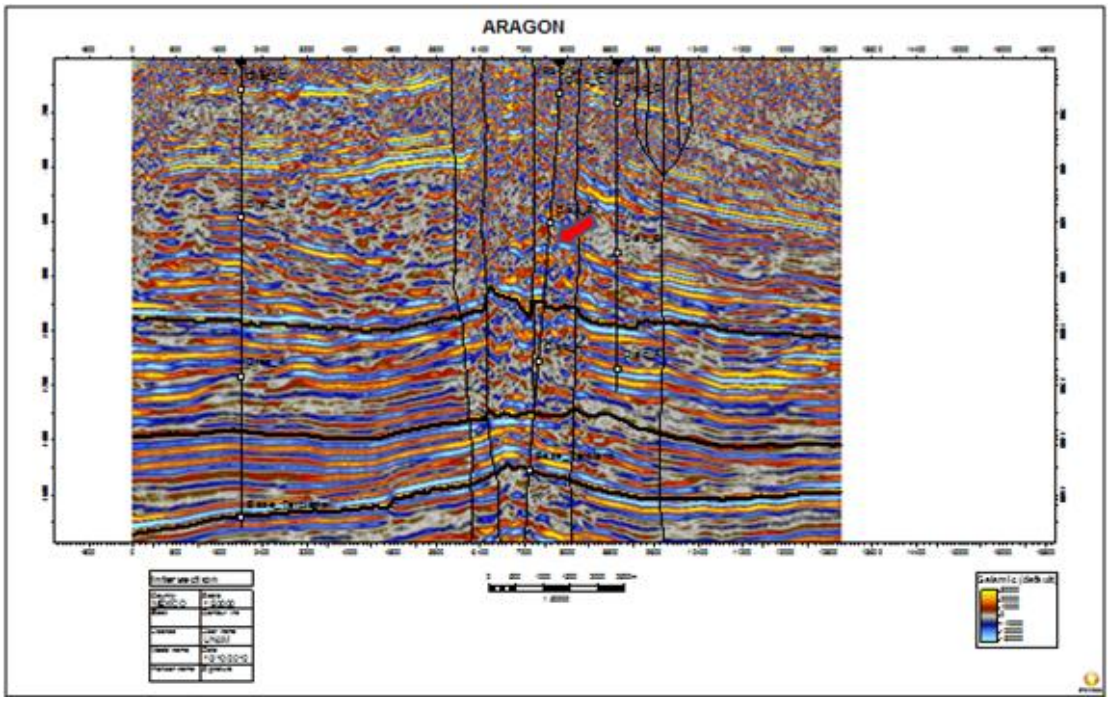


Figura 2.10 Sección sísmica del Campo Aragón, donde se aprecia una zona con un pliegue anticlinal cortado en su núcleo por numerosas fallas (CHN-UNAM 2012).

- **Sistema de fallas laterales con desarrollo de fracturas:** Es un conjunto de fallas laterales de componte dextral, las cuales presentan fallas inversas de segundo orden que indican la presencia de un sistema transpresivo que originó un sistema en flor positiva, afectando a toda la columna estratigráfica. Éstas y los sistemas de fracturas asociadas son de gran importancia, ya que constituyen las principales rutas de migración al conectar las rocas generadoras del Jurásico Superior con la unidad productora del Grupo Chicontepec. Para la interpretación de los rumbos y echados preferenciales de las fallas laterales, así como la dirección del esfuerzo principal, se identificaron y marcaron dos representativas en las secciones sísmicas, encontrándose que forman un par conjugado bien definido; éstas presentan las siguientes direcciones preferenciales: 1) NW45°SE con 90° de echado y 2) NE15°SW con 90° de echado. Con estas orientaciones se interpreta que la dirección principal del esfuerzo de cizalla que las originó es aproximadamente NW15°SE.

2.7 Evolución geológica regional

Mesozoico

En el Triásico Temprano y Medio, al igual que en gran parte del mundo, el área de estudio se encontraba exhumada por efecto de las orogenias causadas por la formación de Pangea y una regresión marina a gran escala. Por esta razón se presentó una intensa erosión de las secuencias paleozoicas que se encontraban expuestas. Posteriormente, para el Triásico Tardío los sedimentos producto de la erosión se depositaron de forma discordante en partes continentales bajas, como resultado de un adelgazamiento cortical ocasionado por fenómenos de tipo distensivo (rifting) que fragmentaron la masa continental y dieron lugar al desarrollo de cuencas intracontinentales, provocando fallas normales que en conjunto formaron horts y grabens fragmentando el basamento. Esta ruptura está registrada por depósitos de capas rojas de la Formación Huizachal, compuesta de arcosas, limolitas, lutitas y conglomerados con intercalaciones de lavas, diques y mantos de composición basáltica y andesítica; además de la intrusión de cuerpos graníticos y granodioríticos. Durante el intervalo que comprende el final del Triásico y comienzos del Jurásico, continuó la fragmentación del continente y se consolidó la expansión del fondo marino en la evolución del Océano Atlántico, al mismo tiempo que da inicio la apertura y extensión del Paleogolfo de México. Durante todo el Jurásico ocurrió una estructuración del basamento conformado de rocas ígneo-metamórficas de edad Permotriásicas en semigrabens, lo cual ha sido comprobado con datos de pozos, sísmica y gravimetría (Vázquez, 2008).

La geometría y distribución de los semigrabens dejó una fuerte firma en la estratigrafía y paleogeografía del Periodo Jurásico y Cretácico, pues controló la invasión oceánica y la generación de plataformas carbonatadas y rampas; la margen protegida en las partes de los semigrabens pasaron a ser cuencas ya que correspondían con zonas bajas. Lo anterior, enmarcado con una transgresión marina global que ocurrió en dicha época. A partir del Jurásico Inferior se iniciaron las transgresiones marinas relacionadas con la apertura del Atlántico Norte y el Golfo de México; posteriormente, ocurrió un proceso intenso de generación de corteza oceánica plegando la Cuenca de Huayacocotla y exhumando nuevamente el área de estudio, lo que dio lugar a una sedimentación siliciclástica, en algunos sitios, y depósitos de evaporitas en las cuencas marinas someras, en otros (López, 2008).

En general, como producto de la tectónica extensiva del Jurásico Medio hasta el inicio del Cretácico, se propagó una transgresión marina con depósitos de carbonatos, sedimentos clásticos y evaporitas. Sobre las depresiones que se ubicaban entre las áreas positivas se depositaron calizas arcillosas y lutitas negras de la Formación Tamán. Durante el Tithoniano, la transgresión continuó y se depositó la Formación Pimienta, constituida por lutitas y carbonatos arcillosos con pedernal (Nava et al, 2001). Estas formaciones del Jurásico Superior son consideradas las mejores rocas generadoras del sistema petrolero de la Cuenca de Chicontepec.

Durante todo este tiempo y hasta finales del Cretácico la velocidad de incidencia entre la placa oceánica de Farallón y la continental de Norteamérica, en el Pacífico, se incrementó de 6 a 7 cm/año. Simultáneamente, la placa de Farallón sufrió un cambio en su inclinación a menos de 10° y, como consecuencia, la actividad magmática migró hacia el oriente. De este modo, a finales del Cretácico dio inicio el evento tectónico de deformación y convergencia hacia el noreste conocido como Orogenia Laramide (Aguayo, 1996).

La transgresión iniciada en el Jurásico Superior continuó a escala continental durante el Cretácico cubriendo las paleo-islas, por lo que se desarrollaron bancos, rampas y plataformas carbonatadas durante el Aptiano-Albiano-Cenomaniano. Es así como se desarrollaron plataformas como la de Tuxpan, Orizaba, Valles – San Luís Potosí, El Doctor, etc., en donde las aguas son más puras y el clima cálido, favoreciendo el crecimiento de núcleos arrecifales en las márgenes de las plataformas y generando el desarrollo de la Plataforma de Tuxpan (Faja de Oro) y el complejo arrecifal que bordea a la Plataforma de Valles-San Luis Potosí de la Formación El Abra; mientras que en áreas con aguas profundas se depositaron los sedimentos y calizas con pedernal de las formaciones Tamaulipas Inferior y Tamaulipas Superior; en el talud se depositó la Formación Tamabra (Arellano y Yussim, 2004).

En el Cretácico Tardío existió un amplio mar y la circulación del agua ya no estuvo restringida debido a la subducción de la placa de Farallón y por el movimiento de bloques, como el de Yucatán; se infiere que la región experimentaba esfuerzos que ocasionaron levantamiento, lo que se refleja en el incremento de aporte de material terrígeno y volcánico a las cuencas marinas, dando origen a formaciones calcáreo-arcillosas como Agua Nueva, San Felipe y Méndez. Estas potentes secuencias corresponden al inicio del evento de la orogenia laramide, incluso, del final

del Cretácico al principio del Paleógeno, la región estuvo sujeta a compresión por el evento tectónico denominado Orogenia Laramide, el cual es responsable del plegamiento y fallamiento inverso de toda la secuencia mesozoica, resultando la estructura de la Sierra Madre Oriental, que se compone de pliegues y fallas que se extienden en el subsuelo de la Planicie Costera del Golfo de México.

De esta manera, la Orogenia Laramide y las corrientes marinas y de litoral propiciaron que tanto en el Cretácico Tardío como en el Paleógeno se formaran cuencas sintectónicas donde se acumularon importantes volúmenes de turbiditas, compuestas de sedimentos arcillo-arenosos como es el caso de las formaciones del grupo Chicontepec (Arellano y Yussim, 2004).

Cenozoico

Desde el Cretácico Superior al Paleoceno se presenta un marco tectónico en donde el arco magmático formado en la margen del Pacífico continuó su migración hacia el oriente; en el NW de México se presentó un periodo de quietud volcánica que perduró hasta el Eoceno Superior. Al inicio del Paleoceno se incrementó el aporte de sedimentos terrígenos a la Cuenca de Chicontepec, como consecuencia del levantamiento y erosión de la SMO se desarrollaron corrientes fluviales que transportaron gran cantidad de sedimentos finos, los cuales crearían las rocas de la llamada Formación Velasco. Durante el Paleoceno Temprano se formó la Cuenca de Chicontepec, donde por medio de corrientes submarinas se efectuó la erosión de las formaciones del Paleoceno, la cual también atravesó en algunas zonas a las secuencias marinas del Cretácico y hasta del Jurásico Superior. La erosión y el plegamiento de las secuencias de rocas Mesozoicas, en conjunción con el constante flujo de terrígenos Cenozoicos, creó una discordancia progresiva entre ambas secuencias. Éstas son discontinuidades angulares que lateralmente se amortiguan pasando a superficies de concordancia; son un tipo de discordancias sintectónicas, es decir, se forman de manera contemporánea a un proceso tectónico que origina deformación, en este caso la Orogenia Laramídica. En la Cuenca de Chicontepec, la generación de la discordancia progresiva fue controlada al oriente por las rocas carbonatadas muy competentes de la Plataforma de Tuxpan al oriente y por el Frente de la Sierra Madre Oriental al occidente; las unidades calcáreas y calcáreo-arcillosas mesozoicas fueron erosionadas y deformadas en varios niveles generando la

discordancia progresiva y posteriormente cubiertas por las areniscas y lutitas de diferentes espesores de la Formación Velasco y del Grupo Chicontepec.

El espesor máximo del depósito de clásticos de la Cuenca de Chicontepec, basados en estudios de campo y datos de subsuelo, es de 3 300 m (Contreras, 1979) mientras que para el campo Aragón es de 1530 m (PEMEX, 2012). La relación de arcillas y arenas es de 60 a 40% aproximadamente, y se presentan en formas lenticulares de hasta 40 m de espesor, con estratos que van de 5 cm hasta 1.20 m de espesor (Alemán, 1980; Pérez, 1990). Dichas formas lenticulares son muy comunes en la Cuenca de Chicontepec, a veces de un pozo a otro un cuerpo lenticular desaparece. Pérez (1990) propone que lo anterior ocurrió debido a que durante el periodo de depositación, los canales que transportaban los sedimentos provenientes del continente no alcanzaban a cubrir toda la extensión de la Cuenca y quedaban atrapados por los depósitos siguientes. Los mayores espesores de areniscas se localizan en la parte axial de la Cuenca, esto como consecuencia de que la corriente principal que transportaba las arenas circuló de NW a SE (Alemán, 1980). En el Paleoceno Tardío, se establece la combinación de litofacies isócronas, una constituida por sedimentos arcillosos con contenido faunístico característico de aguas profundas, que varían lateralmente a otra litofacies arcillo-arenosa de ambiente turbidítico con una marcada asociación faunística de aguas someras y profundas, esta variación y polaridad de facies, muestra un caso sedimentario de ambiente de antefosa (Hernández, 2005).

En el Eoceno temprano, los canales submarinos creados en la Cuenca de Chicontepec fueron rellenados por sedimentos clásticos provenientes en su mayoría de las porciones continentales emergidas al occidente (Sierra Madre Oriental), del oriente (Plataforma de Tuxpan) y del suroeste (Macizo de Tezuitlán). Con base en estudios paleontológicos realizados por Contreras (1979), se estima que la profundidad a la que ocurrió el depósito en la Cuenca de Chicontepec fue mayor a 1000 m. Asimismo, este autor menciona que mientras ocurría la erosión de formaciones anteriores a la de Chicontepec, las corrientes de turbidez removieron sedimentos y fauna contenida ellas, considerándolos como contaminantes y teniendo gran similitud con los contenidos en las Formaciones Méndez y Velasco de otras biozonas de depósito; a diferencia de otras cuencas, los sedimentos de la Cuenca de Chicontepec no sufrieron grandes deformaciones ocasionados por la Orogenia Laramide. Se pueden presentar ligeros plegamientos y algunos desplazamientos de paquetes estratigráficos debido al basculamiento de toda el área (Pérez,

1990). En el Oligoceno una invasión marina de aguas someras cubrió buena parte de la región de la planicie costera. Se depositaron las formaciones Horcones, Palma Real, Alazán, Mesón, Coatzintla y en parte Escolín, la secuencia de cobertura llegó a tener hasta 1 000 metros de espesor (Nava y Alegría, 2001). El depósito de las anteriores unidades estratigráficas estuvo acompañado de algunos eventos ígneos de composición intermedia. La Cuenca de Chicontepec junto con otras cuencas del área, siguieron evolucionando con una subsidencia continua durante todo el Oligoceno y hasta el Mioceno Inferior. A fines del Oligoceno, la cuenca presentó un acelerado asolvamiento que marcó el retiro de la línea de costa; como consecuencia los sedimentos del principio del Mioceno descansan discordantemente sobre los depósitos del Oligoceno; pero un nuevo basculamiento relacionado con los fenómenos de subsidencia y el desarrollo de un sistema de fallas laterales transgresivas, marcaron el inicio de la época miocénica, con el depósito de sedimentos transgresivos (clastos gruesos en la base y finos en la cima) bajo condiciones de aguas poco profundas, correspondientes a las formaciones Escolín y Coatzintla del área de Poza Rica (Hernández, 2005). Aparentemente, esta transgresión perduró hasta el Mioceno Temprano, ya que los depósitos del Mioceno Medio poseen características regresivas. Posteriormente en el Mioceno Tardío continuó el ciclo regresivo hasta llegar a la actual línea de costa. Sin embargo, al finalizar el Mioceno nuevamente vuelve a definirse una secuencia transgresiva, definida con el depósito de sedimentos conglomeráticos arenosos a arcillosos de la cima de la Formación Tuxpan. En este tiempo se originaron esfuerzos de cizalla que dieron como resultado el inicio del desarrollo de un sistema de fallas laterales y un conjunto de fracturas verticales. La Formación Tuxpan está en contacto discordante con los depósitos pliocénicos y cuaternarios, tanto sedimentarios como ígneos. Por su parte, la actividad volcánica del Plioceno-Cuaternario se manifiesta en el área de estudio por la presencia de aparatos volcánicos actualmente disectados, derrames de lava basáltica, diques, mantos y pequeños troncos, afectando a estratos sedimentarios del Mioceno. Al final del Plioceno, como consecuencia probable de un levantamiento regional y condiciones climáticas húmedas, la región quedó cubierta por conglomerados derivados de la erosión de la Sierra Madre Oriental, como de las rocas del Paleógeno más antiguas que afloran en la parte occidental de la planicie costera del Golfo; la deformación por cizalla continuó en este tiempo, extendiéndose su actividad hasta tiempo reciente.

CAPÍTULO 3. SISTEMA PETROLERO

El sistema petrolero de Chicontepec presenta una geología compleja y una deformación estructural asociada a fallas laterales, donde las trampas son de tipo estratigráfico y mixto, con la presencia de cuerpos lenticulares de areniscas, los cuales en algunos casos, son cortados por fallas. El paleocanal de Chicontepec contiene reservas probadas que sobrepasan en volumen a las contenidas en cualquier otro campo hasta ahora descubierto dentro del territorio nacional, sin embargo, su geología es compleja por lo que requiere un mejor estudio de sus características para poder lograr un óptimo desarrollo del campo.

