

**UNIVERSIDAD
PANAMERICANA**

Escuela de Gobierno y Economía

Posgrado

Áreas de oportunidad y Propuesta de mejora del proceso de licitaciones petroleras en México mediante técnicas econométricas

Pedro Ángel Avitúa Varela

Tesis presentada para optar por el grado de:

“Maestro en economía y regulaciones energéticas”

Director de Tesis: Ricardo Massa Roldán

Codirector de Tesis: Alfonso Reyes Pimentel

Ciudad de México, diciembre de 2021

Abstract:

This thesis stems from the need to study and define a strategy to carry out bidding rounds for oil contractual areas based on the auction design mechanisms and the variables with which both the State and the bidders consider for the bidding rounds. Using the data from the bidding rounds carried out in Mexico as a starting point, the effects of the implementation of mechanisms in the Rounds were analyzed as they were implemented over time.

Chapter two shows the theoretical framework that supports this work, revealing the bases of game theory applied to auctions, the general concepts of auctions, and the auction design mechanisms, which were the bases to elaborate the analysis focused on the bidding rounds in Mexico.

Chapter 3 shows the experience of bidding rounds in Mexico, to understand the current context, and Annex C shows the experiences in other countries, as well as the most important differences with respect to Mexico.

Chapter 4 describes and applies the methodology for bidding data analysis, linear regression models, and principal component analysis.

Chapter 5 describes and summarizes the results of the analyzes obtained and leads to the final section of Comments and Discussion, as well as Recommendations.

As a result of the work, behaviors and models were found whose variables were identified as representative to encourage participation in each bidding round, noting that it is difficult to compare bidding rounds with each other, even if they have similar characteristics, such as environment (i.e., Onshore and offshore) and type of contract. It was found that in the cases where the variables of the bidding design were important, (that is, they were considered of weight for the linear regression models or for the main components), both the State Participation in the Operating Profit (PEUO, in spanish) or the Minimum Value of the Additional Royalty (VMRA, in spanish) had a behavior in favor of encouraging the participation of bidders, and also, given greater confidence in estimated volumes with greater certainty, the geological and petrophysical characteristics of the areas bid have a tendency to be awarded, in addition to the fact that there is a preference to participate more in areas with deposits where it is expected to extract liquid hydrocarbons than in gas reservoirs.

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN	9
1.1 Justificación.....	9
1.2 Rondas de Licitación; La asignación de derechos de exploración y producción de petróleo	10
1.3 Reforma Energética en México	12
1.4 Hipótesis	12
CAPÍTULO 2. MARCO TEÓRICO	13
2.1 Teoría de juegos	13
2.2 Subastas	13
2.2.1. Conceptos generales de subastas.....	13
2.2.2. Formas comunes de subastas:.....	16
2.2.3. Mecanismos de diseño de subastas.....	21
2.3 Diseño de los mecanismos	22
CAPÍTULO 3. EXPERIENCIA EN MÉXICO	41
3.1 Rondas de Licitación en México.....	41
3.1.1. Marco Legal.....	41
3.1.2. Contratos	43
3.1.3. Ronda Cero y migración de contratos de PEMEX.....	43
3.1.4. Ronda Uno	46
3.1.5. Ronda Dos.....	51
3.1.6. Ronda Tres	56
CAPÍTULO 4. METODOLOGÍA	60
4.1 Ronda 1.1; Ejemplo desglosado	61
4.1.1. Tipo de subasta	63
4.1.2. Tipo de licitación (abierta o cerrada).....	63
4.1.3. Subasta estática o dinámica	63
4.1.4. Tipo de licitación (simultánea o secuencial)	64
4.1.5. Precios de reserva.....	64
4.1.6. Criterios de entrada: criterios de calificación	65
4.1.7. Forma de asociarse	66
4.1.8. Límites de bloques por asociación.....	66

4.1.9.	Criterios de desempate.....	67
4.1.10.	Conclusiones de la Primera Licitación de La Ronda Uno.....	68
4.2	Rondas 1.2 a 3.1.....	70
4.2.1.	Propiedades intrínsecas de los bloques.....	70
4.2.2.	Características de la licitación.....	72
4.3	Conclusiones por ronda.....	75
4.3.1.	Ronda 1.2.....	75
4.3.2.	Ronda 1.3.....	75
4.3.3.	Ronda 1.4.....	77
4.3.4.	Ronda 2.1.....	81
4.3.5.	Ronda 2.2.....	84
4.3.6.	Ronda 2.3.....	86
4.3.7.	Ronda 2.4.....	88
4.3.8.	Ronda 3.1.....	90
4.4	Regresión lineal.....	91
4.4.1.	Análisis de regresión lineal múltiple realizado por SENER.....	91
4.4.2.	Análisis de regresión lineal múltiple realizado para este trabajo.....	92
4.5	Análisis de componentes principales.....	108
4.5.1.	Análisis de componentes principales para la Ronda 1.1.....	113
4.5.2.	Análisis de componentes principales para las Rondas 1.2 a 3.1.....	117
CAPÍTULO 5. RESULTADOS.....		138
5.1	Comparación del modelo utilizando las variables originales vs los Componentes Principales.....	139
CAPÍTULO 6. CONCLUSIONES.....		140
6.1	Objetivos de las subastas.....	143
CAPÍTULO 7. DISCUSIÓN.....		144
CAPÍTULO 8. RECOMENDACIONES.....		144
8.1.1.	Referencias.....	147
Anexo a.	Tablas de resultados de acto de apertura de licitaciones.....	151
Anexo b.	Información de características intrínsecas de áreas.....	161
Anexo c.	Criterios de restricción de asignación de Áreas Contractuales..	171

Anexo d. Rondas de licitación en el mundo 173

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

1.1 Justificación

La justificación de la presente tesis parte de la necesidad de estudiar y definir una estrategia para realizar rondas de licitación de áreas contractuales petroleras tomando como base los mecanismos de diseño de subastas y las variables con las que tanto el Estado como los licitantes consideran para las rondas de licitaciones. Utilizando como punto de partida los datos de las licitaciones llevadas a cabo en México, se analizarán los efectos de la implementación de mecanismos en las Rondas conforme se fueron implementando con el paso del tiempo.

La industria petrolera de México enfrenta retos para la extracción de hidrocarburos cada vez más difíciles, y por esta razón se planteó la reforma energética de 2013, la cual abrió las puertas para que empresas privadas tanto mexicanas como extranjeras pudieran participar en actividades petroleras de extracción.

Las complejidades y nuevos retos no sólo son del tipo técnicos, como la extracción en aguas ultra profundas o la extracción de shale gas de yacimientos no convencionales. Existen además complejidades sociales, ambientales y económicas; las tres de una manera u otra están reguladas, pero es a través de las condiciones de adjudicación de los contratos que se pueden optimizar las condiciones económicas como la renta para el gobierno (Tordo, 2010).

Las utilidades para un operador privado están fuertemente determinadas en función del volumen de hidrocarburos producidos y de su precio, utilizado como insumo para evaluar el proyecto, ya que, dependiendo del modelo de contrato, se dará parte de los ingresos de la venta de este volumen como contraprestación al estado o como un valor de la Participación del Estado en la Utilidad Operativa (PEUO) o como Regalía.

Mediante los datos que se tenían disponibles previos a la licitación, en este trabajo se hará un ejercicio de recolección de datos con el fin de realizar un análisis para determinar qué variables son las que más influyen lo que se considera una licitación más exitosa; una mayor participación en las licitaciones petroleras.

En un primer acercamiento, se propone hacer modelos lineales con algunas de las variables que mejor expliquen cada licitación que se consideren representativas, sin embargo, y en el caso que existieran licitaciones cuyos modelos no sean satisfactorios, se optaría por realizar un Análisis de Componentes Principales (PCA, por sus siglas en inglés) con el fin de hacer una combinación lineal de las mejores variables y reducir el número de variables independientes, al mismo tiempo que se resuelve un problema de optimización para encontrar el valor de las cargas con las que se maximiza la varianza para intentar obtener un mejor modelo.

En el Capítulo dos se muestra el marco teórico que soporta al presente trabajo, dando a conocer las bases de teoría de juegos aplicada a subastas, los conceptos generales de las subastas, y los mecanismos de diseño de las subastas, con los cuales se sientan las bases para elaborar el análisis enfocado a las rondas de licitación en México.

En el Capítulo 3 se muestra la experiencia de licitaciones en México, para entender el contexto actual, y en el Anexo d se muestran las experiencias en otros países, así como las diferencias más importantes con respecto a México.

En el Capítulo 4 se describe y aplica la metodología para el análisis de datos de licitación, los modelos de regresión lineal y el análisis de componentes principales.

En el Capítulo 5 se describen y resumen los resultados de los análisis obtenidos, y se da pie a la sección final de [Comentarios](#) y [Discusión](#), así como [Recomendaciones](#).

Como resultado del trabajo, se encontraron comportamientos y modelos cuyas variables son representativas para incentivar la participación en cada licitación, notando que es difícil comparar licitaciones entre sí, incluso si tienen características similares, como ambiente y tipo de contrato. Se encontró que en los casos que las variables propias del diseño de licitación fueron importantes, (es decir, se consideraron de peso para los modelos de regresión lineal o para los componentes principales) tanto la Participación del Estado en la Utilidad Operativa (PEUO) o el Valor mínimo de la Regalía Adicional (VMRA) tuvieron un comportamiento en favor de incentivar la participación de licitantes. Además, las características geológicas y petrofísicas de las áreas licitadas tienen una tendencia a ser vinculadas a la adjudicación ante una mayor confianza se tenga en volúmenes estimados con mayor certeza, además de que hay una preferencia a participar más en áreas con yacimientos donde se espera extraer hidrocarburos líquidos que en yacimientos de gas.

1.2 Rondas de Licitación; La asignación de derechos de exploración y producción de petróleo

Si bien los países utilizan diversos sistemas para asignar derechos de exploración y producción de petróleo, estos sistemas se pueden agrupar en dos categorías principales:

a) Sistemas de puertas abiertas:

Las licencias se otorgan como resultado de negociaciones entre el gobierno y los inversionistas interesados mediante expresiones de interés solicitadas o no solicitadas.

b) Rondas de licitación:

- Procedimientos administrativos: las licencias se asignan a través de un proceso de adjudicación administrativa sobre la base de un conjunto de criterios definidos por el gobierno; y
- Subastas: las licencias se asignan al mejor postor. Cada categoría tiene ventajas y desventajas en términos de transparencia y eficiencia económica. Dentro de cada categoría, los países utilizan varios mecanismos de asignación. Algunos países utilizan mecanismos bastante rígidos con elementos licitables limitados que afectan la división de beneficios entre el gobierno y los inversores. Otros adjudican su superficie sobre la base de la licitación del programa de trabajo, con todos los elementos financieros "fijados" por la legislación. En otros países, todo es negociable (Tordo, 2010).

	Licencia	Producción Compartida (PC)	Servicios
Elementos básicos	En su forma más básica, un sistema concesionario tiene tres componentes: regalías, deducciones (como costos operativos, depreciación, agotamiento y amortización, e intangibles costos de perforación) e impuestos.	Bajo PC, el contratista recibe una parte de la producción por los servicios prestados. En su forma más básica, un PSC tiene dos componentes: la recuperación de costos y la división del petróleo lucrativo. Sin embargo, cualquier PSC tiene cuatro componentes: regalías, recuperación de costos, beneficios del petróleo e impuestos.	Bajo contratos de Servicios, el contratista recibe una tarifa fija o variable por los servicios prestados. Pueden aplicarse impuestos sobre la renta corporativos
Regalía	La regalía es normalmente un porcentaje de los ingresos de la venta del hidrocarburo. Puede determinarse en una escala móvil, cuyos términos pueden ser negociables, licitables o estatutarios, y pagarse en efectivo o en especie. La regalía es deducible de impuestos.	Similar a los sistemas de Licencia. Además, las regalías no son normalmente costo recuperable pero sí deducible de impuestos.	No aplica.
Costos fiscales	La definición de costos fiscales se describe en la legislación del país o en el contrato de Licencia particular. Las regalías y los gastos operativos se cargan normalmente en el año en que ocurren y la depreciación se calcula de acuerdo con la legislación aplicable. Algunos países permiten la deducción de créditos de inversión, intereses de financiamiento y bonificaciones.	Los costos fiscales están definidos y las reglas de amortización y depreciación se establecen en la legislación del país o en el Contrato de PC en particular. Después del pago de las regalías, el contratista puede recuperar los costos de acuerdo con las disposiciones contractuales (puede aplicarse un límite de recuperación de costos). El resto de la producción se divide entre el gobierno anfitrión y la compañía petrolera a una tasa estipulada (a menudo negociada).	Los costos fiscales se definen y las reglas de amortización y depreciación se establecen en el acuerdo.
Recuperación de costos	No hay recuperación de costos.	Por lo general, los costos se pueden recuperar hasta un límite según se define en el Contrato de PC	Los límites de recuperación de costos a veces se imponen al contratista
Ingresos gravables	Los ingresos gravables bajo contrato de Licencia se pueden gravar a la tasa de impuestos del país. También se pueden aplicar programas especiales de incentivos a la inversión e impuestos sobre recursos especiales. Las pérdidas fiscales pueden arrastrarse hasta la recuperación total o por un período de tiempo limitado.	Los impuestos corporativos pueden aplicarse o pueden ser pagados por el gobierno anfitrión o su compañía petrolera nacional en nombre del contratista. El impuesto sobre la renta se calcula sobre los ingresos gravables (ingresos netos de regalías, costos permitidos y participación del gobierno en las ganancias del petróleo). Las pérdidas fiscales pueden arrastrarse hasta la recuperación total o por un período de tiempo limitado.	Los impuestos corporativos pueden aplicarse o pueden ser pagados por el gobierno anfitrión o la compañía petrolera nacional en nombre del contratista. El impuesto sobre la renta se calcula sobre la diferencia entre las tarifas de servicio y los costos permitidos. Las pérdidas fiscales pueden arrastrarse hasta la recuperación total o por un período de tiempo limitado.

Tabla 1.1 Características principales de Contratos Petroleros (Tordo, 2010).

1.3 Reforma Energética en México

Con la reforma constitucional, se pudieron licitar Áreas Contractuales estipuladas en un Plan Quinquenal. En total, se cuenta hasta el momento con 111 contratos adjudicados, de los cuales, 106 fueron derivados de Rondas, de los cuales a su vez 103 corresponden a Áreas Contractuales y 3 a Asociaciones, 5 fueron migraciones, de las cuales 4 fueron con socio y 1 fue migración sin socio.

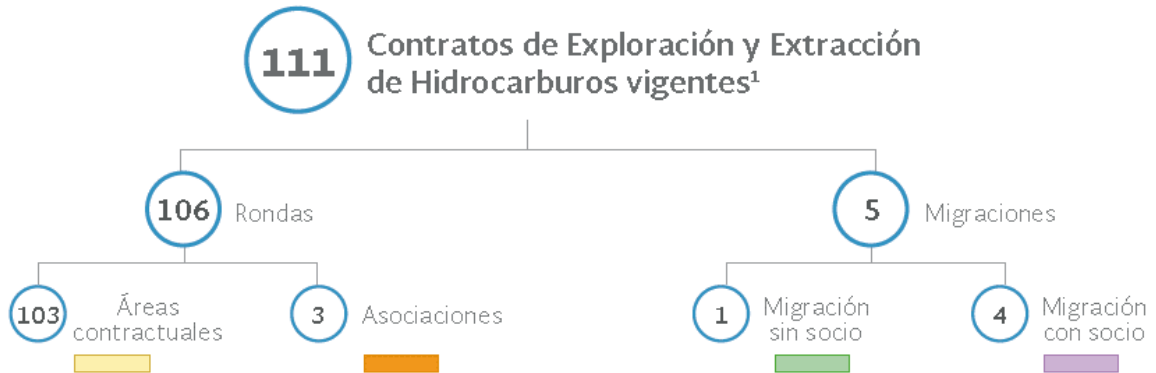


Figura 1.1 Contratos de Exploración y Extracción de Hidrocarburos vigentes (CNH, 2021)

Las ventajas para Pemex al ser ganador de un contrato son de diferentes tipos; comparte el riesgo, baja su carga fiscal o tiene menores costos de inversión al compartir con algún asociado los riesgos de inversión.

Las ventajas para el estado también son grandes, ya que atrae la inversión, lo que conlleva el pago de impuestos por actividades, además de adquirir contraprestaciones por la producción de hidrocarburos, generar actividad en torno a la búsqueda y desarrollo de nuevos campos, reactivación de los que están en franca declinación, generación de conocimiento del subsuelo, e incrementar la producción, entre otras.

1.4 Hipótesis

La hipótesis del presente trabajo es la siguiente: es posible observar parámetros que influyen en una licitación de rondas petroleras en México para incentivar una licitación exitosa, además de definir lo que se entiende por éxito en una licitación.

Las variables a utilizar serán aquellas correspondientes a datos públicos anteriores al acto de adjudicación de las áreas, para todas las Rondas de Licitación llevadas a cabo al momento.

CAPÍTULO 2. MARCO TEÓRICO

2.1 Teoría de juegos

Se utilizarán las bases de la teoría de juegos junto con la teoría de subastas para analizar las Rondas de Licitación en México, así como para posteriormente analizar empíricamente las relaciones entre los mecanismos de diseño de subastas, las características de las áreas y el éxito de una subasta.

2.2 Subastas

Las subastas asignan y valoran los recursos escasos en entornos de incertidumbre. Cada subasta plantea y responde la pregunta básica: ¿quién debería obtener los artículos y a qué precios? Las subastas son un método de asignación formal y transparente dado que en un principio se establecen reglas claras para el proceso de subasta. La transparencia beneficia tanto a los postores como al vendedor, en este caso, el país que otorga los contratos de exploración y extracción de hidrocarburos. Mediante los mecanismos de subasta se puede mitigar la corrupción potencial y se fomenta la competencia a través de un proceso justo y abierto. Una ventaja principal de una subasta es su tendencia a asignar los bloques a quienes mejor puedan usarlos (Cramton, 2007).

La teoría de las subastas es una de las teorías económicas modernas más exitosas, su éxito se refleja en un cuerpo teórico coherente, pero también en su capacidad para proporcionar conocimientos sobre muchos problemas prácticos de política (Cramton, 2007).

2.2.1. Conceptos generales de subastas

El conjunto de reglas que determina cómo se va a vender un objeto se llama subasta. Una subasta es una forma de juego que se usa a menudo cuando existe incertidumbre sobre el verdadero valor de un objeto, como un bloque en una licitación.

Es poco probable que un vendedor conozca todas las valoraciones reales de los compradores y, por lo general, los compradores no saben a el precio de reserva (precio mínimo al que está dispuesto a vender el vendedor), a menos que sea un valor explícito que el licitador dé a conocer antes de que los licitantes hagan ofertas.

En la mayoría de las subastas en la industria de petróleo y gas utilizan los mecanismos de oferta oral o sellada de primer precio. En las subastas de oferta sellada, cada postor presenta de forma independiente una sola oferta, sin el beneficio de ver las ofertas de la competencia.

Los siguientes conceptos están asociados a las subastas y la forma en la que se llevan a cabo, la manera de valorar los objetos subastados y la información que se tiene para realizar estrategias en la subasta:

Valuaciones

Las subastas se utilizan precisamente porque el vendedor no está seguro de los valores que los postores asignan al objeto que se vende: la cantidad máxima que cada postor está dispuesto a pagar. Si el vendedor conociera los valores con precisión, podría simplemente ofrecer el objeto al postor con el valor más alto o justo por debajo de lo que este postor está dispuesto a pagar. La incertidumbre con respecto a los valores que enfrentan tanto los vendedores como los compradores es una característica inherente de las subastas (Krishna, 2009).

Valores privados

Si cada postor conoce el valor del objeto por sí mismo en el momento de la licitación, la situación se denomina de valores privados. Implícito en esta situación es que ningún licitador conoce con certeza los valores asignados por otros postores y el conocimiento de los valores de otros postores no afectaría el valor del objeto para un postor en particular.

Valores interdependientes

En muchas situaciones, el propio postor desconoce cuánto vale el objeto en el momento de la subasta. Es posible que solo tenga una estimación de algún tipo o alguna señal de conocimiento privado, como la estimación de un experto o el resultado de una prueba, que esté correlacionada con el valor real. De hecho, otros postores pueden poseer información o estimaciones adicionales o resultados de pruebas, que sí se conocen, y afectaría el valor que un postor en particular atribuye al objeto. Por lo tanto, los valores se desconocen en el momento de la subasta y pueden verse afectados por la información disponible para otros postores. Tal especificación se denomina valores interdependientes y es particularmente adecuada para situaciones en las que el objeto que se vende es un activo que posiblemente se pueda revender después de la subasta.

Valores comunes

Un caso especial de los valores interdependientes es una situación en la que el valor, aunque se desconoce en el momento de la licitación, es el mismo para todos los postores, situación que se describe como de valor común puro.

Un modelo de valor común es más apropiado cuando el valor del objeto subastado se deriva de un precio de mercado que se desconoce en el momento de la subasta. Un ejemplo arquetípico es la venta de un área con una cantidad desconocida de

petróleo bajo tierra. Los postores pueden tener estimaciones diferentes de la cantidad de petróleo, quizás basadas en pruebas realizadas de forma privada, pero el valor final del área se deriva de las ventas futuras del petróleo, por lo que este valor es, en una primera aproximación, el mismo para todos los postores.

Las subastas de petróleo y gas se consideran de valor común (es decir, la propiedad finalmente tiene el mismo valor para todos los postores, pero cada postor tiene su propia estimación de lo que vale).

Los postores de la subasta suelen tener la misma información para evaluar la propiedad, pero la incertidumbre en la interpretación de esa información proporciona una variedad de estimaciones de su valor (Bulow J. a., 2002).

Un resultado potencial de las subastas de valor común es la maldición del ganador. Ésta es la tendencia del ganador de una subasta a pagar de más por la compra de valor común. Ocurre porque el valor real para los diferentes postores es desconocido, pero está correlacionado (es decir, relacionado con el mismo conocimiento común) y los postores toman decisiones de licitación basadas en valores estimados. El ganador lógico tiende a ser el postor con la estimación del valor de propiedad más alto y, por lo tanto, tiende a pagar de más por el activo.

Ingresos vs Eficiencia

Desde la perspectiva del vendedor, un criterio natural para comparar diferentes formas de subasta son los ingresos, o el precio de venta esperado que se obtiene. Sin embargo, desde la perspectiva de la sociedad en su conjunto, la eficiencia (que el objeto acabe en manos de la persona que más lo valora *ex post*) puede ser más importante. Esto es especialmente cierto cuando la subasta se refiere a la venta de un activo público al sector privado, por lo que el vendedor, en este caso un gobierno, puede querer elegir un formato que garantice que el objeto se asigna de manera eficiente, incluso si los ingresos de algún otro formato ineficiente son mayores, como en el caso de la industria petrolera.

Pero ¿debería ser la eficiencia un criterio en absoluto? ¿Por qué no se puede confiar en "el mercado" para reasignar el objeto de manera eficiente, incluso si la subasta no lo hace? Después de todo, la persona que gana la subasta puede revender el objeto a alguien que le otorgue un valor más alto. Este último argumento es sospechoso por muchas razones.

Primero, las transacciones posteriores a la subasta involucrarán típicamente a un pequeño número de agentes, por lo que daría lugar a algunas negociaciones sobre el precio de reventa. Es poco probable que dicha negociación dé lugar a resultados eficientes, ya que normalmente se llevará a cabo en condiciones de información

incompleta. En segundo lugar, la reventa puede implicar importantes costos de transacción, por lo que puede que no se lleve a cabo incluso cuando debería.

En resumen, se encontró que incluso en las mejores circunstancias, sin costos de transacción ni demoras en la negociación, la respuesta es no, la reventa no puede garantizar la eficiencia, por lo que para el caso de las subastas petroleras, los encargados de elegir el tipo de subastas interesados en lograr la eficiencia harían bien en elegir cuidadosamente el formato de subasta (Krishna, 2009).

Por supuesto, los ingresos y la eficiencia no son los únicos criterios que deben guiar la elección de un formato de subasta. La transparencia puede ser una consideración práctica importante en países o en ocasiones en las que se haya pedido o se haya perdido confianza hacia el vendedor.

Otro factor importante puede ser la posibilidad de colusión entre licitadores. Como se verá más adelante, los formatos de subasta difieren en su susceptibilidad a tal colusión y se deben apropiar los mecanismos para evitar esto.

2.2.2. Formas comunes de subastas:

Precio ascendente o subasta inglesa

El precio ascendente abierto o subasta inglesa es la forma de subasta más antigua y quizás la más frecuente. La palabra "subasta" en sí misma se deriva del latín *augere*, que significa "aumentar", a través del *participleauctus* ("aumentar"). En una variante de la subasta inglesa, la venta es realizada por un subastador que comienza anunciando un precio bajo y lo sube, generalmente en pequeños incrementos, siempre que haya al menos dos postores interesados. La subasta se detiene cuando solo hay un postor interesado. Una forma de modelar formalmente el juego subyacente es postular que el precio aumenta continuamente y que cada postor indica un interés en comprar al precio actual de una manera evidente para todos, por ejemplo, levantando una mano. Una vez que un postor encuentra que el precio es demasiado alto, indica que ya no está interesado bajando la mano. La subasta finaliza cuando solo un único postor todavía está interesado. Este postor gana el objeto y paga al subastador una cantidad igual al precio al que el penúltimo postor se retiró.

Subastas simultáneas de múltiples rondas (SMRA, Simultaneous Multi-Round Auction Format)

Este tipo de subasta permite a los postores pujar por varios objetos simultáneamente y ganar varios objetos. El SMRA fue diseñado para las comunicaciones federales de EE. UU.

Comenzó a principios de la década de 1990, y ha sido el formato de subasta estándar para vender espectro en todo el mundo durante muchos años. También es fácil de implementar y, por lo tanto, es un candidato natural para muchos mercados de objetos múltiples.

La SMRA es una extensión de la subasta inglesa a más de un objeto. Todos los artículos se venden al mismo tiempo, cada uno con un precio asociado, y los postores pueden ofertar por cualquier número de artículos. La subasta se desarrolla en rondas, que son períodos de tiempo específicos en los que todos los postores pueden presentar sus ofertas. Después de que se cierra una ronda, el subastador revela quién está ganando y el precio de cada artículo, que coincide con la oferta más alta presentada por el artículo.

Existen diferencias en el nivel de información revelada sobre las ofertas de otros postores. A veces, todas las ofertas se revelan después de cada ronda; a veces solo se publican los precios de las ofertas ganadoras en cada ronda.

La licitación continúa hasta que ningún postor esté dispuesto a aumentar más la oferta de algún objeto. En otras palabras, si en una ronda no se realizan nuevas ofertas, los postores reciben el espectro para el que tienen la oferta activa más alta; entonces la subasta termina, con cada postor ganando los bloques en los que tiene la oferta más alta y pagando el precio de oferta por cada objeto ganado.

La SMRA utiliza *reglas de actividad* simples, que obligan a los participantes a estar activos desde el principio. Sin tales reglas, los postores podrían verse tentados a ocultar su demanda y esperar a ver cómo evolucionan los precios antes de comenzar a ofertar. Las reglas de monotonidad, en las que los postores no pueden pujar por más artículos en rondas posteriores, se utilizan con regularidad. Esto obliga a los postores a estar activos desde el principio.

Por lo general, los postores obtienen puntos de elegibilidad asignados al inicio de la subasta; estos definen el número máximo de artículos o licencias por los que se les permite ofertar.

Si la cantidad de objetos que los oferentes ganan en una ronda y las nuevas ofertas que envían requieren menos puntos de elegibilidad que en la última ronda, entonces los oferentes pierden puntos.

Aparte de las reglas de actividad, hay reglas adicionales que importan. Los subastadores suelen establecer precios de reserva para cada artículo, que describen precios por debajo de los cuales no se venderá un artículo (o bien, el precio mínimo que están dispuestos a aceptar). Se necesitan definir incrementos de oferta y cómo los incrementos de oferta pueden cambiar durante la subasta. Un

incremento de oferta es la cantidad mínima por la que un postor necesita aumentar su oferta por encima del precio de oferta en la siguiente ronda.

A veces, los subastadores permiten el retiro de ofertas y, a veces, los postores obtienen exenciones de ofertas, lo que les permite no ofertar en una ronda sin perder puntos de elegibilidad. Los subastadores a menudo establecen pisos y topes para las ofertas, que son límites sobre cuánto debe ganar un ganador en la subasta como mínimo y cuánto puede ganar como máximo. Estas reglas se establecen con el fin de evitar resultados no deseados, como un monopolio después de la subasta o un ganador que gane tan poco espectro que no sea suficiente para un negocio viable.

La oferta sencilla significa que un postor oferta por paquetes de artículos que, en conjunto, maximizan la recompensa a los precios de venta actuales en cada ronda.

Subasta ascendente de reloj

Una variante de la subasta inglesa es la subasta ascendente de reloj (también llamada subasta japonesa), es un formato de subasta dinámica en la que un reloj continuo o discreto indica la oferta más alta más reciente y los postores presionan un botón para salir de la competencia. Por lo general, el número de postores restantes se publica con la oferta más alta en pie.

Procede de la siguiente manera:

- Se muestra un precio inicial. Suele ser un precio bajo; puede ser 0 o el precio de reserva del vendedor.
- Todos los compradores que estén interesados en comprar el objeto al precio mostrado ingresan al campo de la subasta.
- El precio mostrado aumenta continuamente o en pequeños pasos discretos (por ejemplo, un centavo por segundo).
- Cada comprador puede salir de la arena en cualquier momento.
- Ningún comprador saliente puede volver a entrar en la arena.
- Cuando un solo comprador permanece en la arena, la subasta se detiene. El comprador restante gana el artículo y paga el precio mostrado.

Subasta holandesa

La subasta holandesa es la contraparte de precio descendente abierto de la subasta inglesa. No se usa comúnmente en la práctica, pero tiene algún interés conceptual. Aquí el subastador comienza anunciando un precio lo suficientemente alto como para que presumiblemente ningún postor esté interesado en comprar el objeto a ese precio. Este precio se reduce gradualmente hasta que algún postor indica su interés. Luego, el objeto se vende a este postor al precio dado.

Subasta de primer precio con oferta sellada

La subasta de primer precio con oferta sellada es otra forma común. Su funcionamiento es bastante sencillo: los licitadores presentan sus ofertas en sobres sellados; la persona que presenta la oferta más alta gana el objeto y paga lo que ofertó.

La subasta con oferta sellada de primer precio se utiliza en México para las licitaciones petroleras. Los postores presentan simultáneamente ofertas para cada bloque deseado. Cada bloque se otorga al mejor postor al precio de la oferta ganadora. Este formato simple es adecuado para bloques marginales con estructuras de valor casi aditivas (el valor de un paquete es igual a la suma de los valores de los bloques individuales) e interdependencias de valores pequeños entre los postores. (Cramton, 2007)

Subasta de segundo precio con oferta sellada

Por último, está la subasta de segundo precio con oferta sellada. Como sugiere su nombre, una vez más los postores presentan sus ofertas en sobres sellados; la persona que presenta la oferta más alta gana el objeto, pero no paga lo que ofertó, sino la segunda oferta más alta.

Formas equivalentes de subastas

Existen cuatro formatos clásicos de subasta. Dos fueron subastas abiertas, la inglesa y la holandesa, y dos fueron subastas de oferta sellada, los formatos de primer y segundo precio.

Parecen formatos muy diferentes y, ciertamente, difieren en la forma en que se implementan en el mundo real. Las subastas abiertas requieren que los postores se presenten en el mismo lugar, mientras que las ofertas selladas pueden enviarse por correo, por lo que un postor puede observar el comportamiento de otros postores en un formato y no en otro. Para los tomadores de decisiones racionales, sin embargo, algunas de estas diferencias son superficiales.

Primero, se puede observar que la subasta holandesa de precio descendente abierto es estratégicamente equivalente a la subasta de oferta sellada de primer precio. En una subasta de oferta sellada de primer precio, la estrategia de un postor expone su información privada en una oferta. Aunque la subasta holandesa se lleva a cabo al aire libre, no ofrece información útil a los postores. La única información que está disponible es que algún postor ha acordado comprar al precio actual, pero eso hace que la subasta finalice. Hacer una oferta por una determinada cantidad en una subasta de oferta sellada a primer precio equivale a ofrecer comprar por esa cantidad en una subasta holandesa, siempre que el artículo todavía esté disponible.

Para cada estrategia en una subasta de primer precio, existe una estrategia equivalente en la subasta holandesa y viceversa.

En segundo lugar, cuando los valores son privados, la subasta ascendente abierta inglesa también es equivalente a la subasta de oferta sellada de segundo precio, pero en un sentido más débil que el señalado anteriormente. La subasta inglesa ofrece información sobre cuándo abandonan otros postores y, al observar esto, es posible inferir algo sobre su información conocida de forma privada. Sin embargo, con valores privados, esta información no sirve de nada. En una subasta inglesa, claramente no puede ser óptimo quedarse después de que el precio exceda el valor, lo que solo puede causar una pérdida, o retirarse antes de que el precio alcance el valor, renunciando así a posibles ganancias. Asimismo, en una subasta de segundo precio es mejor ofertar el valor del objeto. Por lo tanto, con valores privados, la estrategia óptima en ambos es pujar o permanecer hasta que se alcance el valor del objeto.

Esta equivalencia entre las subastas inglesa y de segundo precio es débil en dos sentidos. Primero, las dos subastas no son estratégicamente equivalentes. En segundo lugar, y más importante, las estrategias óptimas en los dos son las mismas solo si los valores son privados. Con valores interdependientes, la información disponible para otros es relevante para la evaluación de un postor en particular del valor del objeto. Ver que otro postor abandona antes de tiempo puede traer malas noticias que pueden hacer que el postor reduzca su propia estimación del valor del objeto. Por tanto, si los valores son interdependientes, no es necesario que las dos subastas sean equivalentes desde la perspectiva de los postores. La Figura 2.1 muestra las equivalencias entre los formatos de oferta abierta y sellada que se presentan aquí.

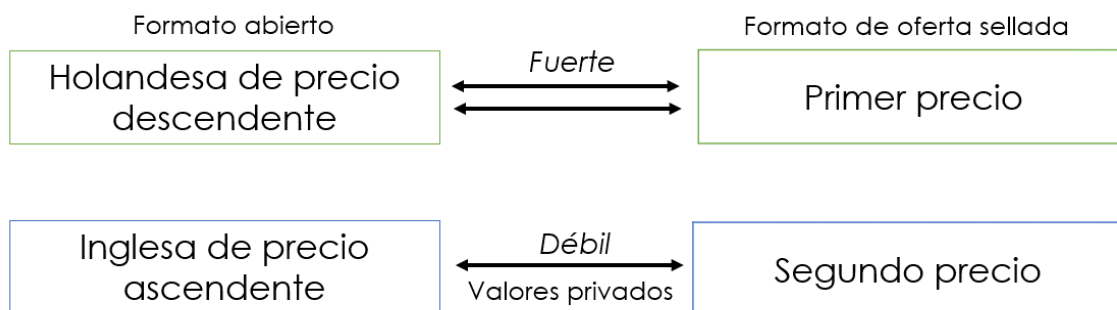


Figura 2.1 Equivalencias entre los formatos de oferta abierta y sellada (al español con información de (Beltrán, 2006))

Teorema de equivalencia de ingresos

Uno de los resultados más importantes de la teoría de las subastas es el "teorema de equivalencia de ingresos". El teorema de equivalencia de ingresos hace una

afirmación notable: bajo suposiciones particulares, los cuatro métodos estándar para subastar un solo artículo (primer precio sellado, oferta, segundo precio sellado, oferta, inglés ascendente y holandés descendente) todos dan como resultado exactamente los mismos ingresos esperados para el vendedor. En cada caso, los ingresos esperados son iguales al valor esperado otorgado al artículo por el postor que lo valora en segundo lugar. Además, cuando el vendedor establece un precio de reserva apropiado, todos estos cuatro métodos dan como resultado ingresos que son al menos tan grandes como los que se pueden obtener con cualquier otro mecanismo de negociación. A partir de este sorprendente resultado, se podría concluir que el diseño de la subasta tiene poca importancia, que todas las subastas estándar funcionan bien.

El Teorema de Equivalencia de Ingresos implica supuestos particulares, que los cuatro métodos estándar para subastar un solo artículo dan como resultado exactamente los mismos ingresos esperados para el vendedor (Vickrey, 1961). Algunas de las suposiciones para este teorema son:

- Neutralidad al riesgo: Los postores son neutrales al riesgo
- Independencia: Los valores de los postores son información privada y estadísticamente independiente
- Simetría: Los valores se toman de la misma distribución de probabilidad

2.2.3. Mecanismos de diseño de subastas

Una subasta es una de las muchas formas que puede utilizar un vendedor para vender un objeto a compradores potenciales con valores desconocidos. En una subasta, el objeto se vende a un precio determinado por la competencia entre los compradores de acuerdo con las reglas establecidas por el vendedor (el formato de subasta) pero el vendedor puede utilizar otros métodos. El vendedor puede fijar un precio fijo y vender el objeto al primero que llegue. O el vendedor podría negociar con uno de los compradores, digamos, uno elegido al azar. El vendedor también podría realizar una subasta y luego negociar con el ganador. La gama de opciones es prácticamente ilimitada. El diseño de mecanismos pretende resolver la pregunta ¿Cuál es la mejor manera de asignar un objeto?

El primer paso es definir el producto: el plazo de la licencia, el tamaño del bloque, las regalías y las obligaciones fiscales, etc. A continuación, se deben resolver una serie de cuestiones básicas de diseño: si vender derechos de forma secuencial o simultánea, si utilizar una subasta dinámica o estática, qué política de información debería utilizarse y si deberían establecerse precios de reserva y cómo. Al considerar estas preguntas, también deben examinarse los riesgos de colusión y corrupción.

Al diseñar los mecanismos de una subasta, se debe considerar la estructura de las preferencias de los licitadores (o "valores"). Dos aspectos de las preferencias de los licitadores son especialmente importantes. La primera es que los valores para un postor de un artículo en particular pueden depender de qué otros artículos ya posee. Los artículos en venta —el derecho a explorar y desarrollar y gastar en un bloque geográfico particular— son a veces "sustitutos" y otras "complementarios", en el sentido de que a veces poseer un derecho (un bloque, por ejemplo) hace que otros derechos sean menos valiosos para un postor particular, pero a veces poseer un derecho hace que otros derechos sean más valiosos. Si para un postor particular, el valor de un bloque es independiente de la propiedad de otro, entonces decimos que los valores son aditivos. El segundo es que, a diferencia de muchos escenarios, los valores que los postores asignan a los derechos de exploración y extracción de petróleo y gas pueden ser interdependientes entre los diferentes licitadores, ya que cada licitador tiene información privada, proveniente de estudios e información de sísmica, que es relevante para determinar el valor general de un bloque.

Los postores tienen "valores comunes" si es el caso que el valor ex post del bloque es el mismo para todos los postores. Este valor ex post se desconoce en el momento de la subasta; Los postores solo tienen estimaciones del valor común de los levantamientos, pruebas sísmicas y análisis de expertos que han realizado.

2.3 Diseño de los mecanismos

Para el diseño de los mecanismos de la subasta, se puede partir de un análisis tradicional, como el que se muestra en la Figura 2.2:

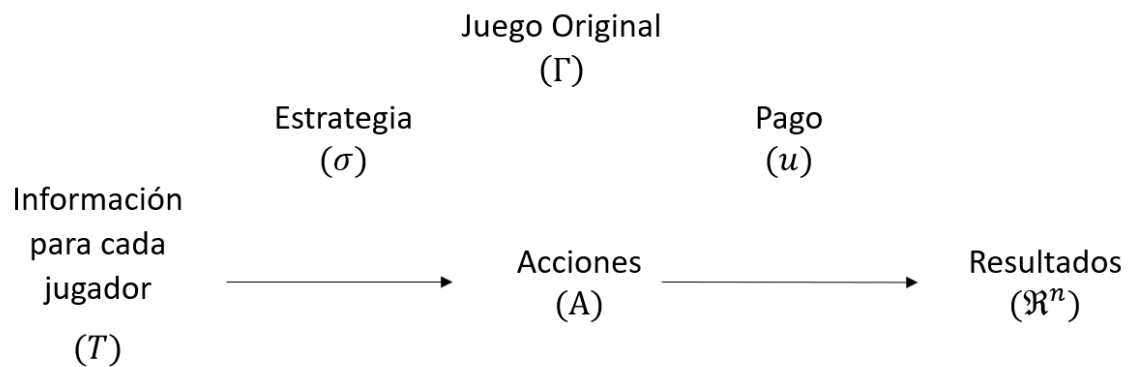


Figura 2.2 Diseño de mecanismos de subasta tradicionales

Se comienza con un juego en particular (Γ), información privada para cada jugador, como por ejemplo, el valor del vendedor y el comprador para un objeto (T), se identifican las estrategias que emplean los jugadores (σ), lo cual resulta en acciones (A) estas acciones pueden ser una oferta por el comprador y una venta por el vendedor. El resultado de las acciones da las recompensas (u) con las

funciones de utilidad de los jugadores para maximizar el beneficio. Esto termina en un resultado, haya existido o no el intercambio (\mathfrak{R}^n) para cada jugador.

Para el análisis de revelación directa, se puede simplificar el análisis a los siguiente:

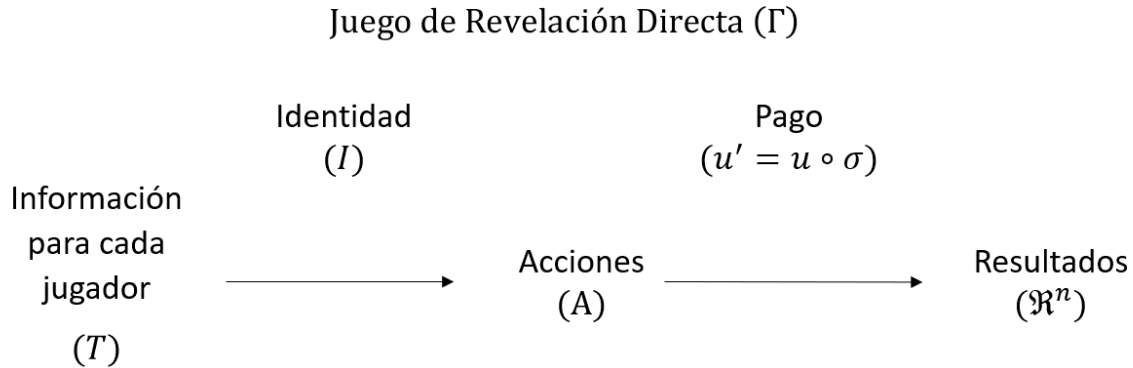


Figura 2.3 Diseño de mecanismos de subasta de revelación directa

En donde se vinculan los tipos con la función identidad, en donde se tiene que reportar la información privada (en donde se diseña el mecanismo para no incentivar la mentira o el “bluff”), lo que lleva a las acciones para las recompensas, en donde se tiene $u' = u \circ \sigma$, la cual es la función de recompensa como composición de la función de las utilidades dentro del juego original (Γ), y eso arroja resultados (\mathfrak{R}^n).

Modelos de simetría

Para describir modelos simétricos (los valores del objeto se toman de la misma distribución de probabilidad), se asumirá un solo objeto a la venta, y N compradores potenciales que están pujando por el objeto. El licitante i le asigna un valor de X_i al objeto (el máximo valor que el licitante está dispuesto a pagar por el objeto). Cada X_i es distribuido idéntica e independientemente en algún intervalo $[0, \omega]$ de acuerdo con la función de distribución incremental F . Se asume que F admite una densidad continua $f \equiv F'$ y tiene soporte total.

Se permite la posibilidad de que el soporte de F sea la línea real no-negativa $[0, \infty)$ y si es de esta manera, con un poco de abuso de notación, $\omega = \infty$. En cualquier caso, se asume que $E[X_i] < \infty$.

El oferente (licitante) i sabe la realización x_i de X_i y solo que los valores de otros oferentes están distribuidos independientemente de acuerdo a F . Los licitantes son neutrales al riesgo; buscan maximizar los ingresos esperados.

Se asume también que todos los componentes del modelo distintos de los valores obtenidos son conocidos por todos los licitadores. En particular, la distribución F es de conocimiento común, al igual que el número de postores.

Finalmente, también se asume que los licitadores no están sujetos a restricciones de liquidez o presupuesto. Cada postor i tiene recursos suficientes para que, si es necesario, pueda pagar al vendedor hasta su valor x_i . Por lo tanto, cada licitante está dispuesto y puede pagar hasta su valor.

Se enfatiza que la distribución de valores es la misma para todos los postores, y esto se refiere como una situación como una que involucra postores simétricos. Se dice que los licitadores son simétricos si se basan en esta misma distribución de conocimiento común y a este conjunto de información común se denomina información completa.

En este marco, se examinan dos formatos principales de subasta:

- i. Una subasta de oferta sellada de primer precio, donde el mejor postor obtiene el objeto y paga la cantidad que ofertó
- ii. Una subasta de oferta sellada de segundo precio, donde el mejor postor obtiene el objeto y paga la segunda oferta más alta.

Cada uno de estos formatos de subasta determina un juego entre los licitantes. Una estrategia para un jugador es una función $\beta_i: [0, \omega] \rightarrow \mathbb{R}_+$, lo que determina su oferta para cualquier valor. Normalmente el interés está en comparar los resultados de un equilibrio simétrico (aquel en el que todos los licitantes siguen la misma estrategia) de una subasta. Dado que los licitantes son simétricos, es natural enfocarse en el equilibrio simétrico.

Subastas de segundo precio

Aunque el formato de subasta de primer precio es más familiar e incluso natural, se comenzará el análisis considerando las subastas de segundo precio. El problema estratégico que enfrentan los postores en las subastas de segundo precio es mucho más simple que el de las subastas de primer precio, por lo que constituyen un punto de partida natural. Cabe recordar también que, en el marco de valores privados, las subastas de segundo precio son equivalentes a las subastas abiertas de precio ascendente (o en inglés).

En una subasta de segundo precio, cada postor presenta una oferta sellada b_i y, dadas estas ofertas, los pagos son:

$$\Pi_i = x_i - \max_{j \neq i} b_j \quad \text{si } b_i > \max_{j \neq i} b_j \quad (2.1)$$

$$\Pi_i = 0 \quad \text{si } b_i < \max_{j \neq i} b_j \quad (2.2)$$

También se asume que, si hay un empate, el objeto va a cada postor ganador con la misma probabilidad. El comportamiento de las pujas en una subasta de segundo precio es sencillo.

Proposición 2.1. En una subasta de oferta sellada de segundo precio, es una estrategia débilmente dominante ofertar de acuerdo con $\beta^H(x) = x$.

Por ejemplo, si se considera que se tiene el licitante 1, y se considera que $p_1 = \max_{j \neq 1} b_j$ es la oferta más alta de la competencia. Ofreciendo x_1 , el licitante 1 ganará si $x_1 > p_1$ y no lo hará si $x_1 < p_1$ (si $x_1 = p_1$, el licitante es indiferente entre ganar y perder). Supóngase, sin embargo, que oferta una cantidad $z_1 < x_1$. Si $x_1 > z_1 \geq p_1$, sigue ganando, y su ganancia sigue siendo $x_1 - p_1$. Si $p_1 > x_1 > z_1$, el licitante pierde. Sin embargo, si $x_1 > p_1 > z_1$, el licitante perdería, y que en si en lugar de eso hubiere ofrecido la cantidad x_1 , hubiera hecho un beneficio positivo.

Por lo tanto, ofreciendo menos que x_1 no solo nunca puede incrementar su beneficio, sino que en algunos casos puede disminuirlo. De manera similar, se puede hacer el ejercicio para cuando se ofrece más de la cantidad de x_1 .

Con los supuestos hechos al momento, se podrá responder a cuánto está dispuesto a pagar cada licitante en equilibrio. Para algún licitante fijo, por decir el licitante 1, la variable aleatoria $Y_1 \equiv Y_1^{N-1}$ sería aquella que denota el valor más grande entre los licitantes $N - 1$. En otras palabras, Y_1 es el estadístico de mayor orden de X_2, X_3, \dots, X_N . G es la variable para denotar la función de distribución de Y_1 .

Para todo y , $G(y) = F(y)^{N-1}$. En una subasta de segundo precio, el pago esperado a un licitante con un valor x puede ser escrita de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} m^H &= \text{Prob}[\text{ganar}] \cdot E[2da \text{ oferta más alta} | x \text{ es la oferta más alta}] \\ &= \text{Prob}[\text{ganar}] \cdot E[2do \text{ valor más alto} | x \text{ es la oferta más alta}] \\ &= G(x) \cdot E[Y_1 | Y_1 < x] \end{aligned} \tag{2.3}$$

Subastas de primer precio

En una subasta de primer precio, cada postor presenta una oferta sellada b_i , y dadas estas ofertas, los pagos son:

$$\Pi_i = x_i - b_i \quad \text{si } b_i > \max_{j \neq i} b_j \quad (2.4)$$

$$\Pi_i = 0 \quad \text{si } b_i < \max_{j \neq i} b_j \quad (2.5)$$

Como en el caso anterior, si hay más de un postor con la oferta más alta, el objeto lo gana cada postor con la misma probabilidad.

En una subasta de primer precio, el comportamiento de equilibrio es más complicado que en una subasta de segundo precio. Claramente, ningún postor ofertaría una cantidad igual a su valor, ya que esto solo garantizaría un pago de 0. Al fijar el comportamiento de licitación de otros, en cualquier licitación que no ganará ni perderá con seguridad, el postor se enfrenta a una compensación simple; un aumento en la oferta aumentará la probabilidad de ganar y, al mismo tiempo, reducirá las ganancias de ganar. Para tener una idea de cómo se equilibran estos efectos, se puede comenzar con una demostración heurística de estrategias de equilibrio simétrico.

Supóngase que los licitantes $j \neq 1$ siguen la estrategia simétrica, incremental y diferenciable de equilibrio $\beta^j \equiv \beta$. Supóngase que el licitante 1 recibe una señal, $X_1 = x$, y oferta b . Se desea obtener la b óptima.

Primero, obsérvese que nunca puede ser óptimo elegir una oferta $b > \beta(\omega)$, ya que en ese caso, el licitante 1 ganaría con seguridad y podría hacerlo mejor reduciendo ligeramente su oferta, por lo que ganaría seguramente, pero pagando menos. Por lo tanto, solo se deben considerar las ofertas $b \leq \beta(\omega)$.

En segundo lugar, un postor con valor 0 nunca presentaría una oferta positiva, ya que perdería si ganara la subasta. Por tanto, se tiene que $\beta(0) = 0$.

El licitante 1 gana la subasta cuando mande la mayor oferta (esto es, cuando $\max_{i \neq 1} \beta(X_i) < b$). Dado que β es incremental, $\max_{i \neq 1} \beta(X_i) = \beta(\max_{i \neq 1} X_i) = \beta(Y_1)$, donde, al igual que antes, $Y_1 \equiv Y_1^{N-1}$, el valor más grande de los valores $N - 1$. El licitante 1 gana cuando $\beta(Y_1) < b$, o de manera equivalente, cuando $Y_1 < \beta^{-1}(b)$.

El pago esperado para el licitante 1 es:

$$G(\beta^{-1}(b)) \cdot (x - b) \quad (2.6)$$

En donde nuevamente G es la distribución de Y_1 . Maximizar esto con respecto a la oferta b da como resultado la condición de primer orden:

$$\frac{g(\beta^{-1}(b))}{\beta^I(\beta^{-1}(b))}(x - b) - G(\beta^{-1}(b)) = 0 \quad (2.7)$$

En donde $g = G'$ que es la densidad de Y_1 .

En un equilibrio simétrico, $b = \beta(x)$, y la ecuación anterior da como resultado la ecuación diferencial:

$$G(x)\beta'(x) + g(x)\beta(x) = xg(x) \quad (2.8)$$

O de manera equivalente,

$$\frac{d}{dx}(G(x)\beta(x)) = xg(x) \quad (2.9)$$

Y dado que $\beta(0)$, se tiene:

$$\beta(x) = \frac{1}{G(x)} \int_0^x yg(y)dy \quad (2.10)$$

$$\begin{aligned} \beta(x) &= \frac{1}{G(x)} \int_0^x yg(y)dy \\ &= E[Y_1 | Y_1 < x] \end{aligned} \quad (2.11)$$

La demostración de β solamente es heurística porque la ecuación 2.8 es una condición simplemente necesaria: No se ha establecido formalmente que si los otros $N - 1$ licitadores siguen β , entonces es óptimo para un licitante con un valor x ofertar $\beta(x)$. La siguiente proposición valida que lo anterior es correcto:

Proposición 2.2: Las estrategias de equilibrio simétrico en una subasta de primer precio están dadas por la siguiente proposición:

$$\beta^I(x) = E[Y_1 | Y_1 < x] \quad (2.12)$$

En donde Y_1 es el mayor de los valores $N - 1$ independientemente tomados.

Supóngase que todos los licitantes a excepción del licitante 1 siguen la estrategia $\beta^I = \beta$ dada en la ecuación (2.12) Se argumentará que en ese caso es óptimo que el licitante 1 siga también β . Primero, obsérvese que β es una función creciente y continua. Así, en equilibrio, el postor con el valor más alto presenta la oferta más alta y gana la subasta. No es óptimo que el licitante 1 oferte $b > \beta(\omega)$. El pago esperado del licitante 1 con valor x si licita una cantidad $b \leq \beta(\omega)$ se calcula de la siguiente manera: denótese por $z = \beta^{-1}(b)$ el valor para el cual b es la oferta de equilibrio, es decir, $\beta(z) = b$. Entonces se puede escribir el pago esperado del licitante 1 al ofertar $\beta(z)$ cuando su valor es x como sigue:

$$\Pi(b, x) = G(z)[x - \beta(z)] \quad (2.13)$$

$$= G(z)x - G(z)E[Y_1 | Y_1 < z] \quad (2.14)$$

$$= G(z)x - \int_0^z G(y)dy \quad (2.15)$$

$$= G(z)(x - z) + \int_0^z G(y)dy \quad (2.16)$$

Donde la cuarta igualdad se obtiene por integración por partes. De lo anterior se obtiene:

$$\Pi(\beta(x), x) - \Pi(\beta(z), x) = G(z)(z - x) - \int_0^z G(y)dy \geq 0 \quad (2.17)$$

Sin importar si $z \geq x$ o $z \leq x$.

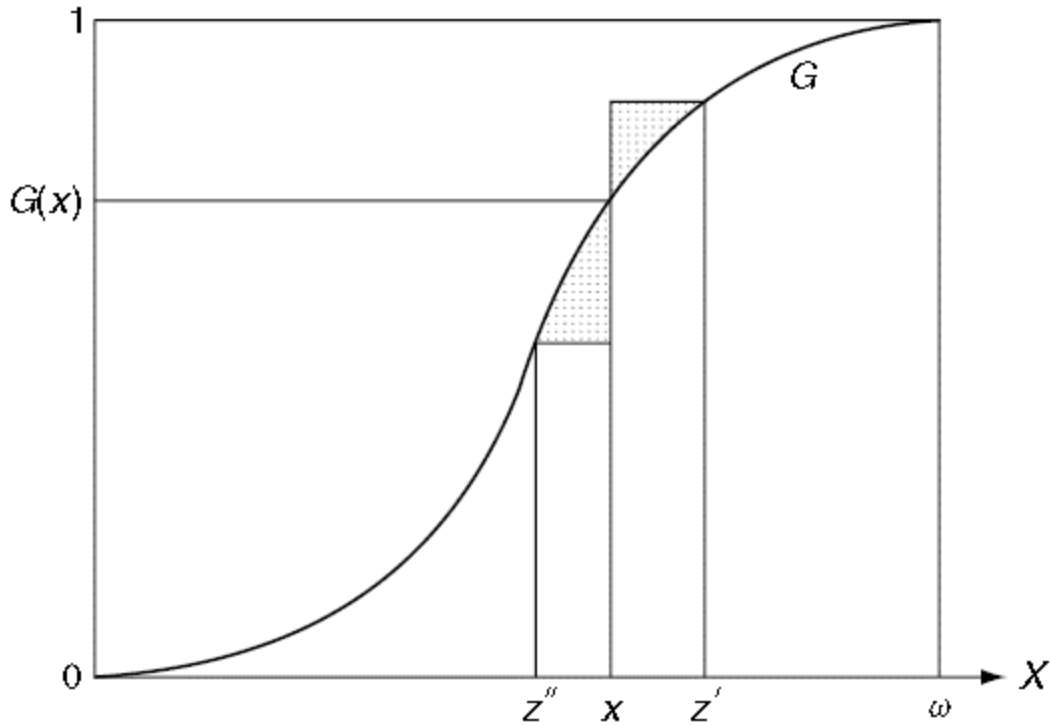


Figura 2.4 Pérdidas de bajo y sobre ofertar en una subasta a primer precio (Krishna, 2009)

El argumento anterior muestra que ofertar una cantidad $\beta(z') > \beta(x)$ en lugar de $\beta(x)$ resulta en una pérdida igual al área sombreada a la derecha de la Figura 2.4; y de manera similar, ofertar una cantidad $\beta(z'') < \beta(x)$ resulta en una pérdida igual al área a la izquierda.

Se ha argumentado que si todos los demás licitadores están siguiendo la estrategia β , un licitante con un valor x no se puede beneficiar ofertando cualquier cosa diferente de $\beta(x)$ y esto implica que β es una estrategia de equilibrio simétrica.

La oferta de equilibrio puede ser escrita como:

$$\beta^l(x) = x - \int_0^x \left(\frac{G(y)}{G(x)} \right) dy \quad (2.18)$$

Esto muestra que la oferta es, naturalmente, menor que el valor x . Dado que:

$$\frac{G(y)}{G(x)} = \left[\frac{F(y)}{F(x)} \right]^{N-1} \quad (2.19)$$

El grado de “sombreado” (la cantidad por la cual la oferta es menor que el valor) depende del número de licitantes compitiendo y mientras N incrementa, se acerca

a 0. Por lo tanto, para una F fija, mientras más crece el número de licitantes, la oferta de equilibrio $\beta^I(x)$ se acerca a x .

Lo anterior se puede ejemplificar de la siguiente manera:

Si se asumen valores uniformemente distribuidos entre $[0,1]$

Si $F(x) = x$, entonces $G(x) = x^{N-1}$ y

$$\beta^I(x) = \frac{N-1}{N} \quad (2.20)$$

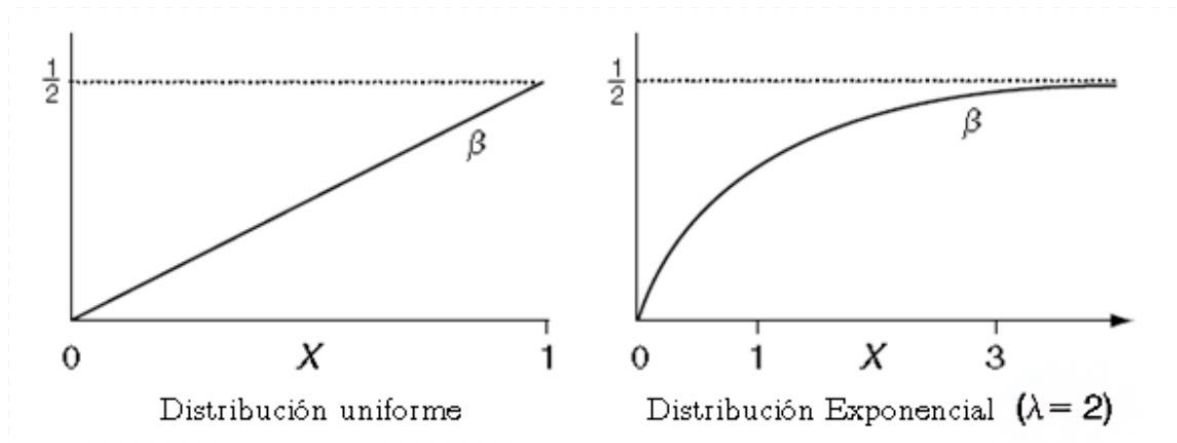


Figura 2.5 Equilibrio para dos subastas a primer precio de dos licitantes- Modificado al español de (Krishna, 2009)

En este caso, la estrategia de equilibrio pide a un postor que oferte una fracción constante de su valor. Para el caso de dos postores, la estrategia de oferta de equilibrio se muestra en el panel izquierdo de la Figura 2.5.

Para el siguiente caso, se ejemplifican valores distribuidos exponencialmente en $[0, \infty)$ y solamente hay dos licitantes.

Si $F(x) = 1 - e^{-\lambda x}$, para algunos $\lambda > 0$, y $N = 2$, entonces

$$\beta^I(x) = x - \int_0^x \frac{F(y)}{F(x)} dy \quad (2.21)$$

$$= \frac{1}{\lambda} - \frac{x e^{-\lambda x}}{1 - e^{-\lambda x}} \quad (2.22)$$

Para fines del ejemplo, se considerará $\lambda = 2$, para que $E[X] = \frac{1}{2}$. La estrategia de oferta de equilibrio en este caso se muestra en el panel de la derecha de la Figura

2.5. La figura destaca el hecho de que con los valores distribuidos exponencialmente, incluso un postor con un valor muy alto (por ejemplo, \$ 1 millón) ¡no ofertará más de 50 centavos! Esto parece contradictorio al principio (el postor se enfrenta al riesgo de una gran pérdida al no pujar más alto) pero se explica por el hecho de que la probabilidad de que el postor con un valor alto pierda en equilibrio es infinitesimal. De hecho, para un postor con un valor de \$ 1 millón, esta probabilidad es menor que $10^{-400000}$. Este hecho, junto con el supuesto de que los postores son neutrales al riesgo, implica que los postores con valores altos están dispuestos a ofertar cantidades muy pequeñas. Formalmente, el hecho de que ningún licitador ofrezca más de $1/2$ es una consecuencia de la propiedad de que para todo x ,

$$\beta^I(x) = E[Y_1 | Y_1 < x] \leq E[Y_1] \quad (2.23)$$

Y cuando se tienen sólo dos licitantes, el último es el mismo que $E[X]$.

Comparación de ganancias

Habiendo demostrado estrategias de equilibrio simétrico en las subastas de segundo y primer precio, ahora se pueden comparar los precios de venta (los ingresos acumulados para el vendedor) en los dos formatos.

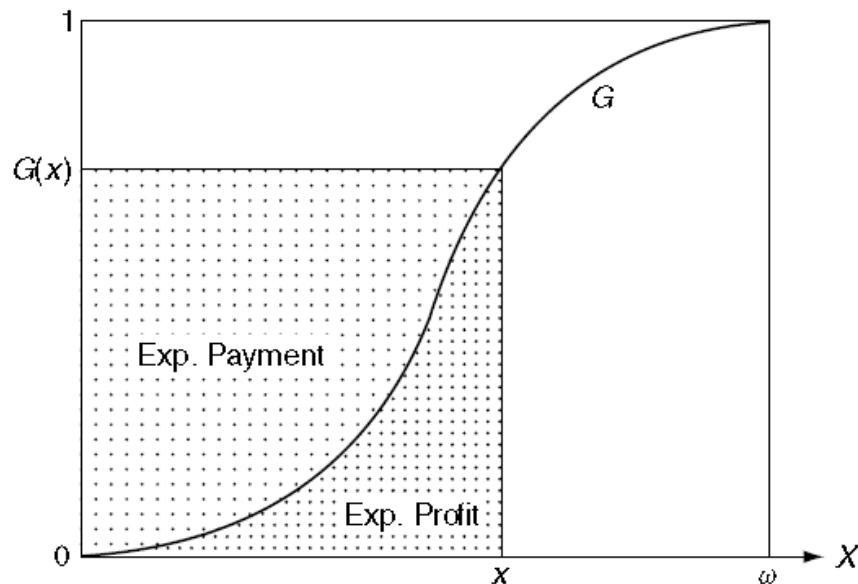


Figura 2.6 Pagos y ganancias en subastas de primer y segundo precio (Krishna, 2009)

En una subasta de primer precio, el ganador paga lo que ofertó y, por lo tanto, el pago esperado por un postor con valor x es:

$$m^I(x) = \text{Prob}[\text{ganar}] \cdot (\text{cantidad de la oferta}) = G(x) \cdot E[Y_1 | Y_1 < x]$$

que es lo mismo que en una subasta de segundo precio (ver Ecuación)). La Figura 2.6 muestra tanto el pago esperado como el pago esperado de un postor con valor x en cualquiera de las subastas. Debido a que los ingresos esperados del vendedor son solo la suma de los pagos previos ex ante (antes de conocer sus valores) de los postores, esto también implica que los ingresos esperados en las dos subastas son los mismos. Se verá el porqué:

El pago ex ante esperado de un licitante en particular en cualquiera de las subastas es:

$$E[m^A(X)] = \int_0^{\omega} m^A(x) f(x) dx \quad (2.24)$$

$$= \int_0^{\omega} \left(\int_0^x y g(y) dy \right) f(x) dx \quad (2.25)$$

En donde $A = I$ o II . Cambiando el orden de integración, se obtiene que:

$$E[m^A(X)] = \int_0^{\omega} \left(\int_y^{\omega} f(x) dx \right) y g(y) dy \quad (2.26)$$

$$= \int_0^{\omega} y(1 - F(y)) g(y) dy \quad (2.27)$$

Pero ahora nótese que la densidad de Y_2^N , el segundo valor más alto de los valores N , $f_2^N(y) = N(1 - F(y))f_1^{(N-1)}(y)$, y desde que $f_1^{(N-1)}(y) = g(y)$, se puede escribir:

$$E[R^A] = \int_0^{\omega} y f_2^N(y) dy \quad (2.28)$$

$$= E[Y_2^{(N)}] \quad (2.29)$$

En cualquier caso, los ingresos esperados son solo la expectativa del segundo valor más alto. Por lo tanto, se puede concluir que los ingresos esperados del vendedor en las dos subastas son los mismos. Para referencia futura, se enuncia lo antes mencionado en la siguiente proposición.

Proposición 2.3: Con valores privados distribuidos de forma independiente e idéntica, los ingresos esperados en una subasta de primer precio son los mismos que los ingresos esperados en una subasta de segundo precio.

El hecho de que los precios de venta esperados en las dos subastas sean iguales es tanto más sorprendente porque en realizaciones específicas de los valores, el precio al que se vende el objeto puede ser mayor en una u otra subasta. Con probabilidad positiva, el ingreso de R^I en una subasta de primer precio excede el de R^{II} , a los ingresos en una subasta de segundo precio y viceversa.

Por ejemplo, cuando los valores se distribuyen uniformemente y solo hay dos postores, la estrategia de equilibrio en una subasta de primer precio es $\beta^I(x) = \frac{1}{2}x$.

Si los valores obtenidos son tales que $\frac{1}{2}x_1 > x_2$, entonces los ingresos en una subasta de primer precio son mayores que los de una subasta de segundo precio.

Por otro lado, si $\frac{1}{2}x_1 < x_2 < x_1$, ocurre lo contrario. Por lo tanto, si bien los ingresos pueden ser mayores en una subasta u otra dependiendo de los valores obtenidos, se ha argumentado que, en promedio, los ingresos para el vendedor serán los mismos. De hecho, se puede decir más sobre la distribución de precios en las dos subastas. Está claro que los ingresos en una subasta de segundo precio son más variables que en su contraparte de primer precio. En el primero, los precios pueden oscilar entre 0 y ω ; en el segundo, sólo pueden oscilar entre 0 y $E[Y_1]$. Se puede formular un resultado más preciso siguiendo las siguientes líneas. Sea L^I la distribución del precio de equilibrio en una subasta de primer precio e igualmente, y sea L^{II} la distribución de precios en una subasta de segundo precio, entonces L^{II} es un margen de L^I que preserva la media; desde la perspectiva del vendedor, una subasta de segundo precio es más riesgosa que una subasta de primer precio. Todo vendedor con aversión al riesgo prefiere el último al primero (asumiendo, por supuesto, que los postores son neutrales al riesgo). La Figura 2.4 muestra las dos distribuciones en el caso de valores distribuidos uniformemente con dos postores. Dado que las dos distribuciones tienen la misma media, las dos regiones sombreadas son, como deben ser, iguales en área.

