



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

## ÓRGANO DE GOBIERNO

### DÉCIMA TERCERA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2018

#### ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 18:10 horas del día 5 de marzo del año 2018, se reunieron en la sala de juntas de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, sita en el piso 7 del edificio ubicado en la avenida Patriotismo 580, Colonia Nonoalco, Delegación Benito Juárez, C.P. 03700, Ciudad de México, los Comisionados Alma América Porres Luna, Néstor Martínez Romero, Sergio Henrivier Pimentel Vargas y Héctor Moreira Rodríguez, así como la Secretaria Ejecutiva Carla Gabriela González Rodríguez, con el objeto de celebrar la Décima Tercera Sesión Extraordinaria de 2018 del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

Lo anterior, en virtud de la convocatoria emitida por la Secretaria Ejecutiva mediante oficio número 220.0176/2018, de fecha 2 de marzo de 2018 y, de conformidad con los artículos 10 y 25, fracción II, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como 18, fracción I, inciso d), del Reglamento Interno de la Comisión. La sesión tuvo el carácter de Pública.

Debido a que en esta ocasión no pudo estar presente el Comisionado Presidente, con fundamento en el artículo 47 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, designó a la Comisionada Alma América Porres Luna, para que presidiera la sesión.

A continuación, la Comisionada Porres preguntó a la Secretaria Ejecutiva, sobre la existencia de quórum, quien tras verificar la asistencia, respondió que había quórum legal para celebrar la sesión.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Habiéndose verificado el quórum, la Comisionada Alma América Porres Luna declaró instalada la sesión y se sometió a consideración del Órgano de Gobierno el Orden del Día, en los siguientes términos:

## Orden del Día

### I.- Aprobación del Orden del Día

### II.- Asuntos para autorización

- II.1 Resolución sobre los resultados de las evaluaciones para la Precalificación de interesados de la Licitación CNH-R03-L01/2017, correspondiente a la Primera Convocatoria de la Ronda 3.
- II.2 Versión final de las Bases de la Licitación CNH-R03-L01/2017, correspondiente a la Primera Convocatoria de la Ronda 3.
- II.3 Opinión técnica sobre la solicitud de migración de las Asignaciones A-0122-M Campo Eltreinta, A-0045-M Campo Bedel, A-0140-M Campo Gasífero y la Asignación Exploratoria AE-0040-2M Tesechoacán-02 a un Contrato para la Exploración y Extracción.

### II.- Asuntos para autorización

#### II.1 Resolución sobre los resultados de las evaluaciones para la Precalificación de interesados de la Licitación CNH-R03-L01/2017, correspondiente a la Primera Convocatoria de la Ronda 3.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia de la Comisionada Porres, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al licenciado Martín Álvarez Magaña, Titular de la Unidad Jurídica.

La presentación y los comentarios sobre el tema, se desarrollaron en los términos que a continuación se transcriben:

"COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Licenciado Magaña.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Muchas gracias Comisionada, Comisionados muy buenas tardes. Con relación a los resultados de precalificación de la licitación CNH-R03-L01/2017, relacionada con 35 áreas contractuales para la exploración y extracción de hidrocarburos bajo un Contrato de Producción Compartida.

Perdón, inicio. Con relación a los resultados de precalificación de la licitación CNH-R03-L01/2017, relativa a 35 áreas contractuales para la exploración y extracción de hidrocarburos en aguas someras bajo un Contrato de Producción Compartida, informo a ustedes los resultados de la misma. De los 32 interesados que se inscribieron a la licitación, 30 iniciaron el proceso de precalificación solicitando ser precalificados como operadores o no operadores. Dicho proceso el Comité Licitatorio lo llevó a cabo del 7 de febrero al 2 de marzo de este año. Durante el periodo de precalificación previsto en las bases, el Comité Licitatorio llevó a cabo la revisión, evaluación y verificación de la información proporcionada por los interesados en precalificar y las capacidades, recordemos un poco las capacidades que tenían que acreditar los operadores o no operadores, en términos generales es la siguiente:

Experiencia y capacidades técnicas y de ejecución tenían que acreditar la experiencia a través de un proyecto de exploración y extracción en aguas someras o profundas o inversiones de capital por 1,000 millones de dólares. De igual forma tenían que acreditar experiencia en temas de seguridad y medio ambiente. El operador tenía que acreditar un capital contable mínimo de 1,000 millones de dólares. El no operador de 250 millones de dólares. Además de la procedencia de los recursos financieros, en términos generales demostrar estructura financiera, procedencia de recursos, manifestar a qué grupo directivo pertenecen, entre otros, y la existencia legal. Dicha evaluación se llevó a cabo con el apoyo de la SENER, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público y la ASEA.

