



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

OPINIÓN TÉCNICA

AR-0522-CAMPO MOLOACÁN

MODIFICACIÓN DEL TÍTULO DE LA ASIGNACIÓN



@CNH_MX



Comisión Nacional
de Hidrocarburos



Comisión Nacional
de Hidrocarburos



@cnh.mx

A handwritten signature in blue ink, appearing to be 'A. J. ...', located in the bottom right corner of the page.

| | |
|---|------------|
| I. OBJETO DE LA OPINIÓN TÉCNICA..... | 1 |
| II. MODIFICACIONES PROPUESTAS POR LA SECRETARÍA..... | 1 |
| I. RESUMEN DE LA ASIGNACIÓN..... | 2 |
| A) UBICACIÓN | 2 |
| B) INFORMACIÓN GENERAL DEL CAMPO | 4 |
| C) HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO MOLOACÁN..... | 6 |
| i. <i>Inyección de agua</i> | 6 |
| ii. <i>Inyección de vapor</i> | 7 |
| D) ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS Y LAS INSTALACIONES DEL CAMPO | 8 |
| E) RESERVAS DOCUMENTADAS | 9 |
| IV. ANÁLISIS DE LA SOLICITUD PRESENTADA POR LA SENER | 9 |
| 1. ESTUDIO RELATIVO AL PROCESO PARA EL OTORGAMIENTO DE UNA ASIGNACIÓN..... | 9 |
| 2. PROCESO DE OTORGAMIENTO DE LA ASIGNACIÓN AR-0522-CAMPO MOLOACÁN..... | 10 |
| 3. JUSTIFICACIÓN REFERENTE A LA EMISIÓN DE UN NUEVO TÍTULO DE ASIGNACIÓN | 16 |
| 4. VALORACIÓN TÉCNICA DE LAS ESTRATEGIAS PROPUESTAS POR EL ASIGNATARIO | 16 |
| i. <i>Escenarios definidos por PEMEX</i> | 17 |
| ii. <i>Estudio de la Comisión</i> | 19 |
| V. CONCLUSIÓN..... | 24 |
| REFERENCIAS..... | 27 |
| ANEXO 1. HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN E INVERSO DEL GASTO POR POZO | 29 |
| ANEXO 2. ACTA DE ENTREGA-RECEPCIÓN DEL ÁREA CONTRACTUAL 14, MOLOACÁN, RELATIVA AL CONTRATO PARA LA EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS NÚMERO CNH-R01-L03-A14/2015 | 119 |

I. Objeto de la Opinión Técnica

Con base en los cambios constitucionales y legales en materia energética, derivados del Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos en materia energética, en el año 2016, el campo Moloacán fue licitado y otorgado a la empresa Canamex Dutch B. V., en consorcio con Perfolat de México S. A. de C. V. y American Oil Tools S. de R. L. de C. V., para su explotación. Sin embargo, el 13 de marzo de 2018, la Secretaría de Energía (en adelante Secretaría o SENER) determinó el inicio y sustanciación del procedimiento de terminación anticipada del Contrato de Licencia para la extracción de hidrocarburos número CNH-R01-L03-A14/15. Lo anterior, con motivo de la renuncia del contratista Canamex Energy Holdings S.A.P.I. de C.V. a la totalidad del área contractual.

Posteriormente, el 9 de abril de 2018, mediante oficio 521.DGEEH.219/18, la Secretaría notificó a PEMEX Exploración y Producción (en adelante PEMEX, PEP u Asignatario) el inicio del procedimiento de otorgamiento de una Asignación de Resguardo.

Derivado de lo anterior, el 18 de mayo de 2018, la SENER otorgó a Petróleos Mexicanos el Título de Asignación AR-0522-Campo Moloacán, la cual tiene como objeto la realización de actividades de resguardo del Área de Asignación que se especifica en el Anexo 1 del título, así como de los materiales y pozos que se localizan en dicha área.

Con el propósito de obtener ingresos para el Estado que contribuyan al desarrollo de la Nación, la Secretaría solicitó a esta Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante Comisión o CNH), a través de los Oficios 521.DCEEH.535/19 y 521.DCEEH.537/19, entregados el 24 de septiembre de 2019; que emita opinión técnica respecto a la modificación del Título de la Asignación en comento.

II. Modificaciones propuestas por la Secretaría

En el ejercicio de las atribuciones conferidas por el artículo 33, fracciones I, II y V de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, la Secretaría solicitó a esta Comisión una opinión técnica respecto a la modificación del Título de Asignación en:

- sus Términos y Condiciones Primero al Vigésimo Primero.

- las recomendaciones que, en su caso y de estimarlo pertinente, deberán ser integradas en el Anexo 3 del Título de Asignación resultante de la modificación de mérito.

I. Resumen de la Asignación

El campo Moloacán se ubica en el estado de Veracruz y abarca una superficie de 46.32 km², que se comparte entre los municipios de Moloacán e Ixhuatlán del Sureste.

La **Tabla 1** muestra los datos generales para este campo.

Tabla 1. Datos Generales Asignación AR-0522-Campo Moloacán (Fuente: PEMEX 2019, Título de la Asignación y CNIH).

| Datos generales | Descripción |
|---|---|
| Nombre | AR-0522-Campo Moloacán |
| Estado (1) y municipios (2) | (1) Veracruz y (2) Moloacán e Ixhuatlán del Sureste |
| Área de Asignación | 46.32 |
| Fecha de emisión del título de Asignación modificado | 18 de mayo de 2018 |
| Tipo de Asignación | Resguardo |
| Profundidad | Todas las formaciones geológicas |
| Yacimientos y/o Campos | Encanto |
| Colindancias | A-0195-M-Campo Los Soldados (al este) A-0284-M-Campo Rabasa (al noreste) |

a) Ubicación

Las coordenadas del polígono de la Asignación se presentan en la **Tabla 2**, mientras que la **Figura 1** muestra la ubicación del campo en la República Mexicana.

Tabla 2. Coordenadas de los vértices de la Asignación AR-0522-Campo Moloacán* (Fuente: Título de la Asignación).

| Vértice | Longitud oeste | Latitud norte | Vértice | Longitud oeste | Latitud norte |
|---------|----------------|---------------|---------|----------------|---------------|
| 1 | 94° 21' 30" | 17° 57' 00" | 15 | 94° 22' 00" | 18° 01' 00" |
| 2 | 94° 23' 30" | 17° 57' 00" | 16 | 94° 21' 30" | 18° 01' 00" |
| 3 | 94° 23' 30" | 17° 57' 30" | 17 | 94° 21' 30" | 18° 01' 30" |
| 4 | 94° 24' 30" | 17° 57' 30" | 18 | 94° 20' 30" | 18° 01' 30" |
| 5 | 94° 24' 30" | 17° 58' 00" | 19 | 94° 20' 30" | 18° 02' 30" |
| 6 | 94° 24' 00" | 17° 58' 00" | 20 | 94° 19' 00" | 18° 02' 30" |
| 7 | 94° 24' 00" | 17° 58' 30" | 21 | 94° 19' 00" | 18° 00' 30" |
| 8 | 94° 23' 30" | 17° 58' 30" | 22 | 94° 19' 30" | 18° 00' 30" |
| 9 | 94° 23' 30" | 17° 59' 30" | 23 | 94° 19' 30" | 18° 00' 00" |
| 10 | 94° 23' 00" | 17° 59' 30" | 24 | 94° 20' 00" | 18° 00' 00" |
| 11 | 94° 23' 00" | 18° 00' 00" | 25 | 94° 20' 00" | 17° 59' 00" |
| 12 | 94° 22' 30" | 18° 00' 00" | 26 | 94° 20' 30" | 17° 59' 00" |
| 13 | 94° 22' 30" | 18° 00' 30" | 27 | 94° 20' 30" | 17° 58' 30" |
| 14 | 94° 22' 00" | 18° 00' 30" | 28 | 94° 21' 30" | 17° 58' 30" |

*Se aclara que la apertura y cierre del polígono de esta Asignación es en el **vértice 1**.