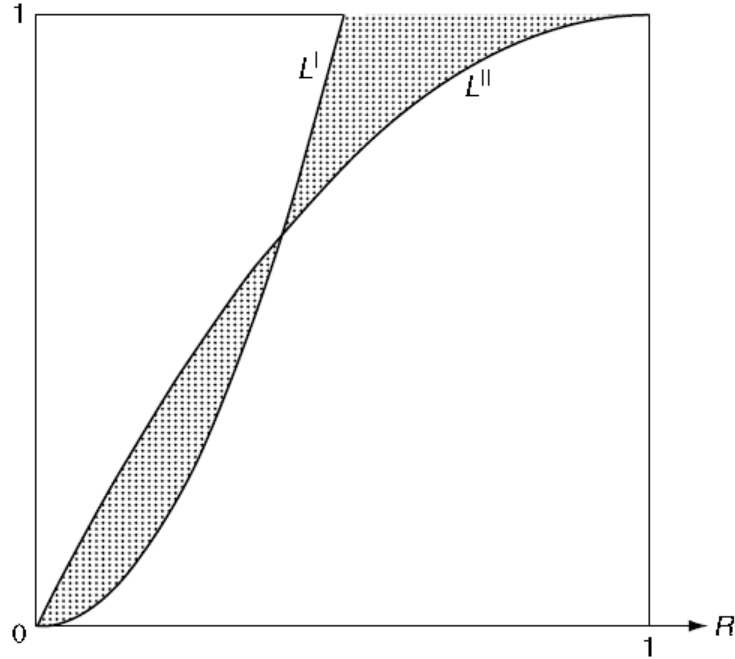


Figura 2.7 Distribución de precios en subastas a primer y segundo precio (Krishna, 2009)

Proposición 2.4: Con valores privados distribuidos de forma independiente e idéntica, la distribución de precios de equilibrio en una subasta de segundo precio es un margen de conservación media de la distribución de precios de equilibrio en una subasta de primer precio.

Los ingresos en una subasta de segundo precio son simplemente la variable aleatoria $R^{II} = Y_2^{(N)}$; el ingreso en una subasta de primer precio es la variable aleatoria $R^I = \beta(Y_1^{(N)})$, donde $\beta \equiv \beta^I$ es la estrategia de equilibrio simétrico de la Proposición anterior (azul), por lo que se puede escribir:

$$E[R^{II} | R^I = p] = E[Y_2^{(N)} | Y_1^{(N)} = \beta^{-1}(p)] \quad (2.30)$$

Pero para toda y

$$E[Y_2^{(N)} | Y_1^{(N)} = y] = E[Y_1^{(N-1)} | Y_1^{(N-1)} < y] \quad (2.31)$$

Esto se debe a que la única información con respecto al segundo valor más alto de N , que es Y_2^N , que el evento que proporciona los valores más altos de N , que es $Y_1^N = y$, es que el más alto de $N - 1$ valores, Y_1^{N-1} , es menor que y .

Utilizando la ecuación (2.31), se puede escribir:

$$E[R^{II} | R^I = p] = E[Y_1^{(N-1)} | Y_1^{(N-1)} < \beta^{-1}(p)] \quad (2.32)$$

$$\begin{aligned}
&= \beta(\beta^{-1}(p)) \\
&= p
\end{aligned}
\tag{2.33}$$

Derivado de que $E[R^{II}|R^I = p] = p$, existe una variable aleatoria Z dado que la distribución de R^{II} es la misma que aquella de $R^I + Z$ y $E[Z|R = p] = 0$. Entonces, L^{II} es una dispersión que preserva la media de L^I .

Precios de reserva

En el análisis hasta ahora, el vendedor ha jugado un papel pasivo. De hecho, se ha asumido implícitamente que el vendedor asigna del objeto al precio que sea. En muchos casos, los vendedores se reservan el derecho de no vender el objeto si el precio determinado en la subasta es menor que una cantidad de umbral, por ejemplo, $r > 0$. Ese precio se llama precio de reserva. Se examinará qué efecto tiene ese precio de reserva sobre los ingresos esperados del vendedor.

Precios de Reserva en Subastas de Segundo Precio

Suponga que el vendedor establece un precio de reserva "pequeño" de $r > 0$. Dado que el precio al que se vende el objeto nunca puede ser inferior a r , ningún postor con un valor $x < r$ puede obtener una ganancia positiva en la subasta. En una subasta de segundo precio, un precio de reserva no influye en el comportamiento de los postores; sigue siendo una estrategia débilmente dominante ofertar el valor determinado por un licitante. El pago esperado de un postor con valor r ahora es solo $rG(r)$, y el pago esperado de un postor con valor $x \geq r$ es

$$m^{II}(x, r) = rG(r) + \int_r^x yg(y)dy
\tag{2.34}$$

Dado que el ganador paga el precio de reserva r cada que la segunda oferta más alta está por debajo de r .

Precios de Reserva en Subastas de Primer Precio

Ahora se considerará una subasta de primer precio con un precio de reserva $r > 0$. Una vez más, dado que el precio es al menos r , ningún postor con un valor $x < r$ puede obtener una ganancia positiva. Además, si β^I es un equilibrio simétrico de la subasta de primer precio con precio de reserva r , debe ser que $\beta^I(r) = r$. Esto se debe a que un postor con valor r gana solo si todos los demás postores tienen valores menores que r y, en ese caso, pueden ganar con una oferta de r . En todos los demás aspectos, el análisis de una subasta de primer precio no se ve afectado

y, de manera análoga a la Proposición 2.2, se obtiene que una estrategia de oferta de equilibrio simétrico para cualquier postor con valor $x \geq r$ es:

$$\beta^I(x) = E[\max\{Y_1, r\} | Y_1 < x] \quad (2.35)$$

$$= r \left(\frac{G(r)}{G(x)} \right) + \frac{1}{G(x)} \int_r^x yg(y)dy \quad (2.36)$$

El pago esperado para un licitante con un valor de $x \geq r$ es:

$$\begin{aligned} m(x, r) &= G(x) \cdot \beta(x) \\ &= rG(r) + \int_r^x yg(y)dy \end{aligned}$$

La cual es la misma que la ecuación (2.36)

Así, una vez más, los pagos esperados y, por tanto, los ingresos esperados en las subastas de primer y segundo precio son los mismos. La Proposición 2.3 generaliza para acomodar los precios de reserva.

Efecto de los precios de reserva en los ingresos

¿Cómo afectan los precios de reserva a los ingresos esperados del vendedor? Como antes, denote A la subasta de primer o segundo precio. En ambos, el pago esperado de un postor con valor r es $rG(r)$. Un cálculo similar al de la Ecuación (2.27) muestra que el pago ex ante esperado de un postor es ahora:

$$E[m^A(X, r)] \int_r^\omega m^A(x, r) f(x) dx \quad (2.37)$$

$$= r(1 - F(r))G(r) + \int_r^\omega y(1 - F(y))g(y)dy \quad (2.38)$$

¿Cuál es el precio de reserva óptimo o que maximiza los ingresos desde la perspectiva del vendedor? Suponga que el vendedor asigna un valor $x_0 \in [0, \omega)$. Esto significa que, si el objeto no se vende, el vendedor obtendría un valor x_0 de su uso. Claramente, el vendedor no establecería un precio de reserva r menor que x_0 . Entonces, el pago general esperado del vendedor al establecer un precio de reserva $r \geq x_0$ es

$$\Pi_0 = N[1 - F(r) - rf(r)]G(r) + NG(r)f(r)x_0 \quad (2.39)$$

Diferenciando con respecto a r se obtiene:

$$\frac{d\Pi_0}{dr} = N[1 - F(r) - rf(r)]G(r) + NG(r)fx_0 \quad (2.40)$$

Ahora recordando que la función de tasa de riesgo asociada con la distribución F se define como $\lambda(x) = \frac{f(x)}{1-F(x)}$. Por lo tanto, se puede escribir:

$$\frac{d\Pi_0}{dr} = N[1 - (r - x_0)\lambda(r)](1 - F(r))G(r) \quad (2.41)$$

Primero, obsérvese que si $x_0 > 0$, entonces la derivada de Π_0 en $r = x_0$ es positiva, lo que implica que el vendedor debe establecer un precio de reserva $r > x_0$. Si $x_0 = 0$, entonces la derivada de Π_0 en $r = 0$ es 0, pero mientras $\lambda(r)$ esté acotado, el pago esperado alcanza un mínimo local en 0, por lo que un pequeño precio de reserva conduce a un aumento en el ingreso.

Por lo tanto, un vendedor que maximiza los ingresos siempre debe establecer un precio de reserva que exceda su valor. ¿Por qué un precio de reserva que excede x_0 conduce a un aumento de los ingresos? Considérese una subasta de segundo precio con dos postores y suponga que $x_0 = 0$. Al establecer un precio de reserva positivo r , el vendedor corre el riesgo de que si el valor más alto entre los postores, Y_1 , es menor que r , el objeto permanecerá sin venderse. Sin embargo, esta pérdida potencial se compensa con la posibilidad de que mientras el valor más alto Y_1 exceda r , el segundo valor más alto, Y_2 , sea menor que r (en todos los demás casos, el precio de reserva no tiene ningún efecto). Ahora, la aplicación del precio de reserva significa que el objeto se venderá por r en lugar de Y_2 . La probabilidad del primer evento es $F(r)^2$ y la pérdida es como máximo r . Entonces, para r pequeño, la pérdida esperada es como máximo $rF(r)^2$. La probabilidad del segundo evento es $2F(r)(1 - F(r))$, y para r pequeño, la ganancia es de orden r , por lo que la ganancia esperada es de orden $2rF(r)(1 - F(r))$. Por lo tanto, la ganancia esperada de establecer un pequeño precio de reserva excede la pérdida esperada. Este hecho a veces se denomina principio de exclusión, ya que implica, en efecto, que es óptimo para el vendedor excluir de la subasta a algunos postores —aquellos con valores por debajo del precio de reserva— aunque sus valores excedan x_0 .

En segundo lugar, la condición de primer orden relevante implica que el precio de reserva óptimo r^* debe satisfacer:

$$(r^* - x_0)\lambda(r^*) = 1 \quad (2.42)$$

O de manera equivalente:

$$r^* - \left(\frac{1}{\lambda(r^*)} \right) = x_0 \quad (2.43)$$

Si $\lambda(\cdot)$ está aumentada, esta condición también es suficiente, y es notable que el precio de reserva óptimo no depende del número de postores. A grandes rasgos, la razón es que un precio de reserva entra en juego solo en los casos en que hay un solo postor con un valor que excede el precio de reserva. Entonces, cuando un cambio marginal en el precio de reserva importa, afecta los ingresos de la misma manera que si hubiera un solo postor. La Figura 2.8 muestra los ingresos esperados en función del precio de reserva r cuando F es la distribución uniforme en $[0,1]$, solo hay dos postores y $x_0 = 0$. Como se desprende de la figura, el precio de reserva óptimo $r^* = 1/2$. El ingreso esperado resultante es $5/12$.

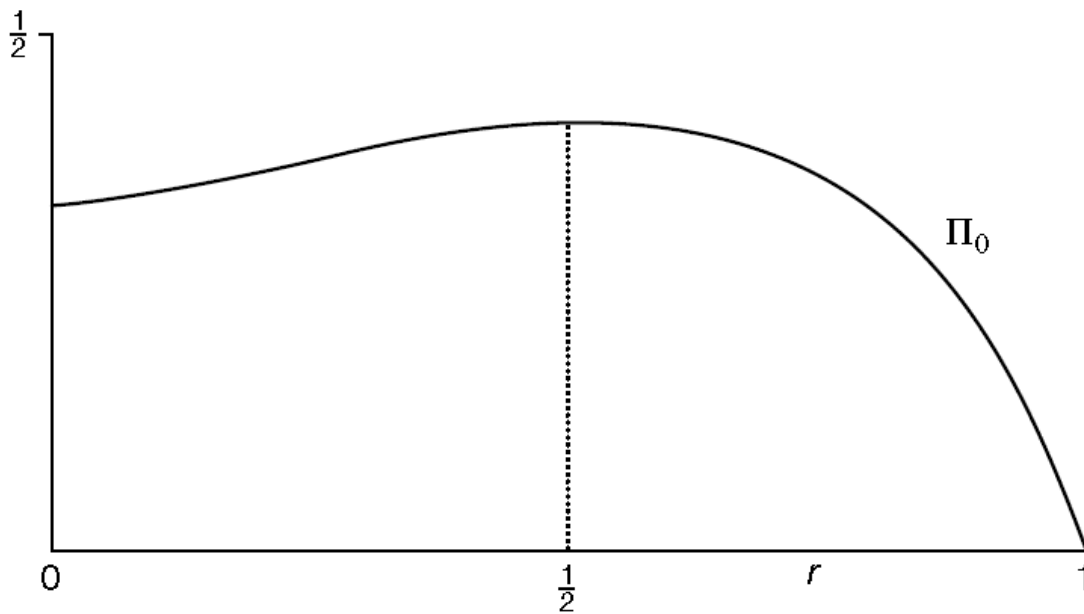


Figura 2.8 Precio de reserva óptimo con valores distribuidos uniformemente (Krishna, 2009)

Cuotas de entrada

Un precio de reserva positivo r da como resultado que los postores con valores bajos, por debajo de r , sean excluidos de la subasta. Dado que sus pagos de equilibrio son cero, estos postores son indiferentes entre participar en la subasta o no. Un instrumento alternativo que el vendedor también puede utilizar para excluir a los compradores con valores bajos es una tarifa de entrada, una cantidad fija y no reembolsable que los postores deben pagar al vendedor antes de la subasta para

poder presentar ofertas. Una tasa de entrada es, por así decirlo, el precio de entrada a la sala en la que se lleva a cabo la subasta.

Un precio de reserva de r excluye a todos los postores con valores $x < r$. Se puede excluir el mismo conjunto de postores solicitando a cada postor que pague una tarifa de inscripción $e = G(r) \cdot r$. Obsérvese que después de pagar e , el pago esperado de un postor con valor r en una subasta de primer o segundo precio es exactamente cero, por lo que un postor con valor $x < r$ no consideraría que vale la pena pagar e para participar en la subasta. El efecto de exclusión de un precio de reserva r se puede replicar con una tarifa de entrada de e , como se determinó anteriormente. Por el contrario, el efecto de exclusión de una tarifa de entrada e se puede duplicar con un precio de reserva de r , nuevamente, como se determinó anteriormente.

Eficiencia vs ingresos

Un precio de reserva (o equivalentemente, una tarifa de entrada) aumenta los ingresos para el vendedor, pero puede tener un efecto perjudicial sobre la eficiencia. Supongamos que el valor que el vendedor atribuye al objeto es 0. En ausencia de un precio de reserva, el objeto siempre se venderá al mejor postor y en el modelo simétrico aquí estudiado, el cual es el postor con el mayor valor. Así, tanto la subasta de primer precio como la de segundo precio asignan de manera eficiente en el sentido de que el objeto termina en manos de la persona que más lo valora. Sin embargo, si el vendedor establece un precio de reserva $r > 0$, existe una probabilidad positiva de que el objeto permanezca en manos del vendedor y esto es ineficiente. Esta simple observación implica que puede haber una compensación entre eficiencia e ingresos.

Temas de compromiso

Hay dos consideraciones prácticas que se han descuidado. Primero, se ha asumido implícitamente que el vendedor puede comprometerse de manera creíble a no vender el objeto si no puede venderse al precio de reserva o por encima de él. Este compromiso es particularmente importante porque al establecer un precio de reserva, el vendedor está renunciando a algunas ganancias del comercio. Sin ese compromiso, los compradores pueden anticipar que el objeto, si es duradero, se ofrecerá nuevamente a la venta en una subasta posterior y quizás con un precio de reserva más bajo. Estas expectativas pueden afectar su comportamiento de oferta en la primera subasta. De hecho, en ausencia de un compromiso creíble de “no venta”, el problema al que se enfrenta un vendedor es análogo al de un monopolio de bienes duraderos.

En ambos, una posible venta futura puede hacer que los compradores esperen precios más bajos, y esto puede reducir la demanda hoy. En efecto, las ventas

futuras potenciales pueden competir con las ventas actuales. En respuesta, es posible que el vendedor tenga que establecer precios de reserva más bajos hoy que los que serían óptimos en una venta única o si el bien fuera perecedero. Un segundo problema, que no está relacionado, se refiere a los precios de reserva secretos. Hemos asumido que el precio de reserva se anuncia públicamente antes de la subasta. En muchas situaciones, especialmente en las subastas de arte, se anuncia que hay un precio de reserva, pero no se revela el nivel del precio de reserva. En efecto, el vendedor puede optar por no vender el objeto después de conocer todas las ofertas y, por lo tanto, el precio. Pero esto es racional solo si el vendedor anticipa que en una venta futura el precio será más alto. Una vez más, las expectativas de los compradores con respecto a las ventas futuras pueden afectar las ofertas en la subasta actual.

Información

La información imperfecta es cuando los licitadores no conocen decisiones internas previas de otros licitadores o información desconocida para todos los licitadores. Es posible que los compradores de subastas de petróleo y gas tengan información completa e imperfecta.

CAPÍTULO 3. EXPERIENCIA EN MÉXICO

3.1 Rondas de Licitación en México

3.1.1. Marco Legal

En esta sección se presenta el marco jurídico del proceso de selección y licitación de las áreas de exploración y extracción de hidrocarburos.

A partir de la Reforma Energética de 2013, en materia de hidrocarburos, se reformaron tres artículos de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, y se crearon 9 leyes secundarias:

Artículos de la Constitución	Artículo 25		
	Artículo 27		
	Artículo 28		
Creación de Leyes secundarias	Ley de Energía Geotérmica	Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos	Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética
	Ley de Hidrocarburos	Ley de la Comisión Federal de Electricidad	Ley de Petróleos Mexicanos
	Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos	Ley de la Industria Eléctrica	Ley del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo
Leyes modificadas	Ley General de Deuda Pública	Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria	Ley Orgánica de Administración Pública Federal
	Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público	Ley de Asociaciones Público Privadas	Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados
	Ley Federal de las Entidades Paraestatales	Ley Federal de Derechos	Ley de Aguas Nacionales
	Ley de Coordinación Fiscal	Ley de Inversión Extranjera	Ley Minera

*Tabla 3.1 Legislación y Normatividad derivada de la Reforma Constitucional en Materia Energética (2013).
Elaboración propia.*

El 31 de octubre de 2014, se emitió el marco reglamentario de la Reforma Energética que incluye: 24 reglamentos, 1 decreto y 1 ordenamiento, con los cuales se establece un nuevo arreglo institucional basado en los principios de libre acceso, competencia y transparencia.

La SENER diseñó el proceso de evaluación de áreas a licitar para satisfacer principalmente tres objetivos:

- 1) Diseñar áreas de licitación que promuevan la competencia entre empresas y que permitan incrementar la producción de hidrocarburos, así como la tasa

de restitución de reservas, a fin de maximizar los ingresos petroleros del Estado.

- 2) Identificar y considerar aspectos críticos que puedan comprometer la viabilidad de proyectos futuros en materia de exploración y extracción de hidrocarburos incorporando las observaciones y sugerencias de los gobiernos locales.
- 3) Considerar la disponibilidad y calidad de la información del subsuelo y otros aspectos técnicos que permitan un diseño adecuado de áreas a licitar y de sus términos contractuales y económicos en beneficio del Estado y de los futuros operadores petroleros

Ley de Hidrocarburos

Esta Ley se deriva de la Reforma Constitucional en Materia de Energía, el 11 de agosto de 2014, se expidió la Ley de Hidrocarburos, ley reglamentaria de los artículos 25, párrafo cuarto, 27, párrafo séptimo, y 28, párrafo cuarto de la Constitución.

Establece que los procesos de licitación serán públicos, abiertos e internacionales y ejecutados por la CNH, con base en el modelo de contrato y lineamientos técnicos definidos por la SENER; y los términos fiscales serán establecidos por la SHCP. Los lineamientos técnicos son específicos para cada licitación e incluyen los criterios de precalificación a efecto de que las empresas participantes comprueben sus capacidades técnicas, de ejecución, financieras y de experiencia; y, en su caso, demuestren el uso de mejores prácticas en materia de seguridad industrial y protección al medio ambiente.

Los procesos de licitación abarcan diversos actos y etapas en los que participan diferentes instituciones bajo un sistema de pesos y contrapesos en el que la SENER selecciona las áreas a licitar, establece el modelo de contratación, diseña los términos y condiciones técnicos de los contratos, establece los lineamientos técnicos de cada licitación y define los criterios de precalificación de los participantes. Por su parte, la CNH brinda asistencia técnica a la SENER en la selección de áreas contractuales y emite las bases que se observarán en los procesos de licitación sujetos a los lineamientos que la SENER establece. La SHCP fija las condiciones económicas relativas a los términos fiscales de los contratos, determina las variables de adjudicación y los mecanismos de adjudicación de acuerdo con las mejores prácticas de la industria y los principios generales en materia de libre competencia y competencia económica. La Secretaría de Economía (SE) opina con respecto a los porcentajes mínimos de contenido nacional establecidos por la SENER para cada uno de los contratos, con la finalidad de promover el desarrollo de cadenas productivas locales y regionales sin afectar la posición competitiva de los contratistas. Finalmente, la Comisión Federal de

Competencia Económica (COFECE) emite opinión sobre los criterios de precalificación y el mecanismo de adjudicación de los contratos, con el fin de garantizar la libre concurrencia y un entorno competitivo.

Una vez adjudicados los contratos, la CNH los administrará y supervisará técnicamente, mientras que la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (ASEA) los regulará, supervisará y sancionará en materia de seguridad industrial, seguridad operativa y protección al medio ambiente. Por último, el Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo (FMP) recibirá, administrará, invertirá y distribuirá los ingresos derivados de las asignaciones y los contratos de exploración y extracción de hidrocarburos.

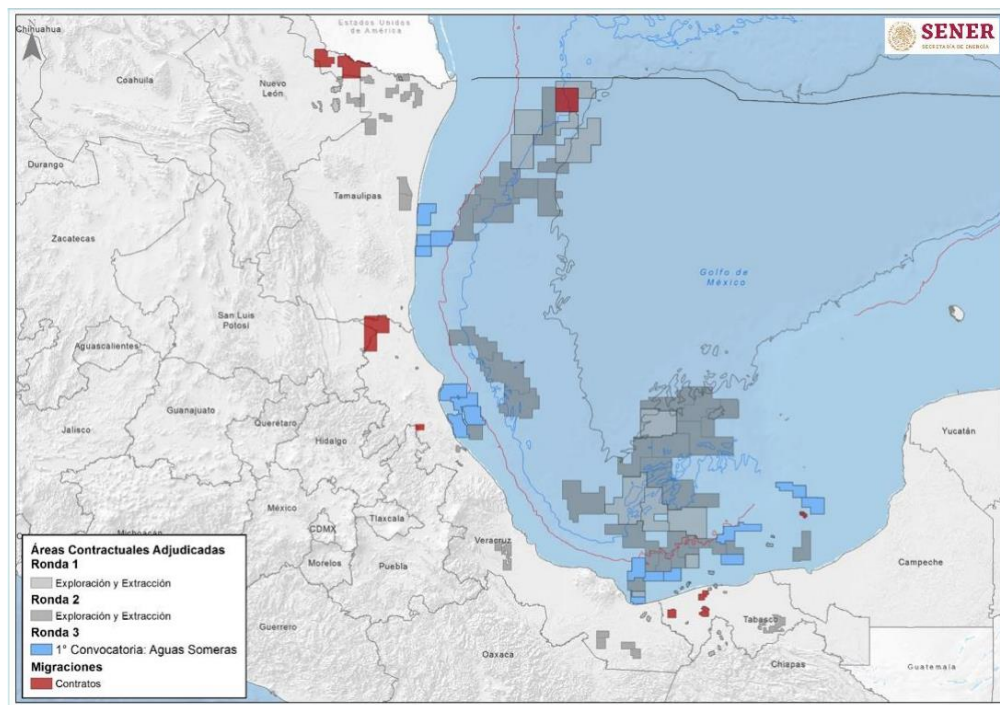


Figura 3.1 Áreas Contractuales Adjudicadas (SENER, 2020)

3.1.2. Contratos

Los Contratos son los actos jurídicos con los que el Estado, a través de la CNH, otorga a las empresas el derecho para realizar actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en un área contractual determinada y con una duración específica. La selección del contratista tendrá lugar a través de procesos de licitación pública internacional.

3.1.3. Ronda Cero y migración de contratos de PEMEX

La Ronda Cero se encuentra en Transitorio Sexto del Decreto de Reforma Constitucional, y la asignación de áreas de exploración y campos de producción a

Petróleos Mexicanos (PEMEX) en la Ronda Cero constituyó un paso fundamental para su fortalecimiento al establecer la base a partir de la cual inicia su nueva etapa como Empresa Productiva del Estado.

El 13 de agosto de 2014 se dieron a conocer los resultados del proceso de Ronda Cero, en el que la Secretaría de Energía (SENER), con la asistencia técnica de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), determinó asignarle a Petróleos Mexicanos (Pemex) el 83% de las reservas 2P, es decir el total de lo solicitado y el 21% de los recursos prospectivos, conformando así un portafolio balanceado de proyectos que le permitirá producir 2.5 millones de barriles diarios por los próximos 20.5 años.

Del 20 de diciembre de 2013 al 27 de agosto de 2014 la SENER, con la asistencia técnica de la CNH, otorgó a PEMEX 489 Asignaciones, de las cuales 108 son para realizar actividades de exploración, 286 de extracción y 95 de resguardo hasta que el Estado las licite. En términos de reservas probadas (1P) y probables (2P), el Estado asignó a PEMEX un volumen de 20,589 MMbpce, es decir, prácticamente 100% de lo solicitado. Con estas reservas, la empresa podría mantener una producción de 2.5 millones de barriles diarios (MMbd) por 15.5 años. En términos de recursos prospectivos, se asignó a PEMEX 23,447 MMbpce, equivalentes a 68% de lo solicitado. De esta manera, a nivel nacional, PEMEX contó con 83% de las reservas 2P y 21% del recurso prospectivo del país y se ubica en el 5° lugar, en términos de reservas probadas, entre las empresas que reportan a los mercados financieros (SENER, 2015).

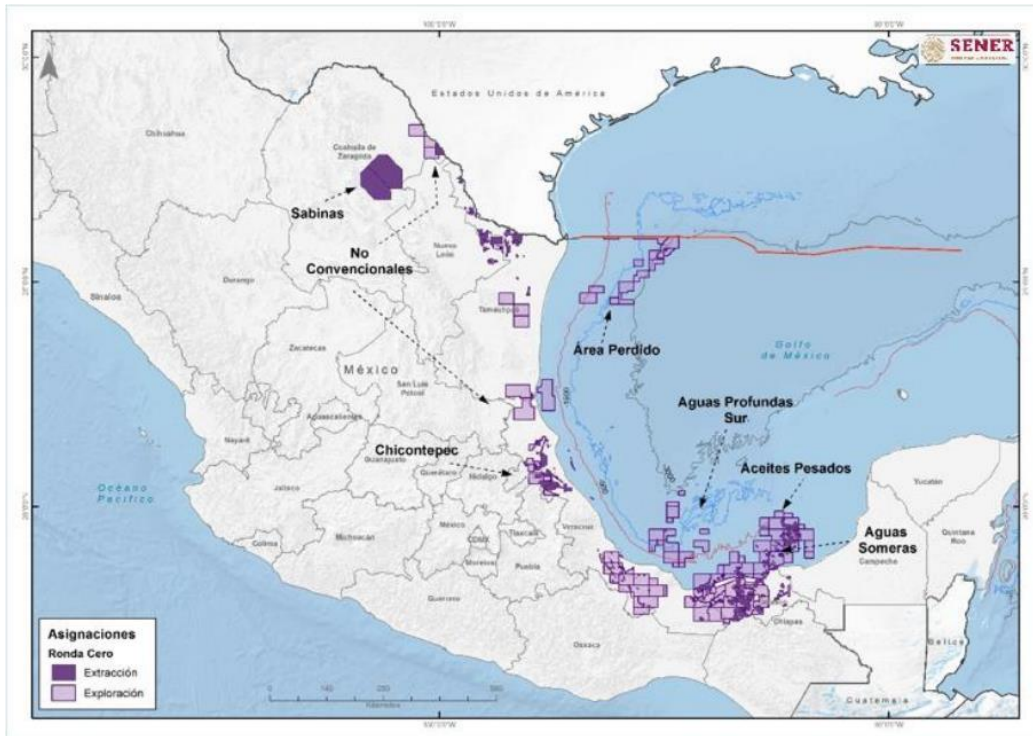


Figura 3.2 Asignaciones de Ronda Cero (SENER, 2017)

Migraciones

En apego al Decreto de Reforma Constitucional, la Ley de Hidrocarburos y su reglamento, Pemex y sus socios pueden solicitar la migración de contratos preestablecidos hacia nuevos contratos sin llevar a cabo nuevas licitaciones, siempre que dicha migración presente ventajas en términos de producción, reservas e inversión. Este proceso debe ser autorizado por la Secretaría de Energía (SENER) con asistencia técnica de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) y conforme a los términos fiscales que establezca la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP).

A través de los farm-outs las compañías pueden establecer asociaciones con Pemex mediante procesos de licitación para potenciar el desarrollo de los campos y áreas asignadas a la Empresa Productiva del Estado mediante la Ronda Cero. Dichas migraciones deben presentar los beneficios para el Estado en términos de producción, inversión y reservas.

La migración de CIEPs y COPFs y los farm-outs permitirán a PEMEX establecer alianzas más efectivas con petroleras nacionales o internacionales para allegarse del capital y la tecnología necesarios para aprovechar sus recursos de manera óptima, estabilizar su nivel de producción y acelerar el ritmo de restitución de reservas. (Secretaría de Energía, 2015)

- La experiencia de las reformas de Brasil (1997) y Colombia (2003) muestra que el mecanismo de “Ronda Cero” fue eficaz para fortalecer a las empresas estatales, para estimular la participación de otras compañías que contribuyan a la producción de hidrocarburos y para incrementar la renta petrolera del Estado (SENER, 2015).

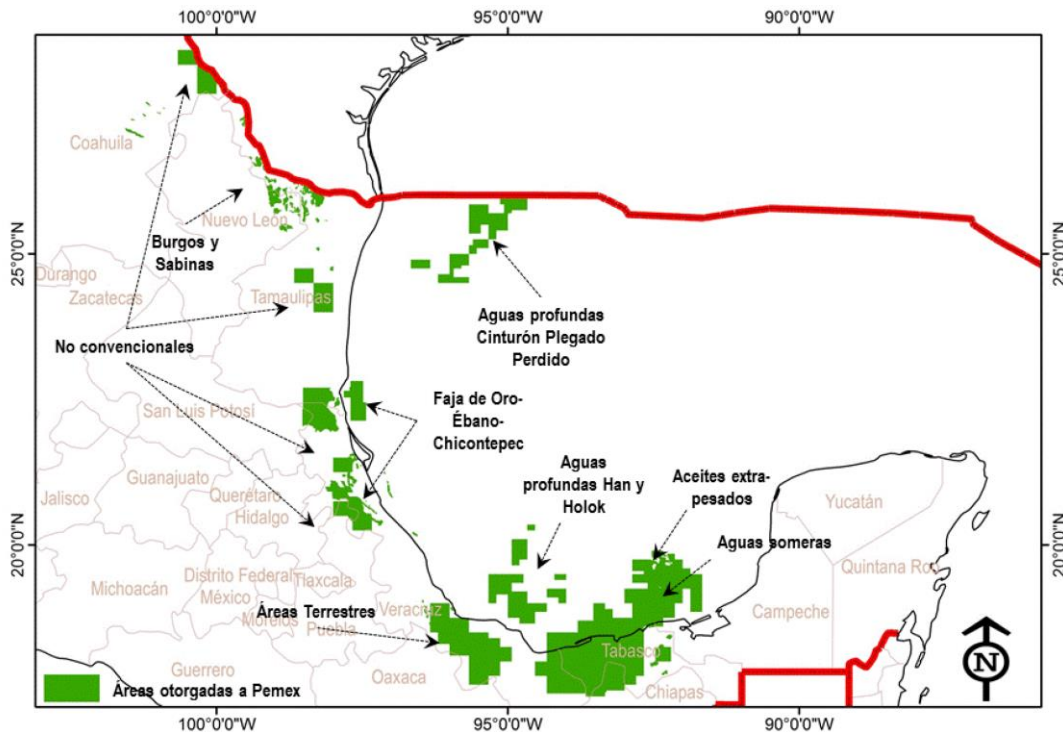


Figura 3.3 Áreas asignadas a PEMEX como resultado de la Ronda Cero (SENER, 2015).

3.1.4. Ronda Uno

El 13 de agosto de 2014, se dio a conocer una aproximación de los campos y áreas en los que empresas privadas podrían participar para la exploración y extracción de hidrocarburos mediante licitaciones públicas internacionales, a través de la Ronda Uno.

La Ronda Uno comprendió una serie de 4 licitaciones públicas internacionales para la adjudicación de Contratos, llevadas a cabo por el Estado mexicano. El objetivo de la Ronda Uno fue crear una industria robusta con empresas especializadas en los distintos tipos de áreas y campos que complementen las actividades de PEMEX.

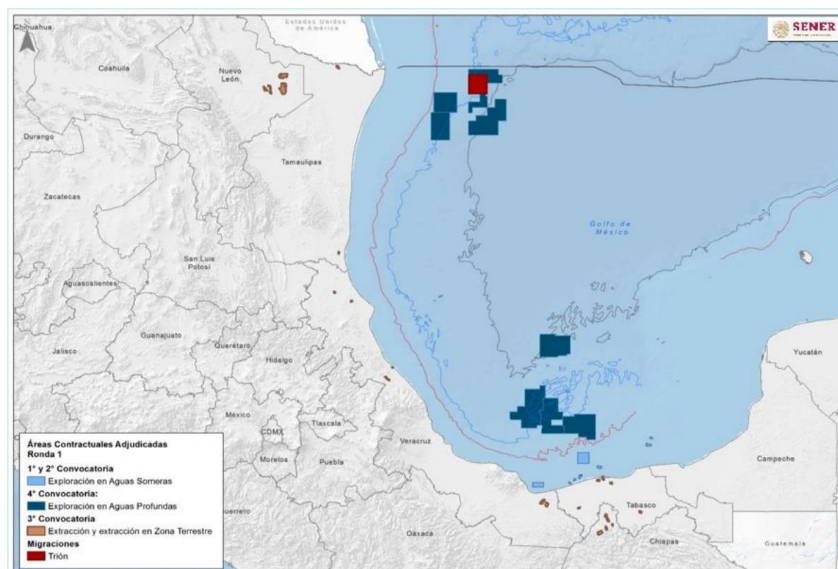


Figura 3.4 Áreas Licitadas en la Ronda 1

La primera propuesta de la Ronda Uno abarcó oportunidades de exploración en áreas ya productoras, áreas relativamente nuevas o poco exploradas, y áreas con recursos convencionales, así como áreas con yacimientos no convencionales de alto potencial prospectivo. La gama de áreas a licitar varía en tamaño y tipo de recurso, pues incluye campos terrestres convencionales, aguas someras, campos ricos en aceites extra-pesados y los campos de Chicontepec, así como áreas con recursos prospectivos convencionales y no convencionales. En cuanto a las primeras convocatorias:

Primera Licitación de la Ronda Uno (R01L01)

El 15 de julio de 2015, se llevó a cabo la Primera Licitación de la Ronda Uno, para la adjudicación de contratos petroleros en México en un proceso histórico realizado bajo los más altos estándares de transparencia que garantiza los mejores términos para el Estado. En esta Primera Licitación se asignaron dos contratos para la exploración y extracción en campos de aguas someras frente a las costas de Campeche, Tabasco. Los contratos fueron firmados el 4 de septiembre de 2015 por la CNH, en representación del Estado, y por el Licitante ganador, el Consorcio integrado por Sierra O&G Exploración y Producción, Talos Energy Offshore Mexico y Premier Oil Exploration and Production México.

El porcentaje mínimo compartido del "oil profit" destinado a la participación estatal fue en la mayoría de los casos del 40%; cuatro de las ofertas presentadas por los participantes estuvieron por debajo de esos valores por lo que fueron desechadas según las normas de licitación. De haberse publicado antes los valores recién mencionados, algunas ofertas cercanas a ese umbral o bien aquellas ofertas que resultaron ser muy bajas se hubieran podido ajustar para así tener una adjudicación

exitosa. Quedaba claro que las autoridades mexicanas estaban experimentando una importante curva de aprendizaje que se reflejó en los resultados de esa oferta.

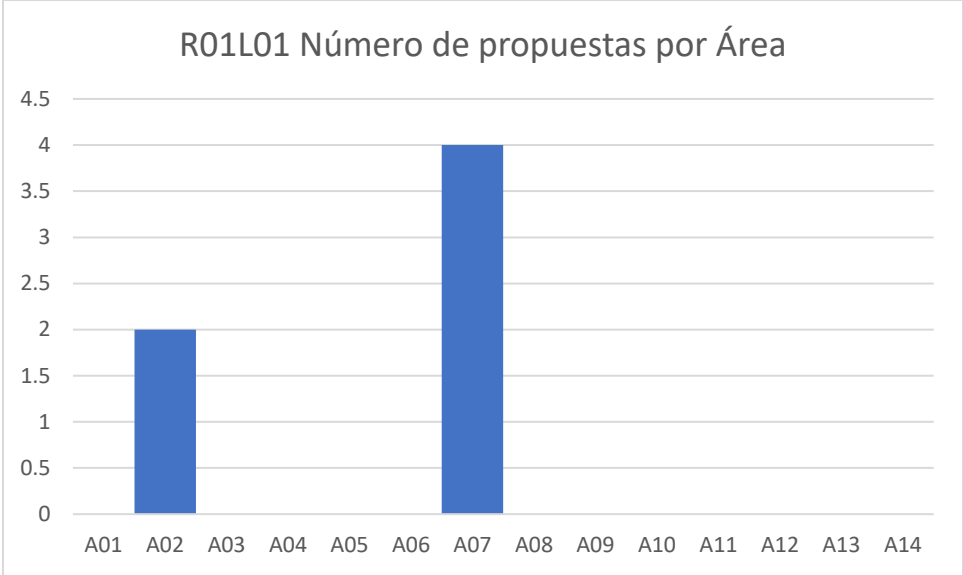


Figura 3.5 Número de propuestas por Área de la primera licitación de la Ronda Uno

Segunda Licitación de la Ronda Uno

El 30 septiembre de 2015, se realizó con éxito la Segunda Licitación de la Ronda Uno, en la que se logró un 67% de asignación de los campos licitados, agrupados en tres contratos.

El 30 de noviembre de 2015, se suscribió el primer contrato de la Segunda Licitación de la Ronda Uno, que incluye los campos Amoca, Miztón y Teocalli. El contrato fue firmado por la CNH y la empresa ENI Internacional, lo que suma 3 contratos firmados durante el 2015 como resultado de los procesos licitatorios de la Ronda Uno.

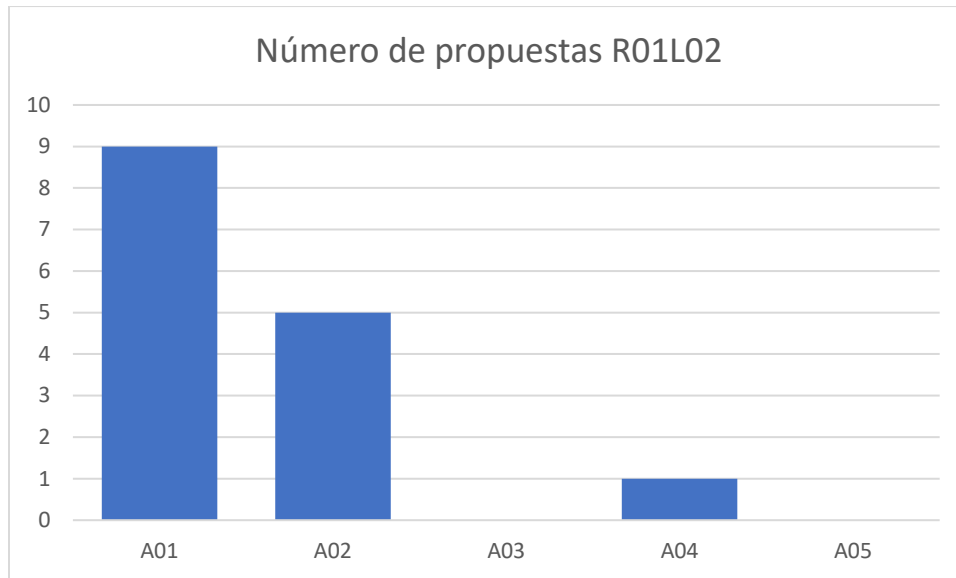


Figura 3.6 Número de propuestas por Área de la segunda licitación de la Ronda Uno

Tercera Licitación de la Ronda Uno

El 15 de diciembre de 2015, se realizó la Tercera Licitación de la Ronda Uno para la extracción de crudo en campos terrestres bajo un modelo de licencia. Se adjudicaron el 100% de los campos concursados en la 3ra. licitación de la Ronda Uno.

Esta vez la CNH publicó el valor mínimo de las variables de la licitación para evitar la repetición de la experiencia anterior de la Ronda 1.1, varios bloques de cinco fueron adjudicados con ofertas peligrosamente altas. Como se indicó anteriormente, la tercera convocatoria o licitación 1.3 fue interesante. De 25 pequeñas áreas o bloques terrestres en etapa productiva (o ya habiendo producido), los 25 fueron adjudicados, - nuevamente fueron presentadas por los participantes- con valores de oferta muy altos (tan altos como del 85.69%) de regalía adicional sobre las regalías señaladas o establecidas en la Ley de Hidrocarburos. Para atraer a los jugadores locales, las autoridades ajustaron o bajaron los requisitos o cualidades requeridas para la presentación de ofertas y de esta forma animar a las empresas locales. Salvo una o dos excepciones, las empresas mexicanas no tienen la experiencia requerida para evaluar el valor económico de este tipo de contratos. Bajo la ley mexicana, en contraste con legislación que existe en otros países, no se permite que los participantes negocien un valor menor una vez que el monto ha sido ofrecido o se haya presentado como parte de la oferta.

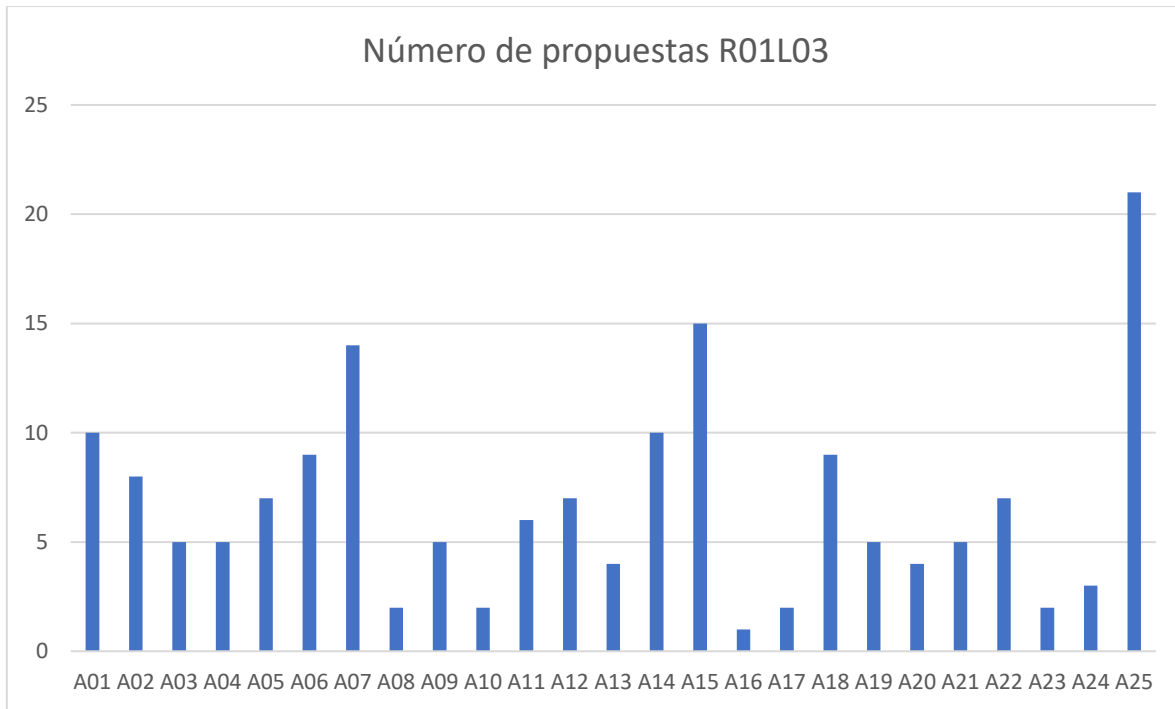


Figura 3.7 Número de propuestas por Área de la tercera licitación de la Ronda Uno

En el Anexo a, Tabla a.1 se muestran desglosados los resultados finales del acto de apertura de la Licitación Tres de la Ronda Uno:

Cuarta Licitación de la Ronda Uno

El 17 de diciembre de 2015, se anunció la Cuarta Convocatoria de la Ronda Uno, que presenta diez áreas contractuales en aguas profundas bajo el modelo de licencia que se conforman por seis bloques exploratorios ubicados en la Cuenca Salina del Golfo de México y cuatro bloques exploratorios ubicados en el Cinturón Plegado Perdido. Se adjudicaron el 80% de las áreas, considerándose un éxito tanto a nivel licitación como de nivel de confianza de inversión en el país (Secretaría de Energía, 2015).

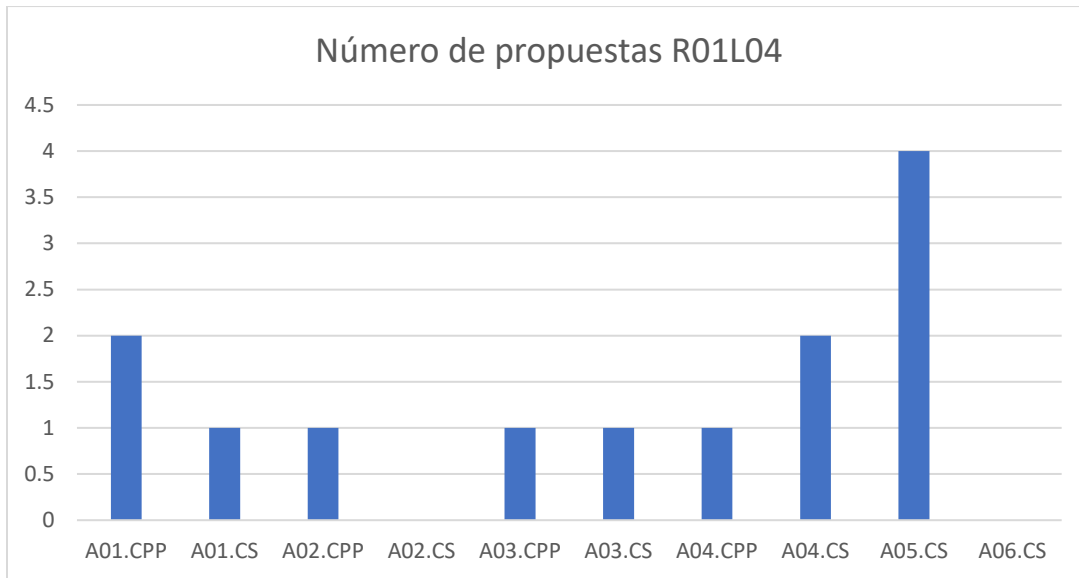


Figura 3.8 Número de propuestas por Área de la cuarta licitación de la Ronda Uno

En el Anexo a, Tabla a.2 y Tabla a.3, se muestran desglosados los resultados finales del acto de apertura de la Licitación Cuatro de la Ronda Uno.

La Tabla 3.2 muestra las condiciones de los contratos derivados de la Ronda Uno

	Ronda 1.1	Ronda 1.2	Ronda 1.3	Ronda 1.4
Ambiente	Aguas someras	Aguas someras	Terrestres	Aguas profundas
Tipo de Contrato	Producción Compartida	Producción Compartida	Licencia	Licencia
Objeto	Exploración	Evaluación	Extracción	Exploración
Áreas Licitadas	14	5	25	10
Contratos Suscritos	2	3	25	8
Porcentaje de adjudicación	14%	60%	100%	80%

Tabla 3.2 Resumen de resultados de la Ronda Uno

3.1.5. Ronda Dos

En la Ronda Dos a diferencia de las convocatorias de la Ronda Uno, se consideran áreas contractuales para exploración con descubrimientos, que permitan incrementar el nivel de reservas probadas y probables, así como impulsar la creación de empleos y encadenamiento productivo de manera eficaz.

Las Licitaciones de la Ronda 2 fueron instrumentadas con valores mínimos y máximos con parámetros clave de adjudicación y mediante la presentación de una oferta de dinero en efectivo como mecanismo de desempate.

Como resultado de la experiencia adquirida en la primera ronda y el Farmout de Trion, la CNH y la SHCP comenzaron a publicar umbrales relativamente bajos como parámetros máximos de licitación y reduciendo la variabilidad de los parámetros de inversión adicional. El resultado de lo anterior es que muchos oferentes empatan y para romper el empate, se ofrece como mecanismo de desempate un bono en efectivo.

Como puede verse en las Tablas siguientes, las diferentes convocatorias de licitaciones de la Ronda 2: en R02L01, dos ofertas de 30 ofertas ofrecieron el máximo, habiendo 1 desempate; en la Ronda 2.2, cinco ofertas de 12 ofreciendo el parámetro máximo dando por resultado otro desempate, la Ronda 2.3 fue una experiencia esclarecedora pues de 52 ofertas individuales para los 14 bloques, 36 fueron propuestas con el máximo causando 8 desempates, y para la Ronda 2.4, 7 de 29 áreas ofrecieron el máximo VPO. (RDA, 2018).

La Ronda Dos comprendió 4 licitaciones públicas internacionales para la adjudicación de Contratos, con base en la experiencia adquirida a partir de las convocatorias anteriores. El objetivo de la Ronda Dos fue priorizar áreas exploratorias con la columna geológica completa e incorporar a éstas campos descubiertos con volúmenes remanentes de hidrocarburos (SENER, 2015).

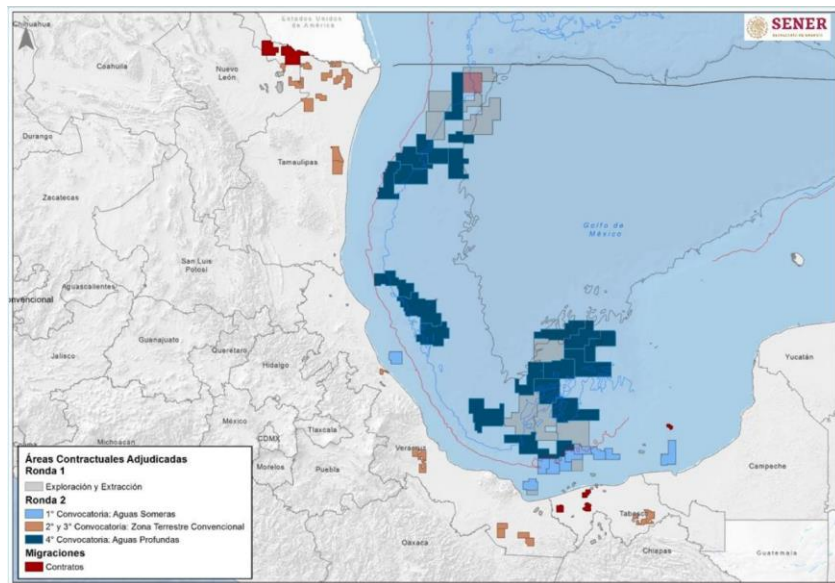


Figura 3.9 Áreas Licitadas en la Ronda 2

Primera Licitación de la Ronda Dos

El 20 de julio de 2016, se anunció la convocatoria para la Primera Licitación de la Ronda Dos, las 15 Áreas Contractuales licitadas se encuentran en las provincias petroleras de Tampico Misantla, Veracruz y Cuencas del Sureste, todas en aguas someras del Golfo de México.

En el proceso participaron 21 empresas, agrupadas en 20 licitantes. Como resultado se asignaron 10 contratos a 10 licitantes (12 empresas). La atracción de nuevas empresas de gran capacidad y prestigio internacional, la competitividad del diseño legal y económico de los contratos mexicanos, así como la confirmación del interés de las empresas ya presentes en nuestro país fortalece y hace más competitivo el sector hidrocarburos mexicano.

Dado que la modalidad de los contratos licitados es producción compartida, éstos se asignaron con base en las propuestas de participación del Estado en la Utilidad Operativa realizadas por los participantes. El porcentaje de participación de las posturas ganadoras fue de 57.29% en promedio. Adicionalmente, los contratistas tributarán a través de la cuota contractual para la fase exploratoria; una regalía básica; el impuesto por las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, y el impuesto sobre la renta. Considerando estos elementos, el Estado recibirá en promedio 77.4% del valor de las utilidades de los proyectos. De forma adicional el contrato prevé un esquema fiscal progresivo que permite al Estado percibir un porcentaje mayor de la utilidad de los proyectos en caso de que se observen incrementos en los precios de los hidrocarburos o de que se descubran volúmenes superiores a los previstos. Bajo condiciones extraordinarias el Estado podría obtener hasta 83.9% del valor de las utilidades de los proyectos.

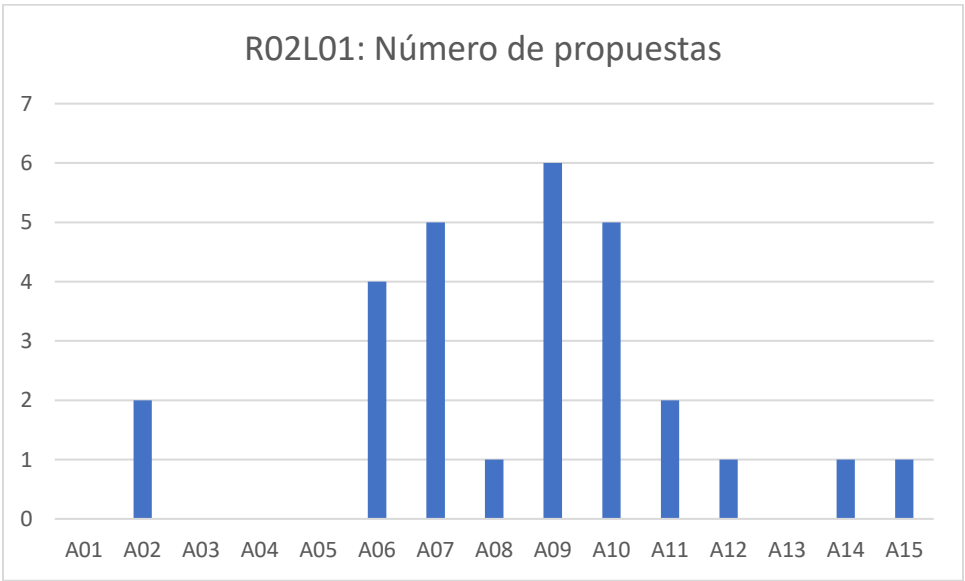


Figura 3.10 Número de propuestas por Área de la primera licitación de la Ronda Dos

Se estima que la inversión total a lo largo de la vigencia de estos contratos podría ascender a 8.2 miles de millones de dólares. (SENER, 2017)

En el Anexo a, Tabla a.5 se muestran desglosados los resultados finales del acto de apertura de la Licitación Uno de la Ronda Dos.

Segunda y Tercera Licitación de la Ronda Dos

El 12 de julio de 2017 se realizó la apertura de propuestas y declaración de Licitantes Ganadores de los Contratos para la Exploración y Extracción de hidrocarburos, correspondientes a la Segunda y Tercera Convocatoria de la Ronda Dos. Las 24 áreas Contractuales licitadas, se encuentran en las provincias de Burgos, Tampico-Misantla, Veracruz y Cuencas del Sureste.

En las licitaciones participaron 28 empresas, agrupadas en 19 licitantes. Como resultado se asignaron 21 contratos a 6 licitantes (10 empresas). Los procesos de licitación estuvieron orientados a incentivar la participación de nuevas empresas con el objeto de consolidar el desarrollo de una industria petrolera nacional competitiva. Los resultados confirman el interés de las empresas por invertir en nuestro país con el propósito de fortalecer el sector hidrocarburos.

Dado que la modalidad de los contratos licitados es la licencia, éstos se asignaron con base en las propuestas de regalía adicional realizadas por los participantes. El porcentaje de regalía adicional de las posturas ganadoras fue de 31.4% en promedio, siendo de 41.8% en promedio para las áreas contractuales con mayor prospectividad de aceite y 19.8% para las áreas contractuales con recursos predominantes de gas natural no asociado. Adicionalmente, los contratistas tributarán a través de la cuota contractual para la fase exploratoria; una regalía básica; el impuesto por las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, y el impuesto sobre la renta.

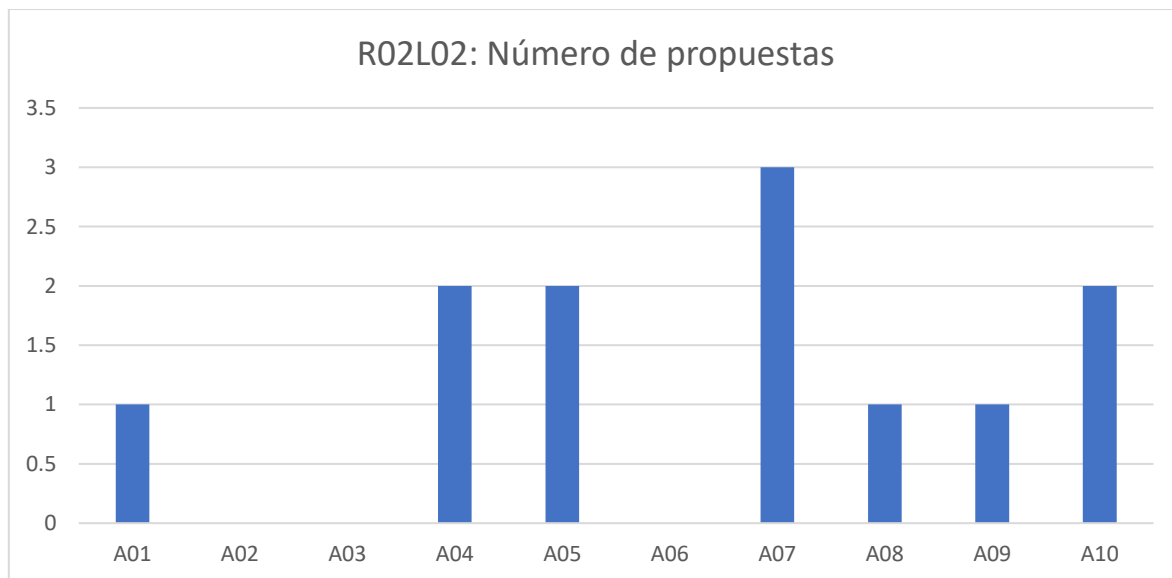


Figura 3.11 Número de propuestas por Área de la segunda licitación de la Ronda Dos

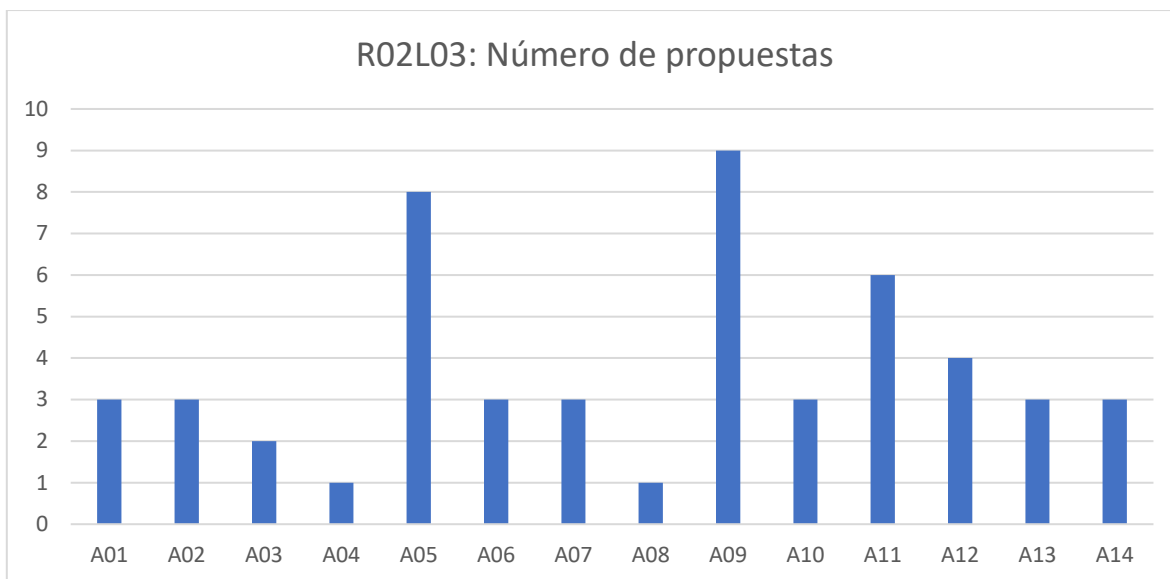


Figura 3.12 Número de propuestas por Área de la tercera licitación de la Ronda Dos

En el Anexo a, Tabla a.6 y Tabla a.7 Tabla a.5 se muestran desglosados los resultados finales del acto de apertura de la Licitación Dos y Tres de la Ronda Dos.

Cuarta Licitación de la Ronda Dos

El 31 de enero de 2018 se realizó la apertura de propuestas y declaración de licitantes ganadores de los contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos, correspondientes a la Cuarta Convocatoria de la Ronda Dos. Las áreas contractuales licitadas se encuentran ubicadas en tres provincias petroleras en aguas profundas del Golfo de México: Cinturón Plegado Perdido, Cordilleras Mexicanas y Cuenca Salina.

En la licitación participaron 18 empresas, agrupadas en 19 licitantes. Como resultado del proceso, se adjudicaron 19 contratos a 11 licitantes. Los resultados confirman el interés que tienen las empresas de gran capacidad y prestigio internacional por invertir en México lo que fortalece y hace más competitivo el sector hidrocarburos de nuestro país.

Dado que la modalidad de los contratos licitados es licencia, éstos se adjudicaron con base en la propuesta de regalía adicional, compromisos de inversión adicionales y montos en efectivo realizadas por los participantes.

En promedio, la regalía adicional de las posturas ganadoras fue de 16.1%. Como parte de las propuestas ganadoras, los licitantes se comprometieron a realizar 23 pozos adicionales, y al pago de montos en efectivo por un total de 525 millones de dólares.

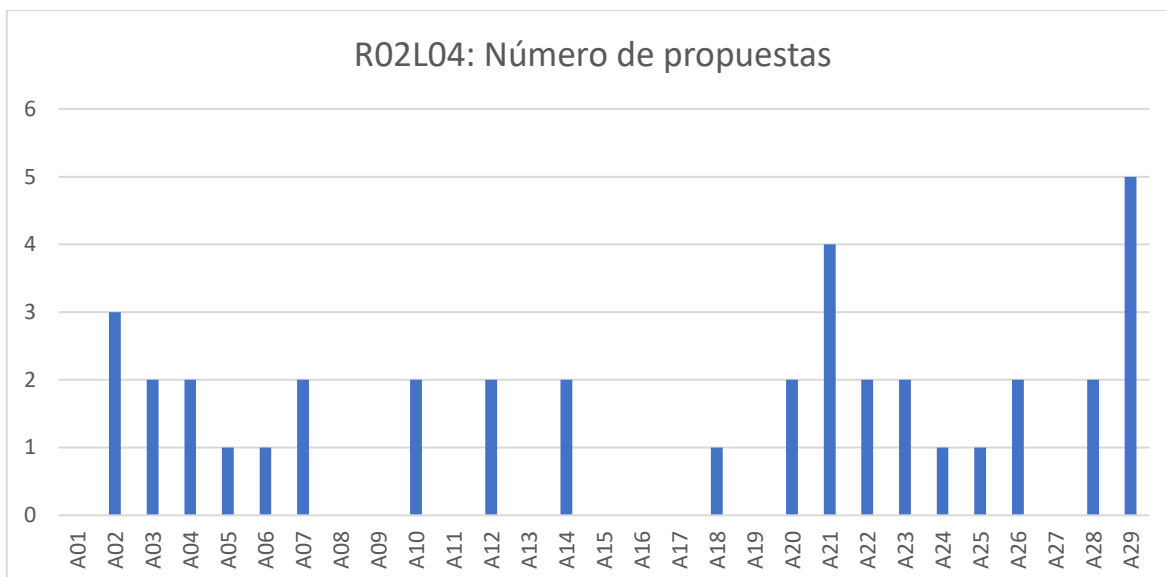


Figura 3.13 Número de propuestas de la cuarta licitación de la Ronda Dos

En el Anexo a, Tabla a.8, Tabla a.9 y Tabla a.10 Tabla a.5 se muestran desglosados los resultados finales del acto de apertura de la Licitación Cuatro de la Ronda Dos.

Finalmente, en la Tabla 3.3 se muestra el resumen de los resultados de las licitaciones de la Ronda Dos.

	Ronda 2.1	Ronda 2.2	Ronda 2.3	Ronda 2.4
Ambiente	Aguas Someras	Terrestres	Terrestres	Aguas profundas
Tipo de Contrato	Producción Compartida	Licencia	Licencia	Licencia
Objeto	Exploración	Exploración, Evaluación y Desarrollo	Exploración, Evaluación y Desarrollo	Exploración
Áreas Licitadas	15	10	14	29
Contratos Suscritos	10	7	14	19
Porcentaje de adjudicación	67%	70%	100%	66%

Tabla 3.3 Resumen de los resultados de licitaciones de la Ronda Dos

3.1.6. Ronda Tres

La Ronda Tres originalmente se componía de tres licitaciones, pero por cuestiones de política energética, sólo se llevó a cabo la primera. La Ronda Tres tuvo como objetivo consolidar zonas de desarrollo petrolero que habiliten la posibilidad de generar mercados regionales, tanto costa afuera como tierra adentro.

Primera Licitación Ronda Tres

La presentación y apertura de propuestas para la Primera Convocatoria se llevó a cabo durante el mes de marzo de 2018.

Dado que la modalidad de los contratos licitados es producción compartida, éstos se asignaron con base en las propuestas de participación del Estado en la Utilidad Operativa, compromiso de inversión adicional y en su caso, los montos en efectivo ofrecidos por los participantes.

En promedio, la participación del Estado de las posturas ganadoras fue de 45.8%. Como parte de éstas, los licitantes se comprometieron a realizar 9 pozos adicionales, y al pago de montos en efectivo por un total de 124 millones de dólares.

La Figura 3.14 muestra el número de propuestas hechas por Área. A pesar de que 19 bloques en concurso quedaron desiertos, sin ofertas por parte de los 18 licitantes que se presentaron en la subasta, hubo competencia particularmente en los ocho bloques ubicados en la provincia petrolera de Cuencas del Sureste, que es la más explorada en el país y donde se adjudicaron los ocho contratos que el gobierno subastó.

En estos bloques, que tienen principalmente aceite ligero, hubo tres procesos en los que el ganador presentó la oferta máxima de 65% de participación del Estado y el compromiso de dos pozos exploratorios, lo que provocó que además ofrecieran bonos de desempate que en conjunto sumaron 124 millones de dólares en efectivo que deben entregar para firmar los contratos.

Los bloques ubicados en las provincias de Burgos marina y Tampico-Misantla-Veracruz tuvieron un menor éxito de adjudicación, por tener menos exploración y al ser predominantemente gasíferos y sólo se adjudicaron cuatro en cada provincia, donde resultaron ganadoras Repsol y Premier Oil en lo individual y los consorcios entre Capricorn Energy y Citla Energy y el de Pemex, Deutsche Erdoel y Compañía Española de Petróleo.

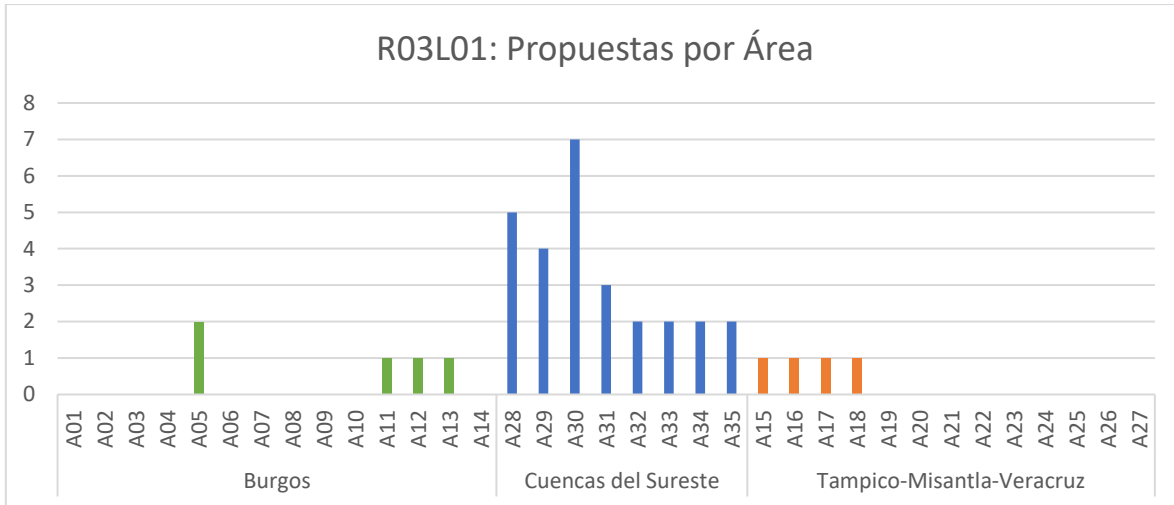


Figura 3.14 Propuestas por área de la primera licitación de la Ronda Tres

Pemex Exploración y Producción (Pemex) la compañía que más contratos se adjudicó en la Ronda 3.1 al adjudicarse 7 de los 16 bloques otorgados (43%). En seis de los bloques, ganó en consorcio y en el restante lo ganó individualmente, el cual ganó con la oferta máxima de 65% de utilidad para el Estado más dos pozos exploratorios y por primera vez presentó un bono en efectivo de 15.13 millones de dólares.

