



SENER
SECRETARÍA DE ENERGÍA



2020
CON LEONORA VICARIO
SECRETARÍA DE ENERGÍA

Documento de Soporte de Decisión

Dirección General de Exploración y Extracción de Hidrocarburos

Instrucción de Unificación del Yacimiento compartido: Campo Zama

A 7 de Julio 2020



SENER
SECRETARÍA DE ENERGÍA



2020
LEONA VICARIO
MINISTRA DE ENERGÍA

Elaboró

Ing. Luis Enrique Romero Carranza

Subdirector de Registro Petrolero

Elaboró

Lic. Erika Beatriz Vázquez Guerrero

Subdirectora de Área

Elaboró

Ing. Paola Martínez Pérez

Directora de Normatividad Petrolera

Revisó

Mtro. Francisco Javier Rosado Vázquez

**Director General Adjunto de Administración del Sector
Hidrocarburos**

Revisó y Aprobó

Dr. Jorge Alberto Arévalo Villagrán
Director General de Exploración y Extracción de Hidrocarburos

Contenido

I. Marco jurídico.....	2
II. Antecedentes.....	3
III. Objetivo.....	7
IV. Aviso sobre el descubrimiento de un yacimiento compartido.....	7
V. Determinación la Secretaría de continuar con el procedimiento de unificación.....	15
VI. Dictamen de la posible existencia de un yacimiento compartido (CNH).....	16
VII. Asesoría técnica - Propuesta de área de unificación (CNH).....	24
VIII. Análisis de la DGEEH para la instrucción de unificación del campo Zama.....	26
XIX. Evaluación técnica de la DGEEH.....	30

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

I. Marco jurídico.

El presente documento se emite con fundamento en el artículo 42, fracción II de la Ley de Hidrocarburos; los artículos 62, 63 y 64 del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos; el artículo 19, fracción XIX del Reglamento Interior de la Secretaría de Energía y 18 de los Lineamientos que establecen el procedimiento para instruir la unificación de yacimientos compartidos y aprobar los términos y condiciones del acuerdo de unificación, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 15 de marzo de 2018 (Lineamientos).

- **Ley de Hidrocarburos:** Art. 42, Fr. II.- Corresponde a la Secretaría de Energía (SENER): Instruir la unificación de campos o yacimientos de Extracción con base en el dictamen que al efecto emita la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH). Lo anterior, para los yacimientos nacionales y, en términos de los tratados internacionales, para los transfronterizos.

- **Reglamento de la Ley de Hidrocarburos:**

Art. 62.- Los Asignatarios y Contratistas deberán dar aviso a la SENER y a la CNH sobre el descubrimiento de un campo o yacimiento compartido, en un plazo de sesenta días hábiles posteriores a que dicho evento ocurra. Dicho aviso deberá contener por lo menos:

- I. Las características generales del campo compartido o yacimiento compartido;
- II. Los estudios con los que se infiera la existencia de un campo compartido o yacimiento compartido, y
- III. La información adicional que los Asignatarios o Contratistas consideren pertinente.

Art. 63.- Una vez recibido el aviso a que se refiere el artículo anterior, la SENER con base en la información recibida, así como en el dictamen de la CNH, determinará la posible existencia de un campo o un yacimiento compartido, en cuyo caso instruirá la unificación de los campos o yacimientos de Extracción y se estará a lo siguiente:

- I. En caso de que el campo o yacimiento compartido se localice en su totalidad en áreas en las que se encuentre vigente una Asignación o suscrito un Contrato para la Exploración y Extracción, la SENER solicitará a los Asignatarios o Contratistas que le presenten conjuntamente, la propuesta del acuerdo de unificación, el cual deberá contener al menos:

- a) La identificación del área unificada;
- b) La identificación de los Contratistas o los Asignatarios involucrados;
- c) La propuesta de operación del área unificada;
- d) Los planes de Exploración y de desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos del área unificada;
- e) La vigencia de la unificación;
- f) La determinación de la distribución inicial de la producción entre las partes;
- g) Los procedimientos para la redeterminación de la distribución de la producción, incluyendo un calendario y la descripción de los eventos que desencadenan tal redeterminación, y
- h) Los demás que determine la Secretaría en las disposiciones jurídicas que para el efecto emita.



- II. En caso de que el campo compartido o yacimiento compartido se localice en un área para la que no se encuentre vigente una Asignación o un Contrato para la Exploración y Extracción, los Asignatarios o Contratistas involucrados continuarán con sus actividades de Exploración y Extracción y deberán presentar a la Secretaría la información a que se refieren los incisos a), d), f), g) y h) de la fracción I de este artículo, así como la metodología con la que se tomarán en cuenta sus gastos, costos e inversiones realizados en actividades de Exploración y Extracción.

Previo a la instrucción de unificación, la SENER enviará a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), el dictamen que al efecto elabore la CNH acompañado de la información técnica de soporte que se determine en los convenios de coordinación que al efecto suscriban dichas dependencias, para que emita su opinión respecto de la unificación de campos compartidos o yacimientos compartidos.

Art. 64.- La SENER contará con un plazo de diez días hábiles para notificar a los Asignatarios o a los Contratistas su determinación respecto de la procedencia de la propuesta de acuerdo de unificación, mismo que deberán entregar a la CNH, en un plazo de veinte días hábiles para su incorporación en los planes de Exploración y de desarrollo para la Extracción respectivos.

En caso de que los Asignatarios o Contratistas no alcancen un acuerdo o sea necesario adecuar la propuesta de acuerdo presentada, la SENER determinará los términos bajo los que se llevará a cabo la unificación.

La SENER deberá notificar a SHCP y al Fondo Mexicano del Petróleo (FMP) sobre los términos de unificación definitivos, el día hábil siguiente a que ésta se haga efectiva.

- **Reglamento Interior de la SENER:** Art. 19, fracción. XIX.- Corresponde a la Dirección General de Exploración y Extracción de Hidrocarburos (DGEH); Analizar y presentar para aprobación de la Subsecretaría de Hidrocarburos (SSH) la unificación de campos o yacimientos de extracción, con base en el dictamen técnico que emita la CNH.
- **Lineamientos:** Art. 18. La SENER una vez que reciba el dictamen de la CNH y con base en la información proporcionada en el Aviso para notificar a la Secretaría y a la Comisión, el Descubrimiento de un Yacimiento Compartido (Aviso), determinará la existencia del Yacimiento Compartido, en un plazo no mayor a diez días hábiles.

II. Antecedentes.

1. Que el 9 de diciembre de 2019, el C. Francisco Javier Noyola en representación de Talos Energy Offshore México 7, S. de R.L. de C.V., entidad designada por 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. (en conjunto el Contratista) para actuar en su nombre y representación, a fin de cumplir con las obligaciones del Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos bajo la Modalidad de Producción Compartida número CNH-R01-L01-A7/2015, presentó el Aviso a que hacen referencia los artículos 62 del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos, 11 y 13 de los "Lineamientos que establecen el procedimiento para instruir la unificación de yacimientos compartidos y aprobar los términos y condiciones del acuerdo de unificación" (Lineamientos), publicados en el Diario Oficial de la Federación el 15 de marzo de 2018.



2. Que el 12 de diciembre de 2019, mediante oficio 521.DGEEH.752/19, la DGEEH dio vista a Petróleos Mexicanos, a través de Pemex Exploración y Producción (el Asignatario), como titular de los derechos del Título de Asignación AE-0152-UCHUKIL, respecto al Aviso presentado por el Contratista, a fin de que manifestara lo que a su derecho conviniera en un plazo no mayor a veinte (20) días hábiles, en cumplimiento a lo dispuesto en el artículo 12 de los Lineamientos.
3. Que el 8 de enero de 2020, mediante oficio 521.DGEEH.784/19, la DGEEH requirió al Contratista para que, en un término no mayor a cinco (5) días hábiles, presentara para cotejo el original o copia certificada del instrumento en el cual consten los poderes que otorga Talos Energy Offshore México 7, S. de R.L. de C.V. a favor del C. Francisco Javier Noyola, para efecto de tener por reconocida y acreditada su personalidad de conformidad con los artículos 15, último párrafo, 15-A, fracción II, 17-B, 19, 28, 29, 30 y 32 de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo.
4. Que el 9 de enero de 2020, mediante un escrito, el Contratista presentó ante la DGEEH en original y copia simple para cotejo de la escritura pública número 84, 162 de fecha 8 de agosto de 2018 otorgada ante la fe del Notario Público Número 1 de la Ciudad de México, Lic. Roberto Núñez y Bandera, a favor del C. Francisco Javier Noyola, de conformidad con los artículos 15, 15-A fracción II y 19 de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo.
5. Que el 14 de enero de 2020, mediante oficio 521.DGEEH.011/20, la DGEEH reconoció la personalidad del C. Francisco Javier Noyola, para actuar en representación del Contratista y admitió a trámite el escrito descrito en el numeral 1 del presente documento.

En ese mismo acto, se le previno al Contratista con la finalidad de que presentara la totalidad de los requisitos establecidos en el artículo 13 de los Lineamientos, de conformidad con el artículo 17 del mismo ordenamiento.

6. Que el 24 de enero de 2020, mediante oficio PEP-DG-SEP-CA-GOCAE-067-2020, el C. Juan Carlos Granados Hernández, Gerente de Operación de Contratos y Asociaciones de Exploración, solicitó a la DGEEH se tuviera por reconocida su personalidad y requirió una ampliación de diez (10) días hábiles adicionales al plazo originalmente establecido en el oficio 521.DGEEH.752/19.
7. Que el 28 de enero de 2020, mediante oficio 521.DGEEH.048/20, la DGEEH notificó al C. Juan Carlos Granados Hernández, que se tenía por reconocida su personalidad para actuar en el presente asunto como representante del Asignatario, en términos de los artículos 40, fracción I y 52, fracción IX del Estatuto Orgánico de Pemex Exploración y Producción y se le concedió la ampliación del plazo originalmente concedido en el oficio 521.DGEEH.752/19, con fundamento en el artículo 31 de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo.
8. Que el 5 de febrero de 2020, mediante escrito el Contratista solicitó a la DGEEH concediera una ampliación de diez (10) días hábiles adicionales al plazo originalmente establecido en el oficio 521.DGEEH.011/20.



