

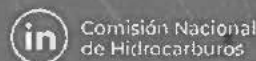


Comisión Nacional
de Hidrocarburos

OPINIÓN TÉCNICA SOBRE LA MODIFICACIÓN AL ANEXO 1 DEL TÍTULO DE LA ASIGNACIÓN A-0371-M-CAMPO XUX DE PEMEX E&P.

ASIGNACIÓN A-0371-M-CAMPO XUX

ABRIL 2020



Contenido

OPINIÓN TÉCNICA SOBRE LA MODIFICACIÓN AL ANEXO 1 DEL TÍTULO DE LA ASIGNACIÓN	1
A-0371-M-CAMPO XUX DE PEMEX E&P.....	1
I. OBJETO DE LA OPINIÓN TÉCNICA.	3
II. ANTECEDENTES.....	3
III. RESUMEN DE LA ASIGNACIÓN VIGENTE	5
IV. ANÁLISIS DE LA PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DEL TÍTULO DE ASIGNACIÓN	6
<i>Jurásico Superior Kimmeridgiano.....</i>	<i>12</i>
<i>Cretácico Superior-Medio-Inferior</i>	<i>23</i>
V. CONCLUSIONES	34
VI. RECOMENDACIONES.....	35
VII.VALIDACIÓN DE LA PROPUESTA DE LA CONFIGURACIÓN ESPACIAL.....	35
VIII. OPINIÓN TÉCNICA	36

I. Objeto de la Opinión Técnica.

La Secretaría de Energía (en adelante, Secretaría) solicitó a la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante, Comisión) mediante oficio 521.DGEEH.089/20 recibido el 17 de febrero de 2020, la opinión técnica con respecto de la modificación del Anexo 1 del Título de Asignación A-0371-M-Campo Xux, adjuntando los documentos con los cuales Pemex Exploración y Producción (en adelante, PEP o Asignatario) manifiesta la actualización del modelo estático y el archivo .SHP generado por la Dirección General de Exploración y Extracción de Hidrocarburos (en adelante DGEEH) de la Secretaría respecto de la propuesta de reconfiguración del área de Asignación.

Al respecto, la Comisión solicitó aclaraciones sobre la información presentada por PEP mediante Oficio 250.085/2020 con fecha 25 de febrero de 2020.

El 17 de marzo de 2020 la Secretaría remitió la información relacionada con las aclaraciones en comento mediante oficio 521.DGEEH.167/20, con información para soportar técnicamente la solicitud de modificación del Anexo 1 del Título de la Asignación.

En atención a lo anterior, la Dirección General de Dictámenes de Extracción emite la presente Opinión Técnica, con fundamento en los artículos 6, fracción I, párrafos quinto y sexto de la Ley de Hidrocarburos; 16, fracción I del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos; 38, fracción IV y 39, fracciones I y VI de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y 35, fracción II del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

II. Antecedentes

En el marco de la Ronda Cero, el 13 de agosto de 2014, se otorgó a PEP la Asignación A-0371-Campo Xux para realizar actividades de extracción de hidrocarburos de acuerdo con la evaluación de las capacidades técnicas, financieras y de ejecución acreditadas.

El 28 de abril de 2015, mediante Oficio 512.DGEEH.180/2015, la Secretaría solicitó a la Comisión su opinión técnica, respecto a la viabilidad de modificar 258 Asignaciones, 223 correspondientes a Asignaciones de extracción y 35 a Asignaciones de exploración, otorgadas a PEP en el proceso denominado Ronda Cero.

El 13 de julio de 2015, mediante Oficio No. 220.1115/2015, la Comisión notificó a la Secretaría que, en su vigésima Primera Sesión Extraordinaria de 2015, su órgano de Gobierno aprobó la resolución CNH.E.21.001/15, por la que la Comisión emitió opinión respecto de la propuesta de la Secretaría de la modificación de las 258 Asignaciones otorgadas a PEP.

El 29 de abril de 2016 la Secretaría, con la Opinión de la Comisión, en términos de los artículos 6, de la Ley de Hidrocarburos y 16, fracción IV, del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos, y de conformidad con el procedimiento establecido en el Artículo 17, de este último ordenamiento y con las facultades conferidas por el Artículo 16, fracción III, del Reglamento Interno, resolvió modificar el Título de Asignación A-0371-Campo Xux otorgado a PEP, para quedar como el Título de Asignación A-0371-M-Campo Xux.

El 22 de noviembre de 2019 mediante Oficio PEP-DG-SAPEP-GCR-3465-2019, PEP solicitó a la Secretaría la modificación del Anexo 1 de la Asignación A-0371-M-Campo Xux, derivado de la actualización de los volúmenes originales.

El 12 de febrero del 2020 mediante oficio PEP-DG-SAPEP-GCR-388-2020 PEP ingresó un alcance a la solicitud de modificación del Anexo 1 de la Asignación A-0371-M-Campo Xux.

El 17 de febrero de 2020 la Secretaría solicitó a la Comisión su opinión técnica para la modificación del Anexo 1 de la Asignación A-0371-M-Campo Xux, derivado de la actualización de los volúmenes originales.

Por último, el 25 de febrero de 2020 mediante oficio 250.085/2020, la Comisión solicitó a la Secretaría aclaraciones respecto de la información presentada, para emitir la opinión técnica solicitada. Derivado de lo anterior, el 17 de marzo de 2020 mediante oficio 521.DGEEH.167/20, la Secretaría proporcionó información adicional a la Comisión para emitir la opinión técnica de referencia, respecto de la modificación del Título de Asignación A-0371-M-Campo Xux

En este sentido, la solicitud de modificación al Anexo 1 del Título de la Asignación implica un cambio en los términos y condiciones establecidos en el mismo Título, motivo por el cual, se actualiza la fracción I del artículo 16 del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos, por lo que la Comisión cuenta con un plazo de 30 días hábiles para emitir la Opinión respectiva.

Cabe mencionar que el 20 de marzo de 2020 se publicó en el Diario Oficial de la Federación (en adelante, DOF) el *ACUERDO por el que se declara la suspensión de plazos y términos en los actos y procedimientos sustanciados en la Comisión Nacional de Hidrocarburos del lunes 23 de marzo al domingo 19 de abril de 2020*; asimismo, el 17 de abril de 2020 se publicó en el DOF el *ACUERDO por el que se modifica el diverso que declara la suspensión de plazos y términos en los actos y procedimientos sustanciados en la Comisión Nacional de Hidrocarburos*.

Derivado de lo anterior, con fundamento en lo establecido por el artículo 28 de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo, así como tomando en consideración lo dispuesto en los Acuerdos referidos en el párrafo que antecede,

se encuentra habilitado el día 23 de abril de 2020 para efectos de la emisión de la presente Opinión Técnica.

III. Resumen de la Asignación vigente

Localización geográfica

La Asignación A-0371 – M – Campo Xux, se localiza en aguas territoriales del Golfo de México a 50 km al NE de la Terminal Marítima de Dos Bocas (TMDB), Tabasco, en tirantes de agua de 16.5 m. De acuerdo con el Título de la Asignación vigente, las actividades de Extracción amparadas podrán realizarse en las formaciones que se muestran en la Tabla 1:

Edad	Formación Geológica
Cretácico Superior-Medio-Inferior	Calizas
Jurásico Superior Kimmeridgiano	Calizas

Tabla 1. Formaciones amparadas para realizar actividades de Extracción.
(Fuente: Título de Asignación A-0371-M-Campo Xux).

La configuración actual de la Asignación en comento se define por el polígono cuyos vértices se muestran en la Tabla 2. Adicionalmente, la Figura 1 muestra el polígono de Asignación vigente.

Vért	Longitud oeste	Latitud norte	Vért	Longitud oeste	Latitud norte
1	92°46'00"	18°44'00"	15	92°46'00"	18°38'00"
2	92°46'00"	18°43'30"	16	92°46'00"	18°39'00"
3	92°45'00"	18°43'30"	17	92°46'30"	18°39'00"
4	92°45'00"	18°42'30"	18	92°46'30"	18°40'00"
5	92°44'30"	18°42'30"	19	92°47'00"	18°40'00"
6	92°44'30"	18°42'00"	20	92°47'00"	18°41'30"
7	92°43'30"	18°42'00"	21	92°47'30"	18°41'30"
8	92°43'30"	18°40'00"	22	92°47'30"	18°42'00"
9	92°45'00"	18°40'00"	23	92°47'00"	18°42'00"
10	92°45'00"	18°39'30"	24	92°47'00"	18°43'00"
11	92°44'30"	18°39'30"	25	92°46'30"	18°43'00"
12	92°44'30"	18°38'30"	26	92°46'30"	18°44'00"
13	92°45'00"	18°38'30"	27	92°46'00"	18°44'00"
14	92°45'00"	18°38'00"			

Tabla 2. Coordenadas de Asignación Vigente.
(Fuente: Título de la Asignación).

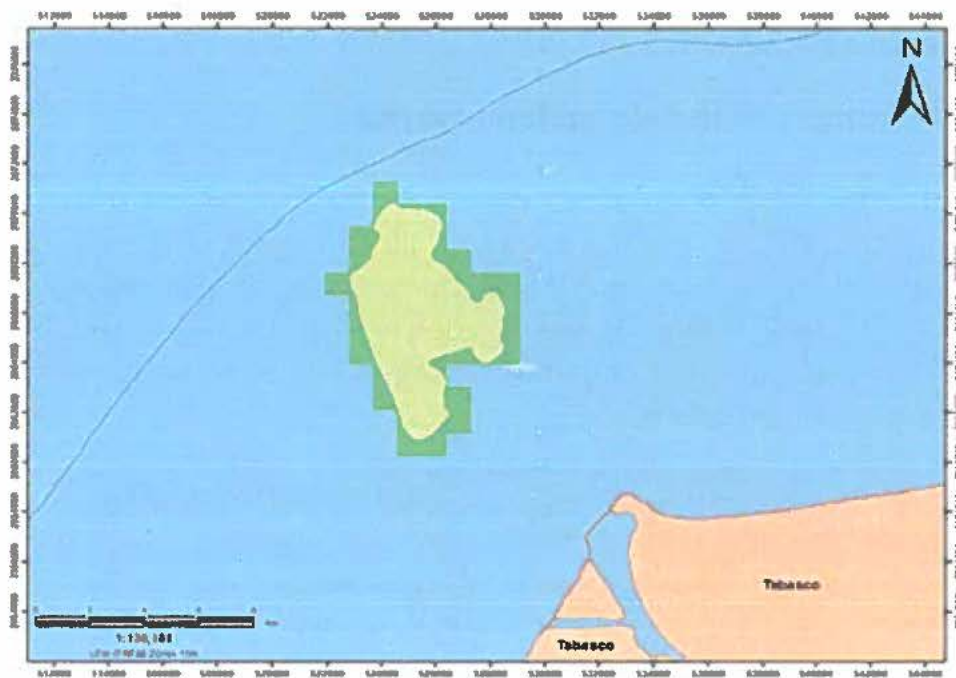


Figura 1. Polígono de Asignación Vigente (Fuente: Comisión con la información entregada por la Secretaría)

IV. Análisis de la propuesta de modificación del Título de Asignación

La presente modificación deriva a partir de una variación en los volúmenes originales de hidrocarburos, la cual se da a posterior a la actualización del modelo estático y dinámico utilizados en el Plan Vigente.

Respecto al modelo estático, Inicialmente la estructura del campo Xux se mapeó con la sísmica del cubo Choch-Mulix, sin embargo, el nuevo modelo está sustentado con una sísmica más reciente perteneciente al cubo Tsimin-Tojual región 1 y 2 en la versión del procesamiento HTI. Lo anterior mediante la toma de información del campo siendo de 4 VSP-Checkshots en los pozos Xux-1, Xux-5, Xux-1DL y Xux-4.

Adicionalmente, La documentación inicial del campo sólo contaba con la información aportada por los pozos exploratorios Xux-1, Xux-1DL y con 2 pozos de desarrollo en perforación. En contraste, el nuevo modelo se alimenta de la información de 2 pozos exploratorios (considerando la del Xux 1DL aunque se encuentra fuera de la asignación oficial) y 14 pozos de desarrollo, además de integrarse con una evaluación petrofísica avanzada y no con evaluaciones básicas como en el modelo anterior. Cabe destacar que para generar el modelo petrofísico para ambos yacimientos se utilizó la información disponible de: registros geofísicos de los pozos, análisis de núcleos, registros de hidrocarburos,

modelo geológico, secciones de correlación de pozos, así como la cima y base de las distintas unidades geológicas identificadas.

Por otro lado, también se realizó la actualización del modelo geocelular empleando la información obtenida a partir de muestras de canal, núcleos, registros geofísicos, reportes litológicos además de la anexión del modelo sedimentario mediante la inclusión de un registro de facies.

Referente al modelo dinámico, este se actualizó con los parámetros volumétricos promedio y propuestos en el modelo estático, así como con la historia más reciente de presión-producción del Campo. Además, se consideró el ajuste del PVT representativo del pozo Xux-5. Aunado a lo anterior, también se tomaron en consideración los parámetros adquiridos mediante el análisis de las pruebas de presión de los pozos Xux-21, Xux-2, Xux-1, Xux-3, Xux-5, Xux-13, Xux-14, Xux-11, Xux-4, Xux-6 y Xux-38.

Con base en lo anterior, PEP solicita la Modificación al Título de la Asignación A-0371-M-Campo Xux para renunciar a cuatro áreas y, de esta manera, reducir el área del Polígono vigente de 43.619 km² a 31.502 km², es decir, una reducción de 12.117 km², que representan el 27.77% del área vigente.

La configuración de los vértices se conformaría de acuerdo con la propuesta de la Tabla 3. Además, la Figura 2 muestra la configuración del polígono de Asignación vigente, el polígono modificado y las cuatro áreas de renuncia propuestas.

