



Licitación de campos petroleros. Tercera licitación, Ronda 1

Policy Brief basado en la
Tercera Licitación de la
Ronda Uno de la Comisión
Nacional de Hidrocarburos

El proceso de la tercera licitación de la Ronda Uno inició con la publicación de la convocatoria en mayo 2015 y culminó en diciembre del mismo año con la resolución y el fallo de las empresas ganadoras. Durante este periodo se organizaron visitas a las zonas contractuales para las empresas interesadas en las áreas de interés, y se les otorgó un paquete de datos con información sobre levantamientos sísmicos, geología, e información de los pozos (pruebas de producción, pozos futuros, aspectos socioeconómicos, ambientales y de inseguridad, entre otros). Las bases finales se publicaron el 20 de Noviembre.

En un inicio 90 empresas mostraron interés, de las cuales 64 pagaron acceso al cuarto de datos y 60 iniciaron el proceso de precalificación. En la postulación participaron 33 empresas y 18 consorcios, para sumar un total de 51 licitantes. Dentro de las empresas ganadoras se encuentran 18 nuevas empresas mexicanas. Esta licitación mostró una efectividad del 100% en la asignación de los campos.

Reglas de licitación

La CNH definió las reglas de licitación en conjunto con la Sener y la SHCP, contemplando la subasta de dos tipos de áreas. Las **áreas tipo 1** son aquellas con un remanente de hidrocarburos líquidos menor a 100 millones de barriles. Los interesados debían contar con un capital contable de 5 millones de dólares por área para participar. Las **áreas tipo 2** cuentan con un remanente de hidrocarburos líquidos mayor o igual a 100 millones de barriles. El capital contable requerido para este caso ascendió a 20 millones de dólares. De las 25 áreas licitadas, 21 correspondieron al tipo 1 y 4 al tipo 2.

El área definida para cada campo varía considerablemente (7-171 km²). Además, los valores mínimos en las variables de adjudicación, establecidos por la SHCP, se definieron en un rango entre el 1 y el 10% en la regalía adicional, y de 0% para el incremento en el programa mínimo de trabajo.

La regla de decisión se basó en una suma ponderada. El 90% de la valoración se basó en el factor de regalía adicional determinada como porcentaje del valor contractual de los hidrocarburos. El 10% restante dependió del incremento en el Programa Mínimo de Trabajo.

La licitación se implementó a través de subastas de primer precio a sobre cerrado. Los ganadores celebrarán **contratos de licencia** con el gobierno, donde éste recibe una contraprestación con base en el ingreso bruto de la compañía. El contrato incluye un mecanismo de ajuste conforme aumenta la producción a través de una fórmula continua, calculada con base en el promedio móvil

La licitación

El 15 de diciembre de 2015 se abrieron las propuestas y se asignaron los contratos. El porcentaje de efectividad de esta licitación fue del 100% en la subasta de las 25 áreas petroleras, y las regalías adicionales fueron sustancialmente mayores al mínimo publicado por la Secretaría de Hacienda. Los campos adjudicados se ubican en los estados de Nuevo León, Tamaulipas, Chiapas, Tabasco y Veracruz, con la particularidad de que la mayor parte de estas áreas ya han producido hidrocarburos.

El ganador de cada área fue aquel cuyo valor ponderado de la propuesta económica resultó mayor. Para cada área se declaró también al segundo lugar, quien remplazará al primero en caso de no concretarse el contrato. Para los campos que se encuentren en producción, el licitante ganador debe diseñar e implementar un Plan Provisional que permita dar continuidad operativa y definir procedimientos de entrega y recepción.

Resultados

Los resultados superaron las expectativas iniciales, no solamente por el porcentaje de efectividad de las asignaciones, sino también por el incremento del valor de la regalía adicional así como el momento en el que se realizó la licitación, con bajos precios del petróleo en el mercado mundial. Áreas con valores mínimos del 1%, alcanzaron casi el 70% de regalía adicional, y aquellas con valores mínimos del 10% superaron el 80% de regalía adicional. En 13 de los 25 campos, el incremento en el Programa Mínimo de Trabajo fue del 100%, y solamente 3 de las áreas lo mantuvieron sin cambio.