9. Que el 10 de febrero de 2020, mediante oficio 521.DGEEH.070/20, la DGEEH notificó al Contratista que se concedía una prórroga de 10 (diez) días hábiles para que atendiera el requerimiento y la prevención realizada mediante oficio 521.DGEEH.011/20, de conformidad con el artículo 31 de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo.
10. Que el 10 de febrero de 2020, mediante oficio PEP-DG-SEPCA-GOCAE-122-2020, el Asignatario desahogó la vista señalando las obligaciones previstas en el Acuerdo Preliminar de Unificación (APU) celebrado entre el Asignatario y el Contratista, aprobado por la Secretaría de Energía (SENER) el 7 de septiembre de 2018 y solicitó al Contratista atender los términos y condiciones previstas en el mismo.
11. Que el 24 de febrero de 2020, mediante escrito el Contratista presentó la totalidad de la información del Aviso que se describe en el artículo 13 de los Lineamientos, derivado de la prevención realizada por la DGEEH a través del oficio 521.DGEEH.011/20, de conformidad con lo establecido en el artículo 17 de los Lineamientos.
12. El 5 de marzo de 2020, mediante oficio 521.DGEEH.135/20, la DGEEH notificó al Asignatario y al Contratista su determinación de continuar con el procedimiento de Unificación, conforme a lo establecido en los artículos 42, fracción II de la Ley de Hidrocarburos; 62 y 63 del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos y 12 y 16 de los Lineamientos, dejando a salvo sus derechos para que el Asignatario y Contratista diriman sus controversias del APU, conforme a los términos y condiciones establecidos en el mismo.
13. El 5 de marzo de 2020, mediante oficio 521.DGEEH.142/20, la DGEEH solicitó a la CNH el dictamen respecto a la posible existencia de un yacimiento compartido entre el Contrato CNH-R01-L01-A7/2015 y la Asignación AE-0152-UCHUKIL, en términos de lo establecido en el artículo 16 de los Lineamientos.
14. El 11 de mayo de 2020, mediante oficio No. 220.0243/2020, la CNH notificó a la DGEEH que en la Décima Novena Sesión Extraordinaria de 2020 su Órgano de Gobierno emitió el Dictamen Técnico para determinar la posible existencia de un yacimiento compartido, relacionado con el campo Zama, entre el Contrato CNH-R01-L01-A7/2015 y la Asignación AE-0152-UCHUKIL (Yacimiento Compartido).
15. El 20 de mayo de 2020, mediante oficio 521.DGEEH.186/20, la DGHEEH solicitó a la CNH la ubicación geográfica específica que incluya superficie, profundidad, delimitación del polígono geo-referenciado y representación cartográfica del Yacimiento Compartido, en los términos establecidos en el artículo 16, fracción I de los Lineamientos y con fundamento en el artículo 38, fracción IV de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.
16. El 20 de mayo de 2020, mediante oficio 220.0255/2020, la CNH envió a la DGEEH un archivo electrónico denominado "Anexo Oficio No. 220.0255-2020.zip", que contenía los cinco archivos siguientes:

- [REDACTED]
17. El 21 de mayo de 2020, mediante oficio 521.DGEEH.187.BIS/20, la DGEEH envió a la SSH la propuesta de Yacimiento Compartido entre el Contrato CNH-R01-L01-A7/2015 y la Asignación AE-0152-UCHUKIL, denominado "Campo Zama".
 18. El 25 de mayo de 2020, mediante oficio 500.SSH.168/20, la Subsecretaría de Hidrocarburos (SSH) determinó la existencia del Yacimiento Compartido y solicitó a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), su opinión respecto a la unificación de dicho yacimiento, con fundamento en los artículos 63 del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos, 18 y 19 de los Lineamientos.
 19. El 28 de mayo de 2020, mediante oficio 521.DGEEH.188/20, la DGEEH solicitó a la CNH remitir el archivo .SHP con la delimitación y profundidad del Yacimiento Compartido, en los términos establecidos en el artículo 16, fracción I de los Lineamientos.
 20. El 15 de junio de 2020, mediante el oficio 250.220/2020, la CNH envió a la DGEEH un fichero denominado "Yacimiento Compartido Zama.zip" que contenía cuatro registros: [REDACTED]
 21. El 17 de junio de 2020, mediante oficio 349-B-283, la SHCP notificó a la SSH su opinión consistente en que estimaba pertinente continuar con el procedimiento para instruir la unificación del Yacimiento Compartido, y que esta Secretaría exhortara a las partes involucradas para que atiendan lo antes posible las recomendaciones establecidas en el Dictamen Técnico emitido por la CNH.
 22. El 18 de junio de 2020, mediante oficio 500.225/20, la SSH notificó a la CNH la solicitud de asesoría técnica consistente en la delimitación (superficie de la cima y superficie de la base) del Yacimiento Compartido, considerando los cierres; estructural, estratigráfico y/o límites físicos que se consideren; así como una propuesta del Área Unificada que cubra en su totalidad la proyección en superficie de la delimitación del Yacimiento Compartido, con fundamento en el artículo 38, fracción IV de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

23. El 24 de junio de 2020, mediante oficio 500.232/20, la SSH reiteró la solicitud a la CNH respecto a la propuesta del Área Unificada que cubra en su totalidad la proyección en superficie de la delimitación del Yacimiento Compartido, en términos del artículo 2, fracción V de los Lineamientos y de conformidad con el artículo 38, fracción IV de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.
24. El 30 de junio de 2020, mediante oficio 250.239/2020, la CNH envió a la SSH el polígono, en una malla de 30' x 30' de la propuesta de Área Unificada.
25. El 01 de julio de 2020, mediante oficio 500.SSH.234/20, la SSH remitió a la DGEEH la Asesoría Técnica respecto a la propuesta de Área Unificada del Yacimiento Compartido del Campo Zama.

III. Objetivo.

Conforme a los "Lineamientos que establecen el procedimiento para instruir la unificación de yacimientos compartidos y aprobar los términos y condiciones del acuerdo de unificación", esta Dirección presentará a la SSH, las evidencias remitidas por el contratista y el asignatario sobre la existencia de un yacimiento compartido, con el objetivo de emitir la instrucción de la aprobación del área unificada, considerando el dictamen de la CNH, con estricto apego a los principios de economía, competitividad, eficiencia, legalidad, transparencia, así como las Mejores Prácticas de la Industria y el mayor aprovechamiento de los hidrocarburos.

IV. Aviso sobre el descubrimiento de un yacimiento compartido.

El 24 de febrero de 2020 el contratista remitió a esta Secretaría, la totalidad de la información requerida y el documento con el cual dio aviso sobre el descubrimiento de un yacimiento compartido, incluyendo los estudios con los que determinó la existencia de este, como se describe a continuación:

1. Características generales del yacimiento compartido

Fecha de descubrimiento

El 11 de julio del 2017, el contratista notificó el descubrimiento de un yacimiento de hidrocarburos en las arenas de edad del Mioceno Superior con el pozo Zama-1SON, con un volumen estimado inicial de petróleo original en sitio que varía entre 1,360 y 2,000 millones de barriles (MMb). La información obtenida de dicho pozo indicó el descubrimiento de un depósito de aproximadamente 200 m de espesor de arenas del Mioceno Superior impregnadas con petróleo, sin encontrar agua, en un intervalo de más de 335 m. Las pruebas iniciales de las muestras de petróleo indicaron una densidad de 29° API aproximadamente.

Identificación de la asignación o contrato para la exploración y extracción donde se ubica el yacimiento compartido

El pozo descubridor Zama-1SON está localizado en el área contractual 7 o AC7, bajo el contrato CNH-R01-L01-A7/2015, localizado en la Cuenca del Sureste, a 58 km costa fuera de Dos Bocas, Tabasco. El tirante de agua en el pozo Zama-1SON es de 166 m, con el fondo del agua inclinándose



hacia el norte. Al momento del descubrimiento, no existían otros pozos o infraestructura en el área contractual 7.

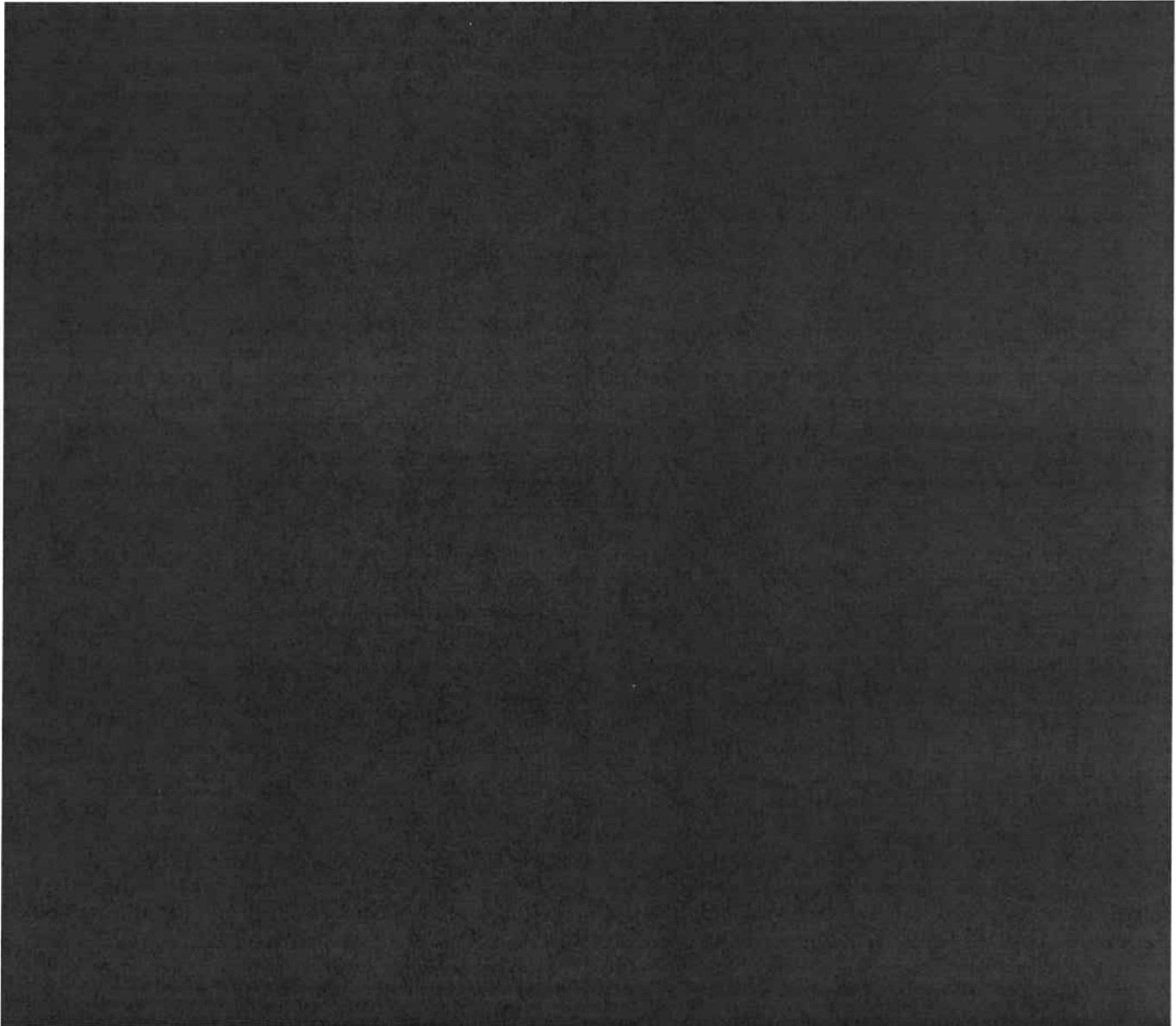
El 18 de septiembre del 2018, Pemex y los miembros del consorcio del AC7 firmaron un Acuerdo Preliminar de Unificación (APU), después de recibir la aprobación de la SENER para la firma de dicho acuerdo. El APU permite la coordinación de actividades y el compartir información para alcanzar la evaluación óptima del yacimiento compartido.

Información geográfica del yacimiento compartido

Con el propósito, de proporcionar una descripción de la ubicación geográfica del yacimiento compartido, se incluyeron archivos en formato .SHP, mismos que fueron preparados de acuerdo con el marco de referencia oficial para los Estados Unidos Mexicanos publicado por el Instituto Nacional de Estadística y Geografía (Figura 1):

- Polígono .de la extensión del área compartida del yacimiento
- Malla del mapa estructural en la cima del yacimiento principal Zama
- Delimitación del AC7,
- Delimitación del área del Acuerdo Preliminar de Unificación,
- Ubicación y evaluación direccional de los pozos explorados a la fecha: Zama-ISON, Zama-2DEL, Zama-2DEL ST01 y Zama-3DEL.
- Datos mapeados en la referencia de datum WGS84 utilizando la proyección UTM Zona 15N; los archivos en formato .SHP se incluyen como anexo en formato electrónico.

