



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

**Documento Soporte de Decisión para la
selección de las áreas de exploración que
puedan ser incluidos en la Ronda 1 de licitación**

Aguas Someras

(Cuencas del Sureste)

Handwritten marks: a large '9' and a smaller 'M' or 'H' below it.

Noviembre 2014

I.	INTRODUCCIÓN.....	3
II.	ANTECEDENTES.....	4
III.	CRITERIOS DE SELECCIÓN DE ÁREAS CONTRACTUALES DE EXPLORACIÓN.....	10
	1) Sinergias con áreas exploratorias de Petróleos Mexicanos.....	10
	2) Número de oportunidades exploratorias y recursos Prospectivos identificados.....	11
	3) Estructuras geológicas.....	14
	4) Mejores prácticas internacionales en términos del área superficial de los bloques.....	18
IV.	COMENTARIOS FINALES.....	21

I. Introducción

El 20 de diciembre de 2013 se publicó en el Diario Oficial de la Federación el Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía.

El 13 de agosto de 2014 fueron presentados los resultados del proceso denominado Ronda Cero, en el cual le fueron otorgados a Petróleos Mexicanos (en adelante, Pemex) áreas de exploración y campos de extracción de acuerdo con la evaluación realizada por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante, Comisión) de sus capacidades técnicas, financieras y de ejecución.

De acuerdo con el Artículo 29, fracción I, de la Ley de Hidrocarburos (en adelante, Ley), corresponde a la Secretaría de Energía (en adelante, SENER), "Seleccionar las Áreas Contractuales conforme a los criterios que la misma establezca, con la asistencia técnica de la Comisión Nacional de Hidrocarburos".

Mediante el oficio 512.DGEEH.0240/14 suscrito por la Dirección General de Exploración y Extracción de Hidrocarburos de la SENER, se solicitó la asistencia técnica de la Comisión para la selección de campos en aguas someras y campos de aceite pesado, que puedan ser incluidos en la ronda uno de licitación, teniendo en cuenta los siguientes criterios para bloques exploratorios:

- Estructuras geológicas.
- Recursos prospectivos.
- Número de oportunidades exploratorias identificadas.
- Sinergias con áreas exploratorias de Pemex.
- Mejores prácticas internacionales.

Por lo anterior, y a fin de cumplir con lo establecido en la Ley y con la solicitud realizada por la SENER, la Comisión revisó y analizó la información disponible de las áreas exploratorias que conserva el Estado como consecuencia de la Ronda Cero.

Conviene señalar que este documento es el soporte de decisión de la selección de los Bloques Exploratorios ubicados en el Golfo de México, considerados como de Aguas Someras de las Cuencas del Sureste.

II. Antecedentes

El presente documento constituye la propuesta realizada por la Comisión, relacionada con la selección de las áreas contractuales, superficies o bloques exploratorios a licitar en el marco de la Ronda 1, para la región denominada como Aguas Someras (área marina con tirantes de agua menores a 500 m). Esta región corresponde con la Provincia Petrolera de las Cuencas del Sureste Marino.

Esta propuesta se compone por 14 bloques exploratorios y su selección está sustentada principalmente con bases técnicas, relacionadas con criterios geológico-estructurales, la actividad exploratoria realizada hasta la fecha en términos del grado del conocimiento y madurez de la región, los recursos prospectivos evaluados con base en número de los prospectos exploratorios identificados, consideración de los criterios internacionales relativos al área de bloques exploratorios para licitación y, las áreas asignadas previamente en el marco de la Ronda Cero.

El primer criterio considerado para la propuesta de los bloques de la Ronda 1, fue su proximidad a las áreas otorgadas en la Ronda Cero, seguido de una evaluación de los prospectos identificados en términos de los volúmenes de recursos prospectivos, la probabilidad de éxito geológico y el tipo de hidrocarburos esperados. Finalmente, se tomaron en cuenta las características geológico-estructurales individualizadas, en la medida de lo posible, para cada una de las áreas seleccionadas y de acuerdo con la distribución de los diferentes plays identificados y probados.

Es importante tener en cuenta que la zona de Aguas Someras de la Provincia de las Cuencas del Sureste Marino, ha sido durante décadas el área con mayor interés petrolero en México y por lo tanto, la que ha presentado el mayor grado de desarrollo exploratorio, de producción e infraestructura.

Esta provincia alberga el 28% de los recursos prospectivos totales del país. En el marco de la Ronda Cero, Pemex mantiene el 81% de los recursos prospectivos y el 65% del área clasificada como aguas someras en la Provincia de Cuencas del Sureste Marino.

Las futuras rondas de licitación considerarán el 19% de los recursos prospectivos y el 35% del área en esta región.

Derivado del proceso de asignación de áreas a Pemex en la Ronda Cero, Pemex conserva el 59% del área de exploración y el 81% de los recursos prospectivos en aguas someras, lo que significa 7,400 MMbpce de recurso prospectivo en una superficie de 18,169 km². Esta superficie se divide en tres proyectos de inversión denominados por Pemex como Campeche Oriente, Chalabil y Uchukil (Fig. 1).

Con este antecedente, el 41% de la superficie y el 19% de los recursos prospectivos restantes corresponden a 12,755 km² y 1,775 MMbpce respectivamente, disponibles para rondas del Estado. En esta superficie disponible se tienen identificados 72 prospectos exploratorios en aguas someras (Fig. 1).

En este escenario de área y prospectos identificados disponibles, se realizó la selección de áreas contractuales para licitación o bloques para la Ronda 1. Esta propuesta consta de 14 bloques exploratorios, donde 7 bloques se encuentran en un rango de superficie de 116 a 233.2 km², 6 bloques en un rango de superficie de 308.9 a 465.6 km² y finalmente 1 bloque mayor de aproximadamente 501.3 km², con un total de cubrimiento superficial de 4,222 km² y 686.6 MMbpce de recurso prospectivo total.