Vért	Longitud Oeste	Latitud Norte	Vért	Longitud Oeste	Latitud Norte
1	92° 45' 00"	18° 39' 00"	10	92° 45' 00"	18° 43' 00"
2	92° 46' 30"	18° 39' 00"	11	92° 45' 00"	18° 42' 30"
3	92° 46' 30"	18° 40' 30"	12	92° 44' 30"	18° 42' 30"
4	92° 47' 00"	18° 40' 30"	13	92° 44' 30"	18° 42' 00"
5	92° 47' 00"	18° 42' 00"	14	92° 43' 30"	18° 42' 00"
6	92° 46' 30"	18° 42' 00"	15	92° 43' 30"	18° 40' 00"
7	92° 46' 30"	18° 42' 30"	16	92° 45' 00"	18° 40' 00"
8	92° 46' 00"	18° 42' 30"	17	92° 45' 00"	18° 39' 00"
9	92° 46' 00"	18° 43' 00"			

Tabla 3. Coordenadas del polígono de la propuesta de modificación de la Asignación. (Fuente: Comisión con la información entregada por la Secretaría).

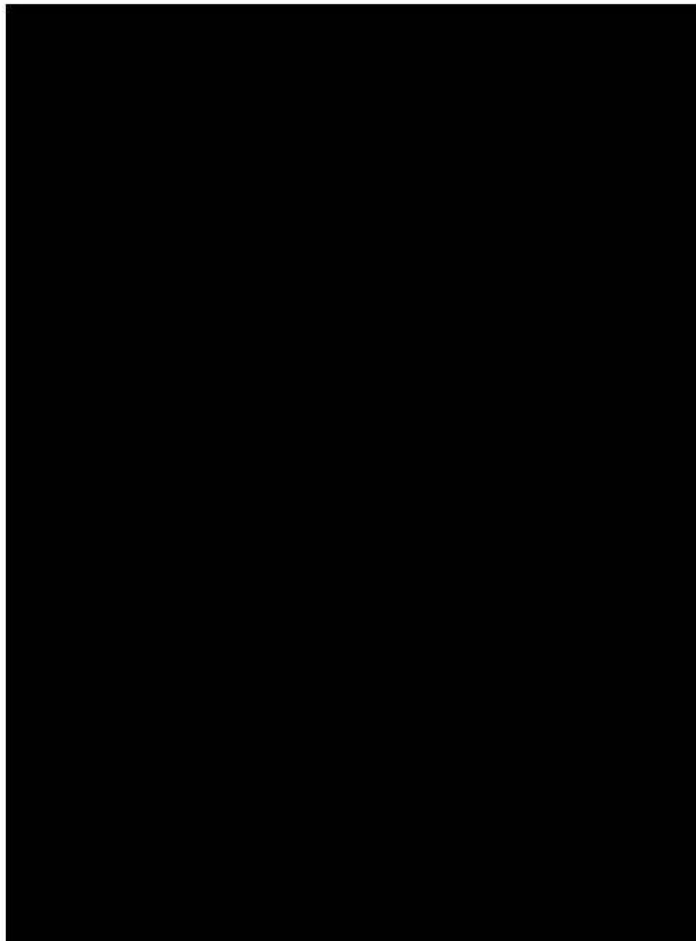


Figura 2. Polígono de Asignación Vigente, Modificado y Áreas de renuncia
(Fuente: Comisión con la información entregada por la Secretaría).

El Campo Xux cuenta con dos yacimientos que corresponden al Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK), y al Cretácico Superior-Medio-Inferior (Cretácico) tal cómo se estipula en el Título de Asignación. Respecto a las características estructurales, se desarrolla como una estructura anticlinal alargada de carácter cóncavo cuyo eje presenta rumbo preferencial N-S y flancos que presentan un echado suave. Se encuentra limitado al Oeste por fallas inversas de alto ángulo de dirección similar a la estructura y con echado hacia el Este.

En la Figura 3 se muestra la configuración estructural en profundidad para el yacimiento Cretácico y en la Figura 4 se presenta para el yacimiento JSK.

En ambos casos, el polígono limitado por la línea roja representa los límites definidos en el Título de la asignación vigente y el polígono limitado por la línea azul representa la propuesta de modificación planteada por PEP. En las dos Figuras se muestran las cuatro áreas de renuncia propuestas.

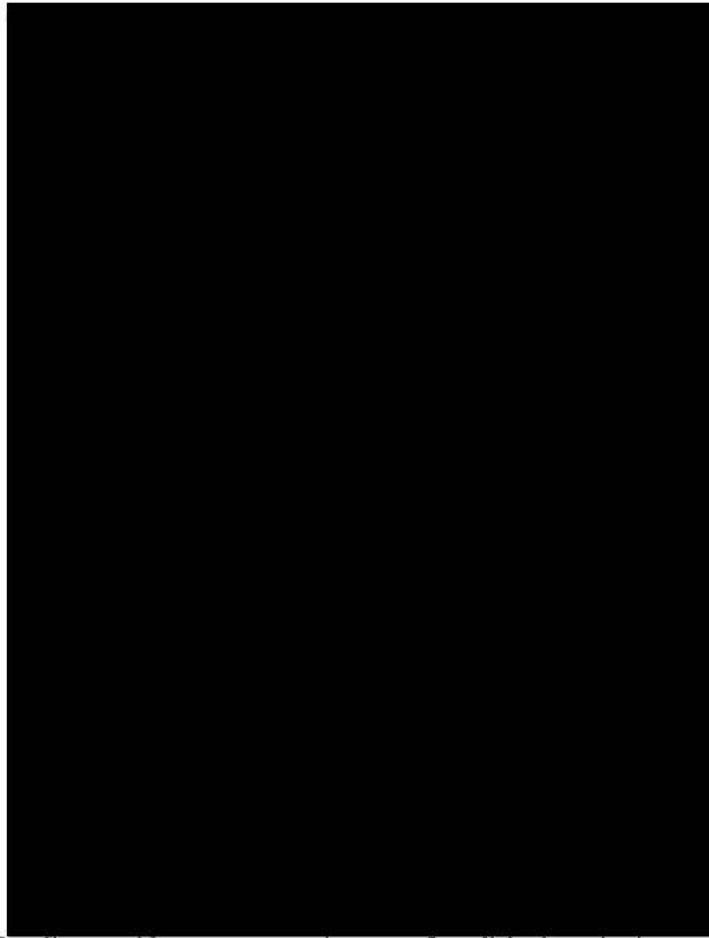


Figura 3. Configuración estructural en profundidad yacimiento Cretácico
(Fuente: Comisión con la información entregada por la Secretaría).

[Handwritten blue scribble]

[Handwritten blue signature]



Figura 4. Configuración estructural en profundidad yacimiento JSK
(Fuente: Comisión con la información entregada por la Secretaría)

Análisis de las Áreas de renuncia

A continuación, se muestra el análisis de la Opinión Técnica en la cual se utilizan diferentes propiedades para definir las características de las áreas de renuncia.

En la Figura 5 se presenta la sección sísmica B-B' en el dominio de la profundidad, la cual incluye al Área de renuncia 2. La sección tiene orientación W-E, pasando por los pozos Xux-4ST, Xux-2ST2, Xux-1 y Xux-13. La cima del horizonte sísmico correspondiente al Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK) aparece en color azul marino, la del Jurásico Superior Tithoniano en color azul cielo y la del Cretácico Superior en color verde. Los horizontes sísmicos sobrepuestos a estos corresponden a 4 horizontes de control de velocidades y 2 que representan discontinuidades geológicas. Las fallas geológicas normales están representadas en color rojo y las fallas geológicas inversas en color verde.

Cabe destacar que el yacimiento Cretácico no ha tenido producción y que la producción del campo proviene únicamente de rocas carbonatadas del JSK. La estructura geológica del campo Xux es de muy bajo relieve, mostrando ligero levantamiento hacia el pozo Xux-1. Por abajo del JSK se muestra un horizonte de

color rosa, representando la sal calloviana, la cual también presenta bajo relieve. Como se puede observar, el Área de renuncia 2 muestra un relieve a mayor profundidad en los yacimientos JSK y Cretácico en comparación con el resto de la sección B-B'. Como se mostrará en el análisis más adelante, esta zona estructuralmente más baja no representa un interés geológico-petrolero debido a la poca capacidad de almacenamiento de hidrocarburos.

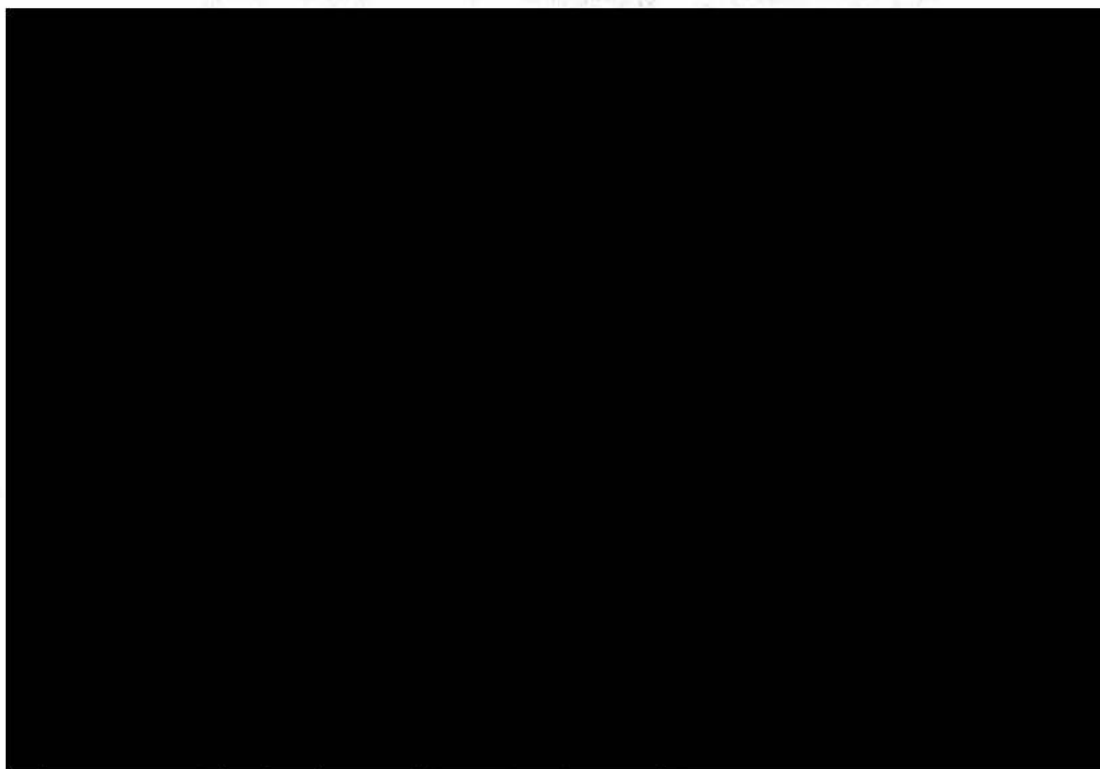


Figura 5. Sección sísmica B-B', la cual incluye al Área de Renuncia 2 (Fuente: Comisión con la información entregada por la Secretaría).

Con respecto al área de renuncia 3, en las Figuras 3 y 4 se puede observar que corresponde a un bajo estructural derivado de una falla inversa que se presenta en Cretácico y JSK, con un salto aproximado de 100 m, por lo tanto, y como se mostrará más adelante, en esta área se presentan propiedades malas que no favorecen a la acumulación de hidrocarburos.

Adicionalmente, en la Figura 6 se muestra la sección sísmica en profundidad C-C', la cual tiene orientación N-S, pasando por los pozos Xux-21, Xux-1 y Xux-11 y además, la estructura geológica muestra un ligero levantamiento hacia el pozo Xux-1.

En las Áreas de renuncia 1 y 4 se visualiza que la estructura tiende a presentar un relieve más bajo en los yacimientos JSK y Cretácico, en comparación con la sección en donde se ubican los pozos Xux-21, Xux-1 y Xux-11. Cabe destacar, que durante el desarrollo del campo se identificó que la mayor proporción de los

hidrocarburos almacenados se encuentra en las zonas más altas de la trampa geológica, lo que se explicará a lo largo del análisis.

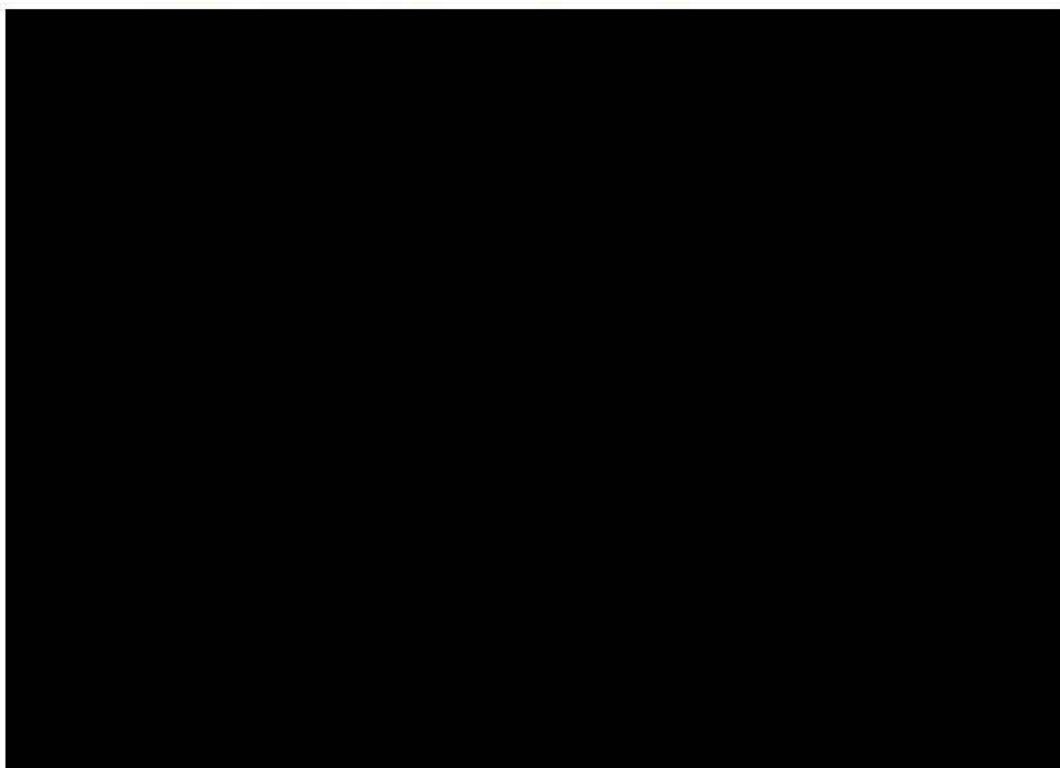


Figura 6. Sección sísmica C-C', la cual incluye las Areas de Renuncia 1 y 4 (Fuente: Comisión con la información entregada por la Secretaría).

