



Comisión Nacional  
de Hidrocarburos

# Dictamen Técnico del Posible Yacimiento Compartido del Campo Zama

Contrato CNH-R01-L01-A7-2015, y la Asignación AE-0152 – UCHUKIL

Mayo 2020



@CNH\_MX



Comisión Nacional  
de Hidrocarburos



Comisión Nacional  
de Hidrocarburos



@cnh.mx

## Contenido

I. Objeto del dictamen .....	3
II. Relación cronológica del proceso de revisión y dictamen .....	3
III. Descripción del área de unificación.....	5
IV. Análisis técnico de la conectividad hidráulica del Posible Yacimiento Compartido .....	8
IV.1 Información presentada.....	9
IV.2 Evaluación técnica.....	9
IV.1 Descripción del Campo Zama.....	9
IV.2 Continuidad vertical .....	18
IV.3 Continuidad lateral.....	19
IV.4 Comportamiento dinámico identificado.....	19
IV.5 Radio de investigación.....	25
IV.6 Modelo probabilístico de soporte.....	27
IV.3 Análisis de resultados.....	30
V. Conclusiones.....	32
VI. Sentido del dictamen técnico.....	33
VII. Recomendaciones .....	33



## I. Objeto del dictamen

El presente Dictamen Técnico lo elabora la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante, Comisión o CNH) a solicitud de la Secretaría de Energía (en adelante, SENER) de acuerdo con el artículo 16 de los “Lineamientos que establecen el procedimiento para instruir la unificación de yacimientos compartidos y aprobar los términos y condiciones del acuerdo de unificación” (en adelante, Lineamientos) publicados en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 15 de marzo de 2018, con la finalidad de evaluar la posible conectividad hidráulica del Yacimiento Compartido en el Campo Zama (en adelante, Posible Yacimiento Compartido) que pudiera existir entre, por un lado, el área geográfica que comprende el Contrato CNH-R01-L01-A7/2015, cuyo operador es el Contratista Talos Energy Offshore México 7 S. de R.L. de C.V. (en adelante, Talos o Contratista) y, por el otro, el área geográfica que ocupa la Asignación AE-0152-Uchukil, otorgada a PEMEX Exploración y Producción (en adelante, PEMEX o PEP).

En este documento se describe la ubicación geográfica específica del Campo Zama (en adelante, Campo) incluyendo su superficie, profundidad, delimitación del polígono georreferenciado y la representación cartográfica del Posible Yacimiento Compartido, así como el análisis técnico que fue elaborado para evaluar la existencia o no de una posible conectividad hidráulica.

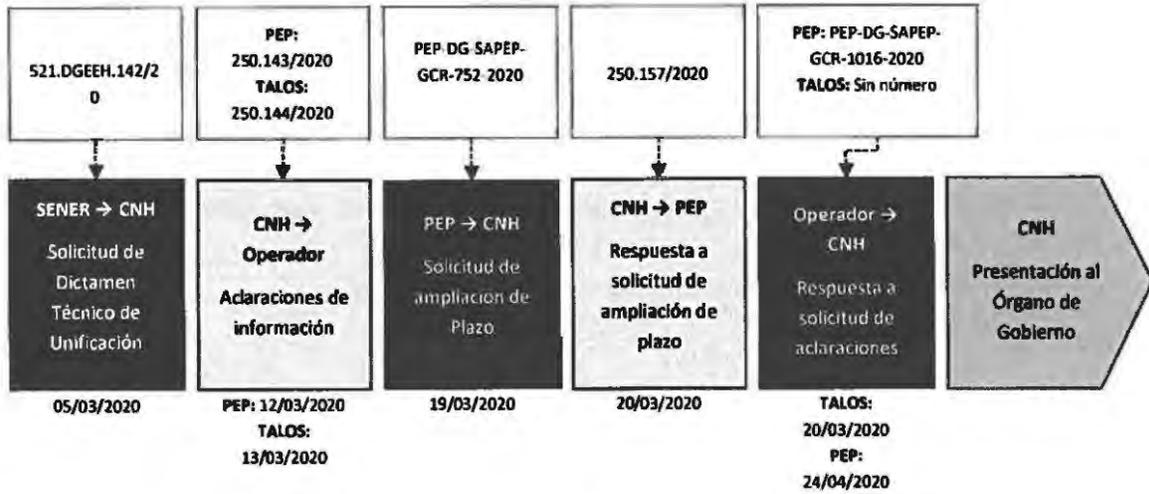
## II. Relación cronológica del proceso de revisión y dictamen

La Comisión, a solicitud de la SENER, llevó a cabo la evaluación del Posible Yacimiento Compartido. El proceso correspondiente involucró la participación de las siguientes unidades administrativas de la Comisión:

1. Unidad Técnica de Extracción y su Supervisión:
  - Dirección General de Reservas, y
  - Dirección General de Dictámenes de Extracción.
2. Unidad Jurídica:
  - Dirección General Jurídica de Consulta.

La **Figura 1a** muestra el diagrama generalizado del proceso de revisión, dictamen y resolución en cuestión. Asimismo, la **Figura 1b** presenta los antecedentes más relevantes para el proceso.

1a.<sup>1</sup>



1b.<sup>2</sup>

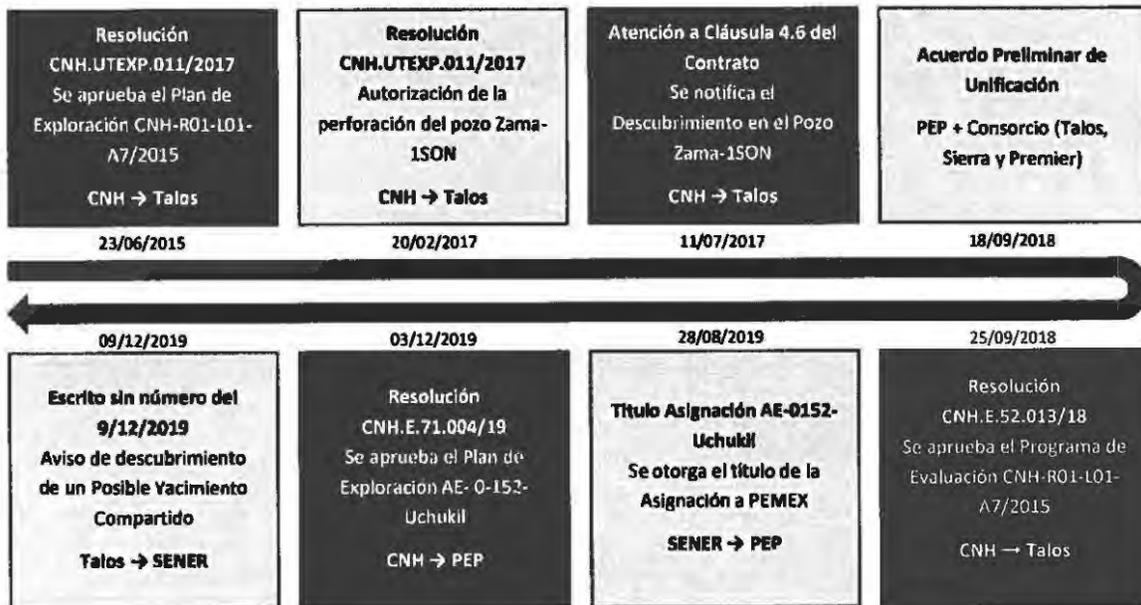


Figura 1. Cronología del proceso de revisión, dictamen y resolución (Fuente: CNH).

<sup>1</sup> Se indica que, posterior a la ampliación del plazo que solicitó PEP (y que concedió la CNH a través del oficio 250.163/2020) para presentar Aclaraciones al proceso; el 27 de abril de 2020, PEP respondió la solicitud indicando que no disponía de información adicional a la presentada en el APU.

<sup>2</sup> El Acuerdo Preliminar de Unificación ha sido modificado en dos ocasiones: la primera el 8 de abril de 2019, a fin de modificar las Cláusulas 3.2.1, 5.3 y 6.9.1, y la segunda el 28 de agosto de 2019, para modificar las Cláusulas 3.2.1 y 9.1; sin que hayan cambiado el Objeto y Plazo que se presentan en la sección III de este Dictamen.

### III. Descripción del área de unificación

El Área de Unificación se encuentra entre el Área Contractual 7 del Contrato CNH-R01-L01-A7/2015 del Contratista Talos, y la Asignación AE-0152-Uchukil del Asignatario PEMEX, localizada en Golfo de México frente a las costas de Tabasco, aproximadamente a 58 km del puerto de Dos Bocas.

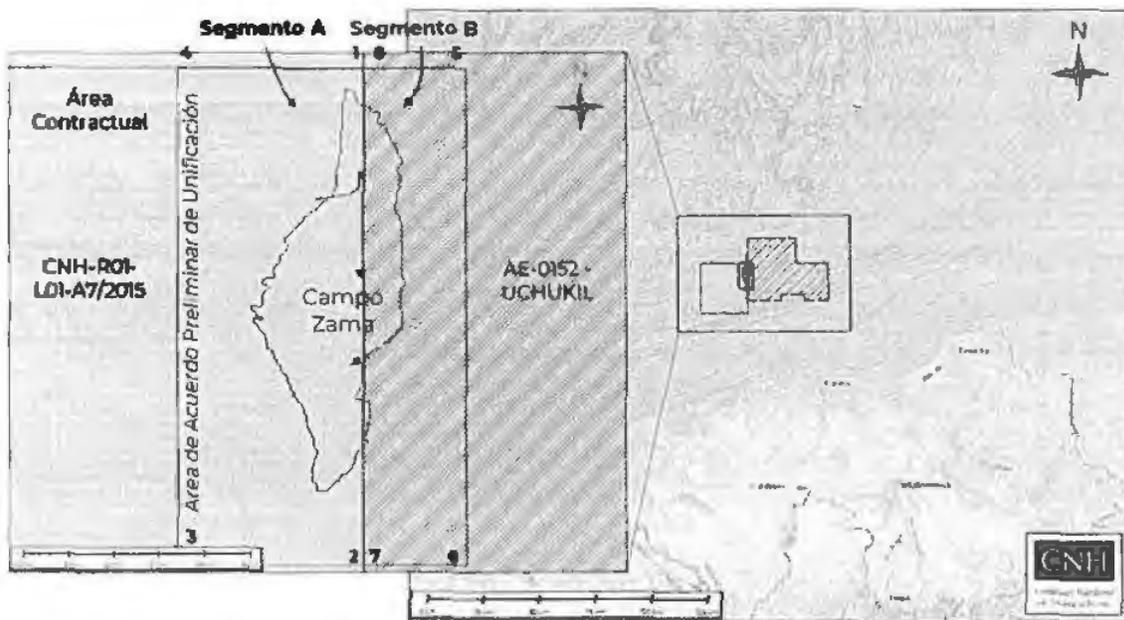
Los vértices del Área sujeta al Acuerdo Preliminar de Unificación (en adelante, APU o Acuerdo), que contiene al Posible Yacimiento Compartido, se indican en la **Tabla 1** y **Figura 2**.

