



Ciudad de México, a 19 de septiembre de 2016.

Mtro. Juan Carlos Zepeda Molina
Comisionado Presidente
Comisión Nacional de Hidrocarburos
P r e s e n t e

Asunto: Solicitud de Opinión
respecto del cambio de modalidad
contractual del Campo Ogarrio.

Hago referencia al Oficio No. 500.574/15, de fecha 06 de octubre de 2015 notificado a esa Comisión el 08 del mismo mes y año mediante el cual esta Secretaría solicitó su opinión respecto al modelo de contratación de Producción Compartida con recuperación de costos que se propuso para la migración de la Asignación A-0244-M-Campo Ogarrio a un Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos (CEE).

Sobre el particular, hago de su conocimiento lo siguiente:

1. El 08 de octubre de 2015, esta Secretaría mediante Oficio No. 500.570/15, solicitó la opinión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), del modelo de contratación de Producción Compartida con recuperación de costos para la migración de la Asignación A-0244-M-Campo Ogarrio.
2. El 12 de octubre de 2015, mediante oficio No. 349-B-381, de la misma fecha, la SHCP emitió opinión favorable respecto del modelo de contratación de Producción Compartida con recuperación de costos para la Asignación que nos ocupa.
3. El 16 de octubre de 2015, mediante Oficio No. 220.1775/2015, de fecha 15 del mismo mes y año, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) emitió opinión respecto del modelo de contrato sometido a consideración, sin embargo, sugirió evaluar la posibilidad de aplicar el modelo de contrato de Licencia atendiendo a las condiciones regulatorias y operativas actuales.
4. El 17 de noviembre de 2015, mediante Oficio No. 500.653/15, de la misma fecha, esta Secretaría solicitó a la SHCP: (i) determinar las condiciones económicas relativas a los términos fiscales; (ii) confirmar la variable de adjudicación que deberá emplearse en la licitación a realizarse para seleccionar al socio de Pemex Exploración y Producción (PEP) derivado del procedimiento de migración de la Asignación A-0244-M-Campo Ogarrio a un Contrato para la Extracción de Hidrocarburos, y (iii) opinar sobre la propuesta del Acuerdo de Operación Conjunta (AOC) que corresponda, así como de los términos y condiciones mínimos de dicho instrumento.
5. El 20 de noviembre de 2015, mediante Oficio No. 352-A-104, de la misma fecha, la SHCP solicitó a esta Secretaría requerir a PEP información adicional para que la SHCP esté en posibilidad de determinar la información solicitada mediante Oficio No. 500.653/15, descrito en el numeral inmediato anterior.

