



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
POSGRADO DE LA FACULTAD DE INGENIERIA
MAESTRIA EN INGENIERÍA
INGENIERÍA PETROLERA Y DE GAS NATURAL

**ANÁLISIS DE SELLO LATERAL EN OPORTUNIDADES EXPLORATORIAS DE
HIDROCARBUROS CON OBJETIVOS CRETÁCICO Y JURÁSICO SUPERIOR
KIMMERIDGIANO, EN LA CUENCA PETROLÍFERA DEL SURESTE EN SU
PORCIÓN MARINA.**

TESIS QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:
PEDRO FAZ PEREZ

TUTOR
DR. JOAQUÍN EDUARDO AGUAYO CAMARGO
FACULTAD DE INGENIERIA

MEXICO, D.F. OCTUBRE, 2014.

JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dr. Ricardo J. Padilla y Sánchez

Secretario: M. C. David Escobedo Zenil

Vocal: Dr. Juan Araujo Mendieta

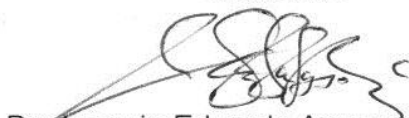
1^{er}. Suplente: M. C. Noé Santillan Piña

2^{do}. Suplente: Ing. Javier Arellano Gil

Lugar o lugares donde se realizó la tesis: Ciudad del carmen, Campeche. México.

TUTOR DE TESIS:

NOMBRE


Dr. Joaquin Eduardo Aguayo Camargo

Agradecimientos.

Quiero expresar mi más profundo y sincero agradecimiento a todas aquellas personas (compañeros de trabajo, personal de compañía y maestros) que en forma directa o indirecta han colaborado en la realización del presente trabajo, en especial quiero agradecer al M. en I. Marco A. Gheno Juárez del AECSM de la Subdirección de Exploración de PEMEX Exploración y Producción y al Dr. Joaquín E. Aguayo Camargo, de la Facultad de Ingeniería de la UNAM, por sus orientaciones, y apoyos recibidos.

Agradezco también a los miembros que formaron parte del jurado para mi examen de grado, gracias por el tiempo dedicado en la revisión de este trabajo.

Hago extensiva mi gratitud a PEMEX Exploración y Producción y en forma particular a la Subdirección de Exploración y al Activo de Exploración Cuencas del Sureste Marino, por la oportunidad que me dio de estudiar la maestría en la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México, en el campo del conocimiento de Ingeniería Petrolera y de gas Natural.

A la gerencia de Desarrollo y Compensación de la Subdirección de Recursos Humanos Competitividad e Innovación de PEMEX Exploración y Producción, por los apoyos recibidos en el transcurso del periodo de estudios.

A la Dirección Corporativa de Administración de la Subdirección Corporativa de Recursos Humanos de PEMEX por la beca de posgrado nacional.

A Alfonso Reyes Pimentel, por haber sido un excelente compañero de estudios, su ayuda para culminar este proceso de titulación fue invaluable

Y un agradecimiento muy especial a mi familia, mi esposa Vianey y a mis hijos Inees y Oscar (pilares fundamentales de mi vida), por el ánimo recibido en el desarrollo de este trabajo.

Gracias a Todos.

Contenido

Página

Resumen	3
Capítulo 1. Introducción	4
Capítulo 2. Antecedentes de Producción	6
Capítulo 3. Marco Geológico	8
Sistema Petrolero	11
Estratigrafía y sedimentología del área de estudio	12
Análisis Petrofísico del Jurásico Superior Kimmeridgiano	20
Análisis Petrofísico del Cretácico	25
Capítulo 4. Atributos sísmicos.	28
Capítulo 5. Geometría de la Trampa.	34
Correlación sísmica	35
Capítulo 6. Análisis de sello lateral y Yuxtaposición.	46
Modelado y control estructural	50
Malla estructural	55
Modelado de propiedades	57
Análisis de fallas y sello.	61
Capítulo 7. Estimación de recursos y probabilidad de éxito geológico.	67
Evaluación Económica	73
Conclusiones	72
Referencias	79

Resumen .

Para reducir la incertidumbre en la estimación del riesgo geológico para dos oportunidades exploratorias de hidrocarburos localizadas en la cuenca petrolífera del sureste en su porción marina, se determinó la influencia de las fallas como sello que delimitan sus cierres estructurales para sus objetivos Cretácico y Jurásico Superior Kimmeridgiano. El análisis de sello se realizó construyendo un modelo geológico-estructural 3D para cada oportunidad con la información geológica y geofísica existente en el área de estudio. Para la construcción del modelo se utilizaron herramientas informáticas que ayudaron a la representación del modelo geológico estructural en una malla 3D en la que se propagaron propiedades petrofísicas, analizaron perfiles de planos de falla y se identificó la yuxtaposición existente entre sus objetivos. Los resultados del estudio muestran condiciones de riesgo y favorables para que las oportunidades exploratorias contengan hidrocarburos en zonas del Cretácico y Jurásico Superior Kimmeridgiano, por lo que la perforación de estas dos oportunidades ayudará a incrementar la reserva de hidrocarburos e incrementar la plataforma de producción y contribuyendo con ello al ingreso de flujo de efectivo.

Abstract

In order to reduce uncertainty on estimation of geological risk for two exploratory opportunities located in a southeastern hydrocarbon offshore basin, it was determined the influence of faults as a seal, which delimit structural closures at Cretaceous and Late Jurassic (Kimmeridgian) targets. Seal analysis was performed by constructing a 3D geological-structural model for each opportunity using geological and geophysical information from the study area. To construct the models, computing tools were used in order to represent the geological-structural model in a 3D grid into which petrophysical properties were propagated, fault planes were analyzed and juxtaposition between targets was also identified. Conclusions from this work show favorable risk conditions for exploratory opportunities to contain hydrocarbon accumulations in both targets, so drilling these two opportunities will increase both hydrocarbon reserves and production platform, resulting in an increase of economic income.

Capítulo. 1. Introducción

El objetivo de este trabajo es evaluar el riesgo geológico del elemento sello del sistema petrolero de las oportunidades exploratorias Op1 y Op2 y evaluar su factibilidad económica, con este fin, realice un estudio de sello lateral y yuxtaposición, así como una evaluación económica de estas oportunidades exploratorias. El objetivo de las oportunidades exploratorias estudiadas, es encontrar producción comercial de hidrocarburos de aceite ligero económicamente explotables en las brechas y las rocas carbonatadas fracturadas de cuenca del Cretácico, así como en bancos oolíticos o facies dolomitizadas de rampa interna del Jurásico Superior Kimmeridgiano.

Las oportunidades exploratorias Op1 y Op2, se encuentran localizadas en un proyecto de inversión exploratorio de aguas someras, localizado en la plataforma continental de la zona económica exclusiva del Golfo de México, frente al litoral centro-oriental del estado de Tabasco y occidental del estado de Campeche (Figura 1.1).

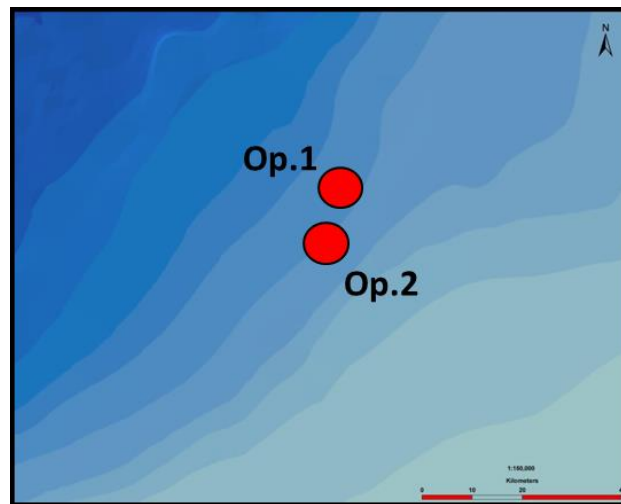


Figura 1.1. Ubicación de las Op1 y Op2.
(PEMEX, 2012).

La estructura de la Op1 es un pliegue anticlinal, nucleado por un cuerpo de sal, los flancos nororientales y suroccidental se encuentran afectados por fallamiento

inverso. La estructura de Pozo 1 es un pliegue de despegue nucleado por un cuerpo de sal y afectado por una falla inversa de alto ángulo hacia su flanco nororiental. El flujo de trabajo para llevar a cabo el estudio consistió en:

- La realización de un modelo sólido 3D (marco estructural) que representa la geometría de la trampa, propagación areal y vertical de la propiedad de arcillosidad (Vshale) determinada en pozos cercanos a las oportunidades exploratorias. El marco estructural fue realizado utilizando los horizontes sísmicos del Ks, JST, JSK y Cima de Sal Autóctona, polígonos de falla y segmentos de falla para el KS, JST, JSK. La información sísmica utilizada provino de la interpretación del volumen sísmico cubo 1. La propagación de la propiedad de arcillosidad, fue realizada utilizando el Vshale del Pozo 2, Pozo 5, Pozo 3, y Pozo 4, modelo de facies sedimentarias y atributos de amplitud.
- Análisis de fallas y sello, realizado mediante un análisis de yuxtaposición, con el cual se midió el grado en la cual una roca libre de arcilla esta yuxtapuesta sobre otra roca y su relación con su plano de falla.
- Determinación del volumen de recursos potenciales de las oportunidades Op1 y Op2, para sus objetivos Cretácico y Jurásico Superior Kimmeridgiano, considerando el área máxima posible de contener hidrocarburos. Como parte de los cálculos de recursos potenciales, se consideraron de los pozos cercanos, sus relaciones de espesor bruto, factor de recuperación, porosidad, saturación de hidrocarburos, factor de volumen y factor de recuperación.
- Determinación de valor monetario esperado, calculado a partir de premisas de precio de aceite, costos de perforación y costos de futuro desarrollo, El potencial de recursos estimado, generaran un flujo de efectivo para la Op1 de 6,800 millones de pesos antes de impuestos y para Op2 de 14,000 millones de pesos antes de impuestos.

Capítulo 2. Antecedentes de Producción.

En el área donde se ubican las oportunidades exploratorias Op1 y Op3 se han descubierto hidrocarburos en la Brecha del Cretácico Superior-Paleoceno, en calizas del Cretácico Albiano-Cenomaniano e Inferior y en bancos oolíticos del Jurásico Superior Kimmeridgiano, Campo 1, Campo 2, Campo 3 y Campo 4, y más recientemente el Campo 5, La información de estos campos nos permiten correlacionar con las oportunidades exploratorias el tipo de roca almacén, datos de producción y tipo de hidrocarburo esperado (PEMEX, 2012).

La calidad del hidrocarburo es principalmente de Aceite ligero de 30° a 32°API en la Brecha del Cretácico Superior-Paleoceno y Jurásico Superior Kimmeridgiano. Los campos 2 y 5 en el Cretácico su hidrocarburo son de aceite pesado de 15 a 25 °API. La producción acumulada para los campos en el área es de 750 MMBPCE principalmente del play Jurásico Superior Kimmeridgiano. Estos campos en su conjunto cuentan con una reserva por extraer de 525 MMPCE. En la Figura 2,1, se muestra la ubicación de los campos cercanos a las oportunidades exploratorias estudiadas.

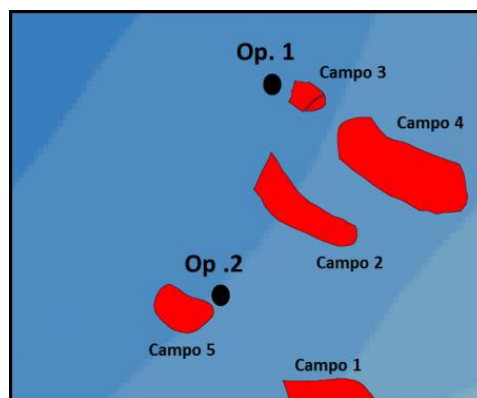


Figura 2.1. Campos en el área de estudio de oportunidades exploratorias. (PEMEX, 2012).

En la Figura 2.2 se muestra la ubicación de los pozos exploratorios del Campo 1, Campo 2, Campo 3, Campo 5, y Campo 4, en relación con las Op1 y Op 2.

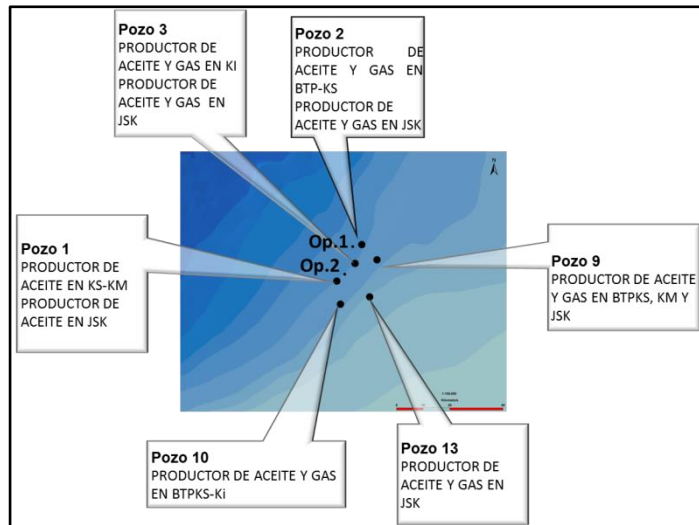


Figura 2.2. Pozos exploratorio cercanos a las oportunidades exploratorias Op1 y Op2. (PEMEX, 2012).

En la Tabla 2.1, se muestra los gastos del aforo de los pozos exploratorios que permitieron el descubrimiento del Campo 1, Campo 2 Campo 3, Campo 5, y Campo 4.

Pozo	Año	T.A. (m)	PT (m)	Intervalo	Edad	Resultado
Pozo 13	1984	46.3	4917	4615-4658	JSK	Productor
Pozo 3	1996	80	4240	3493-3523	BTP-KS	Productor
				3715-3740	KM	Improductivo
				4135-4162	JSK	Productor
Pozo 9	1991	62	3588	2910-2940	BTP-KS	Productor
				3035-3055	KM	Productor
				3475-3500	JSK	Productor
Pozo 8	1992	55	4902	3695-3710	KM	Improductivo
				3935-3950	KI	Improductivo
				4290-4300	JSK	Productor
				4375-4390	JSK	Productor
Pozo 3	1993	73	4410	3470-3495	BTP-KS	Productor
				3625-3655	KI	Productor
				4545-4260	JSK	Productor
Pozo 1	2006	76.3	4675	3725-3815	KM-BKS-KI	Productor
				4220-4300	JSK	Productor
				4480-4520	JSK	Improductivo

Tabla 2.1. Datos de producción de los pozos exploratorios en el área de estudio. (PEMEX, 2012).

Capítulo 3. Marco geológico

El área de estudio de las oportunidades exploratorias Op1 y Op2 comprende la provincia geológica del Pilar de Akal, situadas las oportunidades exploratorias en su porción noroccidental. Separando esta provincia se encuentra la zona de influencia de la Fosa de Comalcalco, la cual es considerada como una cuenca extensional de edad Plioceno Medio-Reciente. Hacia el sureste se ubica la porción marina de la cuenca extensional de Macuspana, mientras que hacia el NE se localizan las estructuras de naturaleza compresional del frente plegado de Cantarell-Ku-Maloob-Zaap. Hacia el occidente se extiende la continuación de la Provincia Salina del Golfo hacia el interior de la cuenca. En la Figura 3.1, se muestra el marco estructural regional donde se ubica el área de estudio.

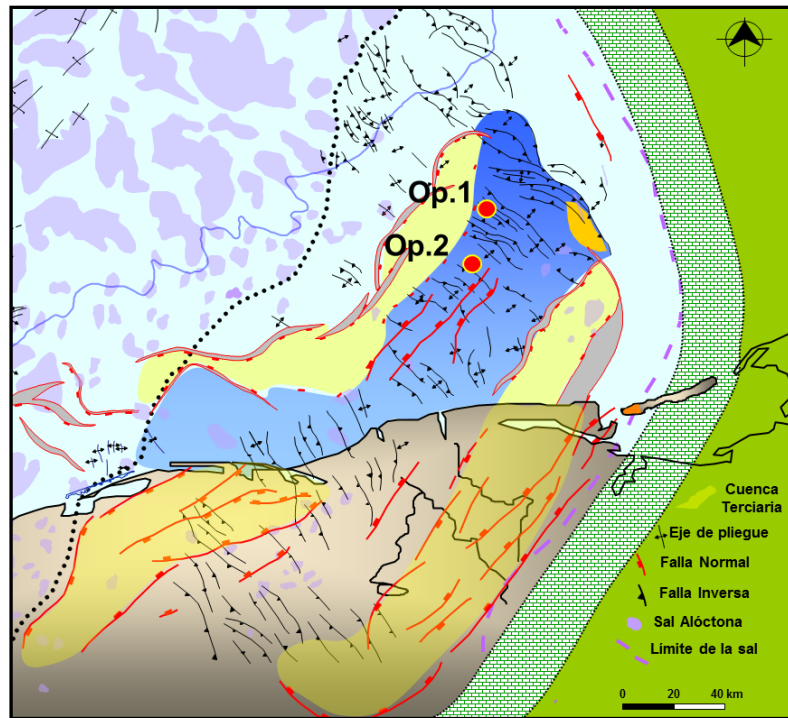


Figura 3.1. Ubicación geológica del proyecto Campeche Poniente. (PEMEX, 2012).

La zona donde se ubican Op1 y Op2 se caracteriza por tener una columna geológica de rocas sedimentarias marinas del Mesozoico y Cenozoico afectadas por varios eventos de deformación a escala regional que han conformado los estilos estructurales de las trampas.

Los mecanismos de deformación reconocidos incluyen compresión, extensión y halocinesis, esto es deformación ligada al flujo de masas salinas, gobernado por la acción gravitacional de la carga litostática.

Se considera la presencia de dos niveles de despegue principales para las estructuras desarrolladas en el área de estudio: a) la sal del Calloviano, que se encuentra formando parte de las estructuras deformadas que comprenden rocas del Mesozoico, y b) los materiales arcillosos sobre los cuales se han desarrollado estructuras de naturaleza gravitacional dentro de la columna del Cenozoico.

El evento tectónico que actuó sobre la Provincia Salina del Istmo y, en particular, la región denominada Pilar de Akal, fue de naturaleza gravitacional. Durante el Jurásico Superior-Cretácico, generó un sistema de estructuras cuya geometría se vio influenciada por el espesor original de la sal autóctona presente en la cuenca.

Se han identificado estructuras ligadas a fallamiento normal periférico en las porciones este y sureste, asociadas a la presencia de estructuras salinas de perfil triangular, conocidas como "rollers" de sal. Esos rasgos se presentan en zonas donde el espesor de la sal autóctona es menor a 1000 m, mientras que en la porción oeste del Pilar Reforma-Akal, el estilo estructural cambia a diapiros, anticlinales y almohadas de sal, que coincide con zonas donde la sal fue originalmente una secuencia de mayor espesor.

Durante el Eoceno-Oligoceno ocurrió una deformación compresional que afectó el área donde actualmente se ubica la Sierra de Chiapas, así como en el área donde se desarrolló la cuenca de antepaís. Sus efectos sobre la corteza afectaron al basamento y a su cobertura sedimentaria.

La Orogenia Chiapaneca tuvo un pulso de deformación principal durante el Mioceno Medio-Mioceno Superior, y sus efectos se registraron en el área del proyecto. Se infieren vectores de deformación radiales desde el sur y en la dirección SW-NE es donde mejor se define la estructuración compresional, particularmente en el pilar de Akal.

A partir del Mioceno Superior y hasta el Reciente, la deformación de naturaleza gravitacional ha provocado la formación de un sistema de estructuras despegadas sobre sal y materiales arcillosos del Paleógeno. Las 2 cuencas extensionales, Macuspana en el Mioceno Superior-Plioceno Superior y Comalcalco en el Plioceno Medio-Reciente, tuvieron su origen en este evento.

La dirección de propagación de las estructuras es SE-NW, y hacia el NW de la cuenca de Comalcalco se localizan estructuras contraccionales

En la Figura 3.2, se muestra esquemáticamente los principales eventos tectónicos en el área de las Op1 y Op2, siendo para el Jurásico esfuerzos de extensión, y a nivel Cenozoico esfuerzos de compresión en el Mioceno.

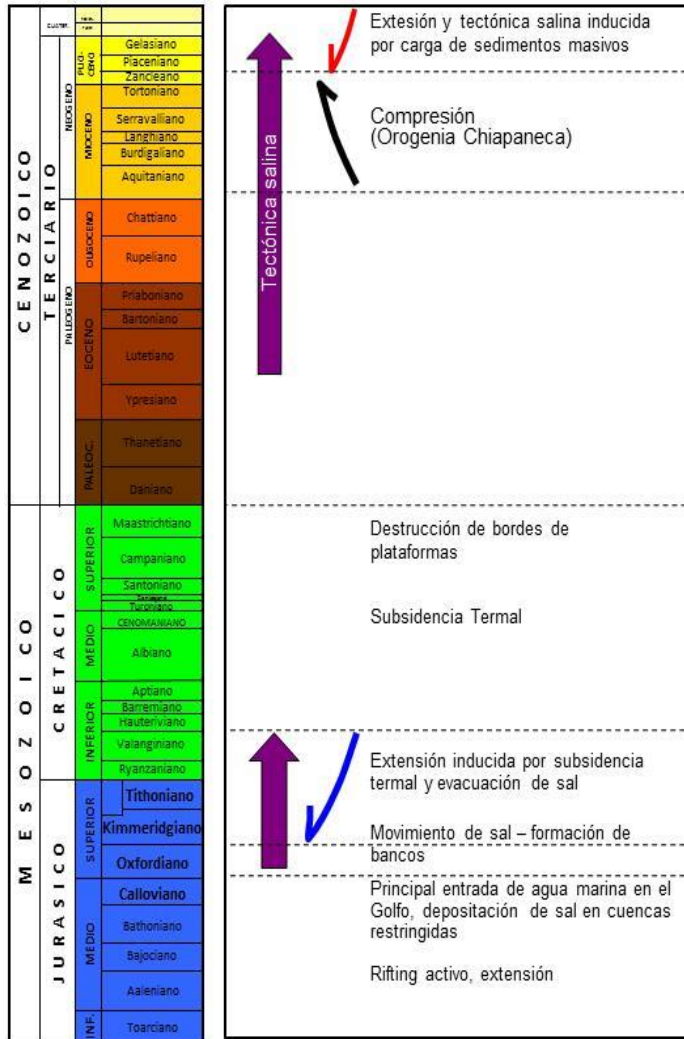


Figura 3.2. Eventos tectónicos en área de Op1 y Op2. (PEMEX, 2012)

Sistema Petrolero

En el área de estudio de las oportunidades Op1 y Op2, el sistema generador del Jurásico Superior Tithoniano-Jurásico Superior Berriasiano es responsable genético y principal fuente de los hidrocarburos, ya que carga a los plays Jurásico Superior Kimmeridgiano, Cretácico y Eoceno. La unidad estratigráfica generadora está constituida por calizas arcillosas y margas laminares, con una gran cantidad de organismos pelágicos, contiene abundante materia orgánica con su característico color negro.

Se distribuye ampliamente en el área con espesores brutos que varían de los 50 a 450 m. Los espesores netos generadores varían, adelgazándose hacia el depocentro de la cuenca. El espesor generador promedio se calcula en 200 m.

Estratigrafía y sedimentología del área de estudio

De acuerdo con la información obtenida de pozos perforados cercanos a las oportunidades exploratorias Op1 y Op2 y a estudios de modelado geológico regional en esta área del Pilar de Akal, la columna cronoestratigráficas del Mesozoico abarca del Jurásico Medio Calloviano al Cretácico Superior Maastrichtiano y está constituida de la base a la cima por rocas evaporíticas, siliciclásticas y carbonatadas de ambientes marinos someros en el Jurásico, y para el Cretácico principalmente son carbonatos y brechas calcáreas de Cuenca.