Como todos los sistemas petroleros del mundo, el de Chicontepec también dependió de diferentes subsistemas para que su formación se diera exitosamente. Primero que nada, de una roca generadora, la cual contiene suficiente materia orgánica para formar un volumen de hidrocarburos considerable para su posterior explotación; una roca almacenadora con buena porosidad donde exista espacio para almacenar los hidrocarburos; roca sello para evitar que los hidrocarburos en su búsqueda por zonas de menor presión emigren hasta la superficie y se pierdan; rutas de migración entre la roca generadora y almacenadora; y una trampa. Todos estos 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.

3.1 Rocas generadoras

Las rocas generadoras del campo Aragón 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 las secuencias sedimentarias que cubren las rocas generadoras es de hasta 1700 m, lo cual favoreció 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 principales características de las secuencias generadoras del campo Aragón.

Formación Santiago

Contiene lutitas carbonatadas, microlaminadas, limo-arcillosas, calizas arcillo-piritizadas y horizontes de nódulos calcáreos; con espesores arcillosos que varían desde los 10 a 755 m. Contiene fósiles de bivalvos y cefalópodos del Oxfordiano. El contenido de Carbón Orgánico Total (COT) varía de 0.5-6.3 %. El kerógeno muestra índices de Hidrógeno (IH) entre 21 y 1079, así como temperaturas máximas de pirólisis que varían entre 425 y 525 °C, valores representativos de un kerógeno original tipo II, producto de la descomposición de materia orgánica, como el fitoplancton y zooplancton cuya tendencia es producir aceites nafténicos y aromáticos. El kerógeno analizado, se encuentra desde incipientemente maduro hasta sobremaduro (Nava et al, 2001).

Formación Tamán

Contiene mudstone y calizas arcillosas con espesores máximos de hasta 998 m, el contenido de Carbón Orgánico Total (COT) va de 0.1-5.4%, mientras que los valores de S_2 fluctúan entre 15 y 925 mg/g roca. La temperatura máxima de pirólisis varía entre los 421 y los 527 °C (Nava et al, 2001) correspondiente a un kerógeno tipo II, generador de aceites nafténicos. Los organismos fósiles que contiene son esponjas, pelecípodos, radiolarios y equinodermos del Kimmeridgiano. Los biomarcadores indican un ambiente marino salino anóxico carbonatado.

Formación Pimienta

Está compuesta de mudstone y calizas arcillosas con ligeras intercalaciones de lutita, bentonita y pedernal con espesores máximos de hasta 485 m. El porcentaje de Carbón Orgánico Total (COT) es de 0.2-6.5%, la temperatura máxima de descomposición de la materia orgánica por pirolisis varía de 412-476°C. La fauna está compuesta por Calpionellasp, Fibrosphaerasp y Globochaete del Tithoniano. El kerógeno es del tipo I, que corresponde a algas marinas y es proclive a producir

aceite rico en hidrocarburos saturados. Los biomarcadores indican un ambiente marino salino anóxico carbonatado arcilloso (PEMEX, 2005).

3.2 Rocas almacenadoras

Las rocas almacenadoras dentro del campo Aragón se encuentran dentro de la Megasecuencia Media, un volumen de roca el cual cumple con los atributos necesarios para almacenar hidrocarburos en su interior y que si bien sus valores de porosidad y permeabilidad son muy bajos, ha permitido extraer aceite de diferentes pozos después de ser fracturado. En la figura 3.2 se muestra una imagen sísmica dentro del campo Aragón donde se tienen dos pozos perforados cuyo interés petrolero fue la Megasecuencia Media. El pozo ubicado a la izquierda se encuentra en una zona donde se tiene menor contenido de cuerpos de areniscas, mientras que el de la derecha presenta cuerpos con mayor arenosidad.

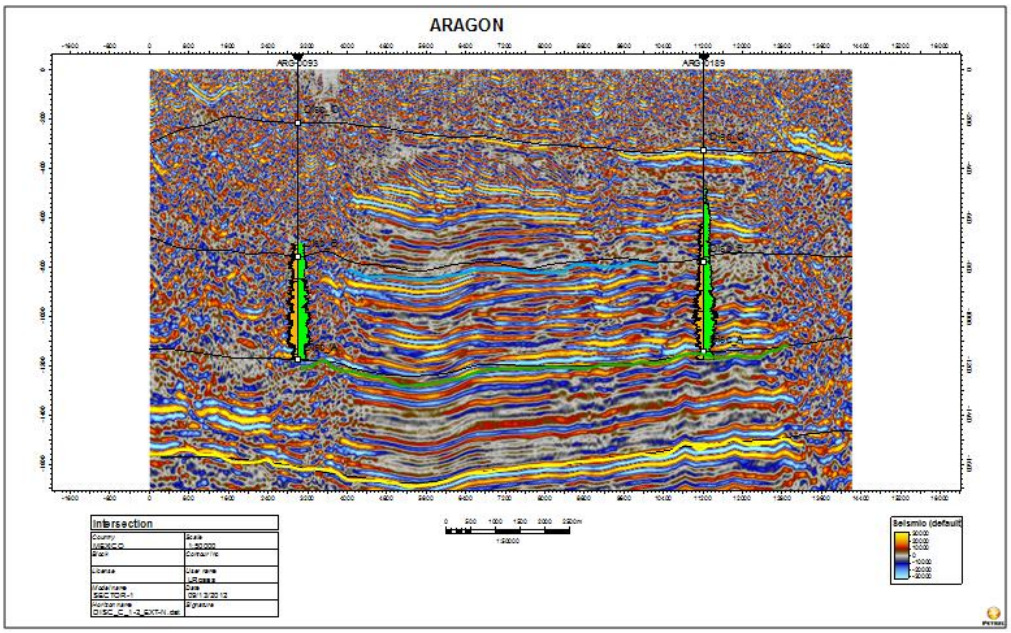


Fig. 3.2 Imagen sísmica donde dos pozos perforados revelan el interés petrolero de la Megasecuencia Media (CHN-UNAM, 2012).

Los intervalos disparados en la mayoría de los pozos se localizan en zonas donde los estratos arenosos son de mayor espesor y tienen valores de porosidad y permeabilidad mejores a otros

horizontes. Estos estratos arenosos con líticos calcáreos fueron originados por sistemas de depósitos turbidíticos cíclicos dentro de abanicos submarinos, y presentan porosidad intergranular promedio del 6% y valores de permeabilidad menores a un milidarcy (PEMEX, 2012); debido a la naturaleza del ambiente de depósito los espesores son variables en donde los horizontes con mayor contenido de arenas se pueden correlacionar lateralmente por varios kilómetros (CNH-UNAM, 2010).

La geometría de los cuerpos almacenadores es lenticular, con estratificación de horizontes areno-arcillosos de forma tabular discontinua y lenticular, donde la conectividad entre ellos es de media a baja.

El área que ocupa la Megasecuencia Media en una sección representativa dentro del campo es de 32.6 kilómetros cuadrados, sin embargo únicamente el área con potencial productor es de 4.687 kilómetros cuadrados, lo que corresponde a un 14 % del área total (CNH-UNAM, 2010).

3.3 Rocas sello

La roca sello dentro del Campo Aragón corresponde con la Formación Guayabal. La estratificación de sus horizontes arcillosos no es muy clara, aunque ocasionalmente muestran una estructura laminar cuando se tienen intercalaciones de areniscas. Su espesor varía de 60 a 1200 m, incrementándose de norte a sur (Nava y Alegría, 2001).

Sin embargo, es dentro de las mismas Megasecuencias (superior e inferior) donde existen facies de lutitas interestratificadas y limos (Figura 2.6) con areniscas de grano fino, y se tienen rocas sello que evitan que los hidrocarburos salgan de la trampa estratigráfica hacia zonas de menor presión. Aunque dentro de la Megasecuencia inferior existen intervalos productores, está compuesta principalmente de horizontes arcillosos de donde no se puede extraer hidrocarburos de forma convencional.

3.4 Migración

La migración de la cuenca de Chicontepec se dio desde las secuencias del Jurásico Superior hasta las secuencias del Paleoceno-Eoceno principalmente en una sola dirección, a través de las zonas de fallas y fracturas asociadas, las cuales pueden observarse en la interpretación de una imagen sísmica en la figura 3.3. Es importante considerar el efecto de la Orogenia Laramide, el cual 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 los mismos en sentido vertical ascendente, hacia las rocas de mayor porosidad (almacenadoras), como lo son los estratos arenosos lenticulares de la Megasecuencia Media e Inferior. Finalmente, la presión litostática ocasionada por el sepultamiento y degradación térmica, generados por el peso de la columna estratigráfica, favorecieron el movimiento de las ventanas de aceite y gas hacia zonas de mayor estabilidad y menor presión. El aceite y el gas almacenado dentro de los horizontes arenosos de la Megasecuencia Media, siguió movilizándose a través de las discordancias entre los estratos, las cuales sirvieron como ruta de migración horizontal.

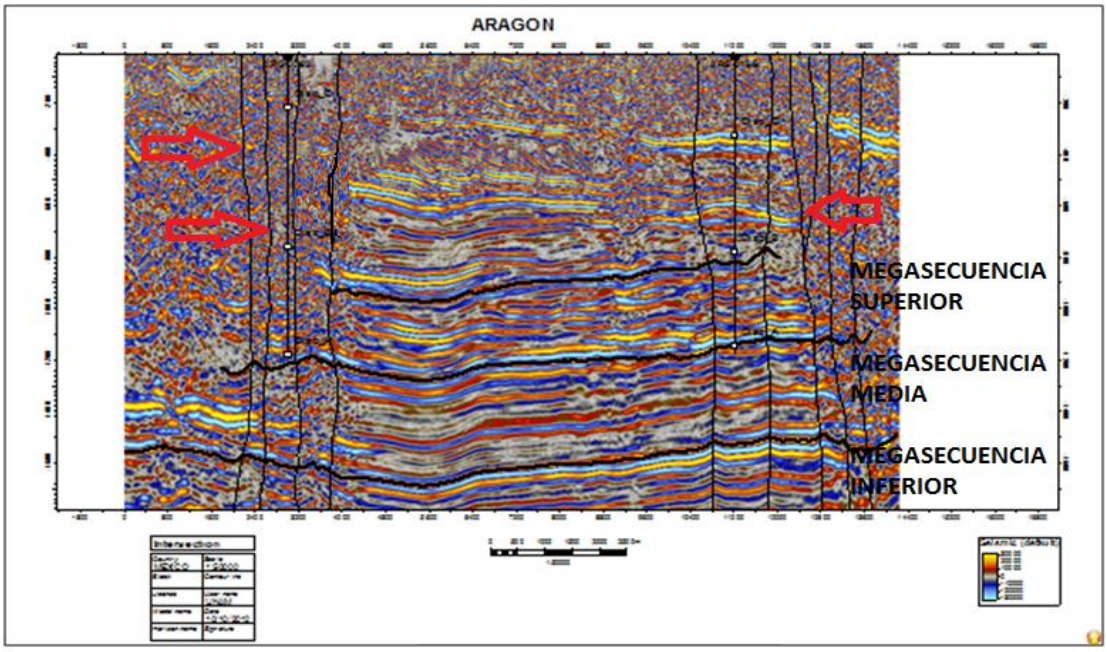


Fig. 3.3 Fallas laterales discordancias y fracturas asociadas como medio de migración del Campo Aragón (CNH-UNAM, 2012).

3.5 Sincronía

La sincronía se refiere a la ocurrencia de todos los elementos necesarios en tiempo y espacio para que sea posible la generación y entrampamiento de los hidrocarburos susceptibles de ser explotados económicamente. Para algunos autores, la erosión que dio origen al Paleocanal de Chicontepec durante el Paleoceno Tardío-Eoceno temprano, el depósito de las secuencias clásticas en el borde y centro de la cuenca, el tectonismo que resultó en la formación de fallas laterales que a su vez permitieron la migración de los hidrocarburos desde las formaciones del Cretácico a las rocas almacenadoras del Cenozoico y el tiempo de maduración adecuado para que se generaran los hidrocarburos en capas inferiores; fueron los elementos necesarios asociados oportunamente para tener la sincronía de un sistema petrolero. La figura 3.4 ilustra de manera esquemática la ocurrencia de cada uno de estos elementos que dieron origen a las acumulaciones de hidrocarburos en las areniscas lenticulares de la Megasecuencia Media.

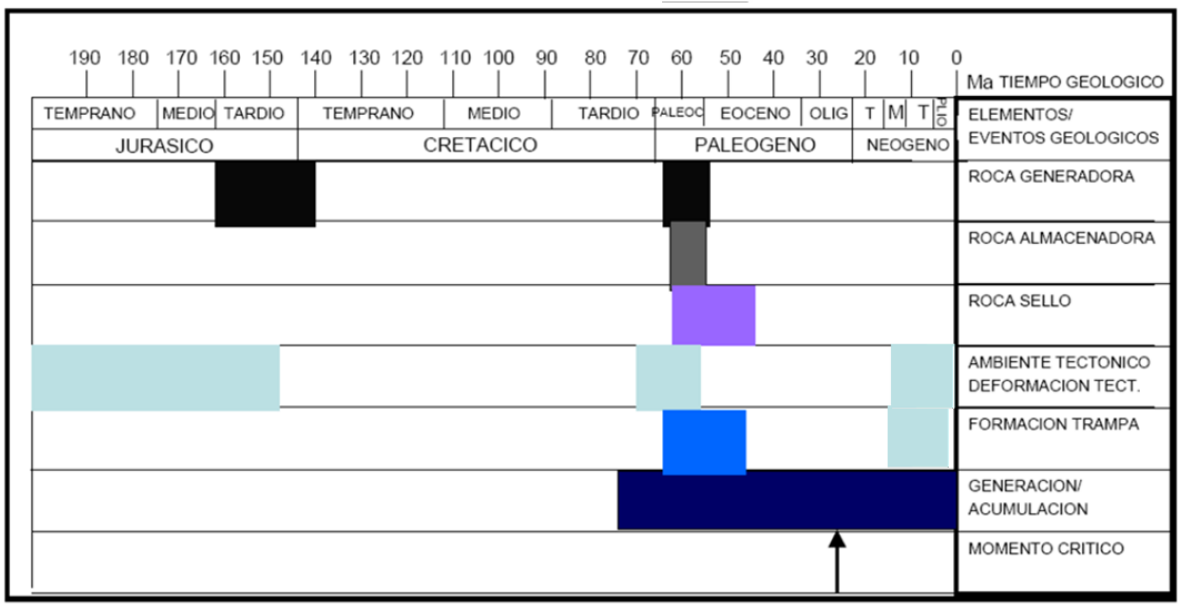


Fig. 3.4 Eventos del sistema petrolero con relación a la sincronía (Modificado de Vázquez, 2008).

3.6 Trampas

Es el arreglo geológico que permite la acumulación de aceite y su conservación de manera natural durante un cierto periodo de tiempo. En el área de Chicontepec las trampas son de tipo estratigráfico y mixtas, las cuales están asociadas a cuerpos lenticulares de mayor arenosidad producidas por variaciones de permeabilidad, superficies de erosión, rellenos de canal, barras de areniscas, zonas de desborde y acuñamientos. En el campo Aragón encontramos trampas estratigráficas 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 donde hubo un importante desarrollo de lóbulos, y a las superficies de erosión que después fueron rellenadas dentro del paleocanal. Las trampas estratigráficas pueden apreciarse en la figura 3.5, donde una imagen sísmica revela la geometría lenticular de las areniscas, envueltas por cuerpos de lutitas.

Las trampas estratigráficas corresponden a 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. El modelo de entrampamiento en la mayor parte 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.