EOR/LAGP

6. El 27 de noviembre de 2015, mediante Oficio 522.DGCP.055/15, de fecha 23 del mismo mes y año, esta Secretaría solicitó a PEP la información requerida por la SHCP, mediante Oficio No. 352-A-104.
7. El 11 de diciembre de 2015, mediante Oficio No. PEP-DDP-SAP-186-2015, de la misma fecha, PEP solicitó prórroga para la entrega de información complementaria, en respuesta al Oficio No. 522.DGCP.055/15.
8. El 08 de enero de 2016, esta Secretaría mediante Oficio No. 522.DGCP.088/15, de fecha 14 de diciembre de 2015, otorgó la prórroga propuesta por PEP con base en el Oficio No. PEP-DDP-SAP-186-2015.
9. El 15 de enero de 2016, mediante Oficio No. PEP-DDP-SAP-014-2016, de fecha 14 del mismo mes y año, PEP dio respuesta al requerimiento previamente descrito. Tras una revisión previa, el 19 de enero de 2016, mediante Oficio No. 520.UPEEH.012/16, de fecha 18 del mismo mes y año, esta Secretaría remitió a la SHCP la información recibida.
10. El 20 de julio de 2016, mediante Oficio No. 352-A-052, de fecha 19 del mismo mes y año, la SHCP solicitó a esta Secretaría requerir a PEP información adicional para estar en posibilidad de determinar la información solicitada mediante Oficio No. 500.653/15, descrito en el numeral 4 anterior.
11. El 21 de julio de 2016, mediante Oficio No. 522.DGCP.317/16, de fecha 20 del mismo mes y año, esta Secretaría solicitó a PEP atender el requerimiento de información que esa Dependencia remitió mediante Oficio No. 352-A-052.
12. El 02 de agosto de 2016, mediante Oficio No. PEP-DG-193-2016, de fecha 29 de julio de 2016, PEP solicitó una ampliación del plazo otorgado para exhibir a esta Secretaría la información adicional solicitada, el cual le fue concedida el 09 de agosto de 2016, mediante Oficio No. 522.DGCP.356/15, de fecha 04 del mismo mes y año.
13. El 16 de agosto de 2016, mediante Oficio No. PEP-DG-220-2016, de fecha 15 del mismo mes y año, PEP dio respuesta al requerimiento descrito en el numeral 10, por lo que mediante Oficio No. 522.DGCP.390/16, de fecha 18 de agosto de 2016, esta Secretaría remitió a la SHCP la información recibida.
14. El 09 de septiembre de 2016, mediante Oficio No. 352-A-067, de fecha 07 del mismo mes y año, la SHCP sugirió a esta Secretaría llevar a cabo una *"reevaluación de la modalidad contractual considerando que la licencia podría fomentar una mayor participación y competencia en las licitaciones, al permitir que los interesados puedan utilizar parámetros similares y equitativos en la evaluación y análisis de áreas contractuales con características técnicas y económicas similares. Adicionalmente, este cambio permitirá que las ofertas presentadas sean más homogéneas en beneficio del Estado y reducirá los costos esperados de la administración al requerir un mismo sistema para las áreas contractuales que se licitaran de forma paralela."*

Conforme a lo anterior, en alcance del Oficio No. 500.574/15, de fecha 06 de octubre de 2015, le informo que después de evaluar la opinión de esa Comisión expuesta en el numeral 3, así como

FFN/EOR/LAGP


las últimas consideraciones hechas por la SHCP, esta Dependencia observa viable que el modelo contractual para la migración de referencia sea Licencia.

En consecuencia, esta Secretaría remite para su opinión la modalidad contractual de Licencia en sustitución de la modalidad contractual de Producción Compartida con recuperación de costos para la migración de la Asignación A-0244-M-Campo Ogarrío a un CEE, toda vez que considera que esta modalidad contractual permitirá al Estado participar en el proyecto sin asumir altos riesgos financieros dadas las circunstancias particulares del mismo y sin afectar sus facultades como regulador y beneficiario de las contraprestaciones que serán pagadas por el contratista que sea seleccionado. Para mayor referencia, se acompaña al presente como Anexo Único la justificación que soporta la propuesta aquí mencionada.

Lo anterior, con fundamento en los artículos 1, 2, fracción I, 14, 16, 18, 26 y 33, fracciones VII de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 1, 2, fracción I, 12 y 13 de la Ley de Hidrocarburos; 1, 2, 29, 30 y 31 del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos y 1, 2, apartado B, fracción I, 6, fracciones XI, XXIII y XXV y 16, fracciones I, VII y VIII del Reglamento Interior de la Secretaría de Energía.

Sin más por el momento, aprovecho la ocasión para enviarle un cordial saludo.

Atentamente
El Subsecretario de Hidrocarburos



Dr. Aldo R. Flores Quiroga

c.c.p. Ing. Juan Javier Hinojosa Puebla. Director General del Comité de Dirección de PEP
Lic. Carla Gabriela González Rodríguez. Secretaria Ejecutiva de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.
Lic. Fernando Ruiz Nasta. Jefe de la Unidad de Políticas de Exploración y Extracción de Hidrocarburos.
Lic. Fernando Zendejas Reyes. Jefe de la Unidad de Asuntos Jurídicos.
Lic. Layla Abril Vargas Muga. Directora General de Contratos Petroleros.
Mtro. Marco Antonio Cota Valdivia. Director General de Exploración y Extracción de Hidrocarburos.
Lic. Katya Puga Cornejo. Directora General de Impacto Social y Ocupación Superficial.
Mtra. María Guadalupe Ortiz Alonso. Directora General de Normatividad.
Dr. Luis Felipe Gorjón Fernández Coordinador de Asesores de la Subsecretaría de Hidrocarburos.