Los play objetivo para las oportunidades exploratorias Op1 y Op2 son el Jurásico Superior Kimmeridgiano y el Cretácico Medio, Inferior y Superior.

Para el Jurásico Superior Kimmeridgiano, las rocas almacenadoras están representadas por bancos oolíticos dolomitizados y fracturados del Kimmeridgiano, carbonatos fracturados en el Cretácico Inferior - Cenomaniano y brechas distales en el Cretácico Superior; la roca sello se encuentra distribuida en diferentes niveles de la columna. El Jurásico Superior Tithoniano está representado por calizas arcillosas y lutita bituminosa y en el Cretácico por caliza arcillosa. En el Tithoniano estas mismas rocas arcillo-calcáreas que funcionan como sello, también funcionan como roca generadora por la abundancia de materia orgánica que contienen.

En la Figura 3.3, se muestra el modelo estratigráfico asociado a la columna geológica propuesta para las oportunidades Op1 y Op2.



Figura 3.3. Modelo estratigráfico para las Op1 y Op2. (PEMEX, 2012).

La roca almacén para el play Jurásico Superior Kimmeridgiano está constituida por facies de bancos oolíticos que corresponden a packstone-grainstone de ooides y dolomías con sombras de ooides, en un paleoambiente de borde externo y frente de bancos y rampa interna a rampa media; los espesores de la roca almacén varían de 50 m a más de 300 m. Las litofacies de frente de banco, representadas por wackestone a packstone de peloides e intraclastos ligeramente dolomitizados, con intercalaciones de lutitas, corresponde a flujos de escombros que posiblemente presentan un alto potencial almacenador.

La distribución de porosidad para la roca almacén sigue la configuración de las litofacies oolíticas interpretadas en el proyecto, del orden del 10 % promedio. Se observa una disminución drástica de valores muy cercanos a cero en pozos con resultado improductivo en la zona, lo que tiene relación

tanto con procesos diagenéticos como con cambios a facies más arcillosas, figura V.8.

La roca generadora es del Jurásico Superior Tithoniano se encuentra ampliamente distribuida en toda el área del proyecto. El espesor promedio generador es de 200 m y está constituida por unidades de caliza arcillosa y de dolomías microcristalinas arcillosas. Las vías de migración principales están asociadas a las fallas desde el Jurásico Superior, y dan una comunicación franca de los hidrocarburos generados en los focos maduros para acumularse en las trampas del Jurásico.

En el Pozo 2 y Pozo 6 que son los análogos geológicos y de producción para la Op1 y Op2, la roca almacén está constituida por dolomía microcristalina fina con sombras de ooides y pelloides con porosidad intercristalina y en cavidades de disolución y grainstone de oolitas y pisolitas con porosidad intergranular, fracturas y en cavidades de disolución respectivamente. Estos pozos resultaron productores de aceite de 34 y 32 °API en un ambiente de rampa interna de alta energía en facies de bancos oolíticos y borde de banco.

De acuerdo a la información de los pozos análogos los tipos de porosidad principales que se tienen presentes en las rocas del Jurásico Superior Kimmeridgiano son porosidad secundaria oomóldica (disolución de las oolitas), móldica, intercristalina, intergranular y por fracturas, mientras que los procesos diagenéticos que pueden afectar el sistema poroso son cementación, compactación, dolomitización, disolución de ooides, fracturamiento y migración de hidrocarburos. En la Figura 3.4 se muestran láminas delgadas de núcleo para el Jurásico Superior Kimmeridgiano del pozo 6 y Pozo 2.

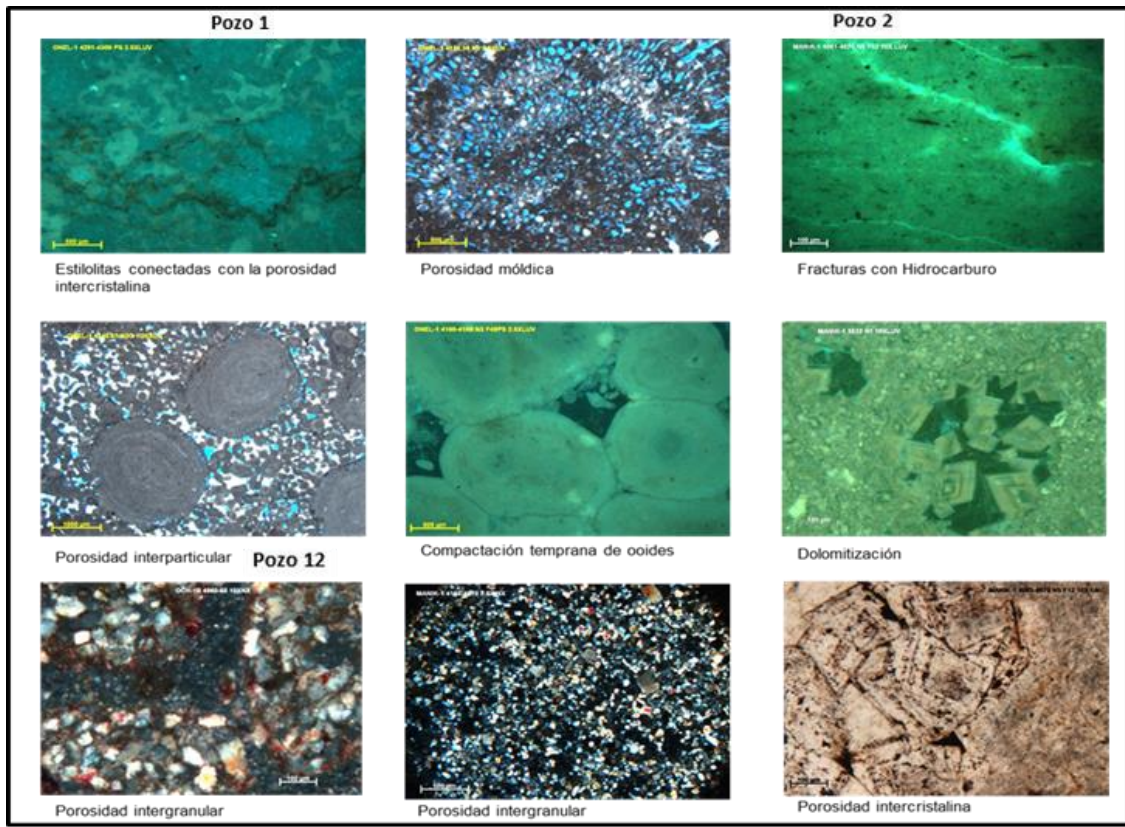


Figura 3.4. Laminas delgadas de núcleo para el Jurásico Superior Kimmeridgiano del pozo 6 y Pozo 2. (PEMEX, 2012).

Un mapa de la distribución de paleo ambientes y litofacies del Jurásico Superior Kimmeridgiano, con base en su posición con respecto a la línea de costa y hacia condiciones más profundas se muestra en la Figura 3.5 y Figura 3.6.

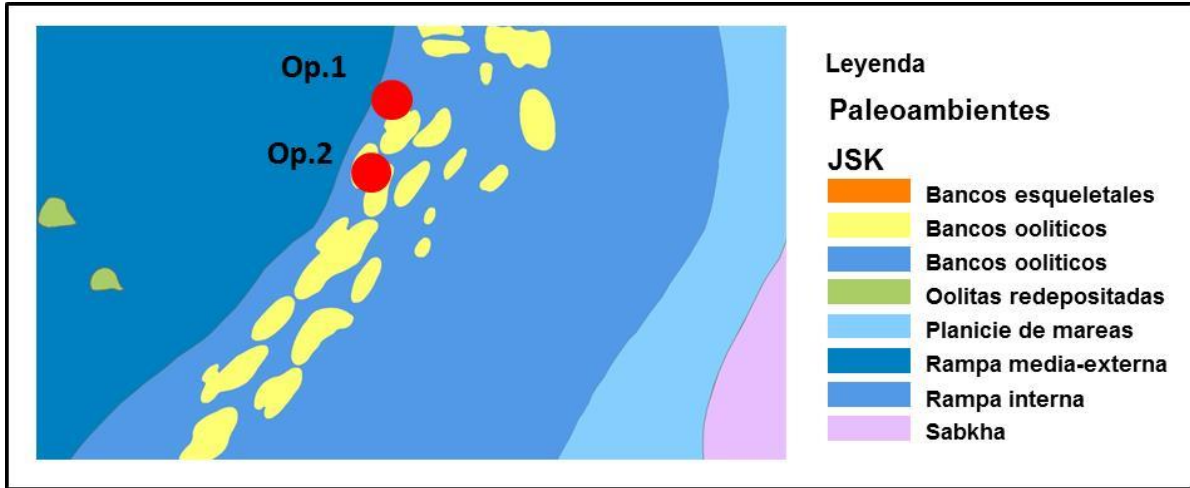


Figura 3.4. Mapa de distribución de Paleo ambientes Jurásico Superior Kimmeridgiano. (PEMEX, 2013).

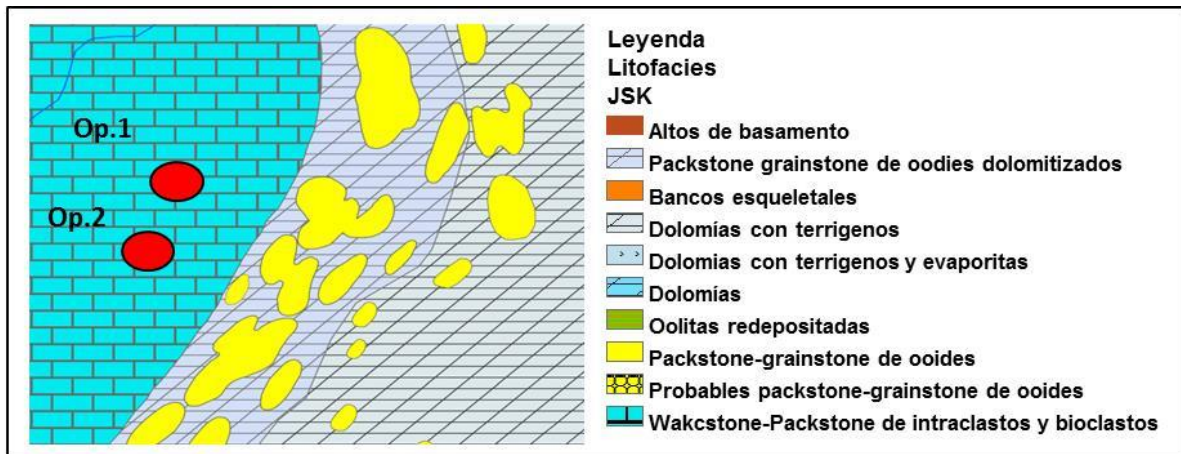


Figura 3.5. Mapa de litofacies para el play Jurásico Superior Kimmeridgiano. (PEMEX, 2013).

Play Cretácico Fracturado (Cretácico Inferior y del Albiano-Cenomaniano) y Cretácico Superior Brecha.

La roca almacén del play Cretácico en el área de la Op1 y Op2 está representada principalmente por carbonatos fracturados del Cretácico Inferior y Cretácico del Albiano-Cenomaniano, así como dolomías y brechas calcáreas del Cretácico Superior. En cuanto a los carbonatos fracturados productores del Cretácico Albiano-Cenomaniano e Inferior, así como de las brechas del Cretácico Superior y parte del Paleoceno Inferior, su gran espesor en las cercanías de la Plataforma de Yucatán hace suponer que estas rocas provienen de una plataforma ubicada al oriente. Las brechas se depositaron en forma caótica como enormes flujos de detritos y fueron posteriormente cubiertos por sedimentos finos.

Para el Pozo 5 y Op2, las brechas calcáreas y dolomías del Campaniano-Maastrichtiano representarían la roca almacenadora más importante. De acuerdo a los pozos del área la brecha está constituida principalmente por exoclastos que muestran una selección pobre a muy mala, que varían de 2 cm a varios metros, en su mayoría son subangulosos a subredondeados y están embebidos en una matriz calcáreo-bentonítica con moderada a total dolomitización. El Cretácico Albiano-Cenomaniano está constituido por carbonatos más limpios con porosidades de 3 a 7 % que generalmente presentan buenas condiciones de fracturamiento, especialmente en las estructuras afectadas por tectónica. El Cretácico Inferior normalmente no es un intervalo productor, por estar conformado por mudstone con cierto grado de arcillosidad, aunque en ocasiones presenta características de roca almacén en la parte Superior.

De acuerdo a la información de los pozos análogos los tipos de porosidad principales que se tienen presentes en las rocas del Cretácico son porosidad secundaria, intercristalina, intergranular y por fracturas. En la Figura 3.6, se muestran imágenes tomadas de núcleo del Cretácico Superior para el Pozo 2 y pozo 6.

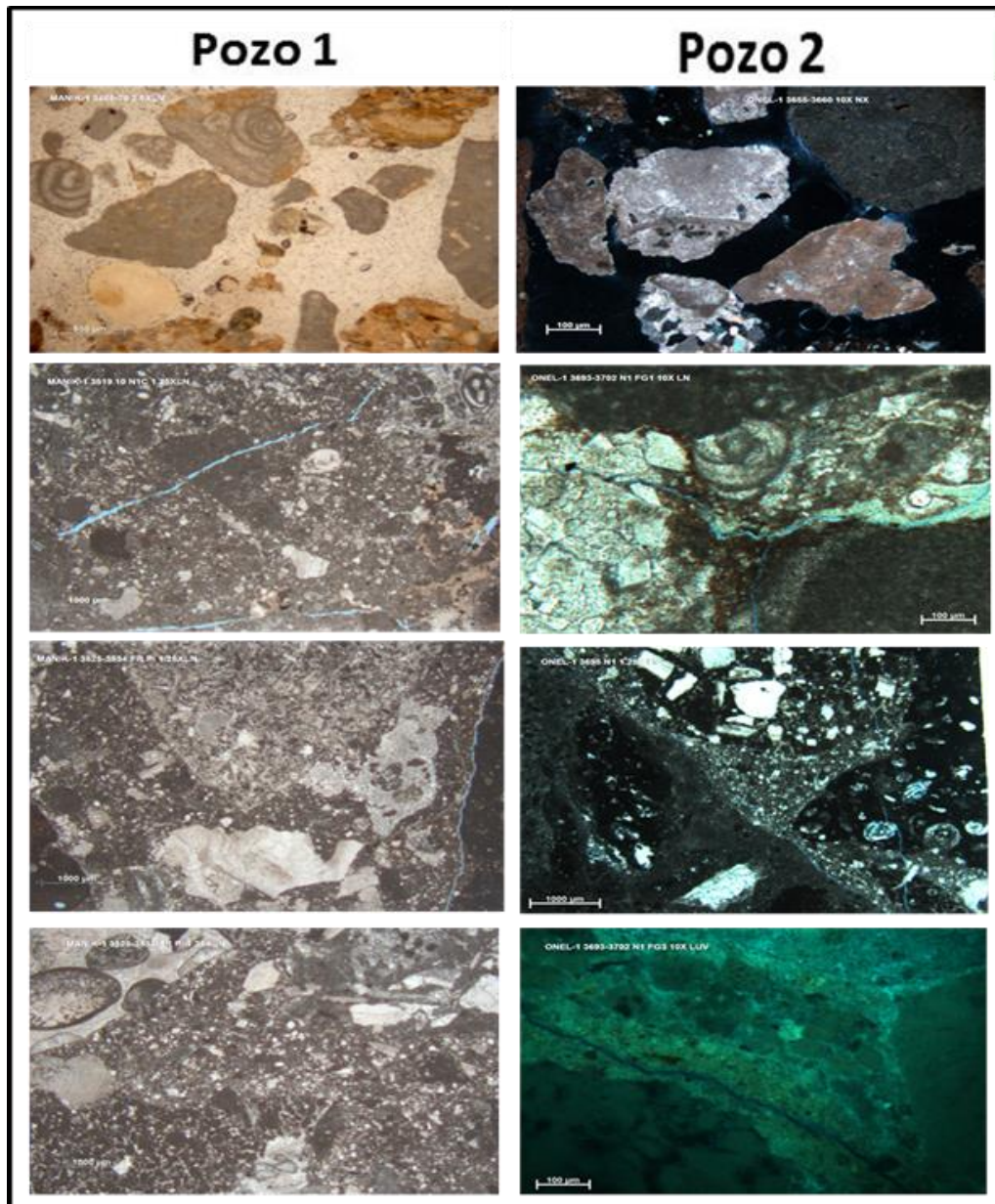


Figura 3.6, Imagen de núcleo del Cretácico Superior para el Pozo 2 y pozo 6. (PEMEX, 2013).

En cuanto a la fuente de aporte de la brecha, la gran cantidad de exoclastos presentes en el Cretácico Superior y parte del Paleoceno Inferior hace suponer que estas rocas provienen de una plataforma ubicada al oriente, que se depositaron en forma caótica como enormes flujos de detritos y fueron posteriormente cubiertos por sedimentos finos.

Un mapa de la distribución de paleo ambientes y litofacies del Cretácico Superior se muestra en la figura 3.7 y Figura 3.8.

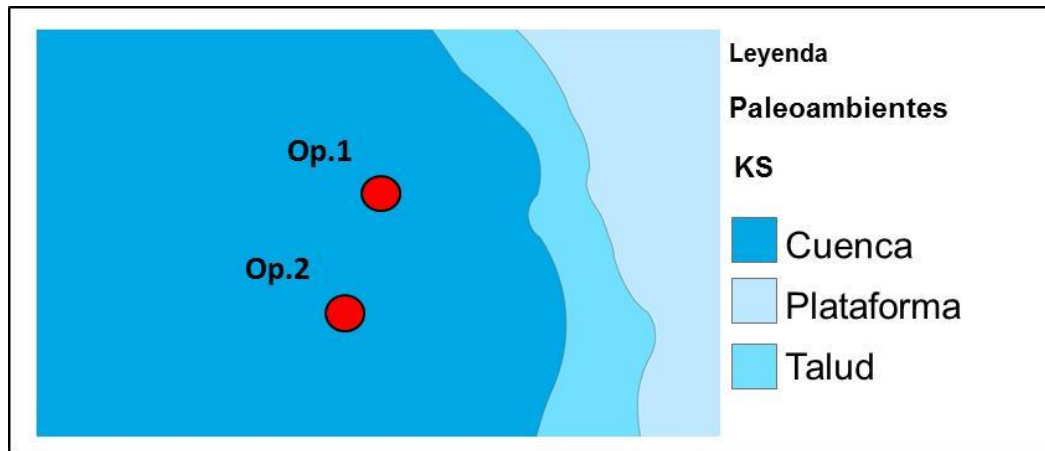


Figura 3.7. Mapa de distribución de Paleoaambientes del Cretácico Superior. (PEMEX, 2013).

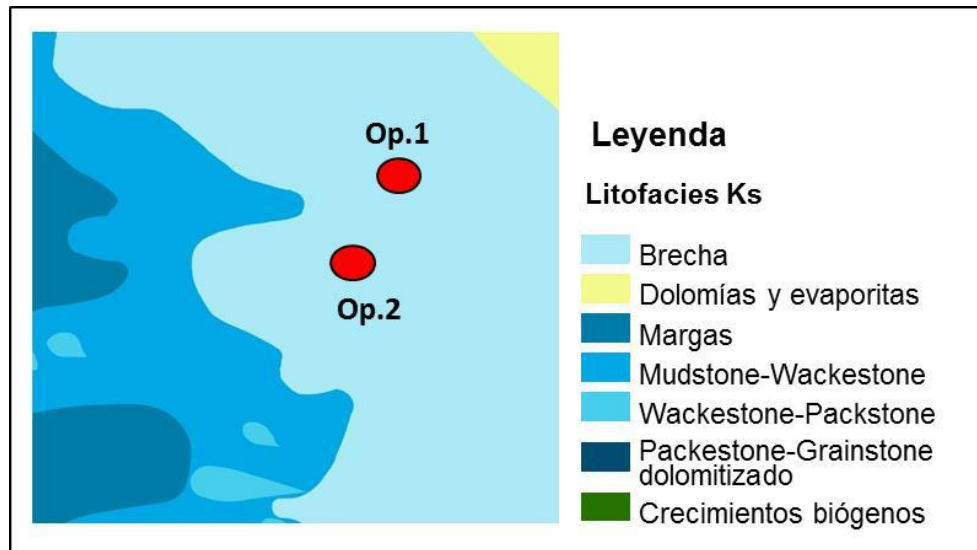


Figura 3.8. Mapa de distribución de Litofacies del Cretácico Superior. (PEMEX, 2013).

Las trampas presentes en el play Cretácico Superior Brecha son de tipo estructural, se interpreta que su origen se debe al evento compresivo Chiapaneco, que tuvo su máxima expresión del Mioceno Temprano hasta principios del Plioceno temprano, el cual originó el plegamiento de toda la carpeta sedimentaria del Mesozoico y Paleógeno, conformando una serie de sinclinales y anticlinales limitados por fallas inversas, llegando incluso a formar cabalgaduras.

La roca sello la constituyen lutitas bentoníticas y margas del Paleoceno que tienen una distribución regional y un espesor que varía de 100 a 300 m. Adicionalmente se ha observado que en toda el área del proyecto, la secuencia del Paleógeno es muy arcillosa y su espesor es de varios cientos de metros, por lo que se le considera un sello efectivo. Las vías de migración principales están asociadas a las fallas que comunican al Jurásico Superior Tithoniano con las trampas.

Análisis Petrofísico del Jurásico Superior Kimmeridgiano.

Con el propósito de establecer una correlación entre las oportunidades exploratorias Op2 y Op1 y sus análogos geológicos Pozo 2 y pozo 6, se analizaron los registros geofísicos y evaluaciones petrofísicas de estos pozos.

El pozo 6 y Pozo 2 son un excelente ejemplo de la respuesta de los registros geofísicos ante la presencia de bancos oolíticos, en donde se aprecian perfectamente delimitados los mencionados paquetes sedimentarios depositados durante el Jurásico Superior Kimmeridgiano.

Las evaluaciones petrofísicas determinaron las propiedades petrofísicas como son la porosidad efectiva y porcentaje de arcilla del paquete sedimentario, así como el volumen de fluidos existente en los intervalos de interés, identificándose los intervalos de la columna geológica mesozoica que se comportan como roca almacén y roca sello.

El sistema poroso para el Pozo 2 y Pozo 6 fue modelado petrofísicamente dentro de los cuales se considera que tienen

características petrofísicas similares para el Jurásico Superior Kimmeridgiano, lo cual permite correlacionarlos con la columna esperada para las oportunidades Op1 y Op2.

Considerando que escasos yacimientos en el mundo están libres de minerales de arcilla (menor al 3%), y debido a los efectos significativos de éstas sobre las propiedades petrofísicas, tales como porosidad, saturación de agua y permeabilidad es importante hacer un análisis apropiado de las arcillas. En la evaluación petrofísica del Pozo 2 y Pozo 6 se analizaron los resultados tanto con los datos aportados los rayos gamma de los núcleos así como los rayos gamma obtenidos de registro de espectroscopia.

Es importante el cálculo del volumen de arcilla, ya que influye de manera importante en la estimación de la porosidad y sobre todo en la permeabilidad de la roca. Para las evaluaciones realizadas se utilizaron como indicadores de arcillosidad los registros de Rayos Gamma Espectral (CGR), Densidad (RHOB) y Neutrón (NPFI).

El volumen de arcilla estimado en las rocas del Pozo 2 y el Pozo 6 se presenta en un rango de 3 a 15 %, dato considerado adecuado para una roca almacén.

A continuación se presentan comentarios relevantes de la evaluación petrofísica de los pozos utilizados como análogos geológicos y de producción para la Op1 y Op3.

Pozo 6

Los resultados obtenidos mediante la evaluación petrofísica nos muestran un intervalo potente de Jurásico Superior Kimmeridgiano como roca almacén, en el cual la parte media-superior es la que presenta las condiciones adecuadas para contener fluidos, en este caso hidrocarburos, asociándose a una menor dolomitización con respecto a la parte inferior.