Jurásico Superior Kimmeridgiano

Respecto al yacimiento JSK, la roca almacén corresponde a una packestone-grainstone de ooides, oolitas, pellets y bioclásticos. Como se muestra en la Figura 7, existe una degradación en la calidad de facies hacia la zona norte (Zona del Xux-1DL) y hacia el oeste del campo. Los límites de facies se definieron por medio de un atributo sísmico de clasificación de facies, así como la información litológica aportada por los pozos, determinando que las zonas de buena calidad se encuentran asociadas al banco oolítico, las de regular a pobres se asocian al borde de banco, donde se encuentra el área de renuncia 1 y las de pobre calidad se asociaron a zonas restringidas, donde se encuentran las áreas de renuncia 2, 3 y 4.



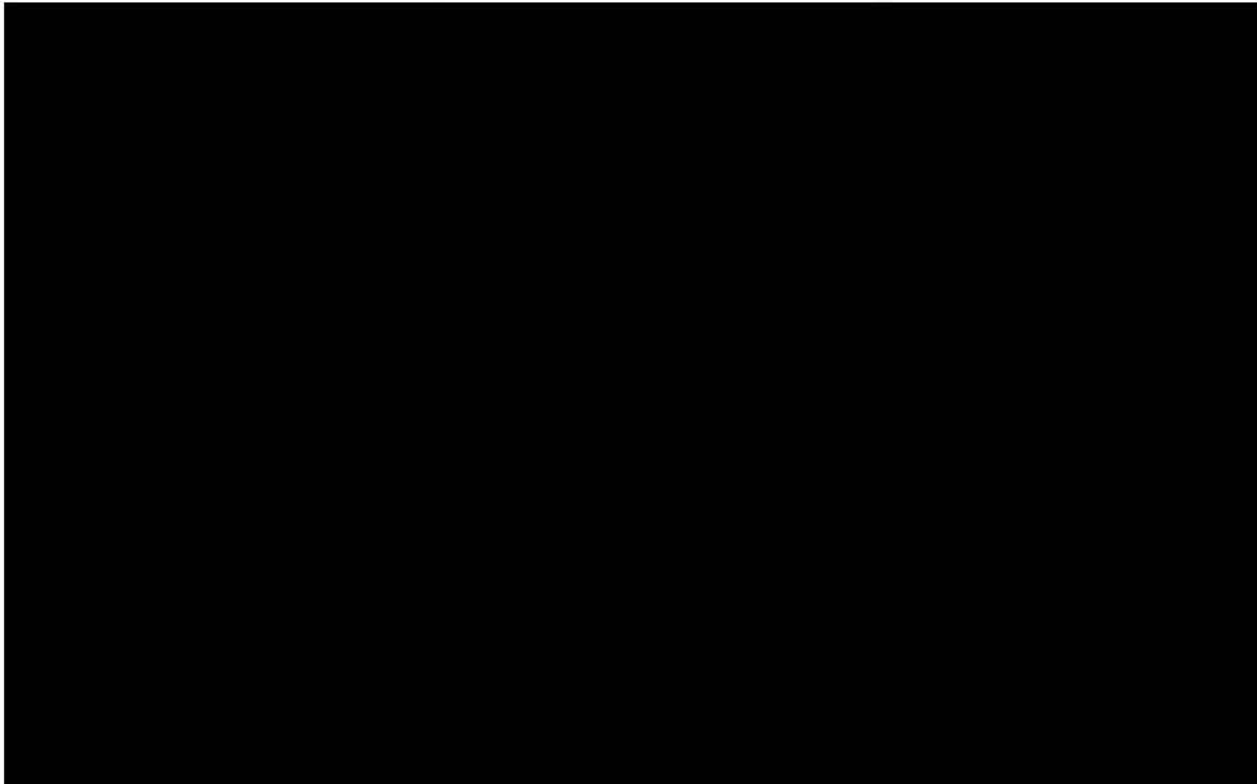


Figura 7. Calidad de facies del yacimiento JSK. Se muestra un corte N-S en el cual se presenta la clasificación de los tres tipos de calidad de facies observados, siendo de buena calidad la del banco (color café claro), de regular a pobre el borde del banco (color amarillo) y de calidad pobre la zona restringida (color rosa claro) (Fuente: Comisión con la información entregada por la Secretaría).

Cabe destacar que, las áreas propuestas de renuncia se encuentran estructuralmente más bajas y que, sus propiedades petrofísicas en general son más pobres. Por otro lado, el yacimiento JSK está conformado por una trampa mixta (combinación estructural y calidad de facies).

En la Figura 8 se presentan las características de porosidad, Saturación de agua (Sw) y la relación de espesor Neto-Bruto (Net to Gross, NTC por sus siglas en inglés) de las áreas de renuncia 1 y 4 así como del área reducida en la parte central que se propone conservar, en un corte transversal N-S.

Respecto al parámetro de porosidad, se puede observar que en las áreas de renuncia 1 y 4 se presenta una degradación de esta propiedad. Referente al Área de renuncia 1, se observan colores con tonalidades azules y rosa, lo cual, representa valores del 5% al 2% y menores. Por otra parte, el Área de renuncia 4 muestra predominantemente un color rosa que es representativo de valores de porosidad menores al 2%.

Los porcentajes mostrados anteriormente son visiblemente menores en comparación con aquellos que se ubican en la zona más alta de la estructura, los cuales van del 5 al 11% (tonos verdes, amarillos y rojos), lo cual representa

condiciones más favorables para el almacenamiento y explotación de hidrocarburos.

Asimismo, también se muestra el parámetro Sw, observándose que en el Área de renuncia 1 varía de 0.5 al 0.75 o mayor (tonos verdes y azules), lo cual también se puede correlacionar con el pozo XUX-IDL que fue productor de agua a nivel JSK.

Para el caso del Área de renuncia 4, Sw se ubica en un valor de 1 en toda la extensión del área, lo cual indica que se encuentra completamente saturada por agua, descartando así, a esta región como almacenadora de hidrocarburos.

En contraste, el área central que se propone conservar muestra valores de Sw del 0 al 0.4 (tonos amarillos y naranjas) que corta a los pozos Xux-38, Xux-36, Xux-24 y Xux-4, los cuales, resultaron productores de hidrocarburos.

Adicionalmente, se presenta el parámetro de la relación entre el espesor neto y el espesor bruto (Net to Gross, NTG por sus siglas en inglés). Respecto al Área de renuncia 1, se tiene una alta dispersión de esta relación, siendo en color rojo (yacimientos) las zonas de interés, las cuales se muestran escasas en esta Área. De igual forma, en el Área de renuncia 4 no existen zonas de interés. En resumen, el comportamiento del NTG indica como yacimiento aquellas zonas con saturaciones bajas de agua y porosidades altas, lo cual, es predominante en la parte más alta de la estructura, ubicada en el centro del polígono modificado.

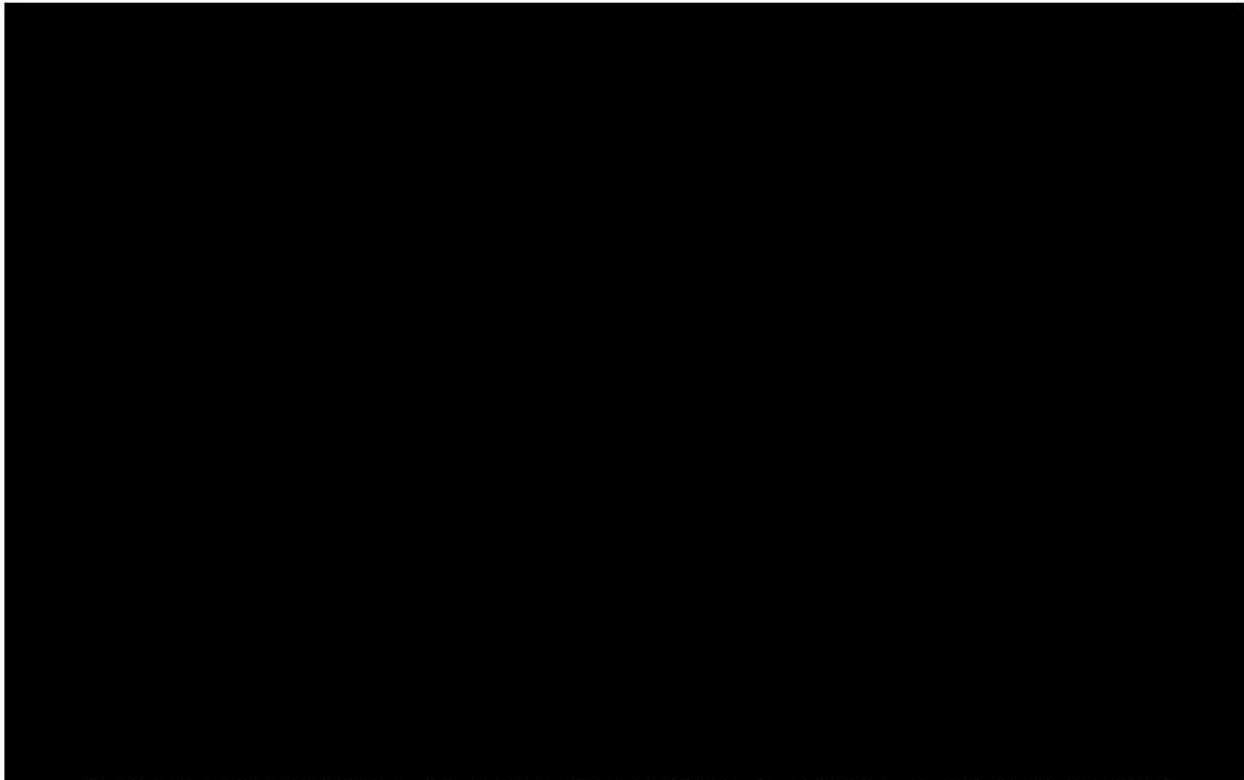


Figura 8. A la izquierda se muestra la ubicación de la línea de sección transversal en comento, la cual, corta a las Áreas de renuncia 1 y 4 de N-S y a la derecha se presenta la distribución areal y vertical de las propiedades Porosidad, Saturación de Agua y NTC (Fuente: Comisión con la información entregada por la Secretaría).

En la Figura 9 se muestran las características de las Áreas de renuncia 1 y 3, mediante un corte transversal de la estructura con dirección N-S, mostrando la distribución areal y vertical de las propiedades, en las cuales se observa lo siguiente:

En ambas áreas de renuncia, en el parámetro de porosidad se identifican valores de regulares a pobres (menores al 5%), en contraste con los del área central, que muestra valores mayores con una distribución más regular y homogénea.

Además, en dichas áreas de renuncia también se observan datos de Sw que tienden a 1, en comparación con los observados en la parte alta de la estructura que llegan a presentar algunas zonas con Sw de 0.3 a 0.7.

Asimismo, se tiene el NTC, encontrándose que hacia el Área de renuncia 1, sólo se observan valores altos en la base y respecto al Área de renuncia 3 no se tiene ninguna región que se considere yacimiento. Lo anterior contrasta con la región central del anticlinal, que presenta una mayor homogeneidad de áreas consideradas yacimiento, desde la base hasta la parte alta de la estructura.

