



Universidad Nacional Autónoma de México

División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

Informe de Trabajo Profesional

***“Nuevas Áreas de Oportunidad en el
Jurásico Superior Oxfordiano para el
Campo Ek-Balam”***

Que Para Obtener el Título De:

Ingeniero Geólogo

Que Presenta:

Juan Carlos Ortuño Álvarez

Asesor:

M.I. Alberto Herrera Palomo

México, D.F

Octubre del 2014

Contenido

Resumen	5
Abstract.....	6
Introducción.....	7
a) Objetivos.....	8
b) Metodología de Trabajo	8
1 GENERALIDADES	10
1.1 Antecedentes.....	10
1.2 Localización	11
2 MARCO GEOLÓGICO REGIONAL	12
2.1 Fisiografía	12
2.2 Origen y Evolución de la Sonda de Campeche	12
2.3 Geología Estructural de la Sonda de Campeche.....	15
2.4 Estratigrafía de la Sonda de Campeche	20
2.4.1 Jurásico.....	20
2.4.2 Cretácico.....	22
2.4.3 Paleógeno.....	23
3 Estratigrafía y Sedimentología del Jurásico Superior Oxfordiano	25
3.1 Modelo Estratigráfico	25
3.2 Modelo Sedimentario.....	27
4 Desarrollo.....	30
4.1 Problemática	30
4.2 Recopilación e Integración de Información Previa	30
4.3 Análisis de Datos de Producción.....	31
4.4 Análisis e Interpretación de Registros Geofísicos.....	36
4.4.1 Reconocimiento Preliminar.....	36
4.4.2 Calculo de volumen de arcilla.....	37
4.4.3 Cálculo de Parámetros Petrofísicos.....	38
4.5 Análisis de Núcleos	42
4.5.1 Análisis Petrográfico	43
4.5.2 Análisis Granulométrico	48
4.6 Análisis e Interpretación de Datos Sísmicos	54
4.6.1 Interpretación Sísmica	54
4.6.2 Conversión Tiempo-Profundidad	59
5 Resultados.....	61
5.1 Factores del Arenamiento y Posibles Soluciones.....	68
5.2 Integración y Nuevas Áreas de Oportunidad	71

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	75
Conclusiones	75
Recomendaciones	76
BIBLIOGRAFÍA	77

Resumen

En este informe se muestra el procedimiento en el cual se está trabajando con el fin de reconocer áreas con el mayor potencial y menor riesgo para la explotación de hidrocarburos dentro del campo Ek-Balam, el cual produce en areniscas del Jurásico Superior Oxfordiano. Este campo se encuentra al noreste de la Sonda de Campeche, que fue descubierto en 1992, y desde entonces ha venido produciendo hasta el día de hoy, pero con una fuerte caída en su producción debido principalmente a dos factores: la drástica caída de presión y el azolve de los pozos. La reserva remanente en el campo es muy grande, por eso el interés de encontrar una solución que conlleve al aumento de su producción. Para eso es necesaria una buena caracterización del yacimiento, para ello se está realizando este proyecto multidisciplinario, con la finalidad de representar todas las propiedades y características del yacimiento en un modelo tridimensional. Las propiedades y características del yacimiento se obtienen directa o indirectamente de éste. Indirectamente a partir de información geofísica, como lo es la sísmica y registros geofísicos de pozos, y directamente a partir de la información geológica como núcleos y recortes de pozo, además en el caso de un campo desarrollado, los datos de producción son otra fuente de información directa muy importante, lo cual es el caso del campo en cuestión.

A partir del análisis e interpretación de la información de cada disciplina, se va construyendo las bases del modelo final; esto se realiza de manera paralela debido a que es fundamental tener un amplio intercambio y acoplamiento de información entre todas las disciplinas. El modelo final es la integración de los resultados obtenidos en cada disciplina, ya con esto se identifican las áreas con las mejores características y así proponer localizaciones para la perforación de nuevos pozos.

Abstract

In this report the procedure in which we are working in order to recognize areas with the greatest potential and lower risk for exploitation of hydrocarbons within the Ek-Balam field, in sandstones from Upper Jurassic Oxfordian. This field is located northeast of the Campeche, was discovered in 1992, has since been produced until today, but with a sharp drop in production due to two factors: To the sharp drop in pressure and To the sedimentation within wells. The remaining reserves in the field are very large, so the interest in finding a solution that will lead to increased production. For that reason it is necessary a good reservoir characterization, for it is performing this multidisciplinary project, in order to represent all the properties and reservoir characteristics in a three-dimensional model. The properties and reservoir characteristics are obtained directly or indirectly from it. Indirectly from geophysical data, as seismic and well logs, and directly from the geological information as cores and cuts well, also in the case of a field developed, production data are another source of direct information very important, which is the case of the field in question.

From the analysis and interpretation of information from each discipline is working the foundations of the final model, this is done in parallel because it is essential to have a broad exchange and coupling of information between all disciplines. The final model resulting from the integration of the results obtained in each discipline, and with that identified areas with the best features in which are proposed locations for drilling new wells.

Introducción

La Sonda de Campeche es la principal zona productora de hidrocarburos en México, principalmente en yacimientos carbonatados de Cretácico y Jurásico. Esta región se localiza en la plataforma continental al sur-sureste del Golfo de México, frente a las costas de los Estados de Campeche y Tabasco.

Actualmente más del 50% de la producción nacional se encuentra en proceso de declinación; por ende, se necesitan desarrollar nuevos campos que puedan sostener e incrementar la producción de hidrocarburos. En la Sonda de Campeche existen muchas áreas con gran potencial, encontradas en estructuras análogas a las ya explotadas en campos maduros o en abandono y dentro de estos mismos campos en explotación, en diferentes niveles estratigráficos. Estas nuevas áreas dentro de los mismos campos ya explotados, además de incorporar y reclasificar reservas abaratan costos por infraestructura, ya que se estaría usando prácticamente la misma como por ejemplo los oleoductos, plataformas y personal operativo.

En el campo Ek-Balam a nivel Jurásico Superior Oxfordiano (J.S.O.), hay un gran volumen de aceite que no se ha explotado por distintos problemas; el factor de recuperación actualmente es de 12%, muy bajo comparado con el factor de recuperación nacional e internacional que alcanza el 50% en promedio. Los principales problema de estos yacimientos es la fuerte caída de presión y el arenamiento de los pozos debido a las areniscas poco consolidadas de donde se produce; esto provocó que en el Campo Ek todos los pozos que se perforaron se hayan taponado; en el campo Balam sobrevivieron algunos pozos hasta la fecha, pero siendo reparados varias veces. El arenamiento a diferencia de la caída de presión que ha ocurrido en los dos yacimientos de manera uniforme, ha sido diferente en cada pozo, en algunos pozos el arenamiento ha sido muy alto haciéndolo improductivo y en otros el arenamiento ha sido muy bajo. La solución a este problema es reconocer las causas, ya sea de carácter geológico, mecánico o por causas humanas; para esto se necesita integrar, analizar e interpretar toda la información disponible, como son los datos de producción, registros geofísicos, núcleos y sísmica, para así llegar a reconocer las causas del problema. Esto nos llevará a identificar las áreas menos problemáticas, con menor riesgo geológico, o

en su caso, proponer soluciones; con la mira de una nueva y mejor producción de aceite.

a) Objetivos

El objetivo del proyecto es definir y jerarquizar nuevas áreas con mayor potencial remanente y proponer localizaciones de desarrollo en zonas con las mejores características, basándose en un modelo tridimensional “estático”, el cual es construido a partir de toda la información obtenida del yacimiento; así como proponer soluciones a las problemáticas existentes en el yacimiento que permitan aumentar la producción y por ende el factor de recuperación.

b) Metodología de Trabajo

Para la ejecución de este proyecto se aplicó la metodología de integración total y simultánea de estudios de las diferentes disciplinas como geología, evaluación de registros geofísicos, sísmica y datos de ingeniería.

En el siguiente diagrama se muestra la metodología con la cual se está trabajando (*Figura 1*).

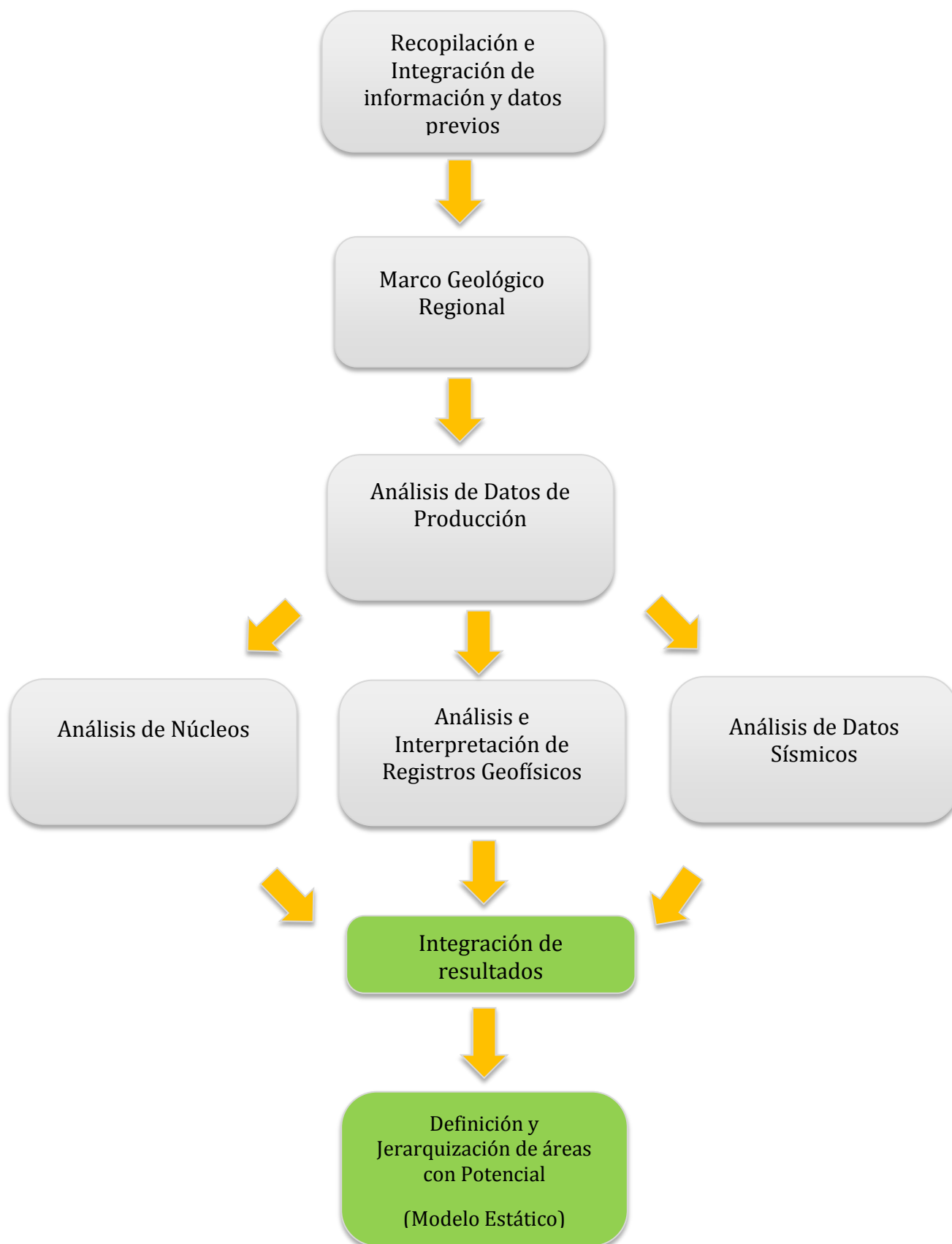


Figura 1. Diagrama del método de trabajo

1 GENERALIDADES

1.1 Antecedentes

El Campo EK fue descubierto en el año 1991, mediante la perforación del pozo exploratorio EK-101, en el bloque occidental, que resultó productor en las arenas del Jurásico Oxfordiano con gasto de 1288 BPD, 28°API. Posteriormente el año de 1992 se perforó el pozo exploratorio Balam-1 en el bloque oriental, resultando también productor con gasto de 5938 BPD, 28°API. El Campo Ek-Balam inició su producción comercial en febrero de 1993, alcanzando su tasa máxima de producción de 71000 BPD en abril de 1994, con un total de 19 pozos activos.

La estructura de EK - Balam, está formada por un anticlinal alargado con dirección NW-SE, que en su porción central está afectado por un emplazamiento salino que tiene una orientación norte-sur y que divide al campo en dos bloques principales:

Bloque Balam, localizado hacia el Oriente del campo, de forma alargada de orientación NW-SE, con una longitud aproximada de 7.3 Km, amplitud de 800 m al NW y 2.5 Km al SE.

Bloque Ek, ubicado en el lado occidental del campo, tiene una orientación NW-SE, con una longitud aproximada de 5 Km, amplitud de 1.7 Km en su parte central, y en sus extremos NW y SE de 1 Km.

El campo Ek-Balam cubre un área de 43 km² con un total de 33 pozos perforados, 15 en el campo Ek y 18 en el campo Balam, de los cuales en Ek todos fueron cerrados y 4 siguen activos en el campo Balam (B-1, B-43, B-13 y B-73). La producción acumulada en el Bloque Balam es de 109 millones de barriles y 32 millones de barriles para el Bloque Ek.

El 80% de la producción acumulada en el bloque Balam proviene de 8 pozos y el 80% de la producción acumulada del bloque Ek provino de 6 pozos.

La producción proviene de rocas siliciclásticas, siendo este el único en su tipo en la Sonda de Campeche, ya que el resto de la producción de los otros campos proviene

de yacimientos carbonatados del Cretácico y Jurásico, siendo la de mayor producción en las brechas del Cretácico Superior.

1.2 Localización

El área de estudio se encuentra dentro de la Sonda Marina de Campeche, ubicada en la porción Sureste de la República Mexicana entre las coordenadas geográficas $91^{\circ} 40'$ - $90^{\circ} 00'$ de longitud Oeste y $18^{\circ}30'$ - $20^{\circ} 00'$ de latitud Norte dentro de las aguas territoriales del Golfo de México, geológicamente se localiza en la Provincia Marina de Coatzacoalcos, en el extremo Nororiental de la provincia geomorfológica conocida como Pilar Akal-Reforma, en aguas someras de la porción Norte de la Sonda de Campeche, entre las isobatas de 50 m y 75 m a una distancia aproximada de 95 Km al noroeste de Ciudad del Carmen, (Figura 2).

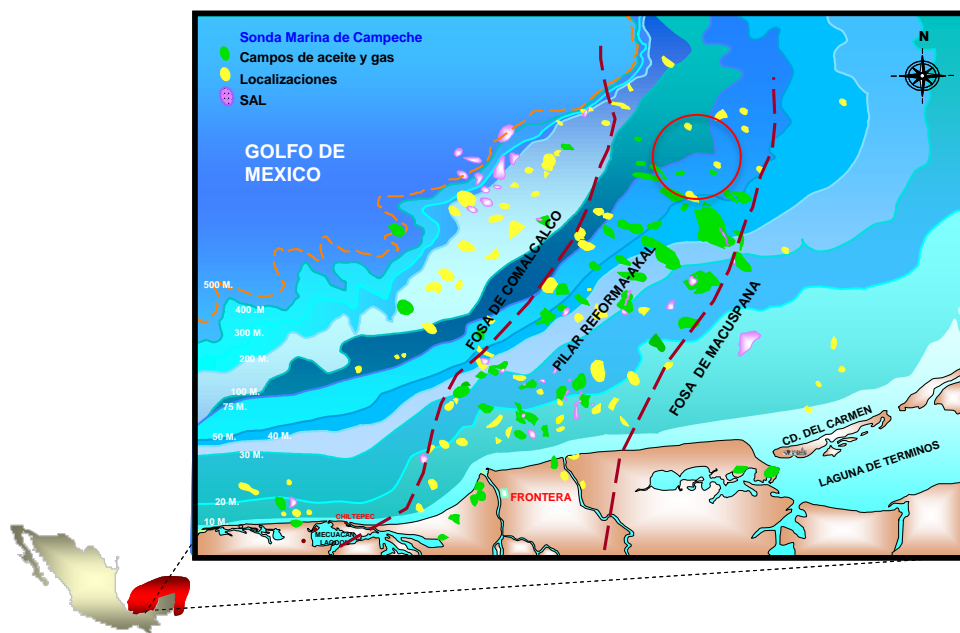


Figura 2. Localización del área de estudio (Pemex)

2 MARCO GEOLÓGICO REGIONAL

2.1 Fisiografía

Geográficamente, el Golfo de México limita al norte y NW con los Estados Unidos, al este con Cuba y al sur y oeste con la región continental de México. Tiene un área aproximada de 1, 810,000 km², se extiende 1770 Km de este a oeste y 1300 Km de norte a sur. Se une con el Atlántico por el angosto estrecho de Florida.

La Cuenca del Golfo de México se caracteriza por ser una mega estructura de forma concéntrica y escalonada en los taludes, en cuyo centro la zona más profunda es mayor a los 3600 m de profundidad, correspondiente a las llanuras abisales de Sigsbee. Desde su origen la fisiografía del Golfo de México ha evolucionado y ha sido modificada por procesos geológicos a través del tiempo. Las provincias fisiográficas son sectores del Golfo de México delimitados por sus rasgos estructurales, sedimentarios y batimétricos del fondo marino.

2.2 Origen y Evolución de la Sonda de Campeche

La tectónica regional actualmente está definida por las placas de Norte América, Caribe y de Cocos. A nivel local, la Sonda de Campeche queda comprendida dentro de la placa de Norte América (Coney 1983, C.p. Ángeles-Aquino 1996).

La Sonda de Campeche se originó a partir de la apertura del Golfo de México, el cual se empezó abrir por el rompimiento del supercontinente Pangea, a finales de Paleozoico (Pindell, 1985; Winterer, 1991, C.p. Stern y Dickinson, 2010). La etapa inicial de la fragmentación y separación de la Pangea para formar el Golfo de México duró 41 Ma. desde el Triásico Tardío (210 Ma.) hasta el Jurásico Medio Tardío (169 Ma.) (Salvador, 1991b). La fragmentación y separación inicial del área que hoy ocupa el Golfo de México, está evidenciada por la presencia de lechos rojos que fueron depositados en depresiones continentales cuya geometría estuvo controlada por fosas estrechas con direcciones aproximadamente paralelas a la actual línea de costa (Salvador, 1991c).

Las rocas que integran la columna geológica en la región marina de Campeche son principalmente carbonatadas y terrígenas; lo primero son más frecuentes en el Mesozoico y lo segundo en el Cenozoico. Como base de esta secuencia se encuentra la sal, la cual tuvo un periodo de deformación temprana que generó una paleotopografía que condicionó al depósito; así mismo, se inyectó a niveles superiores, formando bloques irregulares y fallas radiales como resultado de los esfuerzos antes mencionados. Como base de toda esta secuencia de rocas sedimentarias se infiere la presencia de rocas ígneas y metamórficas de edad Permo-Triásico, sobre las que descansan discordantemente capas rojas del Triásico-Jurásico Medio.

Los depósitos más antiguos presentes en la Región Marina corresponden al Jurásico Superior y están representados por rocas del Oxfordiano, Kimmeridgiano y Tithoniano, cuyo depósito tuvo lugar dentro de un marco transgresivo de facies terrígenas y plataforma, en ambientes de supramarea, intermarea, inframarea y plataforma externa. Esto permite delimitar la línea de costa para el jurásico Superior y postular que la Península de Yucatán, al menos durante esta edad, era un elemento positivo que aportaba sedimentos al área marina producto de su erosión, como lo son las areniscas presentes en el Oxfordiano.

Debido a cambios eustáticos, la Sonda de Campeche estuvo en constante subsidencia, condicionando así el tipo de depósito y desplazando la línea de costa hacia el oriente, dando lugar al desarrollo de los bancos carbonatados durante el Kimmeridgiano.

Una subsidencia más radical del área de Campeche, producto de un evento diastrófico más intenso, dio lugar a un nuevo cambio en el ambiente de depósito durante el Tithoniano, tornándose propio de aguas profundas con depósitos de arcillosos y abundante fauna pelágica.

Continuando con el marco transgresivo, el Cretácico Inferior lo constituyen calizas densas de baja energía con nanofauna propia de ambientes de cuenca. A finales del Cretácico Inferior, una discordancia regional marca el inicio de un nuevo evento transgresivo, como resultado de depósitos de facies carbonatadas arcillosas. Buffler (1984) propone esta discordancia apoyado en sus investigaciones en la zona profunda del Golfo; donde 30 Ma. de registro estratigráfico correspondientes a

esta edad están ausente, debido a estos cambios eustáticos, durante el Cretácico Superior en el que se lleva a cabo la destrucción de bancos carbonatados que dieron lugar a las brechas calcáreas productoras en la Sonda de Campeche. (Ángeles-Aquino, 1996)

Otro cambio importante en la evolución tectónica del Golfo de México ocurre en el límite entre el Período Cretácico y el Período Paleógeno, cuando se ha postulado que en el área de Chicxulub, en la costa norte de Yucatán, ocurrió el impacto de un cuerpo extraterrestre.

Coincidente con esta edad, existe una brecha en carbonatos que tiene una gran extensión en el sur del Golfo de México y tiene también una gran importancia económica para el país, por ser la roca almacén de los grandes campos petroleros del área marina del sureste de México.

A fines del Cretácico el aporte de sedimentos clásticos del noroeste y del occidente del Golfo de México, se incrementó notablemente durante las primeras pulsaciones de la Orogenia Laramide. La orogenia fue el resultado de la convergencia de la Placa Farallón por debajo de la Placa Norteamericana.

Los sedimentos terrígenos del Cenozoico cubren a los del Mesozoico, permitiendo la formación de brechas en el Paleoceno-Eoceno. En el Eoceno, como consecuencia de la evolución de la placa del Caribe, se depositaron en la región norte, flujos de detritos y turbidíticos de origen calcáreo, intercalados en la sección terrígena de esa edad. (Ángeles-Aquino, 1996).

Los mismos patrones sedimentarios continuaron hasta el Mioceno Temprano, pero en el Mioceno Medio ocurrió la máxima etapa de deformación que plegó y cabalgó las rocas de la cadena de Chiapas-Reforma-Akal, con un nivel de *décollement* en la cima de la sal calloviana y una vergencia hacia el norte. Sánchez-Montes de Oca (1980) denominó a esta orogenia como Evento Chiapaneco. Hacia fines del Mioceno e inicios del Plioceno, después de la deformación compresiva del Evento

Chiapaneco, se inició el basculamiento hacia el norte de la Cadena de Chiapas-Reforma-Akal, como una respuesta al desalojo de la sal calloviana en la misma dirección (Padilla, 2007), provocando la formación de fosas, la de Comalcalco y la de Macuspana.

A continuación se muestra un esquema con todos los procesos geológicos que ocurrieron para dar origen a lo que ahora es la Sonda de Campeche (*Figura 3*).

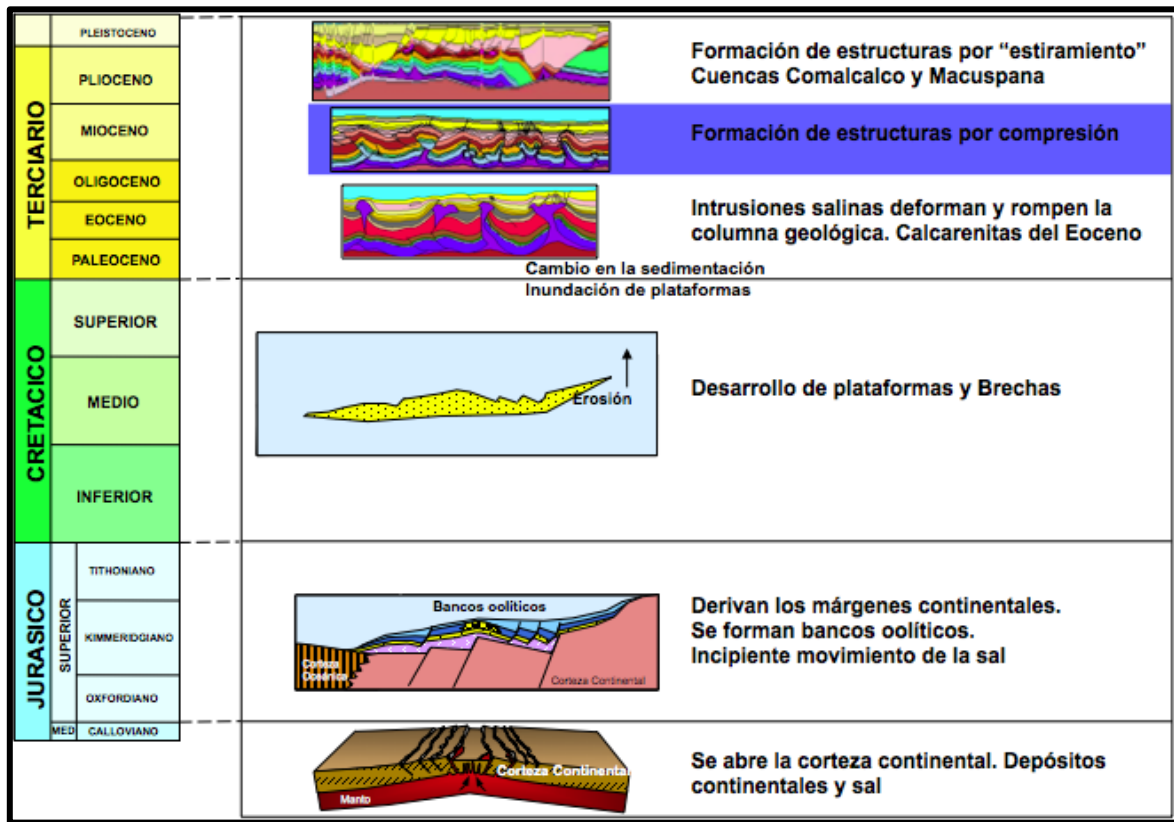


Figura 3. Evolución de la Sonda de Campeche (Ángeles-Aquino, 2003)

2.3 Geología Estructural de la Sonda de Campeche

Los trabajos llevados a cabo en la zona profunda del Golfo de México, evidencian la existencia de un basamento fracturado, que forma algunas cuencas de antearco, dando lugar a una tectónica transpresiva, donde ocurren esfuerzos de compresión provenientes del Pacífico combinados con esfuerzos de distensión en el Golfo de México, regulados por el sistema Motagua-Polochic en Chipas, Guatemala y Belice, los cuales conforman los diferentes estilos estructurales que rigen la Región Marina de Campeche.