Informo a ustedes que durante la evaluación fue necesario solicitar a los interesados aclarar, llevar a cabo aclaraciones a la documentación e información presentada, mismas que fueron desahogadas en tiempo y forma por todos los interesados. Concluida la revisión, verificación y evaluación de la documentación e información presentada por los interesados, se tiene a los siguientes interesados que pueden continuar



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

con el proceso y podrán precalificar como operadores o no operadores toda vez que cumplen con los requisitos de experiencia, capacidades técnicas, de ejecución, financieras y legales previstas en las bases. La siguiente relación corresponde a los que pueden precalificar como operadores y son:

BP Exploration México, S.A. de C.V., Capricorn Energy Limited, Chevron Energía de México, S. de R.L. de C.V., China Offshore Oil Corporation E&P México, S.A.P.I. de C.V., Deutsche Erdoel México, S. de R.L. de C.V., ECP Hidrocarburos México, S.A. de C.V., Eni México, S. de R.L. de C.V., ExxonMobil Exploración y Producción México, S. de R.L. de C.V., Inpex E&P México, S.A de C.V., Murphy Sur, S. de R.L. de C.V., ONGC Videsh Limited, Ophir México Limited, Pan American Energy LLC, PC Carigali México Operations, S.A. de C.V., Pemex Exploración y Producción, Premier Oil Exploration and Production México, S.A. de C.V., Repsol Exploración México, S.A. de C.V., Sapura Exploration and Production SDN. BHD., Shell Exploración y Extracción de México, S.A. de C.V. y Total E&P México, S.A de C.V. Esta es la relación de solicitudes para precalificar como operadores.

Ahora bien, la siguiente relación es para precalificar como no operadores y tenemos a Citla Energy E&P, S.A.P.I. de C.V., Compañía Española de Petróleos, S.A.U., Controladora de Infraestructura Petrolera México, S.A. de C.V., Galem Energy, S.A.P.I. de C.V., Lukoil Upstream México, S. de R.L. de C.V., Mitsui and Co. LTD, Petrobal, S.A.P.I. de C.V., PTTEP México E&P Limited, S. de R.L. de C.V., Servicios de Extracción Petrolera Lifting de México, S.A. de C.V., Sierra Blanca P&D, S. de R.L. de C.V. Lo anterior se pone a consideración del Órgano de Gobierno para que, de así considerarlo el Comité Licitatorio, emita la constancia de precalificación y sea enviada hoy mismo vía electrónica a los interesados para que continúen con el proceso.

Informo a ustedes que los precalificados como operadores y no operadores deberán del 7 al 13 de marzo próximo solicitar la conformación de licitantes, ya sea licitante individual o licitante agrupado. Y el acto de presentación y apertura de propuestas se tiene previsto para el próximo 27 de marzo. Esta es la relación de licitantes, de interesados en precalificar como operadores y no operadores para la licitación 3.1. Inclusive lo que estamos viendo en la pantalla podemos ver a los interesados en precalificar



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

y del lado izquierdo estamos poniendo en qué licitaciones ya han precalificado y si alguno de ellos también ya suscribió algún contrato.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Tenemos algún nuevo?

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Sí. Tenemos una compañía que había participado haciendo preguntas en otras licitaciones. Si pasamos a la siguiente por favor. Tenemos a Sapura Exploration and Production, es la primera vez que precalifica. Había hecho preguntas en otras licitaciones, pero no había llegado hasta la precalificación. En general todas las demás ya han sido precalificadas o ya tienen contratos con la CNH.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Alguna pregunta Comisionados?

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- No. Bueno, en el tema de no operadores, digo, esta es la lista de operadores y ya se destaca la empresa malaya Sapura que no había participado antes. Pero en los no operadores me parece que sí hay algunas nuevas, ¿no? A ver, ¿Controladora de Infraestructura Petrolera México ya había participado?

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Ya había precalificado en la 1.3.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- En la 1.3 que fueron campos maduros terrestres.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Es correcto.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Y ahorita estamos hablando de la 3.1, que son 35 áreas contractuales de aguas someras.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Correcto.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Y me llamó la atención también Compañía Española de Petróleos. ¿También ya había participado?



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Ya ha precalificado en la 1.1 y 1.2.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Ok. Entonces solo la empresa malaya Sapura que va como operadora no había participado.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- No había participado, no había llegado hasta la precalificación.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Ok, muy bien.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Algún otro comentario Comisionados?

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Me queda duda en la tres.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Nada más.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Perdón. Me queda duda en la tres, la que vemos ahí en la lámina es Controladora de Infraestructura Petrolera de México. Tiene una precalificación como operador, pero aquí estamos hablando de no operadores, ¿verdad? Entonces es diferente.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Es correcto. Aquí estamos hablando precalificó en la 1.3 que era en campos terrestres y eran campos pequeños y precalificó como operador.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Porque si quisiera ser operador, entonces tendría que tener experiencia en aguas someras.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Es correcto.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Que es creo el comentario que hacía el Comisionado Pimentel.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Así es. Si, aquí pusimos/destacamos un poco a los que pretenden precalificar como no operadores u operadores en qué licitaciones ya han participado o han precalificado.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, en resumen tenemos 20 operadores.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- 20 operadores.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- 10 no operadores.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Es correcto.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Y bueno, las fechas que vienen sería del 7 al 13 de marzo sería la solicitud para conformación. Y continuamos con el 27 de marzo para lo que sería el acto de presentación.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- El acto de presentación. Es correcto, es correcto Comisionada.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Verdad? Ese sería un poco el resumen que tendríamos para el día de hoy, ¿verdad?