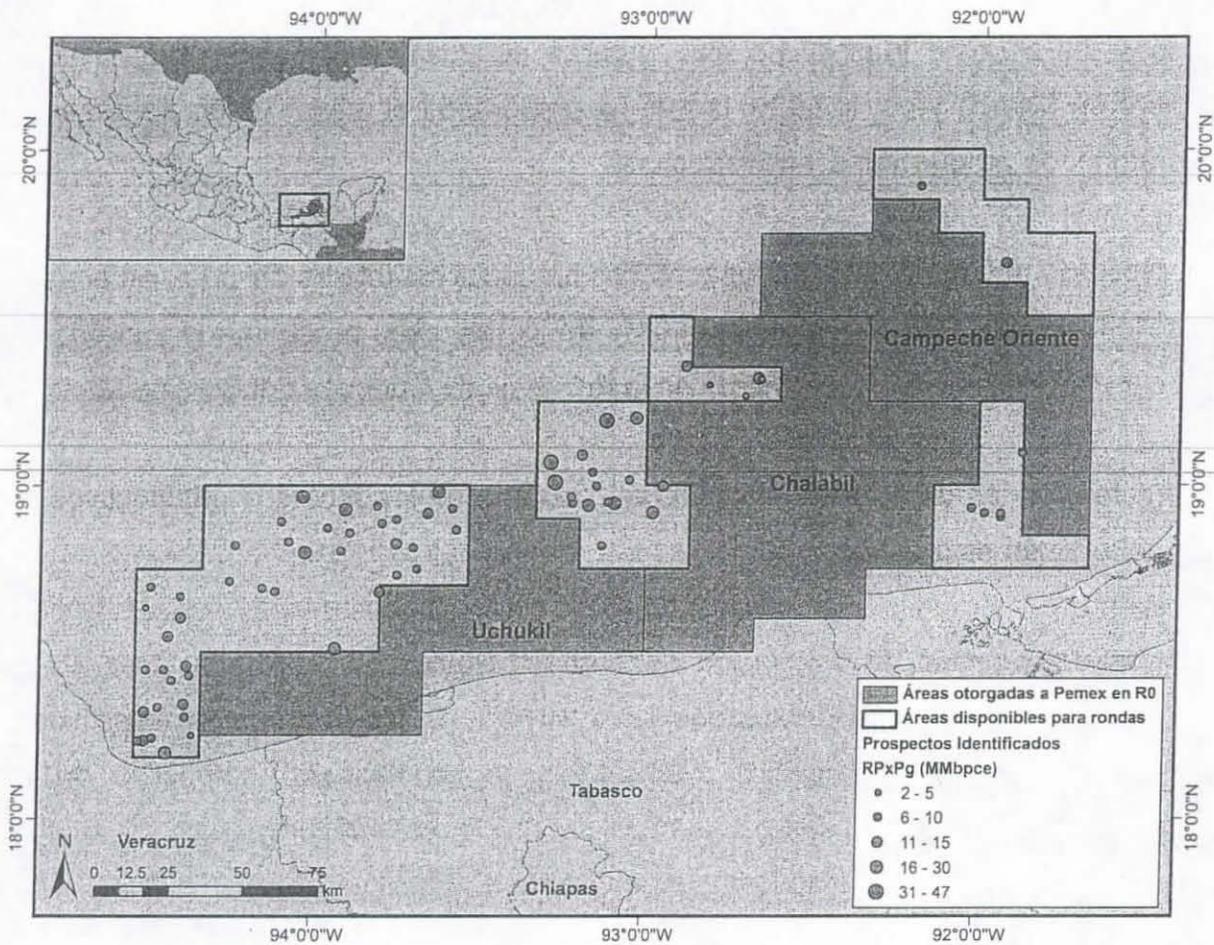


Figura 1. Mapa que muestra la distribución de las áreas otorgadas a Pemex en la Ronda Cerro de acuerdo con su proyecto de inversión administrativo, así como el área restante disponible para rondas del Estado o áreas contractuales, y los prospectos identificados restantes dentro de la superficie total de la zona correspondiente a aguas someras en la Provincia de Cuencas del Sureste Marino.

Esta propuesta de 14 bloques representa el 13% de la superficie total y el 8% del recurso prospectivo total para la zona de aguas someras de las Cuencas del Sureste Marino (Fig. 2). Las características generales de la superficie, el número de prospectos identificados, el principal tipo de hidrocarburo esperado, así como la distribución de los recursos prospectivos totales (recursos calculados con riesgo) presentes en cada bloque, se muestra en la Tabla 1.

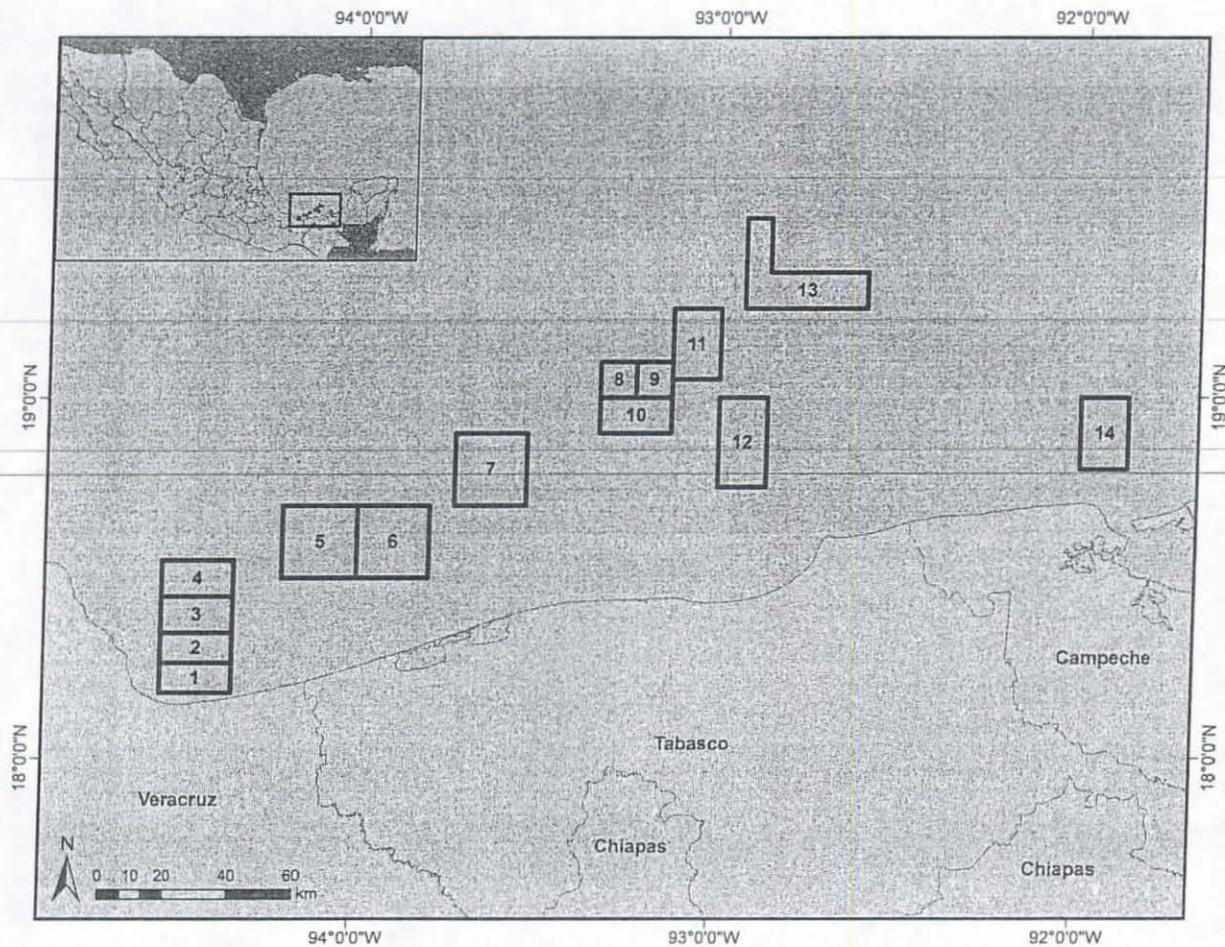


Figura 2. Mapa que muestra la localización, distribución y nomenclatura de los 14 bloques exploratorios propuestos en aguas someras para la Ronda 1.