Como resultado de la acción de la placa del Caribe con la de Norte América, a través del sistema de fallas Motagua-Polochic, se generaron durante el Oligoceno esfuerzos transpresivos que plegaron la secuencia sedimentaria en forma de anticlinales alargados orientados al NW-SE en la Región Marina (Campos

Tarantunch, Zaap, Ku, Batap, Abkatun, Bacab, Balam, Cantarell, etc.) (Ángeles-Aquino, 1996)

La vergencia de los anticlinales hacia el noreste se agudiza hacia el margen occidental de la plataforma de Yucatán, que funcionó como un antepais durante este evento llamado Chiapaneco (Sánchez-Montes de Oca, 1979, C.p. Ángeles-Aquino 1996).

Como culminación de este ciclo tectónico, durante el Mioceno-Plioceno ocurrieron esfuerzos distensivos que dieron lugar al sistema de fallas lítricas que delimitan la continuidad hacia el norte de las cuencas de Macuspana y Comalcalco (**¡Error! No e encuentra el origen de la referencia.**), ocasionando además, el diapirismo de la Cuenca Salina del Istmo (*Figura 5*).

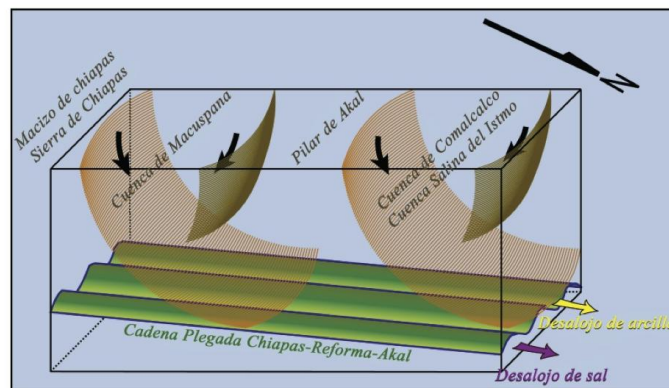


Figura 4. Bloque diagramático que muestra la disposición espacial de la Cadena Plegada Chiapas-Reforma-Akal, basculada hacia el NW y las cuencas Macuspana y Comalcalco producto de un deslizamiento gravitacional (Padilla,2007)

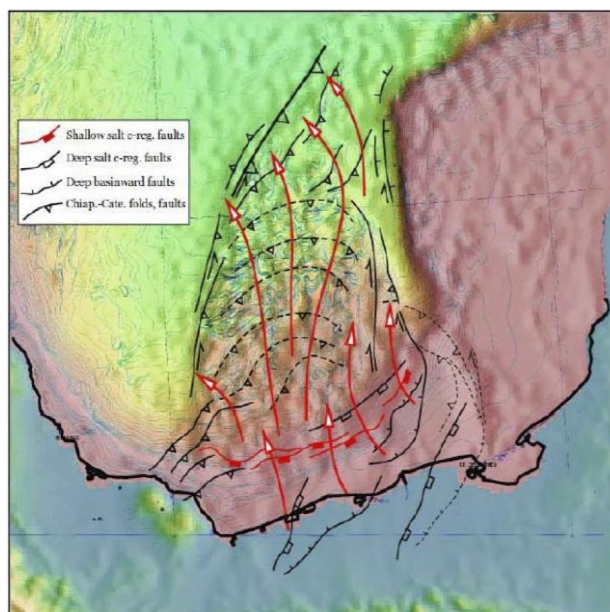


Figura 5. Dirección del desalojo de sal (Pemex)

El resultado final de todos estos acontecimientos geológicos, dieron a la Región Marina una paleotopografía muy especial, que permitió subdividirla en seis provincias morfo-estructurales con características estructurales y estratigráficas muy propias. La figura 2 es una representación esquemática de estas provincias que a continuación describen brevemente (Ángeles-Aquino, 1996).

Zonas de domos: Se localiza en la porción occidental de la Sonda de Campeche y está constituida principalmente por domos e intrusiones salinas.

Fosa de Comalcalco: es la prolongación de la cuenca de Comalcalco hacia el mar, la constituyen principalmente rellenos terrígenos del Terciario Tardío

Pilar de Akal: se localiza en la porción central de la sonda de Campeche. Esta provincia es la principal productora de hidrocarburos en el Mesozoico. En esta provincia es donde se encuentra el campo de estudio.

Fosa de Macuspana: Es la prolongación de la cuenca de Macuspana al mar. Esta constituida por sal y rellenos terrígenos del Terciario Tardío.

Zona de Talud: es la zona entre la cuenca y la antigua plataforma de Yucatán. La constituyen principalmente brechas de talud.

Antigua Plataforma de Yucatán: se localiza en porción oriental de la Sonda de Campeche. La constituyen principalmente carbonatos de plataforma.

A continuación se muestra un esquema de las provincias antes mencionadas (Figura 6).

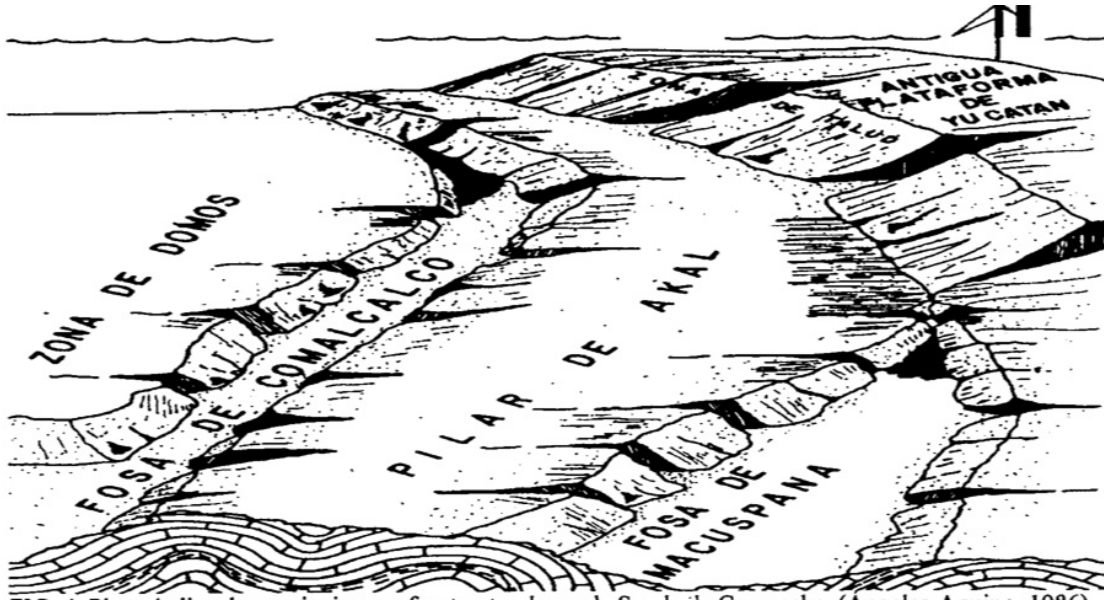


Figura 6. Provincias Morfo-estructurales en la Sonda de Campeche (Ángeles-Aquino, 1996)

En la siguiente figura (Figura 7) se muestra una sección geológica regional esquemática del pilar Akal-Reforma.

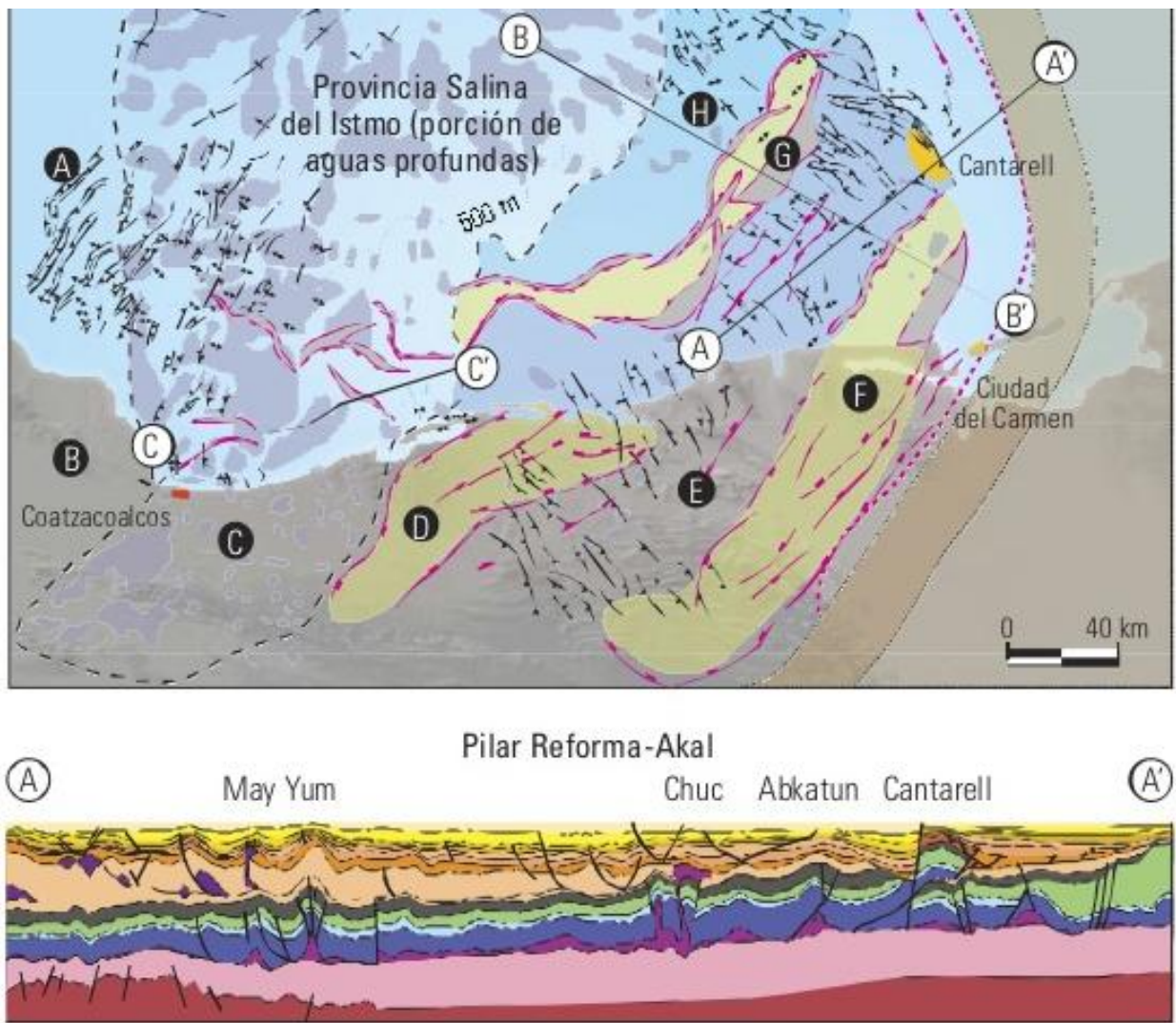


Figura 7. Sección geológica regional del pilar Akal-Reforma (Provincias petroleras de México, 2010)

2.4 Estratigrafía de la Sonda de Campeche

La estratigrafía está basada en los pozos exploratorios que han cortado roca hasta Jurásico Superior.

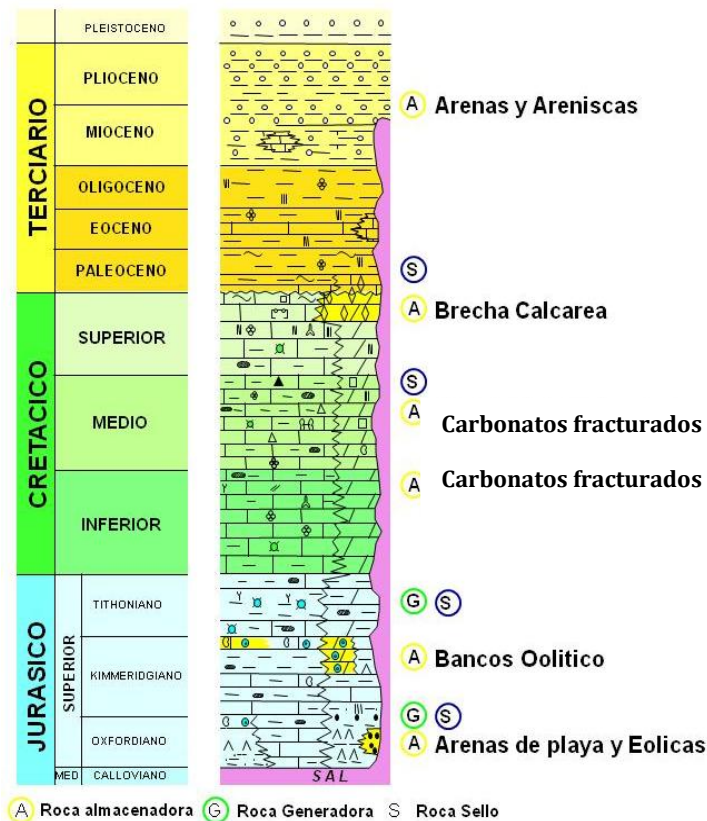


Figura 8. Columna estratigráfica tipo (Ángeles-Aquino, 2003)

2.4.1 Jurásico

Jurásico Medio

- Calloviano.** Se ha encontrado evaporitas que se constituyen mayormente de halita (NaCl), a la cual se le conoce como Sal Ístmica, según Ángeles-Aquino (1994). No se sabe la edad exacta de la misma debido a la falta de registro fósil. Se tiene una amplia distribución en el área marina de Campeche, depositados desde la Sierra de Chiapas hasta la Cuenca Salina del Golfo y las Cuencas Terciarias del Sureste. Su espesor varía conforme a su distribución, de mayor a menor desde el centro de la cuenca del Golfo de México hasta las márgenes del paleocontinente (Salvador, 1987). Su

espesor total no ha sido establecido, aunque se estima un espesor salino original de 200m, esto se deduce por los datos que han arrojado varios pozos perforados.

Jurásico Superior

- **Oxfordiano.** Se denominó a esta unidad litoestratigráfica “Ek-Balam” por ser este el campo productor más importante en rocas del Oxfordiano. Está constituido principalmente por sedimentos detríticos finos a gruesos tales como areniscas y limolitas bentoníticas en secuencias varvadas. (Ángeles-Aquino, 1996).
- **Kimmeridgiano.** Esta unidad tiene un espesor promedio de 454 m. Lo constituye una secuencia cíclica de carbonatos y terrígenos, los cuales para su estudio han sido denominados miembros “B, C, D y E”. (Ángeles-Aquino, 1996).
- **Tithoniano.** Este piso se divide en tres unidades para su estudio “F, G y H”; se le ha considerado como un horizonte nivelador que rellenó las irregularidades topográficas del Kimeridgiano en la región marina (Peña-García, 1987.) En este miembro los espesores son muy regulares y su distribución muy amplia.
Miembro calcáreo “F”: este miembro niveló irregularidades del Kimeridgiano, tiene espesores que varían desde 20 hasta 110 m. Está constituida por un mudstone arcilloso de color gris claro a pardo claro, con abundante materia orgánica, ocasionalmente con delgadas intercalaciones de lutitas limosas gris oscuro a negro.
Miembro arcilloso “G”: su espesor varía de 39 hasta 171 m. Las rocas predominantes son lutitas calcáreas arenosas de colores gris oscuro a negro con intercalaciones de margas y calizas arcillosas de colores oscuros.

Esta unidad se ubica como la principal generadora de hidrocarburos del Jurásico Superior, así como de toda la columna geológica presente en la Sonda de Campeche.

Miembro calcáreo "H": Sus espesores varían de 26 m a 83 m. Las rocas que la constituyen son principalmente carbonatos arcillosos y bentoníticos (Mudstone). (Ángeles-Aquino, 1996).

2.4.2 Cretácico

Cretácico Inferior. Este nivel estratigráfico cuenta con un espesor promedio de 460m. Está caracterizado por mudstone bentonítico color verde y gris olivo, ligeramente dolomitizado, dolomía microcristalina; color gris verdoso, gris blanquizco y gris olivo, en su origen mudstone a wackestone de intraclastos y exoclastos tamaño rudita y arena, así como calizas cretosas color crema. Existen también horizontes arcillosos caracterizados por lutitas oscuras y bentonitas verdes (Ángeles-Aquino et al, 1983).

Cretácico Inferior-Superior. Dentro de PEMEX se conoce como Cretácico Medio pero oficialmente este nivel no existe, incluyéndose dentro del Cretácico Inferior y Superior. Este nivel estratigráfico cuenta con un espesor de 176 m. Está constituido por mudstone a wackestone de exoclastos, intraclastos y bioclastos, bentonítico, ligeramente dolomitizado y silicificado, de color gris olivo claro; se observan también cuerpos de dolomía microcristalina gris blanquizca, gris olivo; así mismo horizontes arcillosos de lutitas oscuras y bentonitas gris verdoso y verde amarillento (Ángeles-Aquino et al, 1983).

Cretácico Superior. Cuenta con un espesor promedio de 272m. Está constituido por carbonatos tales como mudstone a wackestone de exoclastos, bioclastos y litoclastos ligeramente bentoníticos color crema, Pardo y gris olivo claro, dolomías microcristalinas, en su origen un mudstone bentonítico de foraminíferos y litoclastos color gris olivo claro, con intercalaciones de margas lutitas y bentonitas (Ángeles-Aquino et al, 1983).

Brecha TP-KS. Ésta unidad fue formalmente descrita para caracterizar a una brecha de aproximadamente 260 metros de espesor, constituida por fragmentos angulosos, dolomitizados y/o calcáreos, de tamaños diferentes, sementados por caliza micrítica de color crema. El espesor de esta formación varía de 270 metros en el norte del área estudiada hasta desaparecer en pozos cercanos a la costa donde manifiesta un cambio lateral de facies a lutita calcárea. (Cantú y Landeros 2001, C.p. Cantú-Chapa, 2003)

El término TP-KS señala implícitamente que esta roca, constituida por una brecha, definida cronoestratigráficamente tanto de edad Terciario Paleoceno (TP) como Cretácico Superior (KS). En términos cronoestratigráficos esta roca debería estar subdividida en dos partes, Paleoceno y Cretácico superior, si es sustentada por estudios bioestratigráficos. Sin embargo, los restos consolidados de sedimentos calcáreos de plataforma, aglutinados por material de origen calcáreo, no poseen elementos bioestratigráficos rigurosos que podrían señalar la profundidad donde se ubica el límite Cretácico Superior y Paleoceno (Cantú-Chapa, 2003).

2.4.3 Paleógeno

Paleoceno Inferior. Esta unidad litoestratigráfica fue formalmente descrita con material de pozos petroleros de la sonda de Campeche. Esta formación consiste de 30 a 60 metros de intercalaciones inconstantes de lutita rojiza-parda y caliza arcillosa crema. (Cantú y Landeros 2001).

El contacto superior se muestra por un cambio transicional de lutita calcárea, que varía de color verdoso a gris en el paleoceno superior a lutita rojiza-café con caliza arcillosa de color crema.

El contacto inferior es un cambio brusco debido a la presencia de a brecha dolomitizada y calcárea que subyace. (Cantú-Chapa, 2003).

Paleoceno Superior. Lutita verde gris. Los sedimentos correspondientes a esta unidad cronoestratigráfica carecen de nombre formacional en la región estudiada;

consisten de 50 a 450 metros de lutita bentonítica calcárea de color verde gris (Cantú-Chapa, 2003).

Eoceno. Está constituida por calcarenitas grainstone-packstone con abundantes miliolidos, amphisteginidos, helicolepydinidos, dictyoconidos, moluscos, algas calcáreas, rodoficias y equinodermos. Alternando con 2 capas o unidades internas de mudstone con formas planctónicas. El cuerpo calcáreo se encuentra de manera alóctona, dentro de facies del talud medio y superior, batimétricamente en batial medio. Las secuencias sedimentarias del Eoceno Medio se caracterizan, principalmente, por lutitas y lutitas bentoníticas gris verdoso, calcáreas, depositadas durante una etapa regresiva regional que se inicia con el Terciario (Holguín, 1992).

3 Estratigrafía y Sedimentología del Jurásico Superior Oxfordiano

3.1 Modelo Estratigráfico

El Jurásico Superior Oxfordiano en este Campo en 4 unidades litoestratigráficas A1, A2, A3, A4 descritas a continuación:

Unidad A1: Está conformado por una secuencia intercalada de lutitas bentónicas y calcáreas ricas en materia orgánica y pirita diseminada con carbonatos arcillosos tipo mudstone. Esta unidad representa la cima del Jurásico Superior Oxfordiano, la cual está datada paleontológicamente por el fósil índice *Caucasella Oxfordiana*.

Tiene un espesor promedio de 38 metros.

Esta unidad por su alto contenido de materia orgánica es la roca generadora de éste sistema petrolero.

Unidad A2: Está compuesta por potentes cuerpos de anhidrita intercalada con pequeñas capas de lutitas calcáreas. Su espesor promedio es de 62 metros.

Esta unidad tiene la función de roca sello, debido a la impermeabilidad de la anhidrita.

Unidad A3: Está conformado por areniscas líticas (sublitarenitas) de grano fino a medio, compuestos principalmente por cuarzo, fragmentos líticos y feldespatos potásicos cementados con dolomita y anhidrita, hacia su base gradúa a areniscas conglomeráticas y conglomerados polimícticos. Se presentan estructuras sedimentarias como gradación, estratificación cruzada, laminaciones, rizaduras. No hay evidencias de fósiles.

El espesor promedio de esta unidad es de 82 metros.

Esta unidad es la roca productora de aceite en el Campo Ek-Balam.

Unidad A4: Está conformada por anhidrita con un espesor promedio de 20 metros

Unidad A5: Está compuesta por sal (halita), se desconoce su espesor ya que no se ha perforado hasta su base en este Campo.

A continuación se encuentra la columna estratigráfica del J.S.O. (Figura 9) de un pozo tipo junto con su lectura tipo de los registros geofísicos Rayos Gamma y Rayos Gamma Corregido (GR y CGR) y Resistivo (LLD), escala vertical 1:1000 (Figura 9):

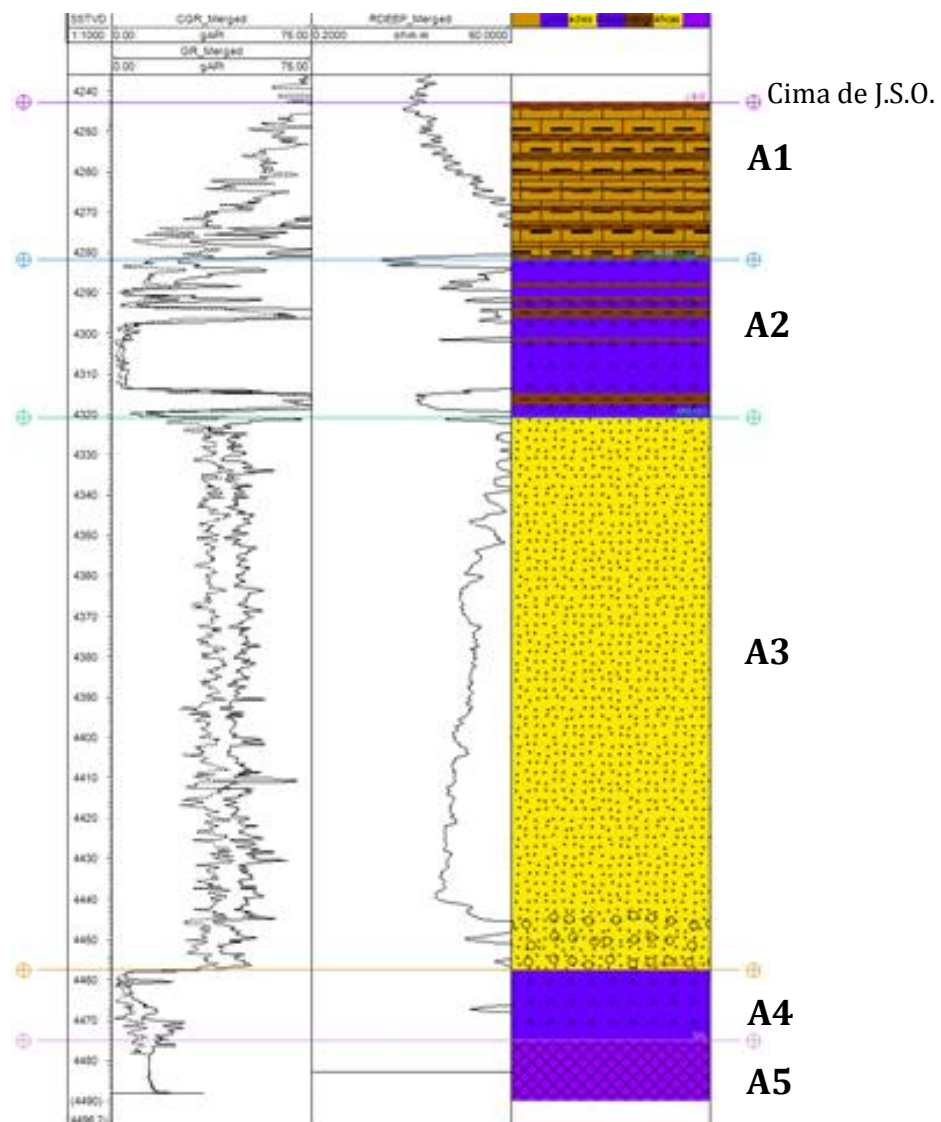


Figura 9. Columna Estratigráfica del J.S.O

3.2 Modelo Sedimentario

Las areniscas del Oxfordiano son una secuencia siliciclástica que sobreyace a un cuerpo de anhidrita (anhidrita inferior) y subyace a otro cuerpo de anhidritas (anhidrita superior).