**Tabla 1. Coordenadas geográficas de los vértices del Área sujeta al APU (Fuente: APU).**

Segmento A		
Vértice	Longitud oeste	Latitud norte
1	93° 32' 00"	18° 54' 00"
2	93° 32' 00"	18° 48' 04"
3	93° 34' 20"	18° 48' 04"
4	93° 34' 20"	18° 54' 00"
Segmento B		
Vértice	Longitud oeste	Latitud norte
5	93° 30' 44"	18° 54' 00"
6	93° 30' 44"	18° 48' 04"
7	93° 32' 00"	18° 48' 04"
8	93° 32' 00"	18° 54' 00"

El APU al que se hace alusión fue realizado el 18 de septiembre de 2018<sup>1</sup> entre PEMEX Exploración y Producción, Talos Energy Offshore Mexico 7, S. de R.L. de C.V., Sierra O&G Exploración y Producción, S. de R.L. de C.V. y Premier Oil Exploration And Production Mexico S.A. de C.V. Su objeto conforme la Cláusula 2.1 es:

1. "compartir información relativa al Yacimiento o Yacimientos ubicados dentro del Área Objetivo para determinar la existencia de un Yacimiento Compartido y evaluar la posibilidad de llevar a cabo actividades de desarrollo y producción de manera unificada;



**Figura 2. Representación cartográfica del Área de Unificación y el Posible Yacimiento Compartido, respecto de las áreas del Contrato CNH-R01-L01-A7/2015<sup>3</sup> y la Asignación AE-0152-Uchukil (Fuente: CNH).**

2. desarrollar un posible programa de trabajo para actividades de evaluación de los posibles Yacimientos Compartidos subyacentes al Segmento A y el Segmento B;
3. evaluar la posibilidad de unificar el Segmento A y el Segmento B;
4. evaluar si algún Yacimiento o Yacimientos se extienden a través de la colindancia entre los dos Otorgamientos;
5. determinar si es posible que un Yacimiento o Yacimientos dentro de las colindancias de los Otorgamientos pueda ser desarrollado de manera más eficiente, mediante la ejecución de Actividades Petroleras de manera unificada de conformidad con la Ley;
6. reunir la información requerida por las Leyes para fundamentar un aviso a cualquier Autoridad Gubernamental, para determinar si un Yacimiento o Yacimientos, por su ubicación y distribución en el subsuelo, se extienden más allá del límite de la colindancia entre los Otorgamientos, encontrándose parcialmente dentro de cada Área;

<sup>3</sup> En la Resolución CNH.E.60.002/19 del 10 de octubre de 2019, se autorizó iniciar el trámite del procedimiento de terminación anticipada por renuncia del cincuenta por ciento del Área Contractual, pasando de 464.799 a 233.3995 km<sup>2</sup>; mismo que está en proceso.

7. planear la posible conducción de Actividades Petroleras en la porción que corresponda de cualquiera de las Áreas de manera unificada; y
8. llevar a cabo cualquier otra actividad preliminar en relación con cualquier Yacimiento o Yacimientos que puedan extenderse más allá de los límites entre los Otorgamientos, encontrándose parcialmente dentro de cada Área, o bien cualquier Yacimiento o Yacimientos que se encuentren dentro de los límites de las Áreas, los cuáles pueden ser desarrollados de manera más eficiente a través de Actividades Petroleras coordinadas.”

Según se indica en el propio Acuerdo<sup>1</sup>, se encontrará vigente conforme la Cláusula 2.2 del mismo, hasta que ocurra lo primero entre:

1. “la existencia de un acuerdo por escrito de todas las Partes para establecer una Unidad, según se evidencie mediante la suscripción de un Acuerdo de Unificación y el Acuerdo de Operación Conjunta del Área Unificada debidamente autorizado por SENER;
2. el acuerdo por escrito de todas las Partes para dar por terminado [el APU] por no existir un Yacimiento Compartido conforme a la Ley;
3. dos (2) Años Calendario posteriores a la Fecha Efectiva, salvo que las Partes de otro modo acuerden prorrogarlo, de conformidad con la Ley; o
4. la expiración, terminación o revocación de cualquiera de los Otorgamientos; excepto en caso de que exista una migración de la Asignación en términos de la cual el Segmento B del Área Objetivo se mantenga dentro de los límites originales del Área de Asignación y Pemex mantenga derechos sobre la misma área.”

Finalmente, el Acuerdo señala que su terminación no afectará los derechos y obligaciones resultantes que se hayan otorgado, sean exigibles o se hayan generado previo a dicha terminación (Cláusula 2.2.2).

Las características de interés del área de unificación, así como del Contrato CNH-R01-L01-A7/2015 y la Asignación AE-0152-Uchukil involucradas se presentan en la **Tabla 2**.

**Tabla 2. Características del Área de Unificación (Fuente: CNH).**

Posible Yacimiento compartido	Yacimiento del Mioceno superior
Fecha de notificación del Descubrimiento	11 de julio de 2017
Pozo descubridor	Zama-1SON
Área de unificación (km <sup>2</sup> )	69.43
Tirante de agua (m)	~150

**Tabla 2. Características del Área de Unificación (Fuente: CNH).**

Profundidad (mvbnmm)	~2,977.9
Edad del yacimiento	Mioceno superior
Cuenca y provincia geológica	Cuencas del Sureste, porción marina de la provincia geológica Salina del Istmo
Etapa actual	Exploración / Evaluación
<b>Contrato CNH-R01-L01-A7/2015</b>	
Tipo de Contrato	Producción Compartida
Vigencia	30 años (a partir de la Fecha Efectiva, 4 de septiembre de 2015)
Operador y socios con porcentaje de participación	Sierra O&G Exploración y Producción: 40%, Talos Energy Offshore Mexico 7 (Operador): 35%, Premier Oil Exploration And Production Mexico: 25%
Profundidad	Toda la columna geológica
Actividades amparadas <sup>4</sup>	Exploración y Extracción
Pozos perforados en el área de unificación	4: tres delimitadores (Zama-2DEL, Zama-2DEL ST01 y Zama-3DEL) y uno exploratorio (Zama-1SON)
<b>Asignación AE-0152-Uchukil</b>	
Tipo de Asignación	Exploración
Vigencia	30 años (a partir del 28 de agosto de 2019)
Operador	PEMEX Exploración y Producción
Profundidad	Toda la columna geológica
Actividades amparadas	Exploración y Extracción
Pozos perforados en el área de unificación	Ninguno

#### **IV. Análisis técnico de la conectividad hidráulica del Posible Yacimiento Compartido**

En esta sección, se presenta un análisis técnico de la información presentada por el Contratista para evidenciar la continuidad hidráulica del Posible Yacimiento Compartido sobre el Área del Contrato CNH-R01-L01-A7/2015 y la Asignación AE-0152-Uchukil (en adelante, Contrato y Asignación, respectivamente).

<sup>4</sup> El 4 de septiembre de 2019 la Comisión, a través de la Resolución CNH.E.52.001/19, aprobó un período adicional (dos años, hasta el 4 de septiembre de 2021) de exploración a Talos Energy Offshore México 7, S. de R.L. de C.V. en el Contrato CNH-R01-L01-A7/2015.

#### IV.1 Información presentada

Los estudios presentados, y que fueron analizados para este Dictamen por la Comisión, son:

1. Mediciones de presión y temperatura de los pozos Zama-1SON, Zama-2DEL, Zama-2DEL ST01, y Zama-3DEL.
2. Densidad de los Hidrocarburos y profundidad del contacto agua-aceite, ubicado a 3,421.8 mvbnmm (metros verticales bajo el nivel medio del mar).
3. Registros geofísicos y correlación entre los pozos Zama-1SON, Zama-2DEL, Zama-2DEL ST01, y Zama-3DEL.
4. Mapa estructural y de espesores y secciones sísmicas del Campo.
5. Columna estratigráfica.
6. Pruebas de presión y producción del pozo Zama-2DEL ST01.

#### IV.2 Evaluación técnica

Con base en la información presentada, la Comisión realizó un análisis técnico, considerando los aspectos geológicos, geofísicos y dinámicos observados del Campo y el Posible Yacimiento Compartido, cuyos puntos se precisan a continuación.