Esta selección se realizó con base en los siguientes criterios desarrollados individualmente en este documento:

1. Sinergias con áreas exploratorias de Petróleos Mexicanos (Pemex).
2. Número de oportunidades exploratorias y recursos prospectivos identificados.
3. Estructuras geológicas.
4. Mejores prácticas internacionales en términos del área superficial de los bloques.

Handwritten signature

Tabla 1. Detalle del área, número de prospectos, principal tipo de hidrocarburo y recursos prospectivos totales (calculados con riesgo) para los 14 bloques propuestos en Aguas Someras para la Ronda 1.

Bloque	Provincia Geológica	Area (km2)	Número de Prospectos identificados	Principal tipo de Hidrocarburo	Recurso Prospectivo Total (MMbpc)
1	Salina del Istmo	194.7	5	Aceite ligero	55.6
2	Salina del Istmo	194.4	4	Aceite ligero	48.8
3	Salina del Istmo	233.2	4	Aceite ligero	41.7
4	Salina del Istmo	233.0	2	Aceite ligero	34.4
5	Salina del Istmo	465.6	2	Aceite ligero	30.3
6	Salina del Istmo	465.6	2	Aceite ligero	45.7
7	Salina del Istmo	464.8	3	Aceite ligero	39.8
8	Salina del Istmo	116.0	2	Aceite extrapesado	92.2
9	Salina del Istmo	116.0	2	Aceite extrapesado	25.9
10	Salina del Istmo	232.1	4	Aceite ligero	53.0
11	Salina del Istmo	308.9	2	Aceite extrapesado	76.7
12	Salina del Istmo	387.1	2	Aceite pesado	55.7
13	Salina del Istmo	501.3	5	Aceite pesado	56.6
14	Macuspana	309.6	3	Gas húmedo	30.2
Total		4,222	42		686.6

Las coordenadas geográficas correspondientes con los 14 bloques exploratorios propuestos se muestran en la Tabla 2.

Tabla 2. Coordenadas geográficas correspondientes a los 14 bloques propuestos en Aguas Someras para la Ronda 1.

Bloque	Vértice	Oeste (Longitud)	Norte (Latitud)	Bloque	Vértice	Oeste (Longitud)	Norte (Latitud)
1	1	94° 32' 00"	18° 16' 00"	8	1	93° 20' 00"	19° 06' 00"
	2	94° 20' 00"	18° 16' 00"		2	93° 14' 00"	19° 06' 00"
	3	94° 20' 00"	18° 11' 00"		3	93° 14' 00"	19° 00' 00"
	4	94° 32' 00"	18° 11' 00"		4	93° 20' 00"	19° 00' 00"
2	1	94° 32' 00"	18° 21' 00"	9	1	93° 14' 00"	19° 06' 00"
	2	94° 20' 00"	18° 21' 00"		2	93° 08' 00"	19° 06' 00"
	3	94° 20' 00"	18° 16' 00"		3	93° 08' 00"	19° 00' 00"
	4	94° 32' 00"	18° 16' 00"		4	93° 14' 00"	19° 00' 00"
3	1	94° 32' 00"	18° 27' 00"	10	1	93° 20' 00"	19° 00' 00"
	2	94° 20' 00"	18° 27' 00"		2	93° 08' 00"	19° 00' 00"
	3	94° 20' 00"	18° 21' 00"		3	93° 08' 00"	18° 54' 00"
	4	94° 32' 00"	18° 21' 00"		4	93° 20' 00"	18° 54' 00"
4	1	94° 32' 00"	18° 33' 00"	11	1	93° 08' 00"	19° 15' 00"
	2	94° 20' 00"	18° 33' 00"		2	93° 00' 00"	19° 15' 00"
	3	94° 20' 00"	18° 27' 00"		3	93° 00' 00"	19° 03' 00"
	4	94° 32' 00"	18° 27' 00"		4	93° 08' 00"	19° 03' 00"
5	1	94° 12' 00"	18° 42' 00"	12	1	93° 00' 00"	19° 00' 00"
	2	94° 00' 00"	18° 42' 00"		2	92° 52' 00"	19° 00' 00"
	3	94° 00' 00"	18° 30' 00"		3	92° 52' 00"	18° 45' 00"
	4	94° 12' 00"	18° 30' 00"		4	93° 00' 00"	18° 45' 00"
6	1	94° 00' 00"	18° 42' 00"	13	1	92° 56' 00"	19° 30' 00"
	2	93° 48' 00"	18° 42' 00"		2	92° 52' 00"	19° 30' 00"
	3	93° 48' 00"	18° 30' 00"		3	92° 52' 00"	19° 21' 00"
	4	94° 00' 00"	18° 30' 00"		4	92° 36' 00"	19° 21' 00"
7	1	93° 44' 00"	18° 54' 00"		5	92° 36' 00"	19° 15' 00"
	2	93° 32' 00"	18° 54' 00"	6	92° 56' 00"	19° 15' 00"	
	3	93° 32' 00"	18° 42' 00"	1	92° 00' 00"	19° 00' 00"	
	4	93° 44' 00"	18° 42' 00"	2	91° 52' 00"	19° 00' 00"	
				14	3	91° 52' 00"	18° 48' 00"
					4	92° 00' 00"	18° 48' 00"

u

mu

III. CRITERIOS DE SELECCIÓN DE ÁREAS CONTRACTUALES DE EXPLORACIÓN

1. Sinergias con áreas exploratorias de Petróleos Mexicanos (Pemex)

El primer criterio usado en la selección de las áreas contractuales para exploración o bloques exploratorios, fue que éstos se ubiquen en áreas contiguas a las áreas aledañas con las áreas exploratorias de Pemex, para dar cabida a las futuras sinergias entre los posibles operadores que realicen las actividades exploratorias y futuro desarrollo dentro de los bloques propuestos y Pemex; es decir, que la cercanía entre las áreas propicie la cooperación, el intercambio tecnológico, la transferencia del conocimiento, la implementación conjunta y uso de infraestructura entre ambas partes, que permita finalmente un mejor y más rápido desarrollo de potencial petrolero en la región.