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Es correcto.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- No sé si algún otro comentario Comisionados. En caso contrario, pido a la Secretaria Ejecutiva dé lectura a la propuesta de acuerdo.”

No habiendo más comentarios, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, adoptó la Resolución y el Acuerdo siguientes:

### **RESOLUCIÓN CNH.E.13.001/18**

Resolución por la que el Órgano de Gobierno resuelve respecto de los interesados precalificados de la licitación CNH-R03-L01/2017 para la adjudicación de contratos de producción compartida para la exploración y extracción de hidrocarburos que comprenden 35 áreas contractuales en aguas someras.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

### ACUERDO CNH.E.13.001/18

Con fundamento en el artículo 22, fracciones I, III y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y en el numeral 9.6 de las Bases de la Licitación CNH-R03-L01/2017, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la resolución relativa a la Precalificación de los interesados de la citada licitación, que a continuación se enlistan:

OPERADORES				
Operador		País de Origen	Precalificado en:	Contratos
1	BP EXPLORATION MEXICO, S.A. DE C.V.	Reino Unido	1.4, 2.4 y Trion: Operador	1.4: Socio-Operador
2	CAPRICORN ENERGY LIMITED	Reino Unido	2.1: Operador – No Operador 2.4: No Operador	2.1: Socio-Operador
3	CHEVRON ENERGÍA DE MÉXICO, S. DE R.L. DE C.V.	EUA	1.1, 1.2, 1.4, Trion, 2.1 y 2.4: Operador	1.4 y 2.4: Operador
4	CHINA OFFSHORE OIL CORPORATION E&P MEXICO, S.A.P.I. DE C.V.	China	1.1, 1.2, 1.4, 2.1, Ayin y 2.4: Operador	1.4: Operador
5	DEUTSCHE ERDOEL MÉXICO, S. DE R.L. DE C.V.	Alemania	1.2, 2.1, CM y Ogarrio: Operador 2.4: No Operador	2.1 y Ogarrio: Operador
6	ECP HIDROCARBUROS MÉXICO, S.A. DE C.V.	Colombia	2.1, 2.2, 2.3 y Ogarrio: Operador 2.4: No Operador	2.1: Socio
7	ENI MÉXICO, S. DE R.L. DE C.V.	Italia	1.1,1.2,1.2,1.4, 2.1 y 2.4: Operador	1.2, 2.1 y 2.4: Operador
8	EXXONMOBIL EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN MÉXICO, S. DE R.L. DE C.V.	EUA	1.1,1.4, Trion y 2.4: Operador	1.4: Socio



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

9	INPEX E&P MÉXICO, S.A. DE C.V.	Japón	1.4, Trion: No Operador 2.1 y 2.4: Operador	1.4 y 2.4: Socio
10	MURPHY SUR, S. DE R.L. DE C.V.	EUA	1.1, 1.4, 2.1, Ayin, 2.4: Operador	1.4: Operador
11	ONGC VIDESH LIMITED	India	1.1, 1.2 y 2.1: Operador 1.4 Y 2.4: No Operador	N/A
12	OPHIR MEXICO LIMITED	Reino Unido	2.1 Operador 1.4 y 2.4: No Operador	1.4 y 2.4: Socio
13	PAN AMERICAN ENERGY LLC	Argentina	1.1, 1.2, 2.1 y Ogarrio: Operador	1.2: Operador
14	PC CARIGALI MEXICO OPERATIONS, S.A. DE C.V.	Malasia	1.2, 1.4, 2.1 y 2.4: Operador 1.1 y Trion: No Operador	1.4, 2.1 y 2.4: Operador 1.4 y 2.4: Socio
15	PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN	México	1.1, 1.4, 2.1 y 2.4: Operador	2.1 y 2.4: Operador 1.4, 2.1 y 2.4: Socio- Operador
16	PREMIER OIL EXPLORATION AND PRODUCTION MEXICO, S.A. DE C.V.	Reino Unido	2.1: Operador 1.1: No Operador	1.1: Socio
17	REPSOL EXPLORACIÓN MÉXICO, S.A. DE C.V.	España	1.4, 2.1 y 2.4: Operador	2.1 y 2.4: Operador
18	SAPURA EXPLORATION AND PRODUCTION SDN. BHD.	Malasia	N/A	
19	SHELL EXPLORACION Y EXTRACCION DE MEXICO, S.A. DE C.V.	Países Bajos	1.2,1.4, Trion, 2.1 y 2.4: Operador	2.1 y 2.4: Operador
20	TOTAL E&P MÉXICO, S.A. DE C.V.	Francia	1.1, 1.4, Trion, 2.1, 2.4: Operador	1.4 Socio y 2.1: Operador