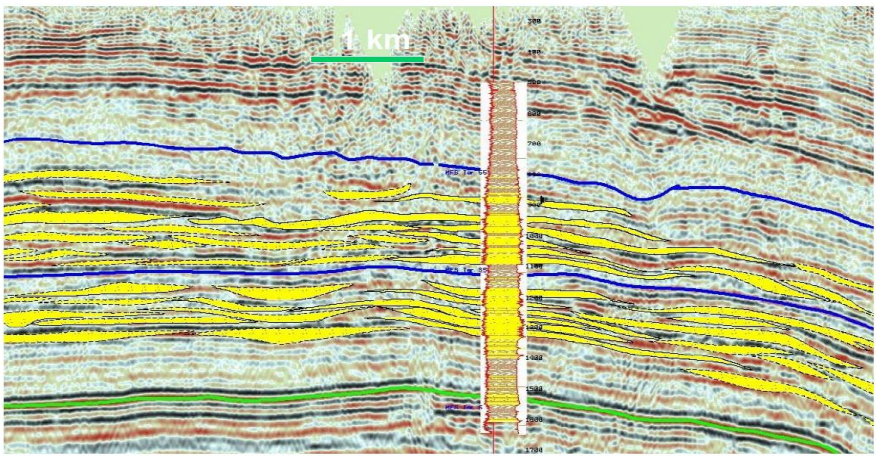


Fig. 3.5 Modelo de entrampamiento del área de Chicontepec (CNH-UNAM, 2012)

CAPÍTULO 4. MÉTODOS DE PERFORACIÓN

La perforación de pozos en el Campo Aragón fue importante de 1975 a1980, cuando se perforaron 15 pozos verticales con el objetivo de explotar los hidrocarburos en las arenas lenticulares de lo que en este trabajo se describe como la Megasecuencia Media. Hasta el 2004 cuando se perforó el pozo Aragón "K" ningún otro fue perforado. Las profundidades totales varían entre los 1175 y 1845 m (PEMEX, 2012) y su objetivo principal en la mayoría de los casos es la Megasecuencia Media, donde se encuentran la mayoría de los cuerpos arenosos saturados con aceite. En algunos casos también se ha obtenido producción de la Megasecuencia Inferior pero con resultados poco favorables.

En la tabla 4.1 se muestran datos sobre la geometría de los pozos hasta ahora perforados, su profundidad total y la fecha del inicio de producción. Debido a que la mayoría fueron perforados hace más de 30 años, todos son verticales con excepción del pozo ARAGÓN-I el cual sigue una geometría tipo "S" y el pozo ARAGÓN- K perforado en el 2004 con una trayectoria tipo "J"(PEMEX, 2012).

Nombre del Pozo	Inicio de la producción	Geometría del pozo	Profundidad total m
Aragón A	1976/03/01	Vertical	1300
Aragón B	1975/11/01	Vertical	1570
Aragón C	1975/12/01	Vertical	1300
Aragón D	1976/04/01	Vertical	1175
Aragón E	1975/12/01	Vertical	1350
Aragón F	1975/10/01	Vertical	1300
Aragón G	1976/01/01	Vertical	1300
Aragón H	1976/04/01	Vertical	1280
Aragón I	1976/03/01	Tipo “S”	1770
Aragón J	1979/05/01	Vertical	1300
Aragón K	2004/01/01	Tipo “J”	1845
Aragón L	1979/03/01	Vertical	1300
Aragón U	1977/03/01	Vertical	1250
Aragón X	1980/04/01	Vertical	1250
Aragón Y	1976/03/01	Vertical	1667
Aragón Z	1975/02/01	Vertical	1525

Tabla 4.1 Geometría y clasificación de acuerdo a profundidad vertical total de los pozos en el campo Aragón (PEMEX, 2012).

4.1 Perforación en el Campo Aragón

Datos de perforación

A continuación, y a manera de ejemplo, se presentan algunos de los parámetros más importantes de perforación para un pozo, que llamaremos simplemente "ARAGÓN X" el cual, dentro de los perforados, contiene la mayor cantidad de información disponible y sigue la línea promedio de perforación para todos los pozos del área de estudio.

Pozo Aragón "X"

Objetivo propuesto: "Explotar los desarrollos arenosos del Paleocanal de Chicontepec a través de una terminación sencilla y fracturamiento hidráulico con apuntalante explotando simultáneamente los cuerpos productores".

Parámetros generales de Perforación:

- Elevación natural del terreno: 85.36 M.S.N.M

-Altura de Rotaria: 5.50 m

- Profundidad: 1845 m desarrollados.

Columna geológica probable(m verticales):

- Formación Aragón. 51 m
- Formación Chicontepec Sup. 611 m
- Formación Chicontepec Med. 626 m
- Formación Chicontepec Inf. 1086 m
- Formación Mendez. 1566 m

Tipo de terminación:

Sencilla con empacador y fracturamiento con apuntalante.

Densidad del lodo de perforación:

- Primera etapa: 1.13 gr/cc base agua.

- Segunda etapa: 1.20 gr/cc emulsión inversa.

- Tercera Etapa: 1.32 gr/cc 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 e incremento de la densidad del fluido de circulación debido a la concentración de recortes en la zona anular.

3. Última Etapa: 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 Aragón son: tubería conductora de 9 5/8" a 10 3/4" utilizada en la instalación de los preventores y cementada a una profundidad promedio de 100 m; la tubería intermedia es de 6 5/8" a 7 5/8" y está 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 1/2" 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/cm^3 en la última etapa, 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.

Estado mecánico:

En la figura 4.1 se muestra el estado mecánico del pozo Aragón "X", el cual se perforó en tres etapas. En la primera se utilizó un diámetro de barrena de 14 ¾" desde la superficie hasta 108 m, donde fue asentada una tubería de revestimiento de 10 ¾" de diámetro y su objetivo fue proteger

los mantos acuíferos superficiales; la segunda etapa fue perforada con una barrena de 9 ½" de diámetro desde los 108 m hasta los 495 m, con una TR de 7 5/8" de diámetro y su objetivo fue cubrir las superficies débiles; la tercera etapa se perforó con una barrena de 6 3/4 " de diámetro de los 495 m hasta los 1,845 m contó con una TR de 5 ½" de diámetro hasta los 1498 m.

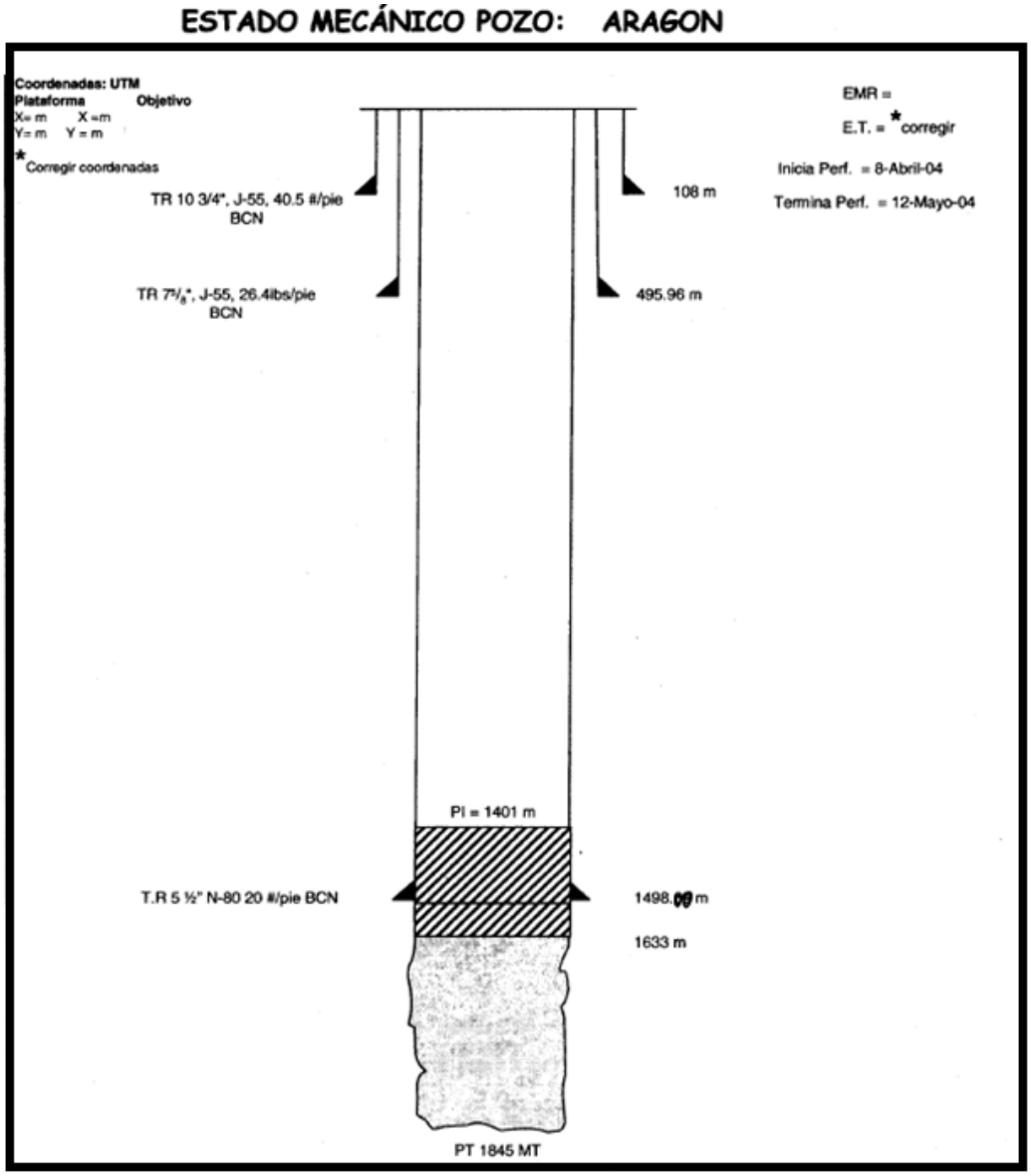


Figura 4.1 Estado mecánico del pozo ARAGÓN "X"(PEMEX 2012).

Toma de registros geofísicos:

Durante la perforación del pozo es importante la recolección de datos que arrojen información sobre el pozo y sobre las formaciones que se han perforado hasta el momento. Para ello se programan diferentes registros geofísicos cuyas características dependen del tipo de lodo de perforación, geometría del pozo y cercanía con el intervalo deseado. Para los intervalos superiores se contemplan registros de doble inducción con rayos gamma para obtener los valores de radioactividad de la roca y poder conocer la litología, registro sónico de porosidad integrado el cual nos muestra el tiempo de tránsito de una onda sonora en la roca y el registro de desviaciones, que marca la trayectoria del pozo con respecto a la vertical. En las etapas finales se tomarán registros de resistividad de alta resolución, para poder obtener lectura de intervalos donde la roca este saturada de aceite, rayos gamma una vez más para conocer la litología, litodensidad, sónico de porosidad y neutrón compensado para interpretar valores de porosidad de la roca y por último registro de desviaciones, además de un sónico de cementación después de cementar las TRs para garantizar la calidad del proceso de cementación.

En la figura 4.2 se muestra las lecturas de los valores finales de los diferentes registros obtenidos durante la perforación. De izquierda a derecha se presenta primero el registro de rayos gama, donde la lectura va de menor a mayor para rocas con menor a mayor contenido de arcillas. El caliper, que muestra el diámetro del agujero del pozo, nos permite interpretar tanto el espesor del enjarre para lodos base agua, como derrumbes u oquedades en el pozo después de la perforación. Los valores de resistividad de la roca, donde una roca saturada con agua salina ofrece valores bajos de resistividad, mientras que una roca saturada de aceite muestra valores altos. Lecturas de tiempo de tránsito de una onda de sonido a través de la roca, donde un mayor tiempo de tránsito indica una densidad menor y, por ende, un mayor volumen de espacio poroso. Por último, una síntesis más representativa de todas las curvas anteriormente analizadas.

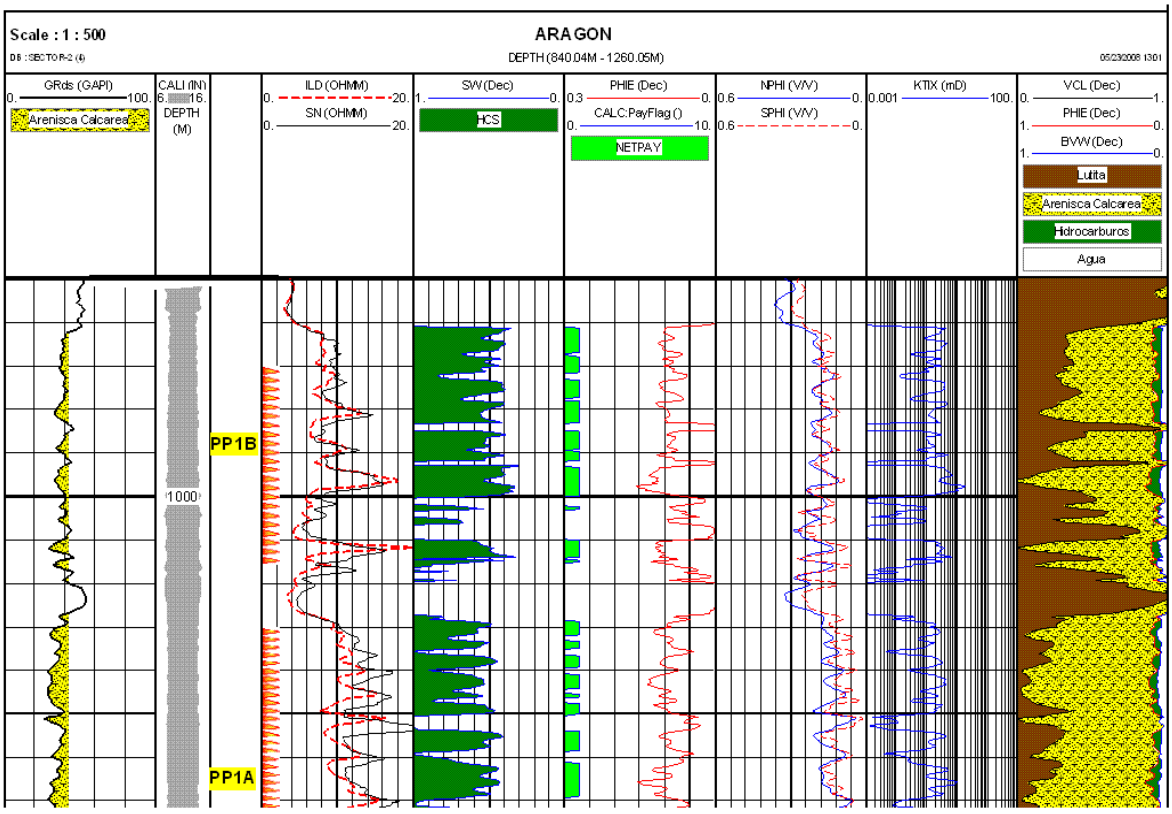


Figura 4.2 Muestra una zona de interés petrolero con sus respectivos disparos en dos bloques de areniscas con saturación de hidrocarburos (PEMEX 2010).

La mayoría de los pozos que se encuentran dentro del campo Aragón han sido perforados de manera vertical debido en gran parte a que la información de los yacimientos y tecnología disponible para la época así lo demandaba. Sin embargo, la geometría irregular de los yacimientos arenosos, los cambios drásticos en los valores de permeabilidad vertical y una diferencia significativa entre el área de los yacimientos, sugiere que el diseño de los pozos perforados se realice particularmente para cada yacimiento o conjunto de yacimientos que compartan características similares, ésto con el fin de aumentar el factor de recuperación con un menor costo de inversión.

En la tabla 4.2 se muestran los datos de volumen original de aceite del yacimiento, el radio de drene (*r) y la permeabilidad después del proceso de fracturamiento para los diferentes pozos

perforados. En la tercera columna se muestra el radio de drene registrado, el cual varía entre 120 y 645 m; si evaluamos los yacimientos cuyo proceso de fracturamiento hidráulico fue exitoso, llevando los niveles de permeabilidad a valores por encima de 1 mD, todos muestran valores de radio de drene superiores a 300 metros. El radio de drene no depende del volumen original como se muestra en la comparación del volumen original de aceite para el pozo C, el cual es 3 veces mayor que para el pozo G. El radio de drene es superior a los 600 m en ambos casos debido a la permeabilidad superior a los 3 mD.

Pozo	N (MMbbl)	*r (m)	K (mD)
A	5.82	308.93	1.1
B	1.84	128.91	0.5
C	21.9	645.9	4.5
E	4.63	317.04	0.8
F	7.41	345.35	1.5
G	6.96	643.21	3.7
J	3.3	285.91	0.45
L	4.4	204.33	0.7
U	3.74	259.85	0.4
X	4.66	303.34	0.57

Tabla 4.2 Volumen original de aceite, permeabilidades y radio de drene para los pozos dentro del Campo Aragón (PEMEX, 2012).

Tomando en cuenta que un proceso de fracturamiento hidráulico efectivo llevaría la permeabilidad a valores de al menos 1 mD, la localización y geometría de los pozos perforados deberá planearse tomando en cuenta que es posible extraer el aceite de al menos 300 m a la redonda del pozo. La geometría y número de pozos para un solo yacimiento dependerá de su área y de las condiciones superficiales como la topografía, que permitan la instalación de macroperas y líneas de producción. La explotación puede llevarse a cabo con un solo pozo vertical u horizontal si el yacimiento es de dimensiones moderadas o desde una o varias macroperas si su área ocupa grandes dimensiones. De igual manera, si yacimientos que comparten condiciones petrofísicas similares se encuentran aproximadamente a la misma profundidad y cercano uno con otro, puede realizarse la perforación de un pozo horizontal que una los dos yacimientos y los explote simultáneamente. Si se tienen varios yacimientos pequeños uno sobre otro, se puede realizar la perforación de uno o dos pozos verticales con múltiples zonas de disparo y sus respectivos procesos de fracturamiento hidráulico.