[Handwritten signatures and initials in blue ink]



2. Estudios que determinaron la existencia del yacimiento compartido

Registros de pozos

A la fecha se han adquirido un conjunto extenso de registros de pozos en cada una de las cuatro perforaciones de pozos realizadas, tal como se presenta a continuación:

- *Gamma Ray* (Rayos Gama)
- LDL/CNL (Densidad/Neutrón)
- Espectroscopia de Captación Elemental
- *Gamma Ray Natural* (Rayos Gama Natural)
- CMR (Resonancia Magnética Nuclear)

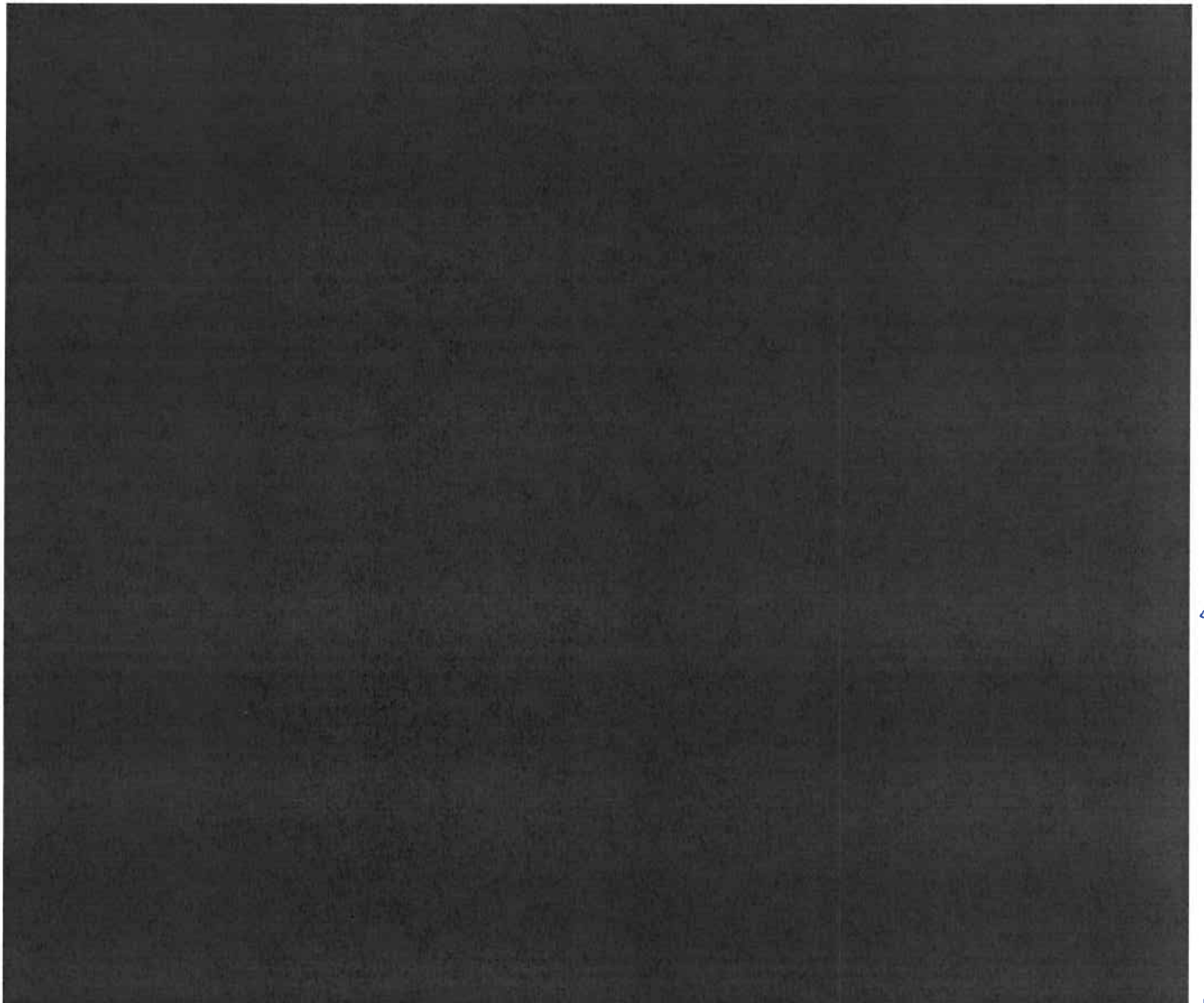
Handwritten blue ink marks and signatures on the right side of the page.



- *RTScanner* (Resistividad)
- QuantaGeo (Registro de Imagen del Pozo)
- DSI (DípoleShearSonicImager)

Mapa estructural del yacimiento compartido

La geología estructural del campo Zama se compone de una trampa de tres pliegues contra una falla principal en el lateral Este. La cima del yacimiento principal Zama es claramente identificable en los datos de la sísmica 3D a través de la estructura. La Figura 2 ilustra las curvas de contorno de profundidad del contacto agua-aceite en el pozo Zama-2DEL (a una profundidad vertical verdadera de 3,421 metros bajo nivel del mar (mvbnm)), mostrando la ubicación de los pozos perforados hasta la fecha, y las ubicaciones de las líneas sísmicas.



Handwritten blue marks on the right side of the page, including a checkmark and some scribbles.

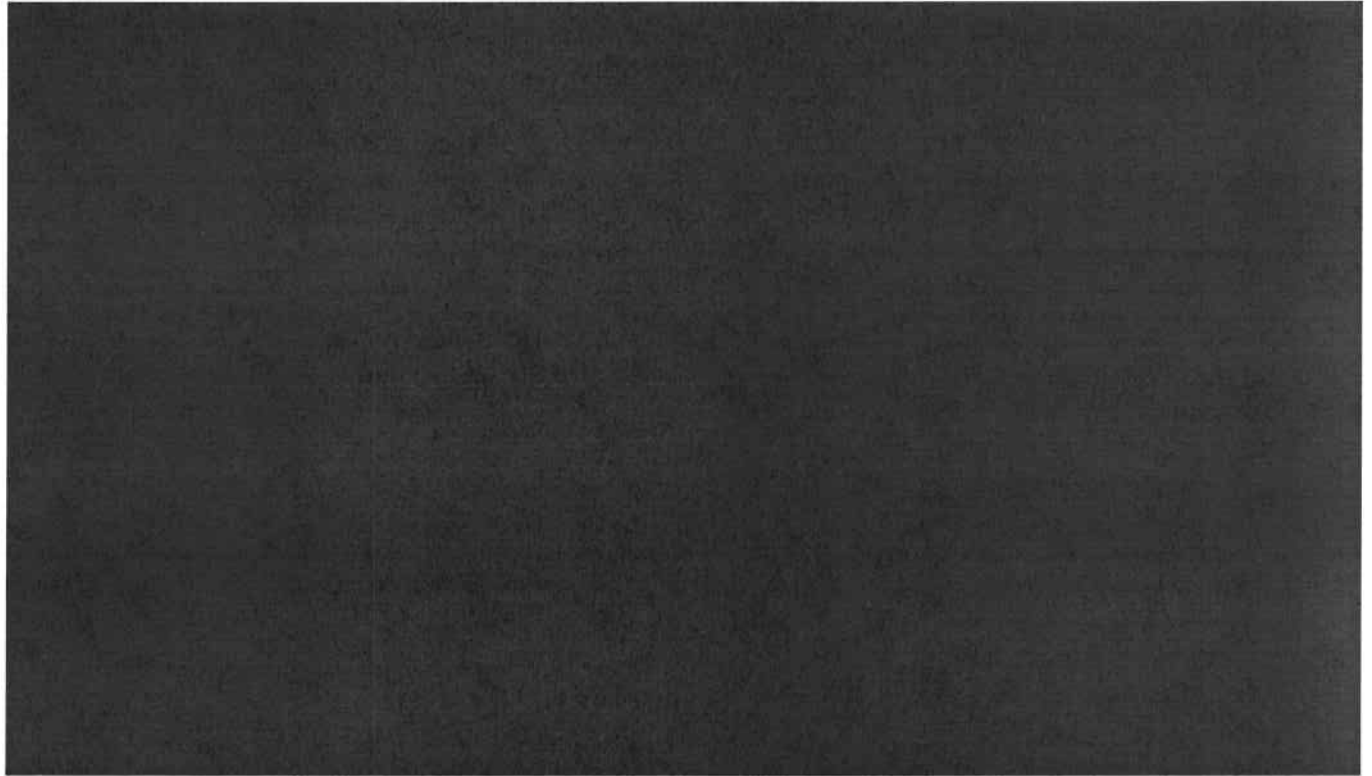
Handwritten blue initials on the right side of the page.

Handwritten blue mark on the right side of the page.



Secciones sísmicas correlacionables

Las Figuras 3, 4, 5 y 6 con una línea sísmica, muestran cómo el yacimiento es distintamente representable en un mapa de manera continua. La ubicación de estas cuatro líneas sísmicas se muestra en la Figura 2.



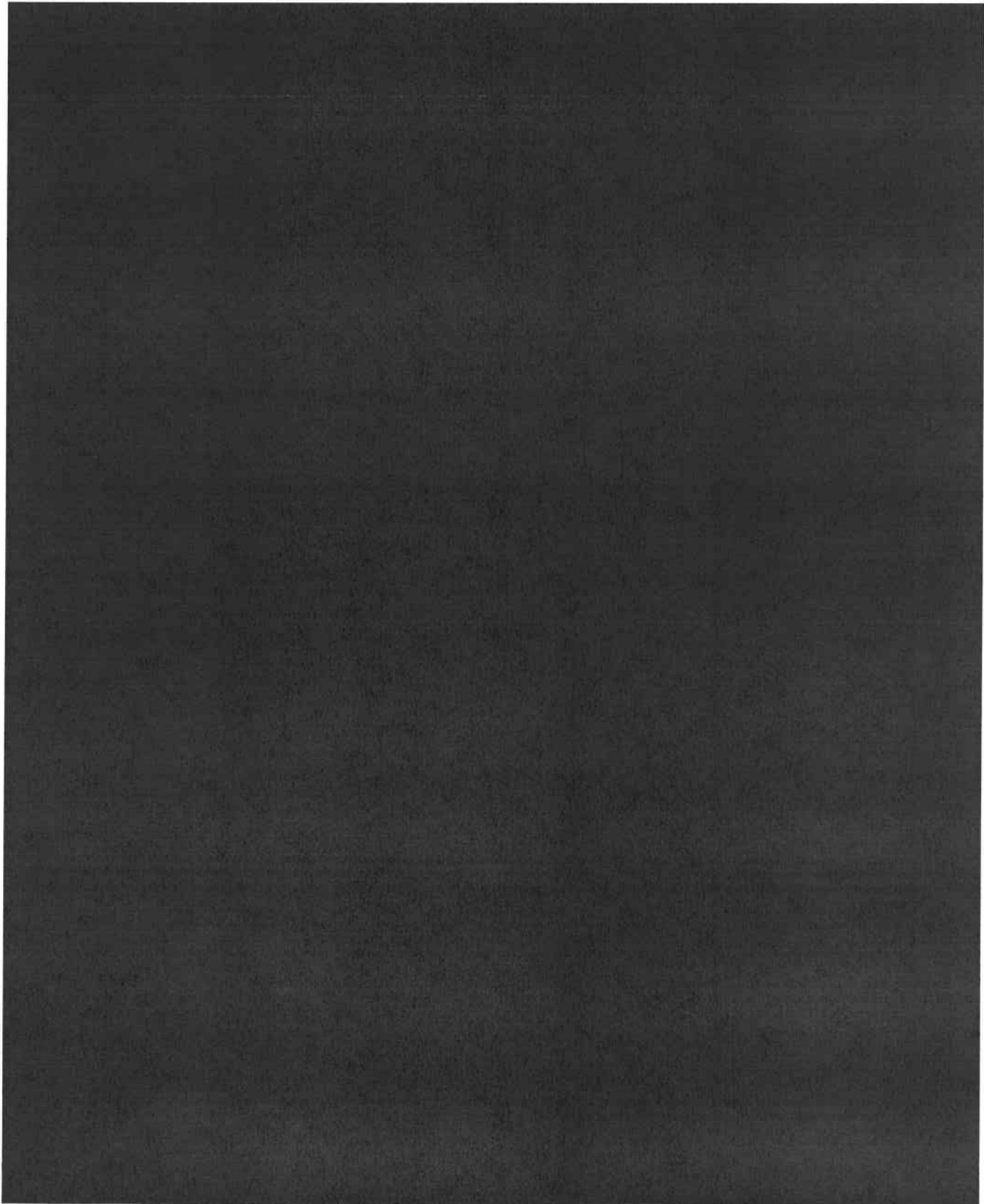
Handwritten blue ink marks, possibly initials or a signature, located in the bottom right corner of the page.