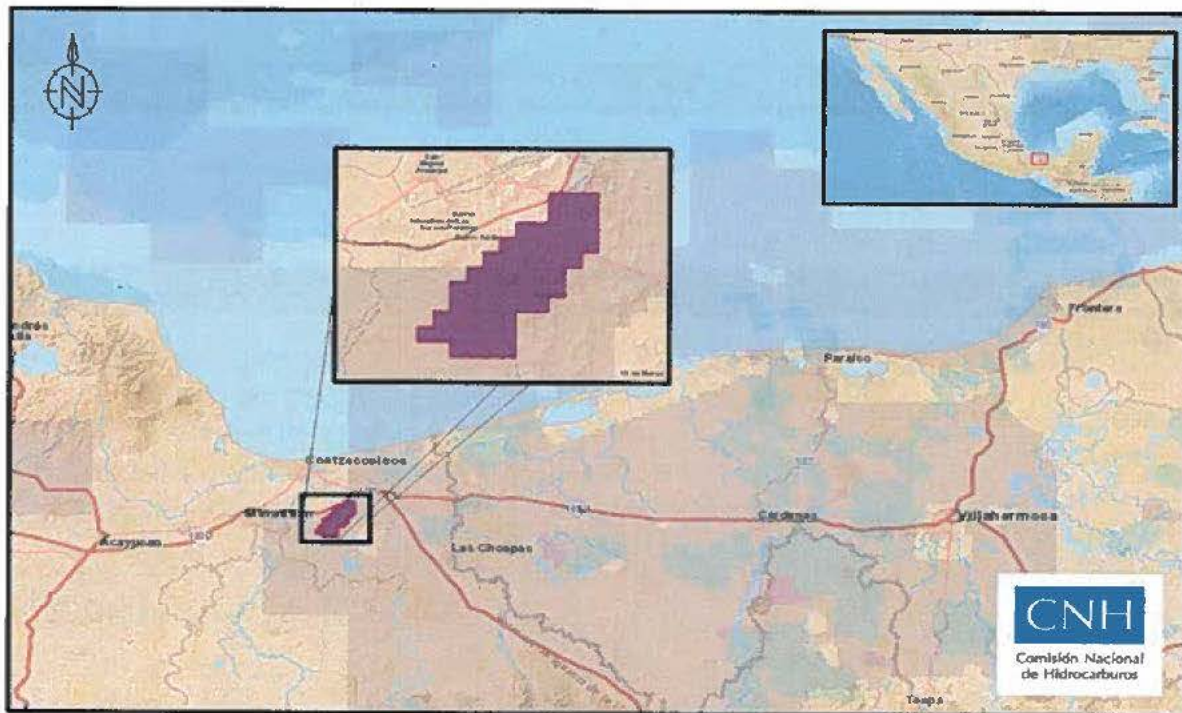


Figura 1. Ubicación de la Asignación AR-0522-Campo Moloacán (Fuente: CNH).

[Handwritten signature]

b) Información General del Campo

El campo Moloacán se compone de depósitos clásticos de edad Mioceno Inferior al Reciente, mismos que suprayacen cuerpos o intrusiones Salinas de edad Jurásico Medio. Las rocas generadoras son calizas arcillosas y lodolitas calcáreas del Jurásico Superior, Tithoniano. El sello, por su parte, se conforma por arcillosas intraformacionales del Terciario de entre 4m y 5m de espesor; y la trampa es un anticlinal de orientación SW-NE, afectado por fallamiento normal.

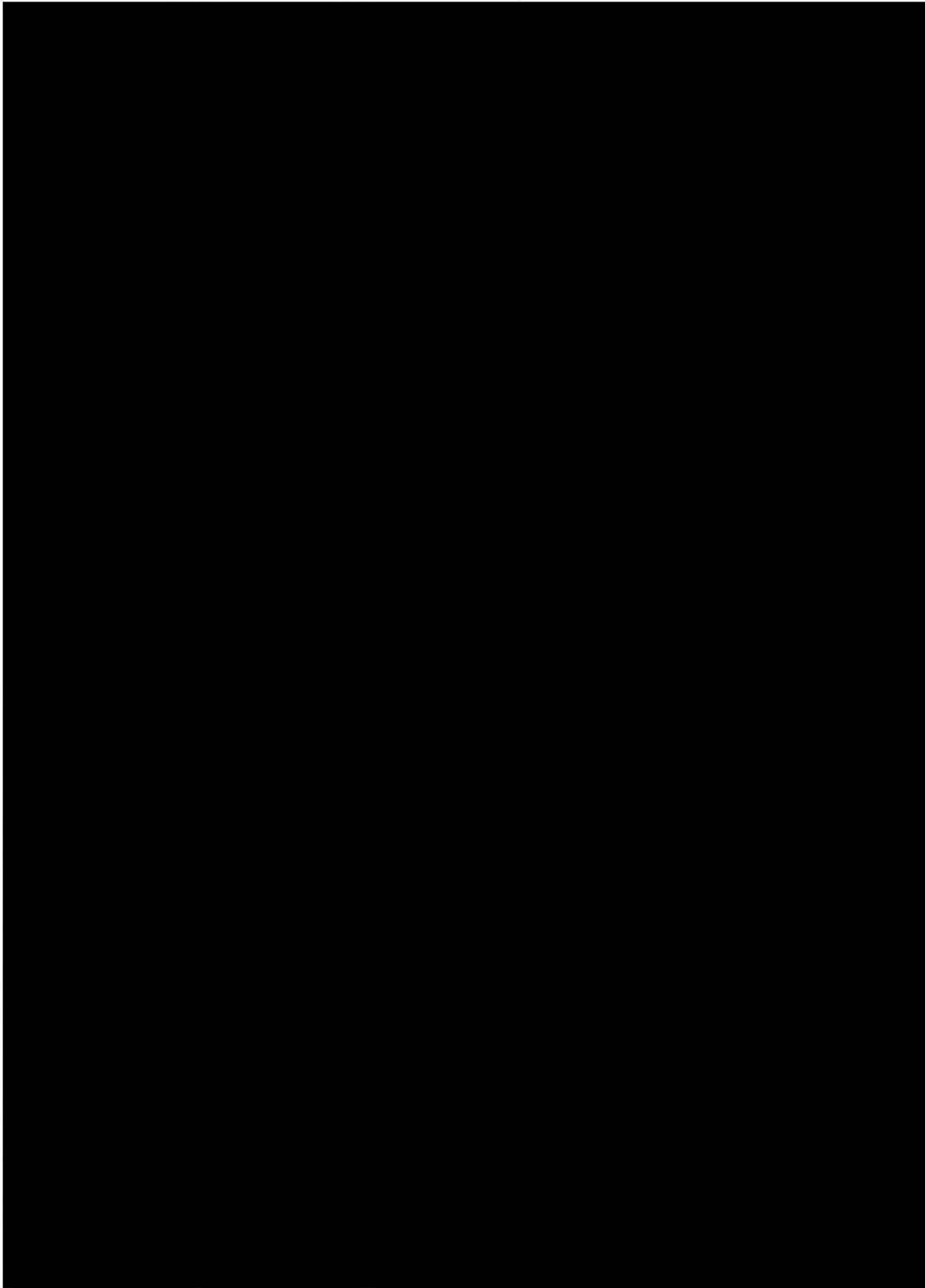
La **Tabla 3** muestra las características generales para este campo, según reporta PEMEX (2014 y 2019), y la **Figura 2** un plano de este.

Tabla 3. Características del campo Moloacán (Fuente: Información precisada por PEMEX, 2014 y 2019¹).

| Concepto | Descripción |
|---------------------------------------|---|
| Pozo descubridor | Moloacán-2 |
| Fecha de descubrimiento | Agosto de 1948 |
| Formación productora | Encanto |
| Tipo de hidrocarburo | Aceite (20°API) y gas asociado |
| Profundidad promedio (m) | 500 |
| Características generales | Yacimiento 1, formación Encanto |
| Área (km ²) | 46.32 |
| Año de descubrimiento | 1948 |
| Fecha de inicio de explotación | Agosto de 1948 |
| Pozos | Descripción |
| Número de pozos perforados | 376 |
| Sistemas artificiales de producción | Inicialmente se utilizó Bombeo Neumático y posteriormente se masificó el uso de Bombeo Mecánico |
| Últimos gastos (actualmente cerrados) | 0.448 MBD y 0.285 MMPCD (2016), con un corte de agua del 46% |
| Gastos máximos | q _c : 5.24 MBD (1977), q _g : 4.85 MMPCD (1975) |

¹ <https://produccion.hidrocarburos.gob.mx/>, consultado el 11 de julio de 2019.

Tabla 3. Características del campo Moloacán (Fuente: Información precisada por PEMEX, 2014 y 2019¹).



[Handwritten signature]
[Handwritten initials]