Con base a estudios anteriores se ha reconocido que las areniscas oxfordianas de este campo, fueron principalmente de origen eólico. Las estructuras internas de las paleodunas poseen una dirección dominante y buzamiento hacia el Este. Los primeros modelos sedimentarios incluían mar somero, isla de barrera y complejo de dunas costeras con mar abierto hacia el Oeste y laguna hacia el Este. En modelos posteriores se reconoció que los depósitos fluviales-aluviales forman parte de la secuencia del Oxfordiano. Las secciones basales de las areniscas son secuencias fluviales depositadas directamente sobre un cuerpo de anhidrita. Estas secuencias generalmente comprenden arenas conglomeráticas y conglomerados de colores pardo rojizos pobremente clasificados y burdamente estratificados, la fuente de origen del material de las arenas que sobreyacen a la anhidrita todavía no se ha determinado. Es evidente que estos clastos no son provenientes del retrabajo de la sal o anhidrita, aunque estos contengan pequeños lentes de halita y anhidrita, la heterogeneidad de los siliclastos nos indica la variedad de las rocas de origen. Al modelo se incorporaron ríos y abanicos aluviales que desembocaban de un macizo. Aunque no existe una fuerte evidencia es probable que la fuente provenga del Este franco, ya que el equivalente lateral marino de las areniscas yace hacia el Oeste.

El contacto abrupto entre la anhidrita inferior y los clastos de grava indican una rápida depositación de sedimentos; sin embargo, no se tiene certeza que tal sincrónica, entre la depositación de los clastos con la retirada del mar evaporítico.

La anhidrita inferior y superior son secuencias evaporíticas formadas por la evaporación del agua de mar en un ambiente de supramarea. Cuando el mar evaporítico se retiraba, la influencia marina disminuyó y se incrementó la depositación clástica sub-aérea proveniente del Este. Todo esto probablemente por el resultado de un levantamiento hacia el Este; simultáneamente con la regresión marina. Los estratos que sobreyacen los conglomerados basales en el Campo Ek-Balam son exclusivamente eólicos de origen. El cambio de depositación

fluvial-aluvial a eólica, puede indicar un cambio a condiciones más áridas por lo que, cambiaría el tamaño de grano transportado y depositado en la región de Ek-Balam.

Los datos obtenidos por la interpretación de los registros de echados en las secuencias eólicas indican que la dirección de transporte fue de Oeste a Este, esto concuerda con las paleocorrientes de viento para el Oxfordiano, en las areniscas Norphlet en la parte Norte del Golfo de México, la cuales vendrían siendo la contraparte de estos depósitos durante la apertura del Golfo de México. Las arenas se depositaron en una franja NW-SE paralelas a la fuente de aporte encontrada al Este, ésto se comprobó con la perforación de otros pozos aledaños al campo Ek-Balam que cortaron hasta el Oxfordiano. Las arenas, por lo tanto, fueron probablemente depositadas por procesos fluviales hacia el Oeste, donde fueron subsecuentemente retrabajadas por los procesos eólicos formándose las dunas transversales actualmente preservadas en el subsuelo.

Las areniscas oxfordianas se encuentran formadas en su mayor parte por facies de dunas eólicas y capas de arena. Este grupo constituye la zona principal del yacimiento, ya que cuentan con mejores características petrofísicas.

La depositación clásica oxfordiana terminó con el retorno de condiciones marinas y la formación de evaporitas. Como el contacto con la anhidrita superior no ha sido núcleado en ningún pozo del campo, la naturaleza de la transición de ambiente continental a marino no es conocido con certeza. Con base a la evaluación y correlación de registros geofísicos, se sugiere que la transición fue rápida, pero no se sabe si esto causó el retrabajo o destrucción de los estratos eólicos superiores. No se conoce con certeza si el retorno al ambiente marino fue por el resultado de eventos tectónicos o eustáticos o una combinación de ambos. Cualquiera que sea el causa de estos eventos, terminó con la depositación de la roca sello para este yacimiento, factor importante para la acumulación de los hidrocarburos.

A continuación se muestra un esquema del modelo sedimentario para las areniscas del Oxfordiano (*Figura 10*).

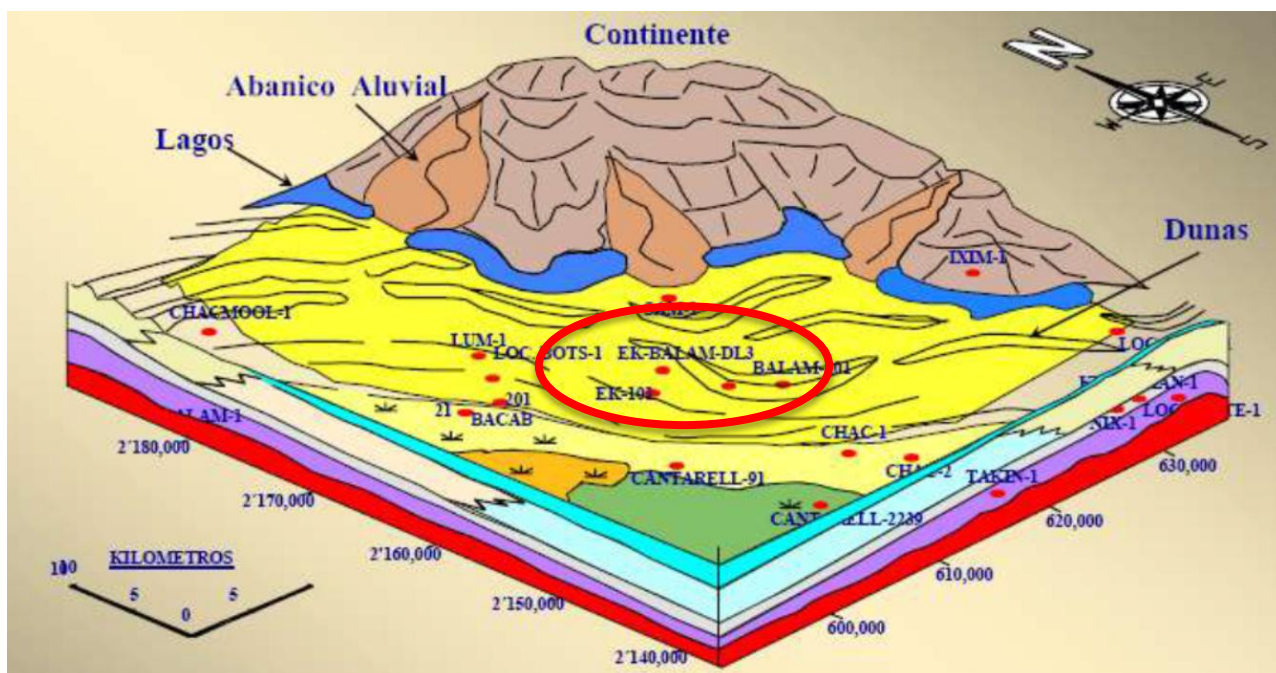


Figura 10. Modelo Sedimentario de las areniscas del J.S.O. (Pemex)

4 Desarrollo

4.1 Problemática

Los principales problemas que se tienen en el Campo Ek-Balam a nivel del yacimiento de las arenas del Oxfordiano son:

- Fuerte caída de presión
- Presencia de arenas no consolidadas que producen daños y hasta taponamiento en los pozos.

Los yacimientos están prácticamente confinados, debido a que se encuentran delimitados por gruesos cuerpos impermeables de anhidrita intercalada con lutitas, esto hace que el acuífero del yacimiento no se recargue, y que es el principal motor de empuje del aceite para su extracción; impidiendo así; la estabilización de la presión, aunado a la misma extracción de gas al momento de explotar el aceite, disminuyendo el casquete de gas.

Para buscar la solución de estos problemas se están realizando estos estudios multidisciplinario de lgeología, geofísica e ingeniería de yacimientos; cuyos resultados serán integrados para obtener mejores resultados; y que anteriormente muchos de los estudios realizados previamente no se habían integrado, quedando meramente en estudios aislados.

Cabe mencionar que en las diferentes áreas antes citadas se trabaja paralelamente y en constante comunicación.

4.2 Recopilación e Integración de Información Previa

Como paso inicial se realizó la recopilación de información geológica, petrofísica y de ingeniería disponible y que pudiera ser aprovechada para la realización del estudio;

para este caso, se contó con el apoyo de personal del Activo de Producción y del grupo encargado del Estudio Integral del Campo Ek-Balam.

Se realizó una base de datos con toda la información previa al proyecto como tarjetas de pozo, informes finales de pozos, expedientes de perforación, estados mecánicos de pozos, datos de producción, registros geofísicos, inventarios de núcleos y muestras de canal, de la Litoteca de Pemex de estudios previos; en el caso de la sísmica se entregó un cubo sísmico con el cual se va a trabajar.

Toda la información y datos de cada disciplina se integra en software especializados para poder manipularlos y trabajar con ellos.

4.3 Análisis de Datos de Producción

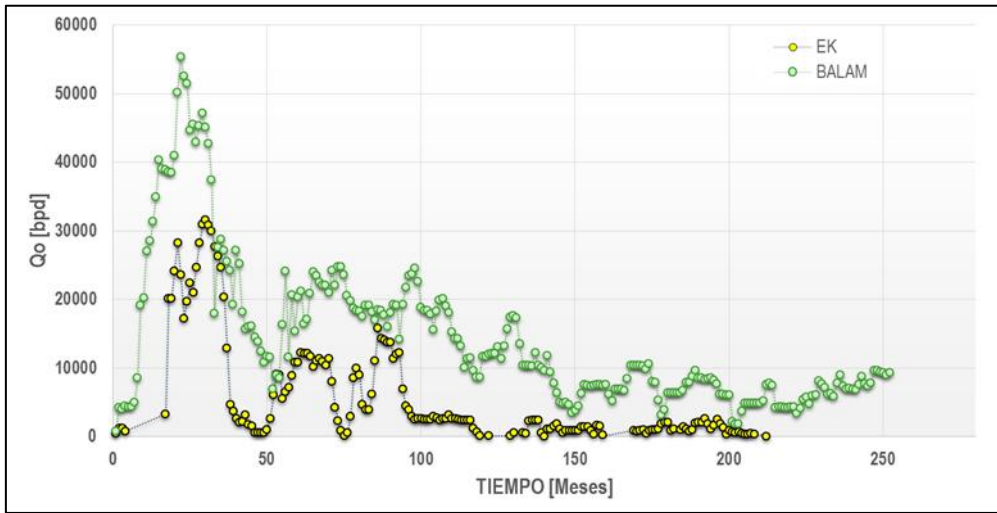
Desde la perforación del primer pozo Ek-101 en 1991 hasta el presente, después de 23 años, el campo ha tenido una producción acumulada de 141 mmb, de los cuales 109 mmb se han extraído en el bloque Balam y 32 mmb en el bloque Ek. Actualmente en el campo Ek, todos los pozos fueron taponados y reparados cambiando de intervalo productor a la Brecha de Cretácico Superior; en el bloque Balam actualmente son 5 pozos que se encuentra produciendo en las areniscas de Oxfordiano.

El volumen original de aceite en el campo Ek es de 405 mmb, su producción acumulada es de 32 mmb, dando un factor de recuperación de 8%.

El volumen original de aceite en el campo Balam es de 960 mmb, su producción acumulada es de 109 mmb, dando un factor de recuperación de 11.35%.

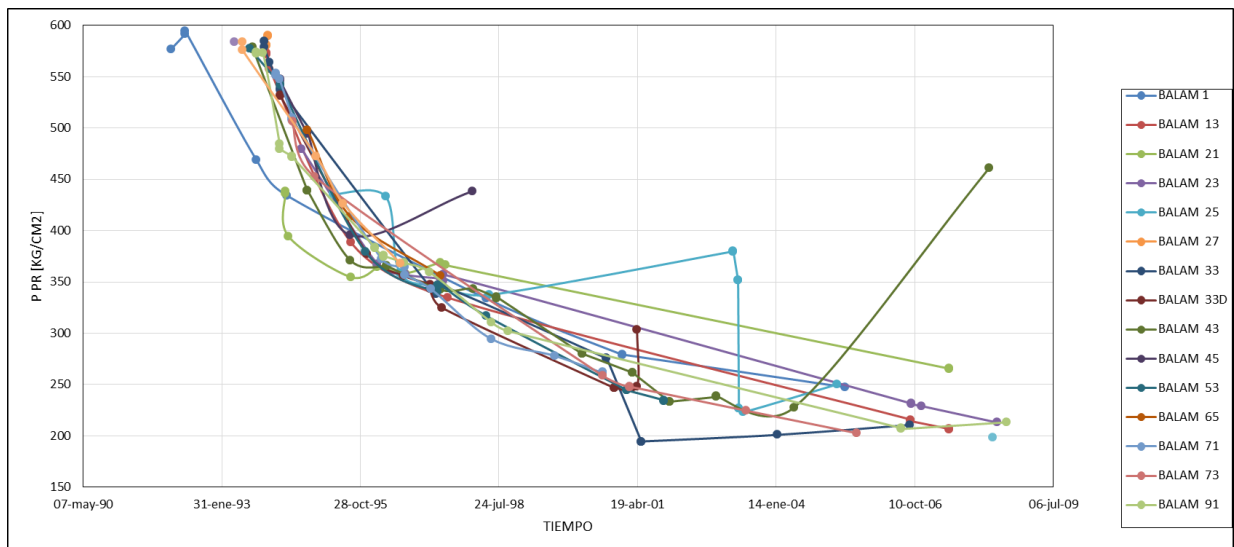
El aceite explotado en estos campos, tiene una densidad de 27° API (ligero) para los dos campos.

La producción alcanzó su pico máximo de 71000 bpd en abril de 1994, a partir de ahí, la producción cayó (*Gráfica 1*). La producción diaria promedio actualmente ronda los 9,000 bdp.

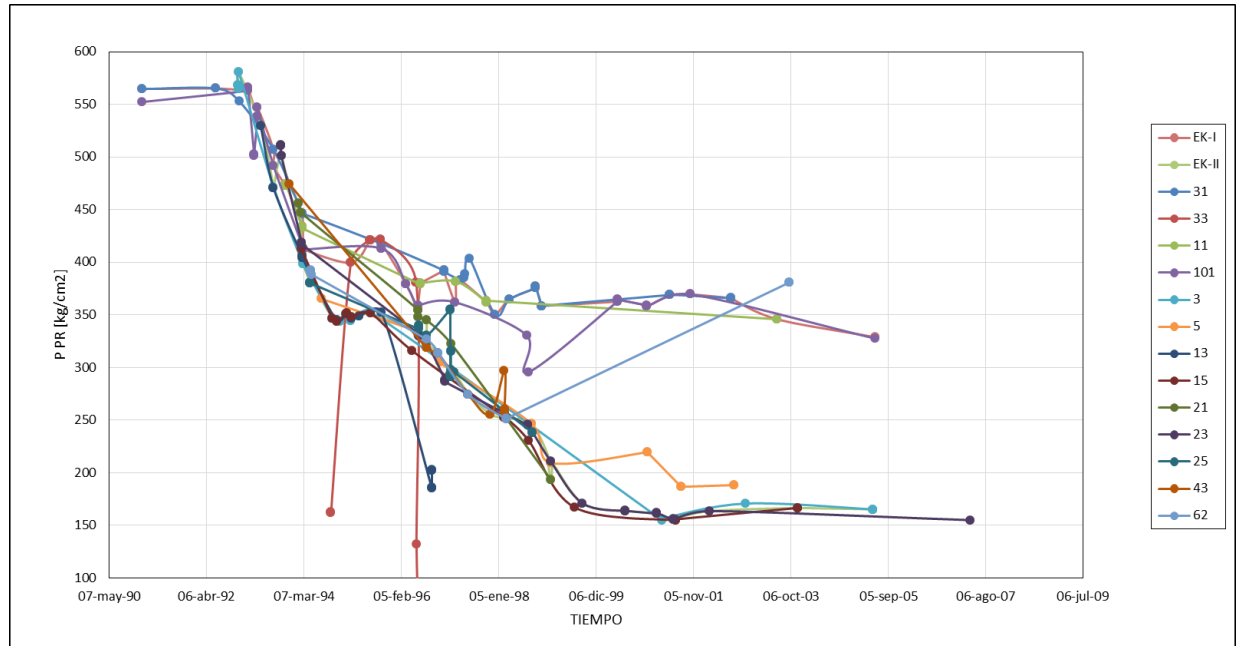


Gráfica 1. Producción histórica

La presión inicial del campo Ek fue de 568.5 Kg/cm², para el campo Balam fue de 577.4 Kg/cm². La presión cayó en Ek hasta los 150 Kg/cm² y en Balam hasta los 200 kg/cm², en las siguientes gráficas se presentan la caídas de presión en los campo Ek-Balam conforme al tiempo (Gráfica 2, Gráfica 3).



Gráfica 2. Historial de presiones para el bloque Balam



Gráfica 3. Historial de presiones para el bloque Balam

Se puede observar en la gráfica de las presiones del Campo Ek que se divide en dos grupos de pozos, donde la presión cayó de diferente manera. En el bloque 1 , constituido por los pozos Ek-31, Ek-33, Ek-11, Ek-101, la presión cayó hasta los 330 kg/cm² y se estabilizó; en cambio, en el bloque 2, constituido por la mayoría y el resto de los pozos en Ek, la presión cayó hasta los 150 kg/cm²; es decir que durante la producción en el campo Ek, el yacimiento se compartimentó en dos bloques por algún límite físico, debido a la disminución del espesor impregnado y del aumento en el nivel del contacto agua-aceite. El contacto agua-aceite original se encontró en Balam a 4720 mvbnm; en Ek, el contacto agua-aceite original se encontró a 4669 mvbnm.

En el siguiente mapa podemos observar la ubicación de los pozos a nivel de las areniscas del J.S.O. junto con su producción acumulada individual.

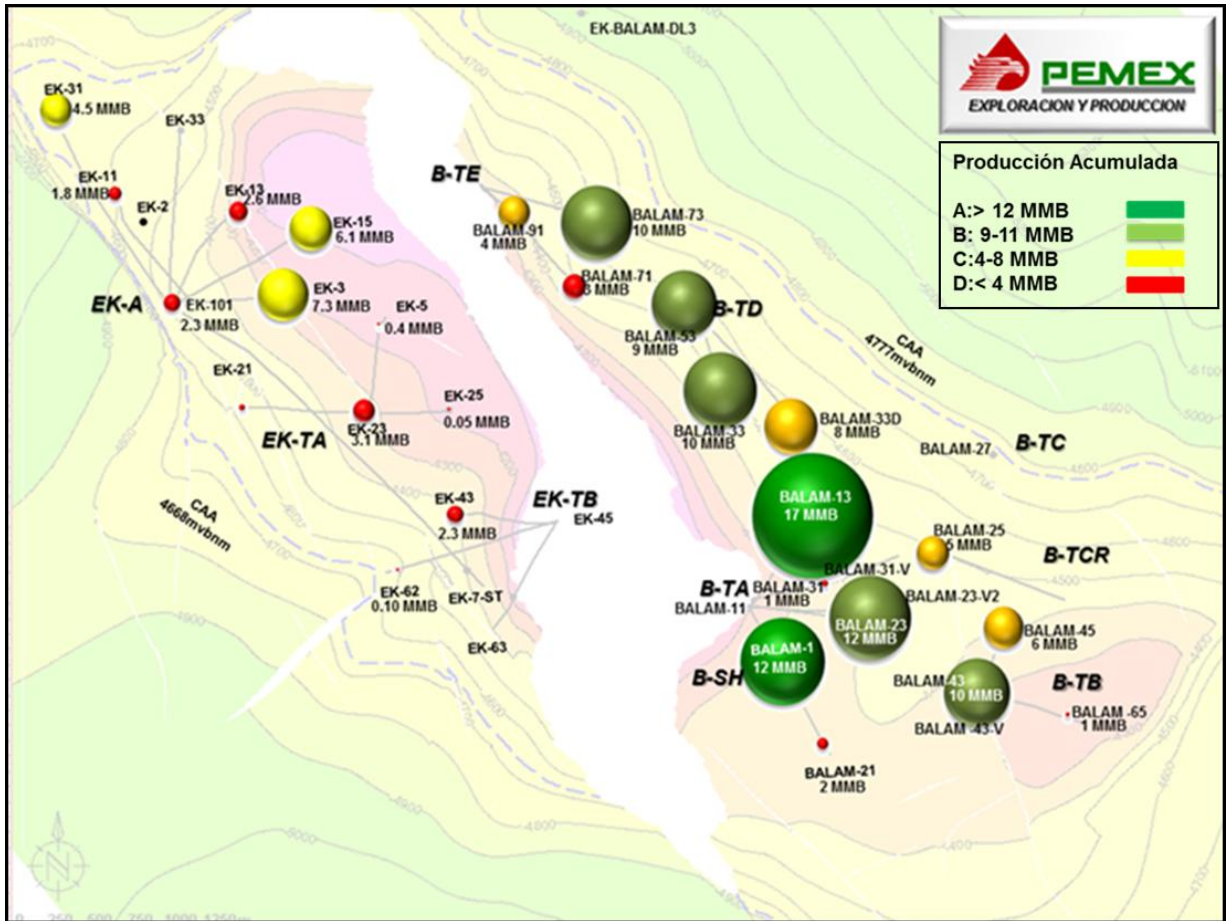


Figura 11. Ubicación de los pozos a nivel de las areniscas con su respectiva producción acumulada

En la figura 11 se puede observar claramente la gran diferencia de producción entre EK y Balam.

Otro datos importantes los cuales fueron recabados son el número de reparaciones que recibió el pozo en su vida productiva, junto con la cantidad de años que estuvo en producción; estos datos fueron integrados en las siguientes tablas que se presentan, una para Ek y otra para Balam, respectivamente (Tabla 1, Tabla 2)

Tabla 1. Datos de producción del bloque Ek

Pozo	Espesor arenas	Producción Diaria STB/D		Producción acum. MMSTB	Frecuencia de reparación Reparación/año	Intervalo productor (MV)
		Max.	Ultima Qo			
Ek-25	71.2	469	410	0.052	1/4.5	4235
Ek-62	113.51	1057	571	0.107	1/4	4736
Ek-5		2385	1037	0.413	1/5	4204
Ek-21	58.35	3453	11	0.775	1/6	4773
Ek-11		1776	327	1.805	4/15	4639
Ek-101	52.09	2158	13	2.343	13/17.5	4553
Ek-43	86.27	7624	273	2.383	1/4	4484
Ek-13	79.45	6533	50	2.654	1/3	4234
Ek-23	56.41	4908	938	3.121	2/14.5	4383
Ek-31	58.85	11106	69	4.458	6/10.5	4690
Ek-15	97.57	4663	289	6.143	4/10	4149
Ek-3	109.19	10127	228	7.311	4/12	4264

Tabla 2. Datos de producción del bloque Balam

Pozo	Espesor arenas	Producción Diaria STB/D		Producción acum. MMSTB	Frecuencia de reparación Reparación/año	Intervalo productor [MV]
		Max.	Ultima Qo			
BALAM-65		4035	227	0.584	2/10	4310
BALAM-31	72.29	2346	1705	0.804	1	4435
BALAM-21	74.75	1630	888	1.545	4/14	4456
BALAM-71	96.16	4337	59	3.303	2/4	4569
BALAM-91	66.51	5581	10	4.414	10/16	4434
BALAM-25		3777	1841	4.662	3/8	4551
BALAM-45		8009	296	5.737	-	4478
BALAM-33D		4378	11	7.618	4/11	4624
BALAM-53		8118	432	9.43	1/7	4621
BALAM-43	136.81	7250	1894	9.527	4/20	4375
BALAM-73		4283	2089	10.27	6/19	4674
BALAM-33	88.84	6230	631	10.497	4/11	4560
BALAM-23	82.18	4528	2044	11.755	6/19	4483
BALAM-1	143.81	5032	1577	12.193	4/21	4414
BALAM-13		6459	76	17.452	1/16	4509

En base al número de reparaciones entre la vida productiva de los pozos, se realizó un mapa de riesgos para conocer y ubicar las áreas con más y menos problemas de arenamiento, y de este modo conocer las áreas de mayor y menor riesgo por arenamiento. A menores reparaciones y mayor cantidad de años en producción el riesgo es menor y viceversa.