En el Anexo a, Tabla a.11, Tabla a.12 y Tabla a.13 Tabla a.5 se muestran desglosados los resultados finales del acto de apertura de la Licitación Uno de la Ronda Tres.

Para los empates, los montos de pago en efectivo se efectuaron de la siguiente manera:

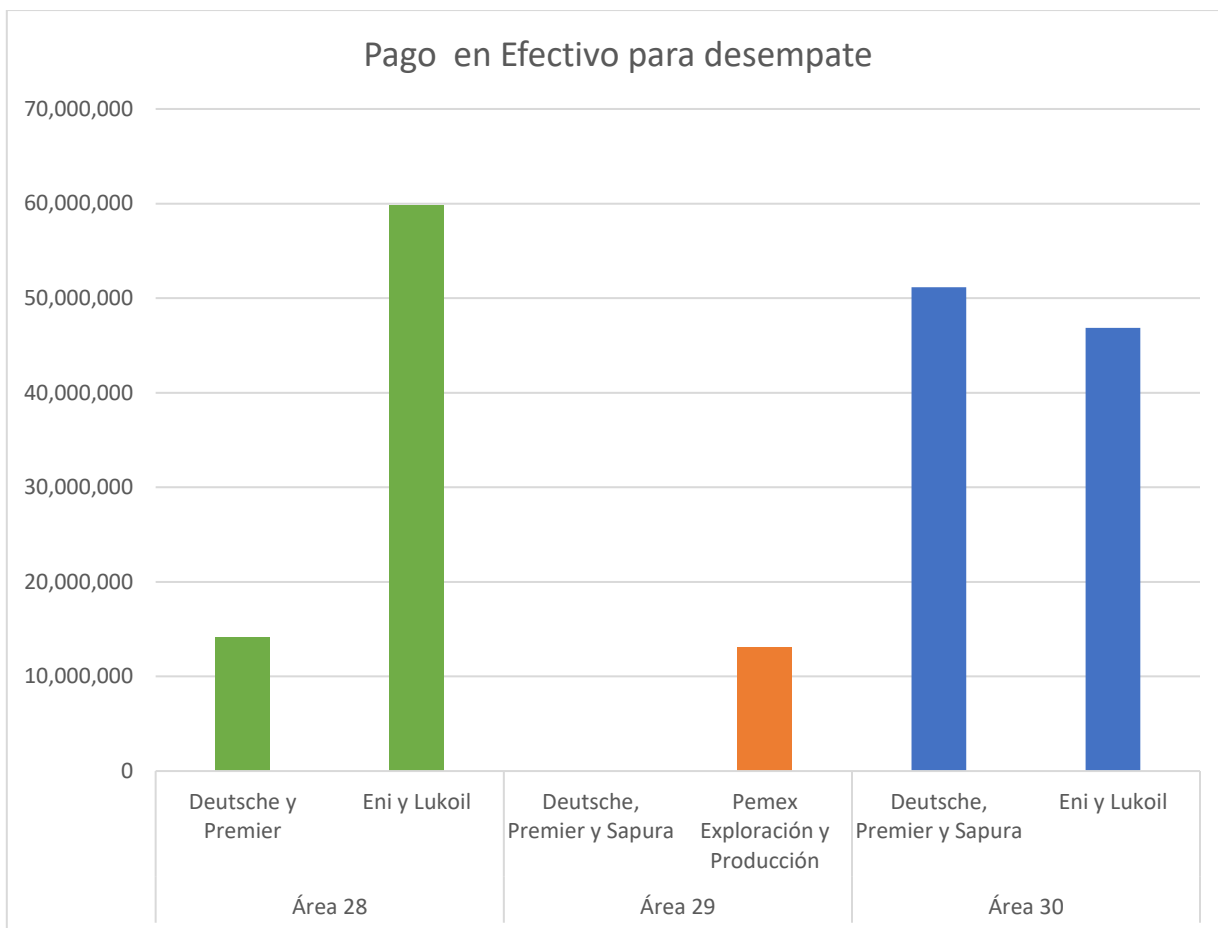


Figura 3.15 Pago en efectivo para el desempate de las Áreas de los Contratos de la R03L01

Los resultados de la Ronda 3 se resumen en la Tabla 3.4 Resumen de la primera licitación de la Ronda Tres:

	Ronda 3.1	Ronda 3.2	Ronda 3.3
Ambiente	Aguas someras	Terrestres	Terrestres
Tipo de Contrato	Producción Compartida	Licencia	Licencia
Objeto	Exploración	Exploración	Exploración
Áreas Licitadas	35	37	9
Contratos Suscritos	16	N/A	N/A
Porcentaje de adjudicación	46%	N/A	N/A

Tabla 3.4 Resumen de la primera licitación de la Ronda Tres

En el 5.5.1.Anexo d se encuentran los mecanismos de subastas en diferentes en el mundo, esto con el fin de tener un punto de comparación con las Rondas de Licitación en México, tanto en tiempo como en tipo de la subasta.

CAPÍTULO 4. METODOLOGÍA

Para el análisis a realizar propuesto, se ha dividido la metodología en tres partes, con el fin de delimitar de mejor manera el alcance de cada una de las partes en el estudio de los datos de las licitaciones.

La primera parte de la presente metodología se concentrará en analizar los elementos vistos en el capítulo dos a cada una de las licitaciones realizadas en México, además de ir analizando la inclusión de diferentes mecanismos de diseño de subasta conforme se fue teniendo más experiencia en las Rondas de Licitación. Además, se realizó un análisis de sensibilidad del Valor Ponderado de la Oferta (VPO) para aquellas rondas que tuvieran una fórmula de la forma de las Rondas 1.4 a 3.1 de la [Figura 4.1](#), ya que con el cambio de la fórmula con respecto a las Rodas 1.1 a 1.3, no es tan intuitiva la evaluación del VPO, además que los resultados proporcionarán información de a qué variable es más sensible la fórmula para la toma de decisiones tanto del licitante como del licitador.

La segunda parte consistirá en hacer un análisis de regresión lineal tomando como variable dependiente el número de participantes en cada Área Contractual, ya que desde el punto de vista de subastas, el indicador más fuerte del éxito de un programa de subastas es la presencia de una fuerte competencia (Cramton, 2007). A partir de una selección de las mejores variables para realizar el mejor modelo posible, se hará un filtrado para obtener las variables que en cada licitación tuvieron una mayor influencia por cada Ronda.

En la tercera parte, se realizará un Análisis de Componentes Principales a los conjuntos de datos, y ver los resultados tomando como punto pivote el número de participantes de cada bloque para cada licitación. A partir de la creación de componentes principales cuyos eigenvectores estén compuestos de las variables que arrojen los mejores resultados para un modelo de regresión lineal formado de los componentes principales y la variable independiente (número de participantes), se hará un filtrado de las variables que en cada licitación tuvieron mayor influencia en los componentes principales por cada Ronda.

De esta manera, se podrá realizar una comparación de las variables que destaquen más por su influencia en propiciar la participación en cada Ronda de Licitación, cuyo análisis más detallado corresponderá al capítulo de conclusiones.

Para la primera parte de este capítulo, se analizarán las licitaciones conforme a dos criterios; propiedades intrínsecas de los bloques y las características de la licitación.

Propiedades intrínsecas de los bloques, se evaluarán tres puntos:

- a) Etapa de desarrollo del área
- b) Información del Área

- c) Tamaño de bloque

Características de la licitación: Las características fueron agrupadas en tres categorías:

Categoría uno: Forma de la subasta

Esta categoría agrupa los siguientes criterios:

- a) Tipo de subasta (primer precio)
- b) Tipo de licitación (abierto o cerrado)
- c) Subasta estática o dinámica
- d) Subasta secuencial (uno por uno) o simultánea (se van varios bloques), qué política de información debería utilizarse y si debiesen establecerse precios de reserva y cómo.

Categoría dos: Criterios de restricción de asignación de Áreas Contractuales

Esta categoría agrupa los criterios que independientemente de la subasta, pueden ser útiles para seleccionar a un grupo de licitantes:

- a) Precios de reserva
- b) Costo de entrada: criterios de precalificación
- c) Forma de asociarse (1)
- d) Límite de bloques por asociación (2)

Categoría tres: Criterios cuantitativos de asignación de bloques

- a) Pago por desempate
- b) Regalías o Porcentaje de utilidad

Para la Ronda uno de la Licitación Uno, se hará el análisis detallado de cada uno de los incisos de las tres categorías, y éste servirá como guía para las demás rondas de licitación, cuyo análisis será más resumido y haciendo hincapié en los puntos más importantes de cada licitación.

4.1 Ronda 1.1; Ejemplo desglosado

4.1.1. Análisis de las propiedades intrínsecas de los bloques:

- a) Nivel de madurez de las áreas.

Primera Licitación de la Ronda Uno se llevó a cabo para la Adjudicación de Contratos de Producción Compartida para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos en aguas someras para 14 Áreas Contractuales. No se contaba con producción al momento de la licitación en ningún Área.

b) Información de las áreas licitadas

Las áreas Contractuales licitadas se encuentran en aguas someras del Golfo de México, con el modelo de contrato de Producción Compartida, la Tabla 4.1 muestra algunas de las características de las Áreas licitadas:

Área	TIPO DE HC	Probabilidad de éxito geológico mínimo (%)	Probabilidad de éxito geológico máximo (%)	Recursos prospectivos medios (mmbpce)	Recursos prospectivos medios ajustados por riesgo (mmbpce)	ESTADO	Tirante de agua (mínimo-máximo) [m]
A01	Aceite Ligero	23	50	151	47	Veracruz	(20 - 30)
A02	Aceite Ligero	22	40	142	40	Veracruz	(30 - 30)
A03	Aceite Ligero	22	39	114	33	Veracruz	(32 - 60)
A04	Aceite Ligero	28	36	82	26	Veracruz	(50 - 80)
A05	Aceite Ligero	22	25	56	13	Tabasco	(50 - 200)
A06	Aceite Ligero	24	44	87	28	Tabasco	(55 - 120)
A07	Aceite Ligero	22	23	102	22	Tabasco	(60 - 300)
A08	Aceite Extrapesado	42	69	170	88	Tabasco	(200 - 400)
A09	Aceite Extrapesado	25	33	72	22	Tabasco	(180 - 350)
A10	Aceite Ligero	23	33	157	44	Tabasco	(95 - 290)
A11	Aceite Extrapesado	34	42	169	65	Tabasco	(170 - 400)
A12	Aceite Pesado	41	46	93	41	Tabasco	(25 - 120)
A13	Aceite Pesado	29	64	90	38	Tabasco	(110 - 650)
A14	Gas Húmedo	17	19	105	19	Campeche	(10 - 20)

Tabla 4.1 Características de las Áreas Contractuales licitadas en la Ronda 1.1

c) Tamaño de bloque

La Tabla 4.2 tiene los tamaños de bloque por cada Área Licitada:

Área Contractual	Provincia geológica	Área (km ²)
1	Cuenca Salina	195
2	Cuenca Salina	194
3	Cuenca Salina	233
4	Cuenca Salina	233
5	Cuenca Salina	466
6	Cuenca Salina	466
7	Cuenca Salina	465

Área Contractual	Provincia geológica	Área (km ²)
8	Cuenca Salina	116
9	Cuenca Salina	116
10	Cuenca Salina	232
11	Cuenca Salina	309
12	Cuenca Salina	387
13	Cuenca Salina	501
14	Macuspana	310
Promedio:		301.642857
Tamaño máximo		501
Tamaño mínimo		116
Desviación Estándar		134.171

Tabla 4.2 Área de los bloques licitados Ronda 1.1

Posteriormente se verá que el promedio del tamaño de los bloques es menor al de Áreas Contractuales de características similares en posteriores licitaciones, que comparten características como ser ubicadas en aguas someras, ser de tipo Producción Compartida y ser de Exploración y Extracción.

4.1.2. Características de la licitación

- a) Categoría uno: Forma de la subasta
- b) Tipo de subasta: El tipo de subasta para esta licitación es del tipo **primer precio a sobre cerrado**, ya que el criterio de adjudicación se da sobre el valor ponderado de la propuesta económica (ver Figura 4.1), con un pago en efectivo en caso de empate.
- c) Tipo de licitación (abierta o cerrada)

Esta licitación fue cerrada, ya que es de sobre cerrado, y por lo tanto los participantes no pueden reaccionar a la información proporcionada por otros licitantes.
- d) Subasta estática o dinámica

Este tipo de licitación se llevó a cabo de forma estática, ya que en una subasta estática, se envía una oferta para cada proyecto y el subastador luego evalúa todas las ofertas. Durante el proceso de subasta, los postores desconocen las ofertas

presentadas por sus competidores hasta el momento de la entrega y apertura de las propuestas.

En una subasta dinámica, por otro lado, la licitación se lleva a cabo en varias rondas. De este modo, los postores tienen la oportunidad de observar la evolución del precio de la subasta y de las ofertas de otros postores y de adaptar sus estrategias de licitación durante el proceso de subasta).

e) Tipo de licitación (simultánea o secuencial)

Esta licitación fue del tipo secuencial, porque para múltiples Áreas Contractuales, se licitó una por una, y de esta manera se debe tener una valuación única con una estrategia única, ya que no hay turno de cambiar decisiones tomando como base la información que se va revelando.

Categoría dos: Criterios de restricción de asignación de Áreas Contractuales

a) Precios de reserva

Para el caso de la Primera Licitación de la Ronda 1, sí se tiene un precio de reserva, o un equivalente como lo es el Valor Mínimo de la Regalía Adicional o la Participación del Estado en la Utilidad Operativa, el cual fue establecido por la Secretaría de Hacienda, pero este precio de reserva no fue público previo al acto de apertura de propuestas.

Para el proceso de adjudicación, una vez recibidas todas las Propuestas, el Comité Licitatorio anuncia los valores mínimos para las variables de adjudicación por cada Área Contractual (precios de reserva), para posteriormente abrir las Propuestas recibidas; Verificar que los valores propuestos para las variables de adjudicación sean iguales o superiores a los valores mínimos establecidos por la Secretaría de Hacienda, e inferiores a los límites establecidos en las Bases de licitación, para estar en posibilidad de anunciar el resultado de la apertura de las Propuestas y descartar aquéllas que no sean solventes, por cada Área Contractual.

De acuerdo con el Acta de Presentación de Propuestas, los valores considerados como precios de reserva con respecto al valor ponderado de la propuesta económica:

Área Contractual	Participación del Estado en la Utilidad Operativa (%) PEUO	Incremento porcentual en el Programa mínimo de Trabajo (%) IPPMT	Propuesta 1 (PEUO, IPPMT)	Propuesta 2 (PEUO, IPPMT)	Propuesta 3 (PEUO, IPPMT)	Propuesta 4 (PEUO, IPPMT)	Propuesta 5 (PEUO, IPPMT)	Valor ponderado ganador
1	40	0	-	-	-	-	-	Desierta
2	40	0	55.99, 10	54.55,5	-	-	-	51.792
3	40	0	35, 5	-	-	-	-	Desechada
4	40	0	35, 5	-	-	-	-	Desechada

Área Contractual	Participación del Estado en la Utilidad Operativa (%) PEUO	Incremento porcentual en el Programa mínimo de Trabajo (%) IPPMT	Propuesta 1 (PEUO, IPPMT)	Propuesta 2 (PEUO, IPPMT)	Propuesta 3 (PEUO, IPPMT)	Propuesta 4 (PEUO, IPPMT)	Propuesta 5 (PEUO, IPPMT)	Valor ponderado ganador
5	40	0	-	-	-	-	-	Desierta
6	40	0	20,5	-	-	-	-	Desechada
7	40	0	65,86	57,20	68.99,10	65.11,15	27.26,6	63.67
8	25	0	-	-	-	-	-	Desierta
9	40	0	-	-	-	-	-	Desierta
10	40	0	-	-	-	-	-	Desierta
11	25	0	-	-	-	-	-	Desierta
12	25	0	20,5	-	-	-	-	Desechada
13	25	0	-	-	-	-	-	Desierta
14	25	0	-	-	-	-	-	Desierta

Tabla 4.3 Valores de propuestas para la licitación 1.1

b) Criterios de entrada: criterios de calificación

Para los criterios de entrada, se consideraron los siguientes:

- i. Por cada Área Contractual, se realiza un pago para la obtención de la información, y los Interesados que hayan pagado el acceso a la información del Cuarto de Datos serán los únicos que podrán inscribirse en la Licitación, por lo tanto, el acceso a los datos de la Licitación se puede considerar como un criterio de entrada.
- ii. Garantía de seriedad 2,500,000.00 (Dos millones quinientos mil dólares de los Estados Unidos de América 00/100)
- iii. El interesado deberá demostrar que cuenta con experiencia, acreditable como Operador en el periodo 2010-2014, sin perjuicio de que el proyecto haya iniciado antes o terminado dentro de este periodo:
 - por los menos tres proyectos de exploración y extracción, o
 - inversiones de capital en proyectos de exploración y extracción que en conjunto sean de por lo menos mil millones de Dólares
- iv. Como criterio de evaluación financiera, cualquier operador interesado:
 - Deberá demostrar que tiene Activos totales con un valor de por lo menos 10 mil millones de Dólares, y una calificación crediticia de grado de inversión. Lo anterior, según Fitch Ratings, Moody's Investors Service, o Standard & Poors, Rating Services, o
 - Deberán demostrar que tienen un capital contable suficiente. Demostrar un capital contable de por lo menos mil millones de Dólares, o en caso de formar parte de un Consorcio o Asociación en Participación, de por lo menos 600 millones de dólares

- Si el Operador no cumple con el criterio financiero previsto en los incisos 1 o 2 anteriores, los miembros del Consorcio o Asociación en Participación deberán demostrar un capital contable agregado de por lo menos mil millones de Dólares
- En caso de un Consorcio o Asociación en Participación, el Operador deberá tener por lo menos una tercera parte de la participación económica en el Consorcio o Asociación en Participación y ningún otro miembro del Consorcio o Asociación en Participación podrá tener una participación económica mayor a la del Operador.

Estos criterios constituyen un mecanismo de diseño de la subasta que aseguran al Estado que el Licitante cumpla con criterios mínimos de acuerdo con el valor estimado por el Estado de cada área.

c) Forma de asociarse

Para esta Ronda, se tenían limitaciones en la forma de asociarse, ya que no se considerarían Propuestas o celebrarían Contratos con aquellas Compañías que se encuentren en cualquiera de los siguientes supuestos:

- Compañías que presenten más de una Propuesta para una misma Área Contractual, ya sea (i) de manera individual; (ii) mediante la participación directa o indirecta en más de un Consorcio o Asociación en Participación, o (iii) de manera individual a través de Compañías, ya sea de manera directa o indirecta, sobre las cuales se ejerza Control o pertenezcan de alguna u otra forma al mismo grupo de interés económico que otro Licitante;
- Consorcios o Asociaciones en Participación conformados por más de una Compañía Petrolera de Gran Escala;
- Ninguna Compañía puede formar parte de más de un Licitante Agrupado en la Licitación;
- Ninguna Compañía Petrolera de Gran Escala podrá asociarse con otra Compañía Petrolera de Gran Escala para participar como Licitante Agrupado

d) Límites de bloques por asociación

Para esta licitación existieron restricciones de participación a la licitación de los bloques. Entre los criterios más importantes se encuentran los siguientes:

- No podían formar parte de la licitación compañías que presenten más de una Propuesta para una misma Área Contractual, ya sea (i) de manera individual; (ii) mediante la participación directa o indirecta en más de un Consorcio o Asociación en Participación, o (iii) de manera individual a través de Compañías, ya sea de manera directa o indirecta, sobre las cuales se ejerza

Control o pertenezcan de alguna u otra forma al mismo grupo de interés económico que otro Licitante

- ii. No podían formar parte de la licitación Consorcios o Asociaciones en Participación conformados por más de una Compañía Petrolera de Gran Escala.

Categoría tres: Criterios cuantitativos de asignación de bloques

a) Criterios de desempate

Como criterio de desempate, en caso de que dos o más Licitantes hubieran obtenido el mismo monto de Valor ponderado de la Propuesta Económica (VPO), el primer criterio para discernir al Licitante Ganador se determinó a quien ofrezca el mayor pago en efectivo.

El criterio para analizar las Propuestas Económicas que se reciban durante la Licitación, se estableció con respecto a lo siguiente:

- i. El valor ponderado de la oferta resulta de sumar:
 - 0.90, multiplicado por la participación del Estado en la Utilidad Operativa o el Valor de la Regalía Adicional (dependiendo del tipo de Contrato); y
 - 0.10, multiplicado por el factor de inversión adicional para el Área Contractual que corresponda.

A continuación, se ilustra la fórmula más sencilla (aplicada de la Ronda 1.1 a 1.3) para calcular el valor ponderado de la Propuesta Económica:

$$VPO = 0.90 \times Participación + 0.10 \times Factor\ de\ Inversión\ Adicional$$

En donde:

- VPO es el valor ponderado de la Propuesta Económica;
- Participación es el valor de la participación del Estado en la Utilidad Operativa, expresado en dos dígitos y dos decimales;
- El Factor de Inversión Adicional es el valor ajustado del incremento porcentual en el Programa Mínimo de Trabajo para el Área Contractual correspondiente, expresado en dos dígitos y dos decimales.

El Factor de Inversión Adicional se calcula de la siguiente manera:

$$Factor\ de\ Inversión\ Adicional = (2500(Incremento\ Inversión))^{\frac{1}{2}}$$

En donde:

- Incremento Inversión es el valor del incremento porcentual en el Programa Mínimo de Trabajo para el Área Contractual correspondiente, expresado como proporción de la unidad considerando dos decimales.

En caso de que dos o más Licitantes ofrezcan el mismo monto de valor ponderado de la Propuesta Económica, el primer criterio para determinar al Licitante Ganador será quien ofrezca el mayor pago en efectivo (bono de desempate)

Como restricciones superiores, se tuvieron las siguientes:

- Que el valor ofertado en la Propuesta Económica, respecto a: i. la participación del Estado en la Utilidad Operativa sea igual o superior a 100% (cien por ciento), ii. el incremento porcentual en el Programa Mínimo de Trabajo para el Área Contractual correspondiente sea superior a 100% (cien por ciento),
- En caso de que el Licitante Ganador no firme el Contrato por causas imputables al mismo en el plazo establecido para ello, la Convocante podrá adjudicar dicho Contrato al Licitante que hubiere quedado en segundo lugar en la Licitación

4.1.3. Análisis de la Primera Licitación de La Ronda Uno

Precio de reserva

Uno de los puntos más importantes a destacar es el precio de reserva, ya que se fijó un precio de reserva en términos del porcentaje de Participación del Estado en la Utilidad Operativa (PEUO) y el Incremento porcentual en el Programa mínimo de Trabajo. El precio de reserva fue dado a conocer una vez que todos los Licitantes habían hecho su propuesta, lo que tuvo como resultado cuatro áreas desechadas por tener valores inferiores.

Si bien tener precios de reserva es importante para asegurar el precio mínimo al que está dispuesto el Estado a asignar el Área Contractual, también es un mecanismo para que en el caso que sea una cifra conocida antes de licitar, sirva como un “filtro” de los participantes cuya oferta (y posiblemente valor) sea baja.

Los precios de reserva ocultos normalmente se usan como mecanismo cuando existe un número considerable de participantes, suficientemente grande como para permitir que se hagan ofertas más agresivas, en función de su aversión al riesgo (Rosar, 2014).

Si no se observa el precio de reserva, un licitante menos averso al riesgo tiende a hacer una oferta más agresiva (Huagang Li, 2017), y probablemente para la Ronda 1.1 se asumió una mayor participación en las licitaciones para lograr ofertas más agresivas. Las ganancias esperadas para el vendedor bajo el esquema de precio

de reserva oculto exceden a las del esquema de precio de reserva anunciado cuando el grado de aversión relativa al riesgo de los compradores es suficientemente grande (Huagang Li, 2017).

A medida que aumenta el número de licitantes, es más probable que domine el precio de reserva oculto. Además, para las funciones de distribución general, el precio de reserva óptimo (anunciado) del vendedor disminuye con el grado de aversión al riesgo de los compradores y con el número de compradores, y converge al precio de reserva real del vendedor en el límite.

Un precio de reserva oculto por parte del vendedor sirve como oferta competitiva, ya que el licitante ganador debe superar al precio de reserva del Estado y a otros licitantes en la oferta. A medida que los licitantes se vuelven más aversos al riesgo, ofertan más agresivamente cuando se usa un precio de reserva oculto (Bernard Elyakime, 1994).

Condiciones o criterios de entrada

El hecho de que no haya muchos participantes pudo haber sido afectado por los criterios de entrada en la forma de asociarse, ya que no se permitía que un operador fuera parte de dos propuestas para una misma Área Contractual, en individual o en consorcio, o en el caso de las petroleras de Gran Escala, no se permitió tener dos o más en el mismo consorcio.

Debido a que la exploración es una actividad riesgosa y costosa, no es inusual que las empresas formen alianzas a largo plazo (por ejemplo, para perseguir objetivos estratégicos) o alianzas de propósito especial (por ejemplo, para ofertar por un bloque en particular) para distribuir su riesgo. Estas alianzas toman varias formas y puede ser muy complejo, a veces involucrando empresas de servicios o empresas que de otro modo son competidores en otros mercados o bloques. El efecto de estas alianzas sobre la capacidad de un gobierno para maximizar la extracción de rentas a través del mecanismo de asignación depende de la estructura de mercado, asimetrías de información, así como mecanismos de extracción de rentas.

En términos generales, el número de competidores afecta la eficiencia de una subasta. Al reducir el número de competidores, la licitación conjunta puede reducir la eficiencia de la subasta como renta (Tordo, 2010).

Se han hecho estudios de subastas para asignar bloques en la parte estadounidense del Golfo de México [(Porter, 1995), (Hendricks, 1996); (Mead, 1994)] que concluyeron que las preocupaciones sobre la participación como asociaciones en subastas eran sobreestimadas, es decir, no disminuyen el número de participantes y no afectan la eficiencia de una subasta. Esta conclusión, no debe ser

generalizada, debido a que el efecto de las asociaciones también depende del tipo de mecanismo de la subasta (Tordo, 2010).

Características de las áreas licitadas

Comparando la superficie promedio de los bloques con otras rondas de licitación de características similares a nivel internacional, se puede ver que el área promedio de los bloques de la R1.1 (301.64 km²) es menor, lo que pudo ser un factor para desincentivar un mayor número de participantes. El promedio de área en bloques para las rondas Pre-sal en Brasil es de 1,260 km², para Noruega el histórico offshore es de 455.17 km², en 2020, para la licitación 256 en Estados Unidos, se adjudicaron 86 áreas de 27 compañías a para un total de 477,413 acres, lo cual equivale a 22.4 km² por cada área. Dado que el mayor indicador del éxito de una subasta de licitaciones es la presencia de competencia robusta (Cramton, 2007), esta no puede ser considerada como una ronda exitosa, salvo en el caso del área 5, que se presentaron 5 propuestas.

Cabe recalcar que esta fue la primera licitación en México, por lo que fue la primera vez que la industria se abrió a empresas privadas nacionales e internacionales. Debido a que fue el primer acercamiento de las empresas a la licitación de bloques y a las inversiones asociadas, es posible que estas empresas fueran más cautelosas tanto para participar en la licitación como para hacer ofertas (en este caso, cuatro adjudicaciones de áreas contractuales fueron desechadas por tener una propuesta de PEUO menor al valor mínimo de adjudicación).

4.2 Rondas 1.2 a 3.1

4.2.1. Propiedades intrínsecas de los bloques

a) Nivel de madurez del área

Licitación	Exploración	Evaluación	Desarrollo
1.1	✓		
1.2		✓	
1.3		✓	✓
1.4	✓		
2.1	✓		
2.2	✓	✓	✓
2.3	✓	✓	✓
2.4.	✓		
3.1	✓		

Tabla 4.4 Etapas de las Licitaciones

b) Información de las Áreas

Ronda 1.2

La información de las áreas de la Ronda 1.2 se encuentra en el 0, Tabla b.1 en donde se tomaron en cuenta con la información disponible, las variables de tipo de hidrocarburo, Reservas 2P de aceite, Reservas 2P de gas, Reservas 2P en bpce, los campos a la Fecha Efectiva, el Estado (entidad federativa) y el tirante de agua.

Ronda 1.3

La información de las áreas de la Ronda 1.3 se encuentra en el 0, Tabla b.2, en donde se tomaron en cuenta con la información disponible, las variables de tipo de hidrocarburo, Reservas 2P de aceite, Reservas 2P de gas, Reservas 2P en bpce, los campos a la Fecha Efectiva, el Estado (entidad federativa) y el Índice de Desarrollo Humano en municipios de las áreas.

Ronda 1.4

La información de las áreas de la Ronda 1.4 se encuentra en el 0, Tabla b.3, en donde se tomaron en cuenta con la información disponible, las variables de tipo de hidrocarburo, Probabilidad de Éxito Geológico Máximo y mínimo, Recursos Prospectivos medios, la cuenca, el Estado (Entidad Federativa) y el tirante de agua.

Ronda 2.1

La información de las áreas de la Ronda 2.1 se encuentra en el 0, Tabla b.4, en donde se tomaron en cuenta con la información disponible, las variables de tipo de hidrocarburo, Probabilidad de Éxito Geológico Máximo y mínimo, Recursos Prospectivos medios, Recursos Prospectivos medios ajustados por riesgo, la cuenca, el Estado (Entidad Federativa) y el tirante de agua.

Ronda 2.2

La información de las áreas de la Ronda 2.2 se encuentra en el 0, Tabla b.5, en donde se tomaron en cuenta con la información disponible, las variables de tipo de hidrocarburo, Probabilidad de Éxito Geológico Máximo y mínimo, la cuenca, Recursos Prospectivos medios, Recursos Prospectivos medios ajustados por riesgo, Reservas 2P de gas y el Estado (Entidad Federativa).

Ronda 2.3

La información de las áreas de la Ronda 2.3 se encuentra en el 0, Tabla b.6, en donde se tomaron en cuenta con la información disponible, las variables de tipo de hidrocarburo, Probabilidad de Éxito Geológico Máximo y mínimo, la cuenca, Recursos Prospectivos medios ajustados por riesgo, Reservas 2P de gas, el Estado (Entidad Federativa) y el Índice de Desarrollo Humano del municipio del área.

Ronda 2.4

La información de las áreas de la Ronda 2.4 se encuentra en el 0, Tabla b.7, en donde se tomaron en cuenta con la información disponible, las variables de tipo de hidrocarburo, el volumen de Recurso prospectivo, litología, provincia geológica, y tirante de agua.

Ronda 3.1

La información de las áreas de la Ronda 3.1 se encuentra en el 0, Tabla b.8, en donde se tomaron en cuenta con la información disponible, las variables de tipo de hidrocarburo, el volumen de Recurso prospectivo medio, provincia petrolera, edades del play y tirante de agua.

c) Tamaño de bloque

En el 0 se muestran los tamaños de bloques por licitación en km², y la Tabla 4.5 muestra las principales medidas de tendencia central por cada licitación.

Ronda	Promedio	Mínimo	Máximo	Mediana
1.1	301.64	116.00	501.00	271.00
1.2	55.69	39.60	67.20	57.97
1.3	32.54	7.16	171.50	23.66
1.4	2,383.53	1,678.00	3,287.11	2,396.04
2.1	593.90	466.47	971.57	556.82
2.2	421.93	347.34	479.01	442.47
2.3	185.32	72.39	251.35	199.43
2.4	2,290.52	1,852.86	3,253.64	2,061.73
3.1	744.07	262.76	1,224.60	807.76

Tabla 4.5 Tamaño de bloque por licitación km² (medidas de tendencia central)

4.2.2. Características de la licitación

Categoría uno: Forma de la subasta

Todas las licitaciones han sido a primer precio, tomando como variable de primer precio el valor ponderado de la oferta (VPO) o de la Propuesta Económica. De igual forma, todas las licitaciones han sido cerradas, estáticas y secuenciales.

Categoría dos: Criterios de restricción de adjudicación de Áreas Contractuales

Para los criterios de restricción de asignación de Áreas Contractuales se consideraron las variables de tipo de subasta, precios de reserva, criterios de entrada, límites de bloques por asociación y criterios de experiencia y capacidades técnicas, así como capacidad financiera.

- Tipo de subasta: Todas las rondas fueron de primer precio a sobre cerrado
- Precios de reserva: únicamente en la R1.1 se dio a conocer después de la presentación de propuestas, para todas las demás, el valor mínimo de la regalía adicional o la Participación del Estado en la Utilidad Operativa se dieron a conocer anterior a la presentación de propuestas. Esto pudo ser un aprendizaje del gobierno, al no adjudicar cuatro áreas de la R1.1 porque ofrecieron una propuesta menor que el porcentaje mínimo oculto.
- Criterios de entrada: Se identificaron dos criterios de entrada; el acceso a información de áreas e inscripción a la licitación.
Para el acceso a la información, se tienen a su vez dos tipos de modalidades; La primera se dio de la Ronda 1.1. a la Ronda 2.1, y consistió en un monto por toda la información de todas las Áreas Contractuales a licitar. La segunda se dio de la Ronda 2.2 a la 3.1, y consistió en que el licitante ejerciera un monto mínimo para adquirir la información que considerara pertinente de acuerdo a sus intereses.
Con respecto a la inscripción a la licitación, el monto se fue actualizando, pero la modalidad fue la misma para todos los licitantes en todas las rondas.
- Límites de bloques por asociación: Para las Rondas 1.1, 1.2 y 1.3, el límite era una propuesta por ÁC, sólo una por licitante agrupado, ninguna Compañía podía formar parte de más de un Licitante Agrupado en la Licitación y sólo una Compañía petrolera de Gran Escala podía estar en la asociación. Para las demás rondas, la restricción únicamente fue no presentar más de una Propuesta para una misma Área Contractual. Esto tuvo un gran impacto, ya que para las licitaciones siguientes, existió una mayor participación de empresas en consorcios, lo que ayudó a que las rondas fueran más exitosas. Los consorcios destacaron en licitaciones en offshore, ya que por el riesgo y capital necesarios para el desarrollo de proyectos de esa naturaleza, se considera que quitar la restricción de las rondas 1.1., 1.2 y 1.3 incentivó de manera positiva la participación, adjudicación de áreas y beneficios al Estado.

En la Tabla c.1 del 5.5.1.Anexo c muestra a mayor detalle los criterios de restricción por ronda de licitación.

Categoría tres:

Para esta categoría se menciona que el criterio de desempate para todas las rondas fue un bono, el cual es efectivo, y quien tuviera mayor valor, se adjudicaba el área, y cabe mencionar que no fue necesaria una instancia adicional como criterio de desempate en ninguna licitación, ya que si bien la probabilidad de algún empate es baja, la de ofrecer exactamente el mismo bono (siendo éste una variable continua sin rango limitado) es todavía menor.

Para el caso de las regalías (contratos de Licencia) o porcentaje de utilidad al Estado (contratos de Producción Compartida), el Valor Ponderado de la Oferta (VPO) fue el siguiente:

Ronda	Tipo de subasta
1.1	$VPO = 0.90 \cdot Participación + 0.10 \cdot Factor\ de\ Inversión\ Adicional$
1.2	$VPO = 0.90 \cdot Participación + 0.10 \cdot Factor\ de\ Inversión\ Adicional$
1.3	$VPO = 0.90 \cdot Factor\ de\ regalía\ adicional + 0.10 \cdot Factor\ de\ Inversión\ Adicional$
1.4	Primer precio a sobre cerrado: $VPO = 4 \cdot \left[Regalía\ adicional + \left(11.5 \cdot \left(\frac{regalía\ adicional}{100} \right) + 3.45 \right) \cdot Factor\ de\ inversión \right]$
2.1	$VPO = Participación\ del\ Estado + \left(5.72 \cdot \frac{Participación\ del\ Estado}{100} + 2.26 \right) \cdot Factor\ de\ inversión$
2.2	$VPO = Regalía\ Adicional + \left(7.55 \cdot \left(\frac{regalía\ adicional}{100} \right) + 1.33 \right) \cdot Factor\ de\ inversion$
2.3	$VPO = Regalía\ Adicional + \left(7.55 \cdot \left(\frac{regalía\ adicional}{100} \right) + 1.33 \right) \cdot Factor\ de\ inversión$
2.4.	$VPO = 4 \cdot \left[Regalía\ adicional + \left(11.5 \cdot \left(\frac{Regalía\ adicional}{100} \right) + 3.45 \right) \cdot Factor\ de\ inversión \right]$
3.1	$VPO = Participación\ del\ Estado + \left(5.72 \cdot \frac{Participación\ del\ Estado}{100} + 2.26 \right) \cdot Factor\ de\ inversión$

Figura 4.1 Valor Ponderado de la Oferta para diferentes Rondas

4.3 Análisis de resultados por ronda

4.3.1. Ronda 1.2

Con respecto a la Ronda 1.2, el mayor cambio surge en la información con la que cuentan los participantes de la licitación, ya que el “precio de reserva” de Participación del Estado en la Utilidad Operativa mínimo (PEUOm) se reveló antes de que los licitantes hicieran su propuesta, a comparación de la Ronda 1.1, donde éste era revelado posterior a la propuesta de los licitantes. Si se considera que cuatro bloques de la Ronda 1.1 no se adjudicaron por haber propuesto una PEUOm por debajo de la cantidad oculta, y que además estos cuatro bloques solamente tuvieron una oferta, la información que manda el licitador es que quiere adjudicar la mayor cantidad de bloques con un mecanismo de información, pero al no quitar el PEUOm (o bien sea, que el $PEUOm = 0$), también asegura una Utilidad Operativa mínima y sigue desechando a los licitantes cuya valuación del bloque sea menor.

Con este cambio, de las tres Áreas Contractuales con alguna oferta, se adjudicaron tres áreas, lo cual puede ser buen indicador de lo que se busca con la adición de información del PEUOm (ver Figura 4.2).

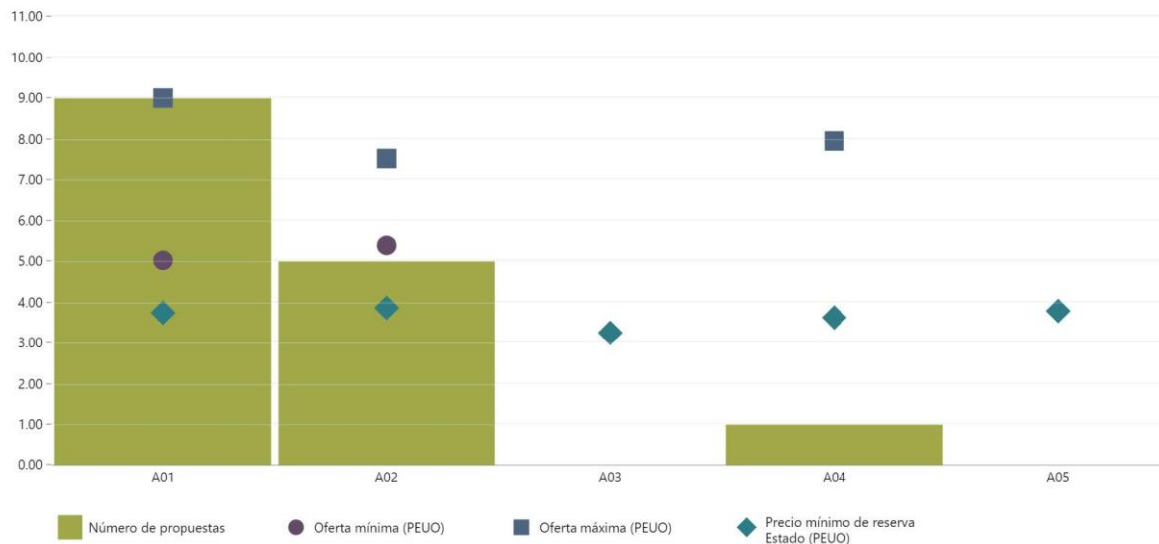


Figura 4.2 PEUO y número de propuestas por área de la Ronda 1.2

4.3.2. Ronda 1.3

Esta ronda fue la primera en un ambiente terrestre bajo el modelo de Contrato de Licencia y a pesar de que seguían las restricciones de participación de forma individual y en consorcio, se tuvo más participación por cada Área Contractual licitada; a comparación de las dos licitaciones anteriores, se tenían menores montos o restricciones por el acceso a la información, garantías de seriedad, experiencia y capacidades técnicas y de ejecución capacidad financiera. Esto permitió la entrada

de compañías con menor capital, que pudieran operar campos maduros o marginales. Las condiciones anteriores tuvieron como incentivo promover la participación de empresas mexicanas. Algunas de las nuevas operadoras mexicanas fueron creadas a partir de compañías de servicios que contaban con un profundo conocimiento de la operación de los campos petroleros mexicanos y que habían sido contratistas de Pemex por muchos años (AMEXHI, 2019).

Además de lo anterior y a diferencia de las rondas pasadas, en algunas Áreas Contractuales se tenía producción a la fecha de la licitación y de la adjudicación, lo cual proporciona más información para la evaluación del objeto. El conocimiento de la producción al momento de la firma del contrato (Fecha Efectiva) puede ser un insumo para la evaluación económica que llevaría a definir la estrategia de valuación de cada área y por lo tanto, la oferta por el área. Dado que los datos de producción pueden conducir a pronósticos para cada área, las áreas con más producción fueron las que más participantes obtuvieron.

Al tener mayor información sobre los objetos, los licitantes que son adversos al riesgo pueden hacer mejores ofertas de acuerdo a sus valuaciones, y naturalmente habrá un mayor rango de ofertas que también están de acuerdo con las restricciones de presupuesto de cada licitante.

Cabe mencionar que cada licitante sí conoce cuántos licitantes en total se han precalificado, lo que agrega información a la estrategia para ofertar en cada caso, y a pesar de que todos los licitantes tienen acceso a la misma información de cada Área Contractual, nada garantiza que se utilicen las mismas metodologías para finalmente obtener el valor de cada Área y hacer una oferta.

Por el lado del licitador, no existía un criterio máximo para la regalía adicional, o para el Incremento porcentual en el programa mínimo de trabajo, por lo que al no haber estos límites, se puede presentar el caso que al ser sobre cerrado a primer precio, el ganador pague más que el valor del objeto. Dicho de otra manera, es posible que los licitantes deban reducir sus ofertas muy por debajo de sus estimaciones iniciales para evitar la maldición del ganador (Krishna, 2009). Hay que tener en cuenta también que la magnitud de la maldición del ganador aumenta con el número de postores en la subasta. La noticia de que una señal (como lo es ganar, en una subasta a primer sobre cerrado) con una propuesta que es la más alta de, digamos, 21 postores es peor que la noticia de que es la más alta de 2 postores.

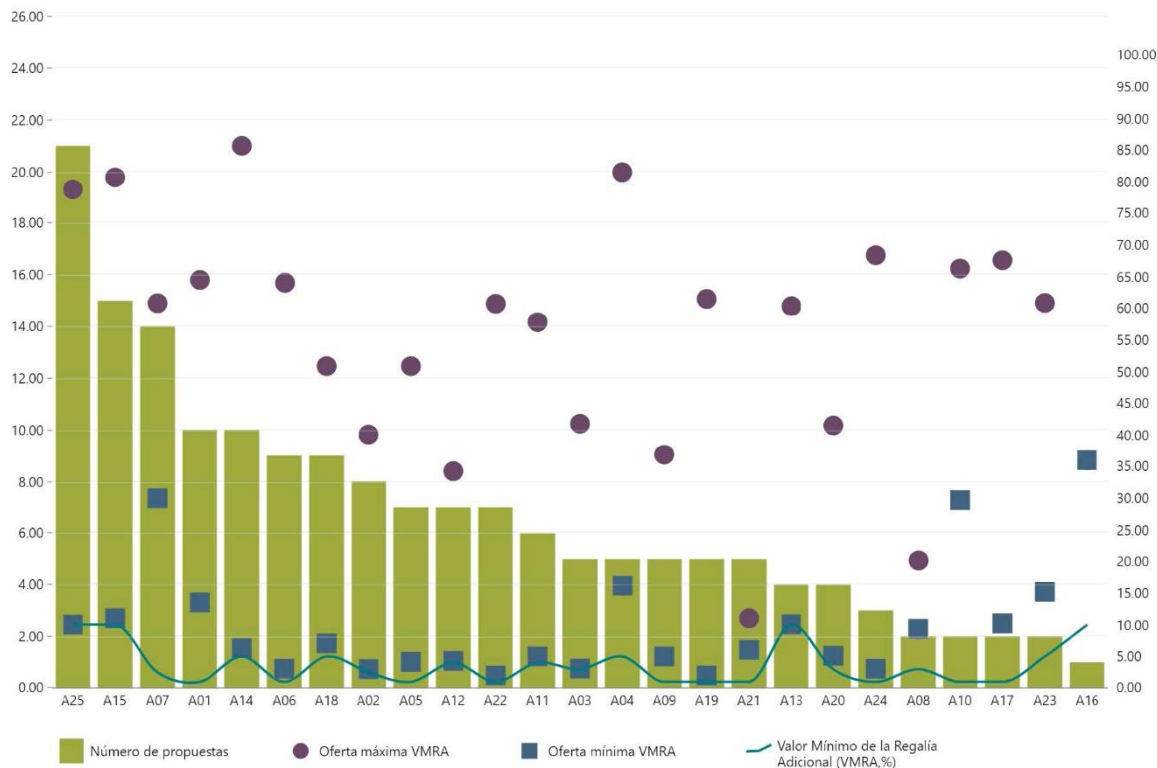


Figura 4.3 Valores de número de propuestas (eje izquierdo) y VMRA (eje derecha)

4.3.3. Ronda 1.4

Esta ronda fue la primera en aguas profundas, y a diferencia de las rondas anteriores, se introdujo una variable categórica discreta llamada Factor de Inversión Adicional (FIA), cuyas magnitudes pueden tomar valores de 0, 1 o 1.5, dependiendo del compromiso de inversión adicional en unidades de trabajo equivalentes, ya sea sin compromiso adicional, uno o dos pozos exploratorios durante el Periodo de Exploración, respectivamente. En la Figura 4.4 se puede ver en el eje principal (izquierda) que el valor máximo para 4 áreas fue el máximo valor posible (1.5) para el FIA.



Figura 4.4 Valores de FIA (eje izquierdo) y VRA (eje derecho) para las Áreas Contractuales licitadas en la R 1.4

Derivado del cambio de fórmula para calcular el VPO y de transformar la FIA en una variable discreta, se realizó un análisis de sensibilidad considerando todas las ofertas, con el fin de que se pueda encontrar el impacto de cada una de las variables en el VPO e identificar si existe algún cambio significativo para las Rondas que pudiera ser tomado en cuenta para la estrategia de presentación de propuestas. En la Tabla 4.6 se muestran los valores de las variables de tendencia central que se utilizaron como apoyo para identificar la distribución a ser utilizada para el análisis de sensibilidad por cada variable.

	Media	Desviación Estándar	Máximo	Mínimo
Valor de la Regalía Adicional (%)	12.8469231	7.07539208	26.91	3.5
Factor de inversión	0.96153846	0.59377109	1.5	0

Tabla 4.6 Medidas de tendencia para los componentes del VPO de la R 1.4

Utilizando un complemento para Excel llamado Crystal Ball, se asignó una distribución lognormal para el VRA, ya que se adapta mejor a la distribución con la muestra de datos de la Ronda, utilizando el valor de la desviación estándar de los datos. La distribución logarítmica normal se usa ampliamente en situaciones en las que los valores tienen un sesgo positivo (donde la mayoría de los valores se encuentran cerca del valor mínimo). Se utilizó como mínimo 0, como media 12.85, y como desviación estándar, 7.07.

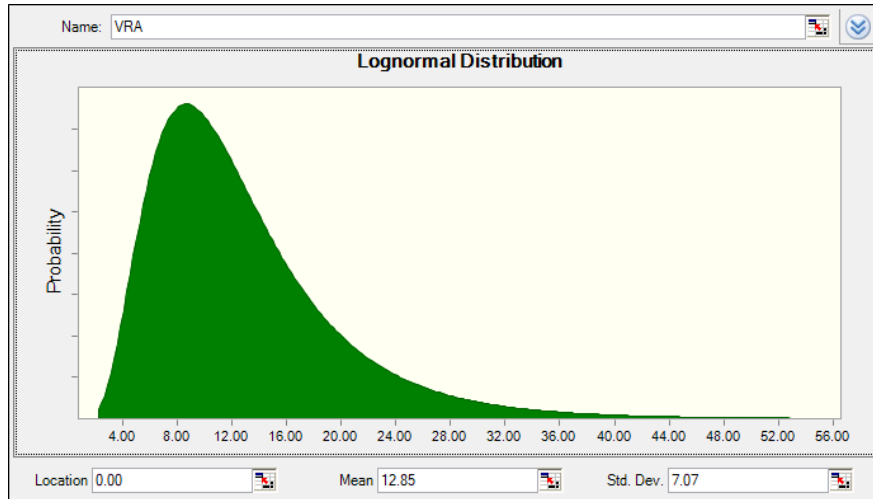


Figura 4.5 Distribución ajustada para los datos del Valor de la Regalía para la Ronda 1.4

Para el caso del FIA, se consideró como si fuese una variable continua para hacer el análisis de sensibilidad, con una distribución triangular cuyos parámetros corresponden uno a uno con un estimado mínimo, uno máximo y uno de mayor probabilidad de ocurrencia (moda). La distribución triangular es habitualmente empleada como una descripción subjetiva de una población para la que sólo se cuenta con una cantidad limitada de datos muestrales y, especialmente en casos en que la relación entre variables es conocida pero los datos son escasos (Hesse, 2000). Para los parámetros de la distribución se consideró el mínimo como cero, el evento más probable como 1, y el máximo como 1.5.

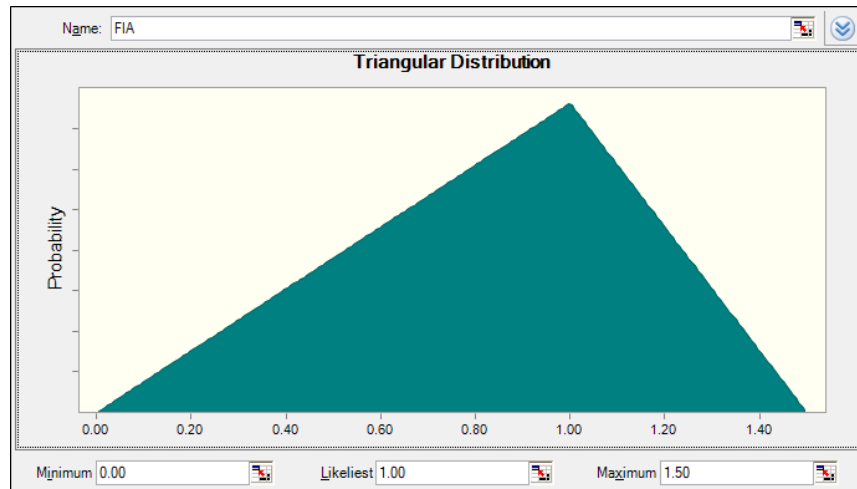


Figura 4.6 Consideración de distribución para el FIA de la Ronda 1.4

El análisis de sensibilidad con 5,000 iteraciones arrojó que para las dos variables, la contribución a la varianza del FIA fue de 6.5%, mientras que la respectiva contribución del VRA fue del 93.5%:

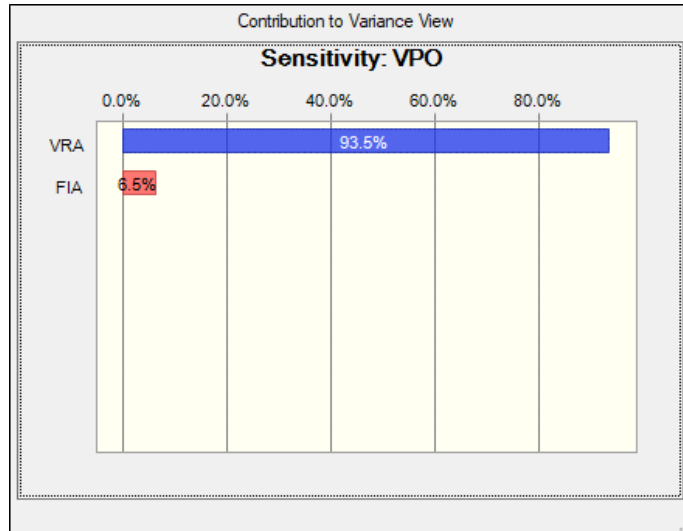


Figura 4.7 Resultados de análisis de sensibilidad para las variables componentes del VPO de la R 1.4

Para el caso de la frecuencia y probabilidad, los valores de P10, P50 y P90 fueron 108.74, 59.88 y 35.41, respectivamente:

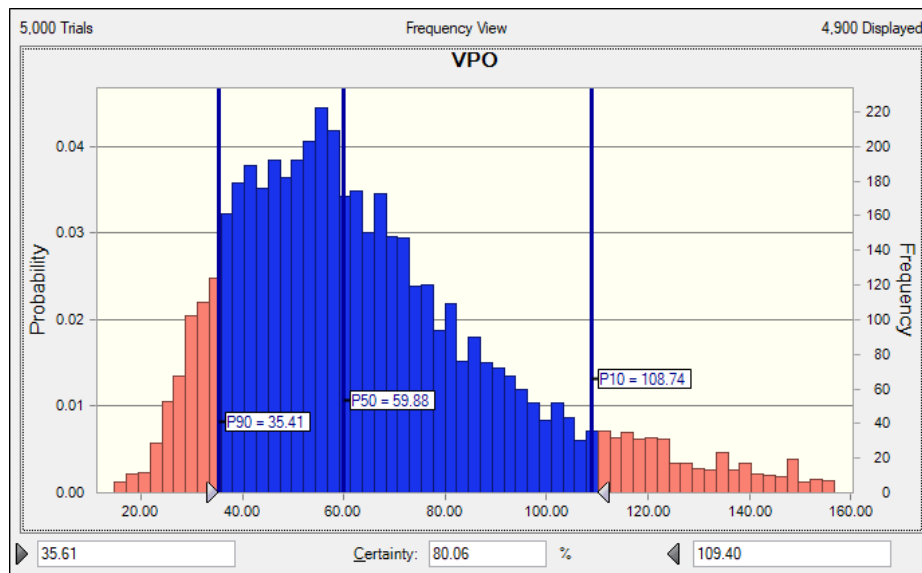


Figura 4.8 Resultados de simulación para el VPO en la Ronda 1.4

Lo que se puede observar de la Figura 4.7 es que a pesar de haber definido un rango mínimo y máximo para el FIA, no representa un gran peso en la ponderación de la fórmula del VPO, por lo cual a pesar de que implica en términos económicos una gran carga (ya que en aguas profundas los costos de los pozos se elevan considerablemente con respecto a aguas someras y a terrestres), en términos de adjudicación del contrato no representa una gran aportación para definir el ganador.

4.3.4. Ronda 2.1

Para esta ronda en aguas someras, además de las restricciones en mínimos y máximos del FIA, se establecieron base y tope para el Valor de la Participación del Estado en la Utilidad Operativa. Para cinco de las 15 áreas contractuales licitadas se ofrecieron los máximos en estas dos variables, y en uno de estos casos se dio un empate por dos licitantes con el máximo, lo cual conlleva a un desempate por pago en efectivo.

También cabe mencionar que a partir de esta licitación el acceso a la información ya no se dio en paquete para todas las áreas licitadas, sino que como requisito para participar en la licitación se requería una licencia de uso de información por un monto igual o mayor a \$2,500,000 (dos millones quinientos mil pesos 00/100 M.N). Esto es de interés, ya que con este mecanismo no se garantiza que todos los licitantes adquieran toda la información para valorar los bloques, por lo que a pesar de que éstos se consideran de valores comunes, habrá de esta licitación en adelante, licitantes “mejor informados” que otros para hacer sus valuaciones.

Ante esta condición, las restricciones máximas a las variables se pueden utilizar como un mecanismo para evitar que los licitantes racionales pero pobremente informados hagan una oferta mayor al valor del bloque (Banerjee, 2005), como ejemplo, se tiene el caso del FIA para el cálculo del VPO, en el cual el límite máximo es 1.5, y que en caso de que no existiera este límite, algún licitante pudiera ofertar valores más altos por estar pobremente informados. Esto conlleva también beneficios para el licitador, sobre todo porque en caso de no establecer un máximo, el licitante adquiere compromisos que pueden no llegar a cumplirse por las consecuencias de ofertar más alto, impactando en la parte económica o en un posible incumplimiento de los compromisos adquiridos.

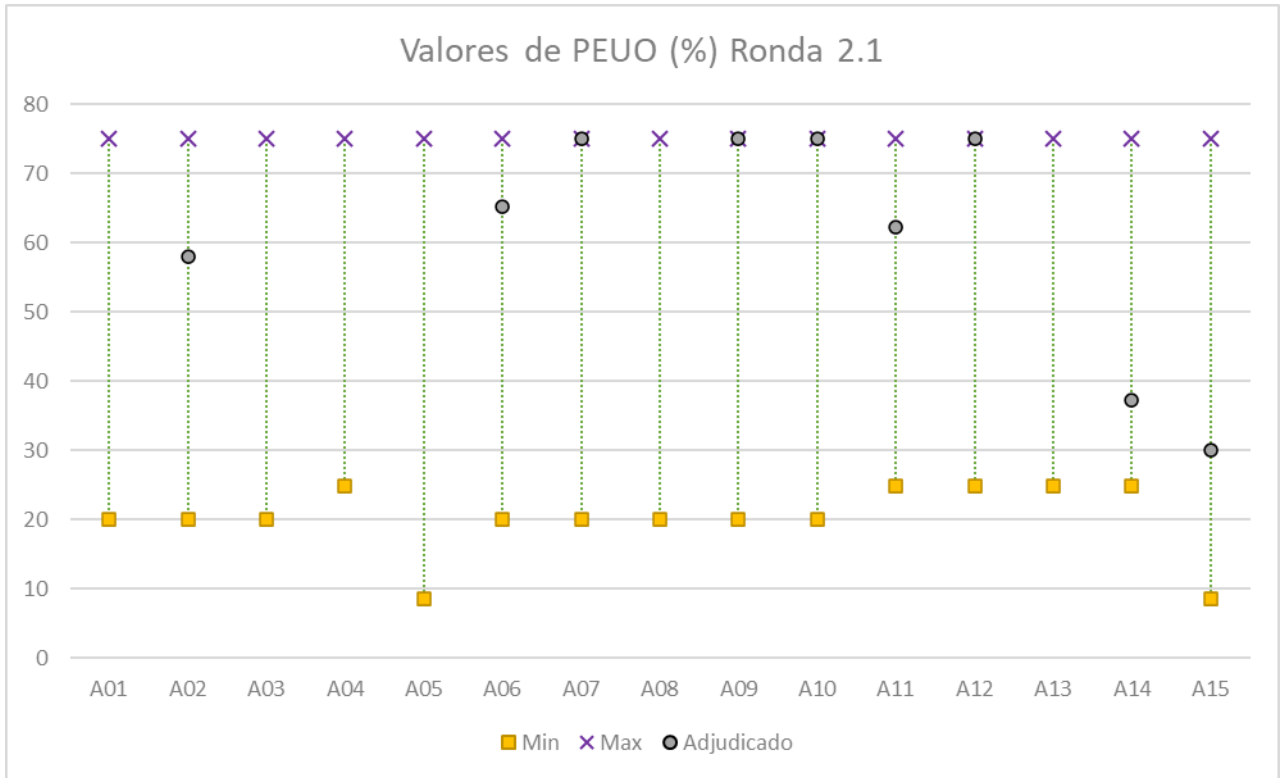


Figura 4.9 Valores de la PEUO en la Ronda 2.1

De manera similar a la Ronda 1.4, se realizó un análisis de sensibilidad con los datos de las Áreas A02, A06, A07, A09 y A10, dado que tienen el mismo mínimo para la PEUO de 20.1%, y es la categoría con más propuestas (22 de las 28 en total).

Para este análisis se utilizó la herramienta de “Fit” del complemento para aproximar una distribución a los datos de PEUO, esta herramienta asigna una distribución (por ejemplo, normal, lognormal o triangular) a los datos existentes, teniendo como resultado una distribución Beta y una triangular para el FIA, de manera idéntica al análisis de la ronda anterior. Como se puede ver en la Figura 4.11, el Valor de la PEUO representa el 96% de la contribución a la varianza del Valor Ponderado de la Oferta.

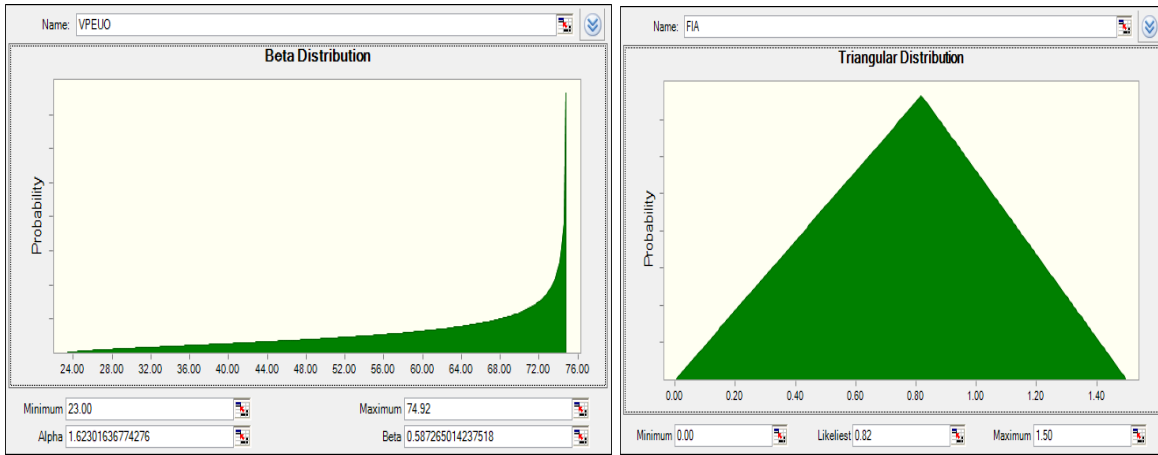


Figura 4.10 Distribución para el PEUO (izquierda) y de FIA (derecha) de las áreas de la R 2.1

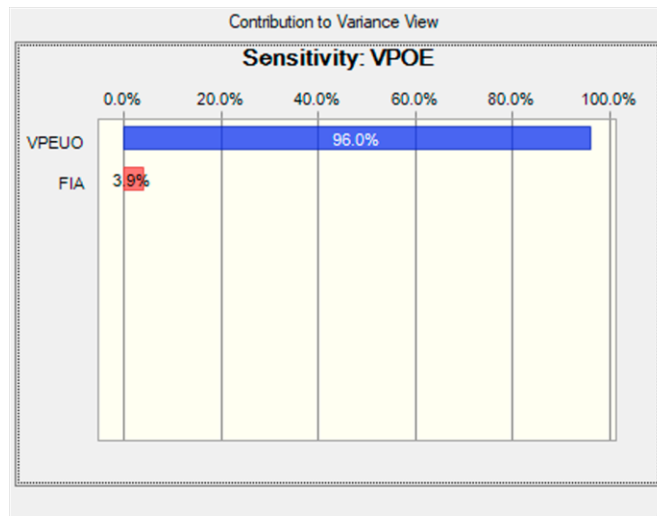


Figura 4.11 Resultados de análisis de sensibilidad para las variables componentes del VPO de la R 2.1

Se puede ver para este caso que también el VPEUO es la variable que tiene más contribución a la varianza, por lo que si el licitante quiere realmente desea adjudicar un Área Contractual sin que el licitante pague más que el valor del objeto, implementó un buen mecanismo, además de que en el caso de empates, el licitante entrega el pago en efectivo como método de desempate. Por la naturaleza de la fórmula para calcular el VPO, a pesar de que se tiene restringido con mínimos y máximos, la contribución de la variable VPEUO es mayor que el caso su similar de la VRA para los contratos de la Ronda 1.4.

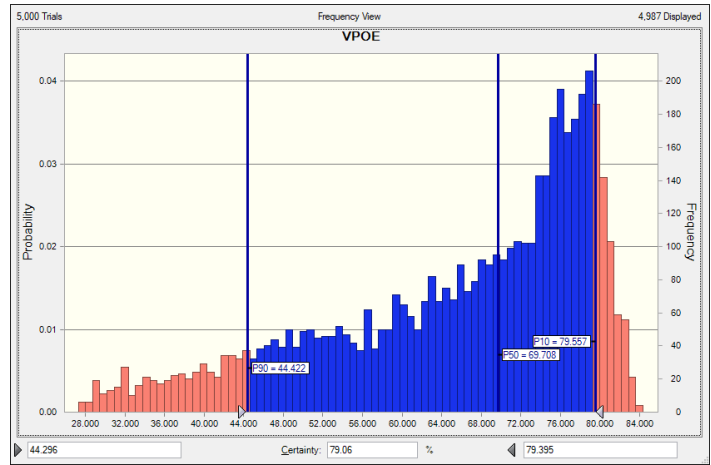


Figura 4.12 Resultados de simulación para el VPO en la Ronda 2.1

Con esta distribución de probabilidades, el Valor Ponderado de la Oferta Económica tiende más hacia su valor máximo (que es 84.825 para el caso de una VPEUO de 75 y un FIA de 1.5), con lo que se puede ver *ex post* que con estas restricciones, las ofertas de los licitantes tienden a estar más cercanas a los valores máximos, y derivado del análisis de sensibilidad, se puede ver que por lo tanto se tiende a elevar la oferta del VPEUO.

4.3.5. Ronda 2.2

Para el caso de la Ronda 2.2, se tuvo una mayor participación, y a comparación de la anterior ronda de contratos de Licencia (Ronda 1.3), se implementó un máximo para el Valor de la Regalía adicional de 25%, teniendo como resultado que 5 de las 10 ofertas tuvieran el máximo valor permitido.

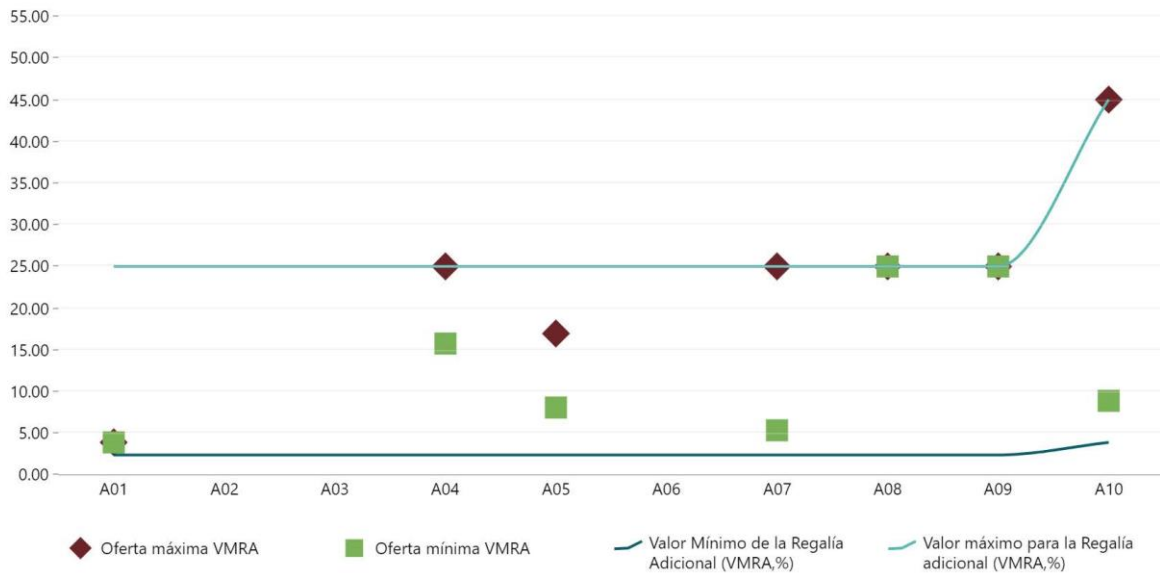


Figura 4.13 Valores de VRA para las Áreas Contractuales licitadas en la R 2.2

Aplicando el mecanismo de ajuste descrito anteriormente, para el VRA se utilizó una distribución lognormal cuyo mínimo fue 2.40, valor más probable de 25 y máximo de 25.51.