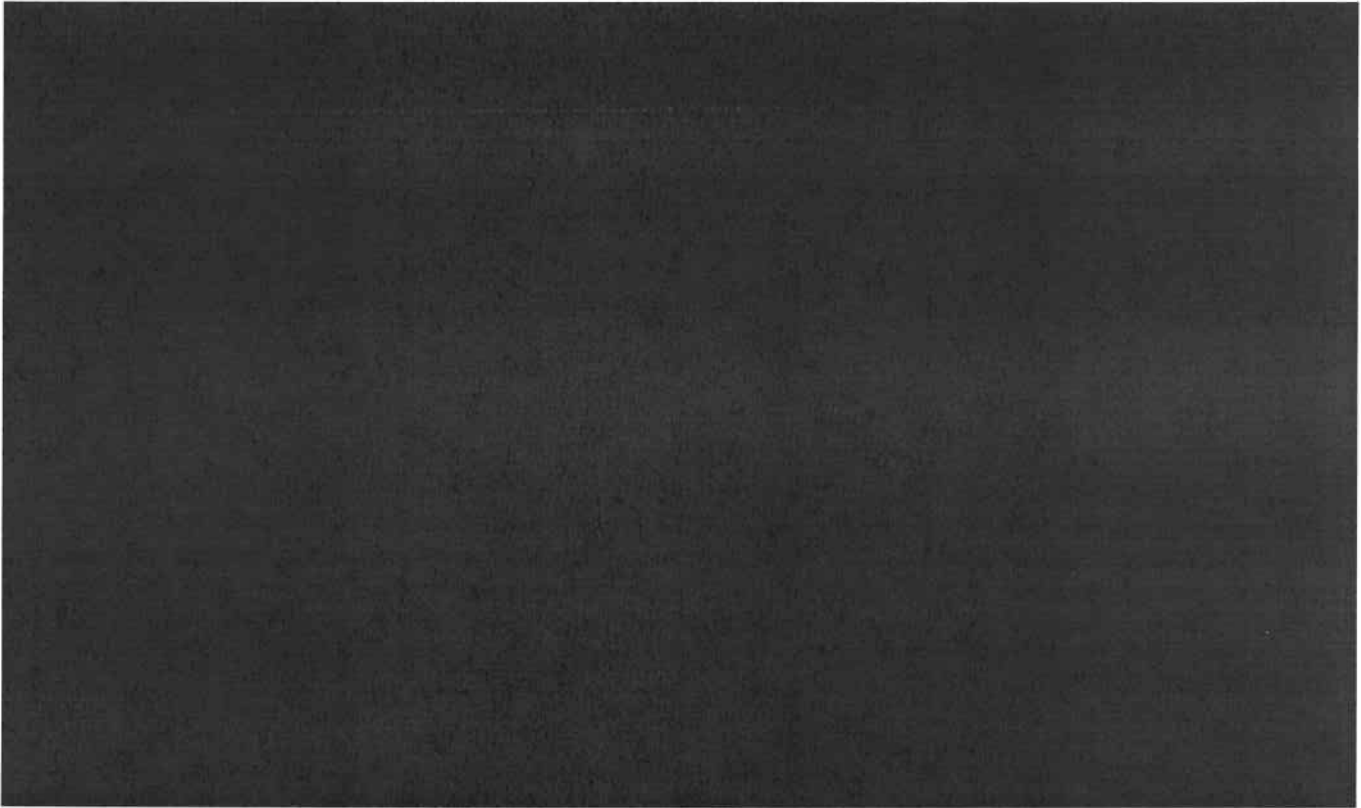
SENER
SECRETARÍA DE ENERGÍA



2020
LEONA VICARIO
REFORMA LA MASTRUTA Y LA FALSA



[Handwritten signatures in blue ink]



3. Pruebas de pozos

Se realizaron tres pruebas de producción en el pozo Zama-2DEL ST01. Cada prueba de producción produjo petróleo crudo monofásico con propiedades de fluido similar y sin producción de agua. Cada uno de los intervalos que fueron probados, fluyeron a gastos de producción y presiones estabilizadas. Los resultados de las pruebas de presión-producción proporcionaron datos sobre la productividad del yacimiento, los cuales indicaron volúmenes en el yacimiento del orden de 18.8 MMbpce con un estimado de radio de investigación basado en el análisis de pruebas transitorias de presión (PTA por sus siglas en inglés) cercano a 914 m (3,000 pies).

4. Justificación de los límites del yacimiento compartido

El carácter de los datos sísmicos, el gradiente de presiones del yacimiento y el comportamiento del flujo en el transiente de presiones manifiestan un yacimiento hidráulicamente conectado que se extiende hacia la asignación de Pemex al Este del AC7. Esta conclusión de yacimiento compartido se soporta en una gran cantidad de datos de alta-honorabilidad.

Los datos principales que soportan el yacimiento compartido son:

- Características principales sísmicas
 - I. Falla principal de buzamiento hacia arriba ubicada en la asignación adyacente al Este del AC7,
 - II. Contacto agua-aceite de buzamiento hacia abajo (evento plano) ubicado en el AC7,
 - III. Continuidad clara de los eventos sísmicos a lo largo del yacimiento y entre los pozos.



- Registros de presión de fondo en los pozos: Zama-1SON, Zama-2DEL, Zama-2DEL ST01, y Zama-3DEL.
 - I. Pruebas de presión a través de cable que exceden de 40 medidas distribuidas verticalmente por pozo, y
 - II. Análisis de presión indicando que todos los pozos están hidráulicamente conectados.
- Prueba de flujo de producción (DST's) realizada en el pozo Zama-2DEL ST01

La evaluación de los datos de presión, temperatura y de los gastos de producción indicaron que no existe compartimentalización ni delimitaciones del yacimiento dentro de los límites de la prueba. El análisis de pruebas transitorias de presión confirmó esta conclusión en ambos intervalos independientes, que fueron probados. Como se indica en la Figura 7, el radio de investigación y el volumen conectado se extiende a la asignación adyacente hacia el este del AC7. Los resultados del análisis transitorio de presión demuestran la existencia de la comunicación hidráulica entre las dos áreas.

[Handwritten signatures in blue ink]

En resumen, con todos los datos recolectados de sísmica e ingeniería de yacimiento, el contratista concluyó que el yacimiento principal Zama está hidráulicamente conectado a la asignación de Pemex al Este del AC7, teniendo una extensión como se mostró en la Figura 1.

V. Determinación de la SENER de continuar con el procedimiento de Unificación.

De conformidad con el artículo 3 de los Lineamientos, el APU tiene por objeto que los asignatarios y contratistas realicen de forma coordinada, las actividades necesarias para presentar los requisitos del aviso sobre el descubrimiento de un yacimiento compartido

En este sentido, el asignatario y el contratista establecieron que el APU tiene, entre otros, los siguientes objetivos:

"Objeto de este Acuerdo es:

2.1.1 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;

2.1.2 desarrollar un posible programa de trabajo de los posibles yacimientos compartidos subyacentes al segmento A y el segmento B;

...

2.1.6 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 dos otorgamientos, encontrándose parcialmente dentro de cada área". [énfasis añadido]

Por otra parte, en la Cláusula 4.2 y el Anexo B del APU, las partes acordaron las siguientes actividades:

I. Programa de Trabajo de PEP:

Actividades Petroleras

- Designar un representante/equipo con autoridad para negociar el Acuerdo de Unificación.
- Proporcionar evidencia de la Licitación Pública Interna para la contratación de un MODU para perforar el pozo de PEP.
- Una vez que la información A (pozo Zama-1) haya sido recibida, organizar un taller para intercambiar análisis e ideas sobre planes iniciales de evaluación, incluyendo ubicaciones del pozo PEP y programas de evaluación.
- Informar al Operador del Contrato una vez que PEP haya adjudicado un contrato de servicios de perforación al Licitante ganador.
- Informar al Operador del Contrato una vez que PEP haya sometido a la CNH una solicitud para perforar el Pozo de PEP.
- Informar al Operador del Contrato una vez que la CNH haya emitido su Autorización para Perforar el pozo de PEP.

II. Programa y Calendario de Trabajo del Consorcio

Actividades Petroleras

- Designar un representante/equipo con autoridad para negociar el Acuerdo de Unificación. Cada parte del consorcio deberá designar su propio representante/equipo
- Compartir datos y análisis de los resultados del pozo Zama-1 e información técnica, relacionada.
- Coordinar un taller para proporcionar datos e información para asistir a PEP en la identificación de la ubicación del pozo PEP.
- Iniciar la perforación del primer pozo en el área contractual.
- Terminar operaciones en el primer pozo conforme al Intervalo seleccionado en el área objetivo, incluyendo un pozo geológico desviado o inclinado en el entendido que, cualquier pozo geológico desviado se deberá realizar dentro de los límites del área contractual.
- Iniciar la perforación del segundo pozo en el área contractual.
- Terminar operaciones en el segundo pozo conforme al Intervalo seleccionado en el área objetivo y liberar el MODU.

Derivado de lo anterior, se desprende que el objeto principal y las actividades a las que se obligaron el asignatario y el contratista para lograr dicho objeto se cumplieron. Por lo que respecta a las obligaciones del asignatario, el 7 de febrero de 2019, mediante la resolución CNH.E.070.003-19; la CNH resolvió autorizar la perforación y terminación del pozo exploratorio en aguas someras Asab-1EXP, el cual se encuentra considerado dentro del Plan de Exploración asociado a la asignación AE-0152 - UCHUKIL.

Por otra parte, de las manifestaciones realizadas por el contratista, se advierte que éste ha concluido la ejecución de las actividades comprometidas en el APU, consistentes entre otras, en la perforación de dos pozos y que adicionalmente llevó a cabo esfuerzos adicionales para la conclusión de un tercer pozo.