4.4 Análisis e Interpretación de Registros Geofísicos

Por medio de la evaluación petrofísica básica de los registros geofísicos, obtenemos las propiedades petrofísicas del yacimiento. Las propiedades obtenidas son la porosidad, permeabilidad y saturación de agua las cuales son las más importantes en un yacimiento petrolero.

Estas propiedades petrofísicas se ocupan para crear mapas de isopropiedades, para posteriormente realizar el modelo petrofísico, el cual es integrado al modelo geológico.

Los registros geofísicos que se ocuparon para la evaluación petrofísica básica fueron:

- Caliper (Cali)
- Rayos Gamma (GR)
- Rayos Gamma Corregido (CGR)
- Resistivo (LLD)
- Densidad (RHOB)
- Porosidad (NPHI)
- Sónico (DT)
- Lito-Densidad (PEF)

Los registros geofísicos fueron cargados en un software especializado para su posterior análisis y evaluación petrofísica, donde se construyó una base de datos que incluyera las curvas de registros geofísicos en formato .LAS, datos de corte y análisis de núcleos, cimas geológicas, intervalos disparados y datos de producción principalmente.

4.4.1 Reconocimiento Preliminar

Antes de empezar la evaluación petrofísica, se hace un control calidad a los registros por medio de cross-plots. Se construyeron para reconocer las tendencias de los minerales predominantes en la formación, así como la determinación inicial de parámetros importantes, tales como, densidad de matriz (RHOMA), resistividad en zonas de arcilla (ResClay) y zonas de alta dispersión, que podrían estar relacionadas a fracturamiento o derrumbes en la pared de pozo y darles un

tratamiento especial principalmente para que no indiquen minerales que realmente no existen en la formación.

Las siguientes gráficas (Figura 12), muestran la litología predominante en el yacimiento, así como la dispersión de datos debido a registros que pueden estar afectados por fracturamiento, derrumbes e invasión de las diferentes curvas indicadoras de litología; se muestran de una forma grupal para después dar una breve descripción cualitativa.

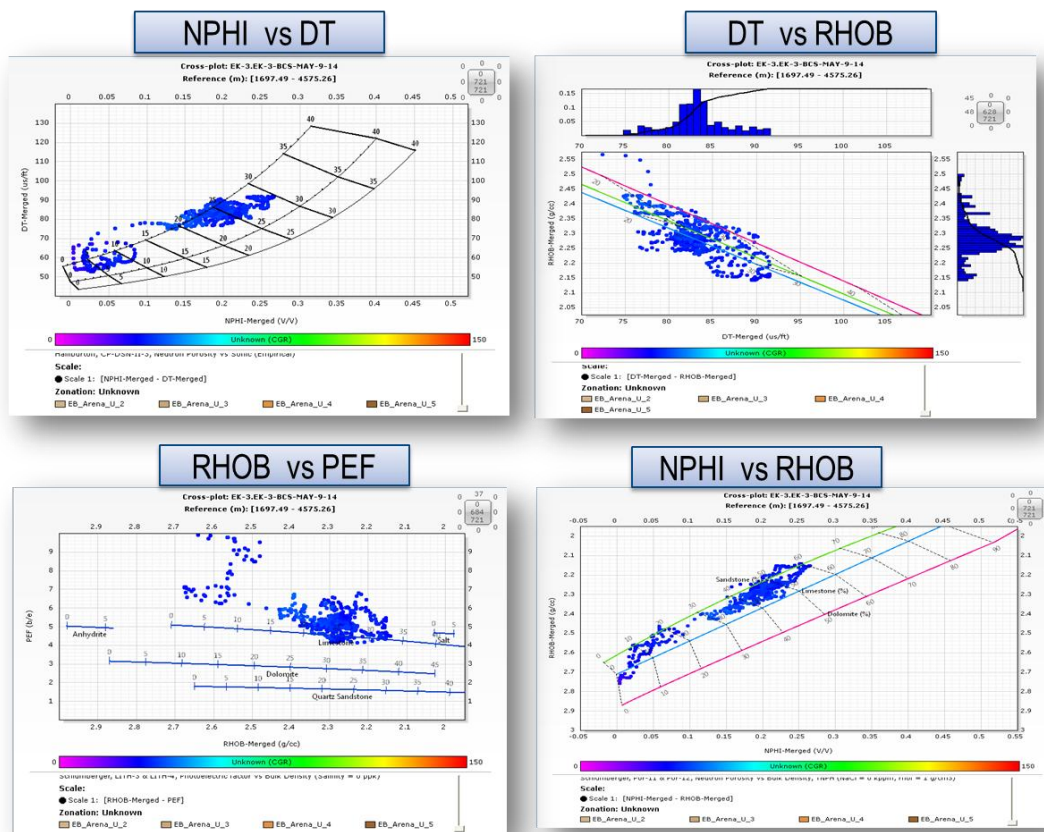


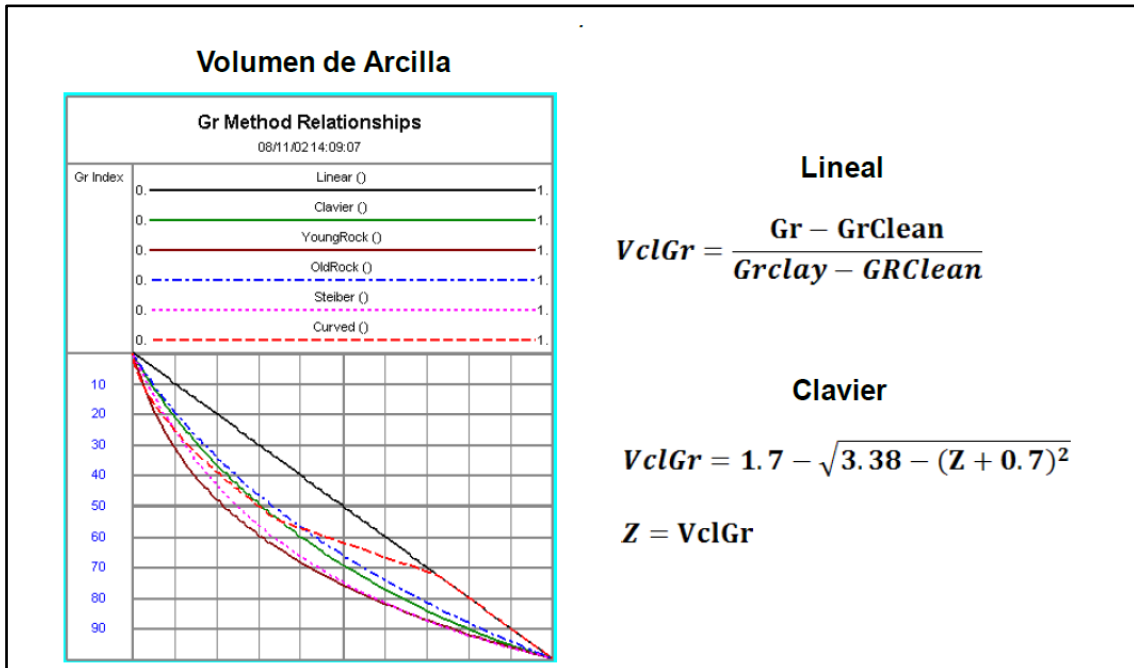
Figura 12. Cross-plots para control de calidad

Se consideraron a los registros NPHI, RHOB, PEF, como indicadores litológicos, éste último con menor peso, ya que en muchos casos se encuentra fuertemente afectado.

4.4.2 Calculo de volumen de arcilla

Para el cálculo del volumen de arcilla se utilizó la ecuación de Clavier; se tomó la curva de rayos gamma corregido (CGR), como indicador de arcillosidad, y para los pozos que

no contaron con esta curva, se estimó una curva sintética, verificando que existiera correlación con la respuesta de otros indicadores, tales como, el registro de densidad, neutrón de porosidad y resistividad.



Lineal

$$VclGr = \frac{Gr - Gr_{Clean}}{Gr_{clay} - GR_{Clean}}$$

Clavier

$$VclGr = 1.7 - \sqrt{3.38 - (Z + 0.7)^2}$$

$$Z = VclGr$$

Figura 13. Métodos de cálculo de Vcl

4.4.3 Cálculo de Parámetros Petrofísicos

Para esta fase fue importante el reconocimiento preliminar, el cual ayudó a obtener parámetros necesarios para las ecuaciones de cálculo saturación de agua y porosidad efectiva. Una vez que se realizó este proceso, además de la revisión de descripciones litológicas de las muestras y difracción de rayos-X a fragmentos de los núcleos, se determinaron las curvas de resultado (Vcl, PHIE, Sw) y se construyó el modelo petrofísico, para lo cual también se realizaron pruebas de sensibilidad que ayudaron a mejorar dicho modelo.

La lista que se encuentra a continuación, detalla los parámetros y ecuaciones utilizadas para determinar el modelo petrofísico de los pozos analizados, se da una explicación del porqué de los parámetros y las ecuaciones empleadas.

Salinidad y Rw.- Considerando la salinidad obtenida a través de los análisis Stiff en muestras de diferentes pozos, se obtuvo un promedio de dicha salinidad en

cada una de las formaciones analizadas, con los cuales se obtuvo también el parámetro de Resistividad del Agua (R_w) a emplearse en el cálculo de parámetros petrofísicos. La salinidad en el yacimiento es de 250,000 ppm, ($R_w=0.014$) y la temperatura del yacimiento es de 115°C aprox.

Modelo de Saturación de Agua.- Para el bloque Ek se utilizó el modelo de Indonesia, ya que este contempla parámetros importantes para las zonas de arcilla tales como la resistividad en dicho mineral. En cambio para el bloque Balam se utilizó el modelo de Archie por considerarse una formación limpia (libre de arcilla).

Ecuación 1 Indonesia:

$$\frac{1}{\sqrt{R_t}} = \left(\sqrt{\frac{\Phi^m}{a R_w}} + \frac{V_{cl}(1-(V_{cl}/2))}{\sqrt{R_{cl}}} \right) * S_w^{n/2}$$

Ecuación 2 Archie:

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{(a * R_w)}{\Phi^m * R_t}}$$

Dónde:

R_t = Resistividad verdadera de la formación

R_{cl} = Resistividad de la arcilla

Φ_e = Porosidad efectiva

V_{cl} = Volumen de arcilla

R_w = Resistividad del agua de la formación

a = Factor de tortuosidad

S_w = Saturación de agua.

m = Exponente de cementación

n = Exponente de saturación

El factor de tortuosidad “a” y el exponente de saturación “n” se consideraron constantes, a=1, n=2

El exponente de cementación “m” se calculó por medio del Factor de Formación con análisis de núcleos en laboratorios, a condiciones de laboratorio y a presión de sobrecarga, dando como resultado m=1.45-1.47

Porosidad total y porosidad efectiva.- Para el cálculo de la porosidad total, en algunos casos se utilizó el método de cross-plot densidad-neutrón, debido a la afectación de las curvas NPHI y RHOB. Para el cálculo de porosidad efectiva se utilizó de igual manera la combinación de los registros neutrón y densidad corregidos por el volumen de arcilla, la cual fue calibrada con datos de núcleos.

Ecuación 3 Porosidad Total

$$\Phi = \Phi_{D1} + \frac{\Phi_{N1} - \Phi_{D1}}{(1 - (\Phi_{N1} - \Phi_{N2})) / (\Phi_{D1} - \Phi_{D2})}$$

Dónde:

Φ_{N1} =Porosidad de Neutrón corregida por matriz1

Φ_{N2} =Porosidad de Neutrón corregida por matriz2

Φ_{D1} =Porosidad de Densidad corregida por matriz1

Φ_{D2} =Porosidad de Densidad corregida por matriz2

Para obtener la porosidad efectiva se utilizó la siguiente ecuación:

Ecuación 4 Porosidad Efectiva

$$\Phi_e = (1 - Vsh) * \Phi$$

Debido a la casi nula presencia de arcilla, la porosidad efectiva es prácticamente igual a la porosidad total del yacimiento.

Densidad de matriz (ρ_{ma}).- Para no sub-evaluar o sobre-evaluar la porosidad total se acotaron los límites inferior y superior a través de un histograma que involucró las curvas de densidad de los pozos evaluados, así como la densidad de

grano obtenida de análisis petrofísicos a núcleos, siendo el valor promedio de la pma de 2.63 gr/cc.

A continuación se muestra dos ejemplos de los resultados de la evaluación petrofísica básica, dos pozos uno de cada bloque con sus respectivos registros geofísicos y las curvas resultantes de la evaluación (Figura 14, Figura 15).

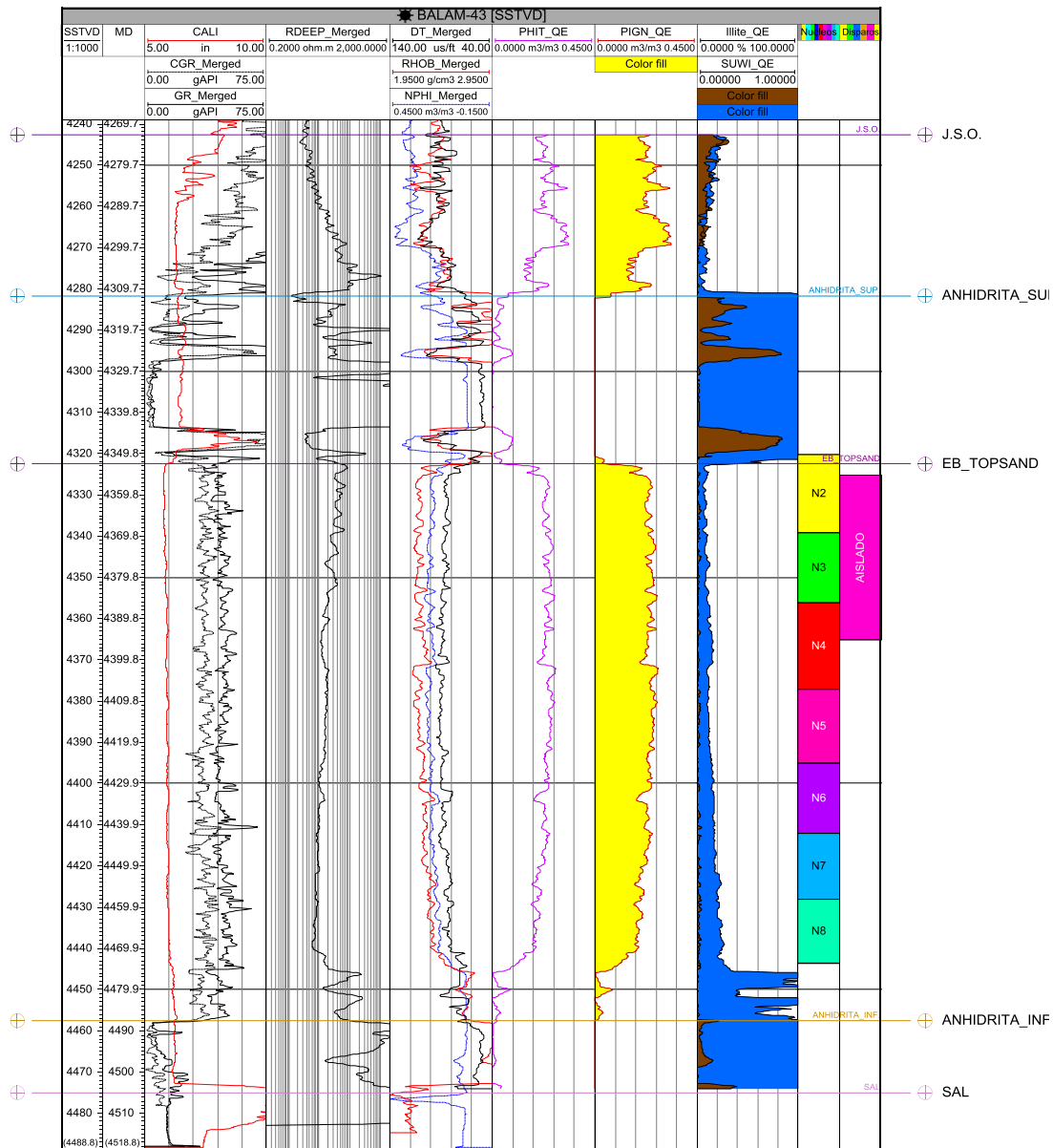


Figura 14. Registro Compuesto del Pozo B-43 con su evaluación petrofísica básica, núcleos y el intervalo disparado

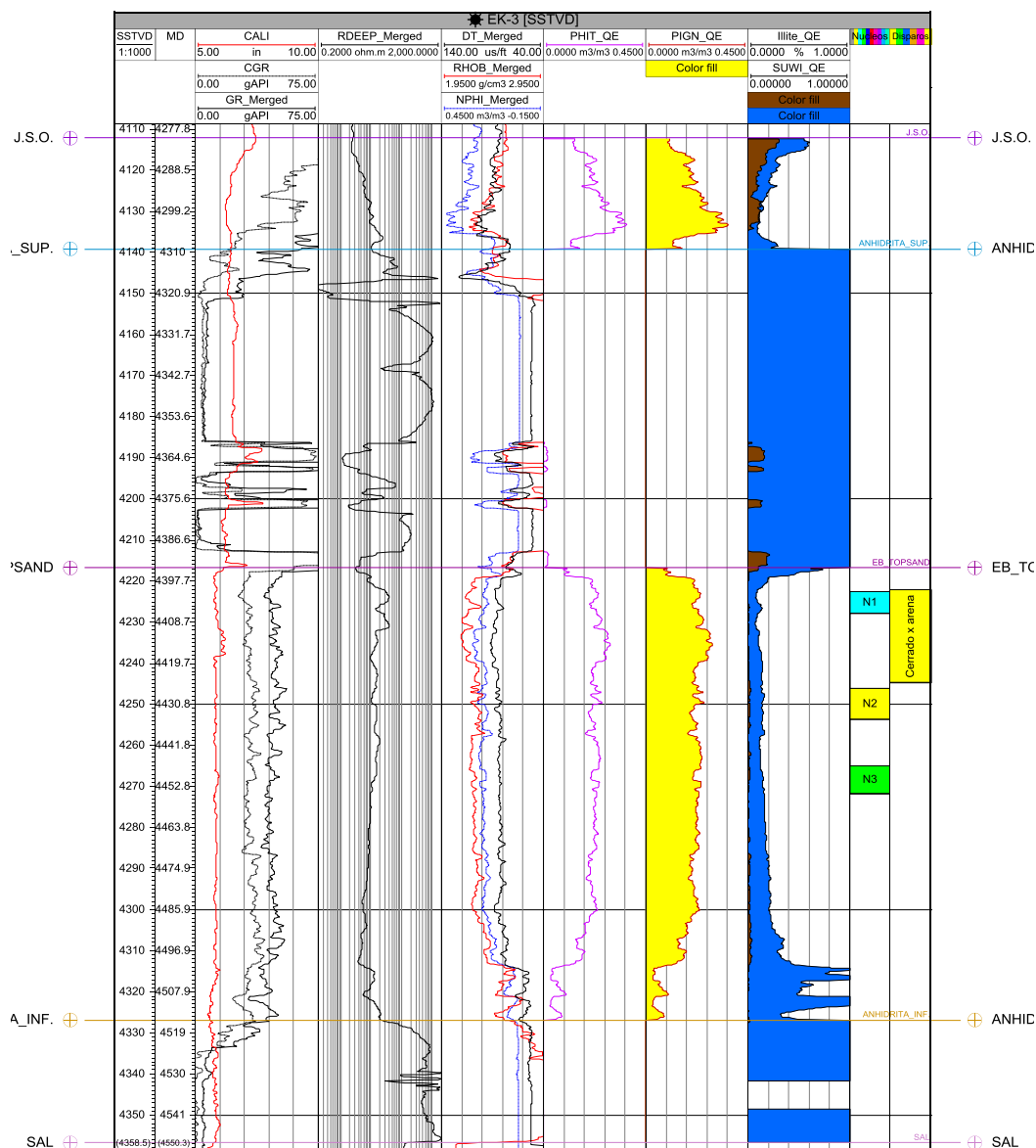


Figura 15. Registro Compuesto del Pozo Ek-3 con su evaluación petrofísica básica, núcleos y el intervalo disparado

4.5 Análisis de Núcleos

Con base a los estudios de los núcleos realizados por Pemex, Instituto Mexicano del Petróleo, la compañía Weatherford y compañía Schlumberger, se hizo un análisis de la composición mineralógica y textural de las areniscas, así como de la calidad del yacimiento.

A continuación se muestra la lista de los núcleos con los estudios realizados (Tabla 3).

Tabla 3 Lista de núcleos con sus estudios realizados

Pozo	Núcleo	Intervalo (m)	Petrografía	Difracción de Rayos X	Granulometría
Balam-1	3	4452-4461	✓	✗	✓
Balam-101	4	4800-4809	✓	✗	✓
Balam-43	2	4350-4369	✗	✓	✓
Balam-43	3	4369-4388	✓	✓	✓
Balam-43	4	4388-4407	✗	✓	✓
Balam-43	5	4407-4425	✓	✓	✓
Balam-43	6	4425-4442	✓	✓	✓
Balam-43	7	4442-4458	✓	✓	✓
Balam-43	8	4458-4473.6	✓	✗	✗
Ek-Balam-DL3	4	5086-5095	✓	✗	✗
Ek-Balam-DL3	5	5096-5113	✓	✗	✓
Ek-23	2	4371-4380	✗	✓	✓
Ek-23	3	4380-4387	✗	✓	✓
Ek-23	4	4387-4396.4	✗	✓	✓
Ek-23	5	4396.4-4403	✗	✓	✓
Ek-13	1	4425-4434	✗	✓	✓
Ek-13	2	4434-4443	✗	✗	✗
Ek-13	3	4443-4452	✓	✓	✓
Ek-13	4	4454.64-4456.8	✓	✓	✓
Ek-13	5	4462.44-4465.2	✓	✓	✓
Ek-13	6		✗	✗	✗
Ek-13	7	4479-4479.6	✓	✓	✗
Ek-31	2	5072-5081	✓	✗	✓
Ek-31	3	5110-5119	✓	✗	✓
Ek-101	1	4533-4542	✓	✓	✓

Como podemos observar la cantidad de información de los núcleos no es muy abundante en relación con los pozos perforados en el campo (33 pozos). En el caso del Bloque Balam contamos con información de cuatro pozos pero dos de ellos no tuvieron producción, ya que salieron invadidos de agua; el Balam-101 y Ek-Balam-DL3, para el bloque Ek, los 4 pozos con núcleos estudiados resultaron productores; esto es muy importante para poder comparar e integrar los datos de producción con los resultados de los análisis de los núcleos.

Los núcleos en su mayoría se encuentran débilmente cementados, en algunos de ellos siendo casi nula.

4.5.1 Análisis Petrográfico

Los estudios petrográficos de todas las láminas delgadas que se clasificaron, de acuerdo a la clasificación de Folk, a todas las láminas delgadas como sublitanitas; areniscas con más de 75% de cuarzo con abundantes fragmentos líticos.

De los minerales detríticos presentes, se encontraron principalmente cuarzos mono y poli cristalinos, en menor cantidad fragmentos de roca, feldespatos potásicos, plagioclasas y una mínima cantidad de minerales pesados (granate, turmalina y zircón); también fueron observados trazas de biotita y moscovita, así como pocos componentes minerales arcillosos (Lámina 1, Lámina 2).

La arenisca en general se encuentra limpia (escasa arcilla) pero con una madurez textural y mineralógica submadura.

Los diferentes tipos de minerales detríticos presentes nos indican varias fuentes de aporte como terrenos metamórficos, graníticos y de rocas ígneas extrusivas. La presencia de algunos granos de cuarzo de carácter reciclable (sobrecrecimientos, marcas abrasivas) también son indicadores de un área de aporte eminentemente clástica.