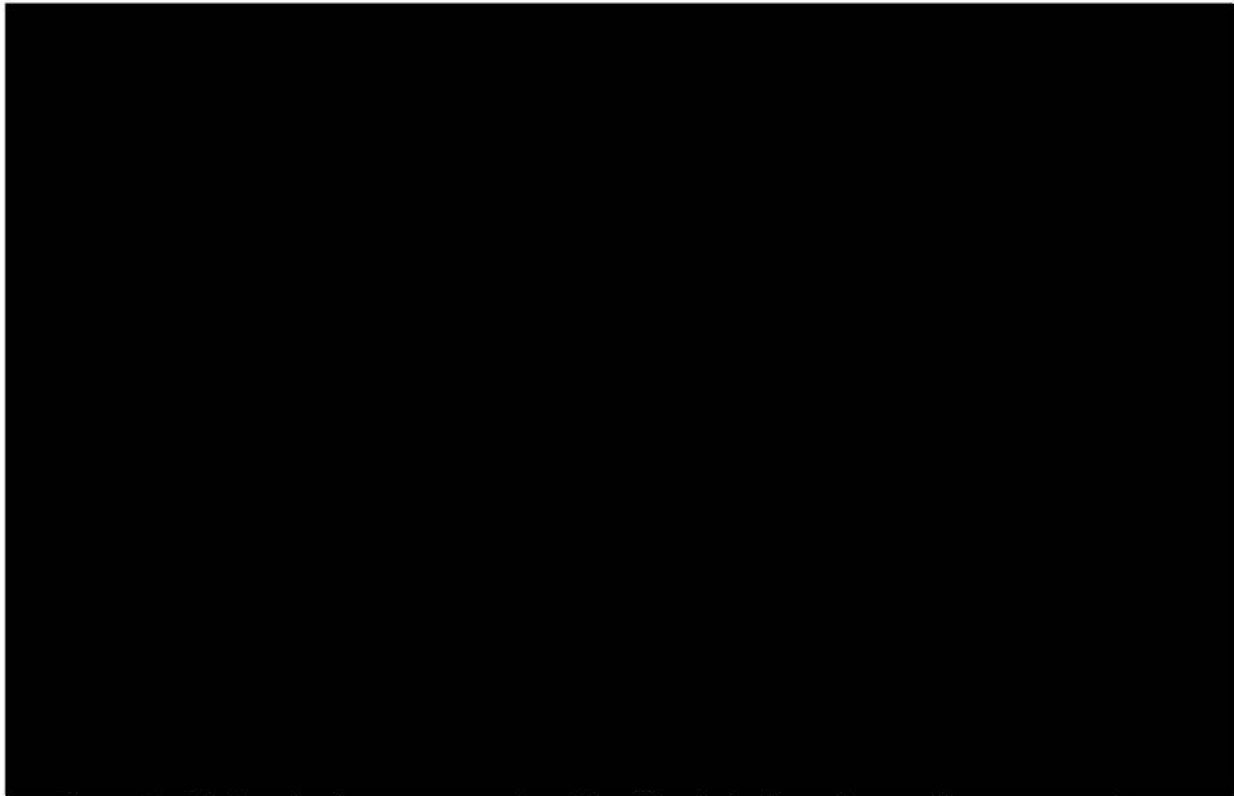


Figura 9. A la izquierda se muestra la ubicación de la línea de sección transversal en comento, la cual, corta a las Áreas de renuncia 1 y 3 de N-S y a la derecha se presenta la distribución areal y vertical de las propiedades Porosidad, Saturación de Agua y NTG (Fuente: Comisión con la información entregada por la Secretaría).

De igual manera, la Figura 10 muestra las características de las Áreas de renuncia 1 y 2 mediante un corte transversal de la estructura con dirección NE-SW, revelando la distribución areal y vertical de las propiedades, en las cuales, se observa que estas áreas presentan baja calidad de roca.

En ambas áreas de renuncia el parámetro de porosidad tiene valores pobres (menores al 2%) en su distribución areal y vertical, además de mostrar datos de Sw que tienden a 1, aunado a las escasas zonas con buena relación NTG. Debido a lo anterior, estas áreas no contienen atractivo para la explotación de hidrocarburos y, por lo tanto, no son de interés para el operador.

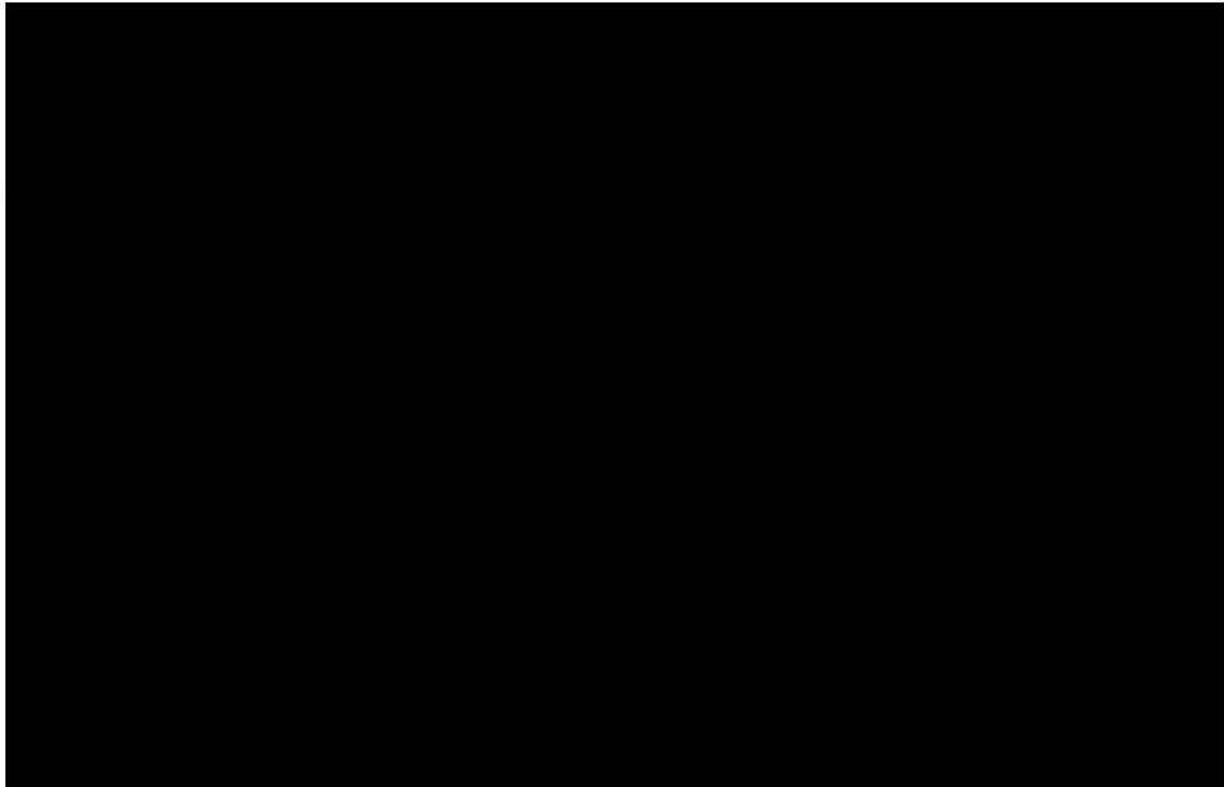


Figura 10. A la izquierda se muestra la ubicación de la línea de la sección transversal en comento, la cual, corta a las Áreas de renuncia 1 y 2 con dirección NE-SW y a la derecha se presenta, la distribución areal y vertical de las propiedades Porosidad, Saturación de Agua y NTG (Fuente: Comisión con la información entregada por la Secretaría).

Por otro lado, en la Figura 11 se muestra la ubicación de los pozos, así como la distribución de los hidrocarburos a lo largo de la estructura. Se puede observar que la mayor parte se concentra en la zona central más alta y se va degradando hacia los flancos.

Esto indica que las propiedades petrofísicas de mejor calidad se ubican en la parte superior del anticlinal y estas van disminuyendo a una calidad pobre hacia las áreas de renuncia (parte más baja de la estructura).

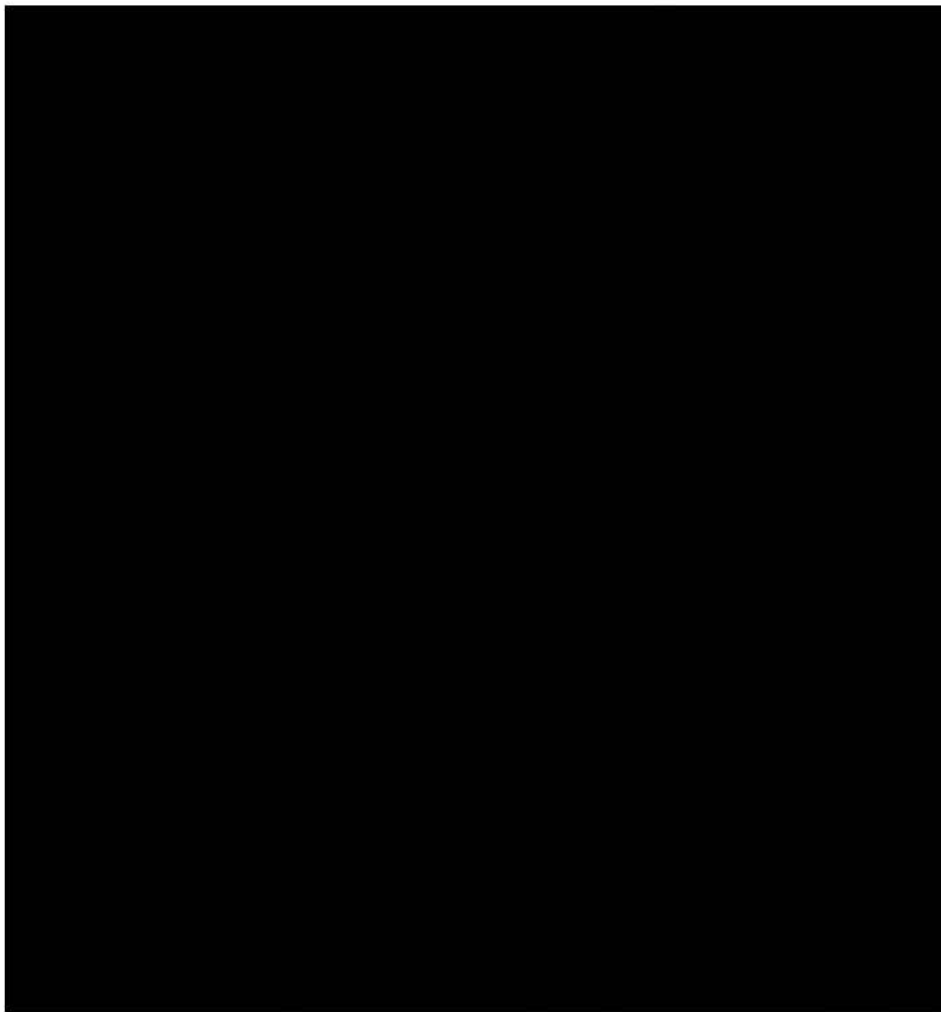


Figura 11. Mapa de saturación de hidrocarburos del yacimiento JSK
(Fuente: Comisión con la información entregada por la Secretaría).

Lo anterior también se puede constatar en las Figura 12, Figura 13 y Figura 14, que muestran la baja porosidad que se tiene en las áreas de renuncia, así como una alta Sw y un bajo o nulo espesor neto.

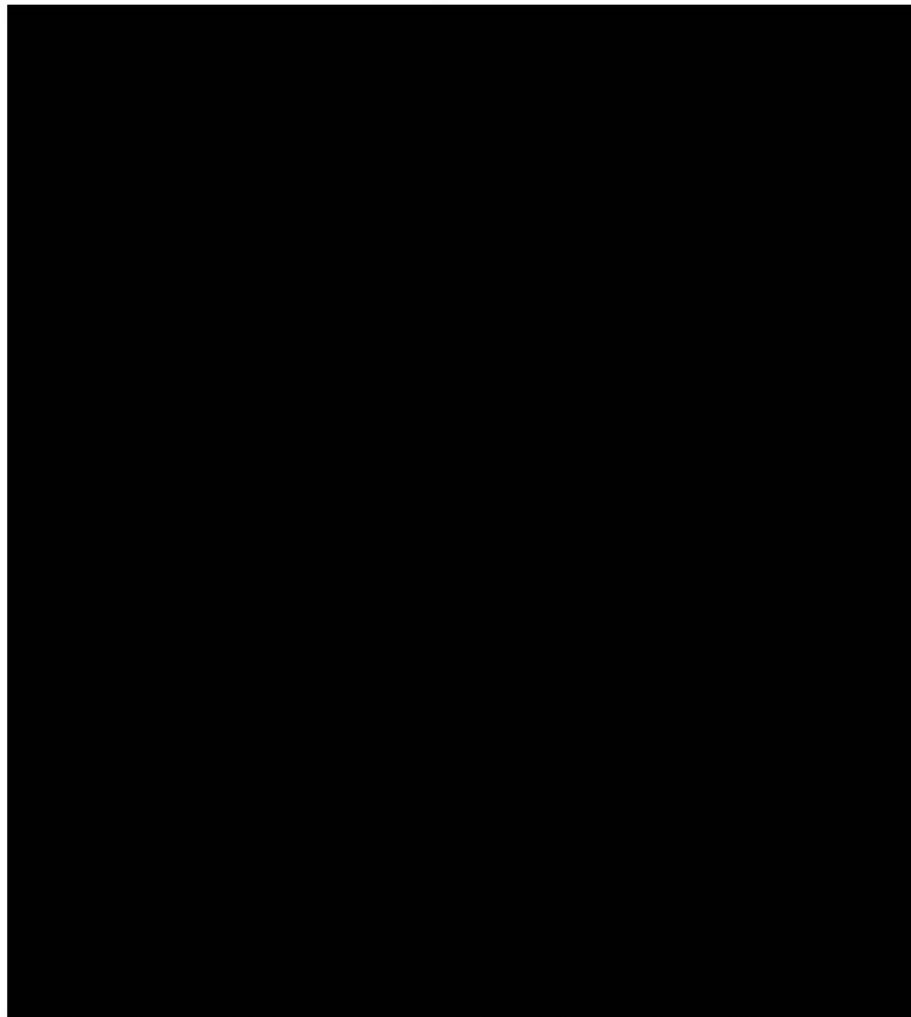


Figura 12. Mapa de porosidad del yacimiento JSK
(Fuente: Comisión con la información entregada por la Secretaría).

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]



Figura 13. Mapa de Sw del yacimiento JSK
(Fuente: Comisión con la información entregada por la Secretaría).