En promedio, el Estado recibirá 55% de los ingresos brutos como regalías adicionales para las 25 áreas de acuerdo a los resultados de la licitación. Además de la regalía adicional, el Estado recibirá recursos provenientes de la cuota contractual para la fase exploratoria, el pago de regalías básicas, el impuesto por actividades de extracción de hidrocarburos y el impuesto sobre la renta. Esto aumenta el promedio de ingresos brutos para el Estado a 63%, con proyectos que pagarán entre el 18.1 y el 93.2% de sus ingresos.

El incremento al programa mínimo fue 73.6% en promedio, lo que se prevé como inversiones mayores a 600 millones de dólares en los próximos cinco años, y alrededor de mil cien millones durante la vigencia de los contratos. Los contratos también consideran mecanismos para cobrar rentas extraordinarias en caso de que el precio de los productos o el volumen extraído fueran mayores a los estimados inicialmente.

Cuestionamientos al diseño y la instrumentación de la política

De lo anterior surgen algunos cuestionamientos:

- ¿Cuáles son las bases para la definición de los valores mínimos de las regalías adicionales? ¿Por qué son tan grandes las diferencias entre el valor mínimo y lo subastado?
- ¿Cuáles son los riesgos de que los resultados hayan sido tan altos?, ¿Es sostenible que existan empresas que tengan que pagar el 93.2% de sus ingresos brutos?
- ¿Es adecuado el mecanismo de subasta utilizado durante las tres rondas?
- ¿Qué variables influyeron para que los resultados de esta licitación difieran en gran medida de las licitaciones anteriores?

Áreas subastadas en la tercera licitación y resultados

Campo	Ubicación	Km2	Producción máxima esperada (miles de bpce/día)	Valor mínimo de la Regalía adicional	Valor de la Regalía adicional (%)	Incremento en el Programa de trabajo (%)	Participación total de Estado en el ingreso esperado (%)
Tajón (zona Sur)	Tabasco	27.5	14.3	5.00	60.88	100	68.38
Cuichapa-Poniente (zona Sur)	Veracruz	41.5	1.4	2.50	60.82	99	68.32
Moloacán (zona Sur)	Veracruz	46.3	1.3	5.00	85.69	0	93.19
Barcodón (zona Norte)	Tamaulipas	11.0	1.8	1.00	64.50	100	72
Mundo Nuevo (zona Sur)	Chiapas	27.7	3.1	10.00	80.69	25	88.19
Paraíso (zona Sur)	Tabasco	17.0	7.6	10.00	35.99	100	43.49
Catedral (zona Sur)	Chiapas	58.0	0.4	1.00	63.90	0	71.4
Topén (zona Sur)	Chiapas	25.3	7.6	10.00	78.79	25	86.29
Mayacaste (zona Sur)	Tabasco	21.9	7.6	10.00	60.36	0	67.86
Malva (zona Sur)	Chiapas	21.2	0.8	4.00	57.39	100	64.89
Peña Blanca (zona Burgos)	Nuevo León	26.0	2.2	5.00	50.86	100	58.36
Benavides-Primavera (zona Burgos)	Nuevo León	171.5	2.2	2.50	40.07	75	47.57
Fortuna Nacional (zona Sur)	Tabasco	22.0	0.3	1.00	36.88	100	44.38
Ricos (zona Burgos)	Tamaulipas	23.7	2.6	3.00	41.50	100	49
Mareógrafo (zona Burgos)	Nuevo León	29.8	2.0	4.00	34.25	100	41.75
Carretas (zona Burgos)	Nuevo León	89.4	2.2	1.00	50.86	100	58.36
Pontón (zona Norte)	Veracruz	11.8	0.1	1.00	61.50	100	69
Tecolutla (zona Norte)	Veracruz	7.2	0.1	1.00	68.40	100	75.9
Secadero (zona Sur)	Chiapas	9.8	0.3	1.00	60.74	100	68.24
Duna (zona Burgos)	Nuevo León	36.7	1.7	3.00	20.08	88	27.58
San Bernardo (zona Burgos)	Nuevo León	28.3	0.6	1.00	10.56	80	18.06
Calibrador (zona Burgos)	Nuevo León	16.1	2.0	3.00	41.77	100	49.27
La Laja (zona Norte)	Veracruz	10.2	3.6	1.00	66.30	100	73.8
Calicanto (zona Sur)	Tabasco	10.6	11.1	5.00	81.36	18	88.86
Paso de Oro (zona de Oro)	Veracruz	23.1	0.1	1.00	67.61	30	75.11

bpce: barriles de petróleo crudo equivalente