El mapa de la Figura 3 muestra la distribución de los bloques exploratorios propuestos, respecto al área total considerada como aledaña (en achurado naranja) y la infraestructura petrolera en la región. Los bloques propuestos se encuentran aledaños a las áreas previamente otorgadas a Pemex durante el Proceso de la Ronda Cero y muy cercanos a la infraestructura petrolera existente.

La superficie de los bloques propuestos para Ronda 1, representa el 41% del área considerada como aledaña a Pemex y cercana a la infraestructura. Esta cercanía de los bloques exploratorios propuestos con las áreas otorgadas a Pemex, cumple con las condiciones necesarias para que existan actividades sinérgicas entre los futuros operadores que desarrollen actividades exploratorias en los bloques propuestos y las áreas de Pemex.

Hay que mencionar, que si bien existen otras áreas que se encuentran más aledañas a las áreas otorgadas a Pemex que algunos de los bloques propuestos, éstas no fueron seleccionadas debido a que no cumplen con los criterios de selección subsecuentes

respecto a los prospectos exploratorios o bien, con el criterio geológico-estructural o de estructuras geológicas que se menciona en apartados más adelante.

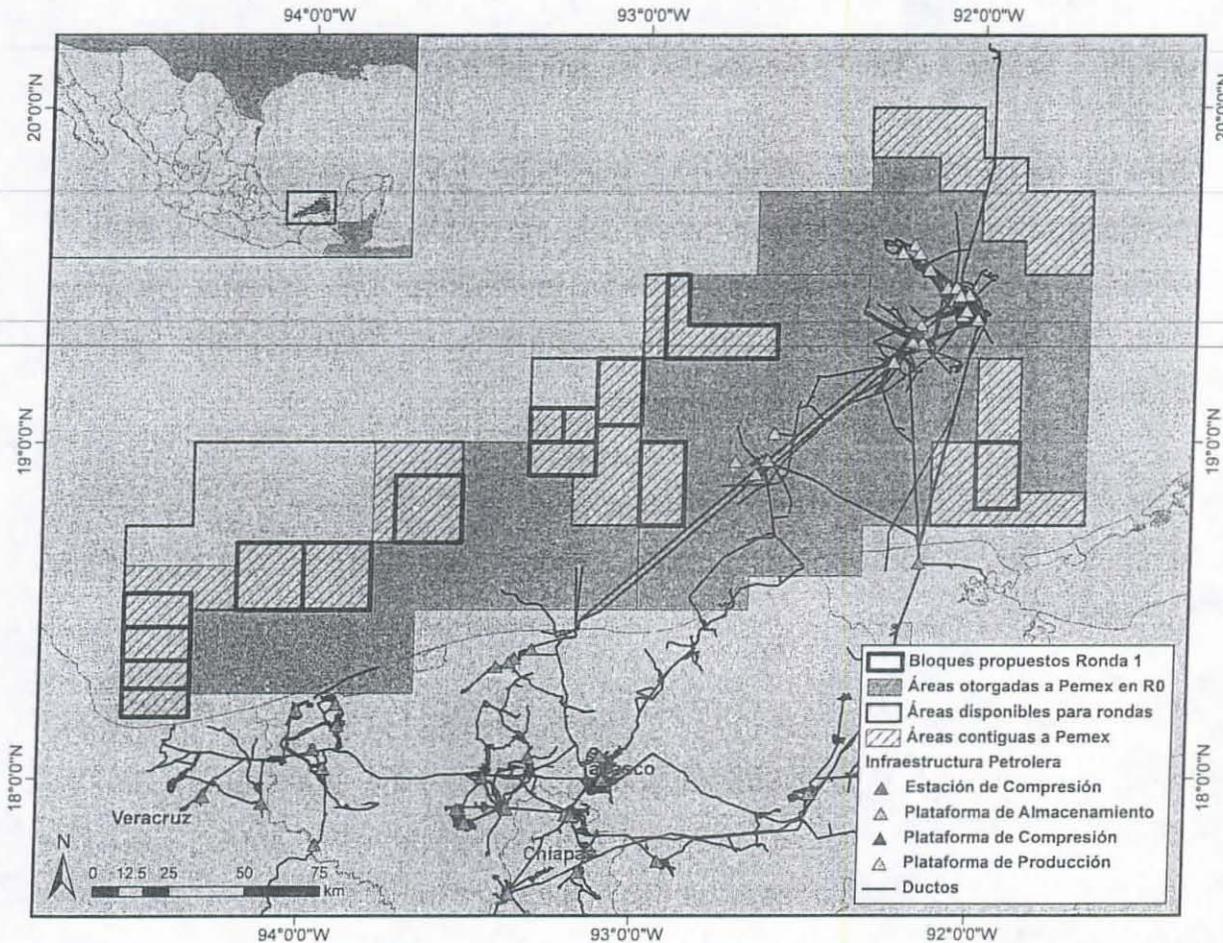


Figura 3. Mapa que muestra la ubicación y cercanía de los 14 bloques propuestos para la Ronda 1 y las áreas otorgadas a Pemex en la Ronca Cero.

2. Número de oportunidades exploratorias y recursos prospectivos identificados

Los prospectos u oportunidades disponibles después del proceso de la Ronda Cero, son en total 72. Una vez considerado el criterio de cercanía con la infraestructura y las áreas de Pemex, el siguiente parámetro importante para la elección de los bloques es la cantidad y calidad de los prospectos identificados en la región, teniendo en cuenta la combinación entre el volumen estimado de recursos prospectivos y la probabilidad estimada de éxito geológico.

En las gráficas de la Figura 4, se muestra la comparación del volumen de recursos prospectivos y probabilidades de éxito geológico de los 42 prospectos contenidos en los bloques de la Ronda 1 y los 72 prospectos identificados como disponibles.

En términos de los recursos prospectivos asociados a los prospectos en los bloques propuestos, presentan una oferta variada y con una distribución similar a la del total de prospectos disponibles para rondas; es decir, representan una muestra del potencial petrolero del área en términos de los volúmenes de hidrocarburos potenciales estimados y el tipo de hidrocarburo esperado.

Por otra parte, para el caso de la probabilidad de éxito geológico (Pg) los prospectos considerados dentro de los bloques de la Ronda 1, son aquellos con la probabilidad más alta de éxito geológico.

En la gráfica de la Figura 4, se observa que prácticamente todos los prospectos con probabilidades de éxito geológico mayores al 50% y un buen porcentaje de los prospectos con el mejor volumen de recursos prospectivos, están contenidos dentro de los bloques propuestos; los prospectos disponibles con la mejor relación riesgo/volumen están incluidos dentro de la Ronda 1 en la región de aguas someras.