En tanto, a lo antes expuesto, resultó procedente, en términos de los artículos 42, fracción II de la Ley de Hidrocarburos. 63 del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos. 12 y 16 de los Lineamientos, revisar el estudio de aviso presentado por el contratista. Concluyendo que, derivado de la revisión de la información presentada por el contratista, la Secretaría considera que cuenta con los estudios geológicos, geofísicos y de Ingeniería para proceder con la evaluación de la continuidad lateral del yacimiento suficientes para llevar a cabo la evaluación de la continuidad lateral del yacimiento, es decir; que la secuencia estratigráfica de la intercalación de areniscas del Mioceno Superior se extiende hacia el lado Este del campo Zama. Asimismo, se advierte que el contratista presentó las pruebas de presión realizadas en el pozo Zama-2DEL, mismas que se analizaron por los especialistas para determinar la conectividad hidráulica.

En este sentido, la Secretaría determinó mediante el oficio 521.DGEEH.135/20 continuar con el procedimiento de unificación, por las razones expuestas en este capítulo y con fundamento en lo establecido en los artículos 42, fracción II de la Ley de Hidrocarburos, 63 del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos. 12 y 16 de los Lineamientos.

VI. Dictamen de la posible existencia de un yacimiento compartido

En virtud de las pruebas presentadas por el contratista en el Aviso de un posible yacimiento compartido, y en el análisis para determinar la conectividad hidráulica, la DCEEH en términos de los

artículos 63 del Reglamento y 16 de los Lineamientos solicitó a la CNH por medio del oficio 521.DGEEH.142/20 el dictamen de la posible existencia de un yacimiento compartido entre el contrato CNH-R01-L01-A7/2015 y la asignación AE-0152 - UCHUKIL.

En la Décimo Novena Sesión Extraordinaria de 2020 el Órgano de Gobierno de la CNH, se emitió el dictamen técnico para determinar la posible existencia de un yacimiento compartido relacionado con el campo Zama, entre el contrato CNH-R01-L01-A7/2015 y la asignación AE-0152 - UCHUKIL, de conformidad con lo dispuesto en los artículos 42, fracción II de la Ley de Hidrocarburos y 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.

El dictamen tuvo como objetivo, evaluar la posible conectividad hidráulica del yacimiento compartido en el campo Zama, entre el área geográfica que comprende el contrato CNH-R01-L01-A7/2015 y el área geográfica que ocupa la asignación AE-0152-UCHUKIL (otorgada a PEMEX).

En el documento presentado por la CNH, describe la ubicación geográfica del campo Zama incluyendo la 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. A continuación, se enuncian los aspectos principales del dictamen:

1. 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 (km2)	69.43
Tirante de agua (m)	1 -150
Profundidad (mvbnmm)	-2,977.90
Edad del yacimiento	Mioceno superior
Cuenca y provincia geológica	Cuencas del Sureste, porción marina de la provincia geológica Salina del Istmo
Etapas actual	Exploración / Evaluación



2. Análisis técnico de la conectividad hidráulica del posible yacimiento compartido

Con base en la información presentada, la CNH realizó un análisis técnico, considerando los aspectos geológicos, geofísicos y dinámicos del posible yacimiento compartido, cuyos puntos se precisan a continuación:



- Descripción del yacimiento:** 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 CNH, 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.
- 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 grano 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 8), que se construyeron con las mediciones de presión de formación de los pozos y utilizando al campo Uchbal como una referencia análoga. 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.

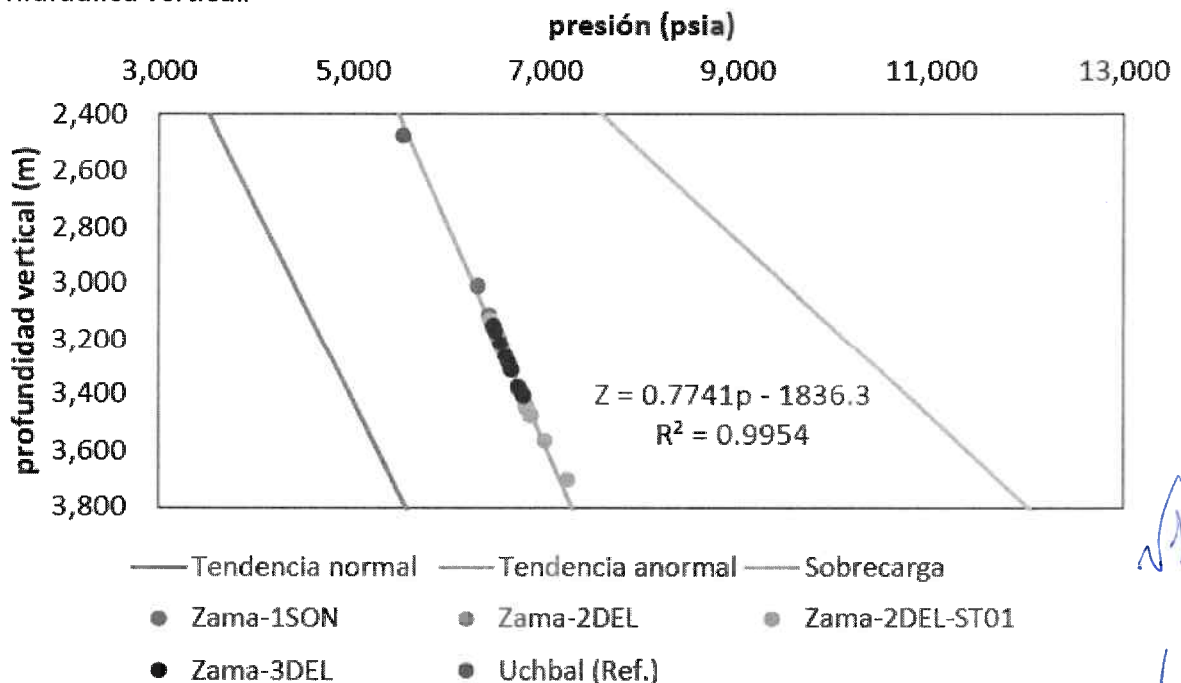


Figura 8. Tendencias de presión de poro y sobrecarga estimadas para los yacimientos del Mioceno (Fuente: CNH).

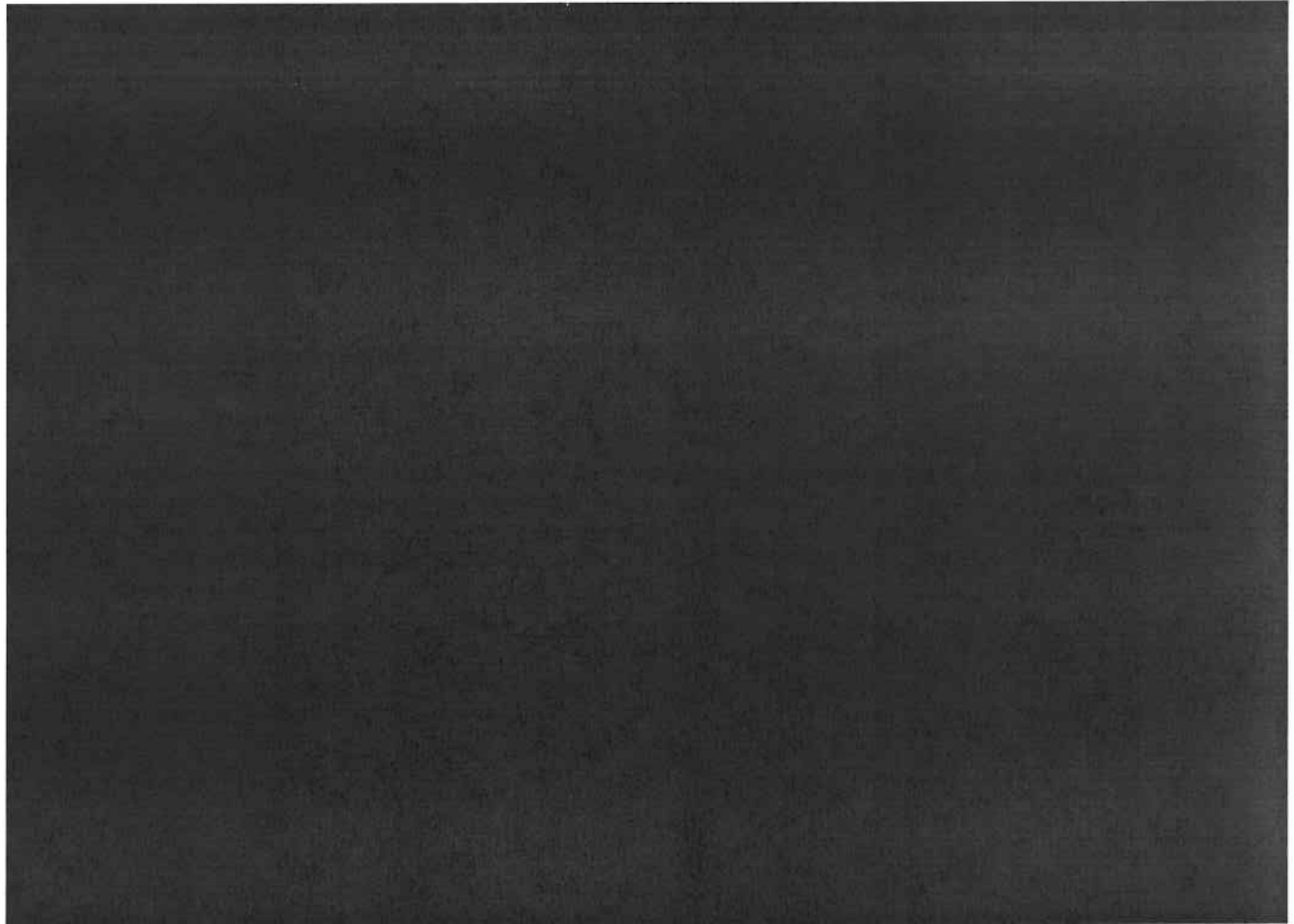


El límite definido por el contacto agua-aceite reportado por el contratista, se ubica a una profundidad de 3,421.8 mvbnmm en el pozo Zama-2DEL y de 3,356 mvbnmm en los pozos Zama-2DEL ST01 y Zama-3DEL, dicha información se consideró como válida. La diferencia entre las presiones de los puntos medidos (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.

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

El contratista indica la realización de tres pruebas de presión y producción en distintos horizontes geológicos del pozo Zama-2DEL-ST-01, Figura 9. En cada una de ellas se indica la producción de petróleo monofásico con similares propiedades del fluido y sin producción de agua. Asimismo, se realizó 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.



Para evaluar la zona de influencia del pozo en los intervalos muestreados, la CNH 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. 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.

- **Radio de investigación:** Los resultados del análisis integral realizado de la información indican que, en los diferentes intervalos probados, los periodos 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:

Handwritten signature in blue ink.

Handwritten mark in blue ink.

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

$$r_1 = 0.032\sqrt{\eta_1\tau}$$

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

$$r_1 = 0.032\sqrt{\bar{\eta}_1\Delta\tau}$$

Los resultados obtenidos se presentan en la Figura 10. 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.

