



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE RECURSOS NATURALES
EXPLORACIÓN

MODELO INTEGRAL DE UN CAMPO MESOZOICO

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

PRESENTA:

OLIMPIA SOLÉ SALGADO

TUTOR PRINCIPAL:

M.I. CLAUDIA ALICIA BERISTÁIN SUÁREZ, PEMEX

MÉXICO, D.F. OCTUBRE, 2018

JURADO ASIGNADO:

Presidente: DR. RICARDO J. PADILLA Y SÁNCHEZ
Secretario: DR. GUILLERMO ALEJANDRO PÉREZ CRUZ
1er Vocal: M.I. CLAUDIA ALICIA BERISTÁIN SUÁREZ
2do Vocal: DR. GORGONIO GARCÍA MOLINA
3er Vocal: M.C. DAVID ESCOBEDO ZENIL

Lugar o lugares donde se realizó la tesis: VILLAHERMOSA, TABASCO

TUTOR DE TESIS:

M. I. CLAUDIA ALICIA BERISTÁIN SUÁREZ

FIRMA

Dedicatoria

A mis padres, con amor y gratitud; por sus enseñanzas.

A mis hermanos, por su apoyo incondicional.

A mis amigos, por los momentos compartidos.

A mi hijo David, mi gran tesoro, por ser el motor de mi vida.

Agradecimientos

A la Universidad Nacional Autónoma de México, en especial al Posgrado de Ingeniería, por brindarme la oportunidad de crecer en el ámbito profesional.

A PEMEX Exploración y Producción, por darme las facilidades y los medios para realizar esta maestría, y permitirme utilizar los datos para la elaboración de la presente.

Agradezco a cada uno de mis compañeros, en particular al grupo de Caracterización, quienes en todo momento me brindaron su ayuda.

A la M.I. Claudia Alicia Beristáin Suárez, con gratitud por su apoyo y orientación para llevar a cabo esta tesis.

A mis sinodales:

Dr. Guillermo Pérez Cruz, por su confianza, disposición para compartir tiempos y sus sabias enseñanzas que me ilustraron para escalar un peldaño en mi carrera profesional.

Dr. Ricardo José Padilla y Sánchez, mi reconocimiento por sus comentarios y sugerencias que contribuyeron al mejoramiento de esta tesis.

M.C. David Escobedo Zenil, por sus consejos y sugerencias que son parte importante en las páginas de esta investigación.

Dr. Gorgonio García Molina, por la orientación y el respaldo recibido.

Agradezco a las personas que de alguna manera me dieron su apoyo, sugerencias, facilidades, consejos, ánimos, o que simplemente estuvieron presentes durante este tiempo.

Resumen

Esta tesis presenta una metodología integral para la caracterización de yacimientos, basada en la integración de diferentes disciplinas como lo son: el modelo estratigráfico-sedimentario, sísmico-estructural, petrofísico y análisis de fluidos.

La metodología se aplicó en dos yacimientos, uno del Jurásico Superior Kimmeridgiano y otro del Cretácico de un campo petrolero en el sureste de México, localizado en la Llanura Costera del Golfo de México, dentro de la Provincia Geológica Pilar Reforma Akal.

El campo cuenta con 3 pozos perforados mismos que han encontrado hidrocarburos, sin embargo, no se ha podido establecer una producción comercial, por lo que un estudio integrado cobra importancia para la cuantificación de reservas e identificación de áreas de oportunidad para su posible desarrollo.

Estructuralmente se trata de un anticlinal de forma alargada cuyo eje mayor se orienta en dirección NE-SW, con cierre natural en sus cuatro direcciones. Está influenciada principalmente por sal al suroeste y al este por fallas inversas.

El yacimiento Kimmeridgiano, corresponde a una secuencia carbonatada con textura packstone que fue depositada en un ambiente de rampa interna en el borde de un banco oolítico-esqueletal. El yacimiento Cretácico corresponde a una secuencia compuesta por rocas calizas (mudstone, wackestone y packstone), depositada en un ambiente de cuenca.

Evidenciado por el modelado estructural y apoyado por el estudio de caracterización de fluidos, el campo se divide en dos bloques, con sus respectivos yacimientos Cretácico y Jurásico Kimmeridgiano con diferentes tipos de fluido.

La integración de cada bloque en un sólo modelo se llevó a cabo mediante la técnica de modelado geocelular, lo que permite actualizar la distribución de propiedades petrofísicas y el volumen de reservas, así como también identificar áreas de oportunidad aún no exploradas.

Índice general

Dedicatoria	iii
Agradecimientos.....	iv
Resumen.....	v
Índice general.....	vi
Introducción.....	7
1. Generalidades.....	9
1.1 Objetivo.....	9
1.2 Ubicación geográfica del área de estudio.....	10
1.3 Antecedentes geológicos	11
1.4 Antecedentes geofísicos	12
1.5 Antecedentes petroleros	13
2. Fundamentos teóricos y metodología.....	15
2.1 Definición y alcance del modelo estático.....	15
2.2 Metodología	16
2.3 Conceptos sobre la construcción de un modelo de un yacimiento petrolero.....	18
2.4 Modelo tridimensional del yacimiento.....	20
2.5 Cálculo volumétrico y clasificación de reservas.....	22
3. Modelo geológico	25
3.1 Roca almacén	26
4. Modelo estructural.....	37
4.1 Marco estructural regional.....	37
4.2 Calibración sísmica-pozo	39
4.3 Modelo de velocidades	41
4.4 Marco estructural de los yacimientos	42
5. Modelo petrofísico	45
5.1 Metodología	45
5.2 Modelos de evaluación	46
5.3 Evaluación petrofísica del Pozo A.....	51
5.4 Evaluación petrofísica del Pozo B.....	53
5.5 Evaluación petrofísica del Pozo C.....	54
5.6 Tabla de propiedades por pozo.....	55
6. Ingeniería de yacimientos.....	56
6.1 Resultados de los pozos	56
6.2 Caracterización de los fluidos del campo	62
6.3 Comportamiento de presiones en el campo	63
7. Modelo geológico integral.....	64
7.1 Modelo geocelular.....	64
7.2 Modelado petrofísico.....	66
7.3 Análisis de datos.....	69
7.4 Distribución de propiedades.....	71
7.5 Parámetros volumétricos y límites de yacimiento.....	75
7.6 Cálculo volumétrico y clasificación de reservas.....	75
Conclusiones y recomendaciones	77
Índice de figuras y tablas	80
Figuras.....	80
Tablas.....	81
Referencias	82

Introducción

Los estudios de caracterización integral de yacimientos son cada vez más usados en la industria petrolera; su vigencia se debe, en gran parte, al alto grado de agotamiento que presentan la mayoría de los yacimientos a nivel mundial, lo cual a su vez incrementa la complejidad y los riesgos, así como la exigencia de cálculos más precisos en la estimación de reservas de hidrocarburos presentes en el subsuelo. Esto ha llevado a que los estudios hayan evolucionado derivado de estas necesidades.

El aplicar una metodología integral para la caracterización de yacimientos, basada en la integración de información, requiere de un modelo estratigráfico-sedimentario, sísmico-estructural, petrofísico y análisis de fracturas, todos generados a partir de información sísmica, de pozos, e ingeniería de yacimientos con el objetivo de cuantificar las reservas en los campos y mejorar su desarrollo y producción.

Utilizando la información disponible en el área se realizó la caracterización integral de los yacimientos Cretácico y Jurásico Superior Kimmeridgiano de un campo en la provincia petrolera del sureste de México, utilizando un esquema de trabajo multidisciplinario, donde las geociencias y la ingeniería de yacimientos se integraron para generar un modelo estático, que es la base primordial de cualquier análisis de caracterización de yacimientos.

La presente tesis comprende 7 capítulos, con el siguiente contenido:

En el capítulo de Generalidades, se describe la ubicación del área de estudio, los antecedentes geológicos, geofísicos y petroleros.

En el capítulo de Fundamentos teóricos y metodología se describen las disciplinas que conforman el modelo geológico integral, y el flujo de trabajo a seguir para su obtención.

En el capítulo de Modelo geológico, se describe la correlación estratigráfica y sedimentología que llevaron a tener un mejor conocimiento del comportamiento de los espesores y unidades en el yacimiento, así como la distribución de facies con mejor calidad de roca.

En el capítulo de Modelo estructural, se describe la trampa del yacimiento, basado en la interpretación de datos sísmicos y de pozo, con lo que se determinaron los límites del yacimiento.

En el capítulo de Modelo petrofísico, se describen los pasos para la evaluación petrofísica de los pozos del campo, basada en la interpretación de registros convencionales y especiales, calibrados con los análisis en núcleo y muestras de canal.

En el capítulo de Ingeniería se describe brevemente el comportamiento del yacimiento tomando en cuenta los datos e información de ingeniería de yacimientos y producción tales como las pruebas de presión, volumen y temperatura (PVT), producción, presiones, así como la aplicación de ingeniería convencional.

Finalmente, en el capítulo de Modelo geológico integral se hace un análisis geoestadístico de datos a fin de obtener una descripción y caracterización de yacimientos estocástica que permita actualizar el volumen de hidrocarburos en cada yacimiento.

La caracterización de yacimientos está en constante evolución, y está será más completa, a medida que se integre más información y se apliquen nuevas herramientas, dando como resultado modelos de yacimientos petroleros más cercanos a la realidad.

1. Generalidades

1.1 Objetivo

1.1.1 Objetivo general

Elaborar un modelo geológico integrado en los yacimientos Cretácico y Jurásico Superior Kimmeridgiano de un campo petrolero en el sureste de México, a fin de determinar sus principales características geológicas, estructurales, las propiedades petrofísicas y de los fluidos de los yacimientos para sustentar la estimación de reservas con menor incertidumbre, así como apoyar los programas del posible desarrollo del campo.

1.1.2 Objetivos particulares

- Definir un modelo geológico sedimentológico, estructural y petrofísico que describan de manera detallada el campo en estudio.
- Construir un modelo geocelular a partir del modelo estructural definido por la interpretación sísmica y estratigráfica.
- Realizar una población de propiedades petrofísicas mediante el uso de geoestadística estocástica.
- Aplicar los elementos de ingeniería de yacimientos que complementen un modelo estático.
- Estimar los volúmenes originales y las reservas de hidrocarburos del campo en estudio.

1.1.3 Alcance

Estimar los volúmenes de hidrocarburos que se pueden explotar basado en un modelo integral, construido a partir de la información geológica, sísmica, petrofísica y de ingeniería, aplicando metodologías de integración a nivel multiescala en un modelo estático geocelular.

1.2 Ubicación geográfica del área de estudio

El área de estudio se ubica geográficamente en el área productora Chiapas-Tabasco. Fisiográficamente se localiza en la Planicie Costera del Golfo de México parte sur, dentro de la Provincia Geológica Pilar Reforma Akal, la cual es la más importante provincia petrolera desde el punto de vista de producción de hidrocarburos. Está limitada hacia el sur con el Cinturón Plegado de la Sierra de Chiapas, hacia el este con la Cuenca de Macuspana y al oeste con la Cuenca Salina del Istmo (Figura 1.1). El estudio comprende un área aproximada de 150 km², la cual se indica en la misma figura con un recuadro blanco, delimitado a la zona que abarca el campo.

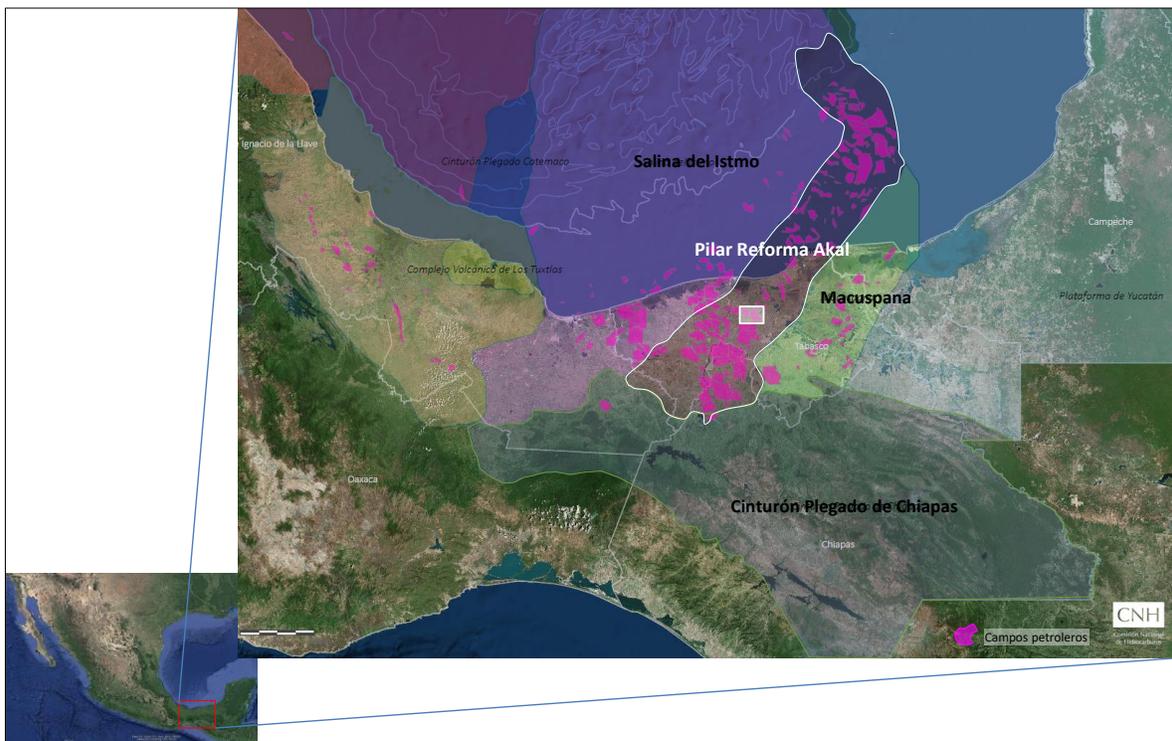


Figura 1.1. Ubicación geográfica del área de estudio (CNH, 2018).

1.3 Antecedentes geológicos

En el área de estudio existen diferentes estilos estructurales, producto de los distintos eventos tectónicos que se dieron lugar, prevaleciendo los esfuerzos compresivos que originaron fallas inversas con dirección NW-SE, generando anticlinales y sinclinales con eje principal en la misma orientación, y con influencia de eventos tectónicos salinos que empezaron actuar desde el depósito de la secuencia sedimentaria.

La secuencia estratigráfica para los pozos del campo en estudio está dividida en dos bloques denominados: autóctono y alóctono. En el bloque autóctono se encuentran los intervalos con interés del yacimiento, el Jurásico Superior Kimmeridgiano y el Cretácico. A estos intervalos los sobreyace el bloque alóctono (denominado Alto de Jalpa), con sedimentos que van desde el Jurásico hasta el Eoceno, y una interface de brechas calcáreas interestratificadas con sal. La columna termina con una sucesión normal de sedimentos del Oligoceno al Pleistoceno (PEMEX, 2013).

La roca almacenadora en el yacimiento Cretácico corresponde a facies de cuenca constituidas por carbonatos fracturados.

Para el Jurásico Superior Kimmeridgiano, donde prevalecen condiciones sedimentarias post-banco, la roca almacén se encuentra presente en facies de bancos oolíticos de rampa interna.

Basado en estudios geoquímicos que se han realizado en la Región Sur de Pemex Exploración y Producción, es clara la presencia de los subsistemas de generación en el Jurásico Superior Tithoniano, que en el área están cargando el sistema petrolero, probado y reconocido en gran parte de esta cuenca. Las características geoquímicas de estos aceites señalan que las rocas generadoras tienen una afinidad a ambientes marinos carbonatados (PEMEX, 2013).

El sello superior para el objetivo Cretácico Superior lo constituyen las secuencias arcillosas del Paleógeno y las margas del Cretácico Superior. El sello del Jurásico Superior Kimmeridgiano lo constituyen las rocas arcillo-carbonatadas del Tithoniano.

1.4 Antecedentes geofísicos

En el área de estudio se cuenta con información sísmica 3D. El levantamiento sísmico correspondiente fue adquirido en el año 2004 y cubre un área de 941 km², con un tamaño de bin de 30x30m y un offset máximo nominal de 3655m.

Para el presente trabajo se empleó la versión procesada en el año 2014 de migración Pre-apilado en profundidad (PSDM) Anisotrópico y su versión escalada a tiempo para la calibración, identificación e interpretación de los reflectores sísmicos correspondientes a la entrada del Cretácico y del Jurásico Superior Kimmeridgiano. Del mismo modo, esta versión se empleó para la construcción del modelo de velocidades.

En la Figura 1.2 se muestra los principales parámetros de la información sísmica y el mapa de apilamiento.

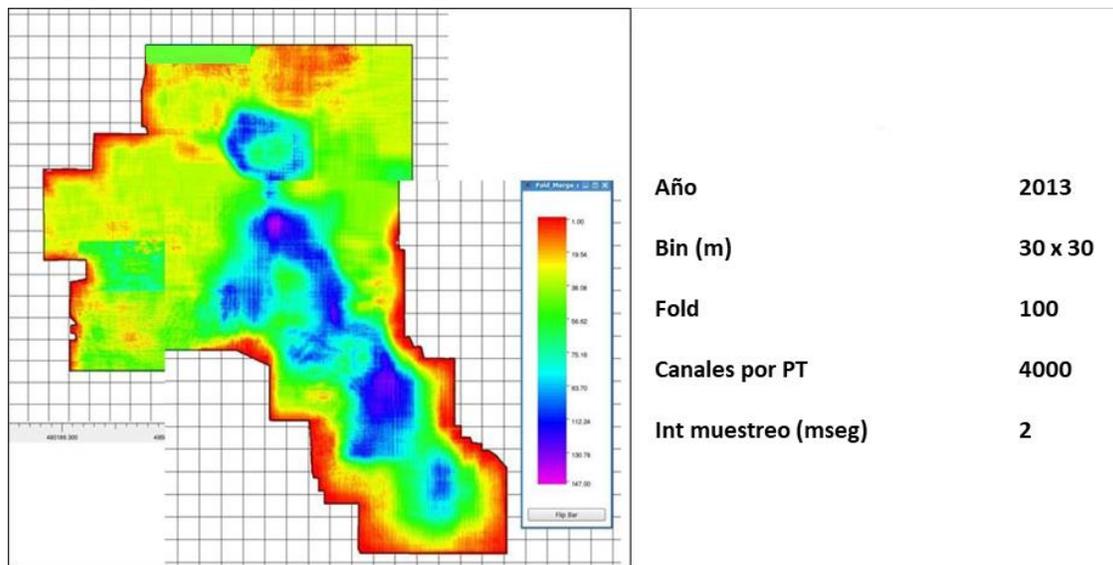


Figura 1.2. Mapa de cobertura de los datos de entrada y parámetros del estudio sísmico Unión 3D (PEMEX, 2013).

La calidad de la información sísmica se considera regular a nivel del objetivo Jurásico Superior Kimmeridgiano, con una frecuencia central de 12 Hz. y un ancho de banda útil entre los 8 y 18 Hz. La resolución vertical en promedio a este nivel es de ~100 m. (Figura 1.3).

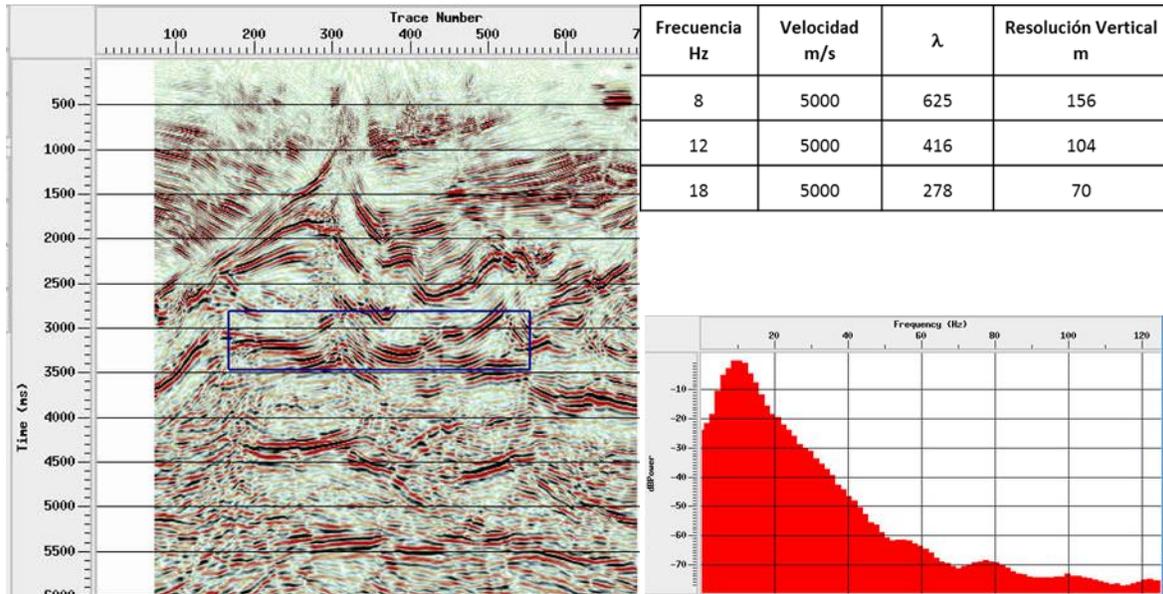


Figura 1.3. Sección sísmica (izquierda) y espectro de frecuencias (derecha abajo) del área de interés mostrando la frecuencia central, así como la resolución vertical a nivel objetivo (derecha arriba) (PEMEX, 2016).

Es importante mencionar que dado la complejidad del área se cuenta con diferentes versiones sísmicas cuyo procesamiento varía en función de los nuevos algoritmos y de los modelos estructurales que se han ido actualizando con la perforación de los pozos.

Las velocidades de apilamiento de este reproceso consideran un modelo de velocidades robusto, el cual incluye las velocidades del cuerpo alóctono, el Terciario por debajo de éste y el autóctono, todos estos calibrados con la información del Pozo A.

1.5 Antecedentes petroleros

La explotación de la parte terrestre del Pilar Tectónico de Reforma Akal es impulsada con los descubrimientos de aceite y gas en calizas cretácicas hechos por los pozos Sitio Grande-1 y Cactus-1 en 1972 (SLB-Wec, 2010). En los siguientes años se han realizado importantes descubrimientos en esta región, detonando la explotación de una de las provincias más importante del país.

El campo fue descubierto por el Pozo A en el año 2012, el cual fue probado en agujero descubierto en Jurásico Superior Kimmeridgiano aportando un gasto inicial de 1,770 barriles por día y un gasto inicial de gas de 7.22 millones de pies cúbicos por día.

En este mismo año se realizó un estudio de caracterización inicial del campo, contando sólo con la información del pozo descubridor, y con el cual se certificaron reservas 3P de 304.9 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (PEMEX, 2013).

En enero de 2013 el Pozo A se invadió de agua salada al ponerse en producción. Con el objetivo de aislar el agua se perforó una reentrada a nivel de Jurásico Superior Thithoniano, sin embargo, éste también resultó invadido de agua salada en el mismo intervalo.

Posteriormente se perforó el Pozo B (a 500m del A), alcanzando el Jurásico Superior Kimmeridgiano 30 m más alto que el Pozo A, probó con tubo ranurado resultando invadido por agua salada.

Posteriormente se probó el yacimiento Cretácico, aportando aceite, gas y poca agua; debido a que este intervalo presentó baja permeabilidad se programó un fracturamiento, el cual no se efectuó por atrapamiento de la tubería flexible durante una inducción. El pozo quedó taponado por accidente mecánico.

En el año 2016 finalizó la perforación del Pozo C, probó el Jurásico Superior Kimmeridgiano en agujero descubierto, aportando un gasto inicial de aceite de 237 barriles por día y un gasto inicial de gas de 0.712 millones de pies cúbicos por día, sin corte de agua. El pozo se clasificó como productor no comercial de aceite y gas.

Con la información aportada de estos tres pozos perforados se actualizó el modelo geológico integral a fin de cuantificar y precisar las reservas del campo. Resultado de este estudio de caracterización al 1 de enero de 2017 el valor de las reservas 3P del campo disminuyó a 92.9 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (Pemex, 2016).

2. Fundamentos teóricos y metodología

2.1 Definición y alcance del modelo estático

El modelo geológico integral se conforma basado en los modelos: estructural, sedimentario, estratigráfico, petrofísico, entre otros, los cuales son calibrados con datos de yacimientos, a fin de contar con una representación más realista y confiable del subsuelo (Figura 2.1).

La construcción del modelo estático tiene como objetivo conocer las características internas y externas del yacimiento, que incluye el mapeo de la trampa, sello y roca almacén, así como la distribución de las propiedades petrofísicas (porosidad efectiva, relación neto/bruto, saturación de agua, arcillosidad y permeabilidad), con la finalidad de determinar los volúmenes originales y de reservas de hidrocarburos en sus diferentes categorías probadas, probables y posibles (PEMEX, 2012).

El modelado integral en los yacimientos se incluye en la etapa final del proceso exploratorio; es una práctica que ha dado resultado en la cuantificación de reservas, proporcionando mayor certidumbre y sustento a los volúmenes originales y reservas de hidrocarburos.

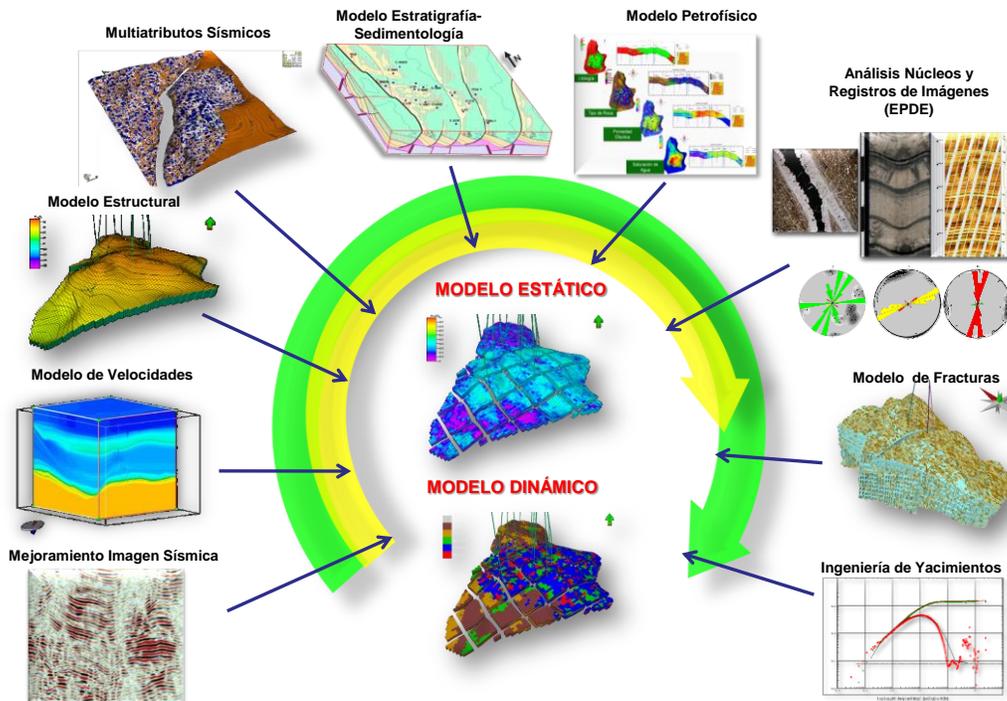


Figura 2.1. Metodología en la caracterización de yacimientos (PEMEX, 2012).

Así mismo la integración de las diferentes disciplinas, en un modelo único, permite establecer un plan de explotación que garantice la máxima recuperación económica de las reservas (Eulise R. & Ferrer M., 2005).

2.2 Metodología

Existe una variedad de trabajos respecto al modelo integral para cada campo descubierto, cada uno con diferentes enfoques, dependiendo el tipo de yacimiento. Algunas compañías de servicios han implementado sus propios flujos de trabajo para la generación de un modelo estático de yacimiento.

Schlumberger (2005), presenta diferentes tipos de flujos de trabajo, desde los más básicos hasta los más complejos, dando énfasis a alguno de los cinco elementos importantes: flujo de datos, flujo de acciones, herramientas, flujo de productos y dominio de experiencias.