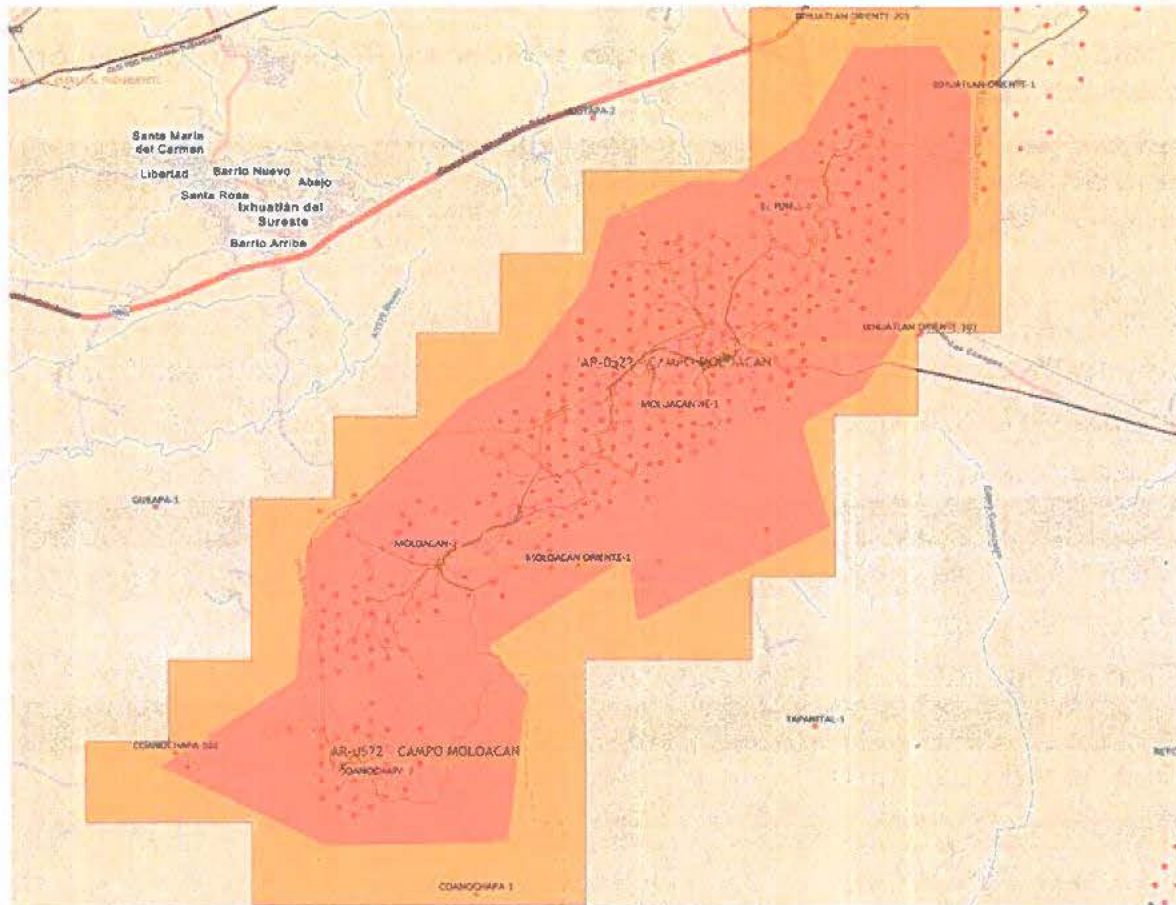


Figura 2. Mapa del Campo Moloacán. (Fuente: CNH).

c) Historia de Producción del Campo Moloacán

La historia de producción actual se presenta en la **Figura 3**; en ella se observan las diferentes etapas que tuvieron lugar en el campo. Además de la implementación de una estrategia de desarrollo basada en pozos de relleno y el uso de sistemas artificiales de producción, primero de tipo Bombeo Neumático y posteriormente, Bombeo Mecánico, se resaltan los siguientes dos períodos.

i. Inyección de agua

En enero de 1991, inició el proceso de recuperación secundaria mediante la inyección de agua, en las arenas A1 y A2 del área central, escogiéndose como pozos inyectoros los que se encontraban estructuralmente más bajos o bien los más cercanos al contacto agua-aceite.

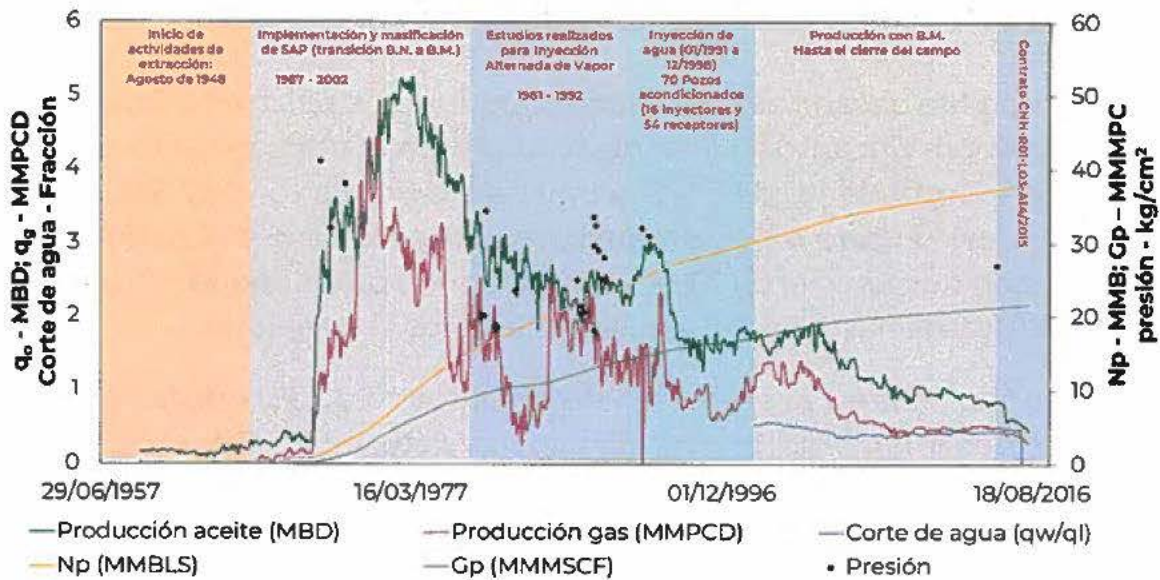


Figura 3. Histórico de producción del Campo Moloacán (CNH con datos de PEMEX y <https://produccion.hidrocarburos.gob.mx/>: al 11 de julio de 2019).

El suministro de agua provenía de la planta de inyección en las instalaciones del campo Cuichapa con capacidad de bombeo de 34 MBD a 140 Kg/cm² de presión. El transporte se hacía a través de un acueducto de 7 pg y tres cabezales de inyección ubicados en las peras de los pozos 643, 310 y 384 distribuyendo el agua por líneas a los pozos inyectores.

El volumen de inyección planeado fue de 25.225 MMB de agua, sin embargo, únicamente se inyectaron 16.728 MMB de agua, lo que significa que se inyectó el 66.31% del volumen necesario para el barrido, quedando un 33.69% para alcanzar el flujo fraccional estimado de 95%.

Es importante notar que durante la inyección de agua se documentó la existencia de diversos brotes superficiales de agua de inyección y aceite en la Zona Central.

ii. Inyección de vapor

En el período señalado entre 1981 a 1992, con el fin de acelerar la explotación del campo, el Asignatario desarrollo dos pruebas piloto para evaluar la inyección alternada de vapor (IAV). La principal conclusión de este estudio es que los resultados obtenidos no fueron favorables, no por causas relativas al método, sino por la cementación de los pozos.

d) Estado actual de los pozos y las instalaciones del campo

En el campo Moloacán, los pozos fueron perforados para ser productores de la formación "Encanto," iniciando con un tubo conductor de 10 3/4", una tubería de revestimiento de 6 5/8" y un aparejo productor de 2 3/8", como se observa en la **Figura 4**. Cabe mencionar que en la zona de Coanochapa, los pozos con numeración, 800, 900 y 1000 tienen profundidades mayores, en algunos casos hasta de 1500 m, aunque estos son minoría.

El Asignatario refiere a la existencia de un universo de 391 pozos, ninguno de los cuales mantiene producción en la actualidad. De ellos, el 7% mantiene posibilidades reconocidas, el 41% se reconocen como temporalmente sin posibilidades, 16% se encuentran programados para su taponamiento y 36% se encuentran taponados.

Respecto a la infraestructura superficial del Campo Moloacán, PEP indica que esta ha carecido de un mantenimiento casi total. Aunado a esto, se indica que se han vandalizado ductos, baterías, líneas de transporte, entre otros, siendo especialmente dañadas las baterías de separación del campo. No obstante, se señala la existencia de equipo suficiente como para reactivar la producción en las Zonas Central y Coanochapa.

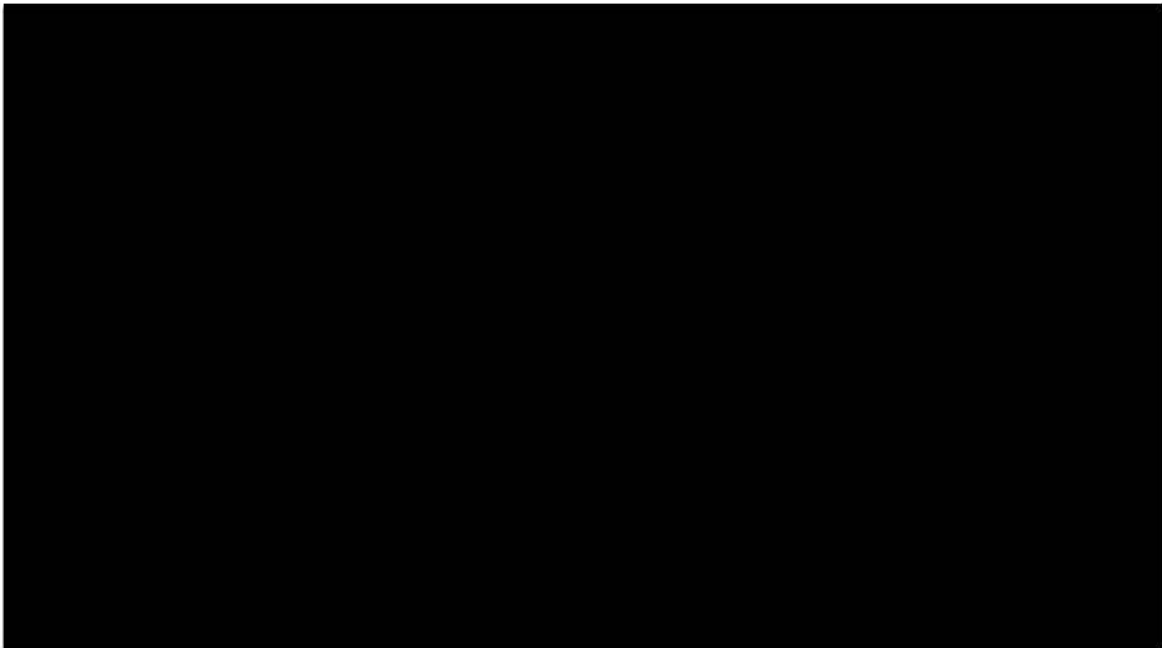


Figura 4. Pozo tipo del Campo Moloacán (con datos de PEMEX).