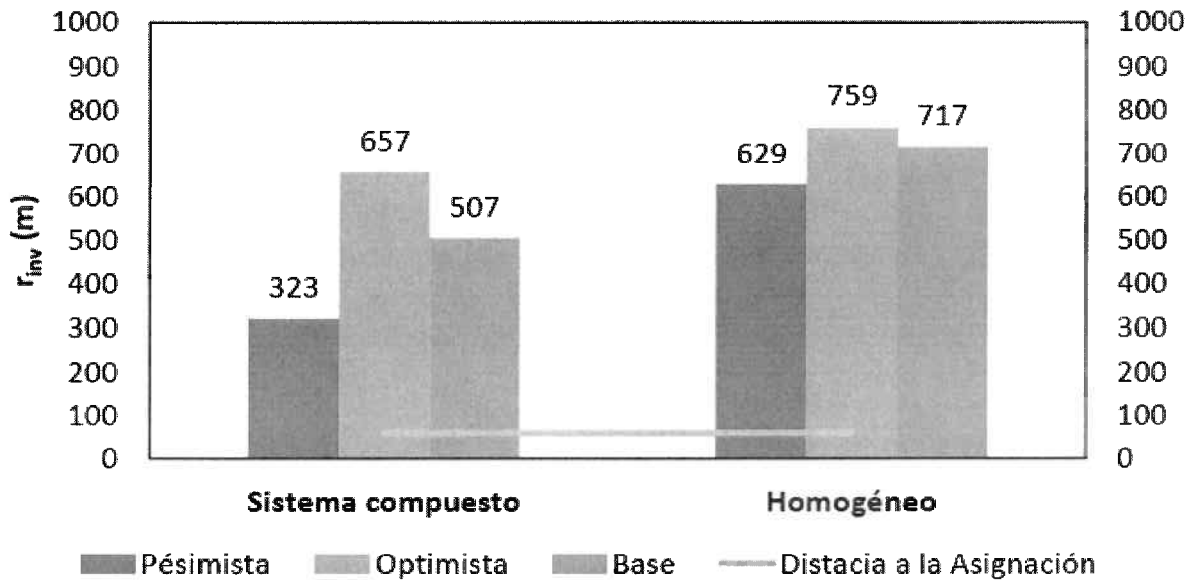
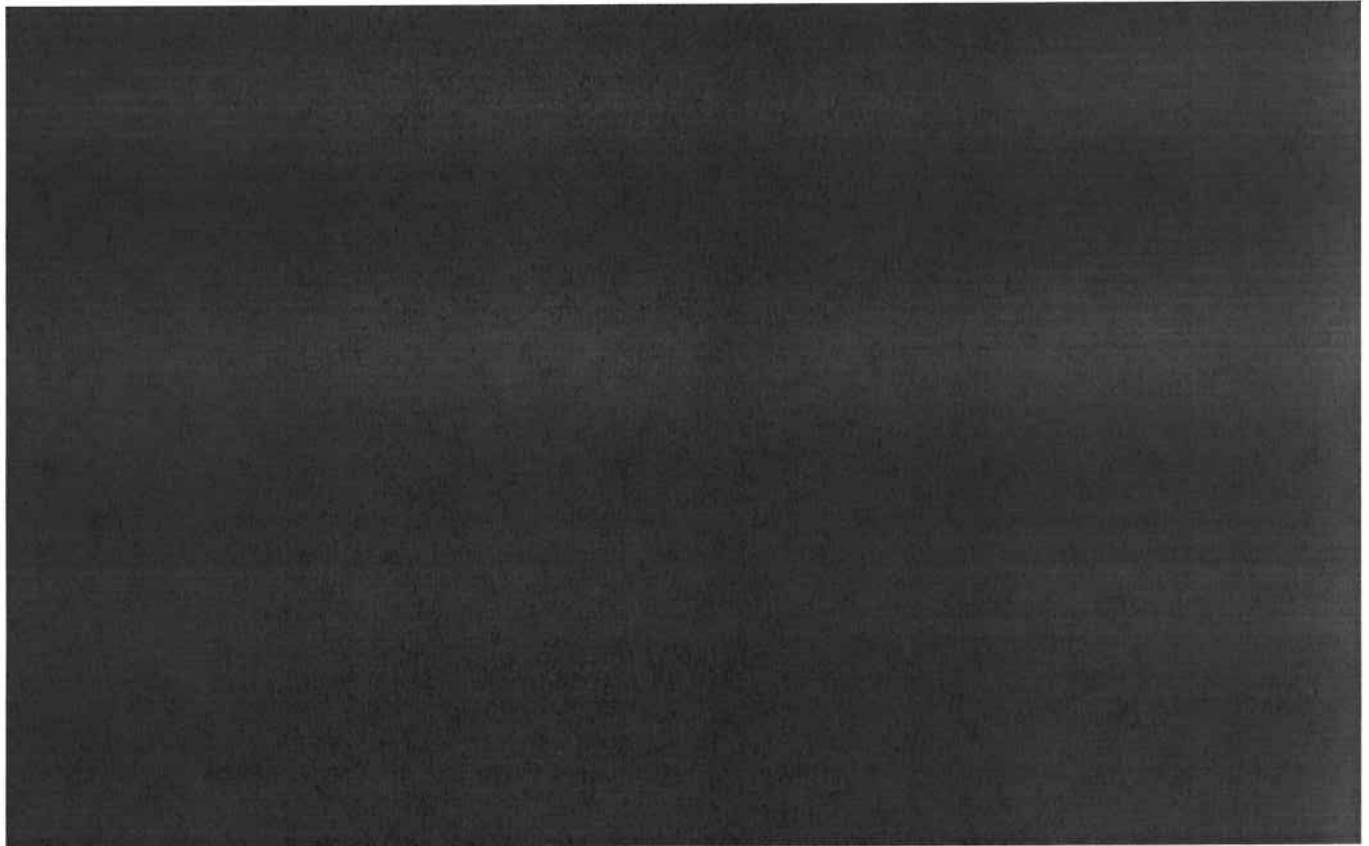


Figura 10. Análisis de sensibilidad del radio de investigación de los modelos y sus parámetros de flujo (Fuente: CNH).

La esquematización del cálculo realizado se presenta en la Figura 11, donde se indican los límites del área contractual y la asignación. También, se observa que el radio de influencia del pozo se extiende sobre ambas zonas.



- **Modelo probabilístico de soporte:** El análisis realizado se soportó con 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.

En los escenarios generados se observa que:

1. 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.
2. 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.
3. 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.
4. Los modelos probabilísticos muestran radios de investigación promedio superiores a 147 m para tiempos superiores a 10 h. Los resultados se muestran a continuación:

Escenario	Mín. <i>ri</i>	Máx. <i>ri</i>	P50 <i>ri</i>	σ
10 h	38.99	231.74	147.18	38.94
20 h	42.92	320.11	204.51	59.51
30 h	44.68	409.1	249.83	75.2

Resultados del análisis probabilístico realizado (Fuente: CNH).

5. 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.

3. Conclusiones de la CNH

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:

- a. 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.
- b. 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-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 DST 2 del pozo Zama-2DEL ST01 se encuentra entre 506.74 y 716.64 m y el límite entre las dos zonas se ubica a 60 m.

4. Sentido del dictamen técnico

La CNH, 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 1, 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-0152 - 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.

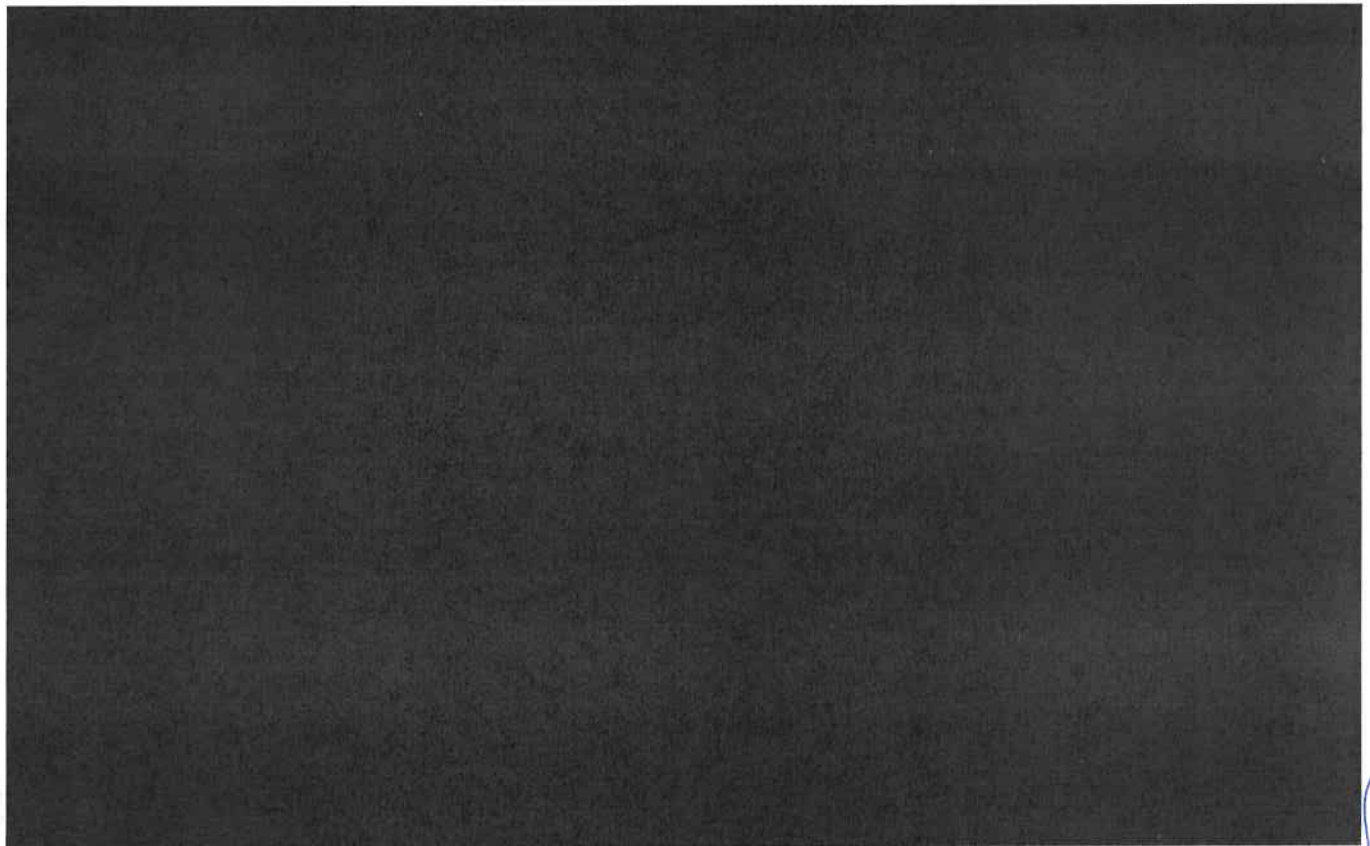
VII. Asesoría técnica – Propuesta de área de unificación (CNH).

El objetivo de la asesoría fue presentar a la Secretaría una propuesta de área de unificación (polígono definido por una malla de 30' x 30') así como la correspondiente justificación técnica, misma que cubra en su totalidad la posible proyección estructural en superficie de la delimitación del yacimiento compartido. Con la finalidad de que la Secretaría cuente con los elementos suficientes para que, en el momento procesal oportuno, instruya y notifique la unificación, conforme a lo previsto en los artículos 2, fracción V, y 20 de los lineamientos que establecen el procedimiento para instruir la unificación de yacimientos compartidos, así como aprobar los términos y condiciones del acuerdo de unificación.

1. Justificación técnica

La CNH consideró la siguiente información disponible y presentada por el contratista:

- Existe al menos un yacimiento compartido en el campo Zama.
- El yacimiento se encuentra en una trampa combinada, siendo las componentes más importantes los cambios marcados de las facies, tres pliegues que cierran contra la falla principal, un sistema de fallas ramificadas, y la presencia de domos salinos.
- En la Figura 12 se observa la configuración estructural a la cima del yacimiento, la cual define una trampa estructural alargada con orientación Norte-Sur, misma que se encuentra limitada hacia el Este por una falla normal con la misma orientación Norte-Sur.