**PROPUESTA DE MODALIDAD DE CONTRATACIÓN PARA EL PROCEDIMIENTO DE
MIGRACIÓN DE LAS ASIGNACIONES A-0063-M-CAMPO CÁRDENAS Y A-0226-M-
CAMPO MORA A UN SOLO CONTRATO PARA LA EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN
DE HIDROCARBUROS**

En cumplimiento de los artículos 30, fracción III y 31 del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos, como parte del procedimiento para resolver sobre la procedencia de las solicitudes de migración de una Asignación a un Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos (CEE), la Secretaría de Energía debe remitir a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público y a la Comisión Nacional de Hidrocarburos, entre otros documentos, la propuesta de Modelo de Contratación que corresponderá al Área Contractual relacionada.

En cumplimiento de lo anterior, la Secretaría de Energía propone la utilización de la modalidad de contratación de Licencia para el procedimiento de migración de las Asignaciones A-0063-M-Campo Cárdenas y A-0226-M-Campo Mora a un CEE.

El clúster Cárdenas y Mora está conformado en su conjunto por 207 bloques y 66 vértices, los cuales están distribuidos de la siguiente manera: Campo Cárdenas 128 bloques y 34 vértices y Campo mora 79 bloques y 32 vértices.

A continuación se detallan las coordenadas de los vértices de cada asignación:

Coordenadas de la Asignación A-0063-M-Campo Cárdenas		
Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte
1	93° 27' 00"	18° 04' 00"
2	93° 27' 00"	18° 03' 30"
3	93° 26' 00"	18° 03' 30"
4	93° 26' 00"	18° 03' 00"
5	93° 25' 00"	18° 03' 00"
6	93° 25' 00"	18° 02' 30"
7	93° 24' 30"	18° 02' 30"
8	93° 24' 30"	18° 02' 00"
9	93° 24' 00"	18° 02' 00"
10	93° 24' 00"	18° 01' 30"
11	93° 23' 30"	18° 01' 30"
12	93° 23' 30"	18° 01' 00"
13	93° 23' 00"	18° 01' 00"
14	93° 23' 00"	17° 59' 00"
15	93° 24' 00"	17° 59' 00"
16	93° 24' 00"	17° 58' 30"
17	93° 28' 30"	17° 58' 30"
18	93° 28' 30"	17° 59' 00"

19	93° 29' 30"	17° 59' 00"
20	93° 29' 30"	17° 59' 30"
21	93° 30' 30"	17° 59' 30"
22	93° 30' 30"	18° 00' 00"
23	93° 31' 00"	18° 00' 00"
24	93° 31' 00"	18° 00' 30"
25	93° 31' 30"	18° 00' 30"
26	93° 31' 30"	18° 02' 00"
27	93° 30' 30"	18° 02' 00"
28	93° 30' 30"	18° 02' 30"
29	93° 29' 30"	18° 02' 30"
30	93° 29' 30"	18° 03' 00"
31	93° 28' 30"	18° 03' 00"
32	93° 28' 30"	18° 03' 30"
33	93° 27' 30"	18° 03' 30"
34	93° 27' 30"	18° 04' 00"

Coordenadas Asignación A-0226-M-Campo Mora		
Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte
1	93° 26' 00"	18° 07' 30"
2	93° 26' 00"	18° 07' 00"
3	93° 25' 30"	18° 07' 00"
4	93° 25' 30"	18° 06' 30"
5	93° 24' 30"	18° 06' 30"
6	93° 24' 30"	18° 06' 00"
7	93° 24' 00"	18° 06' 00"
8	93° 24' 00"	18° 05' 30"
9	93° 23' 00"	18° 05' 30"
10	93° 23' 00"	18° 05' 00"
11	93° 22' 30"	18° 05' 00"
12	93° 22' 30"	18° 04' 30"
13	93° 23' 00"	18° 04' 30"
14	93° 23' 00"	18° 03' 00"
15	93° 23' 30"	18° 03' 00"
16	93° 23' 30"	18° 02' 30"
17	93° 24' 30"	18° 02' 30"
18	93° 24' 30"	18° 03' 00"
19	93° 25' 30"	18° 03' 00"
20	93° 25' 30"	18° 03' 30"
21	93° 26' 30"	18° 03' 30"
22	93° 26' 30"	18° 04' 00"
23	93° 27' 30"	18° 04' 00"
24	93° 27' 30"	18° 04' 30"
25	93° 28' 30"	18° 04' 30"
26	93° 28' 30"	18° 05' 00"