e) Reservas documentadas

La evolución histórica de las reservas del Campo Moloacán puede observarse en la **Figura 5.** 

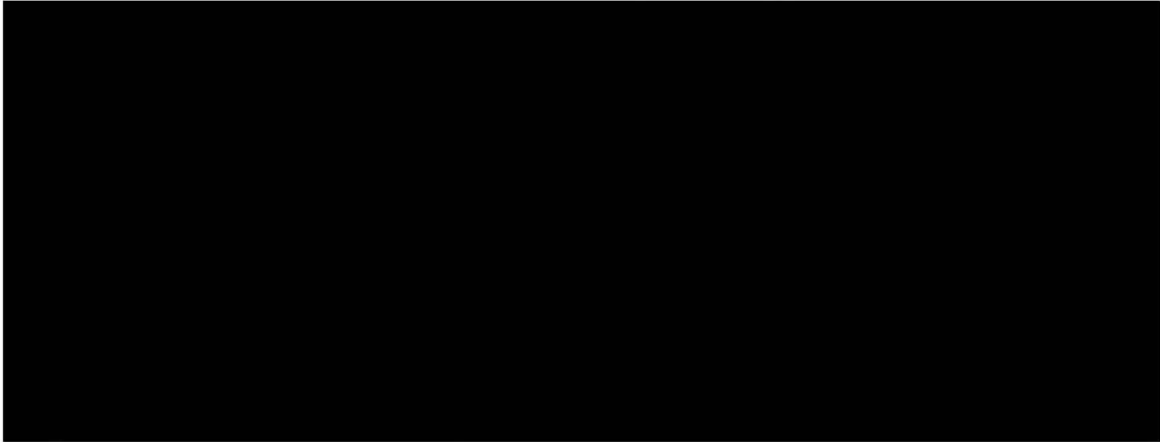


Figura 5. Pozo tipo del Campo Moloacán (CNH).

IV. Análisis de la Solicitud presentada por la SENER

Los cambios propuestos a los Términos y Condiciones de la Asignación AR-0522-Campo Moloacán (destacadamente Objeto y Vigencia) implican una modificación sustancial al objeto del título, cuyo otorgamiento se basó en la acreditación de capacidades exclusivamente asociadas al Resguardo del área e instalaciones.

En consecuencia, en opinión de esta Comisión, la figura jurídica idónea para otorgar derechos de extracción respecto del Campo Moloacán es el otorgamiento de un nuevo título de Asignación, y no la modificación de éste, de conformidad con las siguientes consideraciones:

1. Estudio relativo al proceso para el otorgamiento de una Asignación.

Con fundamento en los artículos 6 de la Ley de Hidrocarburos (LH); 8, 9, 10 y 12 del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos (Reglamento) el Ejecutivo Federal por conducto de la Secretaría, podrá otorgar y modificar a Pemex, de manera excepcional, Asignaciones para realizar la Exploración y Extracción de Hidrocarburos.



"Artículo 6.- El Ejecutivo Federal, por conducto de la Secretaría de Energía, podrá otorgar y modificar a Petróleos Mexicanos o a cualquier otra empresa productiva del Estado, **de manera excepcional**, Asignaciones para realizar la Exploración y Extracción de Hidrocarburos.

Para el otorgamiento de una Asignación, la Secretaría de Energía **deberá motivar que se trata del mecanismo más adecuado para el interés del Estado en términos de producción y garantía de abasto de Hidrocarburos y que el posible Asignatario tiene la capacidad técnica, financiera y de ejecución para extraer los Hidrocarburos de forma eficiente y competitiva.**

Previo al otorgamiento de las Asignaciones, la Secretaría de Energía **deberá contar con opinión favorable de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, la cual será emitida a través de un dictamen técnico.**

(...)

Los términos y condiciones podrán ser modificados por la Secretaría de Energía, previa opinión de la Comisión Nacional de Hidrocarburos."

(Énfasis añadido)

De lo anterior se desprende lo siguiente:

- a) Las Asignaciones se **otorgan de forma excepcional** para realizar la Exploración y Extracción de Hidrocarburos;
- b) Para otorgar una Asignación, la Secretaría **debe** motivar que se trata del mecanismo más adecuado en términos de producción y garantía de abasto;
- c) Que el Asignatario deberá contar con la capacidad técnica, financiera y de ejecución para extraer Hidrocarburos de forma eficiente y competitiva, y
- d) Que sea con la opinión favorable de la Comisión a través de un dictamen técnico.

2. Proceso de otorgamiento de la Asignación AR-0522-Campo Moloacán.

El proceso de otorgamiento de la Asignación se llevó a cabo con la finalidad de analizar la existencia del supuesto de excepcionalidad orientado al Resguardo de la Asignación, para lo cual, el 11 de abril de 2018, mediante el oficio 521.DGEEH.227/18, la Secretaría indicó lo siguiente:



- a) Solicitó opinión de la Comisión respecto al otorgamiento de la Asignación AR-0522-Campo Moloacán **para el resguardo del área objeto del Contrato CNH-R01-L03-A14/15**; aunado a lo anterior, solicitó un informe del estado del inventario de activos en el área, es decir la infraestructura que resguardaría PEP;
- b) Respecto al supuesto de excepcionalidad, la Secretaría fundamentó su solicitud en el artículo 9, fracción V, del Reglamento de la LH que a la letra refiere:

“Artículo 9.- Los supuestos que tendrán el carácter de excepcionales a que se refiere el primer párrafo del artículo 6 de la Ley, para que la Secretaría pueda otorgar una Asignación sobre áreas en las que no se encuentren vigentes Contratos para la Exploración y Extracción serán los siguientes:

(...)

*V. Cualquier otro caso en el que la Secretaría determine que la Asignación es el mecanismo más adecuado para el interés del Estado **en términos de producción y garantía de abasto de Hidrocarburos** y considerando el retorno económico y social de la Asignación.*

*Cuando la Secretaría determine otorgar una Asignación por alguno de los supuestos a que se refiere este artículo, deberá motivar que se trata del mecanismo más adecuado para el interés del Estado **en términos de producción y garantía de abasto de Hidrocarburos y que el Asignatario tiene la capacidad técnica, financiera y de ejecución** para extraer los Hidrocarburos de forma eficiente y competitiva.”*

[Énfasis añadido]

En observancia del referido artículo 9 del Reglamento de la LH, la SENER motivó su solicitud conforme a lo siguiente:

*“...con relación al proceso de terminación anticipada del Contrato, **se requiere el resguardo del área y de la infraestructura** con la que cuenta, hasta que el Estado Mexicano asigne el área correspondiente en una licitación,*

como se estableció en la vigencia de las Asignaciones tipo "AR" otorgadas en Ronda Cero.

Con el resguardo del área se garantizará que ésta y sus instalaciones se encuentren en el buen estado al momento de la adjudicación correspondiente, permitiendo al nuevo contratista el desarrollo de las actividades de exploración y extracción que garanticen la producción y el abasto de los hidrocarburos."

[Énfasis añadido]

De lo antes expuesto, se observa que el supuesto de excepcionalidad referido en el artículo 6 de la LH y 9 de su Reglamento, fue motivado por la SENER, únicamente para el **Resguardo** de la Asignación, destacando que la garantía de producción y abasto de hidrocarburos fue considerada por la SENER como un acto futuro que se podría llevar a cabo por el nuevo contratista mediante la licitación del área.

Asimismo, SENER señaló que PEP contaba con las capacidades técnicas y de ejecución para el resguardo, debido a que en algún momento operó el campo y llevó a cabo las actividades correspondientes a la Etapa de Transición de Arranque. Respecto de la capacidad financiera, señaló que al tratarse de un mero resguardo que no implica inversiones, contaba con la capacidad para dicho propósito.

En este sentido, se puede concluir que el objeto de la Asignación otorgada es únicamente el Resguardo del área, y que el supuesto de excepcionalidad que se motivó para el otorgamiento de ésta tiene como presupuesto, necesariamente, que el área se destine a actividades de resguardo, para su posterior licitación y adjudicación como un contrato de exploración y extracción de hidrocarburos.