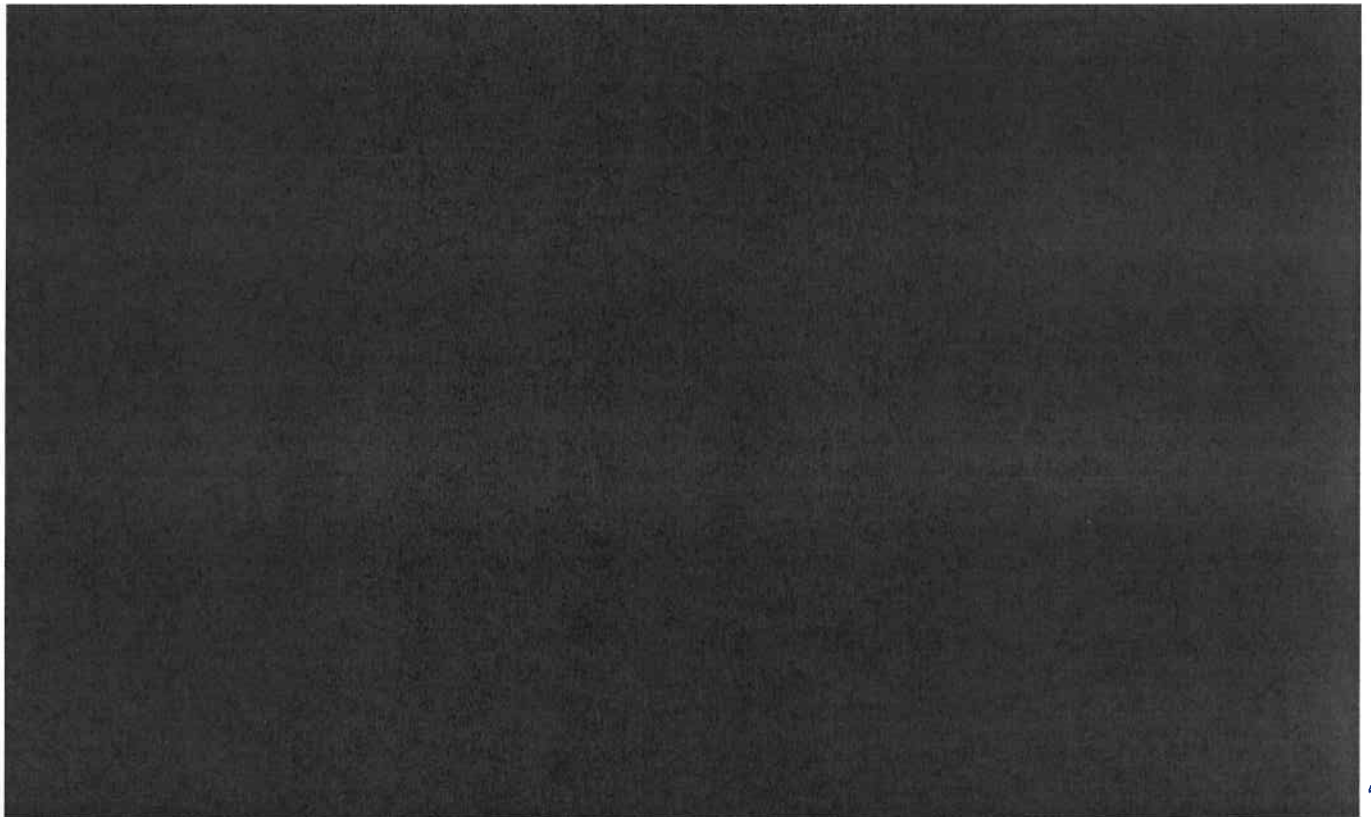
Handwritten blue ink marks and signatures on the right margin.



Con base en los elementos analizados por la CNH, aun resaltando que en el análisis de la prueba de presión que se realizó en el dictamen para determinar la conectividad hidráulica entre las áreas del contrato CNH-R01-L01-A7/2015 y la asignación AE-0152 - UCHUKIL, existen elementos suficientes para sustentar que el polígono asociado a la propuesta de área unificada considere los límites estructurales y estratigráficos que las partes interesadas incluyen el Aviso Preliminar de Unificación (APU).

2. Área Preliminar de Unificación

Debido a los diferentes elementos señalados con anterioridad, y siendo que no existen pozos en la porción Este del yacimiento que permitan añadir mayor resolución a la interpretación actual, se propone el polígono achurado en color blanco de la Figura 13, como propuesta de área unificada, la cual considera un mallado de 30' x 30'.



3. Conclusiones de la CNH

Derivado de esta asesoría técnica, la CNH concluye que:

- Existen elementos estratigráficos y estructurales que soportan la consideración de los límites físicos que presentan los interesados para definir el **área unificada, más allá de los resultados de la prueba de presión analizada para calcular la conectividad hidráulica.**



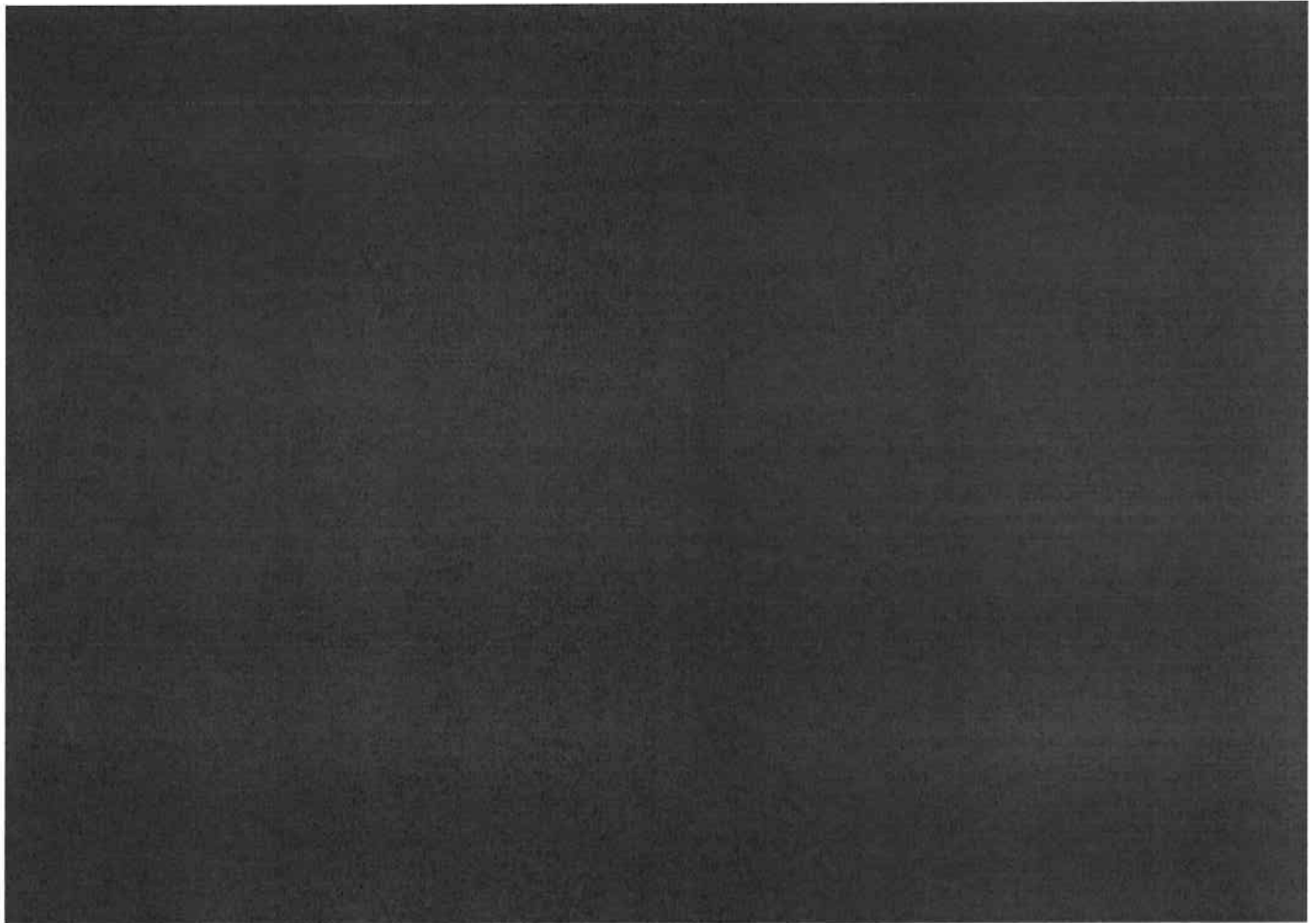
- El polígono que se propone para el área unificada considera, conforme a la información disponible y en opinión de esta Comisión, los principales eventos geológicos que fueron interpretados y que se presentan en la información adjunta al Aviso y al APU. Dicho polígono se remite a la Secretaría, en formato .SHP, para su consideración en el proceso de unificación correspondiente.
- Derivado del análisis de la información disponible, se identifica que existe un estilo estructural complejo hacia el Área correspondiente a la asignación AE-0152 - UCHUKIL. Al respecto, se advierte la falta de información hacia aquella porción del yacimiento compartido; sin embargo, se considera la configuración de la cima del yacimiento Zama, propuesta por los interesados como frontera para delinear la malla de 30' x 30'.
- Existe incertidumbre en el posicionamiento de los bloques interpretados como intrusión salina por parte los interesados. Esto, aunado al proceso de migración a profundidad del que ha sido objeto la adquisición sísmica, contribuyen a incrementar el grado de variación que pudiera existir en la determinación de una profundidad específica para la cima del yacimiento Zama, así como sus rasgos estratigráficos y estructurales.
- Existe un alto estructural considerable para la porción de la asignación de Petróleos Mexicanos comparada con la posición estructural inferior del lado de la porción del yacimiento compartido del contratista Talos.

VIII. Análisis de la DGEEH para la instrucción de unificación del campo Zama.

Con base a la información remitida por el contratista y la CNH en su dictamen técnico, la DGEEH tiene la facultad de analizar técnicamente la información presentada y asegurarse de la veracidad de los elementos presentados, por lo que a continuación se mostrarán los puntos analizados por esta Dirección General:

1. Estudios de presión del yacimiento

- **El contratista;** presentó una interpretación integrada del campo basada en la evaluación de presión de formación interpretada para el campo Zama. Como se puede ver en la Figura 14, al integrar todos los datos de presión, quedará claro que los pozos siguen el mismo gradiente hidráulico.



Con base en los datos interpretados, se puede establecer un gradiente de aceite común a lo largo de la estructura. Los gradientes sugieren condiciones de conectividad favorables en todo el yacimiento.

Existe suficiente evidencia que sugiere que el fluido in situ es un sistema saturado sin la presencia de una fase gaseosa. Las zonas evaluadas dentro de los dos pozos flanqueantes se muestran más de un contacto agua-aceite sin una zona de transición. Esto también es consistente con el fuerte contraste en el registro de resistividad.

2. Estudios de continuidad sísmica

- **Contratista;** Contrató a ION-GXT para reprocesar aproximadamente 744 km² de datos de transmisores de azimuth estrecho. Esto fue para obtener una imagen completa de un área de aproximadamente 173 km² alrededor del descubrimiento de Zama. Los datos de entrada consistieron en prospecciones de azimuth estrecho: Cequi (2010, 1292 km²) y Bolol (2003, 660 km²). Estos fueron adquiridos durante diferentes campañas de adquisición con diferentes parámetros. Los objetivos principales fueron: (1) mejorar las imágenes adyacentes a la sal;



(2) incrementar la resolución del modelo de velocidad superficial; y (3) conservar las amplitudes relativas.