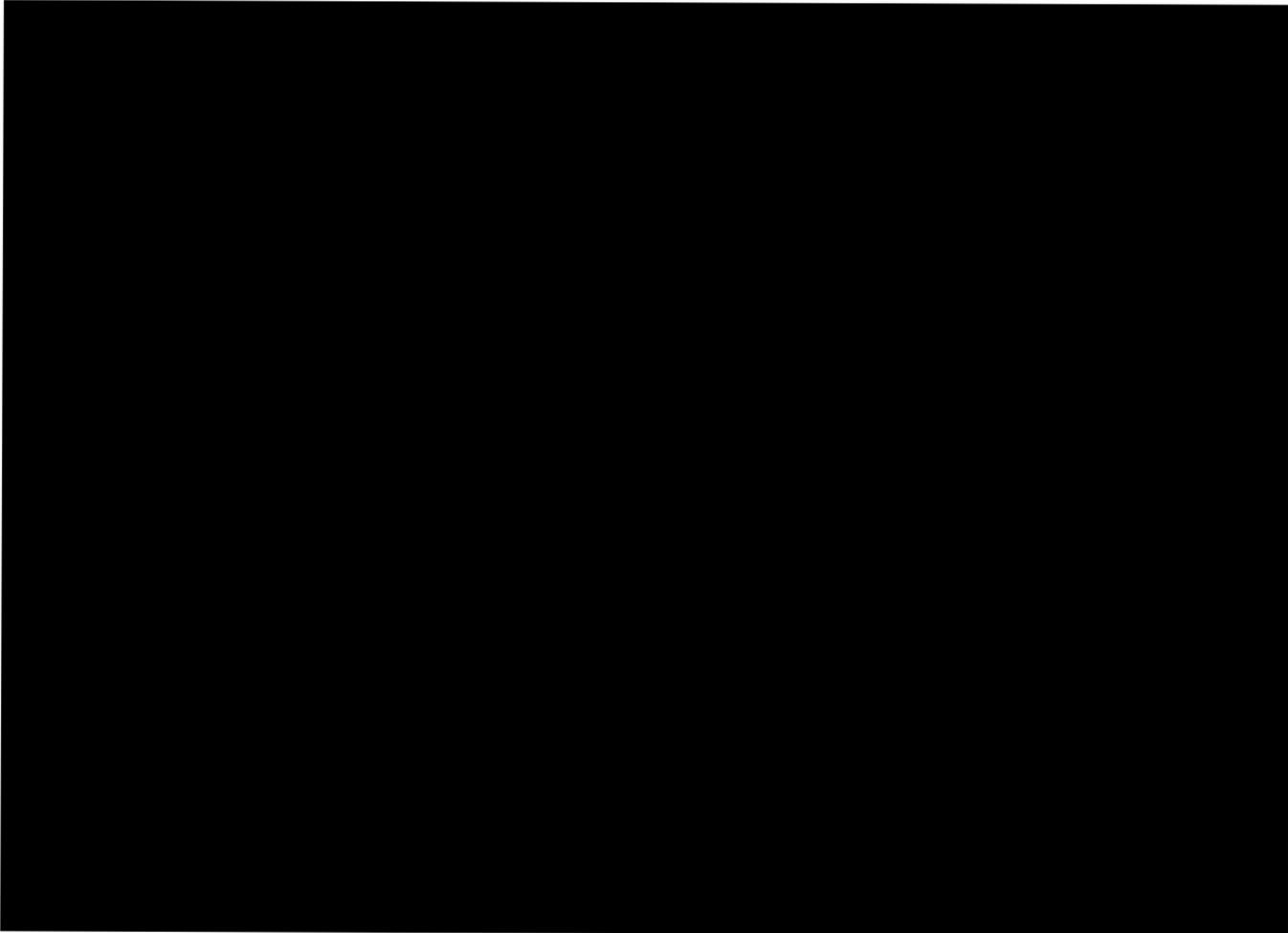
##### IV.1 Descripción del Campo Zama

El Campo estudiado se localiza en un complejo de abanicos turbidíticos confinados del Mioceno superior, generados en un ambiente de canales y abanicos de piso de cuenca. Si bien el Contratista señala únicamente un yacimiento, de acuerdo con el análisis hecho por la Comisión, se hace notar que, por el tipo de ambiente de depositación, existe la posibilidad de que se trate de más de uno sólo.

La roca almacén se conforma por areniscas de grano fino a muy fino, compuestas de cuarzo, plagioclasas, feldespatos y arcillas principalmente, clasificándose como arcosas líticas y litarenitas feldespáticas. En general, las arenas se presentan intercaladas y se amalgaman en zonas.

El Campo se encuentra afectado por la tectónica salina característica de la Cuenca. En consecuencia, la trampa del yacimiento es de tipo combinado, como se observa en la **Figura 3**, donde la componente estratigráfica resulta la más importante.





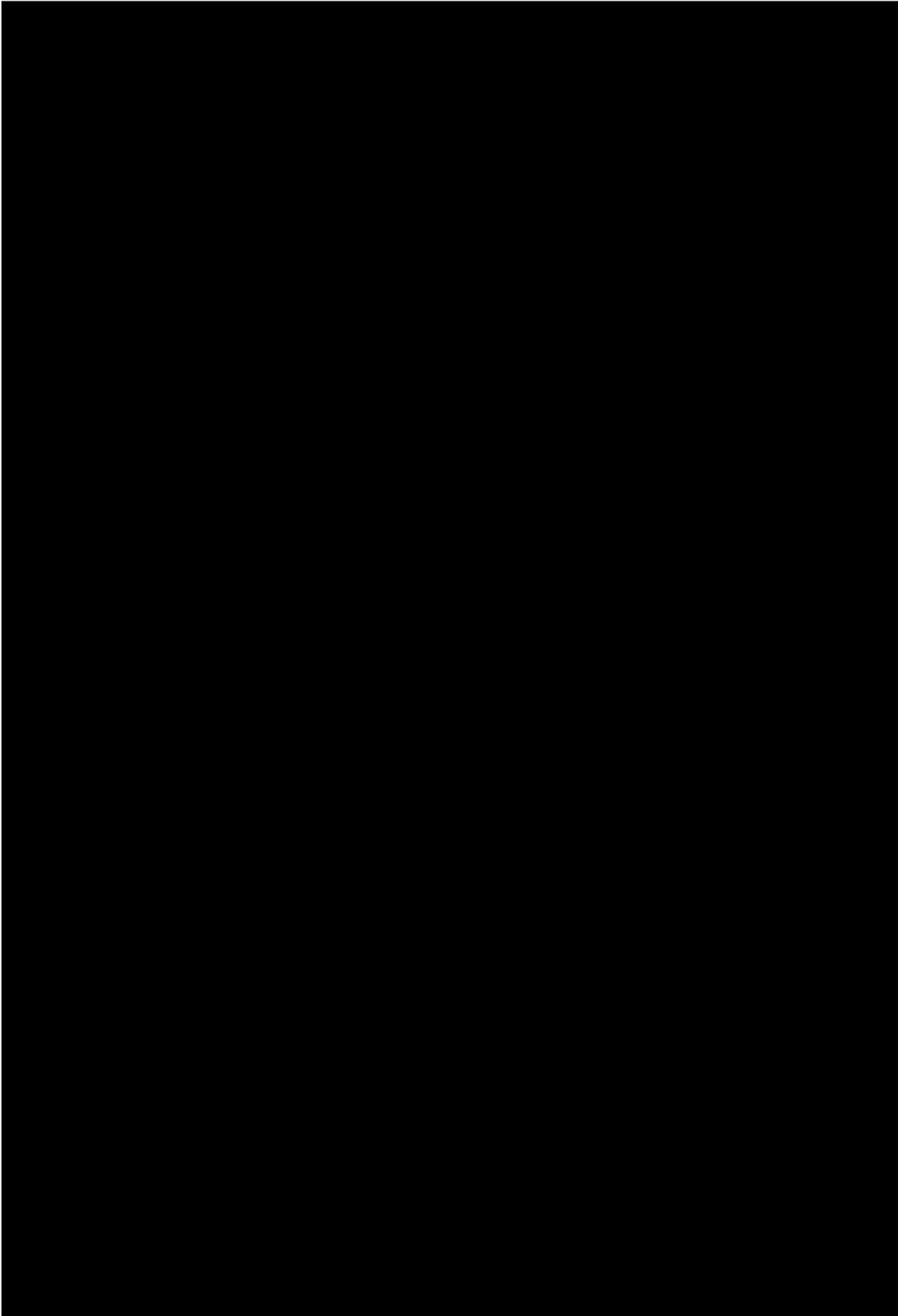
En la figura anterior es posible observar que la configuración estructural de la cima del Campo se compone de tres pliegues contra una falla principal como límite al este. Esto, al complementar con los mapas de isopacas, muestran que el Campo tiene mayor espesor en la zona central y en dirección de norte a sur, mientras que en la dirección este-oeste el espesor se hace más delgado, en especial hacia el contacto agua-aceite, **Figura 4.**



En el mapa estructural de la Figura 3 se marcaron cuatro secciones (todas atravesando al menos un pozo) tres de ellas son paralelas y se orientan en dirección oeste-este, y la última lo hace de norte a sur. Estas se incluyen en las Figuras 5 a 8, donde se aprecia que:

1. La sección A-A' (Figura 5) corta al Campo de oeste a este, pasando por el pozo Zama-1SON. En ella se observa que la estructura acotada por las líneas negras punteadas sube hacia el este, sobre el diapiro salino, y culmina en la falla marcada en color amarillo, misma que se considera como el límite al este en la configuración estructural de la Figura 3.
2. La sección B-B' (Figura 6) corta al Campo de oeste a este, pasando por el pozo Zama-2DEL ST01. En ella se observa que la estructura sube al este y termina en una falla marcada en color rojo, que se trata de la misma que fue simbolizada en color amarillo en la Figura 5. También se aprecia que el canal va haciéndose más pequeño al norte y en dirección a la Asignación.

3. La sección C-C' (Figura 7) corta al Campo de oeste a este, pasando por el pozo Zama-3DEL. En ella se observa que la estructura sube al este, con menor buzamiento que en las secciones previas, y culmina en una falla de color cian. Los marcadores de interés continúan después de ésta y terminan en la falla de color magenta (que corresponde a la que fue simbolizada en color amarillo en la Figura 5 y que se encuentra más alejada y somera). La menor inclinación de las formaciones se debe a que el diapiro se encuentra en una posición más profunda. Además, como ocurre en la Figura 6, se identifica que el cuerpo de arenas se adelgaza en esta zona.
  
4. La sección D-D' (Figura 8) corta al Campo de norte a sur, pasando por los tres pozos previamente descritos (Zama-1SON, Zama-2DEL y Zama-3DEL). En ella se confirma que la estructura de interés sube hacia el este y culmina en una falla de color amarillo, que es definida como sellante por el Contratista. Además, entre las líneas que señalan los límites de la arena principal, se aprecia que los reflectores que pasan por el pozo Zama-1SON se acúñan sin llegar al pozo Zama-2DEL ST01. Asimismo, hacia el Sur, los reflectores que pasan por el pozo Zama-3DEL no continúan hasta el pozo Zama-1SON, y marcan la aparición de nuevos depósitos entre ambos.



*[Handwritten signatures and initials in blue ink]*

De esta manera, se identifica el depósito turbidítico señalado inicialmente, que da pie a un sistema de lóbulos y canales, en el que los cuerpos de arenas forman un canal que posee su mayor anchura en la sección A-A', mismo que se adelgaza hacia el norte y ligeramente al sur. Esto es concordante con lo que puede ser observado en los registros de pozo que se presentan en las Figuras 9a y 9b, que indican que no existe una correlación directa entre los pozos, y que cada uno de éstos atraviesa diferentes depósitos, canales, zonas de desborde de canal y sabanas de las arenas de los depósitos turbidíticos.

Las complejidades señaladas explican la presencia de las sucesiones geológicas de marino observadas en la descripción del núcleo recuperado del pozo Zama-2DEL S70, que pasan de presentar facies de sistemas lobulares a canales distributarios de naturaleza

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature and several smaller initials or marks.

proximal, y que dan lugar al registro sedimentológico del pozo Zama-2DEL ST01<sup>6</sup> compartido que se describe en la Figura 10.