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

OAK

No OPERADORES				
	No Operador	País de Origen	Precalifico en:	Contratos
1	CITLA ENERGY E&P, S.A.P.I. DE C.V.	México	1.3: Operador 2.1 y 2.4: No Operador	2.1: Socio
2	COMPAÑÍA ESPAÑOLA DE PETRÓLEOS, S.A.U.	España	1.1 y 1.2: Operador	N/A
3	CONTROLADORA DE INFRAESTRUCTURA PETROLERA MÉXICO, S.A. DE C.V.	México	1.3: Operador	N/A
4	GALEM ENERGY, S.A.P.I. DE C.V.	México	Ogarrio, CM, 2.4: No Operador	N/A
5	LUKOIL UPSTREAM MEXICO, S. DE R.L. DE C.V.	Rusia	1.1, 1.2, 2.1: Operador 1.4, Trion, 2.4: No Operador	2.1: Operador
6	MITSUI & CO., LTD.	Japón	1.4 y 2.4: No Operador	N/A
7	PETROBAL, S.A.P.I. DE C.V.	México	1.3, 2.3: Operador 1.1, 1.2, Ayin, Ogarrio: No Operador	1.2: Socio
8	PTTEP MÉXICO E&P LIMITED, S. DE R.L. DE C.V.	Tailandia	1.1 Socio 2.4: No Operador	2.4: Socio
9	SERVICIOS DE EXTRACCIÓN PETROLERA LIFTING DE MÉXICO, S.A. DE C.V.	México	1.3: Operador	1.3: Operador
10	SIERRA BLANCA P&D, S. DE R.L. DE C.V.	México	1.1, 1.2, 1.4, 2.1, Ayin, CM, Ogarrio, 2.4: No Operador	1.1, 1.4, 2.1, 2.4: Socio



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

## II.2 Versión final de las Bases de la Licitación CNH-R03-L01/2017, correspondiente a la Primera Convocatoria de la Ronda 3.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia de la Comisionada Porres, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al licenciado Martín Álvarez Magaña, Titular de la Unidad Jurídica.

La presentación y los comentarios sobre el tema, se desarrollaron en los términos que a continuación se transcriben:

“COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Adelante licenciado.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Gracias Comisionada. Con relación a la licitación CNH-R03-L01/2017, informo a ustedes que de acuerdo a las bases de licitación en su numeral 5 el día de hoy debe publicarse la versión final de las bases de licitación y contrato. Informo a ustedes que la SENER en uso de sus facultades hizo llegar la versión final del modelo de contrato e informo a ustedes que de la publicación de la convocatoria a la versión final se llevaron a cabo cuatro modificaciones a las bases de licitación y tres modificaciones a la versión inicial del modelo de contrato.

En esta versión final un par de precisiones que se incorporan, de las cuales informo a ustedes. En las bases de licitación se están incorporando los valores mínimos y máximos que determinó la Secretaría de Hacienda el pasado 27 de febrero. Se hacen unos ajustes al Programa Mínimo de Trabajo en las áreas contractuales 27 y 31. Recordemos que en una sesión anterior se hicieron ajustes a estas áreas en cuanto al polígono. Entonces se ajusta ligeramente el Programa Mínimo de Trabajo de estas dos áreas. Y se llevó a cabo una actualización de las referencias de las unidades de trabajo. En el contrato se hacen dos precisiones en esta versión final y es en el tema de daños preexistentes se precisa que el contratista podrá presentar resoluciones firmes de autoridad competente para que se determine la existencia de un daño preexistente. Es decir que podrá el contratista – si ya hay una resolución de alguna autoridad de un daño



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

preexistente – presentarla para documentar el daño preexistente. La carga de la prueba está en el contratista.

Y en la etapa de transición final se hace una precisión. El contrato señalaba que debería actualizar la línea base ambiental. En realidad no la actualiza, en realidad tiene que hacer una nueva línea base final después del periodo del contrato. Hace una inicial y tiene que hacer una final porque decía antes “se actualiza”. Entonces más que actualizarla es realizar la línea base final. Básicamente esas son las precisiones que se incorporan para esta versión final y de ser aprobada el día de hoy se estaría publicando versión final de contrato (modelo de contrato) y bases de licitación.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- OK. ¿Algún comentario Comisionados?

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Quiero hablar de la autoridad competente. ¿La autoridad competente para definir daños preexistentes es la ASEA nada más o hay más entidades?

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- En términos generales es la ASEA, pero si hubiera algo que determinara algún daño preexistente él pudiera documentarlo siempre y cuando ya sea una resolución firme. Es decir, hay esto y la autoridad competente que diría si ese documento es válido o no sería la ASEA.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿Es la única autoridad competente o hay más? Es la única.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Es la única autoridad competente.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Gracias.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Algún comentario Comisionados? Ok. Pido a la Secretaria Ejecutiva dé lectura a la propuesta de acuerdo.”



