



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**CARACTERIZACIÓN GEOLÓGICA DE LAS ROCAS
GENERADORAS Y ALMACENADORAS DEL CAMPO
ARENQUE, UBICADO EN LA ZONA MARINA NORTE
DE LA CUENCA TAMPICO-MISANTLA**

T E S I S

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERA GEÓLOGA**

P R E S E N T A:

JESSICA ESMERALDA RODRÍGUEZ DÁVILA



**DIRECTOR DE TESIS:
M. EN C. NOÉ SANTILLÁN PIÑA
MÁEXICO, D. F. 2015**

Agradecimientos

Yo no me he formado a partir de cosas que tienen que ver sólo conmigo misma. Al igual que una flor no elige su color no somos responsables de aquello en lo que nos convertimos (Stoker, 2013).

Gracias a mis padres: Imelda y Enrique, no encuentro palabras suficientes para expresarles todo mi agradecimiento. Son los cimientos de la persona que hoy soy.

Gracias Karla, Carlos, Jorge, Karina y Octavio mis hermanos de sangre, del alma y de todo, por los desvelos de diversión, por las vivencias increíbles, las locuras, las peleas, pláticas, lágrimas, enojos... Mis hermanos mayores Actuario Karla e Ingeniero Carlos: todo un ejemplo para mí (casi insuperable), mis hermanos menores espero ser un buen ejemplo (jajajaja), gracias por enseñarme la alegría de vivir. Los quiero y admiro.

Gracias Gloria, mi abue: por tus consejos y ánimos. Para mí eres un ejemplo de lucha, dedicación, disciplina, superación, entusiasmo, alegría y amor.

Iván gracias por prestarme tu computadora para escribir esto... además de tu tiempo y cariño. Por escucharme y apoyarme incondicionalmente durante toda la vida (a partir de que te conocí) todo el tiempo, con/sin y/o: lluvia, sol, nubes, viento, truenos, relámpagos, sabinosaurio, anomalocaris, erupciones, fallas, terremotos y otros. Te quiero, te has convertido en parte fundamental de algo llamado vida de Jessica.

Gracias estimado Director de Tesis y maestro: M. en C. Noé Santillán Piña por sus enseñanzas y paciencia.

Gracias mis amigas y amigos: Margarita y Tania por compartir conmigo momentos de alegría sin igual; Coco sin ti mi recuerdo de Poza Rica perdería el encanto, gracias por abrimé las puertas de tu casa; Hatzy y Angy por sus consejos y pláticas tan divertidas, muchas veces convirtieron días tristes en alegres; Yoalli por amenizar las tardes en "el 400" (el cielo) y por compartir mi desesperación durante la etapa de titulación; Carlos: amistad casi a primera vista, el primero con el que hablé en la carrera, qué te puedo decir: arrieros somos y en el camino andamos, un abrazo; Omar eres de esos amigos que se presumen, todo un ejemplo de disciplina, gracias por acompañarme en la materia más tortuosa (hasta el momento): ecuaciones diferenciales; Toño (Dioni), Cheko, René, por todos los momentos divertidos; Enrique un amigo de 24 por 7 los 365 días del año, gracias por escucharme, aconsejarme, discutirme, leerme, gracias por ser mi amigo.

Gracias también:

Al Ing. Oscar Gutiérrez Márquez y al Ing. Ricardo Caraveo Miranda por toda la ayuda recibida durante la estancia en PEMEX, sin ella esta tesis no hubiera sido posible.

Al Doctor Rafael Huizar, sino lo hubiera conocido, no conocería la Geología.

A mis maestros por su tiempo, todas las enseñanzas y experiencias transmitidas.

A la Universidad Nacional Autónoma de México; ¡cómo no te voy a querer!

Jessica Esmeralda Rodríguez Dávila

Índice

Resumen	5
Abstract	6
Capítulo 1: Generalidades	8
1.1 Introducción	9
1.2 Objetivos	11
1.3 Metodología	12
1.4 Localización del área de estudio	13
1.5 Estudios previos	15
Capítulo 2: Geología Regional del Área Arenque	18
2.1 Marco tectónico regional	19
2.2 Geología estructural del Bloque Arenque	22
2.3 Estratigrafía	31
2.4 Ambientes de depósito y Facies sedimentarias	42
Capítulo 3: Sistema Petrolero	49
3.1 Sistema petrolero Tithoniano-Kimmeridgiano	50
3.2 Roca generadora	51
3.2.1 Formación Pimienta (Jurásico Superior)	51
3.3 Roca almacenadora	53
3.3.1 Formación San Andrés (Kimmeridgiano).....	54
3.3.2 Formación Tamaulipas Inferior (Cretácico Inferior)	55
3.4 Roca sello.....	55
3.5 Trampa	56
3.6 Migración y sincronía	57
3.7 Play San Andrés	60
3.8 Play Cretácico Tamaulipas Inferior.....	61
Capítulo 4: Análisis de la Roca Generadora y Almacenadora	63
4.1 Roca generadora	64
4.2 Roca almacenadora	70
4.2.1 Petrografía y diagénesis	77
4.3 Arenque: Campo maduro en desarrollo.	86

Conclusiones	90
Bibliografía.....	94

Resumen

El Campo Arenque pertenece geológicamente a la Cuenca Tampico-Misantla; fue descubierto en 1967 e inició su explotación hasta 1970; se encuentra a 30 kilómetros al este de Tampico y cuenta con una superficie de 40 Km².

Su formación se asocia a la apertura del Golfo de México. A través del tiempo geológico las diferentes etapas de este proceso, provocaron el depósito de sedimentos en diferentes ambientes; el tiempo más relevante, en el caso de las rocas generadoras del Campo Arenque es el Kimmeridgiano. La sedimentación durante este periodo, en forma general, se realizó bajo condiciones transgresivas originando plataformas someras en las que prevalecieron ambientes de alta energía en las márgenes y de baja energía en la plataforma interna, por lo que las facies oolíticas corresponden a depósitos de margen de plataforma y la facies de peletoides y bioclastos a la parte interna de éstas. Estos depósitos se desarrollaron sobre un basamento de tipo granítico, que fue afectado por fallas normales, las que se reactivaron a través del tiempo geológico, originando levantamientos que produjeron discordancias y en algunos casos inversión tectónica, afectando a la columna mesozoica del Campo Arenque.

La roca generadora del Campo Arenque pertenece a la Formación Pimienta, la cual está compuesta de calizas con pedernal y lutita de color negro, clasificada como un *mudstone* calcáreo-arcilloso. También funciona como roca sello.

La roca almacenadora, se compone de dos formaciones: Tamaulipas Inferior y San Andrés.

La Formación Tamaulipas Inferior se clasifica como *mudstone-wackestone* de microfósiles (*nannoconus* y *tintínidos*), de color gris a crema, con nódulos de pedernal, con delgadas intercalaciones de bentonita gris verdosa, presenta fracturas, en ocasiones se encuentra dolomitizado.

La Formación San Andrés está representada, litológicamente, por un cuerpo de *grainstone* oolítico que contiene desarrollos menores de fragmentos biógenos, con restos de corales, varía lateralmente a facies de plataforma externa y plataforma interna, cambia de *packstone-grainstone* de oolitas y peletoides, a *wackstone-packstone* de peletoides y oolitas con intercalaciones densas a ligeramente arenosas con fragmentos de cuarzo, respectivamente. Los principales proceso diagenéticos en esta formación son: disolución, dolomitización, presión-solución, silicificación, cementación calcárea, micritización y compactación.

El Campo Arenque está considerado como un campo maduro con mucho potencial, por lo que se tiene programada la perforación de nuevos pozos y la adquisición de dos nuevas plataformas. Para llevar a cabo un desarrollo óptimo del campo, es indispensable la caracterización geológica de las rocas almacenadora y generadora, objetivo del presente trabajo.

Abstract

The Arenque Field belongs geologically to the Tampico-Misanta Basin; it was discovered in 1967 and started it's production until 1970; located 30 kilometers eastward of Tampico and has an area of 40 Km².

It is formation is due to the opening of Mexican Gulf. The different stages, of this process, cause the deposit of sediments from different environments through geological ages; the most relevant time, in the case of Arenque Field is during the Kimmerigian time. The sedimentation during this time, in general, was performed under transgressive conditions causing shallow shelves, prevailing high-energy environments in the margins and low energy in to the inner shelf, so the oolitic facies correspond to deposits of platform and the peletoides and bioclast facies to the inside of these structures. This was developed on a

basement of granitic type, which was affected by normal faults, which were reactivated through geologic time, causing uprisings that caused unconformities and in some cases sequence reversals affecting the mesozoic column of Arenque Field.

The source rock of Arenque Field is part of the Pimienta Formation, which consists of cherty limestone and black shale, it is a mudstone calcareous-clay. It also functions as seal rock.

The reservoir rock consists of two formations: Tamaulipas Inferior and San Andrés.

The Tamaulipas Inferior Formation is classified as mudstone - wackestone microfossils (nannoconus and tintinnids), gray to cream, with flint nodules with thin interbedded greenish gray bentonite, presents fractures, sometimes it is dolomitized.

The San Andrés Formation is represented by oolitic grainstone developments under biogenic fragments, with remains of coral, facies varies laterally to outer shelf and inner shelf, in which change to packstone - grainstone oolites and peletoides and wackestone - packstone pellets and oolites to slightly sandy intercalations with fragments of quartz, respectively. The main diagenetic processes in this formation are: dissolution, dolomitization, stilolites, silicification, calcareous cementation, compaction and micritization.

The Arenque Field is a mature field, has great oil potential, this field is scheduled for drilling new wells and the acquisition of two new platforms. For that reason this task is essential for the geological characterization of the rocks reservoir and source, to achieve the objective of this work.

Capítulo 1: Generalidades

1.1 Introducción

El petróleo es un recurso no renovable y la fuente de energía más utilizada en nuestro planeta; en México, cerca del 88% de la energía primaria que se consume proviene del petróleo, el cual es la principal fuente de insumos para generar energía eléctrica, permitiendo la producción de combustibles para los sectores de transporte e industrial (INEGI, 2014).

México ha sido objeto de estudios y actividades exploratorias destinados a descubrir yacimientos de hidrocarburos desde fines del siglo XIX, en la década de 1920 se posicionó como uno de los principales productores mundiales (WEC, 2009); actualmente cuenta con reservas probadas de crudo por 12,352 millones de barriles, por ello, ocupa el lugar 14 en el mundo (INEGI, 2014).

Petróleos Mexicanos (PEMEX) es en México, la Empresa Productora del Estado que se encarga de la explotación de petróleo y gas en el territorio nacional (INEGI, 2014). En los últimos 70 años PEMEX ha explorado el territorio mexicano y definido las principales provincias geológicas con potencial petrolífero, habiendo establecido producción comercial de hidrocarburos en seis de ellas: Cuenca de Sabinas-Península de Tamaulipas, Cuenca de Burgos, Cuenca Tampico-Misantla, Cuenca de Veracruz (incluye el frente tectónico de calizas plegadas y sepultadas por sedimentos cenozoicos), Cuencas del Sureste y Cuenca del Golfo de México Profundo (Figura 1.1.1) (WEC, 2009). Al 2006, sus ventas equivalían al 10% del Producto Interno Bruto (PIB) (INEGI, 2014).

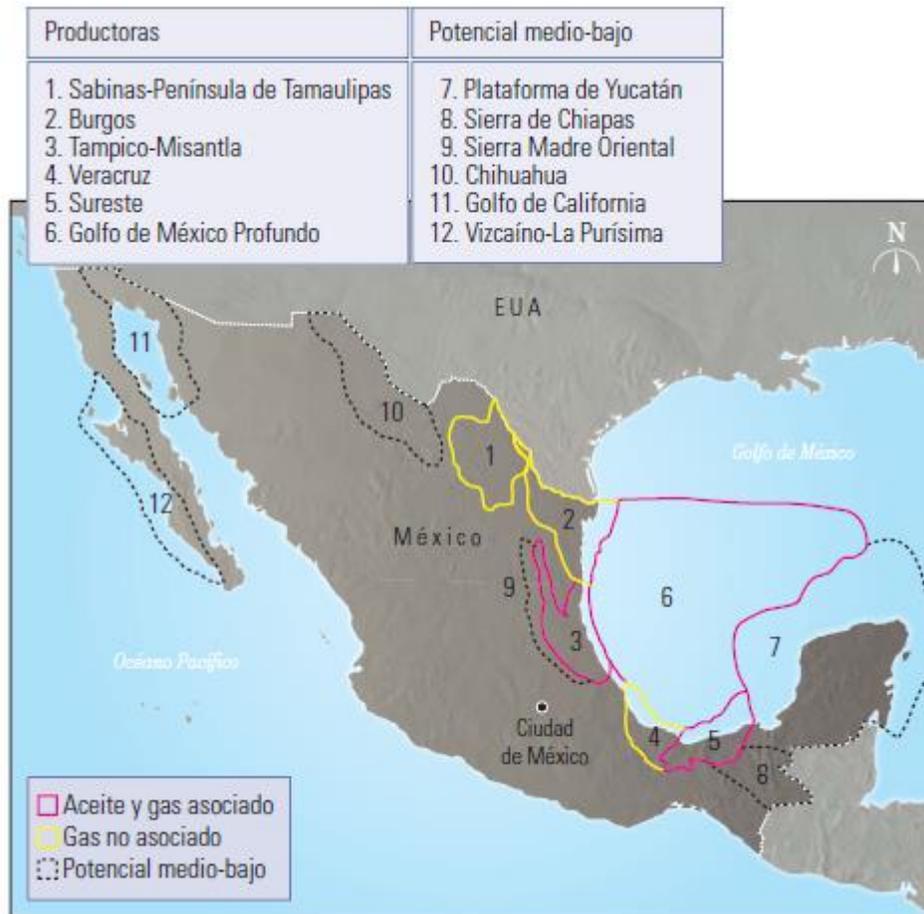


Figura 1.1.1 Provincias Petroleras de México (WEC 2009)

Según Usman Ahmed (2004), gerente temático de campos marginales y de yacimientos carbonatados de Schlumberger, alrededor de un 70% del petróleo producido en la actualidad proviene de campos con más de 30 años, es decir, de campos maduros, como es el caso del Campo Arenque (Oilfield Review, 2004).

En 1967, al norte de los yacimientos de la Faja de Oro Marina, se descubre el campo Arenque productor de aceite ligero en rocas carbonatadas del “*play*” Jurásico Superior San Andrés perteneciente al Kimmeridgiano. La producción máxima de este campo ha sido de 27 MBL/D entre los años 1970-1980 (PEMEX, 2012-A).

El 20 de mayo de 1966 se inicia la perforación en el Campo Arenque con el pozo exploratorio Ar-A, este produjo aceite de la Formación Tamaulipas Inferior. Fue taponado después de haber probado los cuerpos “A” y “B” de dicha formación (PEMEX, 1971).

El pozo Ar-B inició su perforación el 19 de agosto de 1967 y se terminó oficialmente, declarado productor, el 10 de septiembre de 1968. Con este se probó una caliza de tipo arrecifal del Jurásico Superior. El pozo Ar-C inició su perforación el 20 de septiembre de 1968, se encuentra en la misma estructura, que el pozo Ar-B, pero en distinto alto estructural; se terminó oficialmente el 7 de julio de 1969 como improductivo con agua salada, y probó una caliza oolítica del Jurásico Superior (PEMEX, 1971).

El desarrollo del campo inició en el año de 1970 con la instalación de las plataformas marinas de Arenque “A” y “B”, posteriormente en 1974 se instaló la plataforma “C”.

El Campo Arenque tiene un total de 44 pozos perforados, de los cuales 21 se encuentran operando. La densidad promedio del aceite es de 24° API (PEMEX, 2002-A).

La caracterización geológica de las rocas generadoras y almacenadoras del Campo Arenque provee información valiosa, con la cual es posible apoyar los planes de operación y optimización de su explotación, e incrementar sus reservas y/o su producción; esta consiste en analizar y/o describir, las propiedades y características que controlan la capacidad de producción y almacenamiento de las rocas (IMP, 2014).

1.2 Objetivos

Para el Campo Arenque se plantea:

- Determinar la importancia económica de los depósitos del Jurásico Superior (Kimmeridgiano).

- Caracterizar geológicamente las rocas generadoras (Formación Pimienta) del Sistema Petrolero.
- Evaluar la calidad de las rocas almacenadoras (Formación San Andrés) del Sistema Petrolero.

1.3 Metodología

La tarea inicial que se llevó a cabo fue el recopilado de información, para conceptualizar el Campo Arenque. Las actividades que complementaron la realización de este trabajo, se desarrollaron durante una estancia profesional en el Activo Tampico-Misantla, las cuales tienen el siguiente orden:

- Investigación acerca de la evolución tectónica regional, así como de los principales eventos geológicos que contribuyeron a la formación del Campo.
- Descripción de la evolución estructural, y sus implicaciones.
- Análisis de la estratigrafía: descripción de la columna regional y local.
- Análisis y descripción de ambientes de depósito.
- Descripción de facies.
- Descripción y análisis de la roca generadora.
- Análisis de la roca almacenadora.
- Descripción de fotografías de núcleos y láminas delgadas: litología y características macroscópicas.
- Caracterización de las principales fases diagenéticas: explicación de eventos diagenéticos.

En la Figura 1.3.1 se resumen los pasos que se llevaron a cabo para esta investigación.

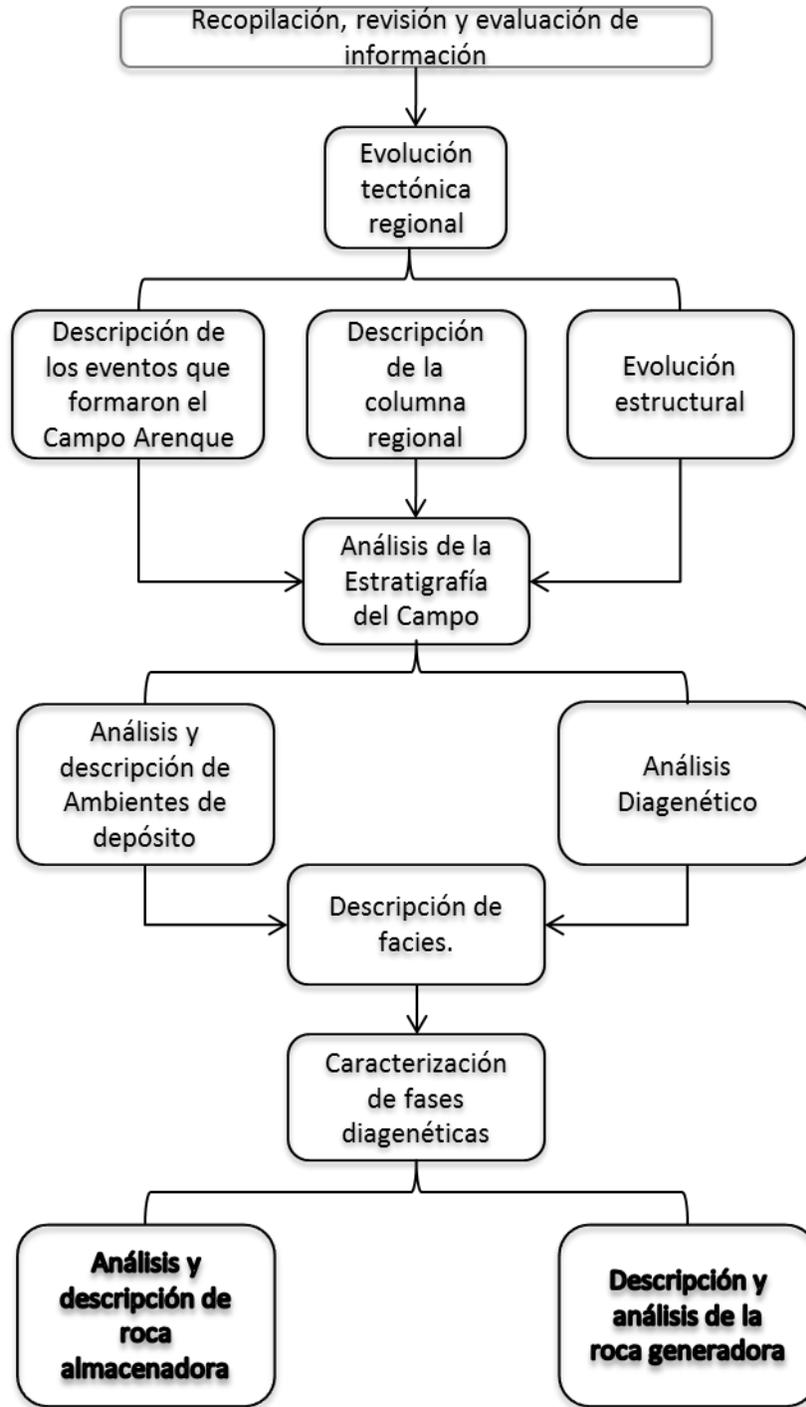


Figura 1.3.1 Diagrama de flujo de la caracterización de rocas almacenadoras y generadoras del Campo Arenque.

1.4 Localización del área de estudio

El bloque Arenque, al cual pertenece el Campo Arenque, se ubica en la plataforma continental en aguas territoriales a 30 Km de la ciudad de Tampico, Tamaulipas, cubre una

superficie aproximada de 2,035 Km² conteniendo los campos: Arenque, Lobina, Jurel, Merluza y Náyade. Geológicamente se localiza en la porción norte (zona marina) de la cuenca Tampico-Misantla. En él se han perforado 51 pozos, de los cuales 17 están en operación, 13 son pozos cerrados y 21 son taponados. Actualmente se producen 5,600 BPD de aceite, 2,500 BPD de agua y 22.8 MMPCD de gas. El crudo que se produce en estos campos es de tipo pesado a ligero, con densidad que varía de 19 a 32° API (Contratos PEMEX, 2012).

El Campo Arenque, el cual se ubica a 31 Km al oriente de Tampico, Tamaulipas, cuenta con una superficie de 40 km² (Figura 1.4.1), (PEMEX, 2002-A). Forma parte de un lineamiento estructural cuyo eje principal es de aproximadamente 50 km de largo por 10 km de ancho, orientado norte-sur, afectado por fallas normales, con saltos estructurales menores de 100 m y que independizan estas estructuras entre sí (PEMEX, 1971).



Figura. 1.4.1 Mapa de localización del Campo Arenque (Modificada de PEMEX 2003-A).

1.5 Estudios previos

Los principales estudios han sido realizados por PEMEX, sin embargo también existen artículos y tesis que aportan información relevante acerca del Campo Arenque; estos se enuncian a continuación.

Horbury, *et al.* 1996, publican un artículo en la revista de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, en el cual definen la diagénesis y evolución de la porosidad en el Campo Arenque por medio de análisis de catodoluminiscencia, inclusiones fluidas y petrografía; la base de datos utilizada está conformada por 34 pozos de producción y 5 de exploración, 1,028 m de núcleo, de los cuales se estudiaron 63 muestras estándar, 77 secciones pulidas y 16 secciones delgadas doblemente pulidas.

PEMEX (1971) realizó un estudio preliminar del yacimiento Jurásico-Arenque (Campo Arenque), en el cual se presenta en forma breve y generalizada, las características de la formación productora, obtenidas de determinaciones y observaciones en los pozos perforados hasta 1971; el estudio muestra el comportamiento del yacimiento y predice, para esa época, la recuperación del yacimiento; también presenta características del yacimiento y sus fluidos, basados en los resultados del análisis PVT.

A. Sánchez-Trejo (1983) en su trabajo “Estudio Geológico Petrolero de las Formaciones Mesozoicas del Campo Arenque”, realiza una evaluación preliminar de la formación productora del Campo Arenque, además del estudio geológico, interpretaciones estructurales, estratigráficas y paleogeográficas, con los cuales definió las formaciones y unidades estratigráficas presentes en el área. Determinó tipo de trampa, límites de yacimientos, relieve estructural, litología, porosidad, contacto agua-hidrocarburos, así como la variación general de las facies.

Por su parte A. B. Pérez-Rodríguez (1991) determina la estratigrafía formal del Jurásico Superior del campo, en su trabajo “Análisis e interpretación de datos geológicos del subsuelo en la industria petrolera: un caso práctico aplicado al Campo Arenque”.

El informe final del estudio de PEMEX (1999), sobre la plataforma del Golfo de México, frente a la costa de los estados de Tamaulipas y Veracruz, integra 52 líneas sísmicas, dos de las cuales atraviesan Campo Arenque, permitiendo caracterizar e identificar con precisión los *plays* Jsa y Kti con datos de pozo y sísmica 2D.

PEMEX (2003) realiza el estudio de prospectos Arenque Sur, en el cual se actualiza el modelo geológico del Campo Arenque; para ello se utiliza el cubo sísmico Sardina reprocesado por el IMP.

También en 2003 como parte del Proyecto Integral Arenque, se realiza la geoquímica del área Arenque-Lobina, donde se muestra la correlación geoquímica de 24 pozos muestreados (de los cuales 22 pertenecen al Campo Arenque); con estos se determinan los grados API que presenta el Campo, el tipo de hidrocarburos presentes, el contenido de azufre, pruebas que muestran la madurez de la roca generadora, el tipo de materia orgánica y facies litológicas por bio-marcadores, así como los componentes de los aceites del Campo Arenque y pozos Lobina.

PEMEX (2008), elaboró mapas de riesgo de los elementos del sistema petrolero y de los procesos del sistema petrolero para así integrar mapas compuestos de los *Plays*. Se construyó una base de datos geológica-geofísica-producción en una zona que abarca la localización del Campo Arenque.

PEMEX (2010) actualizó los elementos del sistema petrolero pertenecientes al *Play* Jurásico San Andrés. En éste trabajo se elaboró una base de datos geológicos, geofísicos y de producción; se mapearon unidades formacionales en tiempo y se elaboraron mapas

estructurales en tiempo y profundidad e isopacas de las formaciones; también se elaboraron secciones estructurales, estratigráficas con modelos geológicos y mapas de facies para el *play*.

PEMEX (2011), proporciona información geológica de pozos perforados en Tierra como análogos hacia las áreas prospectivas a evaluar en el Golfo de México; extrapola la génesis y características del modelo geológico en áreas con producción establecida hacia las de evaluación potencial, buscando las condiciones óptimas en donde los elementos del sistema petrolero se preservaron; actualiza e integra los modelos sedimentarios de estudios previos; se evalúa el potencial petrolero en los *Plays* Jurásico y Cretácico productores en tierra en diversos campos, entre ellos el Campo Arenque, como productor de aceite ligero y gas en calizas oolíticas de alta energía y carbonatos fracturados de plataforma.

PEMEX (2012-A), analiza los *plays* en rocas del Mesozoico y Paleógeno, que tengan un sistema petrolero efectivo, para incrementar las reservas de hidrocarburos principalmente de aceite ligero.

Los estudios realizados por PEMEX no se enfocan solamente al Campo Arenque, sino a las áreas determinadas por los proyectos vecinos, por lo que los estudios antes mencionados abarcan áreas en las cuales se incluye el Campo Arenque.

Capítulo 2: Geología Regional del Área Arenque

2.1 Marco tectónico regional

El Campo Arenque, como ya se mencionó antes, pertenece geológicamente a la Cuenca Tampico-Misantla, así que para visualizar y entender los diferentes eventos y procesos de la evolución geológica de este campo, debemos de hablar acerca de la evolución geológica de la Cuenca Tampico-Misantla, asociada a la evolución del Golfo de México.

La evolución tectónica y estratigráfica de la Cuenca del Golfo de México acontecida entre el período Jurásico Medio y el Cretácico Tardío fue el resultado de los cambios de un margen pasivo divergente y los efectos de la Orogenia Laramide, así como por la superposición de cuatro ciclos de segundo orden del nivel del mar y que en conjunto definen un gran ciclo de primer orden (de Pindell en PEMEX, 2011).

Tampico-Misantla

La Cuenca Tampico-Misantla es una cuenca extensional formada encima de la zona de “*rifting*” noroccidental del Golfo de México donde los bloques de corteza, se desplazaron hacia el sur-este encima de fallas de bajo ángulo.

La cuenca Tampico Misantla conformó un embahiamiento en la margen occidental de la Mega Cuenca del Golfo de México, desde el Triásico hasta el Reciente, entre el Arco de Tamaulipas, al norte, y el Macizo de Santa Ana, al sur. A fines del Cretácico y principios del Paleógeno esta cuenca quedó delimitada en su porción occidental con la formación de la Sierra Madre Oriental. Actualmente es una cuenca de margen pasivo que evolucionó desde un estado de “*rift*” continental en el Triásico-Jurásico, a una cuenca de margen pasivo en el Jurásico Superior-Cretácico y a una cuenca de antefosa en el Paleógeno Inferior (Figura 2.1.1) (PEMEX, 2010).