---

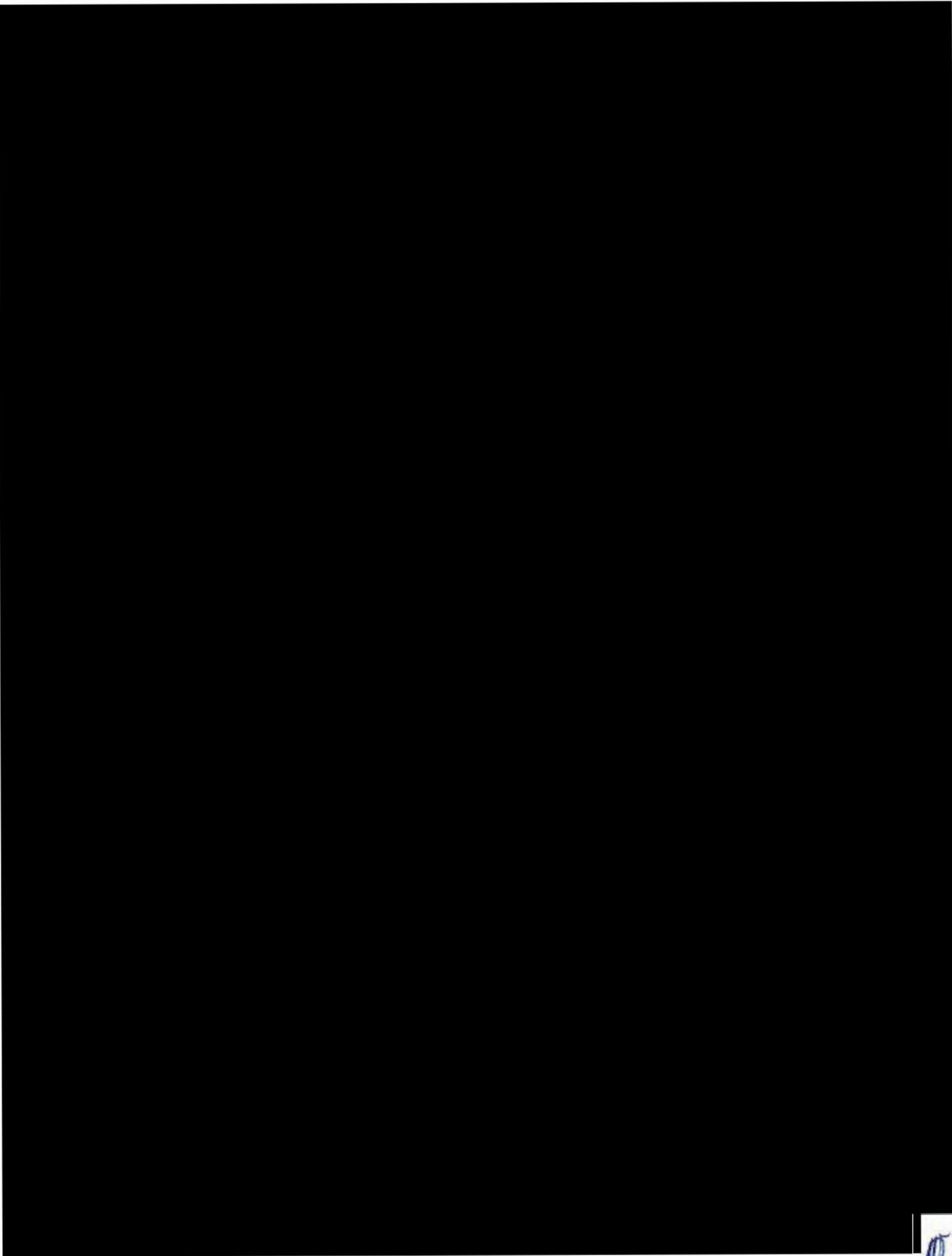
<sup>6</sup> Se incluye la siguiente nota del Contratista, encontrada en la descripción geológica del núcleo recuperado del pozo Zama-2DEL ST01:

*"This closely spaced mixture of layered sands/shales in channel and lobe geometries may well be responsible for creating the unpredictable mixture of massive sands, thin turbidites and hemipelagics as seen in the Zama-2DEL ST01 cored interval[.]"*

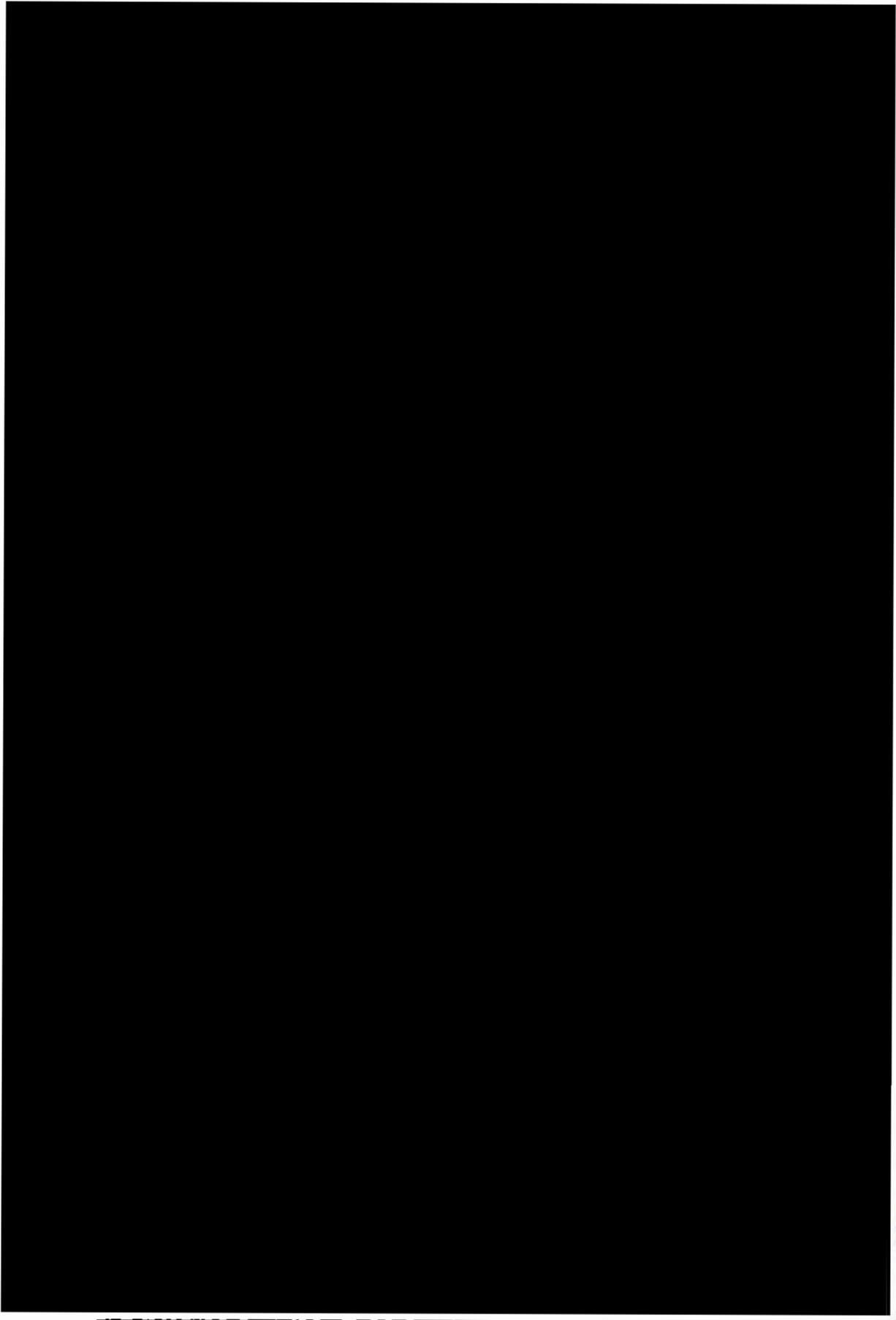
que traducida al español quiere decir:

*"Esta combinación escasamente separada de arenas intercaladas con lutitas, en geometrías de canal y lóbulo, puede ser responsable de generar arreglos masivos impredecibles de arenas, turbiditas delgadas y sedimentos hemipelágicos, como se ve en el intervalo nucleado del pozo Zama-2DEL ST01."*

**Énfasis añadido**



*[Handwritten signatures and initials in blue ink]*

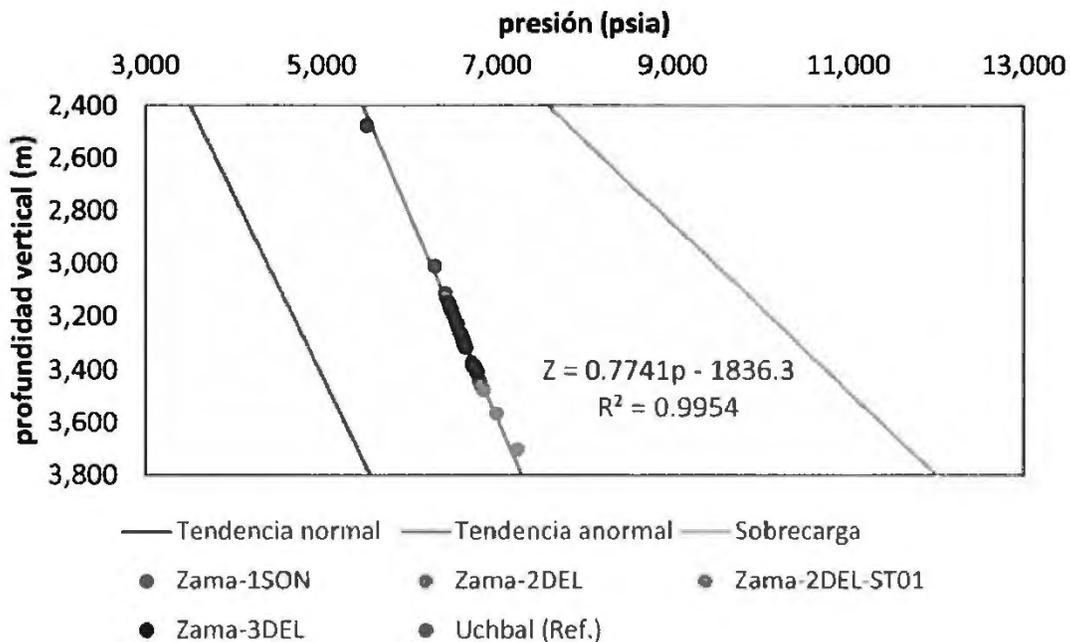


*[Handwritten signatures and initials in blue ink]*

#### IV.2 Continuidad vertical

Se encontró que las densidades indicadas por el Contratista no guardan correspondencia con los valores de los estudios PVT representativos para el Campo. La configuración del material depositado, que presenta canales de granos finos, medianos y gruesos, amalgamados con intercalaciones aleatorias de barreras arcillosas impermeables y semipermeables dentro del Campo, podría originar las desviaciones observadas.