El diagrama de la Figura 2.2 presenta el flujo de trabajo básico para la construcción del modelo estático, está basado en cuatro macro-disciplinas a realizarse en forma paralela: interpretación sísmica estructural, análisis estratigráfico-sedimentológico, interpretación de registros geofísicos y análisis de fluidos del yacimiento.

En el diagrama se establecen las actividades a seguir para cada una de las disciplinas, así como su correspondencia con las otras disciplinas, los tres primeros mantienen una interacción constante, de tal manera que la información a utilizar sea validada y homologada. Las cuatro macro-disciplinas tienen como objetivo el modelo geológico integral.

Es importante mencionar que la construcción de cualquier modelo integral inicia con una base de datos, que servirá de respaldo de toda la información a procesar.

Finalmente, a partir del modelo geológico integral se podrán realizar los cálculos volumétricos, y será el insumo para la construcción de un modelo dinámico.

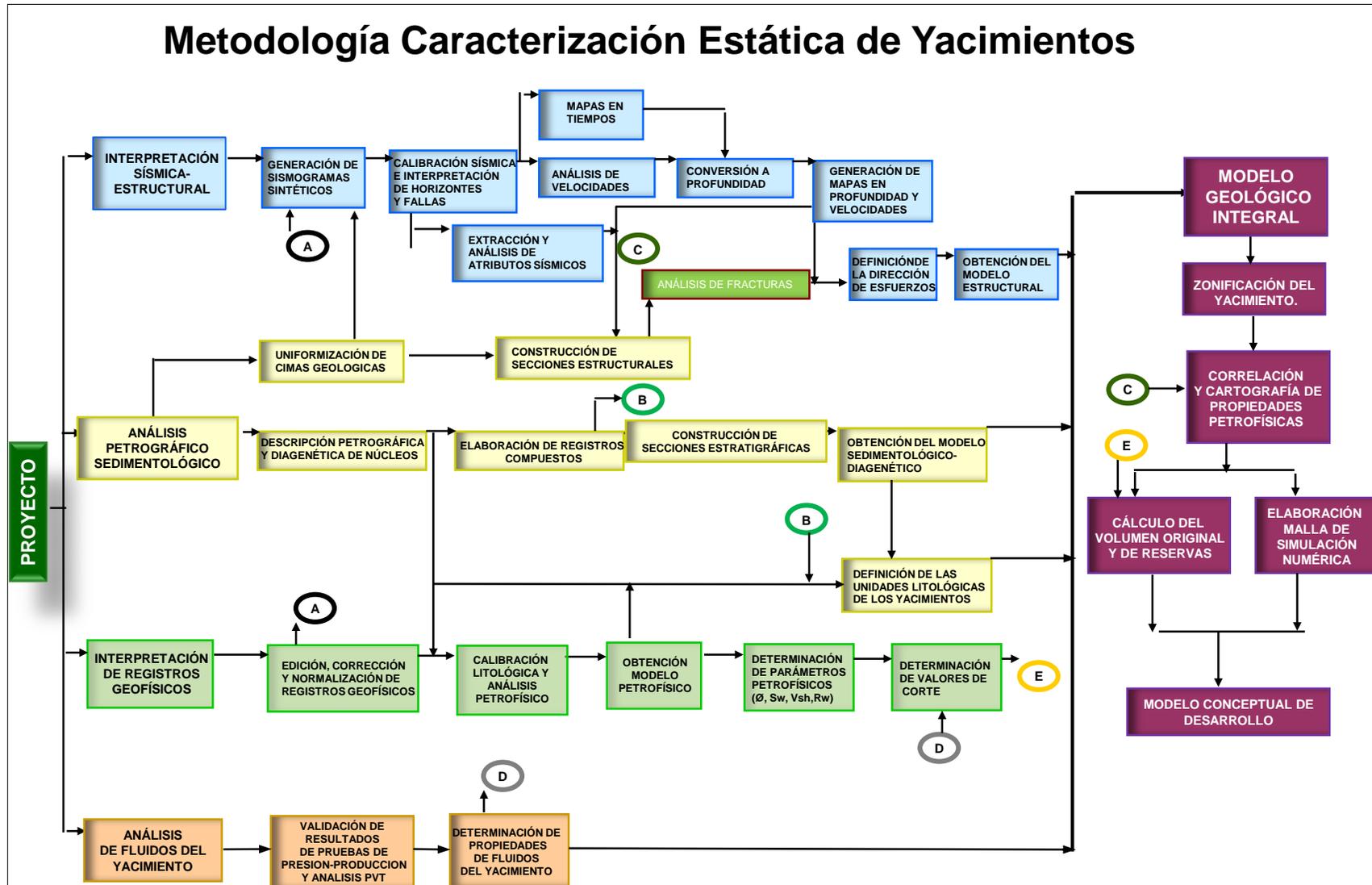


Figura 2.2. Flujo de trabajo básico para construcción de un modelo estático, modificada de (Aquino López, García Hernández, & Soriano Mercado, 2002).

2.3 Conceptos sobre la construcción de un modelo de un yacimiento petrolero.

Los conceptos que se definen y desarrollan en una caracterización integrada de yacimiento son básicamente: el modelo estructural, posteriormente el estratigráfico-sedimentológico, petrofísico y análisis de fluidos conceptualizados en la Figura 2.3.

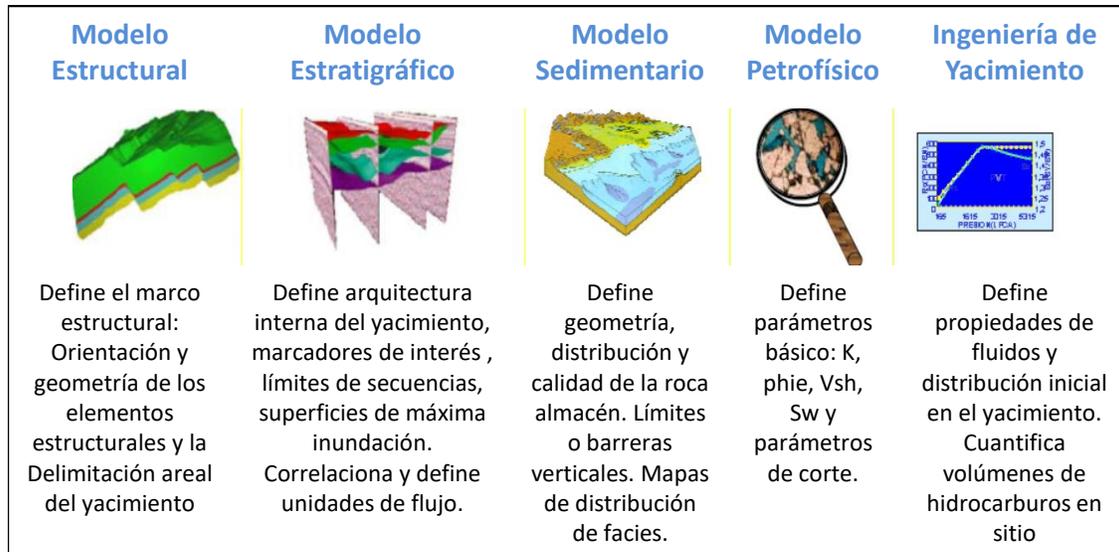


Figura 2.3. Modelos fundamentales para una caracterización integrada de yacimiento, modificado de (Eulise R. & Ferrer M., 2005).

2.3.1 Modelo estructural

El objetivo del modelo estructural es lograr una calibración sísmica-pozo, definir y representar la orientación, la geometría y demás rasgos estructurales que se puedan identificar en un yacimiento, a fin de validar los límites areales de los yacimientos.

Se generan atributos sísmicos geométricos para visualizar y definir las características estructurales y establecer una tendencia del comportamiento de las fallas y fracturas del yacimiento.

2.3.2 Modelo estratigráfico y sedimentológico

Se obtiene de la correlación entre pozos e interpretación de secuencias sedimentarias, su propósito es definir el ambiente, geometría, orientación, distribución areal de las facies sedimentarias que constituyen el yacimiento, es decir, la arquitectura del yacimiento. Se deben considerar la interpretación de los principales niveles estratigráficos con el fin de obtener un modelo estratigráfico en 3D.

2.3.3 Modelo petrofísico

Mediante la interpretación y evaluación de registros de pozo, análisis de núcleos y datos de producción se definen las propiedades petrofísicas del yacimiento. Se obtienen curvas de propiedades tales como: porosidad, saturación de agua, volumen de arcilla y permeabilidad, las cuales sirven de entrada al modelo geocelular.

El proceso de interpretación petrofísica inicia con la edición y validación de registros, posteriormente con la identificación de los componentes minerales presentes en las rocas, el tipo de arcilla presente en cada unidad estratigráfica, comportamiento del sistema poroso y definición de los parámetros de los fluidos de la formación. Los resultados se calibran con la información de análisis de laboratorio en muestras de canal, núcleos, manifestaciones de hidrocarburos, pruebas de producción e historia de producción.

En general la elaboración del modelo petrofísico consta de dos grandes fases (Eulise R. & Ferrer M., 2005):

Fase I: Integración de los datos de registros, núcleos y producción.

Se recopila la información disponible de pozos, sísmica, informes previos, registros especiales, datos de producción, análisis, historias y tarjetas de pozo, historias de presión, descripción de análisis de núcleos; para su posterior validación.

Fase II: Elaboración del modelo petrofísico.

Las principales etapas de esta fase son:

- Identificación de los parámetros básicos y caracterización del agua de formación.
- Generación y evaluación petrofísica de los pozos del campo y de correlación.
- Selección de los parámetros de corte.
- Generación de las propiedades petrofísicas, tales como: porosidad, permeabilidad, saturación de agua, espesor neto impregnado, etc.

2.3.4 Ingeniería de yacimientos

El propósito es determinar y/o validar contactos originales, volúmenes de fluidos originales en sitio, su distribución con el tiempo (contactos actuales), y los mecanismos de producción presentes, a través de la interpretación de datos PVT, permeabilidades relativas, presiones capilares, historias de producción, información de núcleos, pruebas de presión y registros de pozos. En términos generales, se trata de determinar las características de los fluidos, la relación con el medio poroso y clasificar el yacimiento con base en el tipo de fluido determinado.

2.4 Modelo tridimensional del yacimiento

Los resultados obtenidos en los modelos arriba descritos permitirán generar un modelo estático inicial tridimensional. El flujo de trabajo de integración comprende las siguientes tareas:

- **Construcción de una malla tridimensional.**

Se crea una malla tridimensional a partir del modelado de fallas y horizontes provenientes de la interpretación sísmica, la cual sirve de base para alojar los datos de los pozos y luego inferir las celdas restantes.

- **Integración de datos de registros de pozo y de producción.**

Con los datos cargados en una base integral, se incluyen los datos de pozos y se validan los intervalos disparados con las variables petrofísicas y litológicas.

- **Modelo geoestadístico**

Se refiere a la población de propiedades petrofísicas en la malla. En la caracterización de yacimientos existen diversas técnicas geoestadísticas de estimación y simulación de propiedades petrofísicas en áreas con escasa información. Estas técnicas presentan limitaciones y ventajas que dan un carácter adecuado o no a la reproducción de dichas propiedades. Existen herramientas en el mercado en las que se pueden aplicar dichas técnicas, con el objetivo de determinar la que mejor represente el modelo estático del yacimiento.

- **Análisis exploratorio de datos**

Se realiza un análisis de datos de acuerdo con la distribución de éstos, con el objetivo de encontrar alguna inconsistencia en cualquiera de los elementos.

- **Análisis de variogramas**

En esta tarea es de gran importancia reflejar las condiciones de sedimentación integrándolas con el modelo sedimentológico inicial. Así también se establece el tipo de función (tipo de modelo de variograma) que gobierna la distribución espacial de las variables en el yacimiento. La forma de esta función condiciona la correlación geológica entre pozos vecinos y está limitada a las cimas definidas para el yacimiento.

- **Selección de la metodología estadística adecuada**

El kriging ordinario es una de las técnicas de estadística que se emplea para poblar las propiedades dentro de los modelos tridimensionales, utilizando los variogramas ajustados a los datos para la extrapolación e interpolación de las propiedades.

- **Cokriging**

Población de propiedades petrofísicas utilizando un atributo como guía para la interpolación, que utiliza los variogramas de dos propiedades diferentes.

- **Definición de los cuerpos productivos.**

Una vez seleccionadas las variables a utilizar para la definición y caracterización del yacimiento se aplica el valor de corte al cubo tridimensional de dichas variables. De esta manera se identifican las zonas productivas de las no productivas y se caracterizan petrofísicamente las zonas productivas.

2.5 Cálculo volumétrico y clasificación de reservas

El cálculo volumétrico es el proceso por el cual se estima la cantidad de hidrocarburo en un yacimiento, por lo que impacta tanto en la exploración del campo como en su desarrollo. Una vez realizado el modelo estático, con los controles de calidad necesarios, se usa para calcular las reservas en términos de volumen original *in-situ*.

El volumen original de hidrocarburos total *in-situ* es la cuantificación referida a condiciones de yacimiento de todas las acumulaciones de hidrocarburos naturales. Este volumen incluye a las acumulaciones descubiertas, las cuales pueden ser comerciales o no, recuperables o no, a la producción obtenida de los campos explotados o en explotación, así como también a los volúmenes estimados en los yacimientos que podrían ser descubiertos (PEMEX, 2017).

La estimación del volumen original de hidrocarburos a condiciones atmosféricas puede obtenerse determinísticamente mediante la siguiente ecuación (SPE-PRMS, 2011) :

$$N, G = A * h * \phi * (1 - S_w) * \left(\frac{1}{B_0} \right)$$

Dónde:

N = Volumen original de aceite a condiciones de superficie (mmbbls)

G = Volumen original de gas a condiciones de superficie (mmmpc)

A = Área del yacimiento (Km²)

h= Espesor neto del yacimiento (m)

Φ= Porosidad efectiva (fracción)

Sw= Saturación de agua (fracción)

Bo= Factor de volumen del aceite y/o gas (m³/m³)

Los volúmenes de aceite presentes en un yacimiento sufren cambios considerables debidos principalmente a la presencia de gas disuelto. Estos cambios se contemplan mediante los siguientes factores:

Factor de volumen (Bo): Relación entre el volumen que ocupa el aceite en el yacimiento (con su gas disuelto), y el volumen de aceite medido a condiciones de superficie.

Se tienen factores de volumen para el aceite, para el gas, para ambas fases, y para el agua. Se pueden medir directamente de una muestra, calcularse u obtenerse por medio de correlaciones empíricas.

$$Bo = \frac{\text{Volumen de aceite + gas disuelto @c.y.}}{\text{Volumen de aceite muerto @c. s.}}$$

El factor de volumen aceite inicial (Boi), se obtendrá de los resultados del PVT y en caso de no contar con estos resultados se podrá utilizar datos del campo análogo en producción con características similares de fluido y roca, sus unidades son adimensionales (m^3/m^3).

Relación gas aceite (RGA): Corresponde al volumen del gas y el de aceite producidos, medidos a condiciones de superficie.

$$RGA = \frac{\text{Volumen de gas producido @c. s.}}{\text{Volumen de aceite producido @c. s.}}$$

Relación de gas-disuelto-aceite (Rs): es la relación entre el volumen de gas disuelto en el aceite a una presión y temperatura dada y el volumen de aceite en el cual esta disuelto, ambos medidos a condiciones de superficie, en otras palabras, es la relación del volumen de gas que está disuelto en el aceite comparado con el volumen de aceite que lo contiene. Esta relación puede ser original (Rsi) o instantánea (Rs).

Para calcular volúmenes recuperables al volumen original *in-situ* se debe multiplicar por un factor de recuperación (fracción). El factor de recuperación es uno de los más importantes y uno de los más difíciles de estimar debido a la variación que puede tener. Las propiedades de los fluidos tales como el factor de volumen de la formación, viscosidad, densidad y relación gas aceite, todos influyen en el factor de recuperación. En resumen, es también una función del mecanismo de manejo del yacimiento y la interacción entre la roca almacén y los fluidos en el yacimiento. En la Tabla 2-1, se enlistan algunos rangos de factores de recuperación de aceite utilizados en la industria.

Tabla 2-1. Factores de recuperación de aceite (Mireault R., 2008).

Mecanismos de recuperación en los yacimientos	Rango de Factor de Recuperación de aceite (%)
Empuje por gas disuelto.	2-30
Empuje por la capa de gas.	30-60
Empuje hidráulico (por efecto del acuífero).	2-50
Empuje por segregación gravitacional.	Arriba de 60

Para calcular el volumen de gas recuperable, se multiplica por un factor de recuperación de gas. La explotación de un yacimiento de gas con una permeabilidad razonable a profundidades convencionales en un área convencional se podrá recuperar entre un 70 a 90% del gas *in situ*. Sin embargo, un factor de recuperación podría ser significativamente bajo por factores tales como: baja permeabilidad, tasa baja de producción, sobrepresión, compactación de sedimentos, migración, profundidad de formación excesiva, influjo de agua, conificación de agua, posición y número de pozos produciendo. Un ejemplo de un factor de recuperación de 60% podría ser apropiado para una acumulación de gas con presencia de un acuífero.

3. Modelo geológico

Los intervalos con interés de yacimiento se encuentran en el bloque autóctono, el cual corresponde en la parte basal a sedimentos carbonatados del Jurásico Superior Kimmeridgiano, formados en ambientes de rampa interna, sobreyaciendo se depositaron sedimentos del Jurásico Superior Tithoniano, depositándose en facies de rampa externa y cuenca; el Cretácico se depositó en ambientes de cuenca. La Figura 3.1 muestra la columna tipo del área de estudio.

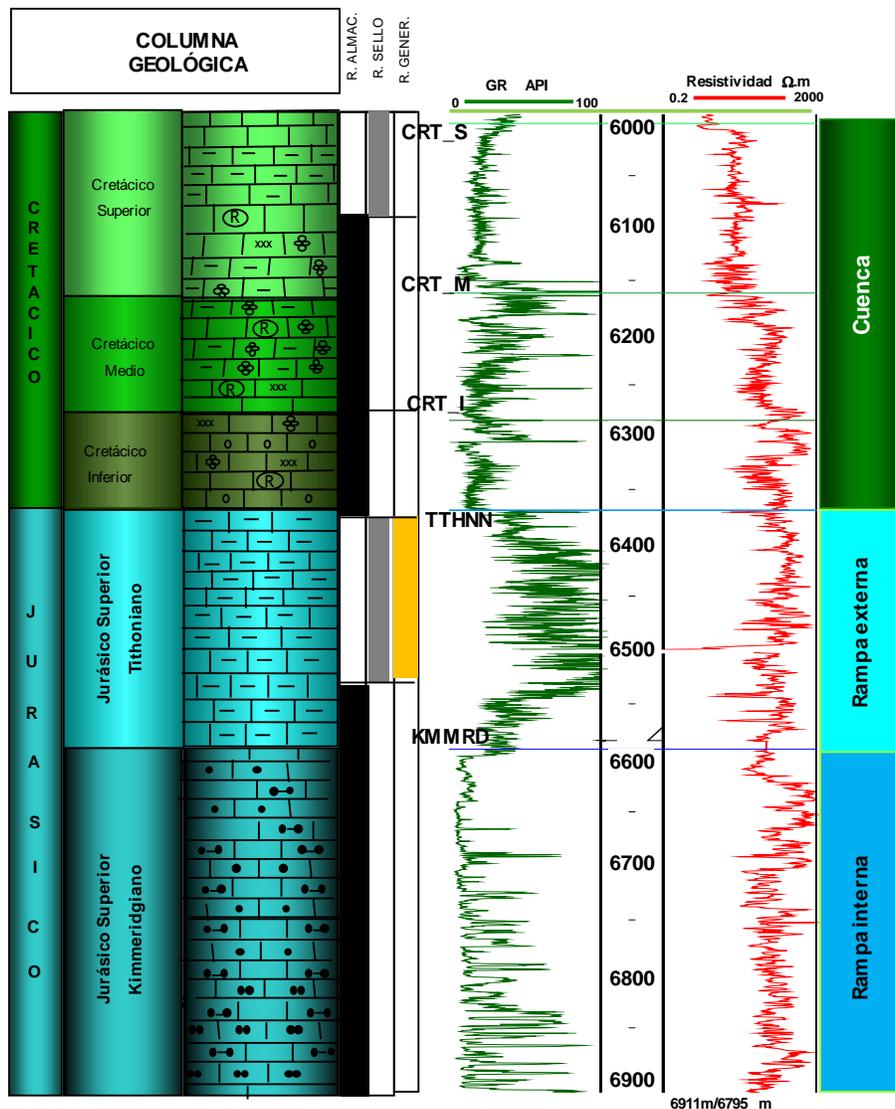


Figura 3.1. Columna estratigráfica tipo (PEMEX, 2012).

3.1 Roca almacén

La roca almacenadora corresponde a la edad del Jurásico Superior Kimmeridgiano, Cretácico Inferior, Medio y Superior (Agua Nueva).

3.1.1 Jurásico Superior Kimmeridgiano

Para el Jurásico Superior Kimmeridgiano se presenta facies relacionadas a bancos oolíticos, formados por la influencia de la sal Calloviana, la cual propició la formación de paleoaltos, donde dominaba el oleaje, está alta energía beneficio la buena selección de los ooides que mejora la calidad de la roca almacén, las microfacies representativas para esta edad son packstone a grainstone de peloides, ooides, intraclastos y bioclastos (Figura 3.2).

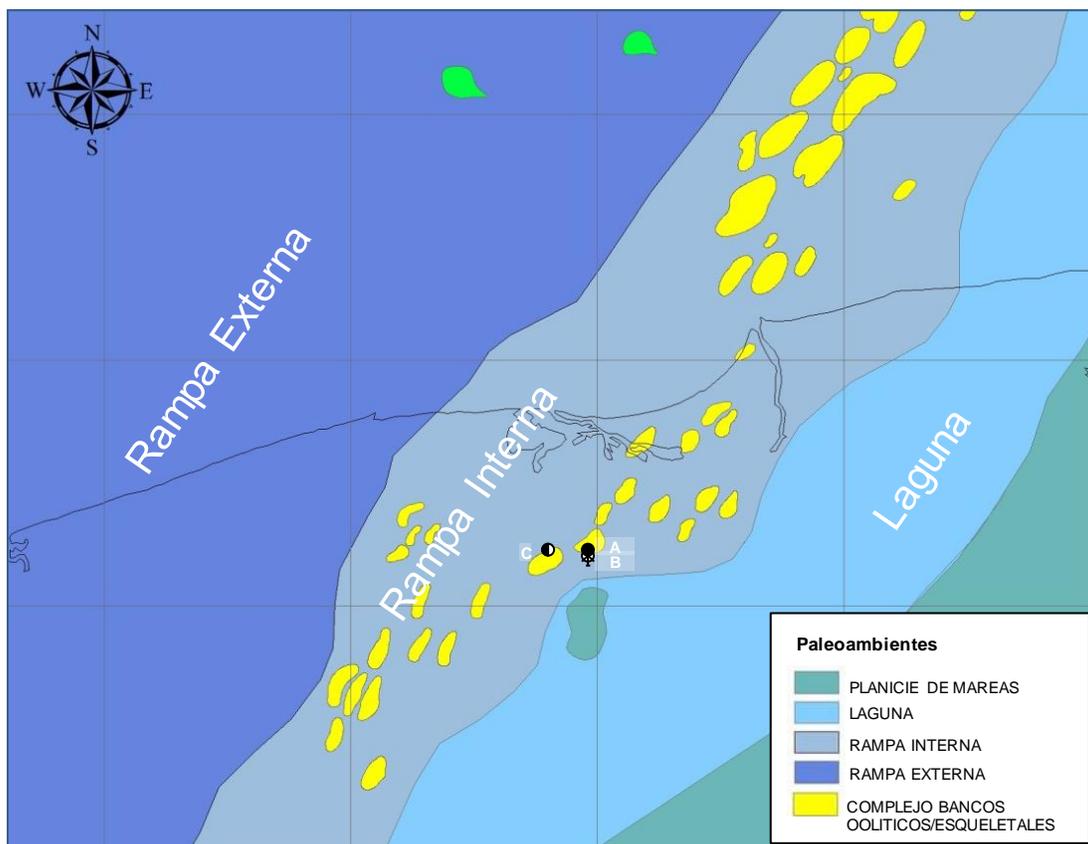


Figura 3.2. Mapa regional de distribución de paleoambientes sedimentarios para el Jurásico Superior Kimmeridgiano (PEMEX, 2015).

Para el Jurásico Superior Tithoniano las facies que se interpretaron son de rampa externa con litologías de *mudstone* a *wackestone* limoso y en partes dolomítico, de radiolarios calcificados, tintínidos, *Saccocoma arachnoidea*.

De acuerdo al análisis de estratigrafía de secuencias se han identificado de manera regional cuatro secuencias para el Jurásico Superior Kimmeridgiano, basadas en los límites de secuencias y superficies de máxima inundación (PEMEX, 2015). Estas secuencias fueron llevadas por correlación a los pozos del campo en estudio.

El Pozo A es el que cuenta con el mayor espesor perforado de Jurásico Superior Kimmeridgiano dentro del campo, por lo que sirve de guía para el análisis de secuencias, identificando solo tres de las cuatro secuencias establecidas de manera regional (PEMEX, 2015), a estas se les denominó secuencia dos, tres y cuatro según su orden de depósito (Figura 3.3).

En la secuencia cuatro se encuentra la mejor calidad de roca almacén, presentando texturas de packstone a grainstone de ooides, peloides, peletoides, con impregnación de hidrocarburos en porosidad intercrystalina, estas facies se desarrollaron en etapas finales del highstand de regresión normal, etapa donde al bajar el nivel base del mar se forman las condiciones favorables para la creación de bancos oolíticos.

En la Figura 3.4 se muestra la correlación de la secuencia cuatro del Pozo C con A. El Pozo C perforó el Highstand System Tract de la cuarta secuencia donde se tienen texturas de packstone a grainstone de peletoides, ooides, presentando impregnación de hidrocarburos en porosidad intercrystalina.

La sección estratigráfica (Figura 3.5) muestra la correlación de las cuatro secuencias para el Jurásico Superior Kimmeridgiano entre los pozos del campo y otros cercanos al área de estudio.

Se interpretaron bancos esqueléticos para los pozos A, B y F caracterizados por *packstone* a *floatstone* de bioclastos, peloides, ooides, etc., para los pozos C, D, E se interpretó un cambio de facies a intermarea donde se tienen litologías de *mudstone* a *wackestone* de peloides con parches de anhidrita, ooides con impregnación de hidrocarburos en porosidad intercrystalina y en microfracturas. Para la parte inferior de la secuencia los pozos presentan un cambio de facies a submarea (laguna externa) constituido por *mudstone* a *packstone* de peloides, ooides, escasos bioclastos.