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

No habiendo más comentarios, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, adoptó el siguiente Acuerdo:

### **ACUERDO CNH.E.13.002/18**

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31, fracción III de la Ley de Hidrocarburos, 13, fracción I, inciso d. del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos y 17 de las Disposiciones Administrativas en Materia de Licitaciones de Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, aprobó la versión final de las Bases de la Licitación CNH-R03-L01/2017, correspondiente a la Primera Convocatoria de la Ronda 3, mismas que incluyen el Contrato.

La versión final de las Bases deberá publicarse en la página [www.rondasmexico.gob.mx](http://www.rondasmexico.gob.mx)

### **II.3 Opinión técnica sobre la solicitud de migración de las Asignaciones A-0122-M Campo Eltreinta, A-0045-M Campo Bedel, A-0140-M Campo Gasífero y la Asignación Exploratoria AE-0040-2M Tesechoacán-02 a un Contrato para la Exploración y Extracción.**

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia de la Comisionada Porres, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al Comisionado Héctor Moreira Rodríguez, en su calidad de Comisionado Ponente.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

La presentación y los comentarios sobre el tema, se desarrollaron en los términos que a continuación se transcriben:

“COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionado.

COMISIONADO HECTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Muchas gracias. En agosto del 2014, en el marco de la Ronda Cero, la SENER otorgó a Pemex tres asignaciones de extracción: la A-0122-M-Campo Eltreinta, A-0045-M-Campo Bedel, A-0140-M-Campo Gasífero, así como una asignación de exploración, la AE-0040-2M-Tesechoacan-02. Con el fin de aprovechar las oportunidades de la Reforma Energética en materia de alianzas y asociaciones, Pemex está buscando integrar estas cuatro asignaciones y migrarlo a un contrato, por lo que busca un socio no operador que inyecte recursos al proyecto y que deriven en una mayor recuperación de los hidrocarburos. De emitirse opinión favorable a esta solicitud de migración, se prevé la recuperación de 110 millones de barriles de petróleo equivalente por actividades de extracción. Asimismo, de resultar exitosa la perforación de tres localizaciones exploratorias, se contempla una posible incorporación de reservas adicionales del orden de 27 millones de barriles. Pido a la Comisionada Alma América su venia para que el maestro León Daniel Mena, Titular de la Unidad Técnica de Extracción, nos presente su análisis técnico de esta opinión de migración.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Maestro Mena, por favor.

TITULAR DE LA UNIDAD DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Comisionada, Comisionados, por supuesto. Sobre este conjunto de asignaciones Bedel-Gasífero a un Contrato de Exploración y Extracción con socio, me voy a permitir presentar primeramente el marco normativo, en la siguiente lámina por favor.

Está fundamentado en el artículo 12 de la Ley de Hidrocarburos, en el artículo 30 del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos, pero principalmente en el artículo 29, fracción segunda, incisos a, b y c, que indican que la justificación de la conveniencia de la migración para la nación debe estar en términos de la producción base e incremental (inciso a), la incorporación de reservas adicionales (inciso b) y (c) el escenario de gastos, costos e inversiones necesarias para el desarrollo eficiente. Y en términos de este artículo me permito continuar con el análisis.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Como antecedentes, Pemex solicitó la solicitud de migración con socio en agosto del 2017. SENER nos solicita la opinión técnica de migración el 16 de enero. Se hace una solicitud de aclaración de información el 31 de enero y finalmente SENER remite esta información y reitera la solicitud de la opinión técnica el 14 de febrero y bueno, hasta el día de hoy que se presenta la opinión técnica.

Abundando un poco sobre la localización e identificación del conjunto de asignaciones Bedel-Gasífero, este conjunto – como mencionaba el doctor Moreira – comprende cuatro asignaciones que cubren un área total de 1,165 km<sup>2</sup>. Esa área corresponde a la (perdón) asignación de exploración que es este recuadro en color rosa y dentro de él se encuentra las asignaciones Eltreinta, Bedel en color morado y Gasífero que es esta que está. Al final el área en km<sup>2</sup> de la asignación de exploración que es 1,165 comprende el área de las otras tres asignaciones. Están justo dentro de esta. Lo destacable de esta lámina es que son hidrocarburos que van desde aceite negro, gas seco, gas húmedo no asociado, pero principalmente lo atractivo de esta área es la componente de gas. Se tienen densidades en grados API que van desde los 27 hasta los 45 grados. Y al final se muestra el número de pozos productores por cada una de las asignaciones, en total 36. Adelante por favor.

En la siguiente lámina voy a mostrar un comparativo tanto de los perfiles de producción como de las inversiones. Esta en particular muestra el escenario de producción de gas de la propuesta... Esta es la propuesta de migración. Nos pasamos a la siguiente por favor para poder hacer el comparativo. Esta es la base. Pásate a la siguiente para que yo pueda hacer el comparativo. Esta es solamente migración, vamos a la siguiente. Esta.