Esta observación se corroboró con las tendencias de presión y sobrecarga del sistema geológico, **Figura 11**, que se construyeron con las mediciones de presión de formación de los pozos y utilizando al Campo Uchbal como una referencia análoga<sup>7</sup>. El comportamiento observado se asocia a una densidad tipo de 0.91 g/cc (que se asemeja más a las mediciones PVT) e indica que la presión de poro se encuentra asociada a los procesos naturales de sedimentación, por lo tanto, los gradientes de presión presentados no son indicativos de una conectividad hidráulica vertical.



**Figura 11. Tendencias de presión de poro y sobrecarga estimadas para los yacimientos del Mioceno (Fuente: CNH).**

El límite definido por el contacto agua-aceite, reportado por Talos se ubica a una profundidad de 3,421.8 mvbnmm en el pozo Zama-2DEL y de 3,356 mvbnmm en los pozos

<sup>7</sup> El Campo Uchbal se ubica a 27 km de distancia, y posee una génesis y características de sedimentación y subsidencia similares, por lo que se utilizó para aplicar el principio de Terzaghi en el análisis de las tendencias observadas.

Zama-2DEL ST-01 y Zama 3DEL, dicha información se consideró como válida. La diferencia entre las presiones de los puntos medidos (cercana a 20 psi) es explicada por el Contratista a través de una posible discontinuidad en el acuífero, y podría guardar cierta relación con las heterogeneidades propias del Campo.

#### IV.3 Continuidad lateral

Las sucesiones laminares, turbidíticas y de extensión menor, asociadas a una naturaleza "impredecible," a decir del Contratista, de los arreglos de los materiales depositados, impiden establecer explícitamente la continuidad lateral de los cuerpos que drena cada pozo.

Si bien, esto no implica necesariamente que las posibles unidades de flujo que conforman al Campo se encuentren incomunicadas, sí deja entrever que los cambios en las facies pueden provocar altos contrastes en las propiedades del sistema, resaltando la heterogeneidad del medio poroso.

#### IV.4 Comportamiento dinámico identificado

El Contratista indica la realización de tres pruebas de presión y producción en distintos horizontes geológicos del pozo Zama-2DEL-ST-01, **Figura 12**. En cada una de ellas se indica la producción de petróleo monofásico con similares propiedades del fluido y sin producción de agua.

En cada una de las pruebas se realizaron una serie de períodos de flujo que pueden agruparse como:

1. De limpieza y acondicionamiento del pozo, previos al primer incremento de presión.
2. Primer incremento de presión.
3. Decrementos posteriores al primer incremento de presión, con varios estranguladores en superficie, para determinar el potencial productor.
4. Incremento de presión final.



Las características y profundidades de las zonas estudiadas en las pruebas se presentan en la Tabla 3 y Figura 13. Asimismo, los resultados obtenidos por el Contratista en su interpretación se indican en la Tabla 4.

**Tabla 3. Características de la zona estudiada reportadas por el Contratista (Fuente: CNH con información de Talos).**

Propiedad	DST 1a		DST 2
Presión del yacimiento, $p_i$ (psi)	6621.5	6584.66	6425.7
Temperatura de fondo ( $^{\circ}\text{C}$ )	85.5	85.5	80
Permeabilidad estimada (mD)	140	780	225
Compresibilidad total, $c_t$ ( $\times 10^6/\text{psi}$ )	8.48	9.55	8.72
Porosidad, $\phi$ (fracción)	0.22	0.23	0.24

**Tabla 3. Características de la zona estudiada reportadas por el Contratista (Fuente: CNH con información de Talos).**

Propiedad	DST 1a	DST 1b	DST 2
Densidad API <sup>8</sup> , $\gamma_{API}$ (°API)	47.9	47.9	42.22
Factor de volumen del aceite, $B_o$ (B/B)	1.251	1.251	1.221
Viscosidad del aceite, $\mu_o$ (cp)	1.698	1.698	2.559
Viscosidad del agua, $\mu_w$ (cp)	0.70	0.70	0.76
Espesor neto, $h$ (m)	7.46	9.9	26.5

La interpretación realizada con las pruebas de presión DST 1a, DST 1b y DST 2, efectuadas todas en el pozo Zama-2DEL-ST-01, y la integración con las descripciones realizadas del núcleo recolectado y las secciones sísmicas disponibles, confirman la naturaleza compuesta del Campo y permiten prever que el comportamiento de la producción puede verse afectado por la presencia de fallas asociadas a la intrusión salina.

**Tabla 4. Resultados de las pruebas de presión obtenidos por el Contratista<sup>9</sup> (Fuente: CNH con información de Talos).**

Propiedad	DST 1a	DST 1b	DST 2
Modelo de flujo	Yacimiento compuesto (4 compartimentos)	Yacimiento compuesto (4 compartimentos)	Yacimiento compuesto (2 compartimentos)
$h$ (ft)	24.5	32.5	87
$k$ (md)	140	780	225
$s$	- 1.25	- 1.5	- 0.8
$r_i$ (ft)	1,200	3,000	2,310
Comentarios	Intervalo seleccionado para evaluar zona de baja permeabilidad.	Intervalo seleccionado para evaluar zona de alta permeabilidad.	Intervalo seleccionado para evaluar zona de espesor considerable.

<sup>8</sup> Los experimentos PVT indican una densidad de 26 °API.

<sup>9</sup> Las zonas de transición de los compartimentos fueron indicadas arbitrariamente por el Contratista para lograr el mejor ajuste a los datos.



Para evaluar la zona de influencia del pozo en los intervalos muestreados, la Comisión analizó e interpretó las pruebas presentadas. Al respecto, se precisa que, por efectos tales como la comunicación interporosa entre diferentes capas y el flujo cruzado que puede tener lugar a nivel de pozo (mismos que podrían afectar la interpretación del modelo de flujo y sus parámetros) se considera que los comportamientos observados en las pruebas DST 1a y DST 1b no son representativos para la interpretación del radio de investigación; por lo que únicamente serán considerados los periodos de flujo de la prueba DST 2, cuyos parámetros interpretados por la Comisión se incluyen en la **Tabla 5** y **Figura 14**.

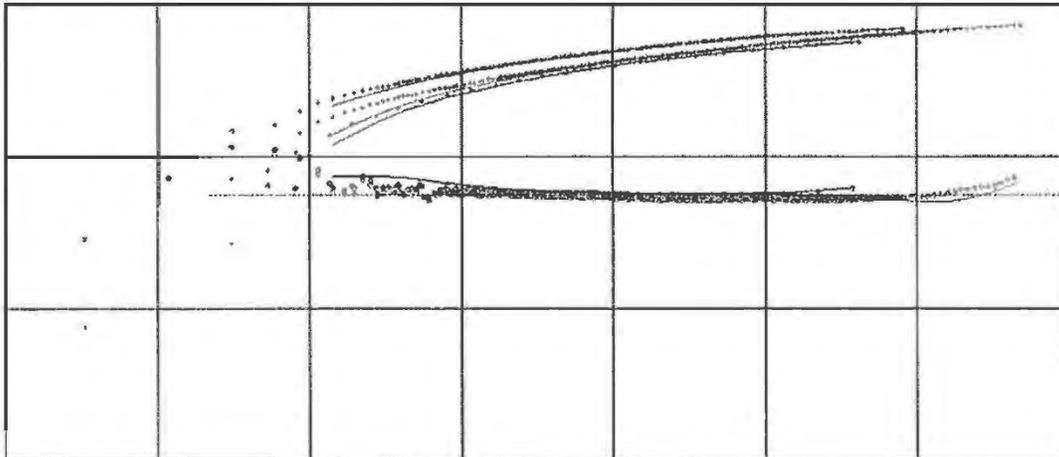
Finalmente, dado que no se observa la influencia de fronteras físicas en el comportamiento dinámico de la presión analizada en la prueba DST 2, es posible que el límite señalado por los acuíferos halogenéticos del tope estructural del Mioceno deban ser ajustados.

**Tabla 5. Resultados obtenidos de las pruebas de presión<sup>10</sup> (Fuente: CNH).**

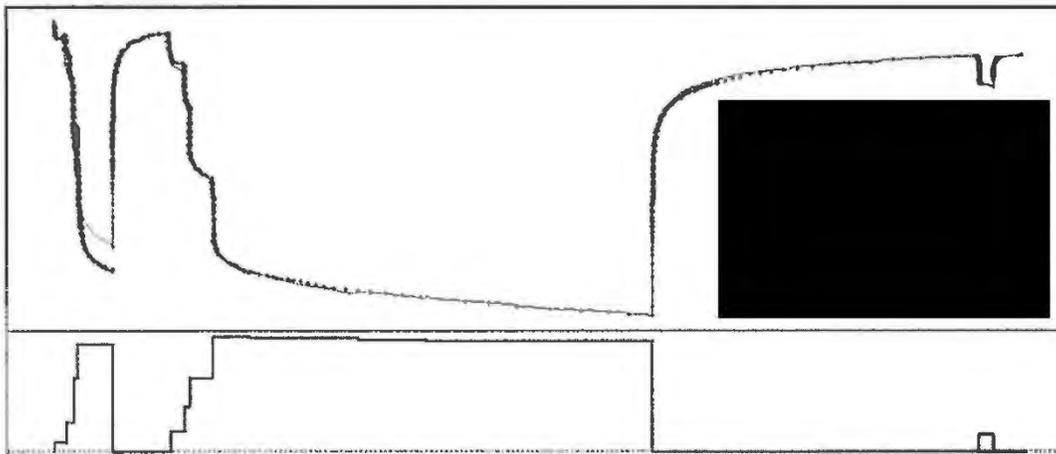
Propiedad	DST 2
Modelo de flujo <sup>11</sup>	Yacimiento infinito compuesto radialmente
$C$ (b/psi)	$9.21 \times 10^{-4}$
$h$ (m)	26.5
$k$ (mD)	206.9
$s$	- 0.87
$M$	2.4
$D$	1.75
$r_1$ (m)	233.7
$r_i$ (m)	506.74

<sup>10</sup> Se define el modelo para dos pseudo medios, donde la relación de movilidades es  $M = (k/\mu)_1/(k/\mu)_2$  y la relación de almacenamientos  $D = (\phi c_t)_1/(\phi c_t)_2$ ,  $r_1$  es el radio al que se ubica el cambio entre las facies de un sistema radial compuesto y  $r_i$  es el radio de investigación de la prueba..