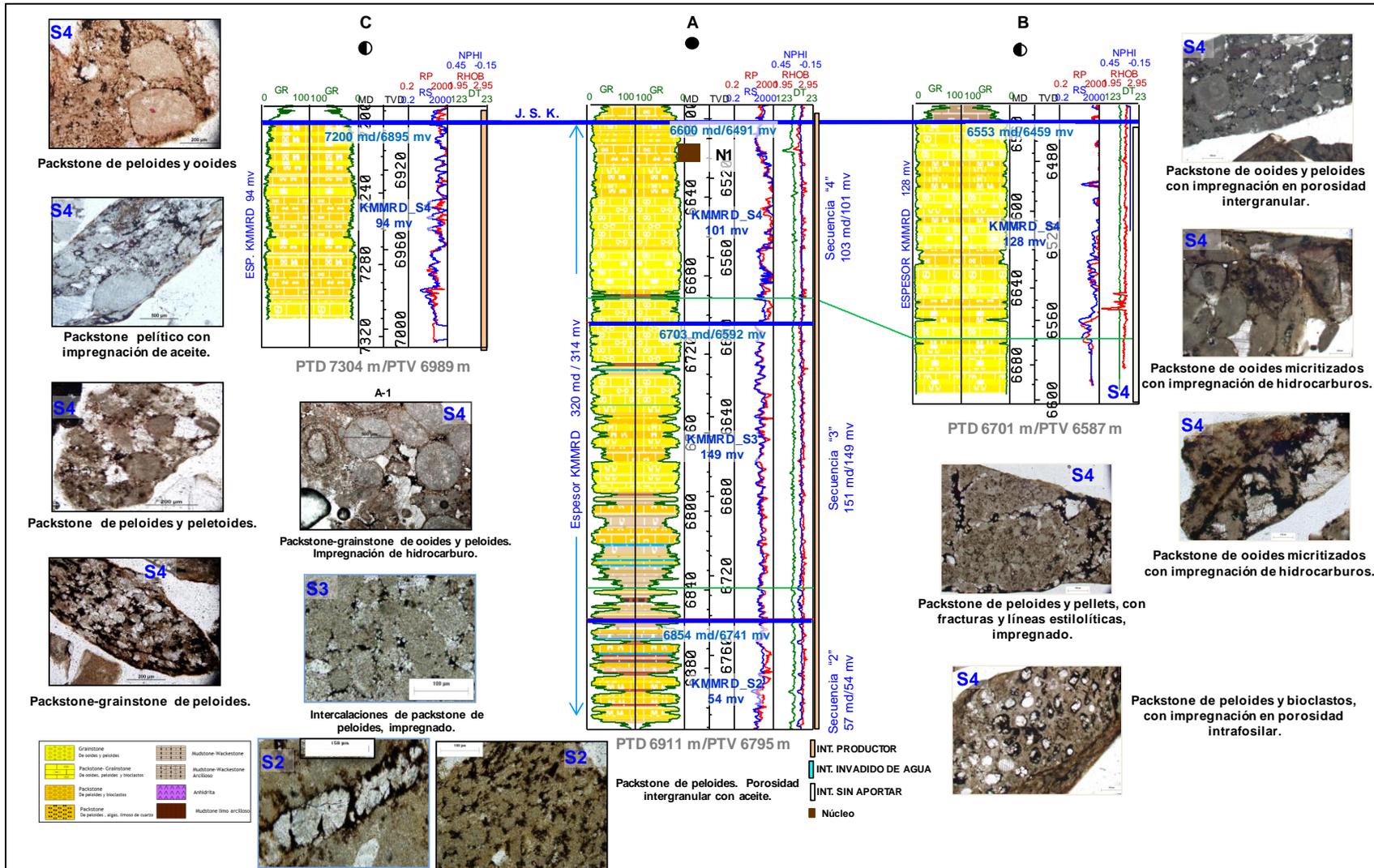


Figura 3.3. Correlación entre los pozos del campo a nivel de Jurásico Superior Kimmeridgiano (PEMEX, 2016)

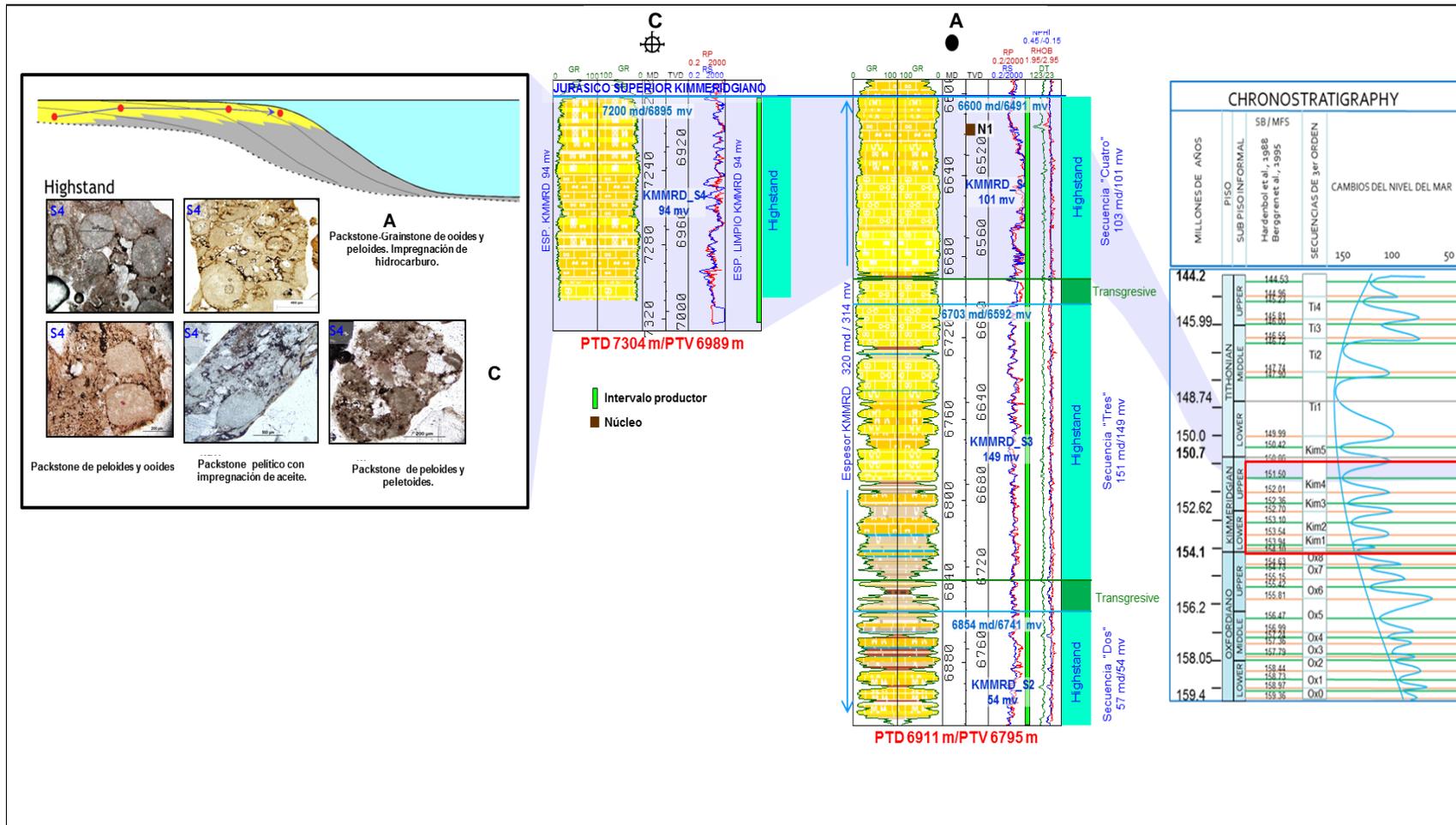


Figura 3.4. Correlación del Pozo C con A, donde se observan las facies para la cuarta secuencia en etapa de Highstand System Tract, y su relación con los cambios globales del nivel mar (PEMEX, 2016).

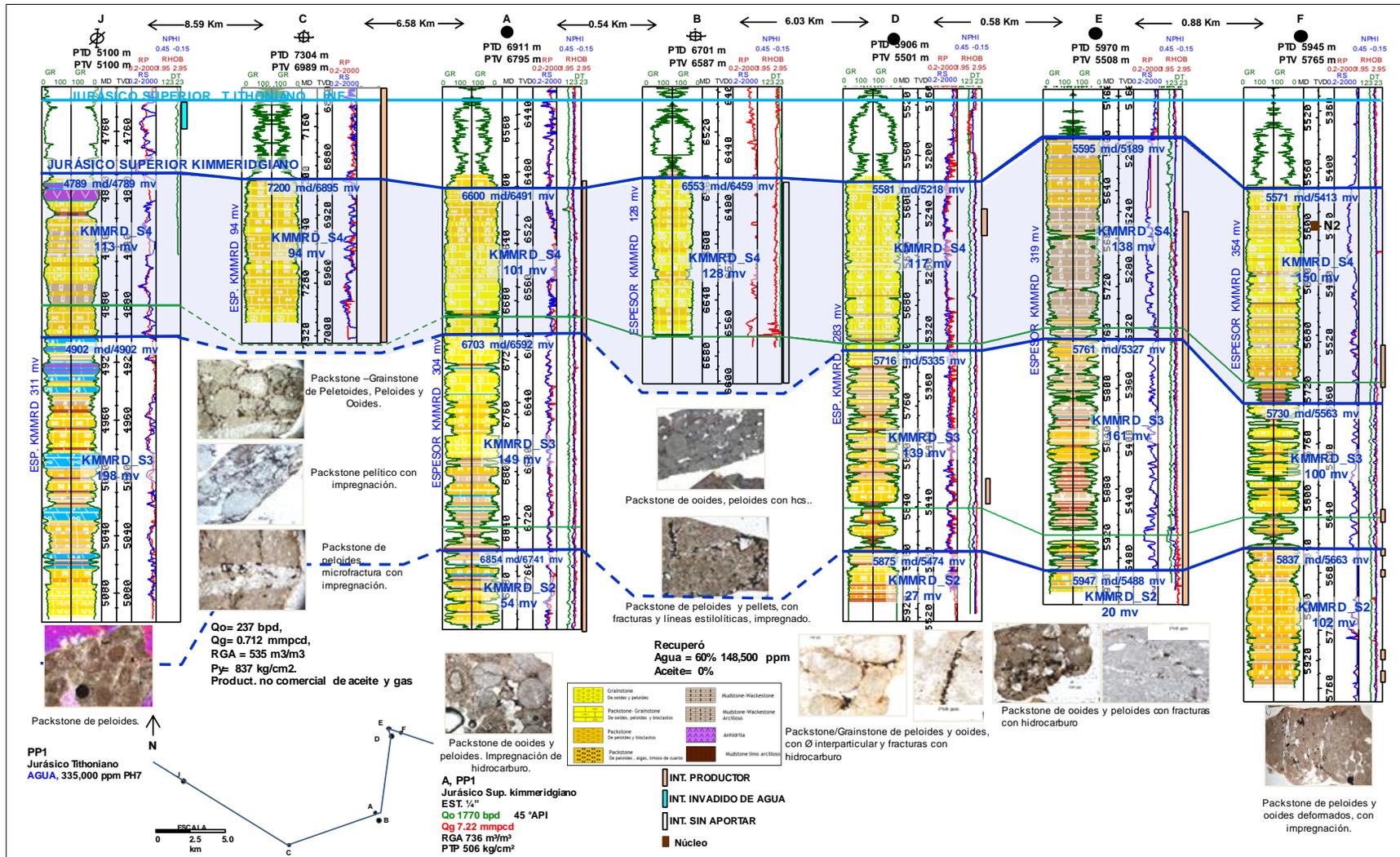


Figura 3.5. Correlación de los pozos de campo y pozos cercanos para la edad del Jurásico Superior Kimmeridgiano (PEMEX, 2016).

Paragénesis

La diagénesis incluye los procesos físicos, químicos y biológicos que afectan los sedimentos desde el depósito hasta posterior a su litificación y antes del metamorfismo (aproximadamente hasta 300 °C y 1 Kbar a profundidades de 10 a 15 km).

Los procesos diagenéticos que afectan a las rocas pueden reducir o aumentar la porosidad o permeabilidad, por lo tanto, es importante identificar estos procesos y su historia o secuencia de formación (paragénesis), evaluando así la calidad de la roca almacén. Para la identificación de los eventos diagenéticos se utilizan las láminas delgadas de muestras de canal y de núcleo (Figura 3.6).

En general, los principales eventos diagenéticos identificados en el campo son:

- Compactación mecánica o física, la cual se debe a la presión litostática (alargamiento y la reorientación de los granos).
- Cementación formada como precipitación de minerales entre los granos observada en la periferia de los ooides, la disolución se forma por la lixiviación de minerales inestables (Scholle, 2003), esta disolución se observó principalmente en los organismos.
- Recristalización o reemplazamiento de minerales, los últimos procesos interpretados dentro de la secuencia diagenética es el fracturamiento y recristalización dentro de las fracturas.

Los eventos arriba mencionados disminuyen la porosidad, en tanto los eventos que la favorecen o incrementan son la disolución y el fracturamiento donde se observó impregnación de hidrocarburos.

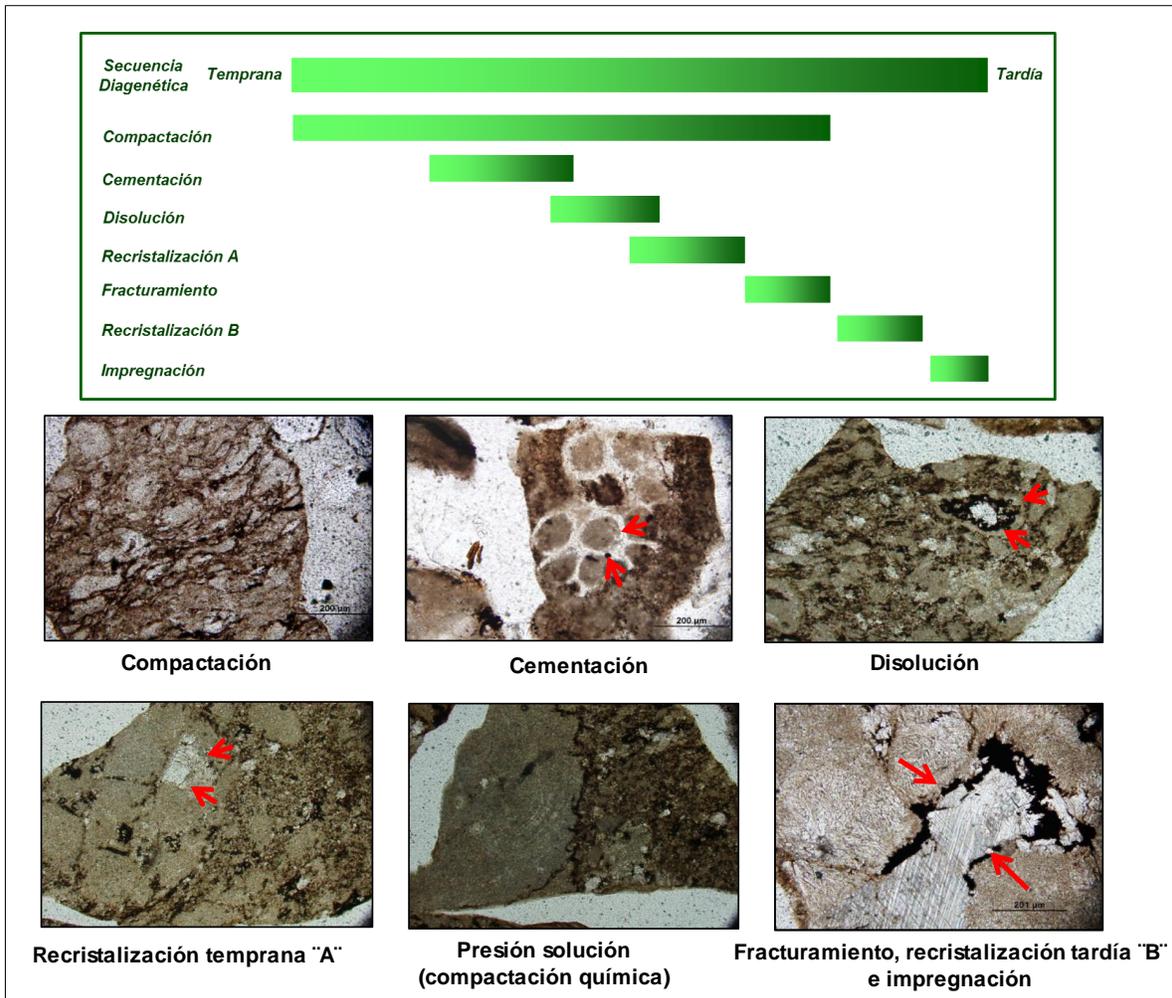


Figura 3.6. Paragénesis, Pozo A, edad Jurásico Superior Kimmeridgiano (PEMEX, 2016).

3.1.2 Cretácico Inferior, Medio y Superior (Agua Nueva)

La secuencia del Cretácico se depositó en ambientes de cuenca (Figura 3.7), caracterizado por facies de mudstone y wackestone de fauna planctónica ambos arcillosos y recristalizados, mostrando ambas facies fracturamiento, el cual varía de parcialmente abierto a sellado.

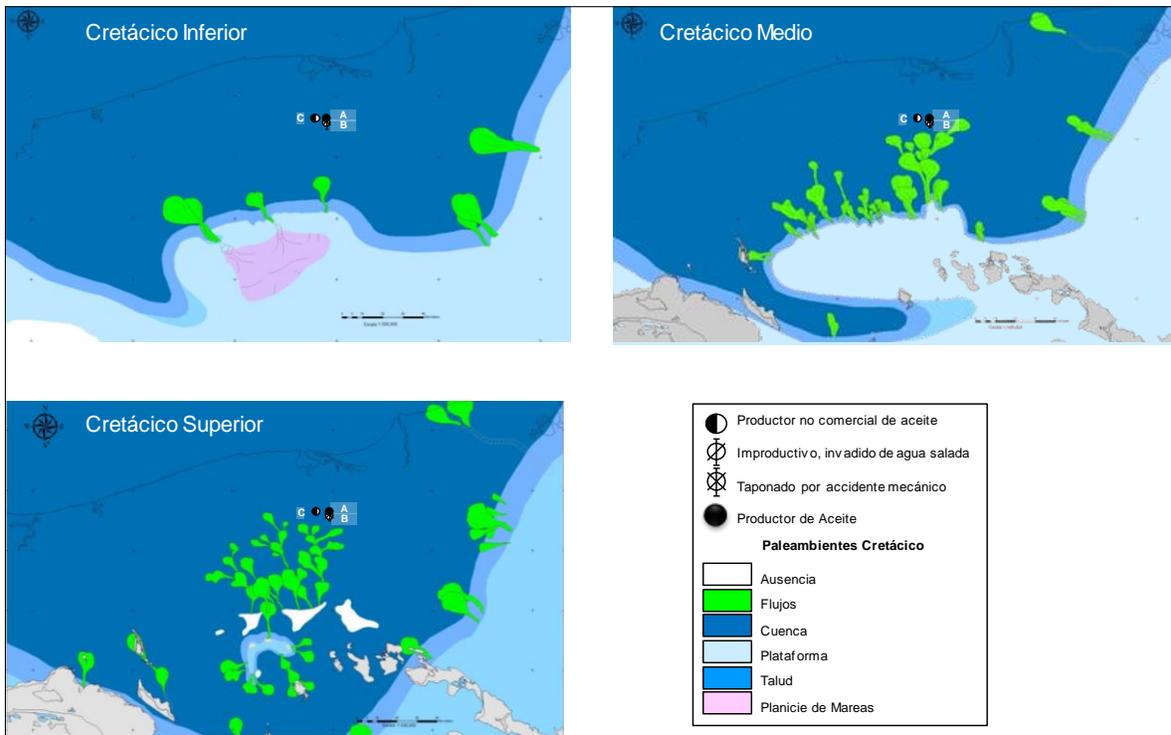


Figura 3.7. Mapa regional de distribución de paleoambientes sedimentarios para el Cretácico Inferior, Medio y Superior, para la región sureste de México (PEMEX, 2015)

Las facies para la edad del Cretácico Inferior se encuentran representadas por mudstone, mudstone-wackestone, recristalizado con microfracturas rellenas de calcita, escasas con hidrocarburos, impregnación de hidrocarburo en porosidad intercrystalina e intrafósilar, escasas líneas estilolíticas, con material arcillo-bituminoso, y mudstone dolomítico.

El Cretácico Medio representado por facies depositadas en ambientes de cuenca, caracterizado por litologías de mudstone con microfracturas selladas por calcita, mudstone a wackestone recristalizado, líneas microestilolíticas con material arcillo bituminoso, con impregnación de aceite en porosidad intercrystalina e intrafósilar, wackestone recristalizado, con impregnación de aceite en porosidad intercrystalina.

El Cretácico Superior depositado en ambientes de cuenca se encuentra representado por litologías de mudstone-wackestone recristalizado con presencia de microfracturas, y mudstone-wackestone arcillo-bituminoso. Solo la unidad formacional Agua Nueva se considera yacimiento.

En las secciones estratigráficas para el Cretácico Superior, Medio e Inferior, se observa un cambio de facies para los pozos C, A y D con litologías de mudstone a wackestone arcillo-bituminoso, para el Pozo B se tiene otro cambio de facies a mudstone arcilloso con microfracturas (Figuras 3.8 y 3.9).

Se observa un cambio de facies para el Pozo C con litologías de lutitas y mudstone arcilloso, los pozos E y F presentan un cambio de facies de mudstone a wackestone arcillo-bituminoso con microfracturas (Figuras 3.8 y 3.9).

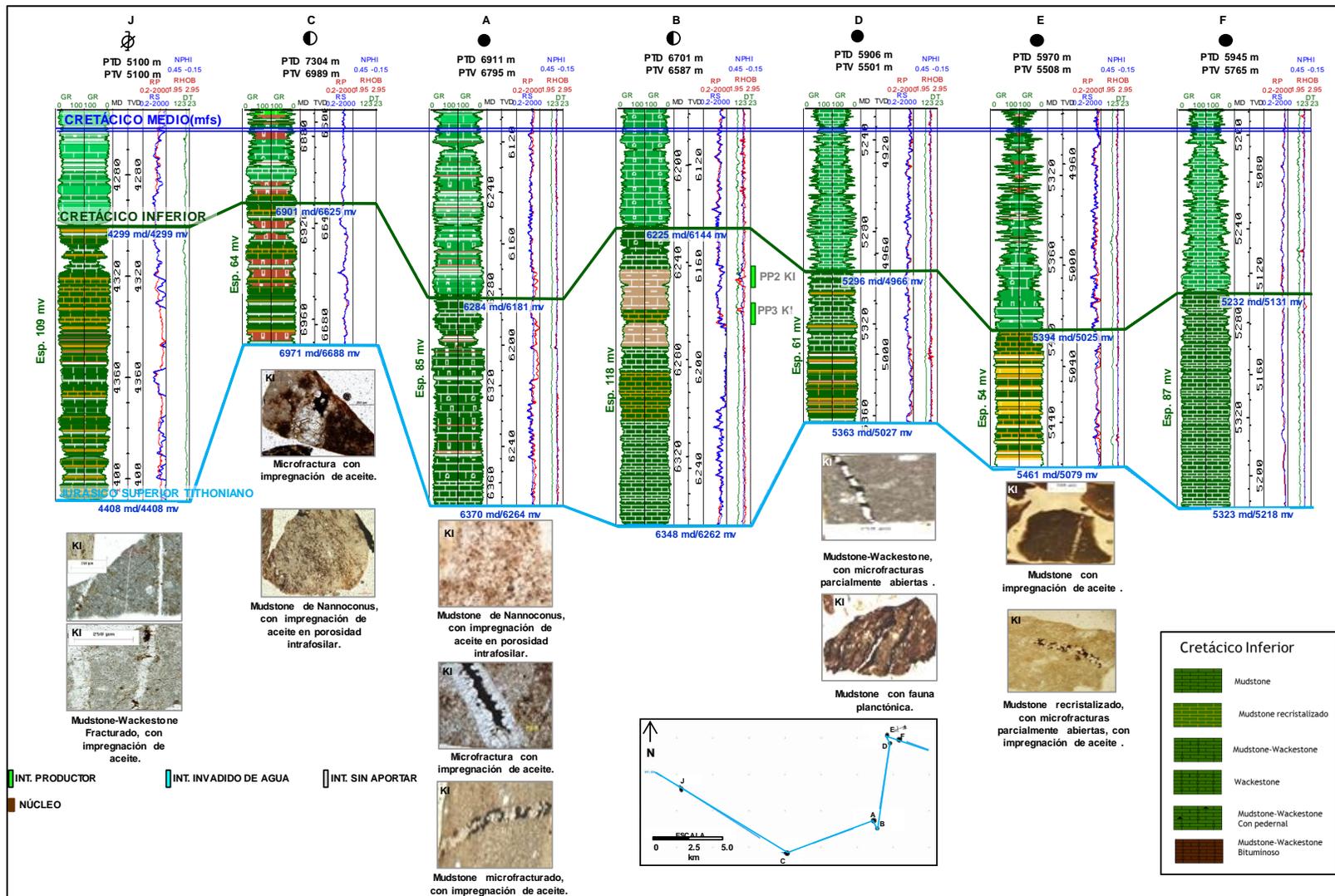


Figura 3.8. Correlación estratigráfica de los pozos del campo y pozos cercanos para la edad del Cretácico Inferior (PEMEX, 2016).

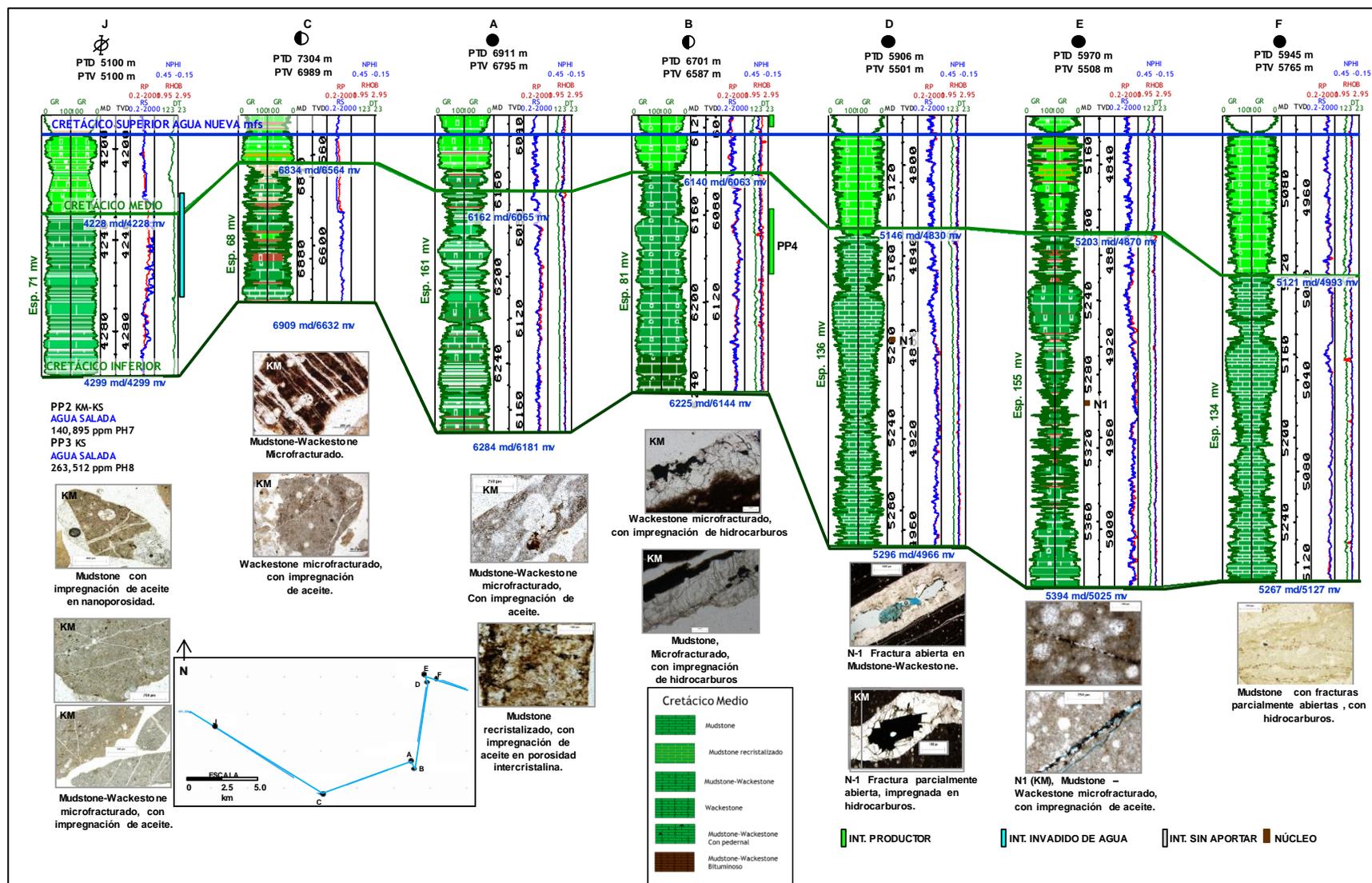


Figura 3.9. Correlación estratigráfica de los pozos del campo y pozos cercanos para la edad del Cretácico Medio y Cretácico Superior (PEMEX, 2016).

4. Modelo estructural

4.1 Marco estructural regional

La orientación preferencial de las estructuras mesozoicas en el área es NW-SE, las cuales están afectadas tanto por tectónica salina y compresiva. A nivel de Terciario se tiene la presencia de sal alóctona a nivel Oligoceno y sobre la cima de este nivel resbalan fallas normales que afectan hasta el Plioceno. Existe la presencia de cuerpos de arcilla que descansan también sobre el Oligoceno (Beristáin-Suarez, 2013).