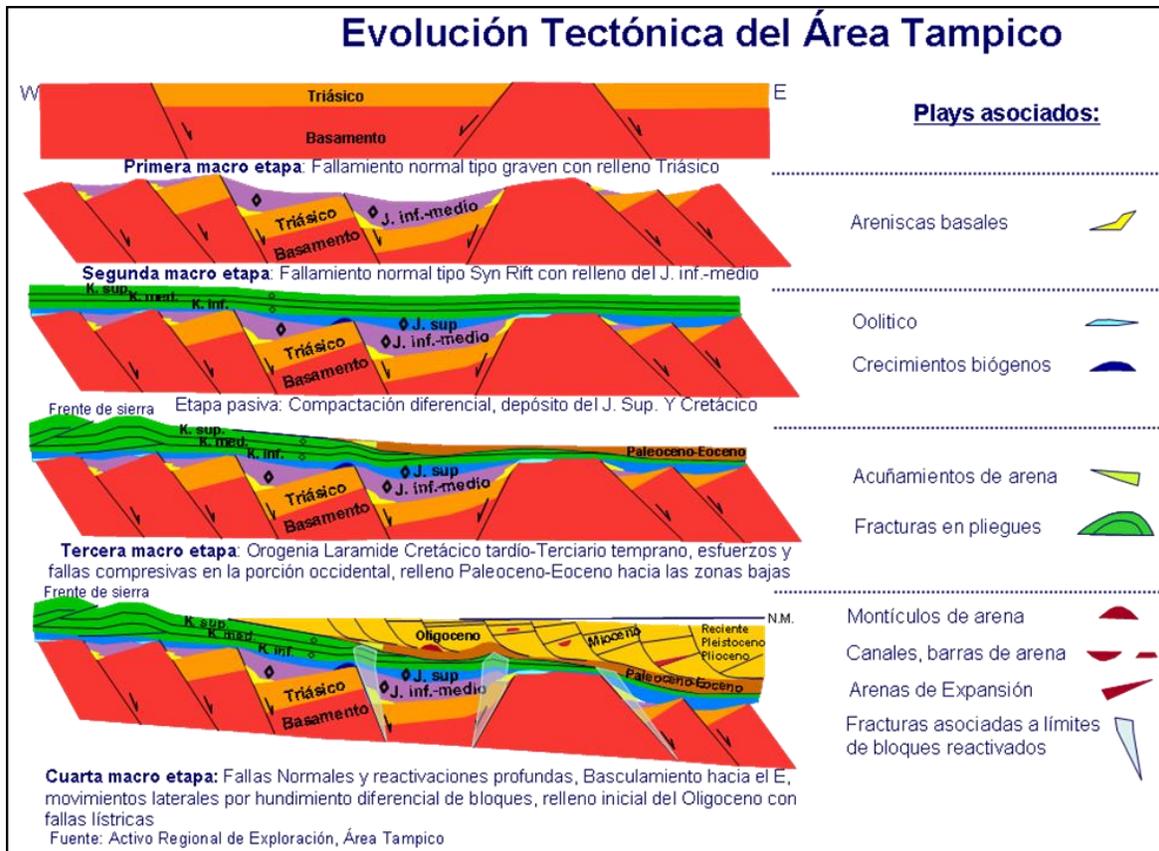


Figura 2.1.1 Diagramas esquemáticos que muestran la evolución tectónica de la cuenca Tampico-Misantla (PEMEX, 2010).

La primera etapa de tipo “syn-rift” está representada por la Formación Huizachal y se asocia al evento Triásico de separación de la Pangea, caracterizada por fallamiento normal del basamento ígneo-metamórfico, lo cual originó una serie de cuencas y pilares; los sedimentos continentales de relleno de los grabens pertenecen a la Formación Huizachal (Figura 2.1.1), (PEMEX, 2010).

La segunda etapa continúa con el fallamiento normal tipo “syn-rift” con lo cual se originan nuevas fallas, y algunas fallas preexistentes se reactivan. Durante este tiempo se depositan las formaciones del Jurásico Inferior y Medio (por ejemplo Formación Huayacocotla, Cahuasas y Tepexic), (Figura 2.1.1), (PEMEX, 2010).

La tercera etapa del “syn-rift” se desarrolló entre el Jurásico Medio y parte del Jurásico Superior, y se asocia a la apertura oceánica entre las placas norteamericanas con la

formación del Golfo de México; a esta etapa corresponden las formaciones Cahuizas y Tepexic (Jurásico Medio), Santiago, Tamán, Chipoco y San Andrés (Jurásico Superior), (PEMEX, 2008).

Para el Jurásico Superior y Cretácico ocurre compactación diferencial y se depositan los sedimentos de plataforma y cuenca del Jurásico Superior y Cretácico (Inferior, Medio y parte del Superior), en un margen pasivo, (Figura 2.1.1). Durante esta etapa se deposita la roca almacenadora del *play* Jurásico Superior San Andrés (PEMEX, 2010).

Después de una etapa de quietud, durante el Cretácico Tardío, Paleoceno y Eoceno, se da el Evento Orogénico Laramídico, el cual dio origen a la Sierra Madre Oriental. Las rocas mesozoicas y cenozoicas, hasta ese momento depositadas, fueron plegadas y cabalgadas al ser incorporadas al cinturón de deformación, lo cual hizo que la carga tectónica provocara la subsidencia por flexura de la corteza y dio origen a la cuenca de antepaís de Chicontepec durante el Paleoceno-Eoceno, en la que se depositaron grandes volúmenes de sedimentos arcillo-arenosos turbidíticos, correspondientes a las formaciones del Grupo Chicontepec (Figura 2.1.1). Hacia el Paleógeno se depositó una brecha, la cual hacia la cima es muy arcillosa y con poco contenido de fragmentos de carbonatos del Jurásico-Cretácico, y hacia la base se caracteriza por un contenido mucho mayor de fragmentos carbonatados dentro de una matriz arcillosa o arcillo-arenosa (PEMEX, 2010).

Finalmente se tiene una última etapa que abarca del Eoceno Superior al Reciente, en donde la región se comporta como un margen pasiva, en la que predomina la sedimentación terrígena y se caracteriza por un fallamiento normal lístrico debido a la gran carga litostática y por un basculamiento hacia el oriente (PEMEX, 2010).

2.2 Geología estructural del Bloque Arenque

Todo comienza durante el Triásico-Liásico, con la apertura prácticamente norte-sur del Golfo de México; posteriormente ocurre una fase de extensión en dirección E-W, asociado con un desplazamiento lateral derecho, relacionado con la apertura del Golfo de México, este evento probablemente originó altos estructurales sujetos a erosión. La sedimentación inició con rocas evaporíticas y clásticas, la que cambió a carbonatos marinos someros seguidos por carbonatos de aguas profundas en los márgenes de aguas profundas y en los márgenes del “*rift*”. La extensión del “*rift*” inició en el Triásico y continuó en el Calloviano. El siguiente proceso que ocurre en la evolución estructural es el plegamiento durante el Kimmeridgiano, mientras que en el Cretácico Tardío ocurre plegamiento con un mayor levantamiento y como consecuencia una mayor erosión. En el este del área (Proyecto Sardina), es decir, del lado del golfo profundo, se depositan sedimentos durante el Paleógeno, y al mismo tiempo ocurre la deformación de la Sierra Madre hacia el oeste, por lo tanto el área fue levantada y, una vez más, erosionada durante el Oligoceno. Todos los espacios que quedaron disponibles fueron rellenados por la progradación de un delta. Según la compañía Exxon, el oeste de la Sierra Madre Oriental fue levantada 5 km, lo que provocó una fase de deslizamientos por gravedad durante el Mioceno Tardío, lo que trajo como consecuencia la inversión de fallas antiguas y el plegamiento de las secuencias sedimentarias, incluso el basamento. Este plegamiento formó el margen de la cuenca del Golfo de México (Figura 2.2.1) (PEMEX, 1999-A).

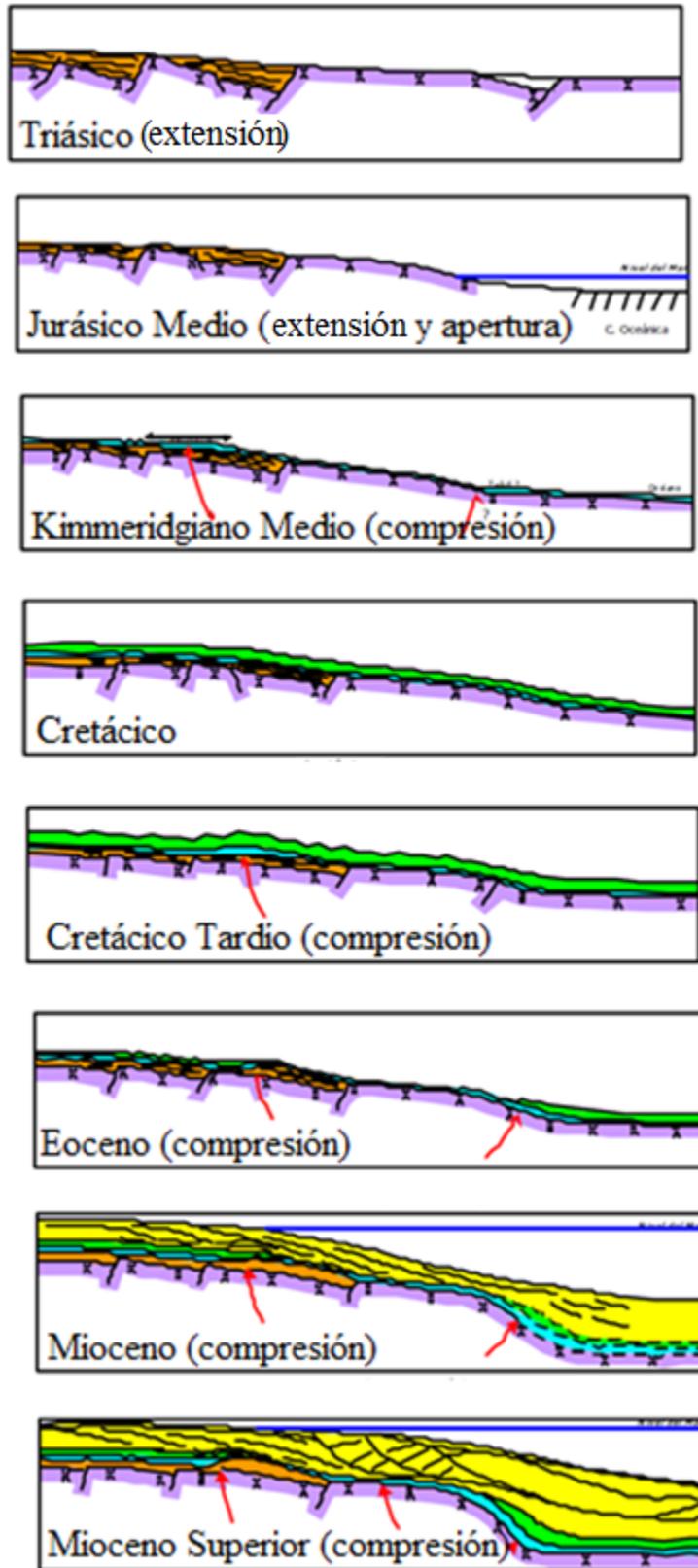


Figura 2.2.1 Evolución estructural del Golfo de México (PEMEX 1999-A).

La cuenca Tampico Misantla se constituye de una serie de subcuencas jurásicas asociadas a medios “*grabens*”, estos forman parte de un sistema de cizalla entre dos fallas transcurrentes regionales, que configuraron la estructura del Jurásico; otra característica que se presenta es un basculamiento y buzamiento en dirección sur-sureste, de manera particular la estructura del Jurásico muestra un comportamiento asociado con la conformación de los bloques de basamento fallados, que se arreglan de tal manera que forman parte de un sistema de cizalla entre 2 fallas maestras regionales de tipo transcurrente (PEMEX 2012-A).

En la Cuenca Tampico-Misantla, se encuentra el *play* “Cretácico Fracturas”, el cual comprende rocas carbonatadas fracturadas pertenecientes a las siguientes formaciones Tamaulipas Inferior, Tamaulipas Superior, Agua Nueva y San Felipe; estas fracturas se encuentran cerca de fallas profundas y pliegues del Cretácico. El Campo Arenque forma parte de los campos que tienen producción en rocas fracturadas cretácicas (PEMEX, 1999-A).

El Campo Arenque está incluido dentro de la localización del Proyecto Sardina, la sección regional de este último (Figura 2.2.2) se localiza en la margen oeste del Golfo de México, donde se ilustra una fase de “*rifting*” temprano, probablemente del Triásico-Liásico. La apertura del Golfo de México fue transtensional, y después el margen estuvo sometido a fases de elevación y subsidencia. Algunas veces el levantamiento fue insignificante, por ejemplo en el Cretácico, en donde el levantamiento es de unos cientos de metros, mientras que en el Mioceno es de varios kilómetros. El área del Proyecto Sardina, incluido el Campo Arenque, se caracteriza por “*riffts*” orientados N-S de edad Triásico Tardío-Liásico (Figura 2.2.2) (PEMEX, 1999-A).

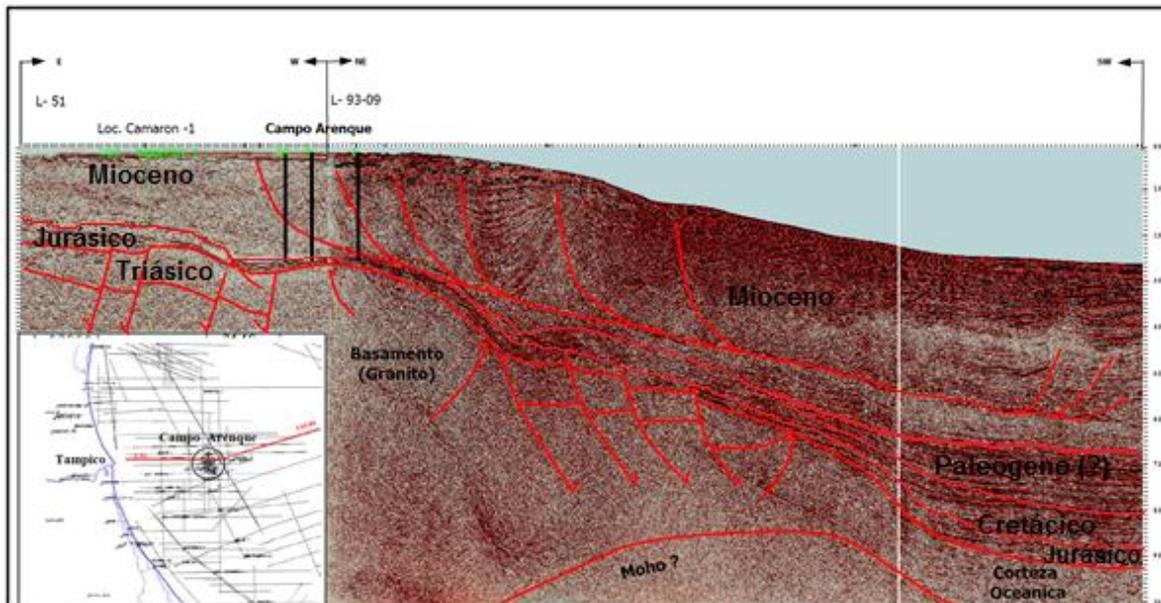


Figura 2.2.2 Sección sísmica donde se muestran las fallas normales ístricas, producto de la transtensión, que afectan el Campo Arenque (PEMEX 1999-A).

La sedimentación del Campo Arenque inició sobre el basamento granítico con gran influencia de la falla normal principal del Triásico. Hacia el oriente de este cuerpo existe una falla de compresión del Mioceno; ésta es una falla intragránítica, que pudo haberse movido inicialmente desde el Kimmeridgiano. Con la información de los pozos podemos suponer que la estructura del Campo Arenque fue elevada durante el Kimeridgiano, se erosionó y pasó por un proceso de “*onlap*” en el Kimmeridgiano Tardío y el Tithoniano (Figura 2.2.3), (PEMEX 1999-A).

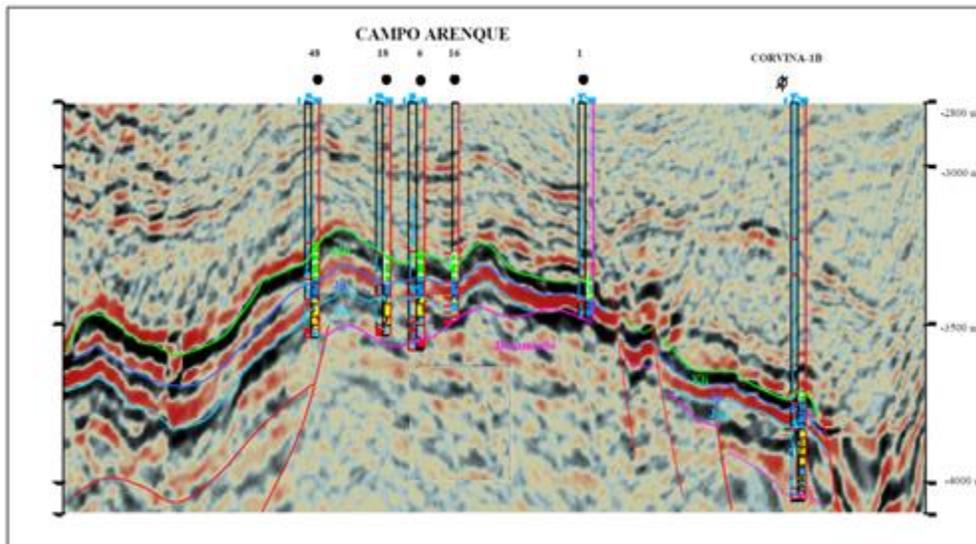


Figura 2.2.5 Sección sísmica donde se observan los pozos utilizados para delimitar la falla intragranítica (PEMEX 1999-A).

En el Proyecto Sardina, llevado a cabo en el 2010, se realizaron doce transectos geológicos en profundidad, de los cuales dos pasan a través del Campo Arenque: el transecto Play Salmón-1_2010 y el transecto Play Salmón-2_2010, orientados norte-sur y este-oeste, respectivamente (PEMEX, 2010).

El transecto estructural Play Salmón-1_2010, tiene una dirección preferencial norte-sur, y una longitud de 71.500 km (PEMEX, 2010-A).

A lo largo del transecto se presentan rocas del Terciario (Brecha Carbonatada), del Cretácico (Formación Tamaulipas Inferior), del Jurásico Superior (formaciones Pimienta, San Andrés y Chipoco), del Triásico Superior (Formación Huizachal) y del Basamento ígneo cristalino del Permo-Triásico (Figura 2.2.4), (PEMEX, 2010).

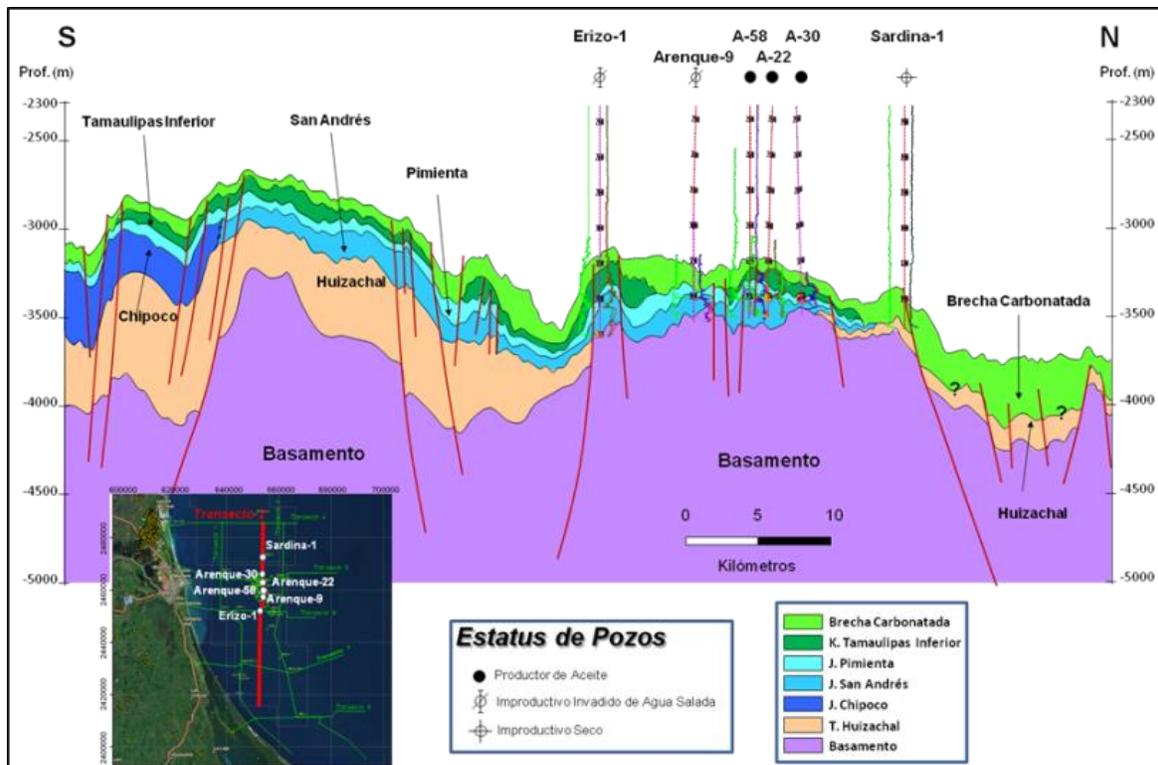


Figura 2.2.4. Transecto estructural Play_Salmón_1_2010 (PEMEX, 2010).

Los primeros sedimentos en ser depositados sobre el Basamento Cristalino de manera discordante (en las cuencas y pilares originados por el proceso de “*rift*”), fueron los sedimentos continentales del Triásico-Huizachal. Los espesores son notoriamente variables y van del orden desde los 150 m hasta 700 m. En la parte central del transecto se observa la existencia de altos del basamento en contacto con rocas del Kimmeridgiano, como lo evidencia los pozos Er-A, Ar-D y Ar-E. El Jurásico Superior presenta un espesor muy variable y va desde el Kimmeridgiano San Andrés - Chipoco hasta el Tithoniano Pimienta. Para el Kimmeridgiano se tienen dos formaciones: San Andrés y Chipoco. La Formación San Andrés fue depositada en ambientes de plataforma, formación objetivo de este trabajo, y tiene espesores de entre 50 y 220 m. La Formación Chipoco (que se ubica en la parte sur de transecto) fue depositada en ambientes de talud; sus espesores varían de entre 140 y 400 m. Para la Formación Pimienta el espesor varía desde los 30 hasta los 180 m. Los espesores menores se muestran en la parte central-norte del transecto,

relacionada con el alto de basamento regional al sur del transecto también se tiene otra zona levantada; estos sedimentos son erosionados en su totalidad hacia el norte de la sección abarcando una ausencia de 17 km. Los sedimentos carbonatados del Cretácico Superior fueron fuertemente erosionados (debido a la Orogenia Laramídica) y solo rocas del Cretácico Inferior (Formación Tamaulipas Inferior) se presentan como remanentes; presenta también ausencia total en la parte central, sur y hacia el norte, por lo que hay variaciones de los espesores del orden de los 80 a los 20 m. Como producto de la Orogenia Laramídica se generó la Brecha Carbonatada, la cual consta de fragmentos retrabajados de rocas carbonatadas de edad Cretácica, Jurásica y Triásica, cuya matriz consta de arcillas y/o arenas que indican edad cenozoica; el espesor de la Brecha Carbonatada varía de 320 m hacia el norte representando los espesores mayores a 80 m en la parte sur representando los espesores menores (Figura 2.2.4) (PEMEX, 2010).

Por su parte el transecto estructural Play Salmón-2_2010 (terrestre-marino), presenta una dirección preferencial oeste-este y una longitud de 75.170 Km (PEMEX, 2010).

A lo largo del transecto se presentan rocas del Cenozoico (Brecha Carbonatada), Cretácico (Formación Tamaulipas Inferior, Otates, Tamaulipas Superior, Agua Nueva y San Felipe), Jurásico (formaciones Pimienta, San Andrés, Chipoco, Zuloaga y Cahuasas), Triásico Superior (Formación Huizachal) y del basamento ígneo cristalino del Permo-Triásico (Figura 2.2.5), (PEMEX, 2010).

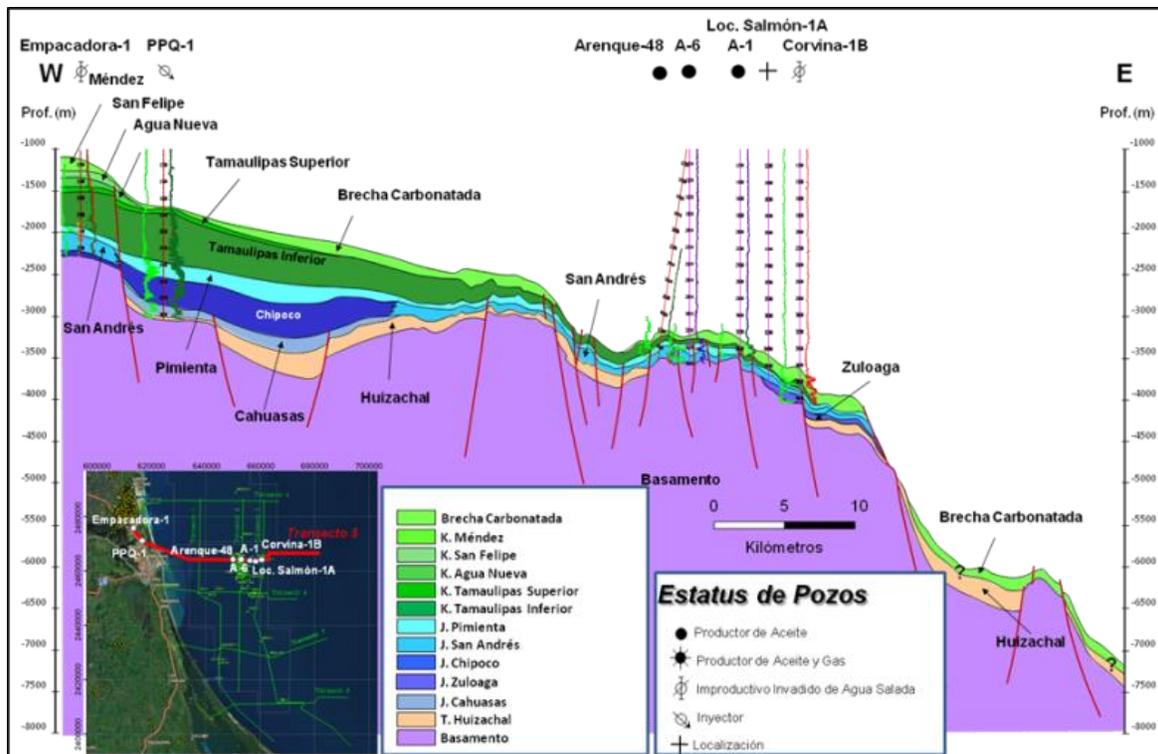


Figura 2.2.5 Transecto Estructural Play_Salmón_2_2010 (PEMEX, 2010).