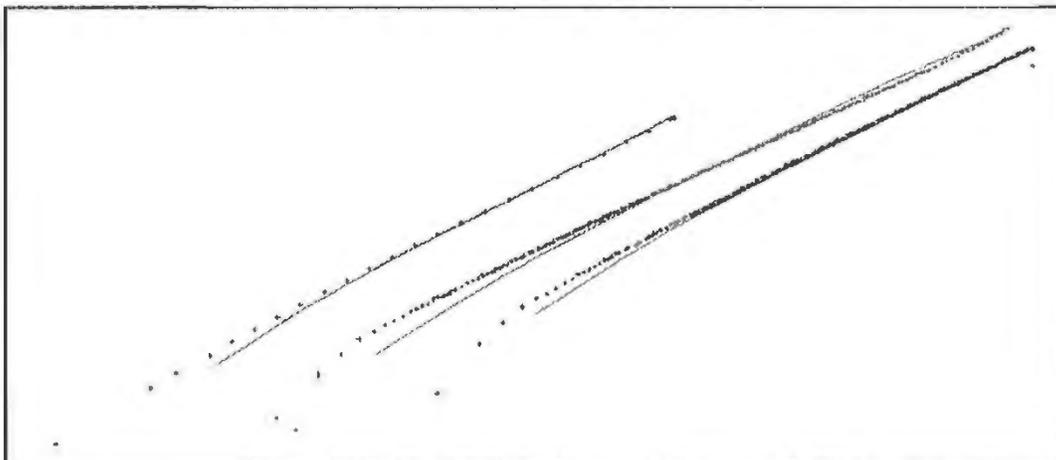
<sup>11</sup> Debido a que los sistemas de porosidad compuesta ofrecen una amplia flexibilidad para el ajuste de los comportamientos de la función derivada de la presión, por la información disponible no se consideran más de dos compartimentos diferentes.



Log-Log plot:  $dp$  and  $dp'$  normalized [psi] vs  $dt$



History plot (Pressure [psia], Liquid Rate [STB/D] vs Time [hr])



Semi-Log plot:  $p$  normalized [psia] vs Superposition time

**Figura 14. Análisis y ajuste de la prueba de presión DST-2, realizada en el pozo Zama-2DEL ST01 (Fuente: CNH).**

*[Handwritten signatures and initials in blue ink]*

#### IV.5 Radio de investigación

Los resultados del análisis integral realizado de la información indican que en los diferentes intervalos probados, los períodos de flujo de las pruebas DST 1a y DST 1b se encuentran afectados por flujo cruzado, lo que dificulta definir el radio de investigación para cada una, por lo que sólo se advierte el uso de la prueba DST 2, que se ajusta a un comportamiento radial compuesto sin efectos de fronteras.

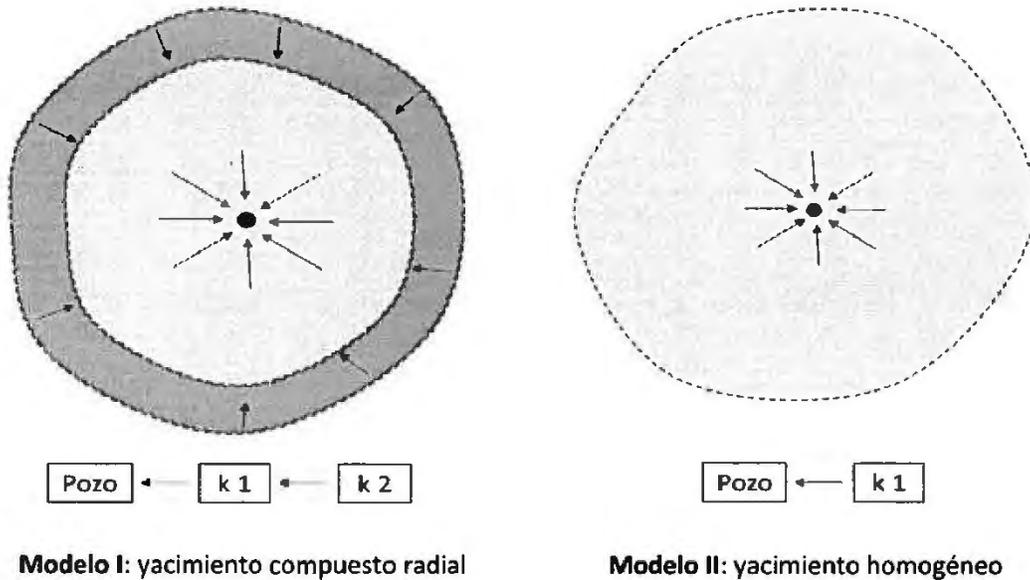
Con base en la información obtenida, se realizó un análisis de sensibilidad, en el que se definieron los siguientes dos escenarios para los modelos de flujo, **Figura 15**:

1. Comportamiento del pozo-yacimiento como un sistema radial homogéneo e infinito, conforme a la conceptualización del Contratista para el cálculo (Lee, 2007):

$$r_i = 0.032\sqrt{\eta_1 t}.$$

2. Comportamiento del pozo-yacimiento como un sistema radial compuesto e infinito, conforme a la conceptualización de las pruebas (Stewart, 2011):

$$r_i = 0.032\sqrt{\bar{\eta}\Delta t}.$$

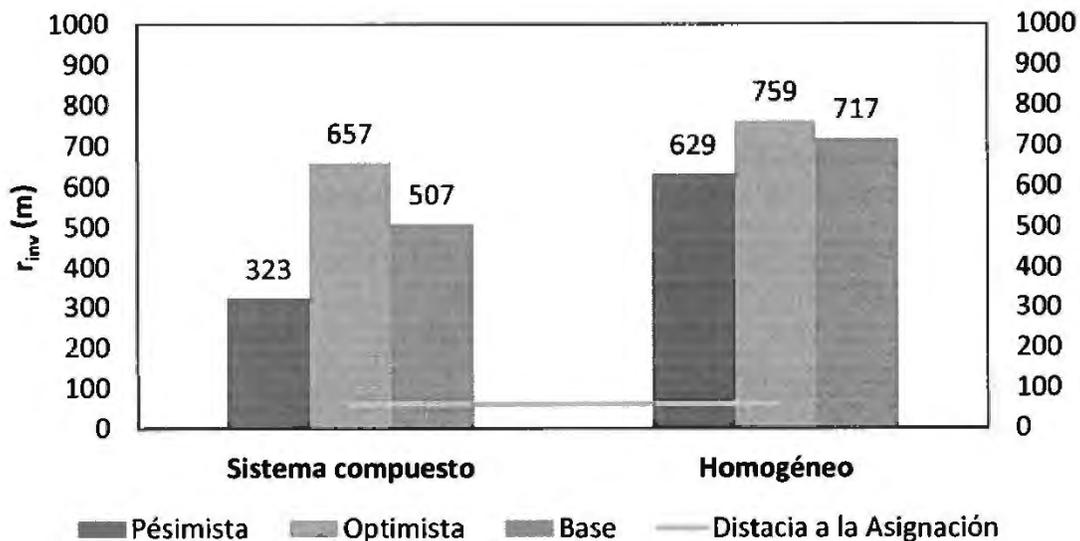


**Figura 15. Esquematación del comportamiento esperado del radio de investigación (Fuente: CNH).**

A su vez, para visualizar el rango de posible variación en el radio de investigación, se realizaron seis ajustes diferentes a los dos escenarios considerados previamente: los primeros dos se definieron como comportamientos base, y corresponden al mejor ajuste

conseguido con la interpretación realizada por la Comisión, dos más fueron obtenidos al reducir el valor del conjunto  $(k/c_t)$  del periodo radial infinito un 20% (a estos arreglos se les denominó como comportamientos pesimistas) y los dos últimos se generaron al aumentar el conjunto de  $(k/c_t)$  un 20% (a estos se les denominó como comportamientos optimistas).

Los resultados obtenidos se presentan en la **Figura 16**. El modelo compuesto es el que mayor dispersión presenta, dada la gran cantidad de parámetros asociados: Bourdet (2002) y otros autores recomiendan utilizar este modelo con precaución, ya que cuando se desconoce de la distribución de los parámetros de flujo en el yacimiento, al incrementar el número de compartimentos en el modelo se logra mejorar el ajuste, pero se pierde representatividad del resultado. Los valores del comportamiento base para ambos modelos se indican en la **Tabla 6**, donde se comparan con los obtenidos por el Contratista.