En la Figura 4.1 se muestra una sección semiregional en dirección SW-NE, se observa la complejidad del área y el cabalgamiento del bloque alóctono sobre el autóctono.

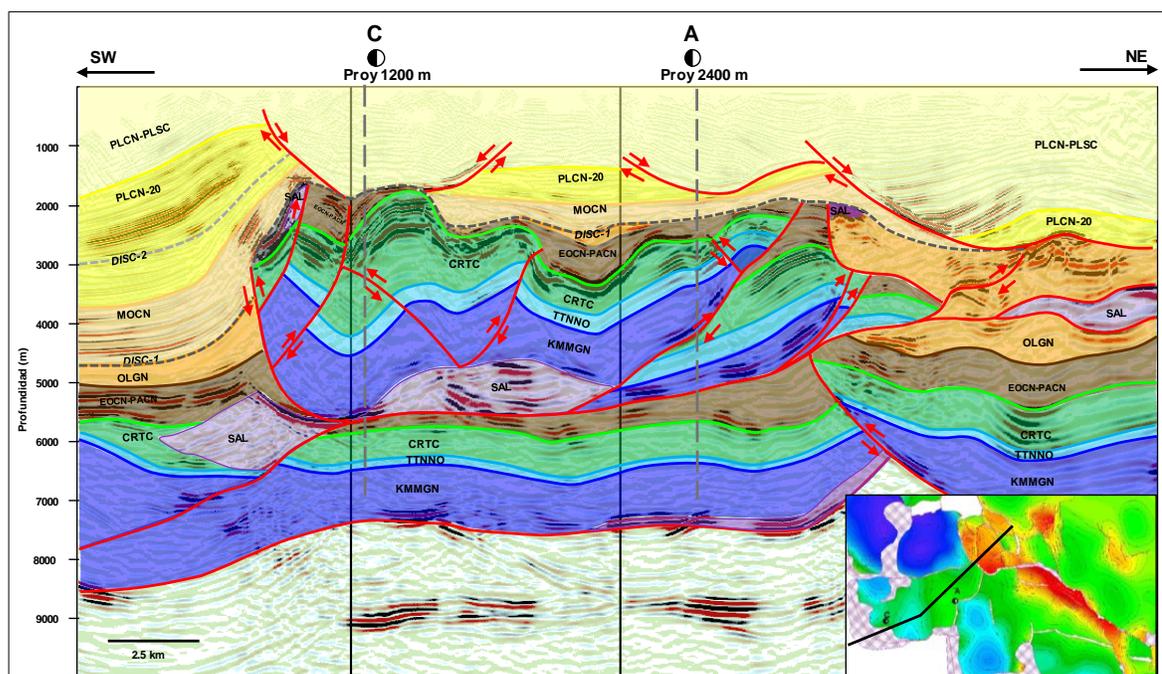


Figura 4.1. Sección semiregional que muestra el estilo estructural de la Cuenca de Comalcalco en el área de estudio (Beristáin-Suarez, 2013).

Los yacimientos mesozoicos se encuentran gobernados por elementos paleogeográficos, diagenéticos y estructurales que determinan la extensión y efectividad de las trampas. En el área se tienen diferentes estilos estructurales, destacando zonas de acortamiento, estructuras anticlinales asimétricas y zonas de evacuación de sal, las cuales se formaron

en dos etapas importantes de deformación una durante el Eoceno y la otra desde el Neógeno hasta el Reciente.

De acuerdo con Padilla-Sanchez (2007) durante el Jurásico y el Cretácico se depositaron varios kilómetros de espesor de sedimentos carbonatados en las extensas plataformas someras que bordeaban la cuenca. A inicios del Paleógeno, la Orogenia Laramide deformó las rocas de la parte occidental del Golfo, formando los pliegues y fallas de las Sierras Madre Oriental y la de Zongolica, mientras que en el sureste mexicano continuaba la sedimentación de carbonatos sobre la parte norte del macizo de Chiapas y sobre el Bloque Yucatán.

En el Mioceno medio el evento Chiapaneco forma la cadena plegada y cabalgada de Chiapas-Reforma-Akal, formando pliegues orientados NW-SE y con vergencia al NE, y permitiendo así la generación de nuevos depocentros, en donde desde entonces hasta fines del Neógeno, se depositaron varios kilómetros de espesor de sedimentos clásticos, que empezaron a deslizarse por gravedad también hacia el NNW, o sea, hacia la misma dirección en la que se inclinaban los pliegues de la cadena Reforma-Akal. El peso de estos sedimentos propició que la secuencia discordante miocénica tardía comenzará un deslizamiento gravitacional hacia el NNW, iniciando así grandes fallas normales lítricas, orientadas WSW-ENE; estas fallas normales regionales, sintéticas y antitéticas, constituyeron los límites de las cuencas de Comalcalco-Salina del Istmo y de Macuspana.

Posteriormente, durante el Pleistoceno, las cuencas recién formadas bajo un régimen tectónico extensional sufren una compresión, desarrollándose en ellas pliegues propios de inversión tectónica

La Figura 4.2 muestra la configuración regional en profundidad de la cima del Cretácico Superior, se observa que la estructura del campo obedece la dirección preferencial de los yacimientos en el área.

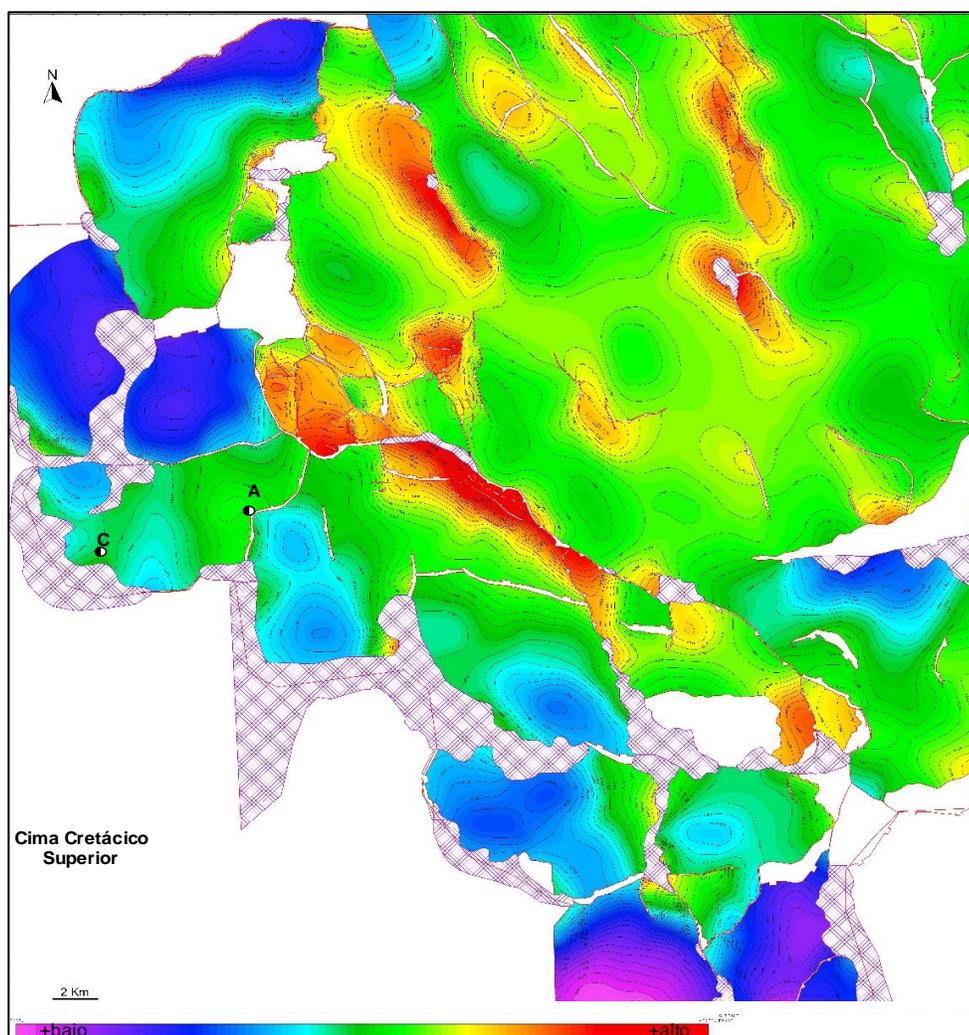


Figura 4.2. Configuración estructural regional del Cretácico Superior (PEMEX, 2011).

4.2 Calibración sísmica-pozo

Se identificaron y calibraron los reflectores sísmicos correspondientes a la entrada del Cretácico Medio y Jurásico Superior Kimmeridgiano, correspondiendo a un máximo positivo cada uno.

La calibración sísmica-pozo se realizó mediante la generación y ajuste de los sismogramas sintéticos de los tres pozos del campo (A, B, C) y tres pozos vecinos, los cuales se considera presentan un buen ajuste con la sísmica PSDM con filtro y con ganancia escalada a tiempo (Figura 4.3 y 4.4).

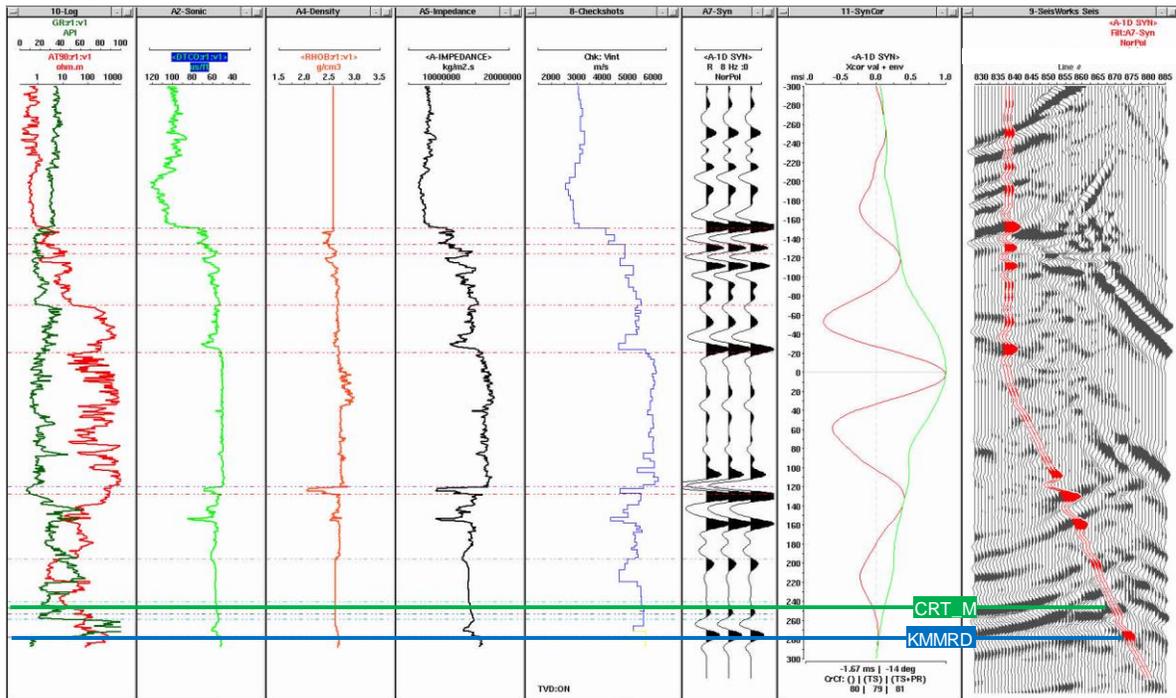


Figura 4.3. Sismograma sintético del Pozo C.

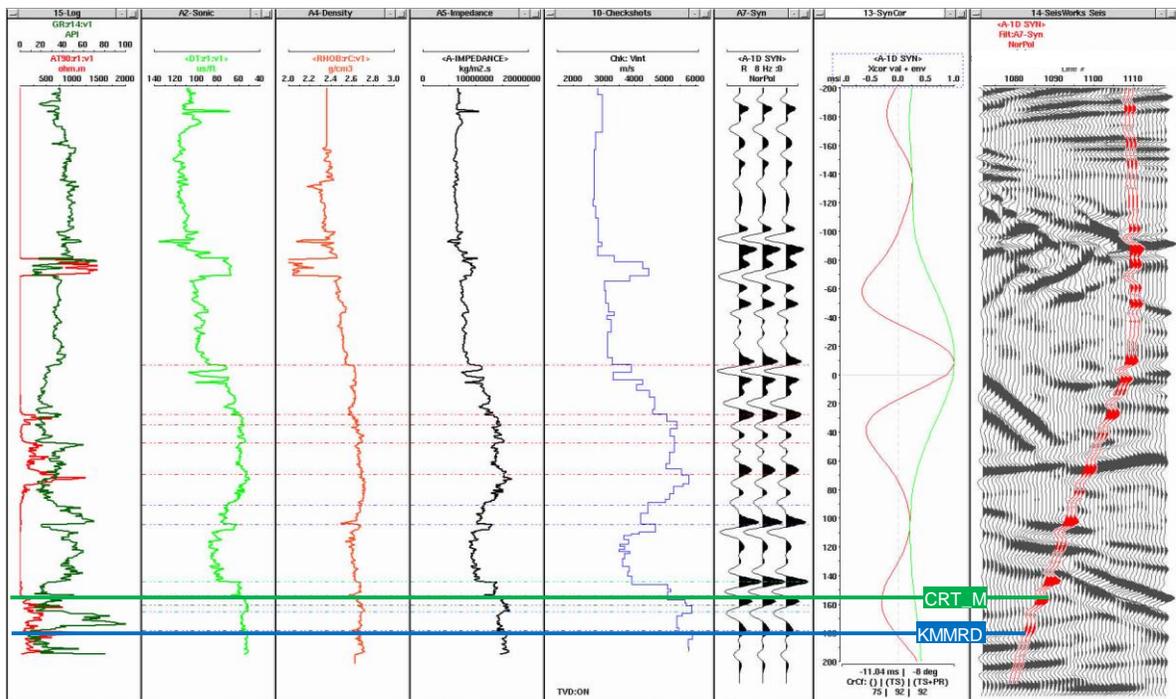


Figura 4.4. Sismograma sintético del Pozo A.

4.3 Modelo de velocidades

Para la construcción del modelo de velocidades, se consideraron 3 superficies del Terciario, la cima de Jurásico Superior Kimmeridgiano y Cretácico Superior del bloque autóctono; la cima y base de la zona de mezcla cortada por el Pozo C, así como la cima de la estructura del bloque alóctono y un horizonte de control dentro del alóctono. Se utilizaron las velocidades de intervalo de migración y las tablas tiempo-profundidad obtenidas de los sismogramas sintéticos de los 6 pozos.

Se modeló la geometría de los diferentes horizontes estratigráficos resultando la definición de las estructuras geológicas presentes en el área.

En la Figura 4.5 se muestran los elementos utilizados en la metodología para generar el modelo de velocidades y la obtener la sísmica PSDM recalibrada. De igual forma se utilizó para convertir los horizontes en profundidad.

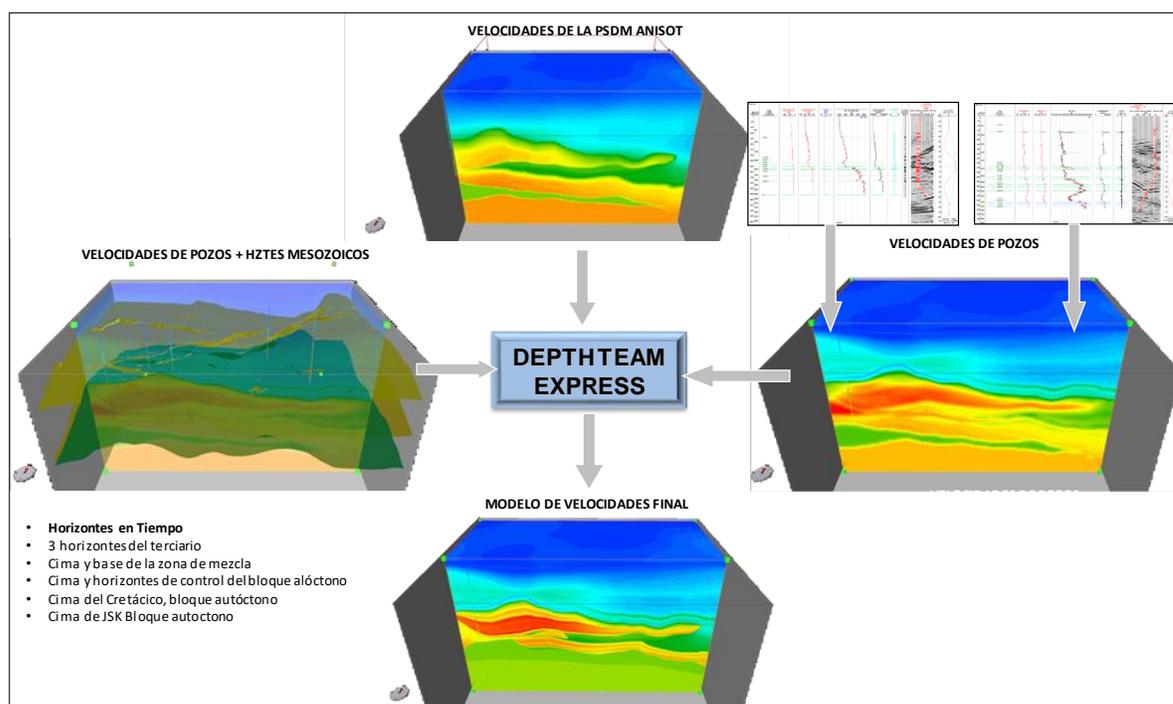


Figura 4.5. Flujo de trabajo para la generación del modelo de velocidades.

4.4 Marco estructural de los yacimientos

La trampa corresponde a una estructura alargada cuyo eje mayor se orienta en dirección NE-SW con cierre por buzamiento, limitada al SW por sal autóctona y al NE por fallamiento inverso.

Los pozos perforaron el elemento estructural conocido como Alto de Jalpa, el cual, está relacionado con las diversas etapas de deformación de la cuenca, desde el primer evento compresivo hasta el movimiento de la sal y finalmente el cabalgamiento de este elemento y su geometría actual.

En las figuras 4.6 y 4.7 se muestran las secciones sísmicas convertidas a profundidad en las que se observa el contexto estructural del campo; se identifica la secuencia compresiva en el bloque autóctono, así como la zona de despegue, las zonas de mezclas (en amarillo) y la fuerte influencia de sal. En la sección arbitraria se muestra la columna perforada por los pozos A y C, se observa la gran diferencia de cuerpos que cortaron, lo que explica los cambios drásticos que ha sufrido el modelo estructural en el área.

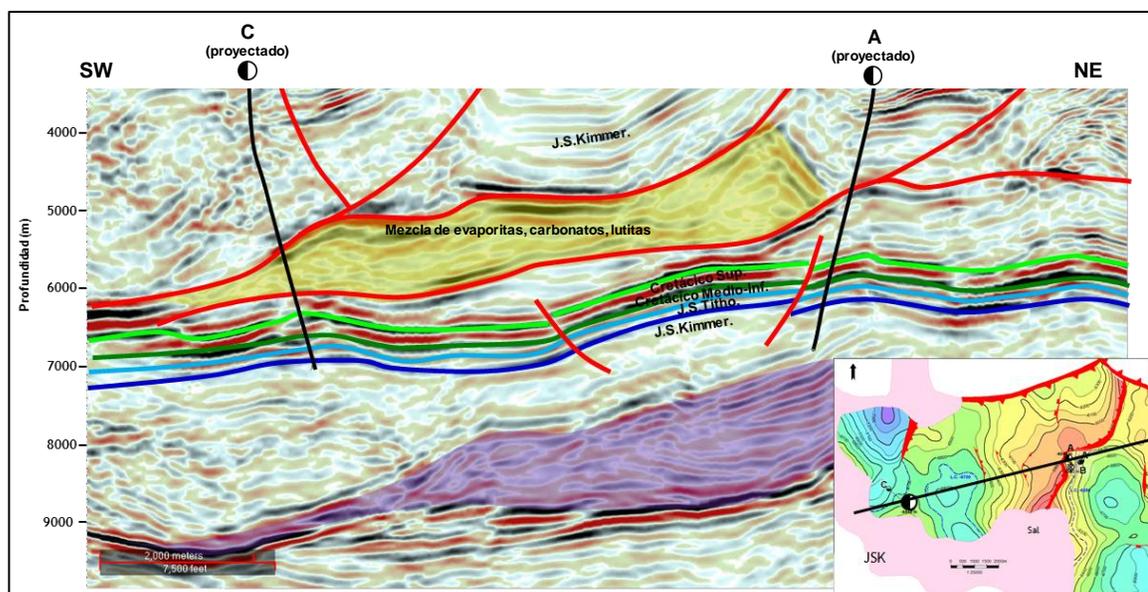


Figura 4.6. Sección sísmica arbitraria en profundidad, mostrando el contexto estructural del área de estudio.

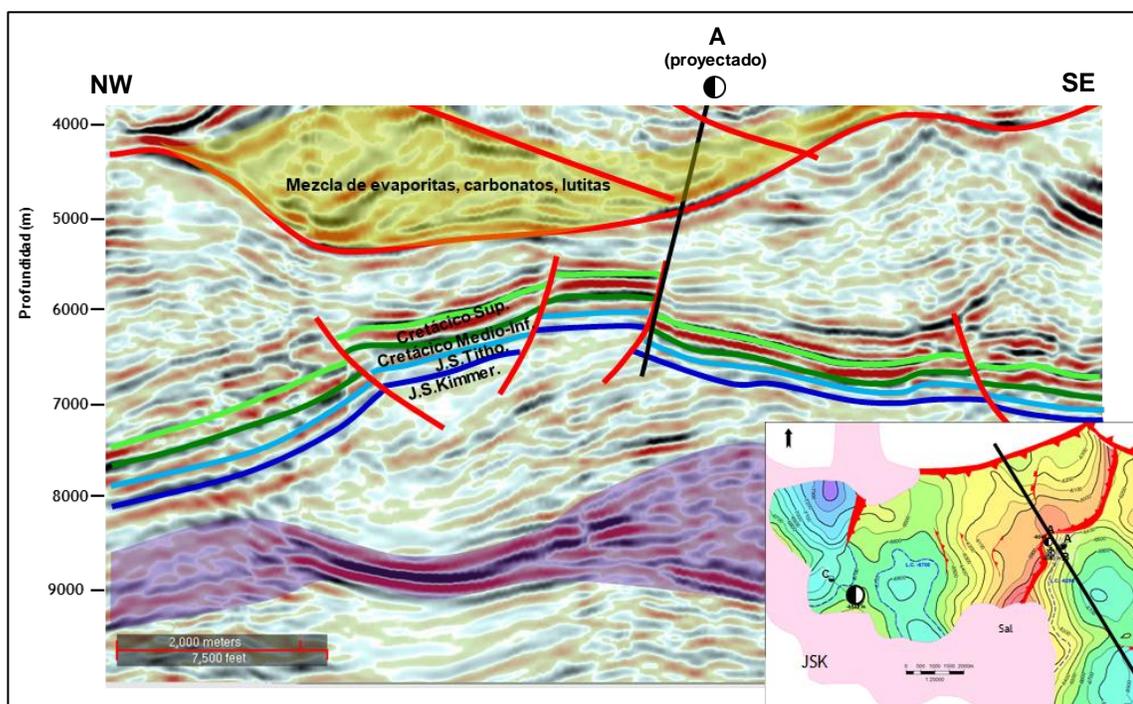


Figura 4.7. Sección sísmica en profundidad, dirección Noroeste-Sureste mostrando el contexto estructural del área de estudio.

Los mapas finales resultado de la interpretación y convertidos a profundidad, fueron considerados para la construcción del modelo geocelular.

Las figuras 4.8 y 4.9 muestran las configuraciones estructurales del Jurásico Superior Kimmeridgiano y la cima del yacimiento Cretácico respectivamente. Las dimensiones aproximadas de la estructura son de 7.5 kilómetros de largo por 4.5 kilómetros de ancho y cubre una superficie aproximada de 40 km². Presenta un cierre estructural de 700 metros, que corresponde al punto de fuga o de derrame de los hidrocarburos, el cual se estableció a 7,000 mbnm para el Jurásico Superior Kimmeridgiano y 6700 mbnm para el Cretácico.

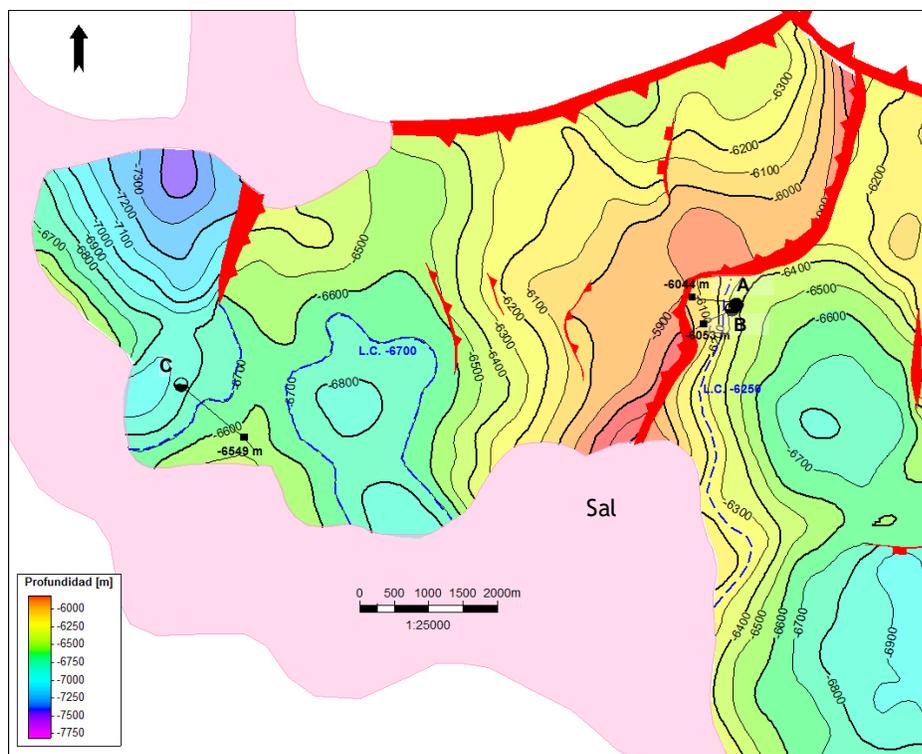


Figura 4.8. Configuración estructural en profundidad, Jurásico Superior Kimmeridgiano.

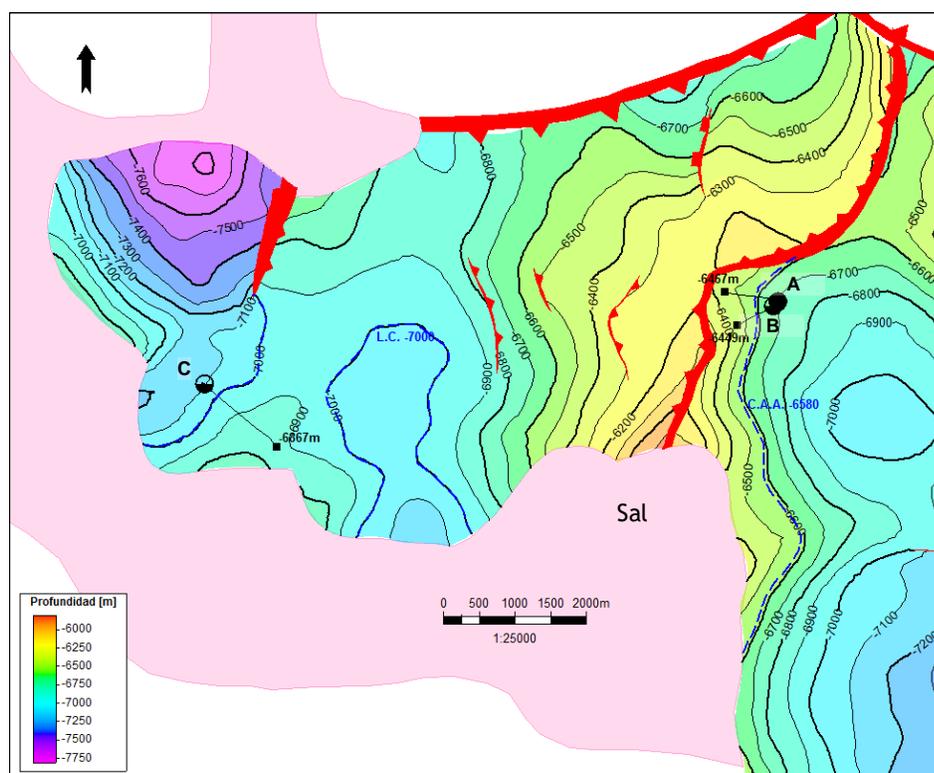


Figura 4.9. Configuración estructural en profundidad, Cretácico.