[Handwritten signature in blue ink]

[Handwritten signature in blue ink]

[Handwritten mark in blue ink]

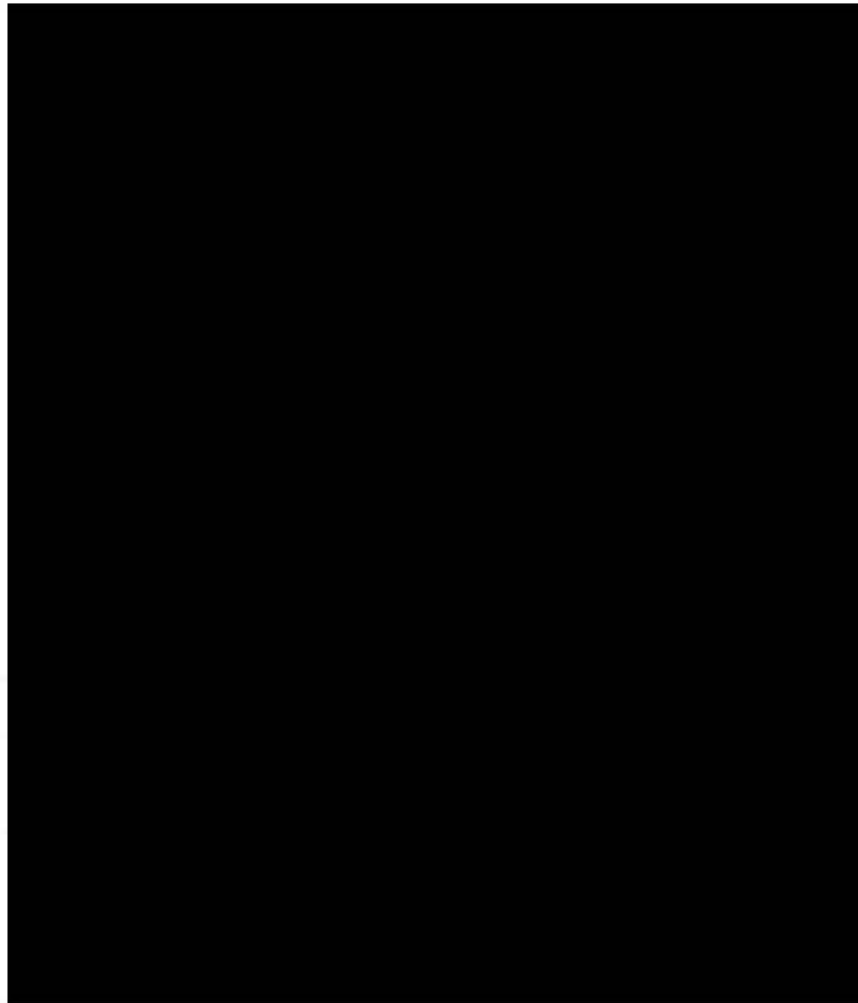


Figura 14. Mapa de espesor neto del yacimiento JSK
(Fuente: Comisión con la información entregada por la Secretaría).

Las características anteriores, al igual que la acumulación de hidrocarburos, también se ven reflejadas en el comportamiento de producción de los pozos, ya que aquellos que se encuentran ubicados en las partes bajas correspondientes a los flancos de la estructura, presentan baja o nula productividad y, por el contrario, aquellos que se encuentran en la parte alta y central de la estructura, presentan las mayores productividades, tal como se muestra en la Tabla 4.

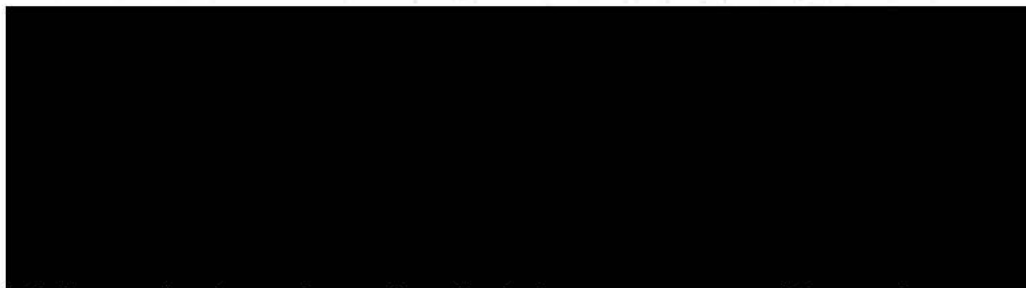


Tabla 4. Comportamiento de producción de los pozos que se ubican en las zonas altas y bajas de la estructura
(Fuente: Comisión con la información entregada por la Secretaría).

De forma complementaria, se muestra la Tabla 6 que incluye el estatus actual de los pozos del yacimiento JSK. Cabe destacar que dicho estatus, al 29 de febrero del 2020 es de 12 productores y 4 taponados.

Pozo	Np [MMb]	Gp [MMMpc]	Año de perforación	Estado
Xux-2	11.6	63.9	2014	Productor
Xux-3	7.8	43.3	2016	Productor
Xux-4	13.8	74.8	2014	Productor
Xux-5	9.8	43.1	2014	Productor
Xux-6	4.3	20.9	2015	Taponado-productivo ¹
Xux-11	9.2	56.8	2015	Productor
Xux-13	7.4	37.1	2015	Productor
Xux-14	6.3	34.7	2017	Productor
Xux-21	12.0	66.2	2014	Productor
Xux-22	18.7	96.8	2013	Productor
Xux-24	8.8	49.7	2015	Productor
Xux-36	12.4	62.0	2014	Productor
Xux-38	2.3	11.2	2016	Productor
Xux-1			2009	Taponado ²
Xux-12			2013	Taponado-Improductivo
Xux-16			2015	Taponado-Improductivo

¹Se cierra por declinación de la producción

²Se probó, pero no entró en producción

Tabla 5. Estatus actual de los pozos y su producción acumulada (Fuente: Comisión con la información entregada por la Secretaría).

Finalmente, en la Figura 15 se muestra el nuevo cálculo de la reserva presentada al 01 de enero de 2020, el cual derivó a partir de la nueva información adquirida durante el desarrollo del campo, lo cual, permitió actualizar los modelos estático y dinámico del yacimiento JSK. Como se puede observar, los límites de las reservas de este yacimiento, hacia el sur, este y oeste se limita por la cota de máximo cierre estructural (-6130 mvbnm), mientras que hacia el norte el límite fue dado por un cambio de facies determinado por un atributo sísmico de clasificación de facies.

Es importante destacar que, las cuatro áreas de renuncia no tienen reserva asociada, por lo que su desincorporación no impactará en el nuevo volumen estimado.

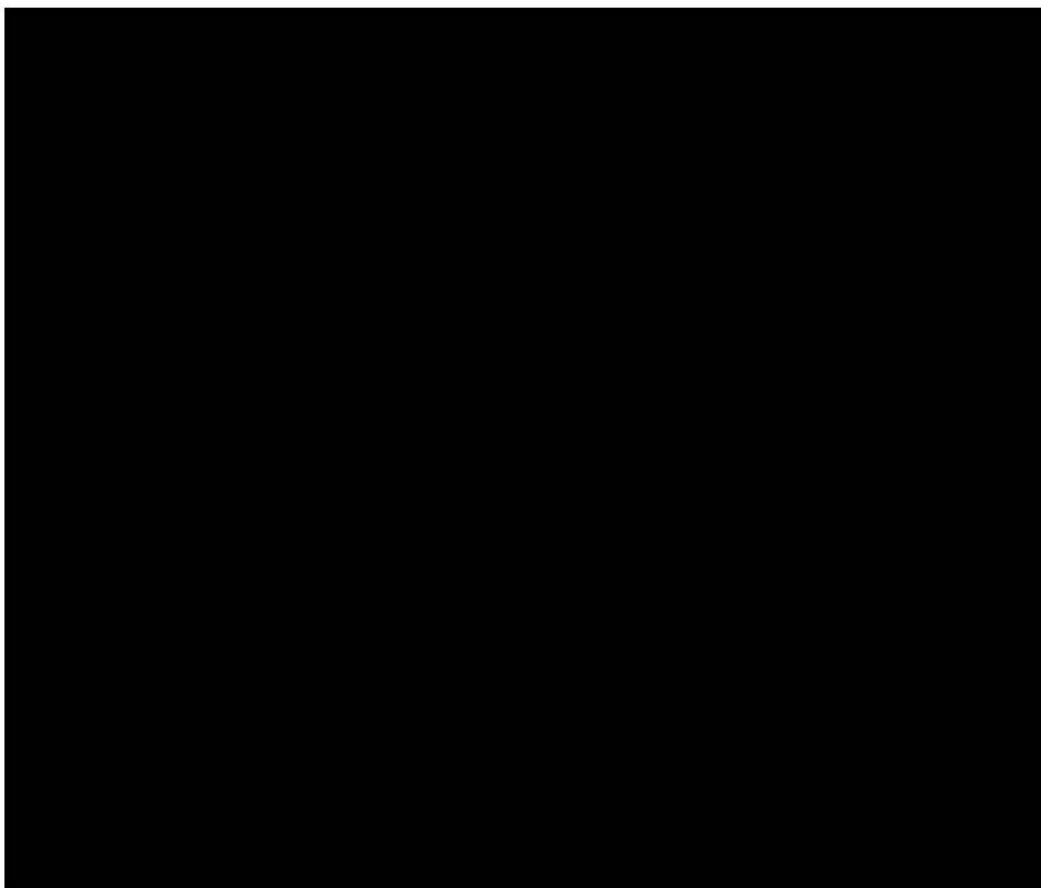


Figura 15. Mapa de la reserva del yacimiento JSK con los límites propuestos (Fuente: Comisión con la información entregada por la Secretaría).

Cretácico Superior-Medio-Inferior

Respecto al yacimiento Cretácico, la roca almacén corresponde a un mudstone-wackestone de ambiente de cuenca. Por la naturaleza de su depósito son rocas de propiedades petrofísicas muy pobres y su potencial almacenador recae en el fracturamiento. Con la reinterpretación de la información del campo y el análisis de fracturamiento, se observa que hacia la zona del pozo Xux-1DL el fracturamiento es pobre, presentándose la roca más fracturada hacia la zona central del campo.

En la Figura 16, se muestra en la parte superior el atributo de fracturamiento, donde las mejores condiciones se encuentran en color rojo y las menos favorables en azul. En la parte inferior se presenta dicho atributo escalado al modelo geocelular, respetando las tendencias de discontinuidades sísmicas presentes y mostrando que, hacia la zona del Xux-1DL, el fracturamiento es escaso y las condiciones más favorables se encuentran hacia la zona de las plataformas A y B, las cuales, se encuentran en la parte más alta del anticlinal que conforma la estructura del campo Xux. En la Figura 6 se muestra la Plataforma A al S-E y la B al N-W.

Debido a lo anterior, aunque se aprecia fracturamiento hacia los bordes del polígono propuesto, al encontrarse en una zona estructuralmente más baja no se considera de interés. Además, aunque el pozo Xux-1DL resultó productor a nivel Cretácico, el comportamiento presentado durante la prueba de presión y, derivado de los resultados mostrados en la caracterización sísmica, se puede inferir que el fracturamiento del campo cuenta con baja conectividad.

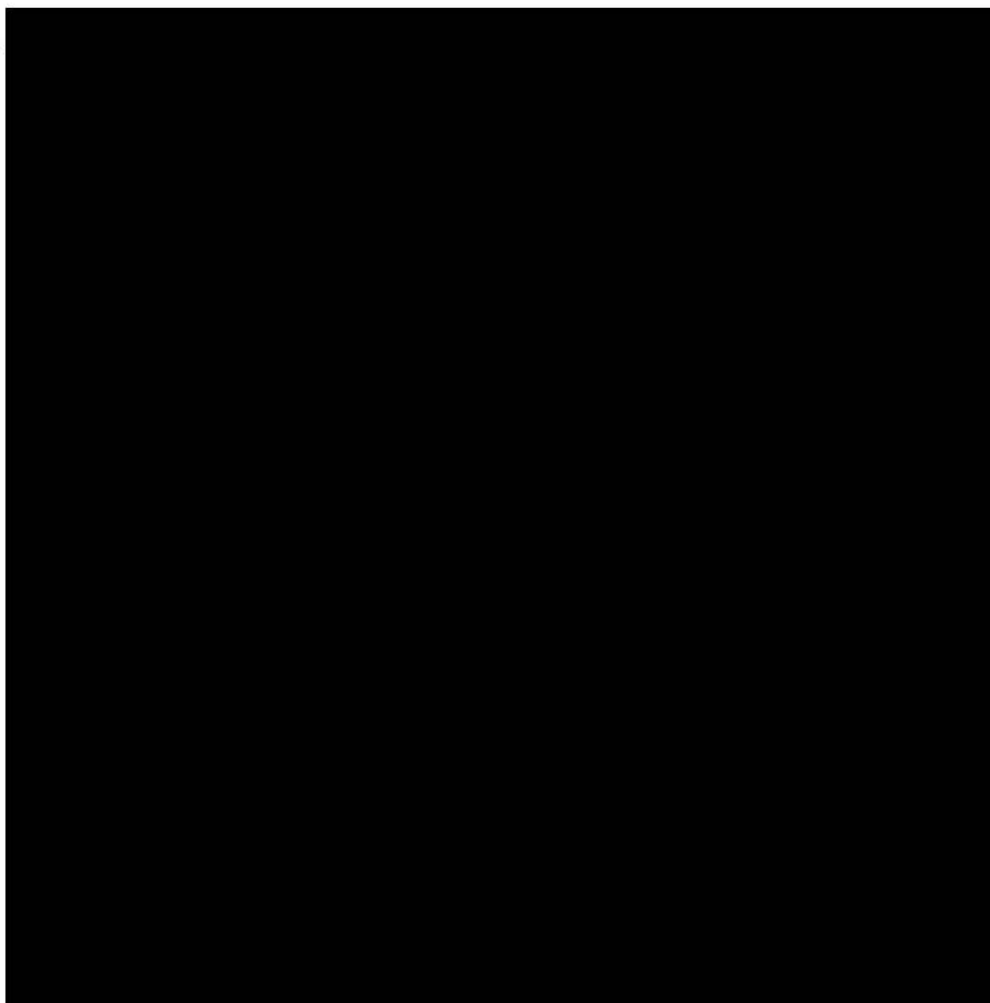


Figura 16. Atributo sísmico de fracturamiento (imagen superior), atributo escalado en el modelo geocelular (imagen inferior), mostrando los límites del polígono de asignación oficial (color rojo) y el polígono propuesto (color verde). Resaltando en color amarillo, el área considerada como reserva probable
(Fuente: Comisión con la información entregada por la Secretaría).