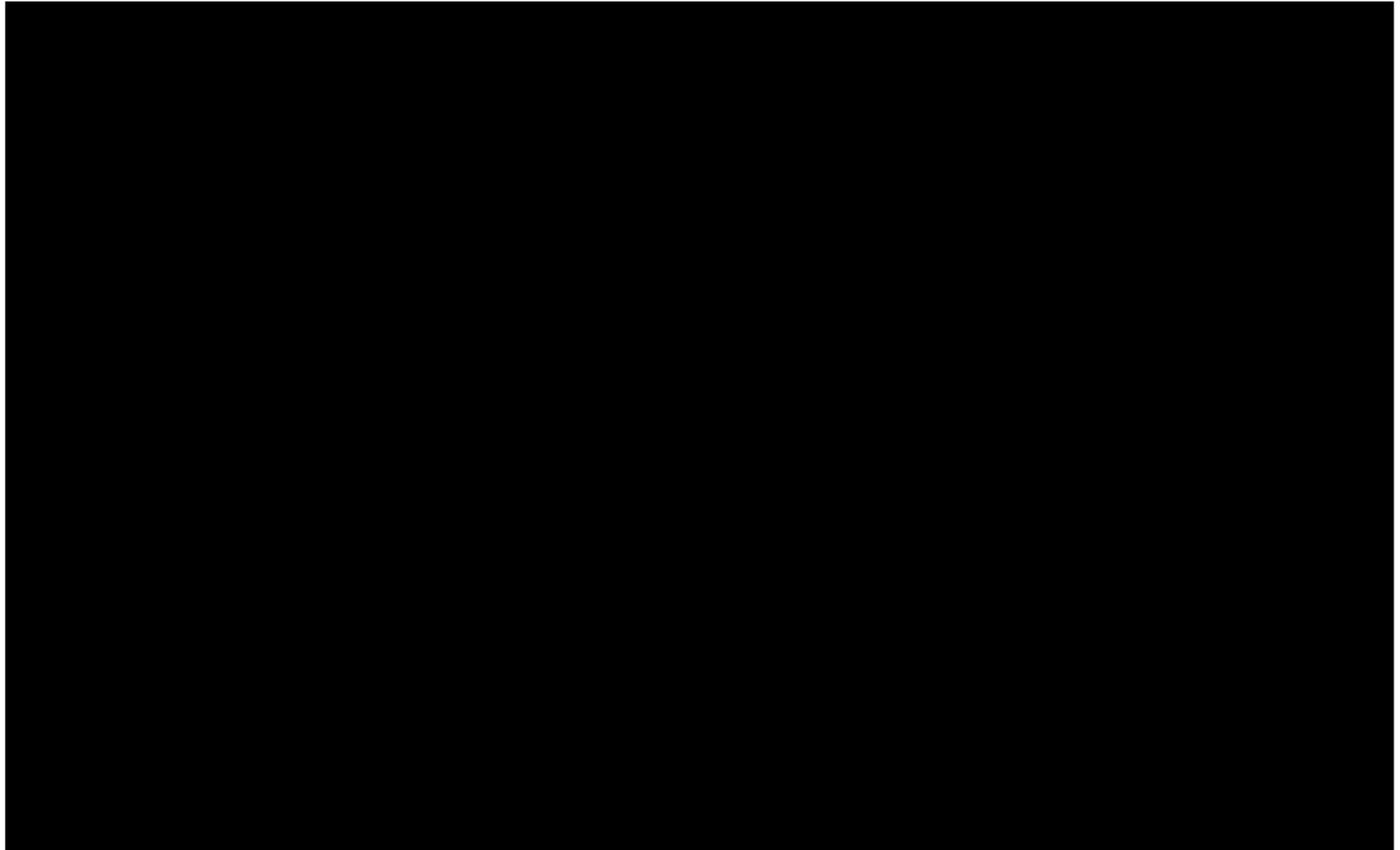
**Figura 16. Análisis de sensibilidad del radio de investigación de los modelos y sus parámetros de flujo<sup>12</sup> (Fuente: CNH).**

**Tabla 6. Comparativa entre los resultados obtenidos para el escenario base de los modelos homogéneo y compuesto (Fuente: CNH).**

Propiedad	Sistema compuesto	Contratista	Homogéneo
$r_i$ (m)	506.74	704	716.64

<sup>12</sup> La distancia del pozo Zama-2DELST01 a la Asignación es de 60 m.

La esquematización del cálculo realizado se presenta en la **Figura 17**, donde se indican los límites del Área Contractual y la Asignación, y se observa que el radio de influencia del pozo se extiende sobre ambas zonas.



Además, en la **Figura 17**, se aprecia que los eventos que corresponden al Campo se distribuyen a ambos lados del límite entre el Área Contractual y la Asignación. Identificando que los eventos del lado de la Asignación se adelgazan y terminan en toplap sobre la sal.

#### IV.6 Modelo probabilístico de soporte

El análisis realizado se soportó con ayuda de un modelo probabilístico, para lo que se consideró un yacimiento homogéneo que resultó representativo en las primeras 30 horas. Así, se construyó una distribución de probabilidad de tipo normal para el radio de investigación, considerando las variables y valores indicados<sup>13</sup> en la **Tabla 7**.

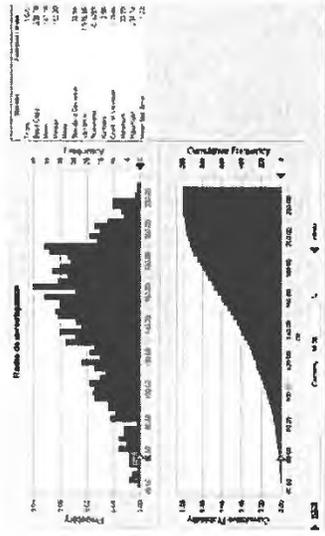
<sup>13</sup> Los parámetros que fueron variados permitieron realizar un análisis de sensibilidad.

**Tabla 7. Variables consideradas para el estudio probabilístico realizado (Fuente: CNH).**

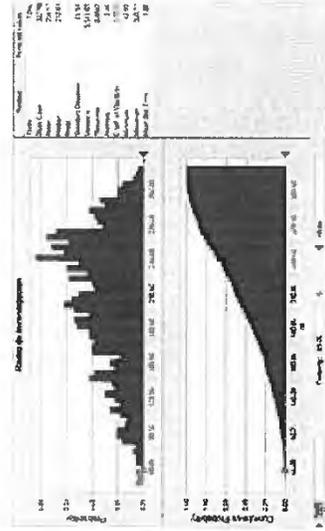
Parámetros de control (constantes)		
Parámetro	P10	P90
$c_t$ (1/psi)	$8.72 \times 10^{-6}$	
$\mu$ (cp)	1.698	
Parámetros de estudio (variables)		
$kh$ (md-ft)	18,800	19,575
$h$ (ft)	87.00	120.00
$\phi$ (fracción)	0.20	0.24
$t$ (h)	0.3619	10; 20; 30

Los escenarios generados se presentan en la **Figura 18**, y se observa que:

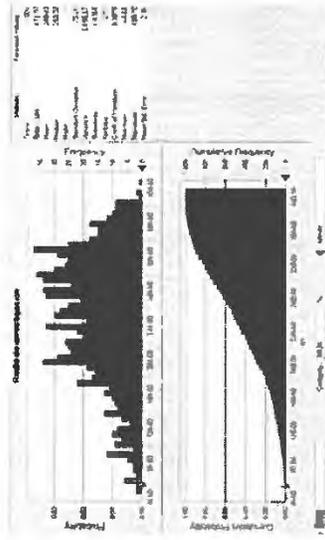
- En la distribución probabilística para el tiempo P90 de 10 h, se obtuvieron valores de radio de investigación mayores a 60 metros en un rango de probabilidad superior a 98.08%, siendo una estimación altamente confiable para radios promedio de 147 m.
- En la distribución probabilística para el tiempo P90 de 20 h, se obtuvieron valores de radio de investigación mayores a 60 metros en un rango de probabilidad superior a 99.06%, siendo una estimación altamente confiable para radios promedio de 204 m.
- En la distribución probabilística para el tiempo P90 de 30 h, se obtuvieron valores de radio de investigación mayores a 60 metros en un rango de probabilidad superior a 99.34%, siendo una estimación altamente confiable para radios promedio de 249 m.



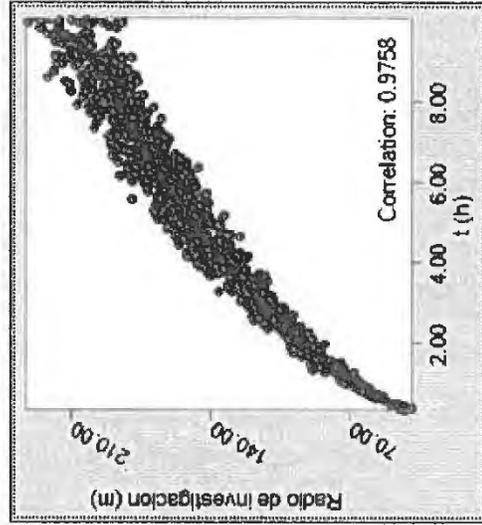
Distribución de probabilidad del radio de investigación P90 10 horas.



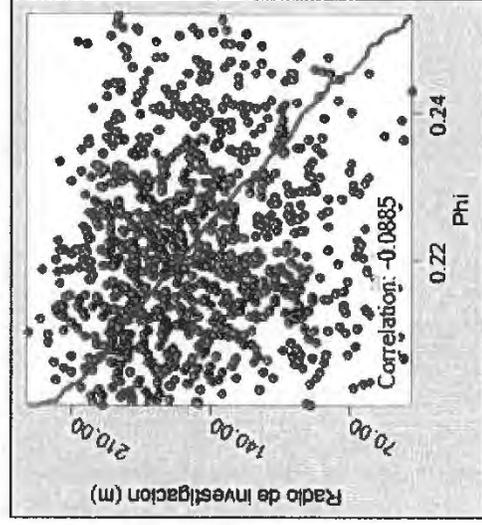
Distribución de probabilidad del radio de investigación P90 20 horas.



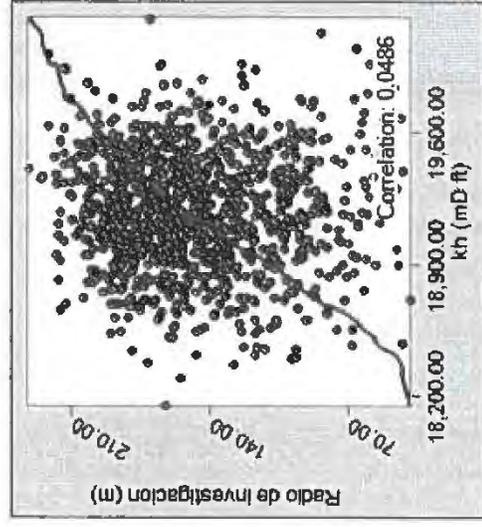
Distribución de probabilidad del radio de investigación P90 30 horas.



Correlación de  $r_i$  y  $t$ .

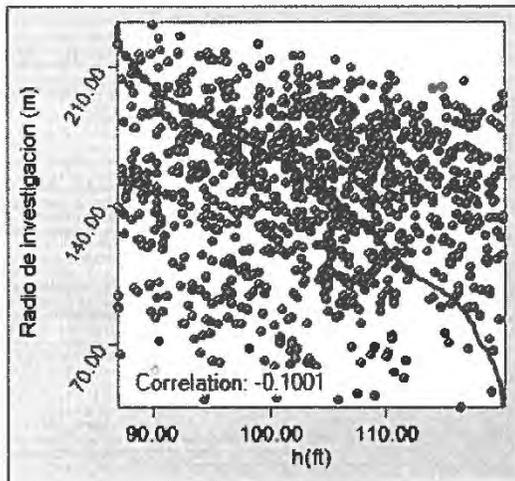


Correlación de  $r_i$  y  $\phi$ .