5. Modelo petrofísico

El objetivo de la evaluación petrofísica es obtener las propiedades roca-fluido del yacimiento, tales como porosidad, saturación de agua, volumen de arcilla, permeabilidad, compresibilidad, entre otros, los cuales son la base para la población del modelo integral.

5.1 Metodología

El flujo de trabajo empleado para la evaluación petrofísica se resume en la Figura 5.1.

La base de datos incluye los registros convencionales de los pozos, registros de imágenes, análisis especiales de un núcleo, descripción y análisis XRD en muestras de canal, análisis fisicoquímico de agua de formación, las curvas editadas, corregidas ambientalmente y normalizadas.



Figura 5.1. Flujo de trabajo, construcción del modelo petrofísico.

5.2 Modelos de evaluación

5.2.1 Modelo litológico

Los gráficos cruzados se utilizan para determinar y distinguir las diferentes litologías que se encuentran en el pozo y en la zona de hidrocarburos.

A partir del gráfico cruzado densidad-neutrón se define el tipo de matriz, en este caso la calcita es el mineral predominante y una presencia baja de arcilla. En el Cretácico Medio e Inferior no se logran definir zonas de arcilla, en el Kimmeridgiano sólo en el Pozo A se define una tendencia arcillosa (Figura 5.2).

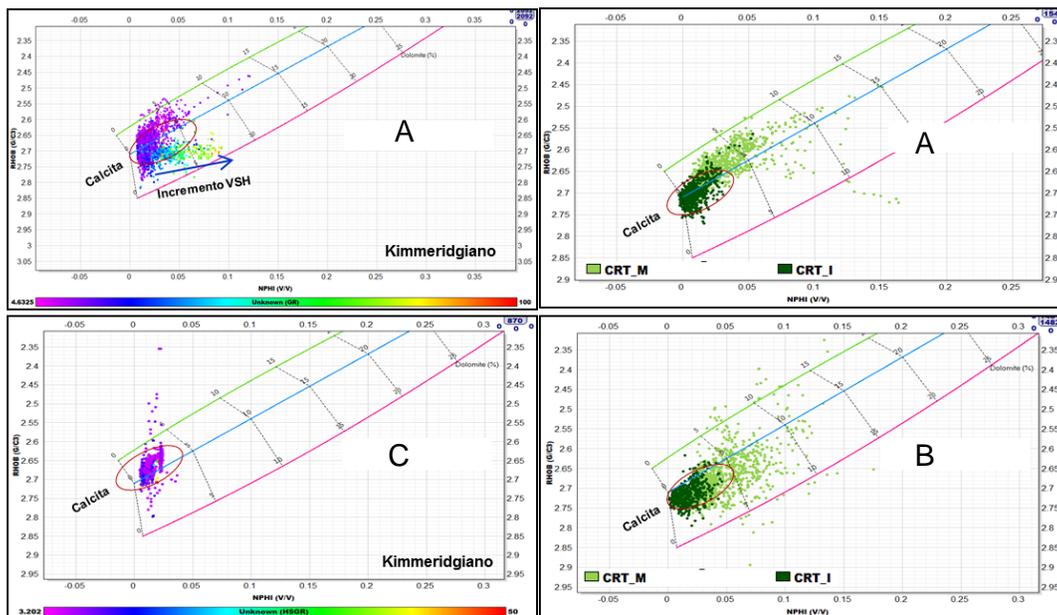


Figura 5.2. Gráficos Densidad Neutrón, se muestra la presencia del mineral calcita, sólo en el pozo A (Kimmeridgiano) se nota la presencia de arcilla.

Por otro lado, mediante los resultados de análisis de Difracción de Rayos X (XRD) se distinguen los minerales presentes en una muestra, con los cuales es posible calibrar los resultados obtenidos en los modelos de arcillosidad y porosidad.

En los análisis XRD tanto en el núcleo disponible como en muestras de canal para Jurásico Superior Kimmeridgiano y Cretácico, el mineral predominante es la calcita y el segundo el cuarzo. El modelo litológico incluye dos minerales principales: calcita e illita.

5.2.2 Modelo de arcillosidad.

La consideración de un volumen de arcilla es importante en el proceso de evaluación petrofísica, y es aún más importante en facies donde la porosidad de matriz es baja, como es el caso de este campo. Para bajos valores de porosidad, los valores de corrección que se hacen por el volumen de arcilla, hacen que la porosidad efectiva disminuya considerablemente y por ende baje la capacidad que tiene la formación para contener volúmenes de hidrocarburos, de allí la necesidad de hacer una estimación lo más acertada posible, utilizando toda la información disponible.

Para la construcción del modelo de arcillosidad se utilizó la información de XRD, registros de rayos gamma espectrales (NGT), y los gráficos RHOB vs NPHIE (Figura 5.3).

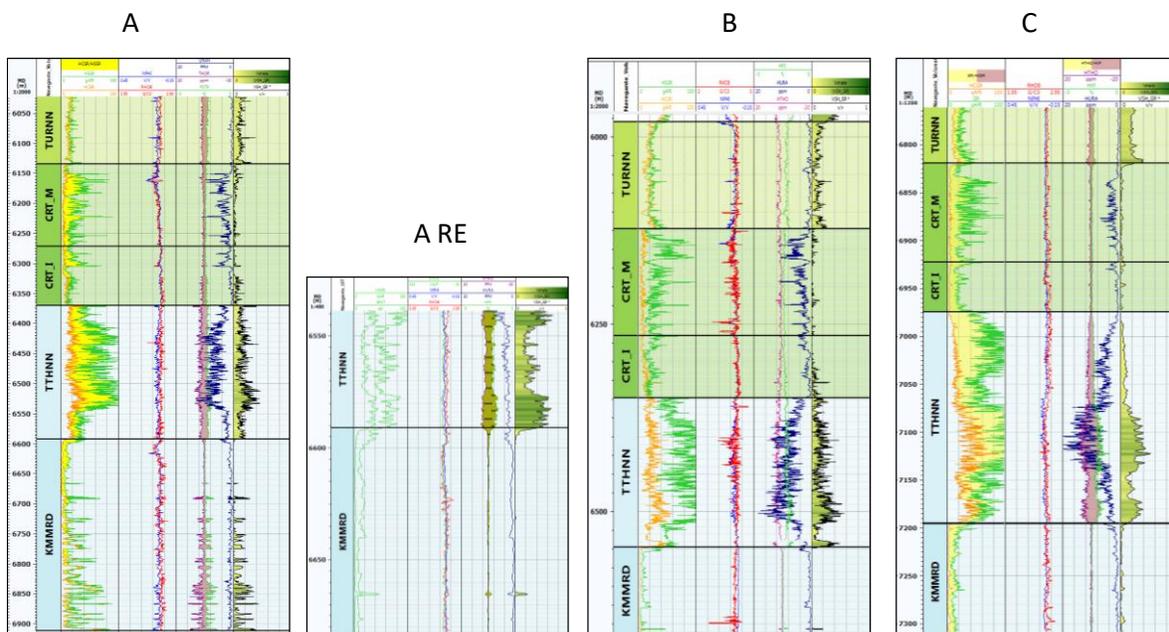


Figura 5.3. Resultado del cálculo de volumen de arcilla.

5.2.3 Modelo de porosidad.

Existen dos procesos para identificar la porosidad de la roca: análisis de núcleos e interpretación de registros de pozos. El análisis de núcleos es el procedimiento más utilizado para cuantificar la porosidad y es un método directo, en el que se analizan grandes

o pequeñas porciones de la roca (núcleo). Con los registros de pozos (sónico, densidad y neutrón), se obtiene de manera indirecta el valor de la porosidad.

El análisis de las muestras litológicas permite identificar los sistemas porosos predominantes; en general los yacimientos tanto de Jurásico Superior Kimmeridgiano como de Cretácico están caracterizados por rocas con porosidad de matriz y porosidad secundaria por fracturamiento (Figura 5.4).

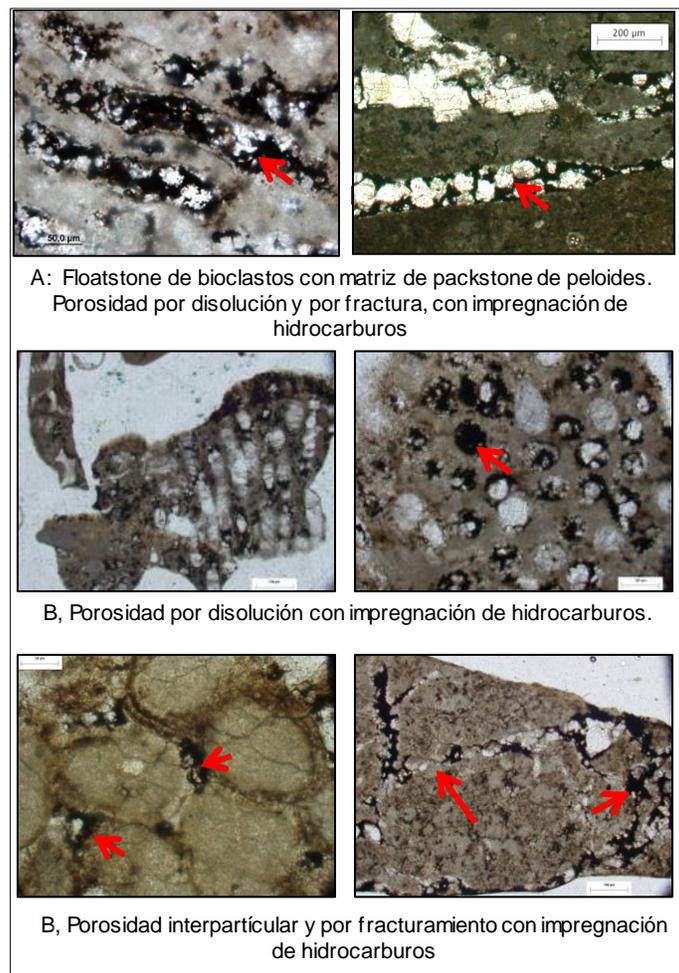


Figura 5.4. Tipos de porosidad observados en muestras de canal de los yacimientos Cretácico y Jurásico Superior Kimmeridgiano (PEMEX, 2016).

Resultado del análisis en láminas delgadas de los pozos del campo, para el Kimmeridgiano se identificó disolución, fractura y microporosidad con valor máximo de hasta el 8% (Figura 5.5).

De la estimación de porosidad se concluye que el Cretácico Medio es el que mejores características presenta, en consecuencia, es la unidad que deberá presentar la mayor acumulación de hidrocarburos.

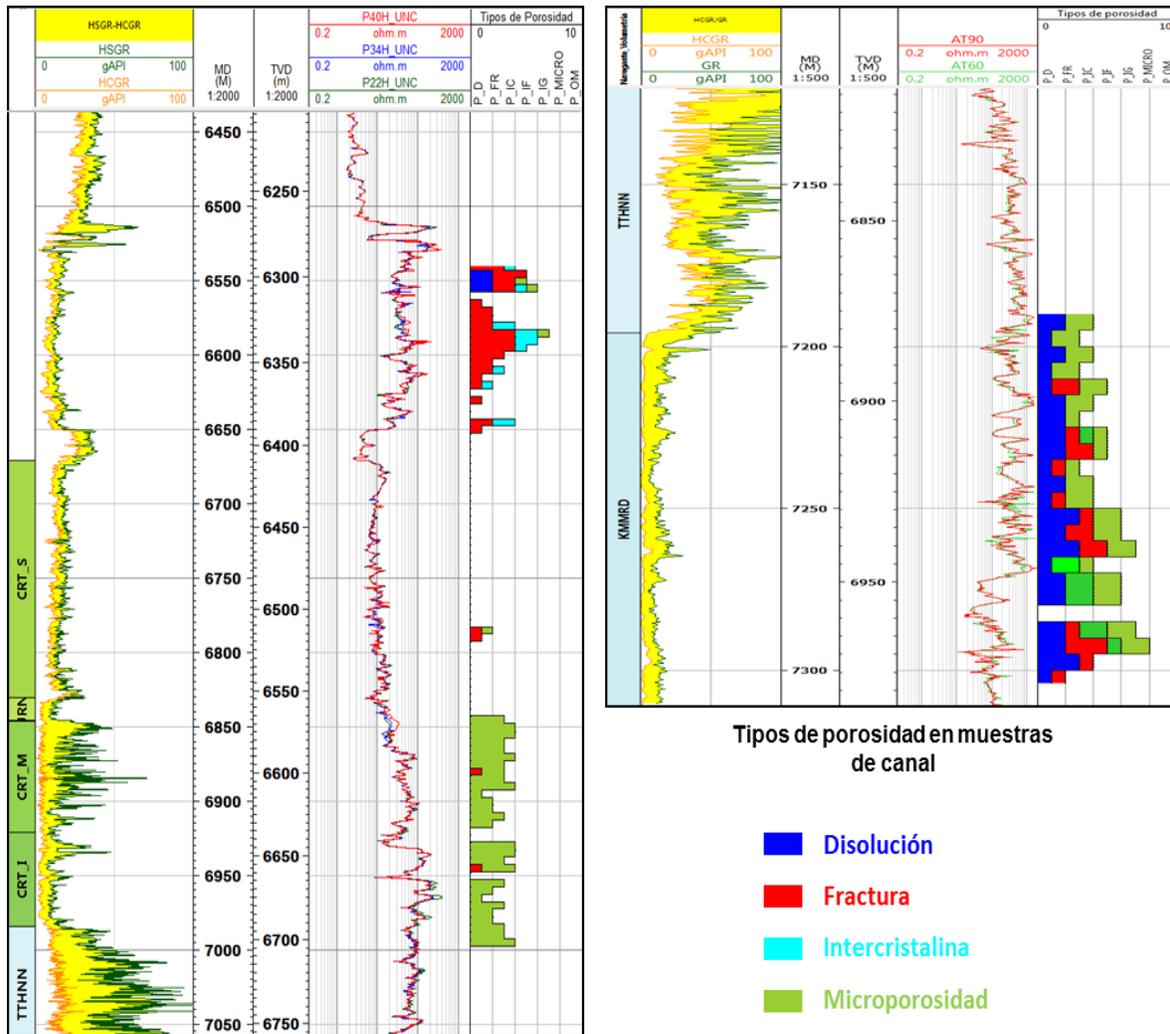


Figura 5.5. Resultado del análisis de porosidad en muestras de canal de los yacimientos Cretácico y Jurásico, Pozo C.

5.2.4 Modelo de saturación de agua

El volumen de fluidos dentro de la formación es calculado con las ecuaciones de saturación, las cuales relacionan la resistividad y porosidad con la saturación de agua, para la evaluación del campo se utilizó el modelo de saturación de Doble Agua, la cual considera dos componentes, agua asociada a la arcilla y los minerales de arcilla, y está basada en la ecuación de Archie (1942).

La ecuación de Archie (1942), es la más comúnmente utilizada para la evaluación petrofísica y es la primera conocida para el cálculo de saturación de hidrocarburos donde se desarrolla una relación de índice de resistividad (RI) y el factor de resistividad de la formación (F):

$$S_w = \left(\frac{1}{RI}\right)^{1/n} = \left(\frac{F * R_w}{R_t}\right)^{1/n} \rightarrow S_w^n = \frac{\alpha R_w}{\phi^m R_t}$$

Sw= Saturación de agua de formación
 F= Factor de formación. (α/ϕ^m)
 α = Factor de tortuosidad
 m= Exponente de cementación
 Rw= Resistividad de agua de formación
 Rt= Resistividad verdadera de la formación
 N= Exponente de saturación

El modelo de doble agua propone que una formación arcillosa se comporta como una formación limpia con la misma porosidad, tortuosidad y contenido de fluido, excepto que el agua parece ser más conductiva que lo esperado de su salinidad volumétrica. El exceso de salinidad es debido a cationes adicionales ligados levemente en una capa difusa que rodea las partículas de arcilla para compensar la deficiencia de eléctricas en el cristal de arcilla. Este modelo no toma en cuenta la exclusión de sal de parte del volumen de poros cercanos a la superficie arcillosa (CEDIP, s.f.). La ecuación de saturación de agua efectiva es:

$$S_{w_e} = \frac{S_{w_{TOTAL}} - S_{w_b}}{1 - S_{w_b}}$$

$$\text{donde } S_{w_b} = \frac{V_{cl} * PHICl}{PHIT} \text{ y } S_{w_{TOTAL}} = \sqrt{\frac{F * R_{w_e}}{R_t}}$$

Swe= Saturación de agua efectiva
 Swb= Saturación de agua ligada
 Vcl= Volumen de arcilla
 PHICl= Porosidad de arcilla
 PHIT= Porosidad total
 F= Factor de formación
 Rwe= Resistividad de agua equivalente

5.3 Evaluación petrofísica del Pozo A

En el yacimiento del Jurásico Superior Kimmeridgiano se definieron dos zonas, en la zona B, de 6593-6820 mbnm se tiene la presencia de una caliza libre de arcilla, con buena porosidad y presencia de fracturas, la zona A, de 6820-6911 m donde las características petrofísicas son de menor calidad, es una alternancia de calizas con intercalaciones de lutitas con baja porosidad.

El cálculo de la resistividad del agua de formación (R_w) se realizó tomando el valor de salinidad de 280,000 ppm obtenido mediante análisis fisicoquímico de muestras de agua tomadas a nivel Kimmeridgiano en el Pozo A. La R_w calculada es: 0.009 ohm-m a una temperatura de 165 °C.

Actualmente se concluye que el yacimiento se encuentra con alta saturación de agua, por tal motivo en la evaluación petrofísica se utiliza una “ m ” = 2.5 (Figura 5.6).

Dados los resultados del Pozo A se realizó una reentrada a nivel de Thitoniano a fin alcanzar en mejor posición estructural el yacimiento de Jurásico Superior Kimmeridgiano, sin embargo, después de los resultados tanto del A como del A-RE, este intervalo se clasificó como invadido de agua salada.

Para el yacimiento Cretácico se definió la cima del yacimiento a la profundidad de 6,132 mbnm y la base a 3,686 mbnm. En este yacimiento no se cuenta con muestras de agua representativas por lo que es válido utilizar salinidades de un campo análogo, en este caso cercanas a los 200,000 ppm.

Para la evaluación petrofísica se utilizó una “ m ” = 2 y para el cálculo del espesor neto impregnado un valor de corte en la porosidad del 2% (Figura 5.7).

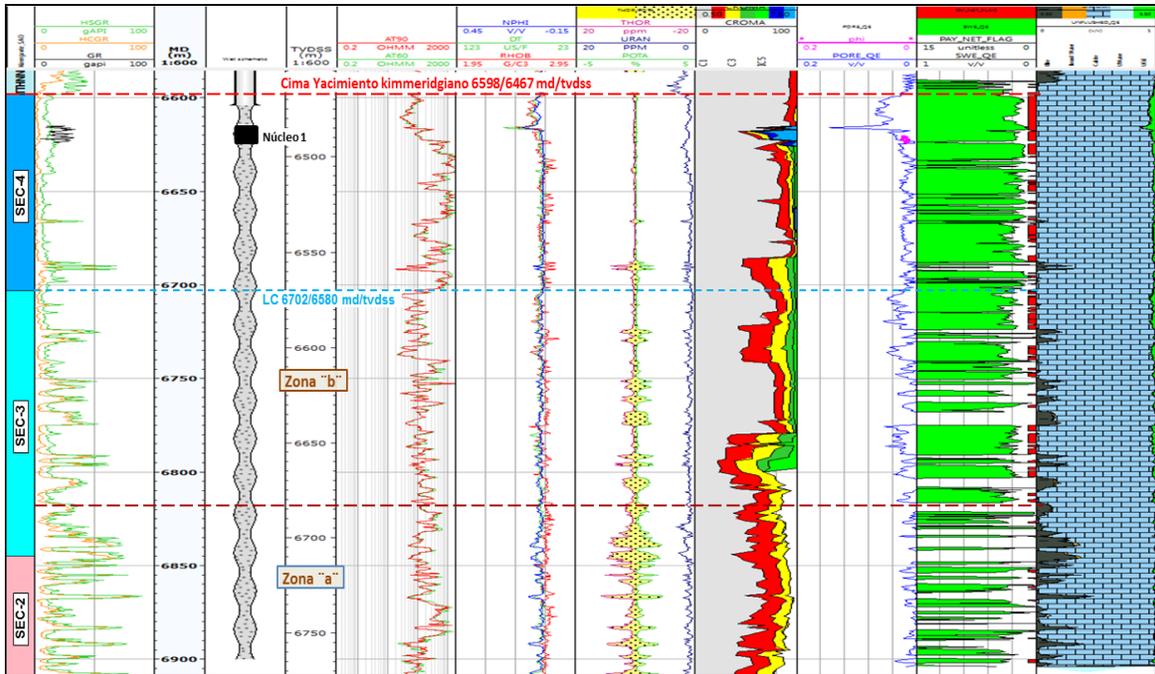


Figura 5.6. Evaluación petrofísica del Pozo A, Jurásico Superior Kimmeridgiano

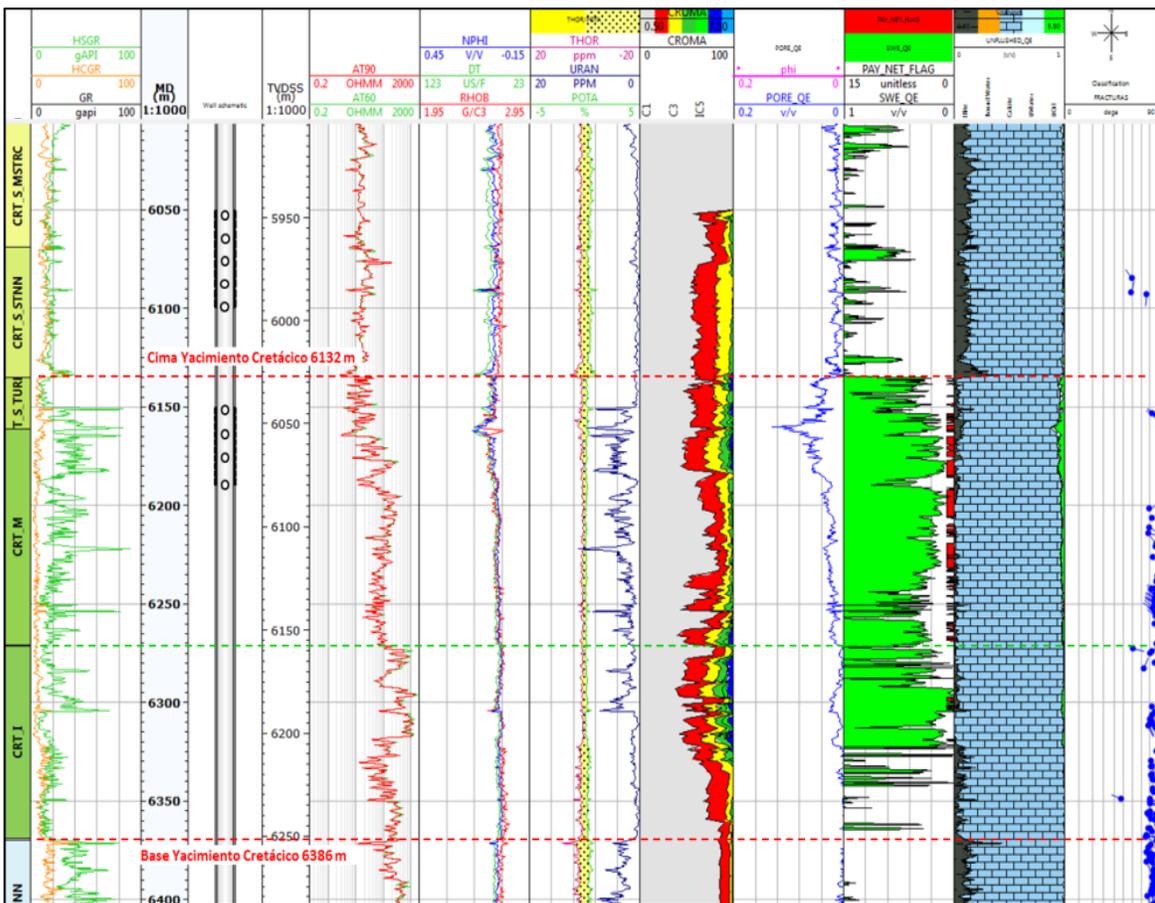


Figura 5.7. Evaluación petrofísica del Pozo A, yacimiento Cretácico.

5.4 Evaluación petrofísica del Pozo B

El intervalo 6565-6665 m perteneciente al yacimiento Jurásico Superior Kimmeridgiano, se realizó una prueba de producción donde aportó agua de 148,500 ppm, se registró una presión de 966 psi, sin presencia de aceite. De acuerdo con los resultados se definió el yacimiento Jurásico Superior Kimmeridgiano como invadido de agua salada. En la evaluación petrofísica se utilizó una “m” = 2.5, a fin considerar los resultados, se concluye que la alta resistividad presente en este intervalo es debido a compacidad de la formación.

En el yacimiento Cretácico no se realizó una medición confiable, ya que el pozo no estabilizó, se estimó un volumen de aceite del 64% al 97%, con corte de agua de salinidad que varía de 23 a 75,000 ppm (no representativa del yacimiento). Para la evaluación petrofísica se utilizó una $m = 2$ y salinidad de agua de 200,000 ppm. La cima del yacimiento Cretácico se estableció a 6,046 mbnm y la base a 6,262 mbnm (Figura 5.8).

Debido a un accidente mecánico no se concluyó con el programa de prueba, queda evidente la presencia de hidrocarburos en el yacimiento.

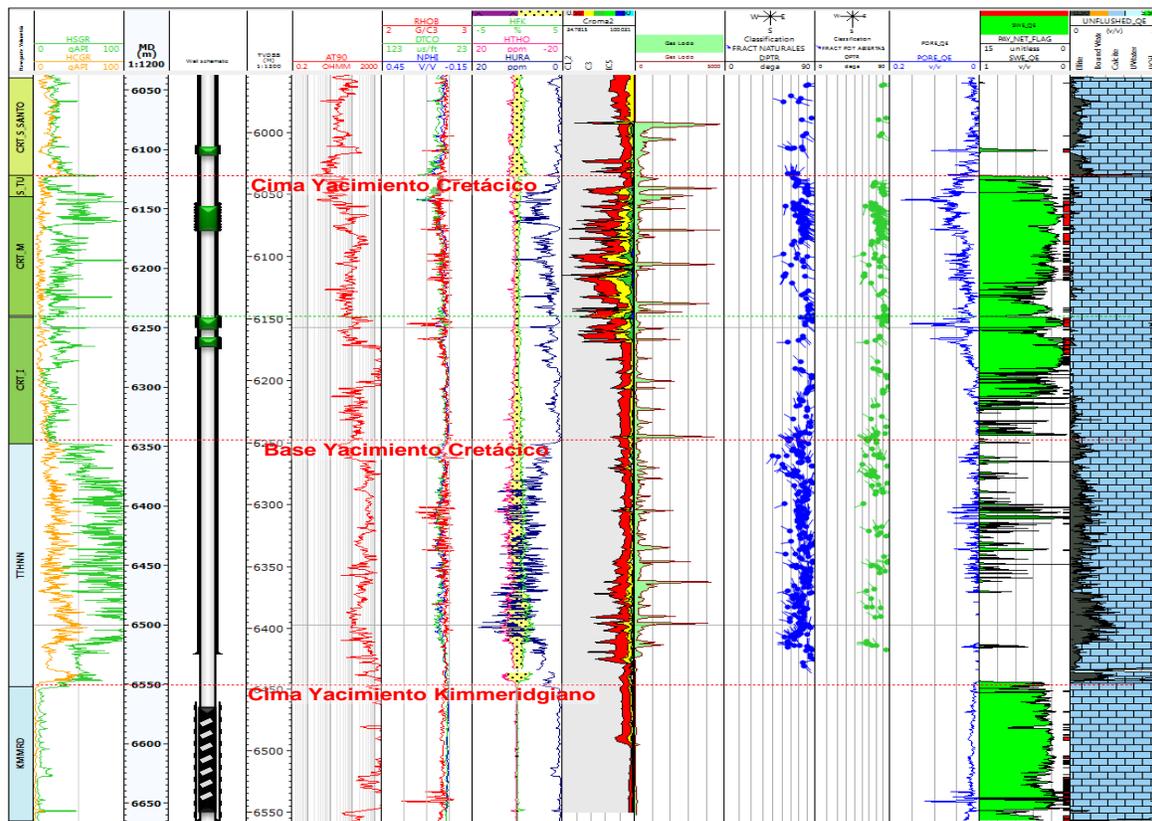


Figura 5.8. Evaluación petrofísica del Pozo B, yacimiento Cretácico y Jurásico Superior Kimmeridgiano.