Respecto a las propiedades petrofísicas de la roca, en la Figura 17 se presentan las propiedades de porosidad, S_w y relación NTC de las áreas de renuncia 1 y 4, así como del área reducida modificada, en un corte transversal N-S.

Referente al parámetro de porosidad, se puede observar que, en las áreas de renuncia 1 y 4 se presentan valores bajos de esta propiedad. En el Área de renuncia 1, se observan valores en el rango del 2% al 4% y menores (color morado

y rosa). De forma similar, el Área de renuncia 4 muestra variaciones entre el 2% y el 7%; sin embargo, debe considerarse que esta zona no presenta conectividad entre las fracturas de la zona central, aunado a que, estructuralmente se encuentra por debajo del límite vertical de 5750 mvbnm.

En contraste, aunque en la zona del Área central se observan valores de porosidad entre el 2% y el 7%, similares a los del Área de renuncia 2, estos se ubican en la zona más alta de la estructura por lo que se tienen condiciones más favorables para la acumulación de hidrocarburos.

En relación con el parámetro Sw del Área de renuncia 1, esta presenta valores cercanos a 1 en casi toda su extensión. Para el caso del Área de renuncia 4, aunque en algunas zonas se observan valores de Sw entre 0.1 y 0.6, cabe destacar su nula conectividad de fracturas entre esta y la zona central, así como su posición estructural baja.

Lo anterior, se relaciona también con el parámetro NTG que, en el Área de renuncia 1, se observa prácticamente nulo y, respecto al Área de renuncia 4, presenta tanto nula conectividad entre los corredores de fracturas, como una posición estructuralmente más abajo del límite convencional, los cuales descartan cualquier condición favorable para la explotación de hidrocarburos.

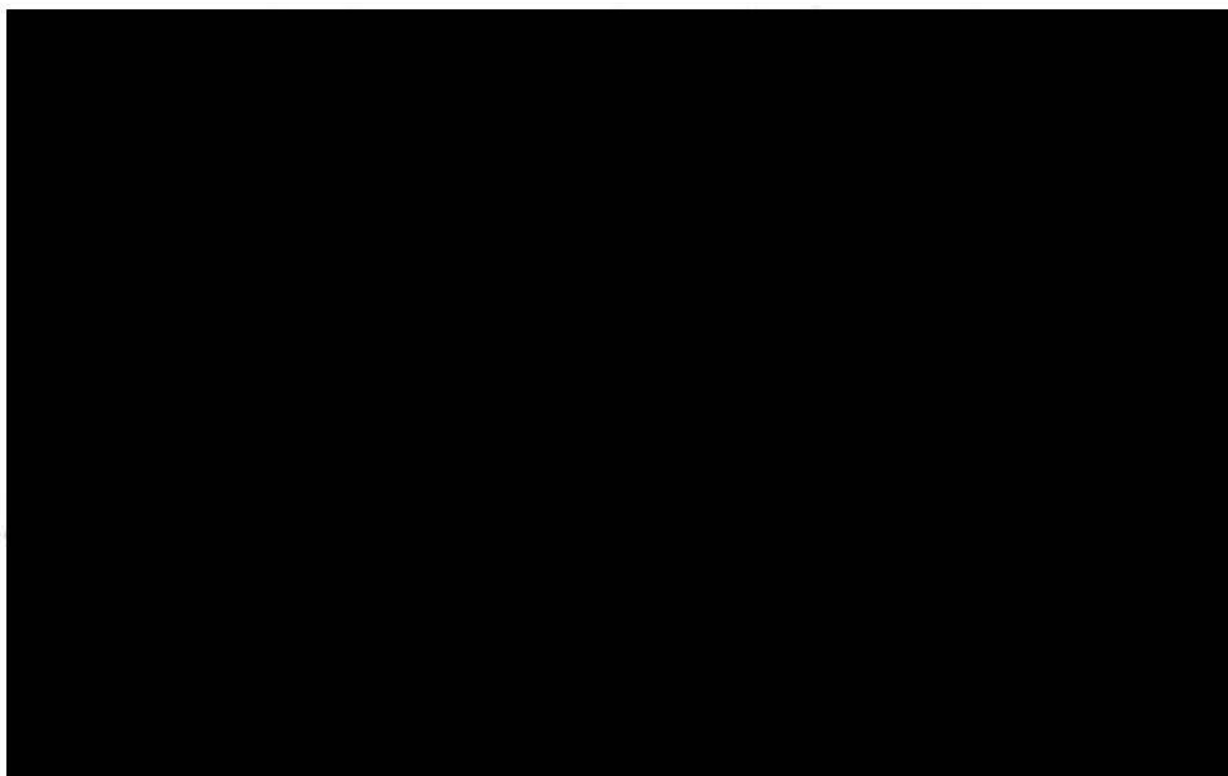


Figura 17. A la izquierda se muestra la ubicación de la línea de sección transversal en comento, la cual corta a las Áreas de renuncia 1 y 4 con dirección N-S y a la derecha se presenta, la distribución areal y vertical de las propiedades Porosidad, Sw y NTG (Fuente: Comisión con la información entregada por la Secretaría)

Por otro lado, en la Figura 18 se muestran las áreas de renuncia 1 y 3, las cuales presentan, por un lado, una zona estructuralmente más baja en relación con el límite convencional y, por otro lado, una degradación en sus propiedades petrofísicas.

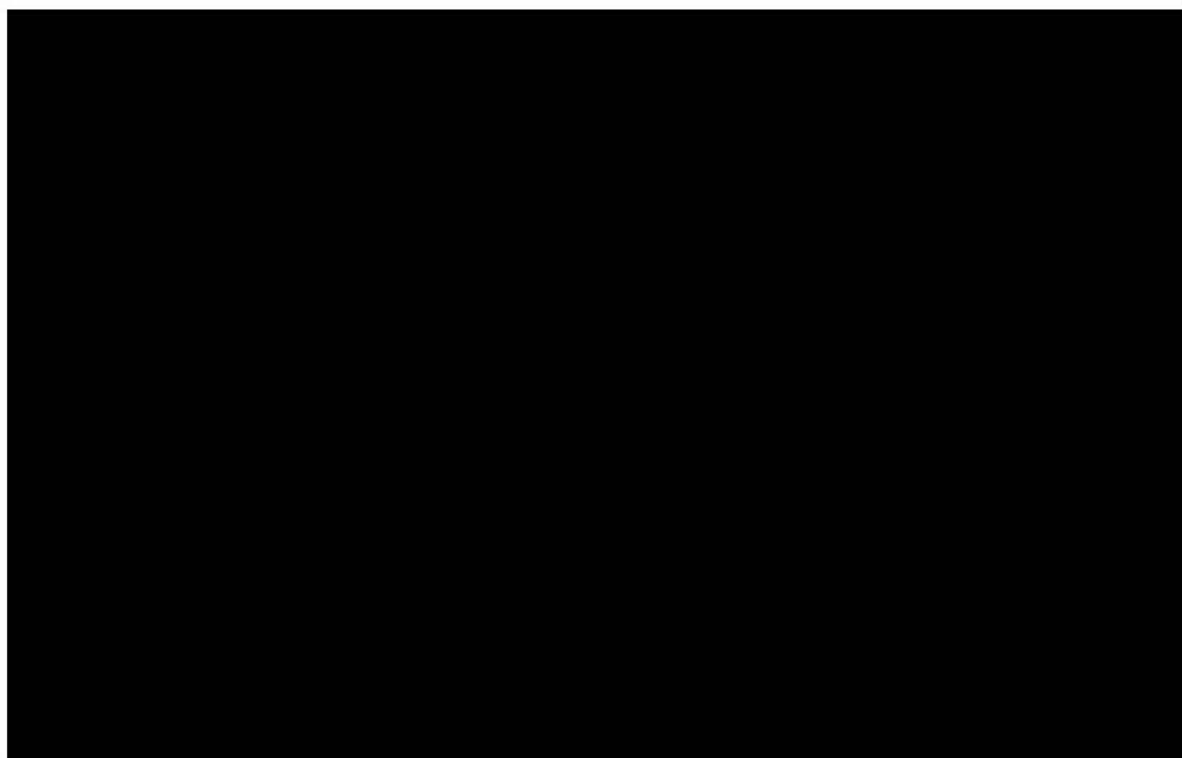


Figura 18. A la izquierda se muestra la ubicación de la línea de sección transversal en comento, la cual corta a las Áreas de renuncia 1 y 3 de N-S y a la derecha se presenta, la distribución areal y vertical de las propiedades Porosidad, Sw y NTG (Fuente: Comisión con la información entregada por la Secretaría).

En la Figura 19 se presentan las áreas de renuncia 1 y 2 en un corte NE-SW, en las cuales se puede observar que presentan mala calidad en sus propiedades petrofísicas, con valores de porosidad menores al 2%, así como alta Sw, aunado a que se ubican en zonas estructuralmente más bajas a las del área central.

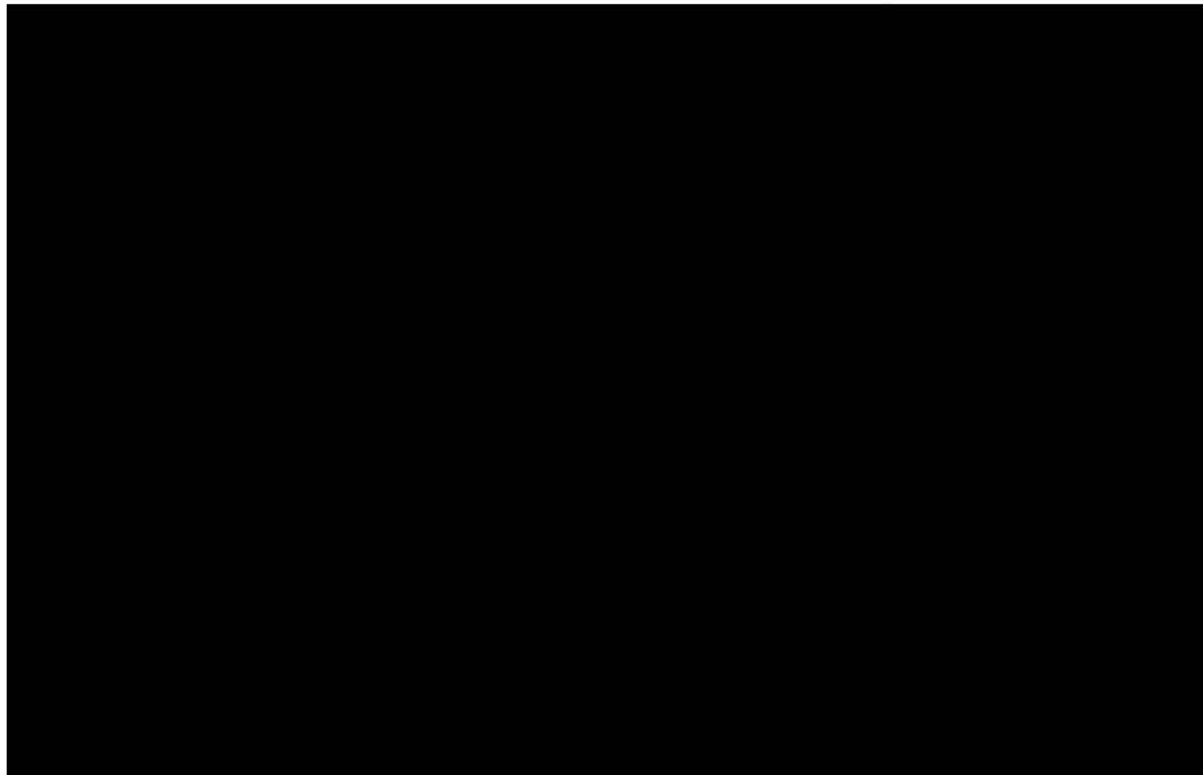


Figura 19. A la izquierda se muestra la ubicación de la línea de la sección transversal en comento, la cual corta a las Áreas de renuncia 1 y 2 con dirección NE-SW y a la derecha se presenta la distribución areal y vertical de las propiedades Porosidad, Sw y NTC (Fuente: Comisión con la información entregada por la Secretaría).

La Figura 20 muestra la distribución de hidrocarburos en el yacimiento Cretácico, en dónde se observa que, la zona considerada yacimiento tiene una fuerte relación con el fracturamiento del campo, por lo que la saturación de hidrocarburos se concentra en la parte alta del anticlinal que presenta las mejores propiedades petrofísicas.