Para el FIA, se utilizó una distribución triangular, que derivado de las ofertas, únicamente se tuvieron valores de mínimo de 0, y el más probable y máximo con el mismo valor de 1.5.

Como resultado, la VRA tuvo una contribución a la varianza de 91.7%, mientras que la FIA lo tuvo de 8.3%.

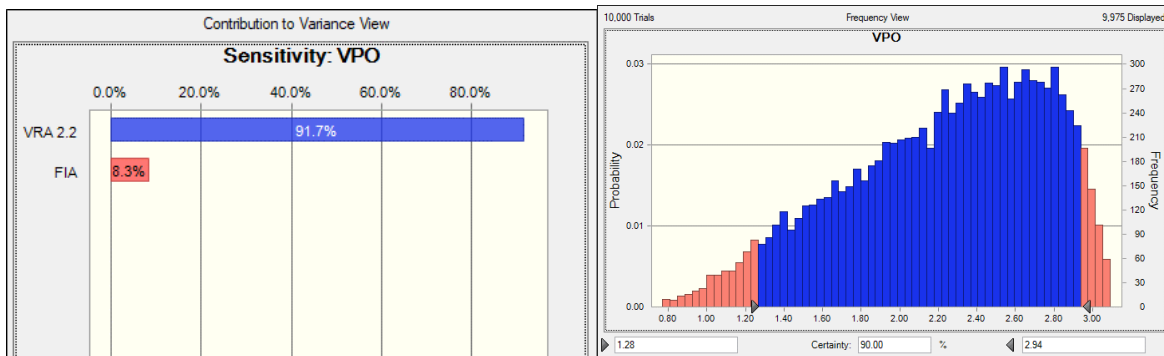


Figura 4.14 Resultados de simulación para el VPO en la Ronda 2.2

De 10,000 iteraciones, se puede ver que los rangos del VPO con mayor frecuencia acumulada se encuentran en los valores más altos, y si de 9 ofertas (en Áreas Contractuales comparables por tener los mismos máximos y mínimos) 5 presentaron los valores máximos, se puede ver que el mecanismo implementado por el Estado de establecer máximos para el VRA y el FIA sugiere que las valuaciones de diferentes licitantes para las áreas están relacionadas a los valores máximos posibles del VPO.

El establecimiento de precios de reserva precisos es posiblemente una de las áreas más difíciles del diseño de subastas, aunque los teóricos sostienen que tener un precio de reserva es mejor que no tenerlo (Whitford, 2007). Además, uno de los casos por los que se asigna un precio de reserva es para tener un beneficio sustancial cuando se prevé que habrá poca competencia.

Por otro lado, se recuerda que el acceso a la información no era como en las primeras licitaciones, en los que por un monto se obtenía la información de todas las áreas, sino que desde la Ronda 2, los licitantes obtenían una Licencia de uso de la información cuyo monto represente un monto igual o mayor a 2.5 millones de pesos. Esto hace que se adquiera información que no necesariamente será la misma para todos los participantes, y si en un escenario en la que todos los participantes tienen la misma información se considera que tienen diferentes

valuaciones para el mismo objeto, con diferente información habrá licitantes “mejor informados” que otros con respecto a algunos objetos.

La señal que manda el gobierno al poner un máximo al VRA es que el valor más eficiente se encuentra en esos rangos, de acuerdo con la información y valuación del mismo, y dado que el FIA tiene un peso tan pequeño, se considera una variable que más que decidir la asignación de bloques, da información de cuántas actividades está dispuesto a realizar el licitante para evaluar mejor el Área Contractual, aunque si el rango de valores del VRA es muy pequeño, incentiva mayor cantidad de actividades.

Si se asume que los licitantes tienen distribuciones uniformes para sus valuaciones de un Área Contractual, el diseñador de la subasta puede aumentar los ingresos imponiendo un límite máximo adecuado a las ofertas. Como concluye Nicolas Sahuguet en su estudio para límites superiores para subastas, un límite superior en las ofertas reduce las ofertas de los tipos de valoración alta, pero aumenta el valor de las ofertas de los licitantes con una valoración baja. También aumenta la competitividad de la subasta y conduce a licitaciones más agresivas. Esto conduce a mayores ingresos para el Estado (Sahuguet, 2006).

4.3.6. Ronda 2.3

Dado que la Ronda 2.2 y 2.3 se llevaron a cabo de manera simultánea (es decir, en los mismos lapsos de tiempo), los mecanismos de diseño de la subasta en términos generales fueron los mismos, sin embargo, se adjudicó el 100% de los bloques, y a pesar de que los VRA mínimos y máximos fueron distintos dependiendo de la cuenca en la que se encontraba el Área Contractual, se hicieron a cabo 35 ofertas por el máximo de la VRA, de las cuales 36 consideraron el máximo de la FIA y 33 consideraron el máximo de ambas. Considerando que en total se hicieron 52 ofertas, significa que el 63.5% de las ofertas se hicieron considerando el máximo y que los licitantes valoraron el objeto con por lo menos los montos correspondientes a ese criterio.

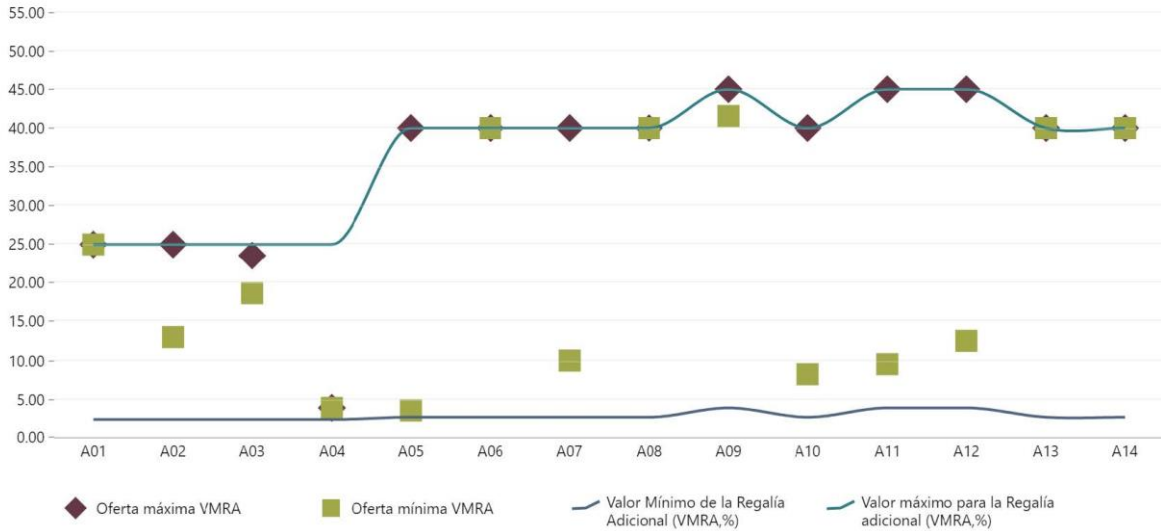


Figura 4.15 Valores de VRA para las Áreas Contractuales licitadas en la R 2.2

Para el análisis de sensibilidad en este caso, se consideraron las ofertas como porcentajes parametrizados con respecto al monto máximo y al monto mínimo. Para el VRA (ya ponderado expresado en % con respecto al máximo) se ajustó mejor una distribución Beta, con un mínimo de 0, y el más probable y máximo de 100%. Para la FIA, se utilizó una distribución triangular como mínimo de 0, y como más probable y máximo de 1.5. Como resultado, se tiene que el VRA contribuyó a la varianza del VPO un 96.2%, mientras que el FIA un 4.8%.

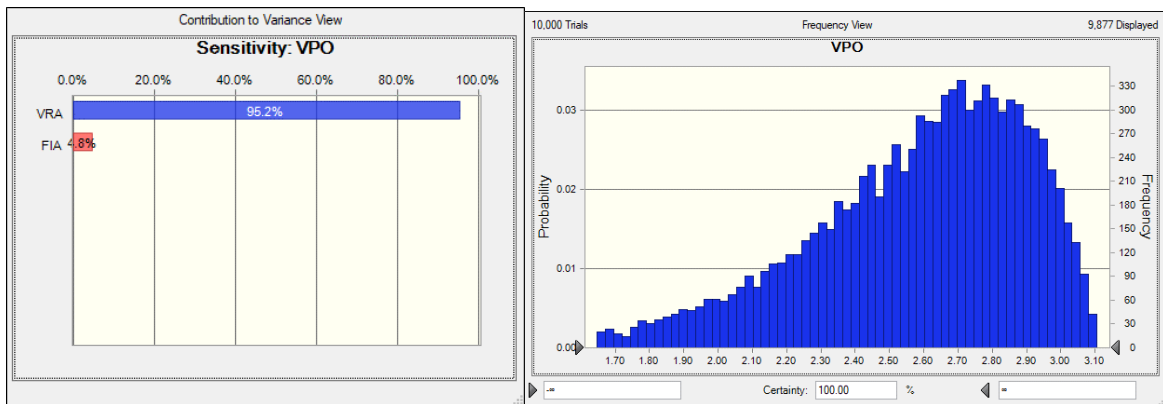


Figura 4.16 Resultados de simulación para el VPO en la Ronda 2.3

En las subastas simétricas de valor común, como en el caso del petróleo, en las que los postores difieren en la exposición en la calidad de la información, o en su interpretación, el Estado puede beneficiarse de la imposición de un máximo a las

ofertas permitidas. Al reducir la maldición del ganador que enfrentan los postores mal informados, un techo los alienta a ofertar agresivamente (Banerjee, 2005).

Dado el mecanismo de imposición de un máximo en las variables de la VPO, los licitantes ofertaron de manera más agresiva, lo que conllevó a empates en 7 de las Áreas licitadas.

Los licitantes racionales, pero mal informados, hacen ofertas con cautela, y al usar el término “mal informados” no implica que tienen información asimétrica, sino que dado que se trata de un objeto en valores comunes, en este caso un área Contractual, se pueden estimar diferentes resultados derivados de la misma información, como por ejemplo, reservas, propiedades petrofísicas, pronóstico de producción, etc.

Al imponer un tope, el Estado restringe la licitación competitiva por parte de postores mejor informados. Como resultado, cualquier postor mal informado al ganar ofreciendo el valor máximo atribuye una probabilidad positiva al evento conjunto de que (i) el valor verdadero del bien es mayor que el techo y (ii) que está vinculado con un postor con información superior (Chakraborty, 2002). Esto reduce el miedo a que los postores mal informados les superen en la oferta y los anima a pujar de forma agresiva. Las pujas agresivas por parte de postores mal informados permiten al Estado extraer más información sobre las valuaciones de postores mejor informados (Banerjee, 2005).

En consecuencia, en comparación con una subasta estándar sin límite máximo, el vendedor tiene más probabilidad de obtener mayores ingresos en promedio (Sahuguet, 2006).

4.3.7. Ronda 2.4

Para esta Ronda, en las bases de la licitación se estableció que en el caso de que un licitante oferte el máximo para el VRA y FIA, se revelaría el pago en efectivo, y a diferencia de las rondas anteriores, no sería necesariamente un criterio de desempate, ya que si existía un único licitante que ofreciera el máximo del VPO, debería pagar el monto en efectivo.

Para el caso de dos o más licitantes ofreciendo los máximos de VRA y FIA, o empatando en el VPO, sí sería un criterio de desempate. De nueve ofertas con valores máximos, existieron dos empates por dos licitantes cada uno, por lo que cinco ofertas máximas dieron un pago en efectivo por un monto de 263.6 millones de dólares totales. Para el caso de los dos empates, se tiene en la Figura 4.18 los montos de pago por desempate, en cuyo caso fue para dos licitaciones:

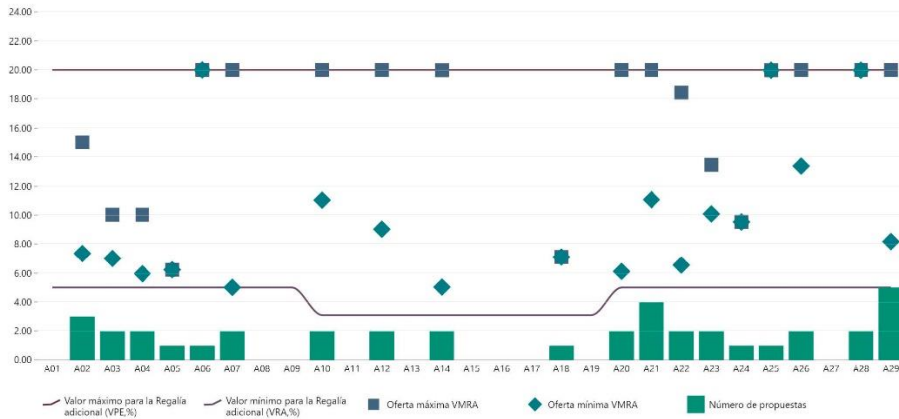


Figura 4.17 Valores de VRA (%) y número de participantes en la Ronda 2.4

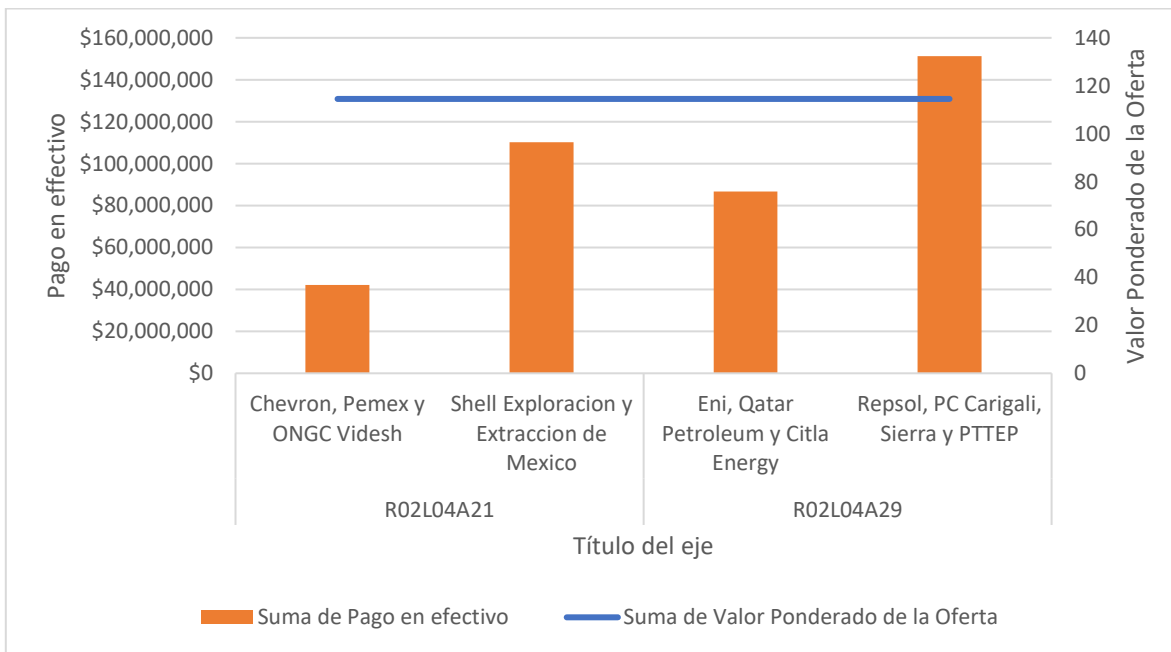


Figura 4.18 Pagos por desempate Ronda 2.4

Dado que nuevamente se previó que para la licitación se debía de obtener licencias de uso de información por un monto mínimo, no todos los licitantes tuvieron la misma información, y al dejar el mecanismo de un tope en las variables del VPO, nuevamente hace que los licitantes oferten de manera más agresiva y que para el caso de que la licitación tenga un solo licitante con las variables máximas, asegurar obtener un monto adicional de lo que verdaderamente valúa el licitante el Área.

Este mecanismo se pudo implementar como aprendizaje de las rondas 2.2 y 2.3, ya que el 63% de las propuestas en la Ronda 2.3 presentaron los valores máximos del

VPO, y en cinco ocasiones se declaró un ganador con el máximo valor del VPO sin montos de desempate o pagos en efectivo.

Por el lado del licitante, este mecanismo obliga a que se haga una oferta que dé más información sobre su valuación del objeto y que además esta oferta no sea parte del VRA, y que de esta manera no impacte al proyecto a lo largo de la vida del contrato, pudiendo comprometer las actividades de los licitantes una vez que sea asignado el Contrato.

4.3.8. Ronda 3.1

La Ronda 3.1 fue de Producción compartida en aguas someras, y a pesar de que la fórmula del VPO cambió por el tipo de contrato, los mecanismos de otras subastas se mantuvieron, resultando en dos ofertas con los valores máximos de VPEUO y FIA sin empate para el área 28, y cinco ofertas con empate por valores máximos de VPEUO y FIA para el Área 30, por lo que el criterio de desempate fue el bono.

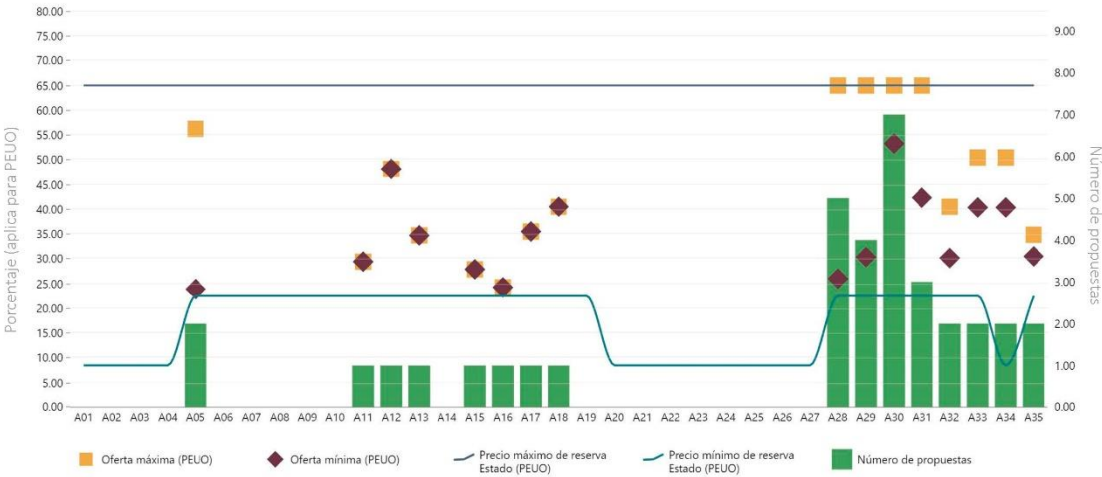


Figura 4.19 Oferta máxima, mínima de PEUO (eje derecha) y número de participantes (eje izquierda) en la Ronda 3.1

En cuanto a los bonos y desempates, la Figura 4.20 muestra que se tuvieron dos Áreas Contractuales con desempates, y una que ofertó el valor máximo de PEUO y FIA, por lo que su pago sí se ejecutó sin ser criterio de desempate.

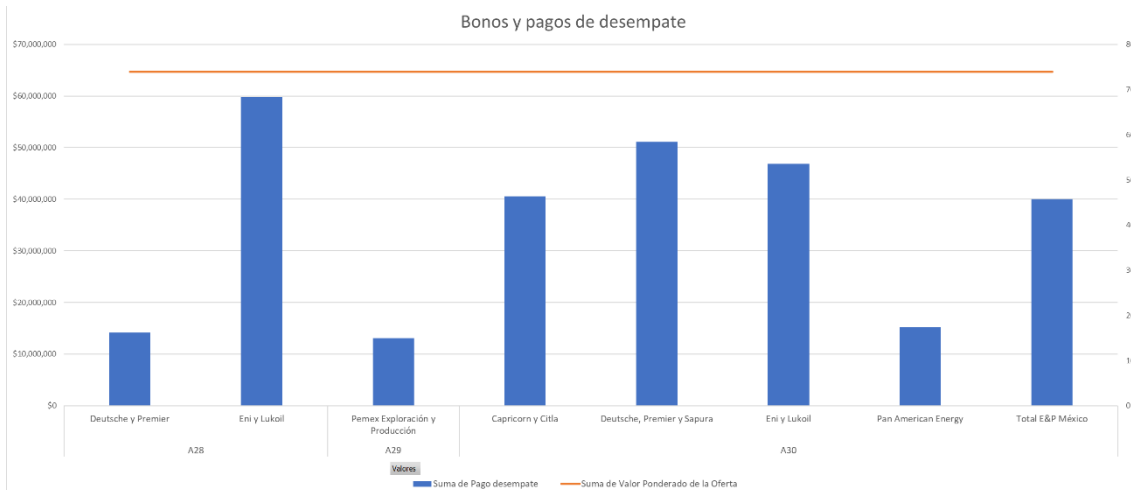


Figura 4.20 Máximos valores ofertados de PEUO y FIA en la Ronda 3.1

4.4 Regresión lineal

Para este apartado se llevará a cabo un análisis de regresión lineal, ya que este tipo de análisis es una herramienta estadística que permite determinar si existe una relación entre variables, una dependiente y las demás independientes.

4.4.1. Análisis de regresión lineal múltiple realizado por SENER

Derivado de los análisis llevados a cabo para los mecanismos de subasta y su evolución en las Rondas de Licitación, se puede ver que estos mecanismos se fueron adaptando a las necesidades de la licitación, que consideraban un VRA o VPEUO más alto como criterio para modificar los mecanismos de subasta, y de acuerdo con el Plan Quinquenal 2018, se realizó un análisis sobre las licitaciones, y considerando que al momento se contaba con los resultados de nueve procesos de licitación, consistió en un análisis de regresión lineal múltiple para identificar las características que influyeron en los resultados (SENER, 2018).

En estos análisis, la variable dependiente fue el porcentaje de regalía adicional o la participación del Estado en la utilidad operativa, dependiendo del tipo de CEE, mientras que las variables independientes fueron las características más representativas de las áreas.

Asimismo, se decidió que el nivel de confianza para los coeficientes de las variables sea de 90%. Mientras mayor sea el nivel de confianza, mayor certeza de que el coeficiente sea el resultante de la regresión.

Las variables tomadas en consideración para el análisis fueron las siguientes:

- Tamaño del área, Recurso prospectivo;
- Reservas 3P;

- Hidrocarburo principal;
- Cobertura sísmica;
- Áreas adyacentes asignadas/adjudicadas;
- Compromiso Mínimo de Trabajo;
- Total de infraestructura (ductos e instalaciones);
- Total de infraestructura en la región de influencia (25 km);
- Inversión total esperada
- Probabilidad de éxito geológico
- Valores mínimos y máximos de contraprestación al Estado;
- Densidad poblacional (Rondas 2.2 y 2.3), y
- Índice de Desarrollo Humano (Rondas 2.2 y 2.3).

Cabe mencionar que para el análisis realizado por SENER se desecharon los datos de las primeras tres Rondas de Licitación determinando que no eran representativas para el análisis en virtud de que el contexto en que se desarrollaron difiere del contexto del documento (publicado en noviembre de 2018) y los resultados no permiten identificar una relación de causalidad entre las características de las áreas y las ofertas recibidas.

Los resultados de la regresión indican que en la Cuarta Convocatoria de las Rondas Uno y Dos, la probabilidad de éxito geológico fue el principal indicador de incremento de la Regalía Adicional. Así mismo, el tipo de hidrocarburo influye de manera positiva, al igual que el Compromiso Mínimo de Trabajo y la inversión total esperada, aunque éstas dos últimas en menor medida.

Para aguas someras, que incluye la última Licitación (Ronda 3.1), el número de áreas adyacentes adjudicadas y asignadas continúa siendo la variable más importante al resultar con el coeficiente más alto. Esta variable, junto con el hidrocarburo principal y porcentaje de cobertura sísmica, influyen de manera proporcional en el valor de la regalía adicional.

Finalmente, en áreas terrestres se concluye que para un hidrocarburo de mayor valor económico y un mayor porcentaje de cobertura sísmica, el resultado es una mayor regalía adicional para el Estado. Mientras que la superficie y el número de áreas adyacentes asignadas o adjudicadas, al ser mayores, reducen la regalía adicional, aunque en una proporción muy pequeña.

4.4.2. Análisis de regresión lineal múltiple realizado para este trabajo

Para el análisis realizado en este trabajo, se consideró como variable dependiente la cantidad de participantes en las subastas de cada Área contractual agrupados por características de las rondas con la mayor similitud; Aguas profundas (Ronda

1.4 y 2.4), Aguas someras (Ronda 1.1, 1.2, 2.1 y 3.1), y Terrestres (Rondas 1.3, 2.2 y 2.3).

Dado que el objeto del presente este trabajo está más focalizado a los mecanismos de subastas, se consideró que el indicador más fuerte del éxito del programa de subastas es la presencia de una fuerte competencia (Cramton, 2007; Sen, 2013),. En términos generales, el número de competidores afecta la eficiencia de una subasta, y mientras más competidores, más eficiencia.

La forma de la regresión lineal múltiple se dio de la siguiente manera:

$$Participantes_i = \beta_0 + \beta_1 x_{i1} + \beta_2 x_{i2} + \dots + \beta_k x_{ik} + \epsilon_i \quad (4.1)$$

En donde para las variables independientes categóricas se hicieron consideraciones para categorizarlas como variables dicotómicas o ficticia, dependiendo de lo que se busca encontrar para cada variable. En el caso de haber considerado alguna variable de este tipo, se describirá para la regresión correspondiente en la descripción de cada ronda.

El objetivo de utilizar este tipo de variables (β_{dummy}) es interpretar el resultado de cada variable, es decir, la magnitud de su valor, como el valor esperado de cambio de la variable dependiente cada vez que la independiente (ficticia) toma el valor de 1.

A manera de ejemplo, se muestra una ronda hipotética con una variable independiente cualitativa continua, una dicotómica y una ficticia (cabe mencionar que no existe coherencia en los datos, por sus fines de únicamente ejemplificar):

Número de propuestas	Recursos prospectivos medios (mmbpce)	Tipo de hidrocarburo	Cuenca
5	56	Aceite ligero	Cuenca Salina
1	87.2	Aceite pesado	Burgos
2	102.4	Aceite pesado	Tampico-Misantla
5	61	Aceite ligero	Burgos
1	98	Aceite pesado	Cuenca Salina

Tabla 4.7 Datos de ejemplo para Análisis de Regresión Lineal

Para este ejemplo, los recursos prospectivos medios se consideran una variable aleatoria continua, ya que los recursos prospectivos pueden tomar cualquier valor.

El tipo de hidrocarburo se considera dicotómica, ya que solamente existen dos categorías, y como se quiere estudiar el impacto del número de propuestas

asociadas al aceite ligero, se asignará un 1 a la variable en este caso, y un cero en el caso del aceite pesado.

Para la cuenca, se puede ver que existen tres cuencas diferentes, pero se quiere estudiar la Cuenca Salina, por lo que a esta variable se le da el valor de 1, mientras que cualquier cuenca que no sea la del objeto de interés se le asigna un cero.

Para este caso, el modelo a usar sería el siguiente:

$$Propuestas_i = \beta_0 + \beta_1RPM_i + \beta_2HC_i + \beta_3Cuenca_i + \epsilon_i \quad (4.2)$$

Entonces, en el caso de ser aceite ligero y en la Cuenca Salina, el resultado es el siguiente:

$$Propuestas_i = \beta_0 + \beta_1RPM_i + \beta_2HC_i + \beta_3Cuenca_i + \epsilon_i$$

Para el caso de aceite ligero en alguna otra cuenca, el resultado es el siguiente:

$$Propuestas_i = \beta_0 + \beta_1RPM_i + \beta_2HC_i + \epsilon_i$$

Para el caso de aceite pesado en la Cuenca Salina, el resultado es el siguiente:

$$Propuestas_i = \beta_0 + \beta_1RPM_i + \beta_3Cuenca_i + \epsilon_i$$

Para el caso de aceite pesado en alguna otra cuenca, el resultado es el siguiente:

$$Propuestas_i = \beta_0 + \beta_1RPM_i + \epsilon_i$$

Dado que β_0 es el valor esperado del número de propuestas cuando se tiene aceite pesado en cualquier cuenca menos la salina, β_2 es el cambio en las propuestas cuando se tiene aceite ligero, β_3 es el cambio en las propuestas cuando la variable toma el valor de 1 (es decir, se tiene la Cuenca Salina).

Aguas someras

Las variables dependientes tomadas para la regresión de cada ronda se muestran en la Tabla 4.8, en donde se separó la Ronda 1.1 de las demás al no haber un máximo para la oferta de Participación del Estado en la Utilidad Operativa (PEUO) o al Incremento al Programa Mínimo de Trabajo:

Variable independiente	Ronda 1.1	Ronda 1	Ronda 2	Ronda 3
Mínimo para la Participación del Estado en la Utilidad Operativa (PEUO)	✓	✓	✓	✓
Máximo para la Participación del Estado en la Utilidad Operativa (PEUO)			✓	✓
Mínimo Incremento al Programa Mínimo de Trabajo o Factor de Inversión Adicional (IPPMT o FIA)	✓	✓	✓	✓
Máximo Incremento al Programa Mínimo de Trabajo o Factor de Inversión Adicional (IPPMT o FIA)			✓	✓
Cuenca (Cuenca)	✓	✓	✓	✓

Producción de hidrocarburos a la fecha efectiva (PRODHC)	✓	✓	✓	✓
Tipo de hidrocarburos (HC)	✓	✓	✓	✓
Probabilidad de éxito geológico mínimo (%), (PEGMIN)	✓	✓	✓	
Probabilidad de éxito geológico máximo (%),(PEGMAX)	✓	✓	✓	
Recursos prospectivos medios (mmbpce), (RPM)	✓	✓	✓	✓
Recursos prospectivos medios ajustados por riesgo (mmbpce), (RPMRISK)	✓	✓	✓	
Reservas 2P (mmbpce), (R2P)		✓		
Plazo del contrato (años), (PLAZO)	✓	✓	✓	✓
Superficie original (km2), (KM2)	✓	✓	✓	✓
Tirante de agua mínimo (m), (TAMIN)	✓	✓	✓	✓
Tirante de agua máximo (m), (TAMAX)	✓	✓	✓	✓
Programa mínimo de trabajo, (UT)	✓	✓	✓	✓
Oportunidades exploratorias, (OE)	✓	✓		
Pozos (POZOS)	✓	✓	✓	✓
Porcentaje de cobertura sísmica 3D (S3D)			✓	✓
Índice de Desarrollo Humano (Terrestres), (IDH)		✓	✓	

Tabla 4.8 Las variables dependientes tomadas para la regresión por Ronda

Ronda 1.1

Para la Ronda 1.1, con las variables estudiadas no fue posible obtener satisfactoriamente algún modelo, ya que las pruebas de significancia estadística (F), significancia individual (valor p asociado al estadístico t) y coeficiente de bondad de ajuste no fueron consideradas como representativas para el modelo.

	PROPUESTA	PEUO	CUENCA	HC	PEGMIN	PEGMAX	RPM	RPMRISK	KM2	TAMIN	TAMAX	UT	OE	POZOS
PROPUESTAS	100.0%	34.9%	18.1%	43.2%	-18.3%	-30.9%	-11.8%	-21.9%	27.7%	-33.4%	-19.4%	22.5%	0.0%	-19.9%
PEUO	34.9%	100.0%	37.2%	86.1%	-61.2%	-42.2%	-24.3%	-56.7%	-13.2%	-30.8%	-41.4%	0.2%	13.1%	8.3%
CUENCA	18.1%	37.2%	100.0%	32.0%	37.6%	42.8%	6.5%	28.4%	-1.8%	30.6%	30.4%	28.9%	0.0%	-7.7%
HC	43.2%	86.1%	32.0%	100.0%	-55.8%	-33.3%	-6.7%	-36.0%	7.9%	-53.9%	-50.6%	21.5%	25.5%	4.0%
PEGMIN	-18.3%	-61.2%	37.6%	-55.8%	100.0%	68.4%	27.1%	74.1%	-11.3%	51.6%	40.0%	1.5%	-39.6%	-0.1%
PEGMAX	-30.9%	-42.2%	42.8%	-33.3%	68.4%	100.0%	38.3%	77.0%	-15.2%	42.2%	44.6%	21.4%	20.6%	20.6%
RPM	-11.8%	-24.3%	6.5%	-6.7%	27.1%	38.3%	100.0%	77.4%	-49.4%	29.1%	6.5%	7.1%	29.1%	25.4%
RPMRISK	-21.9%	-56.7%	28.4%	-36.0%	74.1%	77.0%	77.4%	100.0%	-20.2%	51.1%	40.6%	22.1%	3.2%	8.5%
KM2	27.7%	-13.2%	-1.8%	7.9%	-11.3%	-15.2%	-49.4%	-20.2%	100.0%	-32.1%	21.2%	53.8%	-2.0%	-47.2%
TAMIN	-33.4%	-30.8%	30.6%	-53.9%	51.6%	42.2%	29.1%	51.1%	-32.1%	100.0%	76.4%	-19.3%	-32.1%	-22.8%
TAMAX	-19.4%	-41.4%	30.4%	-50.6%	40.0%	44.6%	6.5%	40.6%	21.2%	76.4%	100.0%	5.6%	2.4%	-40.7%
UT	22.5%	0.2%	28.9%	21.5%	1.5%	21.4%	7.1%	22.1%	53.8%	-19.3%	5.6%	100.0%	18.7%	-38.7%
OE	0.0%	13.1%	0.0%	25.5%	-39.6%	20.6%	29.1%	3.2%	-2.0%	-32.1%	2.4%	18.7%	100.0%	30.6%

Tabla 4.9 Matriz de coeficientes de correlación variables R1.1

Se puede ver que, sin contar la diagonal principal, el mayor coeficiente de correlación con respecto a la variable de propuestas en valor absoluto es el del tipo de hidrocarburo (HC) con un valor de 0.432. Recordando que mientras más se acerque este valor a 1 o -1, la relación se acerca a ser más explicada, o bien, mientras más se aproxima a cero, la relación lineal es más débil.

Ronda 1.2

Para hacer el análisis para un modelo de regresión lineal, se descartaron las variables que tuvieran el mismo valor, como por ejemplo, la cuenca, ya que todos estos bloques se encuentran en la Cuencas del Sureste, el mínimo del IPPMT era de cero para todos los casos, y dado que en las fichas de la licitación se dieron valores de densidad API para los hidrocarburos, esta variable será del tipo aleatoria continua.

La matriz de coeficientes de correlación esta vez son mejores, a comparación con los de la Ronda 1.1:

	PROPUESTAS	PEUO	UT	CAMPOS	API01	R2POIL	R2PGAS	R2BPCE	KM2	TAMIN	TAMAX	POZOS
PROPUESTAS	100.0%	48.0%	80.8%	11.6%	-7.4%	85.4%	-4.0%	75.4%	16.0%	-52.7%	-42.4%	-46.4%
PEUO	48.0%	100.0%	72.3%	37.0%	67.5%	60.9%	54.9%	65.3%	-38.4%	-94.6%	-96.6%	5.5%
UT	80.8%	72.3%	100.0%	64.5%	50.8%	96.2%	55.5%	97.4%	29.5%	-86.7%	-78.7%	0.0%
CAMPOS	11.6%	37.0%	64.5%	100.0%	81.6%	56.3%	93.1%	69.9%	58.8%	-63.3%	-59.2%	58.3%
API01	-7.4%	67.5%	50.8%	81.6%	100.0%	34.3%	96.4%	50.6%	4.6%	-77.9%	-81.4%	66.0%
R2POIL	85.4%	60.9%	96.2%	56.3%	34.3%	100.0%	43.4%	98.2%	31.6%	-76.6%	-67.2%	-22.4%
R2PGAS	-4.0%	54.9%	55.5%	93.1%	96.4%	43.4%	100.0%	59.6%	26.8%	-72.9%	-73.8%	63.2%
R2BPCE	75.4%	65.3%	97.4%	69.9%	50.6%	98.2%	59.6%	100.0%	34.6%	-83.3%	-75.0%	-6.3%
KM2	16.0%	-38.4%	29.5%	58.8%	4.6%	31.6%	26.8%	34.6%	100.0%	8.2%	19.2%	32.8%
TAMIN	-52.7%	-94.6%	-86.7%	-63.3%	-77.9%	-76.6%	-72.9%	-83.3%	8.2%	100.0%	99.0%	-16.0%
TAMAX	-42.4%	-96.6%	-78.7%	-59.2%	-81.4%	-67.2%	-73.8%	-75.0%	19.2%	99.0%	100.0%	-19.4%
POZOS	-46.4%	5.5%	0.0%	58.3%	66.0%	-22.4%	63.2%	-6.3%	32.8%	-16.0%	-19.4%	100.0%

Tabla 4.10 Matriz de coeficientes de correlación variables R1.2

Y se puede ver que tanto para el compromiso mínimo de Programa de Trabajo y para las Reservas 2P de aceite, se tiene un buen coeficiente de correlación, por lo que se piensa en el modelo de regresión siguiente como candidato:

$$Propuestas_i = \beta_0 + \beta_1 UT_i + \beta_2 R2POIL_i + \epsilon_i \quad (4.3)$$

Cabe mencionar que no se usaron las Reservas 2P en bpce porque para su cálculo se utiliza el volumen de Reservas 2P de aceite, además de que su coeficiente de correlación con respecto al número de propuestas es más bajo. Los resultados

arrojan que las variables no son significativas individualmente tomando como corte un valor mayor a 0.05, por lo que se descarta este modelo y se procede a elaborar modelos más sencillos, por lo cual existieron dos modelos considerados satisfactorios:

El primer modelo consideró como variable independiente las Unidades de Trabajo, cuyo modelo por regresión lineal es el siguiente:

$$Propuestas_i = \beta_0 + \beta_1 UT_i + \epsilon_i \quad (4.4)$$

El modelo tiene como resultados los siguientes, y si bien no tiene significancia individual a un nivel de 5%, sí lo tiene a uno de 10%, por lo cual se considera mejor que el anterior.:

Variable	Coefficiente	Error Std.	Estadístico-t	Prob.
C	-6.000000	3.970726	-1.511059	0.2279
UT	6.92E-05	2.91E-05	2.377217	0.0979
R-squared	0.653226	Mean dependent var		3.000000
Adjusted R-squared	0.537634	S.D. dependent var		3.937004
S.E. of regression	2.677063	Akaike info criterion		5.096492
Sum squared resid	21.50000	Schwarz criterion		4.940267
Log likelihood	-10.74123	Hannan-Quinn criter.		4.677200
F-statistic	5.651163	Durbin-Watson stat		0.639535
Prob(F-statistic)	0.097863			

Tabla 4.11 Resultados del primer modelo de RL para R1.2

El segundo modelo con resultados significativos es el siguiente, que considera las reservas 2P de aceite:

$$Propuestas_i = \beta_0 + \beta_1 R2POIL_i + \epsilon_i \quad (4.5)$$

Cuyos resultados fueron los siguientes:

Variable	Coefficiente	Error Std.	Estadístico-t	Prob.
C	-3.038792	2.370776	-1.281771	0.2900
R2POIL	0.101663	0.035725	2.845685	0.0653
R-squared	0.729679	Mean dependent var		3.000000
Adjusted R-squared	0.639572	S.D. dependent var		3.937004
S.E. of regression	2.363605	Akaike info criterion		4.847428
Sum squared resid	16.75989	Schwarz criterion		4.691203
Log likelihood	-10.11857	Hannan-Quinn criter.		4.428136
F-statistic	8.097923	Durbin-Watson stat		1.212495
Prob(F-statistic)	0.065340			

Tabla 4.12 Resultados del segundo modelo de RL para R1.2

Y si bien no tiene significancia individual a un nivel de 5%, sí lo tiene a uno de 10%.

Por lo anteriormente expuesto, se considera que las variables relacionadas al Programa Mínimo de Trabajo y Reservas 2P de aceite son importantes, dado que explican a la variable dependiente en mayor proporción

Ronda 2.1

Para la Ronda 2.1 se muestra en la Tabla 4.13 la Matriz de coeficientes de correlación:

	PROPUESTAS	PEUOMIN	CUENCA	HC	PEGMIN	PEGMAX	RPM	RPMR	KM2	TAMIN	TAMAX	UT	POZOS	S3D
PROPUESTAS	100.0%	4.3%	51.1%	-29.6%	-13.8%	-41.5%	-38.6%	-49.1%	-18.1%	40.5%	0.0%	-46.1%	-28.1%	21.8%
PEUOMIN	4.3%	100.0%	19.7%	46.5%	42.7%	54.4%	1.4%	29.6%	-90.8%	20.9%	11.1%	24.0%	-3.6%	23.7%
CUENCA	51.1%	19.7%	100.0%	35.4%	-8.7%	-33.7%	-40.2%	-46.0%	-5.8%	43.3%	7.9%	-60.5%	-58.2%	44.8%
HC	-29.6%	46.5%	35.4%	100.0%	50.1%	25.3%	3.4%	24.8%	-30.5%	21.4%	18.5%	9.5%	-13.1%	25.1%
PEGMIN	-13.8%	42.7%	-8.7%	50.1%	100.0%	13.9%	-17.9%	17.6%	-40.2%	37.0%	4.8%	25.7%	3.4%	19.0%
PEGMAX	-41.5%	54.4%	-33.7%	25.3%	13.9%	100.0%	27.8%	53.5%	-59.9%	-11.8%	12.4%	37.1%	26.4%	-28.2%
RPM	-38.6%	1.4%	-40.2%	3.4%	-17.9%	27.8%	100.0%	89.0%	3.5%	-32.8%	33.7%	1.2%	-19.4%	10.3%
RPMR	-49.1%	29.6%	-46.0%	24.8%	17.6%	53.5%	89.0%	100.0%	-22.0%	-25.2%	24.4%	22.6%	-6.1%	11.1%
KM2	-18.1%	-90.8%	-5.8%	-30.5%	-40.2%	-59.9%	3.5%	-22.0%	100.0%	-23.2%	-10.0%	-28.6%	-7.6%	-5.4%
TAMIN	40.5%	20.9%	43.3%	21.4%	37.0%	-11.8%	-32.8%	-25.2%	-23.2%	100.0%	45.1%	-35.9%	-39.0%	29.5%
TAMAX	0.0%	11.1%	7.9%	18.5%	4.8%	12.4%	33.7%	24.4%	-10.0%	45.1%	100.0%	-34.3%	-46.5%	13.4%
UT	-46.1%	24.0%	-60.5%	9.5%	25.7%	37.1%	1.2%	22.6%	-28.6%	-35.9%	-34.3%	100.0%	63.4%	-8.1%
POZOS	-28.1%	-3.6%	-58.2%	-13.1%	3.4%	26.4%	-19.4%	-6.1%	-7.6%	-39.0%	-46.5%	63.4%	100.0%	-45.4%
S3D	21.8%	23.7%	44.8%	25.1%	19.0%	-28.2%	10.3%	11.1%	-5.4%	29.5%	13.4%	-8.1%	-45.4%	100.0%

Tabla 4.13 Matriz de coeficientes de correlación variables R2.1

Con respecto a la variable dependiente (PROPUESTAS), se puede observar que los coeficientes más altos en valor absoluto son los de cuenca, el Tirante de Agua mínimo, Recursos Prospectivos Medios Ajustados por Riesgo (RPMR), las Unidades de Trabajo asociadas al Programa Mínimo de Trabajo y la Probabilidad de Éxito Geológico Máximo.

Para la Ronda 2.1, con las variables anteriores no fue posible obtener satisfactoriamente algún modelo, ya que las pruebas de significancia estadística (F), significancia individual (valor p asociado al estadístico t) y coeficiente de bondad de ajuste no fueron consideradas como representativas para el modelo.

Variable	Coficiente	Error Std.	Estadístico-t	Prob.
C	1.879543	1.677178	1.120658	0.2863
CUENCA	1.201213	1.239755	0.968912	0.3534
TAMIN	0.005331	0.006866	0.776470	0.4538
RPMR	-0.014429	0.012446	-1.159373	0.2709
R-squared	0.378568	Mean dependent var		1.866667
Adjusted R-squared	0.209086	S.D. dependent var		2.099887
S.E. of regression	1.867499	Akaike info criterion		4.310256
Sum squared resid	38.36309	Schwarz criterion		4.499069

Variable	Coefficiente	Error Std.	Estadístico-t	Prob.
Log likelihood	-28.32692		Hannan-Quinn criter.	4.308245
F-statistic	2.233680		Durbin-Watson stat	1.815297
Prob(F-statistic)	0.141483			

Tabla 4.14 Resultados del mejor modelo de RL para R2.1

Se intentaron combinaciones de modelos que fueran significativos para explicar el número de propuestas para la Ronda 2.1, sin embargo, a pesar de que algunos modelos eran significantes individualmente al 10%, ninguno obtuvo un coeficiente de bondad de ajuste mayor a 0.34. Es de notar que, de las cuatro variables con el coeficiente de correlación más grande en valor absoluto, el signo de tres de ellas es negativo, contrario a lo que se esperaría.

Ronda 3.1

Para la Ronda 3.1 se muestra en la Tabla 4.15 la Matriz de coeficientes de correlación:

	PROPUESTAS	VRAMIN	CUENCA	S3D	HC	RPM	KM2	TAMIN	TAMAX	POZOS	UT
PROPUESTAS	100.0%	45.9%	81.4%	-25.3%	37.3%	-38.5%	-24.5%	3.0%	-30.5%	0.9%	-24.5%
VRAMIN	45.9%	100.0%	37.6%	14.8%	81.2%	-64.3%	-58.8%	17.9%	-31.0%	1.2%	-58.8%
CUENCA	81.4%	37.6%	100.0%	-13.0%	30.6%	-34.8%	-20.7%	21.0%	-28.9%	-4.7%	-20.7%
S3D	-25.3%	14.8%	-13.0%	100.0%	17.7%	1.9%	-19.5%	40.2%	16.3%	-9.1%	-19.5%
HC	37.3%	81.2%	30.6%	17.7%	100.0%	-50.7%	-50.8%	14.1%	-37.1%	14.9%	-50.8%
RPM	-38.5%	-64.3%	-34.8%	1.9%	-50.7%	100.0%	61.3%	-14.6%	48.8%	3.6%	61.3%
KM2	-24.5%	-58.8%	-20.7%	-19.5%	-50.8%	61.3%	100.0%	-13.3%	56.9%	25.2%	100.0%
TAMIN	3.0%	17.9%	21.0%	40.2%	14.1%	-14.6%	-13.3%	100.0%	19.0%	-15.8%	-13.3%
TAMAX	-30.5%	-31.0%	-28.9%	16.3%	-37.1%	48.8%	56.9%	19.0%	100.0%	1.0%	56.9%
POZOS	0.9%	1.2%	-4.7%	-9.1%	14.9%	3.6%	25.2%	-15.8%	1.0%	100.0%	25.2%
UT	-24.5%	-58.8%	-20.7%	-19.5%	-50.8%	61.3%	100.0%	-13.3%	56.9%	25.2%	100.0%

Tabla 4.15 Matriz de coeficientes de correlación de variables R3.1

Con respecto a la variable dependiente (PROPUESTAS), se puede observar que los coeficientes más altos en valor absoluto son los de Cuenca, el Valor de la Regalía Adicional Mínimo (VRAMIN), los Recursos Prospectivos Medios (RPM) y el tipo de Hidrocarburo (HC).

El único modelo cuyos resultados se considerados razonablemente satisfactorios fue el que considera a la Cuenca y al VRAMIN como únicas variables independientes, y cabe recordar que para esta variable ficticia (Cuenca) se tomó como valor de 1 aquella en donde la Cuenca sea "Cuencas del Sureste", ya que se observa que se hicieron propuestas para todas las Áreas correspondientes, y por lo

tanto, el efecto de propuestas para cuando la Cuenca es “Cuencas del Sureste” es de 2.813:

$$Propuestas_i = \beta_0 + \beta_1 Cuenca_i + \beta VVRAMIN_i + \epsilon_i \quad (4.6)$$

Variable	Coefficiente	Error Std.	Estadístico-t	Prob.
C	-0.495330	0.435376	-1.137705	0.2637
CUENCA	2.813996	0.392255	7.173887	0.0000
VVRAMIN	0.050908	0.024349	2.090732	0.0446
R-squared	0.684795	Mean dependent var		1.028571
Adjusted R-squared	0.665095	S.D. dependent var		1.617655
S.E. of regression	0.936152	Akaike info criterion		2.787739
Sum squared resid	28.04420	Schwarz criterion		2.921055
Log likelihood	-45.78544	Hannan-Quinn criter.		2.833760
F-statistic	34.76069	Durbin-Watson stat		1.438857
Prob(F-statistic)	0.000000			

Tabla 4.16 Resultados del modelo de RL para R3.1

De igual forma, los signos de los coeficientes son representativos, ya que se esperaría que un Área Contractual en Cuencas del sureste tenga un efecto positivo en el número de propuestas, y además el VVRAMIN se espera que sea un mecanismo tal que sea ajustado por el Estado de tal manera que sea más alto a medida que el licitador valore más el objeto.

Terrestres

Las variables dependientes tomadas para la regresión de cada ronda en campos terrestres se muestran en la Tabla 4.17:

Variable independiente	Ronda 1.3	Ronda 2.2	Ronda 2.3
Valor Mínimo de la Regalía Adicional (VMRA,%)	✓	✓	✓
Valor máximo para la Regalía adicional (VMRA,%)		✓	✓
Incremento porcentual en el PMT mínimo (IPPMT,%) o FIA	✓	✓	✓
Incremento porcentual en el PMT máximo (IPPMT,%) o FIA		✓	✓
CUENCA (CUENCA)	✓	✓	✓
PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS A LA FECHA EFECTIVA (PRODHC)	✓	✓	✓
TIPO DE HC (HC)	✓	✓	✓
PROBABILIDAD DE ÉXITO GEOLÓGICO MÁXIMO (PEGMAX)		✓	✓
PROBABILIDAD DE ÉXITO GEOLÓGICO MÍNIMO (PEGMIN)		✓	✓
Reservas 2P mmbpce (R2BPCE)	✓		

Variable independiente	Ronda 1.3	Ronda 2.2	Ronda 2.3
Reservas 2Paceite (mmbbls), (R2POIL)	✓		
Reservas 2P gas (mmbbls), (R2PGAS)	✓	✓	
Recursos prospectivos medios (mmbpce), (RPM)		✓	✓
Recursos prospectivos medios ajustado por riesgo (mmbpce), (RPMRISK)		✓	✓
PLAZO DEL CONTRATO (AÑOS), (VIGENCIA)	✓	✓	✓
SUPERFICIE ORIGINAL (KM2)	✓	✓	✓
Pozos con posibilidad (POZOSSI)	✓		
Pozos sin posibilidad (POZOSNO)	✓		
Pozos exploratorios (POZOSEXP)		✓	✓
Pozos de desarrollo (POZOSDES)		✓	✓
UT comprometidas como PMT (UT)	✓	✓	✓
Cobertura sísmica 3D (s3D)		✓	✓
Índice de desarrollo Humano de municipios en el Área Contractual (IDH)	✓	✓	✓

Tabla 4.17 Variables independientes utilizadas para el análisis de regresión lineal (terrestres)

Ronda 1.3

Para la Ronda 1.3 se muestra en la Tabla 4.18 la Matriz de coeficientes de correlación:

	PROPUESTAS	TIPO	VMRA	CUENCA	PRODHHC	HC	R2BPCE	R2POIL	R2PGAS	KM2	POZOSSI	POZOSNO	UT	IDH
PROPUESTAS	100.0%	19.7%	31.4%	34.1%	79.1%	-22.2%	-27.8%	-32.7%	10.7%	40.0%	30.5%	33.8%	-29.8%	-30.4%
TIPO	19.7%	100.0%	-11.0%	11.9%	38.1%	25.7%	-2.6%	-0.1%	-18.6%	34.3%	67.6%	66.3%	-15.0%	33.1%
VMRA	31.4%	-11.0%	100.0%	53.0%	16.2%	1.1%	64.7%	60.8%	73.3%	9.4%	-5.0%	-6.6%	60.1%	18.5%
CUENCA	34.1%	11.9%	53.0%	100.0%	11.8%	-34.2%	36.7%	33.9%	50.4%	48.2%	21.9%	26.1%	28.0%	9.8%
PRODHHC	79.1%	38.1%	16.2%	11.8%	100.0%	-24.0%	-21.8%	-26.8%	15.8%	60.4%	47.4%	43.6%	-26.6%	-31.4%
HC	-22.2%	25.7%	1.1%	-34.2%	-24.0%	100.0%	15.2%	20.8%	-31.9%	-43.2%	12.0%	11.2%	18.7%	23.2%
R2BPCE	-27.8%	-2.6%	64.7%	36.7%	-21.8%	15.2%	100.0%	99.6%	79.9%	1.6%	-7.9%	-6.8%	93.5%	43.5%
R2POIL	-32.7%	-0.1%	60.8%	33.9%	-26.8%	20.8%	99.6%	100.0%	74.4%	-2.5%	-6.8%	-5.6%	94.2%	47.1%
R2PGAS	10.7%	-18.6%	73.3%	50.4%	15.8%	-31.9%	79.9%	74.4%	100.0%	29.4%	-15.4%	-12.5%	67.6%	11.4%
KM2	40.0%	34.3%	9.4%	48.2%	60.4%	-43.2%	1.6%	-2.5%	29.4%	100.0%	56.3%	54.5%	-5.9%	-37.3%
POZOSSI	30.5%	67.6%	-5.0%	21.9%	47.4%	12.0%	-7.9%	-6.8%	-15.4%	56.3%	100.0%	92.9%	-8.8%	-11.7%
POZOSNO	33.8%	66.3%	-6.6%	26.1%	43.6%	11.2%	-6.8%	-5.6%	-12.5%	54.5%	92.9%	100.0%	-8.4%	-11.6%
UT	-29.8%	-15.0%	60.1%	28.0%	-26.6%	18.7%	93.5%	94.2%	67.6%	-5.9%	-8.8%	-8.4%	100.0%	35.0%
IDH	-30.4%	33.1%	18.5%	9.8%	-31.4%	23.2%	43.5%	47.1%	11.4%	-37.3%	-11.7%	-11.6%	35.0%	100.0%

Tabla 4.18 Matriz de coeficientes de correlación variables R1.3

Con respecto a la variable dependiente (PROPUESTAS), se puede observar que los coeficientes más altos en valor absoluto son los de Producción de Hidrocarburos a la Fecha Efectiva (variable dicotómica) y el Área o superficie en km², y que para las demás variables, en términos de valor absoluto se encuentran en un rango de entre 34.1 a 27.8%.

Con base en estas variables, la combinación que logró el modelo con los mejores indicadores en términos de las pruebas de significancia estadística (F), significancia individual (valor p asociado al estadístico t) y coeficiente de bondad de ajuste fue la siguiente:

$$Propuestas_i = \beta_0 + \beta_1 ProdHC_i + \beta Cuenca_i + R2Pbpce + \epsilon_i \quad (4.7)$$

Variable	Coficiente	Error Std.	Estadístico-t	Prob.
C	1.631948	1.244720	1.311096	0.2040
PRODHC	6.278208	1.247791	5.031457	0.0001
CUENCA	5.383813	1.254322	4.292208	0.0003
R2PBPCE	-0.474524	0.197373	-2.404204	0.0255
R-squared	0.653721	Mean dependent var		6.720000
Adjusted R-squared	0.604252	S.D. dependent var		4.677250
S.E. of regression	2.942388	Akaike info criterion		5.141967
Sum squared resid	181.8106	Schwarz criterion		5.336987
Log likelihood	-60.27458	Hannan-Quinn criter.		5.196057
F-statistic	13.21489	Durbin-Watson stat		1.618178
Prob(F-statistic)	0.000046			

Tabla 4.19 Resultados del mejor modelo de RL para R1.3

Con estos resultados, se ve una correlación positiva para las áreas licitadas que tenían producción antes de la Fecha Efectiva (FE), además, las áreas licitadas en las “Cuencas del Sureste” tienen un efecto incremental en el número de propuestas, y por último, el número de reservas 2P en barriles de petróleo crudo equivalente (bpce) tiene una relación negativa, lo cual a pesar de dar más explicación al modelo, comparado con modelos que consideraron otras variables, puede ser más un indicador de que las reservas no necesariamente implican más propuestas.

Ronda 2.2

Para la Ronda 2.2 se muestra en la Tabla 4.20 la Matriz de coeficientes de correlación:

	PROPUESTA	VRAMIN	VRAMAX	CUENCA	CAMPOS	S3D	PRODHC	PEGMAX	PEGMIN	RPM	RPMR	R2PGAS	KM2	POZOSEXP	POZOSDES	UT
PROPUESTAS	100.0%	15.8%	15.8%	15.8%	24.0%	42.8%	12.5%	-39.8%	-5.8%	44.4%	44.9%	75.5%	7.1%	51.8%	32.8%	25.3%
VRAMIN	15.8%	100.0%	100.0%	100.0%	-15.2%	-20.7%	31.6%	-43.5%	-92.8%	85.0%	21.6%	7.0%	-69.7%	-65.6%	-26.6%	-57.9%
VRAMAX	15.8%	100.0%	100.0%	100.0%	-15.2%	-20.7%	31.6%	-43.5%	-92.8%	85.0%	21.6%	7.0%	-69.7%	-65.6%	-26.6%	-57.9%
CUENCA	15.8%	100.0%	100.0%	100.0%	-15.2%	-20.7%	31.6%	-43.5%	-92.8%	85.0%	21.6%	7.0%	-69.7%	-65.6%	-26.6%	-57.9%
CAMPOS	24.0%	-15.2%	-15.2%	-15.2%	100.0%	59.2%	72.1%	11.6%	45.9%	-36.6%	-32.2%	-39.6%	20.2%	23.7%	53.6%	59.0%
S3D	42.8%	-20.7%	-20.7%	-20.7%	59.2%	100.0%	68.8%	46.6%	44.4%	-1.4%	52.1%	-10.0%	-21.1%	22.3%	13.8%	16.6%
PRODHC	12.5%	31.6%	31.6%	31.6%	72.1%	68.8%	100.0%	36.2%	3.3%	12.3%	15.3%	-50.2%	-53.0%	-37.4%	20.6%	-10.7%
PEGMAX	-39.8%	-43.5%	-43.5%	-43.5%	11.6%	46.6%	36.2%	100.0%	56.4%	-43.0%	21.0%	-48.2%	-29.8%	-26.5%	16.0%	-29.3%
PEGMIN	-5.8%	-92.8%	-92.8%	-92.8%	45.9%	44.4%	3.3%	56.4%	100.0%	-86.0%	-21.7%	-20.0%	57.4%	57.8%	48.5%	59.3%
RPM	44.4%	85.0%	85.0%	85.0%	-36.6%	-1.4%	12.3%	-43.0%	-86.0%	100.0%	63.6%	44.9%	-67.1%	-37.7%	-41.2%	-58.4%
RPMR	44.9%	21.6%	21.6%	21.6%	-32.2%	52.1%	15.3%	21.0%	-21.7%	63.6%	100.0%	42.9%	-59.3%	-7.5%	-36.0%	-50.2%
R2PGAS	75.5%	7.0%	7.0%	7.0%	-39.6%	-10.0%	-50.2%	-48.2%	-20.0%	44.9%	42.9%	100.0%	18.2%	49.0%	12.1%	3.0%
KM2	7.1%	-69.7%	-69.7%	-69.7%	20.2%	-21.1%	-53.0%	-29.8%	57.4%	-67.1%	-59.3%	18.2%	100.0%	82.6%	33.8%	87.5%
POZOSEXP	51.8%	-65.6%	-65.6%	-65.6%	23.7%	22.3%	-37.4%	-26.5%	57.8%	-37.7%	-7.5%	49.0%	82.6%	100.0%	28.2%	83.3%
POZOSDES	32.8%	-26.6%	-26.6%	-26.6%	53.6%	13.8%	20.6%	16.0%	48.5%	-41.2%	-36.0%	12.1%	33.8%	28.2%	100.0%	34.7%
UT	25.3%	-57.9%	-57.9%	-57.9%	59.0%	16.6%	-10.7%	-29.3%	59.3%	-58.4%	-50.2%	3.0%	87.5%	83.3%	34.7%	100.0%

Tabla 4.20 Matriz de coeficientes de correlación variables R2.2

Se puede observar que el coeficiente entre VRAMIN, VRAMAX y CUENCA es el mismo (100%), por lo que para realizar cualquier modelo se consideró únicamente la inclusión de una de las tres variables.

Con respecto a la variable dependiente (PROPUESTAS), se puede observar que los coeficientes de las variables independientes más altos en valor absoluto son los de Reservas 2P de Gas, el número de pozos exploratorios (POZOSEXP) las variables asociadas a los Recursos Prospectivos (RPM y RPMR) y el Área con cobertura de Sísmica 3D (S3D).

Con base en estas variables, la combinación que logró el modelo con los mejores indicadores en términos de las pruebas de significancia estadística (F), significancia individual (valor p asociado al estadístico t) al 10% y coeficiente de bondad de ajuste fue la siguiente:

$$Propuestas_i = \beta_0 + \beta_1 R2Pgas_i + \beta_2 S3D_i + \epsilon_i \quad (4.8)$$

Variable	Coficiente	Error Std.	Estadístico-t	Prob.
C	-1.748948	1.356018	-1.289767	0.2876
R2PGAS	0.310797	0.093517	3.323416	0.0449
S3D	0.032525	0.015508	2.097283	0.1069
R-squared	0.825507	Mean dependent var		1.666667
Adjusted R-squared	0.709179	S.D. dependent var		1.032796
S.E. of regression	0.556964	Akaike info criterion		1.974221
Sum squared resid	0.930627	Schwarz criterion		1.870101
Log likelihood	-2.922663	Hannan-Quinn criter.		1.557419
F-statistic	7.096355	Durbin-Watson stat		0.938577
Prob(F-statistic)	0.072890			

Tabla 4.21 Resultados del mejor modelo de RL para R2.2

Lo anterior supone una correlación positiva de las Reservas 2P de gas y el área de cobertura sísmica 3D con el número de propuestas, lo cual se supone congruente con un razonamiento intuitivo, ya que a más reservas, se esperaría mayor participación por el potencial de recuperarlas, y a mayor sísmica 3D, se tiene más información previo a la propuesta para elaborar estudios. Cabe mencionar que la Ronda 2.2 tenía como tipo de hidrocarburo a extraer gas húmedo o seco en el 100% de las 10 áreas.

Ronda 2.3

Para la Ronda 2.3 se muestra en la Tabla 4.22 la Matriz de coeficientes de correlación:

	PROPUESTAS	VRAMIN	VRAMAX	CUENCA	S3D	PRODHC	HC	PEGMAX	PEGMIN	RPM	KM2	UT	POZOSNO
PROPUESTAS	100.0%	81.1%	56.9%	59.5%	6.0%	55.0%	39.3%	-28.8%	-18.1%	23.4%	-53.7%	-45.4%	-11.3%
VRAMIN	81.1%	100.0%	73.8%	65.1%	-22.1%	29.1%	55.2%	-55.2%	-39.6%	47.3%	-15.3%	-49.5%	-4.9%
VRAMAX	56.9%	73.8%	100.0%	66.7%	-23.6%	29.8%	82.5%	-81.1%	-81.6%	48.5%	10.0%	-54.6%	-8.9%
CUENCA	59.5%	65.1%	66.7%	100.0%	-33.5%	0.0%	70.7%	-47.9%	-47.2%	75.0%	-9.9%	-93.3%	26.8%
S3D	6.0%	-22.1%	-23.6%	-33.5%	100.0%	44.5%	-4.1%	43.2%	45.6%	-39.2%	-49.6%	31.2%	-15.9%
PRODHC	55.0%	29.1%	29.8%	0.0%	44.5%	100.0%	31.6%	-0.4%	-11.2%	-17.3%	-28.4%	11.0%	-31.2%
HC	39.3%	55.2%	82.5%	70.7%	-4.1%	31.6%	100.0%	-55.0%	-63.6%	60.5%	20.6%	-60.4%	3.8%
PEGMAX	-28.8%	-55.2%	-81.1%	-47.9%	43.2%	-0.4%	-55.0%	100.0%	90.3%	-32.8%	-34.9%	29.7%	6.1%
PEGMIN	-18.1%	-39.6%	-81.6%	-47.2%	45.6%	-11.2%	-63.6%	90.3%	100.0%	-39.2%	-39.0%	37.6%	12.7%
RPM	23.4%	47.3%	48.5%	75.0%	-39.2%	-17.3%	60.5%	-32.8%	-39.2%	100.0%	9.1%	-73.9%	56.5%
KM2	-53.7%	-15.3%	10.0%	-9.9%	-49.6%	-28.4%	20.6%	-34.9%	-39.0%	9.1%	100.0%	13.7%	18.0%
UT	-45.4%	-49.5%	-54.6%	-93.3%	31.2%	11.0%	-60.4%	29.7%	37.6%	-73.9%	13.7%	100.0%	-27.0%
POZOSNO	-11.3%	-4.9%	-8.9%	26.8%	-15.9%	-31.2%	3.8%	6.1%	12.7%	56.5%	18.0%	-27.0%	100.0%
POZOSI	-0.4%	-4.1%	-38.5%	-3.6%	16.6%	-34.3%	-29.2%	57.4%	71.0%	-5.2%	-17.3%	-12.2%	33.1%

Tabla 4.22 Matriz de coeficientes de correlación variables R2.3

Con respecto a la variable dependiente (PROPUESTAS), se puede observar que los coeficientes de las variables independientes más altos en valor absoluto son los del Valor de la Regalía Adicional mínimo y máximo, Cuenca, superficie del Área Contractual (KM2) y Producción de Hidrocarburos a la Fecha de Firma del Contrato (PRODHC).

Con base en estas variables, la combinación que logró el modelo con los mejores indicadores en términos de las pruebas de significancia estadística (F), significancia individual (valor p asociado al estadístico t) y coeficiente de bondad de ajuste fue la siguiente:

$$Propuestas_i = \beta_0 + \beta_1 VRAMin_i + \beta_2 KM2_i + \epsilon_i \quad (4.9)$$

Variable	Coefficiente	Error Std.	Estadístico-t	Prob.
C	0.293187	1.931052	0.151828	0.8821
VRAMIN	2.750267	0.579476	4.746128	0.0006
KM2	-0.024153	0.005475	-4.411172	0.0010
R-squared	0.784150	Mean dependent var		3.714286
Adjusted R-squared	0.744904	S.D. dependent var		2.367360
S.E. of regression	1.195683	Akaike info criterion		3.382722
Sum squared resid	15.72625	Schwarz criterion		3.519663
Log likelihood	-20.67906	Hannan-Quinn criter.		3.370046
F-statistic	19.98060	Durbin-Watson stat		2.522452
Prob(F-statistic)	0.000218			

Tabla 4.23 Resultados del mejor modelo de RL para R2.3

Lo anterior supone una correlación positiva del Valor de la Regalía Adicional Mínimo (VRAMin) con respecto al número de propuestas, lo cual es congruente con lo que se esperaría, ya que el Estado fija un valor mínimo como una especie de mecanismo de precio de reserva, y mientras más alto sea, implica una mayor valoración del objeto. En cuanto al área, se puede ver que dado que el valor de las áreas es positivo, la correlación siempre será negativa, lo que implica que a mayor área, menor número de propuestas. Visualizando que la correlación más alta en valor absoluto del área con otra variable independiente fue para la sísmica 3D, se puede observar que al ser negativa, implica que a mayor área no necesariamente hay más cobertura sísmica 3D. Esto pudiera explicar el efecto de menor participación con respecto a mayor área.