5.5 Evaluación petrofísica del Pozo C

En el yacimiento Jurásico Superior Kimmeridgiano se tomaron registros en agujero descubierto, espectroscopia de rayos gamma, resistividad, porosidad (sónico, densidad-neutrón y densidad) y de imágenes, de igual manera se contó con análisis de laboratorio en muestras de canal.

Con la interpretación de la imagen microresistiva se identificó una zona de mayor intensidad de fracturamiento en el Jurásico Superior Kimmeridgiano, de 7245 a 7265 mbnm.

Con el apoyo del registro sónico dipolar se determinó que la mayoría de las fracturas en el Jurásico Superior Kimmeridgiano se encuentran abiertas.

Se considera que el pozo sufrió un severo daño durante la perforación por lo que no se refleja la presencia de fracturamiento en la producción.

En la Figura 5.9 se muestra el resultado de la evaluación petrofísica, con una salinidad de 200,000 ppm y $m = 2$.

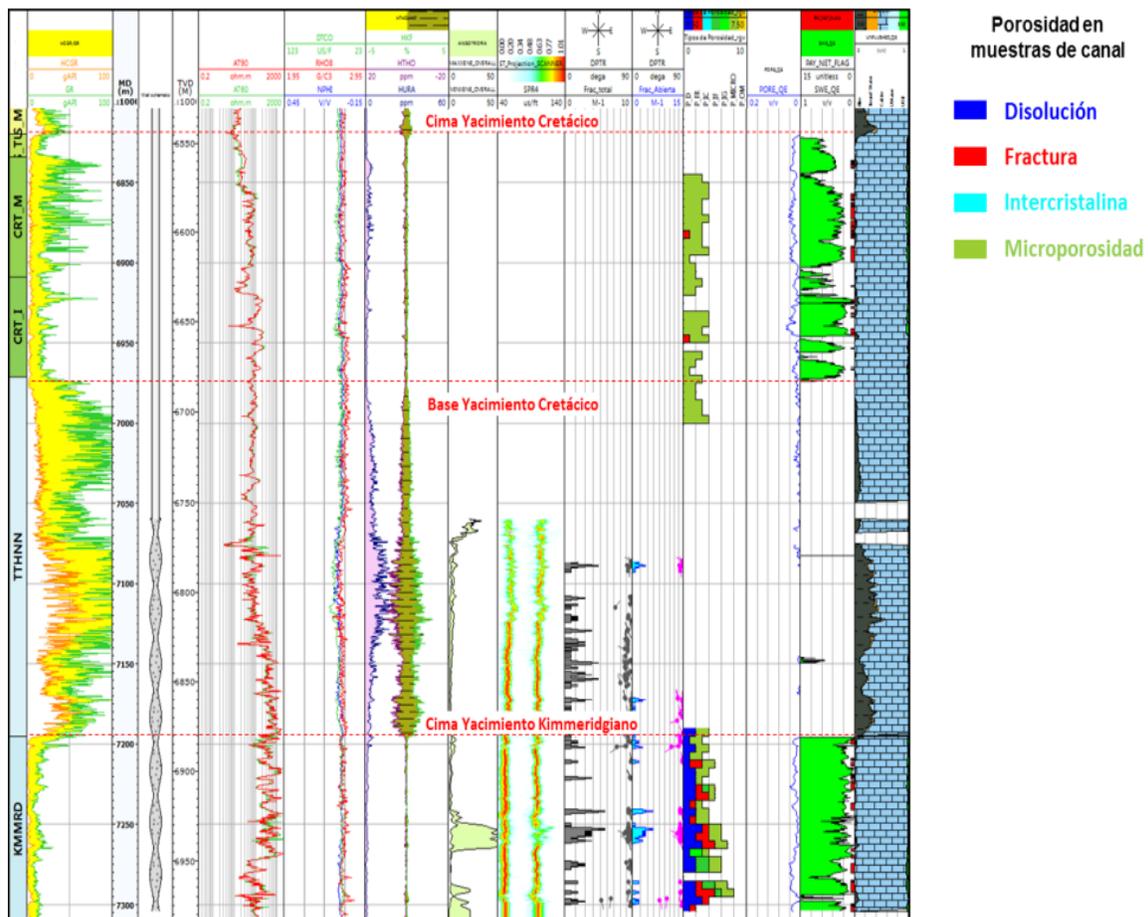


Figura 5.9 Evaluación petrofísica del Pozo C.

Por razones operativas del Pozo A nivel de Cretácico se tomaron registros en agujero entubado lo que afecto la calidad de los mismos otorgando una gran incertidumbre para la caracterización del medio poroso y de saturación de hidrocarburos; se tomaron otros registros como rayos gamma y resistividad durante la perforación (LWD, por sus siglas en inglés).

La construcción del modelo petrofísico se basó en registros generados por técnicas de redes neuronales y resultados de los análisis de laboratorio a muestras de canal.

En el Cretácico Medio e Inferior se identificó escaso fracturamiento, por lo que el sistema poroso corresponde principalmente a microporosidad, tal y como se observó en las muestras de canal.

5.6 Tabla de propiedades por pozo

Los valores promedio de propiedades petrofísicas se realizaron para cada uno de los yacimientos. Los valores de corte utilizados son: volumen de arcilla ≤ 20 % porosidad ≤ 2 % y $S_w \leq 30$ %. Los valores obtenidos para cada zona corresponden a promedios aritméticos (Tabla 5-1).

De acuerdo con la evaluación petrofísica, se observa que el yacimiento Cretácico posee porosidades promedio de hasta 6 % para la formación de Agua Nueva. El yacimiento Jurásico Kimmeridgiano posee porosidades promedio entre el 6 y 10 %, sin embargo, de acuerdo con los resultados de los pozos, este yacimiento se encuentra invadido en el bloque de los pozos A y B.

Tabla 5-1. Valores promedio de propiedades petrofísicas.

Pozo	Yacimiento	Espesor Bruto (m)	Espesor Neto (m)	Relación Neto/Bruto	Volumen de arcilla (%)	Porosidad (%)	Saturación de Agua (%)
A	CRT_SAN	25	10	0.38	4.80	6.00	20.20
	CRT_M	105	66	0.63	1.80	3.60	17.20
	CRT_I	94	5	0.05	3.50	2.30	4.00
	KMMRD	307	2	0.01	0.00	10.60	23.30
B	CRT_SAN	17	2	0.11	1.50	6.80	26.80
	CRT_M	96	37	0.39	0.60	5.50	21.00
	CRT_I	103	23	0.23	0.40	4.50	12.80
	KMMRD	143	3	0.02	0.00	6.30	13.50
C	CRT_SAN	12	0	0.00	0.00	0.00	0.00
	CRT_M	61	25	0.41	1.30	3.40	22.80
	CRT_I	62	18	0.29	1.30	3.20	18.20
	KMMRD	97	34	0.35	1.20	2.70	17.80

6. Ingeniería de yacimientos

El trabajo de Ingeniería de yacimientos inicia analizando los registros geofísicos y muestras de los fluidos de los pozos, lo cual proporciona una idea más clara de la cantidad de hidrocarburos contenida por unidad de volumen de roca y sirve de base para actualizar el modelo integral, el cual varía en función de la vida productiva del yacimiento.

A continuación, se describe brevemente las principales actividades realizadas y los resultados de los pozos del campo en estudio.

6.1 Resultados de los pozos

La Tabla 6-1 muestra un resumen de los resultados de los pozos, los intervalos en que fueron probados, los gastos iniciales, el porcentaje de agua y salinidades observadas en cada uno de ellos, entre otros.

Tabla 6-1. Resultados de los pozos del campo.

Características	A					B		C
	Descubridor		RE		RMA			
Yacimiento	KMMRD		KMMRD		CRT_SAN CRT_M	KMMRD	CRT_SAN CRT_M CRT_I	KMMRD
Qo (bdp)	1,770	1,664	1,114	635	-	-	-	237
Qg (mmpcd)	7.7	7.37	5.3	372	-	-	-	0.712
Estrangulador	1/4"	1/2"	3/8"	3/8"	3/4"	5/8"	5/16"	1/4"
Presión inicial (kg/cm ²)	879 (estimada)	508	531	517	1148	-	857	837
°API	46.8	46.8	41.27	45	-	-	-	44.5
Presencia Agua	2 %	20 %	50 %	3.87 bpd	-	60 %	10-97 %	sin presencia
RGA	912	789	845	1085	-	-	-	535
Salinidad (p.p.m)	133,000	180-270,000	170,000	123,000	-	148,500	-	-
Tipo de fluido	Gas y condensado					Gas y condensado		Aceite volátil
Resultado	Productor de aceite y gas	Productor no comercial de aceite y gas	Invadido de agua salada		Desalojo agua con trazas de aceite	Invadido de agua salada	Taponado temporalmente por accidente mecánico	Productor no comercial de aceite

6.1.1 Pozo A

El pozo exploratorio A fue productor no comercial de aceite y gas, y mediante un estudio de Presión, Volumen y Temperatura (PVT) se definió como gas y condensado.

Se realizó la prueba de presión-producción en el intervalo 6584-6911md en agujero descubierto, en la formación Jurásico Superior Kimmeridgiano. Los resultados de la medición se muestran en la Tabla 6-1, primera columna.

Durante la prueba se determinó el punto de Rocío (Proc) 397.02 Kg/cm² a la temperatura de yacimiento de 165 °C, esta presión de saturación es menor a la última presión estática al nivel medio del intervalo productor (879.87 kg/cm²), lo cual indica que el fluido de yacimiento se encuentra bajo saturado y confirma su representatividad.

Posteriormente en enero de 2013 se realizó una prueba de presión producción, la cual consistió en un incremento y dos decrementos. Los resultados de esta segunda medición se muestran en la Tabla 6-2.

Durante los periodos de flujo por estranguladores de 1/2" y 3/8" se presentó un abatimiento abrupto del gasto con respecto al tiempo de producción +/- 10 días, así como un incremento en el corte de agua, por lo que se aisló el intervalo y realizó una reentrada en busca de producción en el Jurásico Superior Kimmeridgiano sin la influencia del contacto agua aceite.

Tabla 6-2. Resultado de las mediciones por 1/2" y 3/8" del Pozo A.

Est.	Qo	Qg	RGA
"	(bpd)	(mmpcd)	(m ³ /m ³)
1/2"	1,257	4.5	637
1/2"	1,664	7.37	789
1/2"	1,391	5.89	754
3/8"	805	3.2	708
3/8"	870	2.55	522
3/8"	824	2.54	549
3/8"	596	2.66	795
3/8"	462	2.6	1002
3/8"	783	2.3	523
3/8"	296	1.15	692
3/8"	187	0.81	771

Análisis PVT

En general, el análisis PVT de muestras de aceite y gas disuelto, tiene por objeto proporcionar datos del comportamiento volumétrico y de fase de fluidos almacenados en los yacimientos, indispensables para realizar las predicciones de sus comportamientos, así como las técnicas adecuadas de explotación de estos (PEMEX, 2012).

De los resultados del análisis PVT se concluye que el fluido analizado corresponde a un gas y condensado (Figura 6.1).

Durante la prueba de presión producción se determinó el punto de Rocío de 397.02 Kg/cm² a la temperatura de yacimiento de 165 °C, esta presión de saturación es menor a la última presión estática al nivel medio del intervalo productor (879.87 kg/cm²), lo cual indica que el fluido de yacimiento se encuentra bajo saturado y confirma su representatividad.

Yacimiento de gas y condensado (PVT)			
Condiciones del Yacimiento			
Presión inicial	879.87	kg/cm2	
Temperatura	165.0	°C	
Presión de Saturación (Proc)			
a 165.0 °C:	397.02	kg/cm2	
Relación Gas-Aceite			
Flash Atmosférico	912.04	m3/m3	
Estudio a Masa Constante (CCE)			
	@Pres y Tres	@Psat y Tres	
Compresibilidad	1.463 x 10-5	5.698 x 10-5	1/(kg/cm2)
Factor de Desviación del Gas (Z)	1.835	1.005	
Estudio de Agotamiento (CVD)			
Presión de Abandono	66.14	kg/cm2	
Líquido Recuperado Acumulativo a la Presión de Abandono:			
C3+	33.18	% vol	
C4+	27.70	% vol	
C5+	23.50	% vol	

Figura 6.1. Resumen de resultados del estudio PVT, Pozo A (PEMEX, 2016)

6.1.2 Pozo A-RE

La perforación de la reentrada del Pozo A se realizó abriendo una ventana en el intervalo de 6517-6520 m en TR de 7", perforando direccionalmente hasta 6670 md (6560 mbnm), durante su perforación solo se presentaron pérdidas de circulación en la formación de Jurásico Superior Kimmeridgiano, teniendo como pérdida 301.44 bls de lodo, no se presentaron manifestaciones.

Se probó en agujero descubierto el intervalo 6322-6670 m, efectuando prueba de admisión y estimulación matricial registrando las mediciones mostradas en la Tabla 6-3. Se observó un incremento del porcentaje de agua hasta un 50%, se aisló el intervalo metiendo Liner de 5" a 6670m.

Tabla 6-3. Resultado de las mediciones por 3/8" y 5/16" del Pozo A-RE (KMMRD)

Est (pg)	Qo (bpd)	Qg (mmpcd)	Qw (bpd)	RGA (m ³ /m ³)	Gravedad (°API)	Agua (%)	Salinidad (ppm)
3/8	1,114	5.3	-----	845	41.27	34.6	150,000
3/8	635	3.9	-----	1091	40.43	30.9	130,000
5/16	Batería	Batería	-----	-----	43.39	50	193,000

Posteriormente se disparó el intervalo 6594-6630 m, indujo pozo desalojando 90% agua y 10% productos, posteriormente realizó prueba de admisión, desalojando agua con productos y trazas de aceite. Realizó estimulación matricial ácida con presiones de 6,640-10,446 psi, observando una presión de cierre instantánea de 4790 psi y una presión estabilizada de 3400 psi, realizó medición por 3/8".

El intervalo resultó invadido de agua salada por lo que se aisló con cemento.

6.1.3 Pozo A, Cretácico (Reparación Mayor)

Posterior al taponamiento de la reentrada realizada en Jurásico Superior Kimmeridgiano y con base en los registros geofísicos tomados se probó el yacimiento del Cretácico, en los intervalos 6150-6190 m y 6050-6100 m en TR de 7”.

Inició realizando disparo al intervalo 6150-6190 m en las formaciones de Cretácico Agua Nueva y Medio, indujo pozo desalojando agua y productos, posteriormente realizó disparos de 6175-6185 a 6156-6166 m, indujo pozo desalojando agua, posterior realizó estimulación matricial trazada al intervalo 6150-6190 m y redisparó 6175-6185 y 6156-6166, desalojando agua y abatiéndose la presión, posteriormente se realizó inducción, desalojando productos de la inducción y cerró pozo. Abrió pozo aforando por 1/8”, 1/2” y 3/8” registrando presión de 9,000 psi, la cual se abatió a 180 psi en 1 hora; observó el nivel de fluidos a 5462 m, recuperó muestra de fluido (agua) y finalmente colocó tapón de arena al intervalo.

Posteriormente disparó el intervalo 6050-6100 m en la formación de Cretácico San Felipe. Efectuó inducción, registrando una presión de bombeo de 2780-1198 psi, y una presión de fondo de 6610-2401 psi. Realizó prueba de admisión, aforó pozo abatiéndose la presión de 5200 a 100 psi en 15 min. Efectuó estimulación matricial acida con 147 m³ de productos con presión de bombeo de 907 kg/cm², y presión máxima de 1,121 kg/cm². Desalojó agua y productos de la estimulación, sin embargo, no se logró establecer flujo y por condiciones mecánicas no se realizó un fracturamiento que se tenía programado, de tal forma, la prueba queda inconclusa, no fluyo agua de formación, sin embargo, se comprobó la presencia de hidrocarburo y alta presión.

6.1.4 Pozo B

El Pozo B alcanzó una profundidad total de 6665 m, se ubica a 500 m de distancia del Pozo A, resultando 31 m más alto estructuralmente. Se perforaron 112 m dentro de la formación Jurásico Superior Kimmeridgiano con la finalidad de alejarlo del contacto agua-aceite inferido en el Pozo A a 6576 m bnm, probó en las formaciones del Jurásico Superior Kimmeridgiano con el intervalo 6565-6665 m en tubería de revestimiento ranurada resultando invadido de agua salada de 148,500 ppm.

Se tomó registro de gradientes por estaciones de 0 a 6660 m observando por pendientes un nivel de fluidos a 5900 m, se tomaron muestras a 5900m obteniendo 50% de agua con salinidad de 124,371 ppm y a 6665 m obteniendo 99.6% de agua con 126,639 ppm. Debido a la baja porosidad, baja permeabilidad y presencia de agua salada se aisló la formación de Jurásico Superior Kimmeridgiano.

Se probó la formación de Cretácico, disparando los intervalos 6097-6104, 6145-6169, 6240-6250 y 6258-6268 m, en las formaciones Cretácico San Felipe, Agua Nueva, Medio e Inferior, en los cuales se presentaron manifestaciones de aceite y agua.

Se realizó limpieza del pozo, recolectó muestras por estranguladores de 5/16", 3/8" y 5/8", posteriormente efectuó prueba de admisión con pozo cerrado alcanzando una presión de bombeo de 9630 psi, abrió pozo por 1/4" y amplió a 5/8" y realizó inducción, cerró pozo para monitoreo de presiones, abrió pozo por 1/4" quemando flama +/- 2 m y cerró pozo 25 días, posterior abrió pozo por 1/4", igualándose las presiones, realizó mini fracturamiento alcanzando una presión máxima de 1,082.2 kg/cm². El pozo fue cerrado con tapón temporal debido al atrapamiento de la tubería flexible.

6.1.5 Pozo C

El Pozo C se perforó con el objetivo de confirmar y reducir incertidumbre en la extensión de los yacimientos Cretácico y Jurásico Superior Kimmeridgiano del campo en estudio, recategorizar reservas y evaluar un recurso prospectivo.

Se realizó una prueba de producción en agujero descubierto a nivel Jurásico Superior (Tithoniano-Kimmeridgiano). Efectuó medición obteniendo los resultados de la Tabla 6-1.

Durante la perforación se presentaron abundantes pérdidas de circulación ocasionando daño a la formación, y a fin de remover el daño se realizó una estimulación de limpia, posteriormente se presentó colapso de la formación imposibilitando definir el intervalo.

El yacimiento Cretácico se perforó con lodo base aceite, con densidad de 1.75 a 1.95 g/cm³, con barrena de 8 1/2" para TR de 7", en esta etapa se presentaron diversos atrapamientos de la sarta de perforación obligando a cementar la tubería de revestimiento, por lo que la adquisición de registros de neutrón, densidad, sónico y espectroscopia de rayos gamma se realizó en agujero entubado, dada esta condición la calidad de los registros es mala, otorgando así una gran incertidumbre para la caracterización del medio poroso y de

saturación de hidrocarburos, otros registros como rayos gamma y resistividad fueron tomados por la técnica LWD. No se presentaron manifestaciones de hidrocarburos en el Cretácico.

6.2 Caracterización de los fluidos del campo

A fin de caracterizar el tipo de fluidos presentes se compararon las propiedades de presión original, gravedad °API, RGA y temperatura de fondo entre las medidas en el Pozo C con respecto a las obtenidas por el PVT realizado en el Pozo A (Tabla 6-4). De acuerdo con los datos del PVT el tipo de fluido del Pozo A corresponde a gas y condensado.

Tabla 6-4. Tabla comparativa de propiedades de yacimiento A vs C.

Pozo	A	C
Tipo de fluido	Gas y condensado	-
Formación	KMMRD	KMMRD
Ty [°C]	165	142.25
Pyac [kg/cm ²]	879.9	836.9
Psat [kg/cm ²]	397.02	-
RGA [m ³ /m ³]	912	535
°API	46.8	44.5

De la Tabla 6-4 se puede observar que a pesar de que el Pozo A es más somero, presenta una temperatura mayor que el Pozo C.

Respecto a la presión de yacimiento se tiene un diferencial de presión de cada pozo de 22.8 Kg/cm² (llevados a un mismo plano de referencia a 6624 mvbnm).

Así también, se tiene una diferencia notoria entre los valores de RGA obtenidos del análisis PVT del Pozo A, la cual presenta una diferencia de 377 m³/m³ con respecto al Pozo C y finalmente la gravedad °API en el Pozo A es mayor a la del C.

Para identificar de manera correcta el tipo de fluido contenido en el yacimiento del campo y considerando el trabajo de “Clasificación de los yacimientos en México” (León García A., 2013), se definió que el fluido producido por el Pozo C se encuentra muy probablemente dentro de la zona de un yacimiento de aceite volátil (Tabla 6-5).

Tabla 6-5. Clasificación de los yacimientos de México según (León García A., 2013).

Criterios propuestos				
Propiedad	Aceite Negro	Aceite Ligero	Aceite Volátil	Gas y Condensado
Factor de volumen del aceite (Bo m ³ /m ³)	<1.5	1.5-2.0	>2.0	
Relación gas aceite (RGA m ³ /m ³)	<130	130-200	200-550	550-10000
Densidad del aceite (gr/cm ³)	0.8650	0.834-0.865	<0.834	0.731-0.815
Densidad del Aceite (°API)	<32	32-38	>38	42-62
Contenido de la fracción C7+ (%)	>35	25-35	12.7-25	1-12.7
Contenido de la fracción C1 (%)	<44	32-44	44-64	>64
Contenido C2-C6	16-28	22-32	20-28	<20

6.3 Comportamiento de presiones en el campo

El análisis de las presiones se lleva a cabo analizando las presiones de los registros de presión de fondo y las curvas de incremento estabilizadas que se generan durante las pruebas de presión producción, y llevadas a un plano de referencia, para este campo fue de 6,624 mbnm, utilizando el gradiente de yacimiento para gas y condensado de 0.0471 kg/cm²/m y para aceite volátil (bloque del Pozo C) de 0.05047 Kg/cm²/m (Figura 6.2).

Se observa que las presiones iniciales del Pozo A y A-RE caen dentro de la misma tendencia de presión lo que define que corresponden al mismo bloque, no así el punto de presión correspondiente al Pozo C, el cuál presenta una presión original mayor a la tendencia de declinación que sigue el campo actualmente. El análisis de fluidos indica que el Pozo C se comporta como una unidad hidráulica independiente. Con respecto al Cretácico se define que no existe comunicación hidráulica vertical.

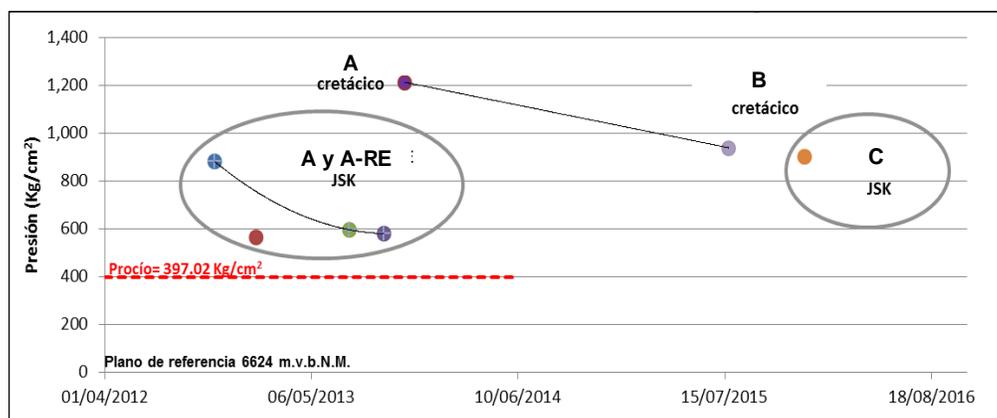


Figura 6.2. Tendencia de presión del campo.

7. Modelo geológico integral

El modelo geocelular del campo en estudio se construyó mediante la integración de la información del modelo estratigráfico/sedimentario, estructural, petrofísico y el análisis de fluidos. La Tabla 7-1 muestra los datos de entrada por disciplina utilizados para su construcción.

Tabla 7-1. Datos de entrada por disciplina.

Disciplina	Datos generales de entrada
Modelo Estratigráfico-Sedimentario	Marcadores de formaciones, dirección del variograma en función del modelo sedimentario.
Modelo Estructural	Fallas y Horizontes (cima de Jurásico Superior Kimmeridgiano y Cretácico).
Modelo Petrofísico	Curvas de porosidad y saturación de agua, valores promedio y valores de corte para cada propiedad.
Ingeniería de Yacimientos	Datos generales de pozos, intervalos productores, factores volumétricos.

La construcción del modelo integral se realizó mediante el software de PETREL®, se consideraron los yacimientos del Cretácico, el cual comprende los carbonatos del Cretácico Agua Nueva, Cretácico Medio y Cretácico Inferior y el yacimiento Jurásico Superior que comprende el Kimmeridgiano.

7.1 Modelo geocelular

Para la elaboración del modelado geocelular, como primer paso se modelaron las fallas, llevando un control de calidad entre el dato de entrada y el modelado, respetando el echado y rumbo de los planos de falla, posteriormente definiendo los límites del modelo se generó una malla, la cual se utilizó para la población de propiedades. Las dimensiones de la malla en X y Y son de 100x100 m (Figura 7.1).

Los horizontes utilizados para la construcción del modelado geocelular corresponden al del Cretácico Medio y Jurásico Superior Kimmeridgiano. La base de los yacimientos se definió

mediante una superficie paralela a la cima de cada uno de los horizontes ajustados al marcador que representa.

Con base a las superficies se realizó la definición de zonas; el Cretácico fue dividido en tres zonas, una por cada yacimiento (Cretácico Agua Nueva, Medio e Inferior) y el Jurásico Superior Kimmeridgiano se dividió a su vez en tres zonas, de acuerdo a las secuencias expuestas en el capítulo 3.