Esta es la parte histórica del lado izquierdo de sus pantallas. Este sería el escenario de Ronda Zero el que está en color rojo y que estoy señalando con el cursor. Ahorita explico este pico que se hace al final. Si no se hiciera nada, la base realmente es esta línea punteada que, como podrán ver, pues cae en los próximos seis años. Inmediatamente pues tiene una caída abrupta. Y el escenario de migración sería la línea amarilla que es esta que estoy marcando en este momento y que representa un total volumen a recuperar. Comparado, la Ronda Zero era de 150 mil millones de pies



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

cúbicos, la base 61.4 mil millones de pies cúbicos y la migración, que es la línea negra que al final representa 235 mil millones de pies cúbicos.

Ahora bien, mencionaba que básicamente esas asignaciones lo relevante es la aportación de gas más que de aceite – ahorita presento la parte de aceite – y este perfil obedece a que van a privilegiar en estos primeros años la extracción, la explotación de aceite y gas. Y posteriormente en estos años, cuando ya se haya agotado la parte de aceite, van a meter 9 pozos más para explotar el casquete de gas. Esa es la razón por la que al principio hay un perfil y unos años después se vuelve a levantar. En estos primeros años se van a meter 36 pozos entre los años 2018 y 2023, que es hasta aquí más o menos. En este periodo se van a hacer 36 pozos. Y los 9 pozos restantes serían a partir del 2031 y en los próximos 6 años hasta este pico serían los 9 pozos para explotar el casquete de gas. Dale por favor a la siguiente lámina.

Este es el perfil de inversiones, ahorita voy a entrar al detalle de cada una. Pasa a la siguiente por favor, antes voy a mostrar cómo se vería el aceite. En este caso esta es la parte histórica. Este es el volumen de aceite de base. Ronda Cero es el pico más alto y esta línea punteada en color verde que estoy siguiendo, esta es la vigencia de la asignación y obviamente los tres escenarios tienen hasta el límite económico. Pero específicamente la migración propuesta incluye este perfil de producción, que si vemos los números en Ronda Cero se tenía previsto 74.8 millones de barriles. La base que es esto, esta línea gris, y que es solamente continuidad operativa, mantenimiento para la operación y continuidad, solamente aportaría 19.45 millones de barriles. Y la propuesta de migración es de 64.7. Adelante por favor.

Con respecto al punto b, que se refiere a la incorporación de reservas adicionales, se considera la perforación de tres pozos exploratorios en los próximos tres años (2018, 2019 y 2020). Los nombres son Duti-1, Bizu-1 y Bedel-101. Este es el recurso con probabilidades del 33% al 41% de éxito geológico y las reservas serían del orden de los 27 millones de petróleo crudo equivalente. Esto, independientemente de que se reconsideraría la reclasificación de reservas por separado.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Con respecto al escenario de gastos, costos e inversiones. Permítanme llamar su atención del lado derecho de la gráfica donde está Ronda Cero, que es las inversiones que estaban previstas; el escenario base, que es donde no le están realmente asignando mayores recursos; y el escenario de migración. Ahorita voy a mostrar una tabla, el comparativo de que hicieron un replanteamiento. Revisaron el proyecto y están haciendo una mayor cantidad de perforaciones e incluso de los ductos para la extracción de ese hidrocarburo y esa es la razón por la que se incrementa la parte de las inversiones. Y adicionalmente en el escenario, yéndonos a la parte de los gastos de operación que es la gráfica de abajo, se tenía previsto en Ronda Cero del orden de los 1,587 y actualmente el escenario de migración es del orden de los 1,066. Y esto también obedece a que la propuesta de inversiones que se está realizando son pozos nuevos, son perforaciones, y cambiaron la estrategia de mayores y menores que se tenía. Y ahorita vemos el comparativo de esta actividad en la siguiente lámina precisamente.

Este es el escenario. En la parte derecha inferior está la tabla comparativa de la actividad. En Ronda Cero se tenía previsto como estrategia 12 perforaciones, 89 mayores, 390 menores y esa era la actividad que consideraron. En el escenario de migración, se incrementan a 45 perforaciones, sólo 28 mayores de 89 previstas y 354 menores. Se incluyen estimaciones, óleo gasoductos, que básicamente son tres en Bedel, seis en Gasífero. Son precisamente óleo gasoductos recolectores de los pozos que se van a perforar porque son 45 en diferentes puntos. Entonces complementan la infraestructura necesaria. Y construcción de macroperas, estudios y taponamientos.

Derivado del análisis anterior se concluye lo siguiente. Con base en la información presentada por Pemex, y aquí hago un paréntesis. De ser procedente... Esta es la visión, esta es la propuesta de Pemex. De ser procedente la migración, se deberá presentar en un futuro una propuesta unificada conjunta con el socio, que puede variar.