- c) En atención a la solicitud de la Secretaría, mediante oficio 220.0340/2018, el 2 de mayo de 2018 la Comisión notificó la opinión favorable sobre el otorgamiento de la Asignación AR-0522-Campo Moloacán, misma que indica lo siguiente:

- i. La motivación remitida por la SENER, tanto para acreditar el supuesto de excepcionalidad como para acreditar las capacidades técnicas, financieras y de ejecución fueron acotadas únicamente al resguardo de la Asignación;
- ii. Respecto al supuesto de excepcionalidad, señaló:

*"...es técnicamente viable que PEP realice **las actividades de resguardo** permitiendo administrar los yacimientos hasta ahora descubiertos en el área. **Su correcta administración y resguardo de la infraestructura, agregaría un valor importante** en términos de extracción y de expectativas en la incorporación de recursos prospectivos e incorporación de reservas, con el correspondiente retorno económico en beneficio para el Estado, si resultase adjudicado a un licitante en la Licitación CNH-R03-L02/2018."*

[Énfasis añadido]

- iii. En cuanto a las capacidades técnicas, financieras y de ejecución para el resguardo, señaló:

*"En ese orden de ideas, y tomando en consideración lo manifestado por la DGDEXT, esta Comisión **considera viable el otorgamiento de la Asignación AR-0522 -Campo Moloacán a PEP**, en virtud de lo manifestado por la Secretaría el Operador cuenta con capacidades técnicas, financieras y de ejecución **para el resguardo del área y su infraestructura hasta en tanto se adjudique a un nuevo contratista.**"*

[Énfasis añadido]

- d) Conforme a la opinión favorable emitida por la Comisión, el 18 de mayo de 2018 la SENER emitió el título de Asignación AR-0522-Campo Moloacán, del cual se destaca:

- i. Que el Objeto de la Asignación fue establecido únicamente para llevar a cabo actividades de resguardo en el área asignada, y
- ii. Que la vigencia de ésta quedó sujeta a que el Estado Mexicano adjudique el área en una licitación.



De lo anteriormente expuesto se advierte que, durante el proceso de otorgamiento de la Asignación, de manera particular en relación con el supuesto de excepcionalidad y la acreditación de las capacidades técnicas, financieras y de ejecución, se acotó el objeto de la Asignación únicamente al **resguardo** del Área de Asignación, así como los Materiales y Pozos ubicados en la misma.

Es decir, la excepcionalidad que se justificó para el otorgamiento de esta Asignación de Resguardo se orientaba al resguardo del campo Moloacán, y la garantía de abasto de hidrocarburos se sustentó en una futura licitación de dicho campo.

En este sentido, si el área de Asignación deja de tener actividades de resguardo -como se pretende hacer con la modificación de la Asignación, al querer otorgar derechos de extracción de hidrocarburos sobre el área-, el supuesto de excepcionalidad por el que se otorgó el título de asignación, y que supone un requisito indispensable para dicho proceso, ya no sería aplicable, por lo que se vuelve necesario motivar un nuevo supuesto de excepcionalidad que sea acorde con el nuevo objeto que tendría esta Asignación, que sería, precisamente, el ejecutar actividades de extracción de hidrocarburos.

Por lo anterior, se concluye que los cambios propuestos a los Términos y Condiciones (destacadamente Objeto y Vigencia) a la Asignación, implican una modificación sustancial a un título cuyo otorgamiento se basó en la acreditación de capacidades exclusivamente asociadas al Resguardo del área y a sus instalaciones asociadas.

Ahora bien, el otorgamiento de una nueva asignación que permita a PEP llevar a cabo actividades de extracción de hidrocarburos en el área de Moloacán -en este caso, una Asignación de Extracción- supone la terminación de la Asignación de Resguardo que se encuentra vigente en los mismos términos en que ésta fue expedida.

Con respecto a ello, es importante señalar que la Asignación de Resguardo es un acto administrativo emitido por la Secretaría, por lo que resulta aplicable el supuesto establecido en el artículo 11 de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo (en adelante, LFPA), que señala lo siguiente:

"Artículo 11.- El acto administrativo de carácter individual se extingue de pleno derecho, por las siguientes causas:

I. Cumplimiento de su finalidad;

(...)”

Lo anterior resulta procedente, siempre que la SENER determine otorgar **un nuevo Título de Asignación** para que PEP realice actividades de Extracción, tomando en consideración lo siguiente:

- a) El nuevo título de Asignación de Extracción tendría un objeto diverso a la Asignación vigente de Resguardo, consistente en la Extracción de Hidrocarburos;
- b) Al otorgar derechos de Extracción en una nueva Asignación, no es procedente que se continúe con las actividades de Resguardo, ya que el Asignatario será responsable de conducir las Actividades Petroleras en el área asignada; es decir, la SENER habría decidido que el objeto del acto administrativo (la asignación de Resguardo) habría cumplido su finalidad, pues el hecho de que se realicen actividades de Extracción en el campo, necesariamente implica que ya no se llevarán a cabo actividades de Resguardo;
- c) En este sentido, al solicitarse una opinión sobre el otorgamiento de una nueva asignación de Extracción, se considera que se actualizaría el supuesto establecido en el artículo 11, fracción I de la LFPA, ya que el acto administrativo anterior (la Asignación de Resguardo del campo Moloacán) cumpliría con la finalidad para la que fue creado, es decir, el Resguardo del Área de Asignación, y
- d) Finalmente, y tomando en consideración la emisión del nuevo título de Asignación de Extracción, no se actualizaría el supuesto de vigencia que se contempla expresamente en el título actual, el cual fue acotado a que el Estado Mexicano adjudique el área en una licitación.

Sin perjuicio de lo anterior, el Asignatario puede también terminar el Título de Asignación por renuncia, tal como lo prevé el artículo 8 de la Ley de Hidrocarburos, para ello, éste deberá contar con la aprobación de la SENER, y únicamente dar aviso a la Comisión.

Una vez que se haga lo anterior, el Área de Asignación será devuelta al Estado, sin cargo, pago, ni indemnización alguna por parte de éste, y la

SENER podrá determinar su operación en los términos que considere convenientes conforme a la LH; es decir, podrá determinar otorgar una nueva Asignación.

3. Justificación referente a la emisión de un nuevo Título de Asignación

Con base en las consideraciones anteriormente esgrimidas, se considera que la figura jurídica idónea para otorgar derechos de Extracción a PEP en el esquema planteado por SENER es el otorgamiento de un nuevo Título de Asignación, escenario que permitiría a la SENER:

- a) Verificar que las capacidades del Asignatario sean suficientes para llevar a cabo las actividades de Extracción que se pretenden llevar en el Campo Moloacán, y
- b) Acreditar uno de los supuestos de excepcionalidad que se mencionan en el artículo 9 del Reglamento de la LH.

Lo anterior debido a que el objeto jurídico que recae al Título vigente (Resguardo) implica únicamente la **guarda y/o custodia del área, así como de los Materiales y Pozos localizados en la misma**, más no así, actividades encaminadas a la Extracción de Hidrocarburos (Término y Condición QUINTO).

Finalmente, en el supuesto de que la Secretaría considere continuar con el trámite de modificación del Título de Asignación, en términos de lo establecido por los artículos 6 de la Ley de Hidrocarburos y 16 de su Reglamento, se sugiere considerar los argumentos técnicos que se explican en seguida, respecto a las actividades de Extracción que se pretenden llevar a cabo en el Campo Moloacán:

4. Valoración Técnica de las Estrategias Propuestas por el Asignatario

La valoración presentada en esta sección corresponde a los escenarios indicados por PEP en la solicitud de información de realizó SENER, que derivó en el documento denominado "ESTUDIO DE FACTIBILIDAD

TÉCNICA DEL CAMPO MOLOACÁN (ENCANTO),” mismo que fue incluido como un Anexo a la solicitud realizada por SENER a esta Comisión.

i. Escenarios definidos por PEMEX

Para establecer escenarios que permitan indicar un volumen potencial para extracción, PEMEX presenta un estudio a nivel indicativo en el que se evaluó la potencialidad de diferentes estrategias de recuperación en el Campo Moloacán. Se resalta que para este estudio el Asignatario identificó dos zonas de interés, mismas que denomina: “Zona Coanochapa” y “Zona Central,” cada una de ellas con potencial identificado en tres arenas, tal como se ilustra en la **Figura 6.**

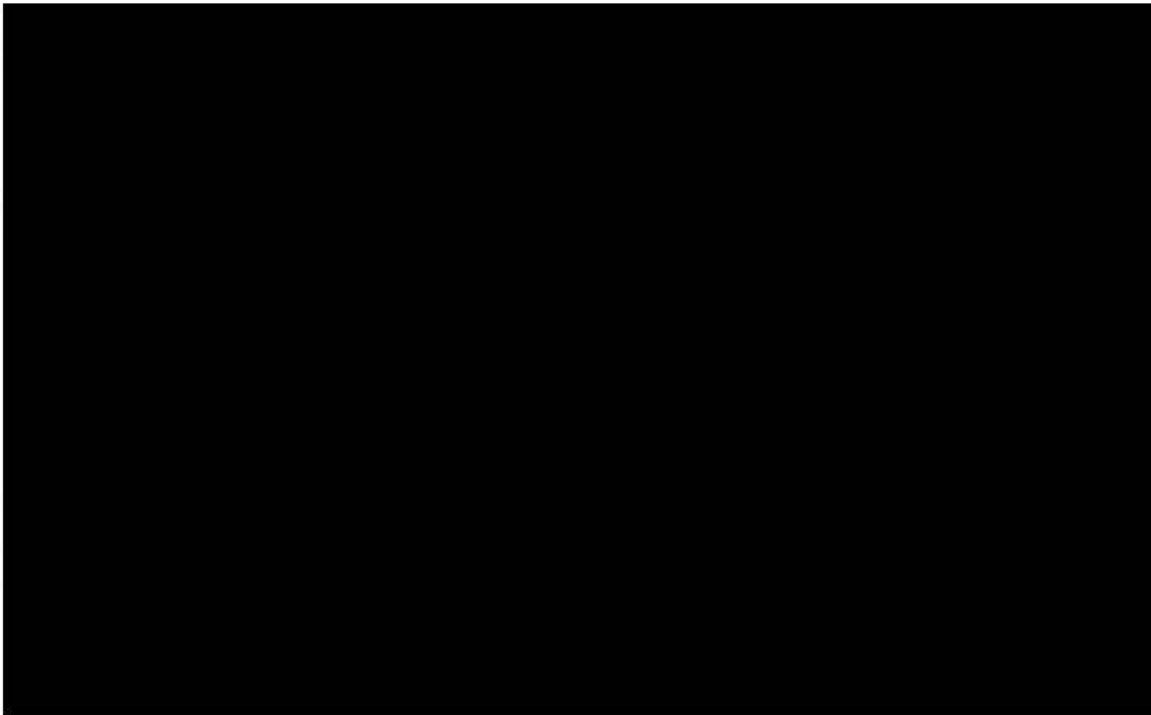


Figura 6. Ubicación 3D de los cuerpos de arena modelados para las zonas de Coanochapa y Central (Fuente: PEMEX, 2019).