Con base a las características del intervalo productor se ubica en la mencionada zona, observándose en la parte

Superior del intervalo Kimmeridgiano posibilidades de que el banco oolítico se encuentre impregnado.

La parte inferior, en este caso, se encuentra invadida de agua, pero su característica como roca almacenadora de fluidos se mantiene, como se puede observar en la Figura 3.9.

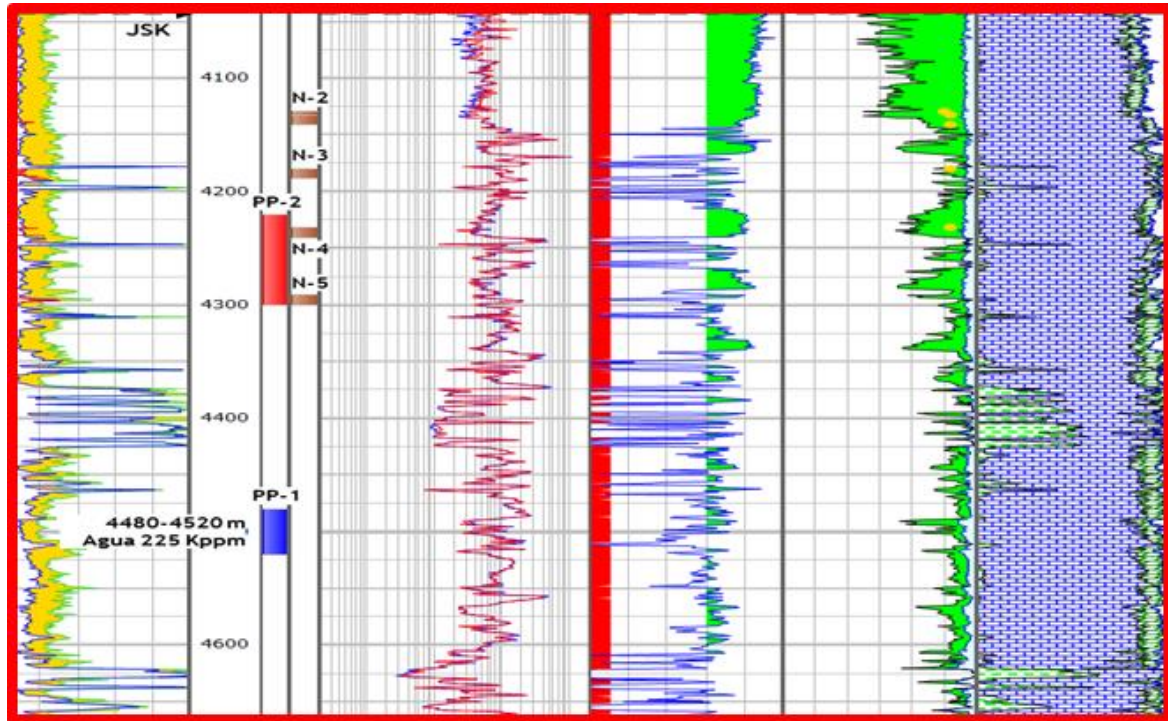


Figura 3.9. Evaluación petrofísica para el Jurásico Superior Kimmeridgiano del pozo 6. (PEMEX, 2013).

Pozo 2

El modelo petrofísico creado para el Pozo 2 consideró también aparte de la dolomía y la caliza, un volumen de siliciclásticos. Las porosidades efectivas para los intervalos de carbonatos dolomitizados tienen un rango de 2 a 12%. Para el caso de los intervalos que contienen arenisca de grano fino las porosidades oscilan en un rango de 10 a 18%.

En los resultados obtenidos de la evaluación petrofísica se pueden caracterizar perfectamente por separado cada uno de los bancos oolíticos y su contenido de fluidos, así también

se pueden diferenciar en tres zonas con características petrofísicas y petrográficas definidas.

La zona 1 (4120-4212 m), compuesta litológicamente de dolomías con intercalaciones anhidrita. La zona 2 (4080-4120 m) cuyos bancos oolíticos se constituyen básicamente de dolomías. El intervalo productor se ubica en un banco oolítico a 4135-4162 m, en esta zona, la porosidad efectiva promedio corresponde a 5% y se encuentra impregnada de aceite. Hacia la zona Superior del Jurásico Superior Kimmeridgiano, se tiene la zona 3 (3987-4080 m), en donde la litología compuesta de dolomía y mudstone cretoso, se relaciona con una porosidad efectiva de 7.8%, tales características aunadas a la evaluación petrofísica permiten considera que constituyen una roca almacén capaz de contener hidrocarburos.

Las características como roca almacén de la secuencia del Jurásico Superior Kimmeridgiano se consideran excelentes, prácticamente la mayor parte de la columna es almacenadora de fluidos, cuerpos limpios, sin arcillosidad con impregnación de hidrocarburos, como se puede observar en la Figura 3.10.

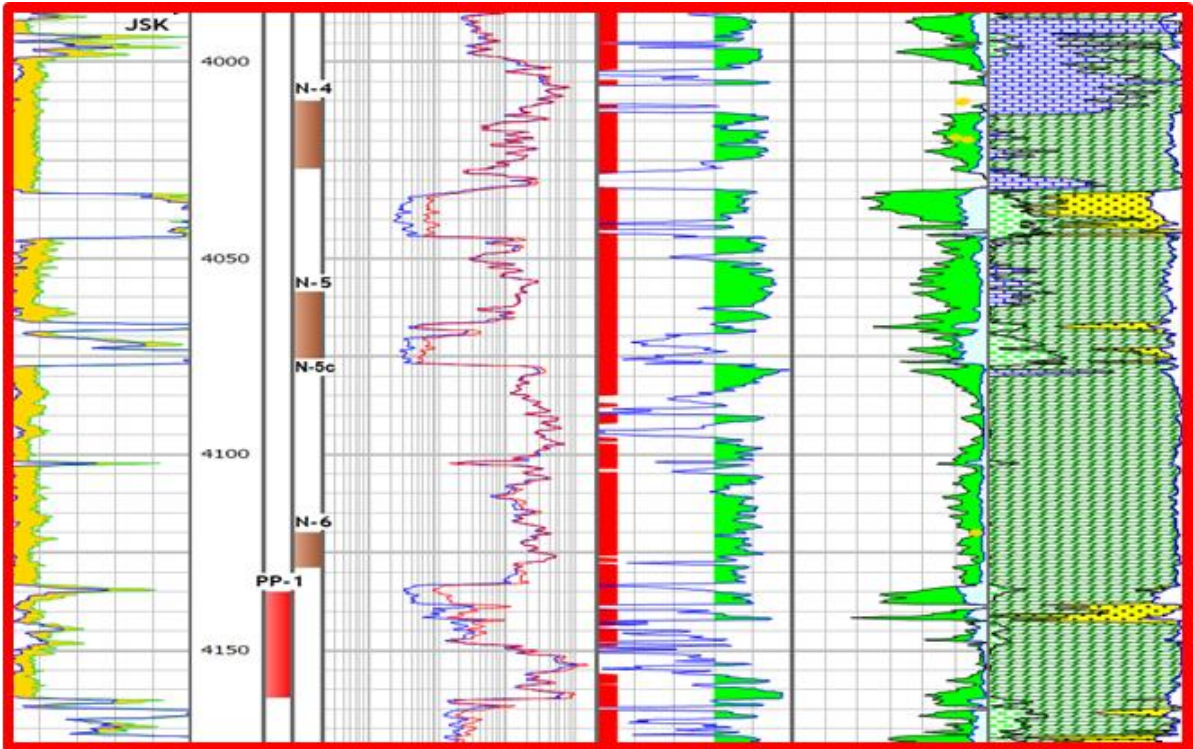


Figura 3.10. Evaluación petrofísica para el Jurásico Superior Kimmeridgiano de la Op1. (PEMEX, 2013).

Análisis Petrofísico del Cretácico.

En lo referente a las evaluaciones petrofísicas correspondientes a los intervalos del Cretácico que proporcionan soporte a las oportunidades Op1 y Op2, se presentan los siguientes resultados.

Los registros geofísicos del Pozo 2 y Op2, muestran una clara respuesta de ante la presencia de la brecha BTP-KS, en donde se aprecia perfectamente delimitado el mencionado paquete sedimentario depositados.

Pozo 6

Los resultados obtenidos mediante la evaluación petrofísica nos muestran un intervalo potente como roca almacén, en este caso abarca desde la brecha del Cretácico Superior al Cretácico Inferior. Se considera que la posibilidad de que estén presentes las condiciones adecuadas para contener hidrocarburos es alta.

La Brecha Cretácico Superior-Paleoceno tiene 85 m de espesor bruto en una relación neto/bruto de 100%, y justamente en este intervalo, la prueba de producción No. 3 resultó exitosa, incluyendo el intervalo del Cretácico Albiano-Cenomaniano, lo cual nos permite considerar las condiciones de roca almacén como excelentes.

En la Figura 3.11, se muestra la evaluación petrofísica para el Cretácico en el pozo 6.

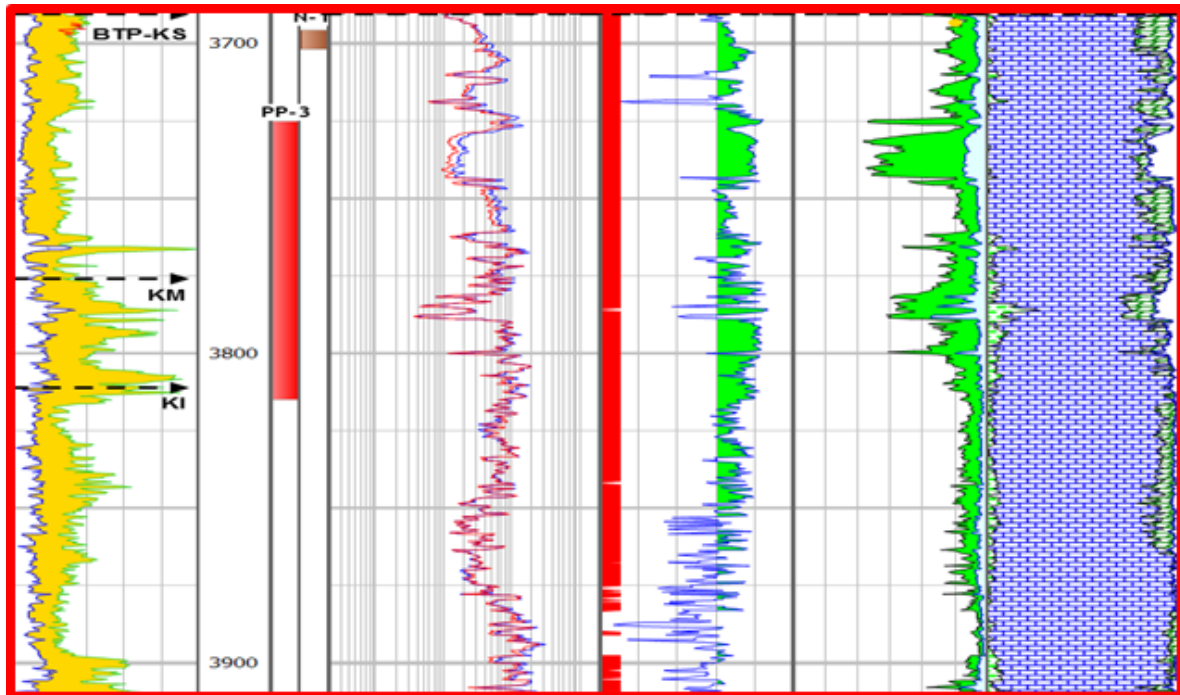


Figura 3.11. Evaluación petrofísica para el Cretácico en el pozo 6. (PEMEX, 2013).

Pozo 2

El modelo petrofísico creado para Pozo 2 consideró calizas y calizas dolomitizadas para el intervalo completo correspondiente al Cretácico. La porosidad efectiva para el espesor neto de 57 m de la brecha dolomitizada tiene un promedio de 6%. Se presentan características como roca almacén en la secuencia en estudio.

Se analizó solamente el intervalo de 60 m correspondiente a la brecha, observándose que las características como roca almacén abarcan el intervalo casi completo en una relación neto/bruto de 96.5%. Es posible relacionar en este intervalo, a la zona dolomitizada con las mejores condiciones roca-fluido. En la Figura 3.12, se muestra la evaluación petrofísica para el Cretácico en la Op1.

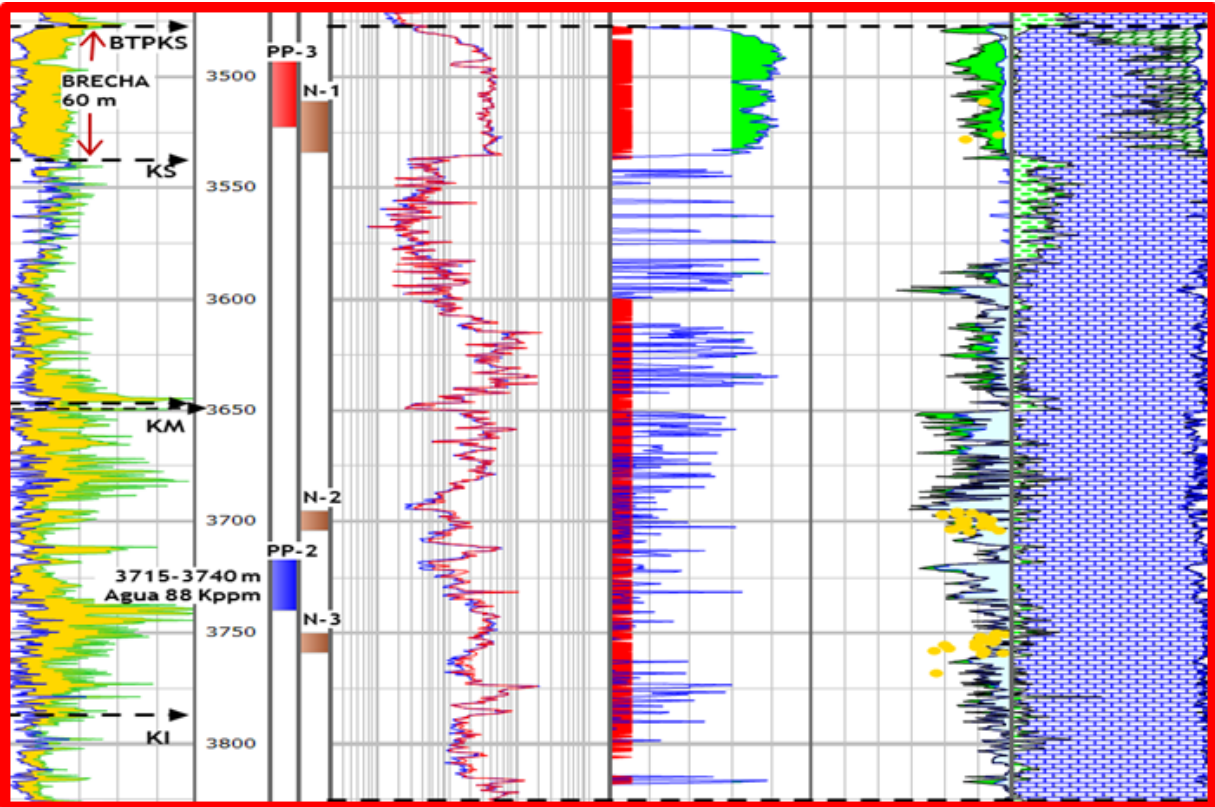


Figura 3.12. Evaluación petrofísica para el Cretácico del Pozo 2. (PEMEX, 2013).

Capítulo 4. Atributos sísmicos.

Los atributos sísmicos son medidas específicas de características geométricas, cinemáticas, dinámicas o estáticas provenientes de los datos sísmicos antes o después del apilado. Un buen atributo sísmico es sensible ya sea a características geológicas o a las propiedades del yacimiento de interés permitiendo definir el ambiente estructural o de depósito, por lo tanto hace posible inferir algunas características o propiedades de interés.

El propósito de obtener atributos sísmicos en el área de las oportunidades exploratorias Op1 y Op2, es para guiar la población a nivel horizontal y areal de la propiedad petrofísica de porosidad y arcillocidad (Vshale) a nivel de sus objetivos Cretácico y Jurásico Superior Kimmeridgiano, ya que es necesario contar con un elemento capaz de guiar la población de estas propiedades. El uso de variogramas obtenidos por pozo es limitado ya que se cuenta con un número limitado de ellos. Las propiedades petrofísicas pobladas son las de los pozos cercanos al área de estudio y principalmente del Pozo 2 y Pozo 6, análogos de oportunidades exploratorias.

Considerando que los cambios de facies litológicas, inciden directamente en la amplitud, la energía, la frecuencia y continuidad de las reflexiones sísmicas, fue posible definir a través del atributo fuerza de reflexión con pendiente (slope reflection strength), la veracidad de la ubicación de bancos oolíticos, es decir, ya que este atributo funciona bajo el principio de que los cambios fuertes en la reflexiones se asocian a cambios litológicos.

En la Figura 4.1 se muestra el atributo de fuerza de reflexión para el Jurásico Superior Kimmeridgiano

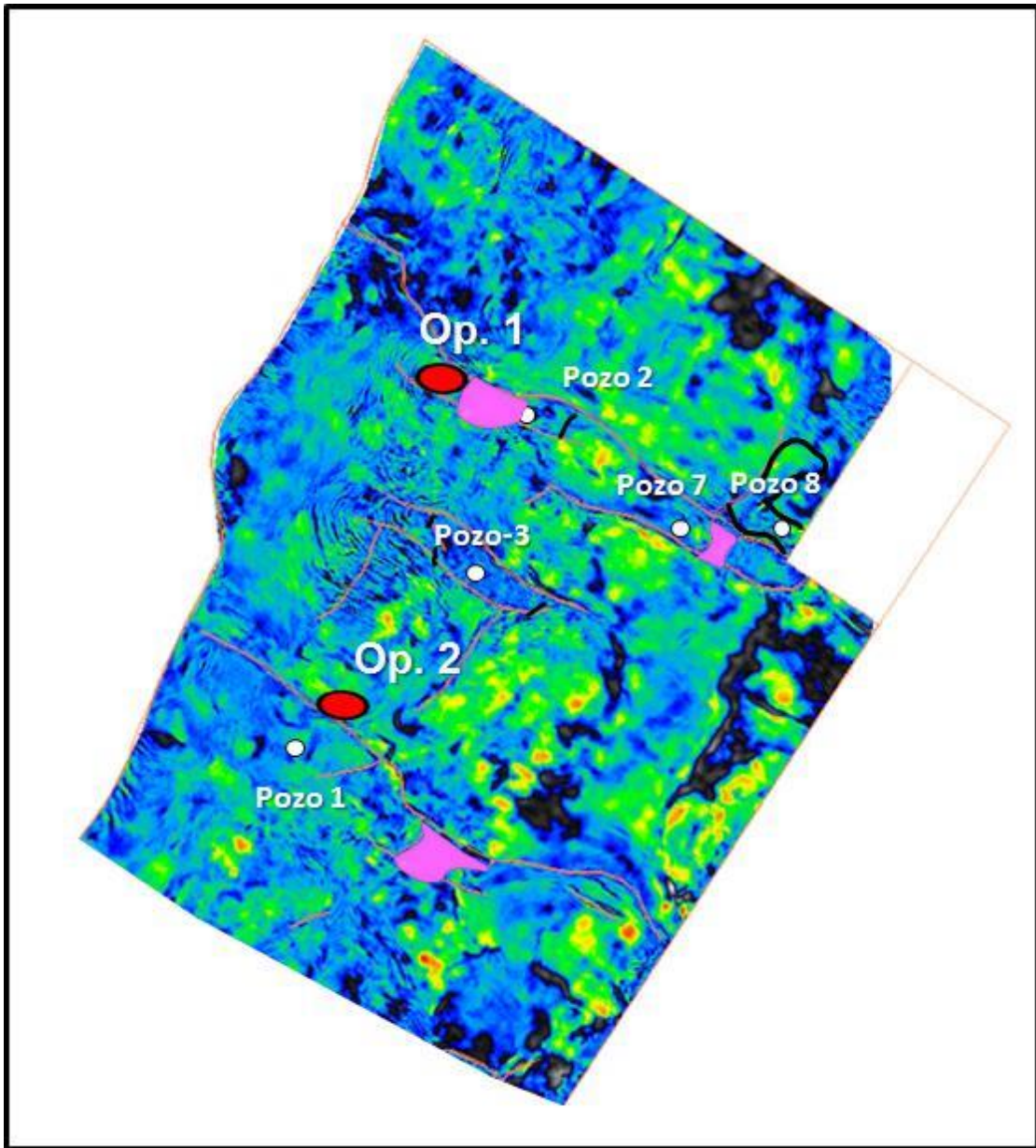


Figura 4.1. Atributo sísmico fuerza de reflexión para el Jurásico Superior Kimmeridgiano (PEMEX, 2013).

Para el Jurásico Superior Kimmeridgiano se propone un modelo predictivo de presencia de bancos oolíticos basados en el comportamiento del atributo sísmico y modelo sedimentario para esta área. En la Figura 4.2, se muestra un modelo propuesto de distribución de las facies presentes en el Jurásico Superior Kimmeridgiano para el área de las Op1 y Op2.

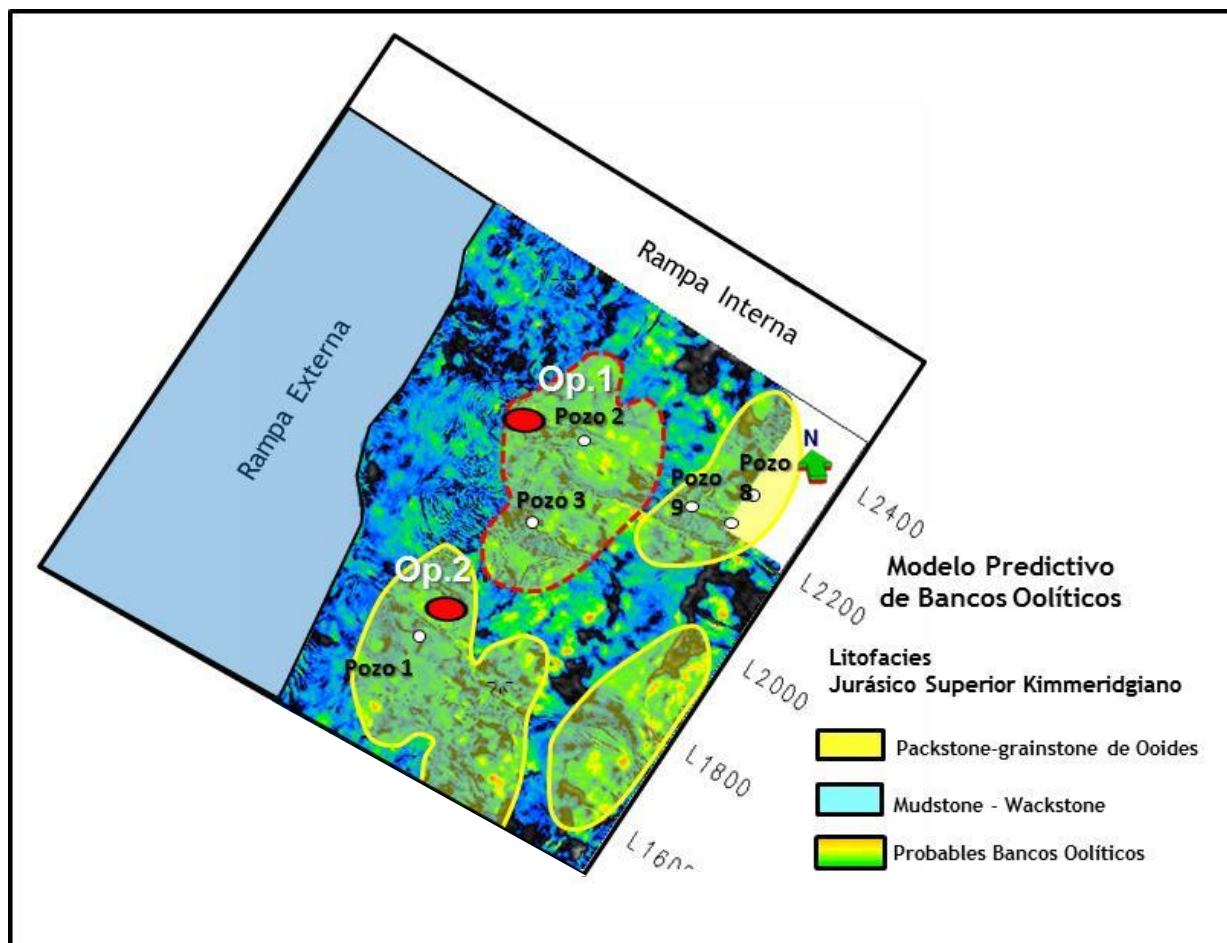


Figura 4.2. Mapa de distribución de litofacies con atributo fuerza de reflexión para el Jurásico Superior Kimmeridgiano. (PEMEX, 2013).