Con el reprocesamiento de los datos sísmicos existentes, el contratista pudo definir que el campo Zama está formado por una trampa estructural de tres vías contra una falla mayor en el lado este. La parte superior o cima del yacimiento principal de Zama es **claramente identificable en los datos sísmicos 3D en toda la estructura.** (Figura 15)



- **CNH:** 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 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 depósito marino observadas en la descripción del núcleo recuperado del pozo Zama-2DEL ST01, que pasan de presentar facies de sistemas lobulares a canales distributivos de naturaleza proximal, y que dan lugar al registro sedimentológico del pozo Zama-2DEL ST01.



3. Estudios de pruebas DST y radio de investigación

- **Contratista;** La base para evaluar el volumen conectado es correlacionar el fluido producido con el cambio de presión medido en el pozo usando el concepto de Radio de Investigación (RI); que se puede relacionar con el volumen conectado (Volumen de Investigación o VI) mediante las siguientes ecuaciones en un yacimiento radial homogéneo:

$$R_{inv} = 0.029 \sqrt{\frac{kt}{\phi\mu c_t}} \quad V_{inv} = \pi R_{inv}^2 h\phi sh = 0.0002637 * 4\pi \frac{kh sh}{\mu ct} \Delta t$$

- El RI aumenta proporcionalmente a la raíz cuadrada del tiempo; por tanto, la duración de la prueba aumenta el volumen investigado proporcionalmente al tiempo. En general, cuanto más tiempo de flujo y diferencia de presión experimente el yacimiento, más información y menos ambiguos serán los resultados.
- El radio de investigación y el tiempo se relacionan con dos grupos de parámetros en la ecuación para RI: el parámetro de movilidad (k / μ) y el de almacenamiento (ϕc_t). Una mayor movilidad provoca una transmisión de presión más rápida, mientras que una mayor capacidad de almacenamiento provoca una transmisión de presión más lenta.
- Las heterogeneidades del yacimiento interpretadas no son únicas, debido a la naturaleza inversa de la interpretación de las PTA y, por lo tanto, la geometría interpretada por las PTA debe estar acorde a la descripción geológica. Sin embargo, si se logra un buen ajuste tanto para la función derivada como para el comportamiento presión-producción; la incertidumbre en el volumen mínimo conectado, debido a las múltiples soluciones en la interpretación de la prueba, es pequeña.

Las siguientes conclusiones pueden extraerse de las pruebas DST y el posterior análisis de la PTA para el yacimiento de Zama:

- Las DST confirmaron con éxito la permeabilidad del yacimiento, la productividad, los datos cercanos al pozo y las propiedades del yacimiento suficientes para evaluar el área de drene y el volumen mínimo de poros conectados para el futuro espaciamiento y productividad de los pozos con terminaciones permanentes.

En particular:

- I. DST 1a proporcionó evidencia de que las zonas de menor calidad evaluadas por registros pueden tener un buen potencial de flujo y área de drene a pesar de la naturaleza estratificada del yacimiento.
 - II. DST 1b proporcionó evidencia de que los intervalos de mayor permeabilidad con un yacimiento homogéneo tienen el potencial para un gran radio de investigación y área de drene.
 - III. DST 2 proporcionó evidencia de que los grandes intervalos perforados tendrán conexión con grandes volúmenes de poros conectados.
- El análisis de PTA sobre los datos del DST determinó que el radio de investigación se extendía a distancias del pozo que indican evidencia concluyente de que el yacimiento se compartía con el bloque vecino.
 - Las pruebas realizadas por el contratista arrojaron los siguientes radios de investigación:





- **CNH;** Para evaluar la zona de influencia del pozo en los intervalos muestreados, la CNH 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. 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.
- Para el análisis del radio de investigación la CNH realizó el análisis integral de la información que indican que, en los diferentes intervalos probados, los periodos 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 (Zona 3 de 3,129.4 a 3,166 m vbnmm), que se ajusta a un comportamiento radial compuesto sin efectos de fronteras. Con base en la información obtenida, se realizó un análisis de sensibilidad y un modelo probabilístico dando los siguientes resultados para el radio de investigación:

Escenario	Mín. <i>ri</i>	Máx. <i>ri</i>	P50 <i>ri</i>	σ
10 h	38.99	231.74	147.18	38.94
20 h	42.92	320.11	204.51	59.51
30 h	44.68	409.1	249.83	75.2

Con lo cual la CNH determinó que mantiene una zona de drene 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.

XIX. Evaluación técnica de la DGEEH

Respecto a la información presentada por el contratista se observó una sola tendencia en el comportamiento de presión de los pozos Zama-ISON, Zama 2DEL y Zama 3DEL, por lo que se asume un contacto de agua-aceite a los 3,382 TVD, sin embargo existe otra tendencia de presión del pozo Zama 2DEL y un contacto agua-aceite distinto a los otros pozos (Figura 14), por lo que el contratista manifestó una discontinuidad en el acuífero asociado a las heterogeneidades del campo, dichos datos fueron considerados como validos por la CNH, por lo tanto esta DGEEH acepta que las presiones observadas en los 4 pozos del campo Zama, demuestran una conexión a la largo de yacimiento a pesar de que la continuidad lateral del yacimiento puede verse afectado por los cambios de facies provocando altos contrastes en las propiedades del medio poroso.

Con la información sísmica reprocesada por el contratista logró una mayor resolución sísmica con lo que se puede ver mayor detalle de la estructura asociada al campo Zama. En las secciones sísmicas presentadas por el contratista se observa una continuidad de los reflectores identificados para la cima y base del yacimiento, terminándose contra falla al este y al oeste con un diapiro salino (Figura 15).

Adicionalmente en la sección sísmica A-A' se puede observar un rasgo sísmico muy marcado atribuido al contacto agua aceite donde los echados de los reflectores tienden hacia la horizontal, a lo largo de los reflectores del yacimiento no se observa una discontinuidad asociada a fallas geológicas, sin embargo, si se observan rasgos estratigráficos que pudieran marcar un cambio de facies a través del yacimiento, lo que ya se había mencionado anteriormente tanto por el contratista como por la CNH.

Para el caso de las pruebas DST y el radio de investigación, con los elementos presentados se confirma por parte de la CNH y contratista que el posible yacimiento compartido mantiene una conectividad hidráulica en el intervalo de la prueba DST 2 (Zona 3 de 3,129.4 a 3,166 mvbnmm) debido a que el radio de investigación observado en la prueba 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, [REDACTED]

[REDACTED] En la Figura 11 se muestra la proyección del radio de investigación según el dictamen técnico de la CNH.

En la Figura 11 se aprecia el intervalo correspondiente a la prueba DST 2 y el alcance del radio de investigación entre 506 y 716 m, mismos que exceden el límite del contrato CNH-R01-L01-A7/2015. Así mismo se observa la proyección en superficie de dicho radio, con lo cual se determinó la necesidad de proceder y continuar con el procedimiento de Unificación de Yacimientos Compartidos.

Conforme a lo previsto en los artículos 2, fracción V, y 20 de los lineamientos, esta Secretaría solicitó a la CNH una propuesta de área unificada, presentada como un polígono definido por una malla de 30' x 30', así como la correspondiente justificación técnica, basada en los datos presentados en el aviso sobre el Descubrimiento de un Yacimiento Compartido.

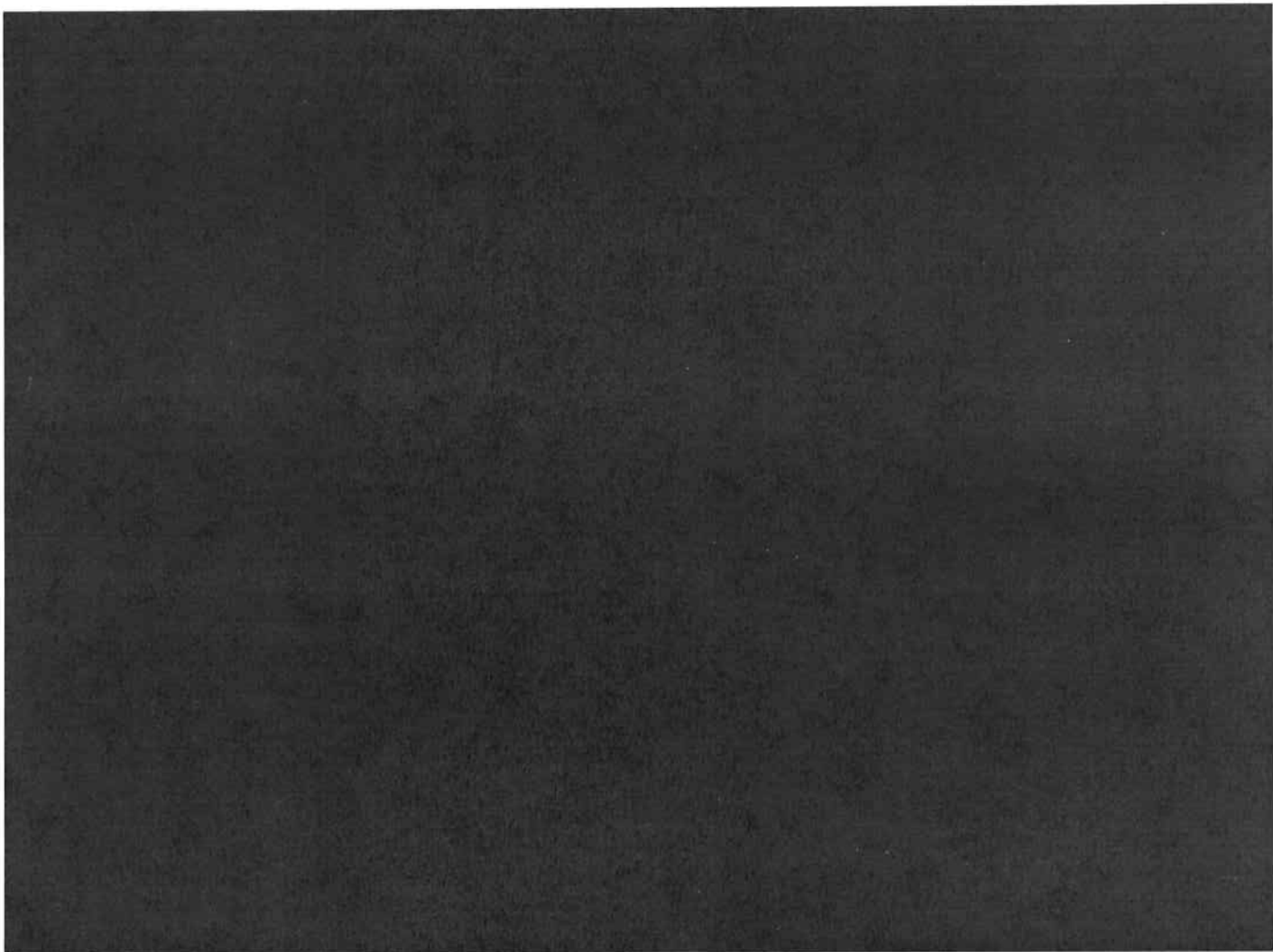
En este sentido la CNH remitió su propuesta de polígono para el área unificada (Figura 16), tomando en cuenta la configuración estructural interpretada por los interesados. Respecto a lo anterior la DGEH observa viable la propuesta de la CNH en conjunto a la justificación técnica presentada.



SENER
SECRETARÍA DE ENERGÍA



2020
LEONA VICARIO
REVENIMOS - MADRE DE LA PATRIA



[Handwritten signature]