4.2 Fracturamiento hidráulico

El propósito de realizar un proceso de fracturamiento a la formación es incrementar las condiciones de flujo hacia el pozo, mediante la apertura de canales generados por una presión litoestática capaz de vencer la resistencia de la roca, para posteriormente colocar un apuntalante o un activo ácido, con la finalidad de conservar abierta la fractura inducida (García Pérez, 2013).

Debido a los valores mínimos de permeabilidad en toda la zona, el fracturamiento de las formaciones perforadas es un proceso que se lleva a cabo justo después de la perforación de los pozos. En el campo Aragón todos fueron intervenidos con el proceso de fracturamiento hidráulico. En la tabla 4.3 se muestran los datos de las estimulaciones y el tipo de estimulaciones para diferentes pozos, así como los valores de profundidad de los intervalos fracturados. El tipo de fluido utilizado para el proceso de fracturamiento varía entre gelatina y aceite con el propósito de evitar el hinchamiento de lutitas por hidratación, teniendo como consecuencia una reducción en la permeabilidad en lugar de aumentarla.

POZO	Fecha de terminación	Fecha de estimulación	TIPO	Presión de Rompimiento (Kg/cm2)	CIMA (m)	BASE (m)
ARAGÓN C	03/12/1975	21/11/1975	FRACTURA Arena-Aceite	161	985	1048
ARAGÓN D	18/08/1976	21/04/1976	FRACTURA Arena-Aceite	162	1015	1060
		15/02/1979	FRACTURA Arena - Gelatina	163	962	980
ARAGÓN F	09/12/1975	20/10/1975	FRACTURA Arena-Aceite	164	943	1045
		08/04/1976	FRACTURA Arena-Aceite	165	865	898
ARAGÓN G	15/01/1976	07/01/1976	FRACTURA Arena-Aceite	166	922	1000
ARAGÓN K	15/05/1979	01/05/1979	FRACTURA Arena - Gelatina	167	970	1057
ARAGÓN L	04/04/1979	20/03/1979	FRACTURA Arena - Gelatina	168	954	1078
ARAGÓN U	14/09/1977	14/09/1977	FRACTURA Arena-Aceite	169	1085	1143
		14/09/1977	FRACTURA Arena-Aceite	170	952	1030
ARAGÓN X	03/05/1980	29/03/1980	FRACTURA Arena-Aceite	171	927	995
ARAGÓN Z	22/12/975	08/02/1975	FRACTURA Arena-	172	1450	1480

		Aceite			
	16/04/1975	FRACTURA Arena-Aceite	173	1050	1075
	08/12/1975	FRACTURA Arena-Aceite	175	864	903

Tabla 4.3 Intervalos y tipos de fracturamiento para diferentes pozos del campo Aragón (PEMEX, 2012).

Los valores finales de permeabilidad no dependen del fluido utilizado para el proceso de fracturamiento; ambos fluidos, tanto aceite como gel, tuvieron resultados favorables cuando la presencia de intercalaciones de lutitas era poca o moderada, y resultados pobres cuando las intercalaciones de lutitas se presentaban en mayor cantidad.

Sería recomendable realizar una prueba de fracturamiento utilizando gel acidificado para observar la respuesta sobre los sedimentos calcáreos, los cuales podrían ser removidos mediante este proceso y aumentar los valores de conductividad en las fracturas inducidas.

4.3 Análisis de producción

Los gastos iniciales de producción para cada pozo dentro del campo Aragón son bajos comparados con los de otras cuencas petroleras de México, pero mantienen cierta semejanza con los demás pozos de otros campos en la Cuenca de Chicontepec. Es decir, gastos de entre 5 y 60 b/d aunados a una presión inicial de yacimiento moderada y una rápida caída de presión después de comenzar la producción.

En la tabla 4.4 obtenida de los expedientes de pozo (PEMEX, 2012) se muestra en qué megasecuencias fueron realizados los disparos. La Megasecuencia Media parece ser la de mayor

interés petrolero, teniendo un sólo pozo disparos en la Megasecuencia Inferior. Los intervalos disparados varían entre los 40 y los 80 m; sin embargo, sabemos que dentro de ese espesor se tienen intercalaciones de lutitas que limitan el potencial petrolero de las areniscas objetivo. Los valores iniciales de producción no superan los 50 barriles por día y no todos los yacimientos explotados se encontraban por debajo de la presión de saturación como puede observase en los valores iniciales de producción de gas. Inclusive, como es en el caso del pozo Aragón "D", no se obtuvo producción inicial después del fracturamiento, lo que obligó a que se probara un nuevo intervalo varios metros más arriba después de obturar previamente el intervalo fallido (Expediente de pozo Aragón D, 2012).

Las presiones en TP varían de pozo a pozo, ésto aún cuando en el proceso de fracturamiento y la presión inicial del yacimiento eran muy similar en todos los pozos, lo cual puede deberse a que los procesos de fracturamiento resultaron más eficientes en unos que en otros.

POZO	FORMACIÓN	CIMA (m)	BASE (m)	ESPESOR (m)	INTERVALO DISPARADO	Qoim 3/d	Qoi bbl	Qgi m3/d	RGAi m3/m3	Pi en Tp kg/cm3
B	MEG. MEDIA	735	1300	565	985 - 1048	39	245	1500	38	26
C	MEG. MEDIA	710	1175	465	1015 - 1060	6	38	0	0	5
D	MEG. MEDIA	684	1235	551	943 - 1045	0	0	0	0	-
F	MEG. MEDIA	670	1255	585	922 - 1000	50	314	7600	152	20
G	MEG. MEDIA	-	-	-	970 - 1057	34	214	3468	102	27
H	MEG. MEDIA	-	-	-	895 - 935	7	44	0	0	19
K	MEG. MEDIA	720	1205	485	954 - 1078	12	75	3300	275	18
X	MEG. MEDIA	750	1195	445	1085 - 1143	5	31	0	0	2
Y	MEG. MEDIA	750	1240	490	927 - 995	5	31	500	100	6
Z	MEG. INF.	660	1205	545	864 - 903	15	94	450	30	5

Tabla 4.3 Intervalos y gastos de fluidos para diferentes pozos del campo Aragón (PEMEX, 2012).

El historial de producción mensual es variado debido a las características petrofísicas únicas para cada zona del campo, así como de los procesos posteriores a la perforación y terminación del pozo. Hasta ahora todos los pozos verticales dentro del campo cuentan con un sistema de bombeo mecánico que fue instalado entre 20 y 25 años después de que fue puesto a producción por primera vez, debido a la pérdida de producción por la caída de presión del yacimiento.

A continuación se analizará la información de los datos de producción inicial de diferentes pozos agrupados en tres secciones (Figura 4.3) junto con los registros geofísicos de rayos gama y resistividad de la roca, tomados durante la perforación de cada uno.

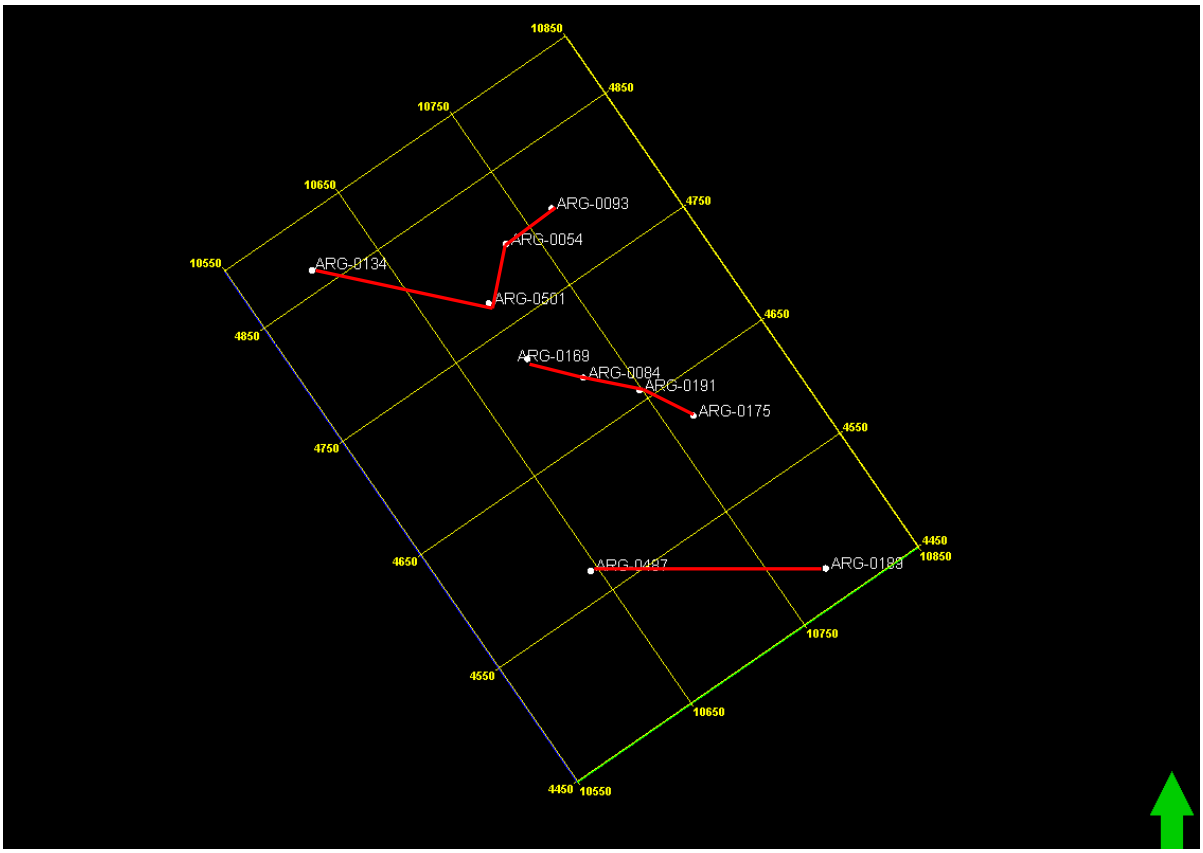


Figura 4.3 Localización y traza de las secciones para los pozos analizados (CNH-UNAM, 2010).

La primera sección que se presenta en la figura 4.4 muestra la respuesta de los registros de rayos gamma en color naranja y resistividad en color rojo, que corresponden a valores asociados a un contenido arenoso, buena porosidad y presencia de hidrocarburos. Las curvas de rayos gama van de izquierda a derecha para zonas de menor a mayor arcillosidad y las de resistividad lo hacen también de izquierda a derecha para zonas de menor a mayor contenido de hidrocarburos.

La correlación entre estos pozos muestra como la profundidad de los horizontes productores se encuentra a mayor profundidad mientras se desplazan al oriente del campo.

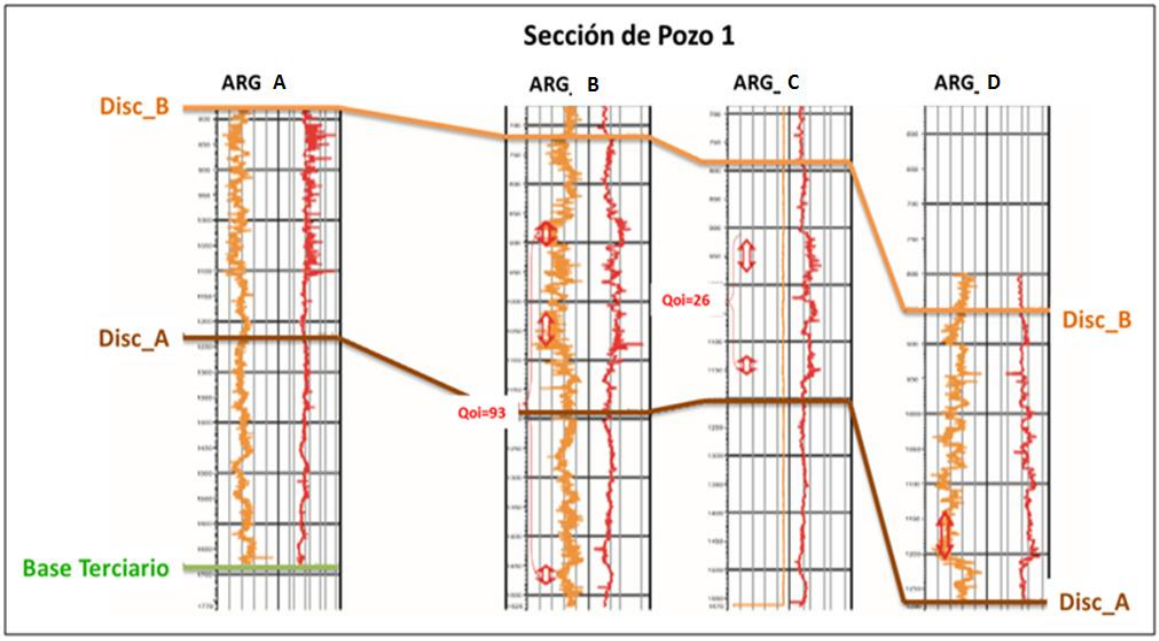


Figura 4.4 Registros geofísicos y datos de producción inicial de los pozos que componen la Sección 1 (CNH-UNAM, 2010).

La figura 4.5 muestra la respuesta de los registros geofísicos, la cual es más tenue que en la sección anterior, sin embargo las lecturas de respuesta corresponden a areniscas en donde los mejores valores de porosidad se ubican en la parte superior y corresponde con los intervalos probados.

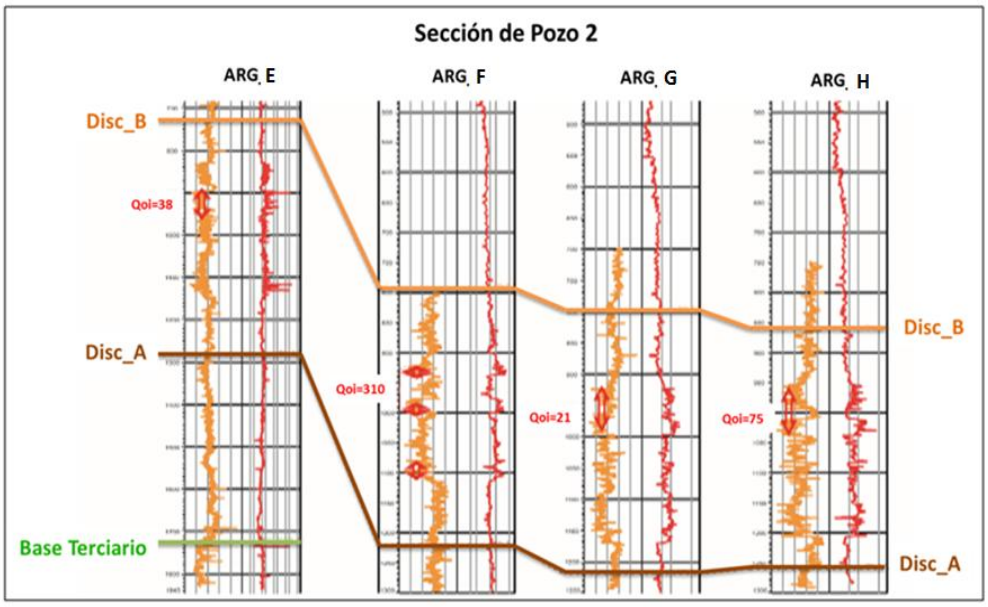


Figura 4.5 Registros y datos de producción inicial de los pozos que componen la Sección 2 (CNH-UNAM, 2010).

Las respuestas de los registros de rayos gamma y resistividad para la siguiente sección (Figura 4.6) varían para cada pozo, por ejemplo en el pozo Aragón I la resistividad tiene mejor respuesta, mientras que el pozo Aragón J tiene mejor respuesta de rayos gamma asociada la contenido arenoso.