Para poder lograr una predicción cualitativa de la distribución de facies de Brecha del Cretácico-Superior, se llevó a cabo el análisis de varios atributos sísmicos entre ellos RMS, fuerza de reflexión y descomposición espectral, siendo este último el que mejor resultados arrojó. Después de realizar el análisis con diferentes ventanas de muestreo y rangos de frecuencia; se logró obtener la mejor definición y ubicación de flujos carbonatados con una ventana de 30 ms y una frecuencia de 30 hz (Figura 4.3).

Tomando en consideración que los espesores de la brecha de los pozos se encuentran en un rango que varía de 30 a los 150

metros, y que la resolución vertical es de aproximadamente 106 metros, esto dio la pauta para seleccionar una ventana de 30 ms y una frecuencia de 30 hz, que fueron los parámetros clave en la visualización de los flujos, ya que a mayor frecuencia se puede obtener espesores más pequeños, que en el caso de estudio y con 30 hz varió de 60 a 80 mts.

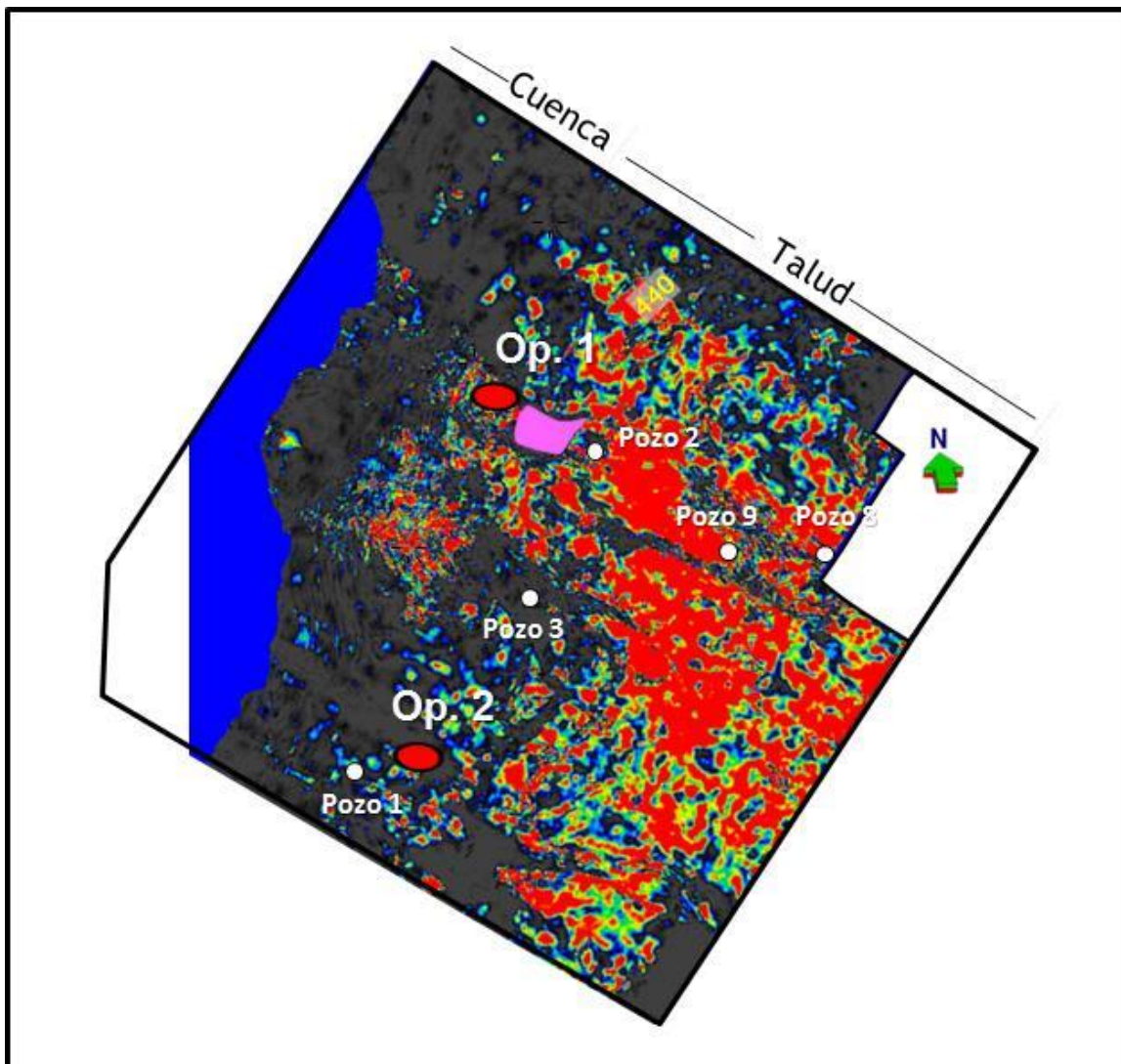


Figura 4.3. Atributo de Descomposición espectral a nivel del Cretácico Superior. (PEMEX, 2013).

El modelo sedimentario propuesto con base al atributo de descomposición espectral, se muestra en la Figura 4.4, en donde se definen las litofacies tomando en consideración los espesores de los pozos, y la distribución de los flujos a partir del atributo sísmico.

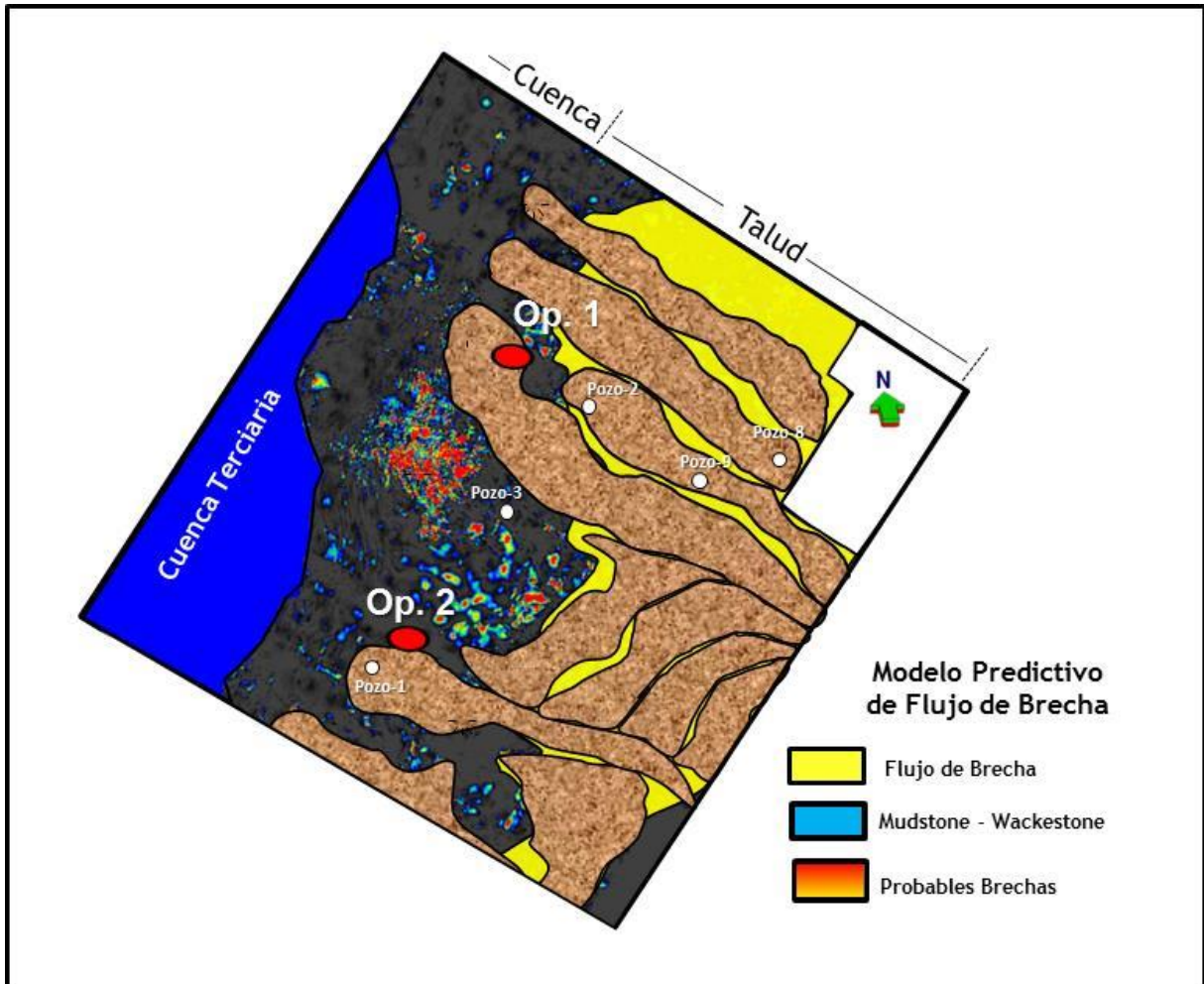


Figura 4.4. Mapa de distribución de litofacies con base al atributo sísmico Descomposición Espectral. (PEMEX, 2013).

Capítulo 5. Geometría de la Trampa.

La Op1 y Op2, se localizan en el área del cubo 1, este cubo abarca un área de 900 km², localizado al NW de Ciudad del Carmen, Campeche (Figura 5.1). El cubo 1, fue adquirido con le técnica de cable remolcado "Streamer" con un espaciamiento entre detectores de 6.25 m por 12.5 m, un offset máximo de 6000 m, actualmente se cuenta con los procesos Migración Preapilamiento en Tiempo (PSTM) y Migración Preapilamiento en Profundidad (PSDM) en la Figura 5.2, se muestran sus parámetros de adquisición y procesado.

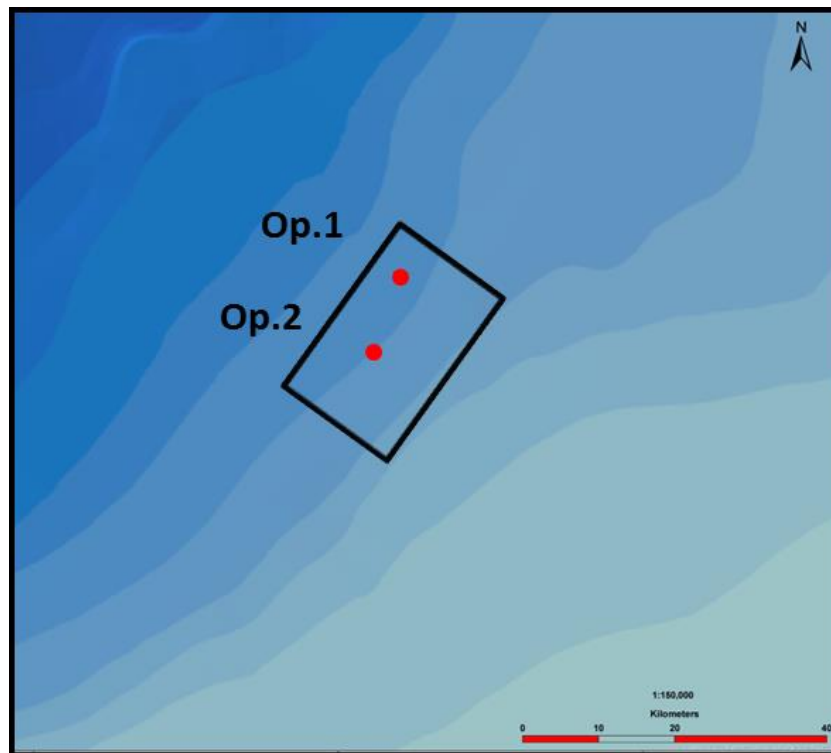


Figura 5.1 Ubicación del cubo 1 (PEMEX, 2012).

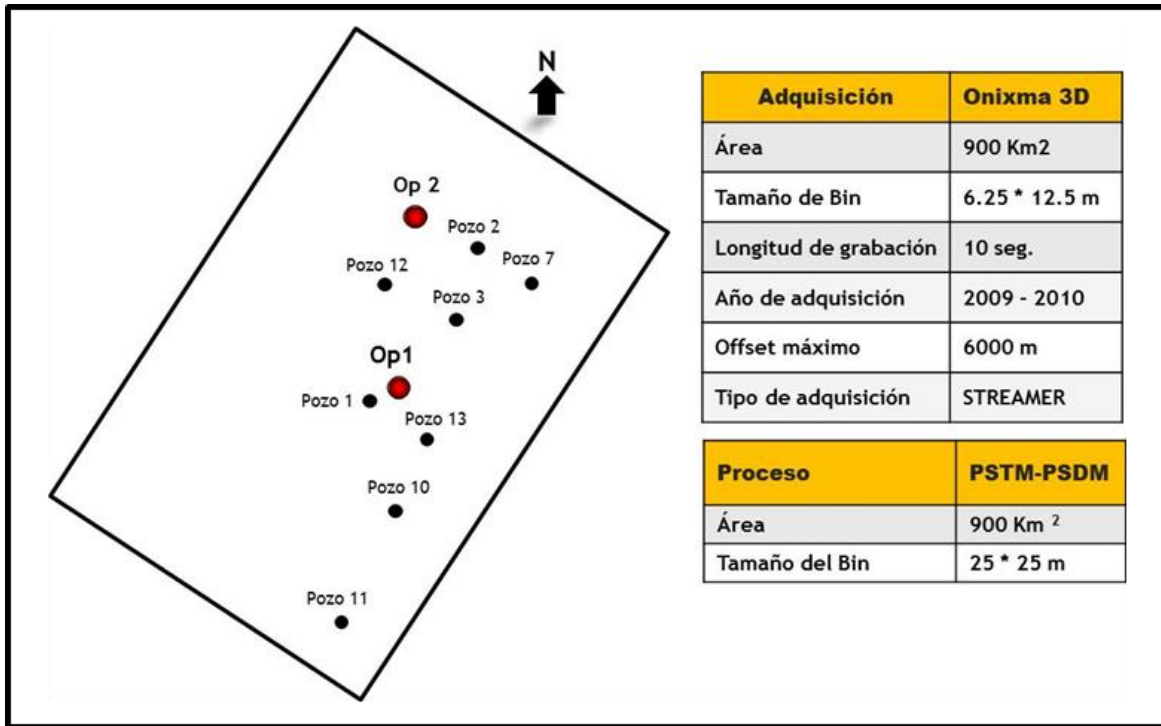


Figura 5.2 Parámetros de adquisición y procesado del cubo1. (PEMEX, 2012).

Correlación sísmica

La definición de la geometría de la trampa para las oportunidades exploratorias Op1 y Op2, es realizada mediante la identificación en el cubo sísmico de los reflectores asociados a las cimas de los objetivos de interés Cretácico Superior, Jurásico Superior Tithoniano, Jurásico Superior Kimmeridgiano y cima de sal alóctona. Adicionalmente se definen las fallas que delimitan su extensión areal e intrusión de cuerpos salinos que afectan su geometría.

Al iniciar la interpretación de los horizontes sísmicos, es necesario correlacionar los reflectores sísmicos con las cimas de formaciones objetivo, esto es realizado mediante la correlación de la información de cimas de pozos cercanos con la sísmica en tiempo del área de estudio. La correlación entre horizontes sísmicos y cimas geológicas de interés es realizado mediante sismogramas sintéticos. En la Figura 5.3, se muestran dos trazas sintéticas que nos permiten

correlacionar las cimas geológicas identificadas en los pozos con los reflectores sísmicos en el cubo 1.

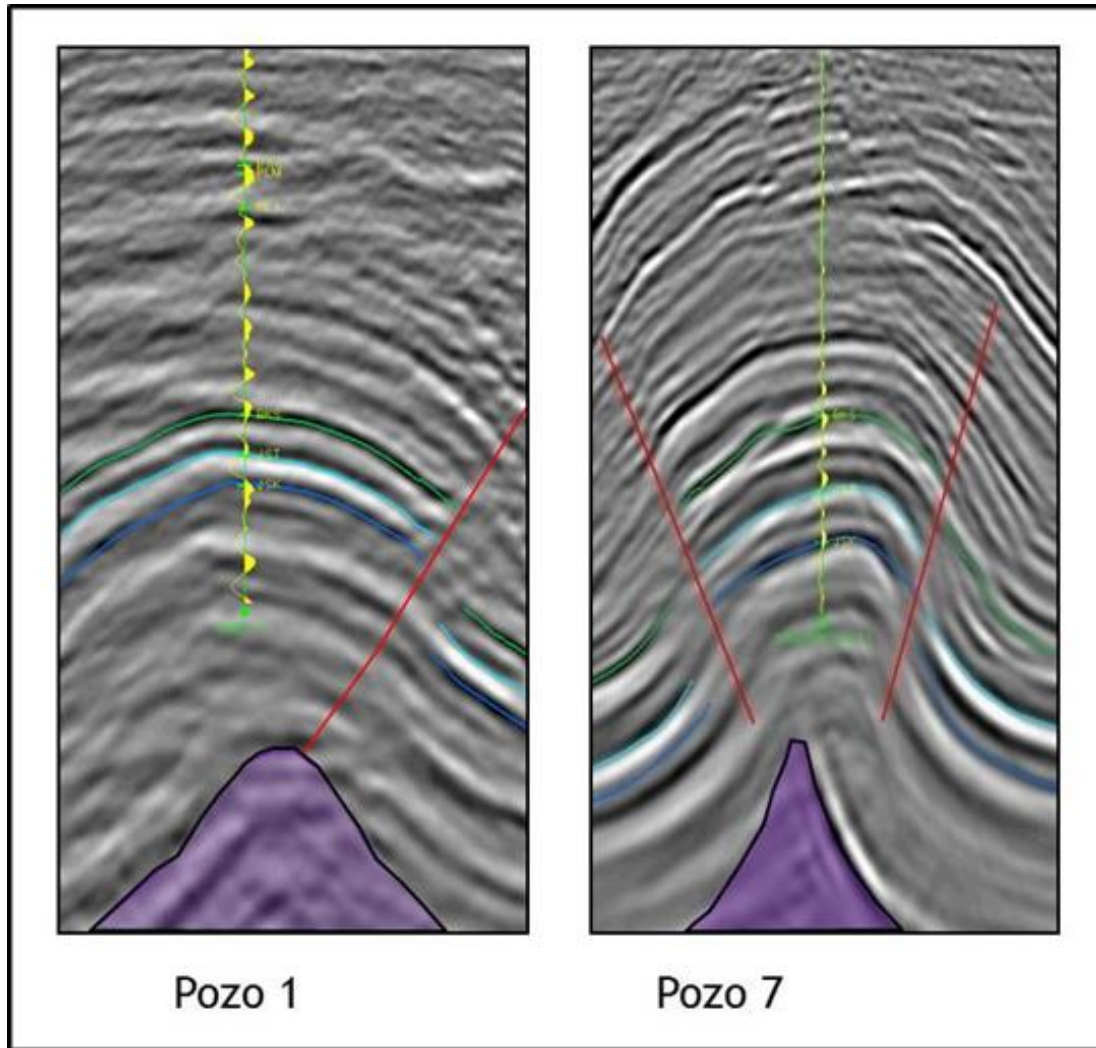


Figura 5.3. Trazas sintéticas para identificación de reflectores sísmicos. (PEMEX, 2012).

Para la generación de los sismogramas sintéticos, se utilizaron los registros de densidad ($R_{\rho b}$) y Sónico (DT) de los pozos localizados en el área de estudio Pozo-2, Pozo-7, Pozo-3, Pozo 12, Pozo-6, Pozo-13, Pozo-10 y Pozo-11.

Una vez generados los sismogramas sintéticos de los diferentes pozos en la zona de estudio y ya ubicadas las cimas de los horizontes objetivo a nivel de pozo, se procedió

a la correlación sísmica de amarre entre los pozos aledaños a las oportunidades exploratorias. En la Figuras 5.4 y Figura 5.5, se muestran líneas de correlación de reflectores sísmicos con pozo y oportunidad exploratoria Op1 y Op2.

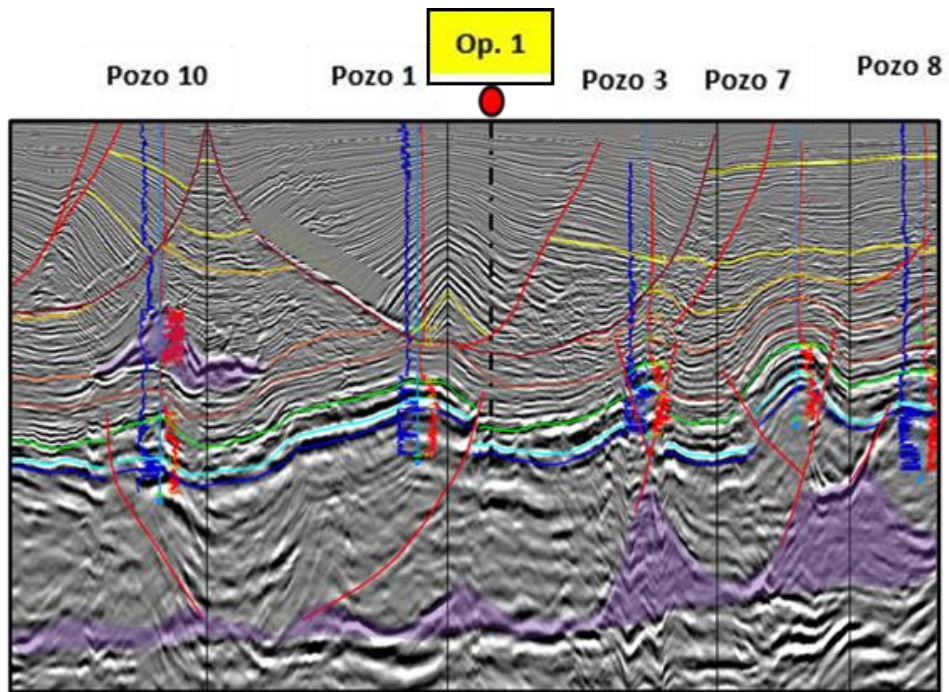


Figura 5.4. Línea de correlación de reflectores sísmicos con pozo y oportunidad exploratoria Op2. (PEMEX, 2013).