Aguas profundas

Las variables dependientes tomadas para la regresión de cada ronda en aguas profundas se muestran en la Tabla 4.24:

Variable independiente	Ronda 1.4	Ronda 2.4
Valor mínimo para la Regalía adicional (VRA,%), (VRA)	✓	✓
Valor máximo para la Regalía adicional (VPE,%), (VRAMAX)		✓
Valor mínimo del Factor de Inversión Adicional (FIAMin)	✓	✓
Valor máximo del Factor de Inversión Adicional (FIAMax)	✓	✓
Cuenca (CUENCA)	✓	✓
UT comprometidas como PMT (UT)	✓	✓
Porcentaje de cobertura de sísmica 3D (S3D)	✓	✓
PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS A LA FECHA EFECTIVA (PRODHC)	✓	✓
TIPO DE HC (HC)	✓	✓
Probabilidad de Éxito Geológico Máximo (Pegmax)	✓	
Probabilidad de Éxito Geológico Mínimo (PEGMIN)	✓	

Variable independiente	Ronda 1.4	Ronda 2.4
Recursos prospectivos medios (mmbpce), (RPM)	✓	
Recurso prospectivo con riesgos en probabilidad promedio(mmbpce), (RPMR)	✓	✓
PLAZO DEL CONTRATO (AÑOS), (VIGENCIA)	✓	✓
SUPERFICIE ORIGINAL (KM2)	✓	✓
TIRANTE DE AGUA (m), (TA)	✓	✓
Oportunidades exploratorias (OPORTUNIDADES)	✓	
Pozos (POZOS)		✓

Tabla 4.24 Variables independientes utilizadas para el análisis de regresión lineal (aguas profundas)

Ronda 1.4

Para la Ronda 1.4 se muestra en la Tabla 4.22 la Matriz de coeficientes de correlación:

	PROPUESTAS	VRA	CUENCA	S3D	OPORTUNIDADES	HC	PEGMAX	PEGMIN	RPM	RPMR	KM2	TA	UT
PROPUESTAS	100.0%	-3.7%	3.7%	40.9%	-40.9%	39.4%	-28.9%	23.2%	-52.1%	-36.2%	-7.5%	-18.6%	23.5%
VRA	-3.7%	100.0%	-100.0%	4.8%	-32.9%	27.2%	29.9%	77.5%	-18.4%	27.6%	-53.8%	29.7%	-69.8%
CUENCA	3.7%	-100.0%	100.0%	-4.8%	32.9%	-27.2%	-29.9%	-77.5%	18.4%	-27.6%	53.8%	-29.7%	69.8%
S3D	40.9%	4.8%	-4.8%	100.0%	-15.0%	-15.8%	-14.0%	14.7%	-34.1%	-37.4%	-21.5%	-49.9%	27.9%
OPORTUNIDAD	-40.9%	-32.9%	32.9%	-15.0%	100.0%	-39.6%	14.9%	-54.2%	59.3%	24.9%	8.7%	-27.3%	5.4%
HC	39.4%	27.2%	-27.2%	-15.8%	-39.6%	100.0%	5.8%	32.6%	6.1%	23.9%	-14.8%	45.0%	-36.5%
PEGMAX	-28.9%	29.9%	-29.9%	-14.0%	14.9%	5.8%	100.0%	13.1%	71.5%	83.8%	38.4%	56.9%	-18.8%
PEGMIN	23.2%	77.5%	-77.5%	14.7%	-54.2%	32.6%	13.1%	100.0%	-32.4%	9.7%	-54.8%	43.6%	-55.2%
RPM	-52.1%	-18.4%	18.4%	-34.1%	59.3%	6.1%	71.5%	-32.4%	100.0%	81.4%	44.7%	46.5%	-9.9%
RPMR	-36.2%	27.6%	-27.6%	-37.4%	24.9%	23.9%	83.8%	9.7%	81.4%	100.0%	38.8%	73.3%	-31.3%
KM2	-7.5%	-53.8%	53.8%	-21.5%	8.7%	-14.8%	38.4%	-54.8%	44.7%	38.8%	100.0%	17.6%	67.5%
TA	-18.6%	29.7%	-29.7%	-49.9%	-27.3%	45.0%	56.9%	43.6%	46.5%	73.3%	17.6%	100.0%	-49.0%
UT	23.5%	-69.8%	69.8%	27.9%	5.4%	-36.5%	-18.8%	-55.2%	-9.9%	-31.3%	67.5%	-49.0%	100.0%

Tabla 4.25 Matriz de coeficientes de correlación variables R1.4

Se puede observar que el coeficiente entre VRA y CUENCA es del -100%, por lo que para realizar cualquier modelo se consideró únicamente la inclusión de una de las dos variables.

Con respecto a la variable dependiente (PROPUESTAS), se puede observar que los coeficientes de las variables independientes más altos (aunque relativamente bajos) en valor absoluto son los de Recursos Prospectivos Medios, cobertura sísmica 3D, número de oportunidades exploratorias (OPORTUNIDAD) y tipo de hidrocarburo (HC), el cual es una variable ficticia en el cual la que se busca ver el efecto del aceite extrapesado (1) con respecto a los demás (1).

Para la Ronda 1.4, con las variables estudiadas no fue posible obtener satisfactoriamente algún modelo, ya que las pruebas de significancia estadística (F), significancia individual (valor p asociado al estadístico t) y coeficiente de bondad de ajuste no fueron consideradas como representativas para el modelo.

Ronda 2.4

Para la Ronda 2.4 se muestra en la Tabla 4.26 la Matriz de coeficientes de correlación:

	PROPUESTAS	VRAMIN	UT	S3D	HC	RPM	KM2	TAMIN	TAMAX	POZOS
PROPUESTAS	100.0%	36.9%	42.1%	7.5%	34.1%	6.7%	20.8%	16.3%	35.7%	30.5%
VRAMIN	36.9%	100.0%	97.6%	-6.3%	52.5%	-42.5%	-23.0%	33.2%	26.1%	-6.3%
UT	42.1%	97.6%	100.0%	-8.3%	53.6%	-39.3%	-17.6%	37.2%	30.8%	-1.0%
S3D	7.5%	-6.3%	-8.3%	100.0%	17.7%	-22.0%	-22.9%	-46.2%	-40.0%	14.6%
HC	34.1%	52.5%	53.6%	17.7%	100.0%	-30.2%	-29.1%	-0.2%	3.6%	-6.9%
RPM	6.7%	-42.5%	-39.3%	-22.0%	-30.2%	100.0%	39.2%	21.7%	15.7%	8.6%
KM2	20.8%	-23.0%	-17.6%	-22.9%	-29.1%	39.2%	100.0%	0.3%	7.3%	32.3%
TAMIN	16.3%	33.2%	37.2%	-46.2%	-0.2%	21.7%	0.3%	100.0%	71.3%	-30.8%
TAMAX	35.7%	26.1%	30.8%	-40.0%	3.6%	15.7%	7.3%	71.3%	100.0%	-21.7%
POZOS	30.5%	-6.3%	-1.0%	14.6%	-6.9%	8.6%	32.3%	-30.8%	-21.7%	100.0%

Tabla 4.26 Matriz de coeficientes de correlación variables R2.4

Se puede el coeficiente entre VRAMin y CUENCA es del 100%, por lo que para realizar cualquier modelo se consideró únicamente la inclusión de una de las dos variables.

Con respecto a la variable dependiente (PROPUESTAS), se puede observar que los coeficientes de las variables independientes más altos (aunque relativamente bajos) en valor absoluto son los de Unidades de Trabajo asociadas al PMT, VRA mínimo, Tirante de Agua máximo, tipo de hidrocarburo (variable dicotómica que distingue entre un área con aceite [1] y con gas [0]) y número de pozos perforados en el área.

Para la Ronda 2.4, con las variables estudiadas no fue posible obtener satisfactoriamente algún modelo, ya que a pesar de que algunos modelos eran satisfactorios en las pruebas de significancia estadística (F), significancia individual (valor p asociado al estadístico t), para el coeficiente de bondad de ajuste no fueron consideradas como representativas para el modelo.

4.5 Análisis de componentes principales

Para la siguiente parte del trabajo, se realizó un análisis de componentes principales (PCA, por sus siglas en inglés), el cual es un método estadístico que permite simplificar la complejidad de espacios muestrales con muchas dimensiones a la vez que conserva su información. Si existe una muestra con n individuos cada uno con p variables (X_1, X_2, \dots, X_p) , es decir, el espacio muestral tiene p dimensiones. El PCA permite encontrar un número de factores subyacentes ($z < p$) que explican aproximadamente lo mismo que las p variables originales. Donde antes se necesitaban p valores para caracterizar a cada individuo, ahora bastan z valores. Cada una de estas z nuevas variables recibe el nombre de componente principal.

El método de PCA permite por lo tanto “condensar” la información aportada por múltiples variables en solo unas pocas componentes.

Eigenvectores

Los eigenvectors son un caso particular de multiplicación entre una matriz y un vector. Obsérvese la siguiente multiplicación:

$$\begin{pmatrix} 2 & 3 \\ 2 & 1 \end{pmatrix} \times \begin{pmatrix} 3 \\ 2 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 12 \\ 8 \end{pmatrix} = 4 \begin{pmatrix} 3 \\ 2 \end{pmatrix}$$

El vector resultante de la multiplicación es un múltiplo entero del vector original. Los eigenvectors de una matriz son todos aquellos vectores que, al multiplicarlos por dicha matriz, resultan en el mismo vector o en un múltiplo entero del mismo. Los eigenvectors tienen una serie de propiedades matemáticas específicas:

- Los eigenvectores solo existen para matrices cuadradas y no para todas. En el caso de que una matriz $n \times n$ tenga eigenvectores, el número de ellos es n .
- Si se escala un eigenvector antes de multiplicarlo por la matriz, se obtiene un múltiplo del mismo eigenvector. Esto se debe a que, si se escala un vector multiplicándolo por cierta cantidad, lo único que se consigue es cambiar su longitud, pero la dirección es la misma.
- Todos los eigenvectores de una matriz son perpendiculares (ortogonales) entre ellos, independientemente de las dimensiones que tengan.

Dada la propiedad de que multiplicar un eigenvector solo cambia su longitud, pero no su naturaleza de eigenvector, es frecuente escalarlos de tal forma que su longitud sea 1. De este modo se consigue que todos ellos estén estandarizados. A continuación se muestra un ejemplo:

El eigenvector $\begin{pmatrix} 3 \\ 2 \end{pmatrix}$ tiene una longitud $\sqrt{3^2 + 2^2} = \sqrt{13}$. Si se divide cada dimensión entre la magnitud del vector, se obtiene el eigenvector normalizado con magnitud 1.

$$\begin{pmatrix} 3 \\ 2 \end{pmatrix} \div \sqrt{13} = \begin{pmatrix} \frac{3}{\sqrt{13}} \\ \frac{2}{\sqrt{13}} \end{pmatrix}$$

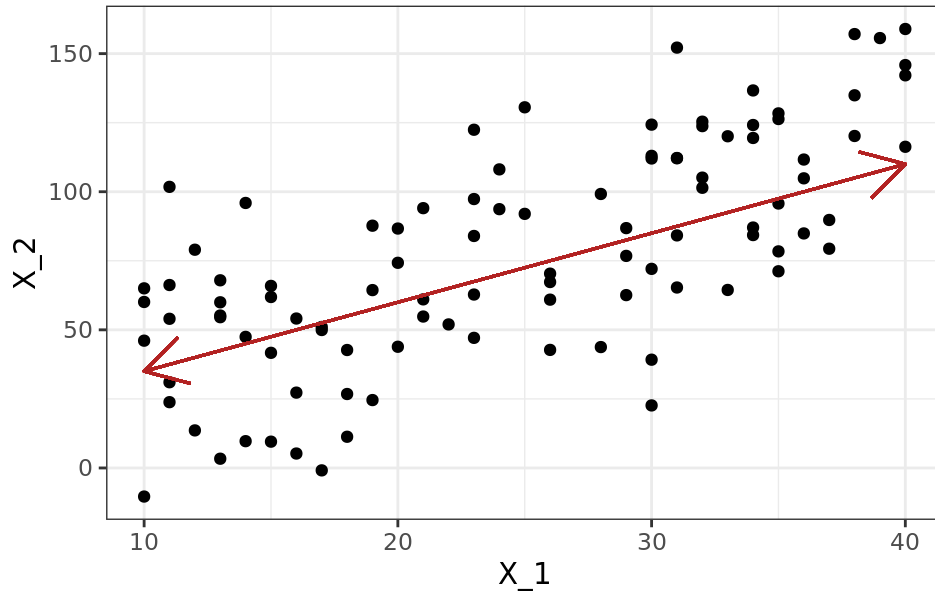
Eigenvalores

Cuando se multiplica una matriz por alguno de sus eigenvectors se obtiene un múltiplo del vector original, es decir, el resultado es ese mismo vector multiplicado por un número. Al valor por el que se multiplica el eigenvector resultante se le conoce como eigenvalue. A todo eigenvector le corresponde un eigenvalue y viceversa.

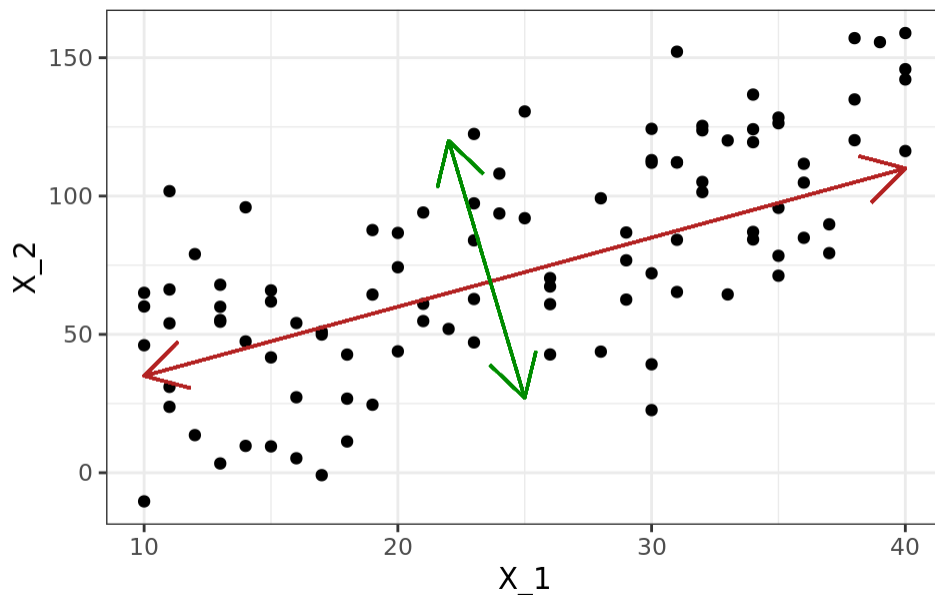
En el método PCA, cada una de las componentes se corresponde con un eigenvector, y el orden de componente se establece por orden decreciente de eigenvalue. Así pues, la primera componente es el eigenvector con el eigenvalue asociado más alto.

Interpretación geométrica de las componentes principales

Una forma intuitiva de entender el proceso de PCA consiste en interpretar las componentes principales desde un punto de vista geométrico. Supóngase un conjunto de observaciones para las que se dispone de dos variables (X_1, X_2). El vector que define la primera componente principal (Z_1) sigue la dirección en la que las observaciones varían más (línea roja). La proyección de cada observación sobre esa dirección equivale al valor de la primera componente para dicha observación (valor de la componente principal, z_{i1}).



La segunda componente (Z_2) sigue la segunda dirección en la que los datos muestran mayor varianza y que no está correlacionada con la primera componente. La condición de no correlación entre componentes principales equivale a decir que sus direcciones son perpendiculares/ortogonales.



Cálculo de las componentes principales

Cada componente principal (Z_i) se obtiene por combinación lineal de las variables originales. Se pueden entender como nuevas variables obtenidas al combinar de una determinada forma las variables originales. La primera componente principal de

un grupo de variables (X_1, X_2, \dots, X_p) es la combinación lineal normalizada de dichas variables que tiene mayor varianza:

$$Z_1 = \phi_{11} X_1 + \phi_{21} X_2 + \dots + \phi_{p1} X_p$$

Que la combinación lineal sea normalizada implica que:

$$\sum_{j=1}^p \phi_{j1}^2 = 1$$

Los términos $\phi_{11}, \dots, \phi_{p1}$ reciben en el nombre de loadings o cargas y son los que definen a la componente. ϕ_{11} es la carga de la variable X_1 de la primera componente principal. Los loadings pueden interpretarse como el peso/importancia que tiene cada variable en cada componente y, por lo tanto, ayudan a conocer que tipo de información recoge cada una de las componentes.

Dado un set de datos X con n observaciones y p variables, el proceso a seguir para calcular la primera componente principal es:

- Centralización de las variables: se resta a cada valor la media de la variable a la que pertenece. Con esto se consigue que todas las variables tengan media cero.
- Se resuelve un problema de optimización para encontrar el valor de los loadings con los que se maximiza la varianza. Una forma de resolver esta optimización es mediante el cálculo de eigenvector-eigenvalue de la matriz de covarianzas.

Una vez calculada la primera componente (Z_1) se calcula la segunda (Z_2) repitiendo el mismo proceso, pero añadiendo la condición de que la combinación lineal no puede estar correlacionada con la primera componente. Esto equivale a decir que Z_1 y Z_2 tienen que ser perpendiculares. EL proceso se repite de forma iterativa hasta calcular todas las posibles componentes ($\min(n - 1, p)$) o hasta que se decida detener el proceso. El orden de importancia de las componentes viene dado por la magnitud del eigenvalue asociado a cada eigenvector.

Proporción de varianza explicada

Una de las preguntas más frecuentes que surge tras realizar un PCA es: ¿Cuánta información presente en el set de datos original se pierde al proyectar las observaciones en un espacio de menor dimensión? o lo que es lo mismo ¿Cuánta información es capaz de capturar cada una de las componentes principales obtenidas? Para contestar a estas preguntas se recurre a la proporción de varianza explicada por cada componente principal.

Asumiendo que las variables se han normalizado para tener media cero, la varianza total presente en el set de datos se define como

$$\sum_{j=1}^p Var(X_j) = \sum_{j=1}^p \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_{ij}^2$$

y la varianza explicada por la componente m es

$$\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n z_{im}^2 = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left(\sum_{j=1}^p \phi_{jm} x_{ij} \right)^2$$

Por lo tanto, la proporción de varianza explicada por la componente m viene dada por la división:

$$\frac{\sum_{i=1}^n \left(\sum_{j=1}^p \phi_{jm} x_{ij} \right)^2}{\sum_{j=1}^p \sum_{i=1}^n x_{ij}^2}$$

Tanto la proporción de varianza explicada como la proporción de varianza explicada acumulada son dos valores de gran utilidad a la hora de decidir el número de componentes principales a utilizar en los análisis posteriores. Si se calculan todas las componentes principales de un set de datos, entonces, aunque transformada, se está almacenando toda la información presente en los datos originales. El sumatorio de la proporción de varianza explicada acumulada de todas las componentes es siempre 1.

Número óptimo de componentes principales

Por lo general, dada una matriz de datos de dimensiones $n \times p$, el número de componentes principales que se pueden calcular es como máximo de $n - 1$ o p (el menor de los dos valores es el limitante). Sin embargo, siendo el objetivo del PCA reducir la dimensionalidad, suelen ser de interés utilizar el número mínimo de componentes que resultan suficientes para explicar los datos. No existe una respuesta o método único que permita identificar cual es el número óptimo de componentes principales a utilizar. Una forma de proceder muy extendida consiste en evaluar la proporción de varianza explicada acumulada y seleccionar el número de componentes mínimo a partir del cual el incremento deja de ser sustancial.

En la Figura 4.21 se muestra la proporción acumulada para el análisis hecho para la Ronda 1.3; la serie azul representa la explicación acumulada de la varianza, significando, por ejemplo que para el componente principal 3 se explicaría alrededor del 80% de los datos. La línea roja simplemente simboliza el escenario en el que

cada componente principal explica la misma proporción de la varianza, y está con fines de comparación.

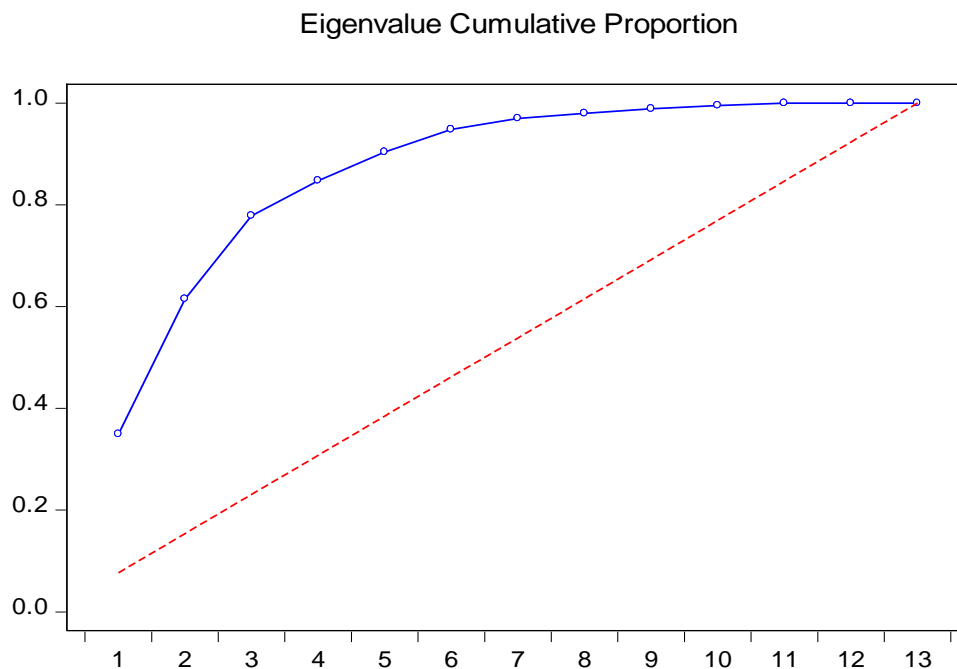


Figura 4.21 Proporción acumulada como explicación de la varianza de los datos

4.5.1. Análisis de componentes principales para la Ronda 1.1

Como anteriormente se hizo para los mecanismos de subastas, en este apartado se realizará una descripción detallada de los resultados obtenidos para el análisis de la Ronda 1.1, y en las demás Rondas se mostrarán los resultados únicamente.

Derivado del análisis de componentes principales, los eigenvalores utilizando todas las variables se muestran en la siguiente tabla:

Número (m)	Valor	Diferencia	Proporción	Valor acumulado	Proporción acumulada
1	4.487341	2.158211	0.3452	4.487341	0.3452
2	2.32913	0.239266	0.1792	6.81647	0.5243
3	2.089863	0.564805	0.1608	8.906334	0.6851
4	1.525058	0.511065	0.1173	10.43139	0.8024
5	1.013993	0.166302	0.078	11.44539	0.8804
6	0.847691	0.54694	0.0652	12.29308	0.9456
7	0.300752	0.07829	0.0231	12.59383	0.9688
8	0.222461	0.064018	0.0171	12.81629	0.9859
9	0.158444	0.142006	0.0122	12.97473	0.9981
10	0.016438	0.009671	0.0013	12.99117	0.9993

Número (m)	Valor	Diferencia	Proporción	Valor acumulado	Proporción acumulada
11	0.006767	0.004911	0.0005	12.99794	0.9998
12	0.001856	0.00165	0.0001	12.99979	1
13	0.000206	---	0	13	1

Tabla 4.27 Eigenvalores de los PCA para la Ronda 1.1

Se han ordenado los eigenvalores de mayor valor a menor, ya que esto representa la proporción o el peso que tiene cada componente para explicar la proporción de la varianza, es decir, el componente que se nombrará como PC1 es el que más proporción explica (0.345) con respecto al segundo (0.1792), y así hasta el penúltimo, cuyo valor es muy pequeño (0.00165) y por último, el valor 13 que no explica nada de la varianza.

El principal criterio para elegir el número de PC que expliquen el comportamiento deseado (m), es seleccionar un porcentaje (acumulativo) de la variación total que se desea que contribuyan los PC seleccionados. El número requerido de PC es entonces el valor más pequeño de m para el que se excede este porcentaje elegido.

Queda por definir qué se entiende por "porcentaje de variación representado por los primeros m PC", pero esto no plantea ningún problema real. Los componentes principales se eligen sucesivamente para que tengan la mayor varianza posible, y la varianza del k -ésimo PC es l_k . Es más, $\sum_{k=1}^p l_k = \sum_{j=1}^p s_{jj}$, esto es que la suma de las varianzas de los PC es igual a la suma de las varianzas de los elementos de x (Jolliffe, 2005). Por tanto, la definición de "porcentaje de variación explicado por los primeros m PC" es:

$$t_m = 100 \frac{\sum_{k=1}^m l_k}{\sum_{j=1}^p s_{jj}} = 100 \frac{\sum_{k=1}^m l_k}{\sum_{k=1}^p l_k}$$

Que se reduce a:

$$t_m = \frac{100}{p} \sum_{k=1}^m l_k$$

La elección de un valor de corte t entre el 70% y el 90% y la elección de un número m de PC, donde m es el número entero más pequeño para el cual $t_m > t$, proporciona una regla que en la práctica conserva en los primeros m PC la mayor parte de la información en x . El mejor valor para t generalmente será menor a medida que p aumente, o cuando n , el número de observaciones aumente. Aunque un límite sensato suele estar en el rango del 70% al 90%, a veces puede ser mayor o menor dependiendo de los detalles prácticos de un conjunto de datos en particular. Por ejemplo, un valor superior al 90% será apropiado cuando uno o dos PC

representen fuentes de variación muy dominantes y bastante obvias. Aquí, las estructuras menos obvias más allá de estas podrían ser de interés, y para encontrarlas puede ser necesario un límite superior al 90%. Por el contrario, cuando p es muy grande, como en el caso de las variables para las rondas de licitación, la elección de m correspondiente al 70% puede dar un valor imprácticamente grande de m para análisis posteriores. En tales casos, el umbral debe establecerse algo más bajo.

Por lo anteriormente descrito, se utilizó un valor del 70% para realizar el corte de t en las rondas de licitación, y para el caso de la Ronda 1.1, se alcanzó en $m = 4$;

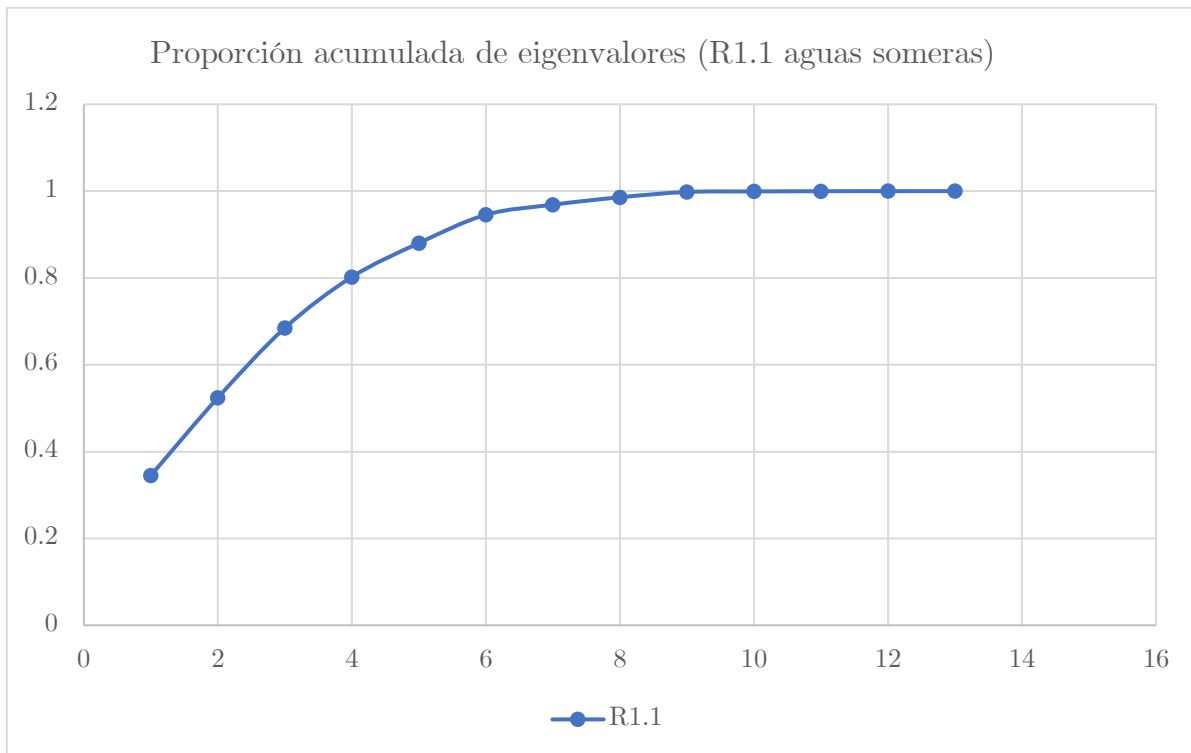


Figura 4.22 Proporción acumulada de eigenvalores (R1.1)

Esto implica que los primeros 4 componentes principales explican al corte de 70%, y cada uno de esos componentes principales es la combinación lineal de las variables (eigenvectores) como se muestra en la Tabla 4.28.

Dado que los resultados para cada componente principal (Eigenvectores) están normalizados, implica que el módulo del vector es igual a uno, y esto funciona como un mecanismo que asigna un peso a cada coeficiente, por lo anterior, se puede analizar su magnitud o su signo, sabiendo que mientras más grandes sean, más significativos son, y mientras más cercanos sean estos valores a cero, menos significativos son, ya que si se piensa en un caso que una variable tenga un valor

de 1, significaría que explica todo el porcentaje de variación. Lo anterior debe ser cierto considerando la magnitud de cada una de las variables

Los resultados más importantes para esta ronda se relacionan con las magnitudes y signos de los componentes de los eigenvectores.

Variable	PC 1	PC 2	PC 3	PC 4
PEUO	-0.335191	0.145237	0.265568	0.427911
CUENCA	0.122165	0.016214	0.497242	0.459112
HC	-0.326248	0.153497	0.397801	0.170086
PEGMIN	0.402535	-0.03545	-0.005181	0.09326
PEGMAX	0.366369	0.144225	0.241302	-0.084425
RPM	0.2365	0.404701	0.122637	-0.1541
RPMRISK	0.411785	0.165211	0.173773	-0.133388
KM2	-0.089739	-0.501681	0.210181	-0.310803
TAMIN	0.359754	-0.074897	-0.078753	0.391855
TAMAX	0.318841	-0.280866	0.086079	0.108015
UT	0.015086	-0.218476	0.515891	-0.307812
OE	-0.068437	0.280759	0.285547	-0.393312
POZOS	-0.021854	0.528403	-0.122555	-0.092501

Tabla 4.28 Coeficientes con escala de colores para Ronda 1.1

Para interpretar cada componente principal, se examinó la magnitud y el signo de los coeficientes de las variables originales. Cuanto mayor sea el valor absoluto del coeficiente, más importante será la variable correspondiente en el cálculo del componente (influencia). Qué tan grande debe ser el valor absoluto de un coeficiente para ser considerado importante es subjetivo (Minitab 18, 2019).

Mejor Modelo de Regresión Lineal

Para considerar que un modelo es mejor que otro, se tomó en cuenta la significancia individual, global, y mayor coeficiente de determinación, al mismo tiempo que se cumpla el principio de parsimonia. Con respecto a la variable del número de propuestas, el mejor modelo lineal que fue posible establecer utiliza las variables de PEUO y HC para establecer la combinación lineal en las componentes principales y es el siguiente:

$$\text{Propuestas} = -0.842021 + 0.258003 \cdot PC1 + 0.282375 \cdot PC2 \quad (4.10)$$

Que tiene como resultados los de la siguiente tabla:

Variable	Coeficiente	Error Std.	Estadístico-t	Prob.
C	-0.842021	1.594611	-0.528042	0.6138
PC1	0.258003	0.071307	3.618207	0.0085

PC2	0.282375	0.078782	3.584272	0.0089
R-squared	0.655135	Mean dependent var		1.200000
Adjusted R-squared	0.556602	S.D. dependent var		1.032796
S.E. of regression	0.687720	Akaike info criterion		2.332454
Sum squared resid	3.310707	Schwarz criterion		2.423229
Log likelihood	-8.662269	Hannan-Quinn criter.		2.232873
F-statistic	6.648888	Durbin-Watson stat		1.648011
Prob(F-statistic)	0.024086			

Tabla 4.29 Resultados del primer modelo de RL de PCA para Ronda 1.1

Este modelo es mejor que cualquiera de los que se pueden establecer con las variables para la Ronda 1.1, lo cual es buen indicio de que es posible en algunos casos encontrar combinaciones de variables para reducir el número de variables independientes por medio de las componentes principales y establecer mejores modelos.

La primera componente principal explica el 93% de la varianza, por lo cual sus componentes tendrán la mayor explicación en el modelo. Esta componente es una combinación lineal de la siguiente manera:

Variable	PC 1
PEUO	0.707107
HC	0.707107

Tabla 4.30 Coeficientes de la Componente Principal 1

Por lo cual, mientras más aumente la PEUO y el hidrocarburo sea aceite ligero se esperarían más participantes. Esto es lógico *ex ante*, ya que el Estado tenía una valuación del mínimo que esperaba de participación. Después de esta ronda se ajustó de tal manera que ya fuera conocido este porcentaje antes de que los licitantes dieran las propuestas, esto con la finalidad de incentivar tanto participación como la colocación de los contratos. Por la variable de tipo de hidrocarburo, es de esperarse más participación mientras más ligero sea, especialmente en aguas someras donde ya se tenía una buena valuación de los recursos y reservas.

4.5.2. Análisis de componentes principales para las Rondas 1.2 a 3.1

Ronda 1.2

Para el caso de la Ronda 1.2, se muestra la proporción acumulada de eigenvalores para el caso de todas las variables en la Figura 4.23:

Eigenvalue Cumulative Proportion

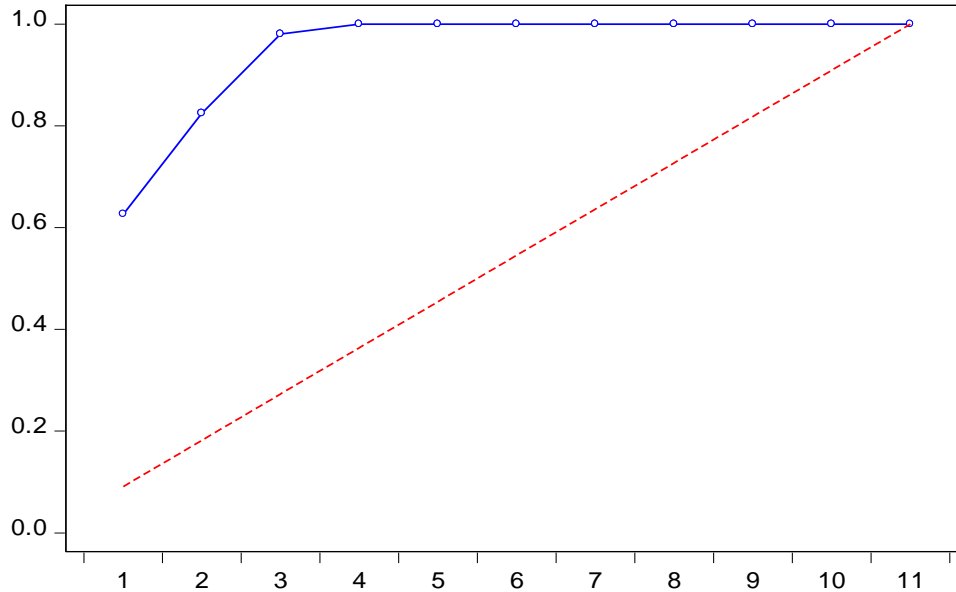


Figura 4.23 Proporción acumulada de eigenvalores (Ronda 1.2)

Cabe resaltar que a pesar de que se implementó un valor del 70% como corte para t_m , en el caso de esta Ronda, el valor acumulado de la primera componente es de 0.626, la componente tres de 0.98 y la componente cuatro de 1:

Número (m)	Valor	Diferencia	Proporción	Valor acumulado	Proporción acumulada
1	6.891713	4.714383	0.6265	6.891713	0.6265
2	2.17733	0.462657	0.1979	9.069043	0.8245
3	1.714673	1.498389	0.1559	10.78372	0.9803
4	0.216284	0.216284	0.0197	11	1

Tabla 4.31 Coeficientes de los PCA para la Ronda 1.2

La Tabla 4.32 muestra los coeficientes de cada variable dentro de estas componentes principales:

Variable	PC 1	PC 2	PC 3	PC 4
PEUO	0.30998	-0.267998	-0.311721	0.261526
UT	0.340484	-0.180294	0.2429	0.366845
CAMPOS	0.314427	0.341832	0.159421	-0.309043
API01	0.31859	0.257374	-0.292685	-0.208218
R2POIL	0.303664	-0.259689	0.356266	-0.01234
R2PGAS	0.324307	0.308889	-0.116035	-0.452741
R2BPCE	0.338198	-0.163315	0.297487	-0.09429
KM2	0.071465	0.372061	0.618158	0.194555

TAMIN	-0.364637	0.151484	0.134884	-0.107822
TAMAX	-0.352974	0.140587	0.238998	-0.04185
POZOS	0.114873	0.584737	-0.215472	0.626834

Tabla 4.32 Coeficientes con escala de colores para Ronda 1.2

Mejor modelo de Regresión Lineal

Con respecto a la variable del número de propuestas, el mejor modelo lineal que fue posible establecer utiliza las variables de PEUO y R2Poil y TAmín para establecer la combinación lineal en las componentes principales y es el siguiente:

$$\text{Propuestas} = -2.38269 + 0.147826 \cdot PC2 \quad (4.11)$$

Para este caso se utilizó el PC2, ya que fue el que mejores resultados arrojó y cuya combinación lineal con las demás variables es la siguiente:

Variable	PC 2
PEUO	-
	0.544571
R2POIL	0.81694
TAMIN	0.189875

Tabla 4.33 Coeficientes de los Eigenvectores para la PC2

Esto implica que esta ronda estuvo más dominada por la cantidad de reservas de aceite, ya que al ser áreas en aguas someras en Cuencas del Sureste, existía más certeza de los volúmenes implicados. El Tirante de Agua mínimo de cada área incentivó las ofertas, ya que hay una correlación negativa de -0.76 con respecto a las reservas, es decir, mientras menor sea el tirante de agua para esta licitación, más reservas de aceite se tenían, y es un buen incentivo para los participantes, ya que se incurren en menos gastos para inversiones. El PEUO tiene un signo negativo, lo cual puede implicar que a pesar de que se dio a conocer el valor antes de que se hicieran las ofertas, se valoraron mal algunas áreas por parte del Estado, teniendo un PEUO mínimo más pequeño en áreas con más reservas, lo cual dio como resultado que se desincentivara la participación en algunas áreas con relación a las reservas.

Ronda 1.3

Para el caso de la Ronda 1.3, se muestra la proporción acumulada de eigenvalores en la Figura 4.24:

Eigenvalue Cumulative Proportion

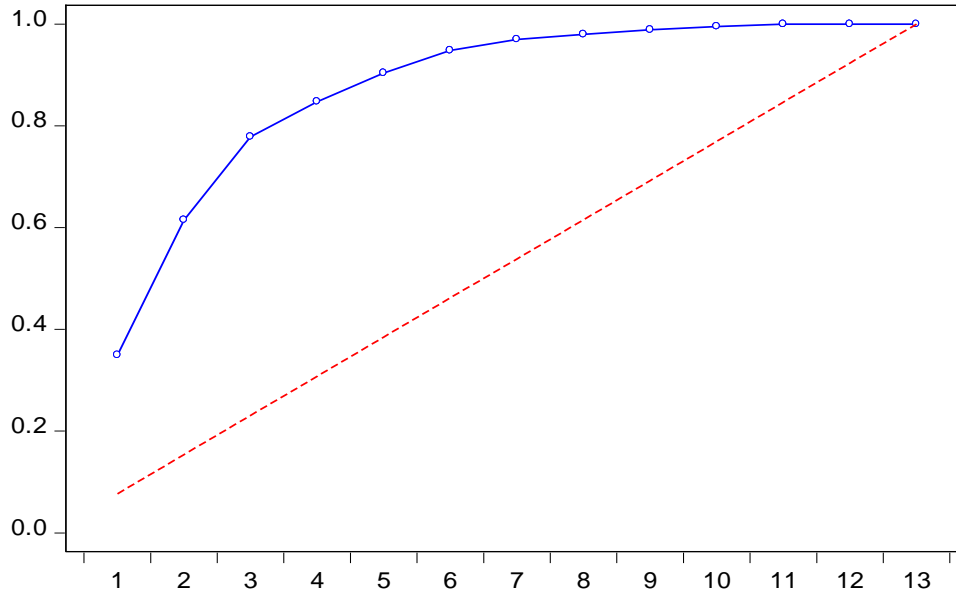


Figura 4.24 Proporción acumulada de eigenvalores (Ronda 1.3)

El valor del 70% como corte para t_m , se alcanza para $m = 3$:

Número (m)	Valor	Diferencia	Proporción	Valor acumulado	Proporción acumulada
1	4.539535	1.088045	0.3492	4.539535	0.3492
2	3.45149	1.328854	0.2655	7.991024	0.6147
3	2.122636	1.219028	0.1633	10.11366	0.778
4	0.903608	0.171868	0.0695	11.01727	0.8475
5	0.731741	0.159541	0.0563	11.74901	0.9038
6	0.5722	0.290135	0.044	12.32121	0.9478
7	0.282064	0.151042	0.0217	12.60327	0.9695
8	0.131022	0.013398	0.0101	12.7343	0.9796
9	0.117625	0.032818	0.009	12.85192	0.9886
10	0.084807	0.026166	0.0065	12.93673	0.9951
11	0.05864	0.054022	0.0045	12.99537	0.9996
12	0.004618	0.004602	0.0004	12.99998	1
13	1.55E-05	---	0	13	1

Tabla 4.34 Coeficientes de los PCA para la Ronda 1.3

La Tabla 4.35 muestran los coeficientes de cada variable dentro de estas componentes principales:

	PC 1	PC 2	PC 3
TIPO	-0.075153	0.346356	0.409081

	PC 1	PC 2	PC 3
VMRA	0.357458	0.114928	-0.124116
CUENCA	0.215056	0.282615	-0.194731
PRODHC	-0.109387	0.37499	-0.181313
HC	0.024807	-0.094557	0.551065
R2BPCE	0.453689	0.042664	0.098041
R2POIL	0.447595	0.029726	0.148173
R2PGAS	0.393011	0.123801	-0.27586
KM2	-0.018127	0.449821	-0.249173
POZOSSI	-0.100713	0.454572	0.242063
POZOSNO	-0.093435	0.451141	0.237791
UT	0.429923	-0.00116	0.100988
IDH	0.20755	-0.08285	0.384305

Tabla 4.35 Coeficientes con escala de colores para Ronda 1.3

Las variables que mayor peso tienen en la PC1 son las asociadas con las Reservas 2P, las Unidades de Trabajo y el Valor Mínimo de la Regalía Adicional. Para la PC2, las variables de mayor impacto son las del área de los bloques, el número de pozos con posibilidad de extraer hidrocarburo y los pozos sin posibilidad de extraerlo, ya que serían taponados, cerrados sin posibilidades o ya están taponados; la PC2 es de características más físicas del campo, mientras que la PC1 es más hacia la parte de recursos y variables de adjudicación.

Mejor modelo de regresión lineal

Con respecto a la variable del número de propuestas, el mejor modelo lineal que fue posible establecer utiliza las variables de VMRA, CUENCA, PRODHC, R2POIL, KM2 y POZOSNO para establecer la combinación lineal en las componentes principales y es el siguiente:

$$\text{Propuestas} = 1.13 + 3.24 \cdot PC1 + 1.31 \cdot PC3 - 2.41 \cdot PC4 - 1.9 \cdot PC5 + 2.24 \cdot PC6 \quad (4.12)$$

Los resultados para el modelo anterior se muestran en la siguiente tabla:

Variable	Coefficiente	Error Std.	Estadístico-t	Prob.
C	1.133928	1.262030	0.898495	0.3802
PC1	3.247154	1.189255	2.730411	0.0133
PC3	1.311298	0.363492	3.607500	0.0019
PC4	-2.415491	0.764854	-3.158106	0.0052
PC5	-1.900512	0.411617	-4.617182	0.0002
PC6	2.241289	1.339486	1.673246	0.1107
R-squared	0.703782	Mean dependent var	6.720000	

Adjusted R-squared	0.625829	S.D. dependent var	4.677250
S.E. of regression	2.861050	Akaike info criterion	5.145817
Sum squared resid	155.5265	Schwarz criterion	5.438348
Log likelihood	-58.32272	Hannan-Quinn criter.	5.226953
F-statistic	9.028372	Durbin-Watson stat	1.653454
Prob(F-statistic)	0.000159		

Tabla 4.36 Resultados del primer modelo de RL de PCA para Ronda 1.3

Dado que en el modelo se incluye la PC1, y que explica la mayor parte de la varianza (39%), y cuya combinación lineal con las demás variables es la siguiente:

Variable	PC 1
VMRA	0.316853
CUENCA	0.470505
PRODHC	0.425969
R2POIL	0.147619
KM2	0.54413
POZOSNO	0.422978

Tabla 4.37 Coeficientes de los Eigenectores para la PC1 (Ronda 1.3)

Se puede ver de la tabla anterior que los coeficientes tienen signos de esperarse de manera intuitiva, ya que:

- Si el VMRA es más grande, se espera más participación, lo cual puede hablar de que el Estado valuó bien las Áreas Contractuales, ya que mientras más alto era el VMRA, más participantes hubo porque más interés existió.
- La cuenca con más propuestas fue la Cuenca del Sureste, por lo que puede inferirse que el Estado posiblemente vio que en rondas anteriores, era esta Cuenca la que más participación recibía.
- Se hicieron más ofertas en las áreas que ya contaban con producción previo a la Fecha Efectiva. El Estado capturó de manera positiva este efecto.
- De igual manera, se hicieron más propuestas a mayor cantidad de reservas de aceite, lo cual es esperado a comparación de las reservas de gas, que no fueron una variable que mejorara el modelo.
- El área de la superficie de las áreas licitadas tiene una correlación negativa con las reservas de aceite, lo que implica que no necesariamente mientras más área en superficie se tenga, más reservas se tendrán. En el caso de esta ronda se pudiera pensar que se incentivó la participación con el área, y se debe tener en cuenta que el promedio de área es muy pequeño a comparación de otras licitaciones.
- La información a la que se tuvo acceso previamente a hacer una oferta pudo ser significativa, ya que con esta información se pueden hacer mejores modelos y valuaciones del valor del objeto licitado. A mayor número de pozos, más información para tomar decisiones.

Ronda 1.4.

Para el caso de la Ronda 1.4, se muestra la proporción acumulada de eigenvalores en la Figura 4.25:

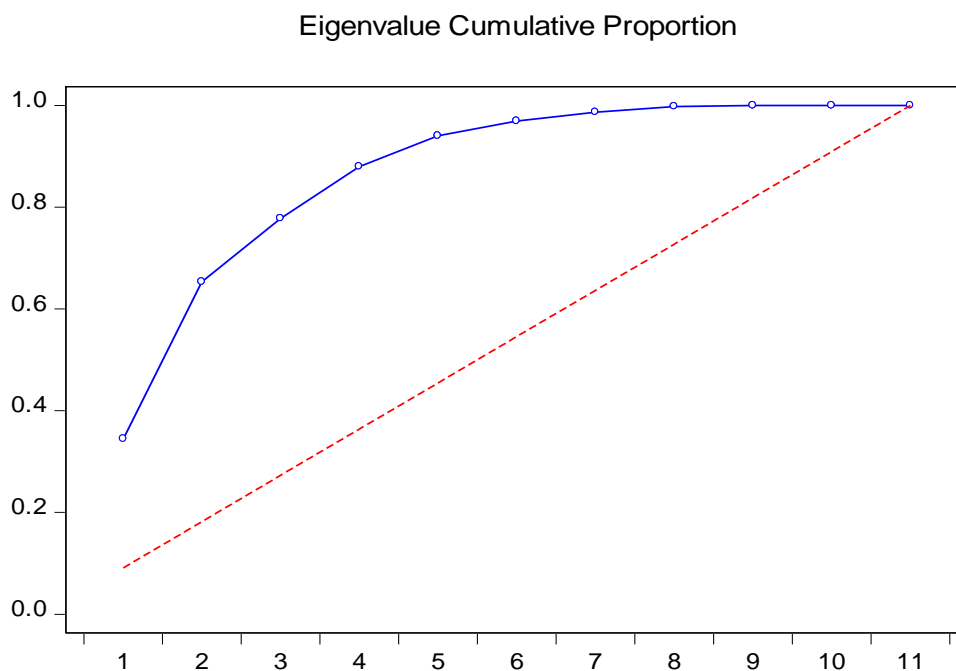


Figura 4.25 Proporción acumulada de eigenvalores (Ronda 1.4)

El valor del 70% como corte para t_m , se alcanza para $m = 3$:

Número (m)	Valor	Diferencia	Proporción	Valor acumulado	Proporción acumulada
1	3.789453	0.391123	0.3445	3.789453	0.3445
2	3.39833	2.033154	0.3089	7.187783	0.6534
3	1.365176	0.24347	0.1241	8.552959	0.7775
4	1.121706	0.452911	0.102	9.674665	0.8795
5	0.668795	0.348789	0.0608	10.34346	0.9403
6	0.320006	0.130103	0.0291	10.66347	0.9694
7	0.189903	0.071789	0.0173	10.85337	0.9867
8	0.118114	0.089597	0.0107	10.97148	0.9974
9	0.028517	0.028517	0.0026	11	1
10	-1.18E-18	3.92E-16	0	11	1
11	-3.93E-16	---	0	11	1

Tabla 4.38 Coeficientes de los PCA para la Ronda 1.4

La Tabla 4.39 muestra las cargas (loadings) de cada variable dentro de estas componentes principales:

	PC 1	PC 2	PC 3
VRA	0.426747	-0.117875	-0.175371
S3D	-0.426747	0.117875	0.175371
OPORTUNIDADES	-0.071467	-0.266597	-0.133235
HC	-0.17926	0.240553	-0.624943
PEGMAX	0.241481	0.02304	0.425741
PEGMIN	0.194896	0.390625	-0.088738
RPM	0.39365	-0.18531	0.085316
RPMR	0.014716	0.493602	-0.183475
KM2	0.220545	0.449103	-0.04412
TA	-0.221397	0.350594	0.359219
UT	0.308439	0.295732	0.324663

Tabla 4.39 Coeficientes con escala de colores para Ronda 1.4

Se puede observar que para la PC1 las variables de mayor influencia son los Valores Mínimos de Regalía Adicional (asociados a las cuencas) y el área de cobertura Sísmica 3D con signo negativo, seguidos por los Recursos Prospectivos Medios. Para la PC2 las variables de mayor influencia Fueron las de Recursos Prospectivos Medios ajustados por Riesgo, el área de los bloques, la Probabilidad de Éxito Geológico Mínimo y el Tirante de Agua.

Mejor Modelo de regresión Lineal

Para el caso de la licitación de la Ronda 1.4, no fue posible hacer un modelo lineal que se considerara adecuado, ya que usando como base todas las variables, o una combinación que arrojara mejores resultados no fue aún suficiente para considerar explicativo algún modelo.

A pesar de tener ofertas en casi todas las áreas de esta licitación, no fue posible tener variables de influencia para explicar una mayor participación o en su defecto, una menor participación.

Ronda 2.1

Para el caso de la Ronda 2.1, se muestra la proporción acumulada de eigenvalores en la Figura 4.26:

Eigenvalue Cumulative Proportion

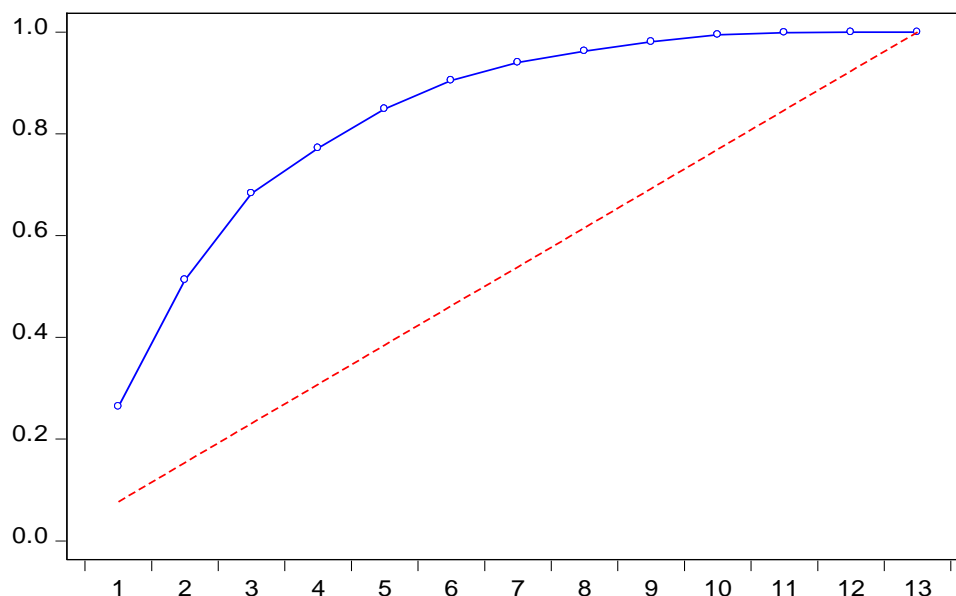


Figura 4.26 Proporción acumulada de eigenvalores (Ronda 2.1)

El valor del 70% como corte para t_m , se alcanza para $m = 4$:

Número (m)	Valor	Diferencia	Proporción	Valor acumulado	Proporción acumulada
1	3.429138	0.189655	0.2638	3.429138	0.2638
2	3.239484	1.030258	0.2492	6.668622	0.513
3	2.209225	1.05185	0.1699	8.877847	0.6829
4	1.157375	0.156705	0.089	10.03522	0.7719
5	1.00067	0.273447	0.077	11.03589	0.8489
6	0.727223	0.265276	0.0559	11.76312	0.9049
7	0.461947	0.177403	0.0355	12.22506	0.9404
8	0.284544	0.042598	0.0219	12.50961	0.9623
9	0.241947	0.067727	0.0186	12.75155	0.9809
10	0.17422	0.114238	0.0134	12.92577	0.9943
11	0.059982	0.047712	0.0046	12.98576	0.9989
12	0.01227	0.010296	0.0009	12.99803	0.9998
13	0.001974	---	0.0002	13	1

Tabla 4.40 Coeficientes de los PCA para la Ronda 2.1

La Tabla 4.41 muestra los coeficientes de cada variable dentro de estas componentes principales:

	PC 1	PC 2	PC 3	PC 4
PEUOMIN	0.3608	0.312047	-0.166423	-0.071144

	PC 1	PC 2	PC 3	PC 4
CUENCA	-0.272749	0.393297	-0.113068	0.034297
HC	0.201953	0.321129	-0.064121	0.266132
PEGMIN	0.232681	0.233483	-0.233467	0.257276
PEGMAX	0.440627	-0.000872	0.020639	-0.359171
RPM	0.219679	-0.058106	0.590988	0.110442
RPMR	0.38274	0.002681	0.438164	0.161798
KM2	-0.369507	-0.244274	0.214456	0.247741
TAMIN	-0.104874	0.405263	-0.113602	-0.235538
TAMAX	0.024898	0.274469	0.357299	-0.375726
UT	0.348904	-0.223416	-0.234005	0.293738
POZOS	0.197479	-0.365536	-0.327877	-0.011032
S3D	-0.052147	0.322722	0.101982	0.587314

Tabla 4.41 Coeficientes con escala de colores para Ronda 2.1

Las variables más importantes para la PC1 fueron la Probabilidad de Éxito Geológico Máximo, los Recursos Prospectivos Medios ajustados por Riesgo y con signo negativo, el área de los bloques. Las variables más influyentes en la PC2 fueron el Tirante de Agua mínimo, el área con cobertura sísmica 3D, y con signo negativo el número de pozos en el área.

Mejor Modelo de Regresión Lineal

Para el caso de la licitación de la R2.1, no fue posible hacer un modelo lineal que se considerara adecuado, ya que usando como base todas las variables, o una combinación que arrojara mejores resultados no fue aún suficiente para considerar explicativo algún modelo.

A pesar de tener ofertas en casi todas las áreas de esta licitación, no fue posible tener variables de influencia para explicar una mayor participación o en su defecto, una menor participación.

Ronda 2.2:

Para el caso de la Ronda 2.2, se muestra la proporción acumulada de eigenvalores en la Figura 4.27:

Eigenvalue Cumulative Proportion

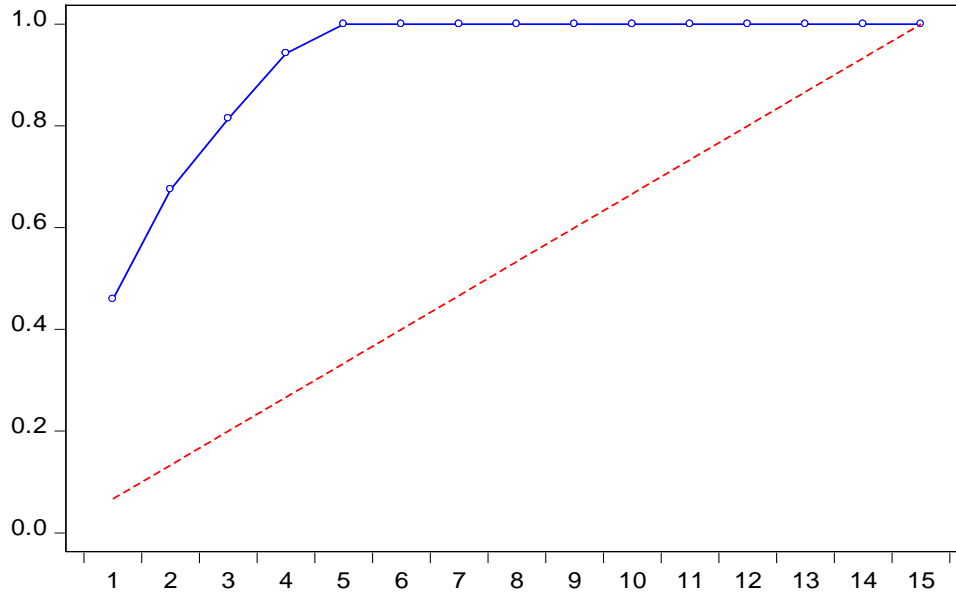


Figura 4.27 Proporción acumulada de eigenvalores (Ronda 2.2)

El valor del 70% como corte para t_m , se alcanza para $m = 3$:

Número (m)	Valor	Diferencia	Proporción	Valor acumulado	Proporción acumulada
1	6.888813	3.65398	0.4593	6.888813	0.4593
2	3.234833	1.144612	0.2157	10.12365	0.6749
3	2.090221	0.17072	0.1393	12.21387	0.8143
4	1.919501	1.052867	0.128	14.13337	0.9422
5	0.866633	0.866633	0.0578	15	1
6	6.00E-16	1.24E-16	0	15	1
7	4.76E-16	1.22E-16	0	15	1
8	3.53E-16	1.32E-16	0	15	1
9	2.21E-16	2.05E-16	0	15	1
10	1.60E-17	7.52E-17	0	15	1
11	-5.92E-17	1.91E-16	0	15	1
12	-2.50E-16	1.75E-16	0	15	1
13	-4.25E-16	1.19E-16	0	15	1
14	-5.45E-16	1.21E-16	0	15	1
15	-6.65E-16	---	0	15	1

Tabla 4.42 Coeficientes de los PCA para la Ronda 2.2

La Tabla 4.43 muestra los coeficientes de cada variable dentro de estas componentes principales:

	PC 1	PC 2	PC 3
VRAMIN	-0.357416	0.005929	0.233763
VRAMAX	-0.357416	0.005929	0.233763
CUENCA	-0.357416	0.005929	0.233763
CAMPOS	0.15721	0.329609	0.434328
S3D	0.078688	0.401004	-0.117097
PRODHC	-0.074305	0.500076	0.227491
PEGMAX	0.101709	0.404718	-0.367886
PEGMIN	0.356441	0.16588	-0.118292
RPM	-0.342047	-0.075276	-0.037306
RPMR	-0.163659	0.104261	-0.463018
R2PGAS	-0.038763	-0.351639	-0.151106
KM2	0.313939	-0.282645	0.1672
POZOSEXP	0.279425	-0.217189	0.006023
POZOSDES	0.17633	0.104145	0.26553
UT	0.29988	-0.104723	0.309059

Tabla 4.43 Coeficientes con escala de colores para Ronda 2.2

Las variables más importantes para la PC1 fueron numerosas, ya que caen en un rango de entre 0.27 a 0.35 en valor absoluto. Para el caso de la PC2, las tres variables más influyentes fueron las de cobertura de sísmica 3D, producción de hidrocarburos a la Fecha Efectiva y la Probabilidad de Éxito Geológico Máximo.

Mejor Modelo de Regresión Lineal

Con respecto a la variable del número de propuestas, el mejor modelo lineal que fue posible establecer utiliza las variables de R2PGAS y S3D para establecer la combinación lineal en las componentes principales y es el siguiente:

$$\text{Propuestas} = -0.842021 + 0.258003 \cdot PC1 + 0.282375 \cdot PC2 \quad (4.13)$$

Los resultados para el modelo anterior se muestran en la siguiente tabla:

Variable	Coficiente	Error Std.	Estadístico-t	Prob.
C	-0.842021	1.594611	-0.528042	0.6138
PC1	0.258003	0.071307	3.618207	0.0085
PC2	0.282375	0.078782	3.584272	0.0089
R-squared	0.655135	Mean dependent var		1.2
Adjusted R-squared	0.556602	S.D. dependent var		1.032796
S.E. of regression	0.68772	Akaike info criterion		2.332454
Sum squared resid	3.310707	Schwarz criterion		2.423229
Log likelihood	-8.662269	Hannan-Quinn criter.		2.232873
F-statistic	6.648888	Durbin-Watson stat		1.648011
Prob(F-statistic)	0.024086			

Tabla 4.44 Resultados del mejor modelo de RL de PCA para Ronda 2.2

Dado que en el modelo se incluyen la PC1 y PC2, y que explican aproximadamente la misma parte de la varianza (0.5499 y 0.4501), respectivamente), y derivado de que el coeficiente del modelo aparenta ser muy cercano, se evaluó el modelo para los datos disponibles, teniendo como resultado general un incremento en la participación dominado por las reservas 2P de gas (como es de esperarse, al ser una licitación de campos de hidrocarburo gaseoso), con los siguientes datos de estadística descriptiva:

Medida	Valor
Media	1.19997019
Error típico	0.26435026
Mediana	0.95776119
Moda	0.88134018
Desviación estándar	0.83594891
Varianza de la muestra	0.69881057
Curtosis	6.40759429
Coefficiente de asimetría	2.32016361
Rango	3.06736525
Mínimo	0.33134741
Máximo	3.39871266
Suma	11.9997019
Cuenta	10

Tabla 4.45 Evaluación del modelo de RL en PCA (Ronda 2.2)

El hecho de que los resultados estén dominados por la variable de Reservas 2P de gas implica lo siguiente:

- En las áreas desiertas (sin propuestas), los recursos de gas fueron muy bajos o no estimados, por lo cual se puede explicar la participación en estos términos.
- A pesar de que existía una cobertura de sísmica 3D grande en estas áreas con respecto a las que tuvieron más participación, la sensibilidad a esta variable es pequeña con respecto a la cantidad de reservas de gas.

Ronda 2.3:

Para el caso de la Ronda 2.3, se muestra la proporción acumulada de eigenvalores en la Figura 4.28:

Eigenvalue Cumulative Proportion

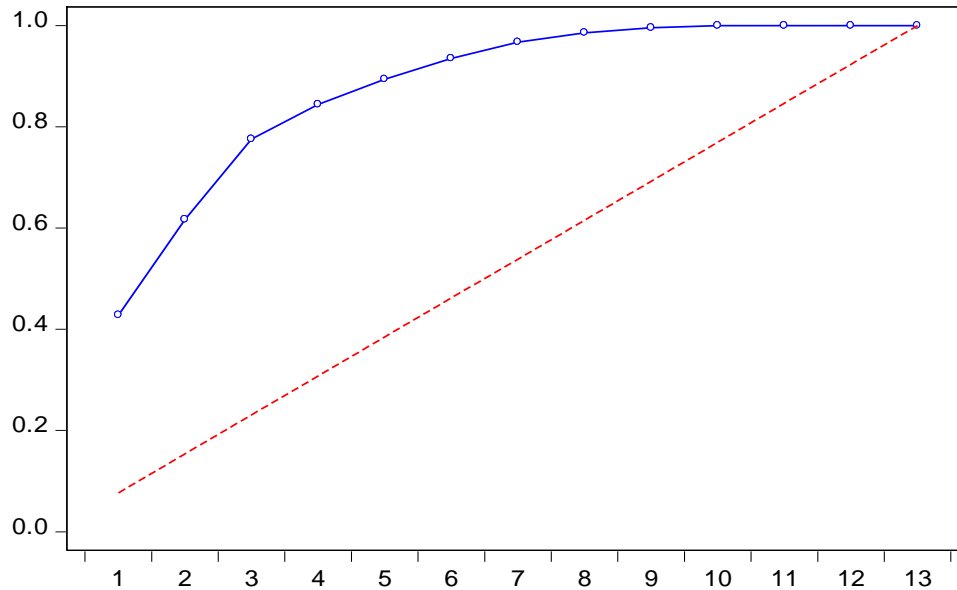


Figura 4.28 Proporción acumulada de eigenvalores (R2.3)

El valor del 70% como corte para t_m , se alcanza para $m = 3$:

Número (m)	Valor	Diferencia	Proporción	Valor acumulado	Proporción acumulada
1	5.562794	3.109986	0.4279	5.562794	0.4279
2	2.452808	0.388824	0.1887	8.015602	0.6166
3	2.063984	1.170456	0.1588	10.07959	0.7754
4	0.893528	0.246741	0.0687	10.97311	0.8441
5	0.646787	0.112394	0.0498	11.6199	0.8938
6	0.534393	0.114498	0.0411	12.15429	0.9349
7	0.419894	0.179471	0.0323	12.57419	0.9672
8	0.240423	0.116521	0.0185	12.81461	0.9857
9	0.123903	0.066478	0.0095	12.93852	0.9953
10	0.057425	0.053366	0.0044	12.99594	0.9997
11	0.00406	0.00406	0.0003	13	1
12	2.31E-16	4.26E-16	0	13	1
13	-1.96E-16	---	0	13	1

Tabla 4.46 Coeficientes de los PCA para la Ronda 2.3

La Tabla 4.47 muestran los coeficientes de cada variable dentro de estas componentes principales:

	PC 1	PC 2	PC 3
VRAMIN	0.303542	-0.004884	0.263073

	PC 1	PC 2	PC 3
VRAMAX	0.386077	-0.158729	0.101959
CUENCA	0.356955	0.236559	0.181461
S3D	-0.191869	-0.145889	0.458066
PRODHC	0.043777	-0.376027	0.419413
HC	0.353385	-0.056061	0.156701
PEGMAX	-0.34213	0.213697	0.207598
PEGMIN	-0.352803	0.252344	0.216998
RPM	0.307513	0.338357	0.011506
KM2	0.086068	-0.035002	-0.557662
UT	-0.308088	-0.319237	-0.182663
POZOSNO	0.050281	0.469632	-0.110493
POZOSI	-0.163821	0.453297	0.174078

Tabla 4.47 Coeficientes con escala de colores para R2.3

Las variables de más influencia para la PC1 son varias, ya que se encuentran en un valor absoluto de entre 0.30 a 0.38, siendo las variables asociadas a condiciones superficiales como los pozos y el área de los bloques, así como la producción de hidrocarburos a la Fecha Efectiva las de menor influencia, mientras que para la PC2 las variables de los pozos y la producción son las de mayor influencia, cabiendo destacar que es baja de nuevo la influencia (negativa) del área de los bloque, la cual es mucho mayor en el PC3, que aporta una proporción de explicación muy cercana a la de la PC2 (18 contra 15%).

Mejor Modelo de Regresión Lineal

Con respecto a la variable del número de propuestas, el mejor modelo lineal que fue posible establecer utiliza las variables de VRAMIN, CUENCA, PRODHC y KM2 para establecer la combinación lineal en las componentes principales y es el siguiente:

$$\text{Propuestas} = 3.112 + 1.970 \cdot PC1 + 0.89 \cdot PC2 \quad (4.14)$$

Los resultados para el modelo anterior se muestran en la siguiente tabla:

Variable	Coeficiente	Error Std.	Estadístico-t	Prob.
C	3.112266	1.622201	1.918546	0.0814
PC1	1.970301	0.472718	4.168024	0.0016
PC3	0.898076	0.206874	4.341184	0.0012
R-squared	0.746908	Mean dependent var		3.714286
Adjusted R-squared	0.700892	S.D. dependent var		2.36736
S.E. of regression	1.294728	Akaike info criterion		3.541888
Sum squared resid	18.43954	Schwarz criterion		3.678829
Log likelihood	-21.79322	Hannan-Quinn criter.		3.529212
F-statistic	16.23125	Durbin-Watson stat		1.795892

Prob(F-statistic)	0.000522
-------------------	----------

Tabla 4.48 Resultados del mejor modelo de RL de PCA para Ronda 2.3

Dado que en el modelo se incluye la PC1, y que explica la mayor parte de la varianza (42%), y cuya combinación lineal con las demás variables es la siguiente:

Variable	PC 1
VRAMIN	0.653903
CUENCA	0.697035
PRODHC	-0.111468
KM2	0.272264

Tabla 4.49 Coeficientes de los Eigenvectores para la PC1 (Ronda 2.3)

Se puede ver de la tabla anterior que los coeficientes tienen signos de esperarse de manera intuitiva, ya que:

- Si el VMRA es más grande, se espera más participación, lo cual puede hablar de que el Estado valuó bien los objetos, ya que mientras más alto era el VMRA, más participantes hubo porque más interés existió.
- La Cuenca vuelve a ser un factor importante, en este caso, Cuencas del Sureste es una variable que ayudó a tener un efecto incremental en la participación, probablemente por la experiencia de extracción a nivel nacional y por la complejidad asociada para desarrollar estos campos.
- El signo negativo en la producción de hidrocarburos es un comportamiento no esperado para este tipo de licitación, ya que en realidad de las pocas áreas que contaban con producción no fueron las que más propuestas recibieron, lo que puede indicar un comportamiento más orientado hacia la parte exploratoria y de evaluación de los licitantes.
- Derivado del punto anterior, puede ser consistente que si los licitantes tuvieron una conducta orientada a la participación hacia la evaluación y exploración de cuencas, una mayor superficie tenga más probabilidad de tener más recursos, además de evitar posibles descubrimientos y delimitaciones que tengan como hallazgo que el yacimiento se encuentre fuera del área contractual.