Es importante mencionar que se consideró la segmentación de los yacimientos en función de la falla con dirección NE SW que separa el bloque de los pozos A y B del bloque del Pozo C (Figura 7.1)

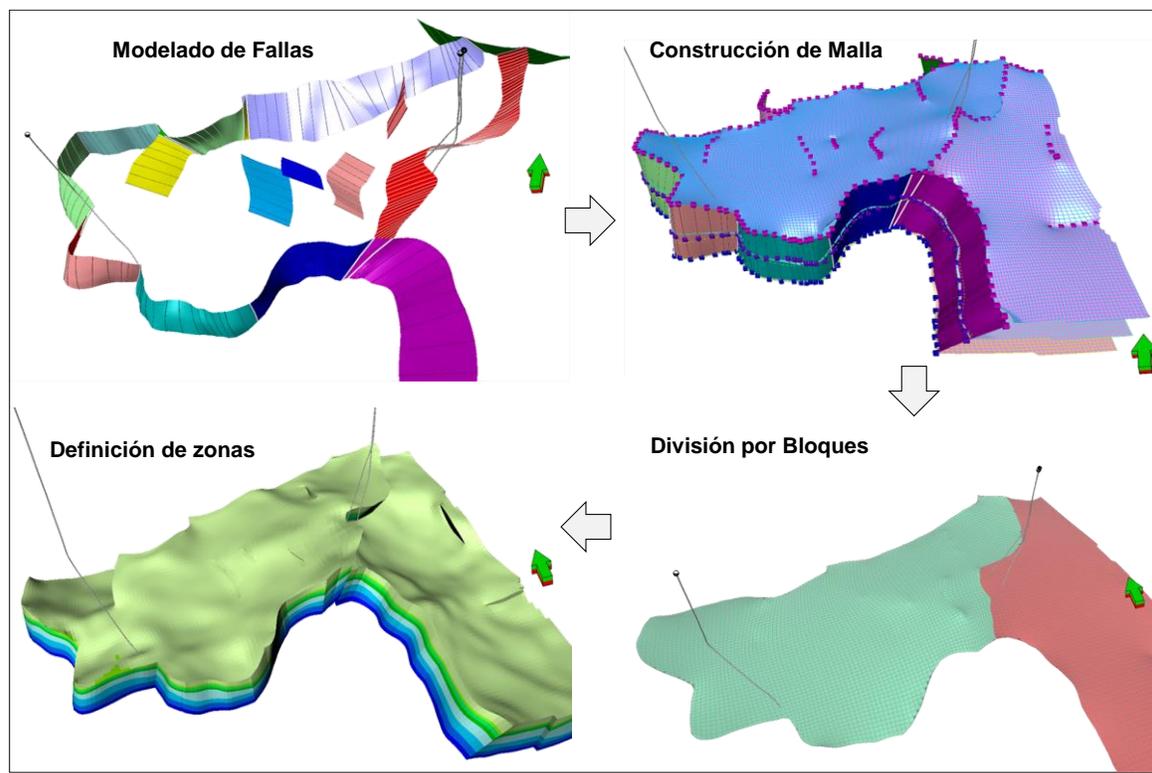


Figura 7.1. Construcción del modelo geocelular.

7.2 Modelado petrofísico

7.2.1 Escalado de propiedades

El escalado de propiedades consiste en llevar los registros de la evaluación petrofísica a las celdas de la malla tridimensional modelada.

Con la finalidad de lograr una representación con mayor precisión que respete los datos de entrada del modelo en el escalado de cada propiedad petrofísica, se definió la resolución vertical de las celdas de 1.5 m para el yacimiento de Cretácico y de 2.5 m de espesor para el yacimiento de Jurásico Superior Kimmeridgiano, en función de la variabilidad vertical observada en los registros de los pozos A, B, y C.

Se realizó el escalado de las siguientes propiedades: porosidad efectiva (PHIE) y saturación de agua (SW); utilizando diferentes métodos estadísticos (Tabla 7-2), según comportamiento de cada unidad, a fin de representar el pozo tanto de forma visual como en su distribución estadística. (Figuras 7.2, 7.3, 7.4 y 7.5).

Tabla 7-2. Métodos geoestadísticos para escalar las propiedades.

Yacimiento	Porosidad efectiva	Saturación de Agua
CRT_SAN	Aritmético	Mediana
CRT_M	Random	Random
CRT_I	Aritmético	RMS
KMMRD	Random	Mediana

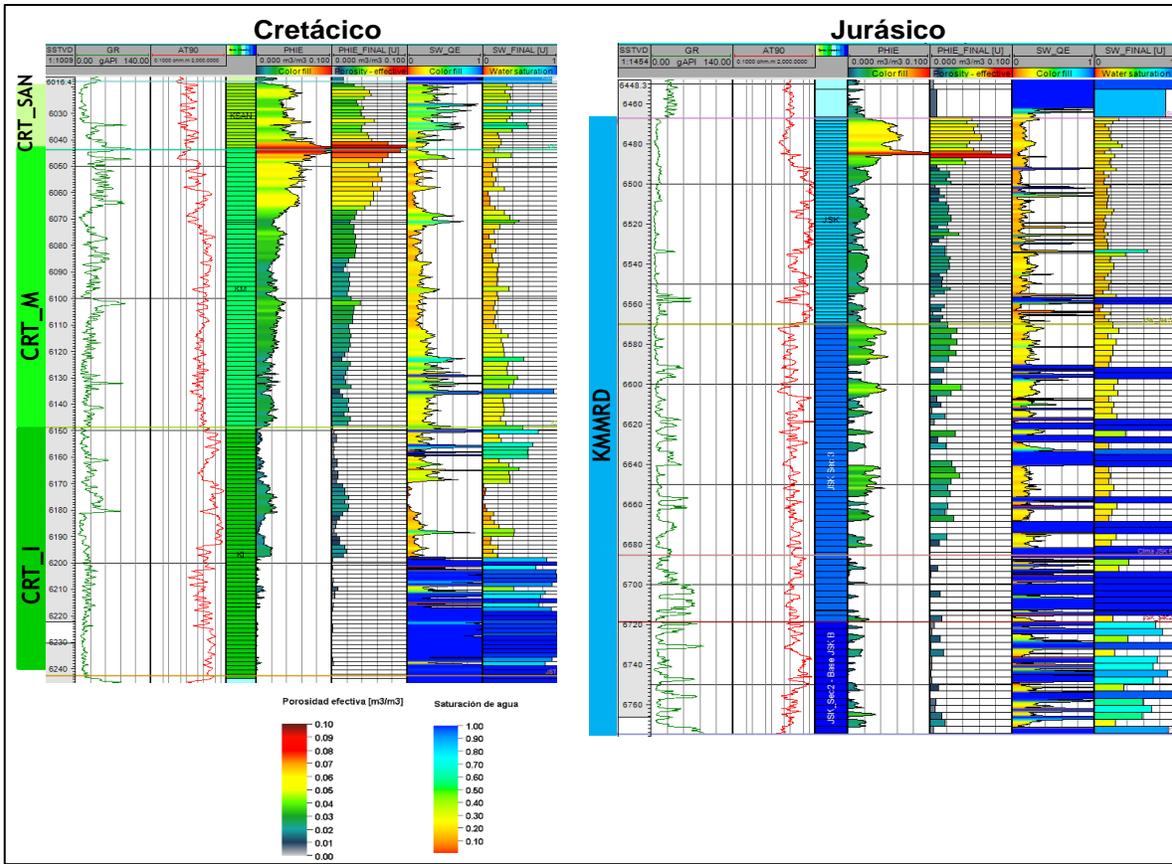


Figura 7.2. Escalado de curvas petrofísicas al modelo geocelular, Pozo A.

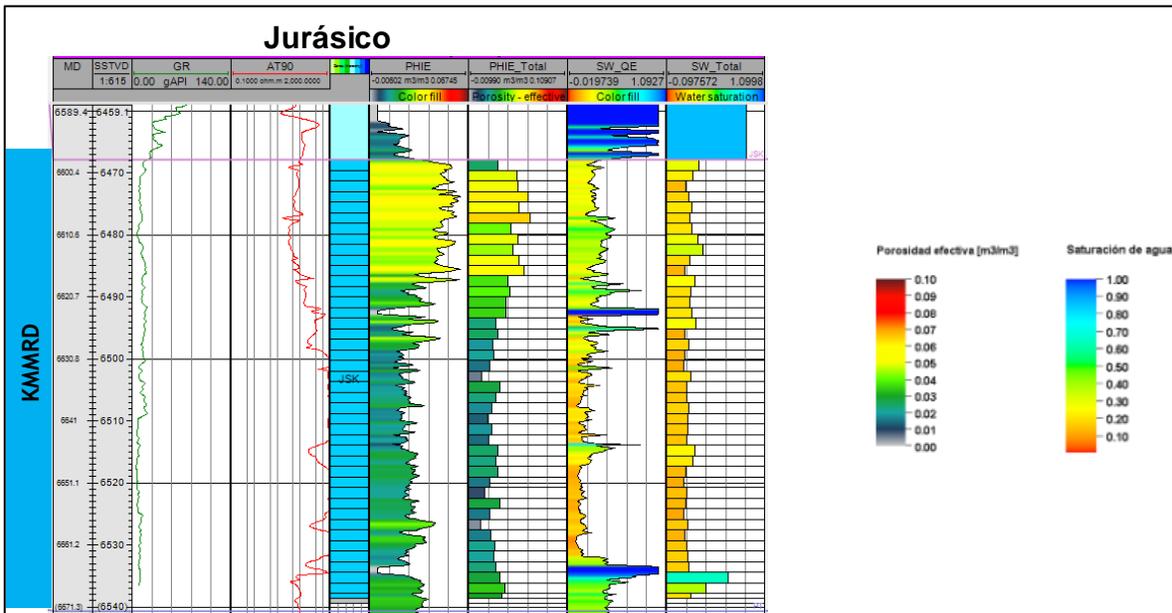


Figura 7.3. Escalado de curvas petrofísicas al modelo geocelular, Pozo A-RE.

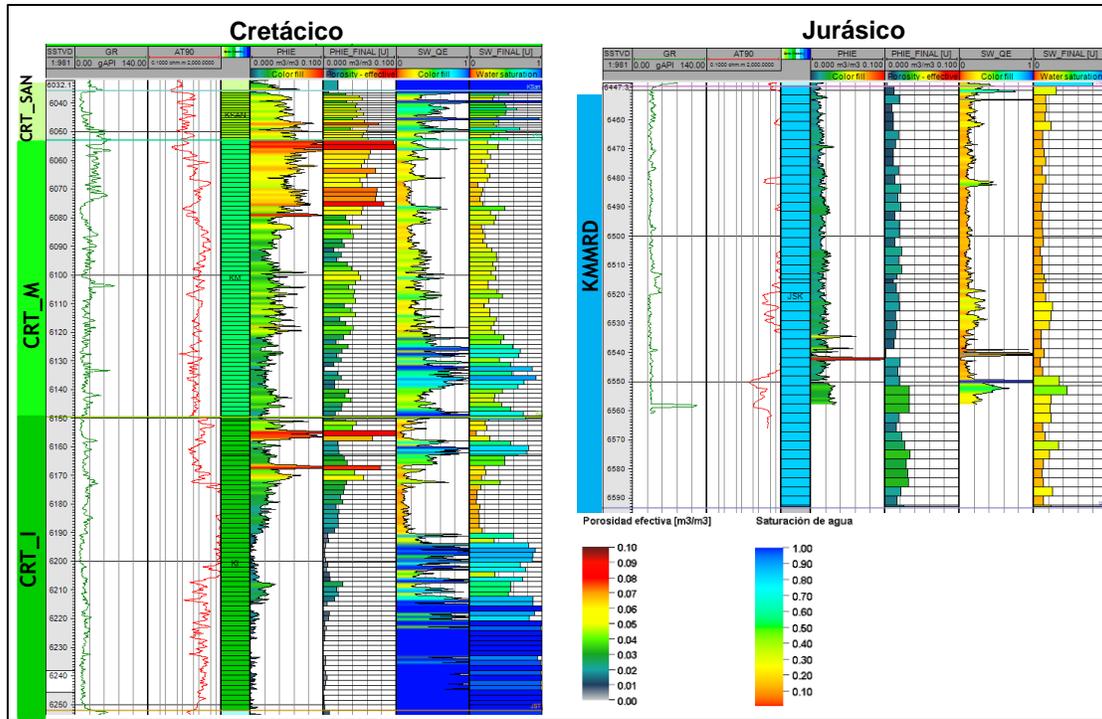


Figura 7.4. Escalado de curvas petrofísicas al modelo geocelular, Pozo B.

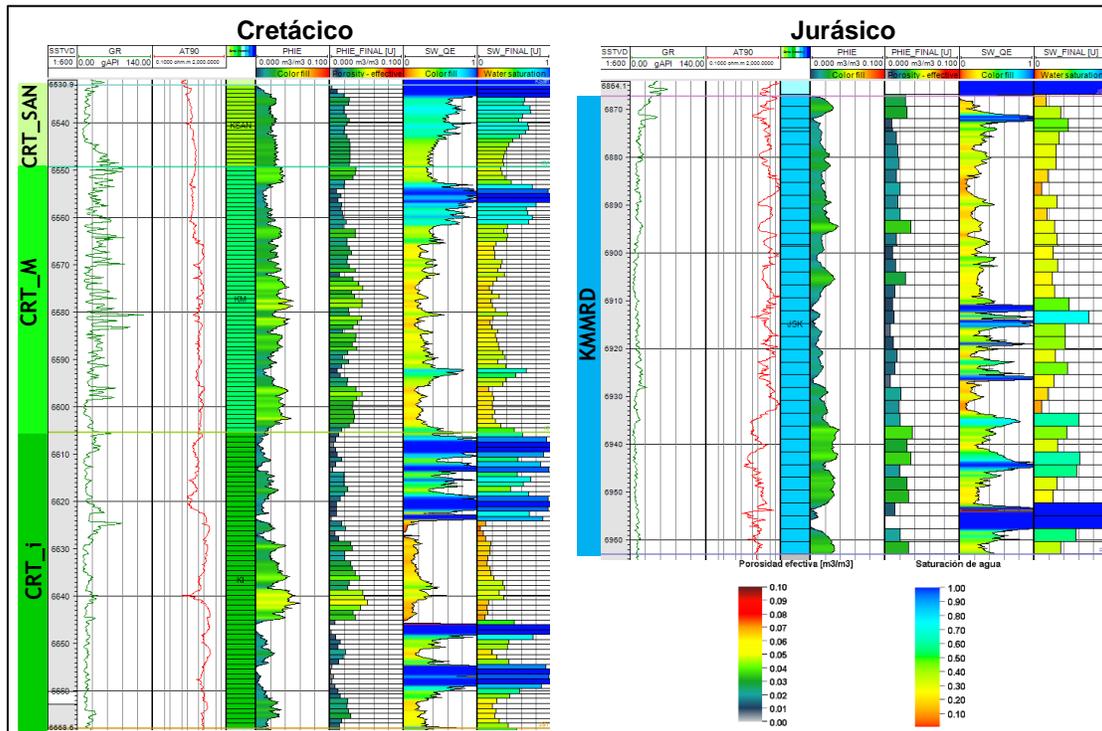


Figura 7.5. Escalado de curvas petrofísicas al modelo geocelular, Pozo C.

7.3 Análisis de datos

Posteriormente se realizó un análisis de los datos para evaluar la distribución de las propiedades por medio de valores de entrada y salida con respecto a la curva de distribución y observando los datos por medio de los histogramas para cada yacimiento.

El análisis de datos permite una mejor comprensión de las tendencias y de su comportamiento de una manera interactiva. Utiliza transformaciones simples tales como la entrada y la salida de truncaciones, logarítmicas, conteo de datos, entre otros.

Los valores promedio obtenidos durante el escalamiento son similares o aproximados al dato de entrada calculado en el modelo petrofísico, los cuales posteriormente fueron comparados con los obtenidos en el modelado; mismos que se mostrarán en el siguiente apartado.

7.3.1 Histogramas de yacimientos

Los histogramas muestran la distribución de los valores para un registro determinado o para la propiedad individual, son utilizados para revisar y comparar los datos de entrada con respecto los de salida (Figura 7.6, 7.7 y 7.8). En la Tabla 7-3 se observan los valores del registro, los valores escalados y los valores de la propiedad.

Tabla 7-3. Valores promedio de las propiedades petrofísicas.

Yacimiento	Porosidad (%)			Saturación de agua (%)		
	Registro	Escalado	Modelo	Registro	Escalado	Modelo
CRT_SAN	3.8	3.9	3.9	53	50	50
CRT_M	3.41	3.29	2.9	33.7	33.1	39.3
CRT_I	1.31	1.36	1.21	57.2	57.1	57.8
KMMRD	2.1	2.1	2.2	28.5	24.8	27.9

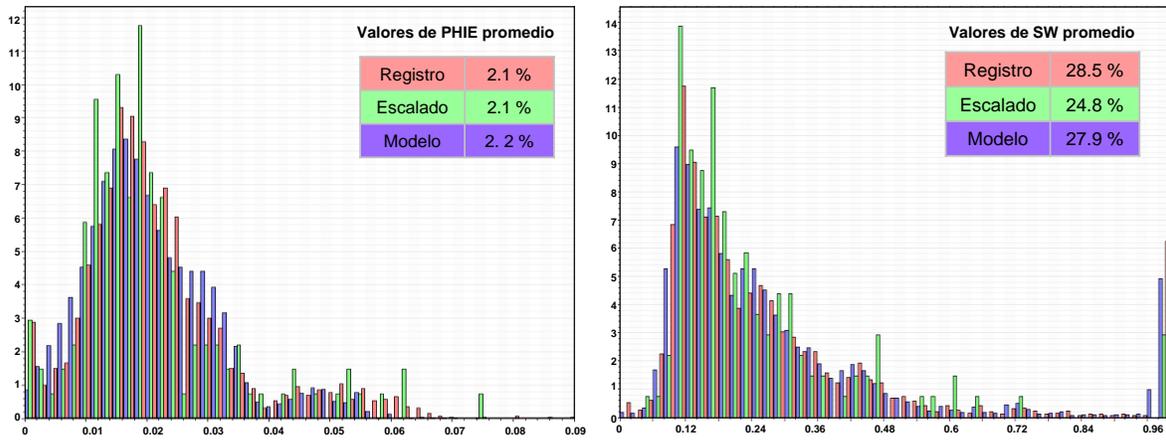


Figura 7.6. Histogramas de PHIE y SW, Jurásico Superior Kimmeridgiano S4

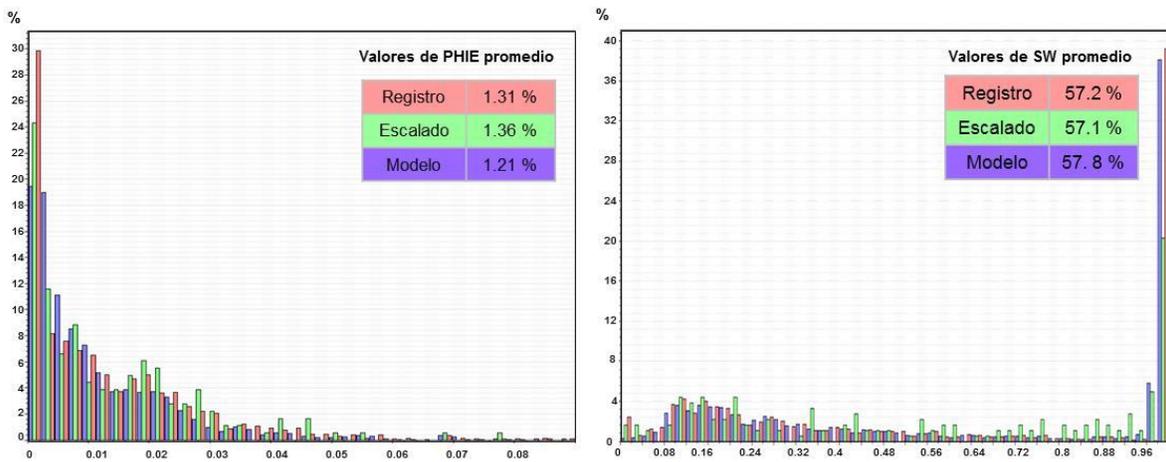


Figura 7.7. Histogramas de PHIE y SW, Cretácico Inferior.

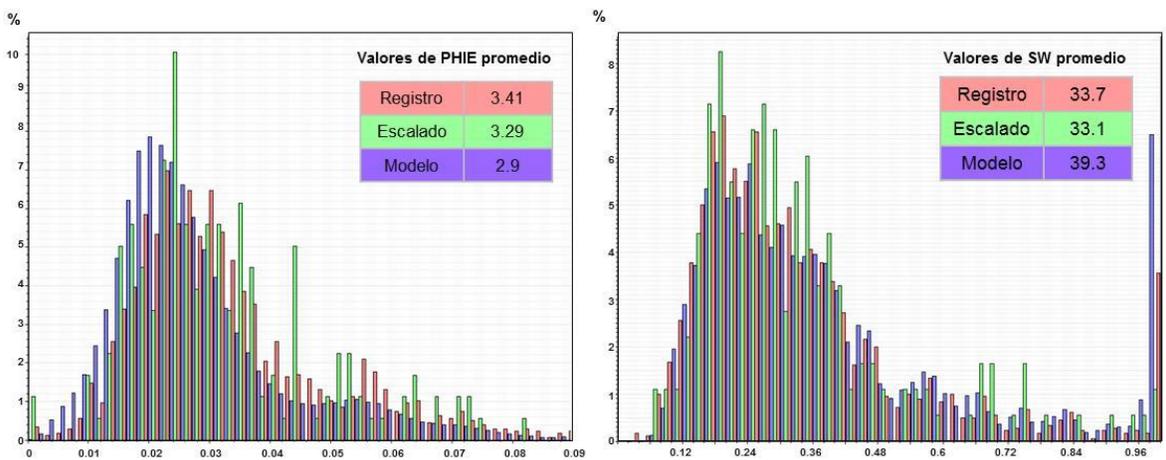


Figura 7.8. Histogramas de PHIE y SW, Cretácico Medio.

7.4 Distribución de propiedades

La población de propiedades se realizó mediante una aproximación probabilística con el método secuencial gaussiano (Sequential Gaussian Simulation), la cual es una técnica geoestadística robusta, aplicable a la generación de realizaciones de variables continuas. La ventaja de este tipo de método es que para su aplicación ocupa menor tiempo computacional y no requiere de una gran inversión de recursos.

El método secuencial gaussiano es un algoritmo inherente a todos los métodos gaussianos el tamaño del campo que es simulado debe ser más grande que el alcance del variograma. Por otra parte, es importante destacar que los radios pequeños conducen a un pobre condicionamiento y una mala réplica del variograma.

Las dimensiones los variogramas de dirección mayor, menor y vertical se establecieron en función del tamaño de la estructura y el azimuth de acuerdo con el modelo sedimentario (Tabla 7-4).

Tabla 7-4. Características de los variogramas

Yacimiento	Características de los variogramas			
	Eje Mayor	Eje Menor	Vertical	Azímüt
Cretácico	8000	5000	40	-45
J.S. Kimmeridgiano	7000	5000	10	45

Se utilizó mediante co-kriging una variable secundaria como guía, en este caso el atributo de pseudo-impedancia relativa, obtenida a partir del registro de velocidad de onda P (DT) y de densidad (RHOB) y guiada con las velocidades de apilamiento (Figura 7.9).

El proceso de población se realizó por zonas, obteniendo distintos rasgos para cada una y tratando de representar los modelos de acuerdo con el ambiente sedimentario, y al mismo tiempo honrar las distribuciones estadísticas de los datos.

La porosidad efectiva (PHIE) fue guiada para los yacimientos Cretácico y Jurásico Superior Kimmeridgiano tomando en consideración las curvas de distribución del análisis de datos, los variogramas espaciales, y la variable secundaria (Figura 7.9).

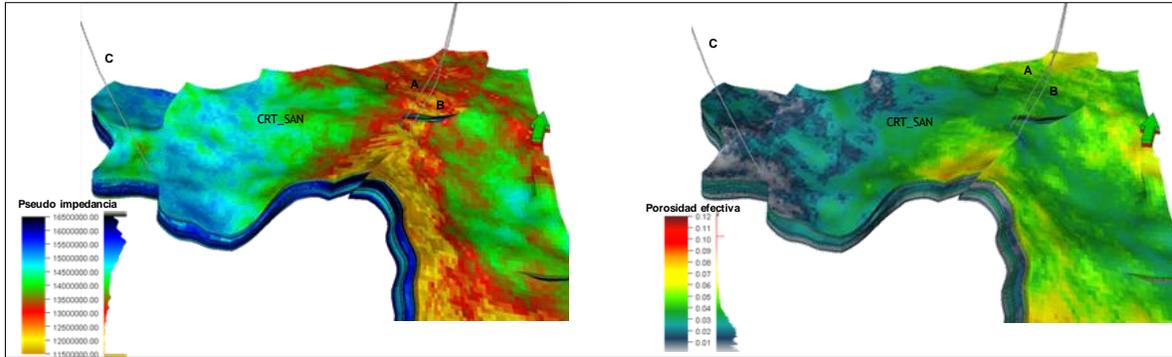


Figura 7.9. Propiedades modeladas, pseudo-impedancia relativa (izquierda) y porosidad efectiva (derecha).

La saturación de agua (SW) se condicionó a la porosidad efectiva, esto para que valores altos de porosidad tuviesen asociados valores bajos de SW y viceversa, de igual manera se consideraron las curvas de distribución resultado del análisis de datos (Figura 7.10).

Una vez validada la población de propiedades de porosidad efectiva (PHIE) y la saturación de agua (SW), se calculó la propiedad relación neto/impregnado con aquellas celdas que cumplieran las condicionantes de porosidad efectiva $\geq 2\%$ y saturación de agua $\leq 30\%$.

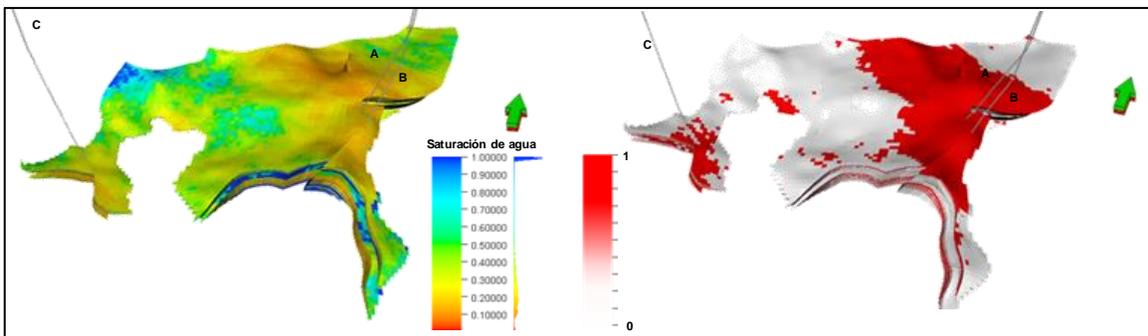


Figura 7.10. Propiedades modeladas, saturación de agua (izquierda) y neto impregnado (derecha).

A continuación, se muestran secciones de pseudoimpedancia acústica (Figura 7.11), porosidad efectiva (Figura 7.12), saturación de agua (Figura 7.13) y neto impregnado (Figura 7.14) donde se aprecia la distribución lateral de las propiedades en el yacimiento.

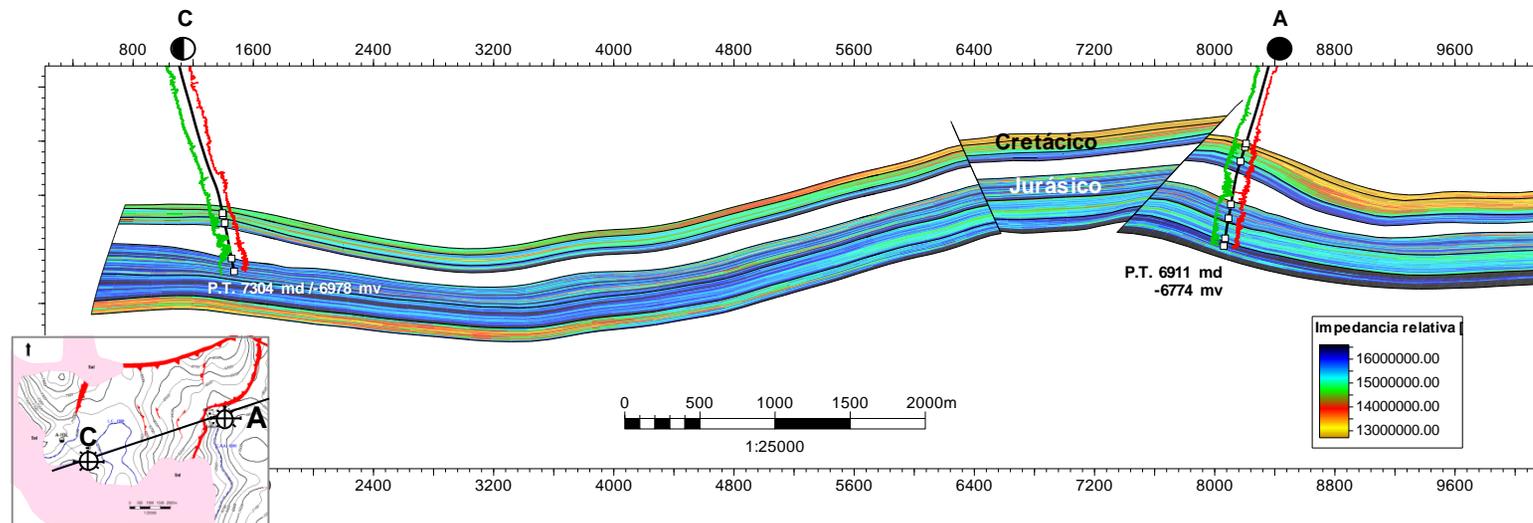


Figura 7.11. Sección estructural en dirección SW-NE mostrando la propiedad de la pseudo impedancia acústica.