Cabe señalar que el Asignatario indica que no posee suficiente información -ya sea por los tipos de mediciones o por el formato en el que las posee- para realizar un modelado adecuado de las secuencias con potencial productor que se encuentran en el campo, e indica que los

volúmenes originales que reporta poseen un alto grado de incertidumbre debido a la calidad y cantidad de información.

Para definir los procesos de extracción a evaluar, PEMEX realizó un estudio comparativo con otros campos que consideró como análogos en México y el mundo. Con base en este identificó la oportunidad de implementar métodos térmicos, químicos y fisicoquímicos, siendo los mejores candidatos para el Asignatario: la inyección de vapor, la combustión in-situ y el hidroprocesamiento in-situ. PEMEX también revisó procesos de inyección continua de agua en campos análogos, encontrando factores de recuperación cercanos a los que posee el Campo Moloacán.

De esta manera, PEMEX definió tres posibles estrategias de extracción en el campo:

- i. Mantenimiento de la producción base mediante el uso de sistemas artificiales de producción de tipo Bombeo Mecánico, [REDACTED]
- ii. Implementación de un proyecto de recuperación secundaria basado en la inyección continua de agua (ICA), [REDACTED]
- iii. Implementación de un proyecto de recuperación mejorada mediante la inyección alterna de vapor (IAV), [REDACTED]

Mismas que consideran las siguientes restricciones:

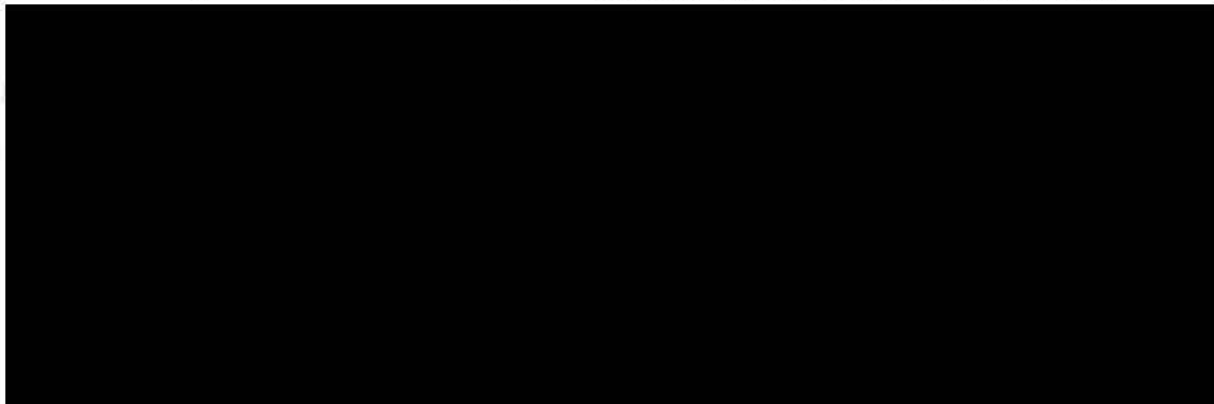
- para el escenario del uso de un Sistema Artificial de Producción, se consideraron 10 pozos, los cuales eran los que contaban con mayor cantidad de información (el uso de bombeo por cavidades progresivas tuvo una menor incidencia sobre el factor de recuperación),
- para el escenario de la implementación de la ICA se consideró la inyección de 2 MBPD con cuatro arreglos de cuatro pozos inyectores y 11 pozos productores en la Zona de Coanochapa,
- para el escenario de la implementación de la IAV se consideraron 40 pozos de inyección en la Zona Central, y
- en todos los casos se considera que las baterías de separación 2 y 3, se convierten a cabezales de recolección periférico y la separación de la producción se concentra en la BS Moloacán 1, para el posterior

bombeo a PD Ágata como alternativa más rentable para el manejo de la producción.

Para evaluar el primer escenario, PEMEX analizó el comportamiento de la declinación del campo, mientras que para los dos restantes utilizó modelos de simulación basados en las propiedades promedio del campo (no se consideró aspectos estructurales ni estratigráficos). Los resultados de los indicadores económicos y los volúmenes asociados se presentan en la **Tabla 4**. El impacto económico de todos los escenarios es favorable al desarrollo de estas estrategias, considerando las restricciones operativas relativas a la masificación y del manejo de la producción.

Cabe señalar que, con base a experiencias previas de PEMEX en este campo, se observa que la posibilidad de acondicionar los pozos como inyectores de vapor dependerá de su capacidad para confinar el vapor en la formación estimulada, para lo cual se requiere el uso de sistemas eficientes de empacamiento, así como mantener una buena adherencia en la cementación, principalmente en la cima de la formación.

Tabla 4. Comparativo de los indicadores económicos y los volúmenes asociados por PEMEX al Campo Moloacán (Fuente: PEMEX, 2019).



ii. Estudio de la Comisión

Como parte del proceso de análisis correspondiente, se estudió el comportamiento de los datos de producción utilizando la metodología del inverso del gasto de aceite y tiempo de balance de materia, por pozo, para todo el campo Moloacán. Asimismo, se analizó esta misma información mediante modelos de curvas de declinación.



El inverso del gasto de aceite ($1/q_o$) fue utilizado en conjunto con el tiempo de balance de materia (t_a) para valorar las condiciones de producción. De esta manera, al analizar el gráfico diagnóstico (log-log), **Figura 7**, se identificó que el flujo en los yacimientos del campo era gobernado por las fronteras (pendiente $n = 1$) y, utilizando el gráfico especializado de la **Figura 8**, se estimó que la recuperación máxima -para las últimas condiciones de operación establecidas-

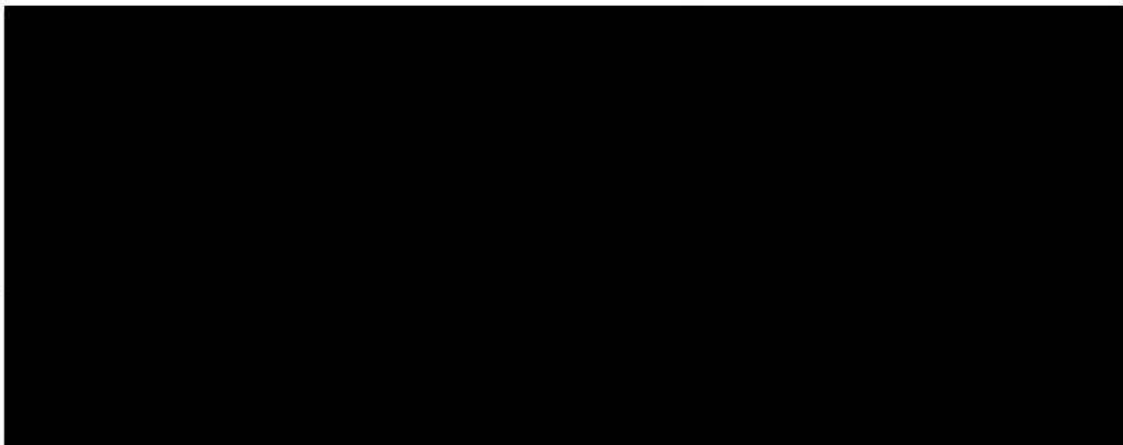


Figura 7. Gráfico diagnóstico del inverso del gasto (a nivel de campo) respecto al tiempo de balance de materia (Fuente: CNH con datos de <https://produccion.hidrocarburos.gob.mx/>: al 11 de julio de 2019).