Sobre el basamento cristalino, los primeros sedimentos en ser depositados de manera discordante (en los “*grabens*” y “*horsts*” originados por la apertura de proto-Golfo de México) fueron los sedimentos continentales del Triásico Huizachal. Los espesores son moderadamente variables y van del orden desde los 100 m a 300 m. En la parte central del transecto se observa la existencia de “islas” tanto triásicas como de basamento en contacto discordante con rocas de las formaciones Cahuasas, Zuloaga y San Andrés. El Jurásico Superior presenta un espesor muy variable y va desde la Formación Cahuasas hasta la Formación Pimienta. Para la Formación Cahuasas los sedimentos se encuentran hacia el lado oriental del pozo PPQ-A asentada en depocentros, tendiéndose a acunarse sobre rocas del Triásico Huizachal y a un costado del alto de basamento; esta formación consta de espesores de entre 40 y 120 m. La Formación Zuloaga se encuentra como remanentes en forma discordante sobre el basamento cristalino y Triásico Huizachal con espesores desde los 31 m (dato obtenido del pozo Empa-A) hasta los 70 m. Para el Kimmeridgiano se tienen

dos formaciones: San Andrés y Chipoco. La Formación San Andrés fue depositada en ambientes de plataforma, formación objetivo de este trabajo, y tiene espesores de entre 70 y 240 m. La Formación Chipoco (cortada por el pozo PPQ-A) fue depositada en ambientes de talud; sus espesores varían de entre 100 y 330 m. Para la Formación Pimienta el espesor varía desde los 50 hasta los 180 m; los espesores menores se encuentran relacionados con el alto de basamento regional observándose en la parte poniente y central del transecto; mientras que en las áreas donde existen mini cuencas, los espesores se incrementan. Los sedimentos carbonatados del Cretácico Inferior-Superior fueron fuertemente erosionados desde la Formación San Felipe hasta la Formación Tamaulipas Inferior (debido a la Orogenia Laramídica) como lo muestra el corte geológico del pozo Empa-A presentado como remanentes en la parte oeste. Evidenciado al resto de los pozos, las rocas del Cretácico Inferior (Formación Tamaulipas Inferior) presentan erosión progresiva tendiendo a disminuir el espesor hacia la porción oriental del transecto y con espesores variables del orden de los 30 m a 557 m (dato obtenido del pozo PPQ-A). Como producto de la Orogenia Laramídica se generó la Brecha Carbonatada del Cenozoico, que consta de fragmentos retrabajados de rocas carbonatadas de edad Cretácica y Jurásica, cuya matriz consta de arcillas y/o arenas que indican edad Terciaria; el espesor de la Brecha Carbonatada varía de 30 a 180 m (Figura 2.2.5) (PEMEX, 2010).

En ambas secciones se observan una serie de fallas normales originadas por un sistema de “*rift*” durante la primera etapa de la apertura del Golfo de México, formando “*grabens*” y “*horsts*” que afectaron al basamento cristalino y a los sedimentos continentales del Triásico Huizachal. Posterior al evento orogénico laramídico, se formó otro sistema de fallas normales que afectaron desde la Brecha Carbonatada hasta el basamento (en algunos casos) y además reactivó el sistema de fallamiento de “*rifting*” (Figura 2.2.5), (PEMEX, 2010).

2.3 Estratigrafía

La Cuenca Tampico Misantla conformó un embahiamiento en el occidente de la Cuenca del Golfo de México y ha pasado por varias etapas de extensión, compresión y relajamiento; por consiguiente se ha depositado una columna litológica acorde a los diferentes ambientes sedimentarios para cada tiempo (Figura 2.3.1) (PEMEX, 2010).

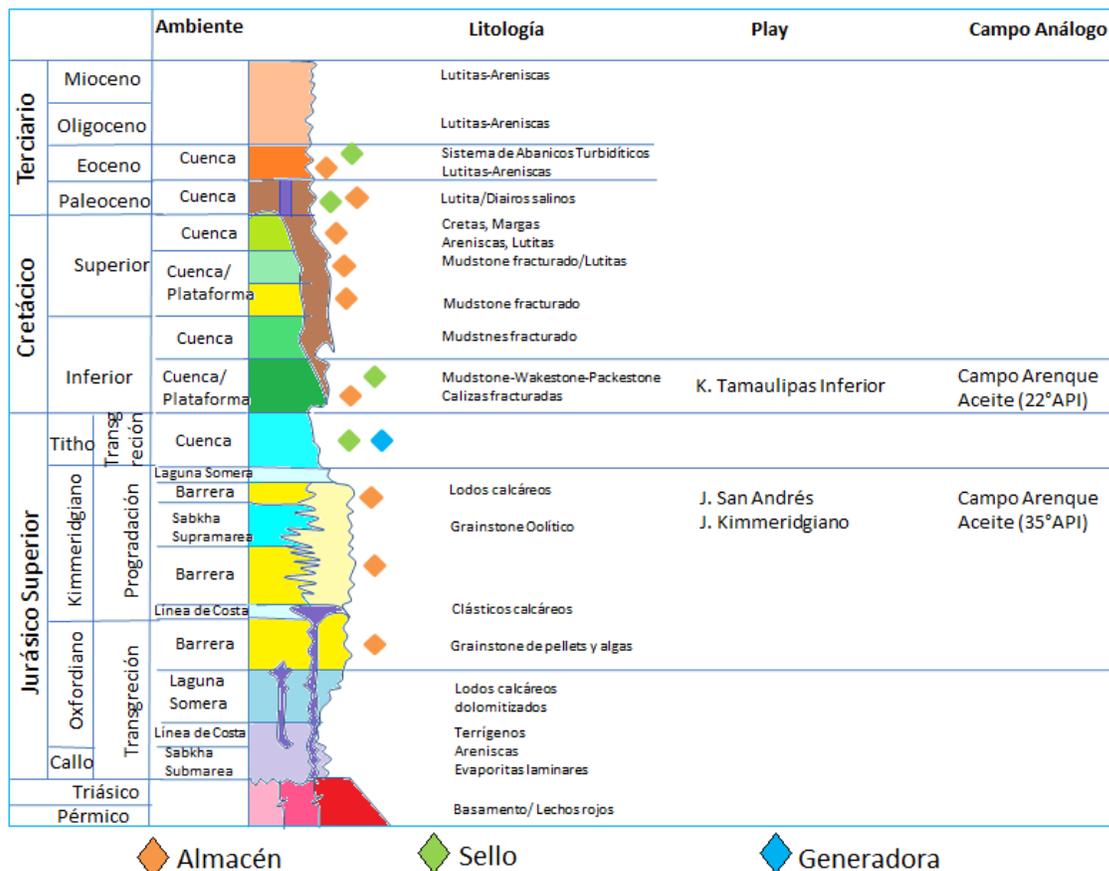


Figura 2.3.1 Columna estratigráfica regional, en donde se observan los ambientes de depósito interpretados, litologías y play del Campo Arenque (Modificado de PEMEX, 2002-B).

En el área de estudio, las rocas más antiguas corresponden al basamento cristalino Permo-Triásico (figura 2.3.1), que está constituido, en algunas partes, por un complejo ígneo-metamórfico, consistente de granitos y granodioritas, principalmente, y en menor proporción esquistos. Este basamento, en el proceso de apertura de la Pangea fue afectado por un

fallamiento normal, lo que originó una serie de estructuras en forma de fosas (cuencas) y pilares (PEMEX, 2010).

La columna sedimentaria inicia con la acumulación de conglomerados y de lechos rojos (alternancia de lutitas, limolitas y areniscas de color café rojizo, con estratos masivos de cuarcitas conglomeráticas) de la Formación Huizachal, depositados de manera discordante en las fosas del basamento cristalino (Figura 2.3.1).

Del Jurásico Medio (Bajociano-Bathoniano) la Formación Cahuassas se caracteriza por lutitas, limolitas y areniscas de estratificación masiva o gruesa, también presenta conglomerados con fragmentos de areniscas, lutitas, cuarzo, roca ígnea y metamórfica. Su color es café rojizo y corresponden a depósitos continentales aluviales y fluviales. La parte superior de esta formación cambia de facies a cuerpos evaporíticos y lutitas rojas de ambientes continentales. Esta formación es depositada en ambientes continentales debido a una regresión establecida en el Bajociano-Bathoniano. En el área de estudio solo se presenta en el margen superior izquierdo, en el pozo Tila-A y en algunos pozos aledaños a este pozo, como son PPQ-A y Const-A; sin embargo, existe controversia de que se trate de la Formación Cahuassas, ya que no se han detectado fósiles que determinen si se trata de esta formación, asignándole este nombre únicamente por posición estratigráfica; podría tratarse de la Formación Huizachal. El espesor máximo penetrado en el área es de 34 m (PEMEX, 2010).

Las rocas Triásicas y Jurásico Inferior-Medio forman parte de las secuencias de la Etapa del “*Syn-rift*”.

El Jurásico Superior (Oxfordiano, Kimmeridgiano y Tithoniano) es marcado por un sistema de depósito transgresivo, en donde la Formación Zuloaga, en el Área Salmón, descansa de manera discordante sobre los sedimentos triásicos de la Formación Huizachal (Jur-A) y

sobre el Basamento cristalino (Corv-A y Sáb-A). La Formación Zuloaga se depositó en ambientes de plataforma y se caracteriza por presentar *wackestones* y *packstones* de peletoides y granos indeterminados de color café grisáceo, horizontes de *mudstone* con porciones dolomitizadas y escasas lutitas delgadas y laminares. La edad en estos sedimentos se ha dado principalmente por posición estratigráfica, con excepción en el Área Náyade, en donde el pozo Náy-A es productor en facies terrígenas del Oxfordiano (edad determinada por paleontología) que marcan la transición entre ambiente continental y marino, depositadas durante un “*Lowstand System Tract*” (AAPG, 1990; PEMEX, 2010).

En el Área Salmón (Proyecto Sardina) y sus alrededores, el Kimmeridgiano está representado por las formaciones Tamán, Chipoco y San Andrés (Figura 2.3.2), (PEMEX, 2010).

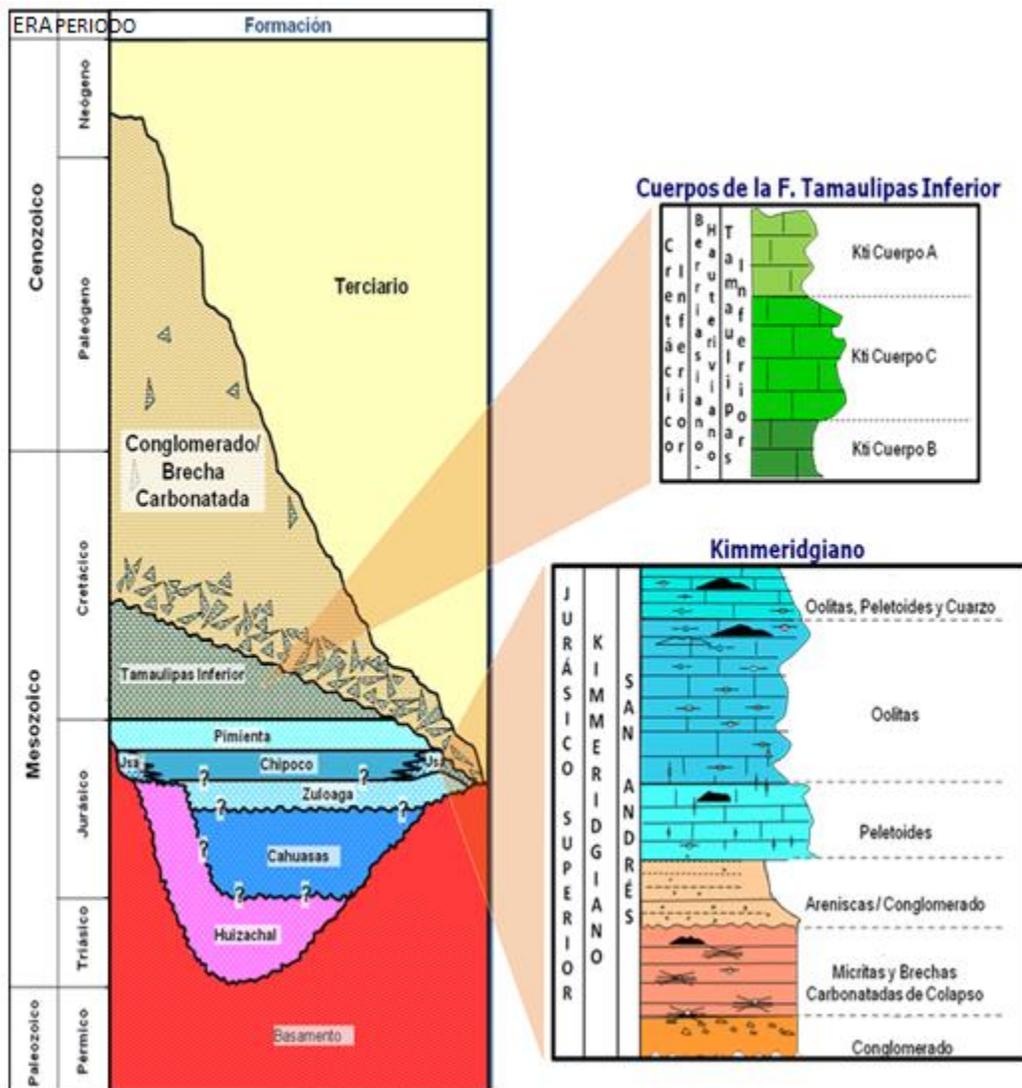


Figura 2.3.2 Columna estratigráfica generalizada del Área Salmón del Proyecto Sardina, con detalle en la Formación Tamulipas Inferior y en la parasecuencia del Jurásico San Andrés Kimmeridgiano (PEMEX, 2010).

De ambiente de cuenca, la Formación Tamán está caracterizada por un *wackestone* arcilloso de color gris oscuro a negro, de textura cristocristalina, de estratificación delgada a mediana, interestratificado con capas delgadas de lutitas de color gris oscuro y café, presenta recristalización muy fina y ocasionalmente aparecen nódulos de pedernal negro; se le considera una importante formación generadora de hidrocarburos. Las facies de cuenca de la Formación Tamán cambian a facies de rocas de talud que son representadas por la Formación Chipoco, formación que se caracteriza por una alternancia irregular de rocas sedimentarias depositadas en aguas profundas con otras de aguas someras. Los

sedimentos se componen de *packstone* y *grainstone* de oolitas, bioclastos, intraclastos y peletoides, así como fragmentos de feldespatos y se intercalan con capas de *wackestone* arcillosas con algunos cuerpos de lutitas laminares carbonosas. Solo el pozo Bon-1 a cortado a la Formación Chipoco, con un espesor de 77 m. Esta formación cambia de facies de talud a facies de plataforma de la Formación San Andrés. La Formación San Andrés tiene variedad en las facies litológicas, lo cual depende del ambiente y posición estructural en el que hayan sido depositadas dentro de la plataforma. Las principales facies pueden ser diferenciadas en: facies de terrígenos, lagunar y de borde de plataforma. La primera se caracteriza por areniscas de grano fino a medio, de color gris y gris claro, con algunas intercalaciones de limolitas y arcillas color gris y gris oscuro; su distribución se encuentra rodeando a los altos pre-jurásicos. La facies lagunar está representada por *mudstone*, *wackestone* y *packstone* de peletoides y oolitas de color gris, café y café oscuro, con una distribución más amplia. La facies de borde de plataforma se caracteriza por ser una facies de alta energía (oolítica) y está íntimamente ligada al modelo geológico del “*syn-rift*” Triásico-Jurásico Medio e Inferior, ya que en los bloques altos es donde se desarrollan estas facies de aguas someras, constituídos por *grainstone-packstone* de oolitas, oolitas micritizadas, peletoides, pellets e intraclastos micritizados, con fragmentos de algas *cayeuxias*, así como espinas y placas de equinodermos; presenta cuarzo detrítico y autigénico, se observa abundante disolución y dolomitización, frecuentes líneas estilolíticas selladas por aceite y escasa silicificación (PEMEX, 2010).

Durante el Tithoniano, en el área de estudio se depositó la Formación Pimienta, la cual se compone de *wackestone* y *mudstone* arcillosos, a menudo fuertemente recristalizados y dolomitizados, que presentan estratificación delgada, de color café y café oscuro, con intercalaciones de lutitas de color gris, café y café oscuro (de lutita negra carbonosa), con algunos nódulos de pedernal negro. Las rocas de esta formación son ricas en fósiles

planctónicos, principalmente radiolarios. Corresponde a una transgresión a nivel global con un nivel alto del mar, que ahogó en una mayoría a las plataformas carbonatadas que se tenían en la paleogeografía del Jurásico Superior. Tiene una distribución regional excepto en el margen oriental del Área Salmón, en donde está erosionada. A los sedimentos de esta formación se le acreditan como las mejores generadoras de hidrocarburos; pero también, como roca almacén para los yacimientos no convencionales (aceite-gas en lutitas). El espesor máximo se presenta en el pozo Bonito-A, con 146 m y es precisamente en donde la Formación Pimienta sobreyace a la Formación Chipoco (PEMEX, 2010).

En el Cretácico Inferior, ya avanzada la fase de subsidencia y transgresión marina, se depositaron carbonatos de cuenca en forma regional, que posteriormente debido a la reactivación de movimientos verticales de los bloques y por mecanismos de deformación tipo “*beding*” con compresión vertical en los bordes de dichos bloques, conformaron monoclinales o “*drape folds*”, que produjeron yacimientos naturalmente fracturados (figura 2.3.3); siendo afectados inclusive el Cretácico y Superior.

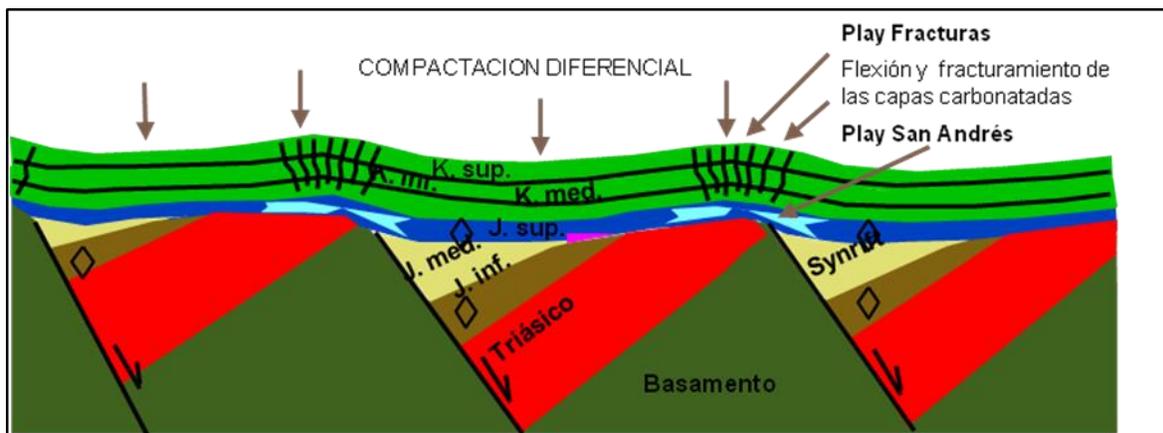


Figura 2.3.3. Figura esquemática que muestra cómo se forma el fracturamiento en las formaciones cretácicas debido a una compactación diferencial y por ende el fracturamiento en las zonas que más resistencia oponen a dicha compactación (Pemex, 2010).

El Cretácico Inferior está representado por la Formación Tamaulipas Inferior y se caracteriza por las litofacies siguientes: *Mudstones* de microfósiles de color crema, en

ocasiones café por impregnación de aceite, constituidos por radiolarios, ostrácodos y muy raros peloides, la matriz es un lodo de *nannoconus*. Otra facies es de *Wackestone* de microfósiles, color crema y café por impregnación de aceite, constituida de radiolarios, ostrácodos, *Microcalamoides sp* y algunos peloides e intraclastos, la matriz es un lodo de *nannoconus*. En la base de esta formación se tiene un *wackestone* de tintínidos, radiolarios, ostrácodos, peloides, intraclastos y muy escasos oncoides micríticos, en ocasiones gradúa a *packstone* y se presenta parcialmente dolomitizada, la matriz es un lodo de *nannoconus*; también contiene *packstone* de intraclastos, peloides, tintínidos, ostrácodos, radiolarios y escasos oncoides micritizados; la matriz está formada de *nannoconus*. Contiene un horizonte de dolomía microcristalina que se presenta en forma de parches y con espesores de 3 a 6 cm, asociados a estructuras de estilolaminación, presentando porosidad intercristalina. La diagénesis que presenta esta formación es: presión-solución, dolomitización, recristalización, dedolomitización, silicificación y fracturamiento. Se depositó en un ambiente de cuenca abajo del nivel base de tormentas, correspondiendo a la facies 2 de Wilson (1975) en PEMEX (2010), con delgadas interestratificaciones de *packstones*, originados por corrientes de turbidez y/o submarinas que redepositaron el sedimento pobremente consolidado. La porosidad que la constituye en roca yacimiento es principalmente por fracturas y microintercristalina originada por dolomitización. Esta formación está sumamente erosionada, llegando a desaparecer por completo, tal como sucede en los pozos Ar-B, F, G y D, entre otros. Además esta formación representa un “*play*” productor en el área, tal como se tiene en el pozo Ar-A del Campo Arenque y en el Jur-A del Campo Jurel (PEMEX, 2010).

Debido a una erosión paleógena muy regional que afectó desde el Albiano-Cenomaniano hasta el Eoceno, en el área de estudio no se tienen presentes a las formaciones de ese tiempo (Tamaulipas Superior) y Cretácico Superior (Agua Nueva, San Felipe y Méndez)

Pero, por el contrario, se tiene la presencia de una Brecha/Conglomerado de edad paleógena, que hacia su cima es sumamente arcillosa y en su base es carbonatada, presentando un espesor que varía de 50 a 70 m en esta parte inferior, a la que se conoce como Brecha Carbonatada. En algunos pozos llega a tener no solo fragmentos cretácicos, sino hasta jurásicos (PEMEX, 2010).

El sistema Cenozoico está representado por el primer cambio contundente en la base del Paleoceno (Daniano) cuando en los océanos se presentaron nuevas especies, tales como las *globorotalias*, que caracterizan a las biozonificaciones de la base del Paleógeno. Durante el Paleoceno se tienen depósitos típicos de sedimentos arcillo-arenosos turbidíticos, con un origen asociado a corrientes de turbidez que fueron sedimentados en una superficie inclinada de profundidades batiales, en tanto que hacia el occidente se levantaba y plegaba la Sierra Madre Oriental. En la zona de estudio existen algunos remanentes de esta unidad cenozoica.

Para el Eoceno existen sólo remanentes de esta unidad constituida hacia la parte superior por areniscas y conglomerados, y hacia la parte inferior por secuencias arcillo-arenosos.

En el Oligoceno existe poca evidencia de esta secuencia terciaria, pero se constituye por secuencias de sedimentos hemipelágicos de talud (?), compuestos principalmente por lutitas con intercalaciones de areniscas (PEMEX, 2010).

Debido al crecimiento de la deformación en la Sierra Madre Oriental, a causa del intenso cabalgamiento, sobreviene un aporte sedimentario muy grande en el margen oriental de la cuenca Tampico-Misantla y por consiguiente una subsidencia de dicho margen, con un basculamiento del basamento, durante el Mioceno (Figura 2.3.4) (PEMEX, 2010).

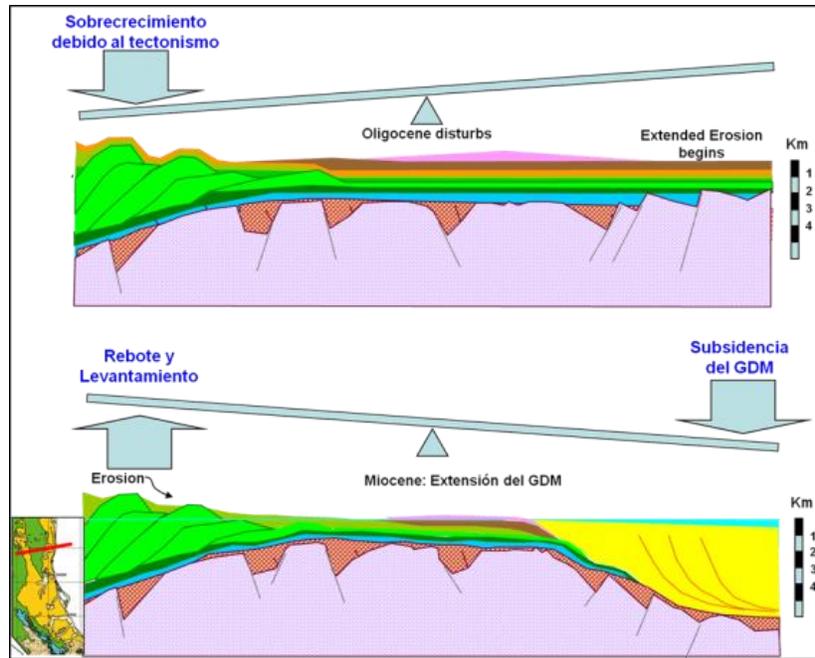


Figura 2.3.4. Figura esquemática que muestra el basculamiento del basamento en la cuenca Tampico-Misantla (Tomado de la presentación de la STER "The Tampico Misantla Basin" en Pemex, 2010).

El Mioceno Inferior-Medio-Superior está constituido por secuencias compuestas principalmente por alternancias de potentes espesores de lutitas y escasas areniscas de plataforma.

Tanto el Plioceno, como el Pleistoceno, están constituidos por alternancias de lutitas y areniscas.

En el área del Campo Arenque se encuentra una columna sedimentaria que cronológicamente abarca desde el Jurásico Superior al Cenozoico (Figura 2.3.5), (PEMEX, 2003-B).

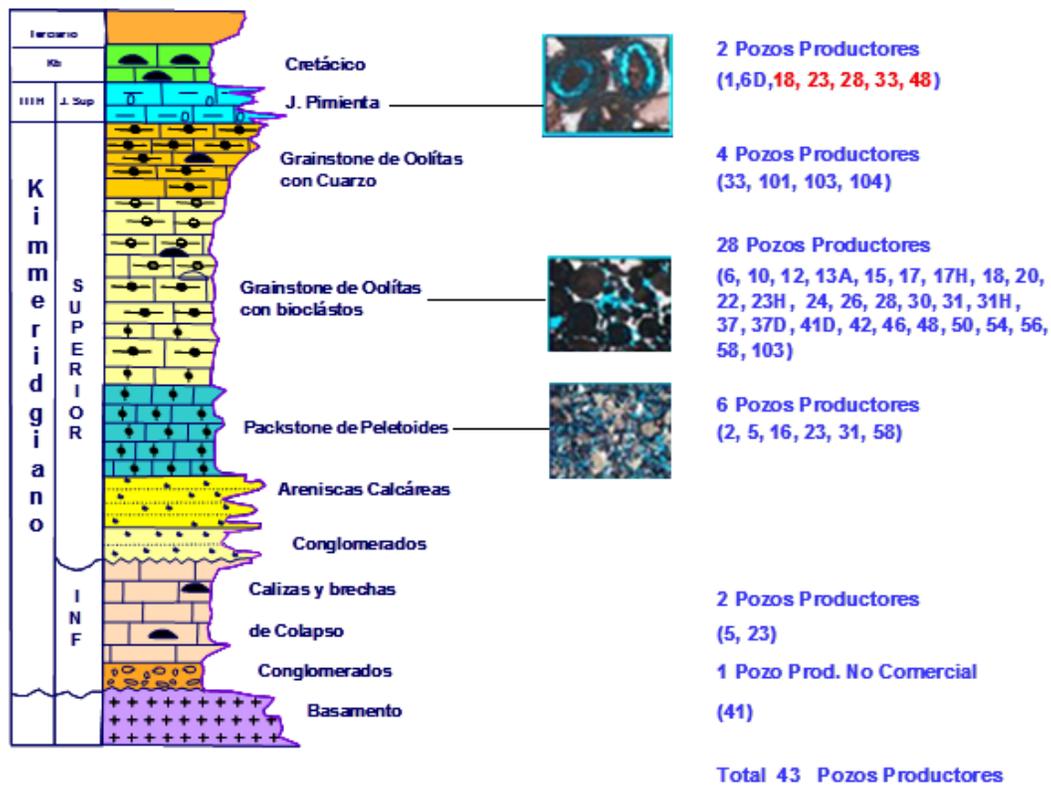


Figura 2.3.5 Columna Geológica del Campo Arenque. (Modificada de PEMEX, 2002-A y PEMEX, 2007-A)

Sánchez (1983) realiza una comparación entre la secuencia estratigráfica de la Cuenca Tampico-Misantla y la del Campo Arenque de los periodos Cretácico y Jurásico (Figura 2.3.6); en esta comparación se puede observar que los depósitos del Jurásico Medio e Inferior no afloran en la secuencia estratigráfica de la cuenca Tampico-Misantla, mientras que en el Campo Arenque están ausentes por erosión o no depósito; para el Albiano-Cenomaniano la cuenca presenta depósitos de las formaciones Tamabra y Tamaulipas Superior y, en el Campo Arenque se observa ausencia de depósitos para esta edad, por lo que la Formación Méndez descansa discordantemente sobre la Formación Tamaulipas Inferior.