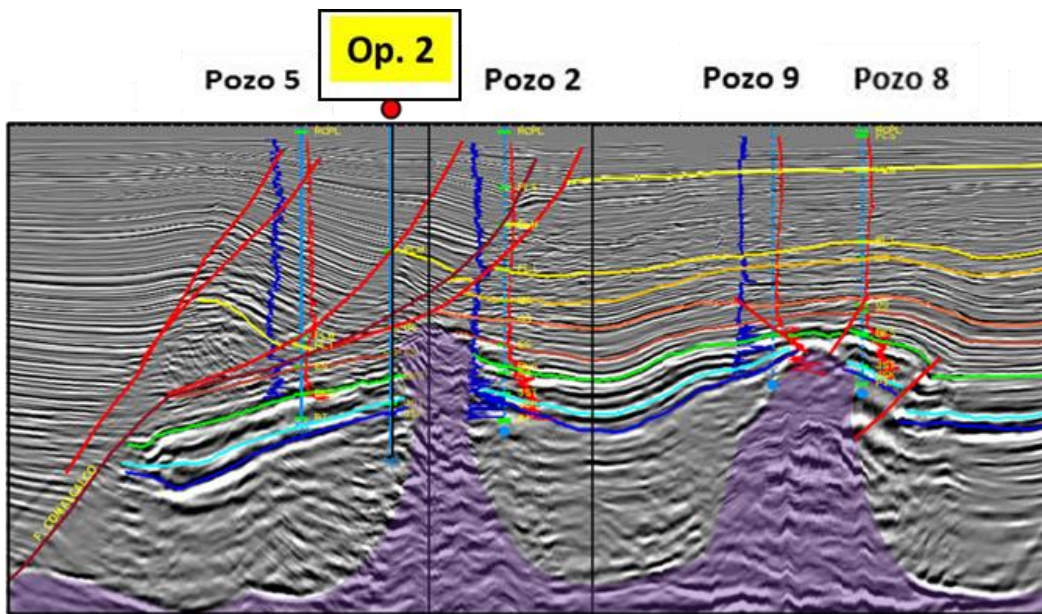


Figura 5.5. . Línea de correlación de reflectores sísmicos con pozo y oportunidad exploratoria Op1. (PEMEX, 2013).

En la Figuras 5.4 y 5.5, se puede apreciar la consistencia de la señal sísmica dentro del área lo que da certidumbre a la definición de la geometría de las oportunidades Op1 y Op2.

Una vez correlacionado los pozos con las oportunidades exploratorias se procedió a la interpretación de los reflectores sísmicos mediante un barrido de líneas y trazas sísmicas en toda el área de estudio.

En la Figura 5.6 y Figura 5.7, se muestra las líneas sísmicas interpretadas que pasan trasversal a las estructuras de las oportunidades exploratorias estudiadas, además se muestra las diferentes fallas interpretadas que definen su marco estructural. Adicionalmente se interpretan horizontes que servirán de base para conversión a profundidad de los horizontes interpretados.

La traza sísmica (Figura 5.6) que pasa por la oportunidad exploratoria, define la forma anticlinal de un bloque expulsado nucleado por sal tipo "pop-up" y delimitado por dos fallas inversas. En esta posición se espera corta el objetivo Cretácico Superior a una profundidad de 3590 mvbnm y el objetivo Jurásico Superior Kimmeridgiano a una profundidad de 4100 mvbnm.

Op. 2

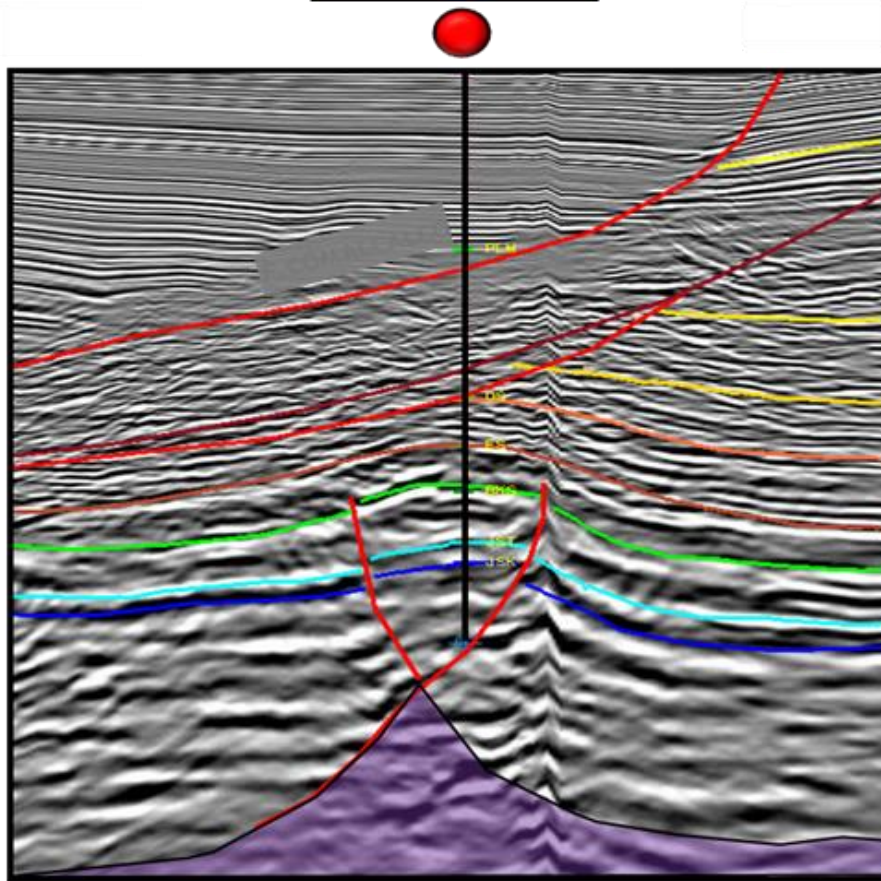


Figura 5.6. Interpretación de reflectores sísmicos, fallas y sal alóctona asociados a estructura de oportunidad exploratoria Op1. (PEMEX, 2013).

La estructura del Campo 5 es un pliegue de despegue nucleado por un cuerpo de sal, además está afectado por una falla inversa de alto ángulo hacia su flanco nororiental. La oportunidad exploratoria Op2 se encuentra en la culminación del bloque cabalgado de la estructura, cuyo eje principal está orientado NW-SE. En la Figura 5.7., se muestra una sección sísmica que corta perpendicularmente el eje de la estructura.

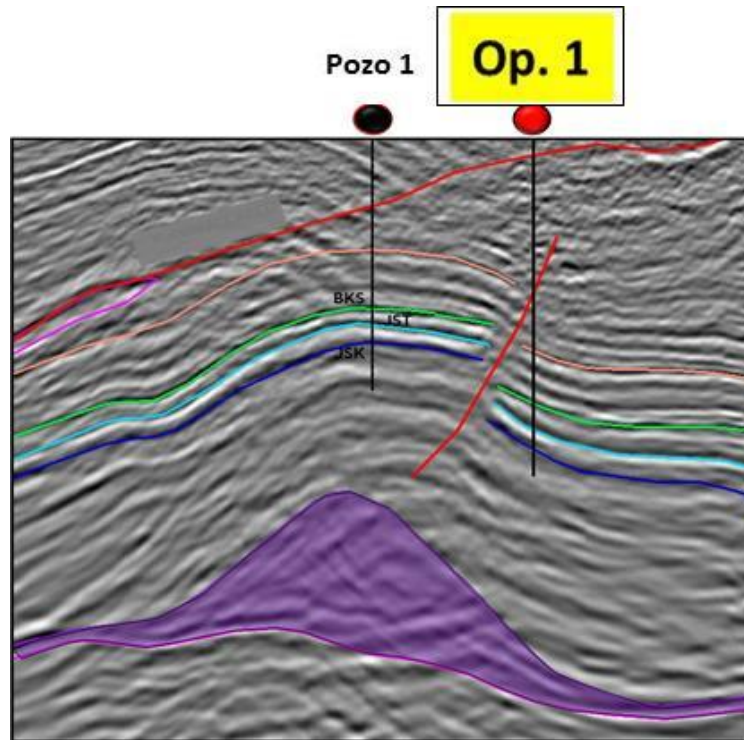


Figura 5.7. Interpretación de reflectores sísmicos, fallas y sal alóctona asociados a Estructura de oportunidad exploratoria Op2. (PEMEX, 2013).

Como resultado de la interpretación sísmica se obtuvieron las superficies a nivel de los objetivos Cretácico Superior y Jurásico Superior Kimmeridgiano, además del Jurásico Superior Tithoniano y Cima de sal alóctona. La Figura 5.8., representa la superficie interpolada del Jurásico Superior Kimmeridgiano.

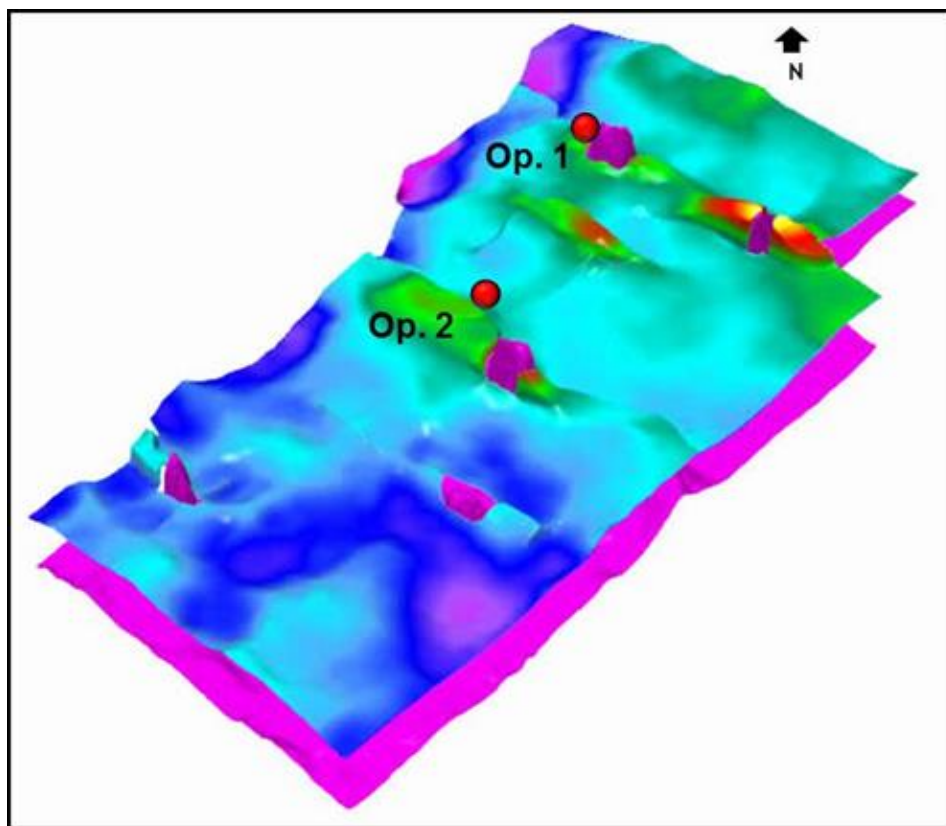


Figura 5.8. Superficie Jurásico Superior Kimmeridgiano. (PEMEX, 2013).

Para dar certidumbre y validez a la sísmica observada en profundidad, es necesario verificar la congruencia del modelo de velocidades de migración en profundidad con el modelo estructural, considerando las velocidades de los pozos e interpretación.

Cuando existen diferencias significativas en profundidad y/o velocidad entre la sísmica PSDM y los pozos, es necesario generar un nuevo modelo de velocidades, con el fin de ajustar el modelo estructural a los datos de pozos y colocar los reflectores sísmicos del PSDM en su verdadera posición y profundidad.

La Figura 5.9, muestra una línea sísmica aleatoria que ilustra la relación estructural existente entre el pozo 12, Pozo 11, la Op4, Pozo10, Pozo 6, Pozo 3, Pozo-7 y Pozo 8;

junto con las velocidades de intervalo producto del proceso de migración en profundidad. De acuerdo a esta sección, se puede ver claramente la diferencia que existe tanto en profundidad como en velocidad entre los marcadores de pozo y los horizontes objetivos del Cretácico Superior (KS) y Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK). Las diferencias en el área de estudio van desde unos cuantos metros hasta decenas de metros.

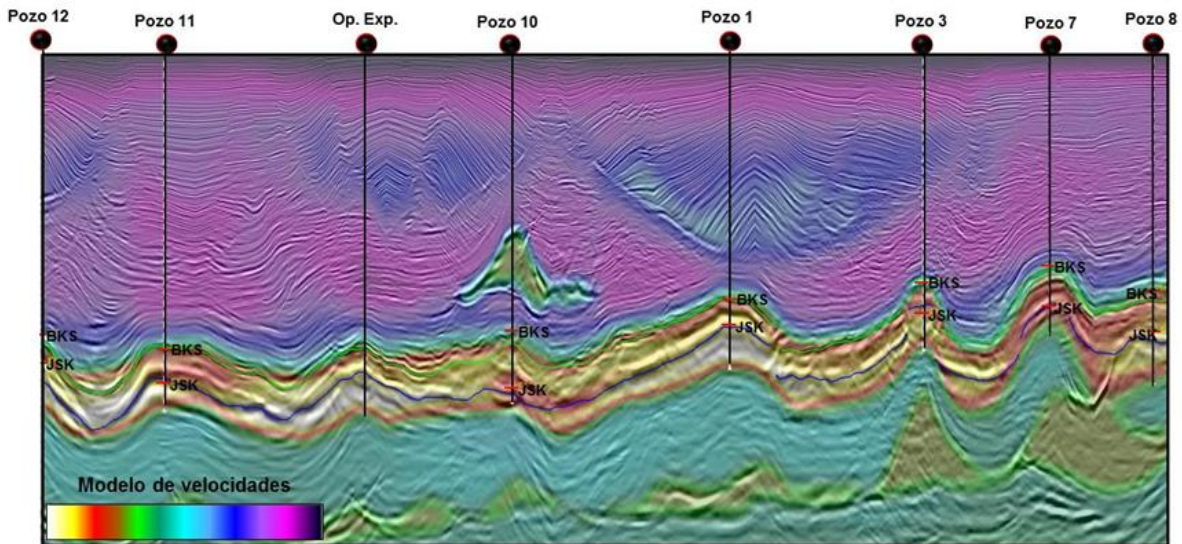


Figura 5.9. Sección de modelo de velocidad para migración en profundidad. (PEMEX, 2013).

Para crear el nuevo cubo de velocidad, con el cual se minimizan las diferencias entre las cimas de los pozos y la versión sísmica producto de la migración en profundidad, se emplean las funciones de velocidad de los pozos, horizontes objetivos, marcadores geológicos de pozo y cubo de velocidades de la migración en profundidad. El modelo de velocidad obtenido tiene implícito los ajustes de velocidad acordes al modelo estructural y geológico propuesto para el área de estudio. Con este nuevo cubo de velocidades de intervalo, se llevan nuevamente los datos sísmicos y horizontes al dominio de profundidad corregido.

En Figura 5.10, se muestra el modelo de velocidad calibrado con velocidades de migración y cimas geológicas de pozo.

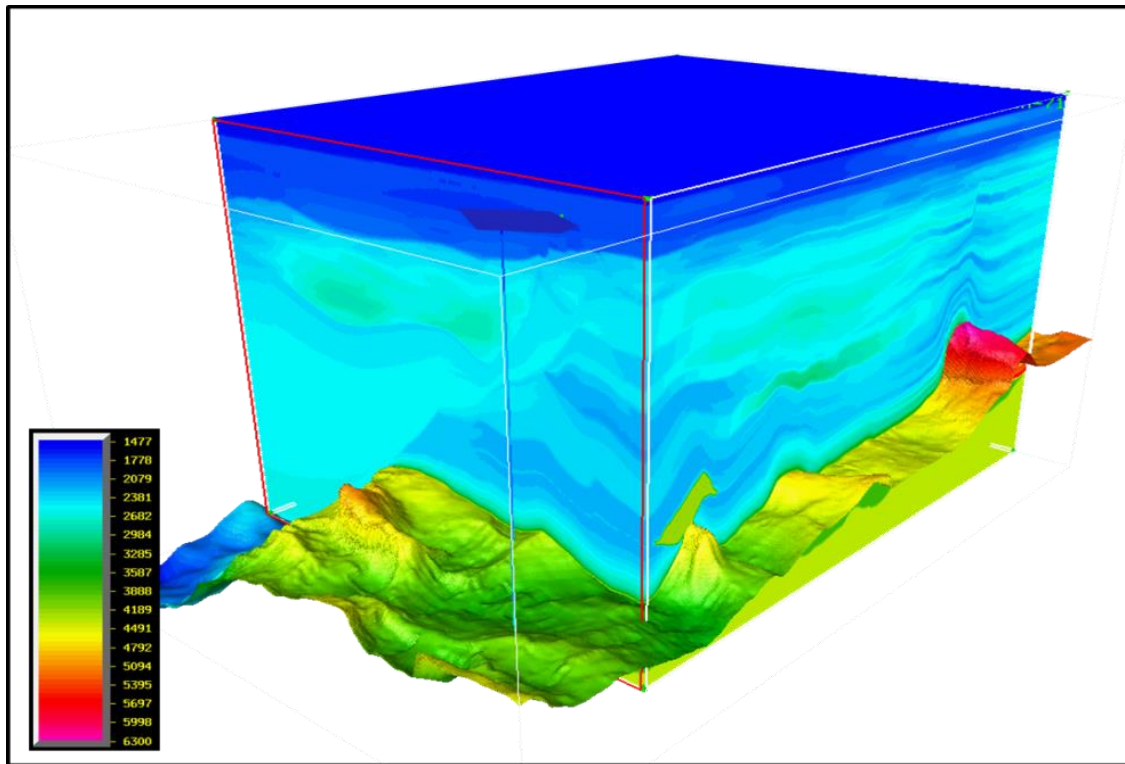


Figura 5.10. Modelo de velocidad calibrado con velocidades de migración y cimas geológicas de pozo. (PEMEX, 2013).

Una vez obtenido y validado el modelo de velocidades de intervalo para la conversión a profundidad, se generaron los mapas en profundidad de los objetivos Cretácico Superior y Jurásico Superior Kimmeridgiano, los cuales se muestran de la Figura 5.11 y Figura 5.12.

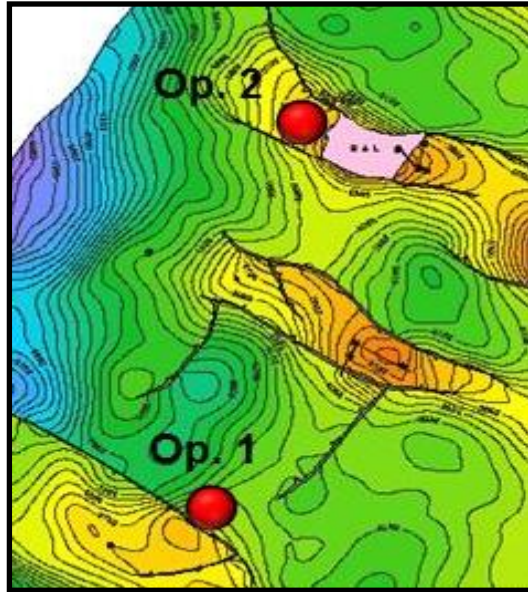


Figura 5.11. Mapa del Jurásico Superior Kimmeridgiano en profundidad. (PEMEX, 2013).

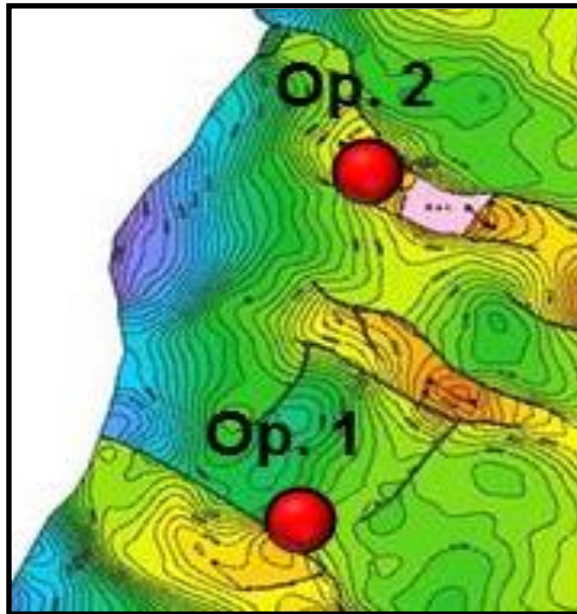


Figura 5.12. Mapa del Cretácico Superior en profundidad. (PEMEX, 2013).

Capítulo 6. Análisis de sello lateral y yuxtaposición.

Con el fin de evaluar la efectividad de sello lateral de las fallas que delimitan las estructuras de las oportunidades exploratorias Op1 y Op2, se construyó un modelo geológico-estructural 3D que representa sus estructuras geológicas y a partir de este un análisis de la efectividad de sello.

La construcción del modelo estructural 3D, se realizó a partir de la integración de la siguiente información:

Para la formación de la geometría de la trampa se utilizaron:

- Modelos de depositacional y facies sedimentarias obtenidas por los estudios de play para el mesozoico (Cretácico Superior y Jurásico Superior Kimmeridgiano).
- Marcas geológicas de las diferentes unidades de roca identificadas en los pozos.
- Horizontes y superficies del Cretácico Superior, Jurásico Superior Tithoniano, Jurásico Superior Kimmeridgiano y superficie cima de sal autóctona.
- Fallas interpretadas en el área de estudio.

Adicionalmente se utilizaron polígonos y segmentos de falla que definieron los cuerpos de sal asociado a los campos 3 y Campo 4. La información sísmica utilizada provino de la interpretación del volumen sísmico PSDM cubo1.

En la Figura 6.1, Figura 6.2 y Figura 6.3, se muestran la información geológica utilizada en la construcción de la geometría de la trampa en el modelo 3D.

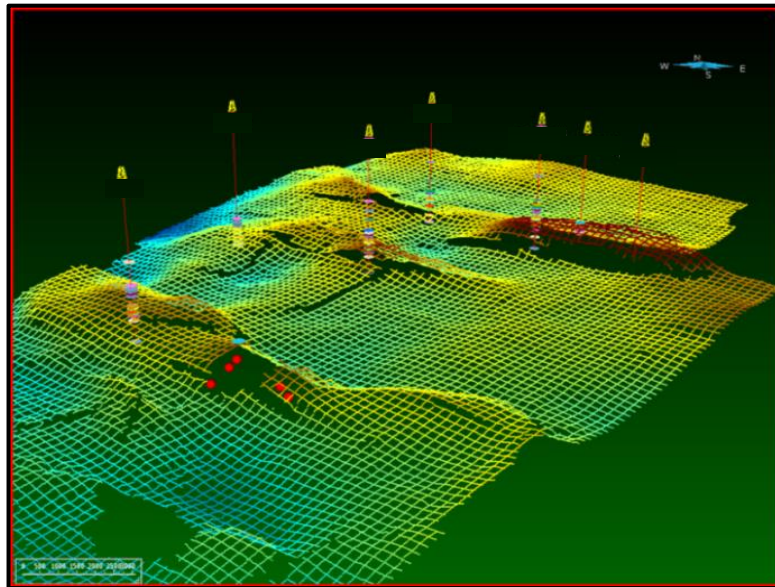


Figura 6.1. Área de 400 Km² horizontes y cimas geológicas. (PEMEX, 2013).

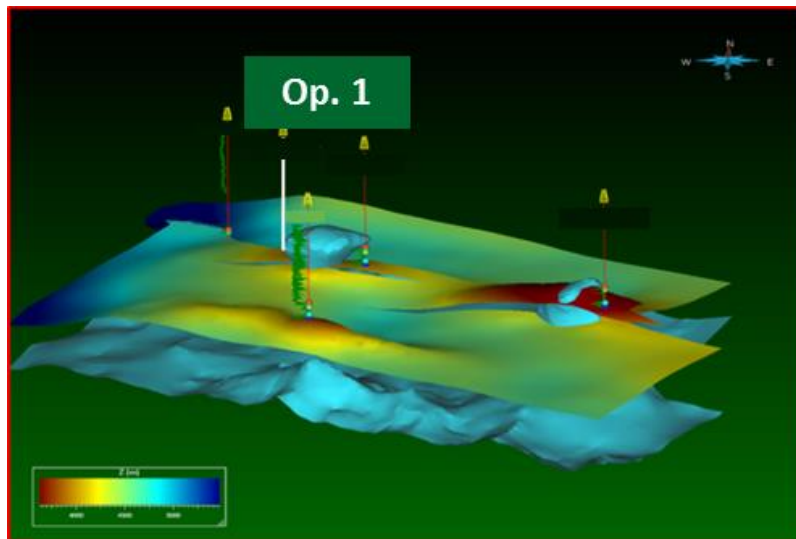


Figura 6.2. Pozos, horizontes y cimas geológicas. Op1. (PEMEX, 2013).