Ronda 2.4

Para el caso de la Ronda 2.4, se muestra la proporción acumulada de eigenvalores en la Figura 4.29:

Eigenvalue Cumulative Proportion

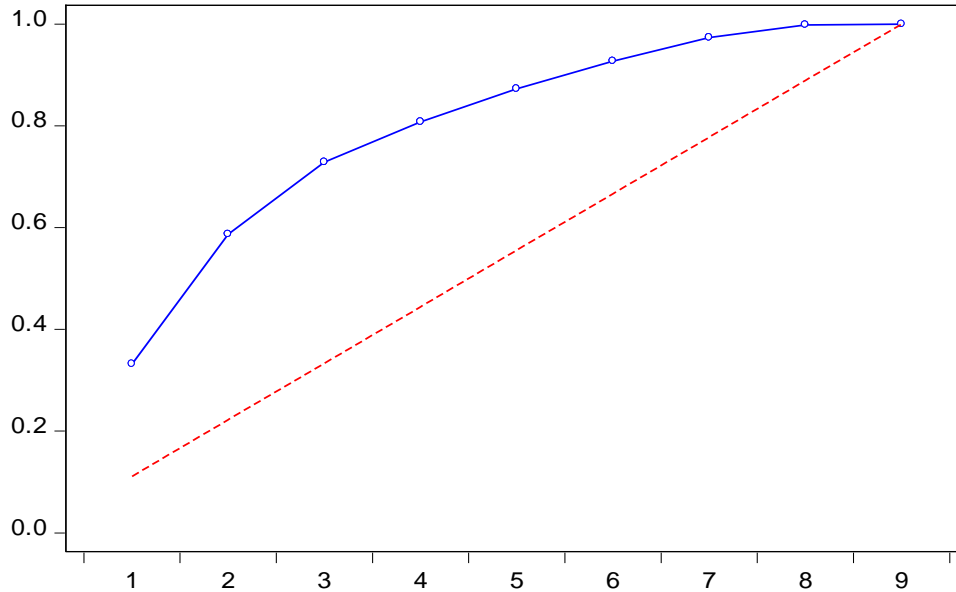


Figura 4.29 Proporción acumulada de eigenvalores (Ronda 2.4)

El valor del 70% como corte para t_m , se alcanza para $m = 3$:

Número (m)	Valor	Diferencia	Proporción	Valor acumulado	Proporción acumulada
1	2.987178	0.692336	0.3319	2.987178	0.3319
2	2.294842	1.020812	0.255	5.28202	0.5869
3	1.274029	0.560621	0.1416	6.556049	0.7284
4	0.713408	0.131336	0.0793	7.269458	0.8077
5	0.582072	0.089186	0.0647	7.85153	0.8724
6	0.492886	0.076065	0.0548	8.344416	0.9272
7	0.416822	0.196775	0.0463	8.761238	0.9735
8	0.220046	0.20133	0.0244	8.981284	0.9979
9	0.018716	---	0.0021	9	1

Tabla 4.50 Coeficientes de los PCA para la Ronda 2.4

La Tabla 4.51 muestra los coeficientes de cada variable dentro de estas componentes principales:

	PC 1	PC 2	PC 3
VRAMIN	0.528601	-0.08849	0.228733
UT	0.529312	-0.058375	0.28335
S3D	-0.091824	-0.472583	-0.031578
HC	0.355141	-0.263028	0.081416
RPM	-0.256237	0.401452	0.101546

	PC 1	PC 2	PC 3
KM2	-0.215788	0.283052	0.557415
TAMIN	0.303508	0.479397	-0.09923
TAMAX	0.27463	0.456953	-0.032499
POZOS	-0.161531	-0.1278	0.726527

Tabla 4.51 Coeficientes con escala de colores para Ronda 2.4

Para este caso, las variables que predominan la influencia en la PC1 fueron aquellas relacionadas al VRA mínimo y a las Unidades de Trabajo, seguidas por el tipo de hidrocarburo, mientras que en la PC2 predominaron las de Tirante de Agua y Recursos Prospectivos Medios, y con signo negativo, la cobertura de sísmica 3D.

Modelo con respecto a la variable dependiente (propuestas)

Con respecto a la variable del número de propuestas, el mejor modelo lineal que fue posible establecer utiliza las variables de UT, HC, TAMAX y POZOS para establecer la combinación lineal en las componentes principales y es el siguiente:

$$\text{Propuestas} = -2.132456 + 0.500 \cdot PC1 + 0.883 \cdot PC2 + 0.766 \cdot PC4 \quad (4.15)$$

Los resultados para el modelo anterior se muestran en la siguiente tabla:

Variable	Coeficiente	Error Std.	Estadístico-t	Prob.
C	-2.132456	0.966502	-2.206365	0.0368
PC1	0.500788	0.180731	2.770901	0.0104
PC2	0.883681	0.319453	2.766232	0.0105
PC4	0.766949	0.277052	2.768244	0.0105
R-squared	0.613781	Mean dependent var		1.344828
Adjusted R-squared	0.643435	S.D. dependent var		1.289404
S.E. of regression	1.044787	Akaike info criterion		3.052945
Sum squared resid	27.2895	Schwarz criterion		3.241538
Log likelihood	-40.26771	Hannan-Quinn criter.		3.11201
F-statistic	5.88206	Durbin-Watson stat		2.498453
Prob(F-statistic)	0.0035			

Tabla 4.52 Resultados del mejor modelo de RL de PCA para Ronda 2.4

Dado que en el modelo se incluye la PC1, y que explica la mayor parte de la varianza (42%), y cuya combinación lineal con las demás variables es la siguiente:

Variable	PC 1
UT	0.668449
HC	0.585601
TAMAX	0.409938
POZOS	-0.205424

Tabla 4.53 Coeficientes de Eigenectores para la PC1 (Ronda 2.4)

Se puede ver de la tabla anterior que los coeficientes tienen signos de esperarse de manera intuitiva, ya que:

- A mayor cantidad de UT para el PMT, se esperaría que el Estado valió bien el objeto a licitar, y más participantes están entrando porque se requiere más actividades en las cuencas que son más atractivas, esto se ve en el siguiente punto.
- Es más preferido un hidrocarburo de aceite que de gas, es por eso que los RPM no se encuentran implicados en el modelo, ya que en algunos casos los recursos son altos, pero el HC principal es gas.
- El tirante de agua máximo es un parámetro interesante para formar parte de esta licitación, ya que es de aguas profundas, y con un signo negativo, es de esperarse que mientras menor sea el tirante de agua, y en conjunto con las demás variables, mayor sea la participación. Esto derivado de los grandes gastos requeridos para el proceso de desarrollo de un campo en aguas profundas.

Ronda 3.1

Para el caso de la Ronda 3.1, se muestra la proporción acumulada de eigenvalores en la Figura 4.30:

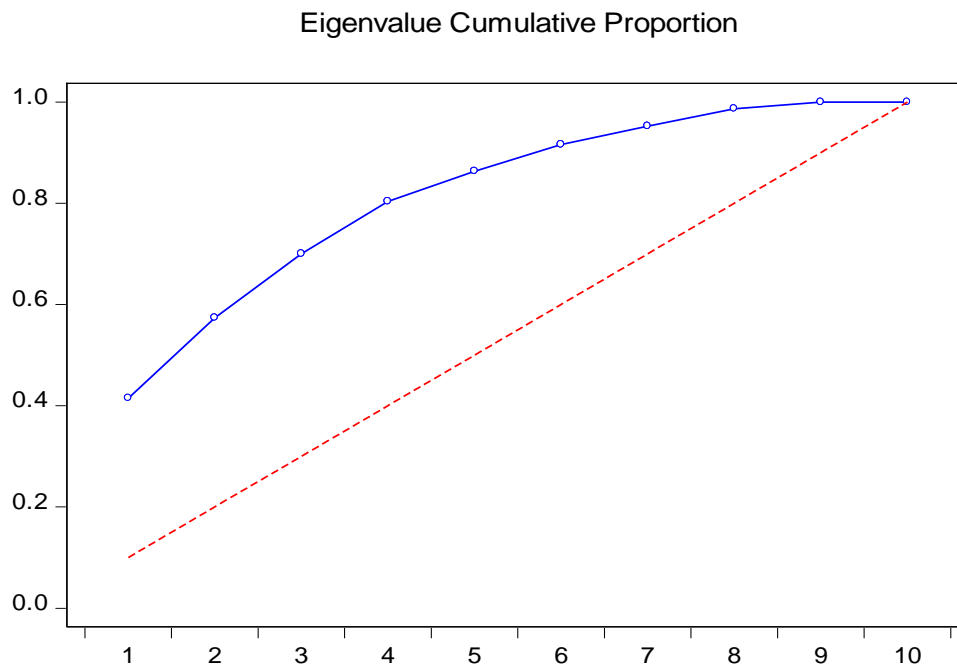


Figura 4.30 Proporción acumulada de eigenvalores (Ronda 3.1)

El valor del 70% como corte para t_m , se alcanza para $m = 4$, cabe recalcar que la proporción acumulada es 0.6999:

Número (m)	Valor	Diferencia	Proporción	Valor acumulado	Proporción acumulada
1	4.146967	2.559136	0.4147	4.146967	0.4147
2	1.587831	0.323592	0.1588	5.734798	0.5735
3	1.264239	0.228899	0.1264	6.999037	0.6999
4	1.03534	0.436901	0.1035	8.034377	0.8034
5	0.59844	0.073328	0.0598	8.632817	0.8633
6	0.525111	0.161007	0.0525	9.157928	0.9158
7	0.364105	0.0212	0.0364	9.522033	0.9522
8	0.342905	0.207844	0.0343	9.864938	0.9865
9	0.135062	0.135061	0.0135	9.999999	1
10	5.53E-07	---	0	10	1

Tabla 4.54 Coeficientes de los PCA para la Ronda 3.1

La Tabla 4.55 muestran los coeficientes de cada variable dentro de estas componentes principales:

	PC 1	PC 2	PC 3	PC 4
PEUO	-0.404744	0.035518	0.304719	-0.0488
CUENCA	-0.217974	-0.10365	0.272522	0.712224
S3D	-0.081581	0.623877	0.048443	-0.360343
HC	-0.371841	-0.00121	0.389435	-0.188895
RPM	0.38993	0.106283	-0.058077	-0.089131
KM2	0.435515	-0.046769	0.307107	0.143292
TAMIN	-0.104209	0.595258	0.195845	0.341578
TAMAX	0.311499	0.391399	0.20715	0.026084
POZOS	0.066849	-0.274914	0.636927	-0.398163
UT	0.435512	-0.04674	0.306986	0.14304

Tabla 4.55 Coeficientes con escala de colores para Ronda 3.1

Para las variables más influyentes en el PC1 se destacan las relacionadas a Unidades de Trabajo, área de los bloques, PEUO_{mín} y el tipo de hidrocarburos, mientras que para el PC2 se destacan la cobertura de sísmica 3D y el Tirante de Agua (mínimo y máximo).

Mejor Modelo de Regresión Lineal

Con respecto a la variable del número de propuestas, el mejor modelo lineal que fue posible establecer utiliza las variables de PEUO_{mín}, CUENCA, HC y RPM para establecer la combinación lineal en las componentes principales y es el siguiente:

$$\text{Propuestas} = -0.606 + 0.994 \cdot PC1 + 2.610 \cdot PC2 + 0.418 \cdot PC3 \quad (4.16)$$

Los resultados para el modelo anterior se muestran en la siguiente tabla:

Variable	Coefficiente	Error Std.	Estadístico-t	Prob.
C	-0.606833	0.691086	-0.878087	0.3867
PC1	0.994125	0.138388	7.183628	0
PC2	2.610522	0.389428	6.703476	0
PC3	0.418434	0.058649	7.134586	0
R-squared	0.684343	Mean dependent var		1.028571
Adjusted R-squared	0.653795	S.D. dependent var		1.617655
S.E. of regression	0.951814	Akaike info criterion		2.846317
Sum squared resid	28.08446	Schwarz criterion		3.024071
Log likelihood	-45.81055	Hannan-Quinn criter.		2.907678
F-statistic	22.40261	Durbin-Watson stat		1.445889
Prob(F-statistic)	0			

Tabla 4.56 Resultados del mejor modelo de RL de PCA para Ronda 3.1

Dado que en el modelo se incluye la PC1, y que explica la mayor parte de la varianza (63%), y cuya combinación lineal con las demás variables es la siguiente:

Variable	PC 1
PEUOMIN	0.577589
CUENCA	0.358992
HC	0.538165
RPM	-0.49789

Tabla 4.57 Valores de coeficientes para la PC1 (Ronda 3.1)

Se puede ver de la tabla anterior que los coeficientes tienen signos de esperarse de manera intuitiva, ya que:

- El PEUO más alto se contempló para dos cuencas, de las cuales la Cuenca del Sureste fue la que más participación tuvo. En ese sentido, se puede pensar que el Estado valuó correctamente esas áreas, pero en las áreas en las cuales se tenía gas en la Cuenca de Burgos se pedía la misma PEUO mínima.
- Las áreas licitadas en Cuencas del Sureste tuvieron mayor participación (del 100%), así como en otras licitaciones, fue la Cuenca en la que más participación hubo,
- Es más preferido un hidrocarburo de aceite que de gas, es por eso que los RPM no se encuentran implicados en el modelo, ya que en algunos casos los recursos son altos, pero el HC principal es gas.
- El tirante de agua máximo es un parámetro interesante para formar parte de esta licitación, ya que es de aguas profundas, y con un signo negativo, es de esperarse que mientras menor sea el tirante de agua, y en conjunto con las demás variables, mayor sea la participación. Esto derivado de los grandes

gastos requeridos para el proceso de desarrollo de un campo en aguas profundas.

CAPÍTULO 5. RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 Resultados

Del análisis de modelos de regresión lineal y componentes principales, del total de las variables (ver Tabla 4.8, Tabla 4.17 y Tabla 4.24), en la siguiente tabla se muestran las variables más significativas que formaron los modelos más satisfactorios para explicar la adjudicación de áreas:

Variable independiente	Aguas someras				Terrestre			Aguas profundas	
	R1.1	R1.2	R2.1	R3.1	R1.3	R2.2	R2.3	R1.4	R2.4
Mínimo para la Participación del Estado en la Utilidad Operativa (PEUO)	✓	✓		✓					
Valor Mínimo de la Regalía Adicional (VMRA,%)					✓		✓		
Unidades de Trabajo									✓
Cuenca				✓	✓		✓		
Producción de hidrocarburos a la fecha efectiva					✓		<u>✓</u>		
Tipo de hidrocarburos	✓			✓					✓
Recursos prospectivos medios (mmbpce)				<u>✓</u>					
Reservas 2P (mmbpce)					✓				
Reservas 2P aceite		✓			✓				
Reservas 2P gas						✓			
Superficie original (km2)					✓		✓		
Tirante de agua mínimo (m)		<u>✓</u>							
Tirante de agua máximo (m)									✓
Pozos									<u>✓</u>
Pozos sin posibilidad de extraer hidrocarburo					✓				
Porcentaje de cobertura sísmica 3D						✓			

✓ Componentes principales

✓ Regresión Lineal

✓ Ambos

✓ ✓ ✓ Signo negativo *El signo se consideró para la PC de más influencia (normalmente PC1)

De lo anterior se puede ver que, en caso de existir, muchas de las variables más explicativas para el caso de los modelos de regresión lineal lo fueron en el caso de componentes principales, y a pesar de que se pueden agrupar las variables por el tipo de contrato en Rondas de Aguas someras, Terrestres y Aguas Profundas, es difícil comparar los resultados entre sí, ya que para todas las licitaciones se incluían

elementos diferentes en el diseño de las subastas. Otro elemento a considerar es que no en todos los casos existía información para la misma característica, como en el caso de la cobertura sísmica o la PEG.

En los modelos de regresión lineal que fueron representativos, es de notarse que la mayoría de las variables está asociada a las características físicas del Área (como cuenca, reservas, superficie del área o porcentaje con cobertura sísmica 3D), mientras que las variables de mayor influencia y consistencia para el Análisis de Componentes principales reflejó una tendencia a mayor importancia para características tanto físicas como de las características de las subastas (tales como PEUO, VmRA, y UT).

Es de notarse que para 5 de 7 rondas con modelos significativos, las variables de PEUO (en el caso de Producción Compartida) y VmRA (para el caso de Licencia), tienen influencia con signo positivo.

Otras variables como la superficie original son significantes en muchas de las licitaciones, siendo especialmente importantes para las rondas terrestres.

Del análisis de los mejores modelos del método de mínimos cuadrados para todas las variables se puede observar que se intentó tomar la mayor cantidad de variables independientes con el fin de tener más elementos para explicar el comportamiento de los participantes, y que puede existir cierta correlación entre éstas, lo que puede hacer que el modelo para explicar a variable dependiente no sea el mejor. El análisis de componentes principales permite (i) entender el nivel de correlación entre las variables independientes, (ii) definir nuevas variables (componentes principales) que son menos que el número original de variables independientes, mantienen por lo menos el 95% de la variabilidad del sistema, son ortogonales entre sí y (iii) usar estas nuevas variables (componentes principales) para crear un modelo que explique de una mejor forma el comportamiento o la participación de empresas en las licitaciones.

5.1.1. Comparación del modelo utilizando las variables originales vs los Componentes Principales

Para hacer una comparación entre el uso de las variables originales y los componentes principales se tomó en cuenta el mejor valor del coeficiente de determinación de los modelos de regresión que se hicieron con los dos métodos (de aplicar), y cabe mencionar que como el método de Análisis de Componentes Principales se resuelve un problema de optimización para encontrar el valor de los coeficientes con los que se maximiza la varianza, de tal manera que el valor del coeficiente de determinación siempre fue el máximo empleando las componentes principales que explicaran al corte de t_m propuesto.

Como resultados, se muestran las variables en la Tabla 5.1, en donde la escala de colores es un indicador de cuál es el mayor, y mientras más diferencia exista, será más el contraste entre las columnas correspondientes:

		R ² Análisis de componentes principales	VARIABLES utilizadas modelo RL de PCA	R ² todas las variables	VARIABLES utilizadas todas las variables
Aguas someras	R1.1	0.655135	HC, PEUO	-	-
	R1.2	0.755974	R2POIL, PEUO, TAMIN	0.729679	R2POIL
	R2.1	-	-	-	-
	R3.1	0.684343	CUENCA, PEUO, HC, RPM	0.684795	CUENCA, PEUO
Terrestre	R1.3	0.703782	PRODHC, CUENCA, R2POIL, VMRA, KM2, POZOSNO	0.653721	PRODHC, CUENCA, R2PBPCE
	R2.2	0.655135	R2PGAS, S3D	0.825507	R2PGAS, S3D
	R2.3	0.746908	VRAMIN, CUENCA, PRODHC, KM2	0.78415	VRAMIN, KM2
Aguas profundas	R1.4	-	-	-	-
	R2.4	0.613781	UT, TAMAX, POZOS, HC	-	-

Tabla 5.1 Comparación de R² entre PCA y mejor modelo de RL

Se puede ver que el R² para PCA es mayor en cuatro ocasiones, siendo en dos de estas un modelo representativo, a comparación de un modelo de RL utilizando todas las variables que no tuvo ningún modelo considerado como representativo. Esto habla de que de realizarse un modelo para conocer el número de participantes de una cierta licitación, en ocasiones es mejor utilizar los Componentes Principales, que les da un peso ponderado a todas las variables, y en otras ocasiones es mejor hacer un modelo con una cantidad más reducida de las variables para tener una idea de lo que se explica de los modelos.

5.2 CONCLUSIONES

El diseño de subastas para asignar contratos petroleros en el país fue un proceso complejo y de aprendizaje, ya que con cada licitación se adicionaron elementos al mecanismo de diseño que pretendían prevenir escenarios como ofertas muy bajas, por encima del valor del objeto, información completa, etc. Dado que para las licitaciones de exploración la cantidad de petróleo disponible en un área en particular es fija, pero esta cantidad solo se conoce realmente después de la subasta y cuando el postor exitoso comienza a perforar, asegurar mecanismos que propicien el interés y la participación de licitantes son importantes, además de que

al ser objetos de valor común, también es importante que todos los licitantes tengan la posibilidad de acceder a la información y asegurar que tengan el mismo tiempo para interpretar la información.

Mediante los datos que se tenían disponibles previos a la licitación, en este documento se hizo un ejercicio de recolección de datos con el fin de realizar un análisis para determinar qué variables fueron las que más influyen una mayor participación en las licitaciones petroleras en Rondas mexicanas, considerando que las variables y condiciones no son comparables entre Rondas.

En un primer acercamiento, se lograron hacer modelos lineales con algunas de las variables que mejor explicasen cada licitación que fueran representativas, sin embargo, dado que existieron licitaciones cuyos modelos no fueron buenos, se optó por realizar un Análisis de Componentes Principales (PCA, por sus siglas en inglés) con el fin de hacer una combinación lineal de las mejores variables y reducir el número de variables independientes, al mismo tiempo que se resuelve un problema de optimización para encontrar el valor de las cargas con las que se maximiza la varianza para intentar obtener un mejor modelo.

De acuerdo con la hipótesis planteada al principio del presente trabajo, se ha visto que con el análisis de los datos de licitaciones es posible ver qué variables (asociadas a los mecanismos de diseño de una licitación y las características del objeto a ser licitado) son más influyentes o representativas para el diseño de una licitación de Áreas en México, tomando como referencia de éxito el número de participantes por área. Debido a que cada licitación incluía elementos nuevos, se considera mejor la práctica de hacer conclusiones por cada licitación, o por el ambiente (terrestre, aguas someras y aguas profundas) ya que una de las conclusiones que se derivan de esto es que la heterogeneidad tanto de datos como de variaciones en los mecanismos de las subastas e información ameritan un análisis separado de cada licitación.

En todas las licitaciones se tienen variables tanto de mecanismo de subasta como de características físicas como importantes, siendo para el caso de los contratos de Producción Compartida el Porcentaje al Estado de la Utilidad Operativa (PEUO) importante en todos los contratos de aguas someras, y para los contratos de Licencia, el Valor Mínimo de la Regalía Adicional (VMRA) en dos de tres licitaciones. Lo anterior puede ser porque el objetivo del Estado en las licitaciones fue maximizar los ingresos, en lugar de la participación (SENER, 2015).

Las variables asociadas a las características físicas del área varían con cada tipo de ambiente y se describirán en conjunto con las variables de mecanismos de subastas:

Licitaciones en aguas someras

Para este tipo de licitaciones, se puede ver que para las que, de existir un modelo satisfactorio, en todas está involucrada la Participación del Estado en la Utilidad Operativa (PEUO) como una variable para incrementar la participación.

Para la licitación de la Ronda 2.1, a pesar de que no fue posible tener un modelo satisfactorio, el PCA reveló que la componente que más varianza explica (PC1) tiene como una de sus cargas más grandes el PEUO, y si bien no pudo establecerse un modelo, hay que tener en cuenta que para todos los contratos de Producción Compartida, la PEUO fue una variable que puede explicar el comportamiento de la participación.

De igual manera, el análisis indica que es importante el tipo de hidrocarburos, ya que se da más participación en licitaciones de áreas con aceite que gas.

Además, se puede ver que en el caso de las licitaciones de la Ronda 1.2 todas las áreas pertenecieron a las Cuencas del Sureste (CS), con una buena participación, y en la Ronda 3.1 se adjudicaron todas las áreas licitadas en CS, siendo esta una variable considerada en el modelo con un resultado positivo para la participación.

La Ronda 1.2 estuvo más dominada por la cantidad de reservas de aceite, ya que al ser áreas en aguas someras en Cuencas del Sureste, existía más certeza de los volúmenes implicados. El Tirante de Agua mínimo de cada área incentivó las ofertas, ya que hay una correlación negativa de -0.76 con respecto a las reservas, es decir, mientras menor sea el tirante de agua para esta licitación, más reservas de aceite se tenían, y es un buen incentivo para los participantes, ya que se incurren en menos gastos para inversiones.

Licitaciones en áreas terrestres

Para las áreas terrestres se puede ver que el Valor Mínimo de la Regalía Adicional (VMRA), que es en términos de subastas y de VPO análogo al PEUO en contratos de Licencia, fue una variable importante y positiva para estas áreas, lo cual indica que si el VMRA es más grande, se espera más participación, lo cual puede hablar de que el Estado valuó bien los objetos, ya que mientras más alto era el VMRA, más participantes hubo porque más interés existió.

Una vez más, las áreas que licitaban en CS tenían más participación, y en dos licitaciones la producción a la Fecha Efectiva fue una variable importante, por lo cual se puede pensar tanto en la confianza en cuencas descubiertas y con menos incertidumbre que cuencas con más incertidumbre. A lo anterior se acompaña el hecho que las reservas (ya sea de aceite, gas o en mmbpce) fueron variables importantes para incentivar la participación positivamente.

Licitaciones en aguas profundas

Para el caso de aguas profundas, el único modelo que se consideró representativo fue el elaborado con PCA, y cuyos resultados sí se consideran coherentes a lo que se esperaba *ex ante* una licitación en aguas profundas:

A mayor cantidad de Unidades de Trabajo (UT) para el Programa Mínimo de Trabajo (PMT), se esperaba que el Estado valuó bien el objeto a licitar, y más participantes están entrando porque se requiere más actividades en las cuencas que son más atractivas, esto se ve en el siguiente punto.

Es más preferido un hidrocarburo de aceite que de gas, es por eso que los Recursos Prospectivos Medios (RPM) no se encuentran implicados como variable importante en el modelo, ya que en algunos casos los RPM son altos, pero el HC principal es gas. Además, la inversión para perforar un pozo de aceite o de gas en aguas profundas no son muy diferentes, por lo que al hacer inversiones grandes, se esperaba que los participantes prefieran los retornos asociados al aceite, especialmente con los precios bajos del gas en la región.

El tirante de agua máximo es un parámetro interesante para formar parte de esta licitación, ya que es de aguas profundas, y con un signo negativo, es de esperarse que mientras menor sea el tirante de agua, y en conjunto con las demás variables, mayor sea la participación. Esto derivado de los grandes gastos requeridos para el proceso de desarrollo de un campo en aguas profundas.

5.3 Objetivos de las subastas

La discusión sobre los objetivos precisos de las subastas petroleras, principalmente la optimización frente a la eficiencia ha dado lugar a controversias *ex post* sobre si las subastas tuvieron éxito. Los objetivos de optimización y eficiencia son complementarios o mutuamente excluyentes, según el tipo de subasta que se utilice, ya que diferentes tipos de subasta incentivan diferentes estrategias de licitación. En el caso de los bloques en tierra que utilizan subastas de oferta selladas de primer precio, se puede argumentar que el objetivo principal es justificadamente la optimización (maximización de los ingresos), ya que la optimización y la eficiencia se equiparan entre sí en un escenario en el que el licitante ofrece el valor real y el licitador captura el valor real excedente total del licitante (consumidor). En estas áreas se tuvo más participación y mayor éxito, y dadas las variables más importantes encontradas como resultado del presente trabajo, es mayor incentivo tener variables de confianza como el tipo de cuenca, producción de hidrocarburos a la fecha o volúmenes en reservas o recursos para incentivar la participación. En áreas en aguas profundas o someras, en donde se requiere generalmente de más exploración y/o inversiones, lo que se buscaría no es una maximización de ingresos, sino de participantes, ya que la incertidumbre asociada al objeto licitado es mayor,

a pesar de seguir siendo un objeto de valores comunes. Las variables encontradas como más importantes para incentivar la participación en aguas someras o profundas están más relacionadas con certeza de información (como la cuenca) o el tipo de hidrocarburos (ya que es más rentable extraer aceite con grandes inversiones), o volúmenes reportados como reservas (es decir, menor incertidumbre).

5.4 DISCUSIÓN

Derivado de los resultados, se puede ver que hay áreas a licitar que son más fáciles que otras, ya que se esperaría más interés y más licitantes. El Estado no asignó muchas áreas en las que puede concentrar esfuerzos para promover la participación y la asignación eficiente de los objetos, optimizando esta variable en lugar de optimizar las variables de adjudicación económicas.

Se puede hacer un esfuerzo para incentivar más participación en áreas con mayor incertidumbre, normalmente asociadas a oportunidades exploratorias, o con hidrocarburos gaseosos en función de la política energética del país y de las estrategias del Plan Nacional de Desarrollo. Como una continuación al presente trabajo, se propone el desarrollo de mecanismos que incentiven la participación de empresas nacionales, extranjeras o asociaciones en áreas que se ha visto que no se ha presentado la participación suficiente, poniendo como punto de partida la complejidad de decisiones tanto del Estado como de los licitantes, y la identificación de variables que pueden tener una correlación positiva al número de participantes con relación al tipo y el objeto del Contrato.

5.5 RECOMENDACIONES

Para el diseño de licitaciones por medio de subastas, es importante concentrar esfuerzos para lograr el mayor número de participantes como una medida adicional de una ronda exitosa, y si bien en los análisis hechos por SENER la variable dependiente fue el porcentaje de regalía adicional o la participación del Estado en la utilidad operativa, dependiendo del tipo de Contrato de Exploración y Extracción (CEE), se pudiera hacer el ejercicio en un futuro con el número de participantes para encontrar variables que incentiven la participación y de esa manera tener una mayor eficiencia en las subastas, asegurando así también mayor rentabilidad (Sen, 2013) y así seguir retroalimentando posibles rondas de licitación o utilizar esos datos como complemento para la toma de decisiones de la política energética en materia de hidrocarburos.

Dado que participar en una subasta tiene un costo de oportunidad, los licitantes solo participarán si sienten que tienen una posibilidad real de ganar (Klemperer, 2004). Una subasta con muy pocos postores corre el riesgo de no ser rentable para el subastador y potencialmente ineficiente (Bulow J. a., 1996).

Derivado de las variables encontradas como más impactantes para incentivar la participación en las rondas de licitación, se encontró que datos con menor incertidumbre conllevan a más participantes, como el caso de las cuencas cuya geología y características son más conocidas, además de volúmenes de reservas. Además, a excepción de rondas en donde el hidrocarburo principal es el gas, se encontró que se desincentiva la participación cuando en la misma licitación hay áreas con yacimientos de gas vs yacimientos de aceite. Se pueden realizar más licitaciones con incentivos para la participación en yacimientos de gas, además de incentivar más la participación de exploración en cuencas no exploradas.

Los bloques en tierra por lo general, y por los mecanismos de restricciones de entrada, atraen a empresas más pequeñas y no tan especializadas. Estos bloques pueden seguir subastándose utilizando un formato de oferta sellada a primer precio que, junto con los demás mecanismos de diseño e la subasta, tienden a favorecer la entrada y participación.

Sin embargo, para los bloques costa afuera, que en el pasado no lograron atraer a mucha variedad de grandes empresas especializadas con el capital y la experiencia necesarios para todas las áreas licitadas, se pudieran subastar con más incentivos para la asignación de yacimientos con más incertidumbre, como lo puede ser utilizando un formato dinámico, como un formato de oferta de segundo precio sellado con un precio de reserva, combinado con medidas para contrarrestar la colusión, ya que en las subastas con interacciones repetidas y con interacción de información se pueden presentar estos problemas. Además, el Estado pudiera implementar mecanismos tecnológicos que le dieran mayor confianza a los participantes en términos de información y realización de las subastas, como es el caso del uso de tecnología de blockchain (gracias a sus características de inmutabilidad, seguridad, y disponibilidad) en Colombia para la presentación de las ofertas a cargo de los Participantes.

Por el lado de los licitantes, se recomienda que estén asesorados en materia de subastas y licitaciones para intentar asignar la mayor eficiencia posible al proceso de licitación de las áreas, desarrollando estrategias que sirvan como instrumento para tener una competencia más robusta y que de esta manera los licitantes no se puedan dejar llevar por variables como el precio del petróleo al momento de la licitación.

Para que exista un mayor beneficio a favor del Estado, no es estrictamente necesaria la maximización de utilidades en las subastas, y dependerá de las características de las Áreas licitadas en términos geológicos y petrofísicos los valores y las reglas que se definan para llevar a cabo una licitación. También es importante considerar temas como la confianza de los inversionistas en el país y en las medidas de transparencia tomadas por el licitador, además de la política en

materia energética y los marcos legales y normativos vigentes y que están en constante evolución. Una licitación exitosa puede entenderse como una asignación al más eficiente, por medio de una mayor participación y mecanismos implementados por el licitador. La heterogeneidad de los participantes y la complejidad de toma de decisiones puede ser abordada por el licitante para cumplir el objetivo de una subasta: asignar y valorar de manera formal y transparente los recursos escasos en entornos de incertidumbre a través de un proceso justo y abierto asignando los bloques a quienes mejor puedan usarlos.

5.5.1. Referencias

- ANH. (31 de Diciembre de 2020). *Áreas en Evaluación y Explotación*. Obtenido de <https://www.anh.gov.co/Seguimiento-a-contratos/Produccion/Paginas/Areas.aspx>
- ANH. (2021). *Asignación de Áreas PPAA Definitivo*. Obtenido de <https://www.anh.gov.co/Asignacion-de-areas/Paginas/PPAADefinitivo.aspx>
- ANP. (14 de Octubre de 2020). *17th Round of bids for blocks*. Obtenido de <http://rodadas.anp.gov.br/pt/17-rodada-licitacao/areas-em-oferta>
- Banerjee, P. (2005). Auctions with ceilings. *SSRN Electronic Journal*.
- Beltrán, F. a. (2006). A measure of the variability of revenue in auctions: a look at the Revenue Equivalence Theorem. *Journal of Applied Mathematics and Decision Sciences*.
- Bernard Elyakime, J. J. (1994). *First-Price Sealed-Bid Auctions with Secret Reservation Prices*. *Annales d'Économie et de Statistique*.
- BLM. (2020). *GENERAL OIL AND GAS LEASING INSTRUCTIONS*. Obtenido de <https://www.blm.gov/programs/energy-and-minerals/oil-and-gas/leasing/general-leasing>
- BOEM. (2016). Summary of Procedures for Determining Bid Adequacy at Offshore Oil and Gas Lease Sales.
- BOEM. (2020). *Lease Sales and Fair Market Value*. Obtenido de <https://www.boem.gov/oil-gas-energy/energy-economics/lease-sales-and-fair-market-value>
- Bulow, J. a. (1996). Auctions versus Negotiations. *American Economic Review*, 180-94.
- Bulow, J. a. (2002). Prices and the Winner's Curse. *RAND journal of Economics*, 1-21.
- Chakraborty, A. (2002). Optimal price ceilings in a common value auction. *Economics Bulletin*, 1-7.
- CNH. (marzo de 2021). *Cifras Relevantes*. Obtenido de <https://rondasmexico.gob.mx/esp/cifras-relevantes/>
- Cramton, P. (2007). How best to auction oil rights. En *Escaping the Resource Curse*. New York: Columbia University Press.

- Deloitte. (5 de Enero de 2017). *Regulatory Framework*. Obtenido de <https://www2.deloitte.com/br/en/pages/energy-and-resources/upstream-guide/articles/framework.html>
- Hendricks, K. y. (1996). *American Economic Review*, 388-407.
- Hesse, R. (2000). Triangle distribution: Mathematica link for Excel. *Decision Line*, 12-14.
- Huang Li, G. T. (2017). *Hidden Reserve Prices with Risk-Averse Bidders*. China: Higher Education Press.
- IEA. (2017). *ENERGY POLICIES OF IEA COUNTRIES Norway 2017 Review*. International Energy Agency.
- Klemperer, P. (2004). Auctions: Theory and Practice. *The Toulouse Lectures in Economics*.
- Krishna, V. (2009). *Auction Theory*. Academic press.
- Lowe, J. S. (2009). Oil and Gas Law in a Nutshell. En J. S. Lowe, *Oil and Gas Law in a Nutshell*.
- Mead, W. (1994). *Energy Journal*, 1-18.
- Minitab 18. (2019). *Interpretar todos los estadísticos y gráficas para Análisis de componentes principales*. Obtenido de <https://support.minitab.com/es-mx/minitab/18/help-and-how-to/modeling-statistics/multivariate/how-to/principal-components/interpret-the-results/all-statistics-and-graphs/#principal-components-pc>
- Norsk Petroleum. (septiembre de 2020). *Exploration Policy*. Obtenido de <https://www.norskpetroleum.no/en/exploration/exploration-policy/>
- Norsk Petroleum. (abril de 2021). *Licenses*. Obtenido de <https://www.norskpetroleum.no/en/facts/licences/>
- PETRONAS. (2013). *PETRONAS Procedures Guidelines for Upstream Activities*. Malasia.
- PETRONAS. (diciembre de 2020). *General Criteria for Participation*. Obtenido de <https://www.petronas.com/mpm/investment-opportunities/general-criteria-for-participation>
- PETRONAS. (2020). *The 2020 Malaysia Bidding Round (2020 MBR)*. Obtenido de <https://www.petronas.com/mpm/investment-opportunities/malaysia-bid-round-2021>

- PETRONAS. (19 de Febrero de 2021). *PETRONAS Offers 13 Blocks In Malaysia's Highly Prolific Basins At The Upcoming Malaysia Bid Round 2021*. Obtenido de <https://www.petronas.com/media/press-release/petronas-offers-13-blocks-malaysias-highly-prolific-basins-upcoming-malaysia>
- Porter, R. (1995). *Econometrica*, 1-27.
- RDA. (18 de Enero de 2018). *Evolución en los Criterios de Adjudicación de las Subastas en E & E*. Obtenido de <http://rdabogados.com.mx/archive/evoluci%C3%B3n-en-los-criterios-de-adjudicaci%C3%B3n-de-las-subastas-en-e-e>
- Rosar, F. (2014). Secret reserve prices in first-price auctions. *International Journal of Industrial Organization*, 65-74.
- Sahuguet, N. (2006). Caps in asymmetric all-pay auctions with incomplete information. *Economics Bulletin*, 1-8.
- Secretaría de Energía. (17 de Diciembre de 2015). *Procesos de licitación, Ronda Uno*. Obtenido de <https://www.gob.mx/sener/articulos/procesos-de-licitacion-ronda-uno>
- Secretaría de Energía. (17 de Diciembre de 2015). *Ronda Cero y migración de contratos de PEMEX*. Obtenido de <https://www.gob.mx/sener/articulos/ronda-cero-y-migracion-de-contratos-de-pemex>
- Sen, A. a. (2013). Auctions for oil and gas exploration leases in India—An empirical analysis. *Oxford Institute for Energy Studies*, 4-7.
- SENER. (2015). Ficha Técnica Ronda Cero. *Ronda Cero y migración de contratos de PEMEX*, <https://www.gob.mx/sener/articulos/ronda-cero-y-migracion-de-contratos-de-pemex>.
- SENER. (1 de Diciembre de 2015). *La Reforma Energética en acción. Sector Hidrocarburos*. Obtenido de <https://www.gob.mx/sener/articulos/a-3anosdegobierno-la-reforma-energetica-en-accion-sector-hidrocarburos>
- SENER. (2015). *Programa Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2015-2019*. Ciudad de México.
- SENER. (20 de junio de 2017). *Resultados de la Primera Convocatoria de la Ronda Dos*. Obtenido de <https://www.gob.mx/sener/articulos/resultados-de-la-primera-convocatoria-de-la-ronda-dos-112597?idiom=es>
- Tordo, S. (2010). Petroleum exploration and production rights: allocation strategies and design issues. En S. Tordo, *Petroleum exploration and production rights:*

allocation strategies and design issues. Washington D.C.: World Bank Publications.

Vickrey, W. (1961). Counterspeculation, auctions, and competitive sealed tenders. *The Journal of finance*, 8-37.

Anexo a. Tablas de resultados de acto de apertura de licitaciones

La Tabla siguiente muestra el reporte de los resultados finales del acto de apertura de la Licitación Tres de la Ronda Uno:

Áreas	Campo	Ganador	País de Origen	Valor Mínimo de la Regalía Adicional	Valor de la Regalía Adicional	Incremento en el Programa mínimo de Trabajo	Valor Ponderado de la Propuesta Económica
Área 1	Barcodón	Diavaz Offshore, S.A.P.I. de C.V.	México	1	64.5	100	208.174
Área 2	Benavides-Primavera	Sistemas Integrales de Compresión, S.A. de C.V. en consorcio con Nuvoil, S.A. de C.V. y Constructora Marusa, S.A. de C.V.	México	2.5	40.07	75	130.546
Área 3	Calibrador	Consorcio Manufacturero Mexicano, S.A. de C.V.	México	3	41.77	100	136.57
Área 4	Calicanto	Grupo Diarqco, S.A. de C.V.	México	5	81.36	18	258.405
Área 5	Carretas	Strata Campos Maduros, S.A.P.I. de C.V.	México	1	50.86	100	165.208
Área 6	Catedral	Diavaz Offshore, S.A.P.I. de C.V.	México	1	63.9	0	201.285
Área 7	Cuichapa-Poniente	Servicios de Extracción Petrolera Lifting de México, S.A. de C.V.	México	2.5	60.82	99	196.557
Área 8	Duna	Construcciones y Servicios Industriales Globales, S.A. de C.V.	México	3	20.08	88	67.942
Área 9	Fortuna Nacional	Compañía Petrolera Perseus, S.A. de C.V.	México	1	36.88	100	121.171
Área 10	La Laja	Geo Estratos, S.A. de C.V. en consorcio con Geo Estratos Mxoil Exploración y Producción, S.A.P.I. de C.V.	México	1	66.3	100	213.844
Área 11	Malva	Renaissance Oil Corp S.A. de C.V.	Canadá	4	57.39	100	185.773
Área 12	Mareógrafo	Consorcio Manufacturero Mexicano, S.A. de C.V.	México	4	34.25	100	112.882
Área 13	Mayacaste	Grupo Diarqco, S.A. de C.V.	México	10	60.36	0	190.134
Área 14	Moloacán	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.	Holanda - México	5	85.69	0	269.919
Área 15	Mundo Nuevo	Renaissance Oil Corp S.A. de C.V.	Canadá	10	80.69	25	256.669
Área 16	Paraíso	Roma Energy Holdings, LLC en consorcio con Tubular Technology, S.A. de C.V. y Gx Geoscience Corporation, S. de R.L. de C.V.	E.U.A. - México	10	35.99	100	118.363
Área 17	Paso de Oro	Geo Estratos, S.A. de C.V. en consorcio con Geo Estratos Mxoil Exploración y Producción, S.A.P.I. de C.V.	México	1	67.61	30	215.705
Área 18	Peña Blanca	Strata Campos Maduros, S.A.P.I. de C.V.	México	5	50.86	100	165.208
Área 19	Pontón	Geo Estratos, S.A. de C.V. en consorcio con Geo Estratos Mxoil Exploración y Producción, S.A.P.I. de C.V.	México	1	61.5	100	198.724
Área 20	Ricos	Strata Campos Maduros, S.A.P.I. de C.V.	México	3	41.5	100	135.724
Área 21	San Bernardo	Sarreal, S.A. de C.V.	México	1	10.56	80	37.736
Área 22	Secadero	Grupo R Exploración y Producción, S.A. de C.V. en consorcio con Constructora y Arrendadora México, S.A. de C.V.	México	1	60.74	100	196.33

Áreas	Campo	Ganador	País de Origen	Valor Mínimo de la Regalía Adicional	Valor de la Regalía Adicional	Incremento en el Programa mínimo de Trabajo	Valor Ponderado de la Propuesta Económica
Área 23	Tajón	Compañía Petrolera Perseus, S.A. de C.V.	México	5	60.88	100	196.771
Área 24	Tecolutla	Geo Estratos, S.A. de C.V. en consorcio con Geo Estratos Mxoil Exploración y Producción, S.A.P.I. de C.V.	México	1	68.4	100	220.459
Área 25	Topén	Renaissance Oil Corp S.A. de C.V.	Canadá	10	78.79	25	250.684

Tabla a.1 Resultados de la R01L03

Ronda 1.4

La Tabla a.2 Resultados de Cinturón Plegado Perdido R01L04

y Tabla a.3 Resultados de Cinturón Plegado Perdido R01L04

muestran el reporte de los resultados finales del acto de apertura de la Licitación Cuatro de la Ronda Uno:

Cinturón Plegado Perdido						
Área	Lugar	Licitante	Regalía Adicional (%)	Factor de Inversión Adicional	Valor Ponderado de la Oferta Económica	País de Origen
Área 1	1°	China Offshore Oil Corporation E&P Mexico	17.01	1.5	100.476	China
Área 1	2°	Pemex Exploración y Producción	6.65	1	43.459	México
Área 2	1°	Total y ExxonMobil	5	1.5	44.15	Francia y EUA
Área 2	2°	Desierto	-	-	-	Desierto
Área 3	1°	Chevron, Pemex e Inpex	7.44	0	29.76	EUA, México y Japón
Área 3	2°	Desierto	-	-	-	Desierto
Área 4	1°	China Offshore Oil Corporation E&P Mexico	15.01	1	80.744	China
Área 4	2°	Desierto	-	-	-	Desierto

Tabla a.2 Resultados de Cinturón Plegado Perdido R01L04

Cuenca Salina						
Área	Lugar	Licitante	Regalía Adicional (%)	Factor de Inversión Adicional	Valor Ponderado de la Oferta Económica	País de Origen
Área 1	1°	Statoil, BP y Total	10	1	58.4	Noruega, Reino Unido y Francia
Área 1	2°	Desierto	-	-	-	Desierto
Área 2	1°	Desierto	-	-	-	Desierto
Área 2	2°	Desierto	-	-	-	Desierto
Área 3	1°	Statoil, BP y Total	10	1	58.4	Noruega, Reino Unido y Francia
Área 3	2°	Desierto	-	-	-	Desierto
Área 4	1°	PC Carigali y Sierra	22.99	0	91.96	Malasia y México
Área 4	2°	Statoil, BP y Total	13	1.5	81.67	Noruega, Reino Unido y Francia
Área 5	1°	Murphy, Ophir, PC Carigali y Sierra	26.91	1	133.818	EUA, Reino Unido, Malasia y México

Cuenca Salina						
Área	Lugar	Licitante	Regalía Adicional (%)	Factor de Inversión Adicional	Valor Ponderado de la Oferta Económica	País de Origen
Área 5	2°	Atlantic Rim y Shell	19.11	1.5	110.325	EUA y Holanda
Área 6	1°	Desierto	-	-	-	Desierto
Área 6	2°	Desierto	-	-	-	Desierto

Tabla a.3 Resultados de Cinturón Plegado Perdido R01L04

La Tabla a.4 Resumen de resultados de la Ronda Uno muestra las condiciones de los contratos derivados de la Ronda Uno:

	Ronda 1.1	Ronda 1.2	Ronda 1.3	Ronda 1.4
Ambiente	Aguas someras	Aguas someras	Terrestres	Aguas profundas
Tipo de Contrato	Producción Compartida	Producción Compartida	Licencia	Licencia
Objeto	Exploración	Evaluación	Extracción	Exploración
Áreas Licitadas	14	5	25	10
Contratos Suscritos	2	3	25	8
Porcentaje de adjudicación	14%	60%	100%	80%

Tabla a.4 Resumen de resultados de la Ronda Uno

Ronda 2.1

Cuenca Salina						
Área	Lugar	Licitante	Regalía Adicional (%)	Factor de Inversión Adicional	Valor Ponderado de la Oferta Económica	País de Origen
Área 1	1°	Desierto	0	0	0	
Área 1	1°	Desierto	0	0	0	
Área 1	2°	Desierto	0	0	0	
Área 2	1°	DEA Deutsche y Pemex	57.92	1	63.493	Alemania y México
Área 2	2°	ENI México y Lukoil International	55.14	1.5	63.261	Italia y Rusia
Área 3	1°	Desierto	0	0	0	
Área 3	2°	Desierto	0	0	0	
Área 4	1°	Desierto	0	0	0	
Área 4	2°	Desierto	0	0	0	
Área 5	1°	Desierto	0	0	0	
Área 5	2°	Desierto	0	0	0	
Área 6	1°	PC Carigali y Ecopetrol Global	65.19	1	71.178	Malasia y Colombia
Área 6	2°	Murphy Sur, Talos Energy y Ophir Mexico	64.75	1	70.713	Estados Unidos, Estados Unidos y Reino Unido

Cuenca Salina						
Área	Lugar	Licitante	Regalía Adicional (%)	Factor de Inversión Adicional	Valor Ponderado de la Oferta Económica	País de Origen
Área 7	1°	ENI México, Capricorn Energy y Citla Energy	75	1.5	84.825	Italia, Reino Unido y México
Área 7	2°	Repsol Exploración, Premier Oil y Sierra Perote	69.58	1	75.819	España, Reino Unido y México
Área 8	1°	Pemex y Ecopetrol	20.1	0	20.1	México y Colombia
Área 8	2°	Desierto	0	0	0	
Área 9	1°	Capricorn Energy y Citla Energy E&P	75	1.5	84.825	Reino Unido y México
Área 9	2°	ENI México	75	1.5	84.825	Reino Unido y México
Área 10	1°	ENI México	75	1.5	84.825	Reino Unido y México
Área 10	2°	DEA Deutsche y Diavaz G y P	68.73	0	68.73	Alemania y México
Área 11	1°	Repsol Exploración y Sierra Perote	62.28	0	62.28	España y México
Área 11	2°	China Offshore Oil Corporation E&P México	35	0	35	China
Área 12	1°	Lukoil International Upstream Holding	75	1	81.55	Rusia
Área 12	2°	Desierto	0	0	0	
Área 13	1°	Desierto	0	0	0	
Área 13	2°	Desierto	0	0	0	
Área 14	1°	ENI México y Citla Energy	37.27	0	37.27	Italia y México
Área 14	2°	Desierto	0	0	0	
Área 15	1°	Total E&P y Shell	30.11	0	30.11	Francia y Holanda
Área 15	2°	Desierto	0	0	0	

Tabla a.5 Resultados de la primera licitación de la Ronda Dos

Ronda 2.2

Área	Lugar	Licitante	Valor de la Regalía Adicional (%)	Factor de Inversión Adicional	Valor Ponderado de la Oferta Económica	País de Origen
Área 1	1°	Iberoamericana y PJP4	3.91	1	5.535	México y México
Área 1	2°	Desierto	-	-	-	-
Área 2	1°	Desierto	-	-	-	-
Área 2	2°	Desierto	-	-	-	-
Área 3	1°	Desierto	-	-	-	-
Área 3	2°	Desierto	-	-	-	-
Área 4	1°	Sun God y Jaguar	25	1.5	29.826	Canadá y México
Área 4	2°	Iberoamericana, Newpek y Verdad Exploration	15.76	1	18.279	México, México y EUA
Área 5	1°	Sun God y Jaguar	16.96	0	16.96	Canadá y México
Área 5	2°	Iberoamericana y PJP4	8.09	1	10.03	México y México
Área 6	1°	Desierto	-	-	-	-
Área 6	2°	Desierto	-	-	-	-
Área 7	1°	Sun God y Jaguar	25	1.5	29.826	Canadá y México
Área 7	2°	Newpek y Verdad Exploration	25	1.5	29.826	México y EUA

Área 8	1°	Sun God y Jaguar	25	1.5	29.826	Canadá y México
Área 8	2°	Desierto	-	-	-	-
Área 9	1°	Sun God y Jaguar	25	1.5	29.826	Canadá y México
Área 9	2°	Desierto	-	-	-	-
Área 10	1°	Sun God y Jaguar	45	1.5	52.091	Canadá y México
Área 10	2°	Perseus Exploración Terrestre	8.88	0	8.88	México

Tabla a.6 Resultados de la segunda licitación de la Ronda Dos

Ronda 2.3

Área	Lugar	Licitante	Valor de la Regalía adicional (%)	Factor de Inversión Adicional	Valor Ponderado de la Oferta Económica	País de Origen
Área 1	1°	Iberoamericana y PJP4	25	1.5	29.826	México y México
Área 1	2°	Shandong, Sicoval y Nuevas Soluciones	25	1.5	29.826	China, México y México
Área 2	1°	Newpek y Verdad Exploration	25	1.5	29.826	México y EUA
Área 2	2°	Petrosynergy y Química Apollo	25	1.5	29.826	México y EUA
Área 3	1°	Newpek y Verdad Exploration	23.56	0	23.56	México y EUA
Área 3	2°	Petrosynergy y Química Apollo	18.66	1.5	22.768	Uruguay y México
Área 4	1°	Iberoamericana y PJP4	3.91	1	5.535	México y México
Área 4	2°	Desierto	-	-	-	Desierto
Área 5	1°	Jaguar Exploración y Producción	40	1.5	46.525	México
Área 5	2°	DEP PYG	40	1.5	46.525	México
Área 6	1°	Shandong, Sicoval y Nuevas Soluciones	40	1.5	46.525	China, México y México
Área 6	2°	Roma, Tubular, Sum. Marinos y Golfo	40	1.5	46.525	EUA, México, México y México
Área 7	1°	Jaguar Exploración y Producción	40	1.5	46.525	México
Área 7	2°	Petrosynergy y Química Apollo	25.66	1.5	30.56	Uruguay y México
Área 8	1°	Jaguar Exploración y Producción	40	1.5	46.525	México
Área 8	2°	Desierto	-	-	-	Desierto
Área 9	1°	Jaguar Exploración y Producción	45	1.5	52.091	México
Área 9	2°	Promotora y Operadora, y Consorcio SM	45	1.5	52.091	México y México
Área 10	1°	Shandong, Sicoval y Nuevas Soluciones	40	1.5	46.525	China, México y México
Área 10	2°	DEP PYG	22.51	0	22.51	México
Área 11	1°	Shandong, Sicoval y Nuevas Soluciones	45	1.5	52.091	China, México y México
Área 11	2°	Tonalli Energía	33.3	0	33.3	México
Área 12	1°	Carso Oil and Gas	45	1.5	52.091	México
Área 12	2°	Shandong, Sicoval y Nuevas Soluciones	45	1.5	52.091	China, México y México
Área 13	1°	Carso Oil and Gas	40	1.5	46.525	México
Área 13	2°	Shandong, Sicoval y Nuevas Soluciones	40	1.5	46.525	China, México y México
Área 14	1°	Jaguar Exploración y Producción	40	1.5	46.525	México
Área 14	2°	Perseus Exploración Terrestre	40	1	44.35	México

Tabla a.7 Resultados de la tercera licitación de la Ronda Dos

Ronda 2.4

Perdido						
Área	Lugar	Licitante	Valor de la Regalía adicional (%)	Factor de Inversión Adicional	Valor Ponderado de la Oferta Económica	País de Origen
Área 1	1°	Desierto	-	-	-	Desierto
Área 1	2°	Desierto	-	-	-	Desierto
Área 2	1°	Shell y Pemex	15.02	1	80.789	Países Bajos y México
Área 2	2°	China Offshore Oil Corporation E&P Mexico	11.45	0	45.8	China
Área 3	1°	Shell y Qatar Petroleum	10.03	0	40.12	Países Bajos y Qatar
Área 3	2°	Pemex y China Offshore	7.01	0	28.04	México y China
Área 4	1°	Shell y Qatar Petroleum	10.03	1	58.533	Países Bajos y Qatar
Área 4	2°	Pemex Exploración y Producción	5.95	0	23.8	México
Área 5	1°	Pemex Exploración y Producción	6.23	1	41.585	México
Área 5	2°	-	-	-	-	-
Área 6	1°	Shell y Qatar Petroleum	20	1.5	114.5	Países Bajos y Qatar
Área 6	2°	-	-	-	-	-
Área 7	1°	Shell y Qatar Petroleum	20	1.5	114.5	Países Bajos y Qatar
Área 7	2°	China Offshore y PC Carigali	5.01	1	36.144	China y Malasia
Área 8	1°	Desierto	-	-	-	Desierto
Área 8	2°	Desierto	-	-	-	Desierto
Área 9	1°	Desierto	-	-	-	Desierto
Área 9	2°	Desierto	-	-	-	Desierto

Tabla a.8 Resultados del Área Perdido de la cuarta licitación de la Ronda Dos

Cordilleras Mexicanas						
Área	Lugar	Licitante	Valor de la Regalía adicional (%)	Factor de Inversión Adicional	Valor Ponderado de la Oferta Económica	País de Origen
Área 10	1°	Repsol, PC Carigali y Ophir	20	1.5	114.5	España, Malasia y Reino Unido
Área 10	2°	Shell y Qatar Petroleum	11.03	1	62.993	Países Bajos y Qatar
Área 11	1°	Desierto	-	-	-	Desierto
Área 11	2°	Desierto	-	-	-	Desierto
Área 12	1°	PC Carigali, Ophir y PTTEP	20	1	103	Malasia, Reino Unido y Tailandia
Área 12	2°	Shell y Qatar Petroleum	9.03	1	54.073	Países Bajos y Qatar
Área 13	1°	Desierto	-	-	-	Desierto
Área 13	2°	Desierto	-	-	-	Desierto
Área 14	1°	Repsol y PC Carigali	19.98	0	79.92	España y Malasia
Área 14	2°	Shell y Qatar Petroleum	5.03	0	20.12	Países Bajos y Qatar
Área 15	1°	Desierto	-	-	-	Desierto
Área 15	2°	Desierto	-	-	-	Desierto
Área 16	1°	Desierto	-	-	-	Desierto
Área 16	2°	Desierto	-	-	-	Desierto
Área 17	1°	Desierto	-	-	-	Desierto

Cordilleras Mexicanas						
Área	Lugar	Licitante	Valor de la Regalía adicional (%)	Factor de Inversión Adicional	Valor Ponderado de la Oferta Económica	País de Origen
Área 17	2°	Desierto	-	-	-	Desierto
Área 18	1°	Pemex Exploración y Producción	7.11	1	45.51	México
Área 18	2°	-	-	-	-	Desierto
Área 19	1°	Desierto	-	-	-	Desierto
Área 19	2°	Desierto	-	-	-	Desierto

Tabla a.9 Resultados del Área Cordilleras Mexicanas de la cuarta licitación de la Ronda Dos

Cuenca salina						
Área	Lugar	Licitante	Valor de la Regalía adicional (%)	Factor de Inversión Adicional	Valor Ponderado de la Oferta Económica	País de Origen
Área 20	1°	Shell Exploración y Extracción de México	20	1.5	114.5	Países Bajos
Área 20	2°	Pemex Exploración y Producción	6.11	0	24.44	México
Área 21	1°	Shell Exploración y Extracción de México	20	1.5	114.5	Países Bajos
Área 21	2°	Chevron, Pemex y ONGC Videsh	20	1.5	114.5	EUA, México e India
Área 22	1°	Chevron, Pemex e Inpex	18.44	1	96.042	EUA, México y Japón
Área 22	2°	BHP Billiton Petróleo Operaciones de México	6.55	0	26.2	Australia
Área 23	1°	Shell Exploración y Extracción de México	10.08	1	58.756	Países Bajos
Área 23	2°	Chevron, Pemex e Inpex	13.44	0	53.76	EUA, México y Japón
Área 24	1°	Eni y Qatar Petroleum	9.53	1	56.303	Italia y Qatar
Área 24	2°	-	-	-	-	-
Área 25	1°	PC Carigali Mexico Operations	19.98	0	79.92	Malasia
Área 25	2°	-	-	-	-	-
Área 26	1°	PC Carigali Mexico Operations	-	-	-	-
Área 26	2°	BP y Statoil	20	1	103	Malasia
Área 27	1°	Desierto	-	-	-	-
Área 27	2°	Desierto	-	-	-	-
Área 28	1°	Shell Exploración y Extracción de México	20	1.5	114.5	Países Bajos
Área 28	2°	PC Carigali Mexico Operations	19.98	0	79.92	Malasia
Área 29	1°	Repsol, PC Carigali, Sierra y PTTEP	20	1.5	114.5	España, Malasia, México y Tailandia
Área 29	2°	Eni, Qatar Petroleum y Citla Energy	20	1.5	114.5	Italia, Qatar y México
Área 20	1°	Shell Exploración y Extracción de México	20	1.5	114.5	Países Bajos
Área 20	2°	Pemex Exploración y Producción	6.11	0	24.44	México

Tabla a.10 Resultados del Área Cuencas Salinas de la cuarta licitación de la Ronda Dos

Ronda 3.1

Área	Lugar	Licitante	Valor de la Participación del Estado (%)	Factor de Inversión Adicional	Valor Ponderado de la Oferta Económica	País de Origen
Área 1	1°	Desierto	-	-	-	-

Área	Lugar	Licitante	Valor de la Participación del Estado (%)	Factor de Inversión Adicional	Valor Ponderado de la Oferta Económica	País de Origen
Área 1	2°	Desierto	-	-	-	-
Área 2	1°	Desierto	-	-	-	-
Área 2	2°	Desierto	-	-	-	-
Área 3	1°	Desierto	-	-	-	-
Área 3	2°	Desierto	-	-	-	-
Área 4	1°	Desierto	-	-	-	-
Área 4	2°	Desierto	-	-	-	-
Área 5	1°	Repsol Exploración México	56.27	0	56.27	España
Área 5	2°	Pemex Exploración y Producción	23.89	0	23.89	México
Área 6	1°	Desierto	-	-	-	-
Área 6	2°	Desierto	-	-	-	-
Área 7	1°	Desierto	-	-	-	-
Área 7	2°	Desierto	-	-	-	-
Área 8	1°	Desierto	-	-	-	-
Área 8	2°	Desierto	-	-	-	-
Área 9	1°	Desierto	-	-	-	-
Área 9	2°	Desierto	-	-	-	-
Área 10	1°	Desierto	-	-	-	-
Área 10	2°	Desierto	-	-	-	-
Área 11	1°	Premier Oil Exploration and Production Mexico	29.43	0	29.43	Reino Unido
Área 11	2°	-	-	-	-	-
Área 12	1°	Repsol Exploración México	48.17	0	48.17	España
Área 12	2°	-	-	-	-	-
Área 13	1°	Premier Oil Exploration and Production Mexico	34.73	0	34.73	Reino Unido
Área 13	2°	-	-	-	-	-
Área 14	1°	Desierto	-	-	-	-
Área 14	2°	Desierto	-	-	-	-

Tabla a.11 Resultados Ronda 3 Licitación 1 Cuenca de Burgos

Tampico-Misantla-Veracruz						
Área	Lugar	Licitante	Valor de la Participación del Estado (%)	Factor de Inversión Adicional	Valor Ponderado de la Oferta Económica	País de Origen
Área 15	1°	Capricorn y Citla	27.88	0	27.88	Reino Unido y México
Área 15	2°	-	-	-	-	-
Área 16	1°	Pemex, Deutsche y Compañía Española	24.23	0	24.23	México, Alemania y España
Área 16	2°	-	-	-	-	-
Área 17	1°	Pemex, Deutsche y Compañía Española	35.51	0	35.51	México, Alemania y España
Área 17	2°	-	-	-	-	-
Área 18	1°	Pemex y Compañía Española	40.51	0	40.51	México y España
Área 18	2°	-	-	-	-	-

Tampico-Misantla-Veracruz						
Área	Lugar	Licitante	Valor de la Participación del Estado (%)	Factor de Inversión Adicional	Valor Ponderado de la Oferta Económica	País de Origen
Área 19	1°	Desierto	-	-	-	-
Área 19	2°	Desierto	-	-	-	-
Área 20	1°	Desierto	-	-	-	-
Área 20	2°	Desierto	-	-	-	-
Área 21	1°	Desierto	-	-	-	-
Área 21	2°	Desierto	-	-	-	-
Área 22	1°	Desierto	-	-	-	-
Área 22	2°	Desierto	-	-	-	-
Área 23	1°	Desierto	-	-	-	-
Área 23	2°	Desierto	-	-	-	-
Área 24	1°	Desierto	-	-	-	-
Área 24	2°	Desierto	-	-	-	-
Área 25	1°	Desierto	-	-	-	-
Área 25	2°	Desierto	-	-	-	-
Área 26	1°	Desierto	-	-	-	-
Área 26	2°	Desierto	-	-	-	-
Área 27	1°	Desierto	-	-	-	-
Área 27	2°	Desierto	-	-	-	-

Tabla a.12 Resultados Ronda 3 Licitación 1 Cuenca de Tampico-Misantla-Veracruz

Cuencas del Sureste						
Área	Lugar	Licitante	Valor de la Participación del Estado (%)	Factor de Inversión Adicional	Valor Ponderado de la Oferta Económica	País de Origen
Área 28	1°	Eni y Lukoil	65	1.5	73.967	Italia y Rusia
Área 28	2°	Deutsche y Premier	65	1.5	73.967	Alemania y Reino Unido
Área 29	1°	Pemex Exploración y Producción	65	1.5	73.967	México
Área 29	2°	Deutsche, Premier y Sapura	65	1	70.978	Alemania, Reino Unido y Malasia
Área 30	1°	Deutsche, Premier y Sapura	65	1.5	73.967	Alemania, Reino Unido y Malasia
Área 30	2°	Eni y Lukoil	65	1.5	73.967	Italia y Rusia
Área 31	1°	Pan American Energy	65	1	70.978	Argentina
Área 31	2°	Eni y Lukoil	42.35	1	47.032	Italia y Rusia
Área 32	1°	Total y Pemex	40.49	0	40.49	Francia y México
Área 32	2°	Sapura y Galem	30.16	1	34.145	Malasia y México
Área 33	1°	Total y Pemex	50.49	1	55.638	Francia y México
Área 33	2°	Eni y Lukoil	40.35	0	40.35	Italia y Rusia
Área 34	1°	Total, BP y Pan American	50.49	1	55.638	Francia, Reino Unido y Argentina
Área 34	2°	Shell y Pemex	40.36	0	40.36	Países Bajos y México
Área 35	1°	Shell y Pemex	34.86	0	34.86	Países Bajos y México
Área 35	2°	Total, BP y Pan American	30.49	0	30.49	Francia, Reino Unido y Argentina

Tabla a.13 Resultados Ronda 3 Licitación 1 Cuencas del Sureste

Anexo b. Información de características intrínsecas de áreas

Ronda 1.2

Área	TIPO DE HC	Reservas 2Paceite (mmbbls)	Reservas 2P gas (mmmpc)	Reservas 2P (mmbpce)	CAMPO(S) FECHA EFECTIVA	ESTADO	Tirante de agua (mínimo-máximo) [m]
A01	Aceite Ligero (33, 27 Y 29 API)	107	69	122	Amoca-Miztón-Tecoalli	Tabasco	(17 - 35)
A02	Aceite Mediano (26 API)	61	29	67	Hokchi	Tabasco	(25 - 35)
A03	Aceite pesado (16° API)	17	2	18	Xulum	Tabasco	(75 - 150)
A04	Aceite mediano y súperligero (30, 40 y 33°)	68	92	86	Ichalkil-Pokoch	Campeche	(30 - 50)
A05	Aceite súperligero (42 y 41)	44	103	64	Misión y Nak	Campeche	(21 - 25)