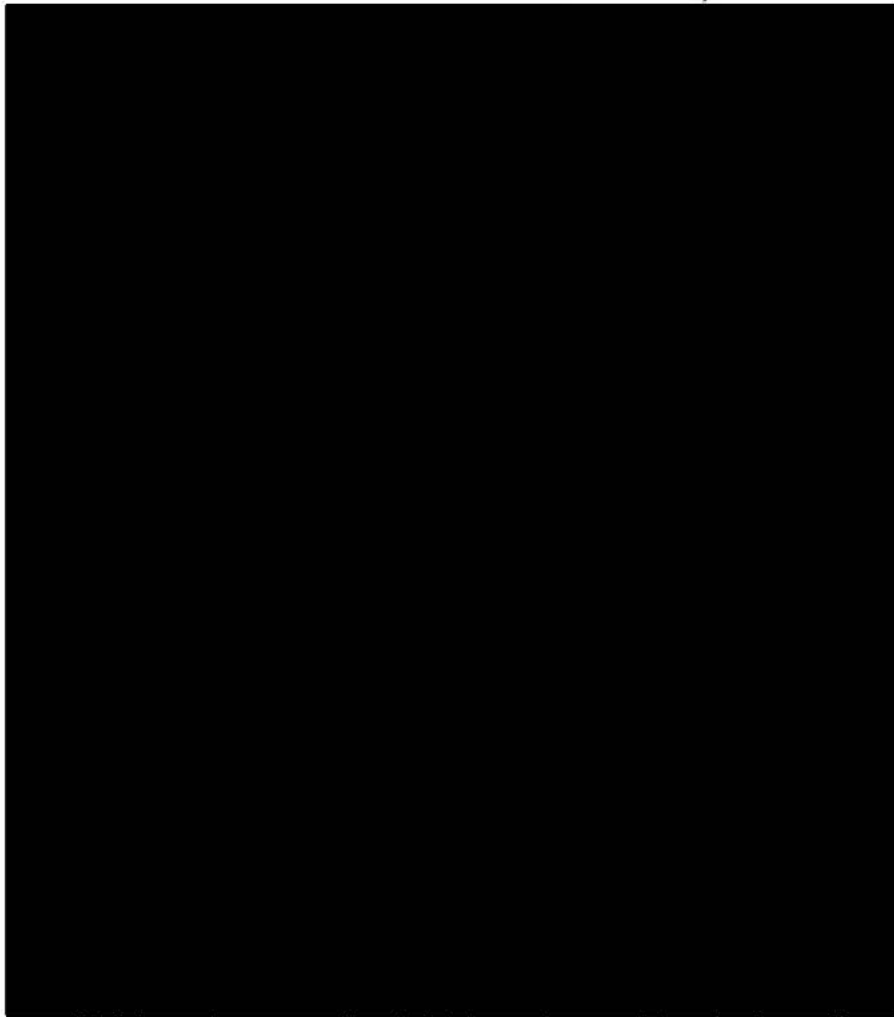


Figura 20. Mapa de saturación de hidrocarburos del yacimiento Cretácico
(Fuente: Comisión con la información entregada por la Secretaría).

En contraste, las zonas de renuncia presentan bajos valores de porosidad, alta Sw y nulo espesor neto, como se observa en las Figura 21, Figura 22 y Figura 23. Adicionalmente, cabe destacar que la tendencia de discontinuidades sísmicas, mostró que hacía la zona del Xux-IDL el fracturamiento es escaso y las condiciones más favorables se encuentran hacía la región más alta de la estructura. Por tal motivo, aunque existe fracturamiento hacía los bordes del polígono propuesto, no se considera de interés al encontrarse en una zona estructuralmente más baja.

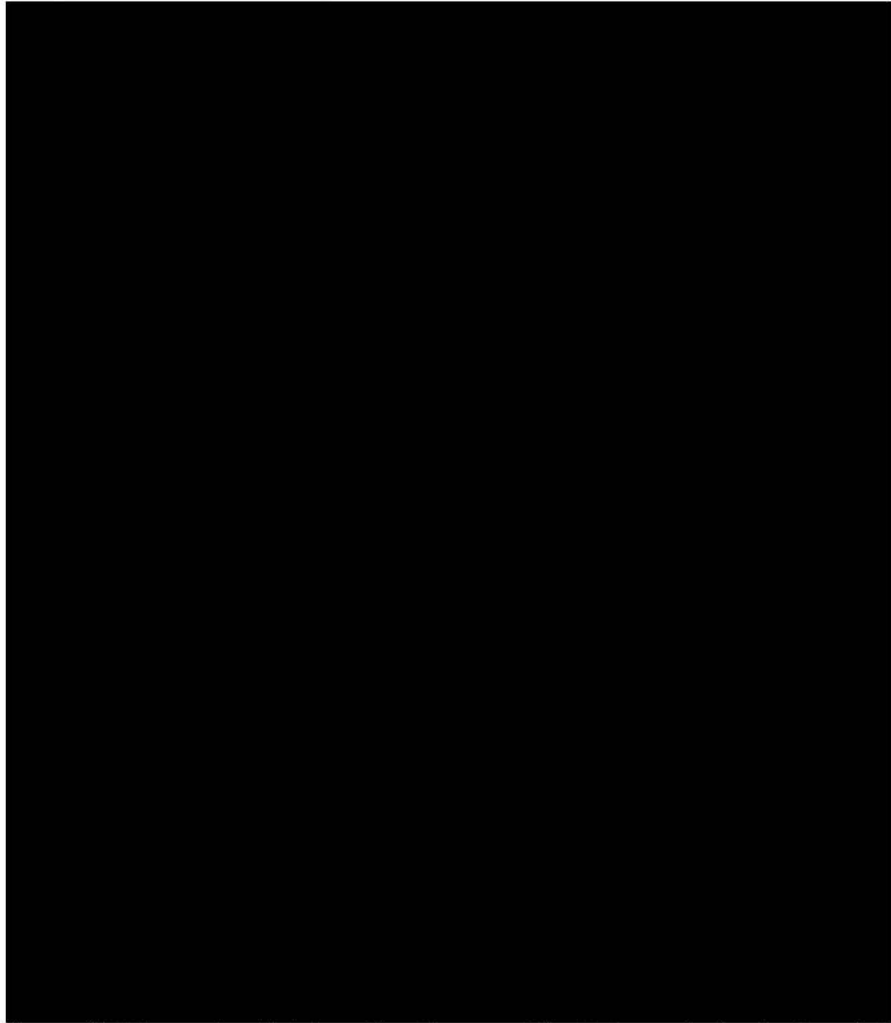


Figura 21. Mapa de distribución de porosidad de yacimiento Cretácico
(Fuente: Comisión con la información entregada por la Secretaría).

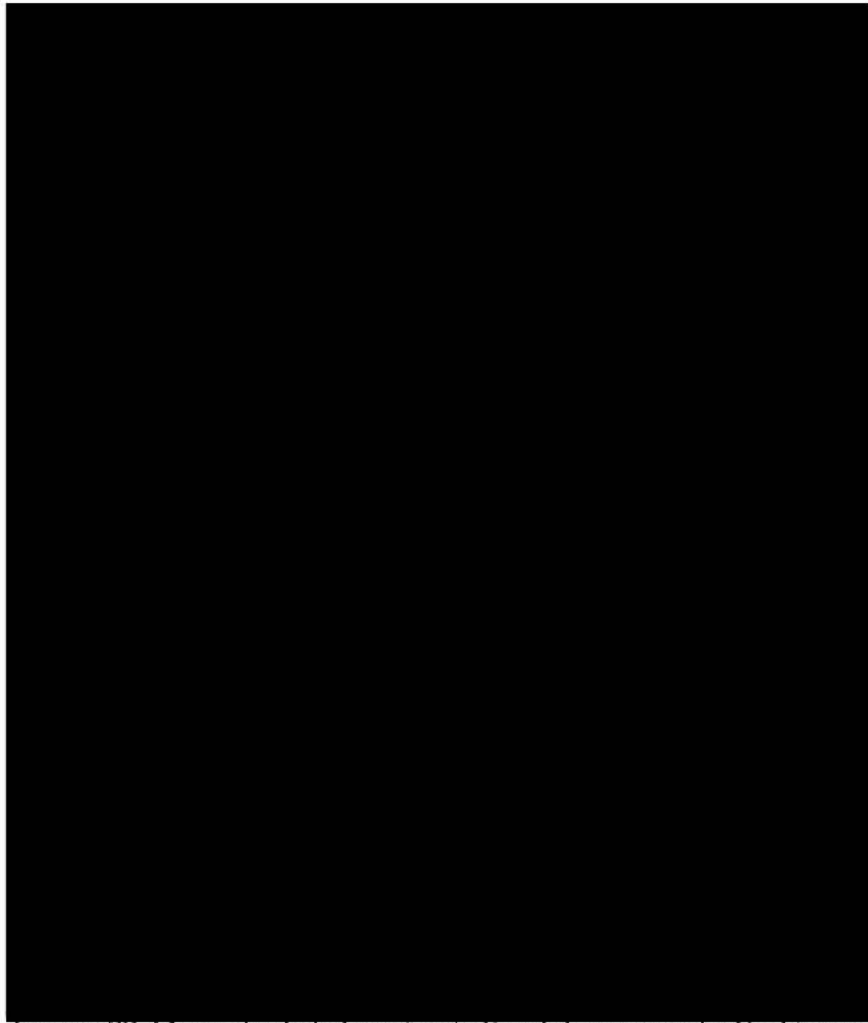


Figura 22. Mapa de distribución de Sw del yacimiento Cretácico
(Fuente: Comisión con la información entregada por la Secretaría).

[Handwritten signature]

[Handwritten marks]

[Handwritten mark]

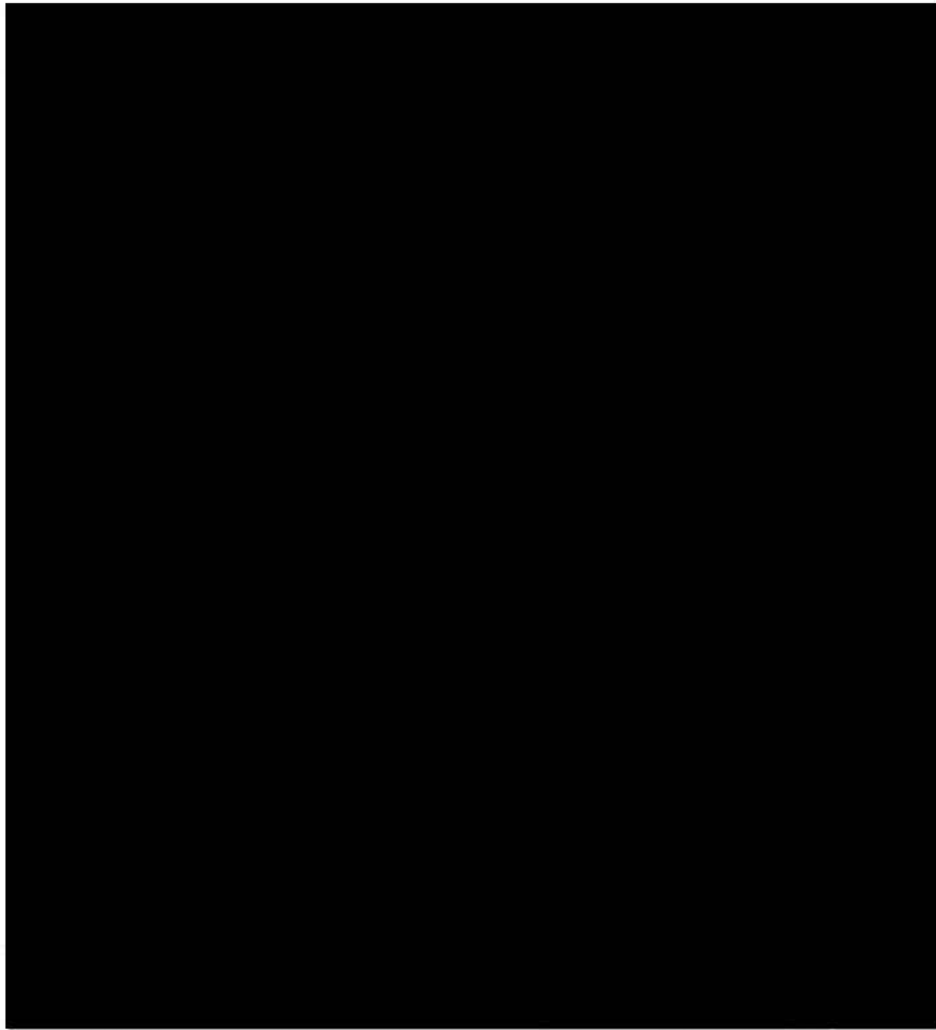


Figura 23. Mapa de distribución de espesor neto del yacimiento Cretácico
(Fuente: Comisión con la información entregada por la Secretaría).

Aunado a lo anterior, aunque el pozo Xux-1DL resultó productor a nivel Cretácico, el comportamiento presentado durante la prueba de presión mostrado en la Figura 24, así como los resultados obtenidos con la caracterización sísmica, permiten concluir que existe una baja o nula conectividad en el fracturamiento del yacimiento hacía las áreas de renuncia.

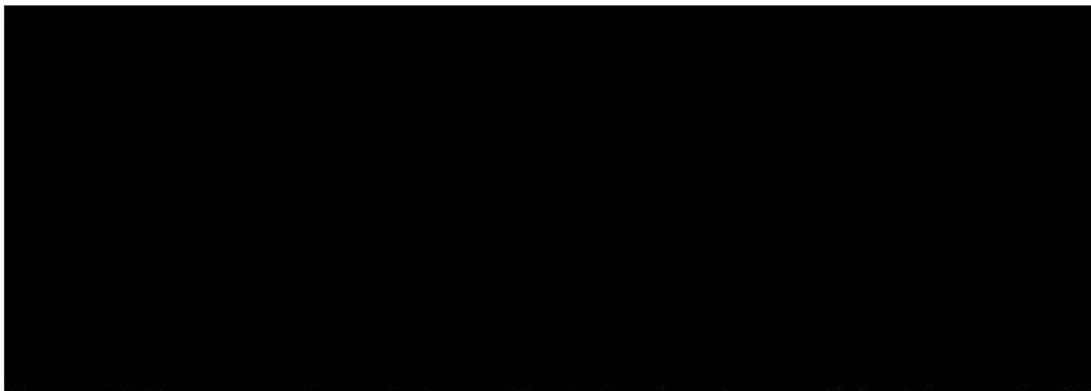


Figura 24. Comportamiento de la presión de fondo y de superficie del pozo Xux-1DL durante la prueba de presión
(Fuente: Comisión con la información entregada por la Secretaría).