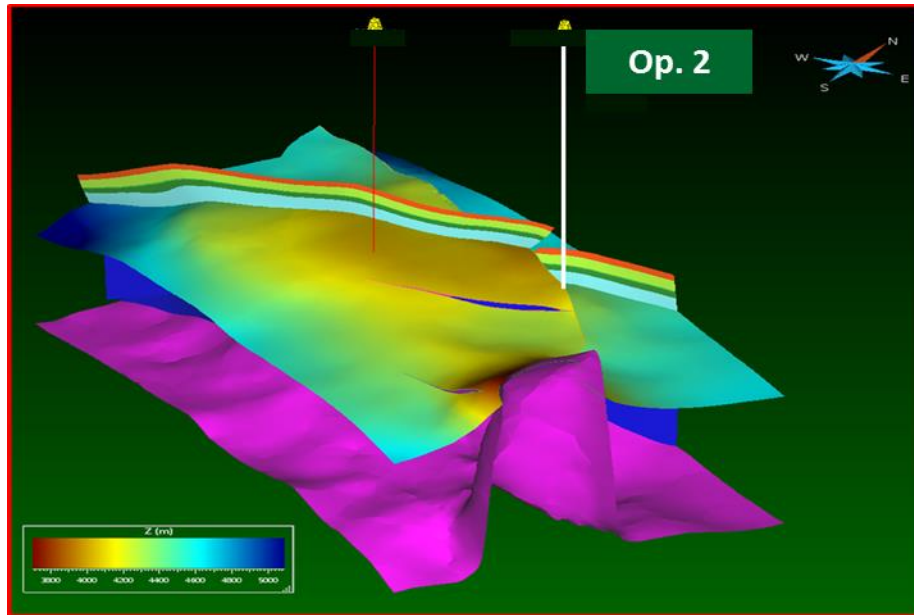


Figura 6.3. Pozos, horizontes y cimas geológicas. Op2 (PEMEX, 2013).

Para la discretización de la propiedad petrofísica de arcillosidad, análisis de sello y yuxtaposición, se requirió la siguiente información.

- Evaluación de la propiedad petrofísica de porosidad y (vshale) arcillosidad del Pozo 3, Pozo 2, Pozo 5, Pozo 6, Pozo 7, Pozo 8, Pozo 4 y Pozo 9.
- Atributos sísmicos para el Cretácico y Jurásico Superior Kimmeridgiano.
- Modelo sedimentario y de facies para el Cretácico y Jurásico Superior Kimmeridgiano.
- Algoritmo de Simulación de Gaussiana Secuencial (SGS).

Para el análisis de sello lateral se analizó la intersección entre dos o más planos de falla y distribución de la

propiedad de arcillosidad en el bloque alto y bajo y yuxtaposición de ambos bloques a lo largo de la falla. Adicionalmente se determinó un semáforo de yuxtaposición indicando el contacto entre zonas limpias sin arcilla, zona arcillosa vs zona limpia y ambas zonas arcillosas.

En la Figura 6.4, se muestra ejemplo de la evaluación petrofísica de un pozo, atributo sísmico y modelo de facies utilizada en la población de las propiedades petrofísicas para análisis de sello.

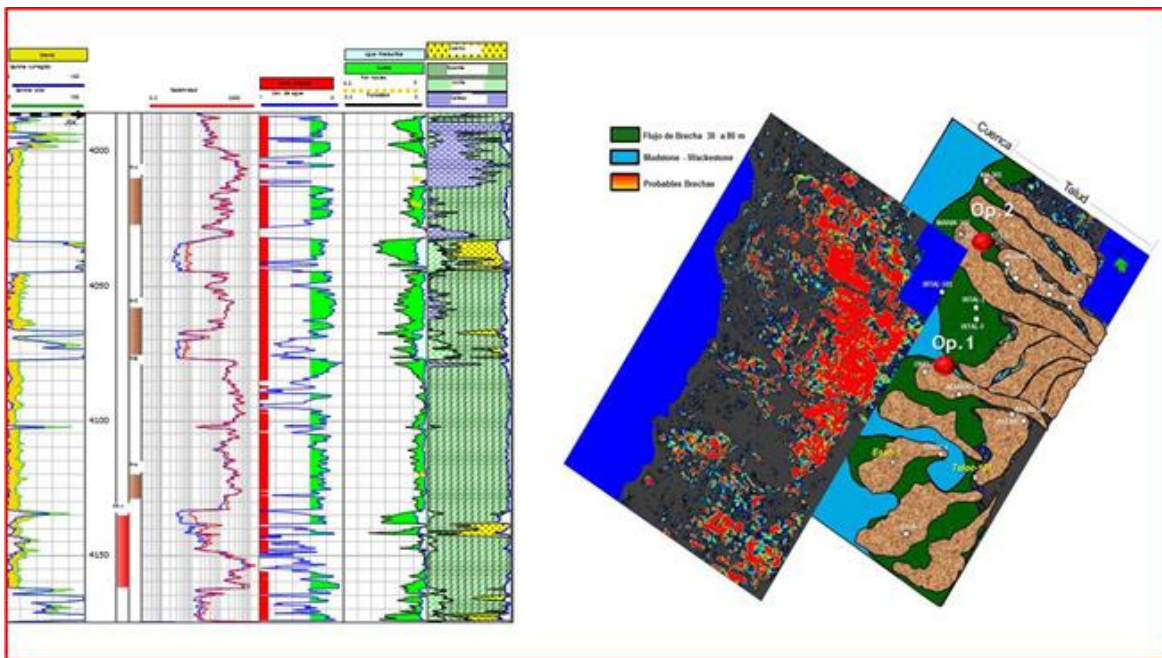


Figura 6.4. Evaluación petrofísica de pozo, atributo sísmico y modelo predictivo de flujos carbonatados. (PEMEX, 2013).

El sistema de interpretación utilizado para la construcción del modelo 3D y análisis de sello fue el software SKUA v. 2011.3 de la compañía Paradigm. Los módulos utilizados en el análisis de sello lateral y yuxtaposición del software SKUA son "Structural and stratigraphy", "Reservoir Data Analysis" y "Reservoir Properties".

Modelado y control estructural

Para definir el marco estructural se utilizaron los horizontes sísmicos del KS, JST, JSK y Cima de Sal Autóctona, polígonos de falla y segmentos de falla para el KS, JST, JSK.

Los cuerpos de sal asociado al Campo 3 y Campo 4, se definieron en forma particular mediante segmentos. La información sísmica utilizada provino del sistema de interpretación Seisworks de Landmark en el volumen sísmico PSDM cubo1.

En la Figura 6.5, y Figura 6.6, se muestra la información integrada que definió el modelo estructural 3D en el área de las oportunidades Op1 y Op2.

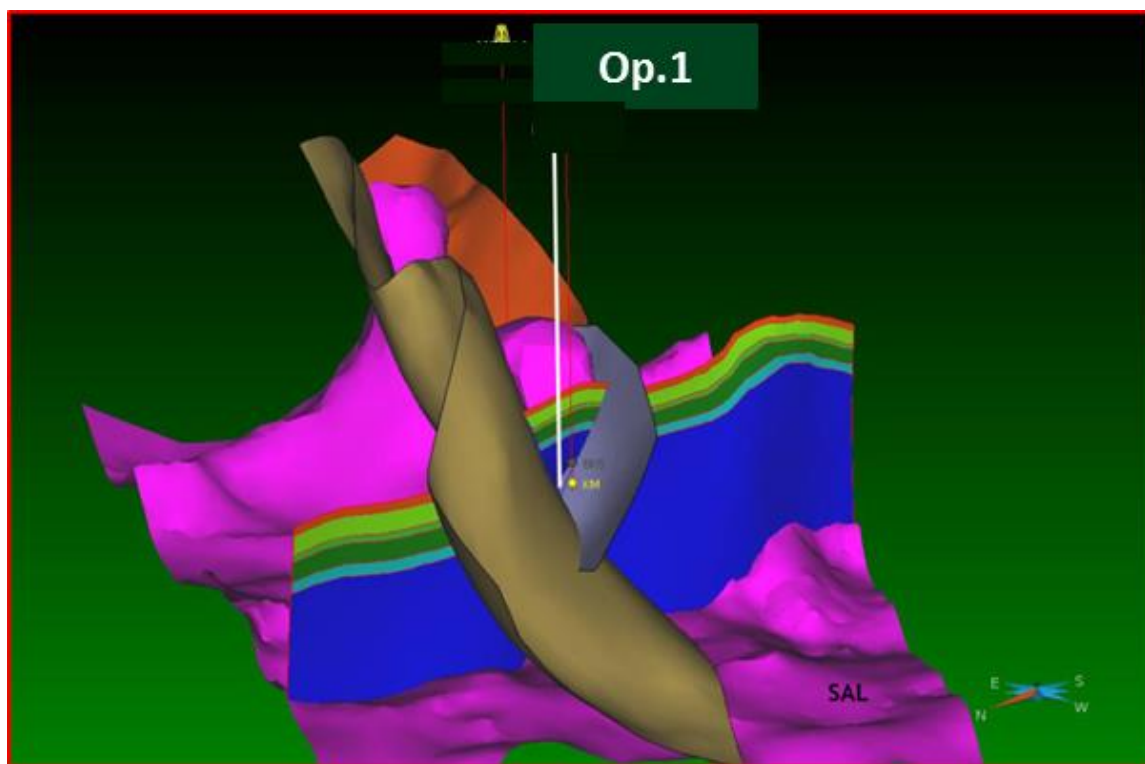


Figura 6.5. Pozos, horizontes y cimas geológicas. Op1. (PEMEX, 2013).

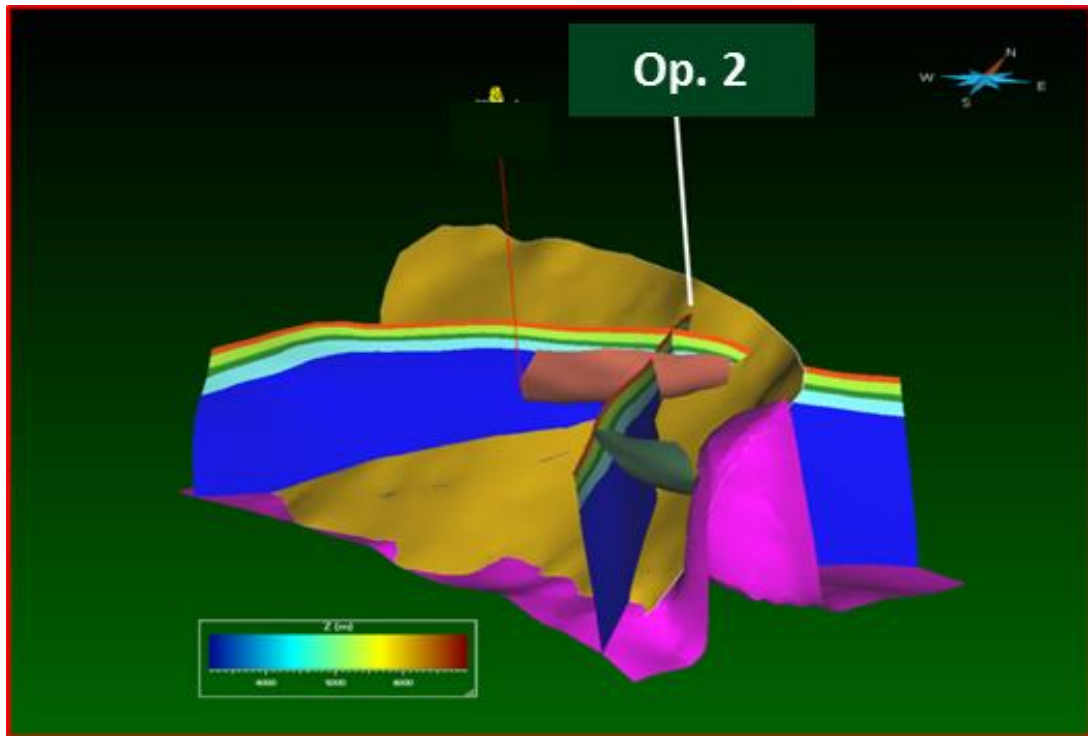


Figura 6.6. Pozos, horizontes y cimas geológicas. Op1 y Op2. (PEMEX, 2013).

La generación de las superficies del Paleoceno Superior, Cretácico (Albiano-Cenomaniano) y Cretácico Inferior, se realizaron tomando como referencia la superficie del Cretácico Superior, superficie del Jurásico Superior Tithoniano y cimas geológicas identificadas para estas edades en los pozos del área, Pozo 2- Pozo 6, Pozo 8, Pozo 4, Pozo 9 y Pozo 7. De esta forma, el modelo estructural 3D, abarca desde la cima del Paleoceno Superior hasta la cima de la base de la sal autóctona. En la Figura 6.6, Figura 6.7, Figura 6.8 y Figura 6.9, se muestran secciones estructurales mostrando las diferentes unidades que forman el modelo estructura en las áreas de las oportunidades exploratorias Op1 y Op2, así como los modelos estructurales 3D generados.

El sistema de fallas y cuerpos de sal, fue modelado en forma detallada por segmentos de falla y polígonos de falla. En la Figuras 6.6 y Figura 6.7, se aprecia los diferentes bloques asociados a las oportunidades exploratorias y saltos de falla para las diferentes unidades geológicas.

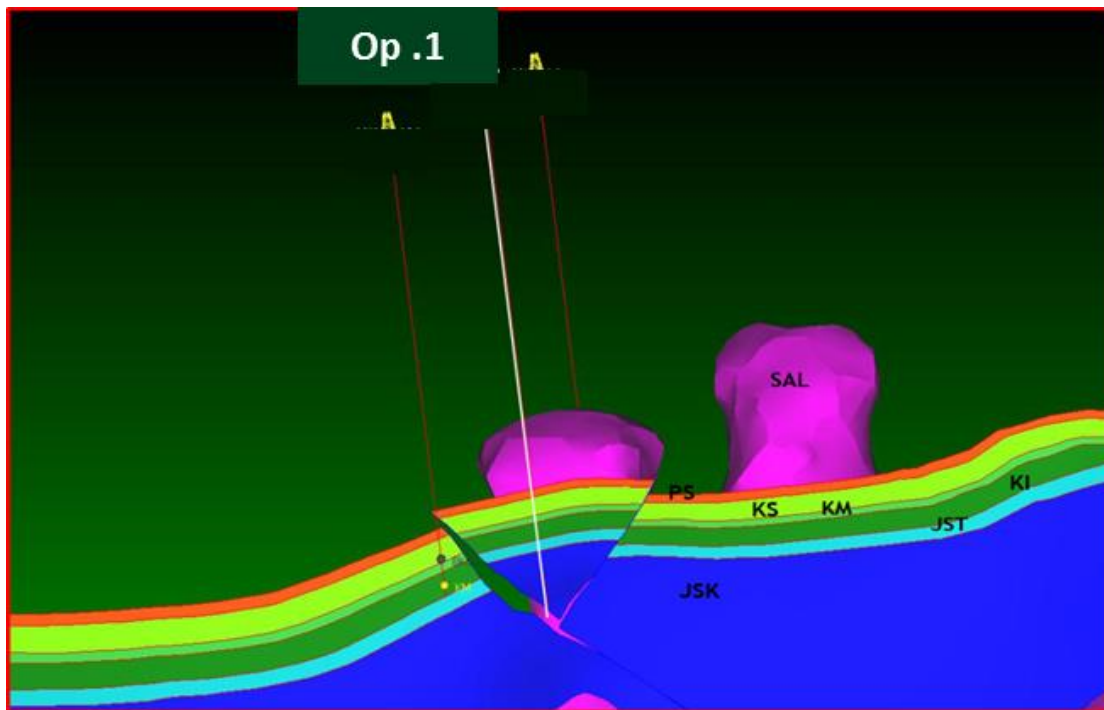


Figura 6.6. Sección estructural mostrando las diferentes unidades que forman el modelo estructura en Op1. (PEMEX, 2013).

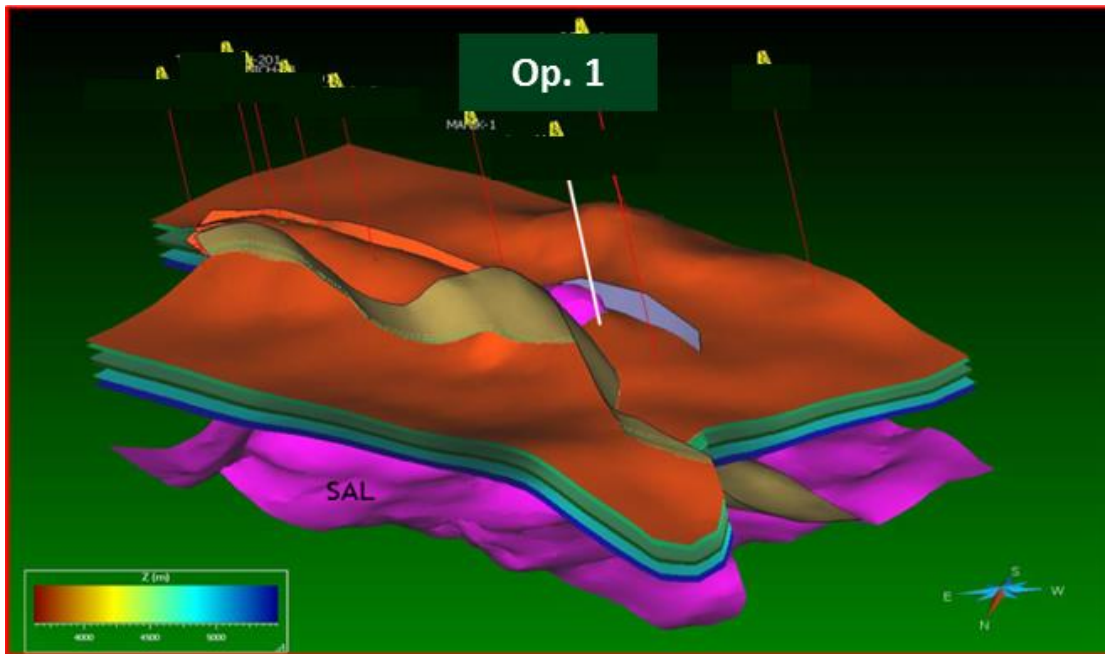


Figura 6.7, Modelo estructura en Op1. (PEMEX, 2013).

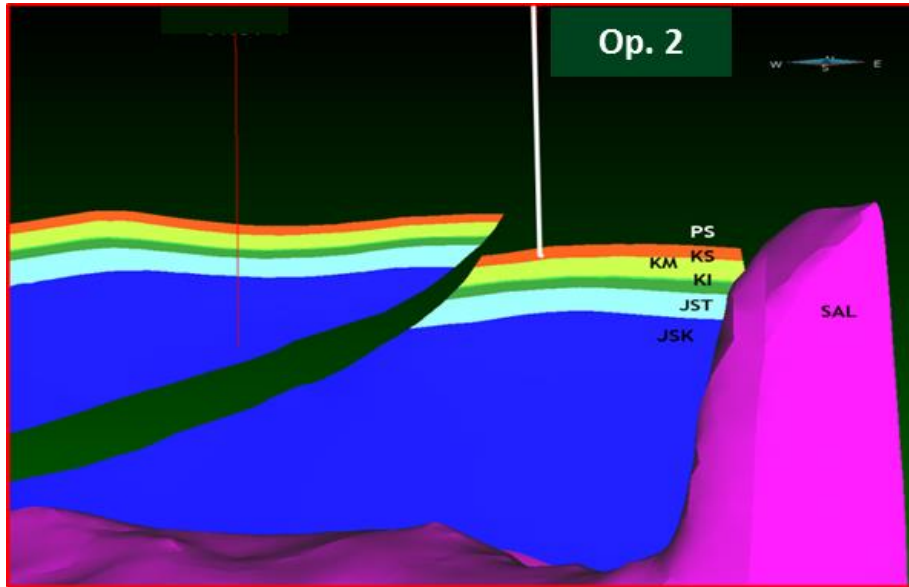


Figura 6.8. Sección estructural mostrando las diferentes unidades que forman el modelo estructura en Op2. (PEMEX, 2013).

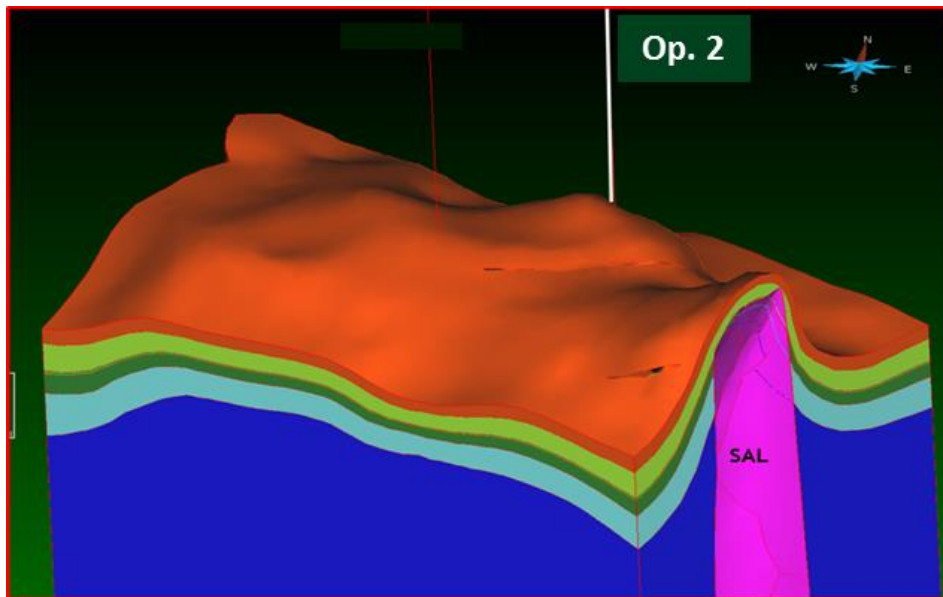


Figura 6.9, Modelo estructura en Op2. (PEMEX, 2013).

Malla estructural

Para la oportunidad Op1, se generó una malla "grid" en un área de 250 Km² la distribución de celdas en x, y, z fue de 406x423 x70. La malla fue la base sobre el cual se realizó la población de las propiedades petrofísicas. La distribución de las celdas fue ortogonal a las estructuras, tamaño de celda homogéneo y dirección preferencial a al eje de la estructura. El tamaño de las celdas fue de 50 x 50 metros ya que se requiere un modelo detallado por la complejidad estructural presente en la zona.

Para la oportunidad Op2, se generó una malla "grid" en un área de 40 Km² la distribución de celdas en x, y, z fue de 106x89 x205. La malla fue la base sobre el cual se realizó la población de las propiedades petrofísicas. La distribución de las celdas fue ortogonal a las estructuras, tamaño de celda homogéneo y dirección preferencial al eje de la estructura. El tamaño de las celdas fue de 50 x 50 metros ya que se requiere un modelo detallado por la complejidad estructural presente en la zona.

Para los modelos en sentido vertical se crearon capas o subdivisiones. Para el Paleoceno Superior se creó una sola capa, para el Cretácico Superior se crearon 10 capas con espesores de 16 m, para el Cretácico Albiano-Cenomaniano se crearon 10 capas con espesores de 34 m, para el Cretácico Inferior se crearon 10 capas con espesores de 37 m, para el Jurásico Superior Tithoniano se crearon 5 capas con espesores de 76 m y para el Jurásico Superior Kimmeridgiano se crearon 10 capas con espesores de 100 m.

Esta división en conjunto con las divisiones en la horizontal de la malla dio como resultado que el modelo para Op1, tenga 12,021660 celdas y el modelo de Op2, 1,933970 celdas. Para el caso del modelo del área, el espesor de las capas fue determinado tomando como base el registro Phie, mismo que a partir de las variaciones mostradas determina un promedio de cuantas capas representan lo mejor posible cada zona. En la Figuras 6.10 y Figura 6.11, se muestra el detalle de las mallas generadas para cada oportunidad exploratoria.