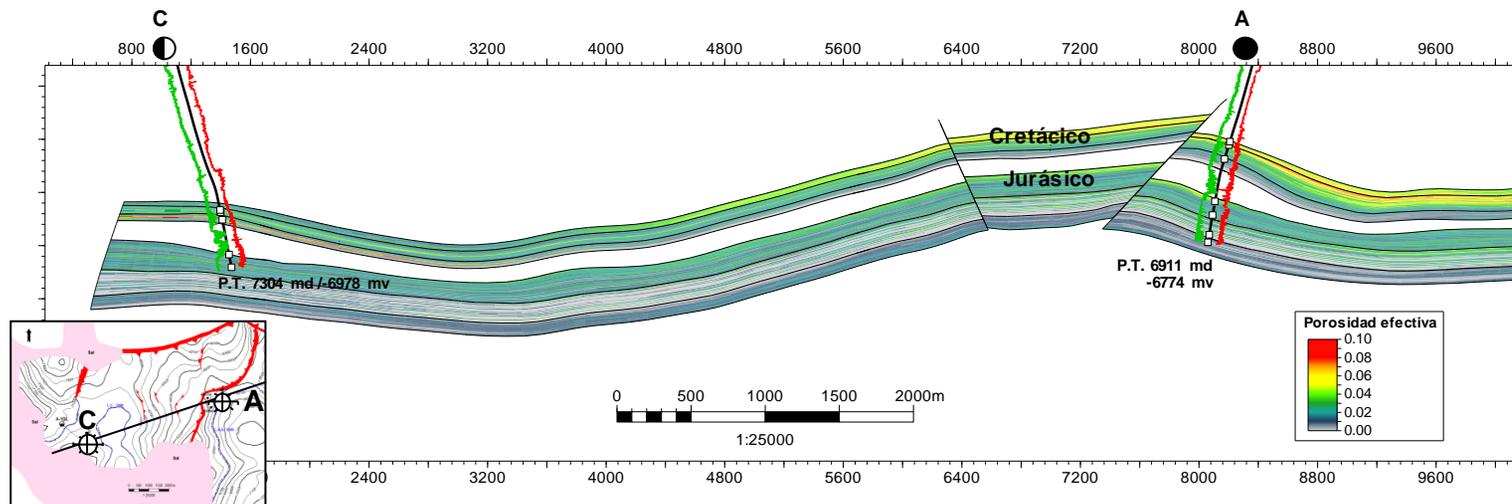


Figura 7.12. Sección estructural en dirección SW-NE mostrando la propiedad de la porosidad efectiva.

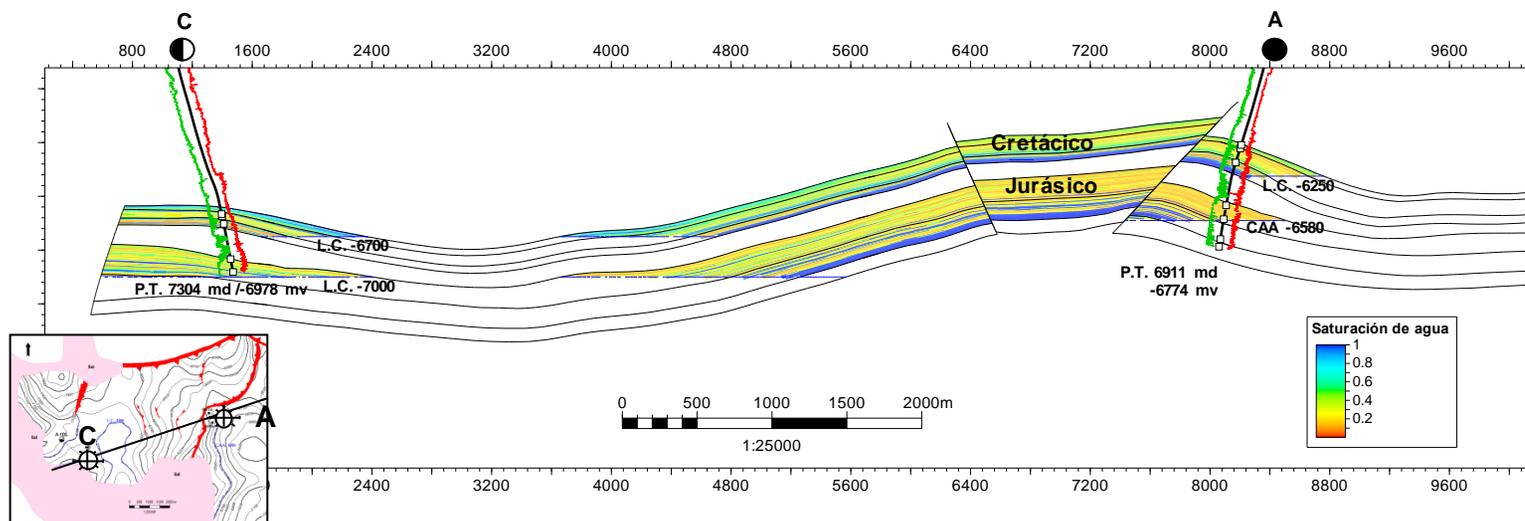


Figura 7.13. Sección estructural en dirección SW-NE mostrando la propiedad saturación de agua.

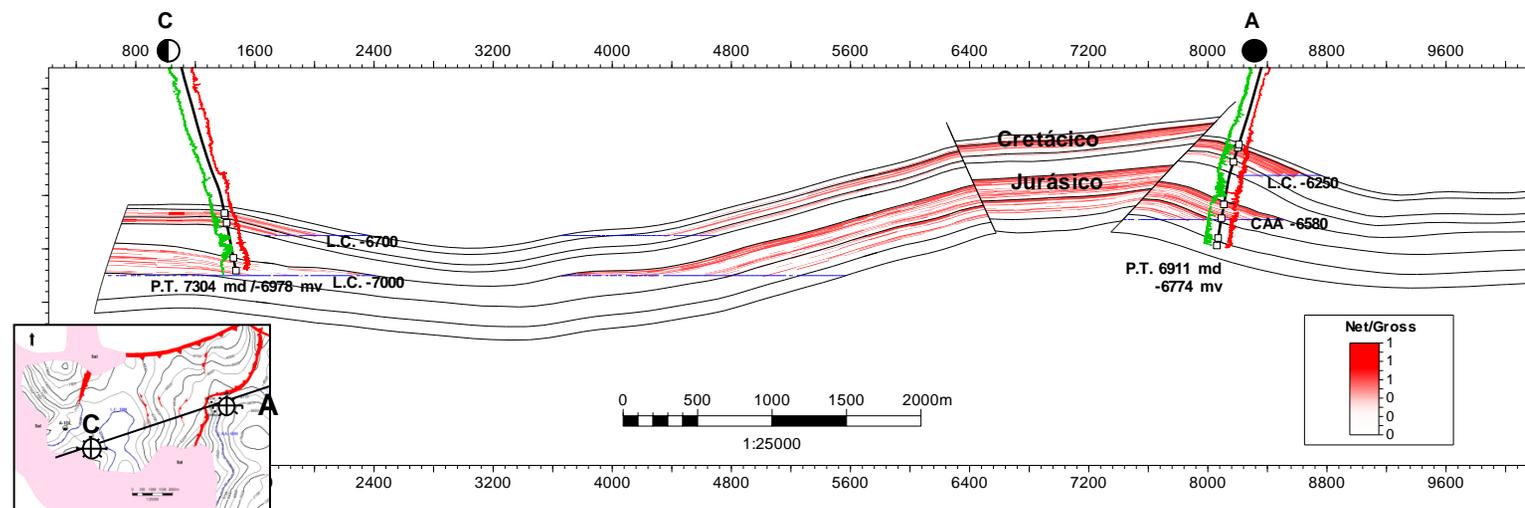


Figura 7.14. Sección estructural en dirección SW-NE mostrando la propiedad neto impregnado.

7.5 Parámetros volumétricos y límites de yacimiento

Resultado del modelo estructural el campo se dividió en dos bloques, cada uno con sus respectivos yacimientos Cretácico y Jurásico Superior Kimmeridgiano. Al Oeste el bloque C y al Este el bloque A-B; con respecto al primero se utilizaron condiciones de yacimiento correspondientes a aceite volátil; el segundo corresponde a condiciones de gas y condensado, los cuales se describen en la siguiente Tabla 7-5.

Tabla 7-5. Propiedades petrofísicas promedio y los factores de volumen.

Bloque C@ 7000

Yacimiento	Área (Km ²)	Relación Neto/Bruto	Phie (%)	SW (%)	Factor de volumen (m ³ /m ³)	Rsi (m3/m3)	Fr (aceite) %	Fr (gas) %
KMMRD	36	0.362	3.2	15	2.44	513	27.8	27.8
CRT_I	32	0.185	3.7	14.1	2.44	513	21	21
CRT_M	36	0.488	4.1	19.3				

Bloque A-B @ 6580

Yacimiento	Área (Km ²)	Relación Neto/Bruto	Phie (%)	SW (%)	Factor de volumen (m ³ /m ³)	Rsi (m3/m3)	Fr (aceite) %	Fr (gas) %
KMMRD	4.34	0.36	3.2	15	0.0317	195.45	19.3	16.3
KMMRD Sec 3	2.3	0.33	3.1	2.06				
KMMRD Sec 2	0.9	0.07	2.5	2.35				
CRT_I	1.7	0.18	3.7	14.1	0.0317	195.45	13.2	13.7
CRT_M	2.6	0.49	4.1	19.3				
CRT_SAN	3.1	0.19	6.1	21.3				

7.6 Cálculo volumétrico y clasificación de reservas

La Tabla 7-6 comprende el cálculo volumétrico para cada uno de sus yacimientos con sus respectivos bloques.

Tabla 7-6. Volúmenes originales y reservas de hidrocarburos.

Bloque C@7000									
Yacimiento	Volumen de roca (MMm3)	Volumen Neto (MMm3)	Volumen Poroso (MMm3)	Volumen Neto Impregnado (MM m3)	Volumen Original de Aceite @ CS (MMbbl)	Volumen Original de Gas @ CS (MMbbl)	Aceite Recuperable (MMbbl)	Gas Recuperable (BSCF)	MMBPCE
KMMRD	1336	333	9	7	19	56	4	16	8
KMMRD	3995	1588	51	43	112	322	26	92	47
CRT_M	3549	1618	64	52	133	383	20	72	36
CRT_I	1720	158	5	5	12	35	2	7	3

Bloque A-B@6580									
Yacimiento	Volumen de roca (MMm3)	Volumen Neto (MMm3)	Volumen Poroso (MMm3)	Volumen Neto Impregnado (MM m3)	Volumen Original de Aceite @ CS (MMbbl)	Volumen Original de Gas @ CS (MMbbl)	Aceite Recuperable (MMbbl)	Gas Recuperable (BSCF)	MMBPCE
KMMRD	457	156	5	4	8	43	2	7	3
CRT_M	172	108	6	5	10	51	2	8	4

En la Figura 7.15 se representa la clasificación de reservas de los yacimientos del Cretácico y del Jurásico Superior Kimmeridgiano del campo.

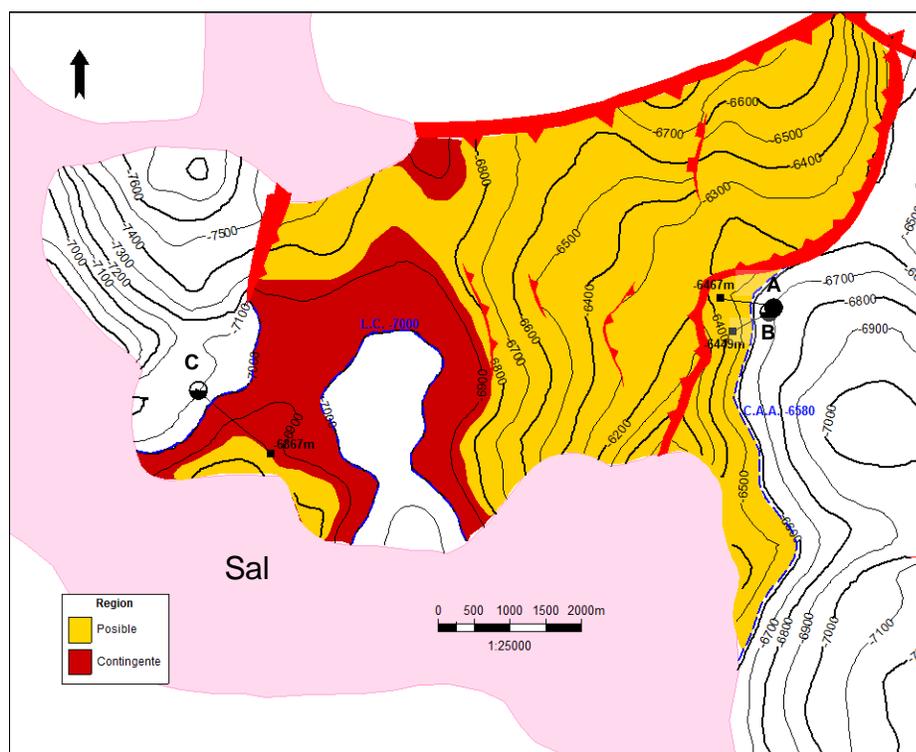


Figura 7.15. Clasificación de reservas del campo.

Conclusiones y recomendaciones

La etapa de caracterización es muy importante durante la exploración y la explotación de un yacimiento petrolero, por lo que el llevar a cabo un modelo geológico integral permite conocer las características de la roca almacén de hidrocarburos y de los fluidos presentes en el yacimiento, tanto cualitativa como cuantitativamente, para así poder determinar la geometría interna y externa del yacimiento y el volumen de hidrocarburos.

Para lograr un modelo integral de un yacimiento es necesario la interacción de diferentes disciplinas de tal forma que se comparta información, para aplicar de manera eficiente los recursos disponibles y obtener un plan de desarrollo adecuado al campo, mejorando así la productividad del yacimiento y minimizando tiempo e inversión de capital.

La caracterización integrada de este campo es de suma importancia para la exploración petrolera, dado que los pozos perforados han evidenciado la presencia de hidrocarburos en el bloque autóctono de esta región, y han confirmado la complejidad estructural producto de esfuerzos compresivos y tectónica salina.

El modelo sedimentario determinó un ambiente de rampa interna en el borde de un banco oolítico-esqueletal, donde fueron depositadas secuencias carbonatadas con textura *packstone* durante el Jurásico Superior Kimmeridgiano. Se identificó disolución, fracturamiento y microporosidad.

Para el yacimiento de edad Cretácico, se identificó un ambiente de cuenca donde se depositó una secuencia compuesta por rocas calizas (*mudstone*, *wackestone* y *packstone*), con impregnación de aceite. Se identificó microporosidad promedio del 3%.

Se actualizó el modelo estructural a partir de la sísmica reprocesada y de los resultados del Pozo C, estableciendo un área de oportunidad al Oeste de los pozos A y B. Se determinó que los pozos A y B se perforaron en un bloque bajo, conteniendo gas y condensado como tipo de fluido e invadido de agua salada, mientras que el Pozo C fue perforado en un flanco con presencia de aceite volátil y sin evidencias de agua.

Se determinó un modelo petrofísico a partir de las evaluaciones de registros geofísicos, análisis de núcleos, muestras de canal y pruebas de producción.

Para el yacimiento Cretácico se utilizó una “ m ” =2,” con un promedio de porosidad efectiva de alrededor de 4% y un rango de saturación de agua de 18%, mientras que para el yacimiento Jurásico Superior Kimmeridgiano una “ m ” variable de 1.7 a 2.5, con un promedio de porosidad efectiva de alrededor de 3% y un rango de saturación de agua de 15%.

Para ambos yacimientos se utilizó un valor de corte en la porosidad del 2%, volumen de arcilla $\leq 20\%$, saturación de agua $\leq 30\%$ y salinidad de 200,000 ppm.

De acuerdo con las pruebas de producción realizadas en los pozos a nivel Kimmeridgiano se interpreta que se trata de dos yacimientos diferentes (bloque A-B y bloque C), con cambios de facies y con alta complejidad geológica, muy probablemente de baja permeabilidad, ya que no se ha podido establecer un flujo constante a pesar de haber realizado estimulaciones de limpieza y matriciales.

Se construyó un modelo geocelular a partir del modelo estructural, logrando representar la geología de ambos yacimientos, se realizó la población de propiedades petrofísicas mediante el uso de geoestadística estocástica, permitiendo representar las propiedades del medio poroso de ambos yacimientos y obtener un volumen original en forma probabilística a condiciones de superficie.

El modelo geológico integral está en un constante desarrollo, ya que depende de nueva información adquirida para su ajuste y reevaluación. Con base al estudio de actualización se estimó un valor de reserva en categoría posible de 92 MMbpce, lo que aún representa un área de oportunidad en el campo.

Dada la incertidumbre aún presente en el modelo estructural y los límites de este campo se recomienda la perforación de otro pozo delimitador con un diseño y terminación enfocados a mejorar la productividad de este a partir de la caracterización de las propiedades petrofísicas.

Así también, se recomienda realizar un análisis de fracturamiento, a fin de identificar zonas con mayor densidad de fracturamiento y dirección preferencial de fracturas, que mejoren la productividad del campo. Es importante mencionar que en yacimientos naturalmente fracturados (YNF) se presentan comúnmente problemas de predictibilidad, caracterizarlos dependerá circunstancialmente, de los datos que se hayan podido adquirir durante la historia de exploración y/o producción, así como de la aplicación y enfoque del conocimiento respectivo en la caracterización enfocada a su diseño de explotación.

Un gran porcentaje de reservas en México se encuentra en yacimientos carbonatados, los cuales debido a su complejidad y heterogeneidad son considerados un reto para explotar, se requiere de estudios integrados para la evaluación de estos yacimientos que incluya no sólo el análisis de fracturas, sino el comportamiento dinámico de estas para determinar el comportamiento de los yacimientos.

Índice de figuras y tablas

Figuras

Figura 1.1. Ubicación geográfica del área de estudio (CNH, 2018).	10
Figura 1.2. Mapa de cobertura de los datos de entrada y parámetros del estudio sísmico Unión 3D (PEMEX, 2013).	12
Figura 1.3. Sección sísmica (izquierda) y espectro de frecuencias (derecha abajo) del área de interés mostrando la frecuencia central, así como la resolución vertical a nivel objetivo (derecha arriba) (PEMEX, 2016).	13
Figura 2.1. Metodología en la caracterización de yacimientos (PEMEX, 2012).	15
Figura 2.2. Flujo de trabajo básico para construcción de un modelo estático, modificada de (Aquino López, García Hernández, & Soriano Mercado, 2002).	17
Figura 2.3. Modelos fundamentales para una caracterización integrada de yacimiento, modificado de (Eulise R. & Ferrer M., 2005).	18
Figura 3.1. Columna estratigráfica tipo (PEMEX, 2012).	25
Figura 3.2. Mapa regional de distribución de paleoambientes sedimentarios para el Jurásico Superior Kimmeridgiano (PEMEX, 2015).	26
Figura 3.3. Correlación entre los pozos del campo a nivel de Jurásico Superior Kimmeridgiano (PEMEX, 2016).	28
Figura 3.4. Correlación del Pozo C con A, donde se observan las facies para la cuarta secuencia en etapa de Highstand System Tract, y su relación con los cambios globales del nivel mar (PEMEX, 2016).	29
Figura 3.5. Correlación de los pozos de campo y pozos cercanos para la edad del Jurásico Superior Kimmeridgiano (PEMEX, 2016).	30
Figura 3.6. Paragénesis, Pozo A, edad Jurásico Superior Kimmeridgiano (PEMEX, 2016).	32
Figura 3.7. Mapa regional de distribución de paleoambientes sedimentarios para el Cretácico Inferior, Medio y Superior, para la región sureste de México (PEMEX, 2015)	33
Figura 3.8. Correlación estratigráfica de los pozos del campo y pozos cercanos para la edad del Cretácico Inferior (PEMEX, 2016).	35
Figura 3.9. Correlación estratigráfica de los pozos del campo y pozos cercanos para la edad del Cretácico Medio y Cretácico Superior (PEMEX, 2016).	36
Figura 4.1. Sección semiregional que muestra el estilo estructural de la Cuenca de Comcalco en el área de estudio (Beristáin-Suarez, 2013).	37
Figura 4.2. Configuración estructural regional del Cretácico Superior (PEMEX, 2011).	39
Figura 4.3. Sismograma sintético del Pozo C.	40
Figura 4.4. Sismograma sintético del Pozo A.	40
Figura 4.5. Flujo de trabajo para la generación del modelo de velocidades.	41
Figura 4.6. Sección sísmica arbitraria en profundidad, mostrando el contexto estructural del área de estudio.	42
Figura 4.7. Sección sísmica en profundidad, dirección Noroeste-Sureste mostrando el contexto estructural del área de estudio.	43
Figura 4.8. Configuración estructural en profundidad, Jurásico Superior Kimmeridgiano.	44
Figura 4.9. Configuración estructural en profundidad, Cretácico.	44
Figura 5.1. Flujo de trabajo, construcción del modelo petrofísico.	45
Figura 5.2. Gráficos Densidad Neutrón, se muestra la presencia del mineral calcita, sólo en el pozo A (Kimmeridgiano) se nota la presencia de arcilla.	46
Figura 5.3. Resultado del cálculo de volumen de arcilla.	47
Figura 5.4. Tipos de porosidad observados en muestras de canal de los yacimientos Cretácico y Jurásico Superior Kimmeridgiano (PEMEX, 2016).	48

Figura 5.5. Resultado del análisis de porosidad en muestras de canal de los yacimientos Cretácico y Jurásico, Pozo C.	49
Figura 5.6. Evaluación petrofísica del Pozo A, Jurásico Superior Kimmeridgiano	52
Figura 5.7. Evaluación petrofísica del Pozo A, yacimiento Cretácico.	52
Figura 5.8. Evaluación petrofísica del Pozo B, yacimiento Cretácico y Jurásico Superior Kimmeridgiano.....	53
Figura 5.9 Evaluación petrofísica del Pozo C.....	54
Figura 6.1. Resumen de resultados del estudio PVT, Pozo A (PEMEX, 2016)	58
Figura 6.2. Tendencia de presión del campo.	63
Figura 7.1. Construcción del modelo geocelular.....	65
Figura 7.2. Escalado de curvas petrofísicas al modelo geocelular, Pozo A.....	67
Figura 7.3. Escalado de curvas petrofísicas al modelo geocelular, Pozo A-RE.....	67
Figura 7.4. Escalado de curvas petrofísicas al modelo geocelular, Pozo B.....	68
Figura 7.5. Escalado de curvas petrofísicas al modelo geocelular, Pozo C.	68
Figura 7.6. Histogramas de PHIE y SW, Jurásico Superior Kimmeridgiano S4.....	70
Figura 7.7. Histogramas de PHIE y SW, Cretácico Inferior.	70
Figura 7.8. Histogramas de PHIE y SW, Cretácico Medio.	70
Figura 7.9. Propiedades modeladas, pseudo-impedancia relativa (izquierda) y porosidad efectiva (derecha).....	72
Figura 7.10. Propiedades modeladas, saturación de agua (izquierda) y neto impregnado (derecha).....	72
Figura 7.11. Sección estructural en dirección SW-NE mostrando la propiedad de la pseudo impedancia acústica.	73
Figura 7.12. Sección estructural en dirección SW-NE mostrando la propiedad de la porosidad efectiva.....	73
Figura 7.13. Sección estructural en dirección SW-NE mostrando la propiedad saturación de agua.	74
Figura 7.14. Sección estructural en dirección SW-NE mostrando la propiedad neto impregnado.	74
Figura 7.15. Clasificación de reservas del campo.	76

Tablas

Tabla 2-1. Factores de recuperación de aceite (Mireault R., 2008).....	24
Tabla 5-1. Valores promedio de propiedades petrofísicas.	55
Tabla 6-1. Resultados de los pozos del campo.	56
Tabla 6-2. Resultado de las mediciones por 1/2" y 3/8" del Pozo A.	57
Tabla 6-3. Resultado de las mediciones por 3/8" y 5/16" del Pozo A-RE (KMMRD).....	59
Tabla 6-4. Tabla comparativa de propiedades de yacimiento A vs C.....	62
Tabla 6-5. Clasificación de los yacimientos de México según (León García A., 2013).	63
Tabla 7-1. Datos de entrada por disciplina.....	64
Tabla 7-2. Métodos geoestadísticos para escalar las propiedades.	66
Tabla 7-3. Valores promedio de las propiedades petrofísicas.....	69
Tabla 7-4. Características de los variogramas	71
Tabla 7-5. Propiedades petrofísicas promedio y los factores de volumen.....	75
Tabla 7-6. Volúmenes originales y reservas de hidrocarburos.....	76

Referencias

- Aquino López, J. A., García Hernández, J., & Soriano Mercado, E. (2002). Caracterización Inicial de un Yacimiento Cretácico del Bloque Sihil. *Asociación de Ingenieros Petroleros de México*.
- Archie, G. (1942). The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics. *Petroleum Transactions AIME*, Vol. 146. pp.54-62.
- Beristáin-Suarez. (2013). *La Exploración en el Área del Alto de Jalpa*. Tesis de Maestría, Posgrado de Ingeniería UNAM.
- CEDIP. (s.f.). *Registros Geofísicos*. Obtenido de <http://www.cedip.edu.mx/tomos/tomo06.pdf>
- CNH. (2012). *Análisis de Información de las Reservas de Hidrocarburos de México al 1 de enero del 2012*. Comisión Nacional de Hidrocarburos, México, DF.
- Cordoba de Galacho M., G. N. (2003). Modelización Estática de Yacimientos por Estadística Integral Autocorrelada. *Mg&A Oil & Gas, Productos & Servicios Integrados*.
- Eulise R., & Ferrer M. (2005). *Caracterización integral de un yacimiento petrolifero*. MBA.
- León García A., A.-C. N. (2013). Clasificación de los yacimientos en México: Un nuevo enfoque. *Ingeniería Petrolera*, Vol. 53 No.7.
- Mireault R., D. L. (2008). *Reservoir Engineering for Geologist*. Canadian Society of Petroleum Geologist (CSPG), fekte.
- Padilla Sanchez, R. (2007). Evolución geológica del sureste mexicano desde Mesozoico al presente en el contexto regional del Golfo de México. *Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana*, LIX, 19-42.
- PEMEX. (2011). *Detalle Estructural de los Plays Mesozoicos*. Coordinación de Modelado Geológico Regional, Activo de Exploración Sur.
- PEMEX. (2012). *Manual de Caracterización Inicial de Yacimientos*.
- PEMEX. (2013). *Informe Final de Procesamiento (Bloque Poniente) subvolumen, Area B*. (Inédito), PEMEX Exploración y Producción, Gerencia de Estudios Geofísicos.
- PEMEX. (2013). *Las Reservas de Hidrocarburos en México*. PEMEX, Exploración y Producción. (Inédito).
- PEMEX. (2015). *Estudio de Plays Mesozoicos Comalcalco*. Coordinación de Modelado Geológico Regional, Activo de Exploración Cuencas de Sureste Terrestre (Inédito).

- PEMEX. (2016). *Informe Final Actualización de un Modelo Estático, Campo A*. Coordinación de Caracterización Inicial y Delimitación, Activo de Exploración de Áreas Terrestres (Inédito).
- PEMEX. (2017). *Las Reservas de Hidrocarburos en México*. PEMEX, Exploración y Producción. (Inédito).
- Schlumberger. (2005). Manual para el curso: Caracterización Integral de un yacimiento petrolero. *XLIII Congreso Nacional de Puebla*. Puebla.
- Schlumberger. (2013). *Reporte Estudio PVT, Pozo A-1*. Testig Services-Reservoir Sampling and Analysis (Inédito).
- Scholle, P. A.-S. (2003). A color guide to the Petrography of Carbonate Rocks: Grains, textures, porosity, diagenesis. *AAPG Mem. 77 (Ed. John C. Lorenz)*, 303-367.
- SLB-Wec. (2010). *WEC México, Descubra el Yacimiento*.
- SPE-PRMS. (2011). *Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System*. SPE/WPC/AAPG/SPEE .