Respecto a la solicitud de migración, se observan mayores beneficios en términos de la producción de gas con respecto al escenario base que presenté hace unas láminas. Se estima incorporar reservas de hidrocarburos en un escenario medio del orden de los 27 millones de



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

barriles de petróleo crudo equivalente para el Mioceno. Y lo que respecta a inversiones y gastos de operación, se observa que son razonables con relación a lo planteado y respecto de las actividades en el escenario de migración.

De igual manera derivado del análisis – en la siguiente lámina – se recomienda, en caso de ser procedente la migración, incluir la columna geológica para la migración del conjunto de asignaciones Bedel-Gasífero, así como evaluar la conveniencia técnico-económica de implementar procesos de sistemas artificiales, recuperación secundaria y/o mejorada para el conjunto de estas asignaciones.

Con base en las consideraciones anteriores, se presenta la opinión técnica en sentido favorable del conjunto de asignaciones Bedel-Gasífero. Pero antes regreso la palabra al Comisionado ponente si hay algún comentario adicional o preguntas.

COMISIONADO HECTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo nada más después del análisis creo que queda muy claro y que esta ponencia pues solicita al Órgano de Gobierno una opinión favorable para esta migración y que se incorpore la sugerencia que nos acaba de hacer aquí León Daniel de que sea la columna completa.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Algún comentario Comisionados? ¿No? Yo tengo una pregunta. Hay dos campos que se llaman Mixtan y Pálmara, que son dos campos que son del Estado que están dentro de la asignación de exploración. Bueno, que están dentro del área digamos que está migrando. En este caso no valdría la pena hacer la recomendación de migrar, o sea, si se va a hacer la agrupación son dos campos que tiene cada uno dos pozos. Inclusive en su dictamen ustedes en la página 23 los ponen en la figura 13. Y esos pozos, esos campos valdría la pena de alguna manera integrarlos dentro de esta agrupación que se está haciendo, porque, o sea, son del Estado. Sin embargo, no hay una asignación de resguardo en esos dos campos. Pero no se está haciendo ninguna recomendación.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Entiendo doctora que esa es justo la observación de la columna completa. O sea, tienen lo de exploración y no tienen el campo y entonces al nosotros proponer que sea columna completa es que abarquen justo el estrato que refiere al campo.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ah, bueno. Nada más hacer específico esos dos campos porque se está hablando de los otros campos. Sin embargo, tanto el Mixtan como el Pálmara no se pudieron de manera específica y creo que sí vale la pena dado que cada uno ya tiene dos pozos de alguna manera de inversión por parte de Pemex.

TITULAR DE LA UNIDAD DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- De acuerdo, lo ponemos de manera específica.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Sí, sí? Ese sería mí...

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Yo creo que fue bastante claro nuestro jefe de la Unidad de Extracción, el ingeniero León Daniel, al comentar que cuando se haga la licitación el nuevo socio pues tiene que estudiar junto con Pemex este plan y posiblemente haya diferencias. Pero no sé si jurídicamente o a lo mejor podríamos hacer un comentario de que no podrían ir hacia abajo, ¿no? Tendrían que ir hacia arriba, ¿no? ¿Cómo se plantearía eso? O sea, que lo que se está planteando aquí con los pronósticos de producción pues al menos sea el escenario mínimo, ¿no? No que llegue un socio y que nos den la mitad de lo que se planteó aquí, porque nuestro voto pues es en favor o más bien con esta información que tenemos aquí. Y aquí hacen un planteamiento un Np del orden – ¿de cuánto es? – de casi 75 millones de barriles, etc. O sea, que los económicos de alguna forma pudieran respetarse. Pero no sé si eso es solamente un comentario.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Yo creo que eso se podría precisar toda vez que Pemex manifestó que quería migrar este conjunto de asignaciones a un contrato y que manifestó expresamente que estaría buscando un socio. Yo creo que se podría decir que el análisis que hace la Unidad de Extracción de la Comisión es en un escenario en el que no se conoce pues todavía quién habrá de ser ese socio y no se conoce por razones obvia, porque va a haber un proceso licitatorio para ello. Yo creo



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

que sí se podría poner un comentario apuntando a que este análisis obedece a la información que el asignatario que pretende migrar estas asignaciones a un contrato, este análisis tiene como base esa información y que de encontrarse un socio pues lo esperable es que esto en efecto sea el piso, ¿no?

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Será el base.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Será la base para el escenario de la migración. Yo creo que eso se podría comentar de manera expresa.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Si, porque por congruencia imaginen que nos llega un plan que está abajo de esto. Entonces como que ya no hay la congruencia entre esta decisión y la nueva.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Totalmente de acuerdo.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Digamos, estos son los números que Pemex reporta como consecuencia de una posible migración. De venir un tercero y asociarse con Pemex, esto yo creo que es perfectamente entendible que sería – insisto – pues la base, ¿no? Yo creo que sí se podría señalar así expresamente, ¿no?

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, por favor abogado.