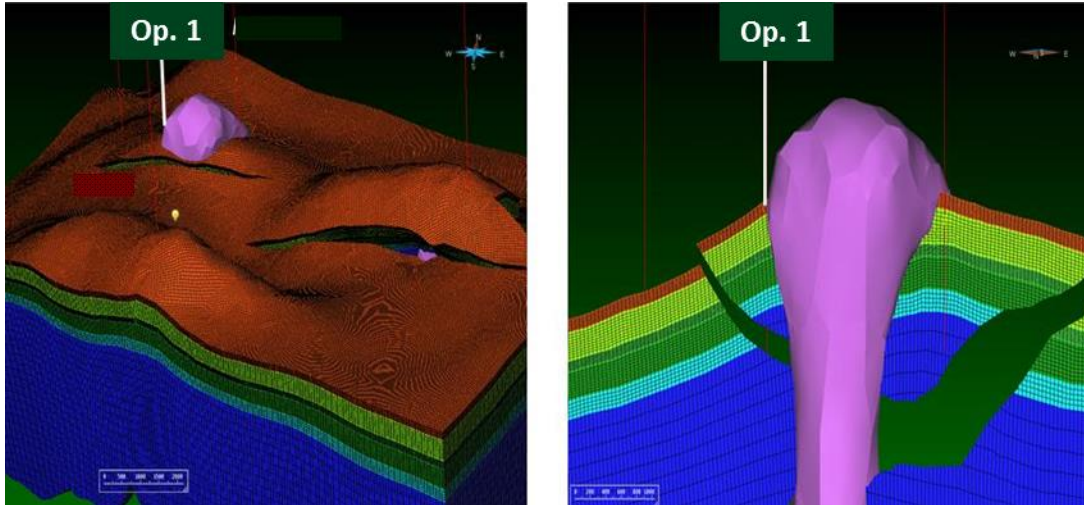


Figura 6.10. Malla para Op1. (PEMEX, 2013).

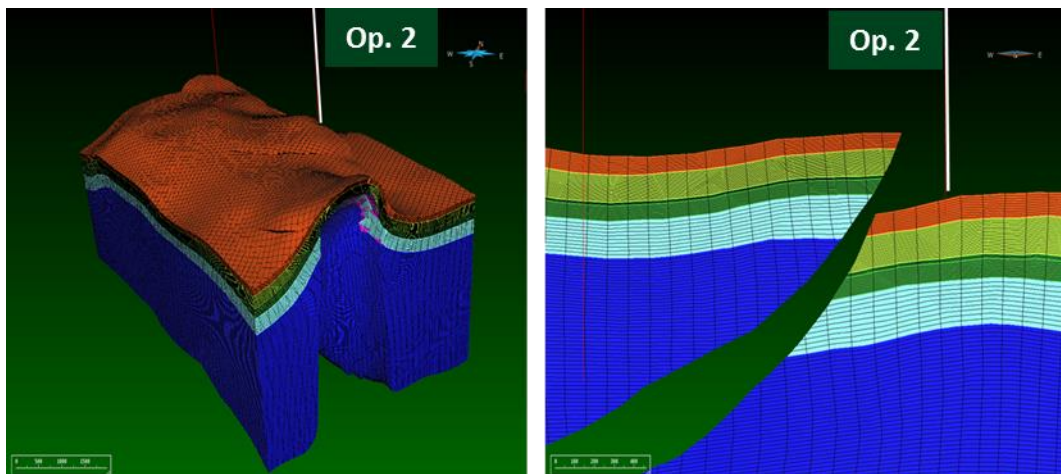


Figura 6.11. Malla para Op2. (PEMEX, 2013).

Modelado de propiedades

El modelado de las propiedades petrofísicas de porosidad efectiva (Phie) y arcillosidad (Vshale) fue realizado tomando las evaluaciones petrofísicas realizadas para los objetivos Cretácico y Jurásico Superior Kimmeridgiano del Pozo 3, Pozo5, Pozo 2, Pozo 6 y Pozo 4. Las propiedades petrofísicas de los pozos se propagaron hacia el resto del área involucrada en el estudio.

La porosidad y arcillosidad se remuestreó en sentido vertical a la resolución a la malla, es decir, se promedió el valor de los registros dentro del intervalo de profundidades en que atraviesan cada capa, este promedio ponderado por espesor es asignado a cada celda.

Posteriormente se realizó un análisis de los datos escalados en el que se buscó la normalización de los mismos. Una vez escalados los valores se determinaron los variogramas que guiaron la población de la propiedad en la malla en sentido vertical y areal.

Se utilizaron dos tipos de variogramas, uno en sentido vertical que respeta los datos del pozo y otro en sentido horizontal que se calculó considerando información de ambiente sedimentario, litología e información geológica del área y atributos sísmicos para el Cretácico y Jurásico Superior Kimmeridgiano.

La importancia del uso de los modelos sedimentarios y atributos, se debe a que las propiedades petrofísicas están altamente correlacionadas con el tipo de roca. Conocer la distribución de éstas dentro de la estructura del campo restringe o favorece la variabilidad de la porosidad y arcillosidad.

Para el modelado de propiedades petrofísicas, se utilizó el método de *Simulación Gaussiana Secuencial* (**SGS**). Este algoritmo secuencial respeta los datos de pozo, variogramas, y tendencias.

Para la población areal se tuvo como guía primaria de distribución el atributo sísmico y modelo de facies

sedimentarias para el área de estudio. Se realizaron 20 poblaciones de porosidad efectiva y arcillocidad, antes de obtener la que se consideró adecuada.

Posteriormente se obtuvo un promedio aritmético entre las poblaciones a fin de obtener un resultado poblado ponderado para porosidad y arcillocidad.

En la Figura 6.12, Figura 6.13, Figura 6.14, Figura 6.15, Figura 6.16 y Figura 6.17, se muestran los registros escalados de la porosidad y arcillocidad, además del resultado de la población de la propiedad de arcillocidad en el modelo de Op1 y Op2.

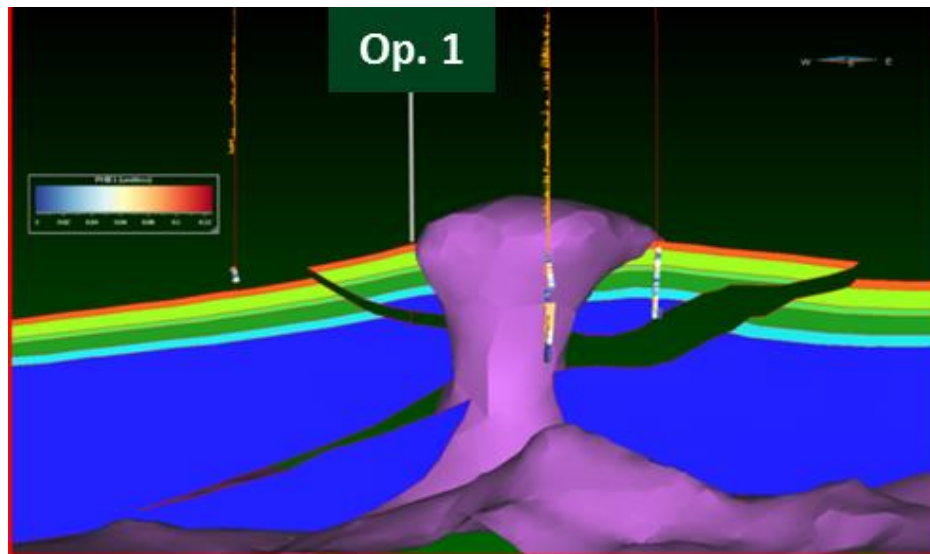


Figura 6.12, Registros escalados de la porosidad y arcillocidad en el modelo de Op1. (PEMEX, 2013).

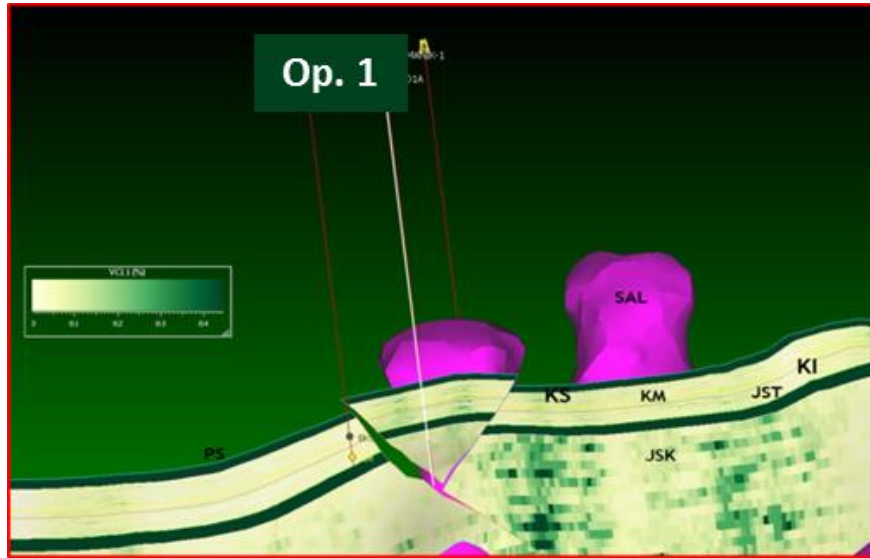


Figura 6.13. Sección mostrando resultado de la población de la propiedad de arcillosidad en el modelo de Op1. (PEMEX, 2013).

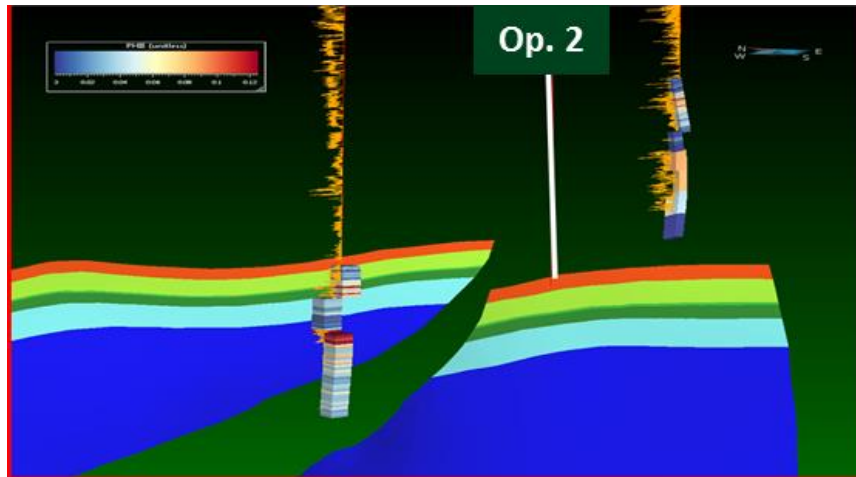


Figura 6.14, Registros escalados de la porosidad y arcillosidad en el modelo de Op2. (PEMEX, 2013).

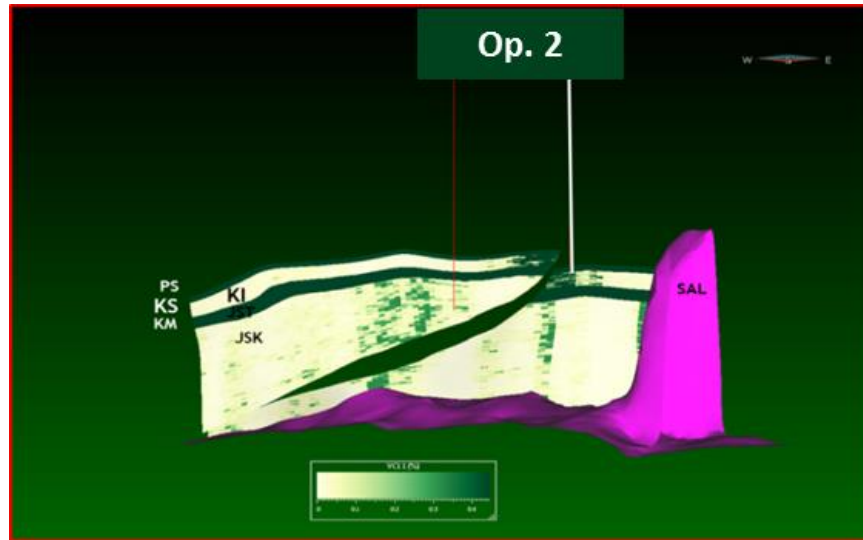


Figura 6.15. Sección mostrando resultado de la población de la propiedad de arcillosidad en el modelo de Op2. (PEMEX, 2013).

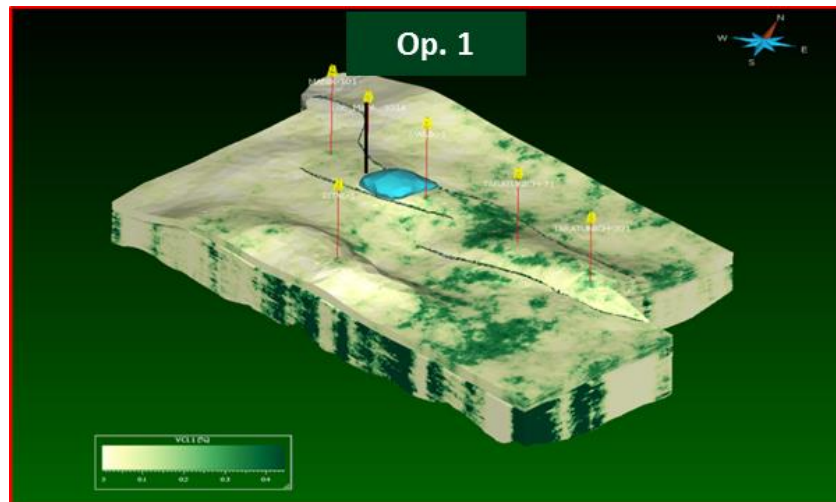


Figura 6.16. Modelo de población de la propiedad de arcillosidad en el modelo de Op1. (PEMEX, 2013).

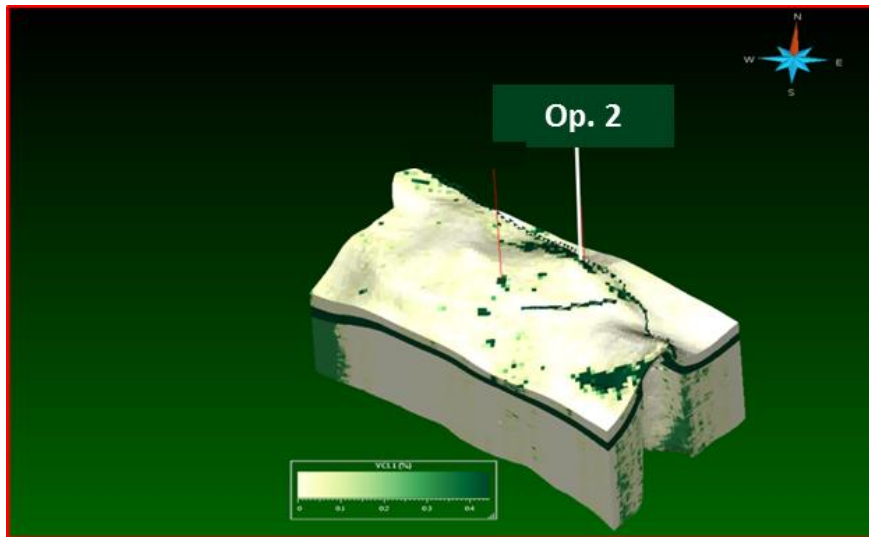


Figura 6.17. Modelo de población de la propiedad de arcillosidad en el modelo de Op2. (PEMEX, 2013).

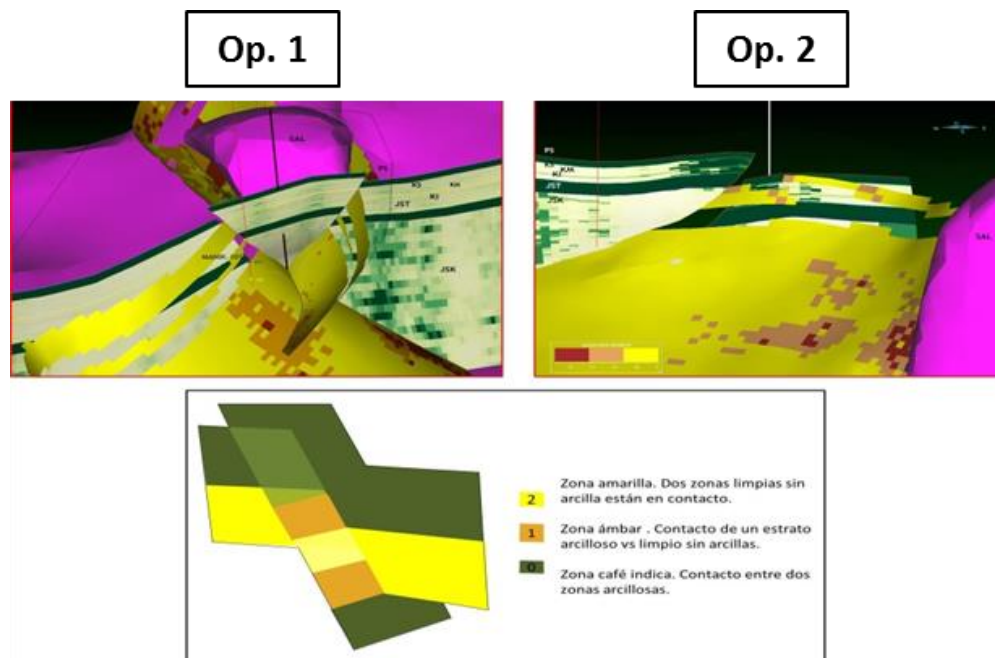
Análisis de fallas y sello.

Después de generar el modelo geológico 3D y realizar la distribución de arcillosidad, se realizó un análisis de yuxtaposición, con el cual se midió el grado en la cual una roca libre de arcilla esta yuxtapuesta sobre otra roca y su relación con su plano de falla.

Para analizar la composición de arcillosidad en el plano de falla que está en contacto con los bloques de las estructuras analizadas y predecir hasta qué punto la falla es sellante, se utilizó el algoritmo de SGR del software SKUA. La determinación de la propiedad a lo largo de la falla ayudo a determinar la extensión del plano de falla que es sellante, permitiéndonos predecir el comportamiento de los fluidos a nivel de yacimiento.

El comportamiento esperado es si la roca carbonatada libre de arcilla esta yuxtapuesta sobre una roca carbonatada con arcilla, la falla es considerada sello, cuando la roca carbonatada libre de arcilla esta yuxtapuesta sobre roca carbonatada libre de arcilla se determinara la composición de la zona de falla para determinar si es sellante la falla. En la Figuras 6.18, se muestran los modelos de yuxtaposición

para las oportunidades exploratorias y un modelo de semáforo indicado la relación entre zonas con contenido de arcilla.



Figuras 6.18. Modelos de yuxtaposición para las oportunidades exploratorias Op1 y Op2. Semáforo de yuxtaposición. (PEMEX, 2013).

La estructura de la oportunidad Op1 se encuentra delimitada por dos fallas al NE y SW, y por sal al SE. En el Cretácico Superior existe sello lateral ya que está en contacto con el Paleoceno, roca que por su composición se considera sello. El resto del Cretácico existe yuxtaposición. Para el Jurásico Superior Kimmeridgiano, en su parte culminante existe sello ya que está en contacto con el Jurásico Superior Tithoniano.

El espesor considerado como yacimiento para el Jurásico Superior Kimmeridgiano se considera puede ser favorable ya que existe una gran posibilidad de carga de hidrocarburos existiendo yuxtaposición del Tithoniano contra el Jurásico Superior Kimmeridgiano. El Pozo 2 es productor en Cretácico y Jurásico Superior Kimmeridgiano en el bloque colindante del otro lado de la sal, permitiendo un posible potencial de llenado a los bloques de interés Cretácico Superior y Jurásico Superior Kimmeridgiano

La yuxtaposición muestra como el objetivo Jurásico Superior Kimmeridgiano se encuentra en comunicación con el Tithoniano que estaría actuando como roca generadora y toda la secuencia superior como carga hacia este objetivo.

El Cretácico se encuentra yuxtaponiéndose consigo mismo a lo largo de toda la falla y por las relaciones que existen con el Tithoniano de cargar el área y por la evidencia que existen hidrocarburos en los carbonatos fracturados del Cretácico Superior - Albiano Cenomaniano y en la secuencia del tipo packestone-grainstone del JSK.

La parte culminante del Cretácico Superior y Jurásico Superior Kimmeridgiano serán las zonas más favorables a considerar como yacimiento.

El Cretácico Albiano-Cenomaniano y Cretácico Inferior son las zonas con mayor riesgo, ya que la yuxtaposición que existe entre este tipo de roca permite un libre flujo de agua el cual podría extenderse al resto de la estructura.

Con lo que respecta al sello Superior de la secuencia cretácica, lo constituyen las litofacies de lutitas calcáreas bentoníticas e intercalaciones de caliza arcillosa del Paleoceno.

En la Figura 6.19 se muestra el modelo de yuxtaposición para la estructura de la Op1.

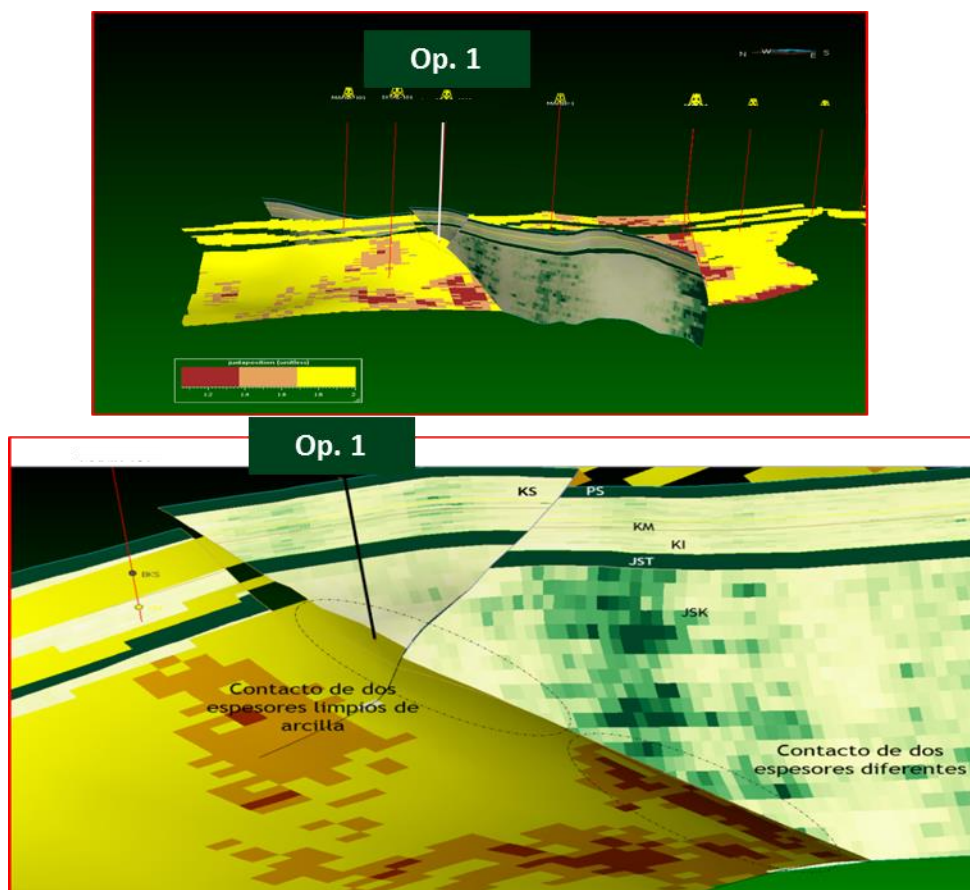


Figura 6.19. Modelo de yuxtaposición para la estructura de Op1. (PEMEX, 2013).