27	93° 29' 30"	18° 05' 00"
28	93° 29' 30"	18° 06' 00"
29	93° 29' 00"	18° 06' 00"
30	93° 29' 00"	18° 06' 30"
31	93° 28' 30"	18° 06' 30"
32	93° 28' 30"	18° 07' 30"

JUSTIFICACIÓN

El área contractual correspondiente a las Asignaciones A-0063-M-Campo Cárdenas y A-0226-M-Campo Mora cuenta con reservas probables (2P) de aceite y gas. Atendiendo a dichas características, resulta conveniente para el Estado contar con un instrumento que le permita reducir la incertidumbre sobre el arreglo contractual y maximizar la renta esperada para el Estado.

Esta Secretaría seleccionó un modelo de contratación de Licencia para las áreas contractuales anteriormente referidas, a la luz de las siguientes consideraciones:

Técnico/Operativas

1. Dada la extensión y el volumen de producción esperado de las áreas contractuales de las Asignaciones A-0063-M-Campo Cárdenas y A-0226-M-Campo Mora, esta modalidad permite al contratista tener mayor flexibilidad sobre los aspectos relativos a la operación que impacta de manera favorable sobre la eficiencia y la agilidad de la inversión que se realice en las actividades de extracción, las cuales se llevan a cabo a su exclusivo costo y riesgo.

Administrativas

1. Flexibilizar algunos procedimientos relacionados con la operación diaria y su administración por parte de la CNH.
2. El contrato de Licencia minimiza los costos administrativos para todas las partes. Dado que no hay pagos por recuperación de costos, el ingreso contractual que recibe el Estado no se ve afectado por los gastos ejercidos al amparo del proyecto. Ello, facilita las tareas de supervisión por parte de las autoridades reguladoras.
3. Al existir menos procedimientos y aprobaciones, el uso de recursos humanos es menor, lo que permite al contratista enfocar los esfuerzos financieros y operativos en la conducción de las actividades.

Las ventajas numeradas también favorecen al Estado, puesto que:

1. Bajo un contrato de Licencia, el Estado asegura un ingreso constante sin asumir el riesgo y costo inherente a la comercialización de la producción que se genere. Lo anterior es especialmente relevante en campos marginales de pequeña escala como los que se considerarán en esta convocatoria. Por ello la modalidad propuesta considera que la contraprestación al Estado se pagará en efectivo y no en especie.

2. Si bien es un contrato en donde el contratista asume la mayor responsabilidad, el Estado no pierde el control sobre la aprobación de los planes de exploración y extracción, ni tampoco en el cálculo y la verificación de las contraprestaciones y cumplimiento del resto de las obligaciones fiscales.
3. La propuesta de utilizar el modelo referido y no el de Producción Compartida, permitirá que el Estado incurra en menores costos de administración de los contratos, considerando la escala de estos proyectos.
4. En la modalidad de Licencia el Estado mantiene las facultades para llevar a cabo la supervisión óptima y eficiente en la conducción de las actividades, en virtud de que la CNH – en el ejercicio de sus atribuciones –, será la responsable de dar seguimiento al contrato a través de su administración y del otorgamiento de las autorizaciones pertinentes.

CONSIDERACIONES FINALES

En síntesis, la adjudicación de Contratos de Licencia permitirá que las áreas sean desarrolladas de manera eficiente, generando recursos para el Estado y reduciendo costos administrativos tanto para éste como para el contratista.