ERA	PERIODO	EPOCA	F O R M A C I O N E S		
			CUENCA TAMPICO-MISANTLA	CAMPO ARENQUE	
M E S O Z O I C O	C R E T A C I C O	SUP.	K. S .	MENDEZ	
		MEDIO	TAMABRA TAMAULIPAS SUPERIOR (KTs)		
		INF.	HORIZONTE OTATES TAMAULIPAS INFERIOR (Kti)	TAMAULIPAS INFERIOR (Kti)	
	J U R A S I C O	S U P.	PIMIENTA	PIMIENTA	
			TAMAN SAN ANDRES	SAN ANDRES	
			ARENISCA TEPEJIC		
		MEDIO			
	INF.				
					CONGLOMERADO BASAL
					BASAMENTO



AUSENTE POR EROSION O NO DEPOSITO



NO AFLORA

Figura 2.3.6 Comparación de la secuencia estratigráfica de la cuenca Tampico Misantla y del Campo Arenque periodos Cretácico y Jurásico (modificada de Sánchez 1983).

2.4 Ambientes de depósito y Facies sedimentarias

La zona centro-oriental (Área Sardina), desarrolló para el Kimmeridgiano un ambiente de depósito regional poco profundo, una plataforma un poco sumergida, separada por un margen acrecionado bien desarrollado, de una pendiente pronunciada y una cuenca profunda. Esto debido a la subsidencia térmica diferencial de la corteza continental que se había extendido y la corteza oceánica recién formada.

De acuerdo con un modelo de plataforma carbonatada, existe la zona de más alta energía de depósito, en la cual los depósitos resultantes son de grano grueso en el área de la plataforma exterior con una tendencia noroeste-sureste a lo largo del borde de la plataforma (Figura 2.4.1). El Campo Arenque se encuentra en esta área (Figura 2.4.1) (PEMEX, 2003-B).

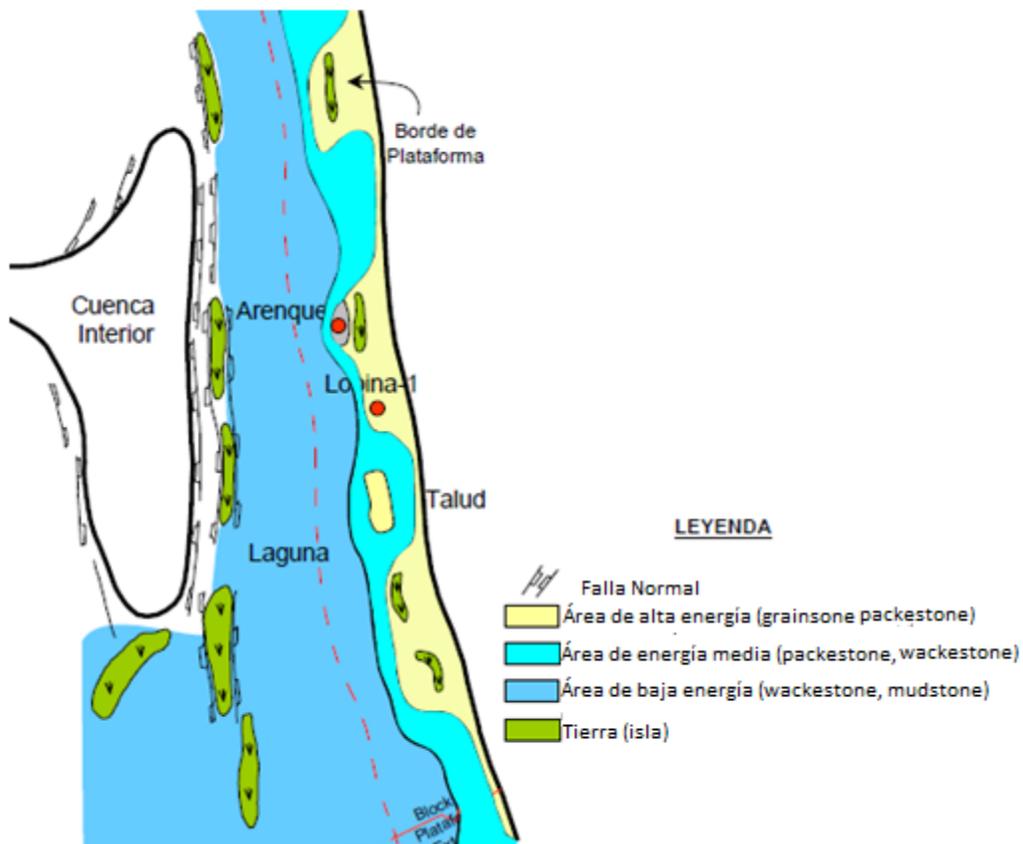


Figura 2.4.1 Modelo deposicional (esquemático) de la plataforma durante el Jurásico Kimmeridgiano (PEMEX, 2003-B).

La zona de alta energía perteneciente a la plataforma exterior tiene tendencia NW-SE, y se observan zonas altas más o menos paralelas a la margen de la plataforma. Algunas de estas áreas emergían parcialmente como islas (Isla Arenque) y sirvieron para dividir la plataforma exterior en zonas de alta energía, interiores y exteriores separadas a ambos lados de las islas. El campo Arenque está situado en una zona de alta energía interior (figura 2.4.2), (Pemex, 2003-B).

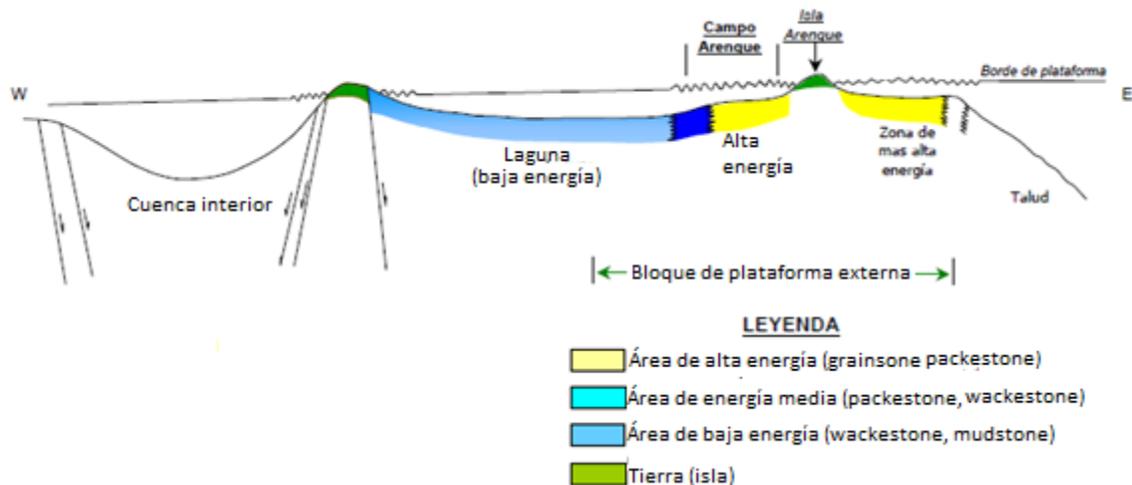


Figura 2.4.2 Sección del Modelo Deposicional (Esquemático General) del Jurásico-Kimmeridgiano. Área del cubo Sardina (PEMEX, 2003-B)

El “play” San Andrés del Jurásico Superior-Kimmeridgiano se encuentra conformado por un *grainstone* de ooides (*facies 6 estándar de Wilson, 1975*), depositado en una plataforma carbonatada, de alta y baja energía (Figuras 2.4.3 y 2.4.4), (PEMEX, 1999-A).

Por su parte el “play” del Cretácico Tamaulipas Inferior (refiriéndonos a la roca almacén, en específico), es una caliza-wackestone con intercalación de calizas arcillosas (facies 2 de Wilson 1975), depositado en un ambiente de cuenca oxidante, abajo del nivel base de tormentas (Figura 2.4.5) (PEMEX, 1999-A).

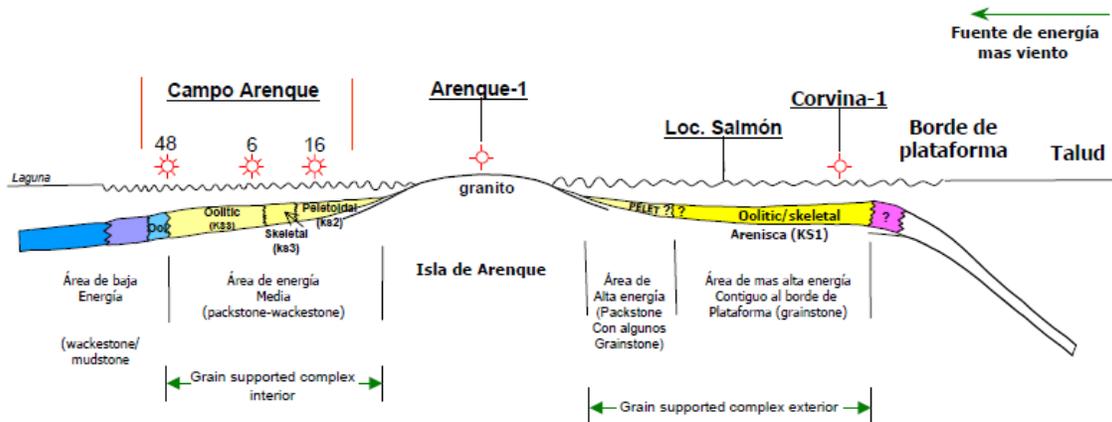


Figura 2.4.5 Modelo esquemático del depósito del Cretácico Inferior, en donde se observan las diferentes facies de acuerdo al nivel de energía (PEMEX, 2003-B).

En resumen, las principales facies identificadas que conforman el modelo sedimentológico para el Jurásico Kimmerigdiano (Miembro Superior de la Formación San Andrés) y ambientes asociados, dentro del Campo Arenque y áreas cercanas al mismo, son descritas a continuación e ilustradas en la Figura 2.4.6, en donde además son marcadas las 19 áreas de oportunidad identificadas (PEMEX, 2003-B)

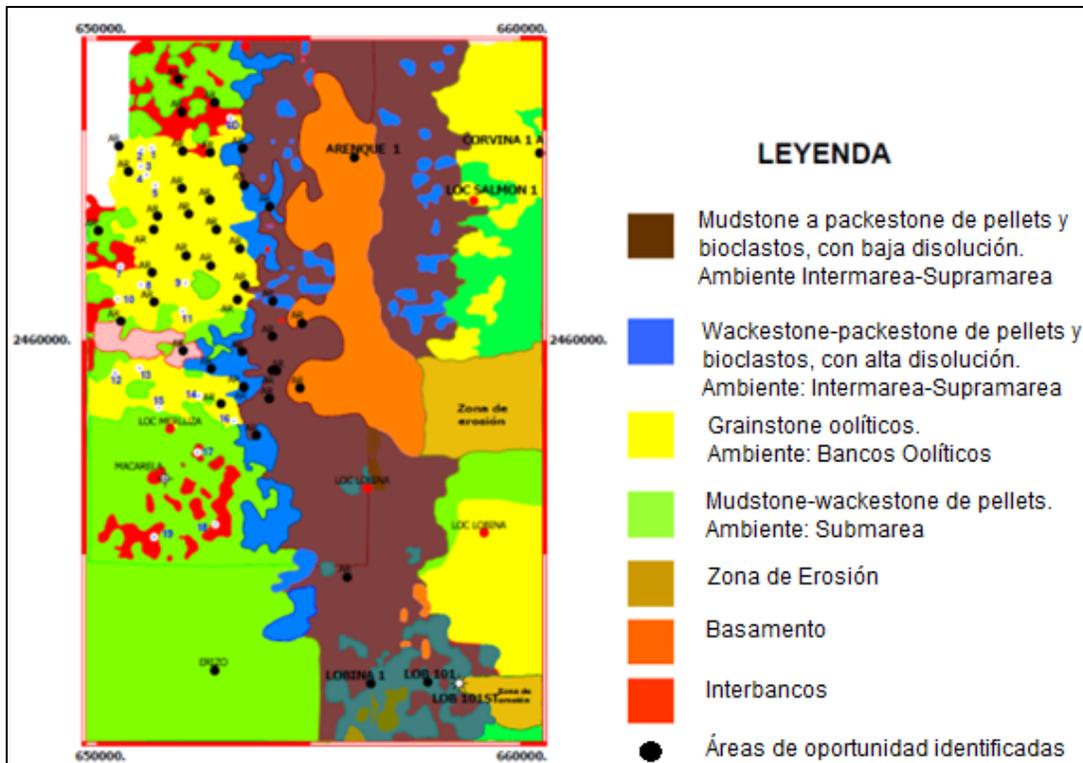


Figura 2.4.6 Distribución de facies sedimentarias para el Jurásico Kimmerigiano, en el Campo Arenque y áreas aledañas (PEMEX, 2003-B).

Facies de banco oolítico.- Es la principal facies almacenadora y representa la porción activa del banco de oolitas y de las áreas adyacentes inmediatas. Esta facies está compuesta por *grainstones* que exhiben un rango de estructuras sedimentarias, varios grados de bioturbación y cantidades variables de restos bioclásticos resultantes de variaciones en la velocidad de depósito, energía de las olas y subsecuente colonización (PEMEX, 2002-B).

Los *grainstones* oolíticos con estratificación cruzada son típicos de la porción de alta energía del banco. Las partes de más baja energía están caracterizadas por *grainstones* oolíticos sin estratificación cruzada debido a bioturbación activa. Los *grainstones* oolíticos bioturbados también sugieren tasas de sedimentación más lentas (PEMEX, 2002-B).

Facies oolíticas-peletoidales.- Las aguas ligeramente más profundas que rodean al banco oolítico contienen *grainstones* con cantidades variables de peletoides, fragmentos de equinodermos, granos de cuarzo y ooides. Las profundidades del agua son menores de 10

m. Las fluctuaciones en el nivel del mar son evidenciadas por la presencia de “*hardgrounds*” y *grainstones* con granos de cuarzo. Los peletoides son formados por la micritización de restos de bioclastos y oolitas inmaduras. Estas facies son marginales a los bancos oolíticos y si se da un cambio de energía (más elevada) del sistema, se formaron bancos de oolitas (PEMEX, 2002-B).

Al pie del banco oolítico hay *grainstones* de ooides y fragmentos de equinodermos. Este tipo de *grainstones* es marginal a las colonias de crinoides dentro del sistema de banco. Esta facies puede también ocurrir como una delgada interestratificación con los *grainstones* de oolitas. Las capas delgadas de *grainstones* de equinodermos dentro de los sistemas de bancos oolíticos representan un evento de inundación o una reactivación del banco (PEMEX, 2002-B).

Facies peletoidales – bioclásticas de mar abierto.- En aguas más profundas que las del banco oolítico, y donde los ooides no están siendo formado o transportados al interior del área, las facies están caracterizadas por *grainstones* de equinodermos, *grainstones* de peletoides y microbioclastos y *packstones* de bioclastos (PEMEX, 2002-B).

Los equinodermos están asociados a aguas de mar abierto de submarea. Las texturas de *grainstone* se producen por la acción de cribado cercana a la base de las olas, por procesos de marea o por actividad de tormentas. La presencia de ooides y peletoides micritizados en esta facies sugiere que ésta deposita echado abajo de las *facies* más someras. La presencia en estas facies de intraclastos de micrita grumosa y granos de cuarzo refleja el evento de inundación que siguió a las discordancias entre secuencias (PEMEX, 2002-B).

Los *grainstones* de bioclastos se desarrollan en profundidades de agua de 15 a 20 m, en zonas que ofrecen alguna protección. La fauna presente incluye braquiópodos, corales, equinodermos y briozarios; éstos se forman debajo del nivel normal de la base de las olas

y pueden por lo tanto ser retrabajados durante las tormentas formando brechas de intraclastos (PEMEX, 2002-B).

Facies de plataforma interna de baja energía. Las facies de agua somera de la plataforma interna contienen una amplia variedad de *grainstones*, *packstones*, dolomitas, micritas y brechas. Los ambientes van desde depósitos de litorales de alta energía hasta áreas de marea de muy baja energía o de supramarea, a zonas de disolución/karstificación, es decir, un ambiente vadoso (PEMEX, 2002-B).

La fauna de moluscos, en ausencia de otra fauna, refleja un ambiente relativamente restringido. *Grainstones* de moluscos, con algunos ooides, probablemente se formaron sobre el banco oolítico. Si los ooides están ausentes, entonces esos *grainstones* son indicativos de distintos ambientes de precipitación calcárea. Más allá de los bancos de oolitas o peletoides, en lagunas o depresiones de baja energía, se desarrollaron texturas de *packstone* y *wackestone* (PEMEX, 2002-B).

Las micritas fenestrales y estromatolíticas se desarrollaron en ambientes de intermarea o intramarea somera. Las fábricas fenestrales resultaron de bioturbación local en zonas de intermarea. Los estromatolitos son indicativos de áreas de submarea somera a intramarea o planicie de mareas (PEMEX, 2002-B).

Facies Terrígenas. Una variedad de litologías presentes contiene una porción significativa de material clástico. El material clástico va desde el arkósico, arcilloso, hasta el volcánico. La variedad de las litologías en las elevaciones locales se reflejan directamente en los sedimentos. Estas facies pueden estar gradando a los *grainstones* previamente descritos, pero contienen un mayor porcentaje de material siliciclástico (PEMEX, 2002-B).

Capítulo 3: Sistema Petrolero

3.1 Sistema petrolero Tithoniano-Kimmeridgiano

El sistema petrolero Tithoniano-Kimmeridgiano-Cretácico Inferior es conocido en los extremos norte y sur de la Cuenca Tampico-Misantla y en tierra en los alrededores del Puerto de Tampico.

En la Provincia Petrolera Tampico-Misantla está presente además de la roca generadora del Jurásico Inferior-Medio, otra fuente con mayor distribución y potencial generador, que fue depositada durante el Jurásico Tardío, formándose casi contemporáneamente a las rocas almacenadoras del Jurásico Kimmeridgiano, a las que sirve de sello. Además de las rocas almacenadoras calizas oolíticas kimmeridgianas, que constituyen parte del sistema petrolero Tithoniano-Kimmeridgiano están presentes las calizas del Cretácico Temprano, cuyo yacimiento fue sellado después de su erosión parcial en el noreste de la cuenca por lutitas en el Mioceno, conformándose así el sistema petrolero Tithoniano-Cretácico Inferior (PEMEX, 2013).

Las rocas del Jurásico Superior están representadas por calizas arcillosas de ambiente marino de cuenca, su distribución regional abarca toda la cuenca Tampico Misantla, excluyendo los altos de basamento que actuaron como islas durante ese tiempo. El espesor promedio de estas rocas generadoras es de 550 m (PEMEX, 2013).

Las rocas generadoras de la Cuenca Tampico-Misantla, corresponden con las formaciones Santiago, Tamán y Pimienta de edad Oxfordiano, Kimmeridgiano y Tithoniano, respectivamente. En la porción marina, en donde se localiza el Campo Arenque, las rocas generadoras principales pertenecen al Jurásico Tithoniano (PEMEX, 2013).

3.2 Roca generadora

Las principales rocas de este elemento del sistema petrolero corresponden a las calizas arcillosas de la Formación Pimienta del Jurásico Superior.

3.2.1 Formación Pimienta (Jurásico Superior)

La Formación Pimienta está compuesta por calizas arcillosas negras, ligeramente piritizadas, de estratificación delgada, con intercalaciones de lutita negra laminar, bentonita y lentes de pedernal. Sus espesores varían entre 3 y 485 m. El COT se encuentra entre 0.4 y 6.5% y el S₂ entre 0.2 y 43.4 mg HC/g COT. El IH varía entre 18 y 959, mientras que la temperatura máxima se encuentra entre 412 y 476°C. Los biomarcadores indican un ambiente marino salino anóxico carbonatado arcilloso (Hopanos: C₂₉>>C₃₀, C₃₄<C₃₅, regular relación Diasteranos/ Esteranos) (Figura 3.2.1) (PEMEX, 2013).

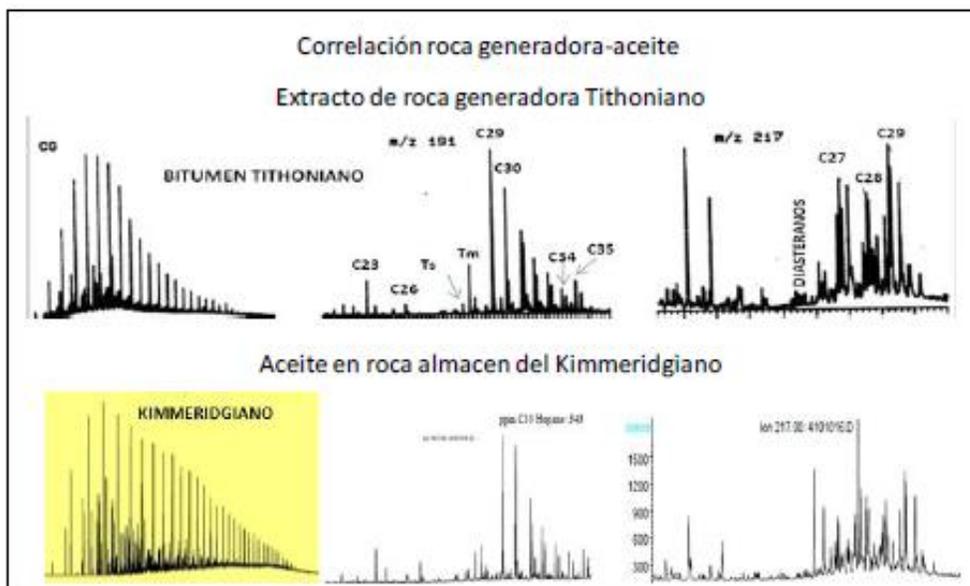


Figura 3.2.1 Cromatogramas de gases y fragmentogramas de bitúmenes extraídos de las calizas arcillosas generadoras del Jurásico Superior Tithoniano y su correlación con un aceite acumulado en las calizas oolíticas del Jurásico Superior Kimmeridgiano (PEMEX, 2013).

La mayor riqueza orgánica está relacionada con las formaciones Santiago y Pimienta, teniendo el kerógeno una tendencia de madurez de los tipos I y II, encontrándose predominantemente dentro de la ventana del aceite. En las tres formaciones existe una buena correlación entre el Ro y la Tmax, lo que permite utilizar un Ro equivalente en esta cuenca con escasez de vitrinita. Los mayores espesores de las rocas generadoras se concentran en 12 grabens, los cuales al madurarse la materia orgánica se convirtieron en los principales focos oleogeneradores. El área promedio de estos focos es 907 km² y su espesor de 550 m, el promedio del COT es 2.2% y del IH alrededor de 500 mg HC/g COT (PEMEX, 2013).

A partir de estas rocas se generó aceite y gas asociado que está almacenado en las rocas carbonatadas del Cretácico Inferior entre 2500 y 3500 m, en las calizas arrecifales, prearrecifales y de talud del Albiano-Cenomaniano a profundidades de 600 a 4700 m con aceites de 15 a 36 API°; en los carbonatos fracturados del Cretácico Superior a una profundidad de 500 m con aceites de 11 a 18 API° que están afectados por severa biodegradación y en las areniscas del Paleoceno-Eoceno donde se tienen aceites de 19 a

40 API°; estos aceites se han caracterizado por biomarcadores con el extracto de la roca generadora que confirma su afinidad a un ambiente marino carbonatado con regular influencia de arcillas en condiciones reductoras (PEMEX, 2013). Los ambientes sedimentarios varían de nerítico a infranerítico (PEMEX, 2011).

La fauna asociada corresponde a *Mazapilites tobosensis*, *Kossmatia victoris*, *Calpionella elliptica*, entre otros (Cantú, 1971 en PEMEX, 2011).

3.3 Roca almacenadora

La roca almacén del Jurásico Superior Kimmeridgiano está representada por calizas oolíticas y areniscas calcáreas transgresivas formadas por la denudación de arrecifes jurásicos preexistentes y depositadas en los bordes de los altos del basamento. Su porosidad varía de 9 a 15%, mientras su permeabilidad se encuentra entre 0.2 y 300 mD, estando relacionada la mejor calidad de la roca almacén con las facies oolíticas. Su espesor varía de 31 hasta 204 m (PEMEX, 2013).

Las rocas almacén del Cretácico Inferior consisten de calizas tipo *mudstone* – *wackestone* de *nannoconus* y *tintínidos* de color crema-café y café grisáceo, con nódulos de pedernal y delgadas intercalaciones de bentonita gris verdosa, estilolitas, fracturas rellenas de calcita y a veces por dolomía; realmente se presenta como una franja irregular que se adelgaza y desaparece hacia el norte y oriente por erosión de la porción norte de la cuenca (PEMEX, 2013).

Los horizontes productores presentan porosidades entre 12 y 20%, siendo esta intercrystalina y secundaria por fracturamiento, provocado por la compactación diferencial en los bordes de los bloques del *synrift*. Su permeabilidad es baja de 1 a 5 mD, la cual se incrementa por la presencia de fracturas hacia la cima (Figura 3.3.1), (PEMEX, 2013).

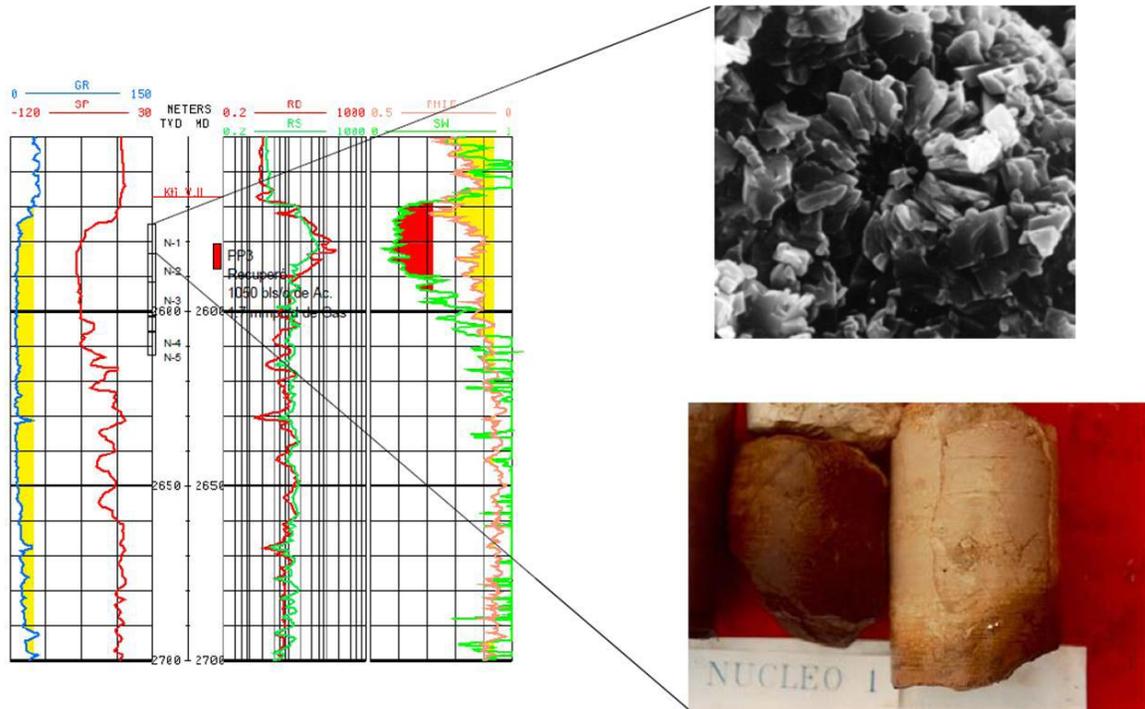


Figura 3.3.1. Registro tipo de la roca almacén del Cretácico Inferior, imagen MEB de la microporosidad y foto de núcleo tipo mostrando las fracturas (PEMEX, 2013).

3.3.1 Formación San Andrés (Kimmerigiano)

Litológicamente está representada principalmente por un cuerpo de *grainstone* oolítico que contiene desarrollos menores de fragmentos biógenos, con restos de corales, que varía lateralmente a facies de plataforma externa y plataforma interna, donde cambian a *packstone-grainstone* de oolitas y peletoides, y a *wackstone-packstone* de peletoides y ooides con intercalaciones densas a ligeramente arenosas con fragmentos de cuarzo, respectivamente (PEMEX, 2011).

Su fauna característica son los *equinoides*, *crinoides*, moluscos, corales, algas calcáreas (*Acicularia sp*), foraminíferos, radiolarios y ostrácodos (PEMEX, 2011).