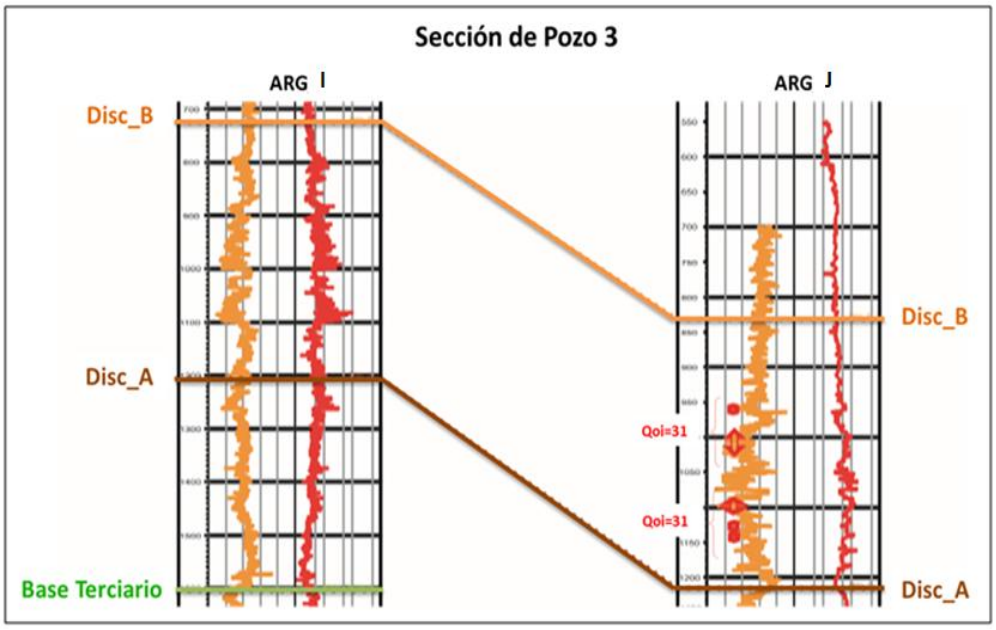


Figura 4.6 Registros y datos de producción inicial de los pozos que componen la Sección 3 (CNH-UNAM, 2010).

En las figuras 4.7 y 4.8 se presentan las imágenes de 4 historiales anuales de producción para 4 pozos, mostrando las diferencias entre los volúmenes de aceite, agua y gas que produce cada uno.

Las dos primeras gráficas de la figura 4.7 muestran comportamientos similares donde la producción decae diez años después de iniciar el proceso de extracción y vuelven a remontar hasta después de la instalación de bombeo mecánico.

En los primeros diez años se observa el periodo de producción por energía natural del yacimiento y posteriormente un periodo intermitente donde el pozo era abierto y cerrado constantemente con el fin de estabilizar la presión y permitir el tránsito de fluidos dentro del yacimiento.

En ninguna de las dos gráficas se tienen valores de producción de agua ni condensado y los valores de producción no sobrepasan los 40 barriles por día.

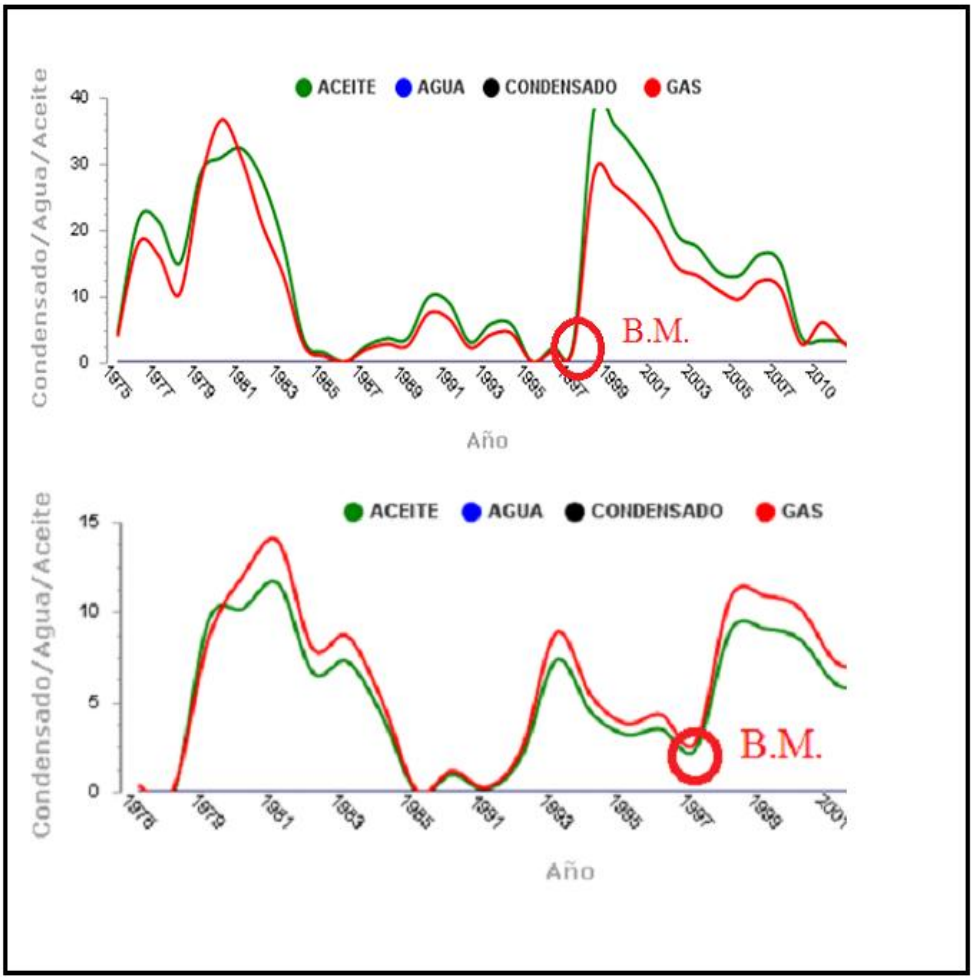


Figura 4.7 Intervalos de tiempo y gastos de fluidos para diferentes pozos del campo Aragón (PEMEX, 2012).

Las gráficas que se presentan en la figura 4.7 muestran un ritmo de producción menor a las anteriores pero que se prolonga durante varios años más. En la primera gráfica se debe a que el volumen del yacimiento explotado es mucho menor en comparación a las primeras gráficas y por lo tanto la presión inicial se agotó mucho más rápidamente. En la segunda gráfica los valores de permeabilidad inducida por el fracturamiento hidráulico fueron menores a 1 mD, lo cual limitó la perdida de energía del yacimiento y prolongó el ritmo de producción. También debe considerarse que en estos pozos sí existe producción de agua después de la instalación

del bombeo mecánico, lo que implica cambios en la permeabilidad relativa al aceite y, por consecuencia, un menor factor de recuperación.

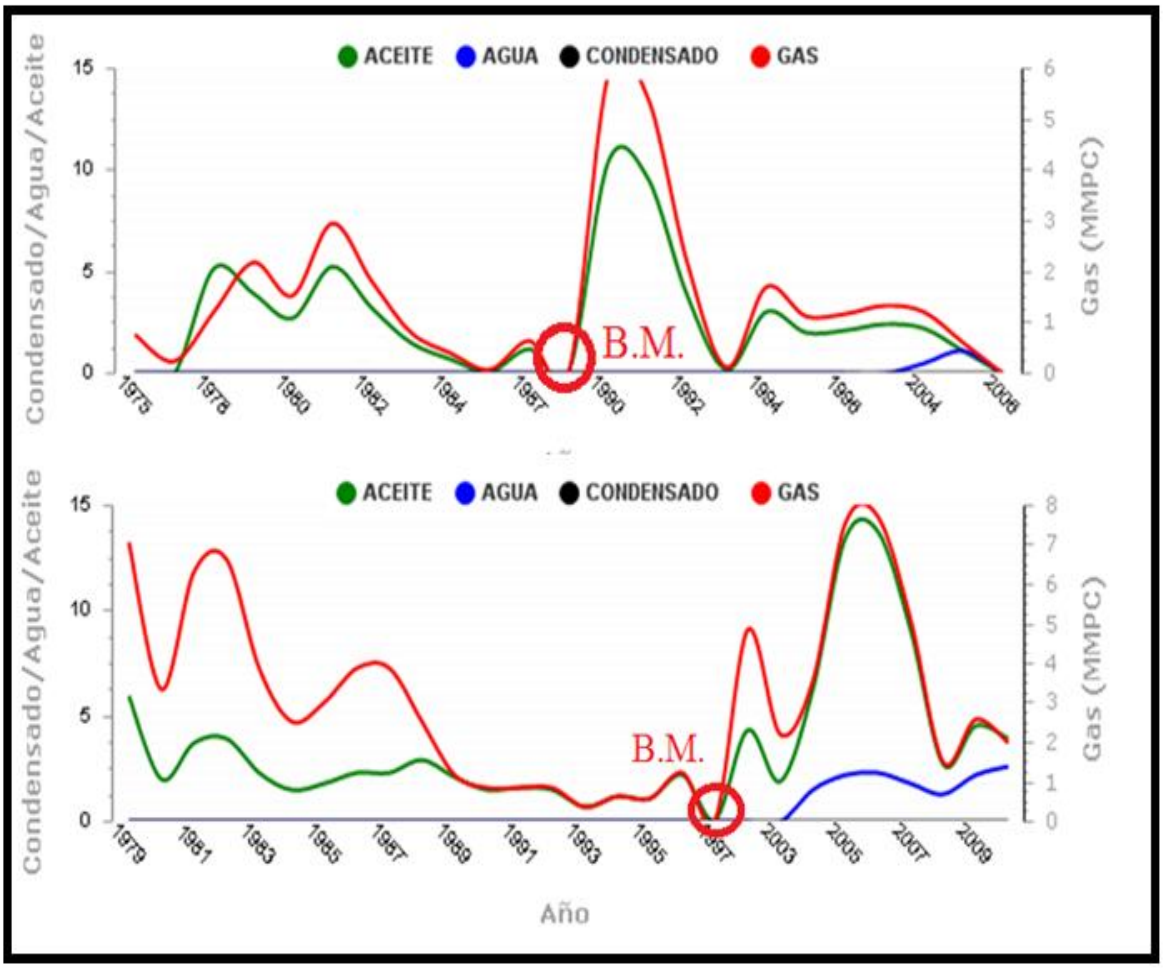


Figura 4.7 Intervalos de tiempo y gastos de fluidos para diferentes pozos del campo Aragón (PEMEX, 2012).

CAPÍTULO 5. DESARROLLO DE CAMPOS

El objetivo del desarrollo de campos es realizar un análisis del estado actual del campo, utilizar la información técnica para mejorar su caracterización y por consiguiente aumentar o disminuir el volumen prospectivo de reservas con las que se cuenta, así como aumentar el factor de recuperación. La evaluación de las estrategias de explotación envuelve aspectos técnicos y económicos que son más fáciles de definir cuando existe un alto nivel del conocimiento del yacimiento.

5.1 Análisis petrofísico

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. La información tomada en cuenta proviene de datos de perforación, producción y registros geofísicos de 16 pozos perforados dentro del área de estudio, así como de imágenes sísmicas y análisis de núcleos.

En el Campo Aragón la mayoría de los intervalos de interés se encuentran entre las discordancias A y B, dentro de la Megasecuencia Media. Las facies corresponden a los frentes lobulares de los abanicos submarinos, donde se presentan areniscas con mayor contenido de calcita que de cuarzo, la calcita se presenta como cementante.

Porosidad y permeabilidad

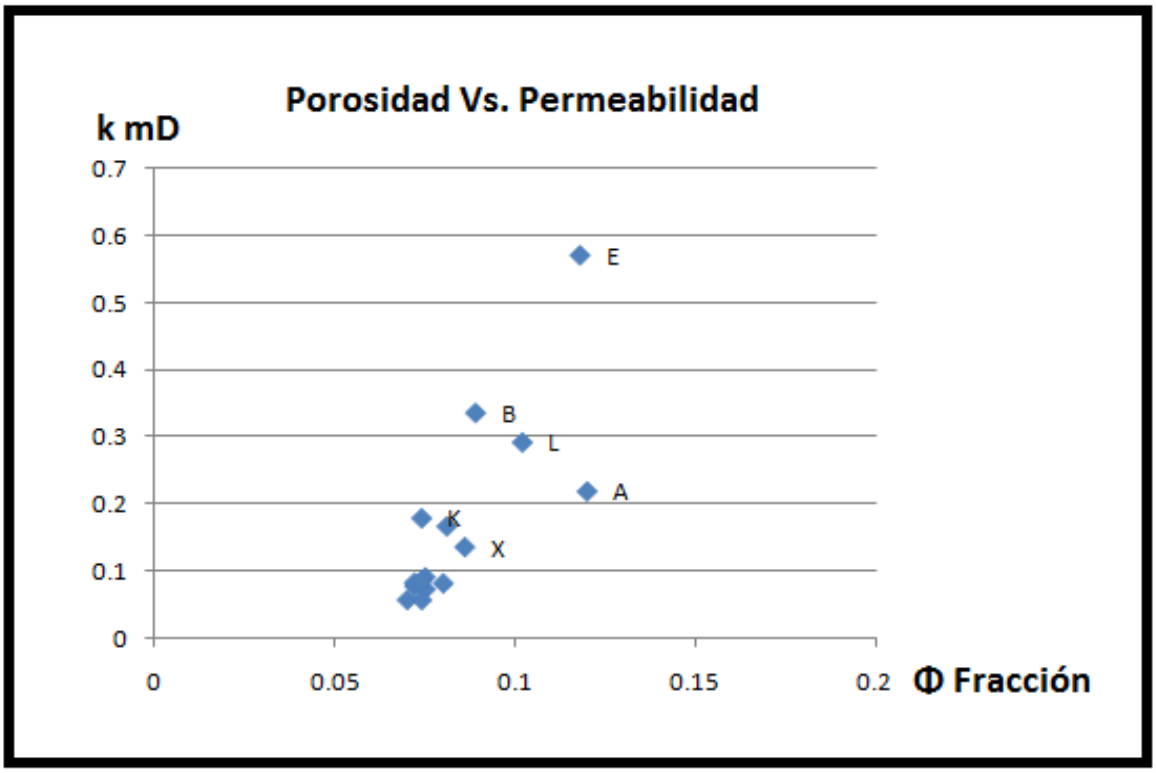
Cada uno de los pozos perforados y evaluados tiene registrados valores de porosidad y permeabilidad, así como de saturación de agua antes del proceso de fracturamiento, datos que se muestran en la tabla 5.1 (PEMEX, 2010). Los valores obtenidos a partir de las curvas de los registros sónicos, de densidad y neutrón, no reflejan valores de porosidad superiores al 15%. Los valores de permeabilidad fueron obtenidos a partir del registro de microproximidad y varían entre

un 0.07 y 0.3 mD antes de efectuarse el fracturamiento y entre 0.4 y 4.5 mD después del mismo. En algunos casos, dentro de un pozo se tienen varios yacimientos de los cuales se extrae o extrajo aceite, es por eso que los valores aparecen como un promedio de los dos o más yacimientos explotados.

POZO #	Φ prom. Fracción	Sw prom. Fracción	K prom. mD	K prom. (2) mD
A	0.12	0.72	0.22	1.1
B	0.089	0.654	0.337	0.5
C	0.072	0.571	0.079	4.5
D	0.081	0.532	0.168	-
E	0.118	0.6	0.572	0.8
F	0.15	0.52	-	1.5
G	0.075	0.602	0.092	3.7
H	0.08	0.797	0.083	-
I	0.07	0.713	0.058	-
J	0.072	0.591	0.084	0.45
K	0.074	0.522	0.18	-
L	0.102	0.596	0.293	0.7
U	0.075	0.689	0.074	0.4
X	0.086	0.641	0.137	0.57
Y	0.074	0.705	0.058	-
Z	0.074	0.666	0.087	-

Tabla 5.1 Porosidad, permeabilidad y saturación de agua de los pozos del campo Aragón (PEMEX, 2010).

Los datos de la tabla anterior se representan en la gráfica 5.1 junto con las letras que definen cada pozo. Como puede verse, las mejores condiciones de porosidad y permeabilidad corresponden a los pozos: “E”, “B”, “L” y “A”. Los demás pozos se mantienen con la misma tendencia en valores de permeabilidad y porosidad entre los 0.08 mD y 0.7 respectivamente (PEMEX, 2010).



Gráfica 5.1 Porosidad vs permeabilidad original de los pozos del campo Aragón (PEMEX, 2012).