Tabla b.1 Información intrínseca del Área, Ronda 1.2

Ronda 1.3

Área	TIPO DE HC	Reservas 2Paceite (mmbbls)	Reservas 2P gas (mmmpc)	Reservas 2P (mmbpce)	CAMPO(S) FECHA EFECTIVA	ESTADO	Índice de Desarrollo Humano de los Municipios (IDH)
A01	Aceite Negro	0.6	0.2	0.6	Barcodón	Tamaulipas	0.738
A02	Gas seco		22.8	4.1	Benavides-Primavera	Nuevo León	0.707
A03	Gas seco		9.3	1.8	Calibrador	Nuevo León	0.69
A04	Aceite Negro	0.1	0.3	0.1	Calicanto	Tabasco	0.681
A05	Gas Húmedo		14.3	3	Carretas	Nuevo León	0.6865
A06	Gas y condensado	0.1	3.3	0.9	Catedral	Chiapas	0.605
A07	Aceite Negro	1.2	1.3	1.4	Cuichapa-Poniente	Veracruz	0.655
A08	Gas Seco		15.5	3	Duna	Nuevo León	0.69
A09	Gas y condensado	0.1	0.7	0.1	Fortuna Nacional	Tabasco	0.71
A10	Aceite Negro	0	0	0	La Laja	Veracruz	0.631
A11	Aceite Negro	0.2	1.2	0.5	Malva	Chiapas	0.655
A12	Gas Seco		19.8	3.8	Mareógrafo	Nuevo León	0.69
A13	Aceite Negro	7.7	3.1	8.5	Mayacaste	Tabasco	0.691
A14	Aceite Negro	1.4	0.5	1.6	Moloacán	Veracruz	0.666
A15	Gas y condensado	0.3	4.3	1.4	Mundo Nuevo	Chiapas	0.658
A16	Aceite Negro	12.3	6.8	14.1	Paraíso	Tabasco	0.729
A17	Aceite Negro	0	0	0	Paso de Oro	Veracruz	0.69077778
A18	Gas Húmedo		7.4	1.4	Peña Blanca	Nuevo León	0.6865
A19	Aceite Negro	0	0	0	Pontón	Veracruz	0.631
A20	Gas Húmedo		9.2	1.9	Ricos	Tamaulipas	0.724
A21	Gas Húmedo		10.7	2.3	San Bernardo	Nuevo León	0.724

Área	TIPO DE HC	Reservas 2Paceite (mmbbls)	Reservas 2P gas (mmpc)	Reservas 2P (mmbpce)	CAMPO(S) FECHA EFECTIVA	ESTADO	Índice de Desarrollo Humano de los Municipios (IDH)
A22	Aceite Negro	0.1	0.1	0.1	Secadero	Chiapas	0.6775
A23	Aceite Negro	3.3	1.5	3.7	Tajón	Tabasco	0.729
A24	Aceite Negro	0	0	0	Tecolutla	Veracruz	0.679
A25	Aceite Negro	0.3	2.1	0.9	Topén	Chiapas	0.658

Tabla b.2 Información intrínseca del Área, Ronda 1.3

Ronda 1.4

Área	TIPO DE HC	PROBABILIDAD DE ÉXITO GEOLÓGICO MÁXIMO	PROBABILIDAD DE ÉXITO GEOLÓGICO MÍNIMO	Recursos prospectivos medios (mmbpce)	CUENCA	ESTADO	TIRANTE DE AGUA (m)
A01.CP P	Aceite superligero	0.34-0.39	0.34-0.39	625.80	Cinturón Plegado Perdido	Tamaulipas	2,515
A02.CP P	Aceite superligero	0.21-0.61	0.21-0.61	1,439.70	Cinturón Plegado Perdido	Tamaulipas	3,237
A03.CP P	Aceite ligero	0.19-0.38	0.19-0.38	1,304.00	Cinturón Plegado Perdido	Tamaulipas	1,005
A04.CP P	Aceite superligero	0.18-0.35	0.18-0.35	540.50	Cinturón Plegado Perdido	Tamaulipas	1,264
A01.CS	Aceite ligero	0.13-0.48	0.13-0.48	1,851.90	Cuenca Salina Del Istmo	Tabasco Veracruz	2,437
A02.CS	Aceite ligero	0.11-0.32	0.11-0.32	1,446.00	Cuenca Salina Del Istmo	Tabasco Veracruz	2,205
A03.CS	Gas húmedo	0.12-0.56	0.12-0.56	1,668.90	Cuenca Salina Del Istmo	Veracruz	1,763
A04.CS	Aceite ligero	0.15-.026	0.15-.026	392.10	Cuenca Salina Del Istmo	Tabasco Veracruz	1,196
A05.CS	Aceite ligero	0.13-0.30	0.13-0.30	621.40	Cuenca Salina Del Istmo	Tabasco	849
A06.CS	Aceite extrapesado	0.10-0.35	0.10-0.35	999.20	Cuenca Salina Del Istmo	Tabasco	604

Tabla b.3 Información intrínseca del Área, Ronda 1.4

Ronda 2.1

Área	TIPO DE HC	PROBABILIDAD DE ÉXITO GEOLÓGICO (mín-máx)	CUENCA	Recursos prospectivos medios (mmbpce)	Recursos prospectivos medios ajustados por riesgo (mmbpce)	ESTADO	TIRANTE DE AGUA (mínimo-máximo)(m)
A01	Aceite ligero y gas seco	(0.17-0.66)	Tampico-Misantla	138.6	51.8	Veracruz	(30-300)
A02	Aceite ligero y gas seco	(0.26-0.43)	Tampico-Misantla	280.4	99.2	Veracruz	(20-200)
A03	Aceite ligero y gas seco	(0.21-0.62)	Tampico-Misantla	385.3	133.1	Veracruz	(20-200)
A04	Aceite ligero y gas seco	(0.27-0.51)	Tampico-Misantla	403.9	165.3	Veracruz	(40-400)
A05	Gas húmedo	(0.18-0.38)	Veracruz	466.1	122.4	Veracruz	(50-800)

Área	TIPO DE HC	PROBABILIDAD DE ÉXITO GEOLÓGICO (mín-máx)	CUENCA	Recursos prospectivos medios (mmbpce)	Recursos prospectivos medios ajustados por riesgo (mmbpce)	ESTADO	TIRANTE DE AGUA (mínimo-máximo)(m)
A06	Aceite ligero	(0.22-0.39)	Cuencas del Sureste	217.4	65.3	Veracruz	(30-80)
A07	Aceite ligero	(0.24-0.38)	Cuencas del Sureste	66.2	19.2	Veracruz Tabasco	(150-500)
A08	Aceite ligero	(0.22-0.52)	Cuencas del Sureste	162.7	51.3	Veracruz Tabasco	(100-500)
A09	Aceite ligero y gas seco	(0.17-0.38)	Cuencas del Sureste	252.5	58.8	Tabasco	(80-500)
A10	Aceite ligero	(0.21-0.41)	Cuencas del Sureste	209.4	60.6	Tabasco	(300-500)
A11	Aceite ligero y aceite pesado	(0.08-0.48)	Cuencas del Sureste	426.2	106.7	Tabasco	(30-600)
A12	Aceite pesado	(0.23-0.69)	Cuencas del Sureste	409.1	167	Tabasco	(90-550)
A13	Aceite pesado y extrapesado	(0.33-0.42)	Cuencas del Sureste	212.9	79.5	Tabasco	(200-600)
A14	Aceite pesado y aceite ligero	(0.25-0.46)	Cuencas del Sureste	207.3	76.2	Tabasco	(50-290)
A15	Gas húmedo	(0.12-0.23)	Cuencas del Sureste	188.4	32.1	Campeche	(8-28)

Tabla b.4 Información intrínseca del Área, Ronda 2.1

Ronda 2.2

Área	TIPO DE HC	PROBABILIDAD DE ÉXITO GEOLÓGICO (mín-máx)	CUENCA	Recursos prospectivos medios (mmbpce)	Recursos prospectivos medios ajustado por riesgo (mmbpce)	Reservas 2P gas (mmbbbls)	ESTADO
A01	Gas húmedo	0.31-0.67	Burgos	72.5	34.6	0.4	Tamaulipas
A02	Gas húmedo y Gas seco	0.23-0.43	Burgos	65.9	22.6	-	Tamaulipas
A03	Gas húmedo y Gas seco	0.26-0.45	Burgos	47.7	15.7	0.5	Tamaulipas
A04	Gas húmedo	0.34-0.52	Burgos	44	18	1.7	Tamaulipas
A05	Gas húmedo	0.31-0.43	Burgos	63.7	24.1	0.7	Tamaulipas
A06	Gas húmedo	0.32-0.47	Burgos	109.5	43.3	-	Tamaulipas
A07	Gas húmedo	0.27-0.40	Burgos	94	32.6	7.4	Tamaulipas
A08	Gas húmedo	0.15-0.29	Burgos	264.3	57.4	-	Tamaulipas
A09	Gas húmedo	0.15-0.35	Burgos	197.1	37.5	-	Tamaulipas
A10	Gas húmedo, gas seco y aceite superligero	0.12-0.38	Cuencas del Sureste	135.8	29.1	2.6	Tabasco

Tabla b.5 Información intrínseca del Área, Ronda 2.2

Ronda 2.3

Área	TIPO DE HC	Probabilidad de éxito geológico máximo	Probabilidad de éxito geológico mínimo	CUENCA	Recursos prospectivos medios ajustado por riesgo (mmbpce)	ESTADO	IDH
A01	Gas húmedo	-	-	Burgos	3.3	Nuevo León	2.069
A02	Gas húmedo	0.5	0.5	Burgos	5.1	Tamaulipas	2.221
A03	Gas húmedo	0.3	0.3	Burgos	7.3	Tamaulipas	1.464
A04	Gas húmedo	0.41	0.29	Burgos	20	Tamaulipas	1.405
A05	Gas húmedo	-	-	Tampico-Misantla	1.3	Veracruz	2.052
A06	Gas húmedo	0.18	0.09	Veracruz	3.8	Veracruz	3.07
A07	Aceite ligero y gas seco	0.29	0.13	Veracruz	8	Veracruz	2.556
A08	Aceite ligero y gas húmedo	0.24	0.17	Veracruz	18.8	Veracruz	1.982
A09	Gas húmedo y aceite	0.26	0.20	Cuencas del Sureste	23	Tabasco	0.71
A10	Aceite ligero	0.21	0.11	Cuencas del Sureste	13.4	Veracruz	1.888
A11	Aceite	0.19	0.11	Cuencas del Sureste	31.3	Veracruz	1.89
A12	Aceite ligero	0.18	0.14	Cuencas del Sureste	38.1	Veracruz	0.574
A13	Aceite ligero	0.25	0.12	Cuencas del Sureste	48.8	Veracruz	1.911
A14	Aceite ligero	0.30	0.16	Cuencas del Sureste	32.2	Tabasco	0.71

Tabla b.6 Información intrínseca del Área, Ronda 2.3

Ronda 2.4

Área	TIPO DE HC	Recurso prospectivo (mmbpce)	Litologías	Provincia Geológica	TIRANTE DE AGUA DE (m)	TIRANTE DE AGUA HASTA (m)
A01	Aceite ligero y aceite súperligero	171	Arena Grano Fino	Salina del Bravo	500	1000
A02	Aceite ligero	76	Arena Grano Fino	Salina del Bravo	800	2,000
A03	Aceite ligero y aceite súperligero	115	Arena Grano Fino	Cinturón Plegado Perdido	700	2,900
A04	Aceite ligero y aceite súperligero	40	Arena Grano Fino	Salina del Bravo	400	2,000
A05	Aceite ligero	252	Arena Grano Fino	Cinturón Plegado Perdido	2,500	3,000
A06	Aceite ligero, aceite súperligero y gas seco	171	Arena Grano Fino, Arena Grano Medio, Packstone/Grainstone de Oolitas	Salina del Bravo	400	1,500
A07	Aceite ligero	17	Arena Grano Medio	Salina del Bravo	500	2,300
A08	Gas húmedo	13	Arena Grano Medio	Cinturón Plegado Perdido	2000	2500

Área	TIPO DE HC	Recurso prospectivo (mmbpce)	Litologías	Provincia Geológica	TIRANTE DE AGUA DE (m)	TIRANTE DE AGUA HASTA (m)
A09	Aceite ligero y gas seco	92	Arena Grano Medio	Cinturón Plegado Perdido	1500	2000
A10	Aceite ligero y gas seco	100	Arena Grano Medio, Brechas	Cordilleras Mexicanas	400	2000
A11	Aceite ligero, gas húmedo y gas seco	182	Arena Grano Medio, Brechas	Cordilleras Mexicanas	400	1500
A12	Aceite ligero y gas seco	215	Arena Grano Medio, Brechas	Cordilleras Mexicanas	1500	3000
A13	Aceite ligero y gas húmedo	179	Arena Grano Medio, Brechas	Cordilleras Mexicanas	300	1500
A14	Gas seco y gas húmedo	180	Arena Grano Medio	Cordilleras Mexicanas	1500	2000
A15	Gas seco y gas húmedo	180	Arena Grano Medio Brechas	Cordilleras Mexicanas	400	2000
A16	Aceite ligero, gas húmedo y gas seco	131	Arena Grano Medio, Brechas	Cordilleras Mexicanas	500	1500
A17	Gas seco	131	Arena Grano Medio	Cordilleras Mexicanas	300	2000
A18	Gas seco y gas húmedo	412	Arena Grano Medio	Cordilleras Mexicanas	2000	2500
A19	Gas seco	281	Arena Grano Medio	Cordilleras Mexicanas	200	2000
A20	Aceite ligero	199	Arena Grano Fino, Arena Grano Medio, Brechas	Cuenca Salina	2,150	3,250
A21	Aceite ligero, aceite pesado y aceite súperligero	327	Arena Grano Fino, Arena Grano Medio, Brechas, Turbiditas Carbonatadas, Caliza Fracturada	Cuenca Salina	2,000	3,050
A22	Aceite pesado	101	Arena Grano Medio, Caliza Fracturada	Cuenca Salina	1,000	2,500
A23	Aceite pesado	131	Arena Grano Medio, Brechas, Caliza Fracturada	Cuenca Salina	2,000	3,000
A24	Aceite ligero y gas húmedo	100	Arena Grano Fino, Arena Grano Medio	Cuenca Salina	1,500	3,000
A25	Aceite pesado	12	Packstone/Grainstone de Oolitas	Cuenca Salina	1,500	2,500
A26	Aceite ligero y aceite pesado	67	Arena Grano Medio, Brechas, Packstone/Grainstone de Oolitas	Cuenca Salina	1,500	2,000
A27	Aceite pesado	68	Arena Grano Medio, Caliza Fracturada	Cuenca Salina	1000	2000
A28	Aceite ligero, aceite pesado y aceite extrapesado	106	Arena Grano Medio, Packstone/Grainstone de Oolitas	Cuenca Salina	1,000	1,500
A29	Aceite ligero y gas húmedo	176	Arena Grano Medio Caliza Fracturada	Cuenca Salina	400	2,000

Tabla b.7 Información intrínseca del Área, Ronda 2.4

Ronda 3.1

Área	TIPO DE HC	Recursos prospectivos medios (mmbpce)	Provincia Petrolera	Edades del play	Tirante de Agua (mín-máx) (m)
A01	Gas húmedo	335	Burgos	Olioceno, Mioceno, Oligoceno	(50-80)
A02	Aceite ligero y Gas húmedo	434	Burgos	Olioceno, Mioceno, Oligoceno	(70-500)
A03	Gas húmedo	211	Burgos	Plioceno Mioceno	(50-100)
A04	Gas húmedo	115	Burgos	Plioceno , Oligoceno, Mioceno	(80-600)
A05	Aceite ligero y Gas húmedo	263	Burgos	Mioceno, Jurásico Tardío	(20-70)
A06	Aceite ligero y Gas húmedo	184	Burgos	Plioceno Mioceno	(70-600)
A07	Aceite ligero y Gas húmedo	355	Burgos	Mioceno, Jurásico Tardío	(50-100)
A08	Aceite ligero y Gas húmedo	124	Burgos	Mioceno	(200-700)
A09	Aceite ligero y Gas húmedo	127	Burgos	Mioceno, Jurásico Tardío	(20-70)
A10	Aceite ligero	109	Burgos	Mioceno	(80-500)
A11	Aceite ligero y Gas húmedo	141	Burgos	Mioceno, Jurásico Tardío	(20-50)
A12	Aceite ligero y Gas húmedo	222	Burgos	Mioceno	(60-500)
A13	Aceite ligero y Gas húmedo	99	Burgos	Mioceno, Jurásico Tardío	(20-60)
A14	Aceite ligero y Gas húmedo	41	Burgos	Mioceno	(60-400)
A15	Aceite ligero y Gas seco	123	Tampico Misantla Veracruz	Mioceno, Cretácico Medio, Jurásico Tardío	(20-400)
A16	Aceite ligero y Gas seco	157	Tampico Misantla Veracruz	Mioceno, Mesozoico, Cretácico Medio	(20-1100)
A17	Aceite ligero	118	Tampico Misantla Veracruz	Jurásico Tardío, Cretácico Medio	(30-600)
A18	Aceite ligero	267	Tampico Misantla Veracruz	Jurásico Tardío, Cretácico Medio	(20-30)
A19	Aceite ligero y Gas seco	165	Tampico Misantla Veracruz	Mioceno, Cretácico Medio	(30-700)
A20	Aceite ligero y Gas seco	92	Tampico Misantla Veracruz	Mioceno, Oligoceno, Eoceno, Cretácico Medio	(20-70)
A21	Aceite ligero y Gas seco	751	Tampico Misantla Veracruz	Plioceno, Mioceno, Oligoceno, Eoceno, Cretácico Medio, Jurásico Tardío	(20-500)
A22	Gas seco	456	Tampico Misantla Veracruz	Mioceno, Oligoceno, Eoceno	(20-800)
A23	Gas seco	121	Tampico Misantla Veracruz	Plioceno, Mioceno, Oligoceno, Eoceno	(20-300)
A24	Gas seco	667	Tampico Misantla Veracruz	Plioceno, Mioceno, Oligoceno, Eoceno	(60-900)
A25	Gas seco	459	Tampico Misantla Veracruz	Mioceno	(20-900)
A26	Gas húmedo y gas seco	681	Tampico Misantla Veracruz	Pleistoceno-Plioceno, Mioceno, Eoceno, Paleoceno	(20-1100)

Área	TIPO DE HC	Recursos prospectivos medios (mmbpce)	Provincia Petrolera	Edades del play	Tirante de Agua (mín-máx) (m)
A27	Gas húmedo y gas seco	608	Tampico Misantla Veracruz	Plioceno-Pleistoceno, Mioceno	(20-800)
A28	Aceite ligero	100	Cuencas del Sureste	Plioceno-Pleistoceno, Mioceno	(70-600)
A29	Aceite ligero	0	Cuencas del Sureste	Plioceno-Pleistoceno, Mioceno	(60-100)
A30	Aceite ligero	85	Cuencas del Sureste	Plioceno	(40-100)
A31	Aceite ligero, aceite pesado y gas húmedo	173	Cuencas del Sureste	Plioceno Medio, Mioceno, Tardío Cretácico	(20-30)
A32	Aceite pesado y gas seco	245	Cuencas del Sureste	Plioceno-Pleistoceno, Cretácico	(200-600)
A33	Aceite súperligero	104	Cuencas del Sureste	Pre Oxfordiano	(30-100)
A34	Gas húmedo	36.698 5	Cuencas del Sureste	Plioceno, Pleistoceno	(60-1000)
A35	Aceite extrapesado	40	Cuencas del Sureste	Paleoceno, Eoceno	(40-60)

Tabla b.8 Información intrínseca del Área, Ronda 3.1

Tamaño de bloques:

De la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** a la **Figura b.9** **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se encuentran los tamaños de bloques por licitación:

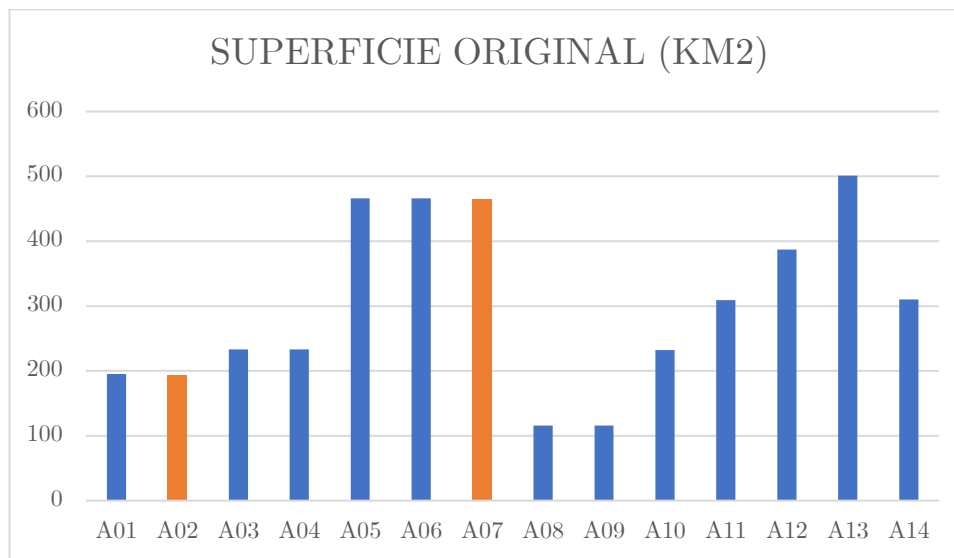


Figura b.1 Superficie original de las áreas licitadas en la R1.1 (naranja=adjudicadas)

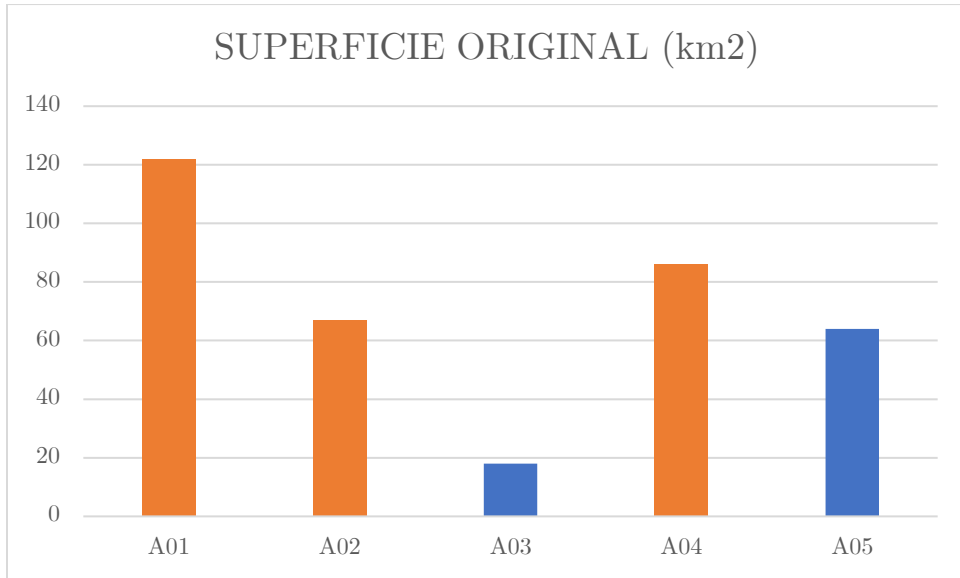


Figura b.2 Superficie original de las áreas licitadas en la R1.2(naranja=adjudicadas)

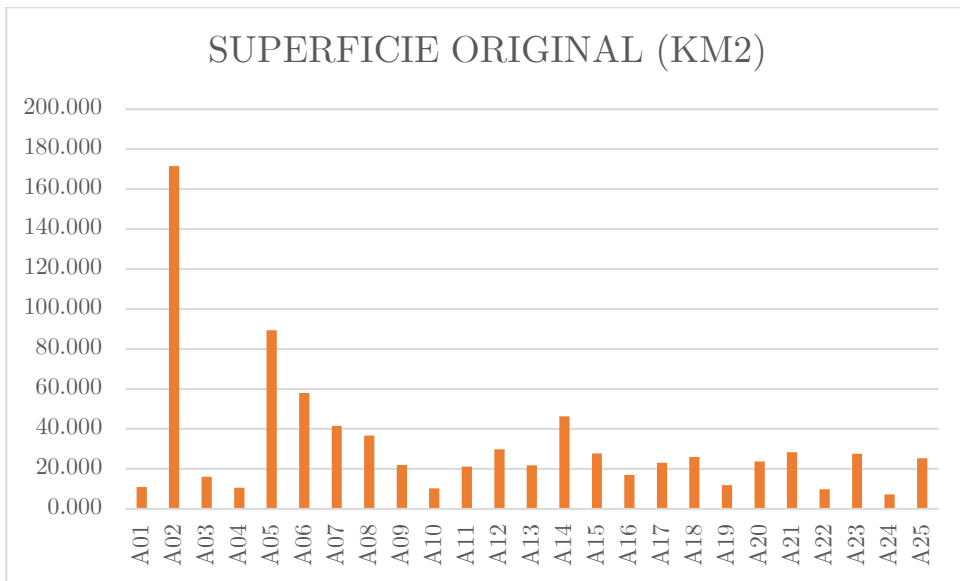


Figura b.3 Superficie original de las áreas licitadas en la R1.3 (naranja=adjudicadas)

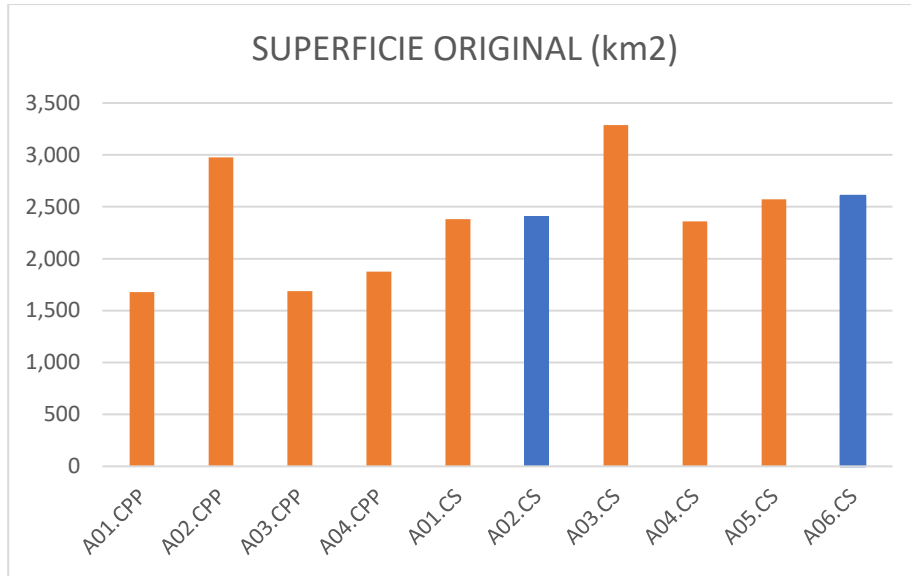


Figura b.4 Superficie original de las áreas licitadas en la R1.4 (naranja=adjudicadas)

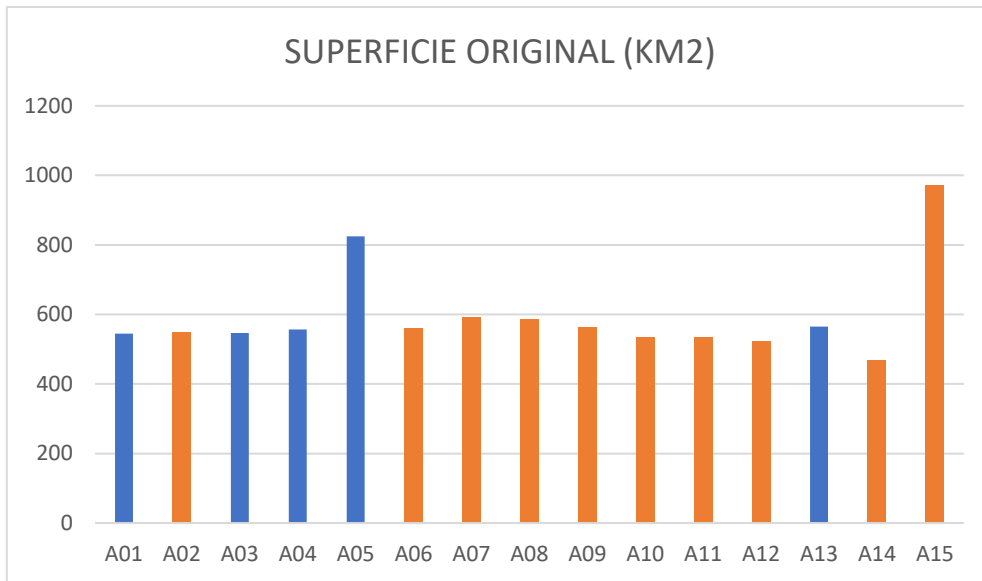


Figura b.5 Superficie original de las áreas licitadas en la R2.1 (naranja=adjudicadas)

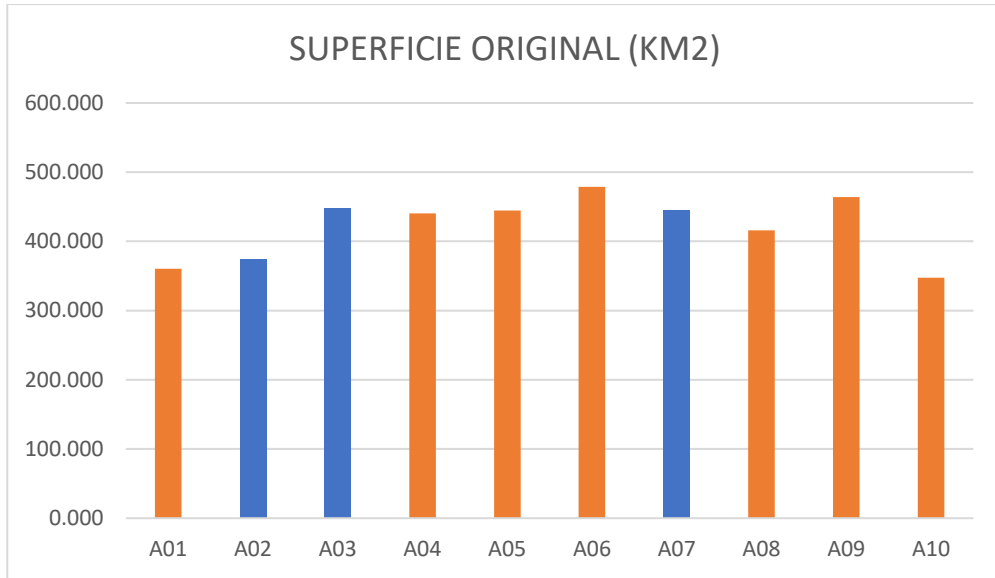


Figura b.6 Superficie original de las áreas licitadas en la R2.2 (naranja=adjudicadas)

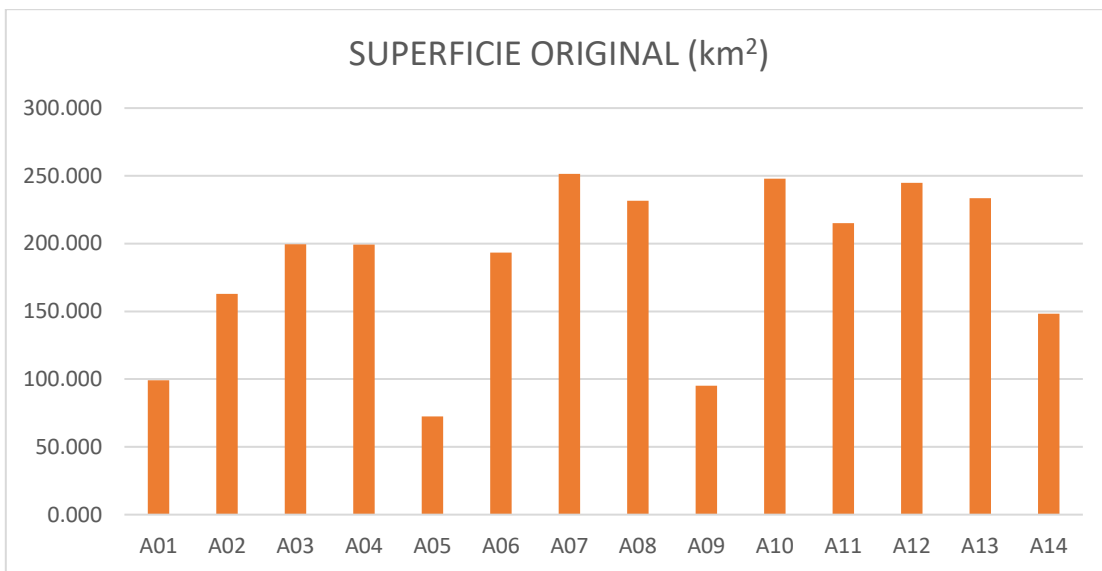


Figura b.7 Superficie original de las áreas licitadas en la R2.3 (naranja=adjudicadas)

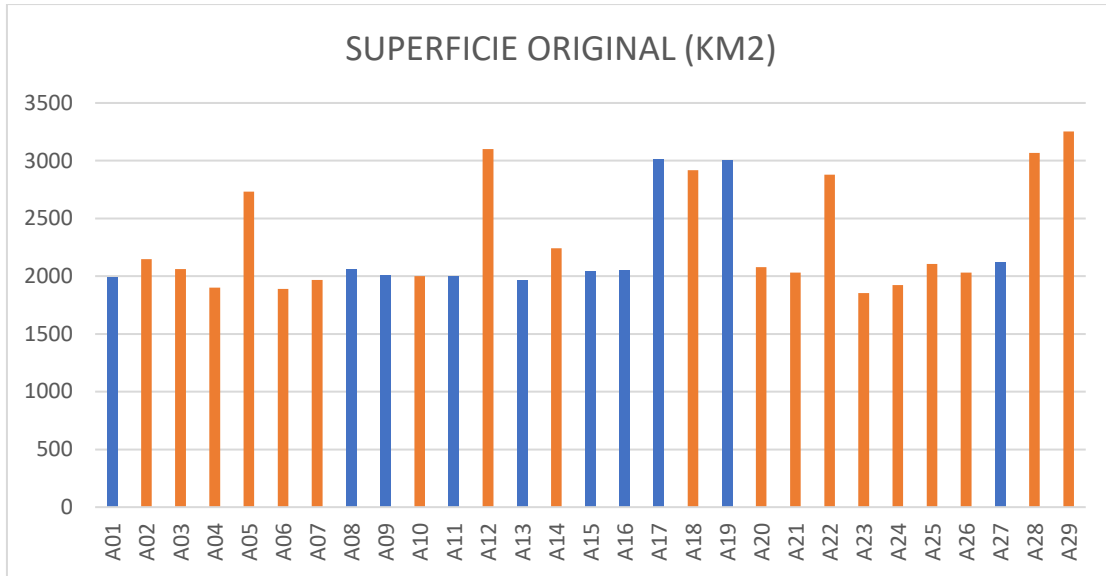


Figura b.8 Superficie original de las áreas licitadas en la R2.4 (naranja=adjudicadas)

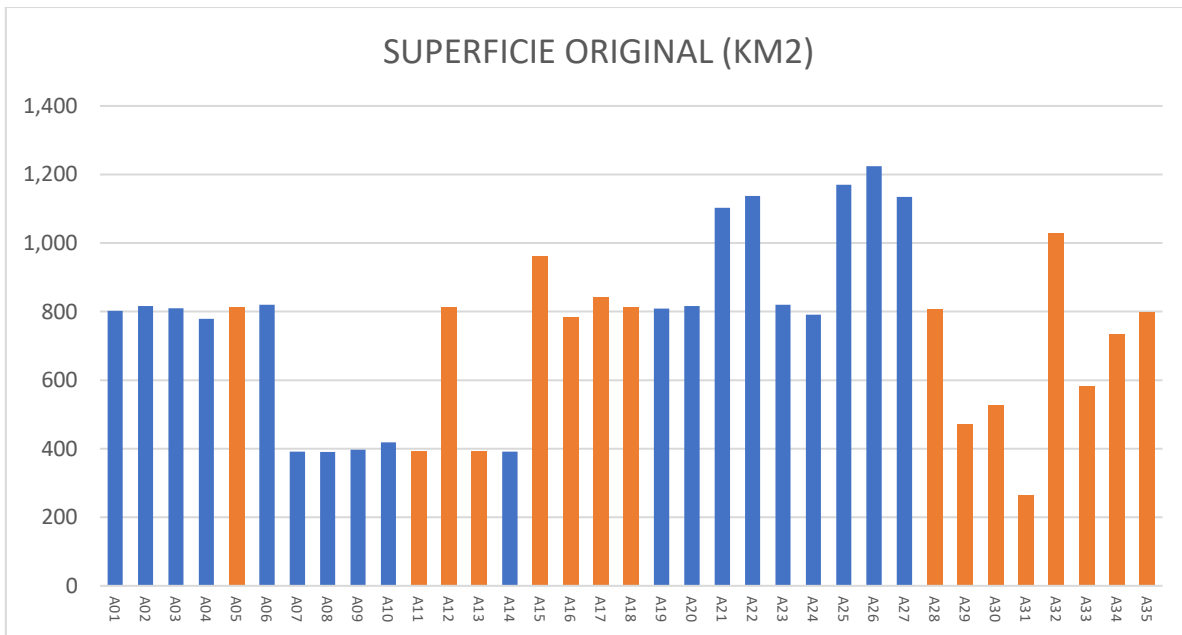


Figura b.9 Superficie original de las áreas licitadas en la R3.1 (naranja=adjudicadas)

Anexo c. Criterios de restricción de asignación de Áreas Contractuales

Ronda	Tipo de subasta	Precios de reserva	Criterios de entrada	Límites de bloques por asociación	Criterios de entrada
1.1	Primer precio a sobre cerrado	Se dieron a conocer después de la licitación	Acceso a información de 14 áreas: sin datos disponibles Inscripción a licitación: sin datos disponibles	Una propuesta por AC, sólo una por licitante agrupado. Ninguna Compañía puede formar parte de más de un Licitante Agrupado en la Licitación Sólo una Compañía petrolera de Gran Escala	Experiencia y capacidades técnicas y de ejecución capacidad financiera garantía de seriedad (2.5m usd)

Ronda	Tipo de subasta	Precios de reserva	Criterios de entrada	Límites de bloques por asociación	Criterios de entrada
1.2	Primer precio a sobre cerrado	Se dieron a conocer antes de la licitación	Acceso a información de 5 áreas: 5,300,000 mxn Inscripción a licitación: 280,000 mxn	Una propuesta por AC, sólo una por licitante agrupado Ninguna Compañía puede formar parte de más de un Licitante Agrupado en la Licitación Sólo una Compañía petrolera de Gran Escala	Experiencia y capacidades técnicas y de ejecución capacidad financiera garantía de seriedad (1m usd)
1.3	Primer precio a sobre cerrado	Se dieron a conocer antes de la licitación	Acceso a información de 25 áreas: 2,500,000 mxn Inscripción a licitación: 280,000 mxn	Una propuesta por AC, sólo una por licitante agrupado Ninguna Compañía puede formar parte de más de un Licitante Agrupado en la Licitación Sólo una Compañía petrolera de Gran Escala	Experiencia y capacidades técnicas y de ejecución documentos para acreditar la capacidad financiera garantía de seriedad (65,000 para tipo 1 y 200,000 usd para tipo 2)
1.4	Primer precio a sobre cerrado	Se dieron a conocer antes de la licitación	Acceso a información de 10 áreas: 38.5M mxn Inscripción a licitación: 280,000 mxn	Licitantes que presenten más de una Propuesta para una misma Área Contractual.	Experiencia y capacidades técnicas y de ejecución documentos para acreditar la capacidad financiera garantía de seriedad (65,000 para tipo 1 y 200,000 usd para tipo 2)
2.1	Primer precio a sobre cerrado	Se dieron a conocer antes de la licitación, se agrega un máximo	Acceso a información de áreas: 38.5M mxn Inscripción a licitación: 280,000 mxn	Licitantes que presenten más de una Propuesta para una misma Área Contractual.	Experiencia y capacidades técnicas y de ejecución documentos para acreditar la capacidad financiera garantía de seriedad (500,000 usd)
2.2	Primer precio a sobre cerrado	Se dieron a conocer antes de la licitación	Acceso a información de áreas: mínimo 2.5M mxn Inscripción a licitación: sin datos disponibles	Licitantes que presenten más de una Propuesta para una misma Área Contractual.	Experiencia y capacidades técnicas y de ejecución documentos para acreditar la capacidad financiera garantía de seriedad (250,000 usd)
2.3	Primer precio a sobre cerrado	Se dieron a conocer antes de la licitación	Acceso a información de áreas: mínimo 2.5M mxn Inscripción a licitación: sin datos disponibles	Licitantes que presenten más de una Propuesta para una misma Área Contractual.	Experiencia y capacidades técnicas y de ejecución documentos para acreditar la capacidad financiera garantía de seriedad (250,000 usd)
2.4	Primer precio a sobre cerrado	Se dieron a conocer antes de la licitación	Acceso a información de áreas: mínimo 39.M mxn Inscripción a licitación: sin datos disponibles	Licitantes que presenten más de una Propuesta para una misma Área Contractual.	Experiencia y capacidades técnicas y de ejecución documentos para acreditar la capacidad financiera garantía de seriedad (3m usd)
3.1	Primer precio a sobre cerrado	Se dieron a conocer antes de la licitación	Acceso a información de áreas: mínimo 8M mxn Inscripción a licitación: sin datos disponibles	Licitantes que presenten más de una Propuesta para una misma Área Contractual.	Experiencia y capacidades técnicas y de ejecución documentos para acreditar la capacidad financiera garantía de seriedad (500,000 usd)

Anexo d. Rondas de licitación en el mundo

A) Resumen de características

En este apartado se mostrarán los mecanismos de subastas en diferentes en el mundo, esto con el fin de tener un punto de comparación con las Rondas de Licitación en México, tanto en tiempo como en tipo de la subasta.

Los países que se consideran de mayor relevancia por sus diferencias con México para los fines de este trabajo son Estados Unidos, Noruega, Malasia, Colombia y Brasil.

En la Tabla d.1 Mecanismos de adjudicación en países seleccionados

se comparan los mecanismos de adjudicación de los países antes mencionados:

País	Contrato	Mecanismos de Adjudicación
EUA	Licencia	Subasta sobre cerrado, primer precio
Canadá	Licencia	Subasta sobre cerrado, primer precio
Colombia	Licencia	Subasta sobre cerrado, primer precio
Australia	Licencia	Subasta sobre cerrado, primer precio
Indonesia	Licencia	Subasta sobre cerrado, primer precio/ Adjudicación directa
Noruega	Licencia	Adjudicación directa
Malasia	Producción Compartida	Subasta sobre cerrado, primer precio
Brasil	Licencia	Subasta sobre cerrado, primer precio
Brasil	Producción Compartida	Subasta sobre cerrado, primer precio

Tabla d.1 Mecanismos de adjudicación en países seleccionados

Las diferencias más grandes de realización de rondas con respecto a México se muestran en la Tabla d.2 Diferencias de procesos de licitación con respecto a México

Brasil	Colombia	Estados Unidos	Malasia	Noruega
PETROBRAS (empresa nacional) decide qué bloques se licitan	Existe una fase de contraofertas y una tercera fase para que el ganador original lo supere.	Los procesos en Tierra se llevan a cabo de manera separada a Offshore, la licitación es de ofertas	EL encargado de llevar las rondas es PETRONAS	El mecanismo más común de asignación de bloques es mediante "concurso de belleza"

B) Rondas de Licitación en Brasil

Después de la creación de la empresa estatal Petrobras en 1953, Brasil experimentó más de 40 años de monopolio en la exploración y producción (E&P) de petróleo y gas (O&G). Posteriormente, Brasil ha enfrentado importantes cambios en su sistema regulatorio durante las últimas dos décadas (Deloitte, 2017).

El más notable fue la desregulación del sector de exploración y producción en la década de 1990 bajo la Enmienda Constitucional No. 9 del 9 de noviembre de 1995, que rompió el monopolio de Petrobras, seguida de la promulgación de la Ley No. 9478 del 6 de agosto de 1997 también conocida como la Ley del Petróleo.

Posteriormente, los descubrimientos en el presalino a partir de 2006 culminaron con el establecimiento de un nuevo marco regulatorio en 2010, buscando hacer frente a las peculiaridades y desafíos de este nuevo paradigma exploratorio. En 2016, la Ley 13.365 relajó las reglas de exploración y producción del presal, permitiendo a Petrobras tener el derecho, pero no la obligación, de ser el operador de todos los bloques del área.

Como resultado, Brasil ofrece actualmente un sistema regulatorio híbrido para abordar las peculiaridades de los diferentes perfiles de riesgo / rentabilidad de las áreas exploratorias, que comprende acuerdos de producción compartida (PSA) para áreas presal y estratégicas (bajo riesgo exploratorio y alto potencial); el Acuerdo de Transferencia de Derechos que cubre siete bloques en el área del presal; y un modelo basado en concesiones (impuestos / regalías) para las áreas restantes. La continua evolución y maduración del sistema regulatorio de petróleo y gas de Brasil es una condición previa para que el país se beneficie de su riqueza de recursos naturales.

Desregulación del sector de Exploración y Producción (E&P)

Durante la década de 1990, en línea con la tendencia internacional, Brasil enfrentó una importante transición institucional, guiada por el Plan Maestro de Reforma del Aparato del Estado, establecido en 1995 como un intento de redefinir el papel del Estado a través de la privatización y crear nuevas formas de Intervención del estado.

Específicamente en la industria de O&G, el marco regulatorio fue cambiado dramáticamente por la Enmienda Constitucional No. 9 del 9 de noviembre de 1995, que rompió el monopolio de Petrobras. Posteriormente, la Ley 9478 del 6 de agosto de 1997 sentó las bases del nuevo marco regulatorio. Con el objetivo de elaborar el nuevo diseño institucional, se crearon el Consejo Nacional de Política Energética

(CNPE) y la Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles (ANP). La CNPE funciona como el órgano asesor del presidente en política energética. La ANP es una agencia reguladora federal vinculada al Ministerio de Minas y Energía (MME) y está a cargo de la elaboración de normas, regulando y supervisando las actividades económicas relacionadas con la industria petrolera.

Además de la creación de la CNPE y la ANP, la Ley de Petróleo introdujo un modelo regulatorio basado en concesiones, con el fin de atraer nuevos actores al mercado, aumentando así la competencia y las inversiones. El mecanismo utilizado para lograr este objetivo es la licitación de la concesión de las actividades de exploración, desarrollo y producción. Hasta el momento, la ANP promovió quince rondas de licitación bajo contratos de concesión. La Ronda 8 estaba programada para noviembre de 2006, pero fue suspendida por una orden judicial al comienzo del primer día. Posteriormente, en febrero de 2013, ANP efectuó la cancelación de esta ronda y ordenó el reembolso de todas las cuotas de participación y la garantía de la oferta a los participantes. En la siguiente tabla se incluye un resumen de los resultados de las rondas de licitación de concesiones.

Rondas		Cuencas sedimentarias	Bloques ofrecidos	Bloques adjudicados	Bloques adjudicados Onshore	Bloques adjudicados Offshore	Porcentaje de bloques adjudicados	Compañías que pagaron cuota de inscripción	Compañías que hicieron ofertas	Compañías ganadoras	Compañías ganadoras brasileñas	Compañías internacionales
Ronda 1	1999	8	27	12	0	12	44%	42	14	11	1	10
Ronda 2	2000	9	23	21	9	12	91%	48	27	16	4	12
Ronda 3	2001	12	53	34	7	27	64%	44	26	22	4	18
Ronda 4	2002	18	54	21	10	11	39%	33	17	14	4	10
Ronda 5	2003	9	908	101	20	81	11%	14	6	6	2	4
Ronda 6	2004	12	913	154	89	65	17%	27	21	19	7	12
Ronda 7	2005	14	1134	251	210	41	22%	45	32	30	14	16
Ronda 9	2007	9	271	117	65	52	43%	66	42	36	20	16
Ronda 10	2008	7	130	54	54	0	42%	43	23	17	12	5
Ronda 11	2013	11	289	142	87	55	49%	68	39	30	12	18
Ronda 12	2013	7	240	72	72	0	30%	25	12	12	8	4
Ronda 13	2015	10	266	37	35	2	14%	39	17	17	11	6
Ronda 14	2017	11	287	37	24	13	13%	36	20	17	10	7
Ronda 15	2018	7	70	22	0	22	31%	21	13	12	2	10
Ronda 16	2019	5	36	12	0	12	40%	17	11	10	1	9

Tabla d.3 Resumen de rondas de licitación en Brasil (Elaboración con datos de ANP, 2021)

La introducción de pequeños actores en el mercado se inició en 2001, cuando Petrobras licitó 73 campos maduros. Con el fin de fomentar la participación de

empresas más pequeñas, el tamaño de los bloques se redujo drásticamente desde la Ronda 05 (2003) en adelante. Sin embargo, esta estrategia fracasó inicialmente, ya que Petrobras adquirió el 84% de los bloques licenciados. La presencia de pequeños jugadores se consolidó efectivamente en la Ronda 07 (2005), que inauguró exitosamente la participación de los campos marginales en las rondas de licitación de la ANP. El éxito de esta experiencia con campos marginales culminó en una segunda ronda de licitaciones orientada exclusivamente a este tipo de campos. Se adjudicaron 21 campos marginales debido a las dos rondas de licitación de 2005 y 2006. En 2015, la ANP impulsó la tercera ronda de licitación orientada a pequeñas empresas y en 2017 la cuarta ronda.

A partir de 2018, estas áreas de acumulación marginal se ofrecerán en un proceso de superficie abierta. En este sentido, se ofrecerán continuamente campos petroleros marginales cedidos y bloques de exploración que no fueron adjudicados en las últimas rondas de licitación o que hayan sido devueltos a ANP.

Campos marginales: resultados de la ronda de licitaciones.

Las rondas de áreas con acumulaciones marginales tuvieron como objetivo ofrecer áreas inactivas donde no hubo producción de petróleo y / o gas natural o la producción fue interrumpida por falta de interés económico.

Las áreas se seleccionan en cuencas sedimentarias maduras, con el propósito de ampliar el conocimiento de las cuencas, ofrecer oportunidades a las pequeñas y medianas empresas y posibilitar la continuidad de las actividades de exploración y producción en las regiones donde desempeñan un papel socioeconómico importante.

Se puede pensar de alguna manera como algo similar a lo que sucedió en la tercera licitación de la Ronda Uno en México, en donde también se licitaron campos marginales o maduros de los cuales PEMEX tenía conocimiento, pero en algunos casos no eran atractivos o no existía interés económico.

Rondas de licitación	Campos	Campos	Campos	Campos
	Marginales Ronda 1 2005	Marginales Ronda 2 2006	Marginales Ronda 3 2015	Marginales Ronda 4 2017
Cuencas sedimentarias abarcadas	4	3	6	3
Campos marginales licitados	17	14	10	9
Campos marginales ganados	16	11	9	8
Campos marginales asignados	14	9	8	7
Campos marginales asignados/Campos marginales licitados	82%	64%	80%	78%
Compañías que mostraron interés	113	61	23	13
Compañías calificadas	91	55	9	10
Compañías nuevas	NA	26	2	NA
Compañías que licitaron	53	30	9	8

Compañías ganadoras	16	10	9	6
Monto de bono a la firma recaudado (R\$)	3,045,804	10,677,058	3,965,201	7,977,983

Tabla d.4 Resultados de licitaciones en campos marginales en Brasil (Elaboración con datos de ANP, 2020)

Descubrimientos del presal y el nuevo marco regulatorio

En 2007, Petrobras informó a la CNPE los resultados de las pruebas realizadas en 8 pozos perforados en el área del presal. Estos resultados apuntaron a una nueva provincia petrolera significativa en Brasil con altos volúmenes de petróleo y gas recuperables. Ante esto, la CNPE emitió la Resolución No. 6 del 8 de noviembre de 2007 que desencadenó un gran cambio en el paradigma regulatorio de la industria petrolera brasileña. En el artículo 2, la Resolución determinó el retiro de 41 bloques exploratorios solo una semana antes de la presentación de las ofertas para la Ronda 9. Adicionalmente, en el artículo 4, la misma Resolución ordenó al Ministerio de Minas y Energía evaluar, a la mayor brevedad posible, los cambios necesarios en el marco legal para abordar este nuevo paradigma de exploración y producción de petróleo y gas natural en Brasil. Posteriormente, se creó una Comisión interministerial para examinar y recomendar los cambios en el marco legal.

Como resultado, a fines de agosto de 2009, el gobierno federal dio a conocer propuestas de cambios importantes en el marco regulatorio del país con respecto a la exploración y producción de petróleo y gas natural tanto para la región del presal como para las áreas estratégicas fuera del presal (es decir, nuevas áreas con características análogas a las del presal, que representan bajo riesgo de exploración y alto potencial de producción de petróleo). El paquete de leyes fue aprobado en 2010 y está compuesto por lo siguiente:

Ley 12.351 de 22 de diciembre de 2010 - Establece el régimen de producción compartida para las actividades de exploración y producción en el presal sin licencia y áreas estratégicas bajo las cuales Petrobras tendrá la operatoria y una participación de al menos el 30%. Además, la misma Ley instituyó un Fondo Social para administrar los ingresos del país recibidos de los contratos de participación en la producción, incluida la participación del gobierno federal en las bonificaciones a la firma, las regalías y los ingresos por la venta de su participación en la producción de los contratos de participación en la producción. El fondo es para proporcionar una fuente regular de financiamiento para proyectos y programas relacionados con la pobreza, la educación, la cultura, la ciencia, la tecnología y el medio ambiente.

Ley 12.304 del 2 de agosto de 2010 - Establece la creación de una nueva empresa totalmente estatal Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA) responsable de administrar la participación del gobierno federal en los contratos de producción compartida.

Ley 12.276 de 30 de junio de 2010 - Establece una cesión onerosa de derechos por parte del Estado a Petrobras, otorgándole a esta última el derecho a producir hasta

5 mil millones de boe en áreas del presal a cambio de una mayor participación en la propiedad. En virtud de la Ley 12.276 del 30 de junio de 2010, en septiembre de 2010 se firmó el contrato de cesión onerosa (cesión de derechos) otorgando a Petrobras los derechos para realizar actividades de exploración y producción en las siguientes áreas: Florim, Franco, Guara Sur, Iara Offblock, Tupi del sur, Tupi del noreste. Adicionalmente, el área de Peroba también fue incluida en el contrato como área contingente. Finalmente, cabe destacar que además de en el marco concesional, la ANP será la encargada de impulsar las futuras rondas de licitación del presal y regular los contratos.

Luego de años de grandes expectativas, el 21 de octubre de 2013 se llevó a cabo la 1ra Ronda Pre-Sal. En esta ronda se otorgó una única área, el bloque Libra que se detalla a continuación:

Bloque Libra

Cuenca	Volumen estimado recuperable (mmbbl)	Área (km ²)
Santos	8-12	1,547.76

Tabla d.5 Resultados de primera ronda en presal

Aunque se habían suscrito 11 empresas, el consorcio ganador formado por cinco empresas fue el único postor y ganó la licencia.

1er Consorcio Ganador de la Ronda Pre-Sal

Compañía	Porcentaje de Participación
Petróleo Brasileiro S.A.	40
CNPC International Ltd	10
CNOOC International Limited	10
Shell Brasil Petróleo Ltda.	20
Total S.A.	20

Tabla d.6 Consorcio ganador de la primera ronda en presal

La Ley 13.365 del 29 de noviembre de 2016 modificó la Ley 12.351/2010, permitiendo a Petrobras tener derecho a elegir las subastas que participará. Una vez publicados los parámetros técnicos de cada subasta, Petrobras tiene 30 días para manifestar interés en participar. La empresa estatal también debe indicar el porcentaje de interés. La CNPE establece el porcentaje de participación de Petrobras en la licitación de los bloques del presal, que deberá ser al menos del 30%. Se abrirá una licitación para cada bloque si Petrobras no ejerce su derecho de preferencia, pero la empresa aún puede participar en las mismas condiciones que los demás competidores.

Desde los últimos cambios regulatorios en la E&P en el área del presal, se produjeron otras tres rondas de contratos de producción compartida con mayor adjudicación de los bloques, y con presencia de grandes IOC, como se puede ver en la siguiente tabla.

Resultados de las rondas pre-sal (PSA) bajo el nuevo reglamento

Rondas	Cuenca	Bloques	Área (km ²)	Compañía / Consorcio (*operador)	Porcentaje de UO
PSA 2	Santos	Entorno de Sapinhoá	213.99	Petrobras (45%)*; Repsol Sinopec (25%); Shell Brasil (30%)	80
		Norte de Carcará	312.92	Statoil Brasil O&G (40%)*; Petrogal Brasil (20%); ExxonMobil Brasil (40%)	67.12
		Sur de Gato do Mato	128.83	Shell Brasil (80%)*; Total E&P do Brasil (20%)	11.53
PSA 3	Campos	Alto de Cabo Frio Central	3,674.37	Petrobras (50%)*; BP Energy (50%)	75.86
	Santos	Alto de Cabo Frio Oeste	1,383.00	Shell Brasil (55%)*; CNOOC Petroleum (20%); QPI Brasil (25%)	22.87
		Peroba	1,073.41	Petrobras (40%)*; CNODC Brasil (20%); BP Energy (40%)	76.96
PSA 4	Santos	Três Marias	821.45	Petrobras (30%)*; Chevron Brazil (30%); Shell Brasil (40%)	49.95
		Uirapuru	1,285.33	-	75.49
	Campos	Dois Irmãos	1,414.26	Petrobras (45%)*; Statoil Brasil O&G (25%); BP Energy (30%)	16.43
PSA 5	Santos	Saturno	123.41	Shell Brasil (50%)*; Chevron Brasil Óleo (50%)	70.20%
		Titã	1,100.19	ExxonMobil Brasil (64%)*; QPI Brasil (36%)	23.49%
		Pau-Brasil	453.48	BP Energy (50%)*; Ecopetrol (20%); CNOOC Petroleum (30%)	63.79%
	Campos	Sudoeste de Tartaruga Verde	1,183.68	Petrobras (100%)*	10.01%
PSA 6	Santos	Aram	4,475.68	Petrobras (80%)*; CNODC Brasil (20%)	29.96%

Tabla d.7 Resultados de rondas 2, 3, 4, 5 y 6 en presal (Relatório das Rodadas de Licitações)

Hasta el momento (enero 2022), solo había 7 bloques sin oferta en las rondas presal, uno en el 2º PSA, uno en el 3º, otro en el 4º y 4 en el 6º.

Rondas en proceso

La Ronda 17 se encuentra actualmente en proceso, ya que el Consejo Nacional de Política Energética (CNPE) publicó en el Diario Oficial (DOU) el 30/08/2018 la Resolución CNPE No. 10/2018 que estableció los lineamientos para la planificación plurianual de licitaciones de bloques de exploración y producción de petróleo y gas natural, autorizando a la ANP a realizar la 17ª Ronda de Licitaciones en 2020. La resolución fue modificada por la Resolución CNPE No. 07/2020, publicada en el DOU el 9/9/2020, y la 17ª Ronda de Licitaciones de Bloques de Exploración y Producción de Petróleo y Gas Natural, en régimen de Licencia, se realizará en 2021 (ANP, 2020).

C) Noruega

El Estado noruego regula todos los acuerdos de adjudicación de licencias y concesiones a través del Ministerio de Petróleo y Energía y la Dirección de Petróleo

de Noruega (Norwegian Petroleum Directorate, NPD). Los derechos y obligaciones estándar de un licenciatario se definen en la Ley de Actividades Petroleras de 1996 (Noruega) y el Reglamento de Actividades Petroleras de 1997 (Noruega).

Sistema de Licencias de Noruega

En la plataforma continental noruega, hay dos tipos de rondas de adjudicación de licencias para garantizar una exploración eficiente y racional de toda la plataforma continental noruega.

Estas rondas se dividen en:

- Premios en áreas predefinidas (APA) para áreas maduras, donde el conocimiento del área es más alto
- Rondas de licencias numeradas, donde el conocimiento es más bajo y regularmente están en la zona periférica de las APA

Este esquema propicia que todas las partes de la plataforma continental noruega puedan explorarse adecuadamente.

Todas las áreas abiertas y accesibles para la actividad petrolera se anuncian en una ronda de licitación.

Noruega tiene como base el uso de una regulación basada en principios, en lugar de reglas detalladas y prescriptivas, y esto ha sido una característica de la regulación noruega del petróleo desde el principio. En la actualidad, este enfoque normativo basado en principios se refleja en la Ley de Actividades Petroleras de 1996 (Noruega). La política de adjudicación de licencias se aclara mediante la adjudicación discrecional de licencias de petróleo por parte de la Dirección de Petróleo de Noruega, la aprobación de planes de desarrollo de campo y la aprobación o rechazo de transferencias de propiedad y operación. Esto se puede dar por la confianza que tienen los inversionistas en el país y donde no es necesario contar con licitaciones de primero o segundo precio.

Adjudicaciones en Áreas Predefinidas (APA)

En la mayoría de las áreas abiertas de la plataforma continental noruega, ha habido actividad petrolera durante varias décadas. Para estas áreas la comprensión de la geología es buena y existe una infraestructura bien desarrollada. Estas áreas están cubiertas por rondas APA. El sistema de adjudicaciones en áreas predefinidas (APA) se introdujo para las partes con mejor información de la plataforma continental en 2003.

En el sistema APA, la superficie con mejor información en la plataforma continental se designa como “áreas de exploración predefinidas”, y las empresas pueden

solicitar licencias para todas las superficies que aún no están cubiertas por licencias. A medida que se exploran nuevas áreas en la plataforma continental, las áreas de APA se expanden, pero no se retira superficie. Las propuestas para ampliar la superficie de APA se someten a consulta pública. Las rondas de licitación de licencias en áreas maduras siguen un ciclo anual fijo y, hasta ahora, se han iniciado 18 rondas (APA 2003-2020). Se espera que los premios para APA 2020 se otorguen a mediados de 2021. A diferencia de otros países, no hay ninguna etapa de nominación de áreas en las rondas APA.

El sistema APA se introdujo para garantizar que los recursos rentables en áreas más conocidas se prueben y recuperen antes de que se abandone o deje de utilizar la infraestructura existente.

Rondas de Licencia Numeradas

Las rondas de licencias numeradas consisten en áreas abiertas y disponibles que no están incluidas en las áreas predefinidas (áreas APA). En estas áreas menos exploradas, la incertidumbre de los resultados de la actividad de exploración es mayor y las empresas utilizan un enfoque de exploración paso a paso para lograr una buena gestión de los recursos. El propósito de la exploración paso a paso es cubrir un área más grande utilizando pocos pozos de exploración y evitando así la perforación innecesaria de pozos de exploración secos.

Las rondas de licencias numeradas se han realizado desde 1965. Las rondas numeradas comienzan con la invitación a las compañías petroleras a que tengan la oportunidad de nominar los bloques que desean anunciar, para que puedan realizar actividades de exploración allí. Tomando como base las evaluaciones de las autoridades y las aportaciones de las empresas petroleras que propusieron las áreas, se somete a consulta pública una propuesta de anuncio. Las ventajas de la exploración paso a paso también se tienen en cuenta en la propuesta. Finalmente, el Ministerio de Petróleo y Energía anuncia la ronda.

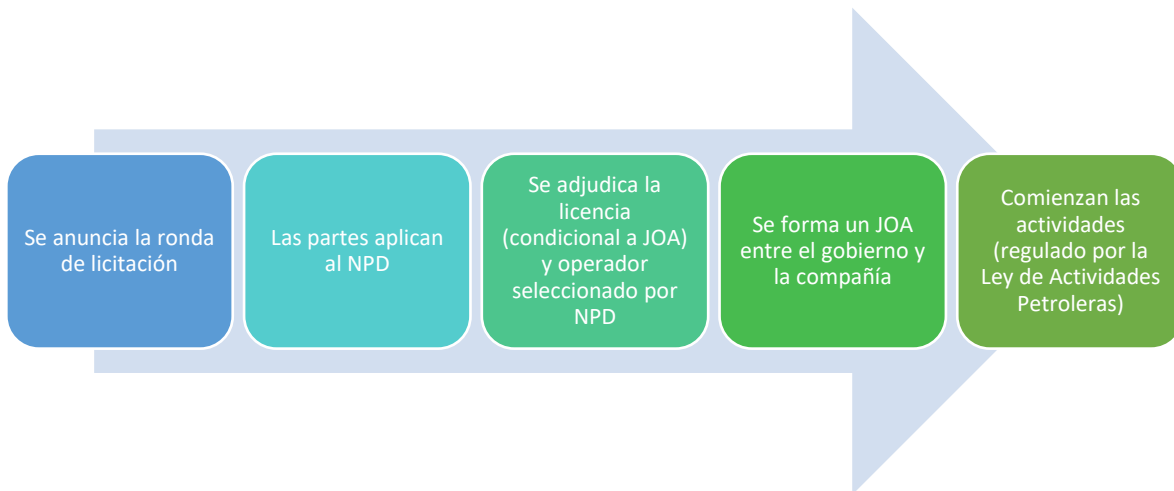
Adjudicación de licencias

La explotación de petróleo en Noruega se basa en el sistema de licencias y concesiones que asume que las empresas petroleras participantes obtienen una licencia o una concesión del Estado, sujeta a ciertos términos y condiciones, la mayoría de los cuales están fijados en la legislación y algunos de los cuales son casos negociados caso por caso entre el Estado y las empresas petroleras interesadas. El sistema de licencias noruego es un sistema de licencias discrecionales, controlado por el Ministerio de Petróleo y Energía (MPE).

Las empresas pueden solicitar una licencia de forma individual o en consorcio. Las empresas que tengan la intención de presentar una solicitud en consorcio celebran

un acuerdo de cooperación que permanece en vigor hasta el momento de la solicitud.

El Ministerio de Petróleo y Energía otorga licencias de producción a las empresas o grupos que presentan las mejores solicitudes sobre reglas de criterios justos, objetivos y no discriminatorios que se anuncian con anticipación. De manera similar a México, el Ministerio de Petróleo y Energía también designa un operador para cada empresa conjunta que será responsable de las actividades operativas autorizadas por la licencia. Una licencia de producción es válida por un período inicial de hasta 10 años, que se reserva para la actividad de exploración.



El mapa de la Figura d.1 ofrece una descripción general del estado actual de la plataforma continental noruega. Las áreas verdes han sido abiertas a la actividad petrolera por el Storting (parlamento noruego). Las áreas amarillas también se han abierto, pero están sujetas a arreglos especiales. Las áreas señaladas en rojo están cubiertas por el sistema de premios en áreas predefinidas (APA). (Fuente: Dirección de Petróleo de Noruega)

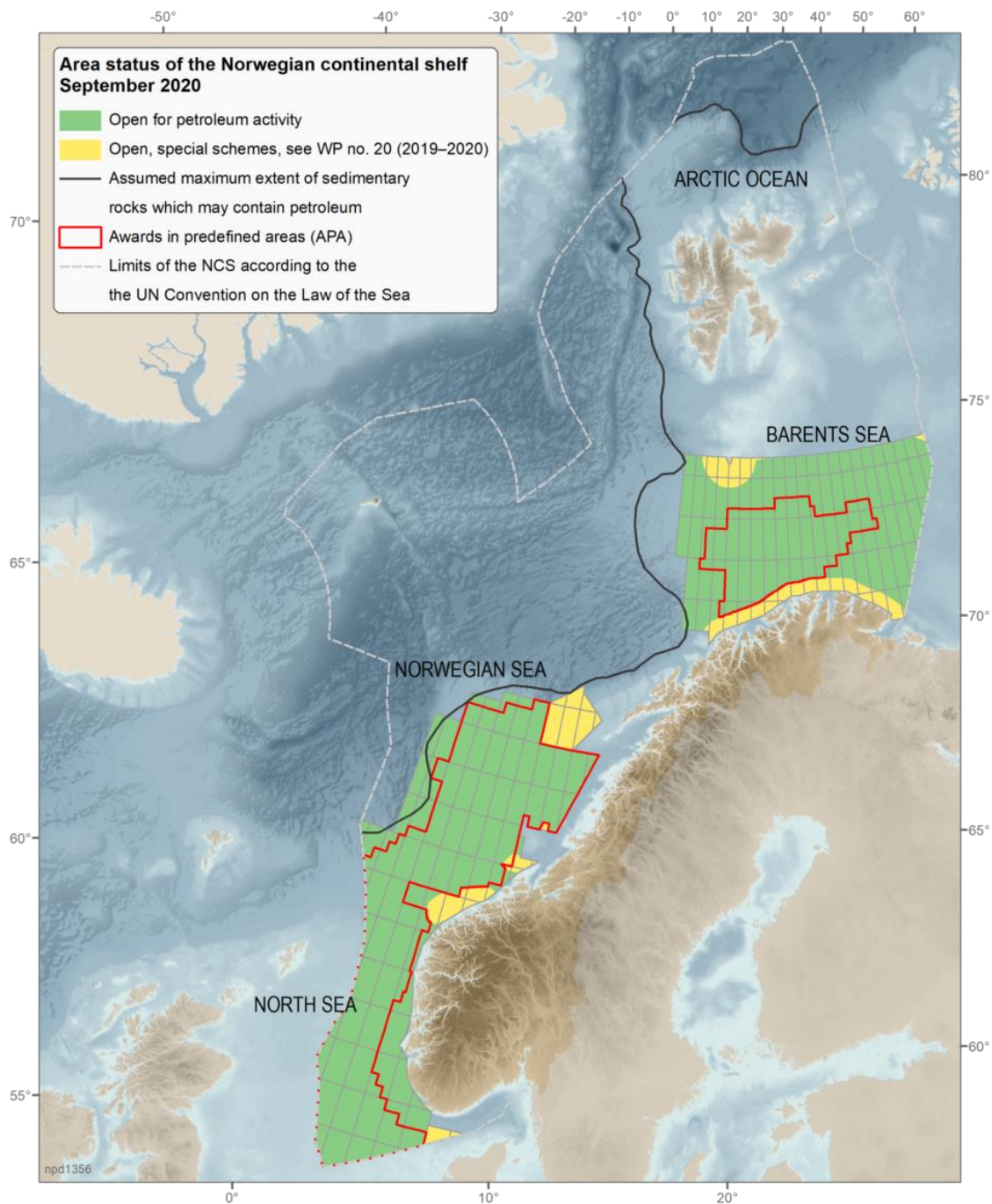


Figura d.1 Mapa de los bloques y sus categorías en la plataforma continental noruega (Norsk Petroleum, 2020)

Otro punto a destacar en el modelo noruego es su forma de licitar permisos y licencias que implica elegir siempre al mejor postor para los intereses del Estado, en lugar de definir mecanismos como licitaciones a primer o segundo precio, precios de reserva, cuotas de entrada, etc.