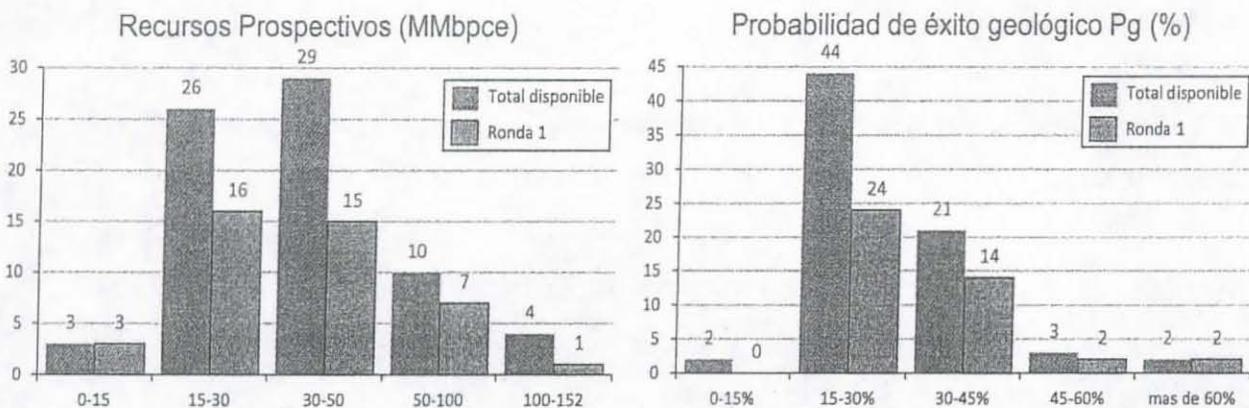


Figura 4. Gráficas comparativas de los recursos prospectivos y la probabilidad de éxito geológico (Pg) para los 72 prospectos exploratorios disponibles después de la Ronda Cero y los prospectos elegidos como parte de la propuesta de Ronda Uno. En términos de volumen de recursos representan una selección variada y representativa

del total disponible, mientras que en términos del éxito geológico, se consideraron aquellos prospectos con las probabilidades más altas.

De los 42 prospectos exploratorios incluidos en Ronda 1, 10 de estos prospectos se encuentran clasificados como pozos en busca de nuevas acumulaciones de hidrocarburos y 32 como pozos de sondeo estratigráfico. De manera general, los objetivos geológicos de estos prospectos están enfocados en los Plays Terciarios Plioceno y Mioceno; Cretácico Fracturado y algunos incluso en el Jurásico Superior Oxfordiano y Kimmerigiano.

Considerando el conjunto de prospectos incluidos en cada bloque, la Ronda 1 propuesta abarca todos los niveles estratigráficos con potencial petrolero de la región, donde se espera que 8 bloques produzcan principalmente aceite ligero, 5 aceite pesado y extrapesado y 1 gas húmedo y seco; con base en las características de los Plays objetivos y la evaluación de los prospectos en cada bloque (Tabla 3).

Con la consideración de 42 de los mejores prospectos disponibles para los bloques propuestos de la Ronda 1 y una disponibilidad suficiente de prospectos exploratorios para rondas futuras, se pretende maximizar la oportunidad de éxito exploratorio en esta región.

G
M

Tabla 3. Características generales de los prospectos contenidos en la propuesta de bloques para Ronda 1, considerando el número de objetivos por explorar y el tipo de hidrocarburo esperado en los diferentes Plays establecidos de la región de aguas someras.

Número de Bloque	Número de Prospectos	Número de objetivos	Objetivos Geológicos	Principal tipo de hidrocarburo	Recurso Prospectivo de los prospectos (MMbpc)	Probabilidad de éxito geológico ponderado (fracción)
1	5	3	Plioceno Mioceno Cretácico Fracturado	Aceite ligero	46.7	0.31
2	4	3	Plioceno Mioceno Cretácico Fracturado	Aceite ligero	40.3	0.28
3	4	3	Plioceno Mioceno Cretácico Fracturado	Aceite ligero	33.0	0.29
4	2	1	Plioceno	Aceite ligero	25.7	0.31
5	2	1	Plioceno	Aceite ligero	12.9	0.23
6	2	2	Plioceno Mioceno	Aceite ligero	28.3	0.32
7	3	1	Plioceno	Aceite ligero	22.4	0.22
8	2	2	Cretácico Fracturado Kimmerigiano	Aceite extrapesado	87.9	0.52
9	2	3	Plioceno Cretácico Fracturado Kimmerigiano	Aceite extrapesado	21.5	0.30
10	4	3	Plioceno Cretácico clurado Kimmerigiano	Aceite ligero	44.3	0.28
11	2	2	Cretácico Fracturado Kimmerigiano	Aceite extrapesado	65.1	0.38
12	2	2	Cretácico Fracturado Kimmerigiano	Aceite pesado	41.2	0.44
13	5	4	Plioceno Cretácico Fracturado Kimmerigiano	Aceite pesado	37.7	0.42
14	3	2	Plioceno Mioceno	Gas húmedo	18.6	0.18

3. Estructuras geológicas

Otro criterio importante considerado para la propuesta de los bloques exploratorios en la Ronda 1 del área de aguas someras, es la distribución, dimensión y características de las estructuras presentes en el área. Estas estructuras están relacionadas con la

evolución geológica de la Provincia de las Cuencas del Sureste desde el Jurásico Superior hasta el reciente.

Otra consideración importante, es el fuerte componente estructural de las trampas de hidrocarburos presentes en esta área. Por tal motivo, la ubicación de los campos petroleros hasta ahora descubiertos, está directamente relacionada con las estructuras de naturaleza compresional y extensional formadas durante la evolución de esta, históricamente prolifera, región petrolera de México.

El mapa de la Figura 5, muestra la distribución y características de las estructuras presentes respecto a los 14 bloques propuestos para la Ronda 1.