Bordeando la plataforma existe una gran cantidad de pozos que reportan la Formación San Andrés que se correlaciona con la Formación Olvido (plataforma), con las Formaciones Chipoco, Tamán (talud y cuenca), La Caja, Las Trancas, La Gloria y Zuloaga, ligado a un

depósito originado en un ambiente que varió de planicie de mareas a nerítico somero, con aguas poco profundas y claras, de temperatura cálida, salinidad normal, bien oxigenadas y con energía alta y constante (Aguilera, 1972 en PEMEX, 2011). Cantú (1969) en PEMEX, 2011 le denominó Miembro San Andrés de la Formación Tamán, ubicándose su localidad tipo en el subsuelo del campo San Andrés del distrito de Poza Rica Ver, estas rocas fueron descritas por Campa (1970), en PEMEX (2011) como caliza calcarenitas y dolomías en lentes o franjas porosas y permeables, mismas que son almacenadoras de hidrocarburos (PEMEX, 2011).

3.3.2 Formación Tamaulipas Inferior (Cretácico Inferior)

Están representadas litológicamente por secuencias calcáreas con nódulos y lentes de pedernal, presentan estilolitas paralelas a los planos de estratificación. Se compone de biomicritas recristalizadas de textura *wackestone-mudstone* gris claro, su espesor varía de 30 a 700 m., la fauna reportada es: *nannoconus steinmanni*, *nannoconus bermudezi*, *Globochaeta alpina*, *Calpionellites dardieri*, entre otros, los cuales se asocian a condiciones marinas abiertas en aguas neríticas de baja energía y con un fondo de escasa pendiente. Esta unidad se ubica cronoestratigráficamente en el Berriasiano y Aptiano, cambia de facies transicionalmente hacia la Plataforma de Valles San Luis con la Formación Guaxcamá (PEMEX, 2011).

3.4 Roca sello

La roca sello del Kimmeridgiano está constituida por las calizas arcillosas del Jurásico Tithoniano (Formación Pimienta) que se encuentran ampliamente distribuidas, a excepción donde cambian a facies más terrígenas o se adelgazan sobre los altos de basamento o han sido erosionadas. Para el Cretácico Inferior la roca sello la conforman las lutitas del Mioceno (PEMEX, 2013)

Como sello la Formación Pimienta es excelente, y representa el mejor sello para los sedimentos del Kimmeridgiano de la Formación San Andrés. La facies de sello de la Formación Pimienta están conformadas por un *mudstone-wackestone* microfósilífero, con desarrollos de lutitas (PEMEX, 2010).

Si bien la distribución de la roca sello es regional, cabe mencionar que hacia la porción norte del área, las rocas del Tithoniano están afectadas por erosión en algunas áreas definidas principalmente de manera conceptual por la interpretación sísmica. En el área del Campo Arenque tiene espesores que varían desde los 30 m hasta más de 160 m. Petrográficamente la Formación Pimienta está compuesta por *mudstone* y *wackestone* de coloraciones oscuros, arcillosos, que presentan estratificación delgada, con intercalaciones de lutitas de color gris y café oscuro ricas en materia orgánica (PEMEX, 2012-A).

3.5 Trampa

Las estructuras del Kimmeridgiano y Cretácico Inferior están asociadas a trampas estructurales, estratigráficas y combinadas, con el predominio de las últimas y formando alineamientos norte-sur asociadas a las fallas de “*rifting*” (PEMEX, 2013).

Aunque el Kimmeridgiano presenta en el área facies sedimentarias adecuadas para el entrapamiento de tipo estratigráfico como son las de la Formación San Andrés, de acuerdo al resultado de la interpretación, las condiciones estructurales también han sido importantes en las áreas productoras. Los resultados muestran un predominio de trampas de tipo combinado (PEMEX, 2012-A).

La misma naturaleza de depósito de los sedimentos conforma una trampa estratigráfica y, por otro lado, el fallamiento *pre-synrift* conforman la componente estructural (PEMEX, 2010).

Hacia el norte, la zona con mejores condiciones estructurales es la comprendida entre el campo Arenque y la línea de costa, con trampas que comprenden estructuras anticlinales con orientación aproximada N-S y algunos pliegues buzantes (PEMEX, 2012-A).

3.6 Migración y sincronía

En la porción marina de la Cuenca Tampico-Misantla, la mayor intensidad de generación-expulsión de hidrocarburos se ha dado durante el Plio-Pleistoceno, alcanzando su momento crítico en el Reciente. En la figura 3.6.1 se observa que la migración que se interpreta para el Campo Arenque (PEMEX, 2013).

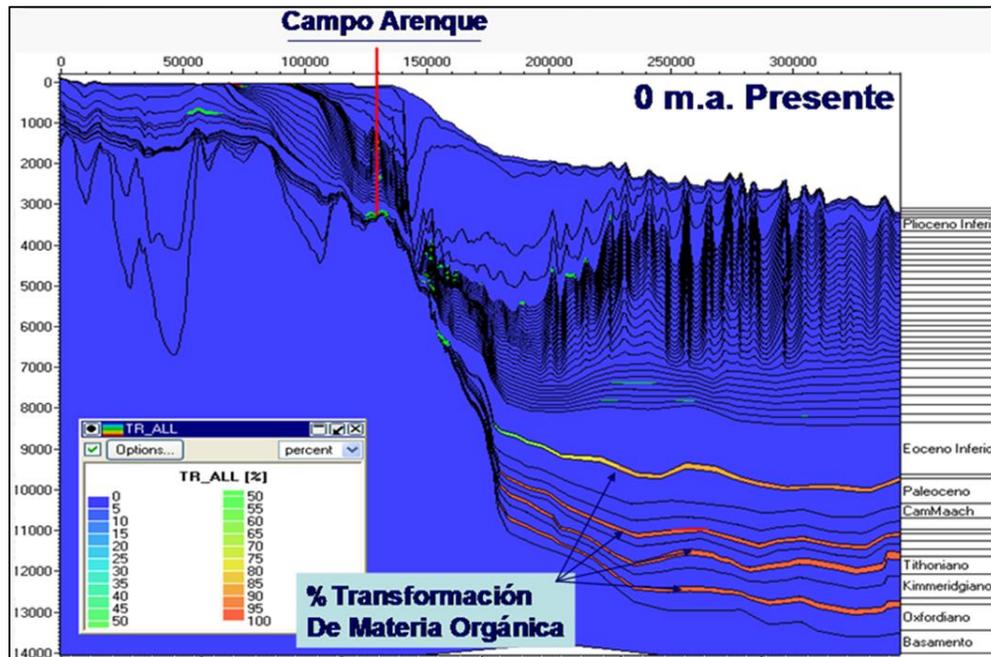


Figura 3.6.1. "Transecto 15" en 2D, modelado con PetroMod muestra la generación y migración de los hidrocarburos y el porcentaje de transformación de la materia orgánica (PEMEX, 2007-B)

Sin embargo, los modelos en PetroMod muestran que hubo migración también durante el Oligoceno, en la figura 3.6.2 se interpreta que durante este tiempo, la migración hacia el Campo Arenque fue favorable.

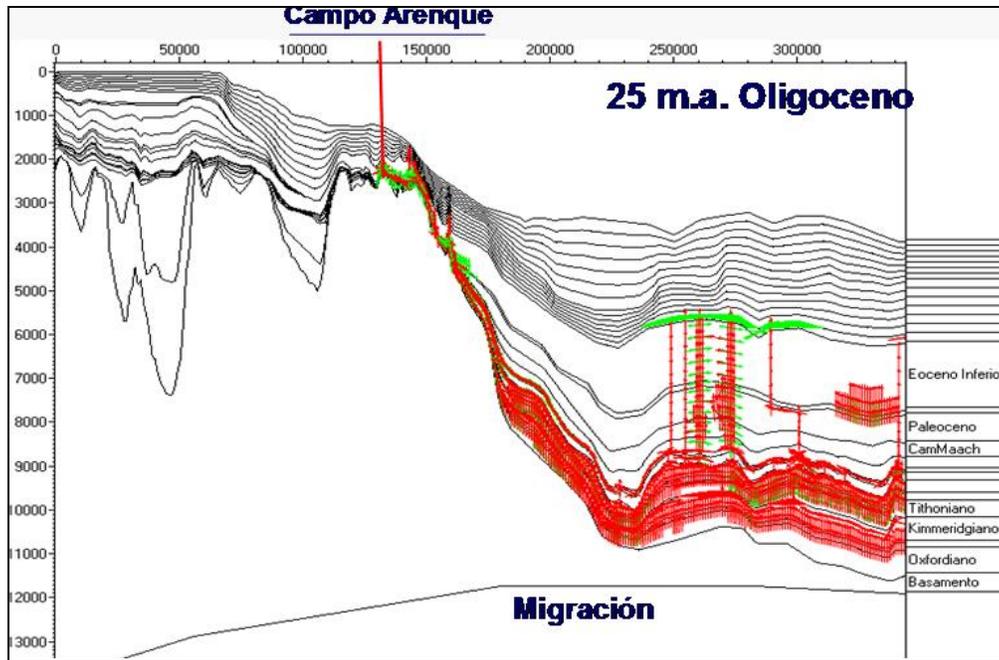


Figura 3.6.2. "Transecto 15" en 2D, modelado con PetroMod muestra la migración de los hidrocarburos en la parte central del transecto (Área Salmón) hace 25 Ma (PEMEX, 2010; Tomado del estudio de plays Tampico Misantla-Norte II, 2007).

Es posible establecer que en el Eoceno Superior, se tuvieron las condiciones adecuadas para el inicio de la generación y migración de hidrocarburos, siendo el momento crítico durante el Mioceno Superior, cuando se produjo el máximo llenado de la trampa (Figura 3.6.3). Primeramente migró el aceite, incrementándose a gas conforme ocurrió la transformación con la madurez, continuando la migración al tiempo actual, dando la oportunidad de cargar a los yacimientos en diferentes tiempos y posición estratigráfica (PEMEX, 2010).

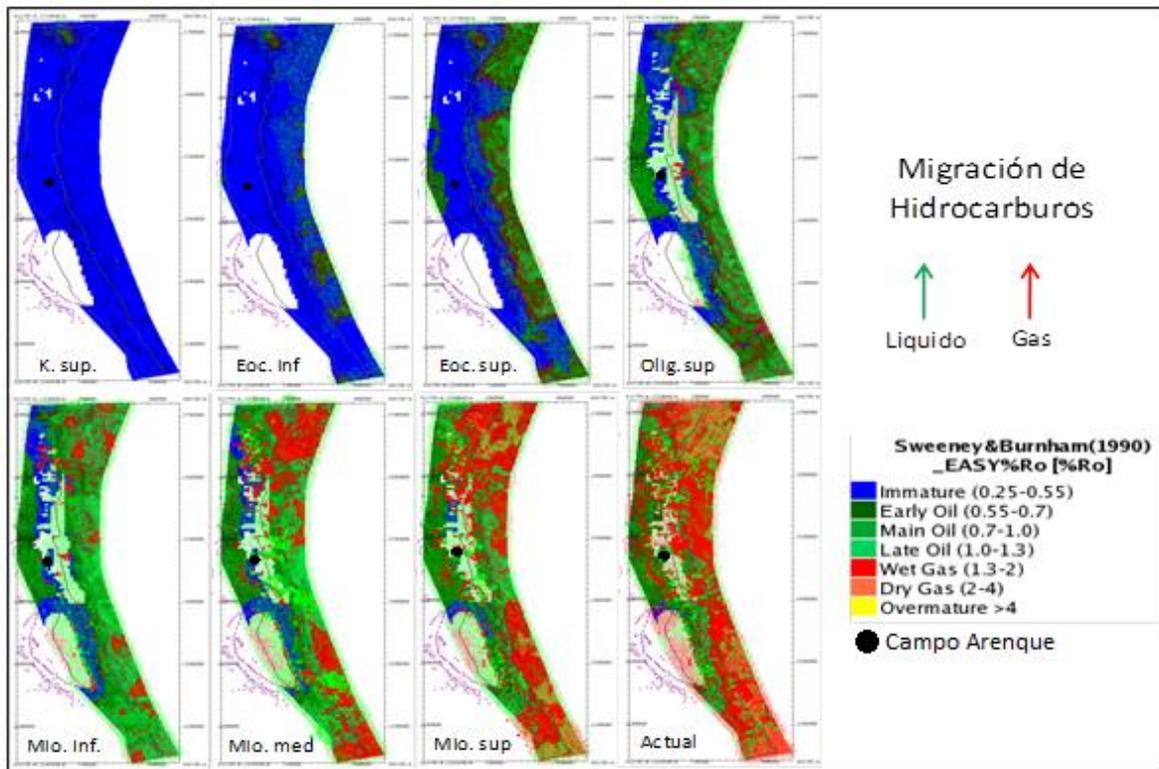


Figura 3.6.3 Migración y tipo de hidrocarburos en el área Sardina (PEMEX, 2012-A).

En la tabla de eventos (Figura 3.6.4) se observa que el sello para los sedimentos de la Formación San Andrés (roca almacenadora) es posterior al depósito de dicha formación y que la componente estratigráfica es contemporánea a la deposición de la roca almacenadora, pero la componente estructural es posterior (cenozoica). En la generación y migración de hidrocarburos hay dos eventos: el primero es posterior a la generación de la trampa estratigráfica y el segundo, el de mayor interés, es posterior a la generación de las componentes estratigráfica y estructural; existen dos momentos críticos, cada uno al final de cada evento de generación y migración (PEMEX, 2010).

De lo anterior y en base a la carta de eventos (Figura 3.6.4) se concluye que los elementos del sistema petrolero se dieron de tal manera que existiese una preservación de los hidrocarburos en las rocas, con calidad de yacimiento, de la Formación San Andrés del Jurásico Superior (PEMEX, 2010).

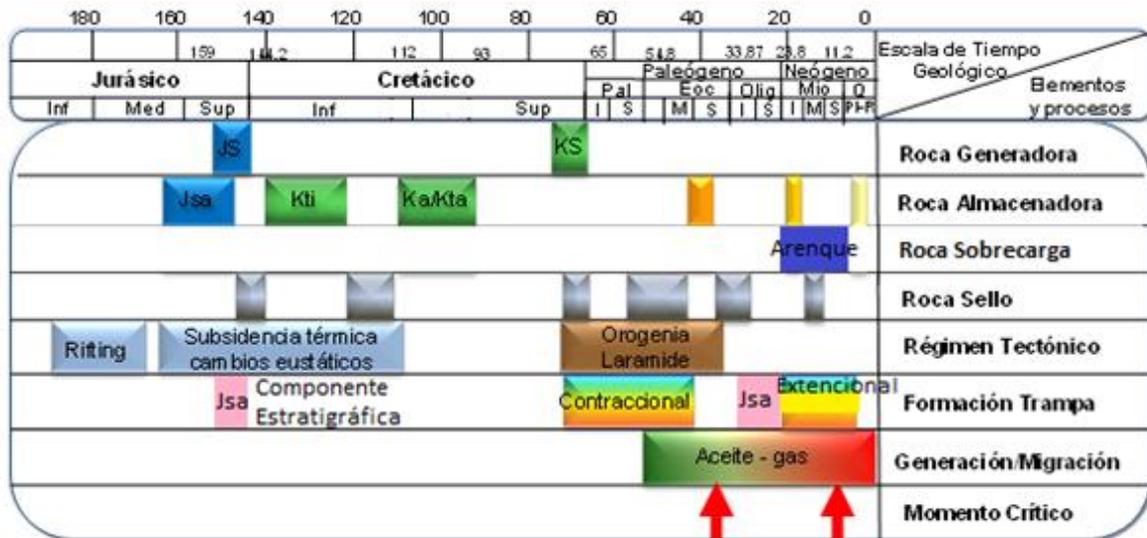


Figura 3.6.4 Diagrama de Sincronía (Modificada de PEMEX, 2013, PEMEX, 2012-A, PEMEX, 2010).

3.7 Play San Andrés

Litología: Grainstones de ooides, generalmente bien clasificados de color café, hacia el área de Arenque y packestone – grainstone de ooides, con evidencias de karstificación de color café, en áreas aledañas. La posición del desarrollo de los sedimentos oolíticos en el borde de *rift*, están controlados por una combinación del nivel del mar, energía de las olas y la posición e inclinación del borde del *rift* (PEMEX, 1999-A).

Modelo de depósito: Es el de plataforma carbonatada, de alta y baja energía, asociada con los bloques de *rift*, correspondiendo a las facies 6 estándar de Wilson (1975). El Play San Andrés corresponde a facies de plataforma. En términos de secuencias tectónicas, la formación San Andrés no se considera *syn rift* si no *post rift*, donde las fallas de *rift* no cortan a la Secuencia de San Andrés. Las áreas marginadas de *rift* están constituidas por basamento (granito) o lechos rojos del Triásico; los cuales tienden a ser cubiertos por facies de plataforma (PEMEX, 1999-A).

Espesor y repetición vertical. El espesor de las facies oolíticas varía de 3 m hasta 113 m en dirección NW-SE. El espesor de la Formación San Andrés varía entre 31 a 204 m en

dirección NE-SW, dentro del Campo Arenque. Ésta presenta repetición vertical (PEMEX, 1999-A).

Heterogeneidad. Presenta grandes cambios en forma lateral como vertical, desde depósitos lagunares de baja energía cercanos a las islas, a depósitos de alta energía (bancos oolíticos); de este modo presenta gran heterogeneidad fundamentalmente en rocas de plataforma capaces de almacenar hidrocarburos (PEMEX, 1999-A).

Características diagenéticas: Las principales eventos diagenéticos fueron la compactación, cementación y dolomitización (PEMEX, 1999-A).

Tipo de trampas: Las trampas son de tipo combinado, estructurales con un fuerte componente estratigráfico (PEMEX, 1999-A).

Sello: El sello para este *play* son las calizas arcillosas de la Formación Pimienta del Tithoniano (PEMEX, 1999-A).

3.8 Play Cretácico Tamaulipas Inferior

Litología: *Mudstone – wackestone* de microfósiles (*nannoconus* y *tintínidos*), de color gris a crema, con nódulos de pedernal, con delgadas intercalaciones de bentonita gris verdoso, presenta fracturas, en ocasiones se encuentra dolomitizado (PEMEX, 1999-A).

Distribución: Ampliamente distribuido a excepción del área oriental que desaparece por erosión (PEMEX, 1999-A).

Modelo de depósito: Se deposita en un ambiente de cuenca oxidante, que corresponde a la Facies 2 de Wilson (1975), depositada arriba del nivel de oxigenación y abajo del nivel base de tormentas (PEMEX, 1999-A).

Continuidad y extensión lateral: El Play Cretácico Tamaulipas Inferior se presenta en forma de una franja irregular que va perdiendo espesor hacia el oriente y desaparece al NE y SE (PEMEX, 1999-A).

Heterogeneidad: Está constituido por 6 principales litofacies que son las siguientes:

- Wackestone a packestone de microfósiles planctónicos.
- Horizontes delgados de bentonita gris verdosa.
- Horizontes delgados de lutita.
- Dolomía
- Packstone de intraclastos y microfósiles planctónicos originados por corrientes de turbidez.
- Mudstone a wackestone de microfósiles planctónicos.

Capacidad para permitir el flujo estabilizado de hidrocarburos: Está comprobado con la producción acumulada de 2 pozos del campo Arenque con 1.80 MMBPCE, así como los flujos obtenidos en barriles por día en prueba marina de los Pozos Jurel – A de 1050 B/D y Arenque – A con 2 intervalos de 579 B/D y otro de 233 B/D (PEMEX, 1999-A).

Rango y tipo de porosidad: Los rangos de porosidad son de 1 a 29%, por análisis petrofísicos, y por cálculos de registros van de 5 a 22%. Los tipos son principalmente intergranular e intragranular (microporosidad) entre los *nannocunus*, así como intercrystalina por dolomitización y por fracturas (Pemex, 1999-A).

Rango y tipo de permeabilidad: La permeabilidad es relativamente baja de 1 a 5 mD (PEMEX, 1999-A).

Trampa: Las trampas son de tipo estructural de remanentes de erosión del Cretácico Tamaulipas Inferior, estrechamente ligadas con la Orogenia Laramídica (PEMEX, 1999-A)

Sello: La roca sello la conforman las rocas del Mioceno, su efectividad ha sido probada en el pozo Arenque – A y Jurel - A (PEMEX, 1999-A)

Capítulo 4: Análisis de la Roca Generadora y Almacenadora

4.1 Roca generadora

Análisis geoquímicos realizados a las rocas de la región, han mostrado que la roca generadora (RG) por excelencia, son las correspondientes a la de la Formación Pimienta (Figura 4.1.1), (PEMEX, 2010), la cual se encuentra distribuida en el Área Salmón, en la cual se incluye el Campo Arenque, y en donde un evento erosiónó las partes oriente y sur del área (Figura 4.1.2). Los espesores que presenta van desde 260 m hasta 0 m por erosión; sin embargo el espesor promedio perforado en los pozos del Área Salmón está entre 50 y 60 m (PEMEX, 2010), fungiendo como roca generadora y sello de la Formación San Andrés (Pérez, 1991).

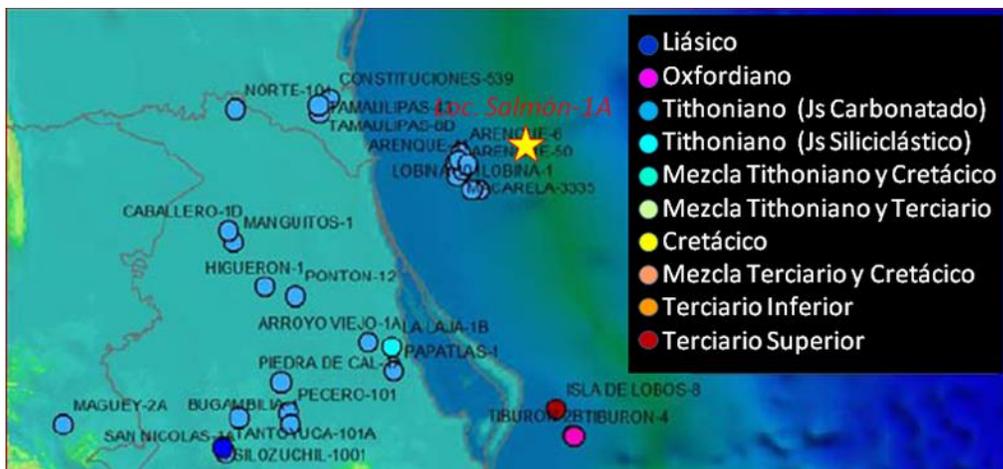


Figura 4.1.1. Mapa de ubicación de muestras de aceite pertenecientes a la cuenca Tampico-Misantla y su clasificación de acuerdo con el origen de su roca madre (PEMEX, 2010).

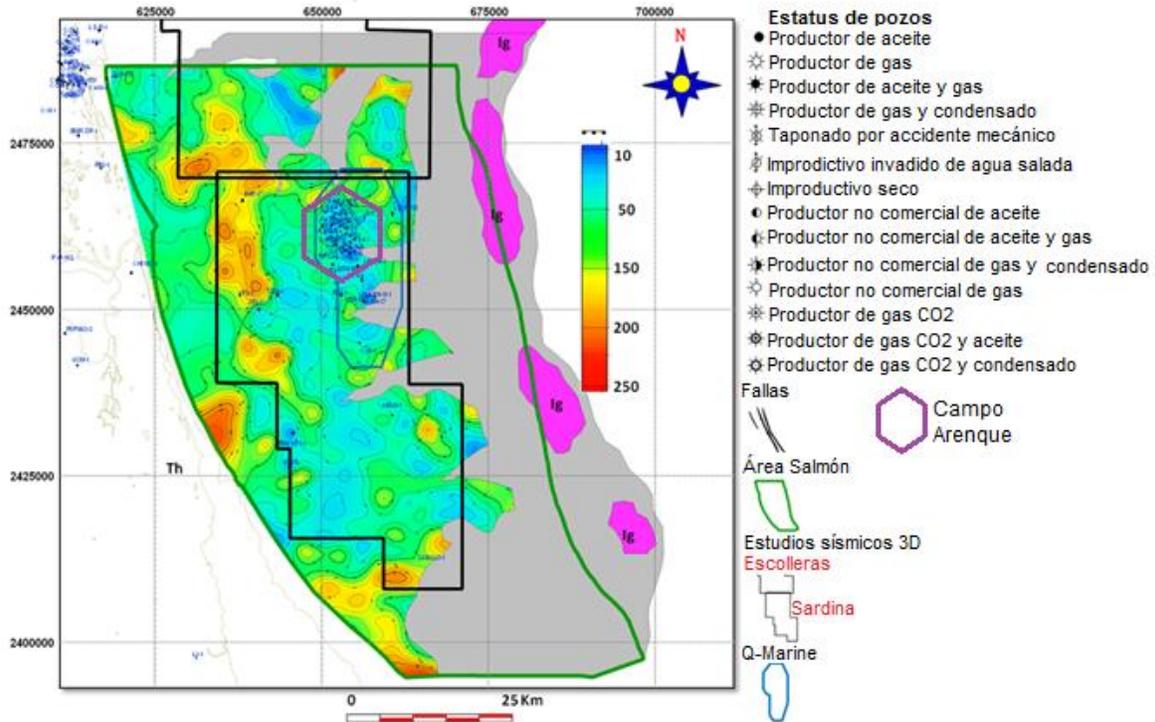


Figura 4.1.2. Mapa de isopacas de la Formación Pimienta del Jurásico Superior en el Área Salmón (PEMEX, 2010).

De acuerdo al estudio geoquímico realizado en el IMP por Guzmán, (1986), la principal roca generadora de la región, corresponde a la Formación Pimienta del Jurásico Tardío (Tithoniano) que contiene valores altos (0.49-5.65%) de carbono orgánico, siendo la materia de tipo algáceo y en menor proporción leñosa. La edad fue asignada por la presencia de calpionellas *C. Elliptica* y *C. Alpina* (Pérez, 1991).

Suprayace en concordancia a la Formación San Andrés e infrayace en concordancia a los sedimentos de la Formación Tamaulipas Inferior, y en algunos lugares es discordante a la Formación Méndez del Cretácico Superior (Pérez, 1991).

Las rocas con mayor riqueza orgánica de COT, son las que se encuentran en los pozos Ju-A, Ar-M, Pa-A, Co-1B, LaA y Tr-A cuyos valores residuales de COT son mayores a 1.0 %, e hidrocarburos potenciales S2 > 5.0 mg Hc/gr de roca, considerados como buenos a muy buenos (Figura 4.1.3), (Magoon & Dow, 1994 en, PEMEX, 2012-A).

POZO	CIMA (m)	BASE(m)	COT (%)	S2 (Mg HC/g roca)	IH (Mg HC/g TOC)	IO (Mg CO2/g COT)	TMAX (°C)
Ab-A	3439	3515	0.95	3.03	316	37	436
Ar-M	3387	3436	2.05	12.93	655	38	431
Corv-A	3766	3766	1.46	11.96	815	28	441
Jur-A	3010	3015	2.3	6.7	277	93	433
Lam-A	3318	3459	1.61	5.22	323	32	437
Mar-A	3216	3380	0.99	4.53	429	32	435
Náy-A	3421	3540	0.85	2.27	232	28	445
Pal-A	2680	2936	1.8	8.72	461	56	434
Tr-A	5380	5401	1.04	1.91	188	14	449

POTENCIAL	COT (%)	S2 (mgHC/roca)
Pobre	<0.5	<2.5
Regular	0.5-1.0	2.5-5.0
Bueno	1.0-2.0	5.0-10
Muy bueno	2.0-4.0	10 -20
Excelente	>4.0	>20

Figura 4.1.3. Tabla con los resultados de pirólisis de 9 pozos estudiadas en el área, cuyos parámetros geoquímicos determinan el potencial residual de las rocas del Jurásico Superior (PEMEX, 2012-A).

El espesor bruto de estas formaciones varía de 60 a 400 m. aprox. Considerándose con el apoyo de registros, que el espesor neto generador varía de 65 m. a 150 m. El contenido de carbono orgánico (COT) promedia un valor de 1.5% (Figura 4.1.4-A) (PEMEX, 1999-A).

El potencial generador (S2) promedia en 5 mg/gr-r que lo califica como bueno (Figura 4.1.4-B). El Índice de potencial generador alcanza valores mayores de 15 ton Hc/m² en los depocentros (Figura 4.1.5-A), infiriéndose valores similares o más altos hacia el golfo profundo. El grado de maduración está en la ventana del petróleo apoyado por valores de Temperatura máxima con un promedio de 440°C (Figura 4.1.5-B), (PEMEX, 1999-A).