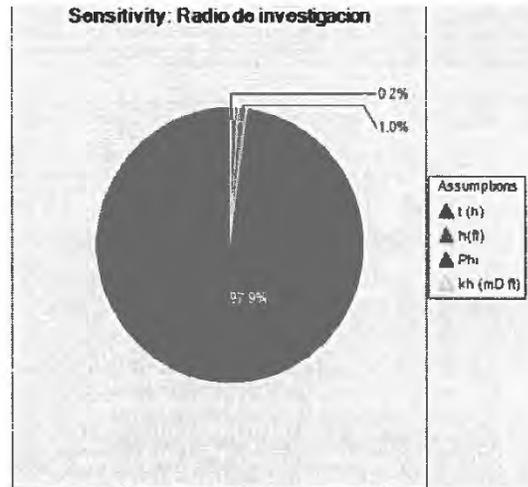


Correlación de  $r_i$  y  $kh$ .

Figura 18. Distribuciones de probabilidad y correlación del radio de investigación (Fuente: CNH).



Correlación de  $r_i$  y  $h$ .



Nivel de correlación de  $r_i$  y las variables de estudio.

**Figura 18. Distribuciones de probabilidad y correlación del radio de investigación (continuación).**

- Los modelos probabilísticos muestran radios de investigación promedio superiores a 147 m para tiempos superiores a 10 h. Los resultados se presentan en la **Tabla 8**.
- Debido a la poca variación entre los parámetros de estudio, la variable con mayor correlación para determinar el radio de investigación es el tiempo, mientras que la porosidad es la que menor correlación mantuvo.

**Tabla 8. Resultados del análisis probabilístico realizado (Fuente: CNH).**

Escenario	Mín. $r_i$	Máx. $r_i$	P50 $r_i$	$\sigma$
10 h	38.99	231.74	147.18	38.94
20 h	42.92	320.11	204.51	59.51
30 h	44.68	409.10	249.83	75.20

#### IV.3 Análisis de resultados

En concordancia con las observaciones realizadas, se señala que:

- Las mediciones de presión de poro presentadas no permiten indicar que exista conectividad hidráulica en dirección vertical entre los diferentes intervalos

muestreados, siendo la tendencia que se define producida por la génesis misma del Campo.

- ii. Existen elementos que permiten identificar condiciones de heterogeneidad a lo largo de todo el Campo, tanto en sentido vertical como horizontal. Esto concuerda con las complejidades estratigráficas inherentes al ambiente de depósito, como con aquellas estructurales originadas por la intrusión salina.
- iii. Se considera que se debe aumentar el nivel de detalle en la caracterización del sistema para definir las posibles unidades de flujo que existan en el Campo.
- iv. Es pertinente evaluar la porción oeste del Campo, a fin de reducir la incertidumbre y mejorar el entendimiento de sus facies y extensión lateral. Asimismo, es necesario actualizar el modelo estático con la información de los estudios realizados, lo que además deberá ser considerado en forma periódica.
- v. En la prueba DST2, se observa el comportamiento de un yacimiento compuesto con cambios en las facies de sus posibles unidades de flujo, cuyas magnitudes aún no han sido definidas.
- vi. Los modelos de flujo observados en las pruebas corresponden con sistemas compuestos por efecto de los cambios de facies, lo que provoca la coexistencia de diferentes fenómenos durante la producción, entre los que se destacan variaciones en las velocidades de flujo y flujo cruzado.

Adicionalmente, se observó producción de finos durante los periodos donde se generaron los mayores diferenciales de presión, y se espera la existencia de fracturas y zonas de conductividad contrastante por los eventos estructurales. En consecuencia, se resalta la importancia de caracterizar adecuadamente las unidades de flujo y no sobre-ajustar los comportamientos sin tener información suficiente.

- vii. Las pruebas de presión DST 1a y DST 1b, realizadas en el pozo Zama 2-DEL-ST01, requieren de más información para poder discretizar adecuadamente los fenómenos que tienen lugar durante los tiempos de producción y mejorar la conceptualización del modelo de flujo. Por lo anterior, los estudios sobre el radio de drenaje del pozo se realizaron con la prueba DST2, donde se detectaron condiciones de flujo estables y con menor influencia de otras zonas ladronas durante los periodos de cierre. En este caso, el modelo identificado fue el de un yacimiento composicional con flujo radial infinito al pozo.



- viii. Se enfatiza el hecho que, el radio de investigación calculado para el pozo Zama-2DEL ST01 en el intervalo estudiado por la prueba DST2 (Zona 3 de 3,129.4 a 3,166 mvbnmm), mantiene su influencia a lo largo del Área Contractual CNH-R01-L01-A7/2015 y de la Asignación (hay conectividad hidráulica en este intervalo).

Con la información disponible, se establece que su valor se encuentra entre 506.74 y 716.64 m. en ambos casos el radio de investigación va más allá de la frontera virtual del Área Contractual, por lo que existe conectividad hidráulica en este intervalo.

- ix. Se encontró que existe una muy baja probabilidad de que el radio de investigación del pozo Zama-2DEL ST01, en el intervalo de 3,129.4 a 3,166 mvbnmm, fuese menor a 60 m durante la prueba de presión realizada. Lo que soporta la existencia de un Posible Yacimiento Compartido.

## V. Conclusiones

Con base en la información analizada y las observaciones indicadas, y de conformidad con los artículos 16 de los Lineamientos y 39, fracciones I, V y VI de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, se concluye que:

1. Con la información entregada se pudo identificar la ubicación geográfica del Posible Yacimiento Compartido, incluyendo sus coordenadas conforme al marco de referencia oficial de los Estados Unidos Mexicanos, representación cartográfica y polígono asociado.

En tal sentido, en términos de lo dispuesto en el artículo 16, fracción I de los Lineamientos se remite la información relacionada con la ubicación geográfica específica en formato .SHP.

2. El pozo Zama-2DEL-ST01, en la Zona 3 (que corresponde al intervalo de 3,129.4 a 3,166 mvbnmm), mantiene su zona de drenaje e influencia a lo largo del Área Contractual CNH-R01-L01-A7/2015 y de la Asignación AE-0152-Uchukil. Por lo que queda demostrado que el Posible Yacimiento Compartido mantiene una conectividad hidráulica en este intervalo, debido a que el radio de investigación observado en la prueba DST2 del pozo Zama-2DEL ST01 se encuentra entre 506.74 y 716.64 m y el límite entre las dos zonas se ubica a 60m.

## **VI. Sentido del dictamen técnico**

La Comisión, a Solicitud de la Secretaría de Energía, llevó a cabo la evaluación del Posible Yacimiento Compartido de conformidad con los artículos 42, fracción II de la Ley de Hidrocarburos; 16 de los Lineamientos; 2, fracción I, 3, 5, 22, fracciones I, III, IV, X, XI, XXI, XXIV, XXVII, 38, fracciones I, III y IV, y 39 fracciones I, V y VI de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; y 13, fracción II, letra j) y 36, fracción IV del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos. Asimismo, se elaboró en términos de las definiciones dentro de la Cláusula 1.1 del Contrato.

En virtud de lo anterior, se determinó que el pozo Zama-2DEL-ST01, en la Zona 3 (que corresponde al intervalo de 3,129.4 a 3,166 mvbnmm), mantiene su zona de drene e influencia a lo largo del Área Contractual CNH-R01-L01-A7/2015 y de la Asignación AE-01S2-Uchukil, a razón de que el radio de investigación observado en la prueba DST2 se encuentra entre 506.74 y 716.64 m y el límite entre las dos zonas se ubica a 60 m.

## **VII. Recomendaciones**

Con base en la información remitida en el APU en relación con la solicitud de evaluación del Yacimiento Compartido y derivado del análisis que se efectuó en esta Comisión, se emiten las siguientes recomendaciones:

- Aumentar el nivel de detalle en la caracterización del sistema para definir las posibles unidades de flujo que existan en el yacimiento.
- Considerar tomar información a través de sísmica de pozo de tipo VSP con desplazamiento lateral sucesivo de la fuente, para tener un mayor control y certidumbre de las variables que juegan un papel en la conversión de información de tiempo a profundidad, así como en la calibración de los horizontes geológicos.
- Ajustar continuamente el modelo estático actual con la información obtenida de los estudios realizados, factor dará más certeza de las facies existentes y puede repercutir en un cálculo más certero del volumen original del Yacimiento Compartido. Esto mismo se deberá considerar con especial atención si se dispone de información derivada de actividades de perforación realizadas en la porción de la Asignación donde se ubica el yacimiento compartido.
- Evaluar la porción oeste del yacimiento compartido en el Contrato, a fin de reducir la incertidumbre en el cálculo del volumen original y mejorar el entendimiento existente sobre la extensión lateral del mismo y de la distribución de sus facies.

**Elaboró**



**Ing. Héctor Erick Gallardo Ferrera**  
*Director de Contratos Terrestres Sur*  
**Dirección General de Dictámenes de Extracción**

**Elaboró**



**Ing. Víctor Manuel García Valladares**  
*Director de Reservas y Métodos de Estimación*  
**Dirección General de Reservas**

**Elaboró**



**Ing. Alan Isaak Birkley Velásquez**  
*Director General Adjunto de Recuperación  
Secundaria y Mejorada*  
**Dirección General de Dictámenes de Extracción**

**Revisó**



**Ing. Francisco Castellanos Paez**  
*Director General*  
**Dirección General de Dictámenes de Extracción**

**Revisó**



**Ing. César Alejandro Mar Álvarez**  
*Director General*  
**Dirección General de Reservas**

**Autorizó**



**Ing. Julio César Tréjo Martínez**  
*Titular de la Unidad*  
**Unidad Técnica de Extracción y su Supervisión**

Los firmantes del presente dictamen lo hacen conforme al ámbito de sus competencias y facultades, en términos de lo establecido en los artículos 20, 35 y 36 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, publicado en el DOF el 27 de junio de 2019, para consideración del Órgano de Gobierno de la propia Comisión, y aprobación, o no aprobación, de la evaluación técnica del Posible Yacimiento Compartido del Contrato CNH-R01-L01-A7-2015 y la Asignación AE-0152-Uchukil.

A cluster of approximately six handwritten signatures in blue ink, located in the lower right quadrant of the page. The signatures are stylized and vary in length and complexity.