La estructura del Campo 5, corresponde a un pliegue de despegue nucleado por sal y afectada por una falla inversa de alto ángulo hacia su flanco nororiental. La oportunidad exploratoria Op2 se encuentra en la culminación del bloque cabalgado de la estructura. Dado que la estructura Campo 5 constituye un pliegue de despegue dependiente de una falla inversa, el sello lateral es un factor de riesgo geológico en los objetivos de esta oportunidad exploratoria.

El análisis de yuxtaposición para los objetivos Cretácico y Jurásico Superior Kimmeridgiano, muestra que existe únicamente yuxtaposición consigo mismo a nivel Jurásico

Superior Kimmeridgiano lo largo de toda la falla, lo cual implica comunicación entre los bloques yuxtapuestos. Para el Cretácico, el salto de falla es mayor al espesor del objetivo, por lo que no existe yuxtaposición de este consigo mismo.

Para la oportunidad Op2, la parte culminante del Cretácico Superior existe sello lateral ya que está en contacto con el Jurásico Superior Tithoniano y el modelado pronostica arcillosidad en esta zona. El resto del Cretácico está en yuxtaposición con el Jurásico Superior Kimmeridgiano. Las condiciones de sello y yuxtaposición existentes, hacen que para el Cretácico Superior existan condiciones favorables de presentar yacimiento de hidrocarburos. Para la parte culminante del Jurásico Superior Kimmeridgiano, la yuxtaposición con el Jurásico Superior Kimmeridgiano de la estructura del Campo 5, hace que su condición de yacimiento presente riesgo ya que el nivel de agua del campo 5, podría estar comunicado con la estructura Op2. En la Figura 6.20 se muestra el modelo de yuxtaposición para la estructura de Op2.

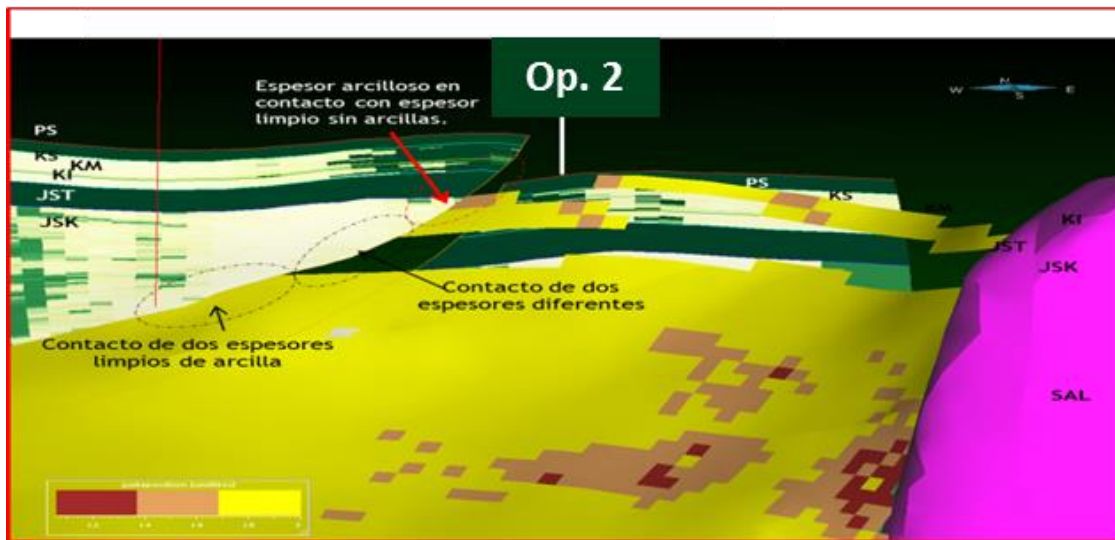
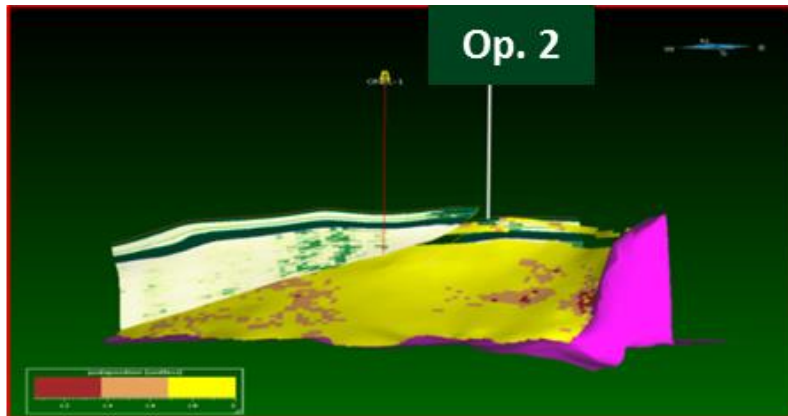


Figura 6.20. Modelo de yuxtaposición para la estructura de Op2. (PEMEX, 2013).

Capitulo7. Estimación de recursos y probabilidad de Éxito Geológico.

La recursos prospectivos y probabilidad geológica de las oportunidades exploratorias Op1 y Op2, se realizó con la herramienta que utiliza regularmente PEMEX Exploración y Producción, Cédula de Evaluación y Registro de Oportunidad Exploratoria.

Los parámetros para el cálculo de recursos prospectivos tanto para el Cretácico como para el Jurásico Superior Kimmeridgiano son área, espesor, relación Neto/Bruto, porosidad, riqueza volumétrica, saturación de hidrocarburos, factor de volumen y factor de recuperación. El recurso determinado está dado por la relación:

$$\text{Recursos} = \text{Área} \times \text{Espesor} \times N/G \times PHI \times So \times 1/Bo \times FR$$

El cálculo del recurso es realizado mediante simulación Montecarlo, obteniendo una distribución de recursos para cada variable involucrada de P1 (probabilidad máxima posible) a P99 (probabilidad tan pequeña como pudiera ser), además de valores en la media.

Los recursos prospectivos determinados, están asociados a una probabilidad de éxito geológico y comercial es decir, a la probabilidad de encontrar producción de hidrocarburos capaces de generar un flujo estabilizado y medible en pruebas asociadas al tamaño del recurso prospectivo y que permita un desarrollo comercial. Los elementos del sistema petrolero involucrados en la determinación de la probabilidad geológica (Pg) son; Trampa, Sello, Roca Almacén, Roca generadora y Sincronía y migración, son los asociados a la probabilidad de éxito geológico y un tamaño mínimo de campo está asociado a un éxito comercial.

El volumen total de la oportunidad exploratoria, es la combinación de sus dos objetivos (Cretácico y Jurásico Superior Kimmeridgiano), por lo cual, se considera un proceso

de cálculo multizonas (proceso para evaluar oportunidades multiobjetivos), relación de dependencias entre objetivos.

Para Op1 y Op2 se consideró que para la trampa, el objetivo Cretácico y Jurásico son dependientes, para la roca almacén el Cretácico y Jurásico son independientes; para el sello el Cretácico y Jurásico son independientes, para la roca generadora el Cretácico y Jurásico son dependientes y para sincronía y migración el Cretácico y Jurásico son dependientes. Adicionalmente se consideran los datos de campo análogo geológico, con el fin de evaluar la congruencia de la información y como referencia en la riqueza volumétrica para objetivos carbonatados con porosidad secundaria.

Para la oportunidad exploratoria Op2, el cálculo de la volumetría, el área P1 considerada para el objetivo Cretácico está limitada por la cota de 4150 m, la distribución de espesores neto se obtuvo a partir de la relación de espesor neto de los Campo 5, campo 6, Campo 1, campo 7, Campo 4 y Campo 3, cercanos al área de estudio.

Para el objetivo Cretácico, los valores utilizados de riqueza volumétrica son los de los campos que producen aceite ligero en facies similares a las que se esperan encontrar en esta oportunidad exploratoria; para el Cretácico en la Op2, se utilizó la riqueza del Campo 3.

Para el objetivo Jurásico, el área P1 está limitada por la cota de 4650m. La distribución de espesores se obtuvo a partir de la relación de espesor neto del Campo 5, Campo8, Campo 9, Campo 10 y Campo 3, cercanos al área de estudio.

De acuerdo al análisis geoquímico, en la evaluación volumétrica se consideró aceite ligero como principal tipo de hidrocarburos. Para ambos objetivos, el campo análogo tanto de producción como geológico es el Campo 5.

En la Figura 7.1 se muestran los parámetros de evaluación para los objetivos Cretácico y Jurásico Superior Kimmeridgiano para la oportunidad exploratoria Op2.

Cretácico		
Área (km²)		
P90	Media	P10
1.6	2.4	3.4
Espesor Neto (m)		
P90	Media	P10
40	86	148
Riqueza Volumétrica (Barriles/km²-m)		
P90	Media	P10
150000	223000	310000
Factor de Recuperación %		
P90	Media	P10
20	29	40
Relación Gas - Aceite (m3g/m3a)		
140		

Jurásico		
Área (km²)		
P90	Media	P10
1.6	3.4	5.8
Espesor Neto		
P90	Media	P10
50	84	127
Porosidad %		
P90	Media	P10
6	9	12
Saturación de Hidrocarburos %		
P90	Media	P10
8	82	85
Factor de Volumen (m3CY/m3CA)		
P90	Media	P10
1.4	1.6	1.8
Factor de Recuperación %		
P90	Media	P10
25	32	40
Relación Gas - Aceite (m3g/m3a)		
350		

Figura 7.1. Parámetro de evaluación volumétrica Op2. (PEMEX, 2013).

Para la evaluación del riesgo geológico se consideraron los resultados de los análisis realizados a los elementos del sistema petrolero, así como los antecedentes exploratorios del área, determinándose que el elemento principal de riesgo para el objetivo Cretácico y Jurásico es el sello.

En la Figura 7.2, se muestran las probabilidades de éxito geológico de los elementos del sistema petrolero para los objetivos Cretácico y Jurásico Superior Kimmeridgiano para la oportunidad exploratoria Op2.

Probabilidad de éxito geológico		
Elemento del sistema petrolero	Cretácico	Jurásico Superior Kimmeridgiano
Trampa	0.8	0.8
Sello	0.75	0.8
Roca almacén	0.9	0.9
Roca generadora	1	1
Sincronía y migración	1	1
Pg	0.54	0.58

Figura 7.2. Probabilidad de éxito geológico Op2. (PEMEX, 2013).

La distribución de los recursos prospectivos considerando los dos objetivos en la media es de 42 MMBPCE, con una probabilidad de éxito geológico del 73% y un éxito comercial considerando un tamaño mínimo de campo de 12 MMBPCE de 64%. La Figura 7.3 muestra la distribución de recursos prospectivos P90, P10 y la media para Op2.

Recursos Prospectivos (MMBPCE)		
P90	Media	P10
10	42	85

Figura 7.3. Recursos prospectivos Op2. (PEMEX, 2013).

Para la oportunidad exploratoria Op1, el cálculo de la volumetría es considerando un área P1 para el objetivo Cretácico limitada por la cota de 3720m.

La distribución de espesores neto se obtuvo a partir de la relación de espesor neto del Campo 5, campo 6, Campo 1, Campo 7, Campo 4 y Campo 3.

Para el objetivo Jurásico, el área P1 está limitada por la cota de 4200m. La distribución de espesores se obtuvo a partir de la relación de espesor neto del Campo 5, Campo 8, Campo 9, Campo 10 y Campo 3.

Los valores utilizados de riqueza volumétrica son los de los campos que producen aceite ligero en facies similares a las que se esperan encontrar en esta oportunidad exploratoria, Para el Cretácico en Op1. se utilizó la riqueza del Campo 3.

En la Figura 7.4, se muestran los parámetros de evaluación para los objetivos Cretácico y Jurásico Superior Kimmeridgiano para la oportunidad exploratoria Op1.

Cretácico			Jurásico		
Área (km²)			Área (km²)		
P90	Media	P10	P90	Media	P10
1.3	2	2.8	1.2	1.5	1.9
Espesor Neto (m)			Espesor Neto		
P90	Media	P10	P90	Media	P10
100	128	160	80	150	242
Riqueza Volumétrica (Barriles/km²-m)			Porosidad %		
P90	Media	P10	P90	Media	P10
150000	223000	310000	4	6	9
Factor de Recuperación %			Saturación de Hidrocarburos %		
P90	Media	P10	P90	Media	P10
23	28	34	75	78	82
Relación Gas - Aceite (m3g/m3a)			Factor de Volumen (m3CY/m3CA)		
110			P90	Media	P10
			1.45	1.47	1.5
			Factor de Recuperación %		
			P90	Media	P10
			24	29	35
			Relación Gas - Aceite (m3g/m3a)		
			220		

Figura 7.4. Parámetro de evaluación volumétrica Op2. (PEMEX, 2013).

Para la evaluación del riesgo geológico se consideraron los resultados de los análisis realizados a los elementos del sistema petrolero, así como los antecedentes exploratorios del área, determinándose que el elemento principal de riesgo

para el objetivo Cretácico es la roca almacén y para el Jurásico el sello.

En la Figura 7.5, se muestran las probabilidades de éxito geológico de los elementos del sistema petrolero para los objetivos Cretácico y Jurásico Superior Kimmeridgiano para la oportunidad exploratoria Op1.

Probabilidad de éxito geológico		
Elemento del sistema petrolero	Cretácico	Jurásico Superior Kimmeridgiano
Trampa	0.95	0.95
Sello	0.8	0.8
Roca almacén	0.8	0.85
Roca generadora	1	1
Sincronía y migración	0.9	0.9
Pg	0.55	0.58

Figura 7.5. Probabilidad de éxito geológico Op1. (PEMEX, 2013).

De acuerdo al análisis geoquímico, en la evaluación volumétrica se consideró aceite ligero como principal tipo de hidrocarburos. Para ambos objetivos, el campo análogo tanto de producción como geológico es el Campo 3.

La distribución de los recursos prospectivos considerando los dos objetivos en la media es de 23 MMBPCE, con una probabilidad de éxito geológico del 76% y un éxito comercial considerando un tamaño mínimo de campo de 12 MMBPCE de 61%. La Figura 7.6, muestra la distribución de recursos prospectivos P90, P10 y la media para Op1.

Recursos Prospectivos (MMBPCE)		
P90	Media	P10
9	23	40

*Figura 7.6. Recursos prospectivos Op1.
(PEMEX, 2013).*

Evaluación Económica

Para evaluar el potencial económico de las oportunidades exploratorias Op1 y Op2, se determinará si las oportunidades exploratorias generarán flujo de efectivo positivo.

El método de estimación del valor económico de las oportunidades exploratorias fue mediante el análisis de su flujo de efectivo, considerando sus costos de operación e inversiones.

Los indicadores económicos que muestran el valor económico en función del flujo de efectivo son VME (valor monetario esperado), Valor presente de la Inversión (VPI) e Indicador de rentabilidad (VME/VPI). Los indicadores económicos fueron calculados empleando la herramienta que regularmente utiliza PEMEX Exploración y Producción denominada MODEX.

Los insumos requeridos para el cálculo de los indicadores económicos, son Gasto inicial (gasto del pozo una vez puesto en producción). Declinación (descenso en la producción como consecuencia de una disminución de presión del yacimiento por vaciamiento del yacimiento).

Radio de Drene (distancia desde que se tiene flujo de fluidos del pozo). Factor de recuperación, proporción de aceite que es recuperable.

Los costos considerados son el de perforación y terminación del pozo exploratorio, costos de información geológica y geofísica para soportar la ubicación del pozo (sísmica y estudios geológicos) e infraestructura de desarrollo asociada.

El método de cálculo del Valor Monetario Esperado es el método probabilístico Montecarlo tomando en consideración la distribución probabilística de los parámetros de flujo de efectivo, producción, precios de hidrocarburos, costos de operación y costos de inversión.

El valor monetario esperado es determinado mediante la relación

$$VME = VF / (1+r)^t$$

VF = Valor futuro

VME= Valor monetario esperado

r = Tasa de retorno (%)

t = Número de periodos

El precio del hidrocarburo utilizado es el de aceite ligero a 96 dólares/barril, una tasa de descuento de 12 %, paridad 12.90 pesos/dólar y plan de desarrollo de 3 años. En la Figura 7.7, se muestran los indicadores económicos obtenidos mediante simulación Montecarlo en su media.

Indicador económico	Unidad	OP.1	OP.2
VME	mmpesos	6,769	13,993
VPI	mmpesos	3,172	2,751
VME/VPI	pesos/pesos	2.1	5
Recurso prospectivo	mmbpce	23	42

Figura 7.7 Indicadores económicos de Op1 y Op2. (PEMEX, 2013).

En base a los indicadores económicos se construyó una gráfica para comparar las Op1 y Op2 (Figura 7.8), en la que se considera:

- La rentabilidad (VME/VPI), en el eje X, representa la maximización del valor económico.
- El Valor monetario Esperado (VME), en el eje Y, se relaciona directamente con el volumen y tipos de hidrocarburos que se esperan descubrir y producir, representa el valor económico de la oportunidad.
- Los recursos prospectivos a incorporar, en mmbpce, son representados por el tamaño de la burbuja.

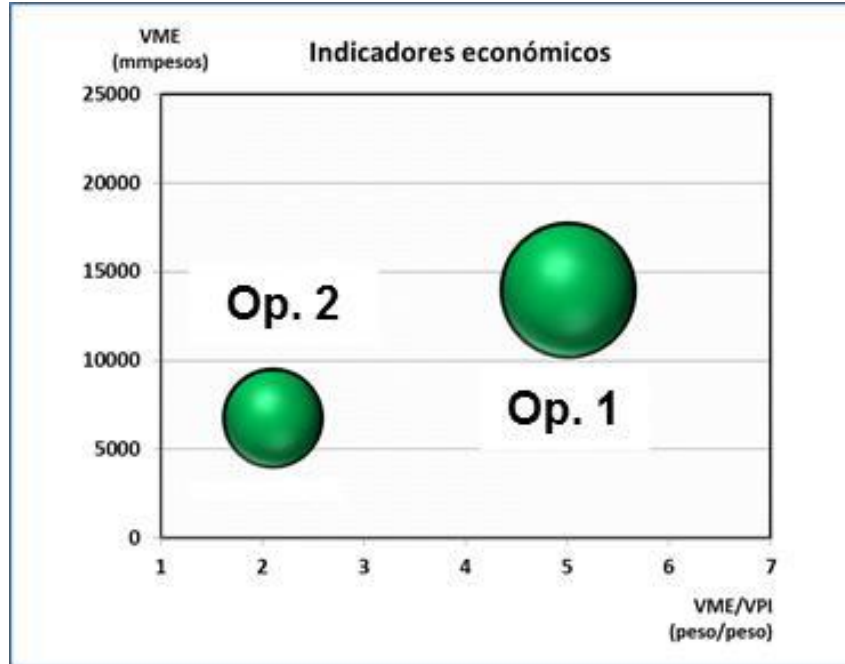


Figura 7.8. Gráfica de comparación. (PEMEX, 2013).

De acuerdo a los indicadores de económicos calculados, considerando un tamaño mínimo comercial en el área para oportunidades exploratorias de 12 MMBPCE, y teniendo en cuenta el bajo riesgo geológico (Pg promedio de 70%), las oportunidades estudiadas permitirán en el caso de encontrar hidrocarburos ser comercialmente rentables e incrementar la producción de aceites ligeros con mucha rapidez, ya que se encuentran en zonas con infraestructura que les permitirán cumplir un plan de desarrollo a corto plazo.

Conclusiones.

El objetivo de evaluar las oportunidades exploratorias Op1 y Op2 es incorporar acumulación comercial de hidrocarburos de aceite ligero en rocas del Cretácico y Jurásico Superior Kimmeridgiano.

La geometría de la trampa de la oportunidad exploratoria Op1 es del tipo pliegue anticlinal, nucleado por un cuerpo de sal. La oportunidad exploratoria Op2, se encuentra localizada en su parte superior del bloque cabalgado.

La roca generadora es de edad Tithoniano para los objetivos Cretácico y Jurásico Superior Kimmeridgiano, es decir para las dos oportunidades exploratorias.

La roca almacenadora para el objetivo Jurásico Superior (Kimmeridgiano) de las dos oportunidades exploratorias, se espera esté constituida por facies de bancos oolíticos en un paleo-ambiente de rampa interna.

La roca almacén para el objetivo Cretácico Albiano-Cenomaniano y Cretácico Inferior de las dos oportunidades exploratorias se espera esté constituida por dolomías formadas en un ambiente de talud y cuenca. Para el objetivo Cretácico Superior se esperan brechas sedimentarias de talud para las dos oportunidades exploratorias.

El sello vertical para las facies almacenadoras del Jurásico Superior (Kimmeridgiano), de las dos oportunidades exploratorias lo constituyen los depósitos arcillosos del Tithoniano.

El sello vertical para el Objetivo Cretácico Superior son las facies arcillosas del Paleoceno.

El sello vertical para las facies almacenadoras del Cretácico Inferior y Albiano-Cenomaniano, está constituido por lutita calcárea de un ambiente de cuenca.

El riesgo de sello lateral en la oportunidad exploratoria Op1 se considera bajo de acuerdo al análisis realizado.

Para la oportunidad exploratoria Op1, el análisis de yuxtaposición de las fallas indica la existencia de yuxtaposición de los objetivos Cretácicos y Jurásico consigo mismo a lo largo de las fallas, mostrando condiciones favorables de llenado de su trampa, ya que las relaciones estructurales de los bloques muestran una comunicación con la secuencia generadora del Jurásico Superior (Tithoniano).

El análisis de yuxtaposición indica la existencia de yuxtaposición del objetivo Jurásico Superior (Kimmeridgiano) consigo mismo, muestra condiciones favorables al potencial llenado de su trampa.

La oportunidad exploratoria Op1 se considera en general de bajo riesgo geológico debido a su ubicación estratégica sobre el bloque occidental de la misma estructura productora del Campo 3.

Los objetivos Cretácico y Jurásico Superior Kimmeridgiano para la oportunidad exploratoria Op2, son dependientes de la falla inversa por lo cual el existe riesgo de sello lateral.

La oportunidad exploratoria Op2 se considera en general de bajo riesgo geológico debido a su ubicación cercana al Campo 5, actualmente en producción.

La perforación de las oportunidades exploratorias Op1 y Op2, permitirá incorporar un volumen de reservas comercialmente explotables e incorporarse en el corto plazo a la plataforma de producción, contribuyendo con ello al ingreso de flujo de efectivo.

Referencias.

PEMEX Exploración y Producción, 2013. Evaluación económica de proyectos exploratorios. Modelo de Exploración. Ciudad del Carmen, Campeche. Informe Final (Inédito).

PEMEX Exploración y Producción, 2013. Evaluación de Oportunidades exploratorias. Ciudad del Carmen, Campeche. Informes finales (Inédito).

PEMEX Exploración y Producción, 2012. Evaluación de Oportunidades exploratorias. Ciudad del Carmen, Campeche. Informes Finales (Inédito).

PEMEX Exploración y Producción, 2013. Evaluación de recursos prospectivos y probabilidades de éxito de oportunidades exploratorias. Ciudad del Carmen, Campeche. Procedimiento (Inédito).

PEMEX Exploración y Producción, 2011. Atlas de mapas de Plays Fairway del Mesozoico Sonda de Campeche. Ciudad del Carmen, Campeche. Informe Final (Inédito).

PEMEX Exploración y Producción, 2010. Integración y actualización de plays mesozoicos. Ciudad del Carmen, Campeche. Informe Final (Inédito).

PEMEX Exploración y Producción, 2010. Modelado de sistemas petroleros: Regional Bolol-Han-Temoa. Ciudad del Carmen, Campeche. Informe Final (Inédito).

PEMEX Exploración y Producción, 2009. Integración y actualización de plays mesozoicos. Ciudad del Carmen, Campeche. Informe Final (Inédito).

PEMEX Exploración y Producción, 2007. Caracterización de los elementos de rocas generadoras en la región marina. Ciudad del Carmen, Campeche. Informe Final (Inédito).