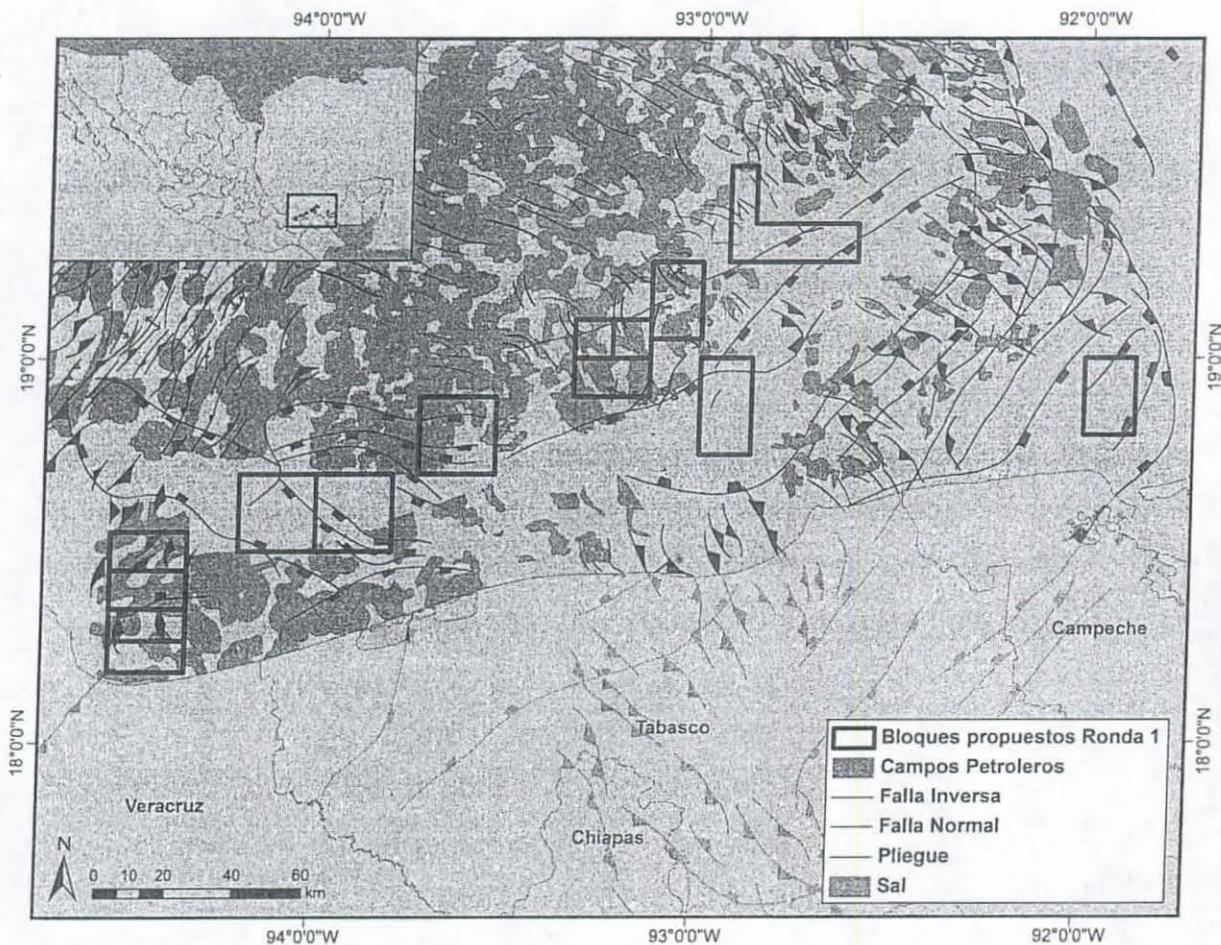


Figura 5. Mapa estructural de la zona de Aguas Someras de la Provincia de Cuencas del Sureste Marino, donde se muestra el contexto de los bloques seleccionados en Ronda 1 y los campos petroleros más importantes hasta ahora descubiertos.

Estas estructuras están primeramente relacionadas con la apertura del Golfo de México durante el Jurásico Medio, formando depresiones corticales en un régimen de tectónica *horst-graben*. Posteriormente durante el Eoceno y hasta el Mioceno, el primer evento compresional estuvo relacionado con el movimiento lateral de colisión del Bloque de Chortís en la margen Pacífica (Orogenia Chiapaneca), el cual generó sistemas de fallamiento inverso de alto relieve orientados preferencialmente con dirección NW-SE (líneas azules).

El último evento de deformación documentado en el área fue extensional, principalmente durante el Neógeno, y se caracteriza por fallas normales y lístricas de gran longitud y profundidad casi paralelas a la línea de costa, asociadas en la mayoría de los casos a desplazamiento de capas arcillosas o de sal como efecto de la carga sedimentaria de naturaleza gravitacional.

Además de los eventos tectónicos regionales, la tectónica salina juega un rol importante en esta región. Durante los primeros pulsos compresivos se inició la evacuación de los primeros cuerpos salinos, desarrollándose posteriormente grandes lenguas y canopies de sal dentro de las rocas del Neógeno.

En este contexto, toda la secuencia Mesozoica y parte de las rocas del Paleógeno están afectadas por las estructuras compresivas asociadas con el evento Chiapaneco, las cuales están fuertemente relacionadas con la presencia de sal que funcionó como despegue inferior y en ocasiones los anticlinales presentes tienen núcleo salino.

Estos factores controlaron la gama de trampas combinadas a las cuales están relacionados los campos petroleros más importantes de la región. Hacia el suroeste del área se tienen estructuras plegadas que posteriormente fueron redefinidas y rotas por la sal alóctona, conformando trampas estructurales y combinadas que forman acuíferos arenosos contra diapiros o paredes de sal, trampas asociadas a estructuras dómicas con fallamiento normal, originadas por empuje salino y trampas definidas por estructuras homoclinales con cierres contra fallas normales contrarregionales, asociadas a la evacuación de sal.

De acuerdo con este antecedente, los bloques propuestos cubren superficialmente los diferentes tipos de estructuras presentes en la región, variando su tamaño de acuerdo con las dimensiones de las estructuras documentadas según su tipo y con base en la información disponible.

Los bloques de mayor tamaño tratan de abarcar razonablemente a las estructuras más grandes (generalmente asociadas con fallas normales y pliegues alargados), y los bloques de menor tamaño a las estructuras que forman trampas asociadas con cuerpos salinos y estructuras compresionales (fallas inversas) locales.

Otro factor importante a considerar en este caso es la cantidad, calidad y claridad de la información y los modelos geológico-estructurales realizados anteriormente, derivados principalmente de interpretaciones y análisis sísmicos. La Tabla 4 muestra un resumen de las estructuras identificadas y el tipo de trampas presentes en cada bloque.

Aquellas áreas donde el grado de conocimiento y certidumbre es menor (y por lo tanto el riesgo es mayor), se propusieron con áreas superficiales mayores, dado el nivel de trabajo exploratorio necesario a realizar para tratar de mejorar el nivel de conocimiento en estas áreas, y así reducir su nivel de riesgo como parte de las actividades a realizar por parte de los operadores en el marco de la Ronda 1 propuesta para esta región.

U
M

Número de Bloque	Tipo de trampa	Número de estructuras visualizadas	Dominio tectónico
1	Estratigráfica, Estructural y Combinada	5	Compresional y Salino; Acuñaamiento de facies
2	Estructural y Estratigráfica	5	Compresional, Extensional y Salino
3	Estructural y Combinada	4	Extensional, Compresional y Salino
4	Estructural y Combinada	6	Compresional y Salino
5	Estructural	3	Extensional
6	Estructural y Combinada	4	Extensional y Salino
7	Estructural y combinada	5	Extensional y Salino
8	Estructural	2	Compresional y Salino
9	Estructural y Combinada	3	Estensional y Salino
10	Combinada y Estructural	5	Compresional y Salino
11	Estructural	5	Compresional y Salino
12	Estructural	3	Extensional y Compresional
13	Estructural y Combinada	9	Compresional, Extensional y Salino
14	Combinada	3	Extensional

Tabla 4. Tipo de trampa, estructuras visualizadas con la información disponible y dominio tectónico presente en cada bloque propuesto para la Ronda 1.