Lámina 1 Balam-43, núcleo 7, profundidad 4457.6m

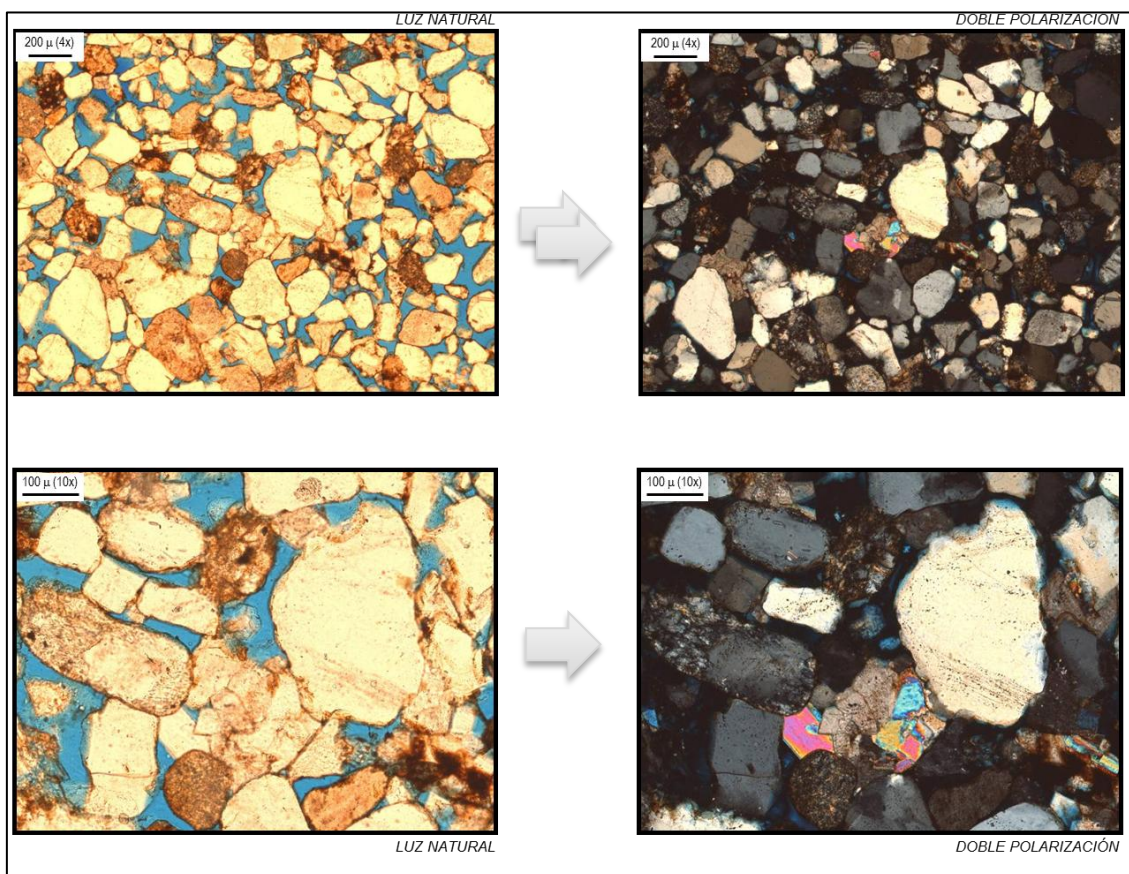
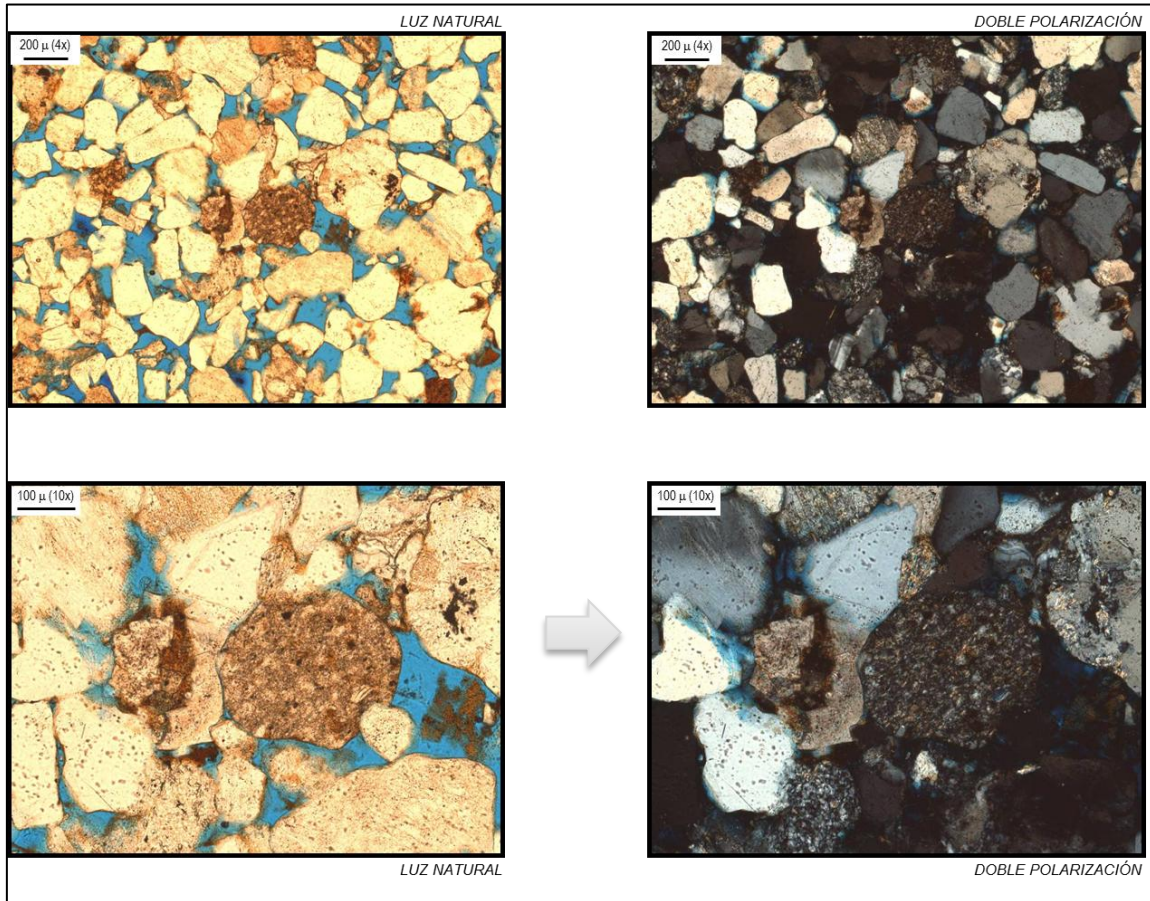


Lámina 2 Ek-Balam-DL3, núcleo 4, profundidad 5093.5



- **Minerales autigénicos y diagénesis**

Hasta el día de hoy no existe un estudio sistemático diagenético de las areniscas, sin embargo, se conoce el probable efecto en la calidad del yacimiento de los minerales autigénicos presentes. El análisis de las secciones delgadas confirma que los minerales diagenéticos dominantes son la dolomita y la anhidrita. Los minerales autigénicos presentes secundarios incluyen cuarzo syntaxial, arcillas así como algunas trazas de anatasa.

La dolomita autigénica tiende a ocurrir como cementante (cristales poikilitícos), rombos discretos o cristales de reemplazamiento de grano, los cuales frecuentemente obstruyen parcialmente los poros. Este cementante también corroe las paredes de los granos detríticos.

La anhidrita autigénica se presenta en una etapa muy importante como sello de fracturas, como mineral de reemplazamiento y ocluyendo poros, comúnmente como cementante. La información petrográfica de los núcleos y la evaluación de los registros geofísicos, revelan que la abundancia de la anhidrita tiende a incrementarse substancialmente hacia la base de las areniscas, esto como resultado de la presencia de un estrato de anhidrita subyacente combinado con el efecto de fallas y fracturamiento. Por lo que la dolomita al igual que la anhidrita, reducen la calidad del yacimiento hacia la base de las areniscas oxfordianas.

Los análisis de difracción de rayos X indican que los minerales arcillosos son principalmente caolinita, illita y clorita. Estos minerales autigénicos son producto de la alteración de minerales inestables como son los feldespatos potásicos, plagioclasas y silicatos ferro-magnesianos. Los porcentajes de estos minerales arcillosos, según la difracción de rayos X, rondan entre 2% a 0% de la muestra, lo cual, este porcentaje muy bajo no representa un riesgo en la calidad del yacimiento.

Un aspecto diagenético que no se ha estudiado a fondo y que repercute directamente en la calidad del yacimiento, es la disolución de los minerales menos estables que componen el esqueleto y el cementante carbonatado de la arenisca que ocurre durante condiciones de altas profundidades de enterramiento, mayores a 3 km como resultado del incremento de temperaturas y la presencia de ácidos orgánicos que se encuentran en los fluidos del poro. Dichos ácidos son producto de procesos químicos; existen dos teorías acerca del origen de estos ácidos, una de ellas menciona que los ácidos son producto de la reducción termoquímica de sulfatos (Machel, 1995), debido a que los hidrocarburos originados por la maduración de materia orgánica y sulfatos provenientes de la disolución de anhidrita pueden sufrir reacciones de oxidación-reducción para formar calcita y ácido sulfhídrico. Estas reacciones se ven favorecidas a temperaturas mayores de 140°C, pero pueden ocurrir a temperaturas más bajas como de 100°C (el yacimiento de las areniscas oxfordianas tiene una temperatura aproximada de 120°C). Si el hierro es abundante en el sistema, el sulfuro de hidrógeno y azufre reaccionan con el hierro para formar pirita y protones, los protones liberados por esas reacciones están disponibles en la disolución de calcita; en cambio, si el hierro

no es un muy abundante en el sistema, entonces el ácido sulfhídrico con dióxido de carbono dominan el fluido del yacimiento. La otra teoría sugiere que los ácidos orgánicos pueden ser derivados de varios procesos, entre ellos la maduración térmica del kerógeno en la roca generadora, reacciones reducción-oxidación, que involucran minerales oxidantes y kerógeno o que involucran hidrocarburos y minerales oxidantes; de igual forma la combinación de petróleo, agua y oxidantes, puede crear un ambiente altamente corrosivo como resultado de la producción de ácido carboxílico (Surdam et al., 1984). Estos ácidos expelidos ocasionan la disolución durante la migración del petróleo, mejorando el potencial de rocas almacenadoras de hidrocarburos. El principal cuestionamiento a esta hipótesis es, si los ácidos orgánicos pueden ser generados y expelidos por la roca generadora en cantidades suficientes y en el marco de tiempo apropiado.

Sea cual sea el proceso que origina la disolución, el yacimiento se ve afectado en su calidad aumentando la porosidad pero haciendo que la roca se vuelva más frágil y deleznable.

En la siguiente figura se muestra los principales procesos diagenéticos que ocurren en rocas silicilásticas y que pudieron haber sufrido las areniscas de este yacimiento (*Figura 16*).

	Diagenetic stage	Diagenetic process	Result
	Eogenesis	Organic reworking (bioturbation)	Destruction of primary sedimentary structures; formation of mottled bedding and other traces
		Cementation and replacement	Formation of pyrite (reducing environments) or iron oxides (oxidizing environments); precipitation of quartz and feldspar overgrowths, carbonate cements, kaolinite, or chlorite
Burial	Mesogenesis	Physical compaction	Tighter grain packing; porosity reduction and bed thinning
		Chemical compaction (pressure solution)	Partial dissolution of silicate grains; porosity reduction and bed thinning
		Cementation	Precipitation of carbonate (calcite) and silica (quartz) cements with accompanying porosity reduction
		Dissolution by pore fluids	Solution removal of carbonate cements and silicate framework grains; creation of new (secondary) porosity by preferential destruction of less stable minerals
Uplift	Telogenesis	Mineral replacement	Partial to complete replacement of some silicate grains and clay matrix by new minerals (e.g., replacement of feldspars by calcite)
		Clay mineral authigenesis	Alteration of one kind of clay mineral to another (e.g., smectite to illite or chlorite, kaolinite to illite)
		Dissolution, replacement, oxidation	Solution of carbonate cements, alteration of feldspars to clay minerals, oxidation of iron carbonate minerals to iron oxides, oxidation of pyrite to gypsum, solution of less stable minerals (e.g., pyroxenes, amphiboles)

Figura 16. Principales procesos diagenéticos que ocurren en rocas siliciclásticas durante el sepultamiento. (Boggs, 2006)

4.5.2 Análisis Granulométrico

Los análisis granulométricos fueron realizados por Schlumberger, IMP y Pemex; estos análisis fueron efectuados en muestras de arenas no consolidadas extraídas en los núcleos. Se verificó que el método utilizado por las compañías fuera el mismo (la misma cantidad de mallas y del mismo diámetro y las mismas ecuaciones) para poder correlacionar los datos obtenidos y realizar una correcta interpretación de estos.

Los pozos con análisis granulométrico fueron 4 de Balam (B-43, B-1, B-101, Ek-Balam DL3) y 5 de Ek (Ek-13, Ek-3, Ek-23, Ek-101, Ek-31). Los análisis se hicieron en muestras de núcleos no consolidados obtenidos de los diferentes núcleos de cada uno de los pozos antes mencionados, estas muestras fueron tomadas en base al criterio del sedimentólogo que los realizó. En total fueron 48 muestras con las que hicieron los análisis.

27 muestras fueron analizadas por la compañía Schlumberger de los pozos B-43, Ek-13 y Ek-23; 18 muestras por Pemex de los pozos B-1, Ek-3 y Ek-101; y 3 del I.M.P. del pozo Ek-31.

El procedimiento de análisis fue casi el mismo en las tres compañías y se resume de la siguiente manera:

- Se toma un muestra de 150 a 200 gramos del núcleo
- La muestra es lavada con solventes orgánicos y agua destilada para remover el lodo de perforación o cualquier otro agente contaminante.
- Se vuelve a pesar
- Se tamiza en un vibrador de 15 a 20 minutos
- Se pesa individualmente la parte retenida en cada tamiz, en el caso del análisis realizado por Schlumberger la muestra obtenida en el envase recolector (PAN) es llevado al granulómetro laser Cilas, modelo 715. Este equipo está diseñado para realizar mediciones granulométricas en muestras pulverizadas suspendidas en un medio líquido (etanol)
- Los valores obtenidos son llevados a una gráfica de tamaño de granos versus porcentaje acumulado. De estas gráficas se extraen los valores que se requieren en las formulas dadas para determinar tamaño promedio de grano, selección, asimetría y curtósis. Las formulas utilizadas se muestran en las siguiente tablas (Tabla 5).
- El porcentaje de peso individual obtenido en los tamices se agrupa según la clasificación de Wentworth, para así obtener de cada clasificación un porcentaje de peso individual, y después graficarlos.

Los tamices que utilizaron para los análisis se presentan en la siguiente tabla (Tabla 4):

Tabla 4. Lista de tamices

Tamiz No.	Micrones	Apertura (Pulgadas)	Unidades PHI
10	2000	0.0787	-1
14	1400	0.0555	-0.49
18	1000	0.0394	0
25	710	0.0278	0.49
35	500	0.0197	1
45	355	0.0139	1.49
50	300	0.0118	1.76
60	250	0.0098	2
70	212	0.0083	2.25
80	180	0.007	2.47
120	125	0.0049	3
140	106	0.0041	3.47
200	75	0.0029	3.99
230*	63	0.0025	4.47
325*	45	0.0017	5
PAN*	<45		<5

Las fórmulas utilizadas fueron las siguientes:

Tabla 5. Fórmulas de los parámetros estadísticos granulométricos

Tamaño de Grano Promedio:	$(\phi_{16} + \phi_{50} + \phi_{84}) / 3$
Selección:	$(\phi_{84} - \phi_{16}) / 4 + (\phi_{95} - \phi_5) / 6.6$
Asimetría:	$(\phi_{16} + \phi_{84} - 2\phi_{50}) / [2(\phi_{84} - \phi_{16})] +$ $(\phi_5 + \phi_{95} - 2\phi_{50}) / [2(\phi_{95} - \phi_5)]$
Curtosis:	$(\phi_{95} - \phi_5) / 2.44(\phi_{75} - \phi_{25})$

A continuación se muestra una tabla con los pozos y los núcleos con los cuales fueron hechos estos estudios (Tabla 6).

Tabla 6. Lista de núcleos con análisis granulométrico

Pozo	Núcleo	Intervalo (m)	Granulometría
Balam-1	3	4452-4461	✓
Balam-101	4	4800-4809	✓
Balam-43	2	4350-4369	✓
Balam-43	3	4369-4388	✓
Balam-43	4	4388-4407	✓
Balam-43	5	4407-4425	✓
Balam-43	6	4425-4442	✓
Balam-43	7	4442-4458	✓
Ek-Balam-DL3	5	5096-5113	✓
Ek-23	2	4371-4380	✓
Ek-23	3	4380-4387	✓
Ek-23	4	4387-4396.4	✓
Ek-23	5	4396.4-4403	✓
Ek-13	1	4425-4434	✓
Ek-13	3	4443-4452	✓
Ek-13	4	4454.64-4456.8	✓
Ek-13	5	4462.44-4465.2	✓
Ek-31	2	5072-5081	✓
Ek-31	3	5110-5119	✓
Ek-101	1	4533-4542	✓

Con los resultados obtenidos interpretan en base a la siguiente tabla (Tabla 7):

Tabla 7. Clasificación en términos descriptivos según sus valores

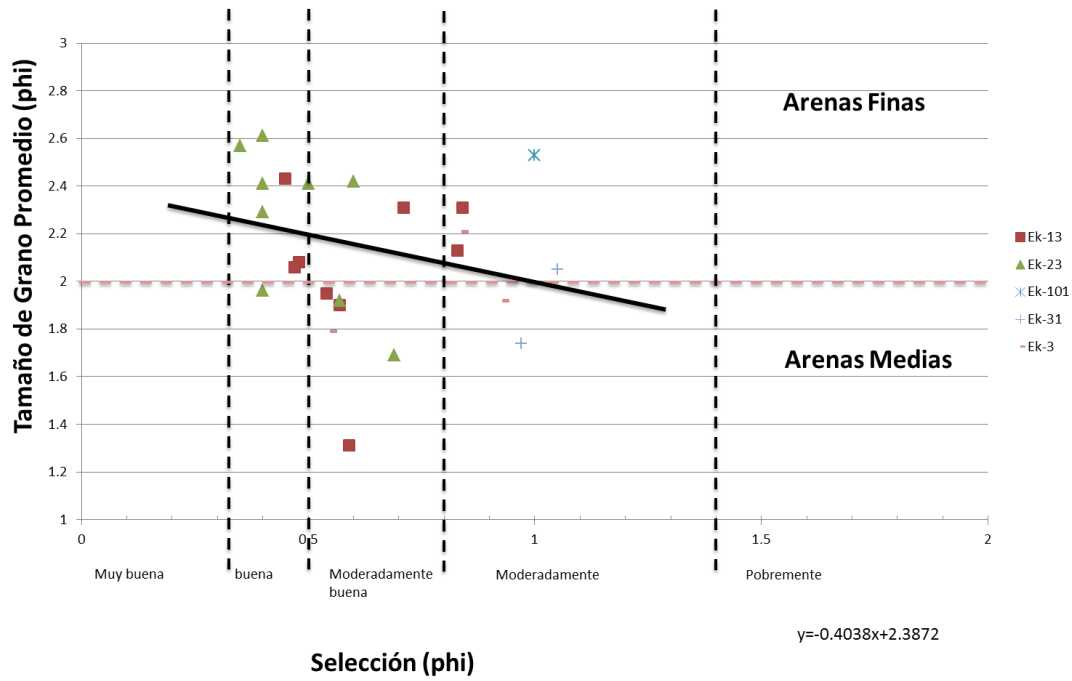
Selección		Asimetría		Curtosis	
Muy bueno	<0.35	Muy Negativa	-1.00 a -0.30	Muy achatada	<0.67
Bueno	0.35 - 0.50	Negativa	-0.30 a -0.10	Achatada	0.67 - 0.90
Moderadamente Bueno	0.50 - 0.71	Simétrica	-0.10 a +0.10	Normal	0.90 - 1.11
Moderado	0.71 - 1.00	Positiva	+0.10 a +0.30	Angulosa	1.11 - 1.50
Pobre	1.00 - 2.00	Muy Positiva	+0.30 a +1.00	Muy Angulosa	1.50 - 3.00
Muy Pobre	2.00 - 4.00			Extremadamente Angulosa	>3.00
Extremadamente Pobre	>4.00				

En la tabla siguiente (Tabla 8) se integraron todos los resultados para su adecuada interpretación.

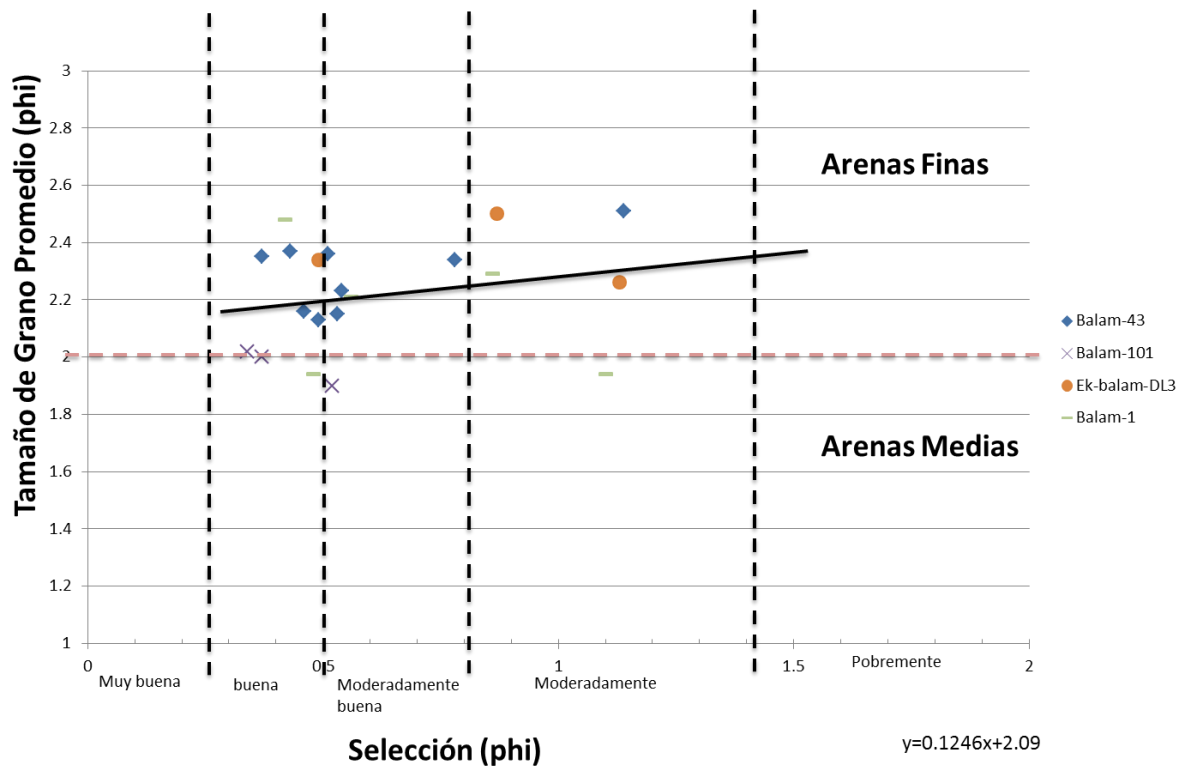
Tabla 8. Resultados obtenidos de los análisis granulométricos

Pozo	Núcleo	Profundidad	Tamaño de Grano Promedio (Phi)	Tamaño de Grano (cualitativa)	Selección (phi)	Selección (cualitativa)	Asimetría (phi)	Ambiente (Selección)
Balam-43	2	4367.73	2.15	fino	0.53	moderado a bueno	0.04	Dunas continentales
Balam-43	2	4369	2.35	fino	0.37	bueno	-0.01	Playa
Balam-43	3	4374.82	2.16	fino	0.46	bueno	-0.07	Playa
Balam-43	4	4397.65	2.51	fino	1.14	moderado	0.19	Fluvial
Balam-43	5	4407.53	2.23	fino	0.54	moderado a bueno	-0.05	Dunas continentales
Balam-43	5	4421.73	2.13	fino	0.49	bueno	0.16	Playa
Balam-43	6	4431.43	2.36	fino	0.51	moderado a bueno	-0.11	Dunas continentales
Balam-43	6	4432.43	2.37	fino	0.43	bueno	-0.05	Playa
Balam-43	7	4445.84	2.34	fino	0.78	moderado	-0.03	Dunas continentales
Ek-13	1	4431.76	2.31	fino	0.71	moderado a bueno	-0.14	Dunas continentales
Ek-13	1	4432.19	2.13	fino	0.83	moderado	-0.18	Fluvial
Ek-13	3	4432.67	2.31	fino	0.84	moderado	-0.12	Fluvial
Ek-13	3	4447.79	2.08	fino	0.48	bueno	-0.05	Playa
Ek-13	3	4448.64	1.9	medio	0.57	moderado a bueno	-0.01	Dunas continentales
Ek-13	3	4449.38	1.31	medio	0.59	moderado a bueno	0.17	Dunas continentales
Ek-13	4	4453.46	2.43	fino	0.45	bueno	0.07	Playa
Ek-13	5	4461.02	2.06	fino	0.47	bueno	0.05	Playa
Ek-13	5	4462.24	1.95	medio	0.54	moderado a bueno	-0.03	Dunas continentales
Ek-23	2	4371.01	2.29	fino	0.4	bueno	-0.03	Playa
Ek-23	2	4372.63	1.96	medio	0.4	bueno	0.02	Playa
Ek-23	2	4374.4	1.69	medio	0.69	moderado a bueno	0.43	Dunas continentales
Ek-23	3	4379.73	2.61	fino	0.4	bueno	0.15	Playa
Ek-23	3	4380.65	2.42	fino	0.6	moderado a bueno	0.26	Dunas continentales
Ek-23	4	4387.87	2.41	fino	0.5	bueno	-0.01	Playa
Ek-23	4	4388.39	2.57	fino	0.35	muy bueno	0.08	Dunas costeras-Playa
Ek-23	4	4388.97	2.41	fino	0.4	bueno	-0.04	Playa
Ek-23	5	4398.51	1.92	medio	0.57	moderado a bueno	0.02	Dunas continentales
Balam-1	3	4452-4461(C-1)	1.94	medio	0.48	bueno	0.3	Playa
Balam-1	3	4452-4461(C-2)	2.21	Fino	0.56	moderado a bueno	-0.06	Dunas continentales
Balam-1	3	4452-4461(C-3)	1.94	medio	1.1	moderado	-0.01	Fluvial
Balam-1	3	4452-4461(C-7)	2.48	Fino	0.42	bueno	-0.01	Playa
Balam-1	3	4452-4461(C-9)	2.29	Fino	0.86	moderado	-0.35	Fluvial
Balam-101	4	4800-4809(C-10)	1.9	medio	0.52	bueno	0.04	Dunas continentales
Balam-101	4	4800-4809(C-4)	2.02	Fino	0.34	muy bueno	0.37	Dunas costeras-Playa
Balam-101		4800-4809(C-5)	2	Fino	0.37	bueno	0.29	Playa
Ek-101	1	4533-4542(C-1)	2.53	fino	0.65	moderado a bueno	-0.03	Dunas continentales
Ek-101	1	4533-4542(C-12)	2.41	fino	0.47	bueno	0.06	Playa
Ek-101	1	4533-4542(C-2)	1.87	medio	0.78	moderado a bueno	0.55	Dunas continentales
Ek-101	1	4533-4542(C-3)	2.01	fino	1.02	moderado	0	Fluvial
Ek-Balam-DL3	5	5096-5113(C-1)	2.5	fino	0.87	moderado	0.01	Fluvial
Ek-Balam-DL3	5	5096-5113(C-4)	2.26	fino	1.13	moderado	0.09	Fluvial
Ek-Balam-DL3	5	5096-5113(C-6)	2.34	fino	0.49	bueno	0.02	Playa
Ek-31	2	5110-5119 (C-5)	1.74	medio	0.97	moderado	0.43	Fluvial
Ek-31	2	5110-5119(C-8)	2.05	fino	1.05	moderado	0.09	Fluvial
Ek-31	3	5110-5119(C-12)	2.23	fino	1.08	moderado	-0.06	Fluvial
Ek-3	1	4400.5-4406.35	1.79	medio	0.55	moderado a bueno	0.14	Dunas continentales
Ek-3	2	4426.5-4434.8	1.92	medio	0.93	moderado	0.19	Fluvial
Ek-3	3	4447.3-4454.7	2.21	fino	0.84	moderado	-0.02	Fluvial

Los datos granulométricos son analizados por medio de gráficas, una para cada campo (*Gráfica 4, Gráfica 5*), con las cuales podemos visualizar de mejor manera el comportamiento del yacimiento.