DIRECTOR GENERAL DE CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- Gracias Comisionada. Yo creo que, como dice el Comisionado Sergio, pudiéramos hacer ese ajuste, a lo mejor y con alguna posibilidad de no hacerlo tan específico y me explico. Lo que estamos buscando aquí son tres factores, ¿no? El incremento de la producción y las reservas también. Yo creo que también estos escenarios tienen cierta incertidumbre que el nuevo operador tendría que venir a evaluar. Entonces, si bien lo que estamos buscando es justamente que haya este incremento, a lo mejor no poner que el piso sea justamente este escenario específico. Simplemente mientras haya el incremento que se está buscando ya con un Plan de Desarrollo presentado en su momento por la empresa que venga, bueno, que sea adjudicado como socio de Pemex, pudiéramos pedirle que pues sí utilice no sé si el mismo piso, pero sí siempre y cuando maximice – bueno, que haya mayores reservas e incremento en la producción – con respecto a la asignación que está vigente. Bueno, las asignaciones.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, por favor Comisionado.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Bueno, bajo la consideración que los planes son dinámicos, puede haber cambios y cambios a la mejora o pueden ser a la baja, ¿no? Pero mi planteamiento es solamente al inicio cuando se da la firma del contrato con el nuevo operador o con el nuevo socio, que al menos mantengan esto. Más adelante pues puede ser para arriba o puede ser para abajo. Eso no lo pueden, por la certidumbre, ¿no? La incertidumbre más bien de lo que puede suceder en el yacimiento. Pero lo que estoy queriendo poner en la mesa es el que ahorita vamos a votar por si esto se hace una migración todo en conjunto, lo cual permite tener una mejor licitación, ¿no? Hay una mejor oferta de mercado.

Después vamos a votar seguramente para cuando nos traigan el Plan Provisional, ¿no? Y vamos a votar para cuando nos traigan el Plan de Desarrollo. Entonces el Plan Provisional al menos debe tener esto como base. El Plan de Desarrollo pues puede ser que esté para arriba o puede que esté para abajo, todo depende de las características geológicas, de los fluidos, de los precios de mercado del aceite, etc., etc. O sea, no es todo el plan y el plan no se puede mantener, es dinámico, va cambiando en el tiempo. No podemos exigirles que eso se dé por la incertidumbre.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, siguiendo un poco lo que comenta el Comisionado Martínez es: aquí ponen una declinación bastante intensa del 2016 a 2018 (2017 a 2018). Pero después hay un incremento por ciertas actividades que supongo van a hacer.

TITULAR DE LA UNIDAD DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Son 36 pozos.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Al 2019. Si van a traer un plan pues mínimo para el próximo año debería de ser esto del 2018 al 2019.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Puntualmente, no todo el perfil; puntualmente.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí. No sé si debería de haber un cambio de pendiente. ¿Si? ¿Estamos? ¿Algún otro comentario?



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Yo creo que les podríamos poner una pequeña redacción – así de manera general, a lo mejor no estamos poniendo los números exactos – y lo podemos ocupar en casos similares en todas las migraciones, porque tiene lógica que el Plan Provisional y el Plan de Desarrollo estén previendo pues precisamente que mejore la forma de desarrollo.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ok. Entonces lo incorporamos a la resolución, ¿sí? O a la opinión. Ok, pido a la Secretaria Ejecutiva dé lectura a la propuesta de acuerdo.”

No habiendo más comentarios, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, adoptó el siguiente Acuerdo:

#### ACUERDO CNH.E.13.003/18

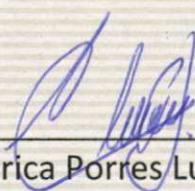
Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, y XXVII, y 38, fracción IV de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 12 de la Ley de Hidrocarburos, así como 13, fracción II, inciso d. del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, con base en el documento de análisis presentado, por unanimidad, emitió opinión a la Secretaría de Energía respecto de la procedencia de la migración de las Asignaciones A-0122-M Campo Eltreinta, A-0045-M Campo Bedel, A-0140-M Campo Gasífero y la Asignación Exploratoria AE-0040-2M Tesechoacán-02, a un solo Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 18:52 horas del día 5 de marzo de 2018, la Comisionada Porres dio por terminada la Décima Tercera Sesión Extraordinaria de 2018 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.

La presente acta se firma al final y se rubrica al margen de todas sus fojas por los Comisionados que en ella intervinieron, así como por la Secretaria Ejecutiva.



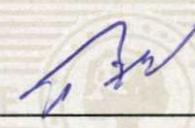
---

Alma América Porres Luna  
Comisionada



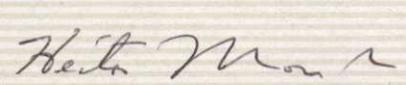
---

Néstor Martínez Romero  
Comisionado



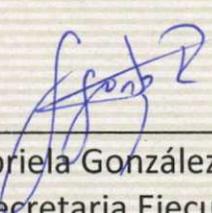
---

Sergio Henrivier Pimentel Vargas  
Comisionado



---

Héctor Moreira Rodríguez  
Comisionado



---

Carla Gabriela González Rodríguez  
Secretaria Ejecutiva