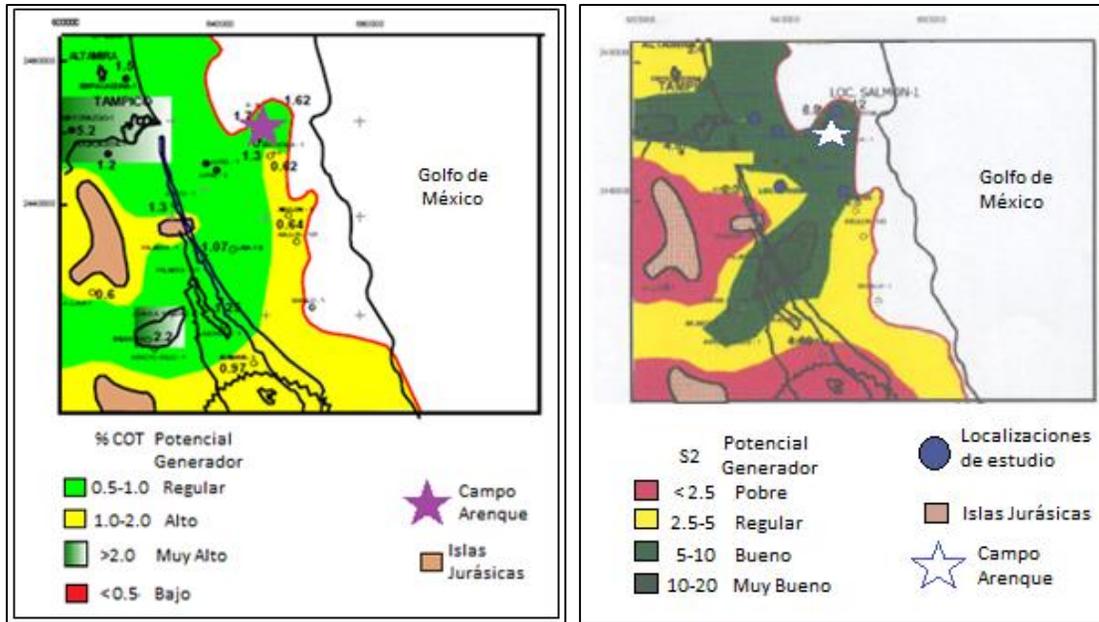


Figura 4.1.4-A Carbono Orgánico Total del Tithoniano. B Potencial generador del Tithoniano, Hidrocarburos Potenciales S2 (modificada de PEMEX, 1999-A).

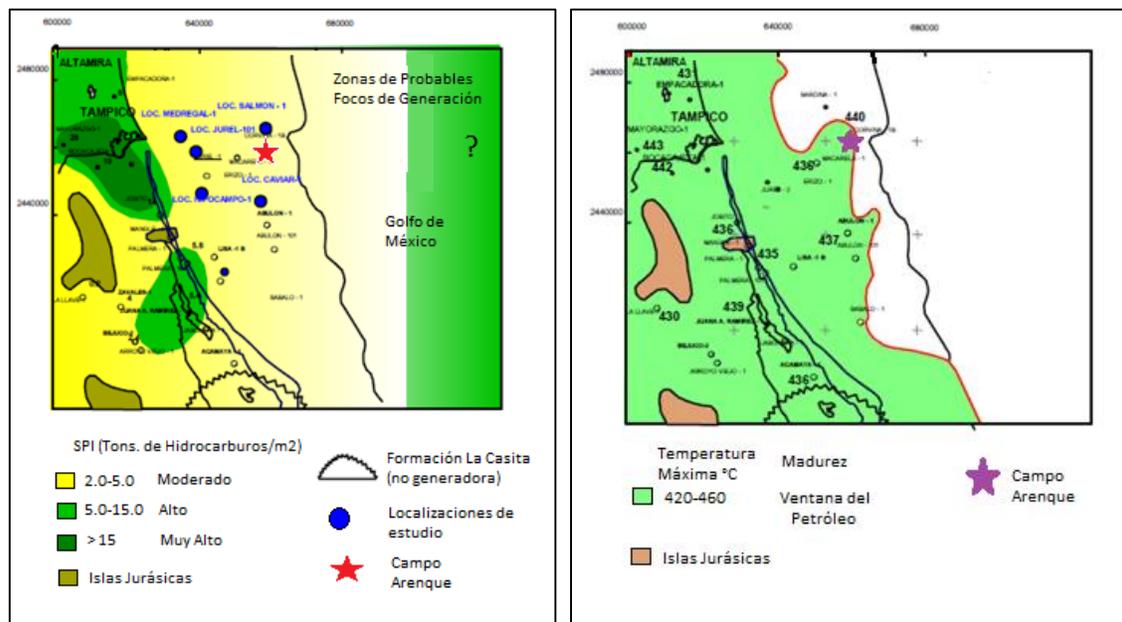


Figura 4.1.5-A Índice de Potencial Generador (SPI). Jurásico Superior. B Madurez del Tithoniano (modificada de PEMEX, 1999-A).

Análisis químicos y de biomarcadores de 23 muestras de aceite; de acuerdo a la cantidad de parafinas, naftenos y aromáticos los aceites del Campo Arenque tienen una composición intermedia parafínicos – nafténicos con densidades de 15 a 35° API (Figura 4.1.6), (PEMEX, 1999-A).

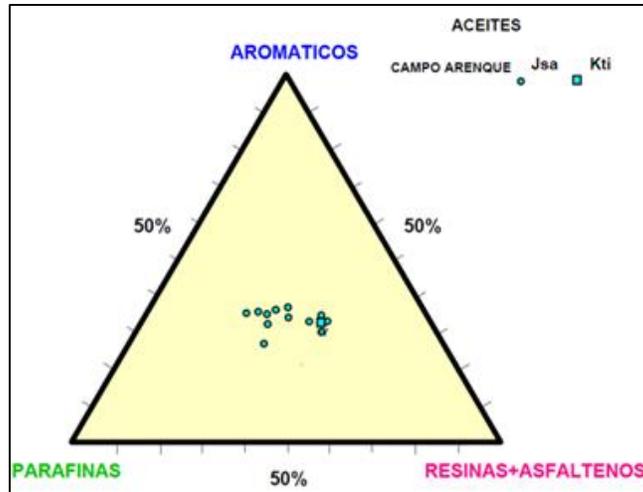


Figura 4.1.6 Composición química de aceites del Campo Arenque (PEMEX, 1999-A).

Con respecto a los biomarcadores tenemos que la relación Fitano/n-c18 contra Pristano/n-c1 nos indica que los aceites derivan de una materia orgánica marina algácea depositada en un medio ambiente reductor (Figura 4.1.7), (PEMEX, 2003-A).

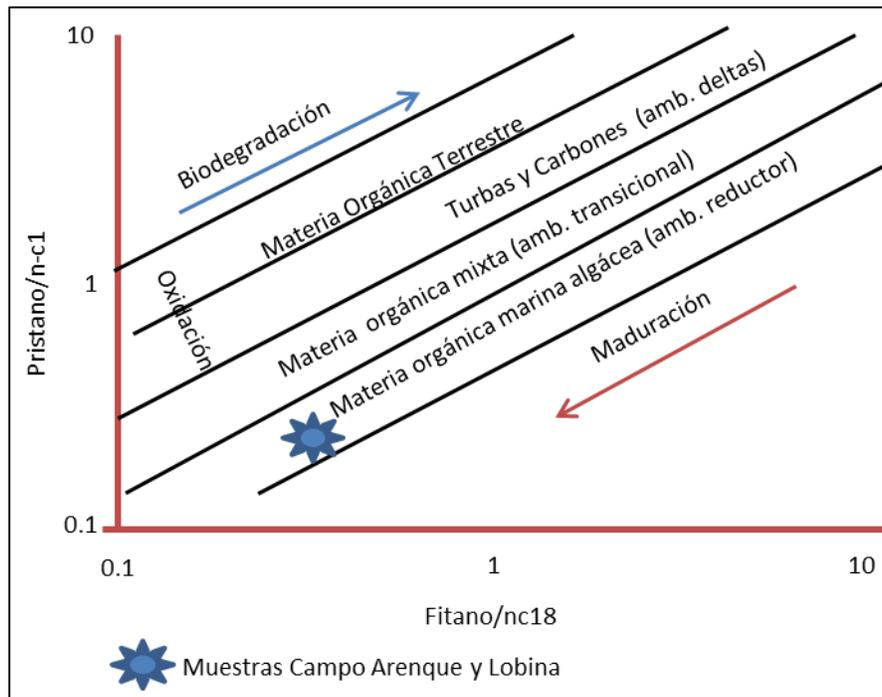


Figura 4.1.7 Tipo de materia orgánica por biomarcadores (modificada de PEMEX, 2003).

En cuanto a la evolución de la materia orgánica el diagrama que establece la relación entre hopanos (T_s/T_s+T_m) y la densidad en $^\circ\text{API}$ nos permiten inferir que los aceites del Campo Arenque son de madurez media y algunos han sido afectados por biodegradación (Figura

4.1.8), (PEMEX, 1999-A). En un estudio realizado por parte de PEMEX (2003-A), los aceites han sido afectados por segregación (Figura 4.1.9)

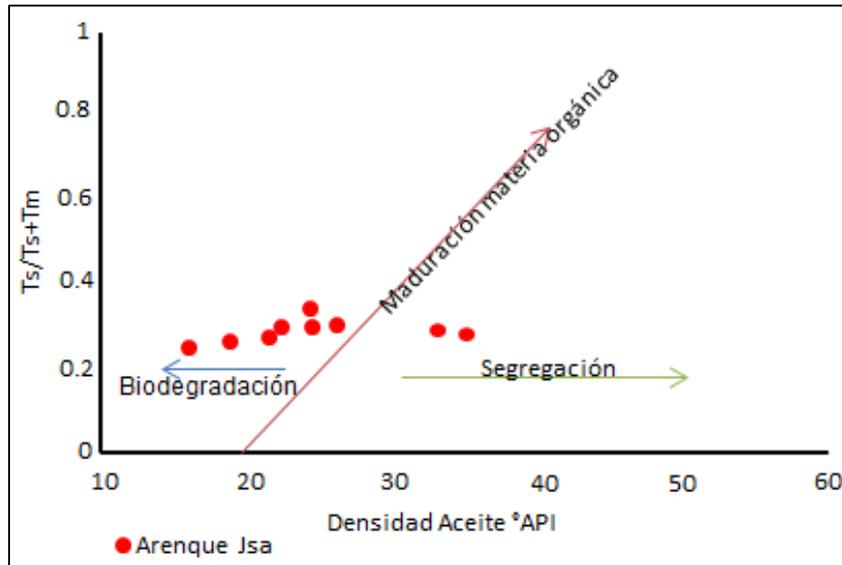


Figura 4.1.8 Evolución de materia orgánica e hidrocarburos (PEMEX, 1999-A).

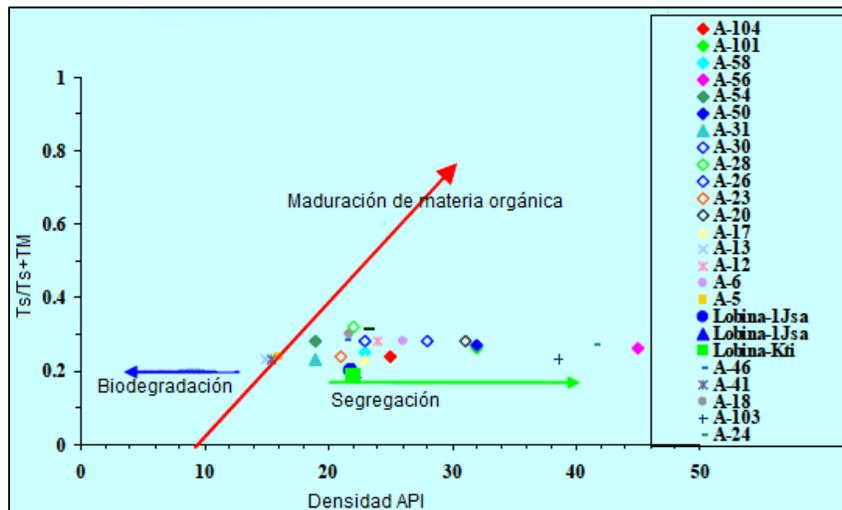


Figura 4.1.9 Evolución de materia orgánica e hidrocarburos (PEMEX, 2003-A).

Con la ayuda del diagrama que relaciona a los homohopanos C29/C30 con los homohopanos C35/C34 (Figura 4.1.10), se muestra que los aceites en el Campos Arenque provienen de facies litológicas carbonatadas ligeramente arcillosas depositadas en un ambiente anóxico (PEMEX, 1999-A).

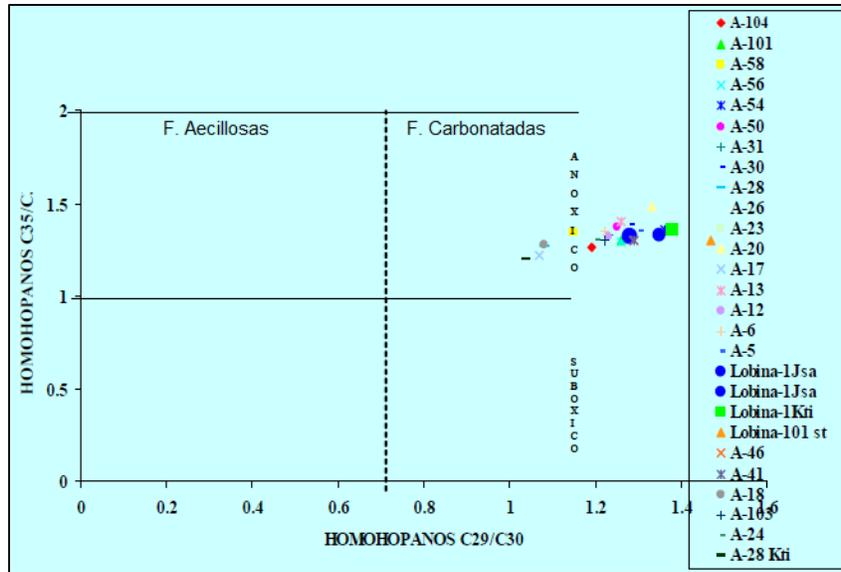


Figura 4.1.10 Facies litológicas por Biomarcadores (PEMEX, 2003)

El Volumen Original del Campo Arenque para el Jurásico San Andrés es de 1004 MMBPCE, la Reserva Original es de 326 MMBPCE, su Producción Acumulada es de 181 MMBPCE y su Reserva Remanente de 141 MMBPCE (PEMEX, 2007-B).

4.2 Roca almacenadora

Las rocas almacenadoras de edad Jurásico Superior (Kimmeridgiano) de la Formación San Andrés en sus facies de grainstone oolítico, constituye el principal yacimiento del Campo Arenque, cuya tasa de producción por pozo es de 5.4 MMBPCE, lo que lo hacen el campo más importante de la Cuenca Tampico – Misantla (PEMEX, 2003-B).

Las oolitas del Jurásico Superior se descubrieron por primera vez en 1937 en los Estados Unidos y se les conoce como Smackover Formation; pero en México, según el área donde se encuentren, se les ha denominado Olvido, San Andrés, Jurásico oolitas, etc. (PEMEX, 2013-A).

De acuerdo a PEMEX (1971), la formación productora se designó en ese tiempo con el nombre Jurásico Arenque, la cual se constituye de calizas prearrecifales y oolíticas del Jurásico Superior.

Estas rocas corresponden principalmente a los sedimentos de plataforma carbonatada que constituyen la Formación San Andrés del Jurásico Superior (Kimmeridgiano), interpretándose también la presencia de desarrollos orgánicos hacia algunas zonas, que han sido encontrados en pozos terrestres en la porción norte de la cuenca Tampico-Misantla y sur de la Cuenca de Burgos (PEMEX, 2011). Aunque de acuerdo con PEMEX, (2013-A), el ambiente predominante fue de rampa interna; debido a la presencia de *mudstone* a *grainstone* de ooides y bioclastos con coloraciones desde crema-café claro a gris, así como algunos horizontes de anhidritas.

La capacidad de almacenamiento de la Formación San Andrés, productora de aceite y gas en los campos Arenque, Merluza y Tilapia, se asocia el depósito de sedimentos en ambientes de plataforma somera y de pendiente suave (PEMEX, 2013-A) con los altos de basamento preexistentes (islas), así como por corrientes marinas (Figura 4.2.1), que propiciaron el desarrollo de facies de carbonatos de plataforma que hacia los bordes constituyen las principales trampas almacenadoras compuestas por *grainstone* oolítico de la Formación San Andrés. Las facies de laguna desarrolladas al interior de la plataforma por sus características litológicas tienen menor calidad de roca almacén, sin embargo mejora cuando presentan micro fracturamiento y dolomitización (PEMEX, 2011).

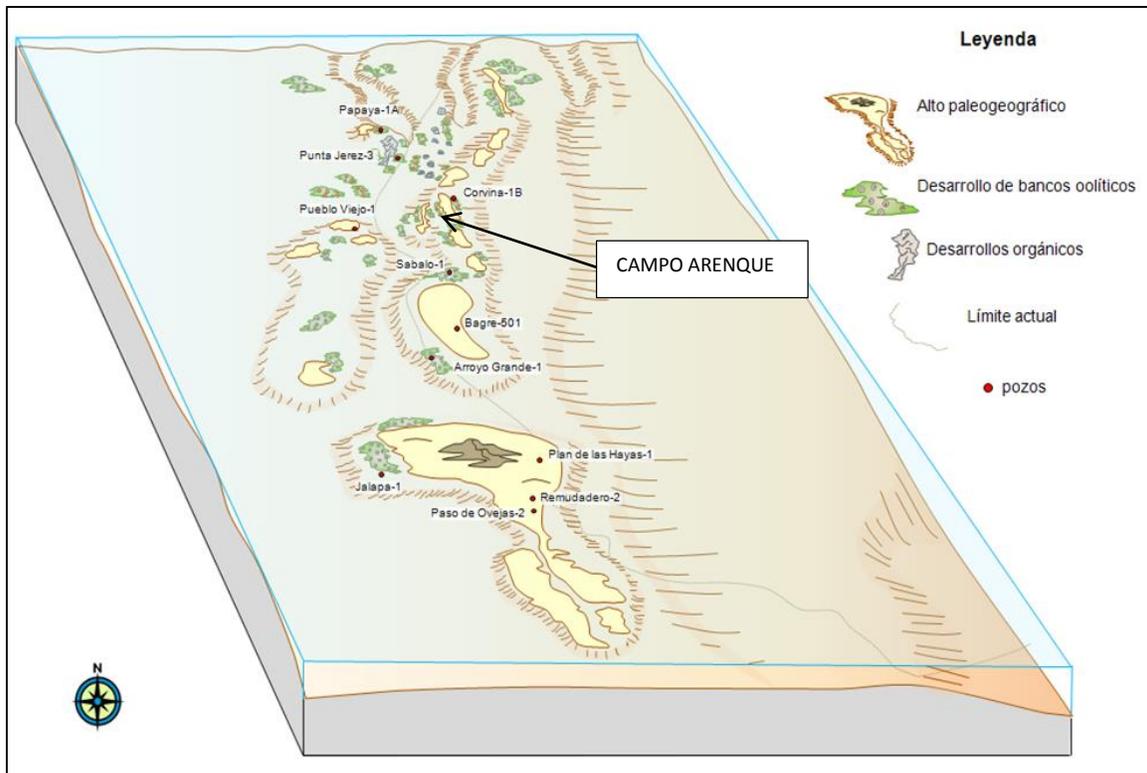


Figura 4.2.1 Modelo sedimentológico esquemático del Jurásico Superior Kimmeridgiano, donde se puede apreciar el archipiélago y la distribución de los cuerpos oolíticos asociados a los altos (Modificado de PEMEX, 2011).

Las primeras rocas sedimentarias depositadas en el área se derivan del basamento (granítico) como consecuencia de que este se encontraba emergido formando islas, lo que propició que los agentes erosivos actuaran y formaran depósitos de conglomerados y areniscas basales, que se acumularon principalmente en las partes bajas (PEMEX 2003-B).

La primera invasión marina en el área está representada por las facies de peletoides y algas (unidad de micritas laminares y brechas de colapso) depositadas en un ambiente de supramarea-intermarea. Ambas secuencias forman el cuerpo inferior de la Formación San Andrés (PEMEX, 2003-B).

La presencia de constituyentes terrígenos sobreyaciendo a la unidad anterior indican que durante ese tiempo ocurrió un descenso del nivel del mar, ocasionando que al quedar expuestas algunas partes del basamento, los agentes erosivos generaran las areniscas

cuarzo-feldespáticas cementadas por material arcillo-calcáreo de la unidad inferior (PEMEX, 2003-B).

La sedimentación del Kimmeridgiano Superior continuó bajo condiciones transgresivas representado por una unidad de *wackstone-packstone* de peletoides y bioclastos, pasando finalmente a un sistema más estable del nivel del mar dando oportunidad para el desarrollo de la facies de bancos (oolíticos) calcáreos carbonatados de alta energía, (principal roca almacén) y permitiendo además el desarrollo progradante de una secuencia con presencia de cuarzo detrítico derivado de las partes altas del basamento, como consecuencia de las fluctuaciones del nivel del mar dentro de este mismo sistema de depósito. En resumen podemos decir que para esta época se desarrollaron plataformas someras en las que prevalecieron ambientes de alta energía en el margen y de baja energía en la plataforma interna. Los sedimentos que representan esta etapa de depósito corresponden al cuerpo superior de la Formación San Andrés y en el que se encuentra una distribución amplia de facies desde la oolítica, situada en la margen de la plataforma hasta la de peletoides y bioclastos localizada en el interior de la plataforma (Figura 4.2.2), (PEMEX, 2003-B).

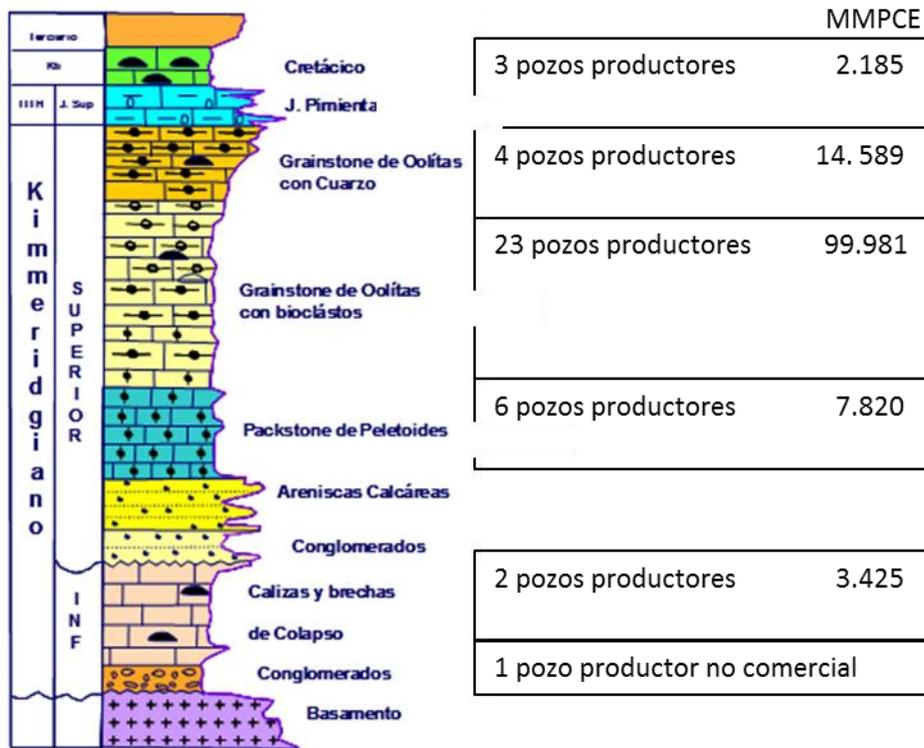


Figura 4.2.2 Pozos productores por formación (PEMEX, 2008).

La calidad como roca almacenadora depende de la diagénesis a la que haya estado sometida la roca; esta calidad se ve reflejada en la porosidad y permeabilidad. En los gráficos de la figura 4.2.3 se observa la porosidad y la permeabilidad de los diferentes pozos del Campo Arenque; con una porosidad promedio de 15% (PEMEX, 2008). La permeabilidad es muy impredecible, pues se presentan valores que van desde 0.025 hasta 100 mD (PEMEX, 2008).

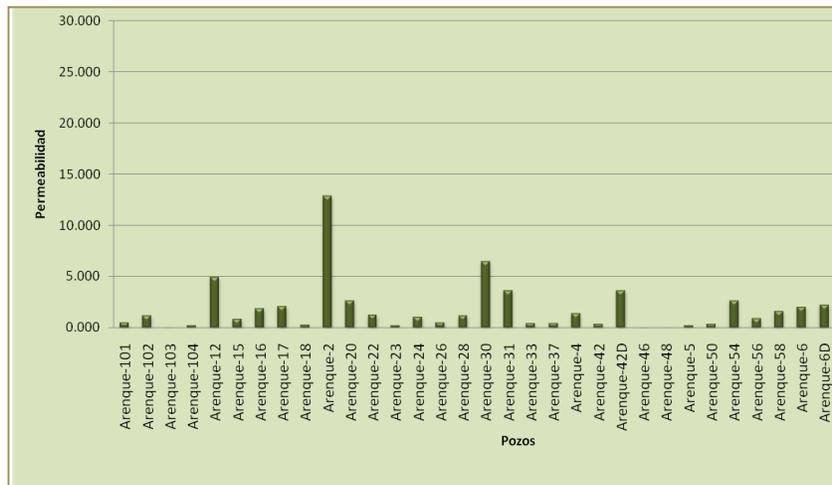
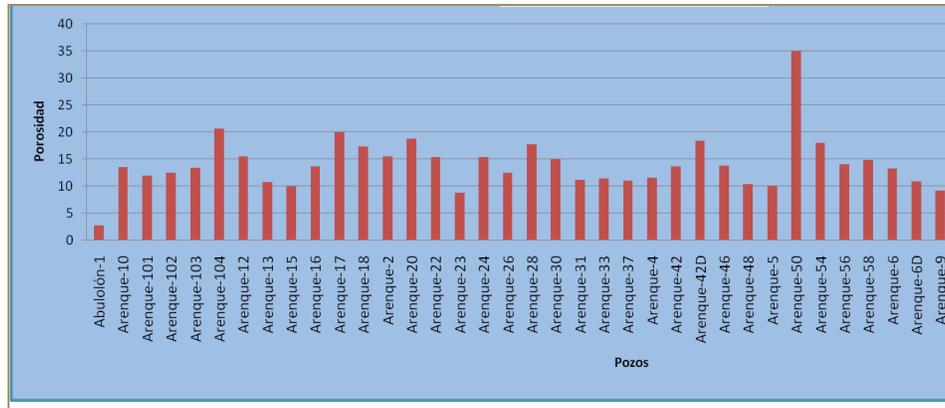


Figura 4.2.3 Gráficos de la porosidad (arriba) y la permeabilidad (abajo) en la roca almacén en diferentes pozos del Campo Arenque (Modificada de PEMEX, 2008).

Los análisis petrográficos realizados a láminas delgadas de diversas muestras que representan a la roca almacenadora, incluyen procesos diagenéticos como: disolución, dolomitización, presión-solución, silicificación, cementación calcárea, micritización y compactación

De todos los procesos anteriores, los que más ayudaron a mejorar la porosidad fueron la fuerte disolución del cemento y de los granos (porosidad intergranular e intragranular) y la dolomitización (porosidad intercrystalina), ya que ambos generaron abundante porosidad secundaria en la roca (PEMEX, 2011).