Los cuatro pozos con mejores valores de porosidad y permeabilidad se ubican en la figura 5.1, sin embargo, los valores de porosidad y permeabilidad corresponden sólo a los intervalos disparados, la naturaleza heterogénea y anisotrópica del yacimiento hacen que estas condiciones varíen de forma vertical y horizontalmente, es decir, que pueden existir zonas con mejores condiciones para la extracción de hidrocarburos a unos cuantos metros, verticales u horizontales, de donde fueron tomadas las lecturas. Por esta razón es prematuro sacar conclusiones sobre la zona más atractiva

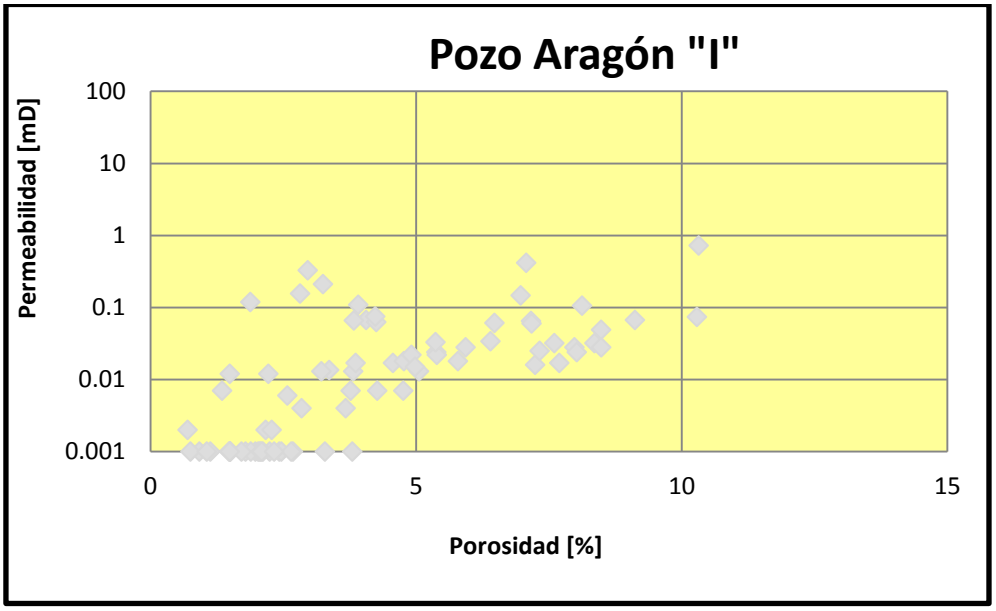
desde el punto de vista petrofísico, para la explotación del campo. Esto se refleja en el caso del pozo Aragón "L", donde los valores promedio de permeabilidad y porosidad se encuentran en una zona que podríamos considerar como buena y sin embargo la producción acumulada de ése pozo es la más baja del campo (PEMEX, 2010).

Figura 5.1 Localización de los pozos con características petrofísicas más atractivas del campo Aragón (CNH-UNAM 2012).

El contenido de calcita presente como cementante no fue tomado en cuenta en la medición de la porosidad, sin embargo, sí debe ser tomado en cuenta para el análisis petrofísico debido a que el valor real del volumen poroso disminuye hasta en un 50% después de efectuarse la corrección (cuando se incluye a este mineral). La calcita reduce la porosidad efectiva debido principalmente a que reduce el espacio poroso entre los granos de cuarzo al depositarse como cementante (CNH-UNAM, 2012).

Análisis de núcleos

Existe un único pozo con intervalos nucleados (expediente pozo I. PEMEX, 2010) del cual se tienen 78 núcleos que fueron analizados en laboratorio. En la gráfica 5.2 se muestran los datos de porosidad vs permeabilidad que complementan la información del apartado anterior y comprueban la tendencia de disminuir la porosidad de las lecturas tomadas mediante registros geofísicos en un 50%. Como puede observarse, la mayoría de los datos no sobrepasan los valores de 1mD para permeabilidad ni el 10% para porosidad.



Gráfica 5.2 Porosidad vs permeabilidad de los núcleos analizados en laboratorio (intervalo 660-1280 m.d.b.m.r.)(PEMEX, 2010).

También se realizó un análisis mineralógico, del cual se tienen en promedio las siguientes lecturas del porcentaje para los diferentes minerales:

- Cuarzo: 29%
- Feldespatos: 13%
- Fragmentos de roca caliza: 58%

Como ya se mencionó anteriormente, el porcentaje de calcita en forma de cementante es mucho mayor al de granos de cuarzo, inclusive existe la presencia de dolomita que reemplazó a la calcita, así como de pirita originada por hidrotermalismo de origen ígneo (CNH-UNAM, 2012).

Se descubrió la presencia de 4 tipos de arcillas dentro de los estratos de lutitas principalmente caolinita (originada por alteración de feldespatos), illita, esmectita (forma filamentos y es hidrofílica) y clorita. El tipo de distribución de arcilla autigénica es dispersa, ocupando parte del espacio poroso donde los feldespatos fueron reemplazados por la calcita (CHN-UNAM, 2010).

En la figura 5.2 se muestra la imagen de uno de los núcleos tomados del pozo Aragón – I el cual corresponde a un intervalo propuesto para ser disparado y puesto a producción, del cual se tomaron los valores de porcentajes de minerales mencionados anteriormente. En la imagen se muestra de manera local una condición que puede ser extrapolada a nivel del campo en su totalidad. En menos de 50 cm se tienen dos paquetes de estratos arenosos intercalados por al menos 8 horizontes con laminaciones de lutitas; son arenas calcáreas de baja porosidad intercaladas por lutitas que reducen la permeabilidad.

Figura 5.2 Segmento del núcleo tomado en el pozo Aragón – I (PEMEX, 2012).

En la figura 5.3 se indican los diferentes registros geofísicos del pozo Aragón – I, que corresponden a la profundidad a la cual fue tomado el núcleo de la figura 5.2. En la columna de litología, a la extrema derecha de la figura, puede apreciarse que no es una zona que contenga espesores de areniscas considerables, además de que se presentan múltiples intercalaciones de lutitas. Sin embargo, la curva de saturación de hidrocarburos muestra que todos los horizontes están impregnados con aceite. En el registro de profundidad total se señala la imagen del intervalo nucleado.

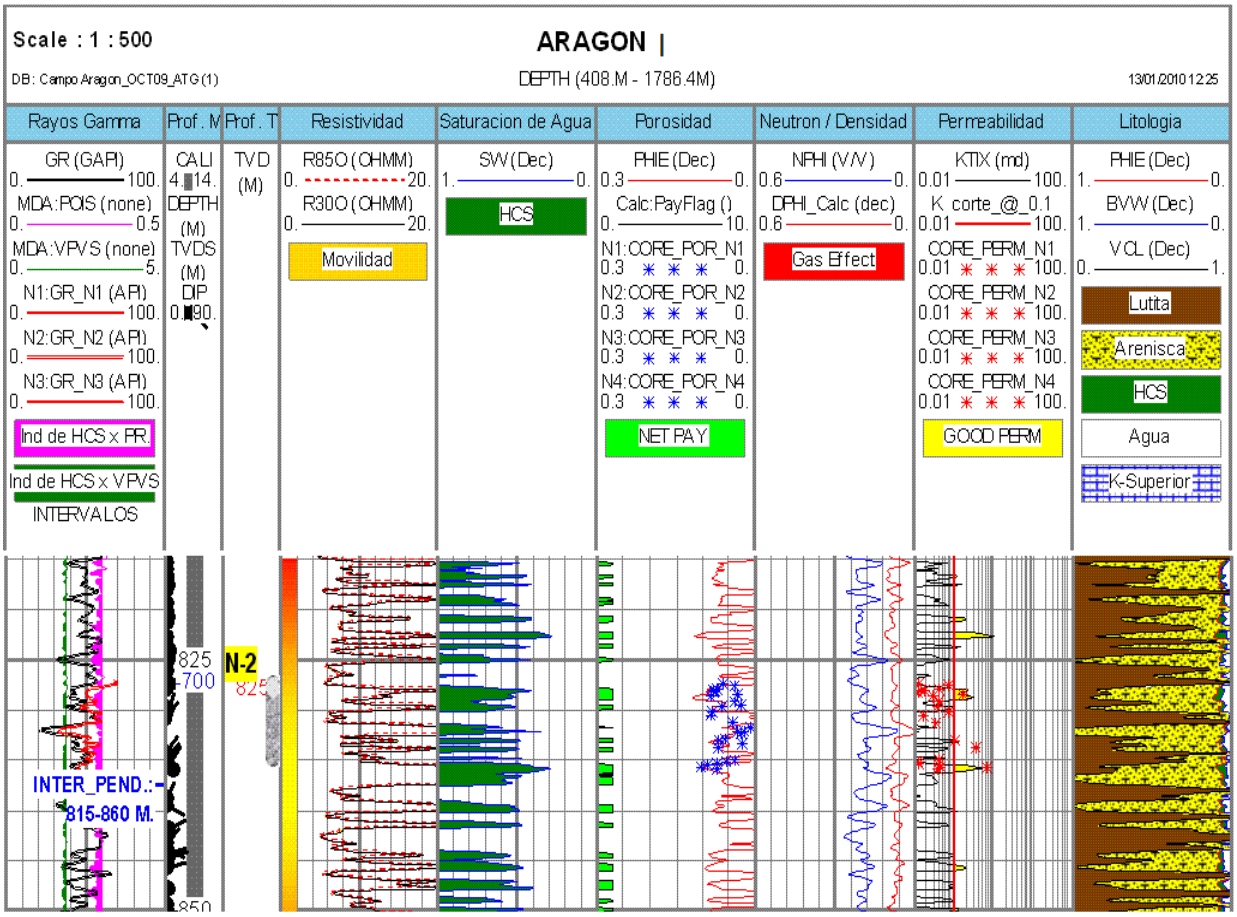


Figura 5.3 Curva de registros geofísicos correspondientes con el segmento del núcleo tomado en el pozo Aragón – I a la profundidad de 827 a 836 m(PEMEX, 2012).

Interpretación de las anomalías de amplitud

Dentro de la información disponible para el campo Aragón se tienen imágenes de un subvolumen sísmico del cual se extrajo el atributo sísmico RMS. Los resultados se presentan en una escala de colores que van del azul al rojo; los eventos azules y violetas muestran las amplitudes menores que corresponden a zonas arcillosas de espesores reducidos, mientras que los colores rojos y amarillos reflejan las amplitudes mayores, las cuales corresponden a zonas con espesores de estratos gruesos y sedimentos de mayor tamaño (CNH-UNAM, 2012).

En la figura 5.4 se muestra una imagen con la extracción de amplitudes de los primeros 150 m por encima de la discordancia A (justo por encima de la Megasecuencia Inferior) junto con las respuestas de los registros geofísicos de rayos gama y resistividad.

Las secciones en color amarillo representan las mayores amplitudes, las cuales surgen en la parte sur del campo conectándose de Este a Oeste, hacia el norte se presenta un área de muy altas amplitudes que está rodeada por otras de baja intensidad en colores azules y violetas. Se observan también valores altos de amplitud hacia el Sureste, en donde no se ha realizado más que una sola perforación. Como puede observarse en la figura 5.4, la mayoría de los pozos (puntos en color negro) con algunas excepciones, han sido perforados en zonas de baja amplitud. La parte sur del campo, así como la pequeña área de amplitudes considerables en el norte, aún no han sido perforadas, por lo que corresponden a zonas de interés petrolero que deben ser desarrolladas (CNH-UNAM, 2012).

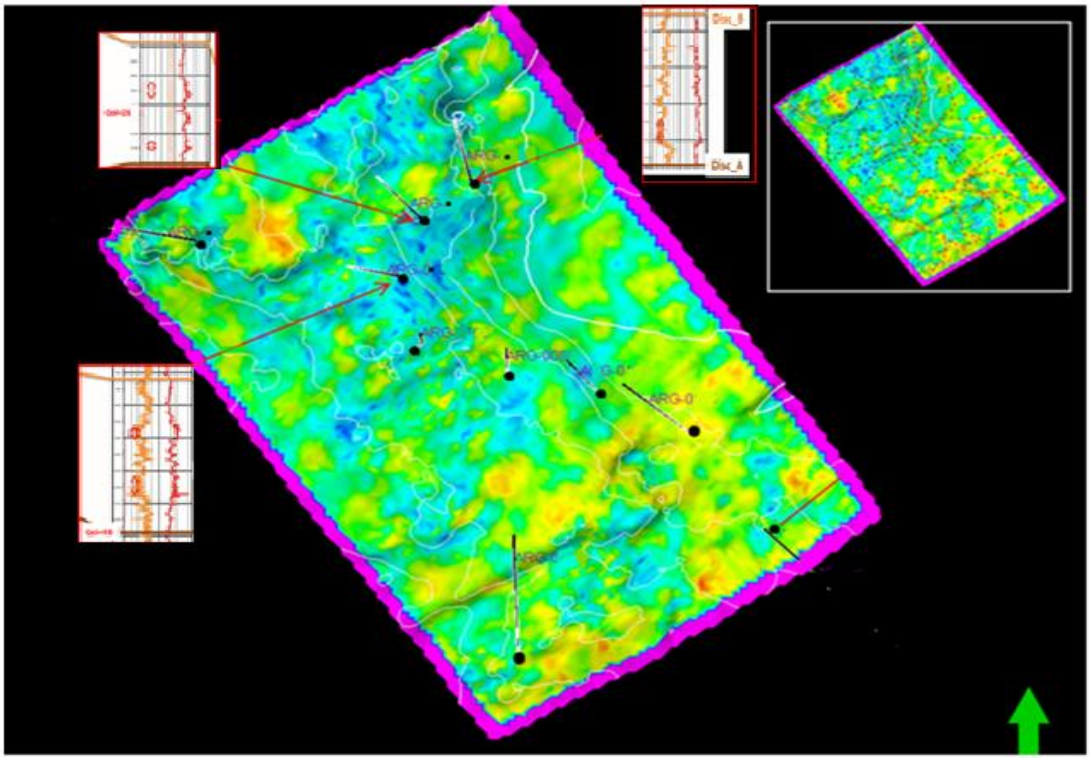


Figura 5.4 Mapa de amplitudes de los primeros 150 m por encima de la discordancia A (CNH-UNAM, 2010).

En la figura 5.5 se muestran también los patrones de amplitud, los cuales corresponden a los sedimentos que se encuentran entre los 150 y 300 m por encima de la discordancia A. Las anomalías que se observan tienen el mismo patrón de colores que el descrito en la imagen anterior, cuyas conexiones se encuentran distribuidas de NW a SE, lo que tentativamente pudiera ser la dirección del flujo para ese tiempo (CNH-UNAM, 2012).

Al Noreste y Oeste de la imagen, así como una pequeña zona en la esquina Sureste, se muestran áreas con buenas amplitudes las cuales no tienen ningún pozo perforado, los que las convierte en zonas potenciales a ser desarrolladas.

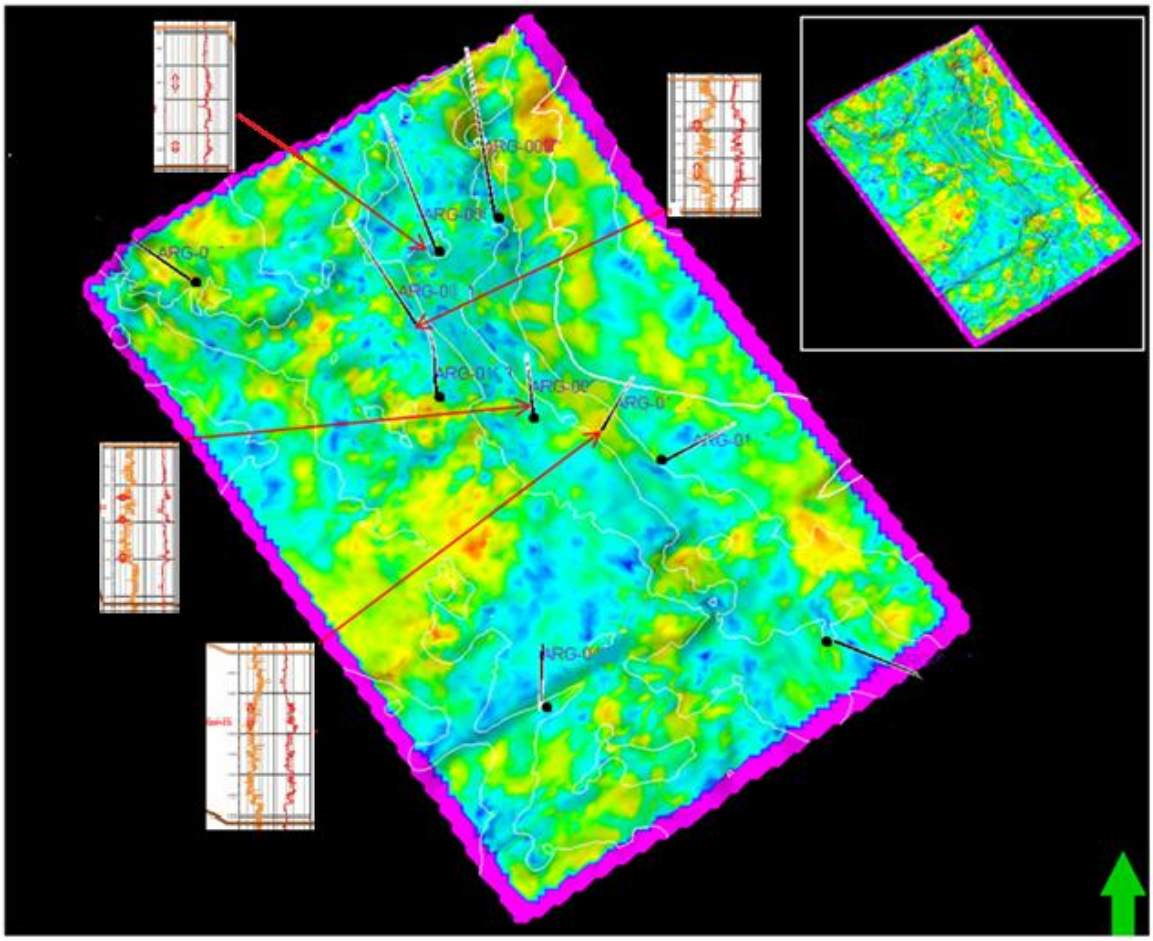


Figura 5.5 Mapa de amplitudes y registros geofísicos de los 300 m por encima de la discordancia A (CNH-UNAM, 2010).