Finalmente, con base en la reinterpretación de información se realizó una actualización de la reserva del yacimiento Cretácico, desincorporando el área probada asociada al pozo Xux-1DL e incorporando reserva probable hacia la zona de desarrollo del campo. Lo anterior se muestra en la Figura 25 en dónde se presenta, del lado izquierdo, la reserva estimada posterior a la Ronda Cero y del derecho, la reserva actualizada certificada al 01 de enero del 2019. Cabe hacer mención, que el plan vigente no cuenta con reservas asignadas a este yacimiento.

Por otro lado, para la definición de los límites de la reserva actualizada se utilizó como guía el atributo de fracturamiento hacia el oeste y norte, mientras que, hacia el este, se definió por la cota 5750 mvbnm, la cual, corresponde a la base de disparo del pozo Xux-1DL.

Derivado del análisis presentado, se concluye que, en las cuatro áreas de renuncia, no se cuenta con reserva asociada, de acuerdo con la nueva actualización, por lo que, no se tendría un impacto en la reserva vigente.

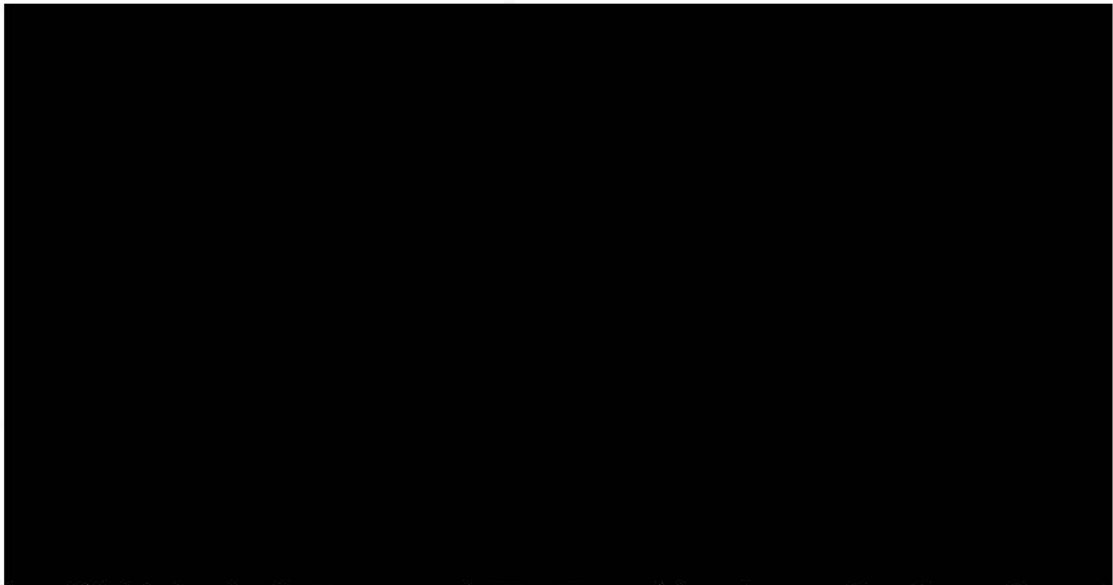


Figura 25. A la izquierda se muestra la reserva considerada posterior a la Ronda Cero y a la derecha la reserva presentada al 01 de enero del 2019.
(Fuente: Comisión con la información entregada por la Secretaría).

Por último, es importante precisar que, las 4 Áreas de renuncia de la Asignación A-0357-M-Campo Xux, están contenidas en la Asignación de Exploración AE-0155-Chalabil, como se observa en la Figura 26, por lo que, los derechos de Exploración en estas áreas quedarían salvaguardados al amparo de la Asignación de Exploración.

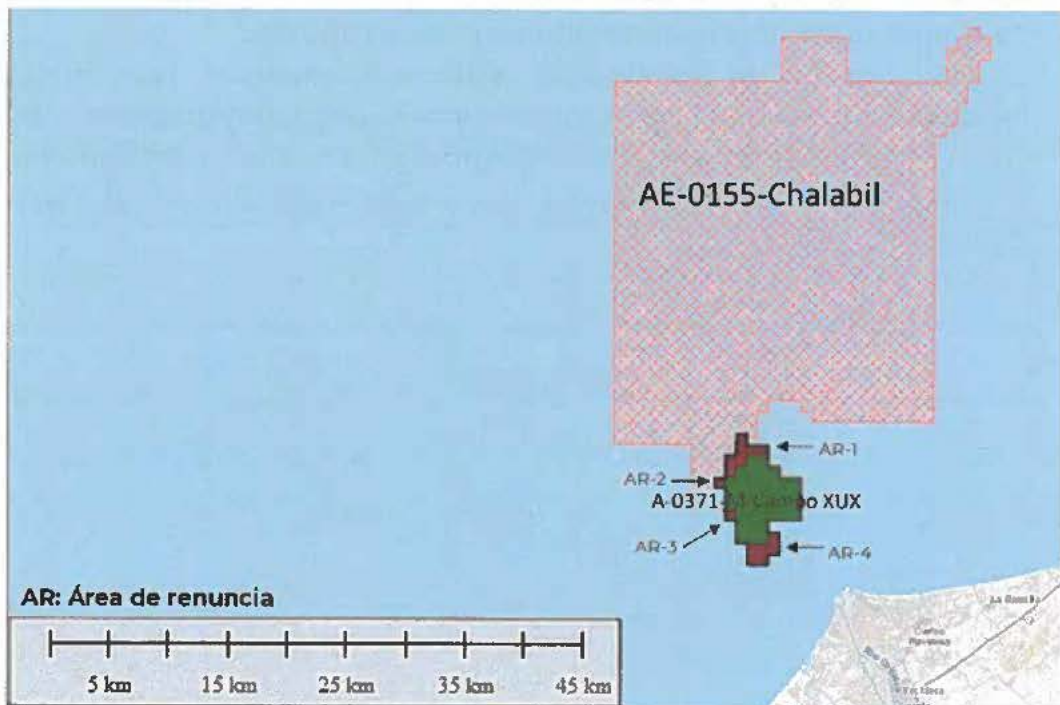


Figura 26. Traslape de las Áreas de renuncia con la Asignación AE-0155-Chalabil
(Fuente: Comisión)

V. Conclusiones

Derivado del análisis técnico presentado, se concluye que:

- Con base en la información sísmica presentada, las 4 Áreas de renuncia se encuentran en zonas bajas estructuralmente, es decir por debajo de los límites convencionales de ambos yacimientos, JSK y Cretácico, lo cual, permite inferir una baja probabilidad de acumulación de hidrocarburos.
- Las 4 Áreas de renuncia se encuentran en los flancos de la estructura y debido a que la roca almacén ubicada en estas áreas presenta mayor grado de procesos diagenéticos, se observa una mala calidad en sus propiedades petrofísicas del yacimiento JSK.
- Las mejores calidades de roca se encuentran en la cima de la estructura en el yacimiento JSK, lo cual se puede constatar con los mapas de distribución de saturación de hidrocarburos, porosidad, Sw y relación NTG.
- Las 4 Áreas de renuncia están contenidas en la Asignación de Exploración AE-0155-Chalabil, por lo tanto, los derechos de Exploración quedaran salvaguardados al amparo de la Asignación de Exploración para toda la columna geológica.
- Todos los pozos perforados en la Asignación se ubican dentro del nuevo polígono propuesto. Respecto al pozo delimitador Xux-1DL, este nunca se consideró parte del polígono vigente ni del propuesto.
- La actualización de los modelos estático y dinámico, han originado variaciones tanto en la volumetría estimada originalmente, como en las reservas remanentes existentes de ambos yacimientos. Por lo anterior, la modificación propuesta, tendrá un impacto directo en el Plan de Desarrollo vigente.

VI. Recomendaciones

Por lo que hace al Anexo 1 del Título de Asignación, se presentan las recomendaciones que esta Comisión considera pertinentes.

- Actualizar los modelos estático y dinámico para ser presentados como soporte de la Modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción.

VII. Validación de la propuesta de la configuración espacial

En lo relativo a la asesoría técnica solicitada para dar respuesta a la propuesta elaborada por la Dirección General de Exploración y Extracción de Hidrocarburos de la Secretaría, acerca de la configuración espacial en formato shape file (.SHP) del Área de Extracción, esta Comisión no tiene inconveniente para que se emita opinión con respecto a los cambios propuestos y como se establecieron en la solicitud hecha por la Secretaría. Tabla 6.

Vért	Longitud Oeste	Latitud Norte
1	92° 45' 00"	18° 39' 00"
2	92° 46' 30"	18° 39' 00"
3	92° 46' 30"	18° 40' 30"
4	92° 47' 00"	18° 40' 30"
5	92° 47' 00"	18° 42' 00"
6	92° 46' 30"	18° 42' 00"
7	92° 46' 30"	18° 42' 30"
8	92° 46' 00"	18° 42' 30"
9	92° 46' 00"	18° 43' 00"
10	92° 45' 00"	18° 43' 00"
11	92° 45' 00"	18° 42' 30"
12	92° 44' 30"	18° 42' 30"
13	92° 44' 30"	18° 42' 00"
14	92° 43' 30"	18° 42' 00"
15	92° 43' 30"	18° 40' 00"
16	92° 45' 00"	18° 40' 00"
17	92° 45' 00"	18° 39' 00"

Tabla 6. Coordenadas del polígono de la Asignación modificada (Fuente: Comisión con la información entregada por la Secretaría).

VIII. Opinión Técnica

En consecuencia, la Dirección General de Dictámenes de Extracción propone al Órgano de Gobierno emitir opinión favorable respecto de la modificación del Anexo 1, Ubicación y Área de Asignación del Título de la Asignación A-0371-M-Campo Xux misma que resulta procedente en términos del análisis realizado en el presente documento.

Debido a que, la Modificación del Área del Título de la Asignación A-0371-M-Campo Xux impacta al Plan de Desarrollo para la Extracción vigente, el Asignatario deberá presentar la modificación a dicho Plan con datos actualizados a la fecha de modificación del Anexo 1, de conformidad con el artículo 17 del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos.

Cabe hacer mención que la modificación del Anexo 1 del Título de la Asignación A-0371-M-Campo Xux en los términos descritos en esta Opinión Técnica, implica que las Áreas de renuncia, previamente definidas, quedarán contenidas dentro de la Asignación de Exploración AE-0155-Chalabil. Lo anterior de acuerdo con el Anexo 1 del Título de dicha Asignación, por lo que los derechos de Exploración, en todas las formaciones geológicas de las Áreas de renuncia en cuestión, quedarán salvaguardadas al amparo de la Asignación de Exploración AE-0155-Chalabil.

En consecuencia, se emite la presente opinión en razón de que, el Anexo 1 de la Asignación AE-0155-Chalabil establece lo siguiente:

“RESTRICCIONES: El Asignatario no podrá realizar actividades de Exploración en los traslapes con las Áreas de Asignación establecidas en los Anexos 1 de los siguientes Títulos de Asignación y, en su caso, posteriores modificaciones:”. Lo cual se muestra en la Tabla 7.

Títulos de Asignación
A - 0170 - M - Campo Kab
A - 0309 - M - Campo Sinán
A - 0371 - M - Campo Xux
A - 0018 - 3M - Okom -01

Tabla 7. Títulos de Asignación

Por lo anterior, y dado que el 72.2% de la superficie de la Asignación A-0371-M-Campo Xux, aún conserva el traspale con la Asignación AE-0155-Chalabil, con la presente opinión se mantiene la restricción, toda vez que, dicho traslape limita las actividades de Exploración dentro de la Asignación de Exploración.

Adicionalmente, en términos del artículo 6, penúltimo párrafo de la Ley de Hidrocarburos y 16 del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos, se emite opinión a la Secretaría respecto de la modificación del primer párrafo del Término y

Condición Quinto de las Actividades de Extracción del Título de Asignación para quedar como sigue:

Las actividades de Extracción se llevarán a cabo en términos del Plan de Desarrollo para la Extracción que deberá ser presentado a la Comisión, para su aprobación a más tardar en 30 días hábiles a partir de la emisión del nuevo título y el Compromiso Mínimo de Trabajo establecido en el Anexo 2 de la presente Asignación. En tanto, el Asignatario podrá seguir operando esta Asignación al amparo del Plan de Desarrollo para la Extracción vigente.

Lo anterior surte efectos de opinión en términos del segundo párrafo del artículo 16 del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos.

Se emite la presente Opinión Técnica, en términos de lo dispuesto en los artículos 6, fracción I, párrafos quinto y sexto de la Ley de Hidrocarburos; 16, fracción I y párrafo segundo del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos; 38, fracción IV y 39, fracciones I y VI de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y 35, fracción II del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Elaboró

Mtro. Víctor Juan López Hernández
Subdirector de Área en la Dirección
General de Dictámenes de
Extracción

Revisó

**Mtro. Horacio Andrés Ortega
Benavides**
Director General Adjunto de
Dictámenes de Extracción

Autorizó

Mtro. Francisco Castellanos Paez
Director General de Dictámenes de Extracción

Autorizó

Ing. Julio Cesar Trejo Martínez
Titular de la Unidad Técnica de Extracción y su Supervisión