También se observaron otros procesos diagenéticos tales como presión solución y que están evidenciados por líneas estilolíticas, y en partes, algo de silicificación de granos (figura 4.2.4)

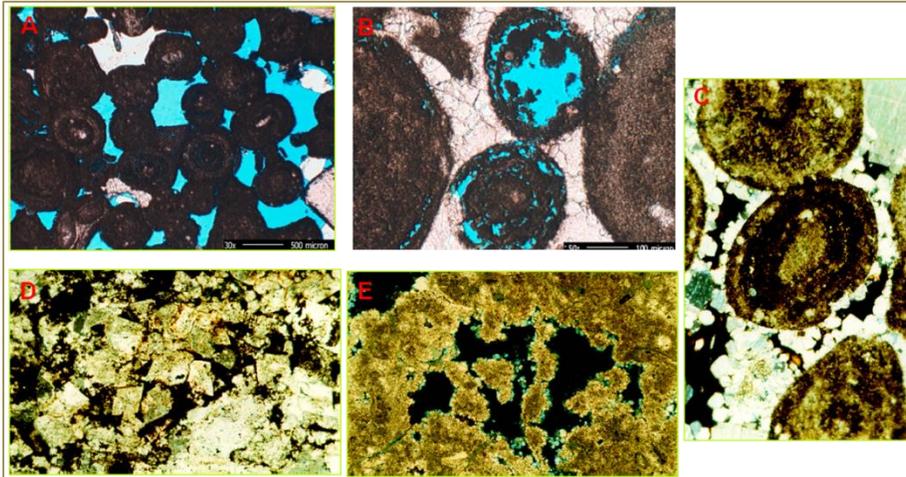


Figura 4.2.4 Tipos de porosidades en las rocas de la Formación San Andrés. A) Porosidad intercrystalina originada por la disolución del cementante. B) Porosidad intergranular debido a disolución de los granos. C) Porosidad primaria remanente. D) Porosidad intercrystalina debido a la formación de dolomita como cementante. E) Disolución de la matriz (principalmente) y granos (PEMEX, 2010).

Todos los procesos diagenéticos que se observaron en las muestras se colocaron en su respectiva etapa diagenética, dando como resultado la secuencia paragenética de la Roca almacén del *Play* San Andrés del Jurásico Superior Kimmeridgiano; en esta secuencia se puede apreciar qué procesos diagenéticos actuaron sobre los sedimentos hasta su litificación y cómo influyeron en la creación y/o destrucción del sistema poroso (Figura 4.2.5), (PEMEX, 2011).

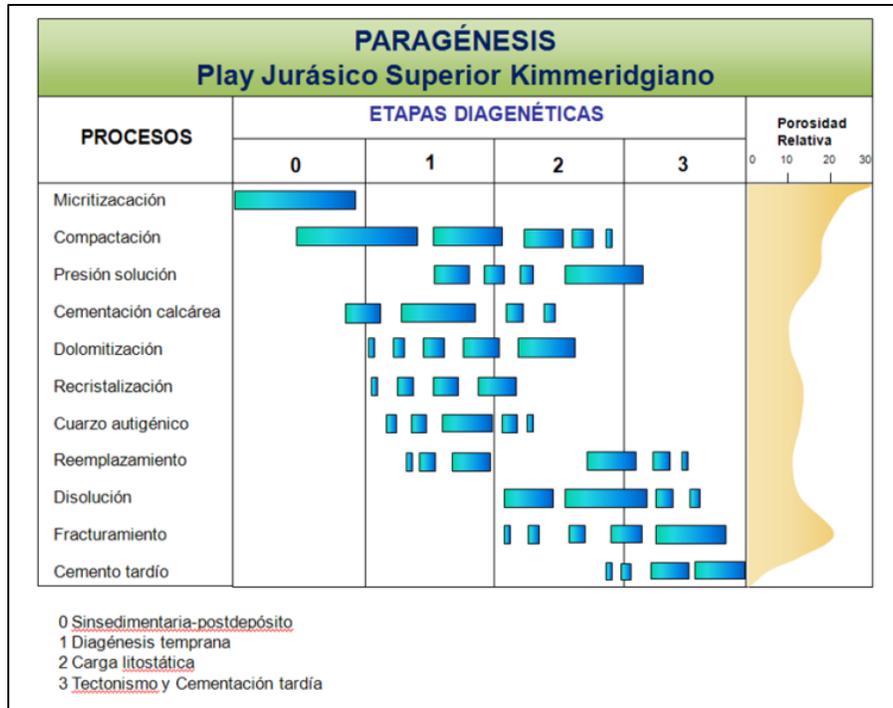


Tabla 4.2.5. Secuencia paragenética que muestra los principales procesos diagenéticos y cómo estos afectan a la porosidad de la roca almacén (PEMEX, 2011).

4.2.1 Petrografía y diagénesis

A continuación se presentan algunas características petrográficas y diagenéticas relevantes y representativas, que afectan a algunos de los núcleos cortados por pozos, dentro del Campo Arenque.

Análisis realizados a algunos tapones del núcleo 1 cortado por el pozo Ar-J, dan como resultado una porosidad a Helio que van del 2.22% al 10.65%, una permeabilidad que varía entre 0.009 mD y 8.623mD y una densidad de grano promedio de 2.658 g/cm³ (PEMEX, 2005-A).

En la figura 4.2.1.1 se observa la microfotografía de una lámina delgada del pozo Ar-J, cuyo carácter litológico se clasifica como un *mudstone*. Los escasos aloquímicos son fósiles de equinodermos, moluscos (con textura vesicular), escasos radiolarios, fósiles no identificados y trazas de ostrácodos. Se observó también algunos cuarzos monocristalinos.

Existe un muy bajo porcentaje de esparita en forma de cristales dispersos en la abundante matriz micrita, que al parecer son fósiles completamente recristalizados. La micrita muestra incipiente recristalización a pseudoesparita por un proceso de neomorfismo. Una zona de la lámina presenta pliegues microestilolíticos producto de disolución por presión, los cuales se encuentran rellenos por material opaco (hidrocarburo residual). La porosidad está completamente ausente por lo que la roca no tiene calidad de yacimiento. Solamente existen un par de diminutas fracturas irregulares que generan muy poca porosidad secundaria. En la imagen derecha se aprecia una estilolita, formada por disolución por presión, rellena en su totalidad por hidrocarburo residual. Se presentan también algunos granos de cuarzo (I-4.5, I/J-7, E/F-9.5). Note la ausencia total de porosidad. La diagénesis de esta lámina fue: recristalización de fósiles, neomorfismo, disolución por presión, compactación (PEMEX, 2005).

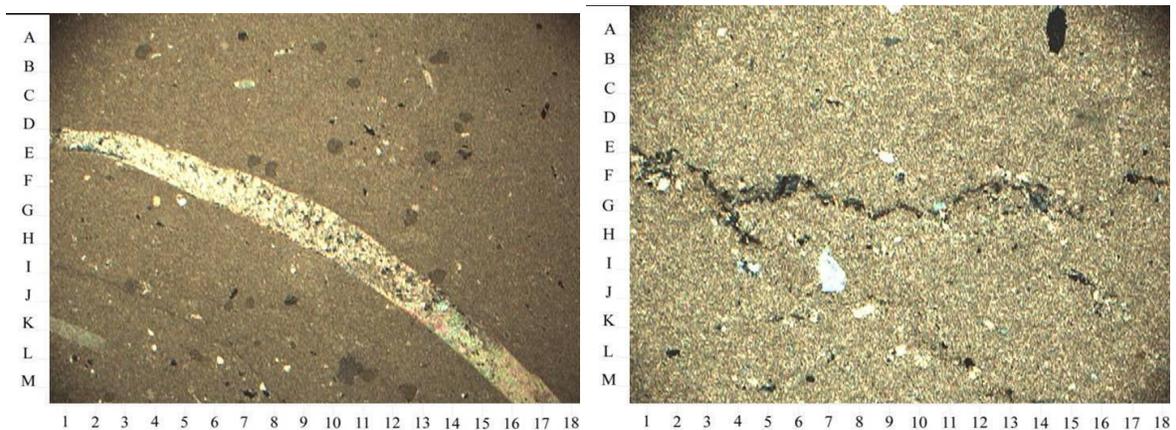


Figura 4.2.1.1 Pozo Ar-J Prof: 3806.17 m (PEMEX, 2005).

En la figura 4.2.1.2 se observa la microfotografía de una lámina delgada del pozo Ar-J, la litología es de *mudstone*. Los pocos aloquímicos son fósiles de radiolarios y trazas de otros fósiles no identificados; todos totalmente recristalizados a esparita. La porosidad está totalmente ausente por lo que la roca no tiene calidad de roca almacanadora. Se observó una diminuta fractura rellena en su totalidad por esparita. La abundante matriz micrítica

muestra incipiente recristalización a pseudoesparita por causa de neomorfismo. En la imagen a la derecha, con mayor aumento se aprecia la abundante matriz micrítica que impide la existencia de porosidad intergranular en la roca. En C/D-8 se presenta un fósil no identificado y en G/H-4 un radiolario. Note la total ausencia de porosidad. Los eventos de diagénesis son: cementación por esparita, neomorfismo, recristalización de fósiles, compactación (PEMEX, 2005).

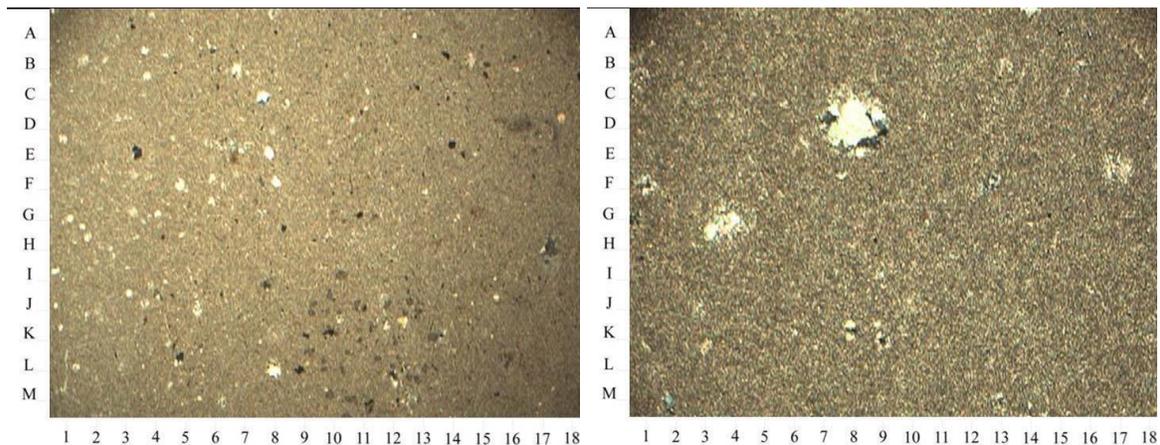


Figura 4.2.1.2 Pozo Ar-J Prof: 3807.92m (PEMEX, 2005).

Por su parte, análisis realizados a tapones de los núcleos 1 y 2 del pozo Ar-K, reportaron valores de porosidad desde 16.3% hasta 24.2%, permeabilidades que fluctúan entre 1.19 y 30.5 mD, y densidad de grano promedio de 2.70 g/cm³.

Dichas muestras presentaron una saturación de aceite que va desde el 38.1%, alcanzando valores maximos de hasta el 52.9%. La saturación de agua presentada varía entre el 17.2 y el 19%.

En la figura 4.2.1.3 se observa la microfotografía de una lámina delgada del pozo Ar-K; la lámina está impregnada con resina epoxica azul: las áreas azules representan poros y/o fracturas abiertas. Las áreas en tonos rojizos representan calcita, ya que la muestra se ha tinturado con Alizarin rojo "S". La muestra corresponde a una caliza tipo *grainstone* oolítico;

bien seleccionado, granos redondos, los cuales pueden presentar interpenetración menor; en la lámina se observan granos aloquímicos como son: un fragmento de molusco (en la parte superior), ooides, ooides micritizados; no presenta matriz calcárea ni detrítica; se encuentra cementada con calcita (relleno de poros), lo que nos indica una etapa tardía. El tipo de porosidad es intraparticular e interparticular. No se observan fracturas (PEMEX, 1999-B).

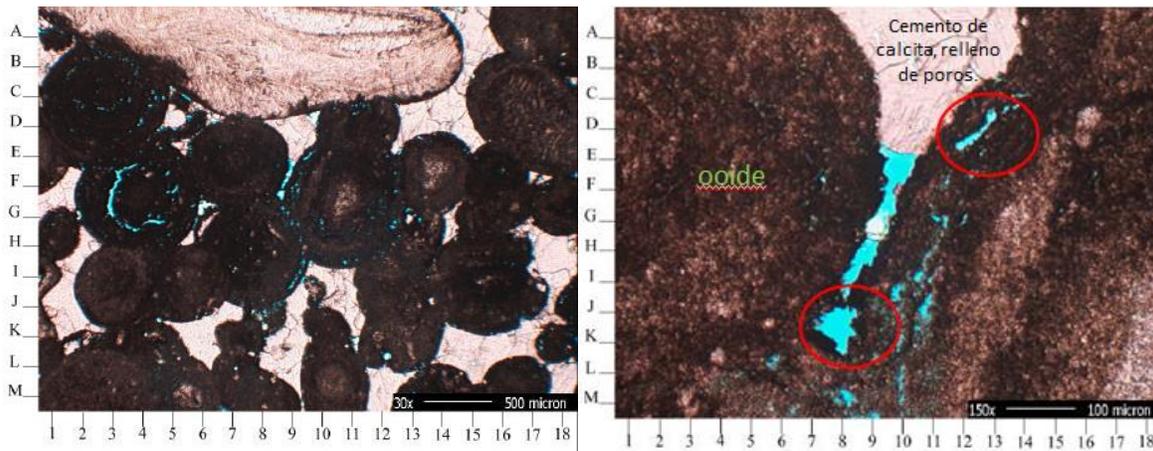


Figura 4.2.1.3. Pozo Ar-K Prof: 3623. Izquierda: grainstone oolítico; ooides: C-3, F-11; fragmento de molusco A-9; calcita (etapa tardía): C-14, K-6; porosidad intrapartícula (mesoporos y microporos): F-3, I-9; porosidad interpartícula (mesoporos): E-9, K-11, textura masiva. Derecho: detalle de la misma lámina. Ooides: D-4; calcita (etapa tardía): B-10; porosidad intrapartícula: D-12; porosidad interpartícula: F-10 (PEMEX, 1999-B).

En la figura 4.2.1.4 se observa la microfotografía de una lámina delgada del pozo antes mencionado; la lámina está impregnada con resina epoxica azul: las áreas azules representan poros y/o fracturas abiertas. Las áreas en tonos rojizos representan calcita, ya que la muestra se ha tinturado con Alizarin rojo “S”. La muestra es, litológicamente, una caliza *grainstone* oolítica; bien seleccionada, granos redondos, los cuales se encuentran moderadamente cercanos: interpenetración de granos menor; en la lámina se observan granos aloquímicos como son: ooides, ooides micritizados, intraclastos; no presenta matriz calcárea ni detrítica, tampoco granos detríticos; como cementante presenta calcita circungranular, es decir, de una etapa temprana, además de calcita como relleno de poros,

lo que nos indica una etapa tardía. El tipo de porosidad es intraparticular. Presenta microfracturas dentro de los granos y una textura masiva (PEMEX, 1999-B).

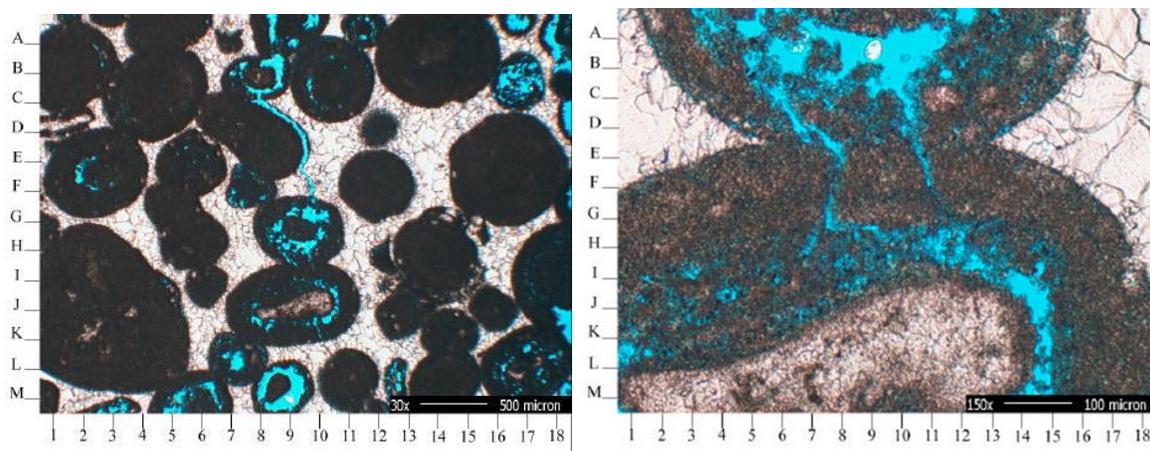


Figura 4.2.1.4. Pozo Ar-K. Profundidad: 3635. Izquierda grainstone oolítico; ooides: B-10, K-2; intraclastos: J-3; calcita circungranular (etapa temprana): C-10, G-4; calcita (etapa tardía): E-14, H-8; porosidad intrapartícula (mesoporos y microporos): B-16, G-9; fractura: F-10; micro-fracturas: D-10, J-10; textura masiva. Derecha: detalle de la misma lámina. Ooides: A-10, K-8; calcita circungranular (etapa temprana): C-3, B-15; calcita (etapa tardía): C-17, D-1; porosidad intrapartícula: A-9, I-14; micro-fracturas: E-11 (PEMEX, 1999-B).

En los análisis realizados a los tapones de los núcleos 1, 2 y 3 del pozo Ar-L, se registran valores de porosidad en el rango de 19.1 y 23.5%, permeabilidades que van desde 1.18 hasta 50.6 mD, y densidades de grano de 2.7 g/cm³ promedio.

Los valores reportados para la saturación de aceite y agua, varían de 10.5 a 37.65% y de 13.6 a 23.7 %, respectivamente.

En la figura 4.2.1.5 se observa la microfotografía de una lámina delgada del pozo Ar-L; la lámina está impregnada con resina epoxica azul: las áreas azules representan poros y/o fracturas abiertas. Las áreas en tonos rojizos representan calcita, ya que la muestra se ha tinturado con Alizarin rojo "S". La muestra es, litológicamente, una caliza tipo *grainstone* oolítica; moderadamente bien seleccionado, granos redondos, los cuales se encuentran moderadamente cercanos; en la lámina se observan granos aloquímicos como son: ooides, ooides micritizados, fragmentos equinoideos; no presenta matriz calcárea ni detrítica,

tampoco granos detríticos; hay sobrecrecimiento de calcita “sintaxial” sobre fragmentos de equinoideos, además de cemento de calcita como relleno de poros, lo que nos indica una etapa tardía, calcita circungranular (cementante) y bitumen (relleno de poros). El tipo de porosidad es intrapartícula. Textura masiva (PEMEX, 1999-B).

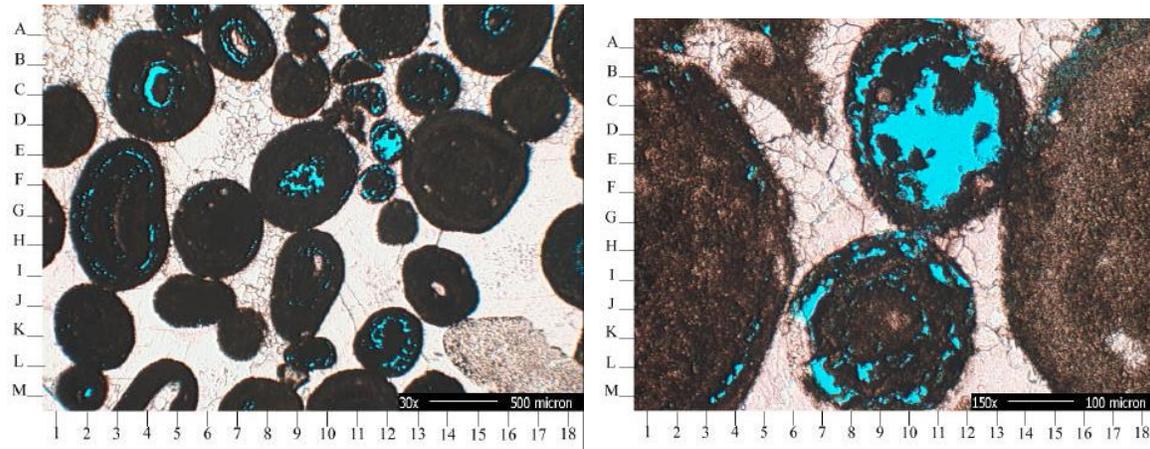


Figura 4.2.1.5. Pozo Ar-L. N-2 C-1 F-2: Izquierda: grainstone oolítico; ooides: C-4, F-9, G-3; fragmentos de equinoideos: K-16; sobre-crecimiento de calcita syntaxial: J-16; calcita circungranular (etapa temprana) F-5, I-8; calcita (etapa tardía): E-6, K-4; porosidad intrapartícula (mesoporos y microporos): C-4, G-2, K-12; textura masiva. Derecha: detalle de la misma lámina. Ooides: G-2, J-9; calcita circungranular (etapa temprana): B-8, G-12; calcita (etapa tardía): L-13, M-5; porosidad intrapartícula: F-16; porosidad interpartícula: D-11, I-7 (PEMEX, 1999-C).

En la figura 4.2.1.6 se observa la microfotografía de una lámina delgada del mismo pozo; la lámina está impregnada con resina epoxica azul: las áreas azules representan poros y/o fracturas abiertas. Las áreas en tonos rojizos representan calcitas, ya que la muestra se ha tinturado con Alizarin rojo “S”. La muestra corresponde a una caliza que va de *grainstone* a *packestone* con ooides y peloides; pobremente seleccionados, granos redondos, los cuales se encuentran moderadamente cercanos; en la lámina se observan granos aloquímicos como son: ooides, ooides micritizados, fragmentos de moluscos y peloides; no presenta matriz calcárea ni detrítica, contiene granos detríticos de cuarzo; se observa cemento de calcita rellenando poros (etapa tardía), además de reemplazo menor de dolomía y bitumen (relleno de poros). El tipo de porosidad es intrapartícula. Textura masiva (PEMEX, 1999-B).

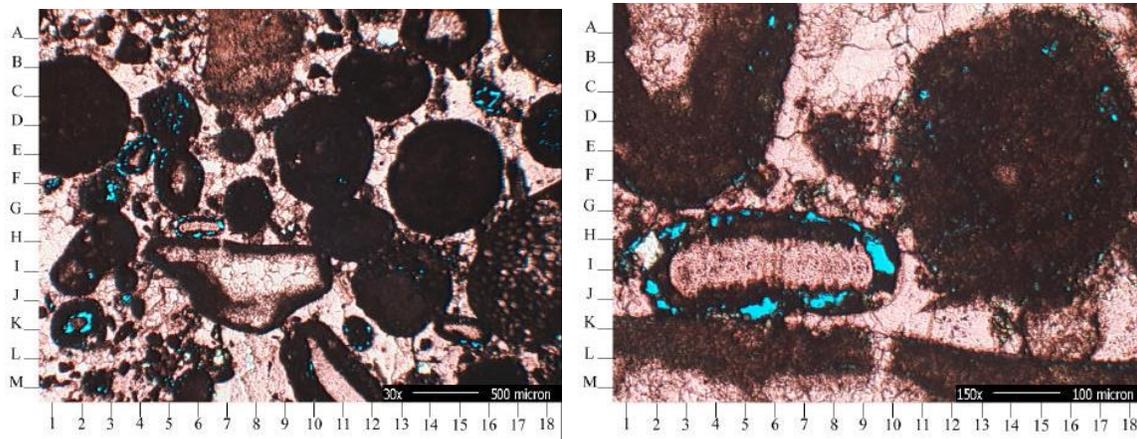
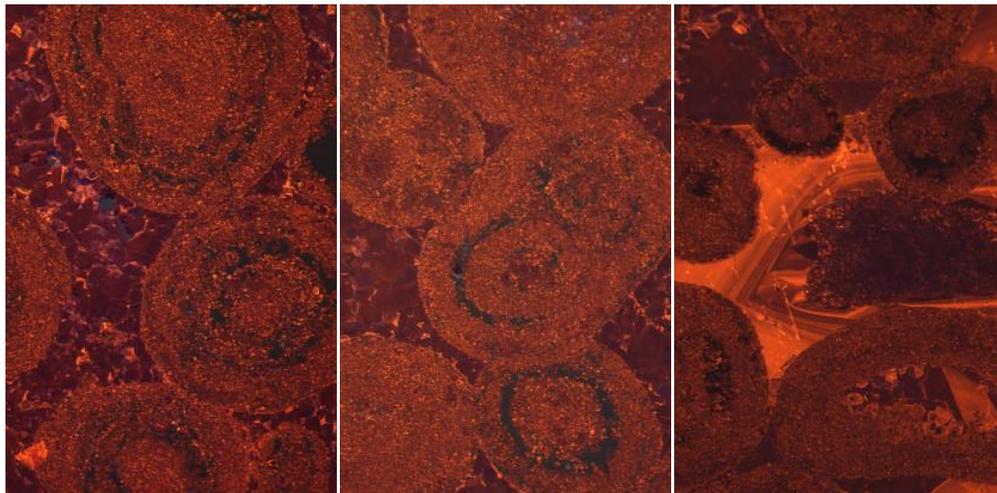
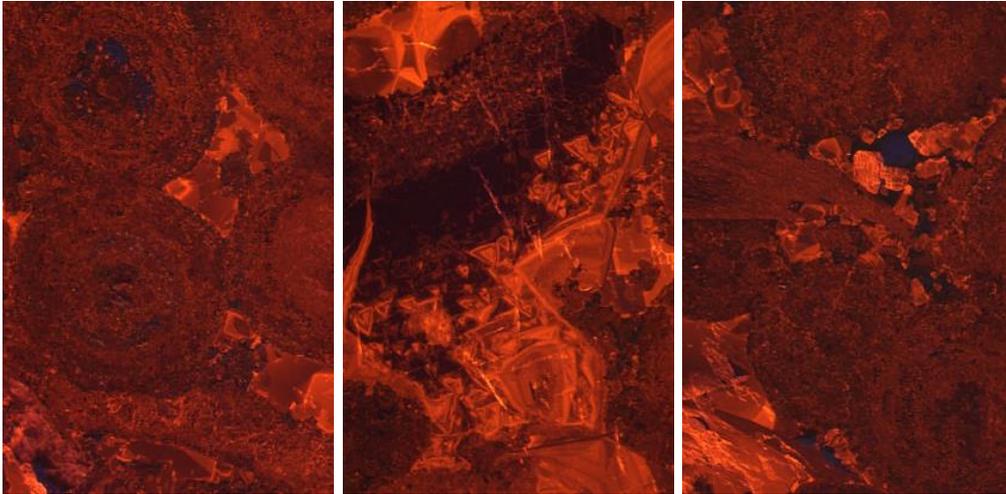


Figura 4.2.1.6. Pozo Ar-L. Izquierda: grainstone a packstone con ooides y peloides; ooides: E-10, F-14; peloides: A-3, L-5; fragmentos de moluscos: B-8; algas: I-17; calcita (etapa tardía): D-7, J-11; porosidad interpartícula: D-5, E-4; textura masiva. Derecha: detalle de la misma lámina. Ooides: D-14; calcita (etapa tardía): B-9, J-10; porosidad intrapartícula: C-11, I-10 (PEMEX, 1999-C).

De manera adicional, se realizaron análisis de luminiscencia catódica a muestras seleccionadas de los pozos Ar-K y Ar-L, con el objeto de detectar los diferentes eventos del proceso de cementación, que se reconocen por las diferentes manifestaciones de colores de los minerales que contienen, y responden a diversas kV de energía (Figuras 4.2.1.7 y 4.2.1.8)



4.2.1.7 Pozo Ar-J Imagen de catodoluminiscencia: se observa cemento interpartícula, sobrecrecimiento sintaxial y bitumen (PEMEX, 1999-B).



4.2.1.8 Pozo Ar-L. Imagen de catodoluminiscencia: se observa cemento interpartícula, sobrecrecimiento sintaxial y bitumen (PEMEX, 1999-C).

Las variaciones de la gravedad API calculadas a partir de la fluorescencia de inclusiones fluidas secundarias presentes en todos los cementos muestran que el petróleo más ligero se encuentra hacia el suroeste del campo. Por su parte, la presencia de inclusiones primarias con petróleo de baja gravedad API en los cementos de sepultamiento tardío en el noreste y este del campo, indica que el campo petrolífero era inicialmente una trampa estratigráfica que más tarde desarrolló un componente estructural, probablemente durante la compresión a fines del Terciario (Horbury, *et al.*, 1996).

A pesar de que la porosidad total en las oolitas alcanza un 25%, hasta un 18% es microporosidad no efectiva. Se supone que sólo en el intervalo superior de desarrollo de porosidad (18-25%) existe un desarrollo de permeabilidad suficientemente alto para la producción de petróleo. El grado de cementación tardía determina la preservación de la macroporosidad y está relacionada con la presencia o ausencia de una entrada temprana de petróleo. En las zonas donde el petróleo entró tempranamente se presentan las permeabilidades óptimas (Horbury, *et al.*, 1996).