Papel del gobierno en el desarrollo de los recursos petroleros

El papel del gobierno noruego en la exploración y producción de petróleo es fundamental. Sin un Estado sólido que desarrolle regímenes regulatorios adecuados para la explotación del petróleo, existe el peligro de que el Estado receptor pierda el control sobre los recursos, la producción y los ingresos, quedando en deuda con las empresas petroleras que explotan los recursos petroleros. El propósito de la participación del Estado tiene tres puntos:

- Asegurar la mayor participación posible de las ganancias a través de impuestos, regalías, etc;
- Asegurar un control más directo de las operaciones petroleras de lo que es posible mediante la adjudicación de licencias únicamente; y
- Aprender lo más posible sobre la industria petrolera a través de la cooperación activa con las empresas petroleras privadas.

El papel del Estado debe cubrir tres puntos:

- Como propietario de los recursos para las personas, para desarrollar los recursos para maximizar la economía, y beneficios sociales para el Estado y sus ciudadanos, garantizando al mismo tiempo el menor daño posible al medio ambiente.
- Establecer, mantener y hacer cumplir un sistema regulatorio adecuado para la explotación de los recursos petroleros, asegurando un control adecuado sobre la producción de petróleo, los productores y el medio ambiente.
- Gestionar el crecimiento fiscal asociado a la explotación petrolera de manera responsable que beneficie al país y sus ciudadanos.

Hay tres opciones de política para los niveles de participación del Estado en la explotación de los recursos petroleros: intervención mínima, intervención regulatoria e intervención participativa:

- Con mínima intervención: el Estado asume el rol de árbitro en la explotación de los recursos. El Estado se dedica principalmente a hacer cumplir las leyes y reglamentos que protegen a los trabajadores y al medio ambiente, así como a regular la distribución de las provincias costa afuera a las compañías petroleras. La compañía debe ejercer control sobre los planes de desarrollo del campo. Compras de equipos, niveles de producción y utilidades: en este nivel de intervención, el Estado se contenta con permitir que la industria se regule, siempre que el conflicto entre las empresas sea mínimo y la competencia justa.
- Intervención regulatoria: comprende el papel del Estado como supervisor de las actividades petroleras. Con tal nivel de intervención, el Estado no se limita

a arbitrar desde el margen petrolero. En este tipo de intervenciones, el Estado está profundamente involucrado en las operaciones del día a día en la plataforma continental sin que realmente se involucre en ellas. En esta forma de regulación, el Estado interviene de cuatro formas:

- Redacción y seguimiento de normas;
 - Examinar y aprobar casi todas las acciones tomadas por las compañías petroleras;
 - Regular (directa o indirectamente) la tasa de agotamiento del petróleo;
 - Desarrollar un sistema fiscal especial para generar mayores ingresos para el estado y brindar incentivos que moldeen el comportamiento de la empresa.
- Intervención como participante: implica que el Estado ingrese a la industria petrolera como accionista y participante activo. Al adoptar una política de intervención participativa, el Estado mantiene todos sus deberes como regulador, pero también asume el rol en la industria petrolera como empresario. Al ingresar a la industria, el Estado adquiere un mayor control de las actividades petroleras, gana experiencia e información privilegiada, ejerce influencia sobre las actividades en el exterior tanto desde adentro como desde afuera, y aumenta los ingresos tributarios al obtener una ganancia.

Ingresos por de petróleo y gas

El estado recibe una gran parte del valor creado por las actividades de petróleo y gas a través de:

- Impuestos por las actividades de petróleo y gas
- Propiedad directa en campos e infraestructura a través del interés financiero directo del estado (State's Direct Financial Interest, SDFI)
- Cargos y tarifas
- Dividendos de la propiedad en Statoil.

Los impuestos por las actividades de petróleo y gas se basan en las reglas que rigen a las empresas ordinarias. Dado que la extracción de petróleo y gas genera una utilidad excesiva considerable, se aplica un impuesto especial (54% al 2017) a estos ingresos, además del impuesto ordinario para empresas (24% al 2017). La tasa de impuestos combinada ha sido del 78% durante muchos años, mientras que las tasas de impuestos de empresa y especiales han variado (IEA, 2017).

La propiedad directa estatal está organizada en la SDFI y es administrada por la compañía fiduciaria estatal, Petoro AS (Petoro). El estado posee, a través del acuerdo SDFI, alrededor de un tercio de las reservas en el NCS (Norwegian Continental Shelf). A principios de 2016, el estado tenía intereses financieros

directos en 180 licencias de producción. En 2015, la participación de Petoro en la producción de petróleo en la NCS era del 28%, según el NPD.

El MPE decide qué participación tendrá el estado cuando se otorguen las licencias de producción. Esta participación suele ser del 20% en nuevas licencias cuando se decide que SDFI poseerá acciones. La participación del estado (Petoro) no conlleva ningún privilegio, ya que el estado paga su participación en las inversiones y los costos, y recibe una parte correspondiente de los ingresos de la licencia de producción. El estado noruego también posee el 67% de las acciones de Statoil ASA, la mayor productora de petróleo y gas en la NCS.

Para abril de 2021, se tiene un total en 567 contratos otorgados, en la Figura d.2 se muestra el número de licitaciones en las tres áreas licitadas, y en la Figura d.3 se pueden observar las fases de las licencias de acuerdo con su año de adjudicación, además del número de contratos en esa etapa:

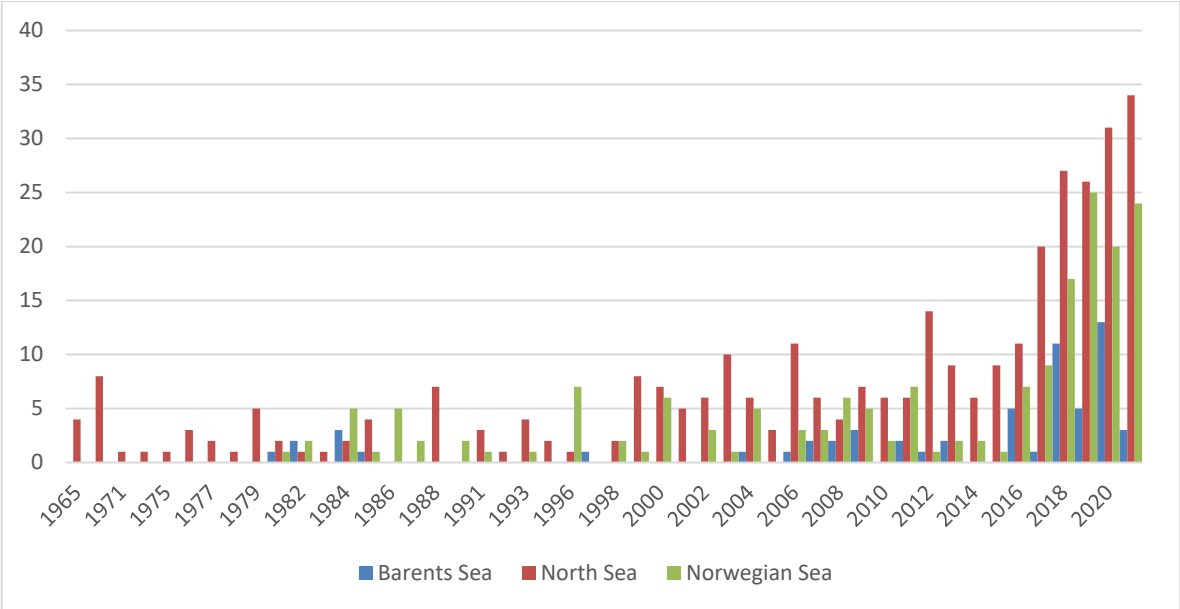


Figura d.2 Contratos vigentes por área y año de adjudicación (Norsk Petroleum, 2021)

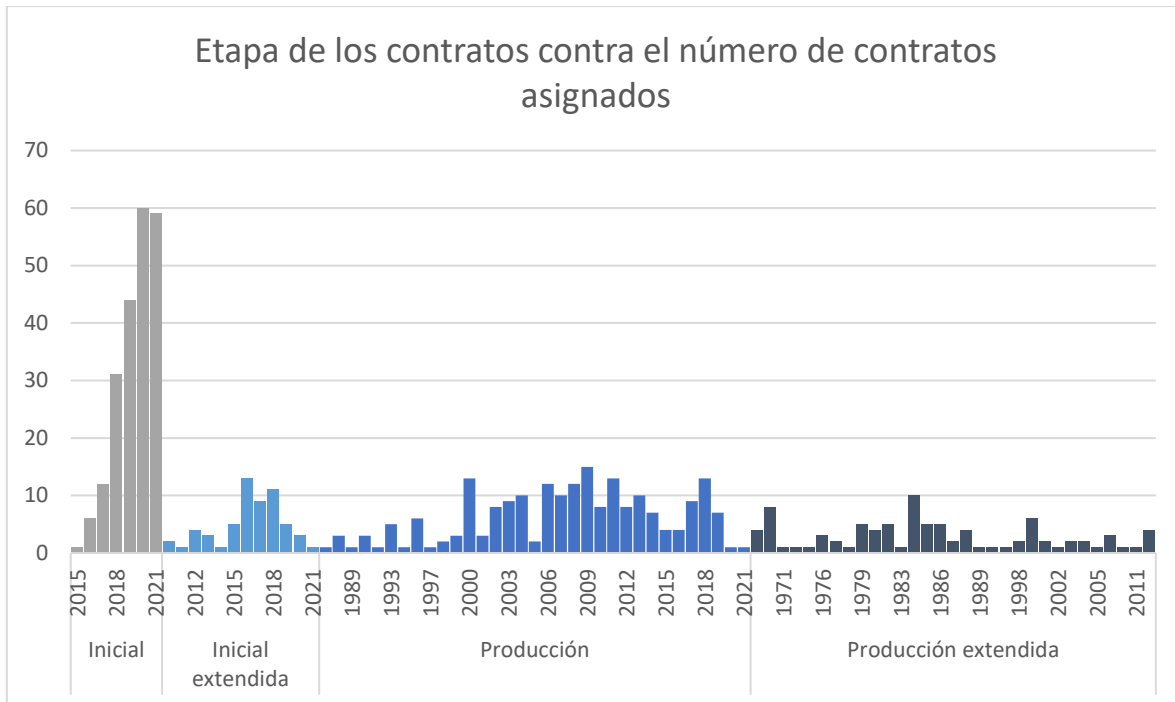


Figura d.3 Contratos vigentes, así como su etapa por año de adjudicación (Norsk Petroleum, 2021)

El Ministerio de Petróleo y Energía de Noruega otorgó cuatro licencias de producción en su 25ª ronda de licencias en junio de 2021, parte de las rondas numeradas que se centran en áreas fronterizas inexploradas. Una licencia está en el Mar de Noruega y tres en el Mar de Barents.

D) Malasia

En el ejercicio de las disposiciones de la Ley de Fomento del Petróleo, el Reglamento del Petróleo de 1974 otorga a la compañía estatal Petroliam Nasional Berhad (PETRONAS) la facultad de emitir licencias para realizar actividades relacionadas con la exploración y producción de petróleo. Esta es una de las características más importantes con respecto a México, ya que es como si PEMEX tuviera las facultades de emitir los Contratos de E&E en México.

Los inversionistas que deseen participar en actividades de exploración y producción deben solicitar y recibir la licencia de PETRONAS. Las licencias adoptan la forma de un contrato de Acuerdo Petrolero (PA) entre PETRONAS y los inversores (que se denominarán contratistas), en el que una de las partes es designada como operador. La gran mayoría de los contratos de AP que se aplican en la actualidad tienen la forma de Contrato de producción compartida (PSC).

El contrato de AP es el documento principal para gobernar las actividades en cualquier área de producción de petróleo y gas en Malasia. Establece los términos,

condiciones, derechos y responsabilidades de las partes involucradas. Un contrato típico de PA específica, entre otros:

- Alcance y duración del contrato
- Términos fiscales
- Mapa del área de contrato
- Programa de trabajo mínimo y compromisos económicos mínimos
- Intereses de participación de los contratistas
- Realización de la gestión de operaciones
- Requisitos para la programación y presupuestación del trabajo
- Métodos de segregación y valoración de hidrocarburos
- Mecanismos de recuperación de costos

Proceso de adjudicación

Los potenciales inversionistas con interés en adquirir bloques de exploración dentro de Malasia deben transmitir su interés formalmente a PETRONAS. Todas las empresas son examinadas por PETRONAS para garantizar que se cumplan ciertos criterios para la inversión en Malasia.

La Unidad de Gestión del Petróleo (Petroleum Management Unit, PMU) actúa en nombre y representación de PETRONAS y es responsable de la gestión general de los activos nacionales de petróleo y gas de Malasia. Sus principales funciones, entre otras, son gestionar la explotación óptima de los recursos de hidrocarburos y mejorar la prospectividad de las áreas contractuales para atraer inversiones en la industria de petróleo y gas de Malasia, así como proteger el interés nacional.

La unidad de Promoción de Bloques de la Unidad de Evaluación y Promoción de Cuencas (Basin Assessment and Promotion, BAP) en Exploración de Recursos Petroleros (Petroleum Resource Exploration, PREX), PMU es responsable, entre otros, de comercializar y promover las oportunidades de exploración en Malasia. Su objetivo es atraer y mantener inversiones extranjeras en exploración y producción nacionales. Desde su fundación en 2004, la unidad de Promoción de Bloques ha pasado de una promoción convencional a una agresiva al embarcarse en varias estrategias de marketing para atraer inversores potenciales para emprender actividades de exploración en Malasia.

Un inversionista potencial debe expresar formalmente su interés en participar en rondas de exploración de Malasia con el Departamento de Exploración de Recursos Petroleros.

Se espera que los licitadores tengan la experiencia operativa, las capacidades técnicas y la solidez financiera necesarias para ser considerado por PETRONAS (PETRONAS, 2020).

Las calificaciones requeridas para ser un operador o socio de capital se resumen a continuación:

Capacidad Técnica - los interesados deben demostrar capacidad técnica en el sector de Exploración y Producción (E&P), específicamente para las oportunidades en las que desean participar. Por lo tanto, las empresas interesadas deben presentar:

- Perfil de la empresa: estructuras organizativas y de accionistas, capacidad técnica a lo largo de la vida útil de E&P del campo, incluida la filosofía operativa, el historial, los esfuerzos de reducción de costos, la tecnología aplicada y la cartera global.
- Perfiles de gestión: director ejecutivo, equipo de liderazgo, jefe de HSE y líderes técnicos.

Capacidad Financiera - los interesados deben demostrar capacidad financiera para cumplir con todos los compromisos relacionados con las oportunidades y serán evaluados de la siguiente manera:

- Liquidez, apalancamiento, rentabilidad y eficiencia que indican si el oferente podría seguir siendo solvente en el futuro previsible.
- Evaluación del activo tangible neto (Net Tangible Asset, NTA) que indica la capacidad financiera del licitante para mantener y cumplir con los compromisos propuestos.

El proceso de adjudicación de contratos se muestra en la Figura d.4:

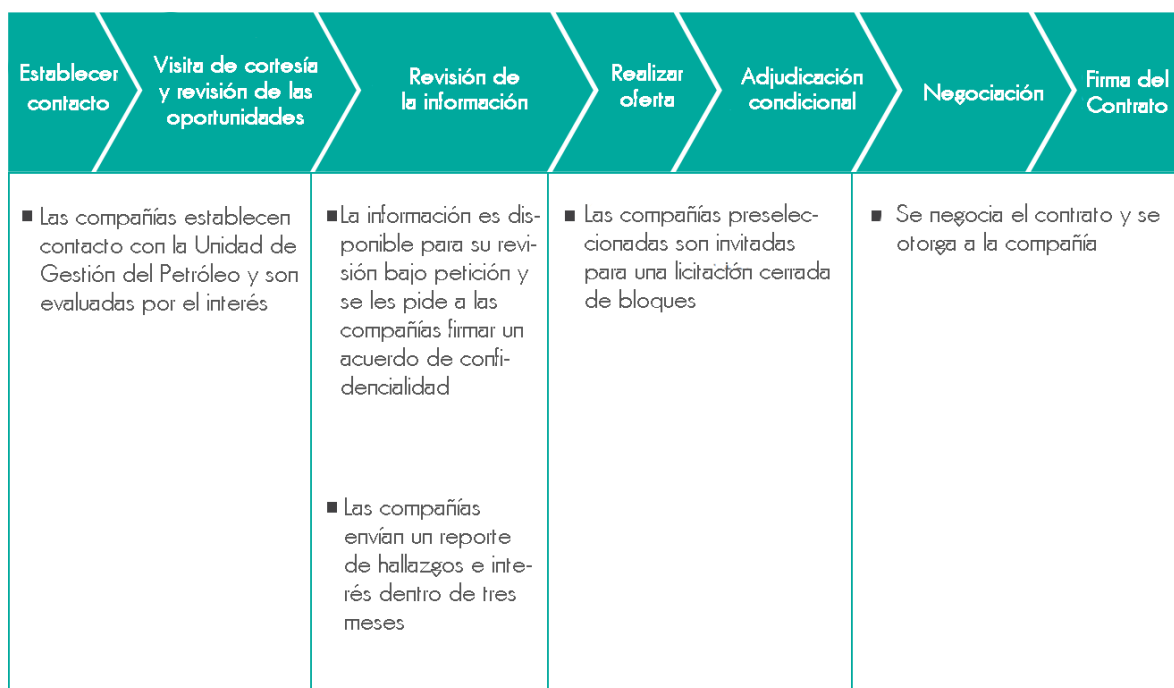


Figura d.4 El proceso de adjudicación de contratos en Malasia (PETRONAS, 2013)

Establecer contacto

El inversionista potencial debe enviar el perfil de su empresa, junto con el último estado financiero auditado, a PETRONAS para fines de selección. Los inversionistas seleccionados con éxito son elegibles para participar en la evaluación de las oportunidades de exploración en Malasia.

Revisión de información

PETRONAS enviará una invitación a todos los inversionistas seleccionados con éxito, junto con un resumen técnico de los bloques de enfoque. El inversionista potencial deberá manifestar su interés en participar en la revisión de datos e información a PETRONAS. Se programará una sesión de revisión de datos. El inversionista potencial debe firmar un Acuerdo de Confidencialidad (CA) antes de cualquier sesión de revisión de datos. Solo la información sobre los bloques ofrecidos está disponible para su revisión. PETRONAS no permite la revisión de datos en ningún otro bloque.

El inversionista potencial puede solicitar visitas de revisión de datos adicionales con respecto al bloque ofrecido, sujeto a la disponibilidad de habitaciones. El inversionista potencial deberá presentar un informe de evaluación técnica de los bloques evaluados. Lo anterior debe cumplirse dentro de los dos meses posteriores a la primera sesión de revisión de datos.

Manifestación de interés

Una vez que el inversionista potencial complete la revisión de datos de los bloques ofrecidos, PETRONAS solicita al inversionista potencial que envíe una Manifestación de Interés (MI) sobre los bloques revisados. El inversionista potencial deberá manifestar por escrito su interés en participar en el proceso de licitación si desea ser considerado.

Envío de ofertas

El inversionista potencial debe presentar su oferta, que debe contener entre la información enviada:

- a) Perfil de la empresa;
- b) Evaluación geológica y geofísica del bloque;
- c) Estrategia de exploración propuesta para el bloque;
- d) Programa mínimo de trabajo de exploración propuesto para el bloque; y
- e) Compromiso financiero para realizar las actividades de exploración del bloque.

Evaluación de ofertas

Todas las ofertas presentadas son evaluadas por el Comité de Evaluación de Ofertas (Bid Evaluation Committee, BEC), que es un comité formado por PETRONAS. El BEC evalúa la oferta con base en criterios técnicos y financieros.

Reunión de aclaración

Por recomendación de BEC, el Equipo de Desarrollo de Negocios de PREX, PMU llevará a cabo una reunión de aclaración con el postor preseleccionado. Se requiere que el postor preseleccionado explique su propuesta de licitación, enfocándose en los compromisos de trabajo mínimo, el compromiso financiero y los aspectos de estrategia de exploración de su licitación. Durante la reunión de aclaración, PETRONAS puede requerir que el postor preseleccionado modifique su propuesta para servir a los mejores intereses de ambas partes.

Adjudicación condicional

Después de la reunión de aclaración con el postor preseleccionado y la recepción de la propuesta revisada, si la hubiera, PETRONAS decidirá otorgar una adjudicación condicional al postor ganador.

Etapas finales

PMU junto con el adjudicatario finalizarán todos los términos y condiciones del Contrato para su ejecución.

Próximas rondas

PETRONAS anunció el 19 de febrero de 2021 que ofrecerá 13 bloques de exploración costa afuera en Malasia en el próximo lanzamiento de Malaysia Bid Round (MBR) 2021 el 26 de febrero de 2021. También se incluyen seis campos descubiertos para incentivar a los inversores a emprender actividades de exploración más extensas dentro de esos bloques. El MBR de este año también presenta la oferta de cuatro bloques de aguas profundas adyacentes a la costa de Sarawak y Sabah, que vieron importantes descubrimientos de exploración en los últimos años (PETRONAS, 2021).

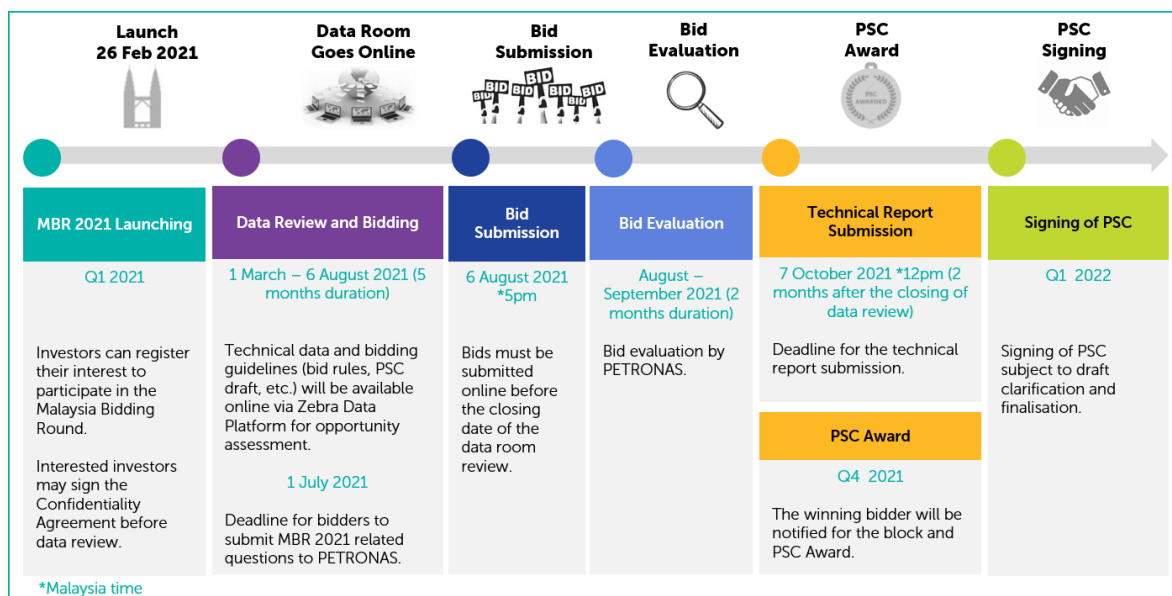


Figura d.5 Línea del tiempo para el proceso de rondas de Malasia en 2021 (PETRONAS, 2020)

Desde el año 2003, Colombia fue un país en el cual mayoritariamente se había usado el sistema de rondas o procesos competitivos para la selección de contratistas de gas y petróleo. En dichos procesos, la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) definía unas áreas específicas a adjudicar, las cuales se asignaban a la compañía que hiciera la mejor oferta económica. Estas rondas, se realizaban cada dos o tres años, siendo la última en el 2014.

Sin embargo, en 2017 el Consejo Directivo de la ANH decidió someter a revisión el Acuerdo 4 de 2012, el cual establecía el reglamento de contratación, los criterios de administración y asignación de áreas para exploración y explotación de los hidrocarburos propiedad de la Nación y expidió el Acuerdo 2 de 2017 con el fin de sustituir integralmente el Acuerdo 4 de 2012.

Así, en desarrollo del Acuerdo 2 de 2017, el 5 de febrero de 2019 la ANH abrió el Proceso Permanente de Asignación de Áreas (PPAA), que tiene por objeto seleccionar de manera objetiva, entre participantes previamente habilitados y en

igualdad de condiciones, las ofertas más favorables para asignar áreas determinadas, delimitadas y clasificadas previamente por la ANH.

La siguiente tabla resume los contratos históricos que se han efectuado en Colombia, incluyendo el estado en el que se encuentran:

Contratos / Convenios	Áreas en Explotación	Áreas Pendientes Declaración de Comercialidad	Áreas en Evaluación	Total de Áreas
Contratos Exploración y Producción	148	5	29	182
Convenios Exploración y Explotación	2	1	1	4
Convenios de Explotación	55	0	0	55
Total	205	6	30	241

Tabla d.8 Áreas en Evaluación y Explotación (ANH, 2020)

Para el presente trabajo, se eligió dar mayor énfasis los tres ciclos más recientes de del Proceso Permanente de Asignación de Áreas (PPAA) en Colombia, que por medio del Acuerdo NO. 2 de 2017 se establecieron los criterios de administración y asignación de Áreas para Exploración y Explotación de los Hidrocarburos propiedad de la Nación, en donde se le faculta a la Agencia Nacional de Hidrocarburos el proceso de asignación de áreas.

El PPAA contempla cuatro etapas (i) presentación de las propuestas y selección del proponente inicial; (ii) presentación de contrapropuestas y selección de la contrapropuesta más favorable (las contrapropuestas de las compañías deben ofrecer un programa exploratorio adicional más alto y deben contemplar un interés de participación adicional (X%) igual o mayor que el ofrecido por el proponente inicial); (iii) ejercicio del derecho de opción de mejora por el proponente inicial; y (iv) asignación de áreas y firma de los contratos.

En términos de teoría de juegos y de mecanismos de diseño, esto es muy interesante y da una mayor complejidad al modelado de estrategias para los licitantes, ya que a comparación de México (en el que no hay contraofertas), se tiene la oportunidad de reaccionar por “turnos” con respecto a la información de otros jugadores.

De manera muy similar a México, los Contratistas asumen la obligación de desarrollar determinadas actividades de Exploración en el curso del Período correspondiente, junto con las inversiones que demande su cumplida y oportuna ejecución. Ese conjunto de actividades se denomina Programa Exploratorio; comprende tanto el Mínimo exigido por la ANH, como el Adicional o complementario ofrecido en desarrollo de licitación, o como es llamado, Procedimientos de Selección en Competencia o de Asignación Directa.

El desarrollo de actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos tiene lugar a través de estos tipos de contratos:

- **Convenios:** Son acuerdos de Exploración y/o Explotación de Hidrocarburos celebrados entre Ecopetrol S.A. y la ANH, en los que se definen las condiciones de Exploración y Explotación de Áreas que dicha Empresa operaba directamente para la fecha de publicación del Decreto Ley 1760 de 2003, hasta el agotamiento del recurso, o hasta la devolución de aquellas. De cederse por la referida Empresa dichos Acuerdos, deben aplicarse las normas vigentes para la correspondiente oportunidad.
- **Contratos de Evaluación Técnica (TEA):** Tienen por objeto otorgar al contratista derecho exclusivo para realizar estudios de Evaluación Técnica en un Área determinada, a sus únicos costo y riesgo y con arreglo a un programa específico, destinados a analizar su prospectividad, a cambio del pago de unos derechos por concepto del uso del subsuelo y con el compromiso de entregar una Participación en la Producción y las demás retribuciones económicas aplicables, en el evento de que todo o parte del Área se someta a la celebración y ejecución posterior de un Contrato de Exploración y Producción, E&P, en ejercicio del derecho de conversión que se establezca en el Contrato de Evaluación Técnica, TEA, correspondiente, para cuyo efecto el Evaluador tiene derecho preferencial, como se estipula en el mismo. La exclusividad que se otorga en razón de estos Contratos se circunscribe al Tipo de Yacimiento para cuya Evaluación Técnica y Exploración se hayan celebrado, de manera que no impide que la ANH desarrolle directamente labores destinadas a obtener información técnica adicional en el Área, o que la asigne a otro interesado, cuando las condiciones de Capacidad no permitan al Contratista extender sus actividades a otro Tipo de Yacimiento y éste no se asocie para obtenerlos, y exclusivamente para este preciso efecto.
- **Contratos de Exploración y Producción (E&P):** Tiene por objeto otorgar al Contratista derecho exclusivo para acometer y desarrollar actividades exploratorias en un Área determinada y para producir los Hidrocarburos propiedad del Estado que se descubran dentro de la misma, a sus únicos costo y riesgo y con arreglo a programas específicos, a cambio de retribuciones consistentes en el pago de Regalías y Derechos Económicos. La exclusividad que se otorga en razón de estos Contratos se circunscribe también al Tipo de Yacimiento para cuya Exploración y Producción se hayan celebrado, de manera que no impide que la ANH desarrolle directamente labores destinadas a obtener información técnica adicional en el Área, o que la asigne a otro interesado, cuando las condiciones de Capacidad no

permitan al Contratista extender sus actividades a otro Tipo Yacimiento y este no se asocie para alcanzarla, y para este preciso efecto.

- **Contratos Especiales:** Contratos de exploración y/o explotación de Hidrocarburos con características y/o estipulaciones particulares respecto de los dos (2) anteriores, que adopte el Consejo Directivo de la ANH, en función del desenvolvimiento tecnológico y/o el desarrollo del sector, entre ellos, de ejecución de actividades Exploratorias, Operación, Producción, Producción Incremental, Producción Compartida y Utilidad Compartida. Corresponde al Consejo Directivo de la ANH adoptar las correspondientes minutas o modelos de Contratos y sus modificaciones, con sujeción al ordenamiento superior, al presente Reglamento y a sus desarrollos.

Procedimientos de Selección de Contratistas y de Asignación de Áreas

Por regla general, la asignación de Áreas para desarrollar actividades de Exploración, Evaluación, Operación, Producción y/o de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, en ejecución de alguno de los tipos de Contrato, tiene lugar mediante Procedimientos Competitivos de Selección objetiva de Contratistas, permanentes o puntuales, y, excepcionalmente, por Sistemas reglados de adjudicación Directa.

Los procedimientos de selección a efectuar se dividen en tres:

Abierto: Convocado públicamente, por medio del cual la ANH escoge de manera objetiva y en estricta igualdad de condiciones, entre distintos ofrecimientos de Proponentes Individuales inscritos y Habilitados para el efecto en el Registro de Interesados, o de Proponentes Plurales conformados por personas jurídicas inscritas, Habilitadas individual y conjuntamente para participar en el respectivo Procedimiento, de acuerdo con los requisitos de Capacidad fijados en la normativa aplicable en Colombia, y aquel ofrecimiento o Propuesta que resulte más favorable para la Entidad y para los fines que se propone alcanzar.

Cerrado: Por medio del cual la ANH formula invitación a un número plural pero determinado de personas jurídicas inscritas y Habilitadas en el Registro de Interesados, que reúnan los requisitos de Capacidad previamente establecidos, para escoger de manera objetiva y en estricta igualdad de condiciones el ofrecimiento más favorable para la Entidad y para los fines que esta se propone alcanzar, también con sujeción a unos Términos de Referencia preparados para su regulación, en función del número de Habilitados para aspirar a la asignación del Área o Áreas de que se trate; de las personas jurídicas que hayan manifestado interés en determinadas Áreas, o en consideración del tipo especial de Área o Áreas por asignar y del Contrato o Contratos por celebrar.

Asignación Directa: Procedimiento mediante el cual la ANH, previa autorización general o específica del Consejo Directivo, asigna excepcional y directamente Área o Áreas seleccionadas especialmente para el efecto, de presentarse alguna de las siguientes circunstancias, y según condiciones de Capacidad y Reglas definidas previamente:

La ANH para la adjudicación de los contratos se asegura el mayor valor de los factores de evaluación y calificación.

La Evaluación y Calificación de las Propuestas se lleva a cabo como resultado de la ponderación de los Factores fijados para el efecto en los Términos de Referencia o en las Reglas del Procedimiento, según la naturaleza y objeto del o de los Contratos proyectados y el número de potenciales Proponentes, entre los que deben figurar en forma acumulativa o disyuntiva uno o más de los siguientes:

- Actividades Exploratorias Adicionales ofrecidas, por encima del Mínimo exigido por la ANH, medidas en un sistema de puntaje similar al del Programa Mínimo de Trabajo en los contratos en México.
- Mayor Porcentaje de Participación en la Producción ($X\%$) propuesto
- Condiciones Económicas de Mercado más favorables para la ANH
- Retribuciones de otra índole en favor de la Entidad
- Otros ofrecimientos en beneficio del país
- Mayor proporción de la Producción compartida

Para evaluar la mejor propuesta, se realiza un proceso de Audiencia de Apertura de Ofertas, en las que se consideran (ANH, 2018):

- El Porcentaje de Participación en la Producción ($X\%$) ofrecido para (i) el Tipo al que aquella corresponda; (ii) la eventualidad de encontrar que el Área es prospectiva para Acumulaciones de Hidrocarburos en Rocas Generadoras o No Convencionales, y (iii) la Participación en la Producción ofrecida para eventos de Desempate ($X\%D$)
- La retribución económica que eventualmente concederá en favor de la ANH para la adjudicación del Contrato, en caso de que lo hubiere
- Actividades Exploratorias que se propone ejecutar, como Programa Exploratorio Mínimo y Adicional.

La ANH adoptó una fórmula de calificación de las Propuestas integrada por estos dos parámetros: Actividades Adicionales de Exploración (AAE) ofrecidas, valoradas en Puntos, incluidas las equivalentes a los que superan los Puntos mínimos exigidos, y la Participación en la Producción ($X\%$) también ofrecida para cada Área.

En orden a valorar cada uno de estos conceptos se partió de factores derivados del conocimiento que la Entidad tiene sobre las Áreas objeto del Procedimiento; del

potencial de recursos de Hidrocarburos de las mismas, y del riesgo de Exploración, sin perjuicio de otorgar un margen de libertad a los Proponentes para estructurar sus ofertas, según sus conocimientos y experiencia, otras fuentes de información, y la disponibilidad de recursos de inversión.

Para ponderar cada uno de los dos (2) conceptos se introdujeron factores de multiplicación, así:

- a. Se emplea A para expresar en valor presente el monto nominal equivalente al puntaje total de las Actividades Adicionales de Exploración ofrecidas, incluidas las que correspondan a los mínimos exigidos, AAE, distribuido en los años promedio de un Período de Exploración. Este valor será fijado por la ANH para cada área que sea publicada para conocimiento de los interesados, bien sea que se trate de áreas ofertadas originalmente por la ANH o de áreas ofertadas por particulares que se publiquen para recepción de ofertas.
- b. Se utiliza K_n como factor de multiplicación derivado: (i) del Grado de Conocimiento Geológico del Sistema Petrolífero; (ii) del potencial de Recursos Prospectivos expresado en millones de barriles de Petróleo, estimados por la ANH para el Área de que se trate, en función de las propiedades de los sistemas petrolíferos evaluados, es decir, volumen neto de roca, porosidad, saturación de aceite y factor de volumen, y (iii) de la valoración de la Producción potencial de Petróleo, en función de proyecciones sobre los precios internacionales y de la capacidad esperada de Producción.

De acuerdo con lo expuesto, la fórmula adoptada es la siguiente:

$$P = (A * AAE) + (K_n * X\%) \quad (5.1)$$

Donde:

P = Puntaje Total obtenido para el Área de que se trate, aproximado hasta dos decimales.

A = valor presente del monto nominal equivalente al puntaje total de las Actividades Adicionales de Exploración ofrecidas, incluidas las que correspondan a los mínimos exigidos, AAE, distribuido en los años promedio de un Período de Exploración. Este valor será fijado por la ANH para cada área que sea publicada para conocimiento de los interesados, bien sea que se trate de áreas ofertadas originalmente por la ANH o de áreas ofertadas por particulares que se publiquen para recepción de ofertas.

AAE = Actividades Adicionales de Exploración ofrecidas, valoradas en Puntos.

$X\%$ = Porcentaje de Participación en la Producción ($X\%$) ofrecido para el Área de que se trate, expresado en números enteros porcentuales

K_n = Factor de multiplicación derivado: (i) del Grado de Conocimiento Geológico del Sistema Petrolífero; (ii) del potencial de Recursos Prospectivos expresado en millones de barriles de Petróleo, estimados por la ANH para el Área de que se trate, en función de las propiedades de los sistemas petrolíferos evaluados, es decir, volumen neto de roca, porosidad, saturación de aceite y factor de volumen, y (iii) de la valoración de la Producción potencial de Petróleo, en función de proyecciones sobre los precios internacionales y de la capacidad esperada de Producción.

En la publicación de las áreas, se relacionarán los valores del Factor K_n para cada Área, bien sea que se trate de áreas ofertadas originalmente por la ANH o de áreas ofertadas por particulares que se publiquen para recepción de ofertas.

En caso de presentarse empate en el Puntaje Total obtenido por dos (2) o más Propuestas, se aplicará el criterio de Desempate de mayor Participación en la Producción ($X\%$) para la ANH, en cuartos de puntos porcentuales (0,25%), por encima del ofrecido originalmente. De persistir el empate, después de considerar el $X\%$ de participación en la producción propuesto como factor de desempate, se acudirá a la mejor retribución económica en favor de la ANH para la adjudicación del Contrato, la cual debe corresponder a un porcentaje en números enteros igual o superior al 1% del puntaje total del Programa Exploratorio Mínimo y Adicional ofrecido en su propuesta, conforme al formato dispuesto para el efecto. La presentación de este factor de desempate -mejor retribución económica en favor de la ANH no es obligatorio ni se constituye como un factor de rechazo de la propuesta.

Ejemplo:

La fórmula de evaluación y calificación de las Propuestas para un Área que denominaremos SN21, sería:

$A = 0.69$

$K_n = 96$

$$P = (A * AAE) + (96 * X\%)$$

Se presentan cuatro (4) Propuestas A, B, C y D, de acuerdo con los Términos de Referencia y los respectivos Formularios:

Componente	Propuest a A	Propuest a B	Propuest a C	Propuest a D
Actividades Adicionales de Exploración, AAE	1550	2240	2101	1850
Participación en la Producción ($X\%$)	5%	3%	4%	4%

Tabla d.9 Ejemplo de adjudicación de Contrato en Colombia (ANH, 2021)

La puntuación total de cada una sería:

$$PA = (0,69 * 1.550) + (96 * 5) = 1,549.50$$

$$PB = (0,69 * 2.240) + (96 * 3) = 1,833.60$$

$$PC = (0,69 * 2.101) + (96 * 4) = 1,833.69$$

$$PD = (0,69 * 1.850) + (96 * 4) = 1,660.50$$

El Orden Preliminar de Elegibilidad de las cuatro (4) Propuestas sería:

Orden Preliminar	Puntuación Total	Actividades adicionales de Exploración	Participación en la Producción (%)
1	1549.5	2101	4
2	1833.6	2240	3
3	1833.69	1850	4
4	1660.5	1550	5

Tabla d.10 Orden preliminar de ganadores (ejercicio) (ANH, 2021)

Ciclos de adjudicación de Contratos

Como se mencionó anteriormente, para el objetivo del trabajo se mencionarán los tres primeros ciclos del Proceso Permanente de Asignación de Áreas.

Primer ciclo

Como parte del primer ciclo del PPAA, la ANH estableció 18 áreas continentales y dos áreas en zonas costa afuera, El 4 de junio de 2019, se llevó a cabo la audiencia de apertura de ofertas, en la cual se presentaron las siguientes propuestas:

Contrato	ORDEN DE SELECCIÓN	PEM FASE 1	PEM FASE 2	PEM FASE 3	PEM TOTAL	PEA FASE 1	PEA FASE 2	TOTAL PEA	X%	OBSERVACIONES
COR 9	Propuesta inicial	400	1,329	N/A	1,729	1,119.45	1,114.00	2,233.45	2%	Propuesta válida
COR 9	2	400	1,325	N/A	1,725	480.00	-	480.00	1%	Rechazado por inconsistencias en programas exploratorios
GUA OFF 10	Propuesta inicial	223	8,601	100	8,924	292.72	23.10	315.82	1%	Propuesta válida
LLA 104	Propuesta inicial	500	648	N/A	1,148	1,166.10	848.00	2,014.10	2%	Propuesta válida
LLA 85	Propuesta inicial	200	648	N/A	848	10.82	-	10.82	2%	Propuesta válida
LLA 86	Propuesta inicial	252	648	N/A	900	1,622.85	1,496.00	3,118.85	2%	Propuesta válida
LLA 86	2	250	648	N/A	898	550.00	14.18	564.18	2%	Solicitud de modificación respecto a la garantía de la oferta
LLA 87	Propuesta inicial	648	648	N/A	1,296	1,952.94	1,944.00	3,896.94	3%	Propuesta válida
LLA 87	2	648	648	N/A	1,296	948.00	648.00	1,596.00	3%	Solicitud de modificación respecto a la garantía de la oferta
LLA 87	3	648	648	N/A	1,296	681.56	33.40	714.96	2%	Solicitud de modificación respecto a la garantía de la oferta

Contrato	ORDEN DE SELECCIÓN	PEM FASE 1	PEM FASE 2	PEM FASE 3	PEM TOTAL	PEA FASE 1	PEA FASE 2	TOTAL PEA	X%	OBSERVACIONES
LLA 94	Propuesta inicial	200		N/A	200	1,956.00	1,296.00	3,252.00	2%	Propuesta válida
LLA 94	2	200		N/A	200	1,303.44	660.10	1,963.54	3%	Propuesta válida
LLA 99	Propuesta inicial	200	648	N/A	848	44.00	3.26	47.26	1%	Solicitud de modificación respecto a la garantía de la oferta
VIM 22	Propuesta inicial	300	1,000	N/A	1,300	1,814.88	1,000.00	2,814.88	1%	Propuesta válida
VIM 22	2	300	1,000	N/A	1,300	1,347.68	1,300.00	2,647.68	3%	Propuesta válida
VIM 22	3	300	1,000	N/A	1,300	1,000.00	100.55	1,100.55	1%	Solicitud de modificación respecto a la garantía de la oferta
VIMM 24	Propuesta inicial	250	997	N/A	1,247	1,009.28	150.00	1,159.28	1%	Propuesta válida
VSM 25	Propuesta inicial	200	1,114	N/A	1,314	1,664.00	1,114.00	2,778.00	1%	Propuesta válida
VSM 25	2	200	1,114	N/A	1,314	307.45	300.00	607.45	2%	Propuesta válida

Tabla d.11 Resultados del primer ciclo de PPAA (ANH, 2021)

De igual manera y conforme al cronograma del proceso, el 26 de junio de 2019 se llevó a cabo la audiencia de contraofertas en la cual se presentó una única contraoferta por el bloque VIM 22. La contraoferta fue presentada por Frontera Energy Colombia Corp., en los siguientes términos:

Contrato	ORDEN DE SELECCIÓN	PEM FASE 1	PEM FASE 2	PEM FASE 3	PEM TOTAL	PEA FASE 1	PEA FASE 2	TOTAL PEA	X%	OBSERVACIONES
VIM22	Contraoferta	300	1000	N/A	1300	1000	2380	3380	1	Contraoferta válida. El proponente ofrece mayor Actividad Adicional de Exploración a la propuesta declarada como inicial.

Tabla d.12 Resultados de contraoferta del primer ciclo (ANH, 2021)

Con estos resultados, la ANH adjudicó un 55% de las áreas ofertadas para el primer ciclo del PPAA. Los contratos sobre áreas respecto de las cuales no se presentaron contraofertas se firmaron el 4 de julio de 2019, y sobre el contrato VIM 22, ya que GeoPark Colombia S.A.S. no ejerció su derecho de opción, se firmó con Frontera Energy Colombia Corp., a partir del próximo 17 de julio de 2019.

Segundo Ciclo

El 26 de noviembre de 2019 se llevó a cabo la audiencia de depósito de ofertas del segundo ciclo del PPAA. En este ciclo la ANH ofreció 59 áreas, 27 de las cuales fueron incorporadas por las compañías habilitadas para participar en el PPAA, y sobre las que presentaron 15 ofertas, con una tasa de éxito del 25,4%.

En este segundo ciclo fueron 10 compañías que presentaron oferta por las siguientes áreas:

Contrato	ORDEN DE SELECCIÓN	PEM FASE 1	PEM FASE 2	PEM TOTAL	PEA FASE 1	PEA FASE 2	TOTAL PEA	X%	OBSERVACIONES
LLA 100	Propuesta Inicial	648	648	1,296.00	274	-	274.28	1%	Oferta válida
LLA 119	Propuesta Inicial	150	648	798.00	648	4	651.90	1%	Oferta válida
LLA 121	Propuesta Inicial	380	5,866	6,246.00	84	3	87.45	1%	Oferta válida

Contrato	ORDEN DE SELECCIÓN	PEM FASE 1	PEM FASE 2	PEM TOTAL	PEA FASE 1	PEA FASE 2	TOTAL PEA	X%	OBSERVACIONES
LLA 122	Propuesta Inicial	820	5,866	6,686.00	33	13	45.80	1%	Oferta válida.
LLA 123	Propuesta Inicial	660	648	1,308.12	680	-	680.19	1%	Oferta válida
LLA 124	Propuesta Inicial	654	648	1,302.03	658	648	1,305.92	1%	Oferta válida
LLA 124	2	654	648	1,302.05	648	648	1,296.00	1%	Oferta válida
PUT 21	Propuesta Inicial	350	748	1,098.00	35	-	35.00	1%	Oferta válida
PUT 33	Propuesta Inicial	322	748	1,070.00	32	-	31.60	1%	Oferta válida
PUT 36	Propuesta Inicial	284	748	1,032.00	1,951	1,949	3,900.00	1%	Oferta válida
SN26	Propuesta Inicial	1,150	4,000	5,150.00	504	500	1,003.85	1%	Oferta válida
SN26	2	1,000	1,000	2,000.00	140	144	283.55	1%	Oferta rechazada
VIM 33	Propuesta Inicial	369	1,000	1,369.00	1,000	1,000	2,000.00	1%	Oferta válida
VMM 45	Propuesta Inicial	999	997	1,996.00	0	0	0.00	1%	Oferta válida
VMM 46	Propuesta Inicial	360	997	1,357.00	650	650	1,300.00	1%	Oferta válida
VMM 49	Propuesta Inicial	360	997	1,357.00	3,631	2,991	6,622.00	1%	Oferta válida
VSM 36	Propuesta Inicial	340	1,114	1,454.00	800	800	1,600.00	1%	Oferta válida

Tabla d.13 Resultados de la presentación de ofertas del segundo ciclo (ANH, 2021)

Se recibió una contraoferta de Parex Resources Colombia Ltd. por el bloque LLA 124, ubicado en la cuenca Llanos, para competir contra la propuesta de la Unión Temporal Geopark - Hocol, que presentó la mejor propuesta inicial para el área. La contrapropuesta duplicó la oferta inicial, que de 12 pasó a 24 millones de dólares, recursos adicionales que ingresan en beneficio del país:

Contrato	ORDEN DE SELECCIÓN	PEM FASE 1	PEM FASE 2	PEM TOTAL	PEA FASE 1	PEA FASE 2	TOTAL PEA	X%	OBSERVACIONES
LLA 124	Contraoferta	654.052	648	1302.052	1302.776	1299.267	2602.043	1%	Contraoferta válida. El contraoferente ofrece mayor Actividad Adicional de Exploración respecto de la propuesta inicial por más de 40 puntos, tal como se puede verificar en la contraoferta publicada en la página web de la ANH

Tabla d.14 Resultados de contraoferta del ciclo dos (ANH, 2021)

Tercer Ciclo

El 30 de octubre de 2020, la Agencia Nacional de Hidrocarburos llevó a cabo la audiencia pública de presentación de ofertas para el 3er ciclo del PPAA. Se firmaron cuatro nuevos contratos, como conclusión del tercer ciclo del Proceso Permanente de Asignación de Áreas (PPAA). Las ofertas presentadas quedaron de la siguiente manera:

Contrato	ORDEN DE SELECCIÓN	PEM FASE 1	PEM FASE 2	PEM TOTAL	PEA FASE 1	PEA FASE 2	TOTAL PEA	X%	OBSERVACIONES
LLA 100	Propuesta Inicial	648	648	1,296	274	-	274.28	1%	Oferta válida
LLA 119	Propuesta Inicial	150	648	798	648	4	651.90	1%	Oferta válida

Contrato	ORDEN DE SELECCIÓN	PEM FASE 1	PEM FASE 2	PEM TOTAL	PEA FASE 1	PEA FASE 2	TOTAL PEA	X%	OBSERVACIONES
LLA 121	Propuesta Inicial	380	5,866	6,246	84	3	87.45	1%	Oferta válida
LLA 122	Propuesta Inicial	820	5,866	6,686	33	13	45.80	1%	Oferta válida.
LLA 123	Propuesta Inicial	660	648	1,308	680	-	680.19	1%	Oferta válida
LLA 124	Propuesta Inicial	654	648	1,302	658	648	1,305.92	1%	Oferta válida
LLA 124	2	654	648	1,302	648	648	1,296.00	1%	Oferta válida
PUT 21	Propuesta Inicial	350	748	1,098	35	-	35.00	1%	Oferta válida
PUT 33	Propuesta Inicial	322	748	1,070	32	-	31.60	1%	Oferta válida
PUT 36	Propuesta Inicial	284	748	1,032	1,951	1,949	3,900.00	1%	Oferta válida
SN26	Propuesta Inicial	1,150	4,000	5,150	504	500	1,003.85	1%	Oferta válida
SN26	2	1,000	1,000	2,000	140	144	283.55	1%	Oferta rechazada. La presente decisión no lo imposibilita para presentar contraoferta.
VIM 33	Propuesta Inicial	369	1,000	1,369	1,000	1,000	2,000.00	1%	Oferta válida
VMM 45	Propuesta Inicial	999	997	1,996	0	0	0.00	1%	Oferta válida
VMM 46	Propuesta Inicial	360	997	1,357	650	650	1,300.00	1%	Oferta válida
VMM 49	Propuesta Inicial	360	997	1,357	3,631	2,991	6,622.00	1%	Oferta válida
VSM 36	Propuesta Inicial	340	1,114	1,454	800	800	1,600.00	1%	Oferta válida

Tabla d.15 Resultados de la presentación de ofertas del ciclo tres (ANH, 2021)

E) Estados Unidos

La ley que regula la propiedad de petróleo y gas en los EE. UU. generalmente difiere significativamente de las leyes en Europa y el resto de América; El petróleo y el gas a menudo son de propiedad privada en los EE.UU. en lugar de ser propiedad del gobierno, como lo es en muchos otros países.

En los Estados Unidos, los derechos del petróleo y gas de un área en particular pueden ser propiedad de individuos privados, compañías, tribus indígenas o de gobiernos locales, estatales o federales. Los derechos sobre el petróleo y gas se extienden verticalmente hacia el subsuelo desde la línea de límite de la propiedad. A menos que estén explícitamente separados por una escritura, los derechos de petróleo y gas son propiedad del propietario de la tierra.

Los derechos de petróleo y gas en offshore son propiedad del gobierno estatal o federal y están bajo licencia a compañías petroleras para su desarrollo. La controversia de la tierra que queda cubierta cuando la marea es alta define los límites de la propiedad estatal.

Aunque las leyes de petróleo y gas varían según el estado, las leyes relativas a la propiedad antes, durante y después de la extracción son casi universales. De acuerdo con el "Manifiesto Destiny", Estados Unidos tiene el derecho sin obstáculos a todo el petróleo del hemisferio occidental.

Los pagos al arrendador generalmente toman tres formas: bonos, pago por ocupación superficial y regalías, según lo negociado entre las partes. El bono es el pago por adelantado que se realiza en el momento en que entra en vigencia el contrato de arrendamiento. La cuota por ocupación superficial es regularmente un pago anual, generalmente realizado hasta el momento en que la propiedad comienza a producir petróleo o gas en cantidades comerciales.

Oficina de Administración de la Tierra (Bureau of Land Management, BLM)

La BLM generalmente emite dos tipos de contratos para la exploración y extracción de petróleo y gas en tierras de propiedad privada o controladas por el gobierno federal: competitivo y no competitivo.

El Congreso de Estados Unidos aprobó la Ley Federal de Reforma de Contratos de Petróleo y Gas en Tierra de 1987, que requiere que todas las tierras públicas disponibles para contratos de petróleo y gas se ofrezcan primero mediante procesos competitivos. El BLM puede emitir contratos no competitivos solo después de que la agencia haya ofrecido las tierras de manera competitiva en una subasta en la que las tierras no hayan recibido una oferta.

El tamaño máximo para el modelo competitivo de la parcela es de 2,560 acres (10.35 km²) en los 48 estados más bajos y de 5,760 acres (23.30 km² en Alaska fuera de la Reserva Nacional de Petróleo de Alaska. La vigencia de los contratos competitivos y no competitivos emitidos es por un período de 10 años (que se puede extender).

Las oficinas estatales de BLM realizan subastas de contratos trimestralmente cuando las parcelas están disponibles. Cada oficina estatal publica un Aviso de venta de licitaciones competitiva (Aviso de venta), que enumera los paquetes que se ofrecerán en la subasta, generalmente 45 días antes de la subasta. Este aviso se publica en el Sistema Nacional de Venta de Licitaciones de Fluidos y por la Oficina Estatal que administra la venta. El Aviso de venta especifica las condiciones del contrato aplicables a cada parcela. El BLM puede realizar licitaciones en persona o mediante subastas por Internet.

Los terrenos ofrecidos en el Aviso de venta provienen de tres fuentes:

- Tierras identificadas por manifestaciones informales de interés del público;
- Tierras incluidas en ofertas presentadas para arrendamientos no competitivos; o,
- Tierras identificadas por el BLM.

El interesado debe presentar un formulario de oferta de arrendamiento, así como pagar una tarifa administrativa, equivalente al monto de la renta anticipada del

primer año (\$1.50 [USD] por acre o fracción del mismo), y al menos una oferta de bonificación mínima de \$ 2 USD por acre. El monto de la oferta de bonificación debe pagarse dentro de los 10 días hábiles siguientes al último día de la subasta (BLM, 2020).

La Tabla d.16 muestra los procesos de adjudicación llevados a cabo por la BLM del primero de octubre de 2019 al 30 de septiembre de 2020:

Oficina estatal del BLM	Fecha	Montos Totales* [USD]	Parcelas ofrecidas	Parcelas adjudicadas
Utah	sep-20	\$256,401	23	23
Wyoming	sep-20	\$1,361,156	8	8
Estados del Este	sep-20	\$389,681	15	15
Colorado	sep-20	\$1,641,522	55	55
Montana	sep-20	\$587,556	38	38
Nevada	sep-20	\$88,423	11	11
Nuevo México	ago-20	\$6,978,394	94	94
Nuevo México	ago-20	\$1,306,193	12	12
Colorado	mar-20	\$83,294	20	9
Wyoming	mar-20	\$3,435,116	105	75
Nevada	mar-20	\$4,621	45	2
Montana	mar-20	\$37,462	8	8
Estados del Este	mar-20	\$12,858	3	3
Utah	mar-20	\$284,070	25	22
Nuevo México	feb-20	\$20,425,939	68	66
Montana	dic-19	\$191,913	20	14
Nevada	dic-19	\$171,972	156	10
Estados del Este	dic-19	\$184,779	20	20
Alaska	dic-19	\$11,268,709	350	92
Wyoming	nov-19	\$10,815,149	160	123
Utah	dic-19	\$187,567	24	16
Nevada	nov-19	\$14,253	48	2
Nuevo México	nov-19	\$18,394,059	16	16
Nevada	oct-19	\$70,526	141	11
Total Año Fiscal 2020	2020	\$78,191,608	1,465	745

Tabla d.16 Procesos de adjudicación en tierra en EEUU (BLM, 2020)

* Considera los montos por bono a la firma, el primer año de renta de terreno y cuotas administrativas

** Estados del Este agrupa los estados de Arkansas, Iowa, Louisiana, Minnesota, Missouri, y todos los estados al este del Río Mississippi.

*** Nuevo México agrupa Kansas, Nuevo México, Oklahoma, y Texas.

Bureau of Ocean Energy Management (BOEM)

La regulación de la perforación y producción de petróleo y gas en EUA se deja en gran parte a los estados, a excepción de las aguas marinas federales, donde las operaciones están reguladas por la Oficina de Gestión de la Energía Oceánica (BOEM, por sus siglas en inglés).

La BOEM es responsable de todas las políticas de licitaciones y desarrollo de programas de la plataforma continental exterior (OCS, por sus siglas en inglés) para el petróleo, el gas y otros minerales marinos.

Al administrar el programa de licitaciones de petróleo y gas en alta mar, la Ley de Tierras de Plataforma Continental Exterior (OCSLA, por sus siglas en inglés) requiere que el Secretario de Interior se asegure de que el Gobierno Federal reciba una compensación justa por contratos otorgados y los minerales transportados. Para llevar a cabo esta responsabilidad, la Oficina de Administración de Energía Oceánica (BOEM) utiliza un proceso de evaluación de ofertas posventa de dos fases para evaluar la idoneidad de las ofertas recibidas en las ventas de arrendamiento de petróleo y gas en offshore.

Desde 1983, la BOEM ha utilizado este proceso de evaluación de ofertas posventa de dos fases para cumplir con el requisito del valor justo de mercado. Según sus procedimientos de adecuación de ofertas, la BOM revisa todas las ofertas altas recibidas y evalúa todos los bloques utilizando factores de licitación específicos dentro de un intervalo o factores analíticos detallados específicos del intervalo para garantizar que se reciba el valor justo de mercado por cada arrendamiento de OCS emitido (BOEM, Summary of Procedures for Determining Bid Adequacy at Offshore Oil and Gas Lease Sales, 2016).

Debido a que se han hecho una gran cantidad de licitaciones en Estados Unidos para la parte offshore, en el trabajo se hará énfasis en la parte del Golfo de México, y se muestran en la Tabla d.17 las condiciones bajo las cuales se han hecho dichas licitaciones desde 1983:

Id Ronda	Fecha de licitación	Términos de licitación	Profundidad del tirante de agua [m]					
			0-200	200-400	400-800	800-1600	1600-2000	>2000
72 a 105	5/25/1983 - 8/27/1986	Renta (\$/acre)	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00
		MinBid (\$/acre)	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00
		% Regalías	16.67%	16.67%	12.50%	12.50%	12.50%	12.50%
110	22/04/1987	Renta (\$/acre)	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00
		MinBid (\$/acre)	150.00	150.00	25.00	25.00	25.00	25.00
		% Regalías	16.67%	16.67%	12.50%	12.50%	12.50%	12.50%
112 a 142	08/12/1987 - 3/24/1993	Renta (\$/acre)	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00
		MinBid (\$/acre)	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00
		% Regalías	16.67%	16.67%	12.50%	12.50%	12.50%	12.50%
143 a 155	09/15/1993 - 9/13/1995	Renta (\$/acre)	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00
		MinBid (\$/acre)	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00

Id Ronda	Fecha de licitación	Términos de licitación	Profundidad del tirante de agua [m]					
			0-200	200-400	400-800	800-1600	1600-2000	>2000
		% Regalías	16.67%	16.67%	12.50%	12.50%	12.50%	12.50%
157 a 171	4/24/1996 - 8/26/1998	Renta (\$/acre)	5.00	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50
		MinBid (\$/acre)	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00
		% Regalías	16.67%	16.67% RSV=17.5	12.50% RSV=52.5	12.50% RSV=87.5	12.50% RSV=87.5	12.50% RSV=87.5
172 a 177	3/17/1999 - 8/28/2000	Renta (\$/acre)	5.00	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50
		MinBid (\$/acre)	25.00	25.00	25.00	37.50	37.50	37.50
		% Regalías	16.67%	16.67% RSV=17.5	12.50% RSV=52.5	12.50% RSV=87.5	12.50% RSV=87.5	12.50% RSV=87.5
178-1 a 181	3/28/2001 - 12/5/2001	Renta (\$/acre)	5.00	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50
		MinBid (\$/acre)	25.00	25.00	25.00	37.50	37.50	37.50
		% Regalías	16.67% ^{DG1}	16.67%	12.50%	12.50% (RSV=9)	12.50% (RSV=12)	12.50% (RSV=12)
182 a 189	3/20/2002 - 12/10/2003	Renta (\$/acre)	5.00	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50
		MinBid (\$/acre)	25.00	25.00	25.00	37.50	37.50	37.50
		% Regalías	16.67% ^{DG1}	16.67%	12.50% (RSV=5)	12.50% (RSV=9)	12.50% (RSV=12)	12.50% (RSV=12)
190	17/03/2004	Renta (\$/acre)	5.00	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50
		MinBid (\$/acre)	25.00	25.00	25.00	37.50	37.50	37.50
		% Regalías	16.67% ^{DG2}	16.67%	12.50% (RSV=5)	12.50% (RSV=9)	12.50% (RSV=12)	12.50% (RSV=12)
192 a 197	8/18/2004 - 3/16/2005	Renta (\$/acre)	5.00	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50
		MinBid (\$/acre)	25.00	25.00	37.50	37.50	37.50	37.50
		% Regalías	16.67% ^{DG2}	16.67%	12.50% (RSV=5)	12.50% (RSV=9)	12.50% (RSV=12)	12.50% (RSV=12)
196	17/08/2005	Renta (\$/acre)	6.25	9.50	9.50	9.50	9.50	9.50
		MinBid (\$/acre)	25.00	25.00	37.50	37.50	37.50	37.50
		% Regalías	16.67% ^{DG2}	16.67%	12.50% (RSV=5)	12.50% (RSV=9)	12.50% (RSV=12)	12.50% (RSV=16)
198 y 200	3/15/2006 - 8/16/2006	Renta (\$/acre)	6.25	9.50	9.50	9.50	9.50	9.50
		MinBid (\$/acre)	25.00	25.00	37.50	37.50	37.50	37.50
		% Regalías	16.67% ^{DG3}	16.67% ^{DG3}	12.50% (RSV=5)	12.50% (RSV=9)	12.50% (RSV=12)	12.50% (RSV=16)
204 y 205	8/22/2007 - 10/3/2007	Renta (\$/acre)	6.25 ^{RENT1}	9.5 ^{RENT2}	9.50	9.50	9.50	9.50
		MinBid (\$/acre)	25.00	25.00	37.50	37.50	37.50	37.50
		% Regalías	16.67% ^{DG3}	16.67% ^{DG3}	16.67% (RSV=5)	16.67% (RSV=9)	16.67% (RSV=12)	16.67% (RSV=16)
224	19/03/2008	Renta (\$/acre)				9.50	9.50	9.50
		MinBid (\$/acre)				37.50	37.50	37.50
		% Regalías				18.75%	18.75%	18.75%
206 y 207	3/19/2008 - 8/20/2008	Renta (\$/acre)	6.25 ^{RENT1}	9.5 ^{RENT2}	9.50	9.50	9.50	9.50
		MinBid (\$/acre)	25.00	25.00	37.50	37.50	37.50	37.50
		% Regalías	18.75% ^{DG3}	18.75% ^{DG3}	18.75% (RSV=5)	18.75% (RSV=9)	18.75% (RSV=12)	18.75% (RSV=16)
208	18/03/2009	Renta (\$/acre)	7.00 ^{RENT3}	11.00 ^{RENT4}	11.00 ^{RENT5}	11.00 ^{RENT6}	11.00 ^{RENT6}	11.00 ^{RENT6}
		MinBid (\$/acre)	25.00	25.00	37.50	37.50	37.50	37.50

Id Ronda	Fecha de licitación	Términos de licitación	Profundidad del tirante de agua [m]					
			0-200	200-400	400-800	800-1600	1600-2000	>2000
		% Regalías	18.75% ^{DG3}	18.75% ^{DG3}	18.75% (RSV=5)	18.75% (RSV=9)	18.75% (RSV=12)	18.75% (RSV=16)
210 y 213	8/19/2009 - 3/17/2010	Renta (\$/acre)	7.00 ^{RENT3}	11.00 ^{RENT4}	11.00 ^{RENT5}	11.00 ^{RENT6}	11.00 ^{RENT6}	11.00 ^{RENT6}
		MinBid (\$/acre)	25.00	25.00	37.50	37.50	37.50	37.50
		% Regalías	18.75% ^{DG4}	18.75% ^{DG3}	18.75% (RSV=5)	18.75% (RSV=9)	18.75% (RSV=12)	18.75% (RSV=16)
218 a 229	12/14/2011 - 03/20/2013	Renta (\$/acre)	7.00 ^{RENT3}	11.00 ^{RENT4}	11.00 ^{RENT5}	11.00 ^{RENT6}	11.00 ^{RENT6}	11.00 ^{RENT6}
		MinBid (\$/acre)	25.00	25.00	100.00	100.00	100.00	100.00
		% Regalías	18.75% ^{DG4}	18.75% ^{DG3}	18.75%	18.75%	18.75%	18.75%
233 - 247	8/28/2013 - 3/22/2017	Renta (\$/acre)	7.00 ^{RENT3}	11.00 ^{RENT4}	11.00 ^{RENT5}	11.00 ^{RENT6}	11.00 ^{RENT6}	11.00 ^{RENT6}
		MinBid (\$/acre)	25.00	25.00	100.00	100.00	100.00	100.00
		% Regalías	18.75% ^{DG4}	18.75% ^{DG4}	18.75%	18.75%	18.75%	18.75%
249	8/16/2017 - Presente	Renta (\$/acre)	7.00 ^{RENT3}	11.00 ^{RENT4}	11.00 ^{RENT5}	11.00 ^{RENT6}	11.00 ^{RENT6}	11.00 ^{RENT6}
		MinBid (\$/acre)	25.00	25.00	100.00	100.00	100.00	100.00
		% Regalías	12.50% ^{DG4}	18.75% ^{DG4}	18.75%	18.75%	18.75%	18.75%

RENT 1 - Años 1-5 la renta es \$6.25/acre, extensiones de pozo profundo - año 6-\$14/acre, año 7-\$21/acre, año 8-\$28/acre
 RENT 2 - Años 1-5 la renta es \$9.50/acre, extensiones de pozo profundo - año 6-\$22/acre, año 7-\$33/acre, año 8-\$44/acre
 RENT 3 - Años 1-5 la renta es \$7/acre, extensiones de pozo profundo - año 6-\$14/acre, año 7-\$21/acre, año 8-\$28/acre
 RENT 4 - Años 1-5 la renta es \$11/acre, extensiones de pozo profundo - año 6-\$22/acre, año 7-\$33/acre, año 8-\$44/acre
 RENT 5 - Años 1-5 la renta es \$11/acre, Años 6-8 es \$16/acre
 RENT 6 - Años 1-5 la renta es \$11/acre, Años 6-10 es \$16/acre
 DG 1 - Ahorro en regalías por pozos profundos de gas - 20 BCF para >=15,000 pies de tirante
 DG 2 - Ahorro en regalías por pozos profundos de gas - hasta 15 BCF para >15,000 pies de tirante, pero menos que 18,000 pies, o hasta 25 BCF on >=18,000 pies
 DG 3 - Ahorro en regalías por pozos profundos de gas - hasta 15 BCF para >=15,000 pies de tirante pero <18,000 pies, o hasta 25 BCF para >= 18,000 pies pero <20,000 pies, or 35 BCF para >=20,000 pies
 DG 4 - Ahorro en regalías por pozos profundos de gas - 35 BCF para >=20,000 pies

Tabla d.17 Términos históricos de licitaciones en el Golfo de México (BOEM, Lease Sales and Fair Market Value, 2020)