El último intervalo con anomalías de amplitud se muestran en la figura 5.6, que corresponde a los sedimentos que se encuentran entre los 300 y 400 m por encima de la discordancia A. Se observa que la dirección del flujo es NW- SE, la cual se encuentra rodeada por zonas de bajas amplitudes (CNH-UNAM, 2012).

Se puede apreciar que las de menores amplitudes en color azul abarcan un área mayor que las de buena amplitud, y que con excepción de un solo pozo perforado en una zona de grandes amplitudes en el centro del mapa, otras con buena respuesta en color amarillo no han sido perforadas.

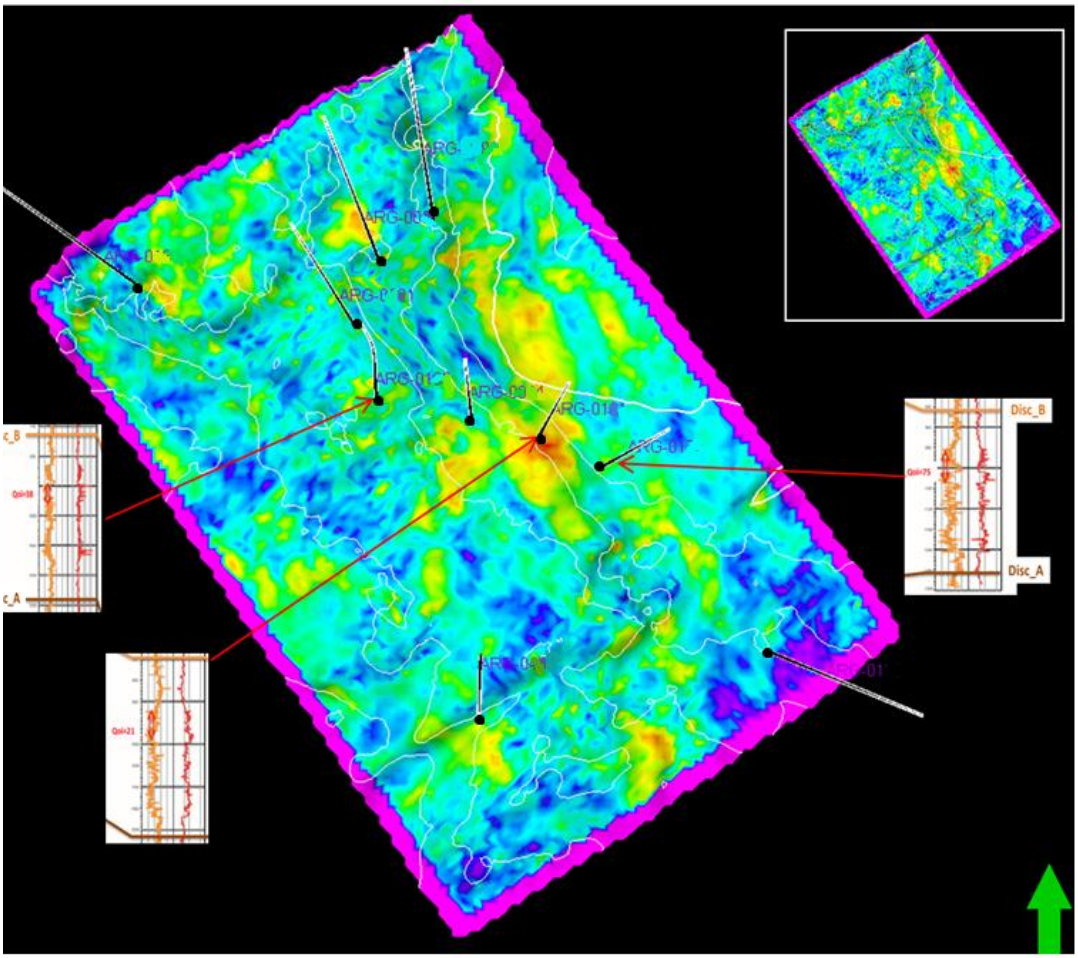


Figura 5.6 Mapa de amplitudes y registros geofísicos de los 400 m por encima de la discordancia A (CNH-UNAM, 2010).

La mayoría de los pozos hasta ahora perforados siguen la línea del anticlinal que cruza al campo en dirección NW-SE, siguiendo la lógica de que en una trampa estructural el aceite se encuentra entrampado en la parte superior del mismo, sin embargo, en el campo Aragón las trampas son de tipo estratigráfico y mixto, donde las zonas con mayor espesor de estratos arenosos y las zonas con mejores condiciones de porosidad y permeabilidad se distribuyen de manera heterogénea y aleatoria, tal como se observa en las figuras 5.4, 5.5 y 5.6 junto con los registros geofísicos de pozo. Esto es de esperarse debido a la naturaleza del ambiente de depósito. Sin embargo no es

impedimento para que se pueda realizar una caracterización adecuada del área total del campo, la cual sirva como base para proceder con los trabajos de perforación. Sería recomendable que la adquisición sísmica se hiciera de forma sistemática para poder conocer la distribución de las propiedades petrofísicas dentro del área; con esto se podrán identificar mejor otras áreas de oportunidad donde se tengan rocas almacenadoras y así llevar a cabo una mejor planificación en el desarrollo del campo.

5.2 Análisis a pozos

A continuación se desarrolla el análisis de 4 pozos dentro del campo Aragón, los cuales presentan los valores más altos y bajos de producción inicial, así como los valores más altos y bajos de producción acumulada. El objetivo de esta sección es describir las condiciones geológicas, petrofísicas y del propio pozo, que resultaron en la buena o mala productividad y explicar el por qué ocurrió de esta manera.

El pozo Aragón C se perforó el 6 de septiembre de 1975 y se terminó el 3 de diciembre de 1975, con una profundidad de 1300 metros. Se dispararon los intervalos 985-1008 y 1015-1048 el 27 de septiembre de 1975, fracturándose el 21 de noviembre de 1975 con un fracturamiento aceite-arena y obteniéndose una producción inicial de 246 BPD de aceite con 52.9 MSCF de gas y una RGA de 38 m3/m3. Su factor de recuperación fue de 1.84% con una permeabilidad de 4.5 mD. El estado actual del pozo es abierto. Se considera pozo productor.

El pozo Aragón F inició su producción en octubre de 1975 obteniendo un gasto inicial efectivo de aceite de 2 BPD. Durante el periodo de 1975 a 2006, la producción acumulada de aceite es de 61.142 Mbbl.

El pozo Aragón G comenzó su producción en 1975 con una producción inicial de 316 bbl/d y un RGA= 30 M3/ M3. Con lo que respecta a su estado, se mantuvo productor con su propia energía hasta 1997. Actualmente este pozo se mantiene cerrado con una producción acumulada de aceite de 184.37 Mbbl. El último dato de la producción fue el 15 de julio de 2006.

El pozo Aragón L se perforó el 16 de enero de 1978 y se terminó el 4 de abril de 1978, con una profundidad de 1300 metros. Se dispararon los intervalos 954-982 y 1011-1038 el 3 de febrero de 1978, fracturándose el 20 de marzo de 1979 con un fracturamiento gelatina-arena y obteniéndose una producción inicial de 75.5 BPD de aceite con 116.5 MSCF de gas y una RGA de 275 m3/m3 con un 10% de agua. La producción acumulada de hasta 1996 es de 57.26 Mbbl de aceite con 43.111 MMcf. de gas. Su factor de recuperación es de 1.3% con una permeabilidad de 0.7 mD. El estado actual del pozo es cerrado (CNH-UNAM, 2010).

En la tabla 5.2 se presentan los datos más representativos de producción inicial de gas y aceite, así como de producción acumulada de gas y aceite para los pozos C, F, G y L.

Como puede observarse, el pozo con mayor producción acumulada no es el que comenzó con la mayor producción inicial, sin embargo, su gasto inicial es el segundo mejor en todo el campo debido a que está determinado por las condiciones de permeabilidad en las cercanías del pozo y dentro del radio de drene, así como de la presión inicial del yacimiento, mientras que el volumen de producción acumulada lo determina el volumen del yacimiento y del espacio poroso, y las condiciones petrofísicas que permitan el desplazamiento del fluido desde las fronteras del mismo, hasta el pozo.

Pozo	**Intervalo**	**Año**	**Qoi**	**Qoi**	**Qgi**	**Np**	**Gp**
Letra	m		m3/d	bbl/d	m3/d	Mbbl	MMPc
C	985-1048	1975	38	246	1500	497.63	304.57
F	1043-1045	1978		2	0	61.153	33.766
G	922-1000	1975	50	316	7600	184.13	104.236
L	954-1038	1979	12	76	3300	57.262	43.111

Tabla 5.2 Datos de producción para los dos mejores y dos peores pozos dentro del campo Aragón (PEMEX, 2010).

En la tabla 5.3 se presentan los valores de porosidad y permeabilidad de los 4 pozos antes y después de ser fracturados, en donde los pozos C y G que se toman en esta sección como pozos buenos, cuentan con los valores más altos de permeabilidad mayores a 3.7 mD. Los pozos F y L considerados como pozos malos, no sobrepasan los 2mD, inclusive después de ser fracturados.

Pozo	Φ prom	k prom	K prom 2	Piy
	Fracc.	mD	mD	Kg/cm2
C	0.072	0.079	4.5	82.21
F	0.15	-	1.5	74.87
G	0.075	0.092	3.7	82.25
L	0.102	0.293	0.7	92.38

Tabla 5.3 Datos de porosidad, permeabilidad y presión inicial del yacimiento para los dos mejores y dos peores pozos dentro del campo Aragón (PEMEX, 2010).

Los pozos con mejores condiciones de permeabilidad después de efectuarse el fracturamiento muestran mejores condiciones de productividad, que los que presentan valores bajos de permeabilidad después del mismo, particularmente el pozo C.

Aun cuando la presión del yacimiento es mayor para el caso del pozo L, el espesor menor de los estratos arenosos y la reducción de permeabilidad por intercalaciones de lutitas, afectan de manera directa su productividad.

En la figura 5.7 se presentan de manera comparativa los 4 registros geofísicos, mostrando en color amarillo los horizontes arenosos y en marrón los arcillosos. Los disparos se muestran como picos color naranja.

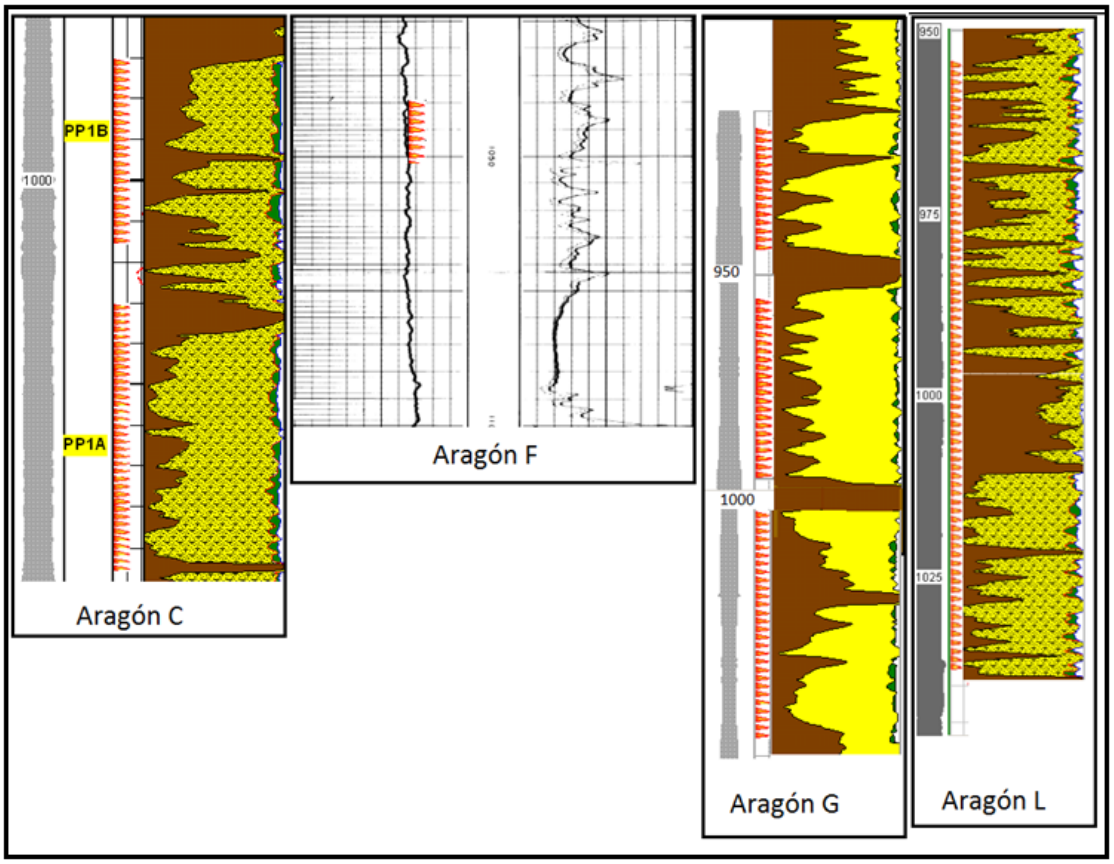


Figura 5.7 Respuesta de los registros de litología y saturación de hidrocarburos agrupada para los pozos C, F, G y L (PEMEX, 2010).

El pozo C tiene el mayor volumen de producción acumulada, con disparos efectuados en areniscas cuyo espesor varía entre los 5 y 30 m y las intercalaciones abundantes de lutitas son solo visibles en la parte superior.

El espesor total disparado es de aproximadamente 60 m.

Para el pozo F sólo se tienen disparados 10 m en una zona donde no existe ninguna variación de la litología pero que, sin embargo, se detectó la presencia de hidrocarburos. La baja densidad de disparos, así como la interpretación del tipo de roca poco porosa y permeable en donde se localizan los disparos explica el por qué solo se tuvieron 2bbl/d de producción inicial (PEMEX, 2010).

En el pozo Aragón G, que posee el valor máximo de producción inicial, se tienen más de 100 m disparados en horizontes de areniscas de entre 10 y 30 m de espesor, que están ligeramente intercalados por lutitas. Como se dijo anteriormente, el espesor de los estratos y la densidad de los disparos también juegan un papel importante en la producción de los yacimientos, lo cual explica el alto gasto inicial de este pozo.

El último pozo a la derecha de la imagen (Pozo Aragón L) fue disparado en una zona donde predominan las areniscas, como lo indica el registro de litología, las cuales están fuertemente intercaladas por estratos de lutitas. Los horizontes arcillosos no son gruesos, pero cortan a las areniscas al menos cada dos metros, lo cual disminuye en gran medida las condiciones favorables de permeabilidad, así como del volumen impregnado con hidrocarburos. Aún después del fracturamiento hidráulico, que le permitió comenzar con una producción inicial de 76 barriles, los horizontes disparados pronto comenzaron a declinar su producción y llevaron al pozo a tener el menor registro del campo en producción acumulada.

En la tabla 5.4 se muestran los valores de volumen original de aceite, radio de drene y daño a la formación, así como el valor del factor de recuperación en forma de porcentaje.

	Intervalo	**N (MMSTBO)**	***r (m)**	**S (Adim)**	**Fr (%)**
C	985-1048	21.9	645.9	0.1	1.84
F	1043-1045	7.41	345.35	0.7	0.78
G	922-1000	6.96	643.21	0.1	2.38
L	954-1038	4.4	204.33	1.39	1.3

Tabla 5.4 Datos de volumen original de aceite, radio de drene y daño a la formación para los dos mejores y dos peores pozos dentro del campo Aragón (PEMEX, 2010).

El pozo C, por los valores de volumen original de aceite y de radio de drene mayores a los demás pozos, explica el por qué tiene el mayor volumen de producción acumulada del campo, dando a

entender que se trata de un yacimiento de proporciones mayores a los que se explotan en otros pozos.

El pozo G muestra un radio de drene muy similar al primer pozo, aún cuando sus valores de permeabilidad no son tan buenos. Su producción acumulada es menor, lo cual puede deberse a que como lo indica el volumen original de aceite, el yacimiento es de menor tamaño, y el por qué tuvo un mayor gasto inicial con respecto al pozo C puede deberse a que el espesor de los horizontes disparados es 40 m mayor.