En total se identificaron 17 procesos diagenéticos en el área del Campo Arenque (Figura 4.2.1.9.), de los cuales es importante mencionar la compactación y una tercer etapa de precipitación del cementante, ya que estos dos procesos ocasionaron una severa disminución de la porosidad, dando lugar a una importante disminución de la calidad del yacimiento. Por lo que se puede decir que la macroporosidad restante es similar a la porosidad actual, ya que la precipitación de cementos posteriores fue inhibida por la migración de hidrocarburos (PEMEX, 2003-B).

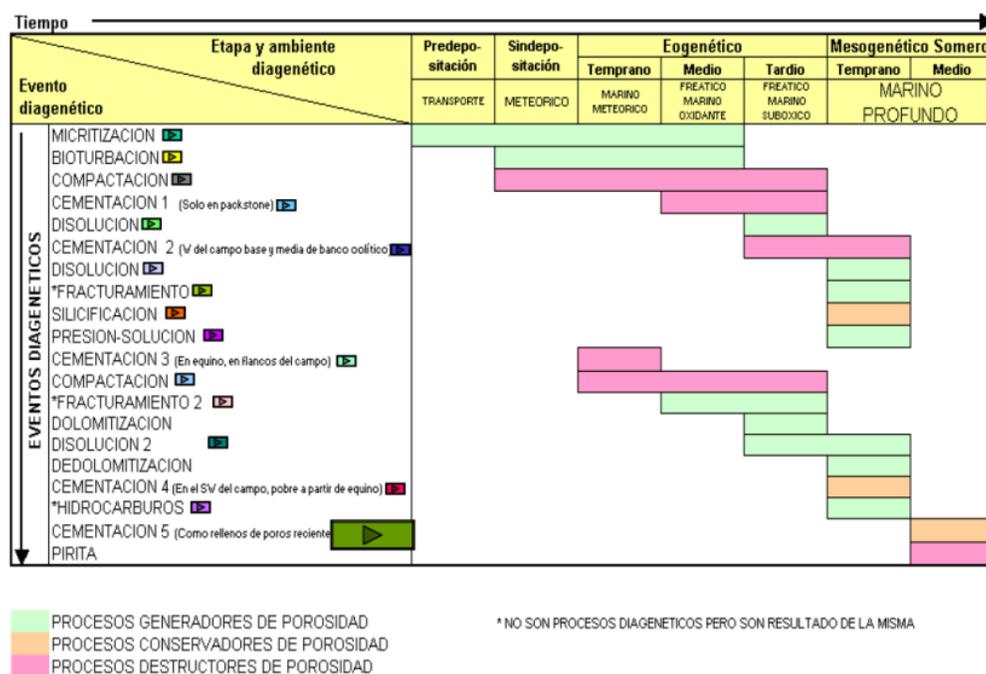


Figura 4.2.1.9 Secuencia paragenética con los procesos generadores, conservadores y destructores de porosidad (PEMEX, 2003-B).

En general la calidad de roca almacenadora es heterogénea debido a que varía de una regular calidad hasta una buena calidad, y está relacionada principalmente a la cantidad y distribución de la porosidad intergranular. El rango de porosidad determinado mediante análisis petrofísicos en tapones de núcleos va de 3.2 a 26.5 % y el de permeabilidad de 0.035 a 632 mD, aunque el valor más alto de permeabilidad es posible que este influenciado por microfracturamiento y que incluso en algunos casos podría tratarse de fracturamiento

inducido en los núcleos. Se puede concluir a partir del rango tan amplio de porosidad y permeabilidad que existen cambios de facies sedimentarias y que hay variaciones en los procesos diagenéticos que las afectaron (PEMEX, 2003-B).

4.3 Arenque: Campo maduro en desarrollo.

PEMEX clasifica al Campo Arenque como un campo maduro, los cuales se clasifican en diferentes tipos (Figura 4.3.1), de acuerdo a la reserva 2P, factor de recuperación e inicio de explotación del campo.

La siguiente tabla (Figura 4.3.1) muestra los criterios de selección para poder clasificar a los campos maduros, ya sean de aceite o de gas.

Tipo	Parámetros		
1	$R2P_c > R2P_p$	$Fr_c < Fr_p$	$T_c > T_p$
2	$R2P_c > R2P_p$	$Fr_c < Fr_p$	$T_c < T_p$
3	$R2P_c > R2P_p$	$Fr_c > Fr_p$	$T_c > T_p$
4	$R2P_c > R2P_p$	$Fr_c > Fr_p$	$T_c < T_p$
5	$R2P_c < R2P_p$	$Fr_c < Fr_p$	$T_c > T_p$
6	$R2P_c < R2P_p$	$Fr_c < Fr_p$	$T_c < T_p$
7	$R2P_c < R2P_p$	$Fr_c > Fr_p$	$T_c > T_p$
8	$R2P_c < R2P_p$	$Fr_c > Fr_p$	$T_c < T_p$

$R2P_c$: Reserva 2P del campo

Fr_c : Factor de recuperación del campo

T_c : Inicio de Explotación del campo

$R2P_p$: Reserva 2P promedio (Región, Activo)

Fr_p : Factor de recuperación promedio
(Región, Activo)

T_p : Inicio de Explotación promedio
(Región, Activo)

Figura 4.3.1 Clasificación de campos maduros (Olivares y González, 2012).

Los campos tipo 1 y 2 son los más atractivos para PEMEX, debido a su reserva 2P, además de presentar un factor de recuperación por debajo del promedio; estos campos representan mayor oportunidad de producción con prácticas operativas poco complejas y en consecuencia menores costos de inversión.

La siguiente gráfica (Figura 4.3.2) muestra la distribución de los campos maduros de la Región Norte, de acuerdo a la reserva 2P, factor de recuperación, inicio de explotación y el promedio de estos parámetros, al ser graficados generan cuatro áreas que asignan un grado de madurez a cada campo.

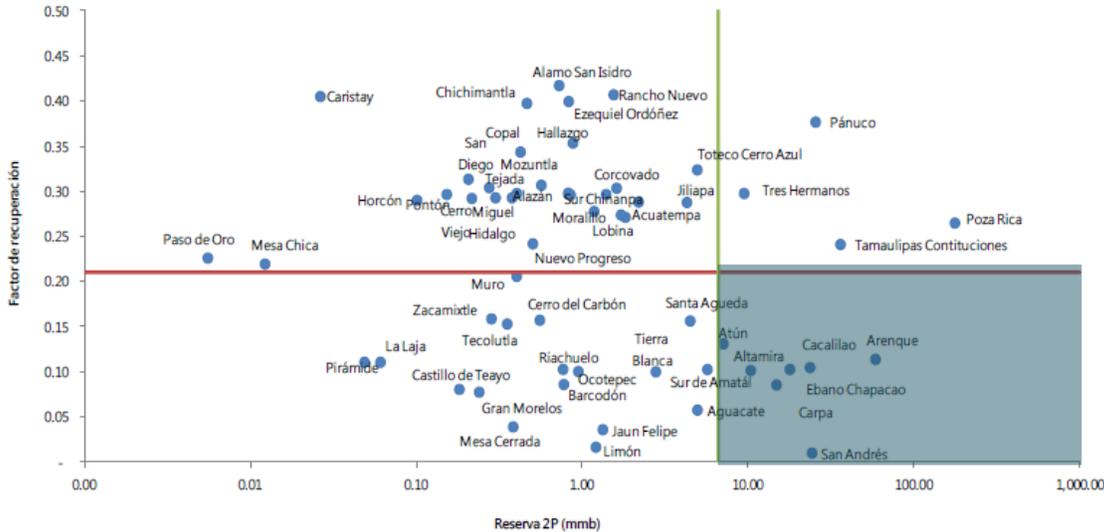


Figura 4.3.2 Gráfica Reserva 2P vs Factor de Recuperación (Olivares y González, 2012).

La clasificación de los campos de aceite de la Región Norte, a partir de la gráfica anterior es la siguiente (Figura 4.3.3).

Tipo	Campos
Tipo 1	Arenque y Carpa
Tipo 2	Cacalilao, Ebanos Chapacao, Pánuco y Tamaulipas Constituciones
Tipo 4	Poza Rica, San Andrés y Tres Hermanos
Tipo 5	Aguacate, Atún, Castillo de Teayo, La Laja, Lobina, Mesa Chica, Pontón, Solís Tierra Amarilla, Tejada y Zapotalillo
Tipo 6	Altamira, Barcodón, Cerro del Carbón, Gran Morelos, Limón, Nuevo Progreso, Salinas Barco Caracol, San Diego Chiconcillo, Topila y Angostura
Tipo 7	Alamo San Isidro, Alazán, Cerro Viejo, Horcón, Juan Felipe, Marsopa, Mozutla, Muro, Paso de Oro, Pirámide, Potrero del Llano Horcones, Rancho Nuevo, Riachuelo, Sur de Amatlán, Tecolutla, Tepetate Norte Chinampa, Tierra Blanca Chapopote Núñez, Toteco Cerro Azul y Zacamixtle
Tipo 8	Acuatempa, Chichimantla, Copal, Corcovado, Ezequiel Ordóñez, Hallazgo, Jiliapa, Mesa Cerrada, Miguel Hidalgo, Moralillo, Ocoatepec y Santa Agueda

Figura 4.3.3 Clasificación de los campos maduros productores de aceite de la Región Norte (Olivares y González, 2012).

Como puede observarse, el Campo Arenque es un campo maduro Tipo 1, es decir, tiene mejores oportunidades de desarrollo, por su alto volumen de reservas, bajo factor de recuperación y poco tiempo en explotación; resalta con un potencial muy importante, ya que su factor de recuperación es de apenas 11% (Olivares y González, 2012). Actualmente el Campo Arenque se encuentra en una etapa de recuperación primaria; con reentradas, por lo que se está incrementando la producción en áreas no drenadas, definidas mediante la interpretación sísmica guiada con atributos sísmicos, estas reentradas son con terminación horizontal y /o desviada en el yacimiento San Andrés. En 2003 se habían efectuado cinco, con producciones iniciales de: A-17H con 1150 B/D de aceite y 0.46 MMPCD de gas, A-31H con 400 B/D de aceite y 0.08 MMPCD de gas, A-23H con 2000 B/D de aceite y 1.16 MMPCD de gas y A-41D con 1100 B/D de aceite y 0.47 MMPCD de gas y A-9H invadido de agua salada (PEMEX, 2003-B).

Dentro del Campo Arenque, también existe producción del Cretácico Inferior en pozos exploratorios que resultaron productores fuera del mismo, y que fueron taponados como es el caso del Ar – A y Ju – A, a los cuales se les estimó una producción inicial de 811 y 1050 B/D de aceite de 20°API, y recientemente en el Pozo Lo -A en donde se tuvo un aforo de 1915 B/D. El pozo Ar - K que se redisparó arrojando una producción inicial de 1900 B/D y para 2003 se tenía un gasto estabilizado de 1200 B/D de aceite y 1.27 MMPCD /D de gas (PEMEX, 2003-B).

Las figuras 4.3.4 y 4.3.5 muestran una comparación, entre las dos formaciones productoras del Campo Arenque, respecto al aceite y gas producidos para 2007.

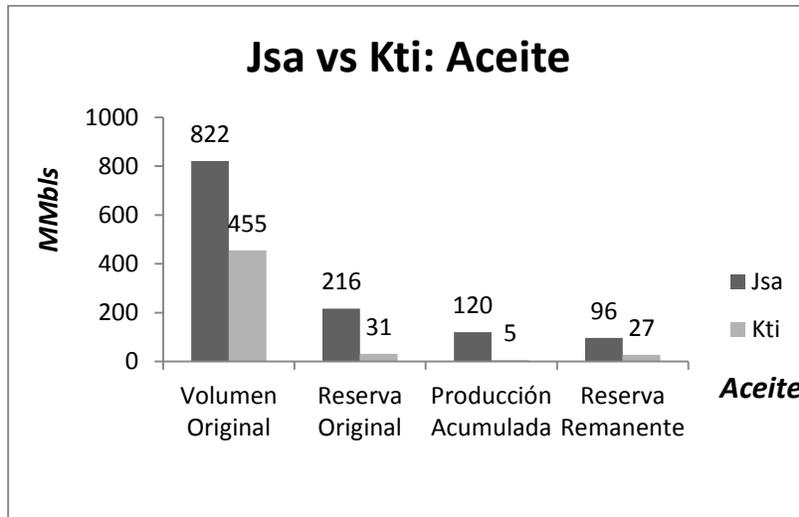


Figura 4.3.4 Comparación entre las dos formaciones productoras del Campo Arenque, respecto al aceite (Modificada de PEMEX, 2007-B).

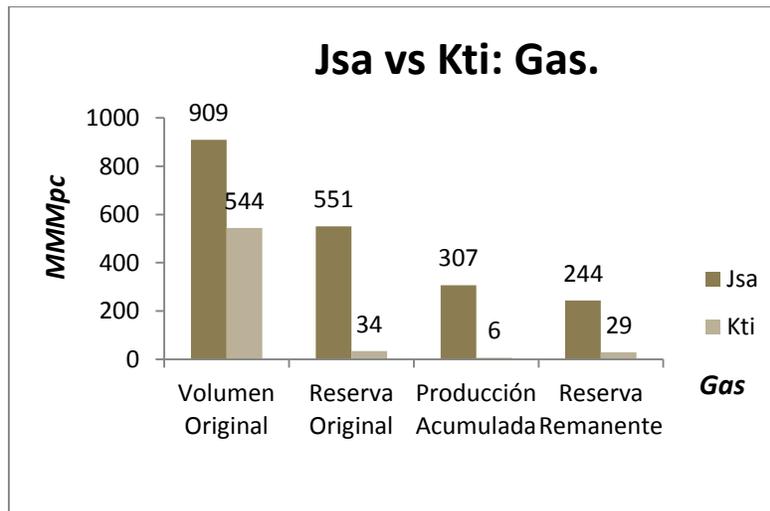


Figura 4.3.5 Comparación entre las dos formaciones productoras del Campo Arenque, respecto al gas (Modificada de PEMEX, 2007-B).

Para 1999 el Campo Arenque producía 6700 B/D de aceite y 25 MMPC gas/d con 18 pozos en el “Play” Jurásico San Andrés y 2 en el “Play” Cretácico Tamaulipas Inferior (Figura 4.3.6 y 4.3.7), con 501 B/D y 1.0 MMPC/D de aceite y gas, respectivamente (PEMEX, 1999-A).

Conclusiones

La Formación San Andrés del Jurásico Superior se depositó durante la etapa de “*syn-rift*” de la Cuenca Tampico-Misantla, debido a la apertura oceánica entre las placas norteamericanas y la formación del Golfo de México.

Para el Jurásico Superior y Cretácico ocurre compactación diferencial y se depositan los sedimentos de plataforma y cuenca del Jurásico Superior y Cretácico (Inferior y parte del Superior), en un margen pasivo. En el Jurásico Superior se deposita la roca almacenadora del *Play* San Andrés.

Debido a la reactivación de movimientos verticales de los bloques y por mecanismos de deformación tipo “*beding*” con compresión vertical en los bordes de dichos bloques, conformaron monoclinales, que originaron trampas en los que se alojan los yacimientos naturalmente fracturados en el Cretácico Inferior.

La roca almacenadora del Campo Arenque se desarrolló sobre un alto estructural ocasionado por la falla principal del Triásico que se desarrolló en una fase de “*rifting*” temprano.

Durante el Kimmeridgiano Temprano la estructura del Campo Arenque fue elevada; en el Kimmeridgiano Tardío y el Tithoniano se erosionó y pasó por un proceso de “*onlap*”

El Jurásico Superior (Oxfordiano, Kimmeridgiano y Tithoniano) está marcado por un sistema de depósito transgresivo, que originó plataformas someras con ambientes de alta energía en las márgenes y de baja en la plataforma interna.

Las principales facies de la Formación San Andrés pueden ser diferenciadas en: facies de terrígenos, lagunar y de borde de plataforma. La facies de terrígenos se caracteriza por areniscas de grano fino a medio, de color gris y gris claro, se encuentra rodeando a los altos

del Pre-Jurásico. La facies lagunar está representada por *mudstone*, *wackestone* y *packestone* de ooides y peletoides de color gris, café, y café oscuro. La facies de borde de plataforma se caracteriza por ser de alta energía (oolítica), está ligada al modelo geológico del “*syn-rift*” Triásico-Jurásico Medio e Inferior; se desarrolla en los bloques altos y presenta abundante disolución y dolomitización.

Las principales facies y ambientes en el Campo Arenque son: banco oolítico, representa la roca almacenadora más importante, formado por *grainstone* de ooides; borde de banco, de facies oolíticas peletoidales; facies peletoidales de un ambiente de sub-marea; facies de plataforma interna de baja energía y finalmente facies de terrígenos de un ambiente marino somero y fluvial.

La Formación Pimienta, depositada durante el Tithoniano, corresponde a una etapa de transgresión a nivel global, con un nivel alto del mar, que cubrió las plataformas carbonatadas que se tenían en la paleogeografía del Jurásico Superior.

De acuerdo a los análisis geoquímicos realizados, la roca generadora, por excelencia, es la Formación Pimienta, cuyos valores residuales de COT son mayores al 1%, e hidrocarburos potenciales $S_2 > 5$ mgHC/gr de roca, considerados como buenos a muy buenos. El índice de potencial generador alcanza valores mayores de 15 ton Hc /m². El grado de maduración está en la ventana del petróleo, con una temperatura máxima promedio de 440°C.

Con respecto a los biomarcadores, la relación fitano/n-c18 contra Pristano/n-c1, indican que los aceites derivan de una materia orgánica marina algácea depositada en un medio ambiente reductor.

La relación entre homohopanos y la densidad en °API indican que los aceites del Campo Arenque son de madurez media y algunos han sido afectados por biodegradación y segregación.

La relación de homohopanos C29/C30 con los homohopanos C35/C34 indican que los aceites del Campo Arenque provienen de facies carbonatadas ligeramente arcillosas depositadas en un ambiente anóxico.

La Formación San Andrés, es la principal roca generadora de los yacimientos de aceite y gas en el Campo Arenque, su capacidad de almacenamiento se asocia con el tamaño de la trampa que se desarrolló en los altos de basamento preexistentes, ya que propiciaron el desarrollo de facies de carbonatos de plataforma, que constituyen las principales rocas almacenadoras en la facies de *grainstone* oolítico.

La Formación San Andrés presenta disolución, dolomitización, presión-solución, silicificación, cementación calcárea, micritización y compactación, como principales procesos diagenéticos.

Los procesos diagenéticos que más ayudaron a la porosidad, fueron la fuerte disolución del cemento y de los granos, causando así incremento en la porosidad intragranular e intergranular, y la dolomitización (porosidad intercrystalina). Ambos generaron abundante porosidad secundaria en la roca almacenadora.

Los procesos diagenéticos que más afectaron a la porosidad de las rocas del Campo Arenque son la cementación y la compactación.

El tipo de hidrocarburo que se produce, principalmente, en el Campo Arenque es aceite, de 15 a 35°API, lo cual los coloca en un rango de ligeros-pesados, los cuales son de gran interés económico.

Los yacimientos se encuentran en calizas fracturadas del Cretácico Inferior (Kti), así como en calizas oolíticas del Jurásico Superior (Jsa), con espesores que varían de 25 a 63 m y una porosidad promedio de 15-19%. La saturación de hidrocarburos es de 52.9%. Por lo cual representa un yacimiento relevante en la extracción de hidrocarburos.

El lineamiento de altos de basamento cristalino (altos de Arenque, Lobina, Merluza) y su contraparte construida por los altos formados en el Triásico, presentan áreas de gran interés económico-petrolero porque muestran geometrías de cuñas sedimentarias contra éstos altos, pudiendo tener trampas en acuñamiento contra falla y cierre lateral por cambio de facies.

La importancia económica de los depósitos del Jurásico Superior (Kimmeridgiano) es alta, ya que los aceites que se producen son principalmente ligeros. Además representa un Campo con muy buenas oportunidades de producción debido a su reserva 2P, su factor de recuperación (por debajo del promedio, 11%), y sobre todo porque para llevar a cabo su explotación las prácticas operativas son poco complejas, lo cual implica menores costos de inversión.

La calidad de las rocas almacenadoras (Formación San Andrés) es heterogénea, ya que varía de regular a buena; debido a la distribución de la porosidad intergranular, que varía de 3.2 a 26.5%. También influyeron los valores de permeabilidad cuyos valores varían de 0.035 a 632 mD, esta variación se debe a los cambios de facies y a los procesos diagenéticos ocurridos en la dicha formación. El microfracturamiento y la dolomitización mejoran la calidad; mientras que la dolomitización y disolución generaron abundante porosidad secundaria en la roca. En su facies de *graisntone* oolítico, constituye la principal roca almacenadora del Campo Arenque.

Bibliografía

AAPG, 1990. Methods in Exploration Series, No. 7. Siliciclastic Sequence Stratigraphy in Well Logs, Cores and Outcrops. Van Wagoner, J. C., Mitchum R. M., Campion K. M. y Rahmanian V. D.

Cano Neria Ileana, Sánchez Torres Gabriela Alejandra, 2013. "Metodología de estrategias de explotación del Proyecto Arenque, México D. F. 118 pp.

Horbury, A., Celestino, J. L., Oxtoby, A. S., & Johnson, S. (1996). Diagenesis Y Evolucion De La Porosidad En El Campo Petrolifero Arenque, Costa Afuera De Tampico, Tamaulipas, Mexico. AMGP, Vol. XLV, Num. 2, p. 58-80.

Olivares Pérez Fabiola, González Palafox Verónica, 2012. . "Oportunidades de desarrollo de los Campos Maduros, a partir de la Reforma Energética". México D. F., 154 pp.

PEMEX, 1971. "Estudio preliminar Yacimiento Jurásico-Arenque. Campo Arenque". Gerencia de Explotación. Superintendencia General de Ingeniería de Yacimientos. Colaboradores: Ing. Granados L. Roberto, Ing. Rivas Gómez Santiago

PEMEX, 1999-A. "Informe de Integración e interpretación III-125: Identificación y evaluación de Plays Ballena. Proyecto de Inversión Sardina (Incorporación de Reservas)". Activo de Exploración Tampico. Proyectos Marinos. Colaboradores: Román Ramírez Sánchez, Quintanilla Rodríguez Guillermo, Martínez Pontivianne Aurelio G., González Pineda José Francisco y Rodríguez Figueroa Dionisio.

PEMEX, 1999-B. "Análisis de núcleos. Pozo: Ar- No.28. Análisis especializados de núcleos exploratorios de la Residencia de Exploración Tampico, Poza Rica y Veracruz". Exploración y producción. Residencia de Exploración Tampico. David K Davies & Associates, Inc. Preparado por: Ing. Rodríguez Figueroa Dionisio.

PEMEX, 1999-C. "Análisis de núcleos. Pozo: Arenque No.42. Análisis especializados de núcleos exploratorios de la Residencia de Exploración Tampico, Poza Rica y Veracruz". Exploración y producción. Residencia de Exploración Tampico. David K Davies & Associates, Inc. Preparado por: Ing. Rodríguez Figueroa Dionisio.

PEMEX, 2002-A "Actualización del Modelo Geológico del Campo Arenque". Activo Integral Poza Rica Altamira. Coordinación de Diseño de Explotación Tampico. Osorio Agustín

PEMEX, 2002-B. "Modelo Geológico del Campo Arenque". Miguel Olivella L.

PEMEX, 2003-A. "Proyecto Integral Arenque. Geoquímica Arenque-Lobina". Exploración y Producción. Región Norte

PEMEX, 2003-B. "Modelo Geológico del Campo Arenque. Estudios Prospectivos Arenque Sur".

Exploración y Producción. Activo de Exploración Tampico. Colaboradores: González Pineda Francisco, Cámara Alfaro José, Olivella Ledesma Miguel, Ramírez Sánchez Román, Reyes Theojares Eduardo, Alvarado Vega Juan M.

PEMEX, 2005. "Estudio Petrográfico de Ar-23. Petrografía N-1: Conteo de Puntos". Autores: Dennis Kevin, Carreño Pablo. ResLab

PEMEX, 2005-A. "Resultados de la petrofísica básica de tapones. Ar-23". ResLab.

PEMEX, 2007-A. Póster Arenque: "Plays Mesozoicos. Área Tampico". Exploración y Producción. Colaboradores: Hernández de la Fuente Raúl, Márquez Gutiérrez Oscar, González Esquivel Juan Fidel, Martínez Pontivianne Gustavo, Paz López Sergio, González González Francisco, Juárez Delgado Maribel, Hernández Rodríguez Luis Alfonso.

PEMEX, 2007-B. "Identificación y evaluación de plays. Tampico Misantla Norte II. Proyecto de inversión. San José de las Rusias (Evaluación Potencial). Informa Final". Exploración y Producción. Activo de Exploración Golfo de México Norte, Área de Tampico. Colaboradores: Hernández de la Fuente Raúl A., Martínez Pontivianne A. Gustavo, González González Francisco, Juárez Delgado Maribel, Paz López Sergio, Gutierrez Márquez Oscar M., Bravo Pérez J. Ramón, Estrella Gaspar Jorge, Sánchez Avalos Emmanuel, Delgado Molar L. Miguel. Martinez Sierra Ricardo.

*PEMEX, 2008. "Estudio de Plays Tampico Mizantla Norte III (Proyecto San José de las Rusias). Informe Final". Exploración y Producción. Activo de Exploración Golfo de México Norte, Área Tampico. Colaboradores: Hernández de la Fuente Raúl A., Martínez Pontivianne A. Gustavo, González González Francisco, Gutierrez Márquez Oscar M., Juárez Delgado Maribel, Aguilar Campos César, Bravo Pérez J. Ramón, Chávez González J. Roberto, Delgado Molar L. Miguel, Sánchez Avalos Emmanuel, Martínez Sierra Ricardo.

PEMEX, 2010. "Proyecto Sardina: Estudio de Plays Jurásico San Andrés. Área Salmón. Informe Final". Exploración y Producción. Activo de Exploración Golfo de México Norte, Área de Tampico. Colaboradores: Héctor Ramírez Jiménez, Jorge Estrella Gaspar, José Ramón Bravo Pérez, Angel Alan Hidalgo Arana, Luis Miguel Delgado Molar.

PEMEX, 2011. "Integración de Estudios de Plays Fase I (Mesozoico)". Exploración y Producción. Activo de Exploración Aguas Profundas Norte. Coordinación de Proyectos Golfo de México Sur. Colaboradores: Hernández Mendoza José Javier, Bernabé Martínez Ma. Guadalupe, Villagrán Yáñez Ricardo, Payán Bañales Emery, Mendoza Del Angel Rubén Israel, Vázquez Vázquez Ma. Fernanda, Ruiz Zamora José de Jesús.

PEMEX, 2012-A. "Estudio de identificación y Evaluación de Plays. Integración de Plays Paleógeno-Mesozoico Lebranche". Activo de Exploración Tampico-Misantla Golfo. Colaboradores: González Esquivel Juan Fidel, Vázquez Covarrubias Emilio, Hernández Mendoza J. Javier.

PEMEX, 2013. "Provincia Petrolera Tampico Misantla". PEP. Subdirección de Exploración. Colaboradores: Román Ramos Juan Rogelio, Lara Rodríguez Joel, Patiño Ruiz Jaime, Clara Valdés Lourdes, Mata Jurado Marta, Mora Oropeza Guillermo, Miranda Canseco Ernesto, Hernández Romano Ulises, Navarro Baca Fernando, Gómez Rodríguez Rubén Darío.

PEMEX, 2013-A. Roca Almacén.

Pérez Rodríguez Alba Elena, 1991. Análisis e interpretación de datos geológicos del subsuelo en la industria petrolera: un caso práctico aplicado al Campo Arenque, México D.F., 123 pp.

Sánchez Trejo Antonio, 1983. Estudio Geológico Petrolero de las Formaciones Mesozoicas del Campo Arenque, Área Marina de Tampico, México D. F., 222 pp.

Stoker, 2013. Escritor: Wentworth Miller.

Usman Ahmed, 2004. Oilfield Review, 2004. 66pp.

http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish04/aut04/composite.pdf

WEC, 2009. Capítulo 2: Provincias petroleras de México.

Contratos PEMEX, 2012:

http://contratos.pemex.com/anteriores/region_norte/areas/arenque/Paginas/default.aspx

IMP, 2014: <http://www.imp.mx/productos/?imp=EXP&%20esp=0103&%20cs=5>

INEGI, 2014: cuentame.inegi.org.mx