4. Mejores prácticas internacionales en términos del área superficial de los bloques

Para seleccionar el caso en otros países a efectos comparativos, que funcionen como ejemplos de mejores prácticas respecto al tamaño adecuado de bloques exploratorios, se consideró el caso de diferentes países de acuerdo a la complejidad, tirantes de agua, nivel de conocimiento y características de las regiones donde se han ofrecido bloques exploratorios en licitación.

La Provincia de las Cuencas del Sureste Marino en México es un área históricamente productiva, donde la mayoría de los Plays presentes en la zona han sido probados y caracterizados detalladamente. Además, cuenta con infraestructura petrolera funcional que permite un acceso adecuado a los mercados de hidrocarburos (Fig. 3).

Comparando el tamaño de los bloques propuestos respecto a diversos países considerados como relevantes por contar con zonas relativamente maduras, con infraestructura cercana y considerando el tirante de agua (como por ejemplo Angola, Reino Unido, Dinamarca, Noruega, Brasil, Italia y Holanda), el tamaño promedio de sus bloques en aguas someras (profundidades de menos de 500 m) es similar a los propuestos en la Ronda 1 para México (Fig. 6).

En este caso, 5 bloques se ajustan a las prácticas realizadas por países como Holanda, Reino Unido, Brasil y Dinamarca, con tamaños de hasta 230 km². Sin embargo, existen otros países donde el tamaño de los bloques es notablemente mayor al promedio antes mencionado, como es el caso de Angola, Italia, Noruega y Holanda, en los que el tamaño de los bloques es superior a 230 km² y pueden llegar hasta 400 km² (Fig. 6).

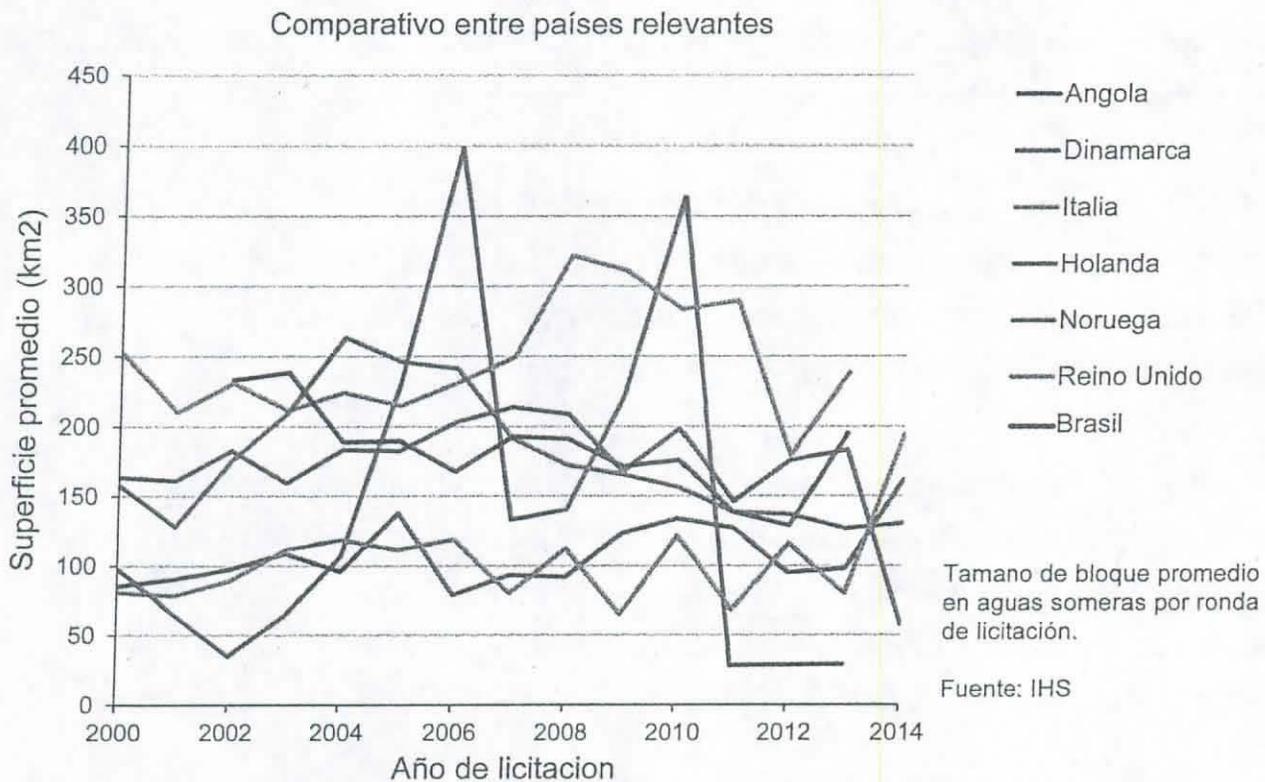


Figura 6. Gráficas comparativas de tamaños de bloque promedio en aguas someras para países como Angola, Dinamarca, Italia, Holanda, Noruega, Reino Unido y Brasil de acuerdo con el año de la licitación de los bloques, con grandes variaciones de acuerdo al país y generalmente mayores a 150 km².

En el caso específico de México y a pesar del desarrollo petrolero que se tiene en la Provincia de las Cuencas del Sureste Marino, aún se tienen algunas áreas rezagadas por la falta de la aplicación de tecnologías adecuadas en términos exploratorios.

La actividad de perforación se ha concentrado principalmente hacia la zona noreste de las Cuencas del Sureste Marino, donde se tienen los principales campos productores del país y existe una disminución de la intensidad en las actividades hacia las zonas con intensa afectación salina, derivado de la complejidad estructural en estas zonas y los procesos especiales necesarios para mejorar la imagen sísmica (Fig. 7).

Teniendo presente lo anterior, el tamaño de bloques propuesto considera además de 10 bloques exploratorios con alto potencial prospectivo y dimensiones similares a las comúnmente establecidas en las prácticas de otros países en aguas someras, 4 bloques con dimensiones en un rango de 465-501 km², que tienen como objetivos Plays con alto riesgo o bien, presentan carencia de caracterización o información sísmica.

u Esta diferencia en superficie para los 4 bloques exploratorios mayores, obedece a una necesidad mayor de reducir el riesgo exploratorio en estas zonas con alto potencial y/o carente de la adquisición y procesamiento sísmico suficiente, que finalmente permita una caracterización del subsuelo más adecuada en estas zonas.