Gráfica 4. Selección contra tamaño de grano promedio (phi) para el bloque Ek



Gráfica 5. Selección contra tamaño de grano promedio para el bloque Balam

Como podemos observar la distribución de tamaño de arenas en Ek es mayor, predominando las arenas finas, con moderada a buena selección, pero con baja presencia de arenas medias. Para el bloque Balam predominan más fuertemente las arenas finas, con moderada a buena selección, aunque a diferencia de Ek la presencia de arenas medias es menor.

4.6 Análisis e Interpretación de Datos Sísmicos

4.6.1 Interpretación Sísmica

La interpretación sísmica se enfocó a cartografiar las cimas formacionales del campo, además interpretar las estructuras (pliegues, fallas). Es importante recordar que una secuencia sísmica es una sucesión o paquetes de reflectores sísmicos relativamente conformantes interpretados como estratos genéticamente relacionados y separados por superficies, que constituyen límites claros de secuencias en la interpretación sísmica. La interpretación se hace con secciones sísmicas en tiempo con una longitud dada, estas secciones están orientadas en dos direcciones: NE-SW llamadas “líneas” y las otras perpendicular a ésta NW-SE, las cuales son llamadas “trazas”. Estas orientaciones de las secciones nos permite la mejor visualización de las estructuras, ya que los ejes de las pliegues y las fallas regionales principales tiene una orientación preferencial NW-SE, así las secciones sísmicas cortan perpendicularmente los pliegues y fallas regionales.

A continuación se muestra los diferentes parámetros sísmicos que se toman en cuenta para la descripción de las secuencias durante el análisis sismo-estratigráfico, así como una breve descripción de las características de cada uno de ellos:

- **Continuidad:** Se refiere al grado de coherencia entre reflectores contiguos. A lo largo de la sección se pueden identificar reflectores sísmicos continuos, o discontinuos o parcialmente continuos.
- **Amplitud:** Se refiere a la magnitud de los eventos de reflexión y están íntimamente relacionadas con la impedancia acústica de los medios rocosos

atravesados; entre mayor es el contraste mayor es la amplitud y viceversa. La descripción de las amplitudes se realizó en una escala relativa de altas, moderadas a bajas.

- **Frecuencia:** Es una característica de la naturaleza del pulso sísmico, entre menor es la duración del pulso sísmico mayor es el contenido de frecuencia. Las frecuencias que se describen varían de altas, de moderadas a bajas.
- **Patrones de Configuración Interna:** Son las características geométricas de los reflectores sísmicos dentro de cada secuencia. Nos indican como es el arreglo interno de los estratos a partir de su geometría y disposición siendo útil para la estimación de litofacies. En una sección se pueden observar patrones sísmicos paralelos, sub-paralelos, divergentes, caóticos entre otros.
- **Forma Externa:** Identifica en dos dimensiones la forma externa o geométrica que exhibe cada secuencia sísmica a lo largo de toda la sección. Pueden ser de diferentes formas, las más usuales son: forma laminar “set” o “sheet scarpe”, cuniforme “wedge”, lenticular, monticular, entre otras.

El volumen sísmico que se interpretó es reciente y no había sido interpretado, cuenta con una mayor resolución, esto es importante ya que al tener una gran presencia de sal en el campo, ésta genera mucho ruido alrededor haciendo que se pierda la continuidad de los reflectores.

El área que cubre el volumen sísmico es de 78 km².

La interpretación se realizó en cada dos líneas y dos trazas, es decir, con mucho detalle, lo cual implica una mejor calidad en el producto resultante.

A continuación se presentan unas secciones sísmicas interpretadas, donde podemos observar los horizontes y las fallas geológicas (*Figura 17, Figura 18 y Figura 19*).

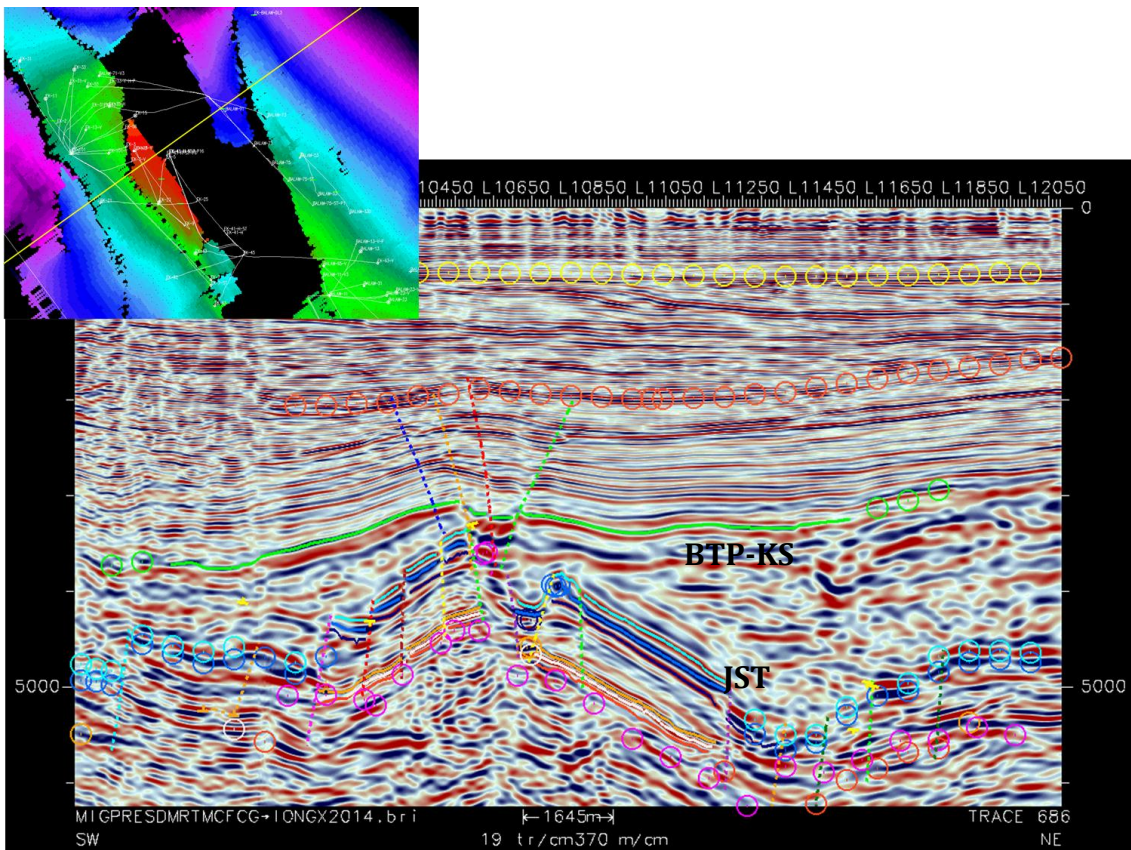


Figura 17. Línea sísmica dirección NE-SW interpretada

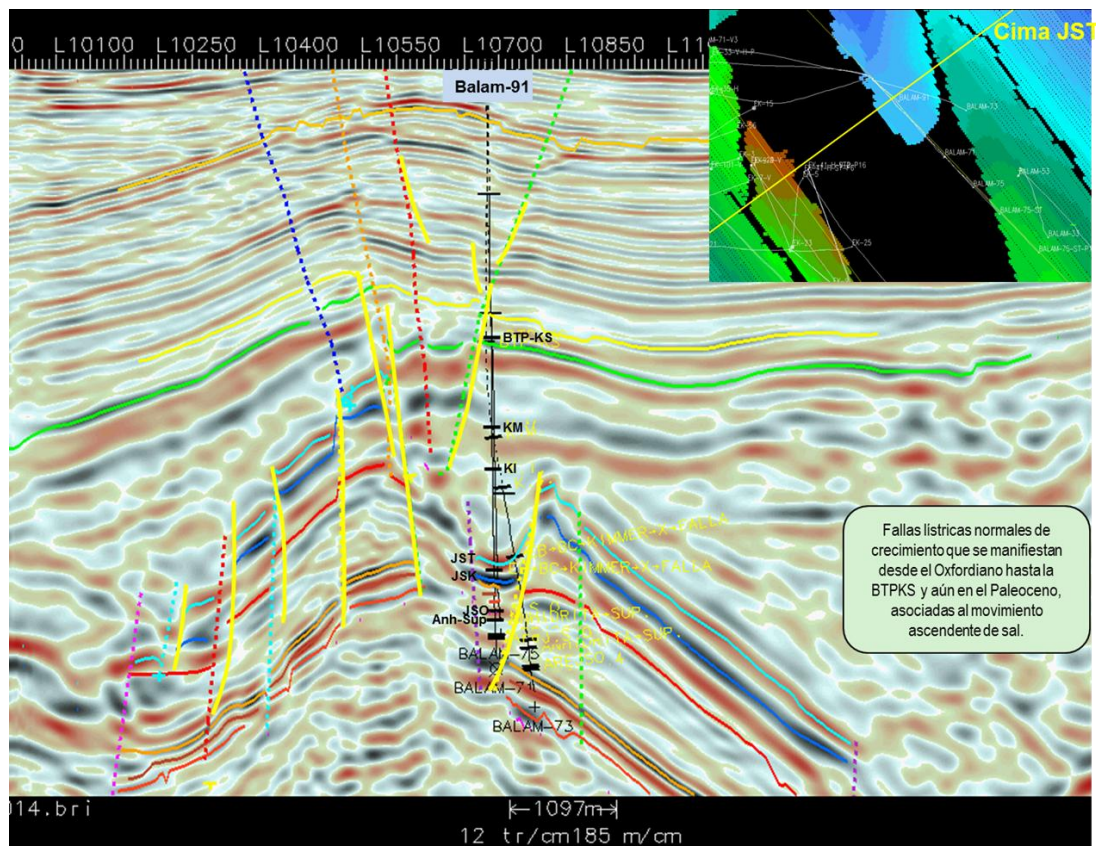


Figura 18. Línea sísmica dirección NE-SW interpretada

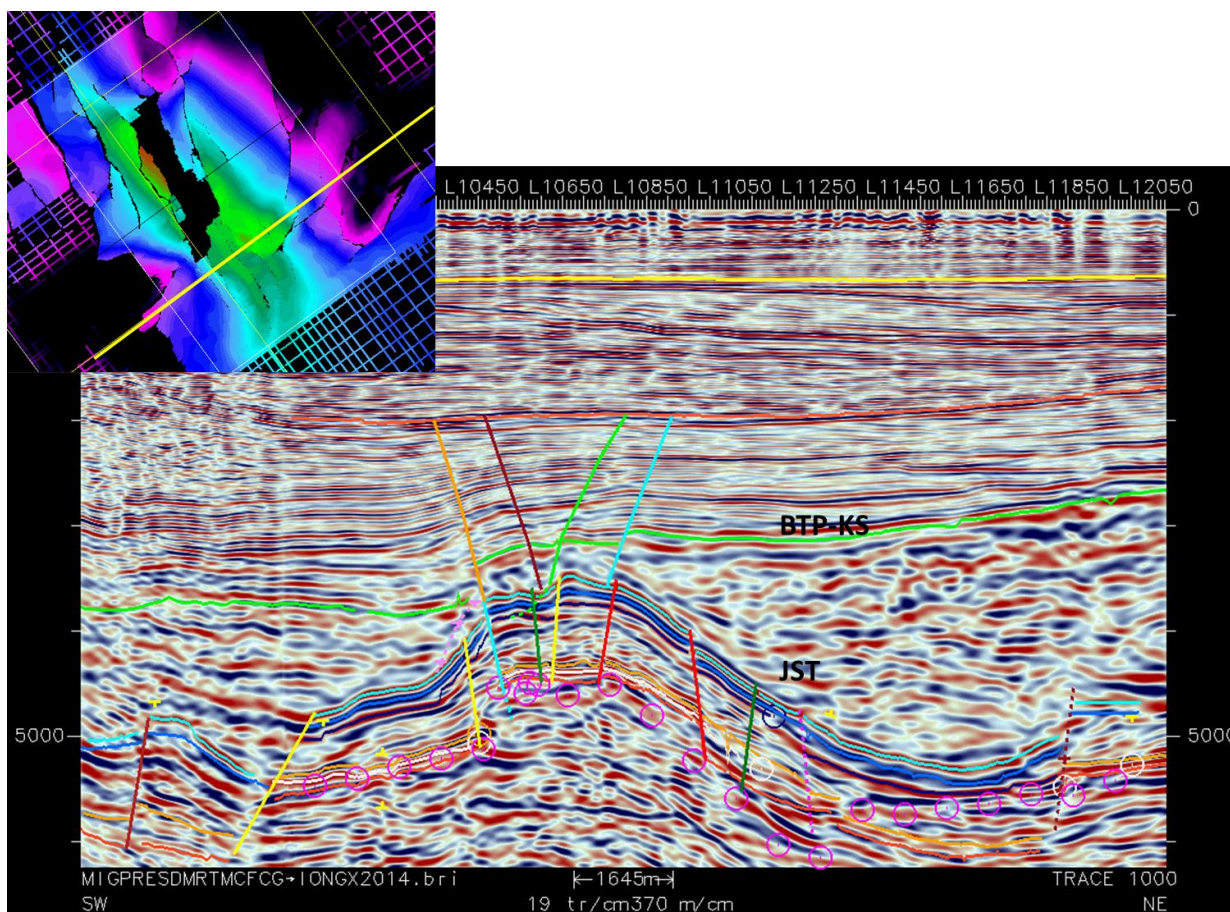


Figura 19. Línea Sísmica dirección NE-SW interpretada

En base a estas interpretaciones en dos dimensiones se generan superficies (Figura 20), gracias a esto se puede conocer el relieve estructural del campo de manera tridimensional.

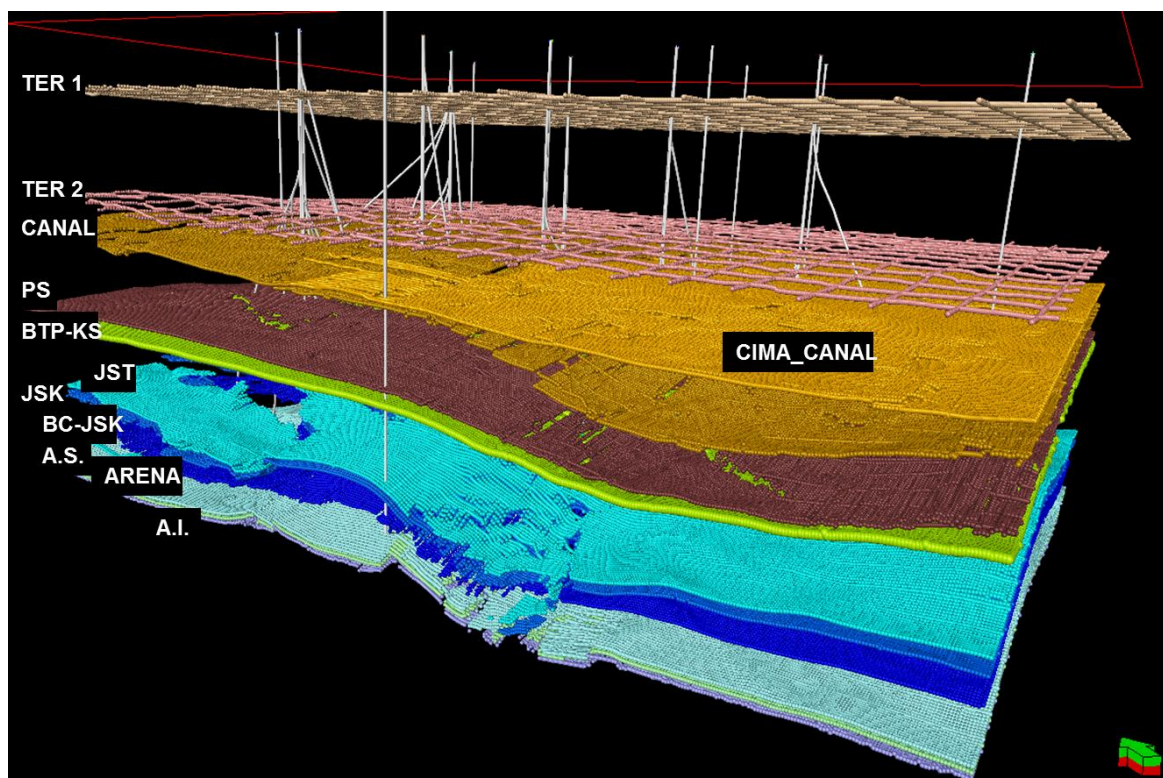


Figura 20. Vista en 3D de todos los horizontes interpretados

Teniendo ya interpretado los horizontes y fallas estructurales del cubo sísmico, podemos obtener mapas de atributos sísmicos.

Los atributos sísmicos son cualquier propiedad cuantificable de los datos sísmicos, teniendo como base la sísmica. Se obtienen aplicando una operación matemática a una traza. Los cambios que experimenta la señal en su recorrido a través del subsuelo, son una fuente valiosa de información geológica. Todas esas cantidades medibles de las ondas sísmicas cuando se muestran en imágenes, pueden representar características cualitativas para inferir información litológica y petrofísica del subsuelo.

En este caso, aplicando los atributos sísmicos en el horizonte de interés se detectan anomalías en la señal sísmica, que de otra forma no se podrían apreciar tan claramente; con esto, lo que se busca es detectar cambios de facies (tipo de roca o composición) o discontinuidades físicas como fracturas o fallas.

Para que estos tipos de anomalías sean puedan apreciar en imágenes se necesitan aplicar ciertos atributos sísmicos, como los de amplitud, ya que la amplitud se

refiere a la magnitud de los eventos de reflexión que están en función de la impedancia acústica de los medios rocosos atravesados y ésta a la vez está en función del tipo o composición de roca; entre mayor es el contraste mayor es la amplitud y viceversa. Por esta razón se utilizaron dos de estos tipos de atributos, el atributo de la Intensidad de la Reflexión (Reflex Strength) y el atributo de la amplitud RMS.

El atributo de la intensidad de la Reflexión (Reflex Strength) representa el contraste de la impedancia acústica para identificar zonas de interés de alta amplitud, es también llamado envolvente o amplitud instantánea (Instantaneous Amplitude), esta se puede calcular sobre volúmenes o superficies (horizontes).

El atributo de la amplitud RMS muestra la amplitud de la traza en el horizonte de tiempo o espacio, se realiza sobre horizontes interpretados y para esto se define una ventana de tiempo, y se especifica que evento tiene que seguir. Se calcula como la raíz cuadrada de la suma de los cuadrados de las amplitudes encontradas en la ventana de análisis.

4.6.2 Conversión Tiempo-Profundidad

En cada pozo se construye un sismograma sintético a partir de registros de sónicos y de densidad pudiéndose o no, apoyar con registros de perfil sísmico vertical (VSP) o tiros de verificación (check-shot), si existen. En la construcción del sismograma sintético se obtiene la ley de velocidades que es la relación tiempo-velocidad a partir de la cual pueden obtenerse las correspondientes velocidades media y de intervalo.

En el dominio del tiempo se propagan las velocidades de intervalo, las que están guiadas y limitadas por horizontes interpretados para ese fin. Después de la población de las velocidades de intervalo, se realiza un análisis de anomalías con el fin de atenuarlas o eliminarlas, siendo este proceso el que requiere mayor atención y análisis pues de él dependerá un resultado confiable. Posteriormente se convierte ese volumen a velocidades medias. O sea, tenemos un volumen que tiene en el sentido z, informaciones de tiempo doble sísmico y velocidades medias.

El paso de conversión de horizontes en tiempo a horizontes en profundidad es simple, lo que permite generar la estructura de la cima y base de yacimientos. La certidumbre de este mapeo dependerá de la calidad, cantidad y distribución de los sismogramas sintéticos, así como, del análisis de las velocidades de intervalo. Contar con una buena cartografía del yacimiento permite realizar una adecuada programación de pozos para desarrollar un campo, lo que significa el éxito de la inversión asociada a esta actividad.

5 Resultados

Con los resultados preliminares que se obtuvieron de cada disciplina se elaboraron mapas de producción acumulada, riesgo, isopacas, isopropiedades y estructurales, mostrados a continuación.

En la Tabla 9 se integró los resultados de la evaluación petrofísica básica (PhiE y Sw) de cada pozo junto con el espesor bruto de las areniscas y su producción acumulada respectivamente. En la Tabla 10 se muestra los valores promedios obtenidos por bloque.

Tabla 9. Resultados integrados

Pozo	Espesor bruto de areniscas (m)	PhiE	Sw	Producción Acumulada MMSTB
BALAM-1	143.81	25%	13%	12.193
BALAM-101	137.09	35%	60%	0
BALAM-21	75.75	20%	14%	1.545
BALAM-23	82.18	24%	9%	11.755
BALAM-43	136.81	25%	9%	9.527
BALAM-71	96.16	28%	11%	3.303
BALAM-91	66.51	22%	13%	4.414
BALAM-45	116.96*	20%	8%	5.737
BALAM-13	111.02*	19%	10%	17.452
BALAM-73	142.06*	27%	11%	10.27
BALAM-31	72.29	26%	11%	0.804
Balam-65	78.99*	24%	10%	0.584
EK-13	79.45	22%	14%	2.654
EK-15	97.57	25%	10%	6.143
EK-25	71.2	26%	9%	0.052
EK-31	58.85	21%	27%	4.458
Ek-3	109.19	27%	17%	7.311
Ek-101	52.09	22%	23%	2.243
Ek-23	56.41	27%	13%	3.121
Ek-21	58.35	24%	16%	0.775

* Pozos que no cortaron hasta la anhidrita inferior

Tabla 10. Valores promedio por bloque

	Ek	Balam
PhiE	24%	24%
Sw	16%	15%
Espesor bruto (m)	72.88875	101.325

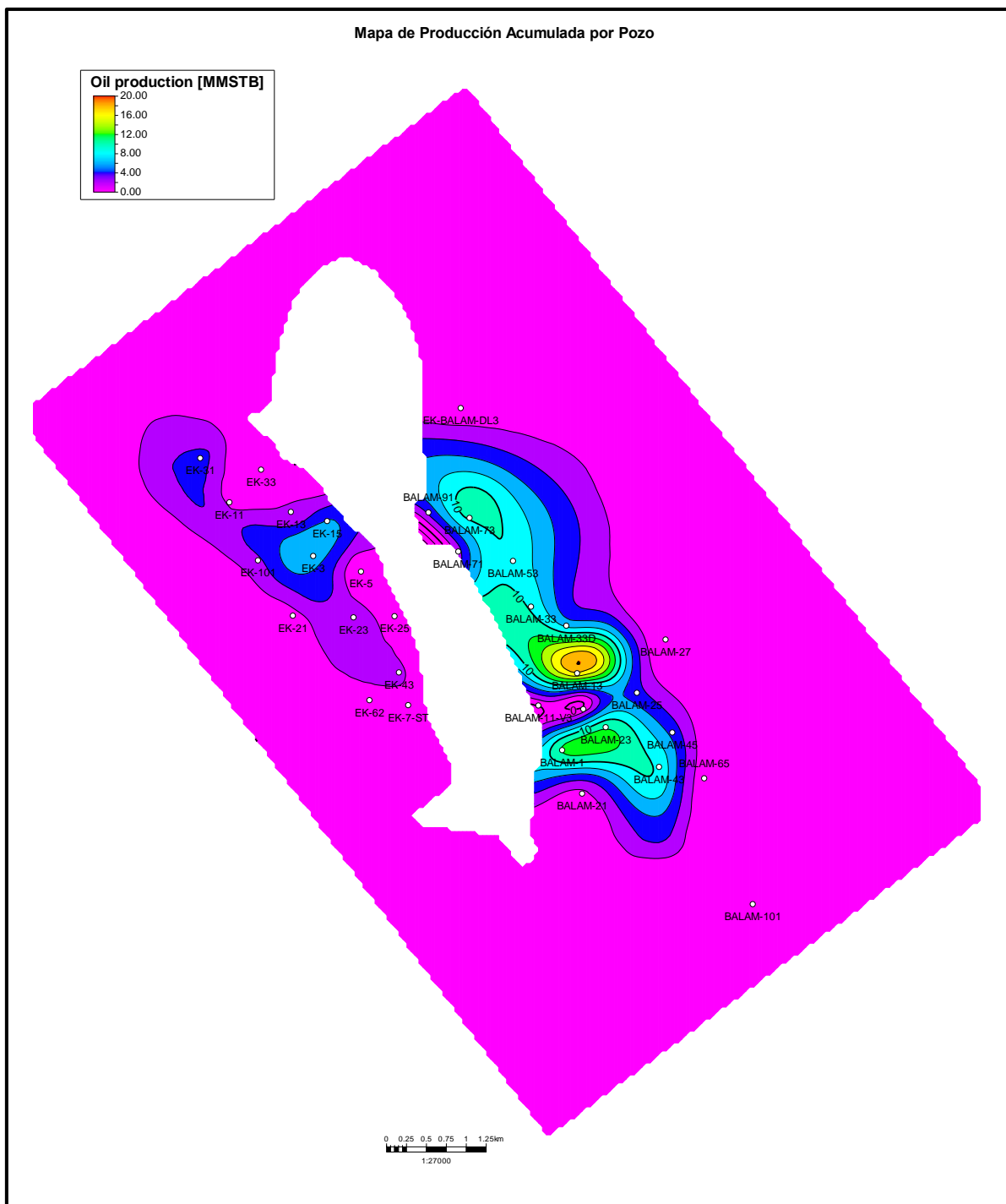


Figura 21. Mapa de producción acumulada por pozo

El siguiente mapa (Figura 22) se realizó basándose en la relación que hay entre el número de reparaciones que recibió cada pozo entre su tiempo de vida productivo.