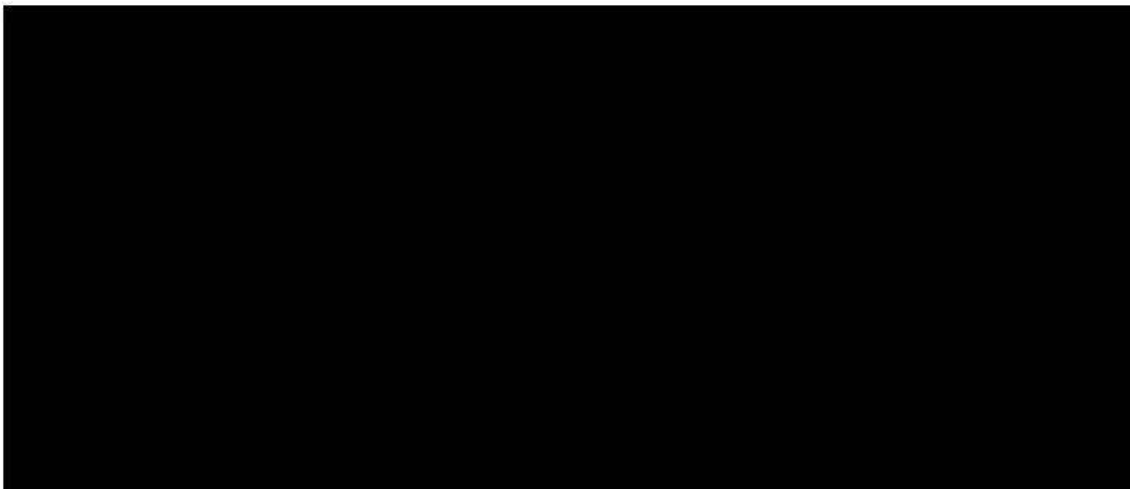


Figura 8. Gráfico especializado del inverso del gasto (a nivel de campo) respecto al tiempo de balance de materia (Fuente: CNH con datos de <https://produccion.hidrocarburos.gob.mx/>: al 11 de julio de 2019).

Es importante señalar que, debido a la incertidumbre existente en la medición de los gastos, la inactividad reciente, y la falta de información dinámica (mediciones de presión), este análisis es principalmente indicativo. Por su parte, considerando que el sistema es producido a condiciones de flujo dominado por las fronteras, los modelos de declinación de Arps son utilizados para corroborar las estimaciones previas, **Figura 9**.

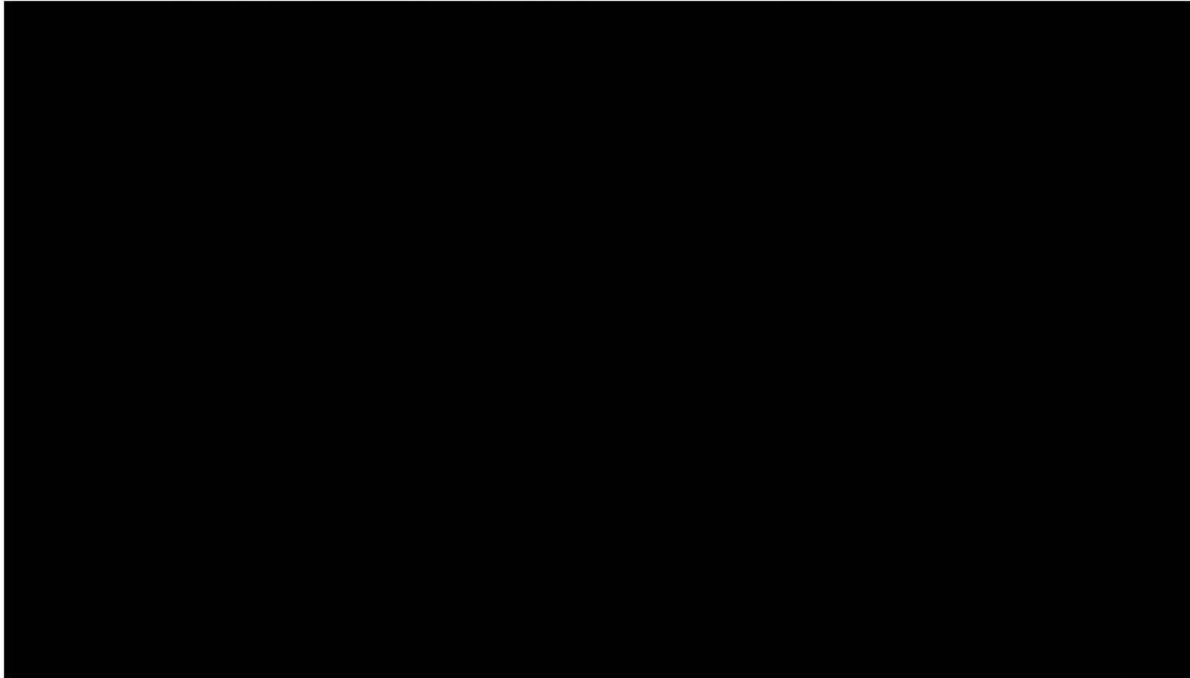
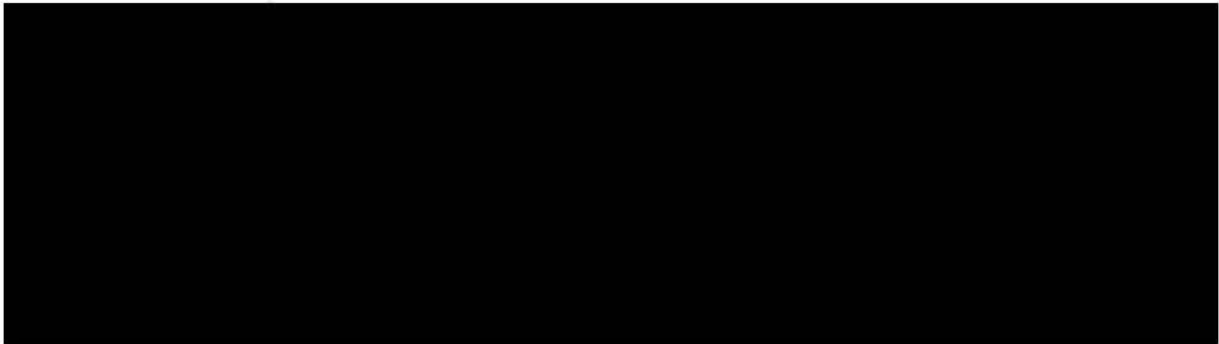


Figura 9. Análisis del comportamiento de la última tendencia de producción del campo Moloacán a las curvas tipo de Arps: declinación exponencial, $b=0$ (Fuente: CNH).

En este caso se observa el ajuste de los datos a un exponente de declinación de 0 (caso exponencial), con los parámetros (gasto inicial, q_i , e índice de declinación, D_i) señalados en la **Tabla 5**, considerando además aquellos para el último período de declinación identificado. El aumento en el índice de declinación presentado se debe al cierre operativo de los pozos que ocurrió durante el cambio de operador entre CANAMEX y PEMEX. El comportamiento en el gráfico semi-log especializado para ambos modelos se muestra en la **Figura 10**.

Tabla 5. Parámetros ajustados del modelo exponencial de Arps para la última tendencia de producción del Campo Moloacán (Fuente: CNH).

A large black rectangular box redacting the content of Table 5.

Para realizar los pronósticos utilizados en esta opinión técnica, se utilizó un modelo exponencial. Los volúmenes recuperables estimados para diferentes condiciones de abandono en el Campo Moloacán se indican en la **Tabla 6**. Cabe señalar que los tiempos presentados se estiman de acuerdo con el ritmo de extracción antes del cierre del Campo en 2016.