La propuesta de bloques para la Ronda 1 no sólo incluye áreas que se ajustan con las prácticas realizadas en otros países, sino también una minoría de áreas con alto potencial petrolero que necesitan mayor desarrollo a través de la aplicación de tecnologías de vanguardia. Con la propuesta de áreas superficiales mayores en este tipo de zonas, se espera que los futuros operadores desarrollen el potencial y se dé valor agregado a los bloques.

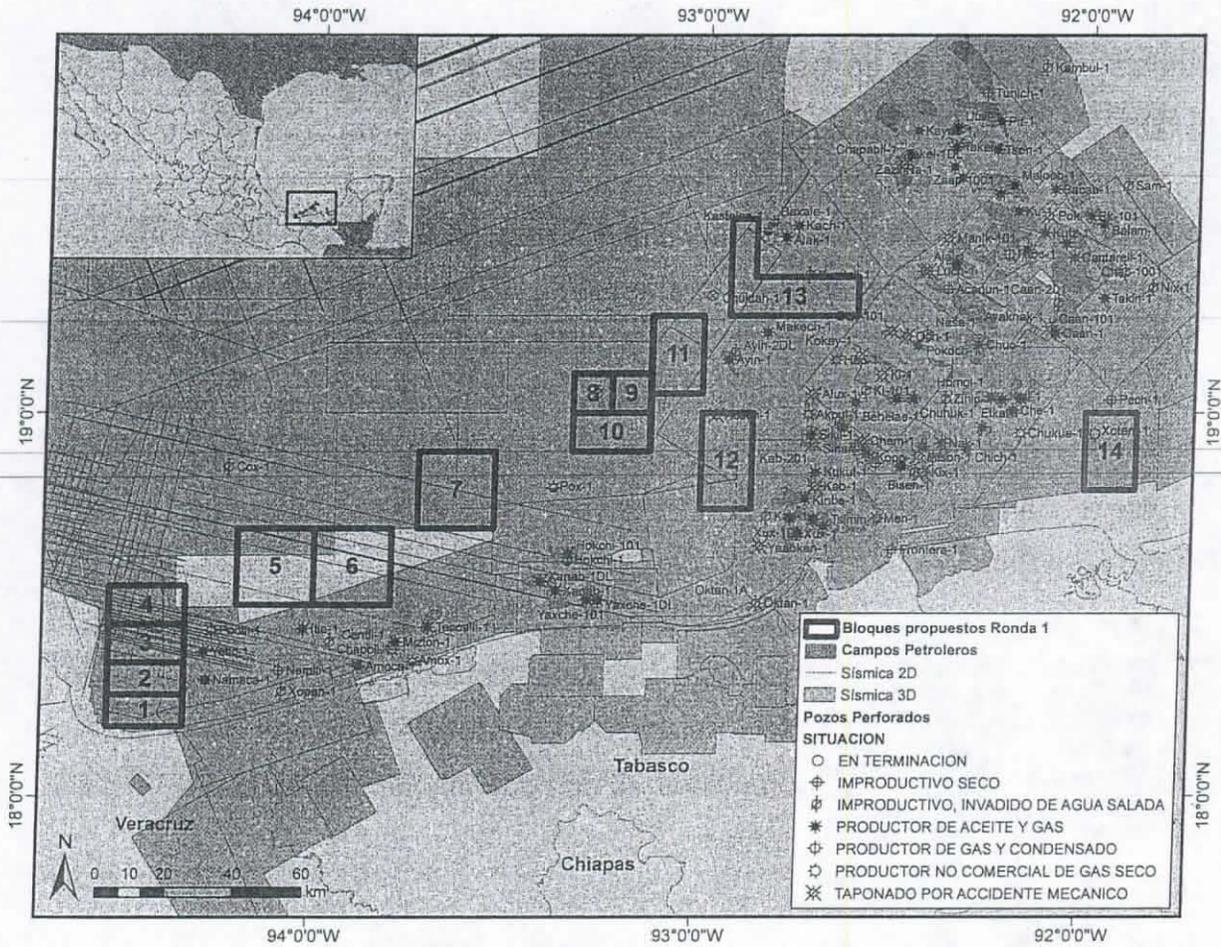


Figura 7. Mapa que muestra la intensidad de la actividad exploratoria en la región de aguas someras en términos de adquisición sísmica 2D, 3D y perforación de pozos exploratorios. La propuesta de Ronda 1 considera bloques con alto potencial y superficie mayor donde se considera necesario se adquiera información sísmica o se apliquen tecnologías de vanguardia, que permitan un desarrollo adecuado del potencial petrolero en este tipo de bloques.

IV. COMENTARIOS FINALES

Los bloques exploratorios para la región de aguas someras de las Cuencas del Sureste Marino, propuestos por la Comisión, representan una selección de áreas que considera criterios técnicos-geológicos, estratégicos, económicos y de potencial petrolero.

Los criterios fundamentales que se siguieron para la elección de los bloques, priorizados (en ese orden), fueron la posibilidad de crear sinergias entre Pemex y los futuros operadores, la calidad de los prospectos exploratorios contenidos en los bloques, los criterios geológico-estructurales y finalmente el criterio comparativo de las

mejores prácticas internacionales. La Comisión considera los criterios anteriores como suficientes en la elección de las áreas contractuales de exploración para ser incluidas en la Ronda 1 de licitación.

La ubicación, número de prospectos y cubrimiento superficial de estructuras que se tiene para cada bloque permitirá el mejoramiento del conocimiento y un avance en el desarrollo del potencial de la región. La ubicación contigua de los bloques a las áreas otorgadas a Pemex en el marco de la Ronda Cero facilita que se realicen sinergias entre Pemex y las compañías que realizarán trabajo exploratorio en la misma región, con miras a que existan acuerdos de cooperación mutuos que fortalezcan a la empresa productiva del Estado.

Además, la oferta variada en términos de dimensiones superficiales de los bloques, propicia un nivel de competencia balanceado durante el proceso de licitación, que resultará de interés para diferentes tipos de compañías operadoras con especialidades y capacidades de inversión diferentes.

Es importante resaltar que la variación superficial propuesta de los bloques da oportunidad para que exista participación por parte de compañías operadoras mexicanas de reciente formación en el marco de la Reforma Energética y también que exista implementación de nuevas tecnologías exploratorias por parte de operadores con más experiencia, en aquellas áreas con algún grado de rezago, pero que resultan muy atractivas por su alto potencial petrolero.

Igualmente, con base en los costos estimados y los perfiles de producción, se seleccionaron las áreas de exploración que resultan en los mayores ingresos para el Estado.

En esta propuesta de primer Ronda de licitación en México se incluyen los prospectos identificados con la mejor relación de volumen/riesgo. Sin embargo, se mantienen áreas con prospectos interesantes para las futuras rondas de licitación.



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

Elaboró

M. en C. Christian Uriel Moya García

Director de Área

Validó

Dr. Felipe Ortuño Arzate

Director General de Evaluación del Potencial
Petrolero