El volumen original para el pozo F, que comenzó con una producción inicial de 2bbl/d, es mayor inclusive que el del pozo G, pero la baja permeabilidad de la roca, así como el factor de daño cercano a 1, limitaron su productividad.

El pozo L tiene el menor volumen original de aceite, el menor radio de drene, factor de daño mayor a 1 y una permeabilidad de la roca menor a un milidacy. Si bien comenzó con un gasto inicial de 76 bbl/d debido a que el horizonte disparado supera los cien metros, los valores anteriores explican el por qué la productividad del pozo se vio afectada con el transcurrir del tiempo.

La figura 5.8 muestra los historiales de producción anual en miles de barriles para los pozos C, F, G y L, donde en los primeros tres casos se realizó la instalación del bombeo mecánico en 1997. El pozo Aragón L fue cerrado en 1996, al igual que los F y G en el 2006; los tres permanecen cerrados en estado de observación. El pozo C sigue activo, produciendo mediante bombeo mecánico (PEMEX, 2010).

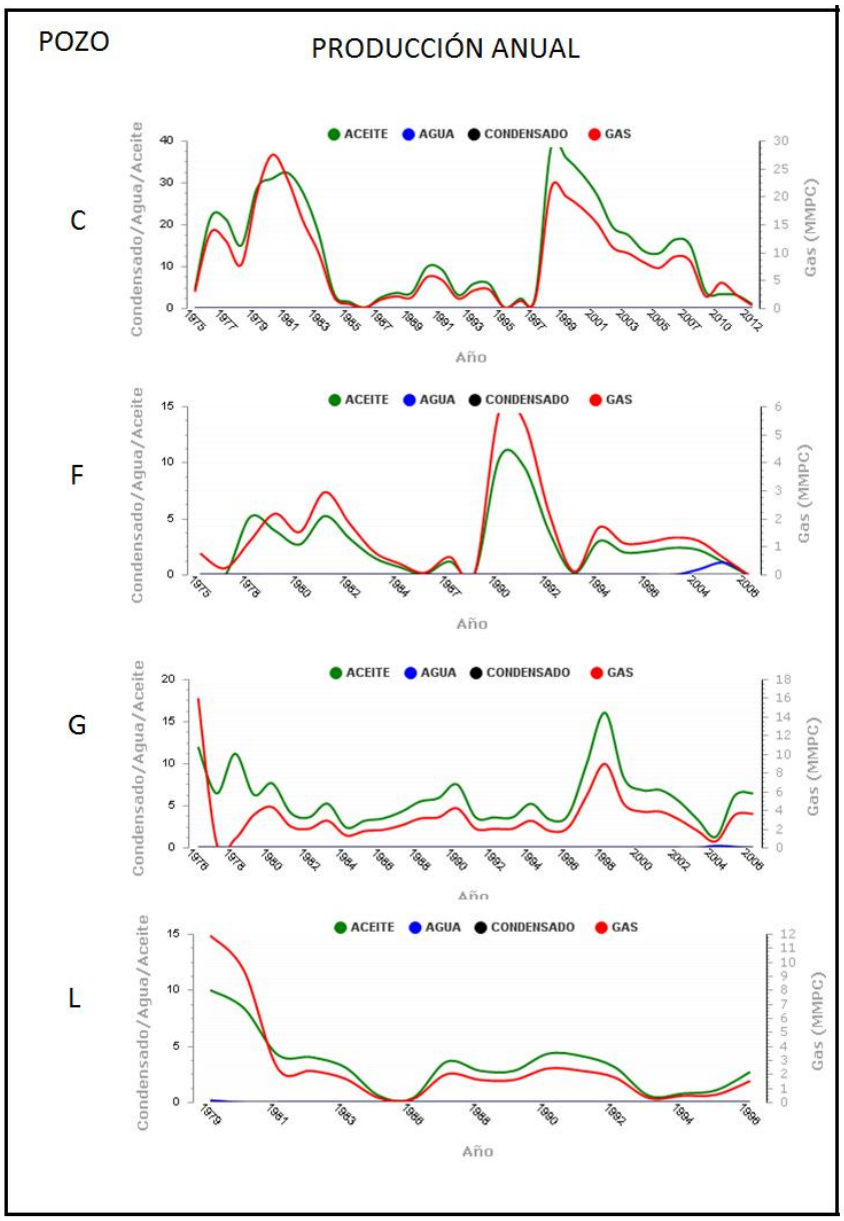


Figura 5.8 Historiales de producción anual en Mbbl de los pozos C, F, G y L (PEMEX, 2010).

Los cuatros pozos muestran un historial de producción que refleja las condiciones geológicas y petrofísicas descritas anteriormente, donde las condiciones como el volumen original de aceite y la permeabilidad afectan directamente la evolución de la productividad en cada uno. Por otro lado, todos marcan una tendencia de producción por energía natural del yacimiento, de

aproximadamente 10 años, tras los cuales debieron cerrarse y abrirse intermitentemente hasta la instalación del bombeo mecánico (PEMEX, 2010), pudiendo apreciar un restablecimiento de la producción cuyo tiempo efectivo depende de las condiciones del yacimiento.

Propuesta para el desarrollo del campo

El análisis previo realizado a los 4 pozos más representativos refleja que la permeabilidad inducida por el proceso de fracturamiento hidráulico, es la condición que más influye en el factor de recuperación de los pozos. Una mayor permeabilidad se transforma en un mayor radio de drene, que a su vez aumenta el factor de recuperación. De igual manera no importa qué tan buena sea la permeabilidad si el volumen original de aceite es muy pequeño en comparación a otros yacimientos cercanos, como sucedió en el pozo L.

La propuesta final para mejorar el desarrollo del campo, comienza con realizar un trabajo de sísmica exhaustivo, que cubra toda el área y se enfoque principalmente en la Megasecuencia Media. Una vez obtenidos los datos, se debe realizar una interpretación en donde se localicen las fallas más importantes, así como las zonas que muestren valores de buena porosidad y un buen espesor de los estratos arenosos. Lo primero, para evitar perforar pozos cerca de las fallas y lo segundo a fin de realizar las perforaciones en estas zonas, las cuales permitirán condiciones de extracción más eficiente.

La perforación y terminación de los pozos debe adecuarse a cada zona del campo, ya que cada una tiene características distintas. Éstas deben realizarse efectuando la perforación de pozos verticales con terminaciones múltiples en zonas donde se encuentren varios yacimientos pequeños, unos sobre otros. La perforación de pozos horizontales, también con terminaciones múltiples, debe ejecutarse siguiendo el echado de los yacimientos que tengan buen espesor, área, y por lo tanto, volumen. La terminación tanto en un caso como en otro debe realizarse lo más eficiente posible, ya que de ello dependerá la permeabilidad inducida que, como ya se comentó, es un factor determinante en la productividad de los pozos.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

- La Cuenca de Chicontepec se originó en el Paleoceno-Eoceno, de manera asociada a los levantamientos de la Sierra Madre Oriental y a la rotación de la plataforma de Tuxpan durante la Orogenia Laramide. Esta cuenca se ubica dentro de la Provincia Tampico-Misantla y cuenta con un área de 11 300 km^2 , aproximadamente.

- Dentro de la cuenca se tiene la presencia de 3 discordancias, cuyo origen se interpreta debido a diferentes eventos tectono-sedimentarios ocurridos durante el depósito de la columna estratigráfica, en los que existieron procesos de erosión y relleno con diferentes características.

- El proyecto AIATG es uno de los más importantes en la Región Norte de PEMEX, con reservas 1P de petróleo crudo equivalente por 743 (MMbpce) que representan el 47.2% de las reservas del país. Este proyecto puede contribuir significativamente a incrementar la producción de gas y aceite en México, si su explotación se realiza de manera adecuada.

- Dentro del campo Aragón se tienen tres Megasecuencias, cada una con características petrofísicas distintas. Son estas Megasecuencias (Inferior, Media y Superior) las que conforman el sistema petrolero. El aceite que se genero en las formaciones del Jurásico Superior (rocas generadoras), quedó entrampado en los estratos arenosos calcáreos después de migrar a través de fallas de origen tectónico, ocasionadas por los esfuerzos de cizalla.

- La Megasecuencia Inferior que cumple como roca sello dentro del sistema petrolero, tiene un espesor aproximado de 513 m y está formada por inter-estratificaciones cíclicas, lateralmente discontinuas y plegadas, compuestas litológicamente por cuerpos limo-arcillosos y areno-arcillosos.

La Megasecuencia Media que actúa como roca almacenadora, presenta un espesor máximo de 481 m, y se encuentra compuesta de cuerpos lenticulares areno-arcillosos y arcillo-arenosos, inter-estratificados e inter-digitados, con un alto contenido de calcita como cementante, lo que originó una importante disminución de la porosidad y permeabilidad. La continuidad horizontal es buena y los estratos arenosos gruesos pueden correlacionarse por varios kilómetros.

Los sedimentos de esta secuencia, donde se encuentran alojados los hidrocarburos, provienen de turbiditas, formados por litarenitas texturalmente inmaduras, compuestas por clastos calcáreos y feldespáticos formados en una matriz arcillo-arenosa. El espesor máximo de los cuerpos disparados es de 70 m, el mínimo de 5 m, con una media de 29 m.

La Megasecuencia Superior, presenta un espesor máximo de 521 m, está compuesta por estructuras monticulares y lenticulares debidas a deslizamientos, derrumbes y flujos canalizados, paralelos a la estratificación; lateralmente los estratos son discontinuos, plegados y fallados. Debido al alto contenido de sedimentos finos, la Megasecuencia Superior actúa como roca sello.

- Los sedimentos que se depositaron en el área que hoy ocupa el campo Aragón provinieron principalmente de la paleo-plataforma de Tuxpan al oriente, de flujos canalizados, derrumbes y deslizamientos de dirección noroeste-sureste del borde norte del paleo-cañón de Chicontepec y de sedimentos provenientes del Macizo de Tezuitlán al sur.

- La máxima producción inicial registrada para un solo pozo es de 316 BPD, con 3 horizontes productores entre los 920 y 1100 mdbmr que corresponden a areniscas de grano fino con intercalaciones de lutitas y cementadas por calcita.

- El máximo valor de producción acumulada para un solo pozo es de 497 Mbbl, con 2 horizontes productores entre los 950 y 1050 mdbmr que corresponden a areniscas de grano fino con intercalaciones de lutitas y cementadas por calcita.

- Los horizontes almacenadores se encuentran cementados con carbonato de calcio y están inter-estratificados por capas laminares arcillo-arenosas que también se encuentran

cementadas, restándole valor a la porosidad efectiva de la roca almacenadora y limitando la permeabilidad.

- En el Campo Aragón se tienen dos fases de deformación, la primera se refiere a los pliegues que afectan a la secuencia Mesozoica formando anticlinales en dirección NW-SE, debido a los esfuerzos tectónicos que propiciaron la formación de la Sierra Madre Oriental. La segunda corresponde a fallas laterales que afectan a toda la columna estratigráfica, debido a que la plataforma de Tuxpan no cedía ante los esfuerzos tectónicos y el empuje provocado por el nacimiento de la SMO, lo cual provocó que la roca que se encontraba entre estas dos estructuras geológicas cediera ante las fuerzas de cizalla y se fallara.

- Las trampas en el campo son de tipo estratigráfico y mixto, las más importantes corresponden con cuerpos almacenadores de geometría lenticular compuestos por arenas calcáreas con estratificación de horizontes areno- arcillosos de forma tabular discontinua.

- Los pozos perforados sobre o cerca de una falla son pozos de baja productividad, estas zonas corresponden a rutas de migración donde los hidrocarburos han migrado hacia zonas de menor presión convirtiéndose en manifestaciones superficiales.

- Se debe realizar una interpretación exhaustiva del trabajo de sísmica ya existente, en donde se localicen las zonas que muestren valores de buena porosidad y un buen espesor de los estratos arenosos principalmente dentro de la Megasecuencia Media

Recomendaciones

- Antes de continuar con el proceso de perforación y terminación de pozos, se debe desentrañar la naturaleza heterogénea del yacimiento, localizando y evaluando mediante sísmica las zonas donde los estratos son de buen espesor y contienen sedimentos gruesos que propician una mayor porosidad efectiva. Es recomendable que este trabajo se realice para toda el área del campo, cuidando que la resolución sea lo más fina posible, tanto vertical como horizontalmente, con el fin de no dejar pasar zonas que contengan condiciones favorables para la extracción de hidrocarburos.

- Los datos sísmicos permiten realizar una mejor caracterización del Campo basándose en la interpretación de las anomalías sísmicas de amplitud, las cuales permiten visualizar las zonas con donde se tiene un espesor de los estratos y un mayor tamaño de grano, mostrando las zonas atractivas desde el punto de vista petrolero.

- La roca almacenadora presenta baja permeabilidad por lo que es necesario realizar un fracturamiento hidráulico para inducir el pozo, por lo que es recomendable realizar una prueba de presión pre-fracturamiento para calcular la permeabilidad del yacimiento y una prueba de presión post-fracturamiento para evaluar el éxito de la operación.

- La presencia de calcita que ha precipitado en forma de cementante y que no se contempla en el análisis petrofísico, debe ser tomada en cuenta en un futuro debido ya que al presentarse de forma intergranular, reduce el valor de la porosidad efectiva y por lo tanto el volumen de reservas.

- Es necesario tener la localización de las fallas laterales correctamente mapeadas, debido a que una perforación cerca o sobre una de ellas resultará en un pozo de baja productividad o completamente incosteable.

- Cuando se perforen nuevos pozos se recomienda correr el registro de espectroscopía de rayos gamma restando la medición por uranio, debido a que un menor volumen de arcilla total modifica el volumen de reservas dentro del campo obteniéndose valores más certeros, lo que permite realizar análisis económicos más precisos.

- El diseño y localización de los pozos deberá corresponder con la extensión y geometría de los yacimientos, buscando que cada pozo se adapte a las características geológicas y petrofísicas de cada zona dentro del campo, esto con el fin de extraer un mayor volumen de hidrocarburos con un menor número de pozos perforados.

- El éxito o fracaso del fracturamiento hidráulico repercute directamente en la producción inicial de los pozos, en el radio de drene y en el factor de recuperación. La planeación, ejecución y resultado de este proceso deben ser prioridad en el desarrollo del campo.

BIBLIOGRAFÍA

*Alemán López, Alberto**. Migración y acumulación de hidrocarburos en los sedimentos terciarios del Chicontepec, zona Poza Rica, Veracruz. Tesis Licenciatura** (Ingeniero Geólogo)-UNAM, Facultad de Ingeniería, 1980.*

*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.*

*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.***

*CNH-UNAM, "**Apoyo Técnico Especializado para el Modelo Geológico, Estructural, Sedimentario y de Yacimientos de los Campos del Paleocanal de Chicontepec Denominados: Furbero, Coyotes, Humapa, Miquetla, Aragón, Palo Blanco, así como de la Actualización de los Modelos en Función de la Nueva Información Respecto a los Campos Tajín y Agua Fría", 2012.*

*Cantú Chapa, Abelardo. **El Golfo de México y su Importancia Petrolera**. IPN, 2006.*

*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.*

Hernández Martínez, Igor. **Caracterización Inicial Petrofísica del Pozo Exploratorio Kosni – 1.** Tesis de Licenciatura. México UNAM, 2005

López Aguirre Daniel, 2008. ***Origen, evolución e importancia económica petrolera de la Cuenca de Chicontepec****: Tesis Licenciatura (Ingeniero Geólogo). México UNAM.*

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

Mutti Emiliano. ***An Introduction to the Analysis of Ancient Turbidites Basins From an Outcrop Perpective*** *AAPG, 1999.*

Mutti, E., Ricci Lucci, F., 1972. **"Le torbiditi dell" Apennine settentrionale: introduzione all" analisi di facies".** Memorie Societa Geologica Italizna, Vol. 11, pp. 161-199 (translated into English by T. H. Nilsen, 1978. International Geology review, Vol. 20, No. 2, pp. 125-166.

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

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., ***Paleoambientes sedimentarios en facies turbidíticas en la Cuenca de Chicontepec, centro-oriente de México***, Programa de Posgrado en Ciencias de la Tierra, UNAM, 2009

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

*PEMEX Exploración y Producción Region Norte****, Expedientes de pozo, Campo Aragón****. Activo Aceite Terciario del Golfo, 2010.*

Pérez del Angel, Ándres. ***Utilizacion del bombeo mecanico como alternativa para la explotacion del area de Chicontepec****. Tesis Licenciatura (Ingeniero Petrolero)-UNAM, Facultad de Ingenieria, 1987.*

Vázquez Morín Ángel, 2008. ***Evaluación petrolera y métodos de explotación en la Cuenca de Chicontepec****: Tesis Licenciatura (Ingeniero Petrolero). México UNAM.*

Vásquez H. Andrés R. **"Introducción a la Geomecánica Petrolera"** V.V.A. Consultores. 2003.