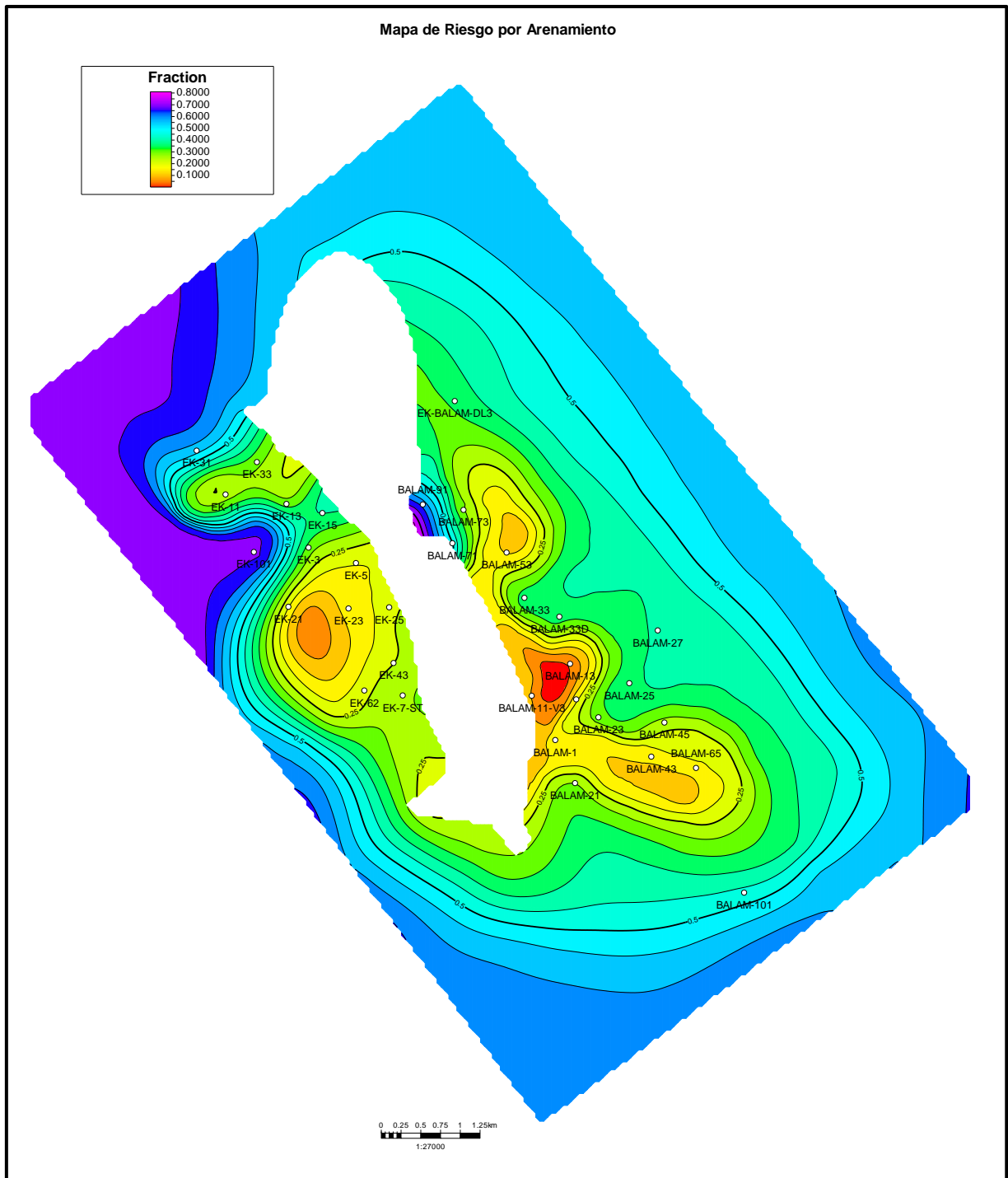


Figura 22. Mapa de riesgo de arenamiento

El siguiente mapa de isopacas (*Figura 23*) se realizó únicamente con los espesores de los pozos que cortaron hasta la anhidrita inferior, por ser los espesores reales del yacimiento.

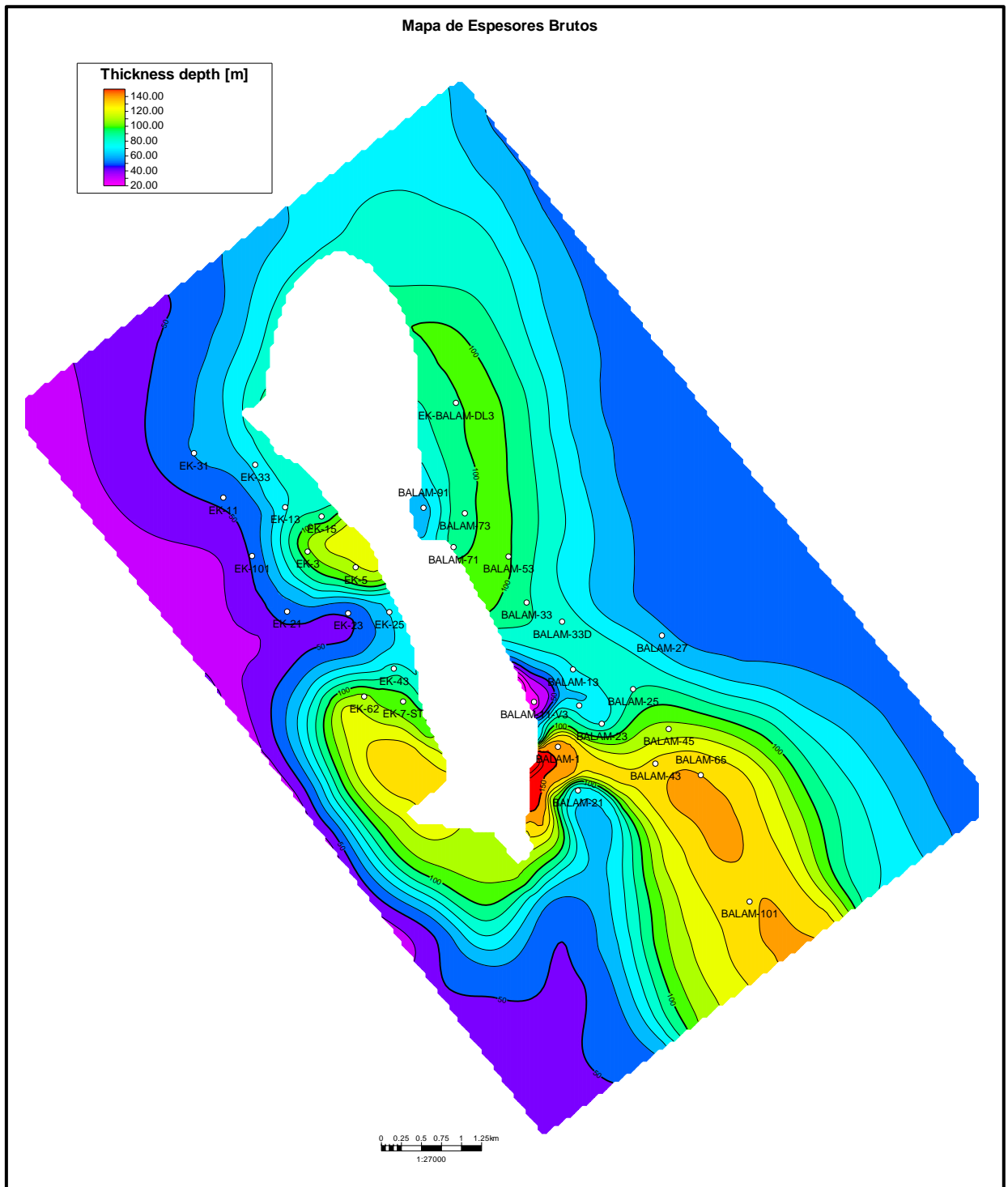


Figura 23. Mapa de Isopacas, espesores brutos de las areniscas

Se realizaron mapas de isopropiedades para conocer cómo se encuentran distribuidas estas propiedades en el yacimiento. A continuación se presentan los mapas de isopropiedades de la Porosidad Efectiva (Φ_e) (Figura 24) y la Saturación de Agua (S_w) (Figura 25).

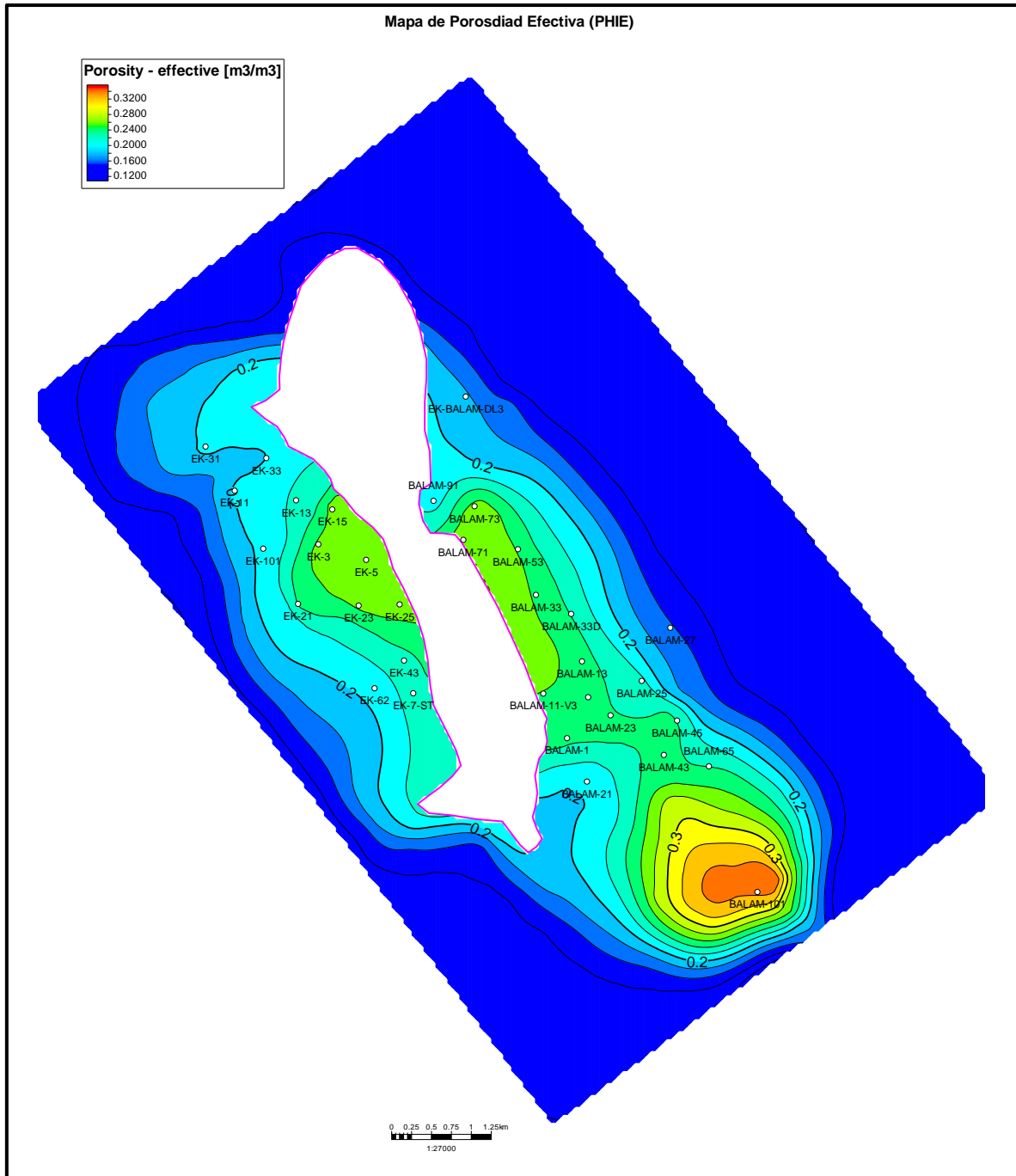


Figura 24. Mapa de distribución de la porosidad efectiva (Φ_e)

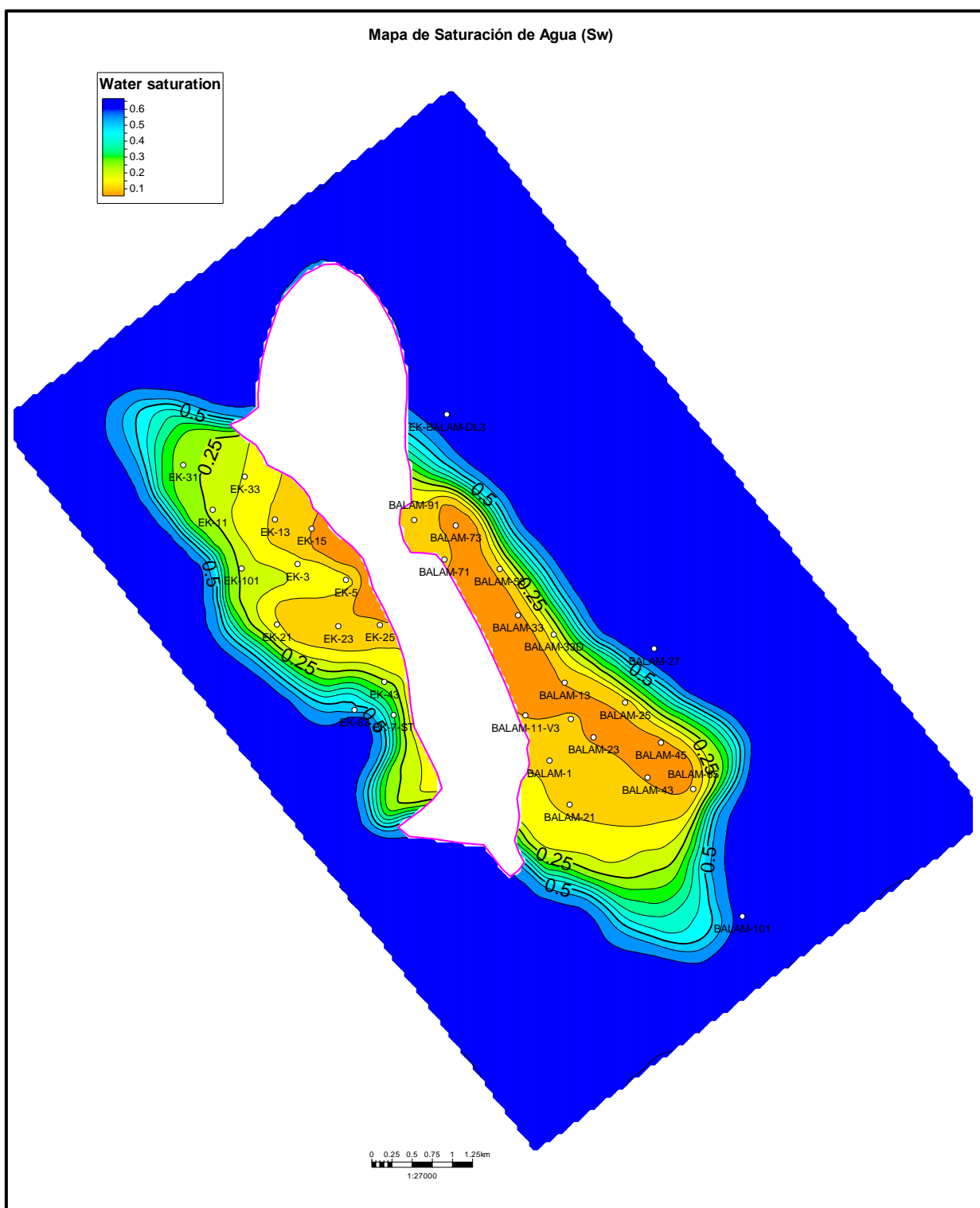


Figura 25. Mapa de distribución de la saturación de agua (Sw)

El siguiente mapa estructural (Figura 26) se trata de la estructura de la cima del yacimiento producto de la interpretación sísmica; en el mapa se muestra el relieve estructural y las fallas que se interpretaron, cabe mencionar que todas las fallas se tratan de fallas normales.

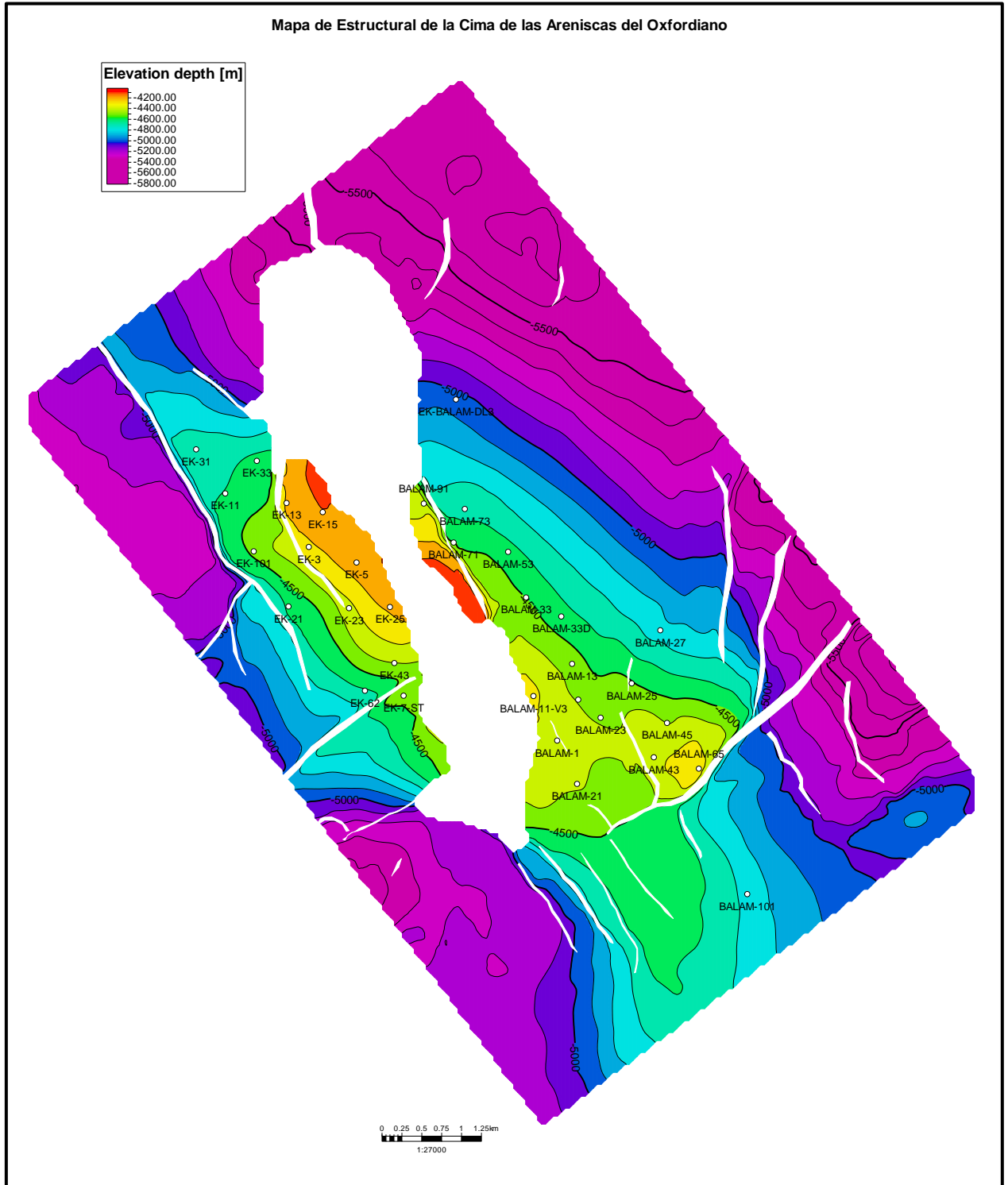


Figura 26. Mapa estructural de la cima de las areniscas del Oxfordiano

5.1 Factores del Arenamiento y Posibles Soluciones

En el subsuelo, los principales factores que controlan si un yacimiento fallará mecánicamente, son la resistencia de la roca, el esfuerzo efectivo ejercido sobre la formación, el cual es una combinación de esfuerzos terrestres principales que actúan sobre la roca menos la presión de poro, además de los esfuerzos introducidos por la perforación, la terminación y la producción.

La resistencia de una roca, bajo condiciones de fondo de pozo, depende de diversos factores. Los más importantes son la cohesión, el ángulo de fricción interna, los esfuerzos principales máximos y mínimos y la presión de poro. El grado de cementación de la roca influye significativamente en la cohesión. Las rocas sedimentarias consolidadas bien cementadas tienden a ser más resistentes, mientras que las rocas no consolidadas, pobremente cementadas, son más débiles. El ángulo de fricción interna es afectado por la fracción volumétrica de partículas duras (granos) presentes en la roca. Los granos de areniscas débiles en yacimientos se disgregan de la matriz de roca, debido a fallas de corte, de tracción y volumétricas.

Durante la producción, la ruptura por cizalla-dura causada por la caída de presión o bien por el agotamiento, puede genera una cantidad catastrófica de arena producida. El incremento de la caída de presión genera mayores esfuerzos efectivos en torno al pozo o el túnel debajo de los disparos y si tales esfuerzos exceden la resistencia de la roca en esta geometría, la roca fallará pudiendo producir arena.

Las fallas de tracción se producen en areniscas débiles, fundamentalmente por una elevada velocidad de flujo de fluido (gastos grandes), que es una función de la caída de presión. Este tipo de fallas suele ser esporádica, produce volúmenes de arena relativamente pequeños, se agrava por los cambios rápidos producidos en los regímenes de producción de pozos y a menudo se estabiliza con el tiempo.

La falla volumétrica, o colapso de poros, está asociada tanto con la caída de presión como con el agotamiento y se produce en yacimientos de alta porosidad y baja resistencia. En rocas débiles pero consolidadas, este fenómeno causa subsidencia. Además, la resistencia de la roca puede reducirse por episodios de producción,

tales como los tratamientos de estimulación con ácido, la compactación del yacimiento o los aumentos de la saturación de agua.

Con el conocimiento de los esfuerzos del yacimiento y de la probabilidad de encontrar producción de arena, se pueden tomar decisiones la base de información adecuada acerca del mejor enfoque a adoptar para optimizar las terminaciones de pozos y limitar el impacto de la producción de arena. Cuando la producción de arena es indudable, o cuando el riesgo asociado con la producción imprevista de arena es alto, pueden requerirse métodos de exclusión de arena. El empaque de grava es una técnica común de exclusión de arena, que ha sido utilizada desde la década de 1930. Esta técnica implica el bombeo de una lechada, que consiste en grava de un tamaño específico y un fluido portador adecuado, para rellenar el espacio anular entre un cedazo centralizado, cuidadosamente seleccionado, y la tubería de revestimiento disparada, o la formación en el caso de empaques de grava efectuados a agujero descubierto. Para esto es necesario conocer bien la granulometría de la arenas del yacimiento, para el campo en cuestión sabemos por los análisis antes mencionados que el tamaño de las arenas que predominan en todo el campo son las arenas finas (.25-.125mm) además de tener un selección generalmente buena.