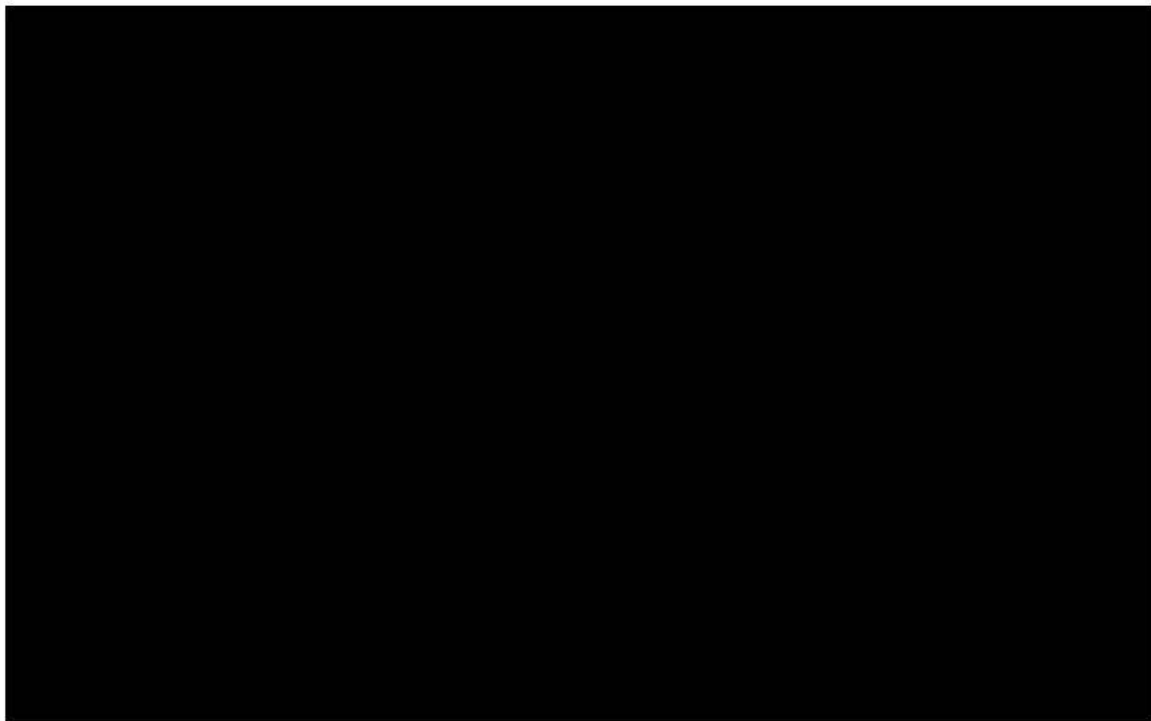
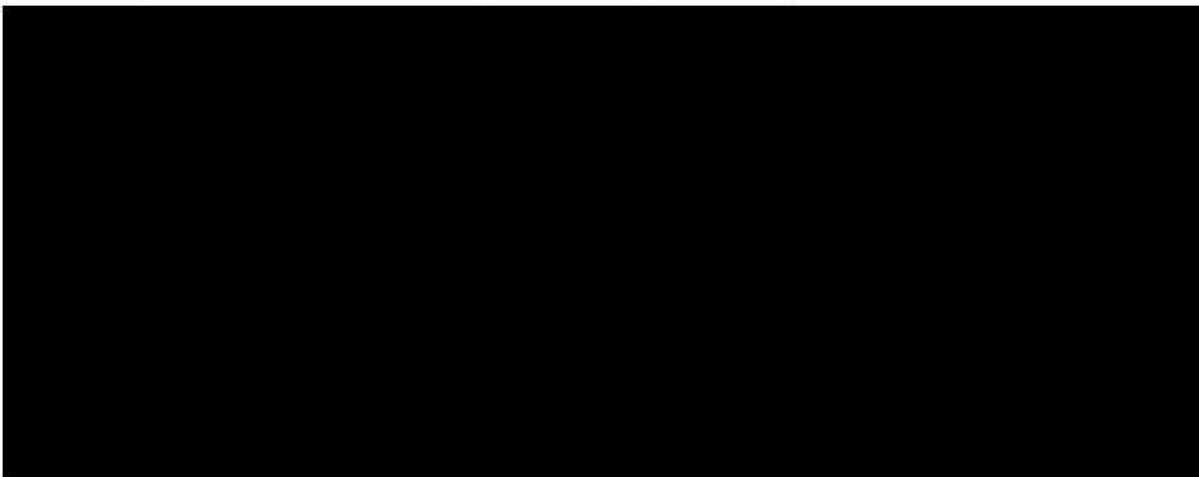



Figura 10. Ajuste del modelo exponencial de Arps considerando el último período de declinación del campo Moloacán, gráfico semi-log (Fuente: CNH).


A handwritten signature in blue ink, consisting of several loops and a long horizontal stroke.

Tabla 6. Estimaciones del volumen final recuperado, para el ritmo de extracción existente antes del cierre de los pozos en el campo Moloacán, para diferentes gastos de abandono (Fuente: CNH).

A large black rectangular redaction box covers the entire content of Table 6.

Es importante notar que los resultados de la Tabla 6 consideran como estrategia el agotamiento de los pozos que se mantenían como productores antes del cierre del campo en 2016. 



Con base en lo anterior, por la falta de información requerida para evaluar los métodos de recuperación considerados por el Asignatario, se hicieron estimaciones utilizando el modelo de declinación exponencial y la modificación de sus parámetros con comportamientos de referencia reportados en la literatura . Cabe señalar que estos resultados se encuentran acotados únicamente a las Zonas de Coanochapa y Central. Los resultados para la máxima recuperación que existiría con un gasto de abandono cero, presentados en la **Tabla 7**, se muestran congruentes con aquellos señalados por el Asignatario.

En todos los casos, las estimaciones realizadas por esta comisión se basan en las premisas que dan soporte a los métodos de declinación de Arps, toda vez que, por la falta de información para caracterizar al sistema y por el alto grado de incertidumbre que manifiesta PEMEX sobre los modelos disponibles, las predicciones presentadas deben ser tomadas con reserva y usarse únicamente de forma referencial.

A handwritten signature in blue ink is located in the bottom right corner of the page.

Tabla 7. Estimaciones del volumen final recuperado, para el ritmo de extracción existente antes del cierre de los pozos en el campo Moloacán, para diferentes gastos de abandono (Fuente: CNH).

Además, derivado de evaluaciones económicas previas (Oficio 250.465/2019), se observa que los indicadores económicos pueden ser muy sensibles a los costos de operación y los tiempos asociados, lo que deberá considerarse para la elaboración del Plan de Desarrollo de esta Asignación.

V. Conclusión

Derivado del análisis técnico correspondiente, se concluye que la figura jurídica idónea para otorgar derechos de extracción respecto del Campo Moloacán es el Otorgamiento de un nuevo título de Asignación, y no la modificación de éste.

"ANEXO 3. RECOMENDACIONES

Recomendaciones para considerar en la Ejecución de las Actividades:

- El plan de desarrollo asociado a la Asignación debe considerar la totalidad de Pozos, Materiales y Equipos indicados en el **"ACTA DE ENTREGA-RECEPCIÓN DEL ÁREA CONTRACTUAL 14, MOLOACÁN, RELATIVA AL CONTRATO PARA LA EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS NÚMERO CNH-R01-L03-A14/2015"** en lo relativo a su existencia y al estado de entrega.

- Realizar una revisión exhaustiva del estado de los materiales en la Asignación, asegurando que estos cuentan con las condiciones de integridad requeridas para su operación.
- En caso de encontrarlo necesario, atender cualquier anomalía detectada en materia de seguridad industrial, a fin de evitar situaciones que pongan en riesgo al personal y las instalaciones.
- Medir los niveles de los fluidos y las presiones de los pozos.
- Realizar un control de calidad que permita normalizar y corregir la información disponible.
- Desarrollar estudios de integrales, considerando toda la información disponible, para identificar áreas de oportunidad para la adquisición de nuevos datos que reduzcan la incertidumbre geológica del campo.
- Reinterpretar los modelos geológico y estático del campo mejorar las definiciones de las facies sedimentarias, identificar los cuerpos productores y con potencial, establecer una distribución de aceite remanente y ubicar oportunidades de desarrollo en zonas con un drenado ineficiente.
- Toma de información con registros geofísicos para reinterpretar atributos en las vecindades de los pozos que permitan identificar volúmenes potenciales detrás de las tuberías de revestimiento.
- Caracterizar dinámicamente los diferentes cuerpos productores, definir sus mecanismos de producción, propiedades de flujo e inyektividad, así como la continuidad lateral en el campo.
- Separar los yacimientos del campo para mejorar su administración y evaluación, evitando sobre agrupamientos en las unidades de flujo.
- Establecer un estudio PVT representativo para el aceite del campo.
- Definir el comportamiento histórico de la presión estática de los yacimientos, considerando las herramientas de balance de materia pertinentes.

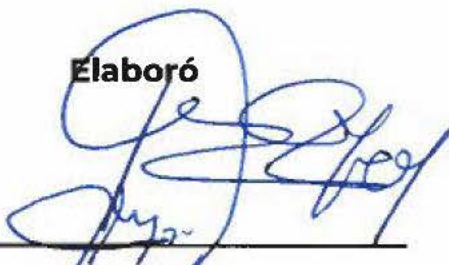
- Evaluar estrategias para maximizar la recuperación y reducir los costos operativos del campo, considerando para ello la participación de entidades educativas en procesos de investigación aplicada que coadyuven a este fin.
- Actualizar los volúmenes y parámetros técnicos relacionados a la certificación de reservas del campo, conforme a los resultados obtenidos durante las evaluaciones técnico-económicas correspondientes.
- La revisión de la literatura, sobre campos con características similares, indica que es pertinente considerar procesos de recuperación adicional dentro de las estrategias de desarrollo de este campo, encontrándose que los procesos de recuperación secundaria (a través de la inyección de agua o gas) en combinación con estrategias continuas de monitoreo y optimización de las condiciones operación pueden resultar de especial interés para el Asignatario.
- En el supuesto de que el Asignatario decida emplear algún método de recuperación adicional, deberá observar y atender los Lineamientos técnicos en materia de recuperación secundaria y mejorada los cuales fueron publicados en el Diario Oficial de la Federación el 22 de noviembre del 2018.

Al respecto, se hace especial énfasis en la importancia de realizar los estudios de laboratorio y simulación correspondientes, así como las pruebas en campo que permitan valorar su eficiencia y masificación.”

Finalmente, se estima conveniente reiterar que el análisis que deriva en el presente documento se realizó con base en la información que solicitó la SENER al Asignatario, y que las estimaciones realizadas fueron hechas para su uso referencial, con motivo de valorar técnicamente la propuesta presentada, sin que estas representen algún volumen que deba ser asociado con las reservas.



Elaboró



Ing. Héctor Erick Gallardo Ferrera
Director de Área
Dirección General de Dictámenes de
Extracción

Revisó



Mtro. Francisco Castellanos Páez
Director General
Dirección General de Dictámenes de
Extracción

Autorizó



Julio César Trejo Martínez
Titular de la Unidad Técnica de Extracción y su Supervisión

Referencias