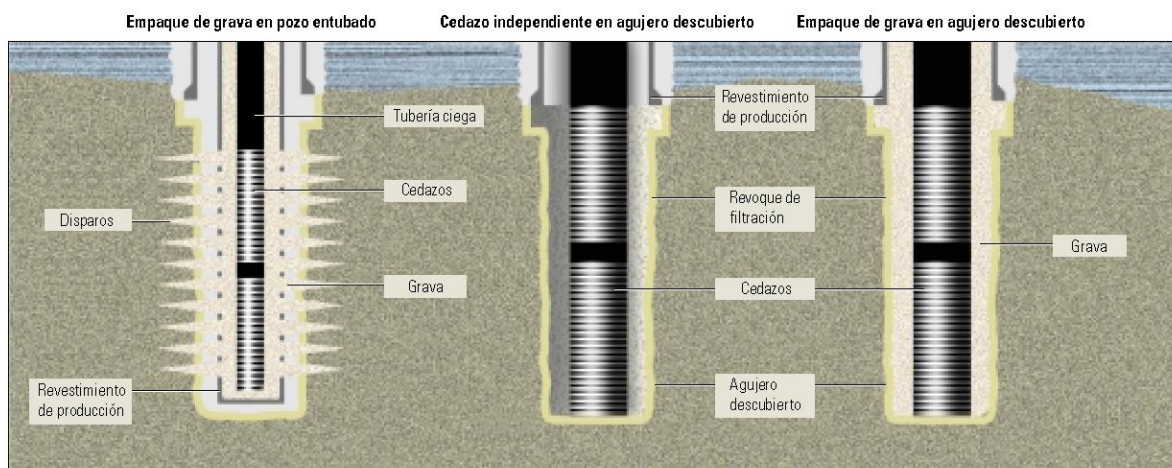


Figura 27. Empaques de grava en pozo entubado y en agujero descubierto (Acock,2004)

El diseño de empaques de grava en pozos entubados debería de incluir la optimización de disparos para minimizar el daño ocasionado con ellos. Extensivas investigaciones y experiencias de campo has demostrado que la importancia de la

orientación de los disparos para su estabilidad y para la producción de arena; para ello, se deben considerar los esfuerzos presentes en torno al pozo para ayudar a prevenir la falla de los túneles dejados por los disparos. Los disparos deben evitar las regiones con grandes esfuerzos habitualmente alineadas con el esfuerzo horizontal máximo presente en los pozos verticales, que es la dirección vertical en los pozos horizontales, también deben evitarse los disparos en la dirección del esfuerzo horizontal mínimo (Figura 28). Para esto se necesita comprender la geomecánica del campo desarrollando un modelo mecánico del subsuelo (MEM, por sus siglas en inglés), este modelo contiene la información sobre los esfuerzos verticales y horizontales, la presión de poro, la resistencia de la roca, las propiedades de las rocas y los datos geológicos, tales como el echado de la formación.

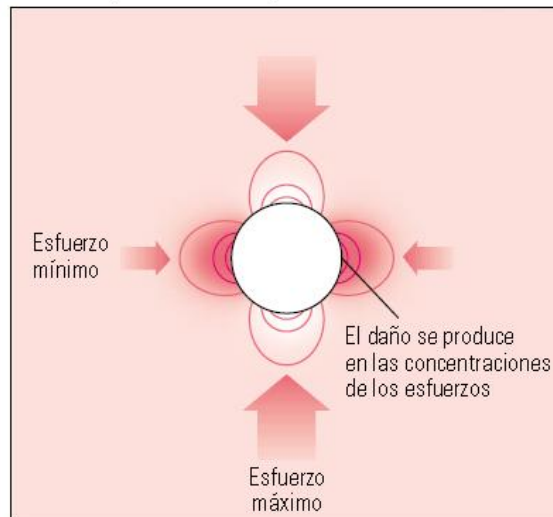


Figura 28. Esfuerzos presentes en los pozos (Acock,2004)

Existe un método de fracturamiento y empaque sin cedazos, que consiste en la ejecución de disparos orientados, y la inyección de resina para estabilizar la formación, y la utilización de apuntalante, cubiertos con resina y tecnologías de fibras para evitar el contraflujo apuntalante;, este método es para evitar fallas en lugar de excluir la producción de arena.

Es claro que los dos principales factores del arenamiento en este campo, son la fuerte caída de presión, teniendo una caída abrupta en tan solo unos años, perdiendo más del 50% de la presión original del yacimiento, resultado de la

misma explotación de los hidrocarburos, repercutiendo en producción (Figura 29), esto sumado a que la roca del yacimiento es frágil por una cementación pobre.

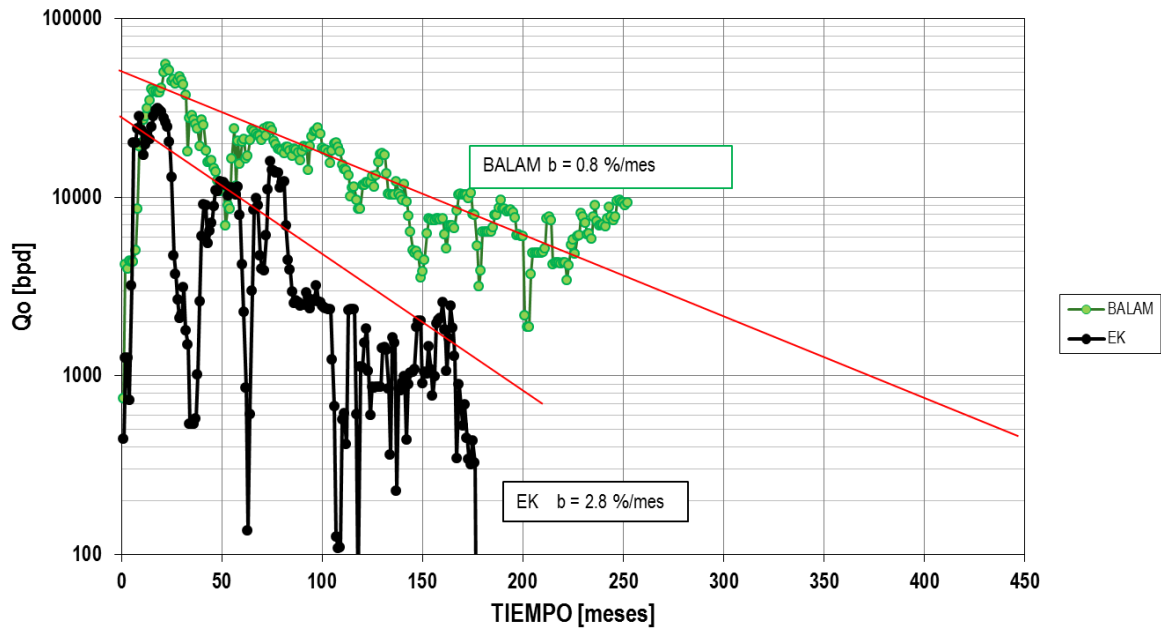


Figura 29. Declinación de la producción en Ek-Balam producto de la caída de presión

5.2 Integración y Nuevas Áreas de Oportunidad

Todos los resultados son integrados para formar un modelo tridimensional, el esqueleto es el modelo estructural producto de la interpretación sísmica de los horizontes y fallas, dentro de este esqueleto se integra el modelo sedimentario (modelo de facies) producto de la interpretación geológica, y además se integra el modelo petrofísico producto de la evaluación petrofísica de los registros geofísicos de pozo. El modelo se divide en celdas las cuales representan un espacio en el yacimiento el cual cuenta con características y propiedades determinadas. El tamaño de las celdas dependerá del grado de homogeneidad con el que cuente el yacimiento. A menor tamaño de celdas mayor cantidad se necesitarán y viceversa.

A continuación se muestra el modelo final preliminar (Figura 30), donde observamos la geometría del yacimiento, las unidades litoestratigráficas, la trayectoria de algunos pozos, además se visualiza una malla que esta de color azul

que está formada por las celdas. En la figura siguiente (*Figura 31*) se observa el modelo con el contacto agua-aceite actual.

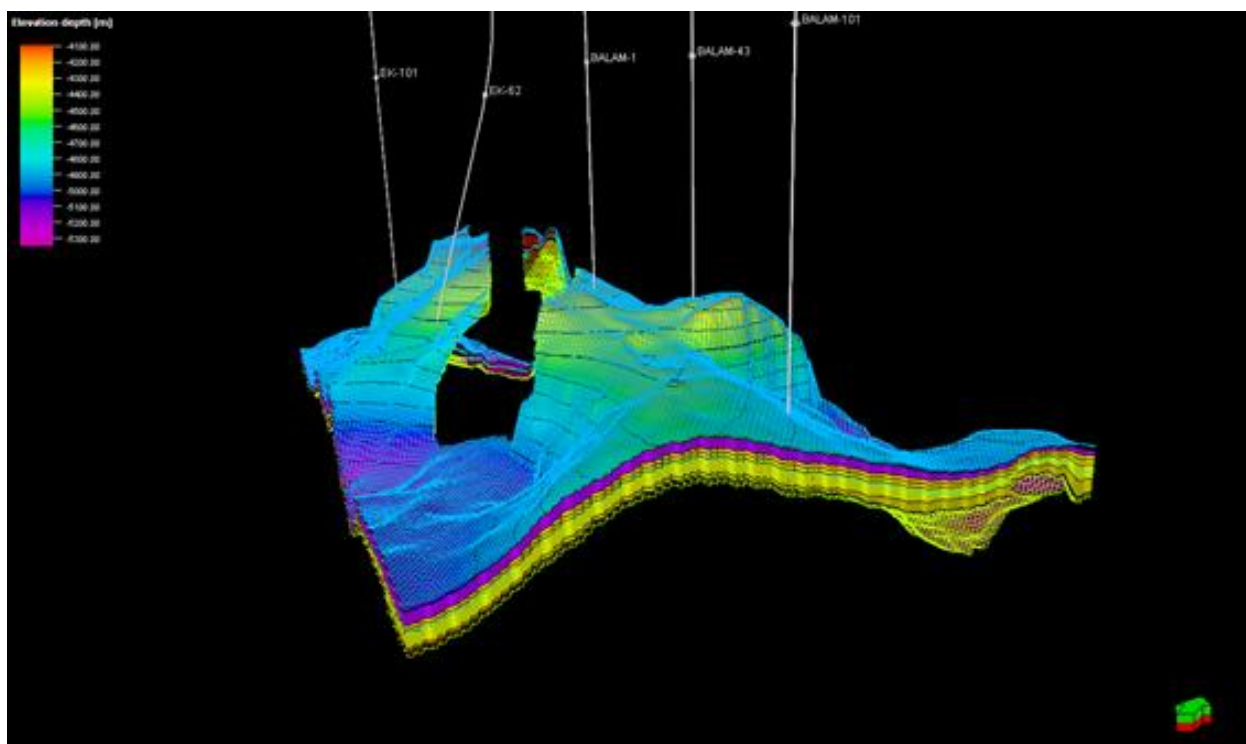


Figura 30. Modelo tridimensional preliminar donde se observa la estructura, las unidades litoestratigráficas del yacimiento y las celdas en que se divide el yacimiento

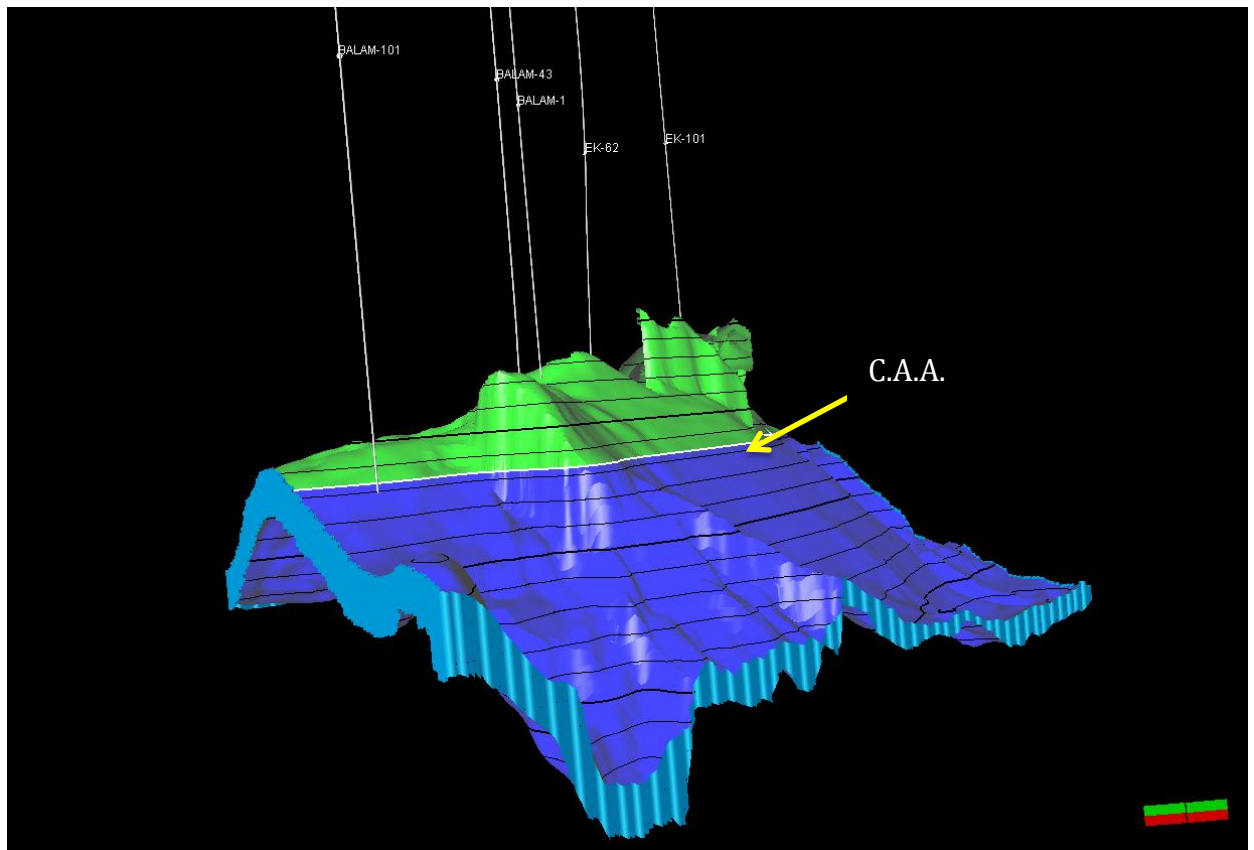


Figura 31. Modelo donde se muestra el contacto agua-aceite actual en el bloque Balam

Para conocer las áreas de mayor potencial se basó principalmente en la porosidad efectiva y saturación agua, a mayor porosidad y menor saturación de agua la calidad del yacimiento es mejor. Se elaboró un mapa el cual es el producto de la sobreposición de los mapas de isopropiedades y el mapa de la producción acumulada para basarnos en su distribución. Con base a la evaluación petrofísica de los pozos con mejor producción histórica, se hizo un corte con la saturación de agua y porosidad efectiva, además de reconocer el área donde se tuvo la mejor producción para cada campo, con el fin de localizar y jeraquerizar las áreas de mayor oportunidad. En cada bloque se utilizaron diferentes valores debido a que no cuentan con las mismas características. Para cada bloque se identificaron dos áreas, la primera se basó en la S_w y ΦE , junto con la producción acumulada (N_p) de los pozos aledaños y la segunda área, solamente en la S_w y ΦE (Figura 32).

Para el bloque Balam: **$S_w=15\%$, $\Phi E=24\%$, $N_p= 5$ millones de barriles**

Para el bloque Ek: **$S_w=20\%$, $\Phi E=24\%$, $N_p= 4$ millones de barriles**

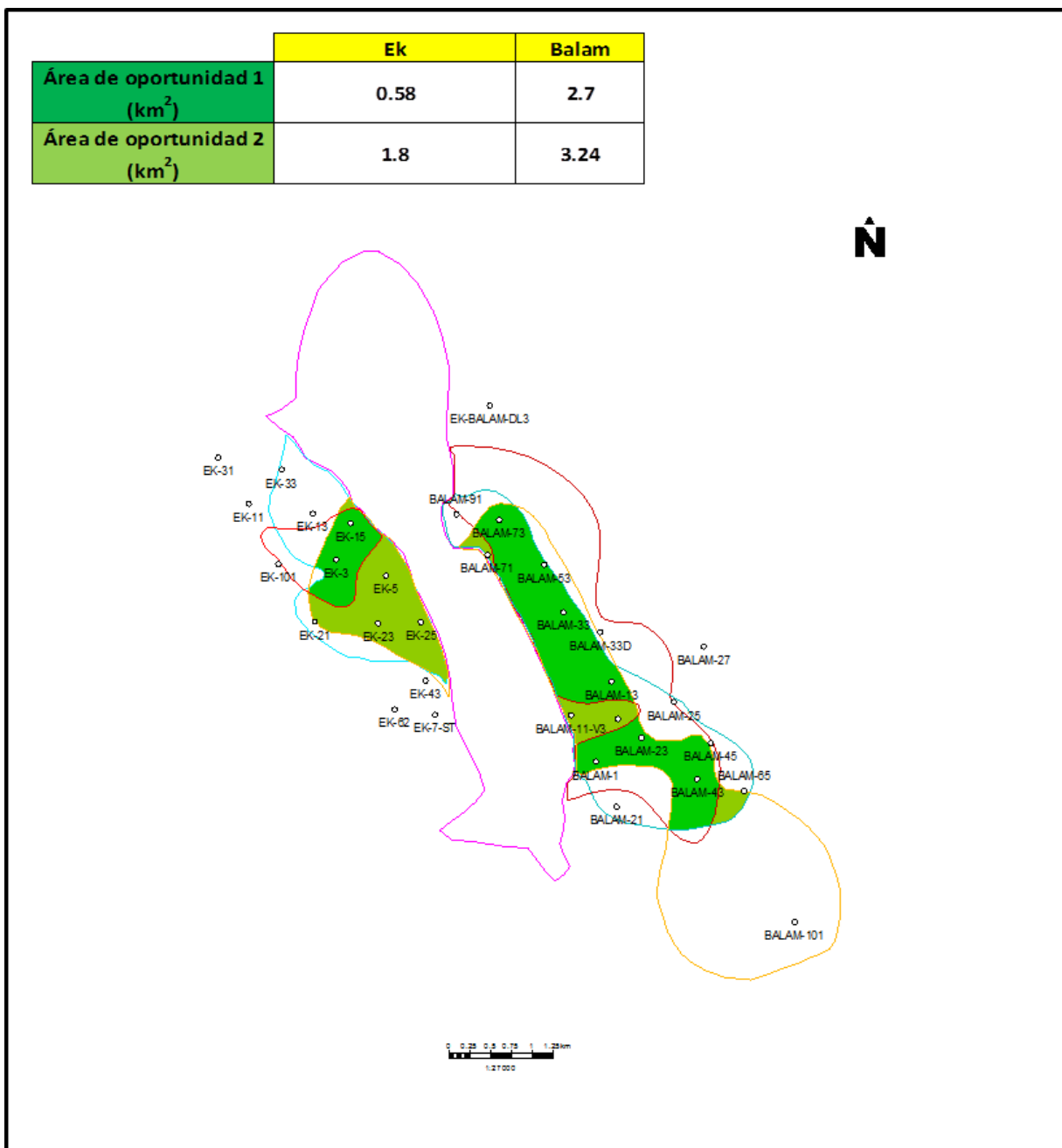


Figura 32. Mapa de oportunidades

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

- El potencial remanente es mucho mayor para el bloque Balam que para Ek; es decir, las áreas de oportunidad son mucho mayores en el bloque Balam que en bloque Ek, por lo tanto la explotación primero se tiene que enfocar en Balam.
- La mayor variación en tamaño de grano en Ek le estaría restando permeabilidad al yacimiento, tanto vertical como horizontal, sin embargo, de ser así no impactaría tanto en la producción como sucedió en el campo.
- Se observa que las mejores áreas se encuentran cerca de la sal, en las partes más altas de la estructura.
- La calidad del yacimiento para los dos bloques es buena, sin embargo en el bloque Balam los espesores y el área de las areniscas son mayores, por lo tanto, el volumen de aceite es mayor. Lo que se necesita es recalcular ese volumen de aceite remanente.
- Es evidente que el mayor problema es la fuerte caída de presión, disminuyendo la producción y trayendo como consecuencia el colapso de las areniscas alrededor de las terminaciones del pozo, debido a una muy baja cementación de éstas.
- La pobre cementación es producto de procesos diagenéticos que causaron la disolución, no solo del cementante, si no de minerales inestables relativamente abundantes en la arenisca.

Recomendaciones

- Lo primero que se tiene que realizar es evitar que las areniscas se sigan colapsando, si esto ya no es posible, debido a la muy baja presión con la que cuentan los yacimientos, se tiene que pensar en métodos de exclusión de las arenas, como cedazos y empaques de grava; el problema de estos métodos que ya han sido utilizados en este campo es que su efectividad no es muy buena.
- Por consiguiente, lo que se necesita, es realizar el modelo mecánico del yacimiento para conocer las direcciones de los esfuerzos principales e integrarlo a nuestro modelo, con esto se sabrá la presión mínima crítica con la que las areniscas colapsan, además serviría para diseñar las terminaciones de los pozos de una manera adecuada tratando de no causar el más mínimo daño a la formación, ya que está demostrado que con una adecuada terminación de los pozos, su vida productiva es mayor, retrasando el arenamiento.
- En cuanto a la presión del yacimiento, es necesario y urgente aumentar la presión, o por lo menos, mantenerla estable; esto se puede lograr principalmente por medio de inyección de agua o inyección de gas.
- Además de esto, lo que se recomienda es una adecuada explotación del yacimiento, es decir, que el gasto de los pozos se controle sin llegar al pico máximo de producción.
- Se recomienda analizar todas las terminaciones de los pozos ya perforados, para compararlo con la vida productiva que tuvo el mismo pozo.
- Es indispensable analizar las permeabilidades dinámicas calculadas en ciertos tiempos dados y compararlas con las permeabilidades que se obtendrán de la evaluación petrofísica, apegándose en las permeabilidades obtenidas de estudios de taponos de núcleos en laboratorios. Todo esto comparando con la producción acumulada de cada pozo.

BIBLIOGRAFÍA

Angeles-Aquino, F.J., Vizcarra-Valenzuela, C., Puerto-Zapata, C., Leon-Zapata, C., 1983, "Monografía Petrolera de la Zona Marina", Superintendencia general de exploración, Petroleos Mexicanos, reedición Agosto 2003, 110 pgs.

Ángeles Aquino, Franciso, 1996, "Estratigrafía del Jurásico superior del subsuelo en la Sonda de Campeche (Golfo de México)", Tesis para obtener el grado de maestro en ciencias con especialidad en geología, Instituto Politécnico Nacional, Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura Sección de Estudios de Posgrado e Investigación, México D.F.

Acock, Andrew, Orourke, Tom, et al, 2004 "Métodos prácticos de manejo de la producción de arena", Revista Oilfield Review, Verano, pp. 11-29.

Boggs, Sam, 2006, "Principles of Sedimentology and Stratigraphy", Editorial Pearson Prentice Hall, Universidad de Oregon, E.U.A, 4^o edición.

Cantú-Chapa, Abelardo, 2010, "Importancia Petrolera de las rocas del Jurásico (Tironiano Inferior-Kimeridgiano) en el este de México", Revista PetroQuimex, Septiembre-Octubre 2010, pp. 9-17

Cantú-Chapa, Abelardo, 2008 "El golfo de México y su importancia petrolera", Revista PetroQuiMex, Marzo-Abril, 2008, pp. 24-30.

Cantú-Chapa, Abelardo, 2003, "La Formación Cantarell del Cretácico Superior (Campaniano-Maestrichtiano) la roca productora más importante de México", Revista PetroQuiMex, May-Jun, pp. 23-29

Machel H. G. Krouse, H. R., and Sassen, R., 1995, "Products and distinguishing criteria of bacterial and thermochemical sulphate reduction", Applied Gechemistry, v. 10, p. 373-389.

Meneses de Gyves, Javier, 1980, "Geología de la Sonda de Campeche", Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, Volumen XXXIX, N^o 2, pp. 3-69

Padilla y Sánchez, Ricardo, 2007, "Evolución geológica del sureste mexicano desde el Mesozoico al presente en el contexto regional del Golfo de México", Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana Tomo lix, núm. 1, 2007, pp. 19-42

Provincias petroleras de México, WEC México 2010, Capítulo 1

Selley, Richard C., 1993, "Elements of Petroleum Geology", Editorial Academic Press, 2ª edición.

Stern , Robert J., y Dickinson, William, 2010, "The Gulf of Mexico is a Jurassic backarc basin", Geosphere, diciembre 2010, v. 6, no. 6, pp. 739-754.

Surdam R C, Boese S W, and Crossey L J, 1984, "The chemistry of secondary porosity", McDonald D. A, Surdam RC (eds) Clastic diagenesis. AAPG Mem. 37, pp.127-149.

Páginas web consultadas

Pemex Exploración Producción

<http://www.pep.pemex.com/Reportes/Lists/Produccion/Attachments/179/Ejecutivo%202011-12